

Gutachten

Umweltauswirkungen von Fracking bei der
Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen
aus unkonventionellen Lagerstätten:
Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächen-
gewässer

2021

Auftraggeber

**Bundesministerium für Bildung und Forschung
Heinemannstr. 2
53175 Bonn**

Herausgeber

**Expertenkommission Fracking
Geschäftsstelle Expertenkommission Fracking
Projekträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH
Zimmerstr. 26-27
10969 Berlin
ptj-expkom-fracking@fz-juelich.de
<https://expkom-fracking-whg.de/start>**

Durchführung der Studie

**ahu GmbH Wasser · Boden · Geomatik
Kirberichshofer Weg 6
52066 Aachen
www.ahu.de**

Autoren

Dr. Michael Denneborg

Projektleitung, Projektbearbeitung

Dr. Tomas Feseker

Projektbearbeitung

Dipl.-Geol. Frank Müller

Qualitätssicherung

Gutachten

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten: Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächengewässer

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	6
1 Anlass, Aufgabenbeschreibung, Verständnis der Aufgabe, Vorgehen	15
1.1 Anlass	15
1.2 Aufgabenbeschreibung	16
1.3 Berichtsgliederung	17
1.4 Verwendung von Fachbegriffen	18
2 Erläuterung des methodischen Ansatzes	19
2.1 Überblick	19
2.2 Projektphasen von unkonventionellen Fracking-Vorhaben	20
2.3 Geosysteme und Gefährdungspfade	21
2.4 Monitoringkonzeption	23
3 Gesetzliche Anforderungen an das Monitoring von Fracking-Vorhaben in Deutschland	25
3.1 Fracking-Gesetz	25
3.2 Wasserhaushaltsgesetz (WHG)	25
3.3 Allgemeine Bundesbergverordnung (ABergV)	26
3.4 Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau)	26
3.5 Weitere Anforderungen an den Bohrlochbergbau	26
3.6 Europäische Richtlinien und Empfehlungen	27
3.6.1 Standortauswahl	27
3.6.2 Standorterkundung	28
3.6.3 Empfehlungen der EU-Kommission zum Fracking	28
3.7 Fazit	30

4	Ausgewählte globale Geosysteme Schiefergas und Kohleflözgas	32
4.1	Schiefergas	32
4.1.1	USA	33
4.1.1.1	Vorkommen	33
4.1.1.2	Förderung	34
4.1.1.3	Geosysteme	35
4.1.2	Polen	35
4.1.3	Großbritannien	36
4.1.4	Irland	37
4.1.5	Australien	37
4.1.6	China	37
4.1.7	Deutschland	38
4.1.7.1	Vorkommen	38
4.1.7.2	Geosysteme	38
4.1.7.3	Vergleichbarkeit	41
4.2	Kohleflözgas	42
4.2.1	Australien	42
4.2.2	USA	43
4.2.3	Kanada	45
4.2.4	Deutschland	45
4.2.4.1	Vorkommen und Geosystem Münsterländer Becken	45
4.2.4.2	Vergleichbarkeit	46
5	Projektphasen von unkonventionellen Fracking-Vorhaben	47
5.1	Projektphase Standortauswahl	47
5.1.1	Empfehlungen der EU-Kommission	47
5.1.2	Internationale Vorgehensweisen	48
5.1.3	Defizitanalyse Standortauswahl	48
5.2	Projektphase Standorterkundung	48
5.2.1	Empfehlungen der EU-Kommission	48
5.2.2	Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP)	49
5.2.3	Baseline Monitoring	50
5.2.3.1	Schiefergas USA	50

5.2.3.2	Baseline Monitoring Schiefergas Kanada	53
5.2.3.3	Baseline Monitoring Kohleflözgas Australien	53
5.2.3.4	Baseline Monitoring Schiefergas Irland	55
5.2.3.5	Baseline Monitoring Schiefergas Großbritannien	55
5.2.3.6	Baseline Monitoring Schiefergas Polen	57
5.2.4	Defizitanalyse Standorterkundung / Baseline Monitoring	57
5.2.5	Hinweise für ein geeignetes Monitoring	59
5.3	Projektphase Betrieb und Fracking	59
5.3.1	Empfehlungen der EU-Kommission	60
5.3.2	Sonstige Regelwerke, Anforderungen und Empfehlungen	61
5.3.3	Bohrplätze	62
5.3.4	Bohrlochausbau	64
5.3.5	Unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten	65
5.3.5.1	Oberflächennahe Freisetzung von Flüssigkeiten (spills)	65
5.3.5.2	Bedeutung der Bohrlochintegrität für die unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten	66
5.3.6	Durchführung des Frackings	67
5.3.6.1	Technologische Grundlagen	67
5.3.6.2	Ausbreitung der Fracs	68
5.3.6.3	Druckmessungen	68
5.3.6.4	Überwachung des Fracs durch Mikroseismik	69
5.3.6.5	Wie lang ist ein Frac?	69
5.3.6.6	Besonderheiten beim Fracking von Kohleflözgaslagerstätten	70
5.3.6.7	Schlussfolgerungen für Fracking unkonventioneller Lagerstätten in Deutschland	70
5.3.7	Wasserverbrauch	71
5.3.7.1	Wasserverbrauch bei Schiefergasförderung	71
5.3.7.2	Wasserverbrauch bei der Kohleflözgasförderung	72
5.3.8	Tiefenlage des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten	72
5.3.9	Horizontale und vertikale Mindestabstände zu empfindlichen Nutzungen und Schutzgütern	72
5.3.10	Vergleichbarkeit der Abstandsregelungen in deutschen und US-amerikanischen Schiefergas-Geosystemen	74

5.3.11	Vergleichbarkeit der Abstandsregelungen in deutschen und internationalen Kohleflözgas-Geosystemen	75
5.3.12	Verwendung von chemischen Stoffen und Wasser	75
5.3.12.1	Anforderungen der EU-Kommission	75
5.3.12.2	Einsatz der Frac-Zusätze	76
5.3.12.3	Transparenz der eingesetzten Frac-Zusätze	78
5.3.12.4	Toxizität der eingesetzten Frac-Zusätze	78
5.3.12.5	Reduzierung der Anzahl der eingesetzten Wirkstoffe	79
5.3.12.6	Reduzierung der eingesetzten Wirkstoffmengen	79
5.3.12.7	Aufbereitung und Wiederverwendung von Flowback und gefördertem Wasser	80
5.3.13	Defizitanalyse Betrieb und Fracking	81
5.3.14	Hinweise für ein Monitoring	82
5.4	Projektphase Abschluss und Nachsorge	83
5.4.1	Anforderungen der EU-Kommission	83
5.4.2	USA	83
5.4.3	Defizitanalyse Nachsorge	84
5.4.4	Hinweise für ein geeignetes Monitoring	84
6	Grundsätzliche Risiken des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten	86
6.1	Internationale Risikoeinschätzungen	86
6.2	Bedeutung der Pfadgruppen und Gefährdungspfade für ein Monitoring in Deutschland	87
7	Empfehlungen für eine übergreifende Monitoringstruktur in Deutschland	89
7.1	Einstieg in einen Monitoringprozess	91
7.2	Zusammenhang zwischen Systemerkundung und Monitoring	91
7.3	Empfehlungen für die Standorterkundung	94
7.3.1	Systemerkundung	94
7.3.2	Beispiel für eine Systemerkundung einer Kohleflözgaslagerstätte (Bohrung zur Erkundung ohne Frac)	95
7.3.3	Empfehlungen für ein geeignetes Baseline Monitoring	97
7.4	Empfehlungen für ein geeignetes Monitoring Betrieb und Fracking	97
7.5	Empfehlungen für ein geeignetes Monitoring in der Projektphase Abschluss und Nachsorge	98

Literaturverzeichnis	99
Glossar	115
Abkürzungsverzeichnis	118

Kurzfassung

Anlass und Aufgabenstellung

Am 11. Februar 2017 sind die gesetzlichen Neuregelungen zum Fracking in Deutschland in Kraft getreten. Mit Ausnahme von bis zu vier Erprobungsmaßnahmen gilt ein unbefristetes Verbot für sog. unkonventionelles Fracking in Schiefer-, Mergel-, Ton- und Kohleflözgestein. Für konventionelle Fracking-Vorhaben im Tight Gas, die in Deutschland bereits seit den 1960er-Jahren durchgeführt werden, gelten erhebliche Einschränkungen in sensiblen Gebieten wie Trinkwasserschutzzonen. Zur wissenschaftlichen Begleitung der Erprobungsmaßnahmen hat die Bundesregierung eine unabhängige Expertenkommission eingesetzt. Die Expertenkommission Fracking hat auch die Aufgabe, den Bundestag jährlich über aktuelle Entwicklungen beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten zu unterrichten. Da in Deutschland hierzu keine relevanten Erfahrungen vorliegen, hat die Expertenkommission Fracking drei Gutachten zu verschiedenen Aspekten des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten in Auftrag gegeben. Das vorliegende Gutachten befasst sich mit der Aufgabe, anhand der internationalen Literatur der letzten Jahre den aktuellen Stand zum Monitoring von Fracking-Vorhaben in unkonventionellen Lagerstätten in Bezug auf Grundwasser und Oberflächengewässer zu recherchieren, zusammenfassend darzulegen und zu bewerten, ob und wie diese internationalen Erfahrungen auf deutsche Standorte übertragbar sind. Schwerpunkt ist die amerikanische Literatur, da bis zum Jahr 2020 in den USA ca. 2 Millionen Fracs durchgeführt wurden und gerade in den letzten Jahren das Fracking in den USA weiterentwickelt wurde.

Methodische Grundlagen

Das vorliegende Gutachten orientiert sich an den vier Projektphasen eines Fracking-Vorhabens, den möglichen Gefährdungspfaden in Abhängigkeit von den Geosystemen sowie an einem strukturierten Monitoringprozess. Die Beziehungen zwischen den Projektphasen des Fracking-Vorhabens, den Gefährdungspfaden in den Geosystemen und den Elementen des Monitoringprozesses sind in Abbildung K-1 dargestellt.

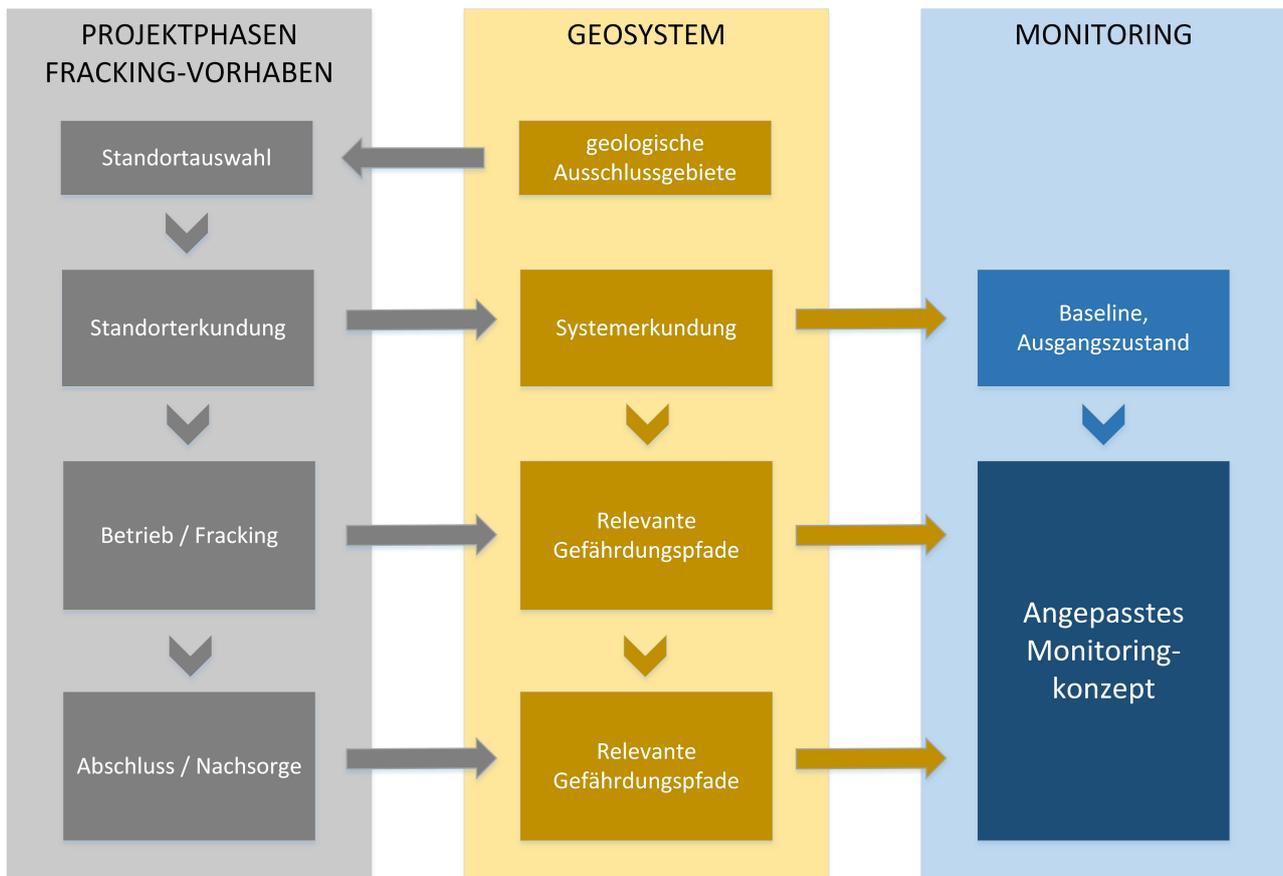


Abbildung K-1: Zusammenhang zwischen einem Fracking-Vorhaben, den Geosystemen und dem Monitoring

Bereits bei der Standortauswahl können aufgrund der Geosysteme Ausschlussgebiete festgelegt werden (z.B. Erdbebenrisikogebiete, Auftreten von tiefgreifenden Störungen, Verbreitung regionaler Grundwasserfließsysteme). Bei der Standorterkundung stehen die Erfassung der hydrogeologischen Wirkungszusammenhänge mit den möglichen Gefährdungspfaden und die Beschreibung des Ausgangszustands (Baseline Monitoring) auf der Grundlage örtlicher Erkundungen und numerischer Standortmodelle im Vordergrund.

Bei Fortsetzung eines Vorhabens erfolgt in der Betriebsphase ein angepasstes Monitoring der relevanten Gefährdungspfade durch örtliche Erkundungen und Messungen und ggf. mit Hilfe eines numerischen Standortmodells im Vergleich zum Ausgangszustand.

In der Nachsorgephase erfolgt ein angepasstes Monitoring der relevanten Gefährdungspfade und der Summen- und Langzeitwirkungen ggf. mit Hilfe numerischer Regionalmodelle im Vergleich zum Ausgangszustand.

Die relevanten Pfadgruppen zeigt Abbildung K-2. Als ein vierter Aspekt sind die Summen- und Langzeitwirkungen vieler Fracs in einer Region zu betrachten.

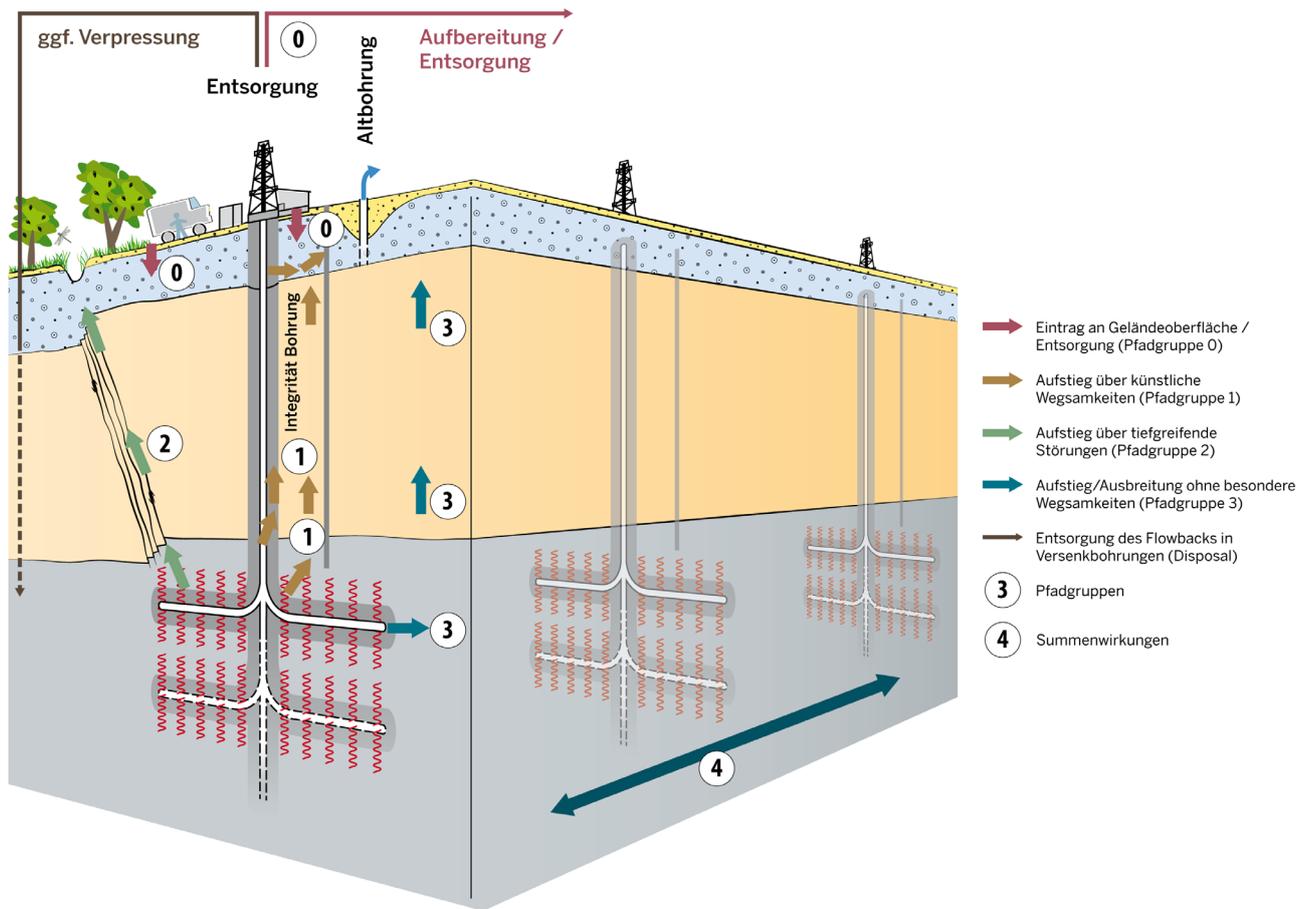


Abbildung K-2: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade in der Risikobetrachtung (MKULNV, 2012, verändert)

Die Strukturierung der Monitoringprozesse in den letzten drei Betriebsphasen gemäß Abbildung K-1 zeigt Abbildung K-3. Monitoring wird hier als ein systematisches und alle Projektphasen und Monitoringfelder übergreifendes Überwachungs- und Steuerungsinstrument in einem Kreislaufprozess verstanden. Der Monitoringprozess hat die vier Kernelemente: Ziele, Indikatoren, Bewertungssystem und Handlungsoptionen.

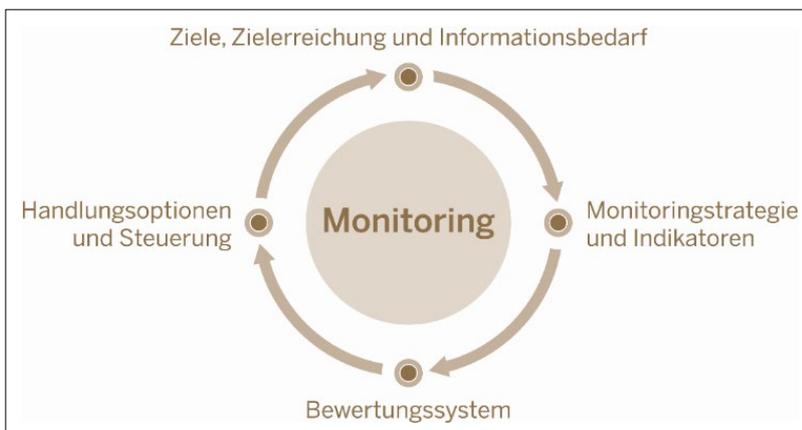


Abbildung K-3: Monitoringkreis (MKULNV, 2012)

Aufbau des Gutachtens

Im vorliegenden Gutachten werden zunächst der methodische Ansatz und die gesetzlichen Anforderungen an das Monitoring von Fracking-Vorhaben in unkonventionellen Lagerstätten erläutert. Eine Auswahl wichtiger globaler Geosysteme, in denen unkonventionelle Lagerstätten durch Fracking erschlossen werden, wird vorgestellt und mit den entsprechenden Geosystemen in Deutschland verglichen, bevor die Ergebnisse der internationalen Literaturstudie zum Monitoring erläutert und hinsichtlich der Übertragbarkeit der Maßnahmen auf Deutschland bewertet werden. Darüber hinaus werden internationale Einschätzungen der mit dem Fracking von unkonventionellen Lagerstätten verbundenen Risiken dargestellt. Das Gutachten schließt mit Empfehlungen für die Struktur eines Monitoringprozesses in Deutschland.

Ergebnisse der Literaturrecherche

Globale Geosysteme für Schiefergas und Kohleflözgas

Internationale Erfahrungen können nur auf Deutschland übertragbar sein, wenn auch die hydrogeologischen und tektonischen Eigenschaften der Geosysteme und Lagerstätten sowie die vermutlich anzuwendenden Fracking-Technologien vergleichbar sind.

Die Analyse der Geosysteme ergibt, dass die Geosysteme Schiefergas in den USA, Australien und Kanada vielfach ähnlich wie in Deutschland aufgebaut sind. Es handelt sich überwiegend um große Sedimentbecken mit unterschiedlichen Deckgebirgsaufbauten (Sande, Tone, untergeordnet Salze). Die Lagerstätten liegen in Tiefen von wenigen Hundert bis mehreren Tausend Metern Tiefe. In Deutschland sind bereichsweise eine höhere tektonische Beanspruchung und das Auftreten von tiefgreifenden Störungen zu vermuten. Sicher anzunehmen ist dies für die potenziellen Schiefergasvorkommen im Rheinischen Schiefergebirge (Hangende Alaunschiefer). Hierzu finden sich – auf Basis der gesichteten Literatur – global keine unmittelbar vergleichbaren Lagerstätten.

Die erschlossenen Kohleflözgaslagerstätten in Australien und in den USA sind i.d.R. deutlich flacher als die potenziell größte Lagerstätte in Deutschland im Münsterländer Becken. Es gibt in den USA und vor allem in Australien auch tiefer liegende Vorkommen, die mit dem Münsterländer Becken vergleichbar wären; allerdings wurden diese bislang kaum erkundet oder ausgebeutet.

Projektphase Standortauswahl

Für die USA, Australien und Kanada konnten in der herangezogenen internationalen Literatur keine vergleichbaren Regelungen gefunden werden, wie sie für die EU und damit auch für Deutschland zur Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) im Vorfeld eines Vorhabens gelten: Dies betrifft beispielsweise die Festlegung von Ausschlussgebieten bei der Standortwahl und den Aufbau von Standort- und Regionalmodellen zur Standorterkundung und zur späteren Begleitung des operativen Monitorings. Ebenso gibt es in den USA keine national verbindlichen und gesetzlich geregelten vertikalen und horizontalen Mindestabstände zwischen den Bohrplätzen, Förderbohrungen und Schutzgütern.

Die Definition des Schutzgutes Grundwasser bezieht sich in den USA, Kanada und Australien immer auf die Nutzbarkeit, so dass tiefere saline Grundwasserleiter (Formationswässer) per se von Untersuchungen ausgeklammert sind.

Projektphase Standorterkundung

In Europa macht die Richtlinie 85/337/EWG zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) Vorgaben im Hinblick auf Art und Umfang des UVP-Prozesses. In Bezug auf Fracking-Vorhaben wurde eine UVP in Lancashire (Großbritannien) durchgeführt. Für die USA, Australien und Kanada konnten in der herangezogenen internationalen Literatur keine vergleichbaren Standards wie eine UVP-Prüfung für Fracking-Vorhaben gefunden werden.

In den USA gibt es in der Regel keine einheitlichen staatlichen Anforderungen an ein Baseline Monitoring¹. Das Baseline Monitoring und auch das operative Monitoring in den USA beschränken sich in der Regel auf wenige Untersuchungen im Nahbereich einer Bohrung (333 bis 666 m) mit dem Schwerpunkt auf Hausbrunnen und Oberflächengewässer sowie – falls vorhanden – flache Grundwassermessstellen.

Da in den USA mittlerweile mehrere Millionen Bohrungen und fast 2 Millionen Fracs durchgeführt wurden, ist ein Voreingriffszustand in der Regel nicht mehr erkundbar. Die naheliegendsten Untersuchungen sind deshalb meist hydrochemische Charakterisierungen verschiedener Grund- und Oberflächenwässer in Hausbrunnen und Quellen für die öffentliche Wasserversorgung nach Beginn der Fracking-Aktivitäten. Grundwassermessstellen werden in der Regel nicht errichtet. Diese werden dann mit der Zusammensetzung des Flowbacks und – falls vorliegend – mit den Formationswässern verglichen. Diese Untersuchungen werden häufig als Baseline Monitoring bezeichnet. Ein ähnliches Vorgehen wird auch in Australien praktiziert.

Das bislang umfangreichste Baseline Monitoring wurde in Zusammenhang mit der o.g. Umweltverträglichkeitsstudie für einen Frac-Standort in Lancashire (Großbritannien) durchgeführt, auch wenn das tiefe (salinare) Grundwasser dabei nicht näher betrachtet wurde.

Projektphase Betrieb und Fracking

Es liegen weltweit und auch national zahlreiche Erfahrungen (*best practice*) und Regelwerke zur Bohrplatzgestaltung, zur betrieblichen Überwachung und zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen vor. Weltweit gibt es auch einschlägige Erfahrungen und Regelwerke zur Gewährleistung und Überwachung der Bohrlochintegrität (*safety by design*).

Viele dieser Erfahrungen und Regelungen zur Minimierung oder Vermeidung der Umweltauswirkungen des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten wurden auch von der Öl- und Gasindustrie erarbeitet (z.B. „*Golden Rules*“, IEA, 2012). Zusammengefasst werden übereinstimmend immer wieder folgende, zu berücksichtigende Punkte genannt:

¹ Baseline Monitoring ist eine Ersterhebung/Literaturlauswertung aller relevanten Umweltparameter vor Projektbeginn, um die Bandbreite der verschiedenen Systemparameter zu erfassen. Anhand dann zu definierender Referenzwerte und Bandbreiten kann im späteren Monitoring eine mögliche Veränderung bewertet werden.

- Beteiligung aller Stakeholder auf allen Planungsebenen,
- Baseline-Erhebungen und fortlaufendes Monitoring aller relevanten Umweltindikatoren,
- Veröffentlichung aller Daten (u.a. Wasserverbrauch, Fluidzusammensetzungen, Fluidbilanzen, Methanemissionen),
- Risikomanagement,
- Frac-Kontrolle,
- Mindestabstände zu Grundwasserleitern,
- Maßnahmen zur Verhinderung und Begrenzung von Unfällen und Verunreinigungen,
- Minimierung des Verbrauchs von Frac-Fluiden und Wasser sowie der Luftbelastungen durch Fahrzeuge und Aggregate,
- Verringerung des Risikos von Erdbeben durch sorgfältige Standortauswahl und Frac-Design,
- geordnete Entsorgung des Flowbacks, der Prozesswässer und Bohrschlämme,
- Berücksichtigung globaler und akkumulierender Effekte.

Das Fracking unkonventioneller Lagerstätten hat sich in den letzten Jahren erheblich weiterentwickelt („Fracking 2.0“). An aktuellen Bohrplätzen werden bis zu 30 (und mehr) horizontale Bohrungen mit bis zu 10 km Länge niedergebracht. Der Fracking-Vorgang ist durchgehend computergesteuert und wird mit einer Vielzahl von Sensoren und gemessenen Parametern online überwacht. Im Ergebnis kann die Entwicklung eines Fracs oder eines Frac-Feldes sehr genau vorhergesagt und gesteuert werden. Die horizontale und vertikale Frac-Ausbreitung ist auf maximal ca. 600 m begrenzt, so dass die erforderlichen Mindestabstände zu Schutzgütern und Wegsamkeiten wie Altbohrungen (Pfadgruppe 1) und durchlässigen Störungen (Pfadgruppe 2) festgelegt werden können.

Der Trend bei der Fluid-Entwicklung der letzten Jahre geht in die Richtung: weniger Zusätze, geringere Mengen und geringere Toxizität. Die eingesetzten Stoffe werden in der Regel benannt und können dann bewertet (zugelassen) und überwacht werden.

Für die Aufbereitung des Flowbacks (für die Wiederverwendung oder Entsorgung) wird in der Literatur eine Reihe von technischen Möglichkeiten genannt. Wahrscheinlich aufgrund der hohen Kosten und mangelnder Verpflichtung findet eine Aufbereitung bislang jedoch nur in sehr geringem Maß statt, so dass die international bevorzugte Lösung die Verpressung ist.

Projektphase Nachsorge und Verpflichtung nach Stilllegung

Ein zunehmendes Problem in den USA ist die große Zahl verlassener, schlecht verschlossener und oft nicht ausreichend dokumentierter Bohrungen aus den letzten 100 Jahren (Pfadgruppe 1). Aufgrund der oft geringen Abstände zu Altbohrungen kommt es immer wieder zu Fluidausbrüchen (*frac hits*) bei Altbohrungen. Zudem entweichen über diese Altbohrungen unkontrolliert große Mengen an Methan. Die Gründe liegen in den fehlenden Anforderungen an Verschluss, Überwachung und Dokumentation in der Vergangenheit. Von den betroffenen Bundesstaaten (u.a. Pennsylvania, Texas, North Dakota) werden derzeit große Anstrengungen unternommen, die Altboh-

rungen aufzuspüren und zu sanieren. Auch die heutigen Anforderungen an Verschluss, Überwachung und Dokumentation sind in den USA in den einzelnen Bundesstaaten sehr unterschiedlich.

Grundsätzliche Risiken des Frackings unkonventioneller Lagerstätten

Für das Verständnis des Umfangs, der Ausgestaltung und der Fokussierung eines Monitorings ist es erforderlich, die grundlegenden realen Auswirkungen und befürchteten Risiken (wie z.B. Kontamination oberflächennaher Grundwasserleiter durch aufsteigende, saline Formationswässer) zu kennen.

Die Mehrheit der Fachwelt ist sich einig, dass das Fracken tief liegender Lagerstätten ein sehr geringes Risiko für die Verschmutzung des oberflächennahen Grundwassers und der Oberflächengewässer bedeutet (King, 2010; King, 2011; Vengosh et al., 2014; BGR, 2016; TAMEST, 2017; Wollin et al., 2020).

Es gibt bislang keine Nachweise eines frackinduzierten Übertritts von Frac-Fluiden bzw. Formationswasser aus einer tief liegenden Lagerstätte (>1.000 m) in einen oberflächennahen Grundwasserleiter (Pfadgruppe 1 und Pfadgruppe 2).

Aufgrund der lokal großen Zahl der Fracking-Vorhaben in den USA und der möglichen Summen- und Langzeitwirkungen ist allerdings ein solches Risiko nicht grundsätzlich für alle Geosysteme auszuschließen (Pfadgruppe 3). Ohne numerische Modelluntersuchungen ist das Risiko jedoch nicht näher quantifizierbar. Hierzu wurden nach Kenntnis der ahu GmbH international keine Studien veröffentlicht.

Die realen Auswirkungen wie Lärm, Verkehr, Licht, Erschütterungen, Landschaftsverbrauch, Unfälle, Ausgasungen, Geruchsbelästigungen etc. entstehen durch die umfangreichen Aktivitäten an den Bohrplätzen und beim Umgang mit wassergefährdenden Stoffen. Hierdurch sind zahlreiche Kontaminationen der oberflächennahen Grundwasserleiter und Oberflächengewässer (Pfadgruppe 0) belegt (King, 2010; King, 2011; Vengosh et al., 2014; BGR, 2016; TAMEST, 2017; Wollin et al., 2020). Da auch in besiedelten Gebieten die Abstände zu einem Bohrplatz oft nur wenige Hundert Meter betragen, sind in den USA oft viele Menschen betroffen (z.B. im Marcellus-Schiefer, Pennsylvania).

Der Umgang mit wassergefährdenden Stoffen führt durch Nachlässigkeiten, Unfälle (LKW-Transporte, aber vor allem Leitungsbrüche), mangelnde gesetzliche Regelungen, fehlende Überwachung, illegale Abfallentsorgung und auch durch die schlechte wirtschaftliche Lage vieler Unternehmen zu einer Vielzahl von unerwünschten Freisetzungen von Flüssigkeiten (*spills*) und oberflächennahen Grund- und Gewässerbelastungen sowie Belastungen der Böden und der Luft. Aus diesem Grund ist sich auch die Fachwelt weitgehend darin einig, dass bereits durch eine konsequentere Anwendung der bestehenden gesetzlichen Regelungen und Empfehlungen ein Großteil der Auswirkungen vermieden werden könnte (z.B. „Golden Rules“, Norwegian Standards, DOE, 2013; Vengosh et al., 2014; Green, 2015; King and Durham, 2015; APPEA, 2017; Wollin et al., 2020). Gesetzliche Regelungen wie Festlegung von Ausschlussgebieten, ausreichende horizontale (und ggf. vertikale) Mindestabstände zu Schutzgütern und technische Innovationen (Einhausung des Bohrplatzes, elektrische Antriebe statt Dieselantriebe, Aufbereitung des Flowbacks) würden die Auswirkungen erheblich reduzieren.

Empfehlungen für eine geeignete Monitoringstruktur

Ein Fazit der Literaturlauswertung ist, dass Monitoring als ein systematisches und alle Projektphasen übergreifendes Überwachungs- und Steuerungsinstrument weltweit bei Fracking-Vorhaben bislang nicht eingesetzt wird.

Die Systemerkundung und -kenntnis ist eine wichtige Grundlage für die Risikoanalyse, da anhand dieser die Wirkungspfade im Ist-Zustand und nach einem Eingriff beschrieben und quantifiziert werden. Die andere Grundlage für die Risikoanalyse ist die Kenntnis der Gefährdungspotenziale der Frac-Zusätze. Wenn man aber davon ausgeht, dass das Eindringen von salinarem Tiefen Grundwasser in einen Grundwasserleiter per se eine (zu verhindernde) Kontamination darstellt, sind die genaue Zusammensetzung und das Gefährdungspotential der Fracking-Zusätze eher zweitrangig.

Folgerichtig kann ein Monitoring in einem hydrogeologischen System, in dem nicht alle Wirkungszusammenhänge bekannt sind, nicht mit ausreichender Sicherheit wirksam sein. Deswegen ist es erforderlich, den Voreingriffszustand (*baseline monitoring*) ausreichend genau beschreiben zu können (Systemerkundung) und eine ausreichende Datenbasis zum Aufbau und Betrieb numerischer Modelle zu schaffen, mit deren Hilfe der Eingriff und seine potenziellen Auswirkungen quantifiziert werden können.

Im Gegensatz zu den USA kann in Deutschland im Bedarfsfall ein umfassendes Baseline Monitoring durchgeführt werden. Hydrochemische und Isotopenuntersuchungen verschiedener Wässer und Gase sind im Anschluss an die Produktionsphase hilfreich, um die Auswirkungen des Frackings zu untersuchen. Sie bieten jedoch keinen Ersatz für die Ermittlung eines Ausgangszustands.

Das operative Monitoring in der Betriebsphase sollte sich nicht nur auf einen Nahbereich und oberflächennahe, genutzte Grundwasserressourcen beschränken. Auch die Fluidmigration im tiefen Untergrund außerhalb der Fracking-Zone sollte überwacht werden, da in Europa auch das tiefe Grundwasser als Schutzgut angesehen wird und Summen- und Langzeitwirkungen im tiefen Untergrund und Wirkungszusammenhänge mit oberflächennahen Grundwasserfließsystemen nicht ausgeschlossen werden können.

Die Mindestgrundsätze der EU-Kommission für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (Europäische Kommission, 2014), die Ergänzung durch vorgeschlagene Maßnahmen (AMEC, 2014; AMEC, 2015), die Gutachten MKULNV (2012) und UBA (2014) sowie die internationalen Erfahrungen und Regelwerke zur Bohrplatzgestaltung und Sicherstellung der Bohrlochintegrität enthalten alle Bausteine für ein „modernes“ Monitoring. In der internationalen Literatur finden sich Ergänzungen zu Einzelaspekten (hydrochemisches Baseline Monitoring).

Die im „Gesetz zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie“ vom 11.02.2017 (BGBl. I, S. 1972-1975)² (im Folgenden: Fracking-Gesetz) und in übrigen Umweltgesetzen festgelegten

² https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBL&jumpTo=bgbl116s1972.pdf

Regelungen (die in den Betriebsplänen weiter konkretisiert werden können) sind ausreichend, um eine ähnliche Situation wie in den USA zu vermeiden.

Wichtig ist das Verständnis des Monitorings als ein strukturierter Kreislaufprozess in einem nicht-statischen System, so dass das Monitoring immer wieder neuen Erkenntnissen und Anforderungen angepasst werden muss.

Da in Deutschland gemäß Fracking-Gesetz keine wassergefährdenden Zusätze beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten mehr verwendet werden dürfen, sollte der Fokus im Monitoring generell auf dem Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (Pfadgruppe 0) und auf den realen Auswirkungen (wie z.B. Lärm, Verkehr, Unfälle) liegen.

Bei Schiefergasvorkommen können, je nach Geosystem, tiefgreifende Störungen (Pfadgruppe 2) und ggf. Altbohrungen (Pfadgruppe 1) eine Rolle spielen. Numerische Standortmodelle können bei der Bewertung der Bedeutung von tiefgreifenden Störungen sinnvoll sein. Tiefe Grundwasserfließsysteme (und numerische Regionalmodelle) sind in diesen Geosystemen von untergeordneter Bedeutung.

Bei der wahrscheinlich bedeutendsten Kohleflözgaslagerstätte in Deutschland im Münsterländer Becken sind der Aufbau und die Bedeutung eines tiefen, hochsalinaren Grundwasserfließsystems zu klären. Vor allem hier können auch regionale Summen- und Langzeitwirkungen relevant sein (Pfadgruppe 3). Eine Bewertung kann nur über numerische Standort- und Regionalmodelle erfolgen. Die Pfadgruppen 1 und 2 sind hier von untergeordneter Bedeutung.

Für die Deckung des Wasserbedarfs (10.000 bis 20.000 m³ je Förderbohrung mit multiplen Fracs) müssen bei Grundwasserentnahmen – wie bei jeder Brauchwasserentnahme – die lokalen Verhältnisse bewertet werden. Die Abwasserentsorgung erfolgt gemäß den gesetzlichen Regelungen der jeweiligen Landesgesetzgebung.

1 Anlass, Aufgabenbeschreibung, Verständnis der Aufgabe, Vorgehen

1.1 Anlass

Zu Anfang des letzten Jahrzehnts waren in Deutschland Erkundungen der Kohleflözgaspotenziale und der Schiefergaspotenziale geplant. So wurden Stand 02.08.2012 beispielsweise für 60 % der Fläche Nordrhein-Westfalens insgesamt 23 Aufsuchungsberechtigungen erteilt. In Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Baden-Württemberg wurden ebenfalls Aufsuchungsberechtigungen für Schiefergas erteilt.

Infolge der realen und befürchteten Umweltauswirkungen des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten, wie sie in den USA diskutiert wurden (z.B. im Film „Gasland“, 2010), entstand auch in Deutschland eine Reihe von Gutachten und Studien zu den Risiken und möglichen Auswirkungen des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten.

Davon sind in chronologischer Reihenfolge zu nennen:

- Ewen et al. (2012): Risikostudie Fracking - Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung).
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland.
- UBA – Umweltbundesamt (Hg.) (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Teil 1 – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Forschungskennzahl 3711 23 299.
- MKULNV – Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (Hg.) (2012): Fracking aus unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung – Stellungnahme.
- UBA – Umweltbundesamt (Hg.) (2014): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten. Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Fracking - Chemikalienkataster, Entsorgung von Flowback³, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt (Forschungskennzahl 3712 23 220).

³ Die Fluide, die während und bis zu etwa einem Monat nach dem Fracken am Bohrloch oberflächlich austreten, werden in der Literatur - und auch hier im Gutachten - als Flowback (Rückfluss) bezeichnet. Der Flowback besteht zu einem großen Anteil aus dem injizierten Wasser während der Frac-Vorgänge. Der Flowback nimmt sehr schnell ab. Das Wasser, das langfristig aus dem Bohrloch fließt, wird als *produced water* (gefördertes Wasser) bezeichnet und besteht in zunehmendem Maß aus Formationswasser. In der Literatur ist dies oft nicht deutlich getrennt, wahrscheinlich, weil der Flowback oft den größten Anteil ausmacht und aufbereitet werden kann.

In diesen Studien wurde die internationale Literatur bis zum Jahr 2013 ausgewertet. Das Hauptproblem all dieser Risikoanalysen war, dass nicht ausreichend Daten über den tiefen Untergrund und die Kohleflöz- und Schiefergaslagerstätten in Deutschland vorlagen.

Die Aufsuchungsberechtigungen zur Erkundung der Kohleflözgaspotenziale und der Schiefergaspotenziale in Deutschland wurden nicht durch örtliche Untersuchungen (geophysikalische Untersuchungen, tiefe Bohrungen, numerische Modelle) konkretisiert.

Anfang 2016 veröffentlichte die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) eine Abschätzung des inländischen Potenzials an Schieferöl und Schiefergas sowie eigene Untersuchungen zu möglichen Grundwasserverunreinigungen und Kleinstbeben durch das Fracking unkonventioneller Lagerstätten (BGR, 2016).

Am 11. Februar 2017 traten die gesetzlichen Neuregelungen zum Verbot des sog. unkonventionellen Frackings in Deutschland in Kraft (Fracking-Gesetz).

Es gilt ein unbefristetes Verbot für „unkonventionelles Fracking“ in Schiefer-, Mergel-, Ton- und Kohleflözgestein. Bundesweit erlaubt sind lediglich vier Erprobungsmaßnahmen, die ausschließlich wissenschaftlichen Zwecken dienen dürfen. Die Erprobungsmaßnahmen bedürfen der Zustimmung der jeweiligen Landesregierung und sollen von einer Expertenkommission⁴ wissenschaftlich begleitet werden, die im Juli 2018 von der Bundesregierung einberufen wurde. Die Genehmigungsfähigkeit von konventionellen Fracking-Maßnahmen im *Tight Gas*, das in Deutschland bereits seit den 1960er-Jahren durchgeführt wird, wurde stark eingeschränkt (z.B. Verbot in Einzugsgebieten von zur öffentlichen Versorgung genutzten Wasserentnahmestellen oder Heilquellen).

Generell verboten ist der Einsatz wassergefährdender Stoffe beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten. Etwaige Vorhaben müssen darüber hinaus einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterzogen werden. Weitere Einzelheiten hierzu sind in Kapitel 3.1 enthalten.

1.2 Aufgabenbeschreibung

Die Expertenkommission Fracking berichtet dem Bundestag jährlich über den Stand der Arbeiten von Fracking-Maßnahmen. In Vorbereitung dieser Berichtspflicht wurden drei Gutachten zu den Teilaspekten Monitoring, Methanemissionen und Mikroseismizität veranlasst.

Mit Benachrichtigung vom 22.06.2020 erhielt die ahu GmbH vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) den Auftrag für das Gutachten zum Teilaspekt Monitoring mit dem Titel „Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten – Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächengewässer“.

⁴ <https://expkom-fracking-whg.de/expertenkommission>

Der Auftrag beinhaltet eine Literaturrecherche und Auswertung international vorhandener Konzepte zur Erfassung, Bewertung und Überwachung der Auswirkungen der Tätigkeiten im Rahmen der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Kohlenwasserstoffvorkommen. Der Schwerpunkt bei der Literaturrecherche soll auf drei Aspekten liegen:

- 1) Räumlich-zeitliche Dynamiken, die für die Erfassung der systemrelevanten Parameter und Veränderungen erforderlich sind („Baseline“-Monitoring; Überwachungsmonitoring).
- 2) Darstellung der Anforderungen, die für die Auswahl von Messnetzen, Parametern und Auswertemethoden essenziell sind.
- 3) Erläuterung aussagekräftiger Indikatoren, die für eine eindeutige Beurteilung und Steuerung des Prozesses wesentlich sind.

1.3 Berichtsgliederung

Im Rahmen der Literaturrecherche wurden mehr als 200 Quellen gesichtet, die zitierten Quellen wurden in das Literaturverzeichnis aufgenommen.

Der vorliegende Bericht ist wie folgt aufgebaut:

Kapitel 2: Erläuterung des methodischen Ansatzes

Beschreibung und Erläuterung des methodischen Ansatzes des vorliegenden Gutachtens.

Kapitel 3: Gesetzliche Rahmenbedingungen an das Monitoring von Fracking-Vorhaben in Deutschland

Zusammenfassende Beschreibung der gutachtlichen Empfehlungen (MKULNV, 2012; UBA, 2014) und der gesetzlichen Anforderungen an ein Monitoring in Deutschland.

Kapitel 4: Ausgewählte globale Geosysteme Schiefergas und Kohleflözgas

Für die Auswertung und Einordnung der internationalen Literatur ist die Kenntnis der wichtigsten globalen Geosysteme im Hinblick auf Schiefergas und Kohleflözgas unerlässlich. Bei Schiefergas liegt der Schwerpunkt auf den USA, Großbritannien und Polen. Bei Kohleflözgas werden besonders Australien und Kanada näher betrachtet. Die Literatur über weitere Geosysteme wurde nur für einzelne Aspekte ausgewertet. Die Vergleichbarkeit mit Deutschland wird bewertet.

Kapitel 5: Projektphasen von Fracking-Vorhaben

Grundlage ist die Literaturrecherche. Ein Fracking-Vorhaben gliedert sich in vier Projektphasen (Lebenszyklusansatz): Standortauswahl, Standorterkundung, Betrieb und Fracking und Abschluss und Nachsorge. Für diese Phasen werden die Bedeutung der unterschiedlichen Gefährdungspfade und die Relevanz für eine Monitoringkonzeption beschrieben.

Kapitel 6: Grundsätzliche Risiken des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten

Grundlage ist die Literaturrecherche. Es werden kurz die Experteneinschätzungen zu den Auswirkungen und Risiken des Frackings unkonventioneller und konventioneller Lagerstätten dargestellt und abgeleitet, welche Gefährdungspfade vorrangig zu betrachten sind.

Kapitel 7: Empfehlungen für eine übergreifende Monitoringstruktur in Deutschland

Auf Grundlage der vorangegangenen Kapitel werden generelle Anforderungen an und Empfehlungen für ein Monitoring in den Geosystemen Schiefergas und Kohleflözgas benannt.

1.4 Verwendung von Fachbegriffen

Es liegt in der Natur eines solchen Gutachtens, dass umfänglich Fachtermini benutzt werden. Erst durch eine eindeutige und korrekte Wortwahl können Missverständnisse und Fehlinterpretationen vermieden werden. Diesem Gutachten ist darum ein Glossar beigefügt, in dem die wichtigsten verwendeten Fachbegriffe erläutert werden.

Für viele Prozesse, Anlagen und Komponenten in der Erdöl- und Erdgasbranche wird auch in der deutschen Sprache das englische Fachvokabular verwendet. Auch für das *hydraulic fracturing* gibt es im Deutschen keinen entsprechenden Fachbegriff. Anstatt die Umschreibung „Risserzeugung“ heranzuziehen, wird allgemein von „Fracken“ gesprochen. Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens war es das Bestreben, nach Möglichkeit deutsche Begriffe und Ausdrücke zu verwenden. In den Fällen, in denen die Verwendung deutscher Begriffe nicht sinnvoll erschien, sind die englischen Fachausdrücke erläutert oder zur Erklärung wörtlich übersetzt.

2 Erläuterung des methodischen Ansatzes

2.1 Überblick

Der Zusammenhang zwischen Fracking-Vorhaben, Geosystemen und Monitoring ist in Abbildung 1 dargestellt.

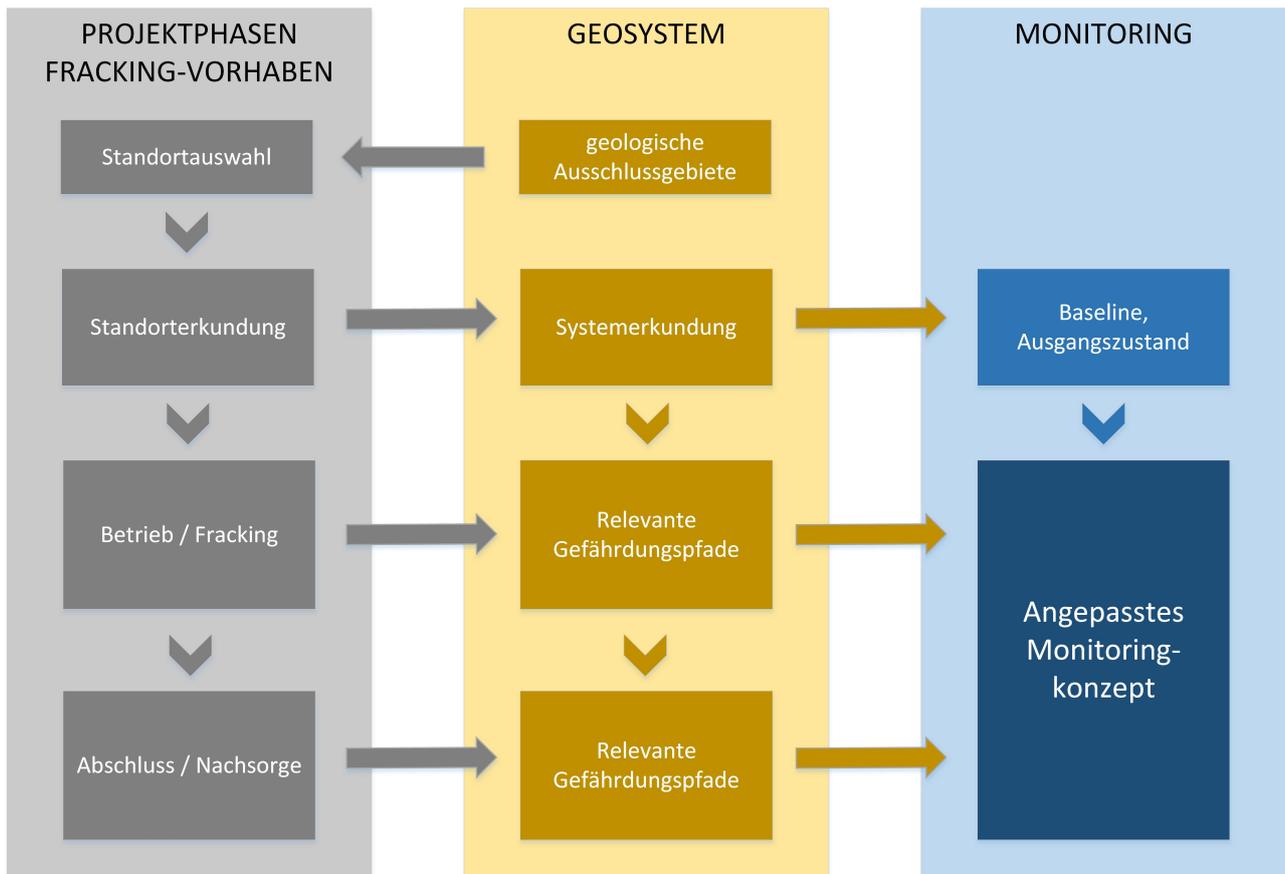


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen den Projektphasen eines Fracking-Vorhabens, Geosystemen und Monitoring

Unter einem Fracking-Vorhaben lässt sich eine Erkundungsmaßnahme (Geophysik, Bohrung, mit oder ohne Probefrack) oder auch eine großräumige und länger andauernde Erkundung und Ausbeutung einer Lagerstätte verstehen. Bei einer Erkundung und Ausbeutung einer Lagerstätte sind vier Projektphasen zu betrachten (Lebenszyklusansatz):

- 1) Standortauswahl
- 2) Standorterkundung
- 3) Betrieb und Fracking
- 4) Abschluss und Nachsorge

In den einzelnen Projektphasen haben die Geosysteme und das Monitoring eine unterschiedliche Bedeutung: Bei der **Standortauswahl** spielen vor allem Geologie, Nutzungen und Schutzgüter und die darauf begründeten Ausschlussgebiete eine Rolle (z.B. Natura 2000-Gebiete, Wasserschutzzonen). Ein Monitoring ist hier nicht relevant.

Eine **Standorterkundung** (Systemerkundung) würde in Deutschland von einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) begleitet werden (s. auch Kap. 3). Hierbei würden je nach Standort und Geosystem unterschiedliche Untersuchungstiefen und Methoden angewendet, auch in Bezug auf das Schutzgut Wasser. Die Untersuchungen sind auch die Grundlage bzw. der Beginn des Baseline Monitorings⁵. Das Baseline Monitoring ist – bei Fortsetzung des Vorhabens – die Grundlage für das Monitoring in den beiden nachfolgenden Phasen.

In den Phasen **Betrieb und Fracking** und **Abschluss und Nachsorge** sind die Gefährdungspfade für das Grundwasser in den unterschiedlichen Geosystemen von zentraler Bedeutung. Durch das Monitoring soll sichergestellt werden, dass Auswirkungen und Risiken rechtzeitig erkannt und Steuerungs- und Gegenmaßnahmen veranlasst werden können.

Im Folgenden werden die Komponenten und Projektphasen eines Fracking-Vorhabens, Geosysteme/Gefährdungspfade und Monitoring (s. Abb. 1) näher beschrieben.

2.2 Projektphasen von unkonventionellen Fracking-Vorhaben

Für die Fragestellung wurden Fracking-Vorhaben gemäß Abbildung 1 in die **vier** Projektphasen Standortauswahl, Standorterkundung, Betrieb und Fracking und Abschluss und Nachsorge unterteilt. Dies berücksichtigt den Lebenszyklusansatz, bei dem nicht einzelne isolierte Arbeitsschritte (z.B. der einzelne Frac), sondern Auswirkungen und Risiken möglichst über die gesamte Wirkungs- und Dauer betrachtet werden. Eine Unsicherheit stellt dabei die zeitliche Dimension summarischer Auswirkungen von sehr vielen Fracs in einer Region dar.

Ein ähnliches Konzept der Untergliederung, allerdings in fünf Projektphasen (*stage*), erfolgte durch AMEC (2014). Hier liegt ein Schwerpunkt auf den Phasen Brunnenschließung (*project cessation and well closure*) und Nachsorge (*project post closure and abandonment*). Es gibt weitere Einteilungen wie die des California Council on Science & Technology (CCST, 2015), die ein Fracking-Vorhaben in vier Projektphasen einteilen: (1) Bohrplatzvorbereitung, Bohrungen, Ausbau, (2) Fracking, (3) Rückförderung Fluide und (4) Produktion. Eine Nachsorge ist nicht Bestandteil der Projektphasen bei CCST, der Schwerpunkt liegt hier auf den Phasen Betrieb und Fracking.

⁵ Unter Baseline Monitoring wird im Folgenden eine Ersterhebung aller relevanten Umweltparameter vor Projektbeginn verstanden, um die Bandbreite der verschiedenen Systemparameter zu erfassen. Anhand dann zu definierender Referenzwerte und Bandbreiten kann im späteren Monitoring eine mögliche Veränderung bewertet werden.

2.3 Geosysteme und Gefährdungspfade

In MKULNV (2012) wurde ein 2D-Systemmodell der bei einem Fracking-Vorhaben zu berücksichtigenden Gefährdungspfade vorgestellt. Es ist in Abbildung 2 um die räumliche Dimension mehrerer Fracking-Vorhaben in einer Region erweitert. Dieses Systemmodell, das zunächst unabhängig von den Geosystemen ist und bei Anwendung entsprechend modifiziert werden muss, ist nach wie vor gültig und wird in vielen Literaturquellen als Grundlage verwendet (Jacobs and Testa, 2019; Mallants et al., 2018; EPA, 2016; Cuadrilla Bowland Ltd., 2014).

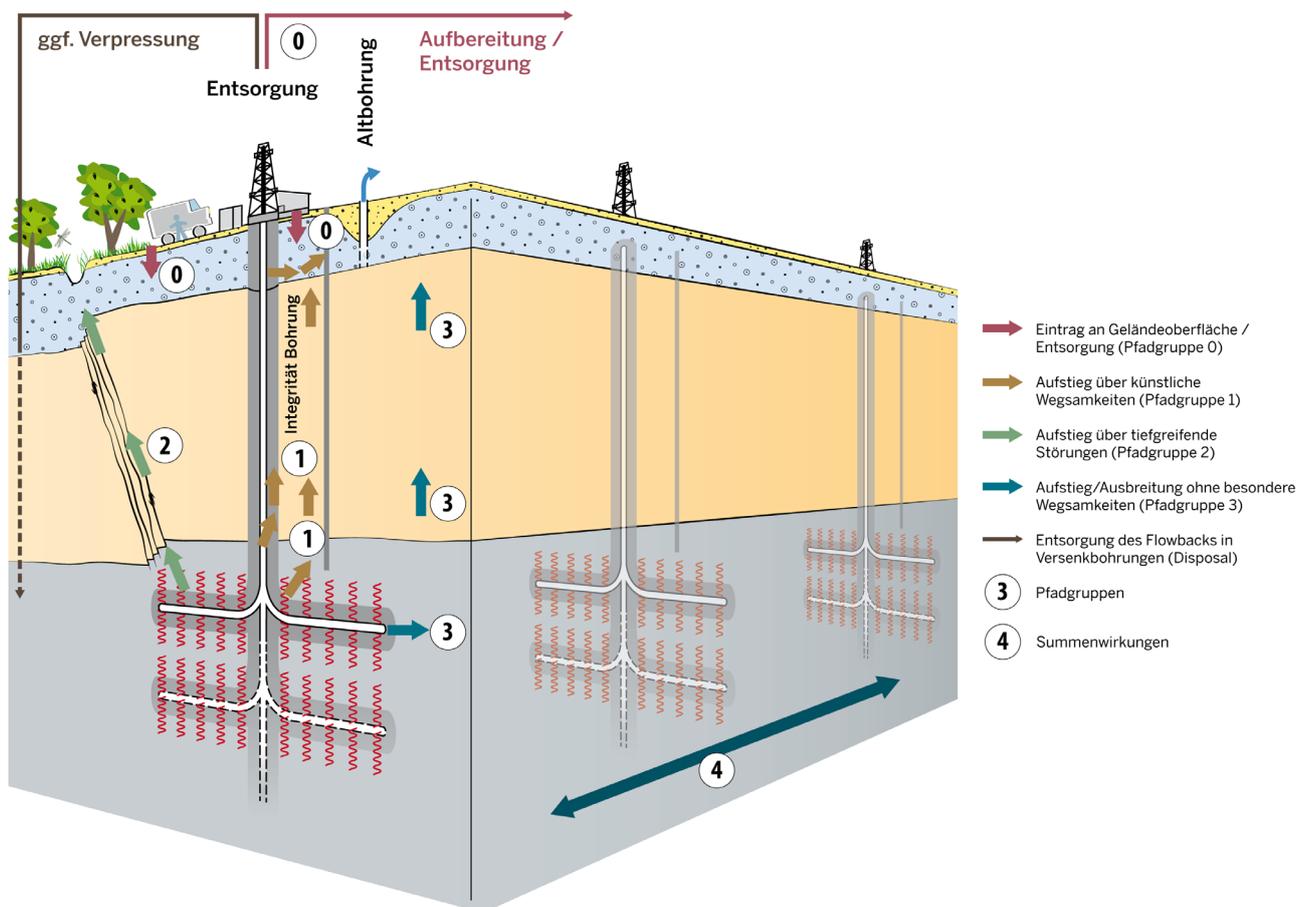


Abbildung 2: Schematische Darstellung potenzieller Wirkungspfade in der Risikobetrachtung (MKULNV, 2012, verändert)

Gemäß Abbildung 2 sind in Bezug auf die Gefährdungspfade folgende Pfadgruppen zu betrachten:

Pfadgruppe 0: Stoffeinträge unmittelbar an der Erdoberfläche

Beim Umgang (Transport, Lagerung, Verwendung, Entsorgung) mit wassergefährdenden Stoffen, wie z.B. Öl- und Betriebsmitteln, Frac-Zusätzen und Flowback, können durch unsachgemäßen Umgang, fehlerhaftes Design von Abläufen und technischen Einrichtungen, Unfälle und illegale Praktiken unerwünschte Stoffeinträge an der Erdoberfläche vorkommen. Im Hinblick auf die Risikoanalyse für das oberflächennahe Grundwasser ist hier insbesondere die Schutzfunktion der Deck-

schichten (Vulnerabilität) von Bedeutung, da der (Schad-)Stoffeintrag „von oben“ erfolgt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bereits eine Reihe technischer und rechtlicher Maßnahmen existiert (Unfallverhütungsvorschriften, Bohrplatzdesign etc.), um das Risiko einer Verschmutzung des Grundwassers zu minimieren. Eine ausführliche Betrachtung oberirdischer Einträge erfolgte innerhalb des ExxonMobil Informations- und Dialogprozesses im Rahmen eines Gutachtens (Uth, 2012).

Pfadgruppe 1: Künstliche Wegsamkeiten (punktuelle Pfade) entlang von Bohrungen

Unerwünschte künstliche Wegsamkeiten können sowohl durch aktive als auch durch aufgegebenen Bohrungen entstehen, z.B. bei Versagen der Bohrlochintegrität. In MKULNV (2012) wird diese Pfadgruppe sehr differenziert in den einzelnen Projektphasen betrachtet.

Pfadgruppe 2: Natürliche Wegsamkeiten (linienhafte Pfade), die auf Störungen beruhen

Tiefgreifende Störungen mit einer erhöhten Durchlässigkeit stellen natürliche Wegsamkeiten dar, die aus der Produktionszone bis in oberflächennahe Grundwasserleiter reichen können.

Das Auftreten und die Entdeckungswahrscheinlichkeit solcher tiefgreifenden Störungen ist von den Geosystemen und der Untersuchungstiefe abhängig. Häufig machen sich tief reichende, durchlässige Störungssysteme durch das Auftreten erhöhter Salzgehalte im oberflächennahen Grundwasser bemerkbar oder führen sogar zu Salzquellen. Llewellyn (2014) und Warner et al. (2012) weisen solche tiefgreifenden Störungssysteme durch Grundwasseranalysen und strukturgeologische Untersuchungen im nördlichen Pennsylvania nach, einer Region, in der auch intensiv gefrackt wird.

Neben der Durchlässigkeit sind die Potenzialverteilungen⁶ für eine Ausbreitung von Fluiden entscheidend. Die Potenzialverteilung kann sich während der Phasen erheblich ändern. Die Durchlässigkeit einer Störungszone kann abschnittsweise sehr unterschiedlich sein. In MKULNV (2012) wurde diese Pfadgruppe sehr differenziert in den einzelnen Projektphasen und Geosystemen betrachtet.

Die Beurteilung der Relevanz vorhandener oder vermuteter Störungen für die Gas- und Fluidausbreitung ist nur mit Hilfe numerischer Modelle möglich. Erste Ansätze hierzu finden sich bei mehreren Autoren (Class et al., 2014; BGR, 2016). Das Monitoring liefert hierzu wichtige Randbedingungen (z.B. Potenzialverteilungen).

Pfadgruppe 3: Flächenhafte Ausbreitung von Fluiden ohne bevorzugte Wegsamkeiten

Die Pfadgruppe 3 beinhaltet flächenhafte Aufstiege von Gasen und anderen Fluiden bzw. deren laterale Ausbreitung durch die geologischen Schichten (z.B. über einen Grundwasserleiter) ohne bevorzugte Wegsamkeiten, wie sie für die Pfadgruppen 1 und 2 beschrieben wurden.

⁶ Das (hydraulische) Potenzial beschreibt den Energiezustand von Wasser im Boden an einer durch die Messung definierten Stelle (Lage der Verfilterung der Messstelle). Grundwasser fließt dabei stets vom höheren zum niedrigeren hydraulischen Potenzial, so dass Wasser auch gegen die Schwerkraft fließen kann (aufsteigende Potenzialdifferenz).

Die Wirkungspfade der Pfadgruppe 3 hängen im Wesentlichen von den Durchlässigkeiten und der Potenzialverteilung der Gesteinsschichten ab. In der Pfadgruppe 3 werden folgende Wirkungspfade unterschieden:

- Direkteintrag von Frac-Zusätzen in den Untergrund,
- diffuser Aufstieg von Fluiden durch die überlagernden Schichten und
- diffuse laterale Ausbreitung von Fluiden in unterschiedlichen Bereichen des hydrogeologischen Systems.

Noch weit mehr als in den anderen Pfadgruppen ist in der Pfadgruppe 3 eine Kombination der Wirkungspfade möglich. Grundvoraussetzung für die „Aktivierung“ der genannten Pfade sind auch hier entsprechende Durchlässigkeiten und Potenzialdifferenzen. In MKULNV (2012) wird diese Pfadgruppe sehr differenziert in den einzelnen Projektphasen und Geosystemen betrachtet.

Neben der Aktivierung der Pfadgruppe 3 in der Betriebsphase können hier vor allem **Summen- und Langzeitwirkungen** (Nummer 4 in Abb. 2), z.B. eines großräumig gefrackten Untergrundes relevant sein. Eine laterale Ausbreitung im tiefen Untergrund setzt dort entsprechende Grundwasserfließverhältnisse voraus, die ggf. durch externe Faktoren (wie z.B. großräumige Wasserhaltungsmaßnahmen beim Steinkohlenbergbau) begünstigt bzw. angetrieben werden können.

Die Beurteilung der Relevanz der Summenwirkungen ist nur mit Hilfe numerischer Regionalmodelle möglich. Die Standortmodelle und das Monitoring liefern hierzu jedoch wichtige Eingangsdaten (z.B. Potenzialverteilungen als Modellrandbedingungen).

2.4 Monitoringkonzeption

Eine Monitoringkonzeption erfolgt in Orientierung am Monitoringkreis (Abbildung 3). Der Monitoringkreis⁷ beinhaltet vier wichtige Kernelemente, die die folgenden Fragen beantworten müssen: Was sind die Monitoringziele und welche Informationen werden benötigt, um Aussagen über eine Zielerreichung zu treffen? Was sind geeignete (Mess-) Strategien und Indikatoren? Wie kann man die Ergebnisse – am besten in einem Ampelsystem – bewerten? Welche Handlungsoptionen gibt es je nach Bewertung?

⁷ Gemäß diesem Monitoringkreis erfolgt seit dem Jahr 1999 das Monitoring der Umweltauswirkungen in den Braunkohletagebauen Garzweiler II und Inden und seit dem Jahr 2020 das Monitoring des zukünftigen Grubenwasseranstiegs der ehemaligen Steinkohlenbergwerke in Nordrhein-Westfalen.

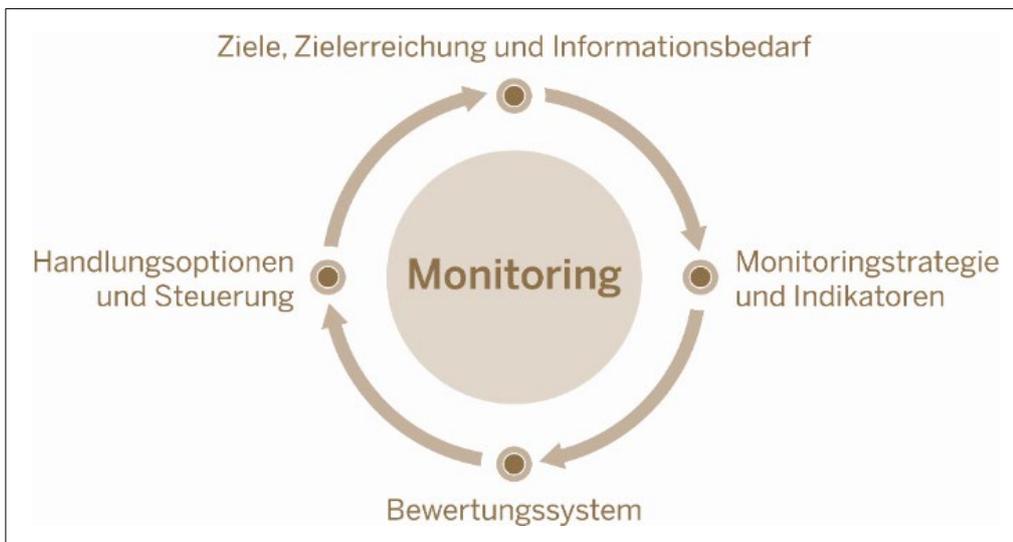


Abbildung 3: Monitoringkreis (MKULNV, 2012)

Die Kernelemente des Monitorings sind:

Ziele, Zielerreichung und Informationsbedarf

Aus den Zielen ergibt sich der Informationsbedarf, der das Monitoring steuert. Erst auf dieser Basis wird das Monitoring (Strategie, Messnetze, Parameter, Indikatoren, Auswertemethoden etc.) im Detail konzipiert und ermöglicht die zielgerichtete Steuerung eines Prozesses/Vorhabens.

Monitoringstrategie und Indikatoren

Umweltmedienübergreifende, auf der Systemkenntnis basierte Strategie zur Erfassung der systemrelevanten Parameter und Veränderungen anhand aussagekräftiger Indikatoren, die eine Erfassung und Beurteilung des Prozesses ermöglicht.

Bewertungssystem

Nachvollziehbare, schnelle und eingängige Vermittlung der Entwicklungen und Bewertungen, z.B. anhand eines Ampelsystems und Auslösung von Handlungen.

Handlungsoptionen und Steuerung

Erprobte und definierte Handlungen, die zur Steuerung des Prozesses bei unerwünschten Entwicklungen geeignet sind.

Wenn die vier Kernelemente inhaltlich definiert sind, können die weiteren Elemente des Monitorings erarbeitet werden. Hierzu gehören vor allem Art, Umfang und Einrichtung der verschiedenen Messnetze, der Umfang der Datenerhebung, die Methoden zur Ableitung von Indikatoren sowie Kommunikations- und Entscheidungsstrukturen. Dies setzt jedoch Detailkenntnisse des Standortes voraus.

Das Monitoring verläuft in einem Kreislaufprozess, bei dem das Monitoring fortlaufend den Erkenntnissen und Anforderungen angepasst wird.

3 Gesetzliche Anforderungen an das Monitoring von Fracking-Vorhaben in Deutschland

Auf der Grundlage des oben beschriebenen methodischen Ansatzes wurden in MKULNV (2012) differenzierte, auf die Projektphasen und Geosysteme bezogene Vorschläge für ein Monitoring gemacht. In UBA (2014) wurden diese Vorschläge bereits weiter differenziert hinsichtlich der Überwachung der Grundwasserleiter (Messstellenbau, Parameterpakete, Untersuchungsmethoden). Diese Vorstellungen eines Monitoringkonzepts für Fracking-Vorhaben in Deutschland sind nach wie vor gültig.

3.1 Fracking-Gesetz

Am 4. August 2016 hat der Bundestag ein umfangreiches Regelungspaket zu Fracking-Maßnahmen beschlossen. Das Regelungspaket beinhaltet das Gesetz zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie (BGBl. I, S. 1972–1975, in Kraft seit dem 11. Februar 2017) und das Gesetz zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Bohrlochbergbau und Kavernen (BGBl. I 2016, S. 1962–1965, in Kraft seit 12. August 2016). Zugleich hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Verordnung zur Einführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und bei Tiefbohrungen erlassen (BGBl. 2016, S. 1957–1959, in Kraft seit 6. August 2016).

Das Gesetz zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie, allgemein auch als **Fracking-Gesetz** bezeichnet, umfasst insbesondere Änderungen des Wasserhaushaltsgesetzes und des Bundesnaturschutzgesetzes und verbietet generell das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten. Als Ausnahmen werden insgesamt vier Erprobungsbohrungen zu wissenschaftlichen Zwecken im Bundesgebiet gestattet. Die Expertenkommission Fracking soll über diese Maßnahmen bis zur Überprüfung der gesetzlichen Regelungen im Jahr 2021 berichten.

Für das Fracking von konventionellen Lagerstätten werden Überwachungsmaßnahmen vorgeschrieben, die auch als Mindestanforderungen an das Monitoring von Fracking-Vorhaben in unkonventionellen Lagerstätten verstanden werden können, falls diese im Rahmen einer Revision des Gesetzes erlaubt würden. Einen Blick aus internationaler Sicht auf die deutschen Regularien zum Fracking unkonventioneller Lagerstätten geben Fleming (2017a) und Fleming (2017b). Die relevanten Anforderungen werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

3.2 Wasserhaushaltsgesetz (WHG)

In §9 WHG werden zunächst sowohl Fracking-Vorhaben als auch das untertägige Ablagern von Lagerstättenwasser als Benutzungen von Gewässern definiert, so dass hierfür wasserrechtliche Erlaubnisse oder Bewilligungen erforderlich sind. Bei Lagerstättenwasser wird explizit auch das im Rahmen von Fracking-Vorhaben anfallende Wasser eingeschlossen.

Nach §13 WHG kann die Behörde Maßnahmen anordnen, die der Feststellung der Gewässereigenschaften vor der Benutzung oder der Beobachtung der Gewässerbenutzung und ihrer Auswirkungen dienen.

In §13a WHG wird gefordert, bei Fracking-Vorhaben den Stand der Technik einzuhalten und die geologischen Besonderheiten der Standorte zu berücksichtigen. Zum Umgang mit Rückfluss und Lagerstättenwasser wird auf die Allgemeine Bundesbergverordnung (ABBergV) verwiesen.

§13b WHG schreibt vor, dass wasserrechtliche Erlaubnisanträge für Fracking-Vorhaben eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) enthalten müssen. Insbesondere ist die Beschaffenheit des Grundwassers und oberirdischer Gewässer im Einwirkungsbereich der Maßnahmen regelmäßig während und nach deren Durchführung zu überwachen. Über die Ergebnisse der Überwachung muss der zuständigen Behörde berichtet werden.

3.3 Allgemeine Bundesbergverordnung (ABBergV)

Nach §22b ABBergV müssen Fracking-Vorhaben den Stand der Technik einhalten. Insbesondere muss die Integrität des Bohrlochs nach dem Stand der Technik sichergestellt und regelmäßig überwacht werden. Ebenso müssen der Rückfluss sowie anfallendes Lagerstättenwasser nach dem Stand der Technik überwacht werden.

§22c ABBergV regelt den Umgang mit Rückfluss und Lagerstättenwasser. Unternehmer sollen möglichen Umweltgefährdungen durch geeignete Maßnahmen vorbeugen.

3.4 Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau)

Durch die „Verordnung zur Einführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und Tiefbohrungen im Rahmen des Regelungs pakets zu Fracking-Vorhaben“ wurde die UVP-V Bergbau dahingehend geändert, dass alle Phasen eines Fracking-Vorhabens UVP-pflichtig sind. Der UVP-Bericht muss Angaben sowohl zu den eingesetzten Stoffen als auch zur Beschaffenheit der Gewässer im Einwirkungsbereich der Vorhaben enthalten. Der Umfang der Untersuchungen ist durch die zuständigen Behörden festzulegen.

Die Anordnung von Maßnahmen zur Überwachung der Umweltauswirkungen wird im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) näher geregelt, ohne jedoch die Art der Maßnahmen vorzugeben.

3.5 Weitere Anforderungen an den Bohrlochbergbau

Fracking-Vorhaben werden dem Bohrlochbergbau zugeordnet, für den in Deutschland neben der ABBergV eine Reihe weiterer Regelungen und Fachempfehlungen gilt, die auch allgemeine Anforderungen an ein Monitoring enthalten:

- Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnungen von Bodenschätzen durch Bohrungen (BVOT) der einzelnen Bundesländer (Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Berlin, Hamburg, Bayern);
- WEG-Leitfaden (2006): „Gestaltung des Bohrplatzes“;
- Zusammenstellung weiterer technischer Regeln und Best Practice-Beispiele durch den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG): <https://www.bveg.de/Erdgas/Technik-Standards/Technische-Regeln>;
- Weitere allgemeine Regelungen (wie TA Luft, BImSchG), zusammengestellt z.B. in MKULNV (2012).

Die Ausgestaltung der Genehmigungen mit den entsprechenden Auflagen und Nebenbestimmungen (Rahmen-, Haupt- und Sonderbetriebspläne) für die Bohrung(en) und den Bohrplatz sowie die Überwachung der Auflagen und Nebenbestimmungen sind Aufgabe der zuständigen Genehmigungsbehörde (Bergbehörde, Untere Wasserbehörde). Diese Auflagen und Nebenbestimmungen müssen im Rahmen des Aufbaus des betrieblichen Monitorings berücksichtigt werden.

3.6 Europäische Richtlinien und Empfehlungen

3.6.1 Standortauswahl

Bei einem Fracking-Vorhaben in Deutschland würden auch die beiden EU-Richtlinien zur Strategischen Umweltprüfung (SUP) und zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) zur Anwendung kommen.

Die **Richtlinie 2001/42/EG** des Europäischen Parlaments schreibt eine Strategische Umweltprüfung (SUP) von Plänen und Programmen in den Bereichen Energie, Industrie, Abfallwirtschaft, Wasserwirtschaft, Verkehr und Bodennutzung zur Verhütung, Bewältigung und Verringerung der Auswirkungen und Risiken für die menschliche Gesundheit und die Umwelt vor. Bei einer SUP wird die Öffentlichkeit beteiligt. Im Rahmen eines Umweltberichts zur SUP können bereits Ausschlussgebiete und monitoringrelevante Themen benannt werden.

In den Niederlanden wurden in der „Strukturvision Schiefergasgewinnung“ (Commissie voor de milieu effect rapportage (mer), 2014) u.a. Kriterien für Ausschlussgebiete vorgeschlagen, die dann im Rahmen einer SUP als Grundlage einer landesweiten Standortsuche dienen sollten.

Zwischen Fracking-Standorten und bestimmten Gebieten (z.B. Wohngebiete, Wasserschutzgebiete und zum Grundwasser) sollten Mindestabstände gelten. Hierzu machen die Empfehlungen der EU-Kommission Vorschläge (siehe Kap. 3.6.3), wie z.B. den Ausschluss von „seismischen Hochrisikogebieten“ als Förderstandorte (siehe folgende Abschnitte).

Für die oben erwähnten Gebiete können auch gemäß dem bestehenden Fracking-Gesetz in Deutschland weitere einschränkende Regeln vereinbart werden.

3.6.2 Standorterkundung

Die **Richtlinie 2011/92/EU** fordert unter bestimmten Voraussetzungen⁸ eine UVP für Fracking-Vorhaben an konkreten Standorten. Für Deutschland wurde dies im Jahr 2017 durch das Fracking-Gesetz derart konkretisiert, dass alle Fracking-Vorhaben UVP-pflichtig sind. Die bereits in der SUP skizzierten monitoringrelevanten Aspekte werden in den UVP-Verfahren standort- und vorhaben-spezifisch weiter vertieft (Scopingtermin, Risikoanalyse für die Schutzgüter⁹ gem. UVPG §2 Abs. 1, Abschätzung der relevanten Gefährdungspfade, Standorterkundung mit Bohrungen und ggf. Probe-Fracs, Aufbau von Regional- und Standortmodellen). Diese Grundlagen würden bei Fortsetzung des Vorhabens und Relevanz in ein betriebsbegleitendes Monitoring überführt. Relevante Aspekte aus dem betriebsbegleitenden Monitoring wären dann auch Elemente in der Nachbetriebsphase (z.B. großräumige Grundwasserüberwachung und Potenzialentwicklung).

3.6.3 Empfehlungen der EU-Kommission zum Fracking

Am 08.02.2014 veröffentlichte die EU-Kommission im Amtsblatt der Europäischen Union „*Empfehlungen der EU-Kommission vom 22. Januar 2014 mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z.B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking*“ (Europäische Kommission, 2014), die sich in Absatz 6 ausdrücklich auch auf andere internationale Empfehlungen beziehen (so z.B. auf die „*Golden Rules*“¹⁰).

Diese Empfehlungen der Europäischen Union enthalten in 16 Kapiteln 13 Mindestgrundsätze die „den Mitgliedstaaten bei der Exploration und Förderung von Erdgas aus Schieferformationen als Stütze dienen und den Schutz von Klima und Umwelt, die effiziente Nutzung von Ressourcen und die Unterrichtung der Öffentlichkeit sicherstellen“. Einzelne der 13 Mindestgrundsätze (Recommendations) gliedern sich in weitere Punkte. Nicht alle der 13 Mindestgrundsätze sind unmittelbar für die Fragestellung eines Monitoringkonzepts relevant (wie z.B. Kapitel 13 „Verwaltungskapazität“). In Tabelle 1 sind die sieben Mindestgrundsätze farblich hinterlegt, die einen unmittelbaren Bezug zum Monitoring haben und somit zu berücksichtigen sind.

⁸ Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu gewerblichen Zwecken mit einem Fördervolumen von mehr als 500 t/Tag bei Erdöl und von mehr als 500.000 m³/Tag bei Erdgas.

⁹ Die Schutzgüter sind: Mensch, Tiere und Pflanzen, Boden, Wasser, Klima/Luft, Landschaft/Erholung, Kultur und sonstige Sachgüter, Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern.

¹⁰ Im Oktober 2012 publizierte die Internationale Energie Agentur (IEA, 2012) zusammenfassend „22 Golden Rules“ für die sichere Förderung von nichtkonventionellem Gas, auf die in vielen Regelwerke und Empfehlungen Bezug genommen wird (s. Kap. 5.3.2).

Tabelle 1: Empfehlungen der Europäischen Kommission (22.01.2014) mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen durch Hochvolumen-Hydrofracking (HVHF¹¹)
(grün markiert = Kapitel mit Bezug zum Monitoring)

Kap.	Mindestgrundsätze Unterpunkte der Mindestgrundsätze
1	Zweck und Gegenstand
2	Begriffsbestimmungen
3	Strategische Planung und Umweltverträglichkeitsprüfung Durchführung SUP, einschränkende Regeln in besonderen Gebieten, Mindestabstände, Durchführung UVP, Öffentlichkeitsbeteiligung
4	Genehmigungen für die Exploration und die Förderung im Einklang mit dem einschlägigen EU-Recht
5	Auswahl des Standortes der Exploration und Förderung Prüfung der geologischen Eignung, regelmäßig aktualisierte Risikobewertung mit allen potenziellen Expositionspfaden, Einbeziehung Industrie und NGOs, Mindestabstand zum Grundwasser, Berücksichtigung von Langzeitveränderungen des Untergrundes, Vermeidung von direkten Einleitungen und Schäden (Infrastruktur)
6	Ermittlung des Ausgangszustands Mitteilung an Behörde: Umwelt am Standort im ober- und unterirdischen Bereich, Qualität und Fließeigenschaften von Oberflächengewässern und Grundwasser, Wasserqualität an Trinkwasserentnahmen, Luftqualität, Bodenzustand, Methan und andere flüchtige organische Verbindungen im Wasser, seismische Aktivität, Landnutzung, Biodiversität, Zustand von Infrastruktur und Gebäuden, bestehende Bohrlöcher und stillgelegte Strukturen
7	Design und Bau der Anlage Verhinderung von Oberflächenleckagen und Austritten in Boden, Wasser oder Luft
8	Infrastruktur eines Fördergebietes Integriertes Konzept, Infrastruktur für Auffangen und Ableiten des Gases
9	Anforderungen an den Betrieb Informationsaustausch, Wasserbewirtschaftungspläne, Verkehrsmanagementpläne, Verminderung der Methanemissionen, kontrolliertes Fracking (Druckregulierung) zur Verhinderung von Rissen außerhalb der Speicherstätte und induzierter Seismizität, Bohrlochintegrität (Bohrlochdesign, Bau- und Integritätsprüfungen durch Dritte) in allen Projektphasen, Risikomanagementplan, Abbruch und Gegenmaßnahmen bei Beeinträchtigung der Bohrlochintegrität oder bei Schadstoffübertritten ins Grundwasser, Abbruch und Gegenmaßnahmen bei relevanten Unfällen, verantwortungsvolle Nutzung der Wasserressourcen
10	Verwendung von chemischen Stoffen und Wasser beim HVHF Minimierung der Verwendung chemischer Stoffe, Auswahl chemischer Stoffe, Minimierung Wasserverbrauch, Abfallströme, Einsatz gefährlicher Stoffe
11	Anforderungen an die Überwachung Überwachung der Anlage in allen Projektphasen, ober- und unterirdische Bereiche, Erfassung des Ausgangszustands, Überwachung der Betriebsparameter (bohrlochspezifisch): Zusammensetzung Frac-Zusätze, Wassermenge, Druckverlauf, Bilanzierung (Volumen, Eigenschaften, wiederverwendete und/oder behandelte Mengen), Erfassen der Luftemissionen von Methan und anderen flüchtigen organischen Verbindungen, Auswirkungen auf die Integrität von Bohrungen und andere Strukturen im ober- und unterirdischen Bereich, Mitteilung an Behörde

¹¹ Definition von HVHF: Einpressen von mindestens 1.000 m³ Wasser je Fracking-Phase oder von mindestens 10.000 m³ Wasser während des gesamten Fracking-Prozesses in ein Bohrloch.

Kap.	Mindestgrundsätze Unterpunkte der Mindestgrundsätze
12	Umwelthaftung und finanzielle Sicherheit Umwelthaftung für alle Tätigkeiten am Standort, Hinterlegung finanzielle Sicherheiten
13	Verwaltungskapazität Ausstattung der Behörden mit personellen, technischen und finanziellen Mitteln, Verhinderung von Interessenskonflikten
14	Verpflichtung nach Stilllegung Vergleich des Umweltzustands (ober- und unterirdischer Bereich) mit Ausgangszustand
15	Verbreitung von Informationen chemische Stoffe (CAS Nr. Sicherheitsdatenblatt), Wassermengen, fertiggestellte Bohrlöcher, Genehmigungen, Ausgangszustände, Inspektionen und Vorkommnisse
16	Jährliche Überprüfung

Im August 2014 wurde ein Gutachten veröffentlicht, das im Auftrag der Europäischen Kommission, Generaldirektion (GD) Umwelt erstellt wurde und die Empfehlungen der EU-Kommission mit Maßnahmen konkretisiert (AMEC, 2014). Inhalt dieses Gutachtens ist eine umfangreiche Darstellung von ca. 200 Maßnahmen, die bereits in den Mitgliedstaaten der EU eingeführt und geeignet sind, die Risiken und Umweltauswirkungen des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten zu minimieren (Europäische Kommission, 2018).

Die Maßnahmen gliedern sich nach den 13 fachlichen Mindestgrundsätzen der EU-Kommission (Tab. 1) und lehnen sich in vielen Punkten an die „*Golden Rules*“ (IEA, 2012) an bzw. präzisieren diese durch konkrete Vorschläge für ca. 200 Maßnahmen. Im August 2015 wurde im Auftrag der EU-Kommission ein weiteres Gutachten veröffentlicht, das sich in vergleichbarer Systematik mit Kohleflözgas und anderen unkonventionellen Öl- und Gasvorkommen wie *Tight Gas* und *Tight Oil* beschäftigt (AMEC, 2015). Beide AMEC-Gutachten wurden im Rahmen der vorliegenden Literaturstudie ausgewertet und sind in den nachfolgenden Ausführungen berücksichtigt.

In einer weiteren Studie im Auftrag der EU-Kommission wird der aktuelle Stand der verschiedenen Fracking-Technologien dargestellt (Gandossi and Estorff, 2015).

3.7 Fazit

Die in Kapitel 3 erläuterten gesetzlichen Anforderungen stellen den aktuellen Rahmen in Bezug auf Fracking-Vorhaben und ein zugehöriges betriebliches Monitoring dar. Die rechtlichen Vorgaben in Bezug auf ein betriebliches Monitoring sind naturgemäß vergleichsweise allgemein und unkonkret und werden im Rahmen der bergrechtlichen und wasserrechtlichen Betriebsgenehmigungen durch die zuständigen Behörden standort- und vorhabenspezifisch über Nebenbestimmungen konkretisiert.

Die europäischen Richtlinien zur Strategischen Umweltprüfung (SUP) und zu Umweltverträglichkeitsprüfungen beinhalten Untersuchungen zu den betroffenen Schutzgütern und liefern im Rahmen ihrer Umsetzung wichtige Informationen in Bezug auf die Standortwahl, den Ausgangszustand und für ein vorhabenbegleitendes Monitoring.

Zur Überwachung der Betriebsphase und zum entsprechenden Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (Pfadgruppe 0) ist in Deutschland eine Reihe von Richtlinien und Regelwerken als Stand der Technik zu berücksichtigen. Die Allgemeine Bundesbergverordnung (ABBergV) fordert ebenfalls explizit den Stand der Technik ein, aber für das operative Monitoring in der Betriebsphase gelten Vorschriften, die schon im Jahr 2006 festgelegt wurden (z.B. Tiefbohrverordnung NRW, Niedersachsen), so dass sie ggf. aktualisiert werden müssten.

In Kapitel 5 wird untersucht, ob der internationalen Literatur darüber hinausgehende Hinweise und Vorgaben für Monitoringkonzepte entnommen werden können (internationaler Stand der Technik).

4 Ausgewählte globale Geosysteme Schiefergas und Kohleflözgas

In diesem Kapitel werden relevante Geosysteme für Schiefergas und Kohleflözgas in den Ländern beschrieben, in denen das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten von Bedeutung ist und über die international publiziert wurde.

Die Eigenschaften dieser Geosysteme und die dort gemachten Erfahrungen im Monitoring (Systemerkundung, Gefährdungspfade, Baseline Monitoring und operatives Monitoring) werden hinsichtlich ihrer Vergleichbarkeit bzw. Übertragbarkeit auf Deutschland bewertet.

4.1 Schiefergas

Eine Abschätzung der globalen technisch gewinnbaren Schiefergasvorkommen stellt die U.S. Energy Information Administration (EIA) auf ihrer Website zur Verfügung¹². Die Bewertungen für insgesamt 46 Staaten wurden zuletzt zwischen 2013 und 2015 aktualisiert. Die nachfolgenden Ausführungen zeigen jedoch, dass die Abschätzungen der EIA auf Basis eigener Daten und Untersuchungen durch die Staaten z.T. deutlich korrigiert und reduziert wurden.

Tabelle 2 zeigt, basierend auf den Angaben der EIA, die Anteile der 20 Staaten mit mindestens 1 % der globalen Vorkommen. Die übrigen 26 Staaten, deren Anteil bei jeweils unter 1 % liegt, sind unter „Sonstige“ zusammengefasst. Insgesamt wird das globale technisch gewinnbare Schiefergasvorkommen auf 7.576,6 Tcf¹³ geschätzt. Mit 15 % liegt der größte Teil davon in China, gefolgt von Argentinien (11 %), Algerien (9 %) und den USA (8 %). Die einzigen europäischen Länder mit einem Anteil von mindestens 1 % sind Frankreich und Polen mit jeweils 2 %. Auf Deutschland entfallen nach dieser Statistik 17 Tcf, was einem Anteil von 0,2 % der globalen Vorkommen entspricht. Es liegt damit auf Rang 34 der 46 betrachteten Länder.

Tabelle 2: Globale technisch gewinnbare Schiefergasvorkommen
(Datenquelle: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>, abgerufen am 27.10.2020)

	Staat	Vorkommen (Tcf)	Anteil am Gesamtvorkommen (%)
1	China	1.115,2	14,7
2	Argentinien	801,5	10,6
3	Algerien	706,9	9,3
4	USA	622,5	8,2
5	Kanada	572,9	7,6
6	Mexiko	545,2	7,2
7	Australien	429,3	5,7

¹² <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>, abgerufen am 27.10.2020.

¹³ Erdgas wird international in Tcf (Trillionen cubic feet) angegeben. Ein Kubikfuß entspricht etwa 0,03 Kubikmeter.

	Staat	Vorkommen (Tcf)	Anteil am Gesamtvorkommen (%)
8	Südafrika	389,7	5,1
9	Russland	284,5	3,8
10	Brasilien	244,9	3,2
11	Vereinigte Arabische Emirate	205,3	2,7
12	Venezuela	167,3	2,2
13	Polen	145,8	1,9
14	Frankreich	136,7	1,8
15	Ukraine	127,9	1,7
16	Libyen	121,6	1,6
17	Pakistan	105,2	1,4
18	Ägypten	100,0	1,3
19	Indien	96,4	1,3
20	Paraguay	75,3	1,0
	Sonstige	582,5	7,7

Für jedes dieser Länder stellt die EIA auf ihrer Website detaillierte Informationen zu den Schiefergasvorkommen bereit. Im Folgenden wird zunächst exemplarisch auf eine Auswahl dieser Länder näher eingegangen und über dort durchgeführte Fracking-Maßnahmen in Schiefergaslagerstätten berichtet. Anschließend werden die Schiefergasvorkommen in Deutschland beschrieben und mit den internationalen Geosystemen verglichen.

4.1.1 USA

4.1.1.1 Vorkommen

In den USA gibt es ca. 20 größere Hauptvorkommen (*plays*) an Öl- und Schiefergas. Teilweise liegen bis zu drei Schiefergaslagerstätten übereinander (*stacked plays*, z.B. Utica, Marcellus, Devonian). Die Schiefergasvorkommen sind in große Sedimentbecken eingebettet (s.u. Tab. 3).

Die sog. „Schiefergas-Revolution“ (*shale gas revolution*) begann in den späten 1980er-Jahren, als die ersten Horizontalbohrungen abgeteuft wurden. Im Jahr 2017 waren es bereits 127.000 Horizontalbohrungen (Mumford et al., 2020).

90 % aller Öl- und Gasbohrungen auf dem Festland der USA werden mittlerweile gefrackt. Bis zum Jahr 2014 wurden bereits mehr als 1.760.000 Fracs in den USA mit Schwerpunkten in Texas, Kalifornien, Pennsylvania und Colorado durchgeführt (Gallegos and Varela, 2014), davon fast 1 Million nach 1947 und ca. 280.000 ab dem Jahr 2000. Nach aktuellen Veröffentlichungen sind es mit Stand 2019 bereits 2 Millionen Fracs (API, 2020).

In Verbindung mit den Horizontalbohrungen war es auch das Multi-Stage-Fracking¹⁴, das die Ausbeute an Schiefergas enorm steigerte. Hierbei werden an einem Standort bis zu mehrere Tausend Fracs durchgeführt. Tabelle 3 zeigt einige wichtige Daten für ausgewählte Schiefergaslagerstätten der USA.

Tabelle 3: Daten ausgewählter Schiefergasvorkommen in den USA

Lagerstätten USA	Antrim	Barnett	Eagle Ford	Woodford	Marcellus	Haynesville	New Albany	Bakken
Alter	Oberdevon	Unterkarbon	Oberkreide	k.A.	Oberdevon	k.A.	Oberdevon	Oberdevon
Sedimentbecken (basin) Größe	Michigan 32.000 km ²	Western Gulf 13.000 km ²	Western Gulf	Andarko 30.000 km ²	Appalachian 30.000 km ²	Western Gulf 250.000 km ²	Illinois 110.000 km ²	Williston
Tiefe [m unter GOK]	300 bis 800	2.100 bis 2.800	1.300 bis 4.200	1.400 bis 3.300	600 bis 3.300 1.200 bis 2.600	k.A.	<300	k.A.
Mächtigkeit [m]	k.A.	30 bis 200	80	k.A.	15 bis 61	k.A.	k.A.	4x15
Minimale vertikale Entfernung nächster Grundwasserleiter [m]	k.A.	1.700	930	1.200	1.300	k.A.	k.A.	k.A.
Erschließung	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	16 bis 65 ha / Förderbohrungen	k.A.	k.A.	k.A.
Quelle*	EMD (2014)	TEMEST (2017)	USGS (2015); TEMEST (2017)	USGS (2015)	USGS (2011); Jacobs und Testa (2019)	USGS (2015)	USGS (2007)	USGS (2013)

* <https://certmapper.cr.usgs.gov/data/apps/noga-drupal/>

k.A. = keine Angaben

4.1.1.2 Förderung

In den USA wurden im Jahr 2019 ca. 35 Tcf *dry natural gas*¹⁵ produziert. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um unkonventionelles Erdgas (EIA, 2020). Für die weitere Entwicklung werden – in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung – verschiedene Szenarien dargestellt. Hiernach ist auch in einem wirtschaftlich ungünstigen Umfeld wie im Juli 2020¹⁶ mit einer langjährigen, auf hohem Niveau anhaltenden Ausbeutung der Schiefergasvorkommen und dem dazu notwendigen Fracking von unkonventionellen Lagerstätten zu rechnen.

¹⁴ Je Förderbohrung werden 10 bis 20 Abschnitte (*stage*) gefrackt. Jeder Abschnitt hat bis zu 6 Fracs (TAMEST 2017).

¹⁵ *dry natural gas*: ohne den verflüssigbaren Anteil an Kohlenwasserstoffen und ohne sonstige Gase

¹⁶ Am 28.06.2020 meldete Chesapeake Energy, eins der größten Frackingunternehmen der Welt, Konkurs an. <https://edition.cnn.com/2020/06/28/business/chesapeake-energy-bankruptcy/index.html>.

Im Jahr 2016 erfolgten ca. 35 % der Produktion aus dem Marcellus-Schieferbecken. Weitere wichtige Gebiete waren die Schieferbecken Haynesville, Eagle Ford und Barnett, die alle in Texas liegen (Jacobs and Testa, 2019). Sehr umfangreiche Informationen über die einzelnen Fördergebiete sind im Jahresbericht EMD (2014) und den Reservoir-Abschätzungen des Geologischen Dienstes der USA (USGS o.J.) enthalten.

4.1.1.3 Geosysteme

Die meisten Schiefergaslagerstätten in den USA befinden sich in großen Sedimentbecken. Während die Lagerstätten im Beckeninnern annähernd horizontal gelagert sind, fallen die Lagerstätten an den Beckenrändern flach ein (Jacobs and Testa, 2019).

Diese deutlich höher liegenden Bereiche der Lagerstätten wurden zum größten Teil bereits in den letzten Jahren ausgebeutet, so dass die aktuellen Bohrungen wesentlich größere Tiefen erreichen, als dies noch zu Beginn des Jahrhunderts der Fall war. So zeigt die Auswertung EPA (2015b) mit den Bohrdaten aus den Jahren 2009 bis 2010, dass auch eine bedeutende Anzahl von Förderbohrungen flacher als 1.000 m war. Teilweise waren diese Förderbohrungen auch nur wenige Hundert Meter tief.

In der Regel sind die tiefer liegenden gasführenden Schiefer von geringdurchlässigen Sedimentgesteinen überdeckt wie im Appalachian Sedimentbecken und in Texas.

Auf einen anderen geologischen Aufbau weisen Jacobs and Testa (2019) hin. Eine hydraulische Trennung muss nicht durch Tonsteine oder Salze erfolgen, wie das in den tiefen Bereichen des Marcellus-Schiefers oder den Lagerstätten in Texas der Fall ist. In der Bakken-Lagerstätte (North Dakota) werden die gasführenden Schichten von Kalksteinen über- und unterlagert. Diese sind jedoch so geringdurchlässig, dass Öl und Gas aus den beiden Schiefer-Formationen nicht in die Kalksteine migriert sind. Die Fracking-Zonen reichen deshalb bis unmittelbar an die Kalksteine heran. Die Kalksteine werden hier aufgrund ihrer geringen Durchlässigkeit als eine „hydraulische Barriere“ angesehen.

4.1.2 Polen

In Polen wird ein hohes Potenzial für Schiefergasvorkommen im Baltischen Becken, im Lublin-Becken und im Podlasischen Becken gesehen. Die Vorkommen werden in bis zu über 100 m mächtigen Schiefen des Silurs und Ordoviziums in 1,8 bis 5 km Tiefe vermutet. Auch hier sind die Lagerstätten mit mächtigen geringdurchlässigen Ton- und Siltsteinen überdeckt.

PGI-NRI (2011) geht von einem Vorkommen von 12,2 bis 27,1 Tcf an gewinnbarem Schiefergas aus. EIA (2015b) schätzt dagegen das technisch gewinnbare Schiefergas mit 145,8 Tcf sehr hoch.

Der erste Frac wurde im Jahr 2011 von Lane Energy Poland an der Explorationsbohrung Lebien LE-2H durchgeführt und zeigte nur mäßigen Erfolg (Sarnecka et al., 2013). Das Polish Geological Institute begleitete die Fracking-Maßnahme mit einer Studie zu den Umweltauswirkungen und stellte keine negativen Beeinträchtigungen fest (PGI-NRI, 2011).

Nach Angaben auf der Website des Polnischen Geologischen Instituts wurden bis Juni 2017 insgesamt 37 Explorationsbohrungen mit Fracs und Fracking-Tests durchgeführt.¹⁷

4.1.3 Großbritannien

In Großbritannien werden explorationswürdige Schiefergasvorkommen in Verbindung mit Schieferformationen aus dem Karbon im Norden und in der Mitte des Landes sowie im jurassischen Becken entlang der Südküste vermutet. Einen Überblick dazu geben mehrere Autoren, z.B. Smith et al. (2010) und DECC (2013). Größenabschätzungen für Teilbereiche geben Andrews (2013, 2014) und Monaghan (2014). Beide Autoren weisen jedoch darauf hin, dass die technisch gewinnbaren Volumina erst nach weiteren Untersuchungen abgeschätzt werden könnten. Die amerikanische Energy Information Administration geht dagegen davon aus, dass 26 Tcf technisch gewinnbar sind (EIA, 2015c). Eine neuere Studie reduziert die Schätzungen jedoch deutlich (Whitelaw et al., 2019).

Zur Feststellung potenzieller Verunreinigungen des Grundwassers empfehlen Mair et al. (2012) ein Monitoring während und nach dem Fracking der unkonventionellen Lagerstätte, ohne jedoch konkrete Maßnahmen zu benennen. Ein von der schottischen Regierung in Auftrag gegebenes Gutachten eines unabhängigen Expertenkomitees (Independent Expert Scientific Panel, 2014) untersucht das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten sowohl unter technischen als auch gesellschaftlichen Aspekten und weist u.a. auf die Bedeutung von Baseline Monitoring hin. Auf Grundlage dieses Gutachtens erließ die schottische Regierung im Jahr 2015 ein Moratorium für das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten. Im selben Jahr trat auch in Wales ein entsprechendes Moratorium in Kraft.

Bis zum Jahr 2019 wurden in England drei Fracs in Lancashire durchgeführt (NAO, 2019). Die erste von der Fa. Cuadrilla untersuchte Schiefergaslagerstätte lag am Standort Preese Hall in Lancashire. Das erste Fracking am Standort Preese Hall wurde dann im Jahr 2011 durchgeführt (DECC, 2014) und verursachte zwei Erdbeben der Stärken 2,3 und 1,5, woraufhin die Maßnahme abgebrochen und der Standort aufgegeben wurde. Es wurde ein Expertenkomitee zur Untersuchung der Erdbeben eingesetzt. Die britische Oil & Gas Authority vergab daraufhin vier Gutachten zu seismischen Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen, die in England zu einem sechsjährigen Moratorium bis 2017 führten.

Im Jahr 2017 wurde der nahegelegene zweite Standort (Preston New Road) in Lancashire erschlossen. Die Tiefenlage der Zielformation (Bowland Shale und Hodder Mudstone) beträgt ca. 1.500 m bzw. 2.900 m. Der regionale Grundwasserleiter (Sherwood Sandstone Group) liegt ca. 290 m tief und das Grundwasser ist für eine Nutzung zu hoch mineralisiert. Oberflächennah sind in den eiszeitlichen Ablagerungen kleinere Grundwasservorkommen vorhanden (Cuadrilla Bowland Ltd., 2014).

¹⁷ <https://www.pgi.gov.pl/en/psg-1/psg-2/informacja-i-szkolenia/wiadomosci-surowcowe/10215-shale-gas-exploration-status-in-poland-as-of-july-2017.html>, abgerufen am 28.10.2020.

Im Jahr 2017 wurden zwei horizontale Förderbohrungen erstellt. Im Oktober 2018 führte der erste Frac am Standort Preston New Road (der zweite Frac in England) in der Bohrung PNR-1z zu sechs Beben der Magnituden 0,5 bis 1,5. In einer zweiten Bohrung am Standort (PNR2) erfolgte der Frac im August 2019 und führte zu insgesamt 128 Beben der Magnituden 1,6 bis 2,9 im Lauf von fünf Tagen (Hayhurst, 2018).

Ende 2019 wurde das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten in England verboten (Wilson et al., 2019b).

4.1.4 Irland

Ein potenzielles Schiefergasvorkommen in Irland liegt im nordwestlichen Karbonbecken. Hier liegen wahrscheinlich ausgedehnte tiefe karbonatische, ggf. auch verkarstete Grundwasserfließsysteme. Sie weisen ggf. noch unbekannte hydraulische Verbindungen und Wirkungszusammenhänge mit flachen Grundwasserleitern auf. Es gibt noch viele Wissenslücken, deren Behebung „tiefe“ Bohrungen (gemeint sind hier mehrere Hundert Meter), geophysikalische Erkundungen und strukturgeologische Untersuchungen erfordert (Hooper et al., 2016).

4.1.5 Australien

Kohleflözgas hat in Australien eine höhere Bedeutung als Schiefergas, dennoch verfügt das Land auch über einige größere Vorkommen an Schiefergas, die jedoch weder umfassend erkundet sind noch ausgebeutet werden.

Bedeutende Schiefergasvorkommen werden vor allem in sechs großen Sedimentbecken in Australien vermutet: Beetaloo, Georgina, Canning, Cooper, Perth und Maryborough (Geoscience Australia, o. J.). EIA (2015a) schätzt, dass hier insgesamt 437 Tcf an Schiefergas technisch gewinnbar seien.

Im Cooper Basin werden die Produktionszonen durch eine mächtige Siltsteinschicht (Nappamerri Group) überlagert, die eine hydraulische Barriere gegenüber dem regional sehr bedeutsamen *Great Artesian Basin Aquifer* (GAB) darstellt.

4.1.6 China

Gemäß der Studie EIA (2013) verfügt China in Sichuan über sehr große Reserven an Schiefergas, welche diejenigen der USA sogar noch übertreffen. Die Vorkommen in China unterscheiden sich von denen in Nordamerika darin, dass sie auch vielfach in nicht-marinen Ablagerungen auftreten, tektonisch häufig stark überprägt sind und hier Schiefergas, Kohleflözgas und Tight Gas nebeneinander vorkommen (Ju et al., 2014).

Die erste Horizontalbohrung wurde im Jahr 2011 niedergebracht, im Jahr 2014 waren es bereits 200 Bohrungen (Lee and West 2014).

Allerdings wurden Bohrungen des größten Betreibers in Sichuan nach einer Reihe von Beben im Frühjahr 2019 eingestellt (Guo and Murtaugh, 2019). Sichuan liegt in einem aktiven Erdbebengebiet.

4.1.7 Deutschland

4.1.7.1 Vorkommen

Für Deutschland schätzt die BGR die technisch gewinnbaren Ressourcen an Schiefergas, abweichend von der EIA, nur auf 1 bis 6 Tcf (BGR, 2016). Abbildung 4 zeigt die Potenzialgebiete für Schiefergas und Schieferöl mit Angabe der jeweiligen Tongesteine. In den schraffierten Gebieten gilt das nur für kleine Teilbereiche, die nicht weiter lokalisierbar sind.

4.1.7.2 Geosysteme

In Tabelle 4 sind die wichtigsten bekannten Informationen über die Tiefenlage und die tektonischen Verhältnisse der potenziellen Schiefergasvorkommen in Deutschland zusammengestellt. Die Zahlen in Tabelle 4 beziehen sich auf die Lage der Geosysteme in Abbildung 4. In Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7 sind die Geosysteme 2 und 3 schematisch dargestellt.

Tabelle 4: Wichtige Geosysteme Schiefergas in Deutschland (BGR 2016, ergänzt)

Nr.	Lage	Formation	Tiefenlage (m)	Tektonik
1	Rügen	Unterkarbon	< 5.000	keine Angabe
2	Weserrand- gebirgsmulde	Wealden (Unterkreide) Posidonienschiefer (Unterjura)	0 bis 3.000	vorwiegend flache Lagerung
3	Rheinisches Schiefergebirge	liegende und hangende Alaun- schiefer (Unterkarbon)	Abtauchen nach NW auf 300 bis 500 m, in der Herzkämper Mulde ca. 1.000 bis 1.500 m, im Esborner Sattel bis 2.500 m	Variszische Gebirgsbil- dung mit ENE-WSW- streichenden Sattel- und Muldenstrukturen mit Aufschiebungen und Einengungstektonik
6	Münsterländer Becken		in der Bohrung Münster- land 1: ca. 5.400 m	
4	Harzvorland	Unterkarbon		durch die Variszische Gebirgsbildung gefaltet und intensiv verschuppt
5	Oberrheintal- graben	Fischschiefer (Unterkreide) Posidonienschiefer (Unterjura)	> 1.000 bis 3.000 m	weitgehend horizontale Lagerung, teilweise durch Staffelbrüche zerblockt

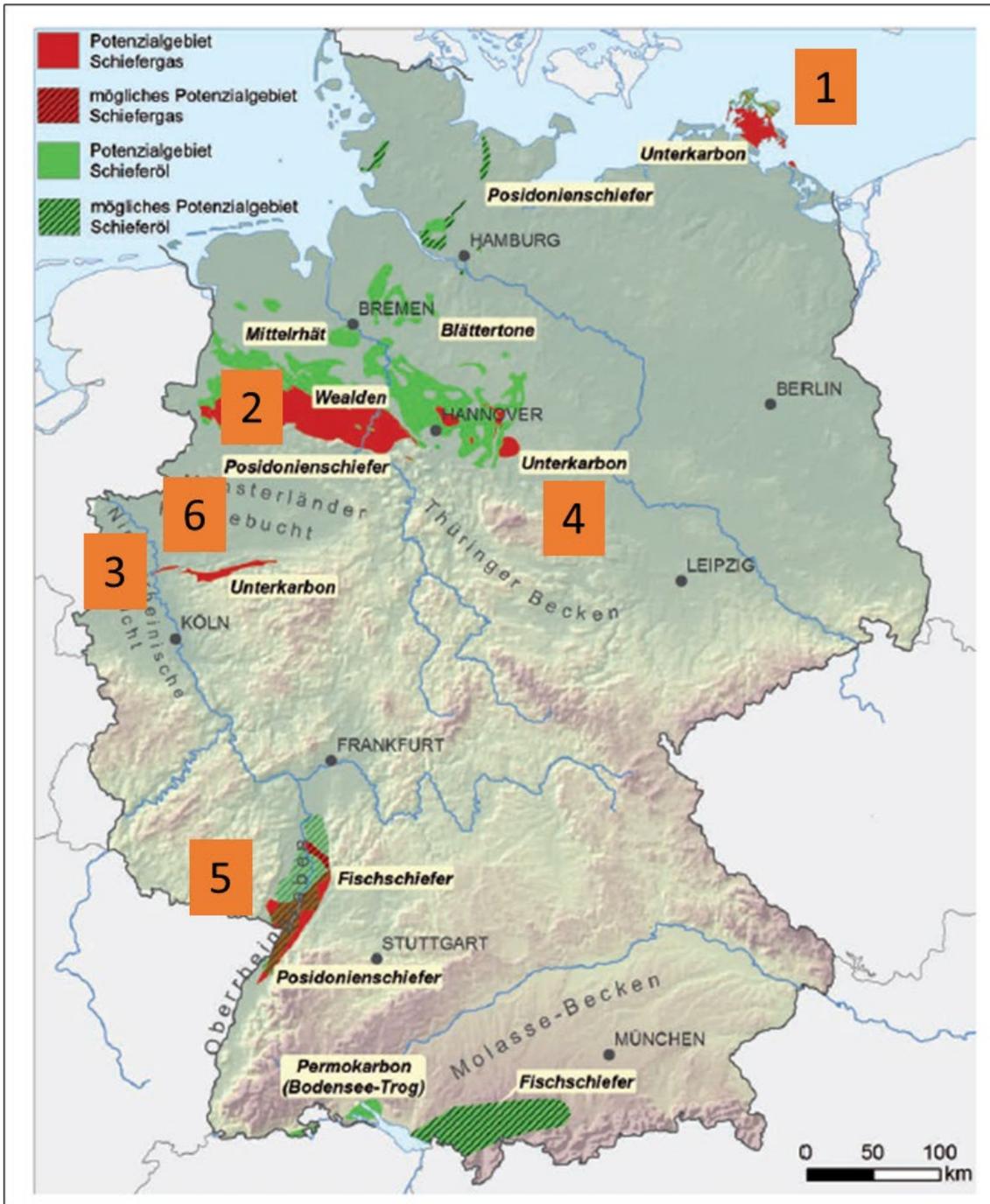


Abbildung 4: Potenzielle Schiefergas- und Schieferöllagerstätten in Deutschland (BGR, 2016)
(Die Zahlen verweisen auf Tabelle 4, ergänzt nach BGR Hannover ©).

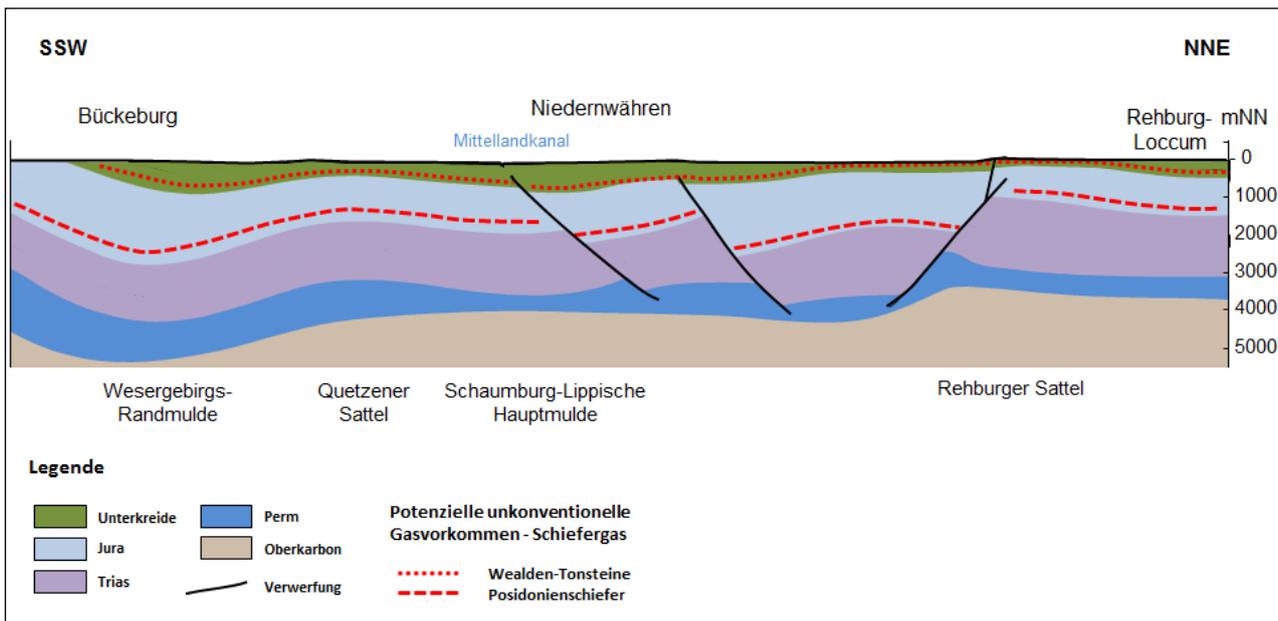


Abbildung 5: Geosystem 2: Geologischer SSW-NNE-Schnitt durch die Wesergebirgsrandmulde mit den potenziellen Schiefergas-Vorkommen „Wealden“ (Bückeberg-Formation) und Posidonienschiefer, verändert nach Geologische Karte Blatt 3918, Blatt Minden, Krefeld 1982 (MKULNV, 2012)

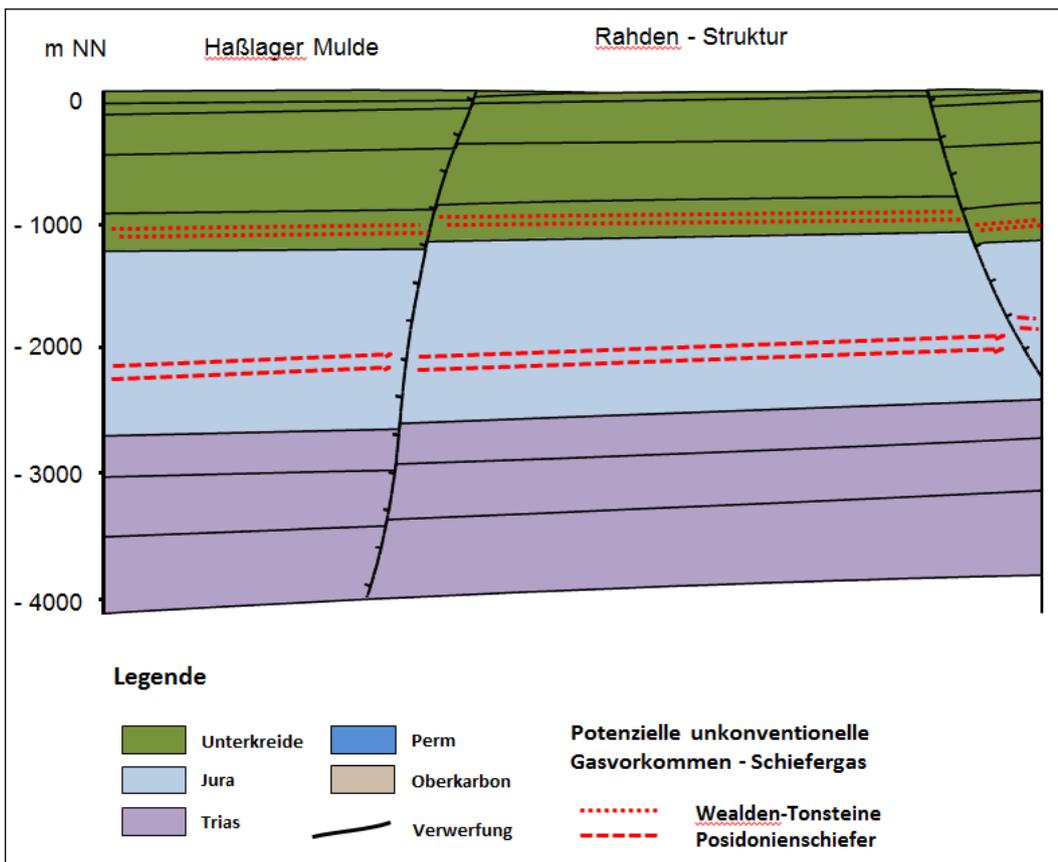


Abbildung 6: Geosystem 2: Geologischer Aufbau im Bereich Rahden, verändert nach Geologische Karte, Blatt 3517, Rahden, Krefeld 2005 (MKULNV, 2012)

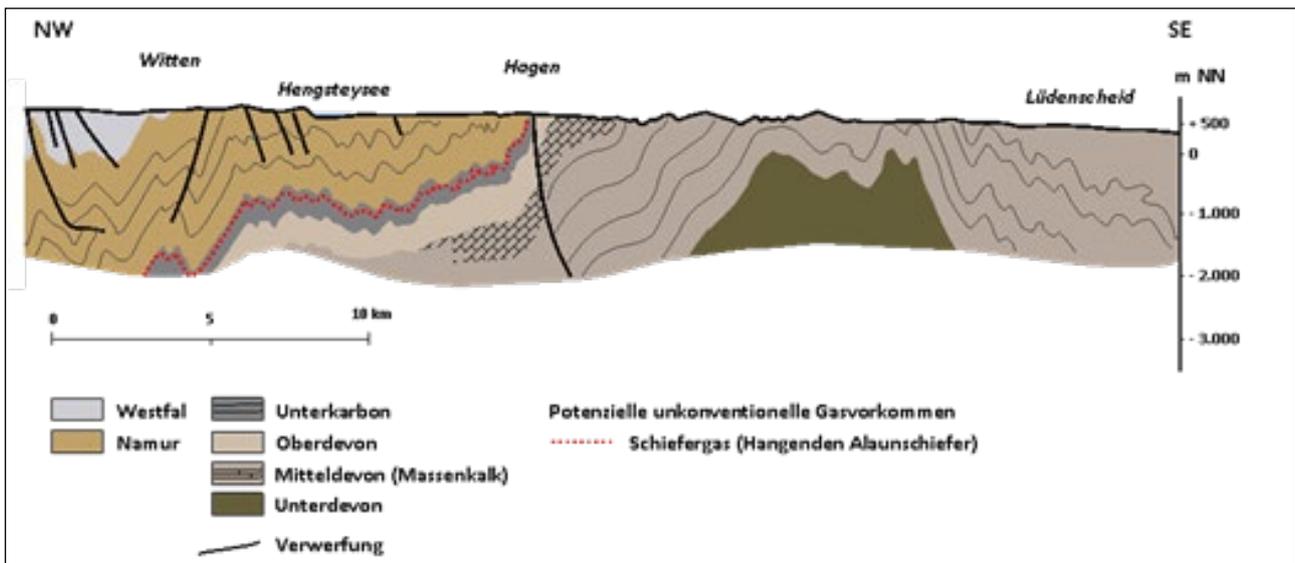


Abbildung 7: Geosystem 3: Geologische SE-NW-Schnitte durch das Rheinische Schiefergebirge mit den Schiefergasvorkommen der Hangenden Alaunschiefer, verändert nach: Geologische Karte von Nordrhein-Westfalen C 4710 Dortmund, Krefeld 1989 (MKULNV, 2012)

4.1.7.3 Vergleichbarkeit

Da in den USA die umfangreichsten Erfahrungen mit dem Fracking unkonventioneller Lagerstätten und den entsprechenden Umweltauswirkungen vorliegen, werden die Geosysteme in den USA und in Deutschland miteinander verglichen.

Die Schiefergaslagerstätten haben in Deutschland eine vergleichbare Tiefenlage wie in den USA (1.000 bis 5.000 m). Auch die Überlagerung mit Grundwasserleitern und geringdurchlässigen Deckschichten (wie Tone, Salze) ist vergleichbar. Bei den Lagerstätten im Jura und in der Unterkreide in Deutschland kann eine höhere tektonische Beanspruchung als in den USA und eine stark kleinräumige tektonische Gliederung angenommen werden. Eine noch deutlich stärkere tektonische Beanspruchung wird bei den Lagerstätten im Karbon (Hangende und Liegende Alaunschiefer) auftreten, da diese Vorkommen in die Variszische Gebirgsbildung eingebunden waren.

Im Gegensatz zu den USA könnte der Voreingriffszustand in Deutschland in der Regel noch erfasst werden, da bislang noch keine Überprägung durch Fracking-Vorhaben erfolgte. Lage und Zustand der Altbohrungen in Deutschland sind in der Regel gut dokumentiert und können mit in die Beschreibung des Voreingriffszustands aufgenommen werden.

Die teilweise höhere tektonische Beanspruchung würde einen höheren Aufwand bei der Erkundung der Lage und der Durchlässigkeit von Störungszonen erfordern, um plausible Abstände festlegen zu können. Hier können Gas- und/oder Salzwasseraufstiege wertvolle Hinweise auf die Existenz tiefgreifender und durchlässiger Störungen liefern.

Die Notwendigkeit der Durchführung großräumiger hydrogeologischer Systemerkundungen bei Schiefergasvorkommen in der Phase der Standorterkundung ist dann notwendig, wenn die Lagerstätten in geringer Tiefe liegen, sowie bei der Existenz von relevanten regionalen Grundwasserleitern.

4.2 Kohleflözgas

Im Gegensatz zu Schiefergas hat Kohleflözgas global eine geringere Bedeutung, was vor allem mit den global geringeren Vorräten zusammenhängen dürfte sowie mit der Tatsache, dass Kohleflözgas in vielen Ländern immer schon – auch ohne Fracking – ein „Nebenprodukt“ der Kohleförderung war (z.B. im Revier Ibbenbüren). Einen älteren Überblick über die Bedeutung von Kohleflözgas in Deutschland gibt Thielemann (2002).

In einzelnen Ländern wie Australien hat Kohleflözgas jedoch eine höhere Bedeutung als Schiefergas, was in leichter zugänglichen Lagerstätten, die zur Gasgewinnung zudem auch nicht per se hydraulisch stimuliert werden müssen, begründet ist (Thakur, 2017; Thakur et al., 2014).

4.2.1 Australien

Große Teile Australiens sind aus sehr alten metamorphen und magmatischen Gesteinen aufgebaut (Australischer Schild), in die bereichsweise große Sedimentbecken eingefaltet sind. In diesen Sedimentbecken liegen die Lagerstätten für Kohleflözgas und Schiefergas.

Die Kohlevorkommen in Australien liegen nicht im Karbon wie in Europa, sondern in mehreren jüngeren Serien des Perm und der Trias sowie im Tertiär. Insgesamt existieren in Australien 14 größere Kohlebecken mit sehr unterschiedlichen hydrogeologischen und tektonischen Lagerungsverhältnissen. In einigen Becken liegen die Kohlenflöze nur 10 m unter der Geländeoberfläche und haben deswegen auch hohe Wassergehalte (bis 33 %). In anderen Becken liegen sie mehrere Tausend Meter tief (z.B. Pedirka Basin).

Kohleflözgas¹⁸ hat in Australien in den letzten 20 Jahren stark an Bedeutung zugenommen. Derzeit werden ca. 19.000 vertikale Förderbohrungen betrieben, und für die Zukunft sind mehrere Tausend weitere geplant (Mallants et al., 2018; Australia Pacific LNG Pty. Ltd., o. J.).

Die größten Vorräte an Kohleflözgas liegen an der Ostküste (Queensland). Die Hauptproduktionsstätten liegen im Bowen Basin und zunehmend im Surat Basin. Die Tiefe der Lagerstätten liegt zwischen 200 und 800 m. Ca. 30 bis 40 % der vertikalen Förderbohrungen werden hier gefrackt. Die Lebenszeit der Förderbohrungen beträgt 25 bis 30 Jahre. Typische Horizontalabstände der Förderbohrungen im Surat Basin zu Grundwasserentnahmen in der Walloon Formation sind 600 bis 700 m (Apte et al., 2020).

¹⁸ Kohleflözgas wird in Australien auch als *Deep Coal Seam Gas* (DCSG) bezeichnet. In den USA und in Kanada wird das Kohleflözgas als *Coal Bed Methane* (CBM) bezeichnet.

Das Potenzial an Kohleflözgas ist noch nicht in allen Becken erkundet. Manche Kohlebecken sind auch für die derzeitigen Technologien (noch) zu tief (z.B. Pedirka Basin), obwohl in den bis ca. 3.000 m tief liegenden frühpermischen Kohlebecken Flöze bis zu 30 m Mächtigkeit auftreten. Ab ca. 2.500 m Tiefe werden in Australien die Permeabilitäten in der Kohle als zu gering erachtet, um das Gas ohne Fracking fördern zu können bzw. der Aufwand für das Fracking würde steigen, was aufgrund der wesentlich leichter zu erschließenden oberflächennahen Vorkommen derzeit unwirtschaftlich ist.

4.2.2 USA

Auf Grundlage einer detaillierten Analyse der EPA (2016), die neben eigenen Untersuchungen auch auf einer umfangreichen Literaturlauswertung beruht, wurden folgende Sachverhalte festgestellt:

- In den USA sind elf größere Kohlebecken bekannt.
- Die Kohleflöze liegen in der Regel in geringer Tiefe (s. Tab. 5). In neun der elf Kohlebecken in den USA hat die Kohle direkten Kontakt mit nutzbaren Grundwasservorkommen (USDW¹⁹), bei zwei Kohlebecken ist dies wahrscheinlich.
- Das geförderte Wasser (*produced water*) ist oft nicht so belastet wie bei der konventionellen Öl- und Gasproduktion. Der Gehalt an TDS hängt vom Becken und v.a. von der Tiefenlage ab und reicht von 200 mg/L bis 170.000 mg/L (USGS, 2000).
- Von den elf untersuchten Kohlebecken in den USA ist in acht eine hydraulische Stimulation (Fracking) zur Gewinnung von unkonventionellem Erdgas erforderlich, in drei Becken erfolgt dies nur gelegentlich.

In den USA gab es wesentlich weniger Phasen (Cyclothemen), in denen Kohle gebildet wurde, als in Deutschland. Im Black Warrior Basin (Alabama) sind es ca. zehn, im San Juan Basin (New Mexico und Colorado) nur drei gegenüber ca. 200 in Deutschland. Die Flözmächtigkeiten erreichen deshalb im San Juan Basin bis zu 20 m und im Black Warrior Basin bis zu 1,2 m. Die Kohlevorkommen sind darüber hinaus in der Regel tektonisch geringer gestört als in Deutschland. Dadurch können bei großen Flözmächtigkeiten und weitgehend ungestörter horizontaler Lagerung auch gezielt einzelne Flöze über Horizontalbohrungen erschlossen und gezielt gefrackt werden (MKULNV, 2012).

¹⁹ *Underground Sources of Drinking Water*, definiert mit einem TDS (*total dissolved solids*, Abdampfrückstand) <10.000 mg/L. Auch wenn Grundwasser in den USA mit einem TDS >500 mg/L in der Regel für nicht nutzbar gehalten wird, gilt aus Vorsorgeaspekten die Grenze von 10.000 mg/L.

Tabelle 5: Angaben über Flözgas-Vorkommen in den USA (USGS 2000; EPA 2016); und Abschätzungen für NRW

Lagerstätten / Vorkommen	USA											NRW
Angaben	San Juan Basin	Black Warrior Basin	Piceance Basin	Powder River Basin	Central Appalachian Basin	Northern Appalachian Basin	Western Interior Basin	Uinta Basin	Raton Basin	Sand Wash Basin	Washington / Pacific	Münsterländer Becken
Tiefe / Überdeckung [m]	150 bis 1.200	120 bis 750	2.000	120 bis 2.200	300 bis 700	300 bis 700	60 bis 700	300 bis 2.300	k.A.	0 bis 1.500	komplexe Lagerungsverhältnisse	1.500 bis 4.500
Minimale vertikale Entfernung nächster Grundwasserleiter [m]	0**	0**	1.900*	0*	0*	0*	k.A.	k.A.	0* / 0**	0* / 0**	0*	1.000 bis 1.500*
Hinweise				nur wenige Fracs			teilweise keine Grundwasserleiter vorhanden	Grundwasser >10.000 mg/L TDS			Methan in Hausbrunnen	noch nicht erkundet
Anzahl / Mächtigkeit Flöze [m]	3 / bis zu 20	10 / k.A.	k.A.	k.A. / 1,8 bis 65	> 10 / mehrere Meter	6 / 8 bis 16	k.A. / 0,9 bis 1,8	k.A. / 14	2 / 1 bis 42	k.A. / bis 39	k.A.	ca. 200 / bis 3
Wasseranfall / Tag / Förderbohrungen [m ³]**	4	10	k.A.	65	k.A.	k.A.	k.A.	35	42	k.A.	k.A.	k.A.

* nutzbares oberflächennahes Grundwasser: TDS <500 mg/L

** Fracking von unkonventionellen Lagerstätten im Grundwasserleiter (*Underground Sources of Drinking Water USDW*)

*** Wahrscheinlich handelt es sich hierbei um geförderttes Wasser (*produced water*) (USGS, 2000).

4.2.3 Kanada

In Kanada sind Kohleflözlagerstätten hauptsächlich in den Provinzen Alberta (60 % der Landesvorräte) und British Columbia bekannt. Schätzungen des Geologischen Dienstes von Alberta zufolge wird mit Erdgasvorkommen in Höhe von mindestens 666 Tcf gerechnet (Griffith and Severson-Baker, 2006). Die Kohlelagerstätten aus der Currier Formation (Jura/Kreide) haben bis zu 25 Flöze, die bis zu 7 m mächtig sein können.

95 % der Kohleflözgas-Bohrungen haben Teufen zwischen 150 und 1.600 m. Einige Kohleflözformationen in diesen Zielteufen produzieren kaum oder kein Formationswasser; in der Regel fallen aber erhebliche Mengen an hoch mineralisiertem Formationswasser an (Griffiths and Severson-Baker, 2006).

4.2.4 Deutschland

4.2.4.1 Vorkommen und Geosystem Münsterländer Becken

Kohleflözgas wird in Deutschland im Wesentlichen im Münsterländer Becken und am Niederrhein vermutet (MKULNV, 2012).

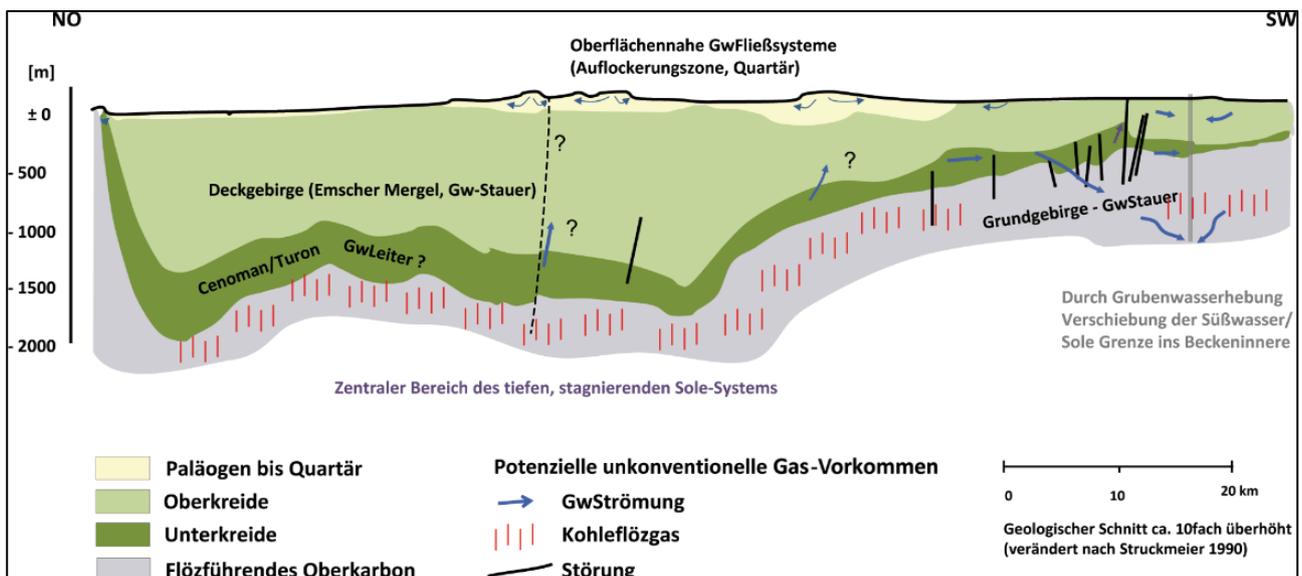


Abbildung 8: Geosystem 6: Kohleflözgaslagerstätte im Münsterländer Becken (MKULNV, 2012)

Gemäß den Vorerkundungen (Stand 2012) unterscheidet sich die Kohleflözgaslagerstätte im Münsterländer Becken in folgenden Punkten von den Schiefergaslagerstätten in Deutschland:

- Wahrscheinlich ist der Anteil an Formationswasser, das gefördert werden muss, höher. Der Wassergehalt der Kohle liegt nach Angaben des Geologischen Dienstes bei 1 bis 3 %. Dieses Wasser ist im Porenraum der Kohle eingeschlossen (MKULNV, 2012). Zur Erdgasförderung muss eine Druckabsenkung erfolgen, wodurch nach und nach immer mehr Methan von der Kohleoberfläche desorbiert. Dieses Erdgas ist dann in der Lage, durch die natürlichen und

gegebenenfalls künstlichen Kluftsysteme in Richtung Bohrloch zu migrieren und aufgrund seiner geringen Dichte im Bohrloch nach oben zu steigen.

- Die Formationswässer haben einen extrem hohen Salzgehalt (bis 300.000 mg/L Natriumchlorid und andere Salze, ggf. NORM).
- Wahrscheinlich ist die Notwendigkeit für Fracking geringer als in Schiefergaslagerstätten. Gemäß der damaligen Schätzung von Exxon für die Lagerstätte im Münsterland müssten ca. 50 % der Bohrungen gefrackt werden (Ewen et al., 2012).
- Es wird die Möglichkeit diskutiert, dass die Kohleflözgaslagerstätte durch einen regionalen Grundwasserleiter in den verkarsteten Cenoman/Turon Kalken (Unterkreide) überlagert wird (wie in Abb. 8 dargestellt). Ein solches Grundwasserfließsystem müsste näher erkundet werden.
- Die Existenz durchgehender Störungen (wie in Abb. 8 als potenzieller Gefährdungspfad dargestellt) aus dem tektonisch beanspruchten Karbon und dem tektonisch kaum beanspruchten Emscher Mergel bis an die Geländeoberfläche ist bislang nicht belegt (z.B. durch Mineralwasseraufstieg im zentralen Münsterland) und auch nicht wahrscheinlich, da die großen Störungen vor der Ablagerung des Emscher Mergel im Rahmen der Variszischen Gebirgsbildung entstanden sind.

4.2.4.2 Vergleichbarkeit

Die bislang erschlossenen Kohleflözgaslagerstätten im Ausland unterscheiden sich von der vermuteten Kohleflözgaslagerstätte im Münsterländer Becken insbesondere in folgenden Punkten:

- Die ausländischen Lagerstätten liegen oftmals in deutlich geringeren Tiefen (bis 150 m).
- Die ausländischen Lagerstätten bestehen vielfach aus mächtigen, horizontal gelagerten und tektonisch wenig beanspruchten Flözen.
- Die Erschließung der ausländischen Lagerstätten erfolgt vielfach ohne Fracking, da die oberflächennahen Kohlen oft stärker aufgelockert sind und die Lagerstätten deshalb bereits über eine ausreichende Durchlässigkeit verfügen.
- Die Formationswässer sind oft nicht so hoch salinar (aufgrund der geringeren Tiefe).
- Aufgrund der geringen Tiefe stehen die Lagerstätten häufig in direkten Kontakten mit überlagernden Grundwasserleitern, so dass teilweise größere Mengen an gefördertem Wasser (*produced water*) anfallen (Tab. 5).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass zur wahrscheinlich größten Kohleflözgaslagerstätte in Deutschland, dem Münsterländer Becken, bislang wenige Informationen zu einem möglichen tiefen Grundwasserfließsystem vorliegen. Im Vergleich zu den ausländischen Vorkommen wäre von einem deutlich höheren Erkundungsaufwand auszugehen. Insbesondere die Frage nach der Existenz eines großräumigen überlagernden Grundwasserfließsystems würde die Durchführung einer hydrogeologischen Systemerkundung mit Baseline Monitoring als Grundlage für eine Risikoanalyse und die späteren Phasen im Monitoring erfordern.

5 Projektphasen von unkonventionellen Fracking-Vorhaben

Im Folgenden werden auf Grundlage der Literaturstudie die vier Projektphasen eines Fracking-Vorhabens (1) Standortauswahl, (2) Standorterkundung, (3) Betrieb und Fracking und (4) Abschluss und Nachsorge betrachtet. Unter Fracking-Vorhaben werden in der internationalen Literatur großräumige und langfristige Erschließungen und Ausbeutungen von Lagerstätten verstanden.

Innerhalb der vier Projektphasen werden jeweils kurz die Ergebnisse der Literaturrecherche dargestellt und diese in einer Defizitanalyse hinsichtlich der Anforderungen, wie sie in Kapitel 3 beschrieben sind, miteinander verglichen. Die Empfehlungen der EU-Kommission werden in Kapitel 5.1.1 dargelegt, da die Empfehlungen jeden Aspekt in den vier Projektphasen betreffen.

Die darauf beruhenden Empfehlungen für ein Monitoringkonzept sind in Kapitel 7 zusammengefasst.

5.1 Projektphase Standortauswahl

5.1.1 Empfehlungen der EU-Kommission

In Europa hat die EU-Kommission „Empfehlungen“ veröffentlicht und betont, „dass eine Einführung detaillierterer Maßnahmen, die auf die besonderen nationalen, regionalen oder lokalen Bedingungen abgestimmt sind“, möglich sei (Europäische Kommission, 2014: Absatz 9). Untersuchungen der EU-Kommission zeigen, dass die Regularien zum Fracking von unkonventionellen Lagerstätten in Europa sehr unterschiedlich sind (Europäische Kommission, 2013). In den beiden AMEC-Gutachten wird zwar dafür plädiert – und die Berichte sind darauf angelegt, die entsprechenden Grundlagen zu liefern –, eine einheitliche europäische Regelung vergleichbar der EU-Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) zu schaffen, aber eine solche Regelung ist nicht in Sicht.

Bei der Standortauswahl ist gemäß EU-Kommission Folgendes zu berücksichtigen:

- Der Standort muss sich aus geologischer Sicht eignen.
- Eine Risikobewertung ist durchzuführen.
- Die Risikobewertung sollte sich auf die besten verfügbaren Techniken stützen, Industrie und NGOs miteinbeziehen und regelmäßig bei Vorlage neuer Daten (z.B. aus dem Monitoring) aktualisiert werden.
- Bei der Risikobewertung müssen auch die Veränderungen des Untergrundes durch das Fracking selbst berücksichtigt werden.
- Es sollen nicht näher definierte Mindestabstände zum Grundwasser und zu sonstigen Schutzgütern eingehalten werden. Hierzu werden in AMEC (2014) minimale Abstände zwischen den Frac-Standorten und Grundwasserleitern/Wasserressourcen sowie empfindlichen oberirdischen und unterirdischen Nutzungen empfohlen: 300 m (Lärm), 600 m zur Geländeoberfläche, 1.000 m zu Wasserentnahmen und Grundwasserleitern und 1.600 m zu Wohngebieten und Natura 2000-Gebieten.

- Es sollen keine Standorte gewählt werden, bei denen es zu einer direkten Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser kommen kann oder Schäden bei anderen Tätigkeiten entstehen können (wie z.B. irreparable Schäden durch Schwerlasttransporte für die Infrastruktur).

5.1.2 Internationale Vorgehensweisen

Es konnten keine Anforderungs- und Kriterienlisten mit der einer SUP vergleichbaren Vorgehensweise bei der Standortauswahl (Kriterien Ausschlussgebiete, Öffentlichkeitsbeteiligung etc.) in den USA, Kanada und Australien recherchiert werden.

In der niederländischen Strukturvision, für die eine SUP durchgeführt wurde, wird dezidiert aufgeführt, welche Untersuchungsschritte und Kriterien bei der Standortauswahl anzuwenden wären (Commissie voor de milieu effect rapportage (mer), 2014).

5.1.3 Defizitanalyse Standortauswahl

Es wurden – bis auf die Niederlande (Commissie voor de milieu effect rapportage (mer), 2014) – keine Literaturhinweise gefunden, die dem europäischen und deutschem Konzept der Standortauswahl mit Ausschlussgebieten und Mindestabständen zu Schutzgütern und einer SUP entsprechen.

Schwellen- und Grenzwerte zu Abstandsregelungen sind weltweit sehr unterschiedlich. In den USA gibt es dazu z.B. keine nationalen Regelungen außer Mindeststandards wie *Clean Water Act* und *Clean Air Act*²⁰ (DOE, 2009). In den USA (Aczel and Makuch, 2018), Australien und Kanada fehlen landesweit einheitliche Vorgaben für vertikale und horizontale Mindestabstände zwischen Bohrplatz, Förderbohrung und Schutzgütern.

Die Verhältnisse in anderen Ländern wurden nicht recherchiert.

5.2 Projektphase Standorterkundung

In Deutschland sind gemäß den Vorgaben des Fracking-Gesetzes bereits bei der Standorterkundung die Vorgaben der UVP-Richtlinie zu berücksichtigen und anzuwenden.

5.2.1 Empfehlungen der EU-Kommission

Gemäß den Mindestgrundsätzen in Europäische Kommission (2014) ist bei einer Standorterkundung im Rahmen einer UVP eine Reihe von Punkten zu berücksichtigen, die dann auch die Grundlage für ein Baseline Monitoring (Ermittlung des Voreingriffszustands) sind:

²⁰ Aktuell wurde in den USA eine Vorschrift zur Kontrolle der Methanemissionen, die aus der Präsidentschaftszeit Barack Obamas stammt, gelockert (taz, 2020).

- Zustand der Umwelt am Anlagestandort und des potenziell betroffenen umliegenden, ober- und unterirdischen Bereichs (als Teil der SUP/UVP) mit:
 - 2D/3D-Seismik zur Identifikation von Störungen,
 - Aufstellen eines Konzeptmodells zu Hydrogeologie und Seismizität,
 - Erfassung der Mikro-Seismizität,
 - Entwicklung eines Vorhersagemodells für Bodenbewegungen,
 - tiefe und flache Grundwasserprobenahme²¹,
 - Erfassung der Methanverteilung in Boden und Grundwasser,
 - Messungen der Stressfelder, Gesteinsparameter und Fluiddrücke in situ,
 - Fluidfluss und Migrationsmodellierung über 10.000 Jahre;
- Qualität und Fließeigenschaften von Oberflächengewässern und Grundwasser Baseline Monitoring (wöchentliche Probenahme), Alarmsysteme, Handlungsoptionen;
- Wasserqualität an Trinkwasserentnahmestellen: Monitoring (wöchentliche Probenahme), Alarmsysteme, Handlungsoptionen;
- Vorkommen von Methan und anderen flüchtigen organischen Verbindungen im Wasser: Messungen von Methan im Grundwasser;
- bestehende Bohrlöcher und stillgelegte Strukturen: Recherche potenziell vorhandener Wegsamkeiten (Förderbohrungen, Bohrungen, Bergbau, ...).

5.2.2 Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP)

Es wurde recherchiert, ob es bei internationalen Fracking-Vorhaben außerhalb Europas hinsichtlich der Untersuchungstiefe einer UVP vergleichbare Vorgehensweisen gibt.

Großbritannien

Bei dem Standort in Preese Hall in Lancashire wurden keine besonderen Risiken für das Grundwasser gesehen, so dass keine besonderen Regulierungen der Umweltfragen erforderlich waren. Beim Standort - Preston New Road in Lancashire - wurde eine UVP durchgeführt.

Kanada

Bei einer geplanten Neuerschließung von Kohleflözgaslagerstätten in British Columbia wurde empfohlen, eine Umweltverträglichkeitsstudie (*environmental impact assessment*) unter besonderer Beteiligung der indigenen Bevölkerung durchzuführen (Griffiths and Severson-Baker, 2006). Eine solche ist zwar für die Erschließung der Ölsande verpflichtend, aber nicht für die Erschließung von Kohleflözgas.

²¹ „Flaches“ und „tiefes“ Grundwasser werden jedoch nicht definiert, siehe AMEC (2014).

USA

Einen Überblick über die regionalspezifischen Anforderungen und Regelwerke in den USA gibt die Website der „Fractracker Alliance“²². Ein einheitlicher Standard für alle US-Bundesstaaten existiert nicht (Aczel and Makuch, 2018).

5.2.3 Baseline Monitoring

Ein wichtiges Ergebnis der Standorterkundung ist das Baseline Monitoring bzw. die Ermittlung des Voreingriffszustands.

5.2.3.1 Schiefergas USA

Wie in Kapitel 4.1.1 erläutert, wurden im Zeitraum von ca. 1860 bis 2014 in den USA bereits mehrere Millionen Bohrungen und mehr als 1,76 Millionen Fracs durchgeführt (Gallegos and Varela, 2014). Nach API (2020) sind es Stand 2019 bereits 2 Millionen Fracs

Eine Verpflichtung für ein Baseline Monitoring nach dem Verständnis der ahu GmbH und der EU-Kommission gibt es in den USA nicht. Vengosh et al. (2014) stellen dazu fest, dass es ein Baseline Monitoring häufig nicht gebe aufgrund fehlender systematischer Untersuchungen in privaten Brunnen und Oberflächenwassersystemen.

In allen größeren Fördergebieten der USA (*shale plays*) kann ein Voreingriffszustand, der sich auf ein größeres Gebiet oder systemische Zusammenhänge bezieht, nicht mehr ermittelt werden, und es gibt auch keine Beispiele für ein Baseline Monitoring wie es z.B. in den Mindestgrundsätzen der EU-Kommission formuliert ist.

Aus diesem Grund hat die EPA in fünf repräsentativen Gebieten rückblickende Falluntersuchungen (*retrospective case studies*) hinsichtlich der Umwelteinflüsse durch Fracking von unkonventionellen Lagerstätten durchgeführt (EPA, 2015b), über die in Jacobs and Testa (2019) berichtet wird. Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen: Untersucht wurden Wasseranalysen aus Oberflächengewässern, Hausbrunnen und Grundwassermessstellen im Zeitraum Sommer 2011 bis Frühling 2013. Die wenigen Grundwassermessstellen sind auf oberflächennahe Grundwasserleiter beschränkt. Der Untersuchungsumfang ist auf wenige Basisparameter begrenzt (Tab. 6) und weniger umfangreich als von der EPA selbst empfohlen (Tab. 7).

²² <https://www.fractracker.org/2019/10/regulations-by-country/>

Tabelle 6: Parameterumfang der Wasserqualitätsuntersuchungen in den rückblickenden Falluntersuchungen der EPA (nach EPA, 2015b)

Parameter
pH (-)
Trockenrückstand (TDS; mg ^l ⁻¹)
Spezifische Leitfähigkeit (Sm ⁻¹)
Gelöster Schwefelwasserstoff (HS; mg ^l ⁻¹)
Wassertemperatur (°F oder °C)
Gelöster Sauerstoff (DO; mg ^l ⁻¹)
Alkalität (mg ^l ⁻¹ aus CaCO ₃)
Gelöstes Eisen (Fe ²⁺ ; mg ^l ⁻¹)
Trübung (NTU)
Redoxpotenzial (ORP; mV)
Wassertiefe (ft oder m)

Tabelle 7: Vorschlag der EPA für ein Baseline-Untersuchungsprogramm der Wasserqualität (nach EPA, 2015b)

Parameter / Methoden	Laboruntersuchungen
Allgemeine Tests	Alkalität; HCO ₃ ; BR; Ca; CO ₃ ; Cl; Reinigungsmittel; F; H ₂ S; OH; I; Nitrat/Nitrit als N; Nitrat als N; Nitrit; Öl und Fett; pH(Feld); P; Na; spezifische Leitfähigkeit (Feld); SO ₄ ; Tenside; Trockenrückstand (TDS); Schwebstoffe, gesamt (TSS); Trübung; Hinzufügen von gelöstem Sauerstoff (vor Ort); zusätzliche Tests: Gesamthärte, relative Dichte; biologischer Sauerstoffbedarf (BSB), chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)
Anorganische Parameter	As; Ba; B; Br, Cd; Cr; Fe; Pb; Li; Mg; Mn; Hg; K; Se; Si; Ag; Sr
Organische Parameter	BTEX; MKW; DRO; GRO; Propanol; Methanol; PAKs; VOCs
Bakterien	Bakterien (eisengebunden, sulfatreduzierend, schleimbildend); E.coli; gesamtkoliform; heterotrophe Keimzahl, spezifische Kohlenwasserstoffabbauprodukte; Säure produzierende Bakterien; optionale Tests: heterotrophe Keimzahl, spezifische Kohlenwasserstoffabbauprodukte, Säure produzierende Bakterien
Gase	gelöstes Ethan; gelöstes Methan; gelöstes Propan; zusätzliche Tests: C ₁ -C ₆
Radionuklide	Brutto-Alphastrahler; Brutto-Betastrahler; Radium; zusätzliche Tests: Uran
Stabile Isotope	Methan δ ¹³ C und δD; schwerere C ₂ ⁺ Kohlenwasserstoffe; CO ₂ und Wasserisotope (H und O); sonstige stabile Isotope
Ionenchromatographie	Optionale Tests: Amine
Feststoffe	Optionale Tests: Bariumsulfat, Eisensulfid, Calcit, Calciumsulfid, Calciumcarbonat, Sand oder Silt, Siderit, Hämatit, Magnetit

Die Aussagekraft der rückblickenden Falluntersuchungen ist nicht nur wegen des geringen Parameterumfangs begrenzt, sondern nach Aussagen der EPA auch aufgrund der kurzen Untersuchungszeit und der fehlenden Voreingriffsdaten (*lack of baseline data*).

Zwar wurde durch die Falluntersuchungen der EPA eine Reihe von Belastungen festgestellt, die ihre Ursache in Unfällen sowie Aus- und Übertritten in Grundwasserressourcen haben könnten, aber konkrete pfadbezogene Wirkungszusammenhänge zwischen dem Fracking von unkonventionellen Lagerstätten und den Belastungen ließen sich nicht nachweisen. Methan (biogen und thermogen) tritt fast überall in der Bodenluft und im Grundwasser auf. In der Explorationsphase wurden viele Gasfelder u.a. durch solche Gasaustritte lokalisiert.

Eine Möglichkeit, auch ohne Voreingriffsdaten Fracking-Einflüsse „nachträglich“ zu untersuchen, ist die hydrochemische Charakterisierung der verschiedenen Wässer (wie Formationswässer, Grundwässer, Oberflächengewässer) und Gase hinsichtlich ihrer Entstehung und Genese. Diese Möglichkeiten werden von vielen Autoren beschrieben:

- Sulfat/Chlorid-Gewichtsverhältnis im Verhältnis zur Bromidkonzentration im Marcellus-Schieferbecken (EPA, 2015a);
- Chlor/Brom-Verhältnis im Verhältnis zur Chloridkonzentration im Marcellus-Schieferbecken (Reilly, 2014 zitiert in Jacobs and Testa, 2019);
- hydrochemische Untersuchungen und Klassifizierungen in Australien im Surat Basin (ANSTO, 2015);
- Konzentrations- und Isotopenvergleiche (Tritium, $\delta^{13}\text{C}$ in Methan und gelöstem Kohlenstoff) in Australien im Surat Basin (Iverach et al., 2015) und (Botner et al., 2018);
- Unterscheidung zwischen thermogenem und biogenem Erdgas (Stephenson, 2015);
- Vorschläge für hydrochemische Charakterisierungen (Hooper et al., 2016);
- regionale geostatistische Analysen (Burton et al., 2016);
- Anomalien in der Methanverteilung im Grundwasser (Li et al., 2016);
- geochemische Charakterisierungen von „natürlich“ auftretendem Methan und salinaren Formationswässern (Harkness et al., 2017);
- tiefen- und herkunftsabhängige Boxplots verschiedener Parameter wie Arsen, Chlorid, Nitrat, Kalziumkarbonat, Salzgehalt (Rodriguez et al., 2020).

Es wurden von der EPA Konzepte für ein zukünftiges Baseline Monitoring entwickelt (EPA, 2015b). Dazu gehört die Einrichtung von flachen Grundwassermessstellen zur Erfassung von Flurabstand, Grundwasserfließrichtung und Qualität im Bereich der (nach amerikanischem Verständnis) nutzbaren Grundwasserleiter. Tiefe Grundwassermessstellen oberhalb oder sogar im Bereich der *hydraulic fracturing zone* sind nicht vorgesehen. Es wurden zudem umfangreiche Untersuchungsprogramme für Hausbrunnen und andere Versorgungsquellen für Trinkwasser vorgeschlagen (Tab. 7). Die Vorschläge der EPA für ein Baseline Monitoring wurden nicht durchgehend und flächendeckend in den Fördergebieten umgesetzt (Aczel and Makuch, 2018). Fortlaufende Untersuchungen werden in den USA in der Regel nicht gefordert (Jacobs and Testa, 2019²³).

²³ „Ongoing groundwater or surface water testing is generally not required by regulations.“

Die einzelnen Bundesstaaten haben in der Regel eigene Vorschriften:

Im Staat **Ohio** sind Unternehmen erst seit dem 12.06.2012 verpflichtet, bei Hausbrunnen im Umkreis von ca. 500 m (1.500 ft) ein *baseline testing* durchzuführen. Dabei müssen jedoch nicht alle verwendeten Chemikalien vom Bergbautreibenden offengelegt werden. Ärzte, die Kenntnisse über Chemikalien erhalten, sollen diese vertraulich behandeln, sofern sie nicht der Diagnose oder Behandlung dienen (Jacobs and Testa, 2019).

In den Staaten **New York** (NYSDEC, 2015; NY DOH, 2014) und **Pennsylvania** (Office of Attorney General, 2020 und DCNR, 2018) wird vorgeschlagen, für das Baseline Monitoring alle Brunnen (*water supply*) im Umkreis von 333 m (1.000 ft) um den Kopf der Förderbohrung zu beobachten. Dies sollte auf 666 m (2.000 ft) ausgedehnt werden, wenn im Radius von 333 m (1.000 ft) keine Brunnen vorhanden sind (NYSDEC, 2015).

Untersuchungen in Pennsylvania zeigen, dass auch ohne Fracking-Aktivitäten viele Hausbrunnen und Grundwassermessstellen Methan aufweisen, das jedoch überwiegend biogen ist (Molofsky et al., 2013). Ohne ein belastbares Baseline Monitoring mit einer Zuordnung der Herkunft des Methans sind solche Untersuchungen kaum einzuordnen.

Insgesamt werden auch von der EPA selbst die Anforderungen an die Erfassung des Voreingriffszustands in vielen Staaten als nicht sehr umfassend angesehen (EPA, 2015a²⁴).

5.2.3.2 Baseline Monitoring Schiefergas Kanada

In British Columbia erfolgt seit dem Jahr 2010 eine starke Zunahme der unkonventionellen Schiefergasgewinnung. Dazu stellt das von der Regierung von British Columbia eingesetzte Panel (Scientific Hydraulic Fracturing Review Panel, 2019) Folgendes fest:

- Es gibt im Untersuchungsgebiet auf 15.000 km² mindestens 551 Aquifere. Weitere 48.000 km² des Untersuchungsgebietes sind noch nicht kartiert.
- Es gibt im Untersuchungsgebiet sieben Grundwassermessstellen mit unregelmäßig durchgeführten Messungen. Die Grundwassermessstellen befinden sich alle in einer Region.
- Die Notwendigkeit und Anforderungen an ein Baseline Monitoring werden zwar gesehen, aber die vorhandenen Messnetze sind unzureichend, v.a. um aktuelle Trends und Wirkungszusammenhänge zwischen Grundwasser und Oberflächengewässern aufzeigen zu können.

5.2.3.3 Baseline Monitoring Kohleflözgas Australien

Die großen, sich derzeit in Ausbeutung befindlichen Kohleflözlagerstätten liegen im Osten des Landes in Queensland im Surat und Bowen Becken. Diese Bereiche gelten auch als Grundwasser-

²⁴ "These baseline studies are not broad in scope and specify simple 'water quality'".

neubildungsgebiete des *Great Artesian Basin* (GAB), des wichtigsten überregionalen Grundwasserleiters Australiens.

Es wurden drei Studien ausgewertet: ANSTO (2015), Apte et al. (2020) und Iverach et al. (2015). Auch wenn diese Studien nicht als Baseline Monitoring gewertet werden können, da sie erst Jahre nach dem Beginn der Ausbeutung der Lagerstätten durchgeführt wurden, so sind darin zumindest in Teilaspekten großräumige regionale Wirkungszusammenhänge thematisiert, die Bestandteil eines Baseline Monitorings sein sollten.

In ANSTO (2015) wird ein sehr schematisches, einfaches hydrogeologisches Konzeptmodell aufgestellt und die hydrochemische Übereinstimmung zwischen 30 flachen Grundwassermessstellen und Formationswässern anhand von Isotopenverhältnissen ($\delta^{13}\text{C}$, Tritium, NORM) im Surat Basin untersucht. Die Untersuchungen zeigen, dass es zwar hydraulische Verbindungen durch Störungen, Kluftnetzwerke und durchlässige Sedimente zwischen den oberflächennahen Grundwasservorkommen und den Formationswässern gibt, diese aber keine große Bedeutung für einen Fluid-Transport haben. In den Alluvionen wurde auch Methan gemessen, das möglicherweise eine Methanmigration aus den unterlagernden Kohleflözen, aber nicht zwangsläufig eine Mischung verschiedener Grundwässer anzeigt. Die möglichen Langzeit- und Summenwirkungen von regionalen Fracking-Maßnahmen werden nicht betrachtet.

In einer weiteren Studie (Apte et al., 2020) wird zu den Auswirkungen von Fracking von unkonventionellen Lagerstätten im Surat/Bowen Basin festgestellt:

- In den nahe den gefrackten Förderbohrungen gelegenen Messstellen mit einer Tiefe zwischen 70 und 194 m wurden im Grundwasser keine Hinweise auf die Frac-Zusätze gefunden.
- Im Flowback wurden kurz nach einem Frac noch einzelne Frac-Zusätze nachgewiesen, die jedoch nach ca. 20 bis 40 Tagen im Flowback nicht mehr nachweisbar waren. Die nachgewiesenen Konzentrationen der Frac-Zusätze lagen unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte.

Die Langzeitauswirkungen und die Summenwirkung von regionalen Fracking-Maßnahmen werden in Apte et al. (2020) aufgrund der kurzen Laufzeit von sechs Monaten nicht betrachtet. Ebenso wenig werden in der Studie die Auswirkungen auf das tiefe Grundwasser behandelt, da es keine Möglichkeiten der Beobachtung gab.

Da keine Daten aus einem Baseline Monitoring vorlagen, wurde in Iverach et al. (2015) versucht, im Surat Basin eine mögliche Beeinflussung der oberflächennahen Grundwasserleiter durch die unterlagernden Kohleflözgaslagerstätten anhand von Konzentrations- und Isotopenvergleichen (Tritium, $\delta^{13}\text{C}$ in Methan und gelöstem Kohlenstoff (DOC) in verschiedenen Grundwässern, der Luft und Produktionswässern) nachzuweisen. Eindeutige Hinweise wurden nicht gefunden. Die Untersuchungen können Grundlage für eine erste Abschätzung der Relevanz von hydraulischen Verbindungen zwischen Kohleflözgaslagerstätten und oberflächennahen Grundwässern für ein weiterführendes Monitoring sein.

5.2.3.4 Baseline Monitoring Schiefergas Irland

Ein potenzielles Schiefergasvorkommen in Irland liegt im nordwestlichen Karbonbecken. Im Vorfeld einer Erkundung/Erschließung hatte die Studie von Hooper et al. (2016) die Aufgabe, anhand von globalen Literaturstudien ein Konzept für ein Baseline Monitoring (*best practice around the world*) zu identifizieren.

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Ein Baseline Monitoring ist nicht in Regionen möglich, in denen schon lange gefrackt wird.
- Ein Baseline Monitoring kann sehr teuer werden, wenn auch tiefe (potenzielle) Grundwasserleiter erkundet werden sollen und es bislang noch keine tiefen Messstellen gibt.
- Für Oberflächengewässer wird oft nur ein lokales Baseline Monitoring durchgeführt, das sich zudem auf wenige Parameter beschränkt.
- Als ein Übersichtsparameter wird eine Isotopenuntersuchung des Methans in Oberflächengewässern, Boden und Hausbrunnen vorgeschlagen (*gas fingerprinting*). Dieses Monitoring kann auf dem WRRM-Monitoring aufbauen.
- Globale Ansätze für ein Baseline Monitoring, das über allgemeine und lokale Monitoringansätze hinausgeht, werden in der Studie von Hooper et al. (2016) nicht identifiziert.

5.2.3.5 Baseline Monitoring Schiefergas Großbritannien

Mair et al. (2012) empfehlen, dass Grundwasseruntersuchungen vor jeder Fracking-Maßnahme erfolgen sollten, um Wasserverschmutzungen bewerten zu können.

Der British Geological Survey (BGS) hat ein Baseline Monitoring zu Methan im Grundwasser an sieben Standorten durchgeführt (Stand 2012).²⁵

Das weitreichendste Baseline Monitoring wurde an dem Frac-Standort in Lancashire (Preston New Road) durchgeführt (Cuadrilla Bowland Ltd., 2014), auch wenn das tiefe (salinare) Grundwasser dabei nicht näher betrachtet wurde.

Am Standort Preston New Road (siehe Standortbeschreibung in Kap. 4.1.3) wurde eine umfangreiche Umweltverträglichkeitsstudie unter Berücksichtigung der europäischen und britischen Regularien erstellt (Cuadrilla Bowland Ltd., 2014). Hierzu gehörte auch ein Baseline Monitoring. Schwerpunkte im Baseline Monitoring waren Grundwasser, Oberflächengewässer und Bodenluft. Bei einem späteren Betrieb wären diese Systembeschreibungen eine gute Grundlage für ein betriebliches und ein nachsorgendes Monitoring gewesen. Basierend auf einem Konzeptmodell mit einem S-P-R-Ansatz (*Source-Pathway-Receptor*) wurden die Wirkungszusammenhänge abgeschätzt. Diese waren dann die Grundlage für eine qualitative Risikoanalyse (hoch – mittel – niedrig).

²⁵ <https://www2.bgs.ac.uk/groundwater/shaleGas/methaneBaseline/home.html>

Betrachtet wurden Aktivitäten am Bohrplatz, Bohrlochintegrität, induzierte Durchlässigkeiten durch die Fracking-Vorgänge und Bodengasmigration. Für die Baseline-Szenarien wurden folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

- Es wurden vorhandene Daten ausgewertet.
- Es wurden drei Doppelmessstellen (max. ca. 25 Tiefe) innerhalb des Standortes für ein kontinuierliches Grundwasser- und Gasmonitoring errichtet.
- Aus dem Sherwood Sandstein, dem regionalen Grundwasserleiter, lag nur eine Bohrung in größerer Entfernung vor. Auf Grundlage eines vorliegenden Grundwassermodells für den Großraum wurde abgeleitet, dass keine Wirkungszusammenhänge zwischen dem tieferen Grundwasser in den Sandsteinen und den Oberflächengewässern bestehen, da die Sandsteine mit geringdurchlässigen Tonsteinen und glazialen Sedimenten überdeckt sind. Aus diesem Grund wurden im Rahmen der UVS/UVP keine weiteren Untersuchungen im tieferen Grundwasser durchgeführt.
- An Oberflächengewässern wurden vier bis sechs Probenahmestellen eingerichtet. Registrierte Nutzer des oberflächennahen Grundwassers wurden in das Monitoring miteinbezogen.
- Für die Überwachung der Aktivitäten am Bohrplatz, der Bohrlochintegrität und der induzierten Durchlässigkeiten wurden, basierend auf der Risikoanalyse und gemäß den nationalen Regelwerken sowie internationaler Best Practice, Monitoringmaßnahmen ergriffen. Entsprechende Alarm- und Eingriffspläne wurden aufgestellt.

Ergänzend zum Baseline Monitoring des Betreibers wurde durch den Britischen Geological Survey im Jahr 2020 ein Echtzeit-Monitoring (*real time enviromental baseline*) an fünf Grundwassermessstellen am Standort Preston New Road und an einem potenziellen, südwestlich gelegenen Standort durchgeführt (BGS o. J.). An den Messstellen wurden per Logger gemessen: pH-Wert, Leitfähigkeit, Summe gelöster Gase, Wasserstand und Temperatur. Die Daten können per Internet abgefragt werden.²⁶

Als ein Beitrag zu einem Baseline Monitoring in Zusammenhang mit den Fracking-Aktivitäten in Lancaster konnten über eine Periode von zehn Jahren mit Hilfe von Bayesscher Statistik (Wahrscheinlichkeitsverteilungen) an 6.833 Flussmonitoring-Messstellen die auftretenden jahreszeitlichen Schwankungen der Leitfähigkeit reproduziert werden (Worrall et al., 2019). Worrall et al. (2019) stellen heraus, dass es möglich sei, über ein weiträumiges, langjähriges Monitoring mit geringer Messfrequenz (*low-frequency but widespread monitoring*) Aussagen über ungewöhnliche Abweichungen der Leitfähigkeit treffen zu können. Die Studie enthält jedoch keine Aussagen darüber, wie stark ein solches Verschmutzungsereignis sein muss, damit es an weiter entfernt liegenden Oberflächenwassermessstellen entdeckt werden kann. Auch die zeitliche Verzögerung zwischen dem Eintritt des Schadens und der Entdeckung sowie die Zuordnungsmöglichkeiten zu einem Verursacher werden in der Studie nicht diskutiert.

²⁶ <https://www.bgs.ac.uk/research/groundwater/shaleGas/monitoring/lancsDataSummary.html>

Wilson et al. (2019a) führten in fünf Grundwassereinheiten im Bowland Basin (NW-England) eine räumliche Autokorrelationsanalyse und Interpolation durch, um die Grundlage für ein Baseline Monitoring zu schaffen und einen regionalen Trend in niederschlags- und marin beeinflussten Grundwässern zu identifizieren. Diese Analyse wurde durch die Auswertung seismischer Daten ergänzt.

Ergebnis der Analyse ist, dass möglicherweise eine Störung für die Trennung in hydrochemisch unterschiedliche Grundwässer verantwortlich ist. Für genauere Aussagen sind jedoch nach Aussagen von Wilson et al. (2019a) weitere Daten und tiefe Grundwassermessstellen erforderlich.

Methan in Trinkwasserbrunnen

Eine erste orientierende, britannienweite Baseline-Studie zu Methan wurde im Jahr 2017 in 343 Trinkwasserförderbrunnen durchgeführt (Bell et al., 2017). An 151 Brunnen wurden bis zu vier Proben in einem Jahr genommen. Im Ergebnis war das Methan überwiegend biogenen Ursprungs.

5.2.3.6 Baseline Monitoring Schiefergas Polen

In Nordpolen, einem potenziellen Fördergebiet für Schiefergas, wurde über sechs Monate in vier Bohrlöchern ein Baseline Monitoring im Grundwasser durchgeführt (Montcoudiol et al., 2018). Die potenzielle Produktionszone liegt ca. 4.000 m tief (400 m mittleres Silur und 100 m unteres Silur).

Das Schiefergasvorkommen im Baltic Artesian Basin wird überlagert von mehreren Grundwasserleitern und -stauern, die ein komplexes hydrogeologisches System bilden. Die tiefer liegenden Grundwasserleiter sind gespannt und teilweise noch nicht näher erkundet, da die Wasserversorgung auf den oberen, sehr ergiebigen eiszeitlichen Ablagerungen beruht.

Im Ergebnis werden auf Grundlage statistischer Analysen für 16 Parameter Vertrauensintervalle und Unsicherheiten der Konzentrationen angegeben. Diese können als Ausgangsdaten für ein Baseline Monitoring dienen.

5.2.4 Defizitanalyse Standorterkundung / Baseline Monitoring

Es gibt in der Regel keine staatlichen einheitlichen Anforderungen an ein Baseline Monitoring, ebenso nicht für ein betriebsbegleitendes Monitoring und das Monitoring in der Nachsorgephase.

Das Baseline Monitoring (und auch das operative Monitoring) in den USA beschränkt sich auf einige wenige Untersuchungen im Nahbereich einer Bohrung (333 bis 666 m) mit dem Schwerpunkt auf Hausbrunnen und Oberflächengewässern sowie, falls vorhanden, flachen Grundwassermessstellen. Oft werden nachträgliche hydrochemische Charakterisierungen verschiedener Grund- und Oberflächenwässer als Baseline Monitoring bezeichnet (Jackson et al., 2013; Vengosh et al., 2014; Soberaski et al., 2017).

Das Fehlen eines Baseline Monitorings in den USA wird auch von mehreren europäischen Forschern angemerkt:

Eine britische Studie (Bell et al., 2017), die ein Baseline Gasmonitoring auf Methan in Großbritannien zum Thema hat und vergleichbare Studien in den USA suchte, kommt zu dem Ergebnis, dass es keine konsistenten Daten vor Beginn der Gasausbeutung gebe, die eine Identifizierung der Gasgehalte im Grundwasser zulasse. Dies wird als größte Unsicherheit identifiziert, um die Auswirkungen der Schiefergasausbeutung zu untersuchen.

Baseline-Untersuchungen zu regionalen Grundwasserfließsystemen und Summen- und Langzeitwirkungen in diesen Fließsystemen wurden jedoch auch nirgends in Europa gefunden. In Irland sowie eingeschränkt in Polen und Australien wurde zwar auf die Existenz großräumiger Grundwasserfließsysteme hingewiesen, diese aber nicht näher untersucht. Auch erste Überlegungen wie hydrogeologische Konzeptmodelle fehlen in der Regel.

- Hooper et al. (2016) weisen auf den Nutzen und die Notwendigkeit der Erkundung der tiefen hydrogeologischen Systeme durch Tiefbohrungen hin.
- Montcoudiol et al. (2018) verweisen auf die bedeutenden und komplexen Grundwasserfließsysteme im Baltic Artesian Basin, aber Konzeptmodelle mit hydrogeologischen (Übersichts-) Schnitten oder Überlegungen zu möglichen Aufstiegspfaden und Risiken für das Grundwasser fehlen.

Die Defizite in allen gefundenen Literaturstellen zu einem Baseline Monitoring betreffen im Wesentlichen die Erkundung großräumiger hydrogeologischer Systemzusammenhänge (primär über tiefe Messstellen) und die Betrachtung von Langzeit- und Summenwirkungen (primär über numerische Modellierungen, s. Pfadgruppe 3, Abb. 2).

Die Gründe dafür sind folgende:

Europa

- Erkundungsbohrungen und die Errichtung tiefer (Grundwasser-)Messstellen sind teuer (Deutschland: 1 km ~ 1 Mio. €) und werden ohne konkrete Vorhaben durch die Unternehmen nicht durchgeführt. Derzeit sind – bis auf Polen – in Europa keine weiteren Fracking-Aktivitäten geplant. Auch Forschungsbohrungen staatlicher Stellen sind in Europa nicht geplant.

USA / Australien

- Die Errichtung tiefer (Grundwasser-)Messstellen ist teuer und wird von den Genehmigungsbehörden in den USA und Australien nicht gefordert, da Grundwasser als Schutzgut in den USA, Australien und Kanada von der Nutzbarkeit in Abhängigkeit von der Qualität definiert ist und die ggf. vorhandenen tiefen Grundwasservorkommen kein Schutzgut sind. Aus diesem Grund werden tiefe Grundwasservorkommen nicht untersucht.
- Die Erhebung eines Voreingriffszustands (*Baseline Monitoring*) ist in den USA in vielen Gebieten nicht mehr möglich, da die Fracking-Aktivitäten schon sehr lange andauern.
- Trotz der hohen Zahl an Bohrungen und Fracs ist die Anzahl der „Probleme“, die auf das Fracking tiefer unkonventioneller Lagerstätten und tiefer Aufstiegspfade zurückgeführt werden, sehr gering, so dass es hinsichtlich eines umfassenden Monitorings auch keinen politischen

oder wissenschaftlich begründeten Druck gibt. Die meisten auftretenden Probleme liegen im Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und dem Abwasser (*waste water*); diese Risiken könnten durch entsprechende Änderungen reduziert werden (Murphy, 2020) (s.a. Kap. 6.1).

- In Australien wären Untersuchungen in den Kohleflözlagerstätten, die noch nicht oder gerade in der Aufnahme der Förderung begriffen sind, noch möglich. Hier wurden auch einige erste Ansätze gefunden (z.B. hydrochemische Charakterisierung der Neubildungswässer im *Great Artesian Basin*). Hydrogeologische Systembetrachtungen zu den Summen- und langfristigen Auswirkungen über numerische Modelle sowie die Grundlagen (tiefe Grundwassermessstellen) fehlen jedoch auch hier.

5.2.5 Hinweise für ein geeignetes Monitoring

Als Ergebnis der Literaturrecherche ergibt sich:

- Die Vorgehensweise in der EU über SUP und UVP und die Präzisierungen der EU-Kommission (Europäische Kommission, 2014; AMEC, 2014) enthalten die grundsätzlichen Anforderungen an ein Monitoring.
- Ein Baseline Monitoring kann auch „nachträglich“ durch hydrochemische Charakterisierungen der verschiedenen Wässer (Grundwasser, Oberflächengewässer, Rohwässer, Formationswässer, Flowback) erfolgen, um einen Nachweis der „Nicht-Beeinflussung“ führen zu können. Falls jedoch Anteile an Formationswässern festgestellt werden, ist die Aussagekraft ohne eine Vor-Eingriffsmessung begrenzt.

Auch bei Methan im Boden und in Wässern können zwar Entstehung und Herkunft durch Unterscheidung in biogene und thermogene Anteile abgeschätzt werden, ohne Erfassung des Voreingriffszustands bleibt die Aussagekraft jedoch begrenzt.

5.3 Projektphase Betrieb und Fracking

Bohren und Fracken sind in Bezug auf Stofffreisetzungen die gefährlichsten Phasen bei der Ausbeutung einer Lagerstätte, weil dann der Druck im Bohrloch und im gefrackten Bereich der Lagerstätte am höchsten ist. Bei der Produktion sinkt der Druck in der Lagerstätte und der Gradient zwischen Lagerstätte und Bohrloch nimmt sehr stark ab bzw. kehrt sich sogar um (King and Durham, 2015). In der Lagerstätte entsteht i.d.R. in der Betriebsphase eine Potenzialsenke, und der wahrscheinlich einzige Weg von (Schad-)Stoffen aus der Lagerstätte in die Umwelt führt über die Rohrtour.

Aus diesem Grund gibt es eine Reihe von Empfehlungen und Regelwerken für den Bohrlochausbau beim Fracking unkonventioneller Lagerstätten. Bei Befolgen dieser Empfehlungen und Regelwerke ergibt sich eine dauerhafte Bohrlochintegrität. King and Durham (2015) nennen dies „*Safety by Design*“.

5.3.1 Empfehlungen der EU-Kommission

Gemäß den Mindestgrundsätzen der EU-Kommission (Europäische Kommission, 2014; AMEC, 2014; AMEC, 2015) sind mehrere Punkte und Maßnahmen in der Betriebsphase zu berücksichtigen:

- Aufstellung von Wasserbewirtschaftungsplänen (u.a. Rückverfolgbarkeit der Wasserströme, jahreszeitliche Schwankungen der Wasserverfügbarkeit, Vermeidung der Nutzung verknappter Wasserressourcen):
 - Aufstellung eines Wassermanagementplans (Bedarf, Deckungsmöglichkeiten, Aufbereitung, Entsorgung),
 - Einsatz von Nicht-Trinkwasser;
- Maßnahmen zur Verminderung der Methanemissionen: Überwachung der Methanübertritte in genutzte und ungenutzte Grundwasserleiter;
- Kontrolliertes Fracking von unkonventionellen Lagerstätten (Druckregulierung) zur Verhinderung von Rissen außerhalb der Speicherstätte und induzierter Seismizität:
 - Modellierung zur Frackausbreitung,
 - Überwachung der induzierten Seismizität;
- Gewährleistung der Bohrlochintegrität durch Bohrlochdesign und Bau- und Integritätsprüfungen durch Dritte in allen Projektphasen:
Schlüsselemente zum Erhalt der Bohrlochintegrität sind u.a. Blowout Preventer (BOP), Druck- und Temperaturmonitoring, kontinuierliches Monitoring für Feuer, Lecks, Gas und Flüssigkeitsaustritte, Modellierungen zum Förderbohrungsdesign und Ausbau, Maßnahmen zur Verhinderung von Unstetigkeiten in der Zementierung, Maßnahmen zur Bohrlochzentrierung, Verwendung korrosionsbeständiger Stähle und Materialien, Verwendung ausreichend dimensionierter Rohrradien, Abstände (IEA, 2012), Integritätstests, Einhaltung von Multibarrierenkonzepten;
- Aufstellen eines Risikomanagementplans:
 - Monitoring zur Sicherstellung der Verhinderung von Ausbreitung von Gasen, Fluiden auf den festgestellten Gefährdungspfaden,
 - Anwendung guter fachlicher Praxis (z.B. „*Golden Rules*“),
 - Standortverwaltung, Auffangvorrichtungen, Alarmsysteme, doppelte Tanks, Untergrundabdichtung (mit Dichtigkeitsnachweis), um die Freisetzung und Ausbreitung von freigesetzten Flüssigkeiten zu vermeiden bzw. einzuschränken;
- Abbruch und Gegenmaßnahmen bei Beeinträchtigung der Bohrlochintegrität oder wenn Schadstoffe unbeabsichtigt in das Grundwasser gelangen: Vorhalten von Maßnahmen bei Versagen der Rohrtour, des Ausbaus der Förderbohrungen und der Zementation;
- Abbruch und Gegenmaßnahmen bei relevanten Unfällen;
- Vorhalten von Alarmplänen und Gerätschaften.

5.3.2 Sonstige Regelwerke, Anforderungen und Empfehlungen

Auch international gibt es eine Vielzahl von Empfehlungen, Best Practice-Beispielen und Regelungen, wie die Umweltauswirkungen des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten minimiert, wenn nicht sogar vermieden werden können. Beispielhaft werden die „*Golden Rules*“ (IEA, 2012) vorgestellt (s.u.). Auf weitere Empfehlungen, Best Practice-Beispiele und Regelungen wird in den späteren Fachkapiteln Bezug genommen.

Im Oktober 2012 publizierte die Internationale Energie Agentur (IEA) zusammenfassend „*22 Golden Rules*“ für die sichere Förderung von nichtkonventionellem Gas (IEA, 2012), die sich in ähnlicher Form auch in anderen Quellen finden (ALL Consulting, 2012; API, 2009; Clegg, 2007). Hierzu gehören u.a. folgende Empfehlungen/Maßnahmen:

- Beteiligung aller Stakeholder auf allen Planungsebenen,
- Baseline-Erhebungen und fortlaufendes Monitoring aller relevanter Umweltindikatoren,
- Veröffentlichung aller Daten (u.a. Wasserverbrauch, Fluidzusammensetzungen, Fluidbilanzen, Methanemissionen),
- Risikomanagement,
- Frac-Kontrolle,
- Mindestabstände zu Grundwasserleitern,
- Maßnahmen zur Verhinderung und Begrenzung von Unfällen und Verunreinigungen,
- Minimierung des Verbrauchs von Frac-Zusätzen und Wasser sowie der Luftbelastungen durch Fahrzeuge und Aggregate,
- Verringerung des Risikos von Erdbeben durch sorgfältige Standortauswahl und Frac-Design,
- geordnete Entsorgung des Flowbacks, der Prozesswässer und Bohrschlämme,
- Berücksichtigung globaler und akkumulierender Effekte.

Im Dezember 2016 legte die EPA nach mehreren Statusberichten einen umfangreichen Bericht zu den Auswirkungen des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten vor (EPA, 2016). Dieser Bericht fasst insgesamt neun Vorläuferstudien zusammen (u.a. EPA, 2015b) und basiert auf 1.200 Quellen. Der Bericht bewertet die bisherigen Entwicklungen des Frackings unkonventioneller Lagerstätten und gibt Empfehlungen zu folgenden fachlichen Inhalten:

- Trinkwasserressourcen in den USA,
- Fracking für Öl und Gas in den USA,
- Wasserbeschaffung,
- chemische Mischungen (*chemical mixing*),
- Förderbohrung Injektionen,
- Behandlung des gefördert Wassers (*produced water*),

- Abwasserbeseitigung und Wiederverwendung,
- Identifizierung und Gefährdungsabschätzung der Chemikalien im Fracking.

Dieser Bericht ist bis heute auf globaler Ebene der umfangreichste einer staatlichen Institution zu diesem Themenkomplex, der auf konkreten Erfahrungen und Daten beruht.

Es ist festzustellen, dass sich in denjenigen Staaten, in denen das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten nicht grundsätzlich verboten ist, weltweit vielfach ein gleiches Verständnis für die Anforderungen an Fracking-Maßnahmen eingestellt hat (siehe u.a. IEA, 2012; Europäische Kommission, 2014; AMEC, 2014; AMEC, 2015; EPA, 2016). Diese Anforderungen betreffen:

- **Auswahl der Standorte**
 - Abstandsregelungen zu (Grund-)Wasservorkommen, empfindlichen Nutzungen, tektonischen Störungen, Altbohrungen etc.,
 - Berücksichtigung tektonischer Spannungen.
- Betrachtung des **Lebenszyklus** einer Fracking-Maßnahme
 - Ermittlung des Voreingriffszustands (Baseline Monitoring),
 - hohe Aufmerksamkeit für die Frac-Steuerung und Frac-Kontrolle unter Einsatz verschiedener Modelle,
 - umfangreiches betriebliches Monitoring aller Umweltbereiche (u.a. Wasser, Luft, Boden, Lärm, Seismizität, Verkehr, Flächenverbrauch), auch bei der Auswahl der zu überwachen- den Parameter besteht große Übereinstimmung,
 - Aufbereitung bzw. geordnete Entsorgung des Flowbacks, der Prozesswässer und Bohrschlämme,
 - Nachsorge (Verschluss und Monitoring der Förder- und Explorationsbohrungen).
- **Offenlegung** aller Informationen zu den Fracking-Maßnahmen, insbesondere Verwendung und Bilanz der eingesetzten Frac-Zusätze
- **Öffentlichkeitsbeteiligung**

5.3.3 Bohrplätze

„Neuere“ Bohrplätze, die auch auf der Weiterentwicklung der Technologien und freiwilligen Ansätzen der Betreiber beruhen, sind nach Exxon (Kassner, 2016) gekennzeichnet durch:

- elektrische (leise und emissionsarme) Antriebe für Bohrgeräte und Hochdruckpumpen;
- Einhausung des Bohrturms und der Spülsaufbereitung;
- sichere Lagerung von Spülmateriale;

- Bau und Betrieb des Bohrplatzes in Deutschland in Einklang mit der VAWS:²⁷
 - Lagerung in fester Einhausung,
 - flüssigkeitsdichter Untergrund,
 - doppelte Tanks und Leitungen,
 - Alarm- und Notfallpläne;
- Konzept zur Abfallminderung:
 - Spülsauberung, Abfalltrennung,
 - Verwendung von Niederschlagswasser zur Spülsauberung,
 - Versickerung von sauberen Oberflächenwässern;
- Vermeidung von Flüssigkeitsaustritten:
 - flüssigkeitsdichter Untergrund (Asphalt/Beton),
 - sichere, dichte Flanschverbindung von Rohrleitungen,
 - Barrieren- und Rinnensystem auf der Bohrlokation;
- Verkehrsmanagementsystem.

International gibt es eine Vielzahl von Regelungen und Best Practice-Beispielen zur Bohrplatzgestaltung, wie sie von verschiedenen Organisationen und Interessenverbänden herausgegeben werden, z.B.:

- Petroleum Engineering Handbook (Clegg, 2007);
- Hydraulic fracturing operations: well construction and integrity guidelines (API, 2009; Jones and Britt, 2009);
- The modern practice of hydraulic fracturing (ALL Consulting, 2012);
- "Golden Rules" (IEA, 2012);
- Regeln der norwegischen Öl- und Gasindustrie Standards Norway (Standards Norway, 2013) (<https://www.standard.no/en/>);
- US Energy Information Administration (EIA);
- Regelungen in den einzelnen US-Bundesstaaten.

Eine neuere Entwicklung in den USA sind die sog. *superpads*. Bei diesen Großbohrplätzen werden bis zu 64 Bohrungen mit bis zu 10 km langen Horizontalbohrstrecken abgeteuft (Robinson and Offenbacher, 2019). Die Kosten für einen solchen Bohrplatz werden mit 250 Mio. \$ angegeben.²⁸

²⁷ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (Neufassung vom 18.04.2017) des Landes Niedersachsen.

²⁸ <https://www.post-gazette.com/business/powersource/2018/01/15/These-days-oil-and-gas-companies-are-super-sizing-their-well-pads/stories/201801140023>

Diese modernen und aufwändigen Bohrplätze sind durchgehend abgedichtet und entsprechen in der Regel auch den aktuellen Anforderungen im Gegensatz zu vielen Bohrplätzen in den USA Anfang des Jahrtausends.

5.3.4 Bohrlochausbau

Der Bohrlochausbau ist in der Detailausführung abhängig vom Geosystem und der Lagerstätte. Dennoch sind die wichtigsten Ziele beim Bohrlochausbau immer gemäß King and Durham (2015) und vielen anderen Autoren, wie z.B. IEA (2012), EPA (2016), TAMEST (2017), STRONGER (2019) and Abdalla et al. (2011):

- Abtrennung der Produktionszone von allen anderen Schichten durch Verrohrung,
- Schutz der Verrohrung vor chemischer Korrosion und externen (Gebirgs-)Spannungen,
- Aufbau eines Multibarrierensystems aus Stahl und Zement.

Bezogen auf die Lebensdauer einer Förderbohrung erfordert dies eine gestufte Vorgehensweise bei der Bohrung, beim Bohrlochausbau und bei den verschiedenen Tests sowie die Einrichtung permanenter Überwachungsinstrumente wie Drucksensoren und Leckagedetektoren (King and Durham, 2015). So wird allein bei der Zementation eine Vielzahl von Parametern überwacht und fortlaufend interpretiert, um die Zementation zu steuern (Jiang et al., 2012).

Eine wichtige Grundlage, auf die auch in der amerikanischen Literatur Bezug genommen wird (King and Durham, 2015), sind die umfangreichen Regelungen aus der norwegischen Öl- und Gasindustrie (Standards Norway, 2013).

Wie in Kapitel 5.3.6 zur Frackdurchführung ausgeführt wird, erfolgen auch beim Bohrlochausbau die umfangreichen Messungen und Auswertungen in Echtzeit und computergestützt.

Die Gestaltung der Bohrplätze und die Herstellung und der Erhalt der Bohrlochintegrität haben einen hohen Stellenwert (*safety by design*). Der höchste Zuwachs an Sicherheit für die Bohrlochintegrität ergibt sich durch die Berücksichtigung existierender gesetzlicher Regelungen in der Öl- und Gasindustrie und v.a. der brancheninternen Empfehlungen und Erfahrungen. Hierzu gehören v.a.:

- Drucktest vor dem Frac,
- zweite und dritte Verrohrung (und ggf. weitere Verrohrungen),
- durchgehende Zementierung in einem Grundwasserleiter,
- Korrosionsschutz,
- Schutz der Rohrtouren vor Gebirgsdruck.

Wichtig erscheint Mair et al. (2012) der Hinweis, dass der Prüfer der Bohrlochintegrität unabhängig vom Betreiber ist.

5.3.5 Unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten

5.3.5.1 Oberflächennahe Freisetzung von Flüssigkeiten (*spills*)

In der Literatur wird die unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten an der Oberfläche (*spills*) über die Pfadgruppe 0 (s. Kap. 6.1) als die häufigste Ursache für Umweltbelastungen beschrieben. Hierunter werden oberflächennahe Freisetzungen verstanden, die i.d.R. nicht auf ein Versagen der Bohrlochintegrität zurückzuführen sind (z.B. durch fehlende Regelungen, fehlerhaften Umgang mit wassergefährdenden Stoffen, (Transport-)Unfälle, Pipelinebrüche, illegale Entsorgung).

Zur unerwünschten Freisetzung von Flüssigkeiten an der Oberfläche würde aber auch ein oberflächennahes Versagen der Bohrlochintegrität gelten, z.B. im Bereich oberflächennaher Grundwasserleiter oder ein Blowout.

Für die USA lagen bis zum Jahr 2015 keine nationalen Statistiken über Versagen der Bohrlochintegrität und der dadurch unerwünschten Freisetzung von Flüssigkeiten vor, so dass sich die Ursachen der unerwünschten Freisetzung von Flüssigkeiten nicht immer eindeutig zuordnen lassen.

Es gibt einige Untersuchungen von Einzelstaaten (EPA, 2015b), die auf die Häufigkeit und große Bedeutung der unerwünschten Freisetzung von Flüssigkeiten hinweisen.

- In EPA (2016) werden unerwünschte Freisetzungen von Flüssigkeiten als das größte Umweltproblem für die Wasserressourcen angesehen, weil das geförderte Wasser (*produced water*) gegenüber den Frac-Zusätzen in wesentlich größeren Mengen anfällt, und weil die Freisetzung sehr viel einfacher aus Pipelines, Tanks etc. erfolgen kann als aus den tief liegenden gefrackten Horizonten. In Colorado, North Dakota und Pennsylvania wurden 0,4 bis 12,2 Freisetzungen mit Frac-Zusätzen und Formationswasser je 100 gefrackten Förderbohrungen festgestellt. 7 % der ausgewerteten Freisetzungen (32 von 457) haben eine Trinkwasserressource beeinflusst. Bei einem von der EPA landesweit angenommenen Mittelwert von 5 bis 20 % Austritten von Frac-Zusätzen und Formationswasser erreichen 10 bis 500 Austritte pro Jahr eine Trinkwasserressource. Dabei handelt es sich meistens um ein Oberflächengewässer.
- Mehrere Autoren (Patterson, 2017; Kusnetz, 2017) verweisen darauf, dass unerwünschte Freisetzungen von Flüssigkeiten häufig auftreten: Im Zeitraum zwischen 2005 und 2014 wurden in Colorado, New Mexiko, North Dakota und Pennsylvania 6.678 unerwünschte Freisetzungen von Flüssigkeiten gemeldet. Dies entspricht fünf unerwünschten Freisetzungen von Flüssigkeiten pro 100 Förderbohrungen im Jahr. Die Hälfte der Freisetzungen steht in Zusammenhang mit Lagerung und Transport über Pipelines. Da die Meldepflichten in den einzelnen Staaten sehr unterschiedlich seien, so konstatieren die Autoren, sei es unmöglich, die einzelnen Staaten miteinander zu vergleichen oder ein nationales Bild zu erhalten.
- Die Meldegrenzen für Freisetzungen sind in den Staaten der USA sehr unterschiedlich: Die Meldegrenze in North Dakota (>1 Barrel, 119 L) gilt in Texas als sehr gering (TAMEST, 2017). In Texas liegt das Durchschnittsvolumen bei Freisetzungen 1.000 Gallonen (3.800 L). Die Ursachen waren in 68 % der Fälle menschliches oder technisches Versagen, und 67 % bis 81 % der Fälle waren auf den Standort begrenzt (TAMEST, 2017).

- Die Zahl der Freisetzungen in North Dakota (Bakken) betrug im Jahr 2014 über 800. Da der Flowback in Tankwagen und Pipelines transportiert wird, lagen die größten Freisetzungen zwischen 1.140 und 11.000 m³. Dies führte wiederholt zu Verschmutzungen in Oberflächengewässern und im oberflächennahen Grundwasser (Lauer et al., 2016).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass offensichtlich der gesamte Umgang mit wassergefährdenden Stoffen umfassend im Rahmen der wasserrechtlichen und bergrechtlichen Erlaubnisse zu regeln und dann in einem betrieblichen Monitoring transparent zu überwachen ist.

5.3.5.2 Bedeutung der Bohrlochintegrität für die unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten

In diesem Kapitel wird schwerpunktmäßig das Versagen der Bohrlochintegrität als eine Ursache der unerwünschten Freisetzung über das Bohrloch in das umgebende Grundwasser betrachtet (Pfadgruppe 1).

Die größte Fehlerquelle für das Versagen der Bohrlochintegrität lag in der Rohrtour (*casing*) und in der Zementierung (EPA, 2016). Es wird von einer 0,5 %-Fehlerrate bei der Bohrlochintegrität ausgegangen. Auf das Jahr hochgerechnet waren dies im Jahr 2015 100 bis 125 Verluste an Bohrlochintegrität (*mechanical integrity failure*), bei denen sämtliche Barrieren zwischen der Förderbohrung und dem umgebenden Gebirge durchbrochen werden. Die Aussagen in EPA (2016) beruhen auf vier Literaturstudien. Frühere Aussagen (EPA, 2015b) beruhten auf Auswertungen von freiwillig zur Verfügung gestellten 232 Bohrungsdaten aus den Jahren 2009 und 2010. Die Aussagekraft wird für begrenzt gehalten, da heute wesentlich mehr Bohrungen horizontal erfolgen (*laterals* und *super laterals*), bei denen aufgrund der Bohrstranglänge und den höheren technischen Schwierigkeiten von einem höheren Risiko für ein Versagen der Bohrlochintegrität ausgegangen werden kann. Allerdings bedeutet ein Versagen der Bohrlochintegrität in mehreren Tausend Metern Tiefe in erster Linie eher eine fehlgeschlagene Bohrung (und damit Kosten) als ein Risiko für oberflächennahe Grundwässer (s.a. Kap. 6.1).

Davies et al. (2014) fassen mehrere Auswertungen aus Pennsylvania zum Versagen der Bohrlochintegrität zusammen, die sich auf Daten aus den Jahren 2005 bis 2013 beziehen. Hiernach tritt ein Versagen der Bohrlochintegrität bei bis zu 8,7 % der Förderbohrungen auf. Im Vergleich mit Förderbohrungen aus der „klassischen“ Öl- und Gasindustrie ist das sehr niedrig, wo Versagensraten bis 70 % festgestellt wurden. Die Mehrzahl der 1.144 Meldungen über Verunreinigungen aus 3.533 Förderbohrungen betrifft aber auch hier Fälle, die nicht in direktem Zusammenhang mit dem Fracking von unkonventionellen Lagerstätten bzw. der Bohrlochintegrität stehen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Versagen der Bohrlochintegrität nur einen kleinen Anteil an den Kontaminationen von oberflächennahen Grund- und Oberflächenwässern hat und sich zudem in vielen Gebieten mit den Belastungen aus der Ölindustrie überlagert, so dass eine Zuordnung – auch aufgrund eines fehlenden Baseline Monitorings – vielfach erschwert ist. Die Bohrlochintegrität wird während des Bohrlochausbaus inkl. der Zementation (*well completion*), des Fracking-Vorgangs und der Produktionsphase umfassend überwacht. Hierzu gibt es eine Vielzahl von Regelwerken, Industriestandards und Best Practice-Beispielen. Das tiefe Grundwasser / Formationswasser wird nicht überwacht.

5.3.6 Durchführung des Frackings

In diesem Kapitel wird gezeigt, dass die Ausbreitung eines Fracs gut bekannten Gesetzmäßigkeiten unterliegt und durch die Überwachung und Steuerung die Entwicklung und Länge eines Fracs kontrolliert abläuft.

Ein sehr ausführlicher Überblick über die historische Entwicklung des Frackings ist in Jacobs and Testa (2019) enthalten. Die Öl- und Gasindustrie und das Fracking haben in den USA eine lange Geschichte und gehen zurück bis auf eine Ölbohrung im Jahr 1860, bei der zum ersten Mal mit Schießpulver „gefrackt“ wurde. Der erste kommerzielle Frac durch einen Dienstleister wurde im Jahr 1949 durch die Fa. Halliburton durchgeführt. *Casing guns* zur Durchlöcherung der Verrohrung wurden bereits vor 1939 regelmäßig eingesetzt.

5.3.6.1 Technologische Grundlagen

Beim Fracking unkonventioneller Lagerstätten werden künstliche Fließwege geschaffen, die die Permeabilität des Gesteins erhöhen. Wie bei der Erschließung konventioneller Lagerstätten wird dazu zunächst eine Bohrung bis zum Zielhorizont abgeteuft. Je nach Beschaffenheit der unkonventionellen Lagerstätte können Förderbohrungen bei Bedarf auch in die Horizontale abgelenkt werden, um den Zielhorizont über weite Strecken und in größerer Entfernung vom Bohransatzpunkt an der Erdoberfläche zu erschließen. Die Förderbohrungen produzieren das meiste Gas (und auch Öl) in den ersten 18 Monaten nach der Errichtung. Dann ist häufig eine weitere Frac-Kampagne²⁹ erforderlich oder die Förderbohrungen werden aufgegeben.

Zur Vorbereitung des Frackings werden in einem ausgewählten Abschnitt der Bohrstrecke kleine Löcher in die Bohrlochummantelung gebracht. Die perforierten Abschnitte werden durch Packer von der übrigen Bohrstrecke getrennt, so dass dort gezielt mit hohem Druck ein Fracking-Fluid eingepumpt werden kann. Dabei wird kontinuierlich der Druck aufgezeichnet und durch Regelung der Pumprate geregelt. Das Fluid dringt durch die Perforierung der Bohrlochummantelung ins Gestein ein und erzeugt dort feinste Risse, sobald ein kritischer Druck überschritten wird. Durch die Darstellung des Nettodrucks im Zielabschnitt über die Zeit lassen sich die Öffnung und die Ausbreitung des Fracs während mehrerer Fracking-Zyklen genau verfolgen.

Die Risse breiten sich weiter im Gestein aus, solange durch Regelung der Pumprate der Druck aufrechterhalten wird. Dabei wird mit dem Fracking-Fluid ein Stützmittel in die Risse transportiert, welches diese nach dem Abschalten der Pumpen offenhalten soll. Dieser Vorgang wird in der Regel mehrfach wiederholt (Eberhardt and Amini, 2020).

Je nach Mächtigkeit und Ausdehnung des Zielhorizonts werden in der Regel mehrere Abschnitte einer Förderbohrung gefrackt, um die unkonventionelle Lagerstätte möglichst ganz zu erschließen. Diese Abschnitte werden als *Stages* bezeichnet.

²⁹ Das *re-fracking* älterer Förderbohrungen wird auch als „Fracking 2.0“ bezeichnet.
<https://www.workboat.com/viewpoints/fracking-2-0-a-recovery-lesson-for-barge-operators>.

5.3.6.2 Ausbreitung der Fracs

Die Öffnungs- und Ausbreitungsrichtung eines Fracs wird durch die Gebirgsspannung bestimmt und ist unabhängig von der Orientierung der Bohrstrecke. Bei Überschreiten eines kritischen Drucks öffnet sich der Frac parallel zur Richtung der geringsten Spannung. Wenn der Druck aufrechterhalten wird, wächst der Frac parallel zur Hauptspannungsrichtung. Aus diesem Grund werden Horizontalbohrstrecken in der Regel parallel zur Richtung der geringsten Spannung angelegt, so dass sich die Fracs senkrecht zur Bohrstrecke ausbreiten und den Zielhorizont möglichst effizient erschließen (Eberhardt and Amini, 2020). Dies führt dazu, dass in einer Region in der Regel alle Horizontalbohrstränge parallel verlaufen (Ludwig et al., 2015).

Der Anteil der horizontalen Komponenten an der Gebirgsspannung nimmt mit zunehmender Tiefe ab. Ab einer Tiefe von etwa 1.200 m überwiegt in der Regel der vertikale Anteil der Gebirgsspannung, so dass sich Fracs vertikal ausbreiten. Horizontale Fracs können dagegen meist nur oberflächennah erzeugt werden (Fisher and Warpinski, 2011; Fisher and Warpinski, 2012).

Wenn bereits natürliche Risse im Gestein vorhanden sind, kommt es beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten zu Wechselwirkungen zwischen den künstlich erzeugten Fracs und den natürlichen Rissen. Je nach Beschaffenheit und Orientierung der natürlichen Risse kann ein künstlich erzeugter Frac natürliche Risse schneiden oder durch einen bereits vorhandenen Riss an seiner weiteren Ausbreitung gehindert werden. Wenn der eingesetzte Druck beim Fracking unkonventioneller Lagerstätten den erforderlichen Öffnungsdruck überschreitet, können natürliche Risse aufgeweitet werden. Ist der eingesetzte Druck dagegen zu gering, um die natürlichen Risse zu öffnen, kann es dennoch zu Verschiebungen entlang der natürlichen Risse kommen (Weng, 2015).

Die Orientierung eines Fracs im Raum ist durch die Gebirgsspannung im Zielhorizont festgelegt und kann nicht beeinflusst werden; dagegen ist es jedoch möglich, die Öffnung und die Ausbreitung des Fracs durch den angelegten Druck während des Frackings zu kontrollieren und zu steuern. Daher ist die kontinuierliche Aufzeichnung des Drucks das wichtigste Mittel zur Überwachung des Frackings unkonventioneller Lagerstätten.

Zusätzlich werden während des Frackings mikroseismische Ereignisse registriert, die Aufschluss über die Ausbreitung des Fracs liefern. Darüber hinaus können auch Neigungs- und Temperaturmessungen, die Analyse von Tracern, Bohrloch-Logs oder auch Bohrlochvideokameras eingesetzt werden, um den Fracking-Prozess zu überwachen. Allerdings sind diese Verfahren häufig sehr teuer und nur schwer zu interpretieren.

5.3.6.3 Druckmessungen

Entscheidend für die Entstehung eines Fracs ist der hydraulische Druck, der auf das Gestein ausgeübt wird. Der Druck im Frac lässt sich anhand des Pumpdrucks, der Tiefe des Zielabschnitts, der Reibung an der Bohrlochwand und an der Perforierung der Bohrlochummantelung und unter Berücksichtigung der Tortuosität des Gesteins (Grad der Gewundenheit der Transportwege in den Poren poröser Materialien) abschätzen (Holditch, 2007).

Während des gesamten Fracking-Vorgangs werden daher der Pumpdruck an der Oberfläche und der Druck innerhalb des Zielabschnitts kontinuierlich gemessen. Von besonderem Interesse ist dabei der Nettodruck, der den rissöffnenden Anteil des Fluiddrucks bezeichnet, also der Druck, der über die Gebirgsspannung im Zielabschnitt hinausgeht. Um die Öffnung und Ausbreitung des Fracs steuern zu können, wird die Entwicklung des Nettodrucks über die Zeit beobachtet und laufend interpretiert. Anhand des sogenannten Nolte-Smith-Diagramms kann die aktuelle Ausbreitungsart des Fracs nahezu in Echtzeit aus der Entwicklung des Nettodrucks abgeleitet werden (Prabhakaran, 2016). Auf diese Art und in Verbindung mit der Überwachung der Mikroseismik kann eine unerwünschte Ausbreitung unmittelbar erkannt und durch Abschalten der Pumpen an der Oberfläche gestoppt werden.

5.3.6.4 Überwachung des Fracs durch Mikroseismik

Durch die Öffnung und Ausbreitung eines Fracs werden mikroseismische Ereignisse ausgelöst, deren Beobachtung wiederum Aufschlüsse über das Wachstum des Fracs liefert. Je nach Tiefenlage des Fracs werden dazu sowohl an der Erdoberfläche als auch in benachbarten Beobachtungsbohlöchern Seismometer eingesetzt. Die Lokalisierung und Kartierung der mikroseismischen Ereignisse ist eine Möglichkeit, die räumliche Lage und die Ausdehnung des Fracs sehr genau zu verfolgen (Warpinski, 2013). Die Magnitude der erzeugten mikroseismischen Ereignisse in Zusammenhang mit dem Fracking unkonventioneller Lagerstätten liegt im Mittel bei etwa -1,0. Mit zunehmender Tiefe nimmt auch die Magnitude leicht zu, bleibt dabei aber deutlich unter 1,0 und somit weit unterhalb der menschlichen Wahrnehmungsschwelle.³⁰

Werden die Entfernungen der mikroseismischen Ereignisse von der Förderbohrung gegen die Zeit aufgetragen, so lässt sich die Geschwindigkeit abschätzen, mit der sich der Frac ausbreitet. Bei einer Dauer von zwei Stunden ist die Länge der erzeugten Fracs auf etwa 300 m begrenzt (Warpinski, 2013).

5.3.6.5 Wie lang ist ein Frac?

Nach Davies et al. (2012) war nach einer Auswertung mehrerer Tausend Fracs in großen amerikanischen Schieferbecken nur etwa 1 % der Fracs länger als 350 m. Die maximale Länge der Fracs lag hier bei 588 m. Warpinski (2013) hat Mikroseismik-Daten aus sechs großen amerikanischen Schieferbecken für einen Zeitraum von etwa zehn Jahren zusammengetragen. Für die weiteren Betrachtungen gehen wir von einer maximalen Frac-Länge von 600 m aus.

Warpinski (2013) geht davon aus, dass diese großen Längen nur durch Wechselwirkungen mit natürlichen Rissen im Gestein möglich waren, und weist darauf hin, dass in allen Fällen der Abstand zu typischen Grundwasserleitern wesentlich größer als die Länge der Fracs gewesen sei. Der Abstand zu den Grundwasserleitern betrug zwischen 1.000 und 4.000 m.

³⁰ Durch das Fracking können seismische Ereignisse ausgelöst (getriggert) werden, die zu für Menschen wahrnehmbaren Erdbeben führen (vgl. Kap. 4.1.3 Schiefergas Großbritannien). Es ist nicht Aufgabe dieses Gutachtens, das Risiko der induzierten Seismizität zu bewerten.

Die Permeabilität nimmt sowohl mit zunehmender Tiefe als auch mit zunehmendem Gas- oder Ölanteil am Porenraum erheblich ab. Im Vergleich dazu ist die Permeabilität eines typischen Grundwasserleiters um mehrere Größenordnungen höher, so dass der für eine Rissbildung erforderliche hohe Druck nicht erzeugt werden kann.

Sollte ein Frac sich also bis zu einem Grundwasserleiter hin ausbreiten, würde er unmittelbar nach Erreichen des höher durchlässigen Gesteins stoppen, da sich Fracs nur dort ausbreiten können, wo die Permeabilität des Gesteins gering ist (Flewelling and Sharma, 2014).

Westwood et al. (2017) kommen anhand von Modellierungen (Monte-Carlo-Methode) zu dem Ergebnis, dass die maximale horizontale Ausbreitung von Fluiden in Richtung einer durchlässigen Störung bei 433 m liegt.

Wilson et al. (2018) verweisen auf die begrenzte Aussagekraft von Modellen hin und untersuchten 109 Fracking-Operationen anhand mikroseismischer Daten. Hiernach soll die horizontale Distanz zu durchlässigen Störungssystemen bis maximal 895 m betragen.

5.3.6.6 Besonderheiten beim Fracking von Kohleflözgaslagerstätten

Die Förderung von Gas aus Kohleflözgaslagerstätten ist oft auch ohne Fracking möglich, da die Kohle eher spröde und besser durchlässig ist als das Gestein in Schiefergaslagerstätten. Aufgrund der geringeren Tiefe werden oft nur vertikale Förderbohrungen errichtet. In Australien werden etwa 5 bis 40 % der Förderbohrungen in Kohleflözgaslagerstätten gefracked, um den Ertrag zu erhöhen.

5.3.6.7 Schlussfolgerungen für Fracking unkonventioneller Lagerstätten in Deutschland

Die fachlichen Grundlagen für Frac-Steuerung und Frac-Kontrolle gelten grundsätzlich für die Vorkommen von Schiefer- und Kohleflözgas.

Die räumliche Orientierung von Fracs ist durch die Gebirgsspannung festgelegt: Ein Frac öffnet sich immer parallel zur Richtung der geringsten Spannung und breitet sich senkrecht dazu aus. Da mit zunehmender Tiefe die vertikale Gebirgsspannung dominiert, entstehen unterhalb von etwa 1.800 m unter der Erdoberfläche in der Regel vertikale Fracs.

Die Ausbreitung der Fracs wird durch die Dauer des Pumpvorgangs gesteuert und kann zum einen durch den Druckverlauf in der Bohrung, zum anderen durch die Kartierung der mit der Rissbildung verbundenen mikroseismischen Ereignisse sehr genau überwacht und sofort beendet werden. Bei einer üblichen Pumpdauer von wenigen Stunden wird eine mittlere Fracklänge von unter 100 m erreicht. Größere Längen von bis zu etwa 600 m können nur bei Wechselwirkungen mit natürlichen Rissen in der Zielformation erreicht werden.

Grundvoraussetzung für das Erzeugen von künstlichen Rissen im Gestein ist eine geringe Durchlässigkeit für Wasser. Sowohl eine mächtige Gesteinsüberdeckung als auch das Vorhandensein von Gas oder Öl im Porenraum reduzieren die Durchlässigkeit erheblich. Dagegen zeichnen sich

Grundwasserleiter in der Regel durch hohe Durchlässigkeiten aus, so dass sich dort aus physikalischen Gründen keine Risse ausbreiten können.

Diese Ergebnisse sind vollständig übertragbar auf deutsche Geosysteme.

5.3.7 Wasserverbrauch

5.3.7.1 Wasserverbrauch bei Schiefergasförderung

Auch wenn die für das Fracking unkonventioneller Lagerstätten eingesetzten Wassermengen im Vergleich zum jeweiligen regionalen Wasserverbrauch oft nur einen kleinen einstelligen Prozentsatz ausmachen (ca. 1 % in Texas lt. TAMEST, 2017), so führt doch die steigende Anzahl von gefrackten Förderbohrungen lokal, z.B. im Westen der USA, durchaus zu Wasserstress (Kondash et al., 2018). In vielen Gegenden der USA wird die Bereitstellung des Wassers immer schwieriger.

Der Wasserverbrauch je Frac oder Förderbohrung ist sehr vom jeweiligen Geosystem und von den eingesetzten Fracking-Technologien abhängig, die sich gerade in den letzten Jahren stark verändert haben. Die Untersuchung von Gallegos et al. (2015) verweist darauf, dass das Wasservolumen je Förderbohrung über die Zeit angestiegen ist, weil mehr Horizontalbohrungen abgeteuft wurden.

Es ist jedoch schwierig, Angaben über nach einheitlichen Kriterien ermittelte Wassermengen zu finden. Die Mengen werden in unterschiedlicher Weise je Förderstandort, je Förderbohrungen und je Frac angegeben.

Ältere Mengenangaben zum Wasserverbrauch werden in GWPC (2009) gemacht. Hiernach waren es zwischen 2,7 Mio. Gallonen (10.260 m^3) in der Barnett-Lagerstätte und 3,88 Mio. Gallonen (14.700 m^3) je Förderbohrung in der Marcellus-Lagerstätte. Abdalla and Drohan (2010) geben Mengen für Pennsylvania zwischen 11.300 m^3 und 30.200 m^3 an (s.a. Abdalla et al., 2011; Abdalla et al., 2012).

Jacobs and Testa (2019) geben für eine Horizontalbohrung in einer Schiefergaslagerstätte eine Wassermenge zwischen 2 und 5 Mio. Gallonen (7.600 m^3 und 19.000 m^3) an. Für Fracs in Europa werden angegeben (OGP, 2014): 2.500 bis 5.000 m^3 für die Herstellung der Bohrung und weitere 7.500 bis 15.000 m^3 für das Fracking (5 bis 15 Stufen).

Ein unabhängiges Maß für die Angabe des Wasserverbrauchs könnte der Wasserverbrauch je produzierter Energieeinheit sein (L/Gigajoule) (Raimi, 2020; Kondash and Vengosh, 2015). Der Wasserverbrauch je Gigajoule lag im Jahr 2016 zwischen 6 und 23 L/Gigajoule.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass der Wasserverbrauch vom Geosystem und von der Frac-Technologie abhängt und nach neueren Angaben bis zu 19.000 m^3 je Bohrung betragen kann (wobei die Anzahl der Fracs je Bohrung sehr unterschiedlich sein kann!).

Eine von Geosystem und Frac-Technologie unabhängige Angabe wie Liter Wasser/Gigajoule wird nicht durchgehend verwendet.

Es wird auch versucht, wasserfreie Fracking-Technologien zu entwickeln (*Green Fracking*, vgl. Kiger, 2014). Umstritten ist jedoch, dass dabei häufig das Wasser durch Kohlendioxid oder Kohlenwasserstoffe ersetzt wird, wodurch wiederum andere Risiken entstehen.

5.3.7.2 Wasserverbrauch bei der Kohleflözgasförderung

Der Wasserverbrauch einer Förderbohrung in einer Kohleflözgaslagerstätte wird von Jacobs and Testa (2019) mit zwischen 190 und 1.330 m³ angegeben. Dies kann damit zusammenhängen, dass in Kohleflözgaslagerstätten aufgrund bereits vorhandener Wegsamkeiten weniger gefrackt wird.

5.3.8 Tiefenlage des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten

Bei der Risikobewertung des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten selbst wird in der Regel die Tiefenlage der Fracs und der Abstand zum oberflächennahen Grundwasser diskutiert. Die Länge der Fracs und die Möglichkeiten der Steuerung der Frac-Entwicklung werden in Kapitel 5 beschrieben.

In 0,4 % der Förderbohrungen erfolgten Fracs auch im Grundwasserleiter bzw. ohne hydraulische Trennung zwischen Produktionszone (*pay zone*) und Grundwasserleitern (EPA, 2016). Dies erfolgte vor allem im Westen der USA in Kohleflözvorkommen wie Raton Basin, San Juan Basin (Colorado, New Mexico), Powder River Basin (Montana, Wyoming).

Eine Auswertung von 44.000 Förderbohrungen aus dem Jahr 2015, die auf Daten aus den Jahren 2010 bis 2013 beruht, zeigt die Verteilung der Tiefenlage der Fracs: Die Durchschnittstiefe lag bei 2.500 m, bei 2.640 Förderbohrungen jedoch auch unter 900 m (Jackson et al., 2015). Ein möglicher Grund dafür ist, dass die leichter erreichbaren (flacheren) Vorkommen bereits in den Anfangsjahren des Fracking-Booms ausgebeutet wurden. Nach Jackson et al. (2015) liegen in den genutzten Schiefergasvorkommen – bis auf die beiden Gebiete New Albany (Illinois), Antrim (Michigan) und das kleine Gebiet Lewis & Mancos (New Mexiko) – die höchsten Bereiche der Fracs immer noch mehrere Tausend Meter unter der Geländeoberfläche.

Die Auswertung von Mair et al. (2012) zeigt, dass in vier Schiefergasbecken (Marcellus, Barnett, Eagle Ford, Woodland) die Tiefe der Produktionszonen und die höchsten Bereiche der Fracs in der überwiegenden Zahl der Fälle deutlich tiefer als 1.000 m liegen. Der Abstand zu den genutzten Grundwasserleitern liegt immer deutlich über 1.000 m.

5.3.9 Horizontale und vertikale Mindestabstände zu empfindlichen Nutzungen und Schutzgütern

Gemäß den von der EU-Kommission empfohlenen Grundsätzen und den Festlegungen im Fracking-Gesetz sind bereits bei der Standortauswahl Ausschlussgebiete und horizontale Abstände zu empfindlichen Nutzungen und Schutzgütern auszuweisen.

Auf der Basis der Möglichkeiten der Frac-Steuerung und der zu erwartenden Frac-Längen werden in der Literatur zunehmend Empfehlungen für vertikale Mindestabstände zur Geländeoberfläche und Grundwasservorkommen genannt.

Die horizontalen Abstände sind dagegen nicht aus den Frac-Längen abgeleitet, sondern stützen sich in den USA auf die Auswirkungen an der Erdoberfläche (Licht, Lärm, Vibrationen, Geruch, Sicht) und die Ausbreitung oberflächennaher Verunreinigungen durch unerwünschte Freisetzungen von Flüssigkeiten und den allgemeinen Ressourcenschutz, wobei die Abstände von Bundesstaat zu Bundesstaat unterschiedlich sind. Abstände zu Störungen werden nur in der Literatur thematisiert (Wilson et al., 2018), aber nicht in Abstandsregelungen bei Fracking-Vorhaben umgesetzt.

Abstandsregelungen und Empfehlungen in den USA

In Texas werden fast alle Grundwasserleiter, die der Trinkwasserversorgung dienen, durch Öl- und Gasbohrungen durchteuft (TAMEST, 2017).

Nach den Auswertungen von EPA (2015a, 2015b) liegen in den USA viele Förderbohrungen innerhalb von 1 Meile (1,6 km) von für die Trinkwassergewinnungen genutzten Gewässern und Brunnen entfernt. Besonders in Pennsylvania und Texas werden diese Abstände vielfach noch deutlich unterschritten (King and Durham, 2015; Hildenbrand et al., 2015).

Bundesstaat New York (NYSDEC, 2015)

Im Bundesstaat New York gelten gemäß NYSDEC (2015) folgende Regelungen für Öl- und Gasbohrungen:

- Ein vertikaler Abstand von 850 ft (262 m) ist zur Basis eines nutzbaren Grundwasserleiters einzuhalten, wenn die Lagerstätte flacher als 2.000 ft (610 m) oder 1.000 ft (305 m) unterhalb eines Grundwasserleiters liegt.
- 75 ft (23 m) muss die Zementierung des *Surface Casings* über die unterste „Süßwasserzone“ (*freshwater zone*) hinausreichen. Die „Süßwasserzone“ ist als <1.000 ppm insgesamt gelöster Substanzen (*Total Dissolved Substances, TDS*) definiert.
- Ein 2.000 ft (610 m) horizontaler Abstand zu Brunnen der öffentlichen Wasserversorgung ist einzuhalten.
- Ein 4.000 ft (1.220 m) horizontaler Abstand zu für die Trinkwasserversorgung genutzten Oberflächengewässern ist einzuhalten.

Bundesstaat Pennsylvania (Office of Attorney General, 2020)

- Ein 500 ft (152 m) horizontaler Abstand zwischen einer Förderbohrung und der Wohnbebauung bzw. einem privaten Brunnen ist einzuhalten.
- Ein 1.000 ft (305 m) horizontaler Abstand zwischen einer Förderbohrung und einem Brunnen der öffentlichen Wasserversorgung oder einer Oberflächengewässerfassung ist einzuhalten. Es gibt von Anwohnern und Umweltverbänden die Forderung nach einem Mindestabstand von 2.500 ft (762 m).

Australien

In den Kohleflözgaslagerstätten im Surat Basin liegen die Brunnen für die Wasserversorgung in unmittelbarer Nähe (<300 m) zu den Förderbohrungen (Apte et al., 2020).

Deutschland

Der von Exxon Deutschland beauftragte „Neutrale Expertenkreis“ (Borchardt, 2014) empfiehlt einen vertikalen Abstand von 1.000 m zur Geländeoberkante unter der Annahme eines maximal 100 m mächtigen (genutzten) Grundwasserleiters. Die Grundlagen dieser Empfehlung sind vor allem zwei Sachverhalte (Borchardt, 2014; Class et al., 2014):

- 1) Modelluntersuchungen zu maximalen Aufstiegshöhen entlang von Störungen unter ungünstigen Bedingungen wie hohe Durchlässigkeit und nach oben gerichtete hydraulische Gradienten mit numerischen Modellen zeigen, dass selbst unter diesen konservativen Annahmen, die in den Untergrund gepressten Frac-Flüssigkeiten nur etwa 50 m weit aufsteigen können. Sie können auch nur so lange aufsteigen, wie der Fracking-Druck während des Fracking-Prozesses aufrechterhalten wird, da bei der Gasförderung in der Produktionszone ein Unterdruck angelegt wird und sich die Potenzialdifferenz umkehrt. *„Das bedeutet: Auf diesem Weg gelangen keine Schadstoffe ins nutzbare Grundwasser“* (Class et al., 2014).
- 2) Weiterhin liegt die maximale vertikale Fracklänge – gemäß der internationalen Literatur – bei 600 m (Davies et al., 2012).

Zu den erforderlichen horizontalen Abständen zu einer natürlichen oder technischen Wegsamkeit werden von Borchardt (2014) und Class et al. (2014) keine Angaben gemacht.

In AMEC (2014) und AMEC (2015) werden die folgenden horizontalen und vertikalen Abstände zwischen Fracs und Grundwasserleitern/Wasserressourcen sowie empfindlichen oberirdischen und unterirdischen Nutzungen vorgeschlagen:

- 300 m horizontaler Abstand (Lärmschutz),
- 1.000 m horizontaler Abstand zu Wasserentnahmen,
- 1.600 m horizontaler Abstand zu Wohngebieten, Natura 2000-Gebieten,
- 600 m vertikaler Abstand zur Oberfläche,
- 1.000 m vertikaler Abstand zu Grundwasserleitern.

5.3.10 Vergleichbarkeit der Abstandsregelungen in deutschen und US-amerikanischen Schiefergas-Geosystemen

Es werden im Folgenden die deutschen mit den US-amerikanischen Schiefergas-Geosystemen hinsichtlich der Festlegungen von vertikalen und horizontalen Abständen verglichen:

- Es sind keine fachlichen Gründe erkennbar, warum die maximalen Frac-Längen in Deutschland relevant von den bisher weltweit festgestellten Längen abweichen sollten: vertikal max. 600 m (Davies et al., 2012) und horizontal max. 900 m (Wilson et al., 2018; Davies et al., 2012).
- Die Tiefenlage der Förderzonen (1.500 bis 4.000 m) ist vergleichbar. In den USA werden zunehmend tiefe Produktionszonen erschlossen (>10.000 ft), so dass in der Regel bereits große Abstände zu den oberflächennahen Grundwasservorkommen bestehen. Für diese tiefen Förderzonen wird in den USA keine Notwendigkeit für besondere vertikale Abstandsregelungen sowie eine (großräumige) Systemerkundung und ein operatives Monitoring in den oder in der Nähe der Produktionszonen gesehen. Unterschiedliche horizontale Abstände in den USA ergeben sich in Abhängigkeit von Bundesstaat und Nutzungen.
- Einzelne Geosysteme sind in Deutschland aufgrund der Gebirgsbildung wahrscheinlich tektonisch höher beansprucht. Möglicherweise treten dadurch häufiger tiefgreifende Störungssysteme auf, die bei der Erkundung und bei der Festlegung von horizontalen Abständen besonders zu berücksichtigen sind. Eine Orientierung könnten hier u.E. die belegten maximalen horizontalen und vertikalen Frac-Reichweiten geben.
- Falls Altbohrungen vorhanden sind, müssten entsprechende Mindestabstände eingehalten werden. Eine Orientierung könnten hier die belegten maximalen horizontalen und vertikalen Frac-Reichweiten geben.
- Die sonstigen horizontalen Abstände zu Schutzgütern wie Wohnbebauung, Natura 2000-Gebieten, Wasserschutzzonen etc. sind so, wie sie in den USA gehandhabt werden, in der Regel zu gering (s.o.).

5.3.11 Vergleichbarkeit der Abstandsregelungen in deutschen und internationalen Kohleflözgas-Geosystemen

Die bedeutendste vermutete Kohleflözgaslagerstätte in Deutschland (Münsterländer Becken) unterscheidet sich in vielen Punkten von den derzeit in Ausbeutung befindlichen internationalen Kohleflözgaslagerstätten (s. Kap. 3.2.5). Übertragbare Erfahrungen hinsichtlich einzuhaltender Abstände wurden nicht festgestellt.

5.3.12 Verwendung von chemischen Stoffen und Wasser

5.3.12.1 Anforderungen der EU-Kommission

Gemäß den Mindestgrundsätzen in Europäische Kommission (2014) und AMEC (2014) sind zu berücksichtigen:

- EG-Verordnung Nr. 1907/2006 „Hydraulisches Fracking von unkonventionellen Lagerstätten“;
- Minimierungsgebot der Verwendung chemischer Stoffe;
- Berücksichtigung bei der Auswahl chemischer Stoffe:
 - Wiederverwendung der Frac-Zusätze,
 - Einsatz von Nicht-Trinkwasser,

- Anforderungen an die Abwasseraufbereitung und Entsorgung,
- Monitoring Behandlung und Verbleib Bohrschlämme,
- Monitoring Behandlung und Verbleib Flowback/gefördertes Wasser,
- Verwendung geschlossener Systeme für Bohrschlämme,
- Abwasser ist gefährlicher Abfall und muss als solcher behandelt werden.

5.3.12.2 Einsatz der Frac-Zusätze

Ein typischer Frac erfolgt in vier Phasen (Jacobs and Testa, 2019):

Zuerst wird die Bohrstrecke mit einer stark verdünnten Säure gereinigt und von Rückständen des Bohrschlammes befreit (ca. 5 % des Wassers). Die Säure dringt auch durch die Perforation der Bohrummantelung in das Ziel-Gestein ein, löst Kalkablagerungen und reinigt sowohl den Porenraum als auch natürliche Risse in der unmittelbaren Umgebung der Bohrung. Dabei können auch antibakterielle Stoffe zugefügt werden, die das Bakterienwachstum im Bohrloch verhindern sollen.

In der zweiten Phase werden Fluide mit sehr geringer Viskosität mit hohen Pumpraten in den Zielabschnitt gepresst, um erste Fracs in der Umgebung der Bohrung zu öffnen. Diese Fluide werden auch als *slickwater* bezeichnet. Häufig werden ihnen reibungsvermindernde Mittel (*friction reducer*) beigefügt (Reibungsverminderer wie Polyacrylamide oder Erdölderivate). Sie enthalten in der Regel keine oder nur wenige Feststoffe (ca. 20 % des Wassers).

Während der dritten Phase des Frackings kommen Suspensionen mit einem hohen Anteil an Stützmitteln wie Sand oder Keramikteilchen zum Einsatz, die die künstlich erzeugten Risse nach der Druckentlastung offenhalten sollen. Die Korngröße der Stützmittel wird auf die erwartete Größe der Risse abgestimmt und oft auch während des Frackings geändert (ca. 70 % des Wassers).

Zum Abschluss des Fracking-Vorgangs wird mit Wasser gespült, um das Bohrloch zu reinigen und überschüssiges Stützmittel zu entfernen (ca. 5 % des Wassers).

Einen Überblick über die Funktionen, Mengen und Ziele von Frac-Zusätzen gibt Tabelle 8. Die grün eingefärbten Zeilen zeigen die fünf häufigsten Zusätze in einem Fracking-Abschnitt, bei dem 1.900 m³ Frac-Zusätze eingesetzt wurden.

Tabelle 8: Funktionen, Mengen und Zweck von Frac-Zusätzen und Frac-Fluiden
(nach GWPC, 2009; ALL Consulting, 2012; King and Durham, 2015; Jacobs and Testa, 2019; Erläuterung siehe Text)

grün = die 5 häufigsten Zusätze in einem Fracking-Abschnitt, bei dem 1.900 m³ Frac-Zusätze eingesetzt wurden, nach King and Durham (2015)

Art (engl. Bezeichnung)	Zusammensetzung in Volumen-% und Menge in L	Wirkstoffbeispiel	Zweck	Andere Anwendungen
Wasser- und Sandsuspension	99,50 %		„Proppant“-Sandkörner halten die Mikrorisse offen.	
Säure (<i>acid</i>)	0,123 %	Salzsäure (HCl) verdünnt: ca. 15%	Löst Mineralien: Reinigt die Rohre und unter- stützt die Rissbildung.	Schwimmbadchemikalien und Reinigungsmittel
Reibungsminderer (<i>friction reducer</i>)	0,088 % 380-950 L	Mineralöl, Polyacrylamid (C ₃ H ₅ NO) _n	Reduziert die Reibung zwischen Fluid und Rohr.	Makeup-Entferner, Süßigkeiten, Feuchthead- sorber in Windeln, Flockungsmittel
Netzmittel /Tenside (<i>surfactant</i>)	0,085 % 950 L	Isopropanol (C ₃ H ₈ O) Ethoxylat Sulfonate	Reduziert die Oberflä- chenspannung der Fluide.	Glasreiniger, Deodorant, Detergentien
Kaliumchlorid (<i>Potassium Chloride</i>)	0,06 %	Kaliumchlorid (KCl)	Erzeugt stark salzhaltige Fluide, Tonstabilisierung.	Natriumarmes Tafelsalz
Gelbildner, Verdicker (<i>selling agent</i>)	0,056 % 1.140 L	Guarkernmehl, Hydroxyethyl zellulose	Dickt die Suspension ein, um den Sand in Schweb- e zu halten.	Kosmetik, Lebensmittel- zusätze, Zahnpasta, Eiskrem
Ablagerungshemmer (<i>scale inhibitor</i>)	0,043 % 38-76 L	Ethylenglykol (C ₂ H ₈ O) Phosphonate Polymere	Verhindert mineralische Ablagerungen im Rohr und erleichtert den Rückfluss.	Haushaltsreiniger, Farben, Detergentien
pH-Puffer (<i>buffer</i>)	0,011 %	Essigsäure (CH ₃ -COOH) Natrium- oder Kaliumkar- bonate	Puffer zur Einstellung des pH-Werts, hält die ge- wünschten Eigenschaf- ten der Chemikalien aufrecht.	Waschmittel, Seife
Kettenbrecher (<i>breaker</i>)	0,01 %	Ammoniumperoxodisulfat ((NH ₄) ₂ S ₂ O ₈), Magnesium Peroxide	Verringert die Viskosität gelbasierter Fluide, bricht verzögert die Polymerketten auf, um den Sand abzulagern.	Desinfektionsmittel, Haarfärbemittel
Quervernetzer (<i>crosslinker</i>)	0,007 %	Boratsalze (z.B. BNa ₃ O ₃) Zirkonium Komplexbildner	Vernetzt die Gelbildner, erhöht die Viskosität bei hohen Temperaturen.	Waschmittel, Seife, Kosmetik
Eisenchelatoren (<i>iron control</i>)	0,004 %	Zitronensäure (C ₆ H ₈ O ₇)	Verhindert die Ausfäl- lung und Ablagerung von Metalloxiden.	Lebensmittelzusätze
Korrosionsschutz (<i>corrosion inhibitor</i>)	0,002 %	Dimethylformamid (C ₃ H ₇ NO)	Schützt Anlagen, Ausrüs- tung, und Bohrstrang.	Pharmazeutische Produkte, Acryl, Plastik

Art (engl. Bezeichnung)	Zusammensetzung in Volumen-% und Menge in L	Wirkstoffbeispiel	Zweck	Andere Anwendungen
Biozide (Biocide)	0,001 %	Glutaraldehyd (C ₅ H ₈ O ₂)	Minimiert Bakterien- wachstum und damit Korrosion, toxische Nebenprodukte wie H ₂ S.	Medizinische Desinfektionsmittel
Sauerstofffänger (oxygen scavenger)		Ammoniumbisulfit	Entfernt Sauerstoff zur Korrosionsverminderung.	Sauerstofffänger

5.3.12.3 Transparenz der eingesetzten Frac-Zusätze

Die Internetseite des Bundesverbandes Erdöl, Erdgas und Geoenergie (BVEG) gibt Auskunft über alle eingesetzten Chemikalien bei den Fracs in Deutschland (bis 2011).³¹

In den USA werden unter <https://www.fracfocus.org/> für 163.471 Förderbohrungen (Stand 07/2020) die eingesetzten Frac-Zusätze und alle landesweiten Regularien offengelegt. Eine weitere Dokumentationsplattform ist die „Fracktracker Alliance“ (<https://www.fracktracker.org/>).

5.3.12.4 Toxizität der eingesetzten Frac-Zusätze

In MKULNV (2012) und UBA (2014) erfolgte eine umfangreiche Einordnung der Toxizität der Frac-Zusätze gemäß damaligem Kenntnisstand.

Gemäß EPA (2016) wurden 1.606 verschiedene Chemikalien identifiziert³², die bis dato in Frac-Zusätzen eingesetzt wurden, und es wurde eine landesweite Abschätzung durchgeführt, mit welchem Gefährdungspotenzial (*multi-criteria decision analysis*) diese Stoffe für das Trinkwasser verbunden sind. Dies ersetzt keine standortbezogene Studie, da in Abhängigkeit von den einzelnen Regularien in den Bundestaaten, den Geosystemen bzw. einzelnen Förderbohrungen und sogar den einzelnen Fracs erhebliche Unterschiede auftreten können. Für eine Vielzahl der Chemikalien wurden gemäß EPA (2016) keine vollständigen toxikologischen Bewertungen (*significant toxicological evaluation*) durchgeführt.

Dass die Chemikalien nicht unkritisch sind, ergibt sich für die EPA aus der Tatsache, dass viele Chemikalien in der ACToR-Datenbank³³ enthalten sind.

Eine Untersuchung der Yale School of Public Health (Elliott et al., 2017) kommt zu einem vergleichbaren Ergebnis wie EPA (2016). Die Studie bewertete 1.021 beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten eingesetzte Chemikalien und im gefördertem Wasser (*produced water*). Für einen Großteil der eingesetzten Chemikalien fehlen finale Angaben zur Toxizität. 157 von 240 un-

³¹ https://www.bveg.de/Erdgas/Fracking2/Info-Plattform-zu-Fracking_

³² https://hero.epa.gov/hero/index.cfm/reference/details/reference_id/2711896

³³ ACToR enthält über 500.000 Chemikalien aus über 2.500 Datenquellen.

tersuchten Substanzen werden in Verbindung mit einer Reproduktions- und Entwicklungstoxizität gebracht (*developmental or reproductive toxicity*). Für 67 der Chemikalien existieren gesundheitsbasierte Standards oder Richtlinien. Es wurde jedoch in der Studie nicht beurteilt, ob die in der Praxis eingesetzten Mengen die Vorgaben in den Richtlinien überschreiten.

Auch Wollin et al. (2020) verweisen auf die hohe Anzahl der eingesetzten Chemikalien (mehr als 1.100 Komponenten).

Allerdings merken mehrere Autoren (Kiger, 2014; King and Durham, 2015; Kassner, 2016) an, dass die Toxizität der Reibungsverminderer (*friction reducer*), Ablagerungshemmer (*scale inhibitoren*) und Tenside (*surfactants*) stark abgenommen habe und eine ähnliche Entwicklung bei den Bioziden und Korrosionsinhibitoren stattfindet.

Nach eigenen Angaben setzt Exxon in Deutschland Fluid-Mischungen ein, die nicht wassergefährdend sind³⁴; an den Bohrplätzen in Deutschland werden laut Exxon deutlich weniger Gefahrstoffmengen als früher gelagert (Kassner, 2016).

5.3.12.5 Reduzierung der Anzahl der eingesetzten Wirkstoffe

EPA (2016), Elliott et al. (2017) und Wollin et al. (2020) verweisen auf die hohe Anzahl eingesetzter Chemikalien mit z.T. ungeklärter Toxizität (vorheriger Absatz). Allerdings fehlt in allen Studien eine Einordnung der mengenmäßigen Relevanz.

Tabelle 8 (s.o.) zeigt die Funktionen, eingesetzten Mengen (in Volumenprozent und Literangaben) und den Zweck von Frac-Zusätzen. Die fünf häufigsten Zusätze nach King and Durham (2015) sind farbig hinterlegt. Gemäß <https://www.fracfocus.org/> gehören zu den 20 meist eingesetzten Stoffen: Methanol, Isopropanol und Ethylenglycol.

King and Durham (2015) verweisen darauf, dass die allermeisten Fracs *slickwater fracs* mit nur zwei bis fünf Zusätzen seien. Gallegos and Varela (2014) verweisen darauf, dass auch die übrigen Fracs inzwischen nur noch fünf bis 14 Zusätze haben.

Nach eigenen Angaben verwendet Exxon in Deutschland nur noch zwei statt früher sieben Wirkstoffe. Verwendet würden Tonstabilisatoren und Reibungsverminderer (Kassner, 2016).

5.3.12.6 Reduzierung der eingesetzten Wirkstoffmengen

Der Anteil der Frac-Zusätze lag bis ca. 2010 bei 2 bis 3 % Volumenprozent eines Fracs. Die Frac-Zusätze liegen derzeit nur noch bei ca. 0,5 % Volumenprozent eines Fracs. Nach Jacobs and Testa (2019) bestehen die Frac-Zusätze, die beim Fracking unkonventioneller Lagerstätten eingesetzt werden, insgesamt zu 99,5 % aus Wasser und Sand.

³⁴ Gemäß Fracking-Gesetz sind in Deutschland auch beim Fracking im *Tight Gas* nur nichtwassergefährdende Frac-Zusätze zulässig.

Laut Kassner (2016) setzt Exxon in Deutschland nur noch geringe Konzentrationen an Frac-Zusätzen ein (0,2 % statt früher 2 bis 3 %). Parallel wird in den USA versucht, den Flowback in höherem Maß aufzubereiten (Kiger, 2014; Jacobs and Testa, 2019).

Wollin et al. (2020) bestätigen zwar einen Trend zum Einsatz von weniger und weniger gefährlichen Frac-Zusätzen, die zudem noch besser biologisch abbaubar sind, verweisen aber darauf, dass alle Belastungen in Zusammenhang mit Fracking humantoxikologisch zu bewerten seien. Als Hauptbelastung werden auch hier die mangelhafte Entsorgung, die Verwendung des Flowbacks als Beregnungswasser und die Luftbelastungen durch flüchtige Substanzen gesehen.

5.3.12.7 Aufbereitung und Wiederverwendung von Flowback und gefördertem Wasser

Bei einer Förderbohrung (mit einer Vielzahl von Fracs) werden in den USA bis zu ca. 19.000 m³ Wasser eingesetzt (s. Kap. 5.1). Die Fluide, die während des Frackens und bis zu etwa 1 Monat nach dem Fracken am Bohrloch oberflächlich austreten, werden als Flowback bezeichnet. In den USA hängt die Höhe des Flowbacks stark vom Geosystem ab. Dies dürfte ebenfalls für deutsche Geosysteme gelten.

Wie Jacobs and Testa (2019) zeigen, ist der Flowback im Marcellus-Schiefer gering (10 bis 30 %) und im Barnett-Schiefer hoch (fast 100 %). Der Anteil am Flowback, der wiederum aufbereitet und wiederverwendet wird, ist im Marcellus-Schiefer hoch (90 %) und im Barnett-Schiefer klein (5 %).

Nach anderen Autoren fließen zwischen 20 und 44 % der Frac-Zusätze über den Flowback an die Oberfläche zurück (Abdalla and Drohan, 2010; PSE, 2011; DOE, 2009; DOE, 2013). Der Anteil an Frac-Zusätzen, der nicht zurückfließt, verbleibt hiernach im Porenraum der Zielformation oder wird dort mineralisch gebunden.

Der Flowback wird behandelt, aufbereitet und entsorgt oder recycelt. Nach der Abtrennung der Öl- und Festphasen kann das Wasser wieder dem Spülungskreislauf zugeführt oder unterirdisch verpresst werden. Bei Bedarf werden zusätzlich weitere chemische und physikalische Aufbereitungsmaßnahmen angewendet, um die Frac-Zusätze wiederverwenden zu können oder die zu entsorgende Menge zu reduzieren.

Kondash et al. (2018) zeigen, dass der Wasseranfall (*flowback* und *produced water*) für verschiedene Lagerstätten in den Jahren 2011 bis 2016 in unterschiedlichem Maß zugenommen hat. So stieg der Wasseranfall je Förderbohrung von ca. 15.000 m³ im Jahr 2011 auf ca. 70.000 m³ im Jahr 2016.

Ein deutlich geringerer Anstieg erfolgte im Eagle Ford und Haynesville-Schieferbecken von ca. 2.000 auf ca. 22.000 m³. Im Marcellus-Schieferbecken blieb der Wasseranfall ungefähr gleich (ca. 2.000 m³). Es wird davon ausgegangen, dass der Wasseranfall über die Jahre in den meisten Lagerstätten zunimmt.

Die Behandlung von Abwasser (*wastewater* als Mischung aus *flowback* und *produced water*) zur Beseitigung ist energieintensiv und teuer. Aus diesem Grund nimmt der Anteil an recyceltem Wasser zu, wenn eine Injektion in tiefe Versenkbohrungen nicht möglich ist (Kondash et al., 2018). Im Jahr 2012 betrug in 31 Bundesstaaten der USA allein die anfallende Menge an gefördertem Wasser (*produced water*) aus ca. 1 Million aktiver Gas- und Ölförderbrunnen 21,2 bbl³⁵ bzw. 3.384 Mio. m³ (Veil, 2014). Davon wurde bis zum Jahr 2012 in den USA nur ein Bruchteil aufbereitet oder wiederverwendet. 93 % (3.147 Mio. m³) wurden wieder injiziert. Der größte Anteil der entsorgten Wassermengen mit 45,1 % entfällt auf die Injektion zur Verbesserung der Förderung, also zur Aufrechterhaltung des Lagerstättendrucks. 6,7 % wurden aufbereitet und dann entsorgt. Aber auch im Jahr 2012 betrug der Anteil des wiederverwendeten Wassers nur 0,6 %, also ca. 20 Mio. m³ (Veil, 2014).

Es gibt Bestrebungen, den Flowback in höherem Maß aufzubereiten (Valder et al., 2018). PSR and CHPNY (2019) sind nach einer umfassenden Literaturlauswertung jedoch der Meinung, dass es (in den USA) keine sichere und wirtschaftliche Lösung für die Beseitigung bzw. Aufbereitung von Flowback gebe.³⁶

Zusammenfassend ist festzustellen, dass in den USA bislang nur ein sehr geringer Teil (<1 %) des anfallenden geförderten Wassers (*produced water*) aufbereitet und wiederverwendet wird. Wenn in Deutschland das geförderte Wasser bzw. Anteile davon nicht in abgeworfene Produktionsbohrungen oder in andere Lagerstätten bzw. tief liegende Formationen verpresst werden kann, könnte die Entsorgung großer Mengen von gefördertem Wasser zu einem wichtigen Entscheidungskriterium für das Fracken unkonventioneller Lagerstätten in Deutschland werden.

5.3.13 Defizitanalyse Betrieb und Fracking

Es liegen weltweit und national ausreichend Erfahrungen (*best practice*) und Empfehlungen zur **Bohrplatzgestaltung**, zur betrieblichen Überwachung beim **Umgang mit wassergefährdenden Stoffen** und zur Gewährleistung und Überwachung der **Bohrlochintegrität** vor. Dass die unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten (*spills*) die mit Abstand größte Quelle für die Kontamination oberflächennaher Grundwässer und Oberflächengewässer in den USA ist, liegt somit weniger an fehlenden Erfahrungen und Empfehlungen als an mangelnden gesetzlichen Regelungen zu Umgang (Transport und Lagerung) und Entsorgung sowie einer fehlender Kontrolle und Überwachung.

Die Frac-Ausbreitung in der Förderzone wird genau überwacht und gesteuert. Die vertikale und horizontale **Frac-Ausbreitung** ist begrenzt, so dass die erforderlichen vertikalen und horizontalen Mindestabstände zu Altbohrungen (Pfadgruppe 1) und Störungen (Pfadgruppe 2) festgelegt werden können.

³⁵ bbl = Milliarde Barrel, 1 Barrel à 42 Gallonen à 3,8 L.

³⁶ "There is no known solution to the problem of fracking waste water. It cannot be filtered to create clean, drinkable water, nor is there any safe method of disposal. Recycling is an expensive, limited option that increases radionuclide levels of subsequent waste water."

Gemäß mehreren Autoren (EPA, 2016; Elliott et al., 2017; Wollin et al., 2020) werden beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten nach wie vor weit über 1.000 verschiedene und teilweise in ihrer toxischen Wirkung unbekannt Chemikalien eingesetzt. Es fehlt jedoch bei den Autoren eine Einordnung der Häufigkeit des Einsatzes und der eingesetzten Stoffmengen.

Gemäß Aussagen der Industrie (Exxon, King, Halliburton) werden nur noch wenige Chemikalien als Frac-Zusätze verwendet. Die eingesetzten Chemikalien werden brunnenscharf benannt – z.B. unter <https://www.fracfocus.org/> und <https://www.fractracker.org/> –, ihre Toxizität ist bekannt bzw. die eingesetzten Chemikalien sind nicht (mehr) wassergefährdend³⁷ (Kassner, 2016).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass bis auf ggf. lokale Besonderheiten alle wesentlichen Erfahrungen (*best practice*), Empfehlungen und Regelwerke international und für Deutschland vorliegen, um ein ausreichendes betriebliches Monitoring in der Betriebsphase für die Grund- und Oberflächengewässer zu gestalten (s.a. Uth, 2012).

5.3.14 Hinweise für ein Monitoring

Auf der Basis der oben recherchierten und beschriebenen Sachverhalte bei der Durchführung von Fracking-Vorhaben ergeben sich folgende Hinweise für ein Monitoring:

- Das größte Risiko für Oberflächengewässer und Grundwasser ist die unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten. Bei der Konzeption des Monitorings im Zusammenhang mit wassergefährdenden Stoffen sind die besonderen Gefährdungspfade der Pfadgruppe 0 zu berücksichtigen (Transport, Lagerung und Einsatz am Bohrplatz).
- Die Bohrlochintegrität ist der zentrale Bestandteil des Konzepts „Sicherheit durch Design“ (*safety by design*). Für den Bohrlochausbau mit den einhergehenden Planungs-, Ausführungs- und Überwachungsschritten (Monitoring) liegen weltweit ausreichend Erfahrungen, Empfehlungen und Regelwerke vor.
- Die Frac-Längen sind auf 600 m begrenzt. Damit kann ein ausreichender Abstand zu Altbohrungen (Pfadgruppe 1) und Störungen (Pfadgruppe 2) und Grundwasservorkommen eingehalten und überwacht werden.
- In Deutschland ist die Verwendung wassergefährdender Frac-Zusätze verboten. Alle eingesetzten Stoffe müssen benannt werden und mit ihren Eigenschaften bekannt sein, damit diese in einem Monitoring entsprechend berücksichtigt werden können (Einsatz, Verwendung, Verbleib, Aufbereitung, Entsorgung).
- Der Schwerpunkt im Monitoring liegt in der Betriebsphase in der Überwachung der Pfadgruppe 2 und der möglichen Migration von Formationswässern. Das Auftreten von Formationswässern ist in Kohleflözgaslagerstätten wahrscheinlicher als in Schiefergaslagerstätten.

³⁷ Gemäß Fracking-Gesetz dürfen in Deutschland bei einem Fracking-Vorhaben in unkonventionellen Lagerstätten keine wassergefährdenden Stoffe eingesetzt werden.

- Aus den Erfahrungen des Monitorings sollte das Standortmodell regelmäßig aktualisiert werden. Das damit einhergehende bessere Systemverständnis kann dann der Verbesserung des Regionalmodells (Projektphase Abschluss und Nachsorge, Pfadgruppe 3) dienen.
- Die ordnungsgemäße Entsorgung des Flowbacks und der Prozesswässer (*produced water*) muss geregelt sein und überwacht werden.

Großräumige und langwirkende Summeneffekte müssen berücksichtigt werden.

5.4 Projektphase Abschluss und Nachsorge

Nach der Ausbeutung einer Lagerstätte wird der Lagerstättendruck in der Regel langsam wieder ansteigen. Dies hängt im Einzelnen von den Geosystemen (u.a. Ausgangsdrücke der förderbedingten Potenzialsenke, Tiefenlage, benachbarte Fracking-Zonen, Grundwasserfließsysteme) ab. In der Literatur finden sich hierzu keine relevanten Angaben.

5.4.1 Anforderungen der EU-Kommission

Gemäß den Mindestgrundsätzen in Europäische Kommission (2014), AMEC (2014) und AMEC (2015) wird Folgendes für die Abschlussphase empfohlen:

- Untersuchung zur Feststellung des Umweltzustands (ober- und unterirdischer Bereich) und Vergleich mit dem Ausgangszustand (Baseline Monitoring),
- Durchführung einer Risikoanalyse,
- Aufstellen und Führen eines Katasters der Bohrlöcher,
- Vergleich des Ausgangszustands mit dem Endzustand (Oberflächengewässer, Grundwasser, Trinkwasser, Boden, Methangehalte),
- Anwendung der guten fachlichen Praxis für den Rückbau,
- Monitoring der Bohrlochverschlüsse und möglicher Gasaustritte für zunächst alle 90 Tage.

5.4.2 USA

In der Literatur finden sich immer wieder Hinweise auf die grundsätzliche Erfordernis eines Vorher-Nachher-Vergleichs mit Schwerpunkt auf oberflächennahen Wasserressourcen, wie z.B. bei IEA (2012), EPA (2016), Jacobs and Testa (2019) und STRONGER (2019). Allerdings fehlt es an durchgeführten Untersuchungen. Ein Grund dafür sind sicherlich die fehlenden Baseline-Erhebungen. Ein weiterer Grund dürften die fehlenden Verpflichtungen sein, solche Untersuchungen durchzuführen.

Die Förderzone oder tiefere (salinare) Grundwasservorkommen werden nicht betrachtet.

Große Aufmerksamkeit wird in den USA mittlerweile den Altbohrungen (*orphan wells*) gewidmet, da die *frac hits* mehr und mehr zu einem Problem werden und auch große Mengen an Gas (*stray gas*) über die alten Förderbohrungen entweichen, was zwar je Einzelbohrung nur kleine Mengen betrifft, in der Summe aber große Wirkung hat und wirtschaftliche Verluste in Milliardenhöhe bedeutet (Jacobs and Testa, 2019³⁸). Nach Angaben der US-amerikanischen Regierung gibt es derzeit landesweit ca. 3 Millionen unverschlossene Bohrlöcher, durch die auch große Mengen Methan entweichen (Tabuchi, 2020).

So wird geschätzt, dass in North Dakota bei einer einstelligen Prozentzahl neuer Förderbrunnen *frac hits* auftreten. Dies passiert zum einen, weil die vorgeschriebenen Mindestabstände zum Teil in North Dakota kleiner als 250 ft (83 m) sind, zum anderen, weil aufgrund der jahrzehntelangen Explorationsgeschichte die Lage vieler Altbohrungen nicht bekannt ist und/oder die Altbohrungen nicht ordnungsgemäß bzw. langzeitsicher verschlossen wurden (Miller, 2019). Durch die Welle der Insolvenzen, die die Fracking-Industrie aktuell erlebt, ist eine Zunahme der nicht ordnungsgemäß verschlossenen Bohrungen wahrscheinlich.³⁹ Nach Schätzungen betragen die Kosten für einen nachträglichen Bohrlochverschluss (P & A, Plug & Abandon) ca. 300.000 \$ (Carbon Tracker, 2020).

In Pennsylvania wird die Anzahl der aufgegebenen Förderbohrungen seit dem Jahr 1859 auf mehrere Hunderttausend geschätzt (Pennsylvania Department of Environmental Protection, Stand 2020⁴⁰). In einem *Abandoned & Orphan Well Program* wird mit großem Aufwand versucht, diese ehemaligen Förderbrunnen aufzuspüren und zu verschließen. Ähnliche Programme, in denen die Bevölkerung aufgerufen wird, alte Bohrlöcher zu melden, laufen auch in anderen Staaten mit einer langen Explorationsgeschichte wie North Dakota, Texas und Kalifornien.

5.4.3 Defizitanalyse Nachsorge

Ein Aspekt, der in der Literatur nicht angesprochen wird, ist die Betrachtung großräumiger und langwirkender Summeneffekte, wie sie z.B. durch das umfangreiche Fracken ausgedehnter Schichten oder durch eine Vielzahl von *frac hits* bzw. die zahlreichen, nicht verfüllten Altbohrungen entstehen können.

5.4.4 Hinweise für ein geeignetes Monitoring

Das ordnungsgemäße Verschließen der Altbohrungen, die regelmäßige Überwachung und das Führen eines Katasters wird in Deutschland bereits gemäß Bundesbergverordnung und Tiefbohrverordnung praktiziert (s. Kap. 3.3).

³⁸ “Although the percent is low, the volume is so high that the loss is still in excess of several billion dollars of natural gas per year in wasted energy resources.“

³⁹ <https://www.energylivenews.com/2020/09/18/coronavirus-pandemic-drives-fracking-bankrupties-across-us/>

⁴⁰ <https://www.dep.pa.gov/Business/Energy/OilandGasPrograms/OilandGasMgmt/LegacyWells/Pages/default.aspx>

Bei und nach der Durchführung eines regionalen Frackings mit Tausenden Fracs sollte bei einem Monitoring auch die Pfadgruppe 4 berücksichtigt werden. Die Abschätzung dieser Wirkungs- und Systemzusammenhänge mit tiefen (salinaren) regionalen Grundwasserfließsystemen, großflächig neu geschaffenen Wegsamkeiten und Durchlässigkeiten sowie großflächig und langfristig geänderten Potenzialverteilungen kann nur über ein numerisches Regionalmodell erfolgen, das sich jedoch auf das Monitoring mit konkreten Daten (wie die Standortmodelle) abstützen muss.

6 Grundsätzliche Risiken des Frackings von unkonventionellen Lagerstätten

Im Folgenden wird auf Grundlage der internationalen Literatur zusammenfassend auf einige neuere Erkenntnisse hinsichtlich der Risiken und der vor allem zu berücksichtigenden Gefährdungspfade hingewiesen, da diese für die Konzeption und Durchführung eines Monitorings in den Projektphasen Standorterkundung, Betrieb und Fracking sowie Abschluss und Nachsorge relevant sind.

6.1 Internationale Risikoeinschätzungen

Folgende Risiken für die Kontamination von Grund- und Oberflächengewässern und risikovermindernde Maßnahmen werden genannt⁴¹:

- Hauptursache für die Kontamination von Oberflächengewässern und flachen Grundwasserleitern durch unerwünschte Freisetzung von Flüssigkeiten (Pfadgruppe 0) sind Unfälle mit Transportfahrzeugen, Leckagen aus Versorgungstanks und Leitungen, Leckagen und Leitungsbrüche bei Entsorgungsleitungen für Produktionswässer (fliegende (Kunststoff-)Leitungen), legale und illegale Entsorgung (unzureichend) behandelter Abwässer, flächige Verrieselungen, Verdunstungsbecken und genehmigte Ableitungen in Gewässer (King, 2010; King, 2011; Vengosh et al., 2014; BGR, 2016; TAMEST, 2017; Wollin et al., 2020).
- Die vorgeschriebenen und empfohlenen horizontalen Abstände zwischen Bohrplätzen und Bebauung und Wasserversorgern (Hausbrunnen, Oberflächengewässer) sind (zu) gering, so dass es immer wieder zu Kontaminationen kommt (PSR and CHPNY, 2019).
- Die vertikalen Abstände zu genutzten Grundwasserleitern waren vor allem in der Vergangenheit zu gering (CCST, 2015).
- Das Versagen der Bohrlochintegrität spielt zunehmend eine untergeordnete Rolle bei der unerwünschten Freisetzung von Flüssigkeiten (King and Durham, 2015; TAMEST, 2017).
- Es besteht in den letzten Jahren ein abnehmendes und insgesamt geringes Risiko bei den eingesetzten Frac-Zusätzen (geringere Toxizität, geringere Einsatzmengen, reduzierte Anzahl von Frac-Zusätzen, transparente Dokumentation) (King and Durham, 2015; Wollin et al., 2020).
- Risiken für genutzte Grundwasserleiter können nur bei Versagen mehrerer technischer Barrieren und ungünstigen hydrogeologischen Randbedingungen auftreten (BGR, 2016).

⁴¹ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass für die amerikanischen, kanadischen und australischen Autoren das tiefe, saline Grundwasser (Formationswässer) kein Schutzgut ist. In den USA gehört auch das Grundwasser oft den Landeigentümern und es bedarf keiner besonderen Genehmigungen für die Nutzung. In den USA wird nutzbares Grundwasser als USDW (*Underground Sources of Drinking Water*) bezeichnet. USDW ist Grundwasser bis zu einem Gehalt von maximal 10.000 mg/L TDS (*total dissolved substances*) und wird dann als geschützt angesehen. In den einzelnen Bundesstaaten gibt es sehr unterschiedliche Definitionen des USDW in Abhängigkeit von der Qualität, der Tiefe, der Verfügbarkeit und der aktuellen Nutzung (GWPC, 2009). In den Ländern der EU wird das Grundwasser in der WRRL definiert als „unterirdisches Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht“. Somit sind auch tiefe Formationswässer Grundwasser und damit Schutzgut.

- Es gibt kein „unkontrolliertes Fracking“. Die Entwicklung eines Fracs in Richtung und Länge ist unter Kontrolle. Ein Frac ist horizontal max. 600 m lang (Davies et al., 2012).
- Es gibt keine Nachweise einer direkten Kontamination (Pfadgruppen 1 bis 3) oberflächennaher genutzter Grundwasservorkommen durch Fracking-Zusätze und/oder tiefer Formationswässer trotz der hohen Anzahl an bislang durchgeführten Bohrungen (mehrere Millionen) und Fracs (ca. 2 Millionen) (CCST, 2015; Vengosh et al., 2014; King und Durham, 2015; TAMEST, 2017; Murphy, 2020).
- Es besteht kein bzw. ein sehr geringes Risiko für oberflächennahe genutzte Grundwasservorkommen durch Fracking-Zusätze und/oder tiefe Formationswässer in Texas aufgrund der großen Tiefenlage der Fracking-Zonen (Goldman, 2013; King and Durham, 2015; TAMEST, 2017).
- Es geht vom Fracking kein großräumiges oder systematisches Risiko für die tieferen Lagerstätten selbst aus, wohl aber zahlreiche und dokumentierte Auswirkungen auf die Grund- und Oberflächenressourcen durch die verschiedenen oberflächennahen Aktivitäten (EPA, 2016).
- Die unerwünschten Freisetzungen von Flüssigkeiten (*spills*) und die damit verbundenen Risiken für Grund- und Oberflächengewässer können weitgehend vermieden werden durch:
 - konsequente Anwendung bestehender Technologien und Regeln (*safety by design*) (z.B. „Golden Rules“, Norwegian Standards und Best Practice-Beispiele) (DOE, 2013; Vengosh et al., 2014; Green, 2015; King and Durham, 2015; APPEA, 2017; Wollin et al., 2020),
 - höhere gesetzliche Anforderungen und Abstandsregulierungen (PSR and CHPNY, 2019),
 - verbesserte Kontrollen und staatliche Überwachung (Vengosh et al., 2014; PSR and CHPNY, 2019),
 - verbessertes Wassermanagement (Vengosh et al., 2014),
 - verbesserte Aufbereitung und geänderte Entsorgungspraxis (Vengosh et al., 2014).

Werner et al. (2015) stellen nach einer Auswertung von ca. 1.000 Studien zwischen 1995 und März 2014 fest, dass die Beweiskraft (*strength of evidence*) hinsichtlich der Wirkungskette „Fracking – unkonventionelle Lagerstätten – gesundheitliche Umweltauswirkungen“ nur bei sieben Studien als relevant erachtet werden kann. In den meisten Studien sind die betrachteten Zeiträume zu kurz. Den derzeitigen „Nachweisen“ fehlt es an methodischer Genauigkeit (*methodological rigour*). Dies ist allerdings kein Beweis, dass es diese Zusammenhänge nicht gibt.

6.2 Bedeutung der Pfadgruppen und Gefährdungspfade für ein Monitoring in Deutschland

Gemäß der oben zitierten Literatur gehen international (v.a. in den USA) die größten negativen Auswirkungen und Risiken für das Grund- und Oberflächenwasser vom Umgang mit wassergefährlichen Stoffen an der Erdoberfläche aus (**Pfadgruppe 0**). Dies wäre grundsätzlich auch in Deutschland zu erwarten, so dass hier der Schwerpunkt eines Monitorings liegen sollte.

Das Risiko über die **Pfadgruppe 1** (technische Wegsamkeiten) ist differenziert zu bewerten: Bei der Berücksichtigung der internationalen Erfahrungen (*best practice*) und der Anwendung der Empfehlungen und Regelwerke ist das Risiko des Versagens der Bohrlochintegrität gering. In den USA ist das Risiko durch Altbohrungen in einigen Gebieten mit einer langen Erschließungsgeschichte hoch.

Eine Vergleichbarkeit mit Deutschland ist jedoch nur bedingt gegeben, da es hier erheblich weniger Altbohrungen gibt, diese in der Lage bekannt sind und die bisherige Nachsorge bei Altbohrungen besser ist. In einem Monitoring könnten diese Altbohrungen gezielt überprüft und überwacht werden bzw. das Vorhandensein könnte zu einem Ausschluss bei der Standortauswahl führen.

Über die Relevanz der **Pfadgruppe 2** (tiefgreifende Störungen) liegen international keine Erfahrungen oder Berichte vor. In Deutschland beruht dies bisher nur auf theoretischen Überlegungen und Literaturlauswertungen aus dem Steinkohlenbergbau in Nordrhein-Westfalen (MKULNV, 2012) sowie auf numerischen Modellierungen (Ewen et al., 2012; BGR, 2016). Hier fehlen vor allem Grundlagenuntersuchungen, um die numerischen Modelle validieren (und ggf. kalibrieren) zu können. Salzwasseraufstiege und erhöhte Methankonzentrationen in der Bodenluft können hier Hinweise auf Störungen geben. Die Wahrscheinlichkeit solcher Wegsamkeiten ist in den tektonisch stärker beanspruchten Schiefergaslagerstätten höher als im tektonisch weniger beanspruchten Emscher Mergel im Münsterländer Becken.

Das Risiko der Übertritte von Frac-Zusätzen und/oder Formationswässern bei einem Fracking in mehr als 1.000 m Tiefe in oberflächennahe genutzte Grundwasserleiter (**Pfadgruppe 3**) wird generell weltweit als sehr gering bzw. nicht existent angesehen aufgrund überlagernder Grundwasserstauer, der Potenzialumkehr bei der Förderung, der geringen Durchlässigkeiten der Förderhorizonte und Deckschichten, vor allem aber aufgrund der großen Tiefen, in denen das Fracking unkonventioneller Schiefergasvorkommen mittlerweile überwiegend stattfindet.

Summen- und Langzeitwirkungen eines ausgedehnten Frackings wurden weltweit bislang nicht betrachtet.

7 Empfehlungen für eine übergreifende Monitoringstruktur in Deutschland

Ein Fazit der internationalen Literaturlauswertung ist, dass Monitoring als ein systematisches und alle Projektphasen übergreifendes Überwachungs- und Steuerungsinstrument auch in den Regionen mit intensiver unkonventioneller Gasgewinnung bislang nicht eingesetzt wird (Abb. 3). Zumindest findet sich in der Literatur keine kohärente Darstellung eines gesamten Monitoringprozesses beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten.

Ein Baseline Monitoring kann in den USA in der Regel nicht mehr stattfinden. Nachträgliche hydrochemische und Isotopenuntersuchungen verschiedener Wässer und Gase sind kein Ersatz für die Ermittlung eines Ausgangszustandes.

Das operative Monitoring in der Betriebsphase beschränkt sich oft nur auf einen Nahbereich und oberflächennahe, genutzte Grundwasserressourcen. Fluid- und Gasmigration im tiefen Untergrund außerhalb der Fracking-Zone wird in der Regel nicht überwacht, da zum einen in anderen Staaten das tiefe Grundwasser kein Schutzgut darstellt und zum anderen Summen- und Langzeitwirkungen im tiefen Untergrund sowie Wirkungszusammenhänge mit oberflächennahen Grundwasserfließsystemen nicht systematisch thematisiert werden (und von den Genehmigungs- und Überwachungsbehörden auch nicht gefordert werden).

Dass das Monitoring in der Abschluss- und Nachsorgephase bislang in den USA keine große Rolle gespielt hat, ist an den zunehmenden Problemen (*frac hits*, Methan-Emissionen) durch Altbohrungen erkennbar.

Aus diesem Grund werden im Folgenden Empfehlungen für eine Monitoringstruktur für Vorhaben in Deutschland gegeben, die in ihren Grundprinzipien sowohl auf Erkundungsmaßnahmen (mit Bohrungen und ggf. Probe-Fracs) als auch großräumige Erschließung und Ausbeutung ganzer Lagerstätten anwendbar ist.

Die Mindestgrundsätze der EU-Kommission für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (Europäische Kommission, 2014), die Ergänzung durch vorgeschlagene Maßnahmen (AMEC, 2014; AMEC, 2015), die Gutachten MKULNV (2012) und UBA (2014) sowie die internationalen Erfahrungen und Regelwerke zur Bohrplatzgestaltung und Sicherstellung der Bohrlochintegrität enthalten wichtige Bausteine für ein „modernes“ Monitoring. In der internationalen Literatur finden sich Ergänzungen zu Einzelaspekten (hydrochemisches Baseline Monitoring).

Die im Fracking-Gesetz (11. Februar 2017) und in weiteren Umweltgesetzen festgelegten Regelungen (die in den Betriebsplänen weiter konkretisiert werden können) sind ausreichend, um die derzeitige Situation in den USA mit Hunderttausenden unregulierten Altbohrungen aus stillgelegten Vorhaben zu verhindern. Das Risiko in Deutschland sollte weniger in der Ausbreitung der – nicht (mehr) wassergefährdenden – Frac-Fluide mit einem insgesamt doch niedrigen Gefährdungspotenzial, als vielmehr in den Veränderungen der regionalen Grundwasserfließsysteme gesehen werden, die bei ungünstigen geologischen und hydrogeologischen Umständen zu Übertritten von salinaren Tiefenwässern in oberflächennahe Grundwasserleiter führen können.

Wichtig ist das Verständnis des Monitorings als ein **strukturierter Kreislaufprozess in allen Projektphasen und Monitoringfeldern** (z.B. Grundwasser, Oberflächengewässer, Bodenluft, Bohrlochintegrität etc.), wie es in Abbildung 3 mit den vier Kernelementen (Ziele, Indikatoren, Bewertungssystem, Handlungsoptionen) beschrieben ist.

Monitoring ist kein statisches System. Zu Beginn eines Monitoringprozesses ist der Anteil an Fragen zum Systemverständnis groß. Mit zunehmendem Erkenntnisgewinn – und hier ist ein Monitoring mit der Systemkenntnis eng verbunden – können sich zusätzliche Fragen und weiterer Monitoringbedarf ergeben, weil die Bedeutung einzelner Themen nicht erkannt und weil neue Erkenntnisse gewonnen wurden. Ergebnisse aus einzelnen Projektphasen und Monitoringfeldern führen regelmäßig zu einer Evaluierung und Anpassung des Monitorings. Hierbei wird das Monitoring immer wieder den Erkenntnissen und Anforderungen angepasst. Dies kann auch bedeuten, dass Monitoringfragen abschließend beantwortet werden können und damit der Monitoringaufwand reduziert wird, oder dass neue Fragen auftauchen und der Monitoringaufwand (zeitweise) zunimmt.

Der Aufbau und die schrittweise Umsetzung eines Monitorings erfolgen in enger Verzahnung mit dem begleitenden Kommunikationsprozess (s.a. EU-Kommission, 2014, Mindestgrundsatz 13: Verbreitung von Informationen), der hier nicht näher betrachtet wird.

Ein Monitoring dient vor allem der Kontrolle (Einhaltung der Genehmigungskriterien), der Früherkennung von Abweichungen, die zu einer Umweltgefährdung führen können, und der Steuerung eines Vorhabens. Eine Steuerung setzt Ziele voraus, z.B. das Ziel „Keine Umweltgefährdung durch Fracking von unkonventionellen Lagerstätten“. Dies setzt wiederum eine ausreichende Systemkenntnis voraus, damit bekannt ist, wie ein System auf Eingriffe reagiert. Eine Steuerung benötigt weiterhin aussagekräftige Indikatoren (direkt abgeleitet aus Messwerten und/oder Berechnungen), die komplexe Entwicklungen anhand eines Indikators auf den Punkt bringen können. Es ist deshalb auch sinnvoll, ein Bewertungssystem für die Indikatoren zu entwickeln. Dies kann bereits zu Beginn bzw. im Vorfeld einer Maßnahme erfolgen. Zur Bewertung von Indikatoren hat sich ein Ampelsystem (grün, gelb, rot) bewährt, falls es gelingt, quantitative Indikatoren zu entwickeln. Letztlich müssen Handlungsoptionen zur Verfügung stehen, die eine ungewünschte Entwicklung stoppen, begrenzen oder umkehren können, damit keine Schädigungen eintreten und sich Risiken nicht erhöhen.

Wenn die vier Kernelemente inhaltlich definiert sind, können die weiteren Elemente eines Monitorings erarbeitet werden. Hierzu gehören vor allem die Messnetze, der Umfang der Datenerhebung, die Methoden zur Ableitung von Indikatoren und Kommunikations- und Entscheidungsstrukturen. **Angaben über den Monitoringumfang (z.B. Anzahl, Lage und Tiefe der Grundwassermessstellen und Beprobungsumfang und -frequenz) sind nur bezogen auf konkrete Vorhaben und Geosysteme sinnvoll möglich** und nicht Teil dieses Gutachtens. Erste Hinweise hierzu werden in UBA (2014) gegeben.

7.1 Einstieg in einen Monitoringprozess

Aufbau und Organisation eines funktionierenden Monitorings sind komplexe Aufgaben. Mit den entsprechenden Arbeiten sollte frühzeitig begonnen werden. Folgende Abfolge der Schritte wird empfohlen:

1. Klärung der möglichen Beteiligten, deren Aufgaben und Funktionen 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, wie z.B. Licht zu Arbeitsfeldern etc.). Mögliche Arbeitsfelder sind z.B.:
 - Grundwassersystem / Grund- und Oberflächengewässer,
 - unterirdische Gasausbreitung,
 - Gefährdungspotenziale Stoffe (Frac-Zusätze, Formationswässer 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 zu den Genehmigungs- und Fachbehörden etc.).
5. Dokumentation aller 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).
8. Implementierung eines Systems der Qualitätssicherung/Fremdüberwachung.

7.2 Zusammenhang zwischen Systemerkundung und Monitoring

Die Systemerkundung und -kenntnis ist eine wichtige Grundlage für die Risikoanalyse und damit auch für das Monitoring, da anhand dieser die Wirkungspfade (Durchlässigkeit und Potenzialdifferenzen) im Ist-Zustand und nach einem Eingriff beschrieben und quantifiziert werden. Die andere Grundlage für die Risikoanalyse ist die Kenntnis der Gefährdungspotenziale der Frac-Zusätze und des Formationswassers.

Dementsprechend kann ein Monitoring in einem hydrogeologischen System, in dem nicht alle Wirkungszusammenhänge bekannt sind, nicht mit ausreichender Sicherheit wirksam sein. Deswegen ist es erforderlich, den Voreingriffszustand (*baseline*) ausreichend genau beschreiben zu können (Systemerkundung) und eine ausreichende Datenbasis zum Aufbau und Betrieb numerischer Modelle zu schaffen, mit deren Hilfe der Eingriff und seine potenziellen Auswirkungen quantifiziert und prognostiziert werden können.

Für eine großräumige Systemerkundung ist eine kurzfristige und punktuelle Untersuchung (z.B. eine Bohrung) unzureichend. In der Regel erfolgt bereits durch den Bergbautreibenden eine umfangreiche Vorerkundung der Lagerstätte. Hierbei sollten bereits wichtige Parameter für die Risikoanalyse mitbetrachtet werden. Erforderlich sind vielmehr eine koordinierte und zielgerichtete Erkundung in Teilschritten sowie der Aufbau und auch – in Abhängigkeiten von den Geosystemen – die Anwendung numerischer Grundwassermodelle. Hierbei können Salzwasser- und Gasauftiege sowie erhöhte Gasgehalte und die Gaszusammensetzung in der Bodenluft wichtige Hinweise auf tiefgreifende Störungen und Systemzusammenhänge liefern.

Bei den numerischen Grundwassermodellen handelt es sich zum einen um Regionalmodelle, die vor allem der großräumigen Systembeschreibung dienen und Fragen nach Summen- und Langzeitwirkungen beantworten sollen. Diese sind zuerst aufzubauen. Zum anderen handelt es sich um Standortmodelle, die in enger (ggf. auch direkter numerischer) Kopplung mit dem Regionalmodell an den jeweiligen Standorten aufgebaut werden sollten. Beide Modelltypen sollten fortlaufend auf der Grundlage neuer Daten und Erkenntnisse weiterentwickelt werden – eine Forderung, die auch die EU-Kommission erhebt (Mindestgrundsatz 5). Hierbei sind nicht alle Kenntnisdefizite und Fragen gleichrangig zu bearbeiten, d.h. auch bei einer nicht in allen Punkten vollständigen Systemkenntnis sind nach einer Abwägung der Risiken ggf. Entscheidungen möglich.

Zu vielen Fragstellungen sind zusätzliche Erkenntnisse jedoch nur durch Geländeuntersuchungen (ggf. inkl. Bohrungen) zu erlangen (Projektphase Standorterkundung).

Die Systemerkundung und das Monitoring sind eng in den möglichen Gesamtablauf eingebunden. Die Ergebnisse aus allen Aktivitäten der verschiedenen Betreiber sollten der Verbesserung der gemeinsamen Datenlage und der Systemkenntnis dienen. Eine grundlegende Voraussetzung dafür ist, dass die Datenverfügbarkeit gegeben ist.

Einen Überblick über die Struktur eines möglichen Monitorings gibt Tabelle 9. Die Einzelheiten müssen regionalspezifisch konkretisiert werden.

Tabelle 9: Struktur des Monitorings

Projektphase	Inhalte	Erkundungsziele	Indikatoren	Bewertungssystem	Handlungsoptionen	Methoden Untersuchungsstrategie
Standorterkundung	Systembeschreibung	Hydrogeologisch-tektonischer Aufbau grundlegende hydrogeologische Wirkungszusammenhänge Definition der Gefährdungspfade 2 und 3 Grundlage der Risikoanalyse	Potenzialverteilungen Grundwasserstauer / Grundwasserleiter / Förderzone tiefgreifende Störungen tiefe Grundwasser-Fließsysteme überregionale Einflüsse (z.B. Bergbau)	Existenz und Bedeutung tiefgreifender hydraulischer Verbindungen horizontale und vertikale Abstände	Abbruch Weiterführung	Literaturo Auswertung, Salzwasser- und Gasauftiege, Gasgehalte und Gaszusammensetzung in der Bodenluft, Geophysik, (tiefe) Bohrungen, Bau Grundwassermessstellen, Aufbau Regionalmodell, Aufbau Standortmodell
	Baseline Monitoring	<u>Bandbreite</u> umweltrelevanter Parameter (Grundwasser, Oberflächengewässer, Bodenluft, ...) Vorbelastungen (und Ursachen) Grundlage der Risikoanalyse	anorganische und organische Parameter (inkl. PBSM, Industriechemikalien, ggf. NORM, Bodengase) regionale Besonderheiten (z.B. Strontium, Barium und Fluorid im Münsterland)	Vorbelastungen thermogenes / biogenes Methan regionale Besonderheiten	nicht relevant	Chemische Analysen, Isotopenuntersuchungen, Potenzialmessungen Grundwasserstauer / Grundwasserleiter / Förderzone, Korrelationen und Systematisierungen (z.B. einzelner Wässer), Fortführung Standortmodell
Betrieb und Fracking	Operatives Monitoring am Standort und der näheren Umgebung	Erkennen von maßnahmenbezogenen Umweltauswirkungen auf Grundlage der Risikoanalyse mit Schwerpunkt auf den Gefährdungspfaden 0 bis 2	zeitlich und im Umfang gestuft, in Anlehnung an Parameter und Festlegung im Baseline Monitoring	Festlegungen im Baseline Monitoring Frühwarnsystem / Ampelsystem (für möglichst alle Monitoringbereiche und Parameter(gruppen))	Abbruch zusätzliche Untersuchungen (Ursachen klären) Vermeidungs-, Minderungs-, Steuerungsmaßnahmen Weiterführung	Chemische Analysen, Isotopenuntersuchungen, Potenzialmessungen Grundwasserstauer / Grundwasserleiter / Förderzone, Korrelationen und Systematisierungen (z.B. einzelner Wässer), Fortführung Standortmodell
Abschluss und Nachsorge	Standortmonitoring und Regionalmonitoring (übergreifend über alle Fracking-Standorte einer Region)	Überwachung der Langzeit-Bohrlochintegrität v.a. Relevanz Gefährdungspfad 3	reduziertes Parameterprogramm in Anlehnung an das Baseline Monitoring und die Erfahrungen aus dem operativen Monitoring, Gas- und Fluidmigration am Standort, Potenzialverteilungen Grundwasserstauer / Grundwasserleiter / Förderzone	Festlegungen im Baseline Monitoring Frühwarnsystem	Sanierung Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen	Chemische Analysen, Isotopenuntersuchungen, Potenzialmessungen Grundwasserstauer / Grundwasserleiter / Förderzone, Korrelationen und Systematisierungen (z.B. einzelner Wässer), Fortführung Regionalmodell

7.3 Empfehlungen für die Standorterkundung

Im Folgenden werden basierend auf den Erfahrungen des nunmehr fast 20-jährigen Umweltmonitorings „Braunkohlentagebau Garzweiler II“ einige spezielle Hinweise zum Aufbau und zum Prozessablauf eines Monitorings in den einzelnen Projektphasen gegeben. Die Überlegungen beziehen sich sowohl auf Einzelvorhaben als auch auf regionale Vorhaben.

7.3.1 Systemerkundung

Gemäß den Mindestgrundsätzen der EU-Kommission soll bei der Risikobewertung und bereits bei der Standortauswahl auch das sich ändernde Verhalten des Untergrundes beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten berücksichtigt werden. Dies bedeutet:

- Aufstellung von Konzept-, Standort- und Regionalmodellen mit Abbruchkriterien in verschiedenen Phasen der Standortsuche und Erkundung (MKULNV, 2012).
- Wenn auf regionaler Ebene großräumig hydrogeologische Fragen ungeklärt sind, müssen diese zunächst durch regionale Modelle beantwortet werden. Diese Modelle sind dann die Grundlage für lokale Standortmodelle im Umfeld der Gasförderung.
- Die Notwendigkeit großräumiger Systemerkundungen über tiefe (Grundwasser-)Messstellen und numerische Modelle sowie die operative Überwachung sollten abhängig vom Geosystem bewertet werden:
 - Besonderheiten bei Schiefergasvorkommen:
In diesen Geosystemen ist in der Regel nicht von der Existenz tiefer Grundwasserfließsysteme auszugehen. Hierauf gibt es auch in der internationalen Literatur keine Hinweise (s. Kapitel 6). Für die Systemerkundung liegt der Fokus deshalb eher auf der Erkundung der Lage der potenziellen Wegsamkeiten der Pfadgruppe 1 (tektonische Strukturen) und der Pfadgruppe 2 (Altbohrungen), um die erforderlichen horizontalen Mindestabstände und Monitoringsysteme in Lage und Umfang festzulegen. Grundsätzlich ist in Schiefergassystemen von einer höheren tektonischen Beanspruchung und damit von einer höheren Wahrscheinlichkeit für tiefgreifende und durchlässige Störungen auszugehen. Numerische Standortmodelle können bei der Bewertung der Bedeutung von tiefgreifenden Störungen sinnvoll sein.
 - Besonderheiten bei Kohleflözgasvorkommen:
In diesen Geosystemen wird die Notwendigkeit einer mit hohem Aufwand betriebenen Erkundung und Bewertung ggf. vorhandener, großräumiger Grundwasserfließsysteme mit tiefen Grundwassermessstellen und numerischen Modellierungen gesehen. Die Auswertung der internationalen Literatur ergibt, dass die dortigen (in der Regel flacher gelagerten) Kohleflözgaslagerstätten häufig Grundwasser enthalten bzw. an Grundwasserfließsysteme angekoppelt sind. Dies gilt auch für das Münsterländer Kreidebecken und die darin möglicherweise liegenden tiefen Grundwasserfließsysteme (Pfadgruppe 3). Die Pfadgruppen 1 und 2 sind hier von untergeordneter Bedeutung. Ein erstes konzeptionelles numerisches 2D-Regionalmodell zur Visualisierung und ersten Einordnung von großräumigen, hydrogeologischen Wirkungszusammenhängen im Münsterländer Kreidebecken wurde von Ewen et al. (2012) aufgestellt. Tiefe Grundwassermessstellen wurden hierfür nicht errichtet, so dass

das numerische Modell auf ersten Annahmen zu den Durchlässigkeiten und Potenzialverteilungen beruhte. Mittlerweile gäbe es die Möglichkeit der Anbindung eines solchen Regionalmodells an das 3D-instationäre Strömungs- und Transportmodell, das im Rahmen der Begutachtung des Grubenwasseranstiegs erstellt wurde (MKULNV, 2018).

- Inhalte solcher Regionalmodelle sollten sein: hydrogeologischer Aufbau, Wirkungszusammenhänge und mögliche Wirkungspfade, Barrierefunktionen im tiefen Untergrund, tektonisches Inventar und Gebirgsmechanik, Spannungsverteilungen, Bewertung der Auswirkungen auf die Durchlässigkeit, Druckverteilungen zwischen Produktionszonen und überlagernden geologischen Einheiten sowie Wirkungszusammenhänge zwischen Grundwasserleitern und Grundwasserfließsystemen unter Berücksichtigung der Temperatur und Dichteunterschiede.
- Darüber hinaus sollten auch die Langzeiteffekte über Tausende bis Zehntausende Jahre bei einer Großzahl von Fracs in einer Region („Schaffung eines künstlichen Grundwasserleiters“) mit numerischen Modellen abgeschätzt werden: Das Risiko liegt hierbei nicht vorrangig auf den Übertritten von Fracking-Zusätzen in Grundwasserleiter, sondern auf langfristigen Übertritten von salinaren und ggf. mit NORM belasteten Tiefengrundwässern in Grundwasserleiter. Hierzu gibt es bislang in der internationalen Literatur keine Beispiele.

7.3.2 Beispiel für eine Systemerkundung einer Kohleflözgaslagerstätte (Bohrung zur Erkundung ohne Frac)

Viele der Wissens- und Informationsdefizite lassen sich nur durch die Erhebung konkreter Daten und weiterführende Systemerkundungen beantworten.

Bestimmte Untersuchungen, wie z.B. der Aufbau eines „Gasmonitorings“ und die Erkundung der Störungssysteme, können ohne (tiefe) Bohrungen erfolgen. Weiterführende Erkenntnisse, z.B. über den Gasgehalt der Lagerstätte oder die Hydrogeologie des tieferen Untergrundes, erfordern Bohrungen, sofern keine anderweitigen Daten zur Verfügung stehen (z.B. tiefe Seismik). Von daher gehen die weitere Systemerkundung und ein späteres Monitoring ineinander über.

Die weitere Systemerkundung kann ähnlich wie das spätere vorhabenbegleitende Monitoring strukturiert sein und damit ggf. leicht in das Baseline Monitoring und die späteren Monitoring-schritte überführt werden.

Die beispielhafte Struktur einer erforderlichen Systemerkundung mit den entsprechenden Kriterien für eine Weiterführung oder einen Abbruch in einem Ampelsystem zeigt Tabelle 10 für die Projektphase Standorterkundung und das ausgewählte Arbeitsfeld Grundwasser.

Tabelle 10: Vorschlag für eine Monitoringstruktur: Projektphase Standorterkundung Kohleflözgas am Beispiel des Münsterländer Becken, Arbeitsfeld Grundwasser, Erkundungsbohrung ohne Frac

Monitoring	Grundwasser
Informationsbedarf	Ist-Zustand: großräumige, hydrogeologische Systemzusammenhänge zwischen einem tiefen Grundwasserleiter, einem Solesystem und Quellen (Salzquelllinie) Hydrochemie / Isotopenzusammensetzung Formationswässer, Grundwässer Existenz / Durchlässigkeit / Potenzialdifferenzen von Altbohrungen und Störungen
Methoden Untersuchungsstrategie	Datenerhebung tiefe Bohrungen (Durchlässigkeit, Potenzialverteilung) numerische Modellierungen (Konzept-, Regionalmodelle) Ausschluss und ggf. Festlegung von Standorten
Indikatoren	Modellierungsergebnisse
Normalbereich	stationäres Solesystem ohne hydraulische Kontakte zur Auflockerungszone und den Quellbereichen -> Fortsetzung der Erkundung
Warnbereich	Nachweis von regional zirkulierenden tiefen Sole-Fließsystemen, Potentialaufstiege reichen bis in die Auflockerungszone -> Fortsetzung der Erkundung
Alarmbereich	artesische Verhältnisse / tiefe Grundwasserleiter, regional zirkulierende Sole-Fließsysteme, Aufstiegswege durch den Emscher Mergel, Risiko für großräumige Wegsamkeiten durch Fracking von unkonventionellen Lagerstätten -> Abbruch der Erkundungen

Von den Ergebnissen der Systemerkundung hängt ab, ob, wo und in welchem Umfang weitergehende Untersuchungen notwendig sind und ohne Risiko für die potenziell betroffenen Schutzgüter durchgeführt werden können. Aus unserer Sicht sollte es deshalb auch in der Erkundungsphase Abbruchkriterien geben.

Falls die Erkundungen fortgesetzt werden, wäre auch die Fortsetzung des Monitorings erforderlich, das auf die spezifischen Arbeiten in den nachfolgenden Phasen der Standorterkundung angepasst werden müsste (z.B. Fracs zur Erkundung).

Für andere Geosysteme, Projektphasen und Arbeitsfelder müssen die Strukturen und Inhalte entsprechend angepasst werden. Als Monitoringfelder stehen hier Grund- und Oberflächenwasser, das Gefährdungspotenzial der Stoffe und der Umgang mit den Produktionswässern im Vordergrund.

Darüber hinaus ist in einem Monitoring auch die Einbeziehung anderer Monitoringfelder erforderlich, wie z.B. Gas, Seismizität, Lärm, Licht, Anlagensicherheit, Boden, besondere Nutzungen (z.B. Natura 2000). Dies ist beim Einstieg in den Monitoringprozess zu vereinbaren.

7.3.3 Empfehlungen für ein geeignetes Baseline Monitoring

In der internationalen Literatur wird in der praktischen Anwendung unter Baseline Monitoring vor allem die nachträgliche hydrochemische Charakterisierung verschiedener Wässer (Grundwasser, Oberflächengewässer, Rohwasser für Wasserversorgung, Flowback und Formationswässer) verstanden. Untergeordnet wird auch Methan betrachtet (Unterscheidung der thermogenen und biogenen Anteile, Isotopenzusammensetzung von Boden- und Edelgasen) (Stephenson, 2015).

Unter Baseline Monitoring werden im Sinne der Mindestanforderungen der EU-Kommission jedoch Untersuchungen im Voreingriffszustand verstanden. Ziel ist es, alle relevanten Umweltparameter (Grundwasser, Oberflächengewässer, Bodenluft, sowie weitere Vereinbarungen im Scoping-Prozess) zu erfassen, um die Bandbreite (oder falls möglich auch Einzelwerte) der verschiedenen Systemparameter zu bestimmen oder abzuschätzen. Dies sind die Referenzwerte, anhand derer dann eine mögliche Veränderung im späteren Monitoring bewertet werden kann.

Hierbei ist die hydrochemische Charakterisierung ((Isotopen-)Verhältnisse, Boxplots mit Bandbreiten) anhand relevanter Parameter in Fluiden und Gasen (Bodenluft, Edelgase) ein sinnvolles und zentrales Element. Es ist außerdem erforderlich, Vorbelastungen und Trends und möglichst deren Ursachen zu erfassen, um bergbaubezogene Auswirkungen von sonstigen Veränderungen in einem langjährigen Monitoring abgrenzen zu können. Die Unterschiede zwischen Schiefergasvorkommen und Kohleflözgasvorkommen sind dabei eher zweitrangig; der Umfang im Monitoring hängt primär davon ab, welche Umweltparameter nach der Systemerkundung für das weitere Monitoring als relevant erachtet werden.

7.4 Empfehlungen für ein geeignetes Monitoring Betrieb und Fracking

Die Berücksichtigung der internationalen Entwicklungen, Erfahrungen (*best practice*), Empfehlungen (z.B. „*Golden Rules*“, IEA, 2012) und Standards (z.B. Standards Norway, 2013) hinsichtlich Gestaltung der Bohrplätze, Bohrlochausbau, Frac-Durchführung, betriebliche Begleitung/Monitoring und Dokumentation bringt in hohem Maß eine Sicherheit durch Design (*safety by design*). Der Verweis auf den „Stand der Technik“ in der Allgemeinen Bundesbergverordnung (ABergV) sollte deshalb auch verstanden werden als „**internationaler**“ Stand der Technik. Hier bedürfen die nationalen Regelungen (z.B. die Tiefbohrverordnungen) möglicherweise einer Anpassung an die internationalen Standards.

Da in Deutschland gemäß Fracking-Gesetz vom 11.02.2017 keine wassergefährdenden Zusätze beim Fracking in unkonventionellen Lagerstätten mehr verwendet werden dürfen, muss der Fokus bei der Standortauswahl im betrieblichen und nachbetrieblichen Monitoring auf dem Risiko der Übertritte von hochsalinaren Formationswässern bzw. Tiefengrundwässern in einen oberflächennahen Grundwasserleiter liegen.

Die Unterschiede in Monitoringaufwand und Monitoringintensität zwischen Schiefergas- und Kohleflözgasvorkommen betreffen vor allem die identifizierten Gefährdungspfade: Dies können, wie oben erläutert, Störungszonen in einem Schiefergasvorkommen oder tiefe Grundwasserleiter in einem Kohleflözgasvorkommen sein.

Darüber hinaus hängen Monitoringaufwand und -intensität vor allem von den Geosystemen, den identifizierten Gefährdungspfaden, der Tiefe der Lagerstätte, dem Aufbau der überlagernden Schichten und ggf. vorhandenen tiefen Grundwasserfließsystemen ab.

Darüber hinaus empfehlen wir bei Schiefergasvorkommen den Aufbau eines Katasters und die Überprüfung der Altbohrungen, da bei Schiefergasvorkommen ggf. bereits in der Vergangenheit auf Erdöl und Erdgas exploriert wurde. Falls Altbohrungen vorhanden sind, sollten horizontale Mindestabstände von 900 m eingehalten werden (Westwood et al., 2017; Wilson et al., 2018) und eine regelmäßige, bedarfsabhängige Überprüfung der Verschlussicherheit und ggf. ein Gasmonitoring im Bereich von Altbohrungen erfolgen.

7.5 Empfehlungen für ein geeignetes Monitoring in der Projektphase Abschluss und Nachsorge

Die Mindestgrundsätze der EU-Kommission sowie die weiteren Vorschläge in AMEC (2014) und AMEC (2015) entsprechen zunächst dem Stand der Technik bei der Planung derartiger Projekte.

Alle abgeworfenen Bohrungen bei Schiefergas- und Kohleflözgasvorkommen sind nach Stand der Technik zu verschließen und zu überwachen. Bei Existenz oder Hinweisen tiefgreifender Störungen im Nahbereich einer Förderbohrung (ca. 1.000 m) sollte auch die Störungszone auf Gas- und Fluidmigration überwacht werden.

In Kohleflözgaslagerstätten ist die Wahrscheinlichkeit tiefer Grundwasservorkommen höher als bei tief liegenden Schiefergasvorkommen mit per Definition sehr geringen Durchlässigkeiten und sehr geringem Grundwasservorkommen.

Hier ist die Betrachtung großräumiger und langwirkender Summeneffekte mit Hilfe von Regionalmodellen sinnvoll (Pfadgruppe 3). Die Regionalmodelle sollten auf der Grundlage der Systemerkundung, des Baseline Monitorings und des operativen Monitorings weiterentwickelt werden.

Bei in geringeren Tiefen liegenden Schiefergasvorkommen und/oder Überlagerungen mit Schichten mit potenziell höherer Durchlässigkeit oder Grundwasserleitern sollte auch hier die Relevanz großräumiger und langwirkender Summeneffekte geprüft werden.

Literaturverzeichnis

Abdalla, C. and Drohan, J. (2010): Water Withdrawals for Development of Marcellus Shale Gas in Pennsylvania. Penn State Cooperative Extension.

Abdalla, C. W.; Becker, J. C. and Drohan, J. R. (2011): River Basin Approaches to Water Management in the Mid-Atlantic States. Penn State Extension; Mid-Atlantic Water program.

Abdalla, C. W.; Drohan, J. R.; Rahm, B.; Jaquet, J. and Becker, J.C. (2012): Water's Journey Through the Shale Gas Processes. Penn State University College of Agricultural Sciences.

Aczel, M. R. and Makuch, K. E. (2018): Environmental Impact Assessments and Hydraulic Fracturing: Lessons from Two U.S. States. In: *Case Studies in the Environment* 2 (1), S. 1–11. DOI: 10.1525/cse.2017.000638.

ALL Consulting (2012): The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources. Prepared for: Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC) and Science and Community Environmental Knowledge Fund (SCEK). Tulsa, Oklahoma. Online verfügbar unter: http://www.atlanticaenergy.org/pdfs/natural_gas/Safety/The%20Modern%20Practices%20of%20HydroFracturingFocusOnCanadaPTAC.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

Ambrose, J. (2019): Government's shift to relax shale gas fracking safeguards condemned. In: *The Guardian*, 15.08.2019. Online verfügbar unter <https://www.theguardian.com/environment/2019/aug/15/governments-shift-to-relax-shale-gas-fracking-safeguards-condemned>, zuletzt geprüft am 03.08.2020.

AMEC – Amec Foster Wheeler Environment and Infrastructure UK Ltd. (2014): Technical support for assessing the need for a risk management framework for unconventional gas extraction - Final Report. Hg. v. European Commission. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/environment/integration/energy/pdf/risk_mgmt_fw.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

AMEC – Amec Foster Wheeler Environment and Infrastructure UK Ltd. (2015): Technical Support for the Risk Management of Unconventional Hydrocarbon Extraction - Final Report. Hg. v. European Commission.

Andrews, I. J. (2013): The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. Hg. v. British Geological Survey (BGS) und Department of Energy and Climate Change (DECC). London. Online verfügbar unter: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/226874/BGS_DECC_BowlandShaleGasReport_MAIN_REPORT.pdf, zuletzt geprüft am: 27.01.2021.

Andrews, I. J. (2014): The Jurassic shales of the Weald Basin: geology and shale oil and shale gas resource estimation. Hg. v. British Geological Survey (BGS) und Department of Energy and Climate Change (DECC). London.

ANSTO – Australian Nuclear Science and Technology Organisation (Hg.) (2015): Research reveals little water connectivity between coal seam gas and aquifers. Online verfügbar unter <https://phys.org/news/2015-11-reveals-coal-seam-gas-aquifers.html>.

API – American Petroleum Institute (2009): Hydraulic fracturing operations: well construction and integrity guidelines. Online verfügbar unter <https://www.energyindepth.org/wp-content/uploads/2009/03/API-HF.pdf>, zuletzt geprüft am 27.07.2020.

API – American Petroleum Institute (2020): Hydraulic Fracturing - Unlocking America's Natural Gas Resources. Online verfügbar unter <https://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Hydraulic-Fracturing-primer/Hydraulic-Fracturing-Primer.pdf>, zuletzt aktualisiert am 26.08.2020.

APPEA – Australian Petroleum Production and Exploration Association (Hg.) (2017): Scientific Inquiry into Hydraulic Fracturing of Onshore Unconventional Reservoirs and Associated Activities in the Northern Territory.

Apte, S. C.; Williams, M.; Angel, B. M.; Kookana, R. S.; King, J. and Craig, A. (2020): Assessing the potential impacts of hydraulic fracturing on water and soil quality in the vicinity of well sites in the Surat Basin, Queensland - Project W12 Final report. Gas Industry Social and Environmental Research Alliance (GISERA).

Australia Pacific LNG Pty. Ltd. (o. J.): A safe way to extract coal seam gas.

Bell, R. A.; Darling, W. G.; Ward, R. S.; Basava-Reddi, L.; Halwa, L.; Manamsa, K. and Ó Dochartaigh, B. E. (2017): A baseline survey of dissolved methane in aquifers of Great Britain. In: *The Science of the total environment* 601-602, S. 1803–1813. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.05.191.

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

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016): Schieferoel und Schiefergas in Deutschland - Potenziale und Umweltaspekte. Hannover.

BGS – British Geological Survey (o. J.a): Environmental baseline monitoring in Lancashire. Online verfügbar unter <https://www.bgs.ac.uk/research/groundwater/shaleGas/monitoring/lancashire.html>, zuletzt aktualisiert am 22.07.2020, zuletzt geprüft am 22.07.2020.

BGS – British Geological Survey (o. J.b): Environmental baseline monitoring in the Vale of Pickering. Online verfügbar unter <https://www.bgs.ac.uk/research/groundwater/shaleGas/monitoring/yorkshire.html>, zuletzt aktualisiert am 22.07.2020, zuletzt geprüft am 22.07.2020.

Borchardt, D. (2014): Stand der wissenschaftlichen Diskussion über Fracking im Bereich der unkonventionellen Erdgasförderung. Dritter Statusbericht zur Umsetzung der Risikostudie Fracking. Exxon Mobil. Osnabrück, 01.04.2014. Online verfügbar unter <https://www.erdgas-aus-deutschland.de/-/media/Germany-natural-gas/Files/Dritter-Statusbericht-zur-Umsetzung-der-Empfehlungen-des-Neutralen-Expertenkreises/1-Stand-wissenschaftliche-Diskussion-Borchardt-UFZ.pdf?la=de-DE&hash=288ED706BF6BA8018660D438D2D271F86260AD76>.

Botner, E. C.; Townsend-Small, A.; Nash, D. B.; Xu, X.; Schimmelmann, A. and Miller, J. H. (2018): Monitoring concentration and isotopic composition of methane in groundwater in the Utica Shale hydraulic fracturing region of Ohio. In: *Environmental monitoring and assessment* 190 (6), S. 322. DOI: 10.1007/s10661-018-6696-1.

Burton, T. G.; Rifai, H. S.; Hildenbrand, Z. L.; Carlton, D. D.; Fontenot, B. E. and Schug, K. A. (2016): Elucidating hydraulic fracturing impacts on groundwater quality using a regional geospatial statistical modeling approach. In: *The Science of the total environment* 545-546, S. 114–126. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2015.12.084.

Carbon Tracker (2020): Its Closing Time: The Huge Bill to Abandon Oilfields Comes Early. Hg. v. Carbon Tracker Report. Online verfügbar unter <https://carbontracker.org/reports/its-closing-time/>.

CCST – California Council on Science & Technology (2015): An independent scientific assesment of well stimulation in California - Summary report. An Examination of Hydraulic Fracturing and Acid Stimulations in the Oil and Gas Industry. California Council on Science & Technology / Lawrence Berkeley National Laboratory.

Class, H.; Helmig, R.; Beck, M. und Kissinger, A. (2014): Fluid-Migration im Untergrund, Dritter Statusbericht zur Umsetzung der Risikostudie Fracking. Institut für Wasser- und Umweltsystemmodellierung Universität Stuttgart. Dritter Statusbericht zur Umsetzung der Risikostudie Fracking. Exxon Mobil. Osnabrück, 01.04.2014. Online verfügbar unter <https://www.erdgas-aus-deutschland.de/-/media/Germany-natural-gas/Files/Dritter-Statusbericht-zur-Umsetzung-der-Empfehlungen-des-Neutralen-Expertenkreises/2-Fluid-Migration-Untergrund-Prof-Class-Universitaet-Stuttgart.pdf?la=de-DE&hash=EDD5B5E5A7A9C9F04384451AB058FAF65156758C=288ED706BF6BA8018660D438D2D271F86260AD76>.

Clegg, J. D. (Hg.) (2007): Petroleum engineering handbook. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Tex.: SPE.

Commissie voor de milieu effect rapportage (mer) (2014): Structuurvisie Schaliegaswinning. Advies over reikwijdte en detailniveau van het milieueffectrapport. rapportnummer 2888–26.

Cremonese, L.; Ferrari, M.; Flynn, M. P. und Gusev, A. (2015): Schiefergas und Fracking in Europa. Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS). Potsdam (IASS Fact Sheet 1/2015). Online verfügbar unter https://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/fact_sheet_schiefergas_und_fracking_150720_digital_0.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2020.

Cuadrilla Bowland Ltd. (2014): Environmental Statement. Ove Arup and Partners Ltd. (Arup).

Davies, R. J.; Almond, S.; Ward, R. S.; Jackson, R. B.; Adams, C.; Worrall, F.; Herringshaw, L.G.; Gluyas, J.G. and Whitehead, M.A. (2014): Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. In: *Marine and Petroleum Geology* 56, S. 239–254. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2014.03.001.

Davies, R. J.; Mathias, S. A.; Moss, J.; Hustoft, S. and Newport, L. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go? In: *Marine and Petroleum Geology* 37 (1), S. 1–6. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001.

DCNR – Pennsylvania Department of Conservation and Natural Resources (2018): Shale Gas Monitoring Report. Pennsylvania. Online verfügbar unter <http://www.marcellus.psu.edu/resources/docs-pdfs/dcnr-shale-gas-monitoring-report-2018.pdf>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

DECC – Department of Energy and Climate Change (Hg.) (2013): The Unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins – Shale Gas. Unter Mitarbeit von Toni Harvey und Joy Gray. London. Online verfügbar unter https://www.ogauthority.co.uk/media/1693/shalegas_uk.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

DECC – Department of Energy and Climate Change (Hg.) (2014): Fracking UK shale: understanding earthquake risk. Online verfügbar unter http://www.southportreporter.com/780/Seismic_v3.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

DOE – U.S. Department of Energy (Hg.) (2009): State Oil And Natural Gas Regulations Designed To Protect Water Resources. Office of Fossil ENERGY – National Energy Technology Laboratory.

DOE – U.S. Department of Energy (Hg.) (2013): Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. Office of Fossil ENERGY – National Energy Technology Laboratory.

Dusseault, M. B.; Gray, M. N. and Nawrocki, P. A. (2000): Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences. In: International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Beijing, China, 2000-11-07: Society of Petroleum Engineers.

Eberhardt, E. and Amini, A. (2020): Hydraulic Fracturing. In: P. T. Bobrowsky and B. Marker (Hgg.): *Encyclopedia of Engineering Geology*. Springer (Encyclopedia of Earth Sciences Series), S. 1–6.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2013): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015a): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Australia. Hg. v. U.S. Department of Energy. Washington, D.C.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015b): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Poland. Hg. v. U.S. Department of Energy. Washington, D.C.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2015c): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: United Kingdom. Hg. v. U.S. Department of Energy. Washington, D.C.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2016): Map - Lower 48 states shale plays. U.S. Energy Information Administration (eia). Online verfügbar unter https://www.eia.gov/maps/images/shale_gas_lower48.pdf, zuletzt geprüft am 03.08.2020.

EIA – U.S. Energy Information Administration (2020): Annual Energy Outlook 2020 - with projections to 2050.

Elliott, E. G.; Ettinger, A. S.; Leaderer, B. P.; Bracken, M. B. and Deziel, N. C. (2017): A systematic evaluation of chemicals in hydraulic-fracturing fluids and wastewater for reproductive and developmental toxicity. In: *Journal of exposure science and environmental epidemiology* 27 (1), S. 90–99. DOI: 10.1038/jes.2015.81.

EMD – Energy Minerals Division (2014): Shale Gas and Liquids Committee, Annual Report, FY 2014.

EPA – U.S. Environmental Protection Agency (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs.

EPA – U.S. Environmental Protection Agency (Hg.) (2015a): Case Study Analysis of the Impacts of Water Acquisition for Hydraulic Fracturing on Local Water Availability. Office of Research and Development Washington, D.C (EPA/600/R-14/179).

EPA – U.S. Environmental Protection Agency (Hg.) (2015b): Review of Well Operator Files for Hydraulically Fractured Oil and Gas Production Wells: Well Design and Construction. Mai 2015. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/601/R-14/002.

EPA – U.S. Environmental Protection Agency (Hg.) (2016): Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Washington, DC. EPA/600/R-16/236Fa.

Europäische Kommission (2013): Regulatory provisions governing key aspects of unconventional gas extraction in selected Member States - Final Report. Milieu Ltd. Unter Mitarbeit von M. Ballesteros, F. Pelsy, L. Reins und C. Dupont.

Europäische Kommission (2014): Empfehlung der Kommission vom 22. Januar 2014 mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z.B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking.

- Europäische Kommission (2018): Application in relevant Member States of the Commission recommendations on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing and related developments relevant for hydrocarbon activities. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Ewen, C.; Borchardt, D.; Richter, S. und Hammerbacher, R. (2012): Risikostudie Fracking - Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung). Darmstadt (Neutraler Expertenkreis).
- Fisher, M. K. and Warpinski, N. R. (2012): Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. In: *SPE Production and Operations* 27 (01), S. 8–19. DOI: 10.2118/145949-PA.
- Fisher, M. K. and Warpinski, N. R. (2011): Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 2011-10-30: Society of Petroleum Engineers.
- Fleming, R. (2017a): Shale gas, the environment and energy security. A new framework for energy regulation. Cheltenham, UK / Northampton, MA, USA: Edward Elgar Publishing (New horizons in environmental and energy law series).
- Fleming, R. (2017b): The new German 'fracking' package. In: *Journal of Energy and Natural Resources Law* 35 (3), S. 293–316. DOI: 10.1080/02646811.2017.1318571.
- Flewelling, S. A. and Sharma, M. (2014): Constraints on upward migration of hydraulic fracturing fluid and brine. In: *Ground water* 52 (1), S. 9–19. DOI: 10.1111/gwat.12095.
- Gallegos, T. J.; Varela, B. A.; Haines, S. S. and Engle, M. A. (2015): Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. In: *Water resources research* 51 (7), S. 5839–5845. DOI: 10.1002/2015WR017278.
- Gallegos, T. J. and Varela, B. A. (2014): Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010—Data Analysis and Comparison to the Literature. Scientific Investigations Report 2014–5131.
- Gandossi, L. and Estorff, U. (2015): An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production. Überblick über verschiedene Fracking Technologien. Update 2015. European Commission. Luxembourg (JRC science for policy report, EUR 26347).
- Gehne, S. and Benson, P.M. (2019): Permeability enhancement through hydraulic fracturing: laboratory measurements combining a 3D printed jacket and pore fluid over-pressure. In: *Scientific reports* 9 12573 (2019). DOI: 10.1038/s41598-019-49093-1.
- Geoscience Australia (o. J.): Undiscovered gas (conventional, shale gas, tight gas) prospective resources.

Goldman, M. (2013): A Survey of Typical Claims and Key Defenses Asserted in Recent Hydraulic Fracturing Litigation Hydraulic Fracturing Litigation. In: *Tex. AundM L. Rev.* 1 (2), S. 305–334. DOI: 10.37419/LR.V1.I2.2.

Green, K. P. (2015): Managing the Risks of Hydraulic Fracturing: An Update. FRASER Institute.

Griffiths, M. and Severson-Baker, C. (2006): Unconventional Gas - The enviromental challenges of coalbed methane developement in Alberta. Hg. v. Pembina Institute. Online verfügbar unter <https://www.pembina.org/pub/unconventional-gas>.

Guo, A. and Murtaugh, D. (2019): Shale Backlash Hits China After Deadly Quakes in Drilling Hub. In: *Bloomberg*, 26.02.2019. Online verfügbar unter <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-02-26/top-china-energy-firm-halts-shale-drilling-after-quakes-reports>, zuletzt geprüft am 03.08.2020.

GWPC – Ground Water Protection Council Oklahoma City and All Consulting (2009): Modern Shale gas Development in the United States: A Primer. Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. Online verfügbar unter https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/03/f0/ShaleGasPrimer_Online_4-2009.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

Hampton, L. (2019): Low-cost fracking offers boon to oil producers, headaches for suppliers. Reuters. Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/article/us-usa-oil-electric-fracturing-focus/low-cost-fracking-offers-boon-to-oil-producers-headaches-for-suppliers-idUSKCN1VX112>, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

Harkness, J. S.; Darrah, T. H.; Warner, N. R.; Whyte, C. J.; Moore, M. T.; Millot, R.; Kloppmann, W.; Jackson, R. B. and Vengosh, A. (2017): The geochemistry of naturally occurring methane and saline groundwater in an area of unconventional shale gas development.

Hattori, G.; Trevelyan, J.; Augarde, C. E.; Coombs, W. M. and Aplin, A. C. (2016): Numerical Simulation of Fracking in Shale Rocks: Current State and Future Approaches. In: *Archives of computational methods in engineering: state of the art reviews* 24 (2), S. 281–317. DOI: 10.1007/s11831-016-9169-0.

Hayhurst, R. (2018): The shadow of Preese Hall over UK fracking regulations. Independent journalism on UK fracking. 28.20.2018. <https://drillordrop.com/2018/10/28/the-shadow-of-preese-hall-over-uk-fracking-regulations/>, zuletzt aktualisiert am 27.08.2020.

Hays, J. and Shonkoff, S. (2016): Toward an Understanding of the Environmental and Public Health Impacts of Unconventional Natural Gas Development: A Categorical Assessment of the Peer-Reviewed Scientific Literature, 2009-2015. In: *PloS one* 11 (4), 1-13. DOI: 10.1371/journal.pone.0154164.

Hildenbrand, Z. L.; Carlton, D. D.; Fontenot, B. E.; Meik, J. M.; Walton, J. L.; Taylor, J. T.; Thacker, J. B.; Korlie, S.; Shelor, C. P.; Henderson, D.; Kadjo, A. F.; Roelke, C. E.; Hudak, P. F.; Burton, T.; Rifai, H. S. and Schug, K. A. (2015): A Comprehensive Analysis of Groundwater Quality in The Barnett Shale Region. In: *Environmental science and technology* 49 (13), S. 8254–8262. DOI: 10.1021/acs.est.5b01526.

Holditch, S. A. (2007): Hydraulic fracturing. In: J. D. Clegg (Hg.): *Petroleum engineering handbook*. Richardson, Tex.: SPE, S. 323–366.

Hooper, A.; Keating, D. and Olsen, R. (2016): Integrated Synthesis Report. EPA. Online verfügbar unter https://www.epa.ie/pubs/reports/research/ugeejointresearchprogramme/EPA%20-%20UGEE%20Integrated%20Synthesis_web.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

IEA – International Energy Agency (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas - WEO 2012 Special Report on Unconventional Gas.

Independent Expert Scientific Panel (2014): Report on unconventional oil and gas. Edinburgh: Scottish Government.

IOM – Institute of Medicine (2014): Health impact assessment of shale gas extraction. Workshop summary. Unter Mitarbeit von C. Coussens und R. M. Martinez. Washington, D.C. The National Academies Press. Online verfügbar unter https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK201904/pdf/Bookshelf_NBK201904.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2020.

IOGP – International Association of Oil and Gas Producers (2016): Generic exposure scenario for the use of chemicals in the exploration and production of hydrocarbons using high-volume hydraulic fracturing. Unter Mitarbeit von EOSCA und CEFIC. European Oilfield Speciality Chemicals Association (EOSCA).

Iverach, C. P.; Cendón, D. I.; Hankin, S. I.; Lowry, D.; Fisher, R. E.; France, J. L.; Nisbet, E. G.; Baker, A.; Kelly, B. F. J. (2015): Assessing Connectivity Between an Overlying Aquifer and a Coal Seam Gas Resource Using Methane Isotopes, Dissolved Organic Carbon and Tritium. In: *Scientific reports* 5, S. 15996. DOI: 10.1038/srep15996.

Jackson, R. E.; Gorody, A. W.; Mayer, B.; Roy, J. W.; Ryan, M. C. and van Stempvoort, D. R. (2013): Groundwater protection and unconventional gas extraction: the critical need for field-based hydrogeological research. In: *Ground water* 51 (4), S. 488–510. DOI: 10.1111/gwat.12074.

Jackson, R. B.; Vengosh, A.; Carey, J. W.; Davies, R. J.; Darrah, T. H.; O'Sullivan, F. and Pétron, G. (2014): The Environmental Costs and Benefits of Fracking. In: *Annu. Rev. Environ. Resour.* 39 (1), S. 327–362. DOI: 10.1146/annurev-environ-031113-144051.

Jackson, R. B.; Lowry, E. R.; Pickle, A.; Kang, M.; DiGiulio, D. and Zhao, K. (2015): The Depths of Hydraulic Fracturing and Accompanying Water Use Across the United States. In: *Environmental science and technology* 49 (15), S. 8969–8976. DOI: 10.1021/acs.est.5b01228.

- Jacobs, J. A. and Testa, S. M. (2019): Environmental Considerations Associated with Hydraulic Fracturing Operations - Adjusting to the Shale Revolution in a Green World. 1st. Hoboken, New Jersey: John Wiley and Sons, Inc. Online verfügbar unter http://www.hpaf.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/scientific_hydraulic_fracturing_review_panel_final_report.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2020.
- James, G. (2016): Engaging with oil and gas companies on Fracking - An investor guide. Unter Mitarbeit von Olivia Watson und Ben Pincombe. Hg. v. Principles for Responsible Investment (PRI). Online verfügbar unter <https://www.unpri.org/download?ac=4158>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.
- Jiang, L.; Guillot, D.; Meraji, M.; Kumari, P.; Vidick, B.; Duncan, B.; Gaafar, G. R. and Sansudin, S. B. (2012): Measuring Isolation Integrity in Depleted Reservoirs. SPWLA 53rd Annual Logging Symposium. Cartagena, Colombia, 16.06.2012.
- Jones, J. and Britt, L. (2009): Design And Appraisal Of Hydraulic Fractures. Society Of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA.
- Ju, Y.; Wang, G.; Bu, H.; Li, Q. and Yan, Z. (2014): China organic-rich shale geologic features and special shale gas production issues. In: *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 6 (3), S. 196–207. DOI: 10.1016/j.jrmge.2014.03.002.
- Kassner, H. (2016): Schiefergaspotential und Weiterentwicklung Frac-Fluide. Exxon Mobil. Frankfurt, 13.01.2016. Online verfügbar unter https://www.energie-und-chemie.de/fileadmin/downloads/Service_und_Informationen/Presse_Oeffentlichkeitsarbeit/Sonstige/Frac-Fluide_Schiefergas_HK_13_1_2016_Frankfurt.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.
- Kiger, P. J. (2014): Green Fracking? 5 Technologies for Cleaner Shale Energy. In: *National Geographic*. Online verfügbar unter <https://www.nationalgeographic.com/news/energy/2014/03/140319-5-technologies-for-greener-fracking/>, zuletzt geprüft am 27.01.2021
- Kim, J. and Moridis, G. J. (2015): Numerical analysis of fracture propagation during hydraulic fracturing operations in shale gas systems. In: *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 76, S. 127–137. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2015.02.013.
- King, G. E. (2010): Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy, 2010-09-19: Society of Petroleum Engineers.
- King, G. E. (2011): Explaining and estimating fracture risk: Improving fracture performance in unconventional gas and oil wells. Apache Corporation, USA.
- King, G. E. and Durham, D. (2015): Environmental Aspects of Hydraulic Fracturing: What Are the Facts?, S. 1–44. DOI: 10.1021/bk-2015-1216.ch001.

King, G. E. and King, D. E. (2013): Environmental Risk Arising From Well-Construction Failure-- Differences Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations, and Well Age. In: *SPE Production and Operations* 28 (04), S. 323–344. DOI: 10.2118/166142-PA.

Kondash, A. and Vengosh, A. (2015): Water Footprint of Hydraulic Fracturing. In: *Environ. Sci. Technol. Lett.* 2 (10), S. 276–280. DOI: 10.1021/acs.estlett.5b00211.

Kondash, A. J.; Lauer, N. E. and Vengosh, A. (2018): The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. In: *Science advances* 4 (8), eaar5982. DOI: 10.1126/sciadv.aar5982.

Kookana, R. S.; Craig, A.; Du, J.; Johnston, C.; Gregg, A.; Williams, M. and Apte, S. C. (2020): Impact of hydraulic fracturing chemicals on soil quality - Project W12 Final report. Gas Industry Social and Environmental Research Alliance (GISERA).

Krzaczek, M.; Nitka, M.; Kozicki, J. and Tejchman, J. (2020): Simulations of hydro-fracking in rock mass at meso-scale using fully coupled DEM/CFD approach. In: *Acta Geotech.* 15 (2), S. 297–324. DOI: 10.1007/s11440-019-00799-6.

Kusnetz, N. (2017): Fracking well spills poorly reported in most top-producing states, study finds. InsideClimate News. <https://insideclimatenews.org/news/21022017/fracking-spills-north-dakota-colorado>, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

Kwon, O.; Kronenberg, A. K.; Gangi, A. F. and Johnson, B. (2001): Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law. In: *J. Geophys. Res.* 106 (B9), S. 19339–19353. DOI: 10.1029/2001JB000273.

Lauer, N. E.; Harkness, J. S. and Vengosh, A. (2016): Brine Spills Associated with Unconventional Oil Development in North Dakota. In: *Environmental science and technology* 50 (10), S. 5389–5397. DOI: 10.1021/acs.est.5b06349.

Lee, J.; West, J. (2014): Deep Inside the Wild World of China's Fracking Boom. US companies are salivating over the biggest shale gas resources in the world. What could possibly go wrong? In: *Mother Jones*. <https://www.motherjones.com/environment/2014/09/china-us-fracking-shale-gas/>, zuletzt geprüft am 03.08.2020.

Li, Z.; You, C.; Gonzales, M.; Wendt, A. K.; Wu, F. and Brantley, S. L. (2016): Searching for anomalous methane in shallow groundwater near shale gas wells. In: *Journal of contaminant hydrology* 195, S. 23–30. DOI: 10.1016/j.jconhyd.2016.10.005.

Llewellyn, G. T. (2014): Evidence and mechanisms for Appalachian Basin brine migration into shallow aquifers in NE Pennsylvania, USA. In: *Hydrogeol J* 22 (5), S. 1055–1066. DOI: 10.1007/s10040-014-1125-1.

Ludwig, R. D.; Beak, D. G.; Wilking, R. T.; Ruybal, C. J. and Rectenwald, D. J. (2015): Retrospective Case Study in Northeastern Pennsylvania, Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. U.S. Environmental Protection Agency. Washington, D.C. (EPA/600/R-14/088).

Mair, R.; Bickle, M.; Goodman, D.; Thomas, H.; Koppelman, B.; Roberts, J.; Selley, R.; Shipton, Z.; Walker, A.; Woods, E. and Younger, P. (2012): Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. Royal Society and Royal Academy of Engineering. Online verfügbar unter <https://www.raeng.org.uk/publications/reports/shale-gas-extraction-in-the-uk>, zuletzt geprüft am 27.07.2020.

Mallants, D.; Jeffrey, R.; Zhang, X.; Wu, B.; Kear, J.; Chen, Z.; Wu, B.; Bekele, E.; Raiber, M.; Apte, S. and Gray, B. (2018): Review of plausible chemical migration pathways in Australian coal seam gas basins. In: *International Journal of Coal Geology* 195, S. 280–303. DOI: 10.1016/j.coal.2018.06.002.

MarcellusGas.Org (Hg.): Information Related to Pennsylvania Deep Gas Well Activity. Online verfügbar unter www.marcellusgas.org, zuletzt geprüft am 21.10.2020.

Miller, B. (2019): Water Security in Unconventional Oil and Gas: Interactions with and Implications for Groundwater. Oil and Gas Conference 4.12.2019.

MKULNV – Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (Hg.) (2012): 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 – Langfassung und Kurzfassung. In Abstimmung mit: Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen. Bearbeitet von H. G, Meiners, M. Denneborg, F. Müller, A. Bergmann, F.-A. Weber, E. Dopp, C. Hansen, C. Schüth, J. Pateiro Fernandez, G. Deißmann, A. Filby, R. Barthel, und T. Cramer. Online verfügbar unter <https://www.umwelt.nrw.de/umwelt/umwelt-und-wasser/grundwasser/grundwasserschutz/hydraulic-fracturing-fracking>, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

MKULNV – Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (Hg.) (2018): Gutachten zur Prüfung möglicher Umweltauswirkungen des Einsatzes von Abfall- und Reststoffen zur Bruchhohlraumverfüllung in Steinkohlenbergwerken in Nordrhein-Westfalen (Teil 1 und Teil 2). In Abstimmung mit: Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen. Bearbeitet von: M. Denneborg, W. van Berk, C. M. König, J. Schwarzbauer, T. Rüde und A. Preuße.

Molofsky, L. J.; Connor, J. A.; Wylie, A. S.; Wagner, T and Farhat, S K. (2013): Evaluation of methane sources in groundwater in northeastern Pennsylvania. In: *Ground water* 51 (3), S. 333–349. DOI: 10.1111/gwat.12056.

Monaghan, A. A. (2014): The Carboniferous shales of the Midland Valley of Scotland: geology and resource estimation. Hg. v. British Geological Survey (BGS) and Department of Energy and Climate Change (DECC). London.

Montcoudiol, N.; Banks, D.; Isherwood, C.; Gunning, A. and Burnside, N. (2018): Baseline groundwater monitoring for shale gas extraction: definition of baseline conditions and recommendations from a real site (Wysin, Northern Poland). In: *Acta Geophys.* 67 (1), S. 365–384. DOI: 10.1007/s11600-019-00254-w.

Mumford, A. C.; Maloney, K. O.; Akob, De. M.; Nettemann, S.; Proctor, A.; Ditty, J.; Ulsamer, L.; Lookenbill, J. and Cozzarelli, I. M. (2020): Shale gas development has limited effects on stream biology and geochemistry in a gradient-based, multiparameter study in Pennsylvania. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 117 (7), S. 3670–3677. DOI: 10.1073/pnas.1911458117.

Murphy, R. P. (2020): Managing the Risks of Hydraulic Fracturing, 2020. FRASER Institute. Online verfügbar unter <https://www.fraserinstitute.org/sites/default/files/managing-the-risks-of-hydraulic-fracturing-2020.pdf>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

NAO – National Audit Office (2019): Fracking for shale gas in England. Online verfügbar unter <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2019/07/Fracking-for-shale-gas-in-England.pdf>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

NY DOH – New York State Department of Health (2014): A Public Health Review of High Volume Hydraulic Fracturing for Shale Gas Development. Online verfügbar unter https://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2020.

NYSDEC – New York State Department of Environmental Conservation (2015a): Volume 1: Final SGEIS Regulatory Program for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs.

NYSDEC – New York State Department of Environmental Conservation (2015b): Volume 2: Response to Comments, Final SGEIS Regulatory Program for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs.

Office of Attorney General (2020): Report 1 of the Forty-Third Statewide Investigating Grand Jury. Pennsylvania. Online verfügbar unter <https://www.attorneygeneral.gov/wp-content/uploads/2020/06/FINAL-fracking-report-w.responses-with-page-number-V2.pdf>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

OGP – International Association of Oil and Gas Producers (Hg.) (2014): Schiefergas und hydraulic Fracturing (Übersetzung aus dem Englischen).

Osborn, S. G.; Vengosh, A.; Warner, N. R. and Jackson, R. B. (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 108 (20), S. 8172–8176. DOI: 10.1073/pnas.1100682108.

Patel, H.; Cadwallader, S. and Wampler, J. (2016): Zipper Fracturing: Taking Theory to Reality in the Eagle Ford Shale. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 01.08.2016 - 03.08.2016. Online verfügbar unter <https://onepetro.org/URTECONF/proceedings-abstract/16URTC/All-16URTC/URTEC-2445923-MS/152127>.

Patterson, L.; Konschnik, K.; Wiseman, H.; Fargione, J.; Maloney, K. O.; Kiesecker, J.; Nicot, J.-P.; Baruch-Mordo, S.; Entekin, S.; Trainor, A. and Sayers, J. E. (2017): Unconventional oil and gas spills: Risks, mitigation priorities and states reporting requirements. In: *Environmental Science and Technology*, 51(5), 2563–2573. doi: 10.1021/acs.est.05749 299

PGI-NRI – Polish Geological Institute - National Research Institute (2011): Environmental Aspects of Hydraulic Fracturing Treatment Performed on the Łebień LE-2H Well. Warsaw. Online verfügbar unter <https://www.pgi.gov.pl/en/dokumenty-pig-pib-all/kopalnia-wiedzy/gaz-lupkowy/786-the-lebien-report/file.html>.

Prabhakaran, R. (2016): Pore Pressure Effects on Net Fracture Pressure and Hydraulic Fracture Containment. master thesis. Delft University of Technology, Delft. Online verfügbar unter https://pdfs.semanticscholar.org/d514/2b61715beb068384975e8ee84e7dd935ce5d.pdf?_ga=2.256166019.962913303.1603715354-904412819.1596555384, zuletzt geprüft am 26.10.2020.

PSE – Penn State University College of Agricultural Sciences (2011): Marcellus Shale Wastewater Issues in Pennsylvania— Current and Emerging Treatment and Disposal Technologies.

PSR and CHPNY – Physicians for Social Responsibility and Concerned Health Professionals of New York (Hg.) (2019): Compendium of scientific, medical, and media findings demonstrating risks and harms of fracking (unconventional gas and oil extraction) (6th ed.).

Raimi, D. (2020): Comment on "The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing". In: *Science advances* 6 (8), eaav2110. DOI: 10.1126/sciadv.aav2110.

Robinson, T. and Offenbacher, M. (2019): The Super Lateral Campaign – Engineered Design Enables Drilling Beyond 30,000 Feet. 2019 AADE National Technical Conference and Exhibition. American Association of Drilling Engineers (AADE). Hilton Denver City Center, Denver, 09.04.2019. Online verfügbar unter https://www.aade.org/application/files/7115/7132/0389/AADE-19-NTCE-046_-_Robinson.pdf, zuletzt geprüft am 27.07.2020.

Rodriguez, J.; Heo, J. and Kim, K. H. (2020): The Impact of Hydraulic Fracturing on Groundwater Quality in the Permian Basin, West Texas, USA. Unter Mitarbeit von Jose Rodriguez, Joonghyeok Heo, Kee Han Kim. Department of Geosciences, University of Texas-Permian Basin, Odessa.

Sarnecka, E.; Brochwicz-Lewiński, W.; Oliferko, T. and Stasiak, K. (2013): Shale gas as seen. By Polish Geological Survey. Warsaw: Polish Geological Institute - National Research Institute.

Scanlon, B. R.; Reedy, R. C.; Male, F. and Walsh, M. (2017): Water Issues Related to Transitioning from Conventional to Unconventional Oil Production in the Permian Basin. In: *Environmental science and technology* 51 (18), S. 10903–10912. DOI: 10.1021/acs.est.7b02185.

Scientific Hydraulic Fracturing Review Panel (2019): Scientific Review of Hydraulic Fracturing in British Columbia. Online verfügbar unter http://www.hpaf.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/scientific_hydraulic_fracturing_review_panel_final_report.pdf, zuletzt geprüft am 16.07.2020.

Smith, N.; Turner, P. and Williams, G. (2010): UK data and analysis for shale gas prospectivity. In: *Petroleum Geology Conference series 7* (1), S. 1087–1098. DOI: 10.1144/0071087.

Soberaski, J.; Aiken, J. and Talboom, R. (2017): EOG Resources' Baseline Groundwater Monitoring Program for the Bakken - Abstract. Online verfügbar unter <https://ngwa.confex.com/ngwa/ud2017/webprogram/Paper11354.html>, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (Hg.) (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung. Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung – Stellungnahme. Online verfügbar unter https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2012_2016/2013_05_AS_18_Fracking.pdf?__blob=publicationFile.

Standards Norway (Hg.) (2013): Well integrity in drilling and well operations. Online verfügbar unter <https://www.standard.no/en/webshop/search/?search=D-010>.

Stephenson, M. (2015): Shale Gas and Fracking. Amsterdam.

STRONGER – State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations (2019): Guidelines for the Review of State Oil and Gas Environmental Regulatory Programs.

Stuart, M. (2012): Potential groundwater impact from exploitation of shale gas in the UK. British Geological Survey, Nottingham, UK. Online verfügbar unter <http://pubs.bgs.ac.uk/publications.html?pubID=OR12001>, zuletzt geprüft am 21.07.2020.

Tabuchi, H. (2020): Fracking Firms Fail, Rewarding Executives and Raising Climate Fears. In: The New York Times, 12.07.2020 (aktualisiert: 13.10.2020). <https://www.nytimes.com/2020/07/12/climate/oil-fracking-bankruptcy-methane-executive-pay.html>, zuletzt geprüft am 24.08.2020.

TAMEST – The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas (2017): Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas.

taz (2020): 2020 Fracking Land ist abgebrannt. In: *taz*, 18.08.2020. <https://taz.de/Umweltdesaster-in-USA/!5702587unds=fracking+land/>, zuletzt geprüft am 24.08.2020.

Thakur, P. (2017): Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane: Gulf Professional. Online verfügbar unter <http://www.sciencedirect.com/science/book/9780128030950>, zuletzt geprüft am 27.10.2020.

Thakur, P.; Schatzel, S. and Aminian, K. (2014): Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline. Burlington: Elsevier Science.

Thielemann, T. (2002): Kohleflözgas in Deutschland, Commodity Top News Nr. 17, Juni 2002.

UBA – Umweltbundesamt (Hg.) (2012): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Teil 1 – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. FKZ 3711 23 299. UBA Texte 61/2012. Bearbeitet von H. G. Meiners, M. Denneborg, F. Müller, A. Bergmann, F.-A. Weber, E. Dopp, C. Hansen, C. Schüth, H. Gaßner, G. Buchholz, I. Sass, S. Homuth und R. Prieps. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4346.pdf>, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

UBA – Umweltbundesamt (Hg.) (2014): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten. Teil 2 - Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt. FKZ 3712 23 220. UBA Texte 53/2014. Bearbeitet von U. Dannwolf, A. Heckelsmüller, N. Steiner, C. Rink, D. Weichgrebe, K. Kayser, R. Zwafink, K.-H. Rosenwinkel, U. R. Fritsche, K. Fingermaier, S. Hunt, H. Rüter, A. Donat, S. Bauer. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_umweltauswirkungen_von_fracking_0.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2021.

USGS – United States Geological Survey (o. J.): National Oil and Gas Assessments. <https://certmapper.cr.usgs.gov/data/apps/noga-drupal/>, zuletzt aktualisiert am 21.05.2020, zuletzt geprüft am 03.08.2020.

USGS – United States Geological Survey (2000): Water Produced with Coal-Bed Methane. USGS Fact Sheet FS-156-00. Online verfügbar unter <https://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf>.

USGS – United States Geological Survey (2012): Potential for Technically Recoverable Unconventional Gas and Oil Resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland, 2012.

Uth, H. J. (2012): Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten. Gutachten für Expertenkreis Fracking, AG Risiko, Darmstadt, 2012.

Valder, J. F.; McShane, R. R.; Barnhart, T. B.; Sando, R.; Carter, J. M. and Lundgren, R. F. (2018): Conceptual model to assess water use associated with the life cycle of unconventional oil and gas development: United States Geological Survey (Scientific Investigations Report).

Veil, J. (2014): Report on Produced Water. GWPC.

Vengosh, A.; Jackson, R. B.; Warner, N.; Darrah, T. H. and Kondash, A. (2014): A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. In: *Environmental science and technology* 48 (15), S. 8334–8348. DOI: 10.1021/es405118y.

Warner, N. R.; Jackson, R. B.; Darrah, T. H.; Osborn, S. G.; Down, A.; Zhao, K.; White, A. and Vengosh, A. (2012): Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 109 (30), S. 11961–11966. DOI: 10.1073/pnas.1121181109.

Warpinski, N. (2013): Understanding Hydraulic Fracture Growth, Effectiveness, and Safety Through Microseismic Monitoring. In: Rob Jeffrey (Hg.): Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing: InTech.

WEG – Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006): Gestaltung des Bohrplatzes.

Weng, X. (2015): Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. In: *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* 9, S. 114–135. DOI: 10.1016/j.juogr.2014.07.001.

Werner, A. K.; Vink, S.; Watt, K. and Jagals, P. (2015): Environmental health impacts of unconventional natural gas development: a review of the current strength of evidence. In: *The Science of the total environment* 505, S. 1127–1141. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2014.10.084.

Westwood, R. F.; Toon, S. M.; Styles, P. and Cassidy, N. J. (2017): Horizontal respect distance for hydraulic fracturing in the vicinity of existing faults in deep geological reservoirs: a review and modelling study. In: *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* 3 (4), S. 379–391. DOI: 10.1007/s40948-017-0065-3.

Whitelaw, P.; Uguna, N.; Stevens, L. A.; Meredith, W.; Snape, C. E.; Vane, C. H.; Moss-Hayes, V. and Carr, H. D. (2019): Shale gas reserve evaluation by laboratory pyrolysis and gas holding capacity consistent with field data. In: *Nat Commun* 10 (1), S. 3659. DOI: 10.1038/s41467-019-11653-4.

Wilson, M. P.; Worrall, F.; Davies, R. J. and Almond, S. (2018): Fracking: How far from faults? In: *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* 4 (2), S. 193–199. DOI: 10.1007/s40948-018-0081-y.

Wilson, M. P.; Worrall, F.; Davies, R. J. and Hart, A. (2019a): Identifying groundwater compartmentalisation for hydraulic fracturing risk assessments. In: *Environmental science. Processes and impacts* 21 (2), S. 352–369. DOI: 10.1039/c8em00300a.

Wilson, M.; Davies, R. and Gluyas, J. (2019b): UK fracking earthquakes: why the world's "toughest" safety rules failed to predict them. Energy Post. Online verfügbar unter <https://energypost.eu/uk-fracking-earthquakes-why-the-worlds-toughest-safety-rules-failed-to-predict-them/>, zuletzt geprüft am 03.08.2020.

Wollin, K.; Damm, G.; Foth, H.; Freyberger, A.; Gebel, T.; Mangerich, A.; Gundert-Remy, U.; Partosch, F.; Röhl, C.; Schupp, T. and Hengstler, J. G. (2020): Critical evaluation of human health risks due to hydraulic fracturing in natural gas and petroleum production. In: *Arch Toxicol* 94 (4), S. 967–1016. DOI: 10.1007/s00204-020-02758-7.

Worrall, F.; Wade, A. J.; Davies, R. J. and Hart, A. (2019): Setting the baseline for shale gas – Establishing effective sentinels for water quality impacts of unconventional hydrocarbon development. In: *Journal of Hydrology* 571, S. 516–527. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2019.01.075.

Glossar

BAU-/Non-BAU-Maßnahmen

BAU = Business as usual

- Maßnahmen (ca. 200), die bereits in den Mitgliedstaaten der EU eingeführt sind (BAU-Measures)
- Maßnahmen, die noch nicht in den Mitgliedstaaten der EU eingeführt sind (Non-BAU-Measures)

Baseline Monitoring

Baseline Monitoring ist eine Ersterhebung/Literaturlauswertung aller relevanten Umweltparameter vor Projektbeginn, um die Bandbreite der verschiedenen Systemparameter zu erfassen. Anhand dann zu definierender Referenzwerte und Bandbreiten kann im späteren Monitoring eine mögliche Veränderung bewertet werden.

Blowout

Unkontrollierter Ausfluss von Gasen und Fluiden aus einem Bohrloch.

Erdgas

Erdgas ist ein brennbares Gasgemisch, das überwiegend aus Methan besteht und aus unterirdischen Lagerstätten gewonnen wird. Neben dem Hauptbestandteil Methan können auch höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan und Butan, sowie Schwefelwasserstoff, Stickstoff und Kohlendioxid im Gasgemisch enthalten sein.

Thermogenes Erdgas entsteht bei der Umwandlung von abgelagertem, organischem Material zwischen 157 °C und 221 °C (Gasfenster bei der Kohlebildung). Die Gasgenese ist in erster Linie eine Funktion der Temperatur und der Zeit und weniger des Drucks (Stephenson, 2015). Methan kann auch beim bakteriellen Abbau von organischer Substanz bei Temperaturen unter 50 °C entstehen (Acetatfermentation und CO₂-Reduktion) und wird dann als biogenes Methan bezeichnet. Es ist z.B. im Münsterland, im Emscher Mergel, weit verbreitet (Melchers, 2008). Thermogenes und biogenes Methan lassen sich nach ihrer Kohlenstoff-Isotopenzusammensetzung ($\delta^{13}\text{C}$, Verhältnis von ¹²C zu ¹³C) unterscheiden (Jacobs und Testa, 2019).

Die Gesteine, in denen Erdgas entsteht, sind meist durch eine sehr geringe Durchlässigkeit gekennzeichnet. Konventionelle Erdgaslagerstätten entstehen, wenn das Erdgas vom Muttergestein in ein Speichergestein mit guter Durchlässigkeit migriert, aus dem es dann gefördert werden kann. Verbleibt das Erdgas dagegen im Muttergestein, kann dort eine unkonventionelle Lagerstätte entstehen. Diese kann in der Regel nur erschlossen werden, wenn die Durchlässigkeit durch Fracking erhöht wird. Das Fracking-Gesetz bezieht sich deshalb explizit auf Maßnahmen in Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein. Allerdings ist es mittlerweile auch bei konventionellen Lagerstätten üblich, die Durchlässigkeit durch Fracking zu erhöhen.

Flowback (Rückfluss)

Summe aller Wässer, die in einer Zeit bis ca. vier Wochen nach dem Frac aus einem Bohrloch anfallen. Mit fortschreitender Zeit sinkt der Anteil der Frac-Zusätze und der Anteil der Formationswässer nimmt zu (Kondash et al., 2017). In den USA fallen durchschnittlich zwischen 4.000 m³ (Marcellus) und 29.000 m³ (Barnett) Flowbacks pro Brunnen an.

Das Wasser, das langfristig aus dem Bohrloch fließt, wird als gefördertes Wasser (*produced water*) bezeichnet und besteht in zunehmendem Maß aus Formationswasser. In der Literatur ist dies oft nicht deutlich getrennt, wahrscheinlich, weil der Flowback oft den größten Anteil ausmacht und aufbereitet werden kann.

Fracking

Im Gutachten wird Fracking als Kurzform verwendet für den eigentlichen Fachterminus „hydraulic induced fracturing“, dem im Deutschen der Ausdruck „hydraulisch induzierte Risserzeugung“ entspricht.

Im Fracking-Gesetz wird von „unkonventionellem Fracking“ gesprochen. Gemeint ist hier das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten, also Lagerstätten, die sehr gering durchlässig sind. Unkonventionelle Lagerstätten treten sowohl bei Erdöl als auch bei Erdgas auf und in beiden Fällen wird „unkonventionelles Fracking“ eingesetzt. Letztlich wird dabei das Muttergestein (Schiefer-, Mergel-, Ton- und Kohleflözgestein) gefrackt. Bei konventionellen Lagerstätten sind Öl und Gas in Speichergesteine migriert und werden da gefördert. Beim Tight Gas sind diese Speichergesteine ebenfalls sehr geringdurchlässig, so dass auch diese gefrackt werden. Im Fracking-Gesetz wird dies als „konventionelles Fracking“ bezeichnet.

Frac-Fluide

Summe alle Flüssigkeiten, die bei einem Frac eingebracht werden. Der Wasser- und Sandanteil liegt zwischen 99 und 99,5 %. Im Gutachten wird der Begriff Frac-Zusätze verwendet.

Frac-Zusätze

Chemikalien, die verschiedene Aufgaben während des Fracs haben.

Formationswasser (auch Lagerstättenwasser)

Grundwasser, das in der Produktionszone (Lagerstätte) von Kohleflözgas oder Schiefergas oder generell in tiefen Grundwasserleitern vorkommt. Je tiefer die Produktionszone, desto höher ist das Formationswasser in der Regel mineralisiert (bis 300.000 mg/L Chlorid, siehe MKULNV, 2012). Schiefergasvorkommen in Tonsteinen sind oft wasserfrei. In Kohleflözen variiert die Menge stark: Im Münsterländer Becken wird der Wasseranteil auf 1 bis 3 % geschätzt (MKULNV, 2012), in flachen Kohlelagerstätten in den USA fallen bis zu 65 m³ je Brunnen und Tag an (USGS, 2000). In der deutschen Gesetzgebung wird der Begriff „Lagerstättenwasser“ verwendet.

Gefördertes Wasser (*produced water*)

Summe aller Wässer, die über einen beliebigen Zeitraum aus einem Bohrloch anfallen: also Flow-back zzgl. Formationswässer. In Kohleflözlagerstätten, die häufig nicht gefrackt werden müssen, ist dies mit den Formationswässern gleichzusetzen.

Grundwasser

Unterirdisches Wasser, das die Hohlräume der Erdrinde zusammenhängend ausfüllt und dessen Bewegung ausschließlich oder nahezu ausschließlich von der Schwerkraft und den durch die Bewegung selbst ausgelösten Reibungskräften bestimmt wird (DIN 4049).

High Volume Hydro Fracking (HVHF)

Hochvolumen-Hydrofracking: Einpressen von mindestens 1.000 m³ Wasser je Fracking-Phase oder von mindestens 10.000 m³ Wasser während des gesamten Fracking-Prozesses in ein Bohrloch. Der Zusatz „Hydro“ erfolgt, weil Fracking auch mit anderen Fluiden oder Gasen möglich ist („*Green Fracking*“).

Leak Off

Flüssigkeitsverluste aus der Produktionszone in die umgebenden Schichten.

Potenzial, Potenzialverteilung, Potenzialdifferenz

Das (hydraulische) Potenzial beschreibt den Energiezustand von Wasser im Boden an einer durch die Messung definierten Stelle (Lage der Verfilterung der Messstelle). Potenzialunterschiede an zwei Stellen des Grundwasserleiters führen zur Grundwasserbewegung zwischen diesen zwei Punkten. Grundwasser fließt dabei stets vom höheren zum niedrigeren hydraulischen Potenzial, so dass Wasser auch gegen die Schwerkraft fließen kann (aufsteigende Potenzialdifferenz). Die Abnahme des hydraulischen Potenzials entspricht einem „Energieverlust“, ein Teil der Energie geht durch die innere Reibung zwischen dem Wasser und dem Festgestein (Körner, Klüfte usw.) in Wärmeenergie über.

Abkürzungsverzeichnis

ACToR	Chemical Data Available from EPA`s Aggregated Computations Toxicology Resource Database
APPEA	Australian Petroleum Production & Exploration Association
API	American Petroleum Institute
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BGS	British Geological Survey
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BVEG	Bundesverbandes Erdöl, Erdgas und Geoenergie
CCST	California Council on Science & Technology
DECC	Department of Energy and Climate Change
EIA	U.S. Energy Information Administration
EMD	Energy Minerals Division
EPA	U.S. Environmental Protection Agency
ft	Fuß; 1 Fuß = 0,33 Meter
HVHF	High Volume Hydro Fracking (Hochvolumen-Hydrofracking)
mg/L	Milligramm pro Liter
mer	milieu effect rapportage
NORM	Naturally occurring radioactive material
NRW	Nordrhein-Westfalen
NYSDEC	New York State Department of Environmental Conservation
SRU	Sachverständigenrat Umwelt
STRONGER	State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations
TDS	Total Dissolved Substances (Summe der gelösten Substanzen)
UBA	Umweltbundesamt
USDOE	U.S. Department of Energy
USGS	U.S. Geological Survey
VAwS	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (Neufassung vom 18.04.2017) des Landes Niedersachsen
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.
WRRL	EU-Wasserrahmenrichtlinie