

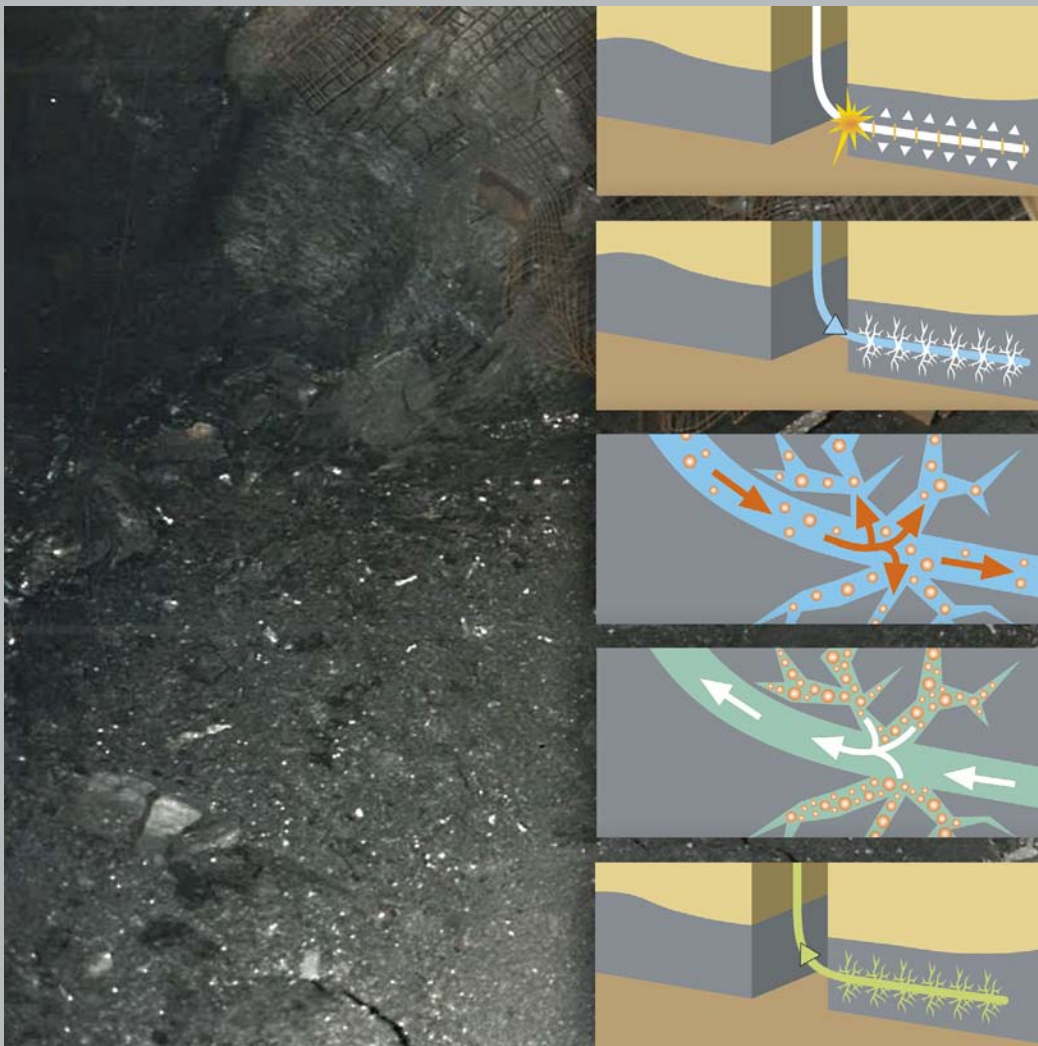
scriptum

Arbeitsergebnisse aus dem
Geologischen Dienst
Nordrhein-Westfalen

23

Schiefergas und Flözgas

Potenziale und Risiken der Erkundung
unkonventioneller Erdgasvorkommen
in Nordrhein-Westfalen
aus geowissenschaftlicher Sicht



Alle Rechte vorbehalten

scriptum

Arbeitsergebnisse aus dem
Geologischen Dienst Nordrhein-Westfalen

© 2016

Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen – Landesbetrieb –
De-Greif-Straße 195 · 47803 Krefeld,
Postfach 10 07 63 · 47707 Krefeld,
Fon 0 21 51 897 0 · Fax 0 21 51 89 75 05
poststelle@gd.nrw.de
<http://www.gd.nrw.de>

Satz und Gestaltung:

Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen

Druck:

Druck+Medien, JVA Geldern

Für den Inhalt des Beitrags ist der Autor allein verantwortlich.

scriptum

erscheint in unregelmäßigen Abständen. Bezug über den Buchhandel
oder den Geoshop des Geologischen Dienstes NRW
(Fon 0 21 51/897-210 / -212 · Fax 0 21 51/897-428) Best.-Nr. 8024

ISSN 1430-5267

Vorwort

Unsere Gesellschaft ist auf eine ausreichende Versorgung mit Rohstoffen angewiesen. Dazu gehören auch die fossilen Energierohstoffe, die aus heutiger Sicht eine Brückentechnologie darstellen, solange regenerative Energien unseren Bedarf noch nicht vollständig decken können. Jede Nutzung fossiler Energierohstoffe bedeutet einen Eingriff in Natur und Umwelt und es gilt hier, zwischen dem Nutzen und den Risiken ihrer Gewinnung abzuwägen. Neue Technologien sind zu entwickeln, um den Verbrauch an Rohstoffen zu minimieren, um negative Auswirkungen der Rohstoffgewinnung auf Natur und Umwelt zu vermeiden, vor allem aber, um Alternativen zum Verbrauch der endlichen Rohstoffvorkommen unseres Planeten zu schaffen.

Kaum ein anderes geowissenschaftliches Thema hat hierzulande in letzter Zeit so intensive Diskussionen ausgelöst wie die Frage nach den Chancen und Risiken der Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Dabei steht die derzeit gebräuchliche Technik der hydraulischen Stimulation, das sogenannte „Fracking“, im Zentrum der Diskussion. In der Wahrnehmung der Öffentlichkeit sind hiermit erhebliche Umweltrisiken verbunden.

Die nordrhein-westfälische Landesregierung hat im Jahr 2011 ein Gutachten in Auftrag gegeben, um die Umweltauswirkungen einer möglichen Gewinnung von Erdgas mittels „Fracking-Technologie“ in NRW abzuschätzen. Dieses Gutachten wurde im Jahre 2012 vorgelegt. Die Gutachter fällen aufgrund der ihnen zur Verfügung stehenden Daten kein abschließendes Urteil über die Anwendbarkeit dieser Technologie, sondern definieren mögliche Risiken und Wissensdefizite. Sie formulieren Empfehlungen für weitere Untersuchungen, die zu deren Minimierung erforderlich sind.

Zu den Aufgaben des Geologischen Dienstes Nordrhein-Westfalen (GD NRW) gehört es, die Landesregierung und die Öffentlichkeit neutral und unparteiisch bei allen raumbezogenen Planungen zur Nutzung der heimischen Rohstoffe entsprechend dem Fortschritt von Wissenschaft und Technik zu beraten. Der GD NRW hat in den letzten Jahren sowohl die nationale wie auch die internationale Diskussion zu geowissenschaftlichen Fragestellungen im Zusammenhang mit dem „Fracking“ sehr intensiv verfolgt und begleitet.

Das vorliegende scriptum-Heft beinhaltet eine Auswertung zahlreicher jüngerer Gutachten zum Thema, eine kritische Betrachtung der aktuellen internationalen Literatur und natürlich die eigenen regional-geologischen Erkenntnisse zu unkonventionellen Erdgasvorkommen in Nordrhein-Westfalen. Ein Ergebnis dieser Studie ist, dass wir selber über erhebliche Vorkommen an Erdgas verfügen, vor allem über das kohlengebundene Flözgas im Bereich der Steinkohlenlagerstätten.

Im Einklang mit anderen führenden geowissenschaftlichen Einrichtungen der Bundesrepublik Deutschland ergibt sich, dass aus fachlicher Sicht keine Argumente erkennbar sind, die einer weiteren Erkundung unkonventioneller Erdgasvorkommen und einer umweltverträglichen Gewinnung von Flöz- und Schiefergas von vornherein entgegenstehen würden. Die Entwicklung von Fördertechnologien, die sowohl wirtschaftlich als auch umweltverträglich sind, wäre darüber hinaus eine wichtige Herausforderung für den Technologiestandort Nordrhein-Westfalen, zumal hier auf eine jahrzehntelange Erfahrung in der Entwicklung und im Einsatz von Bohr- und Bergbautechnik zurückgegriffen werden kann.

Die vorliegende Veröffentlichung ist als Faktensammlung zu verstehen und soll den aktuellen Stand des Wissens wiedergeben. Sie erfolgt aus Sicht der Geowissenschaften und der Rohstoffsicherung als Aufgabe der Daseinsvorsorge und kann und möchte politischen Entscheidungen nicht vorgreifen. Jedoch wünsche ich mir, dass sie zur Versachlichung der Diskussion in Nordrhein-Westfalen und über die Landesgrenzen hinaus beitragen kann.

Krefeld, im Februar 2016

Dr. Ulrich Pahlke
Direktor des Geologischen Dienstes Nordrhein-Westfalen



Schiefergas und Flözgas

Potenziale und Risiken der Erkundung
unkonventioneller Erdgasvorkommen
in Nordrhein-Westfalen
aus geowissenschaftlicher Sicht

von Volker Wrede

Anschrift des Autors:

Dr. Volker Wrede, Geologischer Dienst NRW – Landesbetrieb –, De-Greif-Straße 195, D-47803 Krefeld

Vorbemerkung zum Manuskript:

Die Ergebnisse von Gutachten im In- und Ausland, die internationale Literatur und die Resultate von Arbeitskreisen, Konferenzen und Diskussionsveranstaltungen zum Thema „Erkundung unkonventioneller Erdgasvorkommen“ wurden mit Blick auf geowissenschaftliche Fragestellungen und ihre Relevanz für die Verhältnisse in Nordrhein-Westfalen recherchiert und dokumentiert.

Diese Publikation stellt im Wesentlichen den Stand vom Dezember 2015 dar. Durch neue Entwicklungen können einzelne Darstellungen ihre Aktualität verlieren.

Der Verfasser wurde bei seinen Recherchen von zahlreichen Kolleginnen und Kollegen aus dem Geologischen Dienst NRW, aber auch von außerhalb unterstützt. Hierfür ist er sehr dankbar. Besonderer Dank gebührt allen, die das Manuskript oder Teile davon kritisch durchgesehen und kommentiert haben, da nur auf diese Art die Vielfalt der behandelten Themen fundiert abgedeckt werden konnte.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung / Abstract	9
1 Einführung	10
2 Was sind unkonventionelle Erdgaslagerstätten?	12
2.1 Wie entsteht Erdgas?	12
2.2 Konventionelle und unkonventionelle Erdgaslagerstätten	14
3 Wirtschaftliche Aspekte	17
3.1 Die ökonomische Bedeutung unkonventioneller Erdgasvorkommen in der Welt und in Europa	18
3.2 Die Energiewende – braucht Deutschland in der Zukunft Erdgas?	24
4 Unkonventionelle Erdgasvorkommen in NRW	28
4.1 Übersicht	28
4.2 Schiefergas („Shale Gas“)	31
4.3 Flözgas („CBM“)	35
4.3.1 Historie	35
4.3.2 Eigenschaften der Vorkommen	39
4.3.3 Mengenabschätzung	42
4.3.4 Nebengesteine der Kohle	43
4.4 Die Erdgaspotenziale in NRW	45
5 Fördertechniken	46
5.1 Bohrtechnik	46
5.2 Hydraulische Stimulation („Fracking“)	48
5.3 Mögliche Alternativen	51

6 Risiken für NRW aus geowissenschaftlicher Sicht	54
6.1 Gutachten und Fragestellungen	54
6.2 Explorationsbohrungen	60
6.3 Seismizität	63
6.4 Beeinträchtigung des Grundwassers durch Frackfluide	67
6.4.1 Frackfluide	67
6.4.2 Wegsamkeiten	69
6.4.2.1 Technische Pfade	70
6.4.2.2 Geologische Pfade in NRW	71
6.4.2.2.1 Störungen	72
6.4.2.2.2 Barrieregesteine	74
6.4.2.2.2.1 Münsterland	76
6.4.2.2.2.2 Niederrheinisches Tiefland	82
6.4.2.2.2.3 Nordwesten der Niederrheinischen Bucht, Raum Aachen	84
6.4.2.2.2.4 Weser- und Osnabrücker Bergland	85
6.4.2.2.2.5 Wiehengebirgsvorland	85
6.4.2.2.2.6 Nördliches Sauerland	86
6.4.2.2.3 Zusammenfassende Betrachtung der geologischen Pfade	87
6.5 Methanfreisetzung	92
6.6 Flowback	97
6.6.1 Allgemeines	97
6.6.2 Formationswässer	98
6.6.2.1 Tonsteine	98
6.6.2.2 Steinkohle	100
6.6.3 Radioaktivität und Quecksilber	102
7 Folgerungen	104
8 Zusammenfassung der Ergebnisse	106
9 Schriftenverzeichnis	108

Schiefergas und Flözgas: Potenziale und Risiken der Erkundung unkonventioneller Erdgasvorkommen in NRW aus geowissenschaftlicher Sicht

Zusammenfassung

Ausgehend von einer Darstellung der Unterschiede zwischen konventionellen und unkonventionellen Erdgasvorkommen wird die Bedeutung der in NRW möglicherweise vorhandenen unkonventionellen Erdgasvorkommen mit Blick auf die Frage der Versorgungssicherheit diskutiert. Die verschiedenen Vorkommen an Schiefergas und Flözgas werden beschrieben und es wird eine ansatzweise Mengenabschätzung der Potenziale versucht.

Nach einer Darlegung der verschiedenen Techniken, die bei der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen zur Anwendung kommen können, werden die damit verbundenen Umweltrisiken aus geowissenschaftlicher Sicht betrachtet und analysiert. Dabei werden speziell die geologischen Verhältnisse in NRW zugrunde gelegt, aber es wird auch der Vergleich zu Beispielen in der internationalen Literatur gezogen. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse führt zu Handlungsempfehlungen für eine etwaige Exploration der Vorkommen und notwendige Monitoring-Verfahren.

Shale gas and CBM: Potentials and risks of the exploration of unconventional gas resources in North Rhine-Westphalia (NRW) in the view of geosciences

Abstract

Based on a description of the differences between conventional and unconventional deposits of natural gas, the possible economic role of the unconventional in North Rhine-Westphalia is discussed. Different types of shale gas and CBM deposits, likely to exist in NRW, are described and an attempt is made to a rudimentary assessment of the gas potentials.

Different techniques potentially to be implemented for exploration and extraction of gas are presented. Their potential risks for the environment are analysed in the view of geosciences with a special focus on the geological situation in NRW. These analyses are compared to examples from international literature. A summary of the findings results in recommendations for further exploration and necessary monitoring processes.

1 Einführung

Sogenannte unkonventionelle Erdgaslagerstätten spielen weltweit eine immer größere Rolle bei der Deckung des Bedarfs an Energierohstoffen. Nach Schätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe dürfte die Menge des in unkonventionellen Lagerstätten gebundenen Erdgases weitaus größer sein, als die in den bisher genutzten konventionellen Lagerstätten (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2009 a, ANDRULEIT et al. 2010, CRAMER & REINICKE 2010). Wenn sich diese Prognosen bestätigen sollten, wird es mittelfristig auf dem Weltmarkt zu erheblichen Verschiebungen der Gewichte für fossile Energien kommen.

In Deutschland soll durch die Energiewende der völlige Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie bei gleichzeitiger Einhaltung der Klimaschutzziele ermöglicht werden. Als langfristiges politisches Ziel wurde auf dem „G7-Gipfel“ der führenden Industriestaaten im Juni 2015 in Schloss Elmau die „Dekarbonisierung der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts“ definiert (Abschlussklärung G7-Gipfel: 17). Gleichwohl wurde zugleich beschlossen „die Widerstandsfähigkeit und Flexibilität der Gasmärkte zu stärken“ und den „Energimix, Brennstoffe, Quellen und Routen weiter zu diversifizieren“ (Abschlussklärung G7-Gipfel: 19). Die politische Absicht der G7-Staaten, vornehmlich die regenerativen Energieträger zu fördern, wird deutlich zum Ausdruck gebracht. Dennoch besteht in diesem Kreis kein Zweifel daran, dass zumindest in den nächsten Jahrzehnten weltweit und auch in Deutschland weiterhin die Nutzung fossiler Energien zur Deckung des Energiebedarfs notwendig ist. Global gesehen ist ihre Nutzung zur Versorgung der wachsenden Weltbevölkerung und der sich entwickelnden Weltwirtschaft auf absehbare Zeit unverzichtbar. So steigt beispielsweise weltweit die Produktion von Kohle seit Jahrzehnten kontinuierlich an. Sie hat sich seit dem Ende der 1970er-Jahre bis heute verdoppelt und könnte sich bei realistischer Einschätzung und stark wachsender Bevölkerung in den Schwellenländern bis 2050 erneut verdoppeln (MARTIN-AMOUROUX 2013), zumal die bekannten Vorkommen an Kohle die Versorgung noch für Jahrhunderte sichern (SCHMIDT 2013). Unter dem Blickwinkel des Klimaschutzes ist eine Substitution zumindest eines Teils dieser Kohlemengen durch erneuerbare Energien oder aber durch Erdgas – eine im Verhältnis zu anderen fossilen Energieträgern „sauberere“ Energiequelle – dringend geboten. Dies wird aber nur gelingen, wenn es möglich ist, Erdgas kostengünstig und unter verlässlichen Bedingungen dem Markt zur Verfügung zu stellen. Im Gegensatz zu den meisten anderen Energieträgern erfordert die Nutzung von Erdgas nicht nur Investitionen in die Gewinnung, sondern in hohem Maße auch in den Transport, der über große Entfernungen, und in hohen Mengen nur über Pipelinesysteme oder mit begrenzten Kapazitäten als Flüssiggas möglich ist. Gelingt es nicht, das Erdgas verbrauchernah zu fördern, so sind langfristige Investitionen in eine Transport-Infrastruktur notwendig.

Auf der anderen Seite hat sich in verschiedenen Ländern und gerade auch in Deutschland ein erheblicher Widerstand gegen die Nutzung der unkonventionellen Kohlenwasserstofflagerstätten formiert. Von den Kritikern werden erhebliche negative Umweltauswirkungen durch die neuartigen Fördertechniken, insbesondere auf das Grundwasser, befürchtet (z. B. www.gegen-gasbohren.de). Verschiedene von der Industrie oder staatlichen Stellen in Auftrag gegebene Gutachten haben auf Wissensdefizite hingewiesen, die insbesondere noch hinsichtlich regionalgeologischer Fragestellungen bestehen. Eine häufig wenig differenzierende Berichterstattung über angebliche oder tatsächliche Havariefälle, insbesondere aus den USA, hat dazu beigetragen, die Vorbehalte in der Bevölkerung gegen die Nutzung der unkonventionellen Erdgasvorkommen zu verstärken.

Darüber hinaus bestehen bei etablierten Gasversorgern und ihren internationalen Lieferanten wirtschaftliche Bedenken gegen die Erschließung konkurrierender, verbrauchernah gelegener Gasquellen. Sie haben hohe Investitionen in Planung und Bau von Pipelinesystemen getätigt und sind zum Teil durch langfristige Lieferverträge aneinander gebunden. Ebenso wird in der Nutzung der unkonventionellen Erdgasvorkommen eine mögliche Konkurrenz zur Entwicklung der erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Klimaschutzziele gesehen (SRU 2013).

Die öffentliche Diskussion der Thematik hat gezeigt, dass in Teilen der Bevölkerung zum Teil erhebliche Wissensdefizite bezüglich der generellen geologischen Verhältnisse im Untergrund bestehen. Oft fehlt es auch an sachlichen Informationen über die infrage stehenden Rohstoffvorkommen und über die technischen, umweltpolitischen und rechtlichen Bedingungen, unter denen in Deutschland derartige Rohstoffvorkommen genutzt werden können. Dies liegt sicherlich teilweise auch darin begründet, dass sowohl die Bergbauindustrie als auch die Geowissenschaften in der Vergangenheit ihre Arbeit zu wenig transparent gestaltet haben und es versäumten, der Öffentlichkeit den Nutzen und die Techniken, aber auch die Unsicherheiten und die möglichen Risiken der Rohstoffgewinnung zu erläutern.

Als vorläufiges Ergebnis der politischen Diskussion wurde von der Bundesregierung am 1. April 2015 ein Regelungspaket beschlossen, dessen Kern der „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie“ darstellt (Deutscher Bundestag 2015). Dieses Regelungspaket befindet sich zurzeit im politischen Abstimmungs- und Beratungsprozess.

Die vorliegende Ausarbeitung fasst den Stand des Wissens aus geowissenschaftlicher Sicht in Hinblick auf die Chancen, Risiken und den Untersuchungsbedarf für eine eventuelle zukünftige Nutzung der unkonventionellen Vorkommen von Erdgas zusammen und schafft so eine Ausgangsbasis für weiter gehende Überlegungen. Die nachfolgenden Ausführungen sollen hierzu beitragen, wobei konkret die Verhältnisse in Nordrhein-Westfalen im Vordergrund stehen. Die Darstellung konzentriert sich im Wesentlichen auf die geowissenschaftliche Seite der Diskussion, was aber eine Einbeziehung wirtschaftlicher, technischer und ökologischer Fragen nicht ausschließt.

In Nordrhein-Westfalen treten sehr verschiedenartige Typen von „unkonventionellen“ Erdgasvorkommen auf, über die teilweise bereits gute Kenntnisse vorliegen und die sich daher für die Erörterung der verschiedenen Aspekte der Thematik besonders eignen.

Die Landesregierung Nordrhein-Westfalen hat aufgrund der nicht hinreichend geklärten Risiken, die mit einem Einsatz von Fracking in unkonventionellen Lagerstätten verbunden sein können, bereits im Jahr 2011 in einem Erlass festgelegt, dass über Genehmigungsanträge für Erkundungs- oder Gewinnungsvorhaben nicht entschieden werden kann, sofern die Maßnahmen der Vorbereitung oder Durchführung von Fracking-Maßnahmen dienen könnten (MWEBWV 2011).

Das von der Landesregierung in Auftrag gegebene und im September 2012 vorgelegte Gutachten zur Untersuchung möglicher Umweltauswirkungen des Einsatzes der Fracking-Technologie in unkonventionellen Erdgaslagerstätten (MEINERS et al. 2012 a) hat gezeigt, dass es zu vielen Fragen noch Informations- und Wissensdefizite gibt. Es hat auch ergeben, dass an Erdgas-Erkundungs- oder -Gewinnungsbohrungen ohne Fracking-Einsatz keine weiter gehenden Anforderungen gestellt werden müssen als sie für andere Tiefbohrungen gelten, die nicht auf unkonventionelle Erdgasvorkommen zielen. Das Gutachten hat zudem erkannt, dass es zur Behebung der Informations- und Wissensdefizite auch der weiteren Erkundung der Untergrundverhältnisse im Bereich der vermuteten Vorkommen bedarf.

Die Landesregierung hat sich allerdings auch entschieden, im Landesentwicklungsplan ein Ziel aufzunehmen, nach dem die Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten ausgeschlossen ist, da hierfür der Einsatz der Fracking-Technologie erforderlich sei, bei dem erhebliche Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt nicht auszuschließen seien und die Reichweite hiermit verbundener Risiken derzeit nicht abschätzbar sei. Eine Neubewertung sei aber dann nicht ausgeschlossen, wenn sich neue Erkenntnisse hinsichtlich der Beurteilung möglicher Auswirkungen und Risiken ergeben (Staatskanzlei NRW 2015).

2 Was sind unkonventionelle Erdgaslagerstätten?

2.1 Wie entsteht Erdgas?

Erdgas besteht aus gasförmigen Kohlenwasserstoffen, ganz überwiegend aus Methan (CH_4), daneben auch aus anderen Alkanen ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) wie z. B. Ethan (C_2H_6), Propan (C_3H_8) und Butan (C_4H_{10}). Es kann auch andere Gase wie z. B. Schwefelwasserstoff, Stickstoff und Kohlendioxid enthalten.

Erdgas entsteht unter Wärmeeinwirkung bei der chemischen Umwandlung von organischem Material, das im Gestein eingeschlossen ist. Ein solcher Prozess, der als Inkohlung bezeichnet wird, ist z. B. die Umwandlung von Torf zu Steinkohle. Er beginnt mit der Tätigkeit aerober und anaerober Bakterien, die das pflanzliche Material, z. B. Cellulose oder Lignin, abbauen. Er setzt sich als chemischer Prozess fort, der einerseits von der Gebirgstemperatur abhängig ist, andererseits von der Zeitdauer, mit der die Gebirgstemperatur auf das Gestein einwirkt. Eine kurzzeitige hohe Aufheizung des Gesteins führt dabei zu einer ähnlichen „Reife“ wie eine lang anhaltende geringere Erwärmung. Als Maß der Inkohlung oder „Reife“ des Gesteins wird das Reflexionsvermögen R [%] eines bestimmten Kohlebestandteils genutzt, des Vitrinit¹, das mit zunehmender Inkohlung stärker wird. Nach einem ähnlichen Prinzip erfolgt auch die Umwandlung anderer organischer Substanzen, der Kerogene, zu Erdöl und Erdgas. Die Freisetzung von Methan erfolgt dabei aber nicht gleichmäßig während des gesamten Inkohlungsprozesses, sondern findet hauptsächlich im Inkohlungsbereich zwischen der sogenannten Gaskohle und der Magerkohle statt, d. h. im Reifegrad zwischen $R \sim 1,0$ % und $R > 2,5$ % (z. B. TISSOT & WELTE 1978) (vgl. Abb. 1). Dieses „Gasfenster“ entspricht etwa einem Temperaturbereich zwischen 100 und 200 °C, in dem die meisten gasförmigen Kohlenwasserstoffe gebildet werden (Abb. 2). Wird die Auf-

¹ Kohle setzt sich aus unterschiedlichen Bestandteilen zusammen, die als „Maceralale“ bezeichnet werden. Die Maceralgruppe „Vitrinit“ bildet sich im Wesentlichen aus den holzigen Bestandteilen der Pflanzen, während z. B. aus Blatthäuten, Harzen oder dem Material von Algen eine Gruppe von Maceralen entsteht, die „Liptinit“ genannt wird.

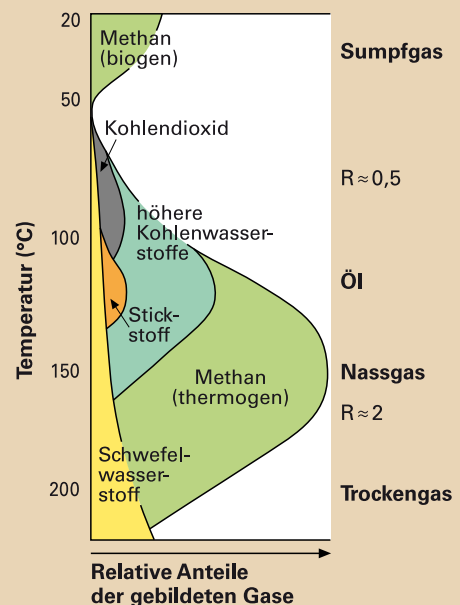
heizung des Gesteins und damit die Inkohlung noch größer, ist das Gestein „überreif“ und es findet keine Methanbildung mehr statt. Im Gegensatz zum Erdöl, das bei hohen Temperaturen instabil und abgebaut wird, bleibt das bereits gebildete Methan jedoch erhalten, sodass auch in höher inkohlten Schichten (z. B. in Anthrazit) hohe Gasgehalte möglich sind. So finden sich in der Anthrazitlagerstätte von Ibbenbüren bei Inkohlungswerten von $R \sim 4\%$ teilweise Methangehalte von $20 \text{ m}^3/\text{t}$ Kohle (STÖTTNER 2003). Auch in den extrem hoch inkohlten Flözen des Erkelenzer Reviers (Zeche Sophia Jacoba in Hückelhoven) mit Inkohlungswerten von R zum Teil $> 4\%$ waren die Gasgehalte so hoch, dass es in den 1930er-Jahren wiederholt zu Schlagwetterexplosionen gekommen ist (FARRENKOPF & PRZIGODA 1997).

Beim Inkohlungsprozess wird Methan in der Größenordnung von über $100 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{t}$ organischem Ausgangsmaterial (bzw. ca. $200 \text{ m}^3 \text{ CH}_4/\text{t}$ Kohle) gebildet. Daneben entstehen auch andere Gase, z. B. CO_2 , N_2 und höhere Kohlenwasserstoffe (TAYLOR et al. 1998). Wegen des Einflusses der Temperatur auf diesen Vorgang wird das dabei entstandene Methan auch als „thermogenes Methan“ bezeichnet. Nach THIELEMANN et al. (2004) dürften auf diesem Wege im Ruhrkohlenbecken größenordnungsmäßig rund $100\,000 \text{ km}^3$ Methan entstanden sein, von denen aber der allergrößte Teil im Laufe der Erdgeschichte abgewandert ist und in die Atmosphäre

Kohlen		Vitrinit-Reflexion R(%)	Öl- und Gasfenster	
Torf		<0,3		
Braunkohle		~0,3 bis ~0,6		
Steinkohle	Flammkohle	~0,6 bis ~0,75	Ölfenster R ~0,5 bis ~1,3	Gasfenster R ~1,0 bis >2,5
	Gasflammkohle	~0,75 bis ~1,1		
	Gaskohle	~1,1 bis ~1,3		
	Fettkohle	~1,3 bis ~1,7		
	Esskohle	~1,7 bis ~2,1		
	Magerkohle	~2,1 bis ~2,5		
	Anthrazit	>2,5		

Abb. 1
Inkohlung und Bildung von Erdöl und Erdgas

Abb. 2
Entstehung von Erdgas aus organischem Material in Abhängigkeit von der Gebirgstemperatur bzw. dem Reifegrad des Gesteins (verändert nach WHITICAR 1994)



gelangte. Dort wird es durch photochemische Prozesse in wenigen Jahren zersetzt und abgebaut. Die durchschnittliche Verweildauer von Methan in der Atmosphäre beträgt nach ALLES (2012) rund 12 Jahre. Methan gilt allerdings als Treibhausgas, dessen Auswirkungen pro Volumeneinheit etwa 25-mal stärker sind als die von Kohlendioxid (CO₂) (SOLOMON et al. 2007). Da die Menge des Methans in der Atmosphäre aber nur knapp 0,5 % der Menge des CO₂ beträgt, trägt das Methan global gesehen nur mit 2 % zum Treibhauseffekt bei (im Gegensatz zum CO₂, dessen Anteil 26 % beträgt) (SCHÖNWIESE 2008: 120).

Um wirtschaftlich relevante Gasmengen zu erzeugen, sollte der Gehalt an organischem Kohlenstoff im Gestein größer als ca. 2 % sein. Besonders günstig sind organische Komponenten der Kohle (Maceral) mit einem Wasserstoffindex-Wert HI > 250 (Kerogen Typ II nach VAN KREVELEN 1961), die zur Gruppe der sogenannten Liptinite gehören und z. B. von Algen im marinen Milieu gebildet werden. Sie können doppelt so viel Methan bilden wie Vitrinite (Kerogen Typ III), die aus holzigem Pflanzenmaterial herrühren und das vorherrschende Maceral in der Kohle bilden (JÜNTGEN & KARWEIL 1966). Da Steinkohlen aber extrem reich an organischem Kohlenstoff sind (oft > 80 %), generieren sie trotzdem sehr große Gasmengen.

Methan kann außerdem durch die Tätigkeit von Mikroorganismen entstehen, wie die sogenannten „Sumpfgase“ in moorigen Tümpeln zeigen. Auch in Gesteinen ist eine bakterielle Reduktion von CO₂ zu Methan bekannt, wobei das CO₂ aus Wasser stammt, das von der Erdoberfläche her zufließt (FREUDENBERG et al. 1996: 85). Auch können Archaeobakterien unter Sauerstoffabschluss im Gestein vorhandene organische Reste abbauen und dabei Methan erzeugen (JONES et al. 1987, DEPPENMEIER & MÜLLER 2008, THIELEMANN 2000). Dieser Vorgang findet auch heute in verschiedenen Gesteinen statt und wurde noch in bis zu 1 500 m Tiefe nachgewiesen (OLSON et al. 1981). Das bei diesen Prozessen entstehende Methan wird wegen seiner biologischen Herkunft als „biogenes Methan“ bezeichnet.

Thermogenes und biogenes Methan unterscheiden sich in ihrer Kohlenstoff-Isotopenzusammensetzung, im Verhältnis von ¹²C- zu ¹³C-Isotopen. Thermogenes Methan ist schwerer als biogenes Methan, d. h. der Anteil des Isotops ¹³C ist größer. Höhere Kohlenwasserstoffe wie Ethan, Propan etc. entstehen fast ausschließlich thermogen (THIELEMANN et al. 2001).

Die sogenannten Methanhydrate, die in bestimmten Meeresregionen und unter Permafrostbedingungen auftreten, spielen für Deutschland keine Rolle. Es handelt sich dabei um feste Methan-Eis-Strukturen, die nur bei hohem Druck (> 20 bar) und niedrigen Temperaturen (ca. 2 – 4 °C) stabil sind. Eine anorganische Bildung von Methan z. B. in Vulkanen ist ebenfalls möglich, ist aber für die deutschen Verhältnisse ebenfalls ohne Belang.

2.2 Konventionelle und unkonventionelle Erdgaslagerstätten

Der allergrößte Teil des aus der Inkohlung hervorgegangenen thermogenen Methans wandert im Lauf der Erdgeschichte aus dem „Muttergestein“, in dem es entstanden ist, ab und gelangt durch poröse Gesteinsschichten an die Erdoberfläche und in die Atmosphäre. Wird dieser Gasstrom durch undurchlässige Schichten („Barriergesteine“) behindert, kann sich das Gas in sogenannten „Gasfallen“ sammeln und bildet dort die **konventionellen Erdgaslagerstätten**. Die Gesteine, in denen sich das Erdgas sammelt, sind meist poröse Sandsteine und werden als „Speichergesteine“ bezeichnet.

Damit Erdgas wandern kann, muss das Gestein nicht nur porös sein, sondern die Poren müssen untereinander in Verbindung stehen. Neben der Porosität ist daher auch die Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins eine wichtige Kenngröße. Je größer Durchlässigkeit und Porosität eines Gesteins sind, desto leichter kann das Erdgas daraus entweichen. Das Gas in konventionellen Erdgaslagerstätten kann aufgrund der großen Porosität und Permeabilität des Gesteins in der Regel frei wandern, wird aber nach oben hin durch gering permeable Barrieregesteine am weiteren Aufstieg gehindert (Abb. 3). Wird eine konventionelle Erdgaslagerstätte angebohrt, entweicht das Gas aufgrund des dort bestehenden Überdrucks von selbst und kann bis zum Druckausgleich ohne weitere technische Hilfe gefördert werden. Danach muss der Lagerstättendruck z. B. durch Einpressen von Wasser in den Speicherhorizont künstlich erhöht werden. In NRW wurde bislang nur die Lagerstätte Ochtrup (NW-Münsterland) als konventionelle Erdgaslagerstätte wirtschaftlich genutzt (vgl. S. 47: Abb. 20).

Ein Rest des bei der Inkohlung gebildeten Methans verbleibt im „Muttergestein“ und ist dort fest gebunden. Dies ist in erster Linie druckabhängig. Ebenso kann das Muttergestein von vornherein so geringe Wegsamkeiten aufweisen, dass das dort gebildete Gas das Gestein nicht verlassen kann. In diesem Fall ist das Muttergestein zugleich auch Barriere- und Speichergestein für das Erdgas. Diese Fälle liegen häufig bei Steinkohlen, aber auch bei Tonen oder Tonsteinen vor, die reich an organischem Material sind, z. B. Schwarzschiefer. Derartige Erdgasvorkommen werden als „**unkonventionelle**“ **Erdgasvorkommen** bezeichnet. Im Einzelfall kann – auch ohne wesentliche Inkohlung der Schichten – bereits die Menge biogen gebildeten Methans in Tonen so groß sein, dass es zu erheblichen Gasgehalten kommt, die wegen ihrer Entzündlichkeit eine Gefahr beim untertägigen Tonabbau darstellen (FAHLBUSCH 1975).

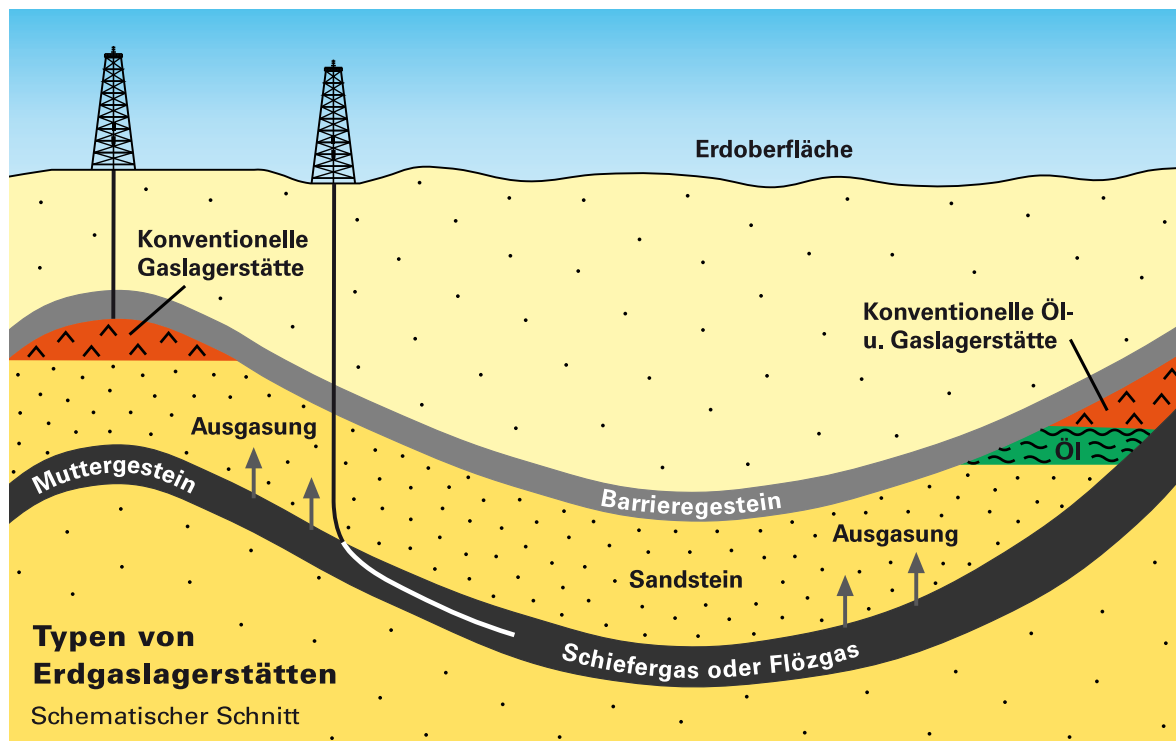


Abb. 3
Schematischer Schnitt durch konventionelle und unkonventionelle Erdgaslagerstätten-Typen
(Schiefergas oder Flözgas)

Tabelle 1
Vergleich konventioneller und unkonventioneller Erdgaslagerstätten

konventionelle Lagerstätten	unkonventionelle Lagerstätten
freies Gas ist in offenen Gesteinsporen gespeichert	Gas ist fest in Gestein gebunden (Mikroporen, Adsorption der Gasmoleküle an Partikeloberflächen)
große Durchlässigkeit (Permeabilität) des Gesteins	geringe Durchlässigkeit des Gesteins (Muttergestein = Barrieregestein = Speichergestein)
Erdgas entweicht bei Druckentlastung	Gaswegsamkeiten müssen künstlich erzeugt werden

Bei den unkonventionellen Erdgaslagerstätten besitzt das Gestein nur sehr kleine Porenräume und eine sehr geringe Durchlässigkeit, sodass das Gas nicht frei wandern kann (Tab. 1). Die Permeabilität eines Gesteins ist eine Materialeigenschaft, die in der Einheit Darcy gemessen wird ($1 \text{ D} = 9,86923 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$). Erdgasspeichergesteine mit Permeabilitäten $> \text{ca. } 0,1 \text{ mD}$ bilden die konventionellen Erdgaslagerstätten, solche mit Permeabilitäten $< \text{ca. } 0,1 \text{ mD}$ erfordern eine hydraulische Stimulation des Gesteins (z. B. durch „Fracking“)². Die Grenze zwischen „konventionellen“ und „unkonventionellen“ Erdgasvorkommen ist jedoch nicht eindeutig definiert, da es Lagerstättentypen gibt, die eine Zwischenposition einnehmen (z. B. Flözgas-Gewinnung ohne Anwendung des „Fracking“ – s. Kap. 5.3). Die Spannweite der möglichen Permeabilitäten reicht dabei über mehrere Zehnerpotenzen: „Klassische“ Erdgaslagerstätten weisen Permeabilitäten zwischen 10 und 1 000 mD auf, bei Schiefergas-Lagerstätten beträgt die Permeabilität oft nur 0,0001 mD oder weniger (KING 2012).

Nur ein geringer Teil des Gases ist als „freies“ Gas in den zum Teil extrem kleinen Poren des Gesteins oder in Klüften und anderen Hohlräumen enthalten. Die Menge dieses Porengases ist stark abhängig vom herrschenden Gebirgsdruck und dem Wassergehalt des Gesteins. Der größere Teil der Gasmoleküle ist aber durch Molekularkräfte adsorptiv an die Oberfläche der Tonminerale bzw. der Kohle gebunden. Auch diese Bindung ist stark druckabhängig. Der Gasinhalt unkonventioneller Lagerstätten ist nur gewinnbar, wenn zunächst Wegsamkeiten (Permeabilitäten) künstlich geschaffen werden können (FELL & PAPP 2010) und anschließend ein Unterdruck erzeugt wird, der größer ist als die Adsorptionskräfte, die die Methanmoleküle an die Gesteinspartikel binden.

Zu den unkonventionellen Vorkommen zählen:

- Schiefergas³ (Shale Gas): in Tonsteinen enthaltenes Methan
- Flözgas (CBM, Coal Bed Methane): Methan in Kohlenflözen
- Tight Gas: Erdgas in porösen, aber besonders undurchlässigen Gesteinen

² In der Kohlenwasserstoffindustrie wird die Grenze zwischen „konventionellen“ und „unkonventionellen“ Lagerstätten meist an der Grenze von 0,1 Millidarcy (mD) gezogen. Für Niedersachsen wurde eine Abgrenzung bei 0,6 mD getroffen, die dazu dient, die Höhe der Förderabgabe für Bohrungen in gering durchlässigen Gesteinen entsprechend den dort höheren Investitions- und Betriebsaufwendungen festzulegen (§ 14 (3) NFördAVO 2010). In Nordrhein-Westfalen gilt für die Gewinnung von Erdgas aus Steinkohle von der Erdoberfläche her und für Erdgas-Gewinnungsbohrungen mit hydraulischer Stimulation ebenfalls ein reduzierter Förderzins (FFVO §§ 10 (2), 14 (1, 3); Bezirksregierung Amsberg 1998)

³ Der Begriff „Schiefergas“ basiert auf einer unscharfen Übersetzung des englischen Begriffes „shale“. Bei den angesprochenen Gesteinen handelt es sich um Tonsteine, die keineswegs ein engständiges Parallelgefüge („Schieferung“) aufweisen müssen. Solche Gesteine würden im Englischen eher als „shist“ oder „slate“ bezeichnet.

Schiefergas- und Flözgas-Vorkommen weisen eine Reihe von grundsätzlichen Unterschieden auf, die es notwendig machen, beide getrennt zu betrachten. Die „Tight-Gas-Vorkommen“ stellen eine Zwischenform zwischen den konventionellen und den unkonventionellen Erdgaslagerstätten dar. Hier befindet sich das Gas zwar in offenen Poren des Gesteins, diese sind aber nicht miteinander verbunden, sodass die Permeabilität des Gesteins nur gering ist. Die Förderung von Erdgas aus Tight-Gas-Lagerstätten mittels Fracktechnik ist weltweit und auch in Deutschland seit ca. 50 Jahren Stand der Technik, sodass sie heute meist nicht mehr zu den „unkonventionellen“ Lagerstätten gezählt werden. In Nordrhein-Westfalen sind zurzeit keine Tight-Gas-Vorkommen bekannt; sie werden daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Schiefergas- und Flözgas-Vorkommen sind zwar schon längere Zeit bekannt, waren aber bisher technisch-wirtschaftlich nicht gewinnbar. Neue oder verbesserte Technologien führen nun dazu, dass diese Ressourcen jetzt genutzt werden können.

3 Wirtschaftliche Aspekte

Die Geowissenschaften liefern die naturwissenschaftlichen Grundlagen zu wichtigen Themen der Daseinsvorsorge wie Rohstoffsicherung und Umweltschutz. Alle ökonomischen und ökologischen Fragen einer Rohstoff- und Energiegewinnung müssen vor dem Hintergrund von örtlichen wie überregionalen geologischen Fakten diskutiert werden, da sie sonst im „luftleeren Raum“ schweben würden. Umgekehrt sind auch geowissenschaftliche Forschungsergebnisse nur im Rahmen von globalen wie regionalen ökonomischen und politischen Randbedingungen sinnvoll zu diskutieren, da sie ansonsten im wissenschaftlichen „Elfenbeinturm“ verbleiben würden. In diesem Sinne sollen hier die energiewirtschaftlichen Entwicklungen in der Welt, in Europa und in Deutschland kurz beleuchtet werden, soweit dies im Zusammenhang mit der Exploration von Erdgas aus unkonventionellen Vorkommen sinnvoll erscheint.

Nicht betrachtet werden die möglichen realwirtschaftlichen Auswirkungen, die eine Gasexploration oder -förderung für NRW erlangen könnte. Hierzu gehören Investitionen der Kohlenwasserstoffindustrie in Bohrungen und Infrastruktur und mögliche Förderabgaben im Falle einer Gasgewinnung. Letztere werden in NRW durch die Verordnung über Feldes- und Förderabgabe (FFVO; Bezirksregierung Arnsberg 1998) festgelegt. Sie betragen zurzeit 8 – 16 % eines Bemessungswertes, der sich aus dem Quotienten zwischen dem Grenzübergangswert und der Menge des importierten Erdgases in Deutschland errechnet. Die Förderabgabe für Grubengas (s. Kap. 4.3) beträgt in NRW zurzeit 0,3 ct/Nm³ Methan (Normkubikmeter; vgl. FFVO: § 11). Im Jahr 2013 wurden in NRW ca. 277 Mio. Nm³ Grubengas gefördert, woraus sich eine Förderabgabe an das Land in Höhe von ca. 8,3 Mio. € ergibt. Davon abgesehen findet zurzeit in NRW keine Erdgasförderung statt; deshalb sei beispielhaft angemerkt, dass das Land Niedersachsen aus der Förderabgabe für die dort im Jahr 2013 gewonnene Menge von ca. 10,1 km³ Erdgas Einnahmen von ca. 565,4 Mio. € erzielt hat (Nieders. Staatskanzlei 2013; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen 2014).

Die möglichen Auswirkungen einer zukünftigen Gasgewinnung auf die Entwicklung der Energiepreise lassen sich zurzeit nicht beziffern, da bislang keine Klarheit über den Umfang und die wirtschaftliche Gewinnbarkeit der vermuteten Erdgasvorkommen besteht.

3.1 Die ökonomische Bedeutung unkonventioneller Erdgasvorkommen in der Welt und in Europa

Bis vor wenigen Jahren war es allgemeiner Konsens, dass die noch verfügbaren Kohlenwasserstoffvorräte der Erde (Erdöl und Erdgas) begrenzt sind und sich in absehbarer Zukunft erschöpfen würden (vgl. z. B. RIDLEY 2011). Insbesondere wurde vielfach angenommen, dass die „Peak Oil“- bzw. „Peak Gas“-Situation erreicht wäre oder unmittelbar bevorsteht, in der die weltweite Fördermenge ihr Maximum erreicht hätte und danach den globalen Bedarf nicht mehr vollständig decken kann (z. B. Association for the Study of Peak Oil and Gas Deutschland 2007, CASTI 2012).

Tatsächlich aber hat die Erschließung von Erdölvorkommen mittels „Fracktechnik“ vornehmlich in den USA in den Jahren 2014 und 2015 zu einer völligen Veränderung der Situation auf dem globalen Erdölmarkt geführt. Die durch die technische Entwicklung extrem angestiegenen Vorrats- und Fördermengen haben zu einem raschen Verfall der Erdölpreise auf dem Weltmarkt geführt, der von ca. 115 US\$/Barrel im Juni 2014 auf unter 30 US\$ im Januar 2016 gesunken ist.

Ebenso nehmen trotz steigender Förderung (2012: 3,389 Mrd. m³) die weltweit bekannten Erdgasreserven⁴ kontinuierlich zu (Abb. 4). Dabei ist der Zuwachs der Reserven größer als der Verbrauch. Die Erdgasreserven betragen im Jahr 2014 198 Bill. m³, die geschätzten Ressourcen 858 Bill. m³ (Bundesanstalt für Geowissen-

⁴ Reserven: nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Rohstoffmengen; Ressourcen: nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig voraussichtlich gewinnbare Rohstoffmengen

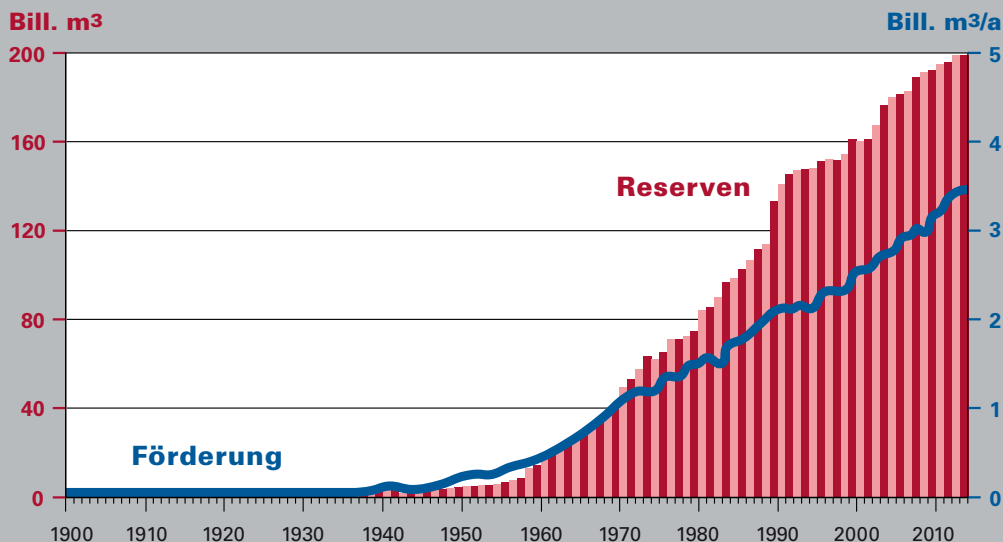


Abb. 4
Entwicklung der weltweiten Reserven und Förderung von Erdgas 1900 – 2007 (verändert nach Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2009 b: Abb. 4-4)

schaften und Rohstoffe 2015). Eine „Peak Gas“-Situation ist daher bislang nicht erkennbar. „... Danach ergibt sich für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus geologischer Sicht komfortable Situation, denn der projizierte Bedarf umfasst nur einen kleinen Teil der derzeit ausgewiesenen Rohstoffvorräte und kann alleine aus den bereits heute bekannten Reserven gedeckt werden.“ (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2014 a: 49)

Steigende Energiepreise, neue technische Entwicklungen und geänderte politische Rahmenbedingungen haben dazu geführt, dass seit den 90er-Jahren des 20. Jahrhunderts neue Kohlenwasserstofflagerstätten wirtschaftlich erschlossen werden können, deren Existenz zuvor zwar prinzipiell bekannt war, deren Ausbeutung aber unter ökonomischen Gesichtspunkten bis dahin nicht realisierbar erschien. Hierzu zählen die sogenannten unkonventionellen Erdgasvorkommen, deren Umfang sich bei zunehmender Erkundung als wesentlich größer herausstellte als zuvor angenommen wurde. Insbesondere die Förderung von Schiefergas in den USA und Kanada oder die Förderung von Kohlenflözgas in den USA und Australien haben dazu geführt, dass grundlegende Annahmen über die zukünftige Entwicklung auf den Weltenergiemärkten neu überdacht werden müssen. In den USA hat die Produktion von unkonventionellem Erdgas im Jahr 2012 die Produktionsmenge an Erdgas aus konventionellen Onshore- und Offshore-Lagerstätten übertroffen. Sie lässt eine Autarkie der USA bei der Gasversorgung in naher Zukunft erwarten.

Die Gesamtmenge des Schiefergases (ohne Flözgas) in der Welt wird von der amerikanischen Energiebehörde auf umgerechnet $204,4 \cdot 10^4 \text{ km}^3$ geschätzt (US Energy Information Administration 2003). Weltweit gesehen werden von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe technisch gewinnbare Mengen von $>170\,000 \text{ km}^3$ Schiefergas angenommen, wobei die größten Anteile auf Nord- und Südamerika entfallen (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2009 a, 2009 b). Die World Coal Association schätzte die weltweiten Ressourcen an Kohlenflözgas auf weitere $143\,000 \text{ km}^3$ ab, wovon die größten Mengen in Kanada, Russland, China, Argentinien und Australien vermutet werden (World Coal Association 2006).

Der aus dem Oberjura bis der Unterkreide stammende westsibirische Bazhenov-Shale dürfte das größte Einzelvorkommen von Schiefergas und -öl weltweit darstellen. Die voraussichtliche Gasmenge wird mit umgerechnet $53,8 \cdot 10^4 \text{ km}^3$ „Gas In Place“ bzw. $80\,000 \text{ km}^3$ technisch gewinnbarem Gas angegeben (ULMISHEK 2003, US Energy Information Administration 2003). Da Russland aber noch über ausreichende Mengen an konventionellem Erdgas verfügt, wird das Gas aus diesen Vorkommen zurzeit nicht genutzt. Im Gegensatz dazu wird die Gewinnung der „schwer ausbringbaren Ölvorräte“ mittels hydraulischer Stimulationsverfahren schon aktiv betrieben (RIA novosti 2013). Die russische Regierung unterstützt die Förderung von unkonventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen mittels „Fracking-Technologie“ z. B. durch Steuervergünstigungen für die beteiligten Unternehmen (ODRICH 2014). Außer bei der Erschließung der Schieferölvorräte wird die Fracktechnik in Russland insbesondere bei der Erschließung von Tight-Gas-Lagerstätten eingesetzt (PONGRATZ et al. 2008). Ebenso wird in China die Fracktechnik zur Erschließung von Erdgaslagerstätten eingesetzt, wobei hier interessanterweise auch aus Deutschland importierte Technik zum Einsatz kommt (bbr 2014).

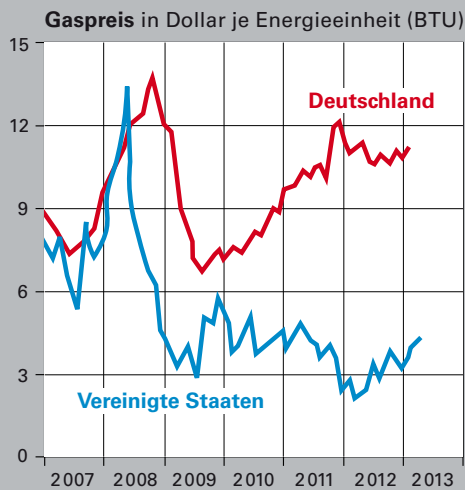


Abb. 5
Preisentwicklung für Erdgas
in den USA und Deutschland
2007 – 2013 (verändert nach
Frankfurter Allgemeine
Sonntagszeitung v. 26.05.2013)

In den USA haben die technischen Entwicklungen und das damit steigende Angebot an Gas zu einem raschen Preisrückgang für Erdgas und damit für Energie insgesamt geführt. Der Gaspreis ist von mehr als 10 \$/BTU⁵ im Jahr 2008 auf weniger als 3 \$/BTU im Jahr 2012 gesunken (Abb. 5). Dieser Preisverfall dämpfte einerseits die ausufernde Explorations- und Fördertätigkeit, führt andererseits aber zu einem deutlichen Wachstum insbesondere energieintensiver Industrien und damit zu einer wiederum steigenden Nachfrage nach Gas. Es pendelt sich ein über den Preis geregeltes neues Gleichgewicht zwischen Angebot (Exploration und Förderung) und Nachfrage ein. So stieg der Gaspreis an der Börse in New York Anfang 2014 zunächst auf ca. 5,40 \$, um danach bis Ende 2015 wieder auf Werte um 2 \$ zu sinken. Die gegenwärtigen Energiepreise in den USA betragen nur noch ca. 30 % der Energiepreise in Europa oder 20 % der Energiepreise in Asien (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2014 a, 2015). Erdgas ist wegen der erforderlichen Infrastruktur – Pipelines oder Verflüssigungsanlagen zum Transport als Flüssiggas („Liquid Petroleum Gas“ – „LPG“) – nicht ohne weiteres kurzfristig weltweit zu transportieren. Ein nennenswerter Export von amerikanischem Gas nach Europa findet daher bislang nicht statt. Mit dem Bau von Terminals für die Verschiffung bzw. Anlandung von Flüssiggas ist aber z. B. in Polen und Litauen bereits begonnen worden.

Wegen der geringen inländischen Absatzmöglichkeiten ist auch für die in Westaustralien nachgewiesenen oder vermuteten großen konventionellen wie unkonventionellen Erdgaslagerstätten die Schaffung von Transportmöglichkeiten nach Ostasien, insbesondere nach China und Japan, essenziell. Bereits heute erzeugt Australien mehr als 15 % seines elektrischen Stroms mithilfe von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten, hauptsächlich aus Kohlenflözgas.

Das Energiepreisgefälle zwischen Europa und den USA führt bereits erkennbar zu einer Abwanderung energieintensiver Industrien aus Europa in die USA (EU-Kommission 2014 a: 12). Gleiches gilt für die methanbasierte chemische Industrie. Umgekehrt vermindern die niedrigen Gaspreise in den USA die Rentabilität des dortigen Kohlenbergbaus. Verhältnismäßig preiswerte amerikanische Kohle drückt daher auf den Weltmarkt und führt, auch in Konkurrenz zur Nutzung von Erdgas, zu höheren Kohleexporten nach Europa.

Auch wenn noch große Unsicherheiten in der Abschätzung der verfügbaren Mengen bestehen, werden in Europa bedeutende Vorkommen an unkonventionellem Erdgas, sowohl Schiefergas wie Flözgas, erwartet (Abb. 6). Die technisch gewinnbaren Ressourcen innerhalb der EU werden auf $16 \cdot 10^6 \text{ km}^3$ Schiefergas und

⁵ BTU = British Thermal Unit (Energieeinheit entsprechend ca. 1055,05 J)

2 · 10⁶ km³ Flözgas geschätzt (EU-Kommission 2014 a). Diese Gasmengen würden theoretisch ausreichen, um die EU für ca. 35 Jahre vollständig mit Erdgas zu versorgen. Neben den Onshore- werden auch Offshore-Vorkommen unter der Nord- und Ostsee sowie in der Irischen See vermutet. Aktivitäten zur Erschließung von Flözgas gibt es unter anderem in Polen, Deutschland, Großbritannien, ferner in den Niederlanden, in Belgien, in der Tschechischen Republik, in Ungarn, Italien, Österreich, der Schweiz und Rumänien. Aufsuchungserlaubnisse für Schiefergas wurden bisher in Polen, Großbritannien, Deutschland, den Niederlanden, Spanien, Dänemark, Schweden, Rumänien, Portugal und Ungarn erteilt (Philippe & Partners 2011, EU-Kommission 2014 a). Seitens des EU-Parlaments fanden intensive Diskussionen der Thematik statt (z. B. ENVI 2012). Die Europäische Kommission (EU-Kommission 2014 b) hat im Januar 2014 eine Empfehlung erlassen, in der die Mitgliedsstaaten aufgefordert werden, bei der Förderung von Schiefergas bestimmte Mindeststandards in Hinblick auf Umwelt- und Klimaschutz zu gewährleisten. Dazu gehört es,

- Projekte vor auszuplanen und etwaige kumulative Wirkungen zu evaluieren, bevor Genehmigungen erteilt werden;
- Umweltauswirkungen und Umweltrisiken sorgfältig zu prüfen;
- zu gewährleisten, dass die Bohrlochintegrität den Bestpraktiken entspricht;
- die Qualität von Gewässern, Luft und Boden vor Ort zu kontrollieren, bevor die Bohrungen anlaufen, um etwaige Veränderungen feststellen und auftretende Risiken bewältigen zu können;
- Emissionen in die Luft, einschließlich Treibhausgasemissionen, durch Gasabscheidung unter Kontrolle zu halten;
- die Öffentlichkeit über die in den einzelnen Bohrlöchern verwendeten Chemikalien zu informieren und
- sicherzustellen, dass Bohrlochbetreiber während des gesamten Projekts bewährte Praktiken anwenden.



Abb. 6
Vermutete Vorkommen
von Schiefergas und
Flözgas in Europa
(verändert nach
EU-Kommission 2014 a)

Die Europäische Union fördert im Rahmen der Horizon2020-Initiative verschiedene Forschungsprojekte und -plattformen, die die Untersuchung von Potenzialen der unkonventionellen Erdgasvorkommen in Europa zum Ziel haben (SHIP 2015). Auch die möglichen Umweltauswirkungen ihrer Förderung werden untersucht. In Konsequenz dazu soll die Entwicklung innovativer Technologien der Gasförderung stimuliert werden.

Die Herangehensweise in den einzelnen europäischen Ländern ist sehr unterschiedlich: Frankreich richtet seine Energieerzeugung auch zukünftig vorrangig auf die Nutzung der Kernenergie aus und hat alle bereits begonnenen Schiefergas-Aktivitäten gesetzlich gestoppt (Gesetz No. 2011-835 vom 13. Juli 2011, MARTOR 2014). Auch Bulgarien hat die Gasgewinnung mittels „Fracking“ gesetzlich verboten. Dagegen wird in anderen osteuropäischen Staaten, insbesondere in Polen, Litauen und der Ukraine, die Erschließung der Schiefergas-Potenziale gezielt vorangetrieben. Politischer Hintergrund ist hier vor allem das Bestreben, die einseitige Abhängigkeit von russischen Erdgaslieferungen zu verringern. Die anfänglich sehr hohen Erwartungen wurden in Polen inzwischen teilweise gedämpft. Das Polnische Geologische Institut schätzt jetzt die voraussichtlich gewinnbaren Ressourcen auf 346 – 768 km³ Schiefergas (Polish Geological Institute 2012, RUTKOWSKI 2013). In Łebień in Nordpolen hat 2013 in der Bohrung LE-2H erstmals eine Testförderung von Schiefergas aus altpaläozoischen Tonsteinen begonnen; inzwischen wurden weitere Erkundungs- bzw. Förderbohrungen erfolgreich abgeteuft. Die Shale-Gas-Erkundung wird in Polen von einem intensiven Monitoring-Programm bezüglich möglicher Umweltauswirkungen oder seismischer Ereignisse im Auftrag des Umweltministeriums begleitet (Panstwowy Instytut Geologiczny 2015; Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska 2015 a, 2015 b).

In Großbritannien kam das Energy and Climate Change Committee des Unterhauses (House of Commons, Energy and Climate Change Committee 2011) zu dem Schluss, das sich aus der Abwägung zwischen den Umwelt- und Klimarisiken der Schiefergas-Förderung und ihrem Nutzen in Hinblick auf die Energieversorgungssicherheit keine Notwendigkeit für ein Explorations- oder Gewinnungsmoratorium ergibt. Es wird aber ein intensives Monitoring der Schiefergas-Explorationsaktivitäten empfohlen. Das Britische Ministerium für Energie und Klimawandel (Department of Energy and Climate Change) hat im Dezember 2013 eine Verordnung erlassen, in der die gesetzlich vorgegebenen bzw. sachlich für erforderlich gehaltenen Anforderungen an Aufsuchungs- und Gewinnungsvorhaben unkonventioneller Erdgasvorkommen in Form einer „roadmap“ beschrieben werden (Department of Energy and Climate Change 2013). In diesem Zusammenhang wurde ein Regierungsbüro für Unkonventionelle Gas- und Ölgewinnung eingerichtet (Office of Unconventional Gas and Oil, OUGO), das „die sichere, verantwortungsvolle und umweltgerechte Erschließung der unkonventionellen Reserven an Gas und Öl in UK vorantreiben“ soll. Inzwischen werden in Großbritannien die Flözgas- und Schiefergas-Potenziale intensiv exploriert. Erhebliche Schiefergas-Potenziale werden in den unterkarbonischen Bowland-Shales in Nordengland vermutet, die bis zu 5 000 m mächtig sind und bis zu 8 % organische Substanz erhalten (ANDREWS 2013, STEPHENSON 2014). Die ausgedehnten Vorkommen von Steinkohle in Großbritannien werden auf ihr Flözgas-Potenzial untersucht, wobei zum Teil schon im Testbetrieb gefördert wird (z. B. in Airth, Schottland; s. Kap. 5.3). In einer Studie der Unternehmensberatung Ernst & Young, die 2014 im Auftrag des Unternehmensverbandes UK Onshore Operations Group und des Britischen Ministeriums für Wirtschaft, Innovation und berufliche Bildung angefertigt wurde, werden die ökonomischen Auswirkungen der erwarteten Schiefergas-Förderung in Großbritannien untersucht (Ernst & Young LLP 2014). Danach wird angenommen, dass im Zeitraum 2016 – 2032 an 100 Bohrplätzen insgesamt 4 000 Bohrungen

niedergebracht werden (jeweils 10 Bohrungen mit 4 Ablenkästen; vgl. Kap. 5.1). Hierdurch werde eine Wertschöpfungskette in Gang gesetzt, die insgesamt 33 Mrd. £ (ca. 40 Mrd. €) mobilisiere und mehr als 60 000 Arbeitsplätze generiere, davon ca. 10 % direkt im Bereich der Bohr- und Fördertechnik. In den Jahren 2013 und 2014 wurden von der Britischen Umweltbehörde (Environment Agency) Studien zu den Risiken der Förderung von Schiefer-, Flöz- und Grubengas aus aktiven oder stillgelegten Bergbauen in England vorgelegt (Environment Agency 2013, 2014). Die Autoren sehen bei allen Fördervorhaben Umwelt- risiken verschiedener Art und Größe, halten sie aber sämtlich bei Einhaltung der einschlägigen Gesetze und Regelwerke und Anwendung der „best practice-Verfahren“ für beherrschbar. Das verbleibende Risiko („residual risk“) wird seitens der Umweltbehörde als gering („low“) bezeichnet.

Die Infrastruktur der Niederlande ist sehr stark auf die Nutzung von Erdgas ausgerichtet. Mehr als 90 % der Haushalte werden mit Gas versorgt, ebenso der größte Teil der Gewächshausanlagen, die einen wesent- lichen Teil der niederländischen Landwirtschaftsproduktion erzeugen. Vor dem Hintergrund einer rückläufigen einheimischen Erdgasgewinnung aus konventionellen Lagerstätten wurden die möglichen Risiken einer Exploration und Gewinnung im Auftrag des Wirtschaftsministeriums von einem Gutachterkonsortium untersucht (Witteveen+Bos 2013). Die Gutachter kommen zu dem Schluss, dass zwar Umweltrisiken z. B. in Hinblick auf induzierte Seismizität, Methanemissionen oder Grundwasserkontaminationen bestehen, diese aber bei Beachtung der in den Niederlanden geltenden rechtlichen und technischen Regelungen beherrschbar seien. Zusätzlich zu diesem Gutachten soll eine „Strukturvision mit Plan-Umweltverträglichkeitsstudie“ erstellt werden, in der auch die möglichen oberirdischen räumlichen Auswirkungen einer Schiefergas-Förderung in den Niederlanden untersucht werden. Das formale Verfahren der Umweltverträglichkeitsprüfung für die „Struktur- vision Schiefergas“ wurde im Mai 2014 mit der Vorlage eines Berichtsentwurfes eingeleitet, in dem Umfang und Detailgenauigkeit einer solchen Umweltverträglichkeitsprüfung zur Diskussion gestellt werden (Ministerie van Economische Zaken 2014). Dieses Verfahren findet mit Beteiligung der Öffentlichkeit (auch in den an die Niederlande angrenzenden deutschen und belgischen Grenzregionen) statt (Bureau Energieprojecten 2014). Auf der Basis der dann vorliegenden Gutachten sollen anschließend möglicherweise geeignete Gebiete für Testbohrungen festgelegt werden. Dabei sollen die jeweiligen Projekte standortbezogenen Umweltverträglichkeitsprüfungen und einem intensiven Monitoring in der Durchführungsphase unterworfen werden (Ministe- rie van Economische Zaken 2013, SCHAVEMAKER 2014). Im Juli 2015 beschloss die niederländische Regierung jedoch, die Exploration von Schiefergas-Lagerstätten für fünf Jahre auszusetzen. In einer Vision für die Ener- giepolitik nach 2020 soll zunächst die Rolle beleuchtet werden, die fossile Brennstoffe beim Übergang zu einer nachhaltigen Energieversorgung der Niederlande spielen können. In diesem Kontext soll die Frage beantwortet werden, ob es sinnvoll ist, die Schiefergas-Förderung weiter zu untersuchen (Briefl. Mitt. d. Niederl. Ministerium für Wirtschaft, Generaldirektion Energie, vom 28. Juli 2015).

Die makroökonomischen Auswirkungen, die eine Ausweitung der Schiefergas-Produktion in Europa insgesamt mit sich bringen könnte, wurden von WILLIAMS & SUMMERTON (2013) untersucht. Demnach wird für Europa kein extremer Preisverfall für Gas bzw. Energie wie in den USA erwartet. Je nach angenommenem Szenario des Umfangs der Schiefergas-Produktion wird aber grundsätzlich eine deutlich günstigere Preisentwicklung auf dem Energiemarkt vorhergesehen. Diese würde das Preisgefälle zu den USA dämpfen und sich insgesamt positiv auf die Wirtschaftsleistung, den Arbeitsmarkt und das Investitionsklima in Europa auswirken.

3.2 Die Energiewende – braucht Deutschland in der Zukunft Erdgas?

Ehe man sich mit den möglichen Auswirkungen einer problematisch erscheinenden Technik befasst, sollte geklärt sein, ob es für ihren Einsatz überhaupt einen Bedarf oder eine Notwendigkeit gibt. Die Energiepolitik in Deutschland verfolgt grundsätzlich zwei Ziele: erstens den vollständigen Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022 und zweitens die massive Förderung der sogenannten erneuerbaren Energien, d. h. vorrangig der Windenergie, der Wasserkraft, der Photovoltaik oder der energetischen Nutzung von Biomasse. Hierdurch soll der Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen, insbesondere von CO₂, aus der Verbrennung fossiler Energieträger weitgehend reduziert werden.

Betrachtet man den gegenwärtigen Energieverbrauch in Deutschland, so beträgt der Anteil des Erdgases am Gesamt-Energieverbrauch nach dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015) rund 21 % (s. Abb. 7).

Von den jährlich in Deutschland verbrauchten insgesamt ca. 82 Mrd. m³ Gas werden nur etwa 12 % zur Stromerzeugung genutzt. Rund 12 % des Erdgases dienen dagegen als Rohstoff in der chemischen Industrie und 31,5 % werden in der Industrie als Brennstoff für Prozesswärme eingesetzt (z. B. in der Zementindustrie); 29,5 % werden in den Privat-Haushalten zum Heizen und Kochen verwendet und 14 % in Gewerbebetrieben, z. B. Gärtnereien verbraucht (s. Abb. 8, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 2015, Verband der chemischen Industrie 2015). Andere Verwendungen, z. B. als Fahrzeug-Treibstoff, spielen bislang mengenmäßig keine große Rolle. Eine Fokussierung der Bedarfsschätzungen auf den Aspekt der Elektrizitätserzeugung würde dem tatsächlichen Verbrauch nicht gerecht (vgl. SRU 2013). Vielmehr muss auch der Aspekt der nichtenergetischen Erdgasnutzung als Chemierohstoff und der unmittelbaren Nutzung des Gases als Prozesswärme ausreichend berücksichtigt werden.

Ein Ersatz des Erdgases als Prozesswärme in der Industrie durch erneuerbare Energieträger, z. B. in Form von elektrischem Strom aus Geothermie, erscheint in absehbarer Zeit nur in begrenztem Maße realistisch. Erdgas als Chemierohstoff ist kostenmäßig praktisch ohne Alternative und könnte lediglich durch Erdöl oder Bio-Methan ersetzt werden.

Rund 50 % der Heizenergie für Gebäudeheizungen in Deutschland stammt aus Erdgas (Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie 2015). Nach NITSCH et al. (2012: 102) sollen bis 2050 massive Einsparungen im Wärmemarkt aber eine Reduktion des Gesamt-Erdgasbedarfs um 45 % bewirken. Da bei der Prozesswärmenutzung nur geringere Einsparpotenziale bestehen (NITSCH et al. 2012: 65), setzt dieses Szenario einen Ersatz der bisher zur Gebäudebeheizung eingesetzten Gasmenge durch andere Energiequellen voraus, vor allem

Abb. 7
Der deutsche Energiemix (2014)
(Gesamtenergieverbrauch incl. Mineralöl)

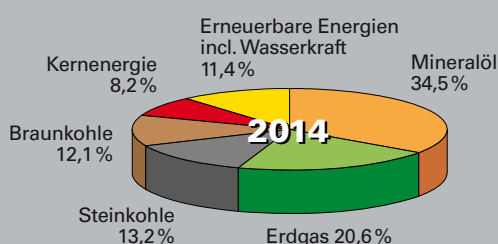
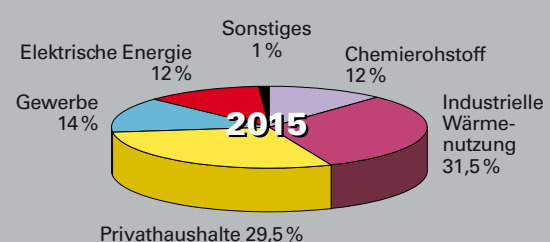


Abb. 8
Der Gasverbrauch nach Abnehmergruppen

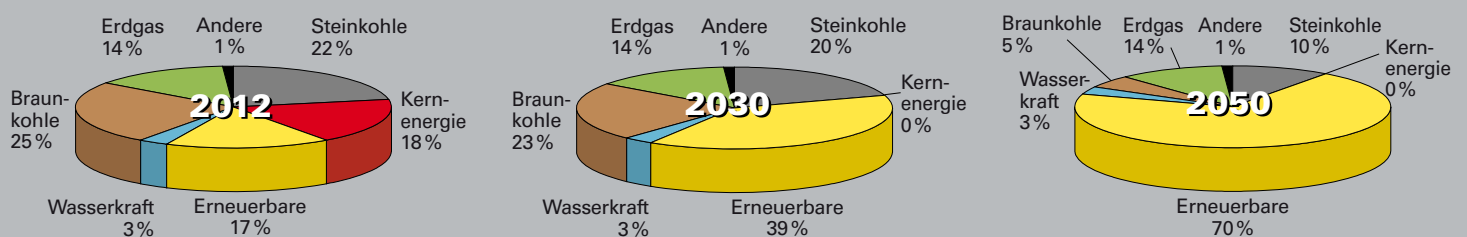


durch Geothermie. Der Einsatz regenerativer Energien bei der Gebäudeheizung spielt bisher mit ca. 4,5 % nur eine geringe Rolle (Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie 2015). Von NITSCH et al. (2012: 63) wird eine anspruchsvolle energetische Sanierung des nahezu gesamten Gebäudebestands in Deutschland als notwendig angesehen, wobei „die Effizienz der Gebäudesanierungen im Vergleich zur Vergangenheit verdreifacht werden muss“. Die Autoren halten eine solche Entwicklung aber für eher unrealistisch: „Angesichts momentan realisierter Sanierungsraten und -effizienzen sind diese Annahmen allerdings als äußerst ambitioniert anzusehen. Eine deutliche Steigerung der Sanierungsrate und -effizienz wird daher eine deutliche Verbesserung und Verstärkung des energiepolitischen Instrumentariums, insbesondere für den Gebäudebestand, erfordern. Derzeit ist allerdings kein derartiges Maßnahmenbündel abzusehen.“ (NITSCH et al. 2012: 63) Auf jeden Fall würde eine Gebäudesanierung im angestrebten Maßstab den Einsatz sehr erheblicher Mengen an Dämmstoffen bedingen. Diese werden zum großen Teil aus öl- oder gasbasierten Kunststoffen oder unter erheblichem Energieeinsatz als Stein- oder Glaswolle hergestellt. Eine Intensivierung der Gebäudedämmung führt daher kurzfristig zunächst zu einem höheren Gasbedarf.

Zu den erforderlichen Maßnahmen der Energiewende gehört auch der Ausbau der Tiefengeothermie, deren Anteil an der Gebäude-Wärmeversorgung die Autoren für das Jahr 2030 mit > 18 % abschätzen (NITSCH et al. 2012: 128). Ein entsprechender Ausbau der Tiefengeothermie wird aber zurzeit ähnlich kritisch gesehen wie die Exploration unkonventioneller Erdgasvorkommen, da auch hierbei hydraulische Stimulationsverfahren zur Anwendung kommen. Entsprechende Bohrungen fallen in NRW unter das im November 2011 durch einen gemeinsamen Erlass des Wirtschafts- und des Umweltministers (MWEBWV 2011) faktisch verfügte Moratorium für die Genehmigungsverfahren aller Bohrungen und geophysikalischen Explorationsmaßnahmen in Hinblick auf mögliche Frackanwendungen. Zwar hat der Ausbau der geothermischen Energie Bedeutung für die Einsparung von Erdgas auf dem Wärmemarkt, nach § 28 des EEG (2008) wird jedoch nur ihr Einsatz für die Erzeugung elektrischer Energie gefördert.

Zur Stromerzeugung in Deutschland trug Erdgas im Jahr 2012 mit einem Anteil von rund 14 % bei, die Braunkohle mit 25 %, die Kernenergie mit 18 % sowie Steinkohle mit 22 % und die erneuerbaren Energien mit 17 % (s. Abb. 9, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 2015). Betrachtet man nun die zukünftigen Entwicklungen auf dem Stromsektor, so soll sich der Anteil der erneuerbaren Energien inklusive der Wasserkraft nach den Prognosen z. B. des Umweltbundesamtes bis zum Jahr 2030 von 20 % auf 42 % mehr als verdoppeln (Umweltbundesamt 2014). Da aber bereits bis 2022 die Stromproduktion der Kernenergie von heute ca. 19 % wegfallen wird, reicht der prognostizierte Zuwachs der erneuerbaren Energien gerade aus, diesen Anteil zu kompensieren.

Abb. 9
Stromerzeugung nach Energieträgern für das Jahr 2012
sowie Prognosen für 2030 und 2050



Von NITSCH et al. (2012: 102) wird bis 2025 eine Zunahme des Erdgas-Anteils in der Stromerzeugung in Deutschland um gut 25 % erwartet. Allerdings werden die Gaskraftwerke in Deutschland aufgrund der derzeit kostengünstigen Importkohle und der heimischen Braunkohle bei gleichzeitig längerfristig vertraglich festgeschriebenen Lieferkosten für Erdgas zunehmend unrentabel, während die Kohleverstromung zunimmt (SRU 2013). Gefördert wird dies durch den mit dem Anwachsen der erneuerbaren Energien einhergehenden Preisverfall für CO₂-Emissionsrechte. Wegen der im Verhältnis zum Erdgas höheren Treibhausgasemissionen von Kohle, insbesondere von Braunkohle, führt dies in Deutschland trotz des zunehmenden Anteils der erneuerbaren Energien seit 2009 zu einer Stagnation oder einem steigenden Ausstoß von CO₂. Diese Entwicklung konterkariert somit die Klimaschutzziele der Energiewende (Umweltbundesamt 2014).

Im Jahr 2018 fällt die heimische Steinkohle als Energieträger in Deutschland weg und muss vollständig durch Importkohle ersetzt werden. Ab 2035 wird die Braunkohleproduktion in Deutschland wegen der Erschöpfung der genehmigten Tagebaue deutlich zurückgehen und 2045 maximal noch knapp 30 % der heutigen Förderung betragen (vgl. auch Landesregierung NRW 2015: 6). Ansonsten bleibt nach dem heutigen Kenntnisstand nur Erdgas als langfristige fossile Energiequelle für die Stromerzeugung von Bedeutung. Selbst wenn es gelingt, wie es in den langfristigen Prognosen vorhergesehen wird (z. B. NITSCH et al. 2012), den Anteil der erneuerbaren Energien auf 70 – 80 % im Jahr 2050 zu steigern, verbleibt eine Versorgungslücke von minimal 20 %, die weiterhin durch fossile Energieträger gedeckt werden muss.

WILLIAMS & SUMMERTON (2013) erwarten in ihrer europaweiten Prognose für das Jahr 2050 einen Anteil des Erdgases an der Stromerzeugung von ca. 20 – 30 %, bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von ca. 60 % und einem verbleibenden Anteil der Kernenergie von ca. 20 %.

NITSCH et al. (2012: 102) gehen in ihrer Betrachtung zwar von einem Rückgang des Gesamt-Energieverbrauchs um 50 % bis 2050 aus, der relative Anteil des Erdgases an der Energieerzeugung bleibt praktisch aber konstant (Abb. 10).

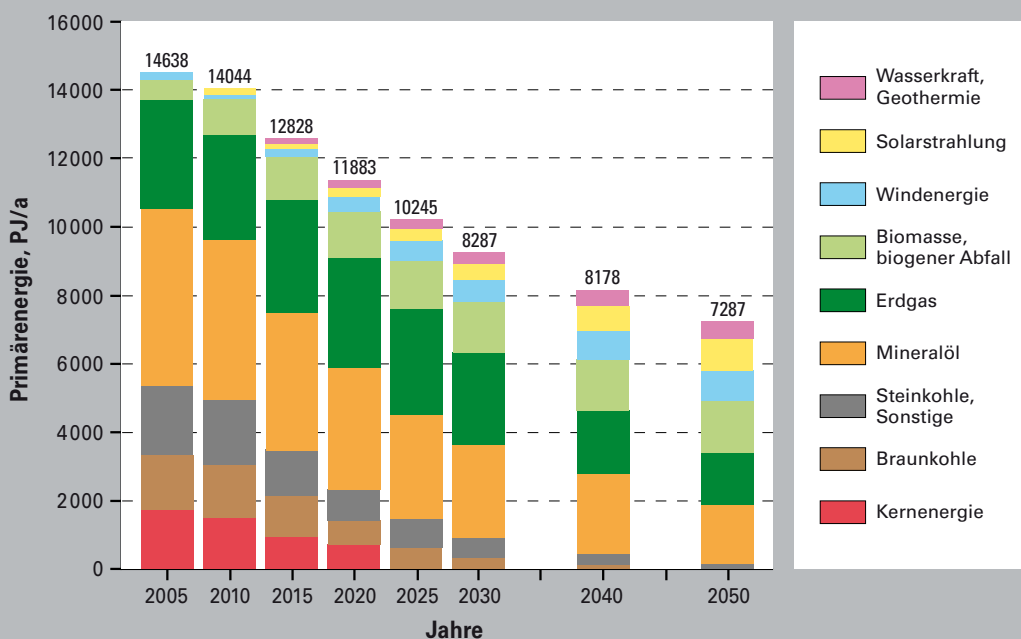


Abb. 10
Prognose zur
Energieerzeugung
in Deutschland
bis 2050
(nach NITSCH et al.
2012: 102)

[PJ = Petajoule = 10¹⁵ Joule]

Von allen fossilen Energieträgern ist die Verbrennung von Erdgas am wenigsten umweltschädlich. So beträgt der CO₂-Ausstoß bei der Verbrennung von Erdgas nur ca. 55 % der Menge an Kohlendioxid, die bei der Verbrennung von Kohle zur Erzeugung der gleichen Energiemenge entsteht. „Erdgas ist der fossile Energieträger mit den mit Abstand geringsten Treibhausgasemissionen. Die verstärkte Nutzung von Erdgas ist eine im Rahmen einer Klimaschutzstrategie verfügbare Option zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Sie ist daher eine sinnvolle und notwendige Ergänzung einer klimapolitischen Kernstrategie, die auf die erheblich effizientere Nutzung aller Energieträger und auf den Umstieg auf erneuerbare Energien zielt.“ (Wuppertal Institut 2005)

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass der Bedarf an Erdgas in Deutschland als Chemierohstoff und Wärmequelle, aber auch zur Stromerzeugung unter den heute absehbaren Bedingungen für zumindest etliche Jahrzehnte erhalten bleiben wird. Unterschiedliche Ansichten bestehen darüber, ob die Versorgung mit dem benötigten Gas ausschließlich über Importe sichergestellt werden soll (SRU 2013), oder ob eine zumindest teilweise Deckung des Bedarfs aus eigenen Quellen zur Sicherstellung der Versorgung und als Preisregulativ wünschenswert ist. Zurzeit kann Deutschland ca. 10 % seines Erdgasbedarfs aus eigenen Quellen decken, das sind entsprechend knapp 9 Mrd. m³/a Erdgas. Der Rest wird vorrangig aus Russland (ca. 37 %), Norwegen (21 %), den Niederlanden (26 %) und anderen Ländern gedeckt (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 2015). Die Niederlande werden wegen teilweiser Erschöpfung der Lagerstätten und steigendem Eigenbedarf ihre Exporte nach 2020 voraussichtlich erheblich drosseln und ab 2025 vom Netto-Exporteur zum Netto-Importeur werden (Ministerie van Economische Zaken 2011). Diese Entwicklung könnte sich allerdings ändern, wenn in den Niederlanden eine Schiefergas-Exploration erfolgreich sein sollte und eine Gewinnung aufgenommen würde.

Da sich die in Deutschland bekannten konventionellen Erdgasreserven auf ca. 150 Mrd. m³ belaufen, werden sie bei gleichbleibender Nutzung nur für 12 – 13 Jahre reichen. Unter diesem Gesichtspunkt stellt die Suche nach alternativen Lieferquellen und die Erkundung heimischer Energierohstoffe als Ergänzung zu den Gasimporten eine wichtige Maßnahme der Daseinsvorsorge dar (WREDE 2013). Es sollte geprüft werden, ob derartige Rohstoffe überhaupt vorhanden sind, ob sie technisch-wirtschaftlich nutzbar sind und ob sie umweltverträglich gewonnen werden können. Dabei müssen auch die Umweltbedingungen, unter denen das Erdgas in Drittländern gefördert wird, der Transportaufwand sowie Leitungsverluste bei Langstreckentransporten berücksichtigt werden. Von der Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH werden allein die Leitungsverluste des von Russland nach Deutschland führenden Pipelinesystems auf 6 460 m³ je km und Jahr beziffert (Wuppertal Institut 2005). Nach DEDIKOV et al. (1999) und Pacific Northwest National Laboratory (2001) betragen allein die in die Atmosphäre entweichenden Gasverluste des russischen Gasproduktions- und Transportsystems ca. $5,3 - 5,4 \cdot 10^9$ m³/a. Das ist rund 1 % der in Russland geförderten Gasmenge. Im Vergleich sind es 6,4 % des in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgases.

Eine in Deutschland verbrauchernah und unter hohen Umweltstandards durchgeführte Erdgasförderung würde sich zweifellos positiv auf die Ökobilanz der Erdgasnutzung auswirken, vergleicht man sie mit den negativen Auswirkungen langer Transportwege von den Lagerstätten am Kaspischen Meer oder in Sibirien und den geringen Umweltstandards in diesen Förderregionen. Vorrang muss in diesen Betrachtungen jedoch immer haben, dass eine Erdgasgewinnung nur dann gestattet werden könnte, wenn mögliche Auswirkungen und Risiken hinreichend geklärt und der Schutz von Mensch und Umwelt umfassend sichergestellt wären.

Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass Rohstoffprognosen über Zeiträume von mehr als 30 Jahren grundsätzlich mit hohen Unsicherheiten behaftet sind. Eine Zukunftsprognose über die Energieversorgung Europas 2013 aus dem Jahr 1973 – sie wäre noch vor der ersten Ölkrise erstellt worden – hätte zweifellos das Schwergewicht auf Kernenergie und einheimische Kohle zur Stromerzeugung sowie auf Erdöl gelegt. Geht man gedanklich noch einmal weitere 40 Jahre zurück in das Jahr 1933 und wiederholt das Gedankenexperiment, so wird klar, auf welchem unsicherem Fundament derartige Prognosen stehen.

Es ist daher festzustellen, dass Prognosen über die Verfügbarkeit von Rohstoffen meist nur für Zeiträume von weniger als 30 Jahren verlässlich sind, zumal es für die Rohstoffunternehmen kaum Anreize gibt, Investitionen in Explorationsmaßnahmen für eine fernere Zukunft zu tätigen (REMPE 2010). Darüber hinausgehende Rohstoffprognosen haben sich bislang fast immer als zu konservativ erwiesen. Prominentestes Beispiel hierfür ist die bekannte Studie des Club of Rome zu den „Grenzen des Wachstums“ (MEADOWS et al. 1972). Der Zuwachs an neu entdeckten Vorkommen und vor allem die Bedeutung von Innovationen und Fortentwicklungen der Technik, die genau dann einsetzen, wenn die herkömmlichen Methoden zur Rohstoffgewinnung nicht mehr ausreichen, werden unterschätzt. Ein solcher Technologiesprung war die großtechnische Entwicklung der Offshore-Bohrtechnik als Reaktion auf die politisch begründeten Ölkrise der 1970er-Jahre und ist jetzt erneut bei der Entwicklung der Verfahren zur Erschließung der unkonventionellen Erdöl- und Erdgasvorkommen zu beobachten. Die vorrangige Nutzung kulturbestimmender Rohstoffe wie z. B. Feuerstein, Bronze und Eisen ist in der Geschichte nicht deshalb von der Nutzung anderer Rohstoffe abgelöst worden, weil sie knapp wurden, sondern weil der Fortschritt der Technik die Nutzung anderer, besserer oder billigerer Materialien möglich machte. So endete die Steinzeit nicht, weil es keine geeigneten Steine mehr gab, sondern weil die Menschen die Technik der Metallverarbeitung entdeckten und so qualitativ bessere Werkzeuge herstellen konnten. Obwohl Eisenerz in praktisch unbegrenzten Mengen zur Verfügung steht, sind viele Metallprodukte in der 2. Hälfte des 20. Jahrhunderts durch öl- oder gasbasierte Kunststoffe ersetzt worden, die leichter, besser formbar und billiger in der Herstellung sind.

Seit einigen Jahrzehnten spielt insbesondere in Europa auch der Gesichtspunkt der Umweltverträglichkeit bei der Bewertung von Rohstoffen und ihrer Verarbeitung eine zunehmende und heute zentrale Rolle. Erst wenn es gelingt, wirtschaftlich attraktive und ökologisch vorteilhafte Energiequellen wie z. B. Wasserstoff zu erschließen und marktfähig zu machen oder die noch bestehenden grundsätzlichen Probleme der erneuerbaren Energieerzeugung, vor allem die Speicherfrage, zu marktfähigen Kosten zu lösen, wird es zu einer verstärkten Abkehr von den bis dahin noch benötigten fossilen Energieträgern kommen.

4 Unkonventionelle Erdgasvorkommen in NRW

4.1 Übersicht

Wirtschaftlich relevante Schiefergas-Mengen kommen in Deutschland nach dem heutigen Kenntnisstand im Wesentlichen in 7 Gesteinstypen vor, von denen 3 auch in Nordrhein-Westfalen verbreitet sind (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2012, 2016) (Abb. 11):

- unterkarbonische Tonsteine (vor allem die sogenannten Hangenden Alaunschiefer) vorwiegend im Norddeutschen Becken und im Untergrund des Münsterlandes
- Posidonienschiefer des Juras vorwiegend in Niedersachsen und Süddeutschland
- die als „Wealden“ bekannten Tonsteine der Bückeberg-Gruppe, Unterkreide, in Teilbereichen des Norddeutschen Beckens



a)



b)



c)

Abb. 11

Verbreitung der

a) Hangenden Alaunschiefer (Unterkarbon),

b) Posidonienschiefer (Jura),

c) Wealden-Tonsteine (Unterkreide)

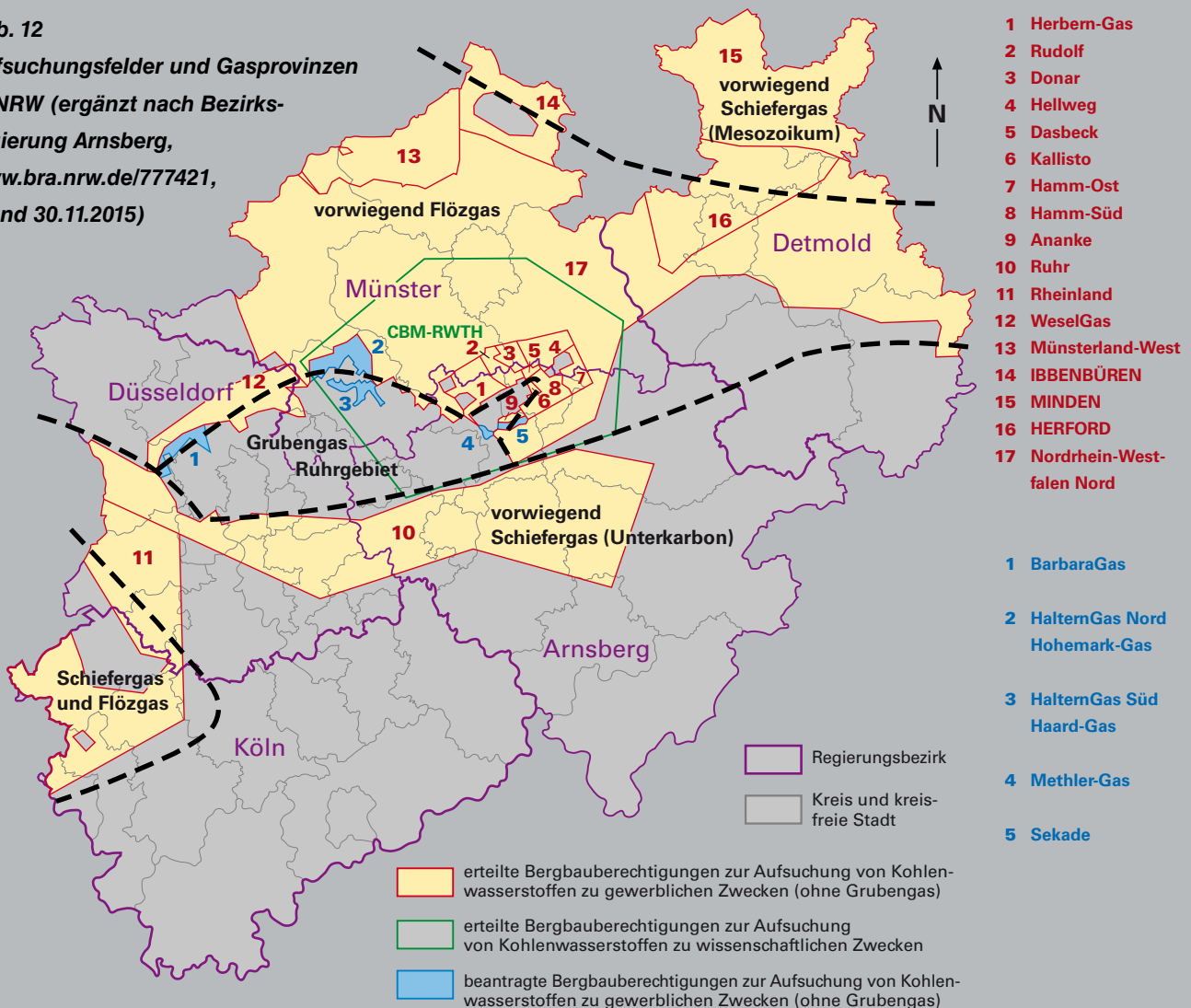
rot: Bereiche wahrscheinlich nutzbarer Gasführung (aus Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016)

Die Verbreitung dieser Gesteine in Nordrhein-Westfalen ist sehr unterschiedlich:

- Die gasführenden Tonsteine aus dem Erdmittelalter (Mesozoikum), d. h. die Tonsteine des Juras (Lias, „Posidonienschiefer“) und der Unterkreide (Bückeberg-Gruppe, „Wealden-Tonsteine“) treten am Nordrand des Münsterlandes, im Bereich des Osnabrücker Berglandes und im nördlichen Vorland des Weser- und Wiehengebirges auf.
- Eine Gasführung in den Hangenden Alaunschiefern des Unterkarbons wird im Untergrund des Münsterlandes und auch im nördlichen Rheinischen Schiefergebirge vermutet. Auch weitere Gesteinseinheiten des Unterkarbons könnten gasführend sein (s. S. 34: Tab. 2).
- Im nördlichen Ruhrgebiet, im Münsterland und am Niederrhein tritt außerdem Gas in den Kohlenflözen aus der Oberkarbon-Zeit auf, die dort unter jüngeren Deckschichten liegen. Es handelt sich hierbei um Flözgas („CBM“).

Seit 2007 wurden von der Bergbehörde in NRW rund 20 Aufsuchungserlaubnisse auf den Bodenschatz Kohlenwasserstoffe im Bereich vermuteter Flöz- oder Schiefergas-Vorkommen neu vergeben. Einige Felder wurden mittlerweile aufgegeben, einige sind noch beantragt (Abb. 12; vgl. GRIGO et al. 2011). Eine jeweils aktuelle Karte dieser Erlaubnisfelder findet sich auf der Homepage der Bergverwaltung (Bezirksregierung Arnsberg 2015). Bei der Erteilung der Aufsuchungserlaubnisse nach den Regelungen des Bundesberggesetzes wird nicht zwischen den verschiedenen Typen von Erdgaslagerstätten unterschieden (konventionelle oder unkonventionelle Vorkommen; Schiefergas oder Flözgas).

Abb. 12
Aufsuchungsfelder und Gasprovinzen
in NRW (ergänzt nach Bezirks-
regierung Arnsberg,
www.bra.nrw.de/777421,
Stand 30.11.2015)



4.2 Schiefergas (Shale Gas)

Schiefergas tritt in Tonsteinen mit einem hohen Gehalt an organischem Kohlenstoff (vorzugsweise des Kerogens Typ II) auf, der im Lauf der Erdgeschichte eine hinreichend große Aufheizung erfahren hat, um die Gasbildung anzuregen. Der Inkohlungsgrad des Gesteins ist daher neben dem Gehalt an organischem Kohlenstoff und der Maceralzusammensetzung ein wichtiger Parameter für das Vorhandensein relevanter Gasvorkommen (vgl. Kap. 2.1). Das in Schiefergesteinen gespeicherte Methan befindet sich in Kleinstporen des Gesteins mit Größen im Nanometer-Bereich [10^{-6} mm]. Es ist aufgrund molekularer Kräfte an die Oberfläche von bestimmten Tonmineralen adsorptiv gebunden. Die mineralogische Zusammensetzung der Tonsteine ist aus diesem Grund, aber auch, weil sie in hohem Maße die Rissbildung bei der Stimulation der Gesteine bestimmt, eine weitere wichtige Lagerstätteeneigenschaft. Die Mindest-Schichtmächtigkeit, die für eine wirtschaftlich nutzbare Schiefergas-Lagerstätte gefordert wird, liegt bei ca. 20 m. Die Tiefenlage der gasführenden Schichten sollte etwa im Bereich zwischen 1000 und 5000 m liegen, da einerseits für die Gasförderung ein Mindestgebirgsdruck erforderlich ist, andererseits aber die Bohrkosten aus wirtschaftlichen Gründen begrenzt bleiben müssen (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2012).

Die **mesozoischen Schiefergas-Vorkommen** wurden in NRW bisher nur von einer modernen Explorationsbohrung erschlossen, der Bohrung Oppenwehe 1 (2008) bei Stemwede im Kreis Minden-Lübbecke. Sie hat Wealden-Tonsteine (Bückeberg-Gruppe) in mehr als 800 m Tiefe und den Posidonienschiefer in mehr als 2 500 m Tiefe aufgeschlossen. Die Hauptverbreitung der potenziell gasführenden Wealden-Tonsteine und des Posidonienschiefers liegt aber außerhalb von Nordrhein-Westfalen im Niedersächsischen Becken, wo weitere Explorationsbohrungen niedergebracht und erste Frackversuche durchgeführt wurden. Die Vorkommen reichen im Wiehengebirgsvorland und am Nordrand des Münsterlandes mit nur geringen Flächenanteilen nach Nordrhein-Westfalen (s. S. 29: Abb. 11).

Im Wealden-Becken treten dicht neben- und übereinander marine und lakustrin-terrestrische Ablagerungen auf, was rasche Wechsel in der Gesteinsausbildung („Fazies“) zur Folge hat (BERNER 2011). Generell lässt sich feststellen, dass im nördlichen Osnabrücker und Weserbergland für diese verhältnismäßig jungen Gesteine ein hoher Inkohlungsgrad erreicht wird. So beschreiben DEUTLOFF et al. (1980: 339) für den Wealden in der Bohrung Ellerborg Z1 bei Espelkamp eine Vitrinitreflexion von $R = 2,97$. Dieses Gebiet liegt im Bereich einer Wärmeanomalie, in der die Schichten deutlich höher inkohlt sind als in der Umgebung. Diese Anomalie wurde früher als Aufheizung durch Magmenkörper im tieferen Untergrund gedeutet, dem sogenannten Bramscher Massiv und dem Massiv von Vlotho (z. B. STADLER & TEICHMÜLLER 1971). Heute werden allerdings andere Ursachen als wahrscheinlicher diskutiert (z. B. SENGLAUB et al. 2006). Die Schichtmächtigkeiten der Wealden-Tonsteine betragen mehrere 100 m, aber nur einzelne Horizonte davon sind stark gasführend. Die Gesteine sind sehr dicht und praktisch wasserfrei. Im Gestein müssen daher künstliche Wegsamkeiten für das Gas geschaffen werden. Ein relativ hoher Gehalt an wasserempfindlichen Tonmineralen kann zu Problemen bei der künstlichen Rissbildung im Gestein führen.

Der tiefer gelegene Posidonienschiefer des Lias enthält erhebliche Anteile an Kohlenwasserstoffen (bis 15 % C_{org} -Gehalt) und ist ein wichtiges Erdölmuttergestein. Bei Werther i. Westf. (Kr. Gütersloh) wurde er im 19. Jahrhundert in einem kleinen Tagebau zur Gewinnung von Schwelöl abgebaut (Geol. Dienst NRW 2003: 60). Die Inkohlung des deutlich tiefer liegenden Posidonienschiefers ist wegen der dementsprechend höheren Aufheizung noch stärker als die der Wealden-Tonsteine. Bei Anwendung des Diagramms von BARTENSTEIN et al. (1971: Abb. 4), das die mit der Tiefe zunehmende Inkohlung für den Bereich des Bramscher Massivs darstellt, ist zumindest örtlich bereits eine „Überreife“ des Gesteins zu erwarten, d. h. die Inkohlung reicht höher als das „Gasfenster“. Ansonsten dürfte im nordrhein-westfälischen Anteil des Niedersächsischen Beckens die Inkohlung generell in nördliche bis östliche Richtung abnehmen (DROZDZEWSKI et al. 2009).

Über die vermuteten **paläozoischen Schiefergas-Vorkommen** in NRW ist bislang nur sehr wenig bekannt. Die Hangenden und Liegenden Alaunschiefer des Unterkarbons treten zwar am Nordrand des Rheinischen Schiefergebirges an die Erdoberfläche, sind hier jedoch verwittert und entgast. Es gibt nur sehr wenige, meist ältere Bohrungen im Münsterland und dem Niederrheingebiet, in denen diese Schichten in frischem Zustand aufgeschlossen wurden. Die Bohrungen dienten aber anderen Zwecken und wurden meist nicht in Hinblick auf eine mögliche Gasführung und die dafür bestimmenden Parameter untersucht. Die Tiefenlage der beiden Alaunschiefer-Horizonte reicht von der Erdoberfläche im Sauerland bis in 1,5 – 3,5 km Tiefe im östlichen und deutlich mehr als 5 km Tiefe im nördlichen Münsterland. Aus den wenigen bisher vorliegenden Informationen lässt sich abschätzen, dass der Gehalt an organischem Kohlenstoff im Gestein zwischen < 2 und > 7 %, im Schnitt etwa bei 5 %, liegen dürfte. Teilweise ist der Gehalt an organischem Kohlenstoff so hoch, dass das Gestein unter dem Einfluss wärmeerzeugender chemischer Reaktionen, z. B. der Pyritoxidation, zur Selbstentzündung neigt (Abb. 13). Die Alaunschiefer wurden unter marinen Bedingungen abgelagert und sind daher reich an Liptinit. Der Inkohlungsgrad der an der Erdoberfläche aufgeschlossenen Alaunschiefer lässt sich auf Werte zwischen ca. 1,3 und deutlich mehr als 4 % R im nordöstlichen Sauerland bestimmen (z. B. WOLF 1968, 1984; OESTERREICH 2006). Nach neueren Untersuchungen (JÄGER & PIECHA 2015) könnte die Inkohlung der Unterkarbon-Schichten im Sauer- und südlichen Münsterland aber geringer einzuschätzen sein, als bisher angenommen wurde. Sie enthalten danach im Sediment einen erheblichen Anteil an bereits höher inkohltem, aufgearbeitetem, allochthonem organischem Material, das zusammen mit dem geringer inkohlten, autochthonen organischen Material der Schichten einen zu hohen Inkohlungswert vortäuscht.

Abb. 13

Brennende Halde aus Alaunschiefer in einem Steinbruch im Sauerland



UFFMANN & LITCKE (2013) bzw. UFFMANN et al. (2014) erstellten für das Münsterland ein 3-D-Modell, das die Versenkungs- und Hebungsgeschichte der Gesteine seit ihrer Ablagerung und die dabei wirksamen Temperatureinflüsse beschreibt. Hieraus lässt sich die Reife der Gesteine sowie die Menge der aus dem vorhandenen organischen Material generierten Gase bestimmen. Danach dürfte der Inkohlungsgrad der Hangenden Alaunschiefer im Untergrund des Münsterlandes in weiten Teilen über 4 % R liegen, d. h., dass das Gestein „überreif“ ist und dort kein Methan mehr gebildet wird. In den Potenzialabschätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe für Schiefergas in Deutschland (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2012, 2016) werden die gasführenden Tonsteine nur bis zu einem Inkohlungsgrad von $R = 3,5$ berücksichtigt. Im Gegensatz zu Erdöl ist aber bereits früher im Verlauf der Versenkung gebildetes Methan temperaturstabil und könnte noch bei Temperaturen von über 300 °C und Tiefen von mehr als 10 km vorhanden sein. Die weltweit tiefsten Erdgas-Explorationsbohrungen sind tiefer als 9 000 m (WHITICAR 1994: 265). Immerhin zeigten die Methan-Messungen in der Spülung der Bohrung Münsterland 1 (1962) bei Billerbeck ihre höchsten Werte mit ca. 7 Vol.-% am Top des Hangenden Alaunschiefers, der dort in 5415 m Tiefe erreicht wurde (RIECHWIEN et al. 1963: Taf. 4). Es ist daher nicht auszuschließen, dass auch im tieferen Untergrund des Münsterlandes, trotz der hohen Inkohlung, noch nennenswerte Gasmengen vorhanden sind. Auf die hohe Gasführung der Kohlen in den Anthrazitlagerstätten in NRW wurde bereits hingewiesen.

Der Gasgehalt der Tonsteine ist nicht nur von der Menge des ursprünglich vorhandenen Gehalts an organischem Material und der Menge des daraus gebildeten Gases abhängig. Vielmehr bestimmen die Barriere-Eigenschaften des Gesteins und der überlagernden Schichten sowie das Verhältnis zwischen dem adsorptiv gebundenen und dem „freien“, im Porenraum befindlichen Methan die Menge des verbliebenen Gases. Wie die Inkohlung ist auch das Adsorptionsvermögen temperaturabhängig und ändert sich je nach Versenkung oder Hebung der Gesteine im Laufe der Erdgeschichte. Unter Berücksichtigung dieser Faktoren schätzen UFFMANN et al. (2014) die Gasgehalte des Hangenden Alaunschiefers im Münsterland auf Werte zwischen 0,59 und 0,79 m³/t. Da einige Einflussgrößen in Ermangelung von Aufschluss- bzw. Bohrdaten nur geschätzt werden können, sind diese Zahlen aber mit Unsicherheiten behaftet.

Der verhältnismäßig hohe Gehalt des Gesteins an Pyrit (Eisensulfid) könnte ferner ein Indiz dafür sein, dass in der Vergangenheit eine durch Mikroben ausgelöste Reaktion von Methan mit Sulfat-Ionen (nach der Formel $\text{CH}_4 + [\text{SO}_4]^{2-} \rightarrow [\text{HS}]^- + [\text{HCO}_3]^- + \text{H}_2\text{O}$) stattgefunden hat. Das könnte zu einer Verminderung oder dem Abbau des Methangehalts im Sediment geführt haben (BASEN 2009). Der durchschnittliche Pyritgehalt des Hangenden Alaunschiefers ist nach den Untersuchungen von UFFMANN et al. (2012) aber geringer als der in den bedeutenden Schiefergas-Lagerstätten Barnett-Shale oder Marcellus-Shale in den USA.

UFFMANN et al. (2012) vergleichen die an der Erdoberfläche aufgeschlossenen Hangenden Alaunschiefer im Raum Arnberg und ihre Äquivalente in der Chokier-Formation der Nordardennen bezüglich ihres Gehalts an organischem Kohlenstoff, der Vitritreflexion, der mineralogischen Zusammensetzung und der Schichtdicke mit erfolgreich produzierenden Schiefergas-Lagerstätten in den USA. Auch wenn nicht alle Parameter im optimalen Bereich liegen, erfüllen die Hangenden Alaunschiefer aber nach den bisher vorliegenden Daten die Mindestanforderungen, die an einen wirtschaftlich gewinnbaren Schiefergas-Horizont gestellt werden müssen.

Tabelle 2
Potenziell gasführende Gesteine des Unterkarbons

Geologische Formationen	Organik-Typ	C _{org} -Gehalt
Hangende Alaunschiefer	Kerogen Typ II (algendominiert)	<2 bis >8 %
Kulm-Grauwacken	Kerogen Typ III (landpflanzendominiert)	<0,5 bis >2 %
Kulm-Tonschiefer	Kerogen Typ II (algendominiert)	0,5 bis 5 %
Kieselige Übergangsschichten	Kerogen Typ I-II (algendominiert)	<0,5 bis 12 %
Kulm-Kieselkalke	Kerogen Typ I-II (algendominiert)	0,5 bis 12 %
Kulm-Kieselschiefer	Kerogen Typ I-II (algendominiert)	<0,5 bis 12 %
Lydite und Liegende Alaunschiefer	Kerogen Typ I (algendominiert)	<0,5 bis 12 %

■ potenzielle Muttergesteine des Unterkarbons im Rheinischen Schiefergebirge und Harz

Kerogen Typ III: terrestrisch
 Kerogen Typ II: marin
 Kerogen Typ I: Ölschiefer-Typ (sapropelitisch)
 [nach GERLING et al. (1999); ergänzt]

In Anbetracht der bislang sehr schlechten Datenlage haben die Explorationstätigkeiten auf diesem Gebiet noch den Charakter von Vorerkundungen zur Abschätzung des Ressourcenpotenzials. Wichtigste Maßnahme zur Verbesserung der Datenlage wäre die Gewinnung von frischem, unverwittertem Gesteinsmaterial, um daran die relevanten Gesteinsparameter bestimmen zu können.

Grundsätzlich bergen auch die unter den Hangenden Alaunschiefern liegenden Unterkarbon-Gesteine ein Gas-Potenzial, wie vom Hessischen Landesamt für Umwelt und Geologie (2013) unter Bezug auf GERLING et al. (1999) festgestellt wird. Diese Daten lassen sich in NRW wahrscheinlich zumindest auf das östliche Sauerland übertragen (Tab. 2). Im nordwestlichen Sauerland sind die Schichten allerdings stärker kalkig ausgebildet und daher weniger reich an organischer Substanz (Abb. 14).

Abb. 14

Abfolge von Unterkarbon-Gesteinen im Steinbruch Becke-Oese bei Hemer: Hangende Alaunschiefer (dunkel am oberen Steinbruchrand), darunter Kulm-Plattenkalke mit Tonstein-Zwischenlagen



Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe hat im Jahr 2012 erstmals eine grobe Mengenabschätzung für die Schiefergas-Vorkommen in Deutschland vorgelegt (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2012), die bis zum Jahr 2016 weiter differenziert wurde (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016).

Danach wurden bei konservativer Abschätzung das Gesamt-Schiefergas-Potenzial (GIP = Gas In Place) für alle Vorkommen in Deutschland Werte zwischen ca. 3 600 und 15 900 km³ Gas im Tiefenbereich zwischen 500 und 5 000 m berechnet, mit einem Wahrscheinlichkeitsmittelwert (Medianwert) von 7 700 km³. Davon werden die nach heutigem technologischem Stand förderbaren Mengen je nach Randbedingungen auf 320 – 2 030 km³ (im Mittel ca. 940 km³) Schiefergas beziffert. Gegenüber der ersten vorläufigen Abschätzung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe im Jahr 2012, bei der dieser Wert mit 700 – 2 300 km³ angegeben war, hat sich das Ressourcen-Potenzial leicht verringert. Gemessen an den weltweit zurzeit auf ca. 170 000 km³ abgeschätzten Schiefergas-Ressourcen ist dies ein relativ bescheidener Anteil. Im weltweiten Ländervergleich steht Deutschland mit dieser Zahl nach dem aktuellen Kenntnisstand an 27. Stelle (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016: 92). Die Größenordnung der voraussichtlich gewinnbaren Schiefergas-Vorkommen übersteigt allerdings deutlich Deutschlands konventionelle Erdgasreserven und -ressourcen von rund 90 bzw. 110 km³ (inklusive Tight Gas) um etwa eine Zehnerpotenz. Bezogen auf die gegenwärtige heimische Förderung von weniger als 10 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr würden sie eine Versorgungssicherheit auf dem heutigen Niveau für rund 100 Jahre sicherstellen.

Die Frage einer tatsächlichen Gewinnbarkeit hängt neben der technischen Machbarkeit aber vor allem von vorhandenen Raumwiderständen und der Sicherstellung der Umweltverträglichkeit ab.

Über die Gasinhalte der Hangenden Alaunschiefer in NRW lassen sich aufgrund der unzureichenden Datennlage zurzeit keine quantitativen Aussagen machen. Einschränkende Faktoren wie die möglichen Auswirkungen sehr hoher Inkohlung oder von Sulfatreaktionen im Gestein sowie die vor allem im Münsterland große Tiefenlage von potenziell gasführenden Gesteinshorizonten geben Anlass zu eher vorsichtigen Einschätzungen. Auch die intensive Tektonik, die in einem Teil der Alaunschiefer-Vorkommen anzunehmen ist, könnte sich negativ auf eine mögliche Förderung auswirken. Ebenso sind über die Gaspotenziale der nordrhein-westfälischen Wealden-Tonsteine und des Posidonienschiefers zurzeit keine belastbaren quantitativen Aussagen möglich.

4.3 Flözgas („CBM“)

4.3.1 Historie

Das Ziel der Flözgas-Exploration in Deutschland sind die Steinkohlenflöze in den Schichten des Oberkarbons. Sie treten hauptsächlich in Nordrhein-Westfalen und im Saarland auf und wurden oder werden hier bergmännisch genutzt. Weiter nördlich, im Norddeutschen Becken Niedersachsens, liegen die flözführenden Schichten zu tief, um als Flözgas-Lagerstätte infrage zu kommen. Ein Teil des dort entstandenen Gases ist aber in benachbarten Sandsteinen gebunden, die als konventionelle oder „Tight-Gas“-Lagerstätten genutzt werden (s. Kap. 2.2). Die Flözgas-Potenziale der übrigen Kohlebecken in Deutschland (z. B. im Zwickauer Revier) dürften keine nennenswerte Rolle spielen, da die Kohlen dort weitgehend abgebaut und die Restmengen nur sehr begrenzt sind.

Über die nordrhein-westfälischen und saarländischen Flözgas-Vorkommen liegen wesentlich bessere Informationen als über die Schiefergas-Vorkommen vor. In der Nomenklatur wird unterschieden zwischen Flözgas (Coal Bed Methane „CBM“⁶) als Gas in unverritzten Flözen und Grubengas (Mine Gas), das in den Stollen und Hohlräumen aktiver oder stillgelegter Bergwerke auftritt.

Der Gasinhalt der Kohle ist dem Bergbau seit alters bekannt und war als „Schlagende Wetter“ sehr gefürchtet. Hintergrund ist, dass ein Methan-Luft-Gemisch mit Methangehalten zwischen 5 und 14 Vol.-% CH₄ hochentzündlich und explosiv ist. Durch den Abbau wird die Kohle mechanisch aufgelockert und das darin befindliche Methan freigesetzt.

Solange sich der Steinkohlenbergbau nahe der Erdoberfläche bewegte, wurden nur Flöze abgebaut, die bereits auf natürlichem Wege entgast waren. Erst beim Übergang zum Tiefbau und beim Abbau unter dem abdichtenden Deckgebirge traten im 19. Jahrhundert die ersten Schlagwetterexplosionen auf. Die Katastrophe auf der Zeche Radbod in Hamm im Jahr 1908, bei der 349 Bergleute ihr Leben verloren, führte dann zu energischen Gegenmaßnahmen. Das sind unter anderem das Verbot von offenem Geleucht untertage, eine systematische Ausschaltung von Zündquellen und elektrischer Funkenbildung sowie eine verbesserte Bewetterung der Grubenbaue, die das Entstehen von zündfähigen Methan-Luft-Gemischen verhindern sollten. Trotzdem ließen sich Schlagwetterexplosionen im deutschen Steinkohlenbergbau bis in die letzten Jahrzehnte hinein nicht völlig vermeiden. Die Unglücke auf der Schachtanlage Grimberg 3/4 in Bergkamen im Jahr 1946 mit über 400 Toten und auf dem Bergwerk Luisenthal im Saarland im Jahr 1962 mit fast 300 Opfern erreichten bzw. überstiegen in ihren Auswirkungen durchaus noch das Ausmaß der Radbod-Katastrophe.

Diese Unglücksfälle führten zu einer wissenschaftlichen Bearbeitung der Methanföhrung in der Kohle unter zunächst vorrangig sicherheitstechnischen Aspekten. Daraus hat sich als wichtige vorbeugende Strategie zur Bekämpfung der Schlagwettergefahr die Absaugung des Gases aus der Kohle und dem Nebengestein entwickelt. Das dabei abgesaugte Gas und das im Wetterstrom der aktiven Steinkohlen-Bergwerke enthaltene Grubengas wird schon seit Jahrzehnten – im Ruhrgebiet seit den 1950er-Jahren, im Saarland bereits seit 1908 – energetisch genutzt, z. B. für Kesselheizungen. Die dabei anfallenden Gasmengen waren bzw. sind erheblich: Im Jahr 1978 betrug der Methananfall bei der Gasabsaugung im Ruhrgebiet ca. 3 500 Mio. m³ (NOACK & MUECKE 1980).

Neben der Explosionsgefahr durch Zündung birgt das unter hohem Druck stehende Methan in der Kohle auch die Gefahr unkontrollierter Gasausbrüche. Werden beim Abbau Bereiche mit hohem, unter Druck stehendem Methangehalt angeschnitten, kommt es durch die damit verbundene Gesteinsauflockerung mitunter zu heftigen Auswürfen von großen Mengen an Gas, Kohle und Gestein, die eine unmittelbare Gefahr für die vor Ort arbeitenden Bergleute darstellen (Abb. 15). KÖWING (1981) unterscheidet verschiedene Typen von Gasausbrüchen. In der Regel sind für das Entstehen von Gas-Kohle-Ausbrüchen desorbierbare Gasinhalte von mehr als 9 m³/t Kohle erforderlich. Besondere tektonische Bedingungen und Gesteinseigenschaften können die Ausbruchgefahr beeinflussen. Zur näheren Erforschung dieser Phänomene wurde beim Steinkohlenbergbauverein in Essen ein Arbeitskreis „Ausgasung und Gasausbrüche“ (später AK „Gasausbruchsverhütung“) eingerichtet. Kohlenflöze mit erheblichen Gasinhalten müssen in den Bergwerken vor dem Abbau z. B. durch gezielte Bohrungen in den Kohlestoß entspannt und entgast werden (Landesoberbergamt NRW 1996).

⁶ in Australien als Coal Seam Methane „CSM“ bezeichnet



Abb. 15
Durch Gas-Kohlen-
Ausbruch zerstörter
Streckenausbau
(aus KÖWING et al. 1991)

Im Saarland wurden die Steinkohlenflöze vor dem Abbau teilweise auch mittels übertägiger Bohrungen vorentgast, um die Schlagwettergefahr zu mindern. Dabei kam auch die Fracktechnik zum Einsatz, durch die erfolgreich erhebliche Gasmengen gewonnen werden konnten (s. Kap. 5.2; KALTWANG 1995, DEMUTH & MÜLLER 1983).

Durch den Steinkohlenabbau im Untergrund kommt es zu Auflockerungserscheinungen im darüber liegenden Deckgebirge. Unter bestimmten Bedingungen können hierdurch Wegsamkeiten für das freigesetzte Grubengas bis zur Erdoberfläche entstehen, sodass es zu Methanaustritten an der Erdoberfläche oder im oberflächennahen Untergrund kommen kann. Durch Methanansammlungen z. B. in Kellern kann es wegen der leichten Entzündlichkeit von Methan-Luft-Gemischen zu Sicherheitsproblemen kommen. Diese Problematik wurde ausführlich z. B. von HOLLMANN et al. (1978) und HOLLMANN & SCHÖNE-WARNFELD (1982) erörtert. Aufgrund des Deckgebirgsaufbaus treten derartige bergbauinduzierte Methanaustritte nur im nordöstlichen Teil des Ruhrgebietes auf. Die Autoren weisen darauf hin, dass es im nordöstlichen Vorfeld des Ruhrbergbaus, d. h. außerhalb des Einwirkungsbereiches des Abbaus, auch von Natur aus zu Ausgasungen an der Erdoberfläche kommt (vgl. Kap. 6.5).

Im Ruhrgebiet werden heute an rund 45 Lokaltäten dezentrale Blockheizkraftwerke betrieben, die Grubengas, das aus Bohrungen in alte Grubenbaue oder aus stillgelegten Schächten gefördert wird, zur Erzeugung von Elektrizität nutzen (Abb. 16) (JUCH & BOCK 2005, SCHLÜTER & KAMINSKI 2006). Damit steht Deutschland (nach China) weltweit an zweiter Stelle bei der Nutzung von Grubengas (KARACAN et al. 2011). Im Jahr 2009 wurden rund 450 Mio. m³ gefördert. Mit der wirtschaftlichen Nutzung wird der unkontrollierte Austritt von Methangas an der Erdoberfläche und in die Atmosphäre verhindert: Methan gilt als klimaschädliches Treibhausgas – in einem um den Faktor 25 stärkeren Maße als Kohlendioxid. Daher ist die ökonomische Nutzung des ansonsten frei in die Atmosphäre entweichenden Grubengases ein Beitrag zum Klimaschutz und wird nach dem Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG 2008) gefördert (EnergieAgentur.NRW 2009).

Abb. 16
Beispiel einer Grubengas-Gewinnungsanlage, ehem. Zeche Ewald in Herten



Von THIELEMANN et al. (2004) wurde überraschenderweise festgestellt, dass ein Teil des geförderten Grubengases keine thermische, sondern eine biogene Isotopensignatur trägt. Das heißt, dieses Gas ist möglicherweise erst rezent durch Tätigkeit von Organismen in den Grubenbauen des Steinkohlenbergbaus entstanden und könnte sich bei günstigen Bildungsbedingungen zumindest partiell regenerieren.

Bei Explorationsbohrungen auf Steinkohle im Münsterland, dem nördlichen Vorfeld des Ruhrbergbaus, kam es vor allem in den 1920er-Jahren immer wieder zu teilweise spektakulären Gasausbrüchen (z. B. WEGNER 1924, SCHMIDT 1931). Einige der Gasausbrüche waren so stark, dass die Bohrtürme zerstört wurden oder durch Entzündung des Gases abbrannten. Die meisten Gasausbrüche waren nur kurzzeitig. In einigen Fällen wurden die Gasaustritte aber auch gefasst und lieferten teilweise über Jahre und Jahrzehnte hinweg nutzbares Gas (s. Kap. 5.3). Bemerkenswert ist, dass die Gasaustritte oft in den Schichten des kreidezeitlichen Deckgebirges und nicht im flözführenden Karbon erfolgten, worauf in Kapitel 6.5 noch eingegangen wird. Die Gasfunde und das sporadische Auftreten von Erdölspuren und Asphaltvorkommen im Münsterland (Geologie im Münsterland 1995) führten zu Vergleichen von Ruhrkarbon und Münsterland als seinem Vorland mit den Appalachen und ihrem Vorland in den USA. Diese Überlegungen stimulierten dann in den 1930er-Jahren im Rahmen des „Reichsbohrprogramms“ eine Exploration auf Erdöl im Untergrund des Münsterlandes (DEILMANN & HELLER 1963). Es erschien nicht unwahrscheinlich, dass sich im Münsterland unterhalb der kohleführenden Schichten unterkarbonische oder devonische Ablagerungen befänden, die als Erdölmuttergesteine infrage kommen könnten, z. B. die Horizonte der Hangenden oder Liegenden Alaunschiefer. In diesem Rahmen wurden zwischen 1934 und 1938 durch den belgischen Bohrunternehmer VINGERHOETS insgesamt 6 Bohrungen niedergebracht, die bis zu 2 363 m tief waren. Wirtschaftlich nutzbare Öl- oder Gasvorkommen wurden aber nicht angetroffen. Um schließlich die Frage nach der Herkunft der Kohlenwasserstoffe im Münsterland weiter zu klären und um Erkenntnisse über den Unterbau des Münsterländer Beckens zu gewinnen, wurde 1961/1962 mit Geldern des Landes NRW und der Erdölindustrie die fast 6 000 m tiefe Forschungsbohrung Münsterland 1 niedergebracht. Sie erschloss die gesamte Schichtenfolge bis in das Mitteldevon. In der Bohrung wurden zwar in verschiedenen Horizonten Gasanzeichen und Ölspuren, aber letztlich keine wirtschaftlich nutzbaren Kohlenwasserstoffvorkommen angetroffen (Geologisches Landesamt NRW 1963).

Mit dem Erfolg der Flözgas-Exploration in den USA in den 1980er-Jahren – vor allem im Black Warrior Basin/Alabama und im San Juan Basin/New Mexico – richtete sich der Blick der Kohlenwasserstoffindustrie auch auf die europäischen Kohlenbecken. Im Jahr 1994 fand in Cardiff (Wales) eine erste wissenschaftliche Konferenz zum Thema „Coal Bed Methane and Coal Geology“ – auch mit Beteiligung des damaligen Geologischen Landesamtes NRW – statt (GAYER & HARRIS 1996, JUCH 1996). Seitdem wird die Thematik in Deutschland und besonders in NRW auch von verschiedenen Hochschulen und Forschungseinrichtungen permanent weiter verfolgt (vgl. z. B. PREUSSE et al. 2013). In einem 2006 vom Geologischen Dienst NRW und der Energieagentur Nordrhein-Westfalen ins Leben gerufenen Arbeitskreis „Geowissenschaftliche Fragen der Methan-Vorkommen in NRW“ wird regelmäßig über Forschungsergebnisse und wirtschaftliche Aktivitäten auf dem Gebiet der Flöz- und Grubengas-Erkundung berichtet und diskutiert. Die Protokolle und Vorträge der Sitzungen sind im Internet verfügbar (www.energieagentur.nrw.de/themen/protokolle-grubengas-6565.asp).

Im Münsterland wurde die weitere Exploration in den 1990er-Jahren von einem Konsortium der Firmen Conoco Mineralöl GmbH, Ruhrgas AG und Ruhrkohle AG betrieben. Zuvor musste dazu eine grundsätzliche bergrechtliche Frage geklärt werden: Ist das in der Kohle gebundene Gas ein Bestandteil der Kohle und steht seine Gewinnung von daher dem Inhaber der Bergbaurechte auf Kohle zu, oder handelt es sich um einen separaten „bergfreien“ Bodenschatz, für dessen Aufsuchung und mögliche Gewinnung eigene bergrechtliche Verfahren nach dem Bundesberggesetz durchzuführen sind? Diese Frage wurde zugunsten der zweiten Ansicht entschieden. Im Rahmen des dann durchgeführten Aufsuchungsprogramms wurden nach geophysikalischen Voruntersuchungen (SCHÜTZ et al. 1994) unter anderem die beiden Bohrungen „Rieth 1“ bei Drensteinfurt, Endteufe 1 736 m, und „Natarp 1“ bei Warendorf-Hoetmar, Endteufe 1 969 m, bis in die Schichten des Oberkarbons niedergebracht. In der Bohrung Natarp 1 wurden 1995 zwei Frackversuche in Tiefen zwischen 1 840 und 1 947 m und 1 800 und 1 896 m durchgeführt. Die Bohrung war eine Vertikalbohrung, d. h. sie war nicht in das (bzw. die) Zielflöz(e) hinein abgelenkt worden (vgl. Kap. 5.1). Die wirtschaftlichen Ergebnisse dieser Frackversuche waren unbefriedigend, und das Explorationsvorhaben wurde daher vorzeitig abgebrochen. Die wissenschaftlichen Ergebnisse dieser Explorationskampagne wurden von FREUDENBERG et al. (1996) veröffentlicht.

Schon in den Jahren 1967/1968 wurden im Saarland die Bohrungen Klarenthal 4 und 5 bis 610 m Tiefe abgeteuft. Sie sollten das dort liegende Flöz 1 der Oberen Sulzbach-Schichten (Ob. Westfalium C) vor dem Abbau entgasen, um die Schlagwettergefahr für den Bergbau zu vermindern. Der Gasfluss wurde durch insgesamt 8 Fracks angeregt und das Gas (ca. 1 m³/min aus dem unverritzten Flöz, bis 14 m³/min nach dem Strebdurchgang, mit Gehalten von 90 – 95 % CH₄) über 7 Jahre abgesaugt. Nach den grundsätzlich positiven Erfahrungen mit diesen Bohrungen wurde die 1991 niedergebrachte Bohrung Hohlenstein 1 nunmehr gezielt zur Gasgewinnung ausgebaut. Mithilfe von 350 m³ Frackmittel (davon 90 t Sand als Stützmittel) wurde auch diese Bohrung erfolgreich gefrackt. Technische Probleme mit den Pumpvorrichtungen führten dann aber zur Aufgabe dieser Bohrung (KALTWANG 1995: 666). In den Jahren 1997 und 1999 wurden im Saarland zwei weitere Flözgas-Bohrungen niedergebracht: die Bohrungen Aspenhübel und Weiher 1 (THIELEMANN 2002). Die Bohrung Weiher 1 erbrachte zunächst 1 900 m³ Gas am Tag. Die Förderrate sank dann aber rasch auf 250 m³/d ab, sodass die Förderung im Jahr 2000 als unwirtschaftlich eingestellt wurde (FRICK 2004).

4.3.2 Eigenschaften der Vorkommen

Für eine künftige Flözgas-Exploration sind in NRW nicht die ehemaligen Bergbauzonen im Ruhrgebiet und im Aachener Revier, sondern die noch unverritzten Lagerstättenteile im Münsterland, am Niederrhein und in der Umgebung des Ibbenbürener Steinkohlenreviers relevant. In den Bergbauzonen sind erhebliche Kohlemengen bereits abgebaut, und das Gestein ist im engeren Abbaubereich aufgelockert und daher bereits weitgehend entgast. Eine Nutzung der dabei freigewordenen Gasinhalte als Grubengas aus den offenen Grubenräumen des Bergbaus findet, wie zuvor beschrieben, bereits heute statt. Zusätzlich wären in den Bergbaugebieten bohrtechnische Schwierigkeiten zu erwarten, z. B. durch Verluste der Bohrspülung in Gebirgshohlräume, die zu erheblichen Mehrkosten führen würden. Grundsätzlich ist eine Flözgas-Gewinnung in tiefliegenden, steinkohleführenden Schichten unter der ehemaligen Bergbauzone aber nicht ausgeschlossen und wird z. B. in Schottland bereits praktiziert (vgl. Kap. 5.3).

Die Mächtigkeit der Kohlenflöze in den nordrhein-westfälischen Vorkommen reicht von Zentimetern bis zu wenigen Metern. Sie unterscheidet sich also deutlich von der Mächtigkeit der Zielhorizonte der Schiefergas-Exploration. Die flözführenden Schichten liegen in den genannten Explorationsräumen zwischen ca. 1 000 und mehr als 4 000 m unter der Erdoberfläche. Im Verhältnis zu Tonsteinen ist der Gehalt an organischer Substanz in der Steinkohle mit 80 bis > 90 % extrem hoch. Kohle ist deswegen ein wichtiger Gaslieferant, obwohl sie vorwiegend aus Vitriniten aufgebaut wird, die bei der Inkohlung nur ca. 50 % der Gasmenge von Liptiniten abgeben, der in den marinen Tonsteinen vorherrschenden Maceralgruppe.

Nach ESTERLE et al. (2006) und ESTERLE (2011) sind für eine Flözgas-Gewinnung generell folgende Faktoren bestimmend:

- Mächtigkeit der Kohlenflöze
- Gasinhalt ($\text{m}^3 \text{CH}_4/\text{t Kohle}$)
- Zusammensetzung des Gases
- Adsorptionsvermögen und Gassättigung der Kohle
- Permeabilität der Kohle

Das Adsorptionsvermögen der Kohle hängt stark von ihrer lithologischen Zusammensetzung ab, insbesondere dem Gehalt an mineralischen Verunreinigungen. Steinkohle hat ein wesentlich besseres Adsorptionsvermögen als Minerale und besitzt deutlich höhere Porositäten und Kluftvolumina als Tonsteine. Zu unterscheiden sind die Kluftporosität bzw. das Kluftvolumen, durch die die Gasdurchlässigkeit (Permeabilität) bestimmt wird, und die Matrixporosität. Bei der Matrixporosität handelt es sich um extrem kleine Poren, deren Größenordnung im Bereich von 20 – 500 Å [$1 \text{ Å} = 10^{-7} \text{ mm}$] liegt. Diese Poren weisen aufgrund ihrer Form und ihrer großen Zahl aber sehr große innere Oberflächen von 40 – 180 $\text{m}^2/\text{g Kohle}$ auf, an denen sich die Methanmoleküle adsorptiv anlagern (SCHÜTZ et al. 1994, MOORE 2012).

Das Adsorptionsvermögen ist druck- und temperaturabhängig. Es wird durch die sogenannte Langmuir-Isotherme beschrieben. Diese Formel gibt an, wie viele Gasmoleküle in einer monomolekularen Schicht bei bestimmten Druck- und Temperaturverhältnissen von einer bestimmten Menge Kohle gebunden werden können. Die Gassättigung ist das Verhältnis zwischen der Gasmenge, die entsprechend der Langmuir-Isotherme bei einem bestimmten Druck und einer bestimmten Temperatur von der Kohle theoretisch adsorbiert werden kann, und der tatsächlich vorhandenen Menge an Gas. Adsorptionsvermögen und Gassättigung nehmen wegen ihrer Temperatur- und Druckabhängigkeit generell mit der Tiefe zu. Sie können aber wegen zahlreicher weiterer Randbedingungen, z. B. dem Inkohlungsgrad, der petrographischen Zusammensetzung der Kohle oder der tektonischen Position, bei gleicher Tiefenlage regional stark schwanken.

Die Klüftigkeit der Kohle ist maßgeblich für ihre Permeabilität (CLARKSON & BUSTIN 1997) und wird vorrangig von den tektonischen Stressverhältnissen verursacht, denen die Kohle im Laufe der Erdgeschichte ausgesetzt war. Ferner ist sie abhängig vom Inkohlungsgrad – stärker inkohlte Kohlen sind „härter“ und „spröder“ – und der Zusammensetzung der Kohle, insbesondere ihrem Vitrinitgehalt.

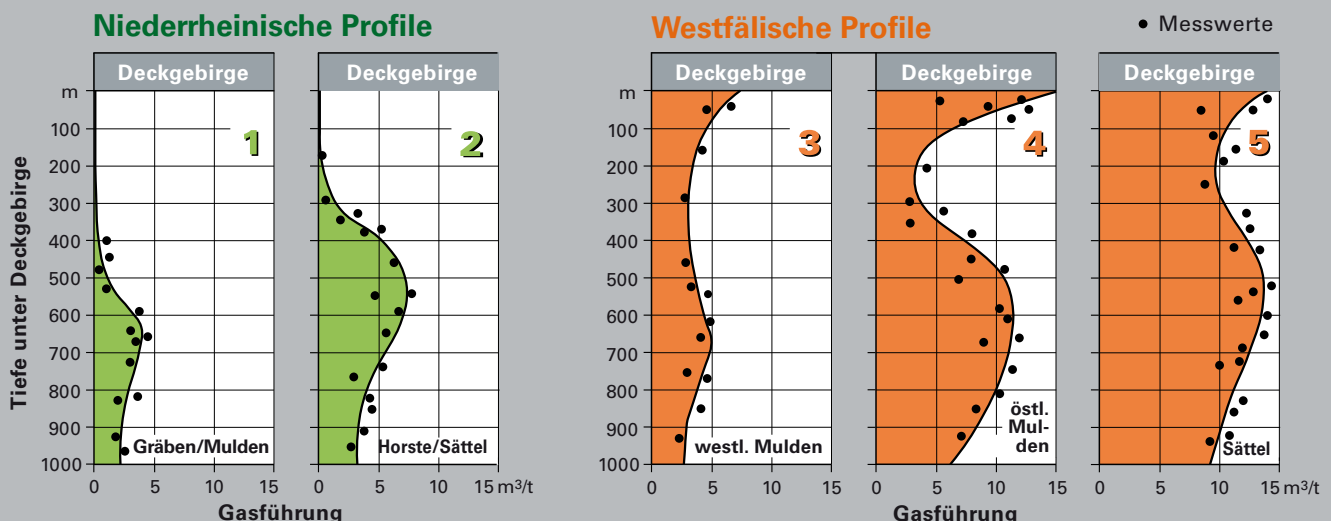
In den nordrhein-westfälischen Lagerstätten ist die Verteilung des Gases in der Kohle regional und zur Tiefe hin sehr unterschiedlich. Für die Bergbauzone gaben bereits die Grubengas- und Inkohlungskarten 1 : 25 000 der Westfälischen Berggewerkschaftskasse (PATTEISKY 1952 – 1955) einen ersten Überblick. Die Gasverteilung hängt stark von der Inkohlungs-Entwicklung im Laufe der Erdgeschichte ab. Auch spielen die tektonische Position der kohleführenden Schichten, z. B. in einem Sattel oder einer Mulde, die Tiefenlage in Bezug zur Deckgebirgsbasis und andere Faktoren eine Rolle, die zum Teil noch nicht vollständig bekannt sind (z. B. KARFFANKE 1985, HINDERFELD et al. 1990, FREUDENBERG et al. 1996, KUNZ 1999, GASCHNITZ 2001).

Der größte Teil der Kohlenflöze des Ruhrkarbons befindet sich von der Inkohlung her im Bereich des „Gasfensters“ (vgl. S. 13: Abb. 1), ein kleinerer Teil befindet sich erst im Stadium der „Flamm-“ bzw. „Gasflammkohlen“ und hat deshalb nur einen Teil der möglichen Gasmengen generiert (UFFMANN & LITKE 2013).

Nach GASCHNITZ (2001) lassen sich in Hinblick auf die Gasführung etwas vereinfachend fünf Profiltypen unterscheiden, die sich regional in „Niederrheinische Profile“ und „Westfälische Profile“ zusammenfassen lassen und dann von der jeweiligen tektonischen Position abhängig sind (Abb. 17). In den „Niederrheinischen Profilen“ liegt unter der Deckgebirgsbasis zunächst ein gasarmer bis gasfreier Abschnitt von 100 – 650 m Mächtigkeit, ehe eine wirtschaftlich relevante Gasführung einsetzt. In den „Westfälischen Profilen“ finden sich dagegen bereits unmittelbar unter der Deckgebirgsbasis hohe Gasinhalte, die sich zur Tiefe hin zunächst vermindern, um dann im Bereich von ca. 500 m unter der Deckgebirgsbasis wieder deutlich anzusteigen. In sehr großen Tiefen nehmen die Gasinhalte generell ab.

In der flächenhaften Betrachtung folgen die Linien gleichen Gasinhalts etwa den großen, SW – NE streichenden Faltenstrukturen. Besonders im westlichen Ruhrgebiet ist eine Abnahme der Gasführung in den Flözen bei Annäherung an die großen Quer- und Diagonalstörungen des Gebirges zu beobachten. Durch die vorwiegend postvariszischen Bewegungen an diesen Störungen (WREDE 1992) kam es offenbar zur Auflockerung des Gebirges und damit zur Schaffung zusätzlicher Permeabilitäten, durch die Gas in offene Klufräume innerhalb der Störungszonen abwandern konnte (KUNZ 1999). Generell sind die Störungen im kretazischen Deckgebirge dichter als die Störungszonen im Karbon, zeigen aber bereichsweise auch erhöhte Durchlässigkeiten (RUDOLPH et al. 2008, 2009).

Abb. 17
Gasverteilung in unterschiedlichen Positionen des Ruhrkarbons (nach GASCHNITZ 2001)



Wenn Störungen zum Hangenden hin abgedichtet sind, können sich dort lokal stärkere Gasansammlungen befinden. So kam es bei Brunnen- oder Geothermiebohrungen wiederholt zu kurzfristigen Gasausbrüchen, wenn sie zufällig unbekannte Störungszonen angetroffen haben (z. B. WEGNER 1924, SCHMIDT 1931, KUKUK 1938, Soester Anzeiger 1981). Dabei zeigt die Erfahrung, dass schon eine Mergel-Überdeckung von wenigen Metern oder Zehnermetern ausreichen kann, um einen gasdichten Abschluss eines Klufthohlraums zu bewirken. Auch in den Strontianitgängen, die den Schichten des Campaniums im zentralen Münsterland aufsitzen, traten verbreitet Methanansammlungen auf und schufen Probleme für den dort im 19. und Anfang des 20. Jahrhunderts umgehenden Bergbau (DÖLLING & JUCH 2009). Auf die Problematik der Gasvorkommen im kretazischen Deckgebirge des Münsterlandes wird in Kapitel 6.5 noch einmal eingegangen.

Zur Freisetzung oder Desorption des Methans müssen die in den Poren herrschenden Adsorptionskräfte überwunden werden. Die Ermittlung der Grenzdrücke bzw. -temperaturen, unter denen die Kohle ihren Gasinhalt wieder abgibt (desorbiert), ist eine wichtige Voraussetzung zur Planung einer Flözgas-Gewinnung (HALLIBURTON 2008). Dabei ist zu beobachten, dass sich die Grenzdrücke der einzelnen Gaskomponenten Methan, Ethan, Kohlendioxid bzw. Stickstoff unterscheiden und sich daher die Zusammensetzung des gewonnenen Gases durch Druckänderungen im Verlauf der Förderung verändern kann (GASCHNITZ et al. 2000). Durch künstliche Auflockerung oder Entwässerung des Gebirges sinkt der Porendruck im Gestein, sodass schließlich der Grenzdruck unterschritten wird und die Desorption des Gases einsetzt.

Im Gegensatz zu Tonsteinen, die bei ungünstiger mineralogischer Zusammensetzung bei Wasserzutritt zu einem plastischen Verhalten neigen, reagiert Steinkohle auf mechanische Beanspruchung spröde. In der Konsequenz erfordert die Gewinnung von Flözgas daher andere Techniken als die Gewinnung von Schiefergas. Auf die hydraulische Stimulation des Gebirges („Fracken“) kann in vielen Fällen verzichtet werden (s. Kap. 5.3).

4.3.3 Mengenabschätzung

Im Gegensatz zum Schiefergas ist für die Flözgas-Vorkommen in NRW eine Mengenabschätzung und differenzierte Darstellung nach Teufenlage der Flöze und Flözmächtigkeit möglich (Abb. 18). Der im nördlichen und westlichen Ruhrgebiet und im Münsterland außerhalb der Bergbau- und Explorationszone des Steinkohlenbergbaus vorhandene geologische Kohleninhalt wurde auf ca. 321 Mrd. m³ oder 440 Mrd. t Kohle berechnet (JUCH et al. 1994; JUCH 1996, 1997).

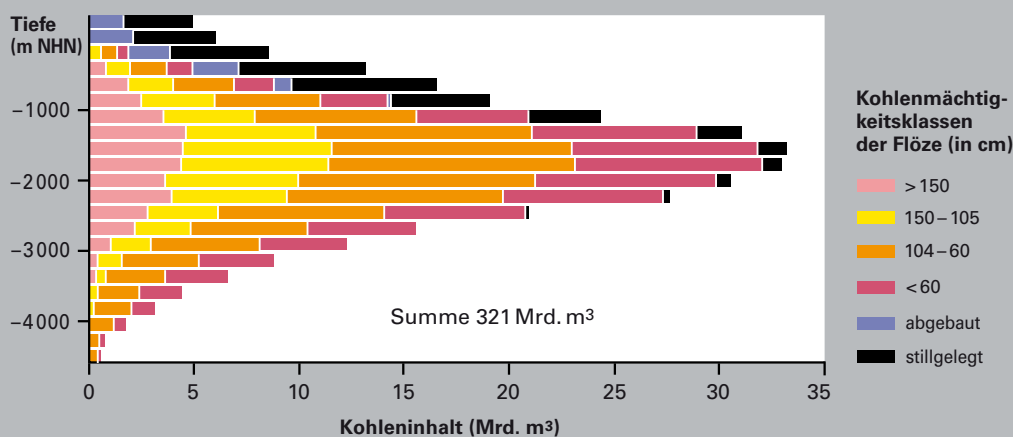


Abb. 18
Kohleninhalte im Ruhrgebiet und im Münsterland (umgezeichnet nach JUCH 1997)

Die Gasinhalte der Kohlen im Ruhrgebiet schwanken zwischen 0 und mehr als 20 m³ CH₄/t Kohle. Im Mittel liegen sie bei 5 – 10 m³/t (JUCH et al. 2004). Nimmt man konservativ einen durchschnittlichen Gasinhalt von 5 m³/t Kohle an, ergibt sich aus der Kohlemenge multipliziert mit dem Gasinhalt ein Volumen von 2 200 km³ Methan. Dies ist in etwa die Größenordnung der Erdgaslagerstätte Groningen in den Niederlanden. Setzt man auch hier eine technische Gewinnbarkeit von 10 % der Gesamtmenge an, ergibt sich eine Ressource von 220 km³ gewinnbaren Flözgasen im nördlichen Ruhrgebiet und im Münsterland. Sie ist damit deutlich größer, als die zurzeit bekannten konventionellen Gasreserven in Deutschland.

SCHLOENBACH (1994) rechnet in den Sulzbach-Schichten des Saarkarbons mit einem Gasinhalt von 7 m³/t Kohle. Das Gesamtgaspotenzial für das Saarland wurde bereits 1983 mit rund 3 200 km³ abgeschätzt (DEMUTH & MÜLLER 1983).

4.3.4 Nebengesteine der Kohle

Nach DEMUTH & MÜLLER (1983) sind im Saarkarbon von der Gesamtgasmenge nur ca. 600 km³ – weniger als 20 % – Flözgas; der weitaus größte Teil des Gases ist in den Nebengesteinen gespeichert. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Gas, das im Nebengestein durch das dort vorhandene disperse organische Material generiert wurde und z. B. als Schiefergas in Tonsteinen gebunden blieb, und Gasmengen, die nach einer Migration aus den Kohlenflözen in porösen Sandsteinen oder Gesteinsklüften gespeichert wurden.

Auch im Ruhrgebiet besteht eine Diskrepanz zwischen den Gasmengen in der Kohle und denen, die bei der Gasabsaugung des Bergbaus anfallen. Nach den Zahlen von NOACK & MUECKE (1980) betrug der spezifische Gasanfall bei der Absaugung in den Bergwerken 37,5 m³/t Kohle, d. h. er war wesentlich größer als nach den bekannten Gasinhalten der Kohle zu erwarten war. In den von ihnen untersuchten, im Schnitt mit 50 m Bohrlänge schräg ins Flözhangende geführten Absaugbohrungen traten nur ca. 14 – 35 % des abgesaugten Gases unmittelbar aus den Flözen aus, während der weitaus größere Teil des Methans den Hangendschichten der Kohle entstammte (NOACK & MUECKE 1980: 61 und Abb. 7).

Das Nebengestein der Kohlenflöze im Ruhrgebiet besteht zu etwa gleichen Teilen aus wechsellagernden Ton- und Schluffsteinen sowie Sandsteinen. Dabei lässt sich in der Gesamtabfolge ein sandsteinreicher unterer Teil (Namurium C bis unteres Westfalium A2), ein sandsteinärmerer mittlerer Teil (oberes Westfalium A2 bis Westfalium B1) und ein darüber liegender, wiederum sandsteinreicher Abschnitt (Westfalium B2 bis Westfalium C) unterscheiden. Die Kohleführung ist im tieferen und höheren Teil des Profils eher unterdurchschnittlich und erreicht ihr Maximum im Westfalium A2 und B (WREDE 2005: 240). Die diagenetischen Eigenschaften dieser Gesteine, insbesondere ihre Porosität und Permeabilität, sind ähnlich wie der Inkohlungsgrad des organischen Materials von ihrer Versenkungs- und Temperaturgeschichte abhängig. Insofern besteht ein enger Zusammenhang zwischen der Entstehung des Erdgases bei der Inkohlung der Kohlenflöze und der Speicherfähigkeit der Nebengesteine (BOIGK et al. 1971, BARTENSTEIN & TEICHMÜLLER 1974). Insgesamt enthält die oberkarbonische Schichtenfolge im Ruhrkarbon etwa 6 % organische Substanzen. Davon sind rund 70 % in den Flözen enthalten, der Rest liegt dispers in den verschiedenen Nebengesteinen vor (SCHEIDT & LITKE 1989). Auch die Abschätzungen von KUNZ (1994) über den Gehalt an organischer

Substanz in den Nebengesteinen ergeben eine zusätzliche Menge von ca. 30 % des Kohleninhalts, d. h. ca. 145 Mrd. t organischen Materials. Nach JANKOWSKI (1991) beträgt der gemittelte Anteil an dispersem organischem Material in der flözführenden Schichtenfolge des Ruhrkarbons zwischen 1,8 und 2,2 Vol.-%. Die Verteilung des organischen Materials ist aber sehr ungleichmäßig (SCHEIDT 1988, SCHEIDT & LITKE 1989). So enthalten die Sandsteine nur ca. 1,3 % organisches Material, die Tonsteine im Mittel rund 3 %. Die Schwarzschiefer-Ablagerungen der marinen Ingressionen können aber bis 30 Vol.-% disperses organisches Material enthalten. Sie sind teilweise reich an Liptiniten und könnten daher Schiefergas-Potenziale aufweisen. Der Inkohlungsgrad dieser Tonsteine entspricht dem der zwischengelagerten Kohlenflöze. Im Münsterland befinden sich zumindest die Schichten, die älter als Westfalium B sind, im Bereich des „Gasfensters“ und dürften Methan generiert haben (UFFMANN & LITKE 2013).

In Ochtrup, Kreis Steinfurt, wurde bis zu ihrer Erschöpfung im Jahr 2007 die bislang einzige konventionelle Erdgaslagerstätte in NRW genutzt. Das Gas war hier in oberkarbonischen Sandsteinen unter einer Barriere aus Zechsteinsalz gespeichert. Im Norddeutschen Becken enthalten die Sandsteine des höheren Oberkarbons vorwiegend Tight-Gas-Lagerstätten. In 2012 stammten 7,7 % der Erdgasförderung in Deutschland daraus (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen 2013). Diese Lagerstätten sind durch Porositäten von 5 – 15 % und Permeabilitäten von 0,1 – 10 mD gekennzeichnet (ZIMMERLE 1979, SEDAT 1992). Eine wirtschaftliche Förderung des darin enthaltenen Erdgases setzt in den meisten Fällen von jeher Bohrlochstimulationen („Fracking“) voraus (REINICKE et al. 1985, SEDAT 1992).

Von KUNZ (1994) wurden Modellrechnungen vorgelegt, nach denen sich die Gasinhalte der Kohlenflöz-Nebengesteine abschätzen lassen. Dabei wird zwischen dem „freien“, d. h. im Kluft- und offenen Porenvolumen des Gesteins gespeichertem Gas, und dem sorptiv an Mineraloberflächen gebundenen Gas differenziert. Eine Einflussgröße auf den Gasinhalt ist neben dem Porenvolumen auch der Anteil sorbierender Substanzen im Gestein (z. B. Tonminerale, disperse Kohlepartikel). Ferner spielen die Inkohlung, die Druckverhältnisse und der Wassergehalt des Gesteins eine wichtige Rolle. In einer Beispielrechnung für Gesteine des Westfaliums A2 (Bochum-Formation) kommt KUNZ zu Gesamtgasgehalten zwischen 0,273 m³/t für Sandstein und 0,305 m³/t für Schiefer-ton. Inwieweit aber einzelne Gesteinsschichten, z. B. die Schwarzschiefer der marinen Ingressionen, höhere Gaspotenziale aufweisen, lässt sich zurzeit nicht quantifizieren.

Die von KUNZ (1994) ermittelten Werte liegen um etwa eine Zehnerpotenz unter den Gasgehalten, die die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012) für die schiefergasführenden Gesteine des Unterkarbons, des Wealdens und des Posidonienschiefers berechnet hat. Durch diese Ergebnisse lässt sich der hohe Gasanfall in den Bergwerken, den NOACK & MUECKE (1980) für das Ruhrkarbon bzw. DEMUTH & MÜLLER (1983) für das Saarkarbon angeben, nicht erklären.

In Belgien haben jüngste Untersuchungen gezeigt, dass auch die nichtmarinen Tonsteine des Westfaliums im Campine-Becken ein Gasbildungspotenzial aufweisen. Erste Untersuchungen zu den Reservoir-Eigenschaften dieser Gesteine, d. h. zur Porosität und zum Sorptionsvermögen, haben gezeigt, dass sie über ein Mikroporengefüge verfügen, dessen Ausbildung im Zusammenhang mit der tonmineralogischen Zusammensetzung der Gesteine steht. Die Ermittlung dieses Porenvolumens stellt jedoch eine erhebliche methodische Herausforderung dar (VANDERWIJNGAERDE et al. 2015).

Die Sandsteine des Oberkarbons besitzen im Ruhrgebiet gemittelte Porositäten zwischen 2 und 8 % (MENYESCH 1978) und geringe Permeabilitäten (SEDAT 1992). Mit zunehmendem Inkohlungsgrad der Schichten nimmt die Porosität ab. Für die Sandsteine in der Bohrung Münsterland 1 gibt BEEG (1963) mittlere Nutzporositäten zwischen 0,1 Vol.-% im Unteren Namurium B und 3,2 Vol.-% im Oberen Westfalium A an. Die Permeabilitätswerte liegen sämtlich unter 0,01 mD. Für die „Schiefertone“ ermittelte BEEG Nutzporositäten zwischen 0,1 und 0,5 Vol.-%. Mithilfe der Quecksilber-Injektionsmethode konnte BEEG eine Abschätzung der Porengröße in den Sandsteinen vornehmen, für die er Radien im Bereich von 1 700 – 2 000 Å (0,17 – 0,2 µm) annimmt. MELCHERT (2014) ermittelte an Proben aus dem Unteren Namurium C (Sandstein im Liegenden von Flöz Gottessegen) mithilfe der Quecksilber-Porosimetrie eine mittlere Porosität von 4,22 %. Nach seinen Ergebnissen entfallen nur 10 % der Porosität auf Poren mit Radien > 0,2 µm, während der größte Teil der mit dieser Methode erfassten Poren Radien zwischen 0,01 und 0,1 µm aufweist. Bei Anwendung der Helium-Pyknometrie ergibt sich an denselben Proben sogar eine Porosität von 7,88 %, da dieses Verfahren auch Poren mit Radien < 0,0018 µm berücksichtigt, die von der Quecksilber-Porosimetrie nicht mehr erfasst werden. Das Gasspeichervermögen der Oberkarbon-Sandsteine könnte daher deutlich größer sein als bislang angenommen, da offenbar ein erhebliches Porenvolumen im Nanometer-Bereich vorliegt.

Eine gezielte Untersuchung der Steinkohle-Nebengesteine im Ruhrgebiet wäre für eine genauere Abschätzung möglicherweise wirtschaftlich interessanter Gasinhalte notwendig.

4.4 Die Erdgaspotenziale in NRW

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass in Gesamt-Deutschland mit geologischen Schiefergas-Ressourcen in der Größenordnung von 7 700 km³ zu rechnen ist (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016). Darüber hinausgehende Potenziale sind wahrscheinlich vorhanden, lassen sich aber zurzeit nicht quantifizieren. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe nimmt an, dass davon etwa 940 km³ gewinnbar sind. Diese Gasmenge würde ausreichen, um den bisherigen Umfang an einheimischer Gasförderung für 100 Jahre sicherzustellen. Sie könnte damit den Zeitraum abdecken, für den die Nutzung von Erdgas auch vor dem Hintergrund der Energiewende erforderlich sein dürfte. Die Frage der tatsächlichen Gewinnbarkeit hängt neben der technischen Machbarkeit aber auch von vorhandenen Raumwiderständen und der Sicherstellung der Umweltverträglichkeit ab.

In Nordrhein-Westfalen scheinen nach dem jetzigen Kenntnisstand die größten Potenziale von unkonventionellen Gasvorkommen beim Flözgas (CBM) zu liegen. Mit Flözgas-Ressourcen in der Größenordnung von minimal ca. 2 200 km³ GIP ist zu rechnen. Flöz- und gasführende Schichten sind weit verbreitet. Über die Gasinhalte und ihre Verteilung bestehen schon relativ gesicherte Vorstellungen. Eine Gewinnung des Flözgases ohne oder mit nur eingeschränkter Stimulation des Gebirges könnte technisch möglich sein.

Das Auftreten von Schiefergas ist in bestimmten Gebieten Nordrhein-Westfalens eine nicht unrealistische Option. Das Verbreitungsgebiet von potenziell gasführenden mesozoischen Tonsteinen in Nordrhein-Westfalen ist flächenmäßig begrenzt. Von der geologischen Situation her lassen unterkarbonische Tonsteine hier zumindest bereichsweise eine Gasführung erwarten. Ferner ist mit Gaspotenzialen in den Nebengesteinen der Kohlenflöze zu rechnen. Hierüber liegen bisher aber teilweise widersprüchliche Daten vor.

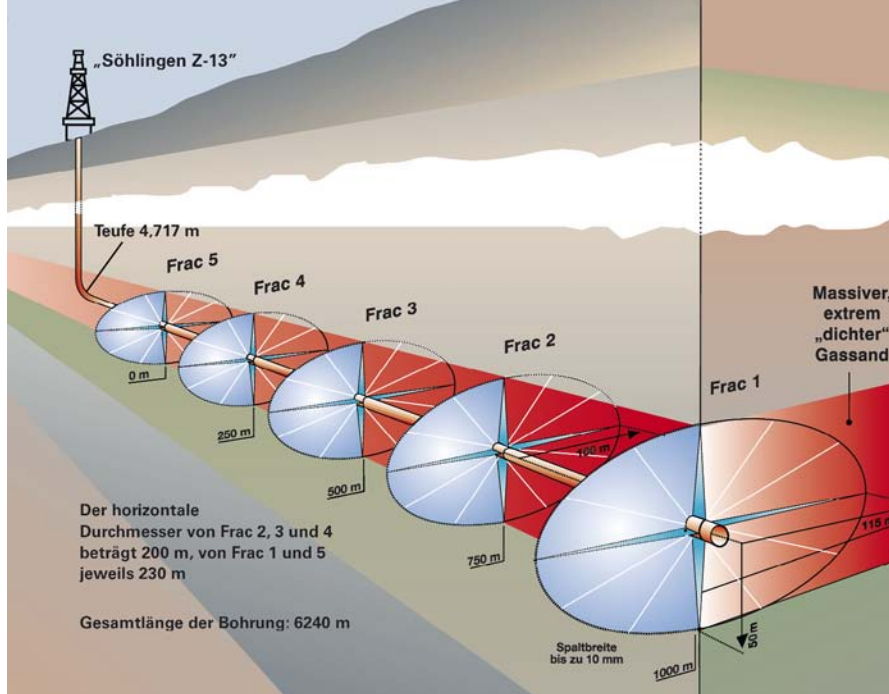


Abb. 19
Tight-Gas-Bohrung
Söhlingen Z-13
(Niedersachsen)
mit Frack-Positionen
(Quelle: ExxonMobil
Production
Deutschland GmbH)

5 Fördertechniken

Um unkonventionelle Gasvorkommen nutzen zu können, ist es notwendig, Wegsamkeiten für das Gas zu schaffen. Die hierfür anzuwendenden Techniken hängen im Detail stark vom Typ der Lagerstätte (Schiefergas oder Flözgas), den beteiligten Gesteinen und ihrer mineralogischen Zusammensetzung, ihrer vorhandenen Klüftung, den Schichtmächtigkeiten, den Lagerungsverhältnissen und anderen Einflussgrößen ab. Insofern sind zum jetzigen Zeitpunkt keine detaillierten Bewertungen der Fördertechniken möglich, die gegebenenfalls bei der Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW zum Einsatz kommen könnten. Grundsätzlich basiert die Erschließung unkonventioneller Gasvorkommen auf Fortentwicklungen von Tiefbohrmethoden und den Techniken der hydraulischen Stimulation des Gebirges. Die technischen Verfahren sind teilweise sehr komplex und sollen hier nur insoweit dargestellt werden, wie es zum Verständnis der nachfolgenden Ausführungen erforderlich ist.

5.1 Bohrtechnik

Die entscheidenden Verbesserungen der Bohrtechnik liegen in der Entwicklung sehr genau steuerbarer Richtbohrsysteme und verzweigter Bohrungen. Beides ist vom Prinzip her bereits seit längerem Stand der Technik und wurde z. B. auch bei der Steinkohlen-Exploration im Ruhrgebiet seit den 1980er-Jahren erfolgreich angewandt. Dabei wird eine Bohrung zunächst senkrecht niedergebracht, dann abgelenkt und entweder horizontal oder im Zielhorizont entsprechend dessen Neigung weitergeführt. Dadurch kann – ausgehend von einer einzelnen Bohrung – ein größerer Lagerstättenbereich erschlossen werden. Bei der Gewinnung von konventionellen oder Tight-Gas-Vorkommen werden dabei heute vertikale Tiefen von über 4 000 – 5 000 m und horizontale Bohrstrecken von deutlich über 1 km erreicht (Abb. 19). Einen Rekord stellt in dieser Hinsicht die Erschließung des Erdölfeldes Mittelplate im Schleswig-Holsteinischen Nationalpark Wattenmeer dar, deren Förderbohrungen mit bis über 9 km Länge die Entfernung zwischen dem Förderstandort auf dem Festland und der unter dem Meer gelegenen Erdöllagerstätte überbrücken (RWE DEA 2013).

Bei der Erschließung der konventionellen Gaslagerstätte Ochtrup im nordwestlichen Münsterland wurde zunächst die Bohrung Ochtrup Z3 senkrecht niedergebracht. Die anschließende Förderbohrung Ochtrup Z4 wurde mehrfach gebogen, um die gasführenden Sandsteine unter der abdichtenden Abdeckung aus Zechsteinsalz möglichst großflächig aufzuschließen (Abb. 20).

Mittlerweile wurden automatisierte Steuerverfahren entwickelt, sogenannte Reservoir Navigation Systems (RNS) (AHMED 2011). Sie ermöglichen der Bohrung, selbstständig dem Zielhorizont zu folgen, also z. B. einem gasführenden Tonstein, auch wenn dieser durch Gebirgsstörungen versetzt sein sollte.

Aus den Fortschritten in der Horizontal- bzw. Richtbohrtechnik ergeben sich auch Folgerungen hinsichtlich der Ablenkung oder Verzweigung von Bohrstäten aus einem einzigen Bohrstrang heraus, sogenannte Clusterbohrungen. Es ist so möglich, von einer Bohrlotation durch Anlage von baumwurzeltartigen oder vogelfußförmigen Bohrlayouts oder der Anlage eines mehr oder weniger regelmäßigen rechtwinkligen Bohrrasters eine Fläche von mehreren Quadratkilometern Ausdehnung zu erschließen (KEIM et al. 1997, KEIM 2011) (Abb. 21). Hierdurch werden kostenintensive Bohrlängen für die vertikalen Bohrstrecken eingespart und weniger Bohrplätze an der Oberfläche benötigt. Trotz des höheren technischen Aufwandes tragen Clusterbohrungen damit gerade bei tiefer liegenden Zielhorizonten zur Kostenreduzierung bei der Erschließung einer Lagerstätte bei. Während von einer vertikalen Bohrung nur ca. 0,3 – 0,4 km² Fläche erfasst werden, können komplexe, mehrfach verzweigte Horizontalbohrungen von einem Standort aus über 7 km² Fläche erschließen (AL-JUBORI et al. 2009). An der Erdoberfläche wird die Flächeninanspruchnahme für Fördereinrichtungen und Infrastruktur umso geringer, je größer die von einem Bohrpunkt aus erschlossene Fläche innerhalb des Zielhorizonts ist.

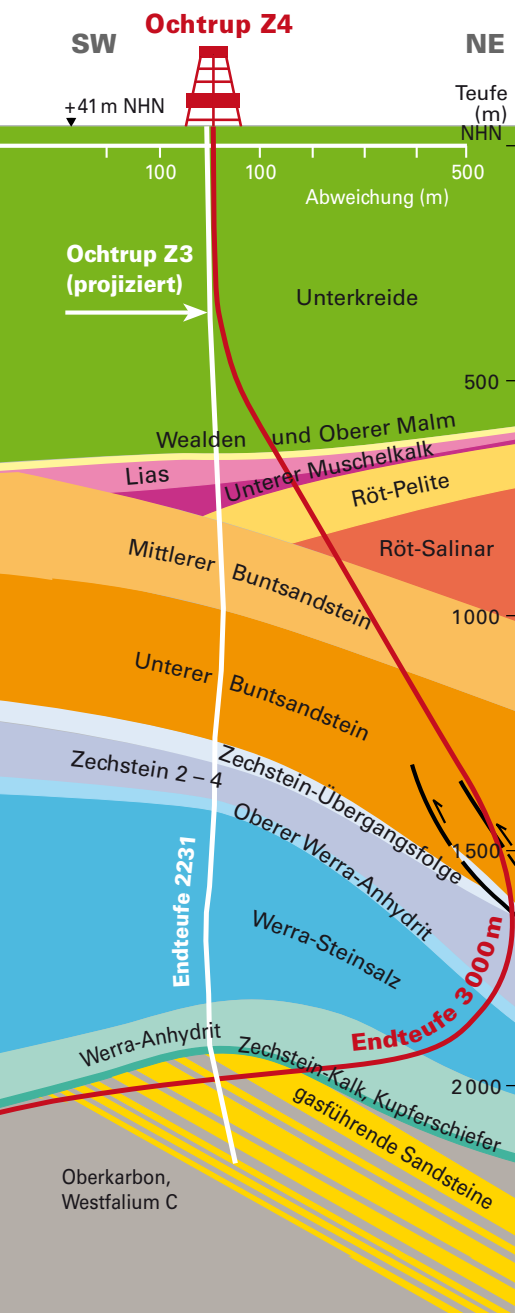


Abb. 20
Erdgasfeld Ochtrup:
Bohrungen Ochtrup Z3
und Ochtrup Z4 (nach
GeoLog 2002: S. 44)

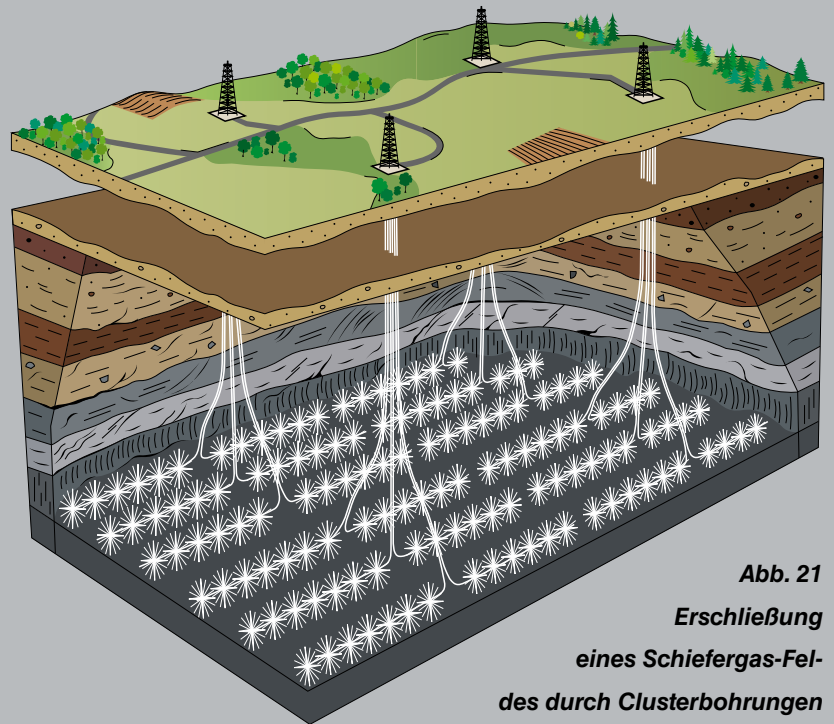


Abb. 21
Erschließung
eines Schiefergas-Fel-
des durch Clusterbohrungen

5.2 Hydraulische Stimulation („Fracking“)

Das unter dem Begriff „Fracking“ bekannte Verfahren der hydraulischen Stimulation des Gebirges wurde bereits in den 1920er-Jahren erfunden und erstmalig 1947 in einer Bohrung in Kansas (USA) angewandt. Seit den 1950er-Jahren wurde es zur technischen Reife entwickelt und wird heute standardmäßig nicht nur bei der Erschließung von Kohlenwasserstofflagerstätten, sondern auch in der Geothermie, in der Ingenieurgeologie und bei der Wassererschließung angewendet (MONTGOMERY & SMITH 2010). Weltweit wurden bereits mehr als 2 Mio. Bohrungen „gefrackt“, allein in Deutschland mehr als 300, vor allem bei der Erschließung von Tight-Gas-Lagerstätten in Norddeutschland.

Das Prinzip des „Fracking“ basiert darauf, dass das dichte, gering permeable Gestein über ein Bohrloch unter hohen Druck gesetzt wird (Abb. 22). Das vorhandene Mikro-Risssystem im Gestein wird dadurch erweitert und/oder neue Rissnetze entstehen (z. B. BRADY et al. 1992).

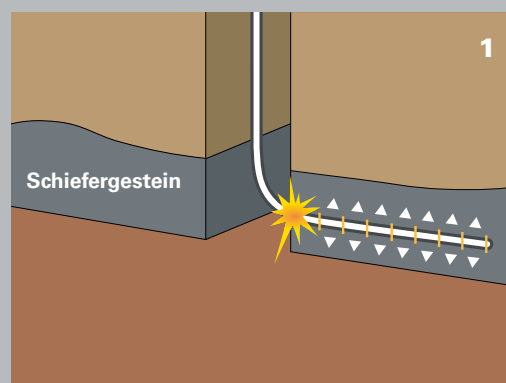
Das Bohrloch ist über die gesamte Länge mittels Stahlrohren, die ihrerseits mit dem umgebenden Gestein durch eine Zementierung verbunden sind, zum Teil mehrfach verrohrt. In den Bereichen, in denen Fracks erzeugt werden sollen, wird diese Verrohrung perforiert, sodass ein Kontakt zwischen dem Frackfluid im Bohrgestänge und dem Gestein entsteht. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Rissbildung exakt im geplanten Zielhorizont erfolgt. Als Drucküberträger dient eine Flüssigkeit, die von Hochdruckpumpen mit Drücken von 200 – 300 bar (= 20 – 30 MPa) in das Bohrloch gepresst wird.

In die entstandenen Risse wird ein Stützmittel eingebracht, das sogenannte „Proppant“, das z. B. aus Quarzmehl oder Keramikpartikeln besteht. Es hält die Risse nach dem Abpumpen der Bohrlochflüssigkeit gegen den Gebirgsdruck offen. Die erzielten Rissflächen erreichen Ausmaße von wenigen Hundert Metern Länge und Höhe. Der gesamte Frackvorgang dauert in der Regel 2 – 3 Stunden. Die Ausbreitung der Risse wird seismo-akustisch und durch ständige Beobachtung der Druckentwicklung im Bohrloch überwacht und lässt sich durch Veränderung des Flüssigkeitsdrucks steuern.

Durch den Einsatz verschiedener Chemikalien wird der Transport des Stützmittels in die Risse sichergestellt. Die Zusammensetzung der hierfür benutzen Chemikalien ist stark von den jeweiligen Lagerstättenbedingungen abhängig. Insbesondere die Sprödigkeit des Gesteins ist ein wichtiger Faktor für die Frackerzeugung und beeinflusst Menge und Zusammensetzung des Frackfluids. Grundsätzlich sind spröde („harte“) Gesteine mit hohem Quarzanteil besser zur Rissbildung geeignet als duktile („weiche“) Gesteine mit einem hohen Anteil an Tonmineralen. Problematisch sind Gesteine mit wasserempfindlichen Dreischicht-Tonmineralen wie Montmorillonit, da diese durch ein wasserbasiertes Frackfluid aufweichen und die erzeugten Risse zuquellen lassen. In begrenztem Umfang lässt sich dieser Effekt durch den Zusatz von Tonstabilisatoren wie Tetramethylammoniumchlorid oder Kaliumchlorid beherrschen. Ansonsten müssen in derartigen Fällen nicht wasserbasierte Frackfluide eingesetzt

Abb. 22
Fracking in einem
Schiefergesteins-
horizont

Perforationskanone schießt
Löcher in das Stahlrohr



Unter hohem Druck eingepresste Flüssigkeit
(Frackfluid) erzeugt künstliche Risse im Gestein

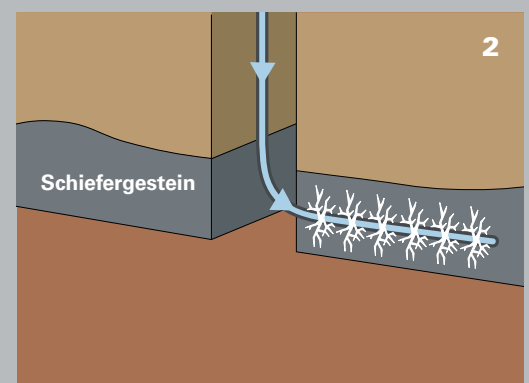


Tabelle 3
Übersicht über mögliche Komponenten von Frackfluiden

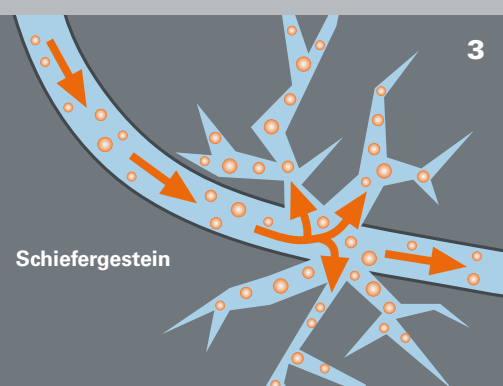
Additiv	Beispiele der eingesetzten Chemikalien	Zweck
Stützmittel	Quarzsand, Keramikmaterialien	Offenhaltung der erzeugten Risse
Gelbildner	Guargummi, Methylcellulose und Kohlenhydratderivate	Erhöhung der Viskosität des Fluids zum Stützmitteltransport
Schaumbildner	CO ₂ oder N ₂ kombiniert mit Alkylaminethoxylaten, Kokos-Betainen oder alfa-Olefin sulfonaten	Transport und Ablagerung des Stützmittels
Quervernetzer	Triethanolamin, Natriumtetraborat, Zirkondichloridoxid, Borate, organische Zirkoniumkomplexe	Vernetzung der Gelbildner, Erhöhung der Viskosität
Ablagerungshemmer	Ammoniumchlorid, Polyacrylate und Phosphonate	Verhinderung von mineralischen Ablagerungen in der Bohrung
Korrosionsschutzmittel	Methanol, Isopropanol, Sulfite	Korrosionsschutz des Bohrstranges
Kettenbrecher	Natriumbromat, Ammonium- und Natriumperoxodisulfat	Ablagerung der Stützmittel, Zerstörung der Gelstruktur zur besseren Rückholung der Fluide
Biozide	Isothiazolinone, Chlormethylisothiazolinon	Verhinderung von Bakterienwachstum
Fluid-Loss-Additive	Spülmittelzusätze mit thixotropen Eigenschaften	Verringerung des Ausflusses des Frackfluids in das umliegende Gestein
Reibungsminderer	Latexpolymere, Polyacrylamid, hydrogenisierte leichte Erdöldestillate	Verringerung der Reibung innerhalb der Fluide
pH-Regulatoren	Essigsäure, Kaliumcarbonat, Natron, Natriumcarbonat, Natriumhydroxid	Puffer zur Einstellung des pH-Werts
Tonstabilisatoren	Kaliumchlorid, Ammoniumsalze	Verminderung der Quellung von Tonmineralen
Netzmittel	ethoxylierte Alkylalkohole, Nonylphenoethoxylat	Verminderung der Oberflächenspannung der Fluide
Säuren	Salzsäure	Reinigung der perforierten Abschnitte des Bohrstranges von Zementresten
Schwefelwasserstofffänger	aromatische Aldehyde	Entfernung von Schwefelwasserstoff
Temperaturstabilisator	Natriumthiosulfat	Verhinderung der thermischen Zersetzung der Gele in großen Bohrtiefen
Eisenfällungskontrolle	Zitronensäure, Ethylendiamintetraacetat	Verhinderung der Ausfällung von eisenhaltigen Mineralen

(zusammengestellt u. a. nach MEINERS et al. 2012 a, 2012 c, EWERS et al. 2012, HALLIBURTON 2008)

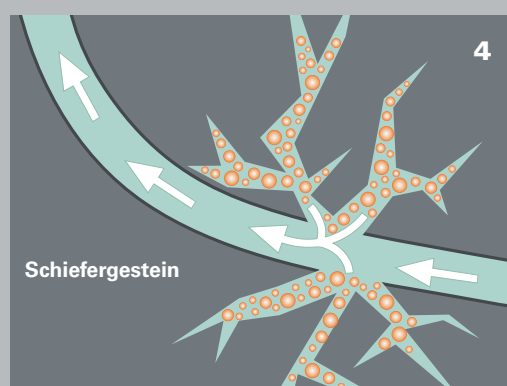
werden. In der Vergangenheit wurde hierzu teilweise Dieselöl eingesetzt, ein Kohlenwasserstoffprodukt. Dies erschien mit Blick auf den Zielhorizont durchaus vertretbar, da dabei Kohlenwasserstoffe in gas- oder ölführende Tonsteine, also in von Natur aus kohlenwasserstoffführende Schichten eingepresst werden. Die quellfähigen Tonminerale im Zielhorizont beweisen, dass dieser mit Sicherheit keinen Kontakt zum Grundwasser hat. Um verbleibende Umweltrisiken bei Havariefällen im Umgang mit dem Dieselöl auszuschließen, wird sein Einsatz heute aber vermieden. Es werden Alternativen gesucht und getestet, so z. B. der Einsatz von Flüssiggas als Frackfluid.

Die eingesetzten Chemikalien lassen sich nach ihren jeweiligen Aufgaben in verschiedene Gruppen einteilen (Tab. 3). Gelbildner steuern die Dichte und Viskosität der Bohrlochflüssigkeit so, dass die Stützmittel in der Schwebe bleiben und in die aufgerissenen Klüfte vordringen können. Typische, in Bohrungen eingesetzte Gelbildner sind Methylcellulose – im Alltag als „Tapetenkleister“ bekannt – oder natürliche Polysaccharide,

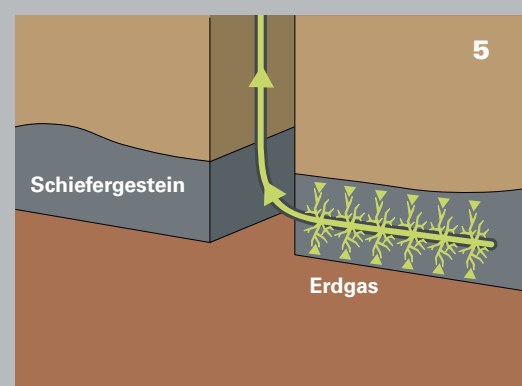
Das gelartige Frackfluid transportiert Stützmittel (z. B. Sand) in die Risse



Durch Kettenbrecher wird das Frackfluid verflüssigt und rückgepumpt; die Stützmittel verbleiben in den Rissen



Gas wird freigesetzt und strömt im Bohrloch aufwärts



die zum Teil auch als „Verdickungsmittel“ in der Lebensmittelindustrie eingesetzt werden. Unterstützt werden die Gelbildner durch Temperaturstabilisatoren, Reibungsminderer und Quervernetzer. Alternativ kann der Stützmitteltransport auch durch Wasser-Kohlendioxid- oder Wasser-Stickstoff-Schäume erfolgen, wobei dann spezielle Schaumbildner zugesetzt werden.

Um die in den gelförmigen Frackfluiden transportierten Stützmittel in den Rissen abzusetzen, muss dort die Gelstruktur mithilfe von sogenannten Kettenbrechern aufgelöst werden. Zusätzlich kommen in den Bohrungen Ablagerungshemmer zum Einsatz, die die Ausfällung von Karbonaten, Sulfaten oder Eisenverbindungen verhindern sollen. Puffer dienen der Regulierung des pH-Wertes des Frackfluids und Korrosionsschutzmittel dem Schutz der Bohrlochverrohrung. Mit Säuren wird die Bohrstrang-Perforation gereinigt und von Resten der Bohrloch-Zementierung befreit. Biozide sollen eine Kontamination mit Bakterien verhindern. Bei der Stimulation eines konkreten Zielhorizonts kommen nicht alle zur Verfügung stehenden Mittel zum Einsatz, sondern es muss für jede Situation ein spezifisches Fluid zusammengestellt werden. Jeglicher Einsatz von Chemikalien unterliegt den wasserrechtlichen Regelungen und muss entsprechend beantragt und genehmigt werden.

Als positive Folge der Diskussionen um die Umweltrelevanz ist zu beobachten, dass die Hersteller intensiv daran arbeiten, Anzahl und Menge der problematischen Substanzen in den Frackfluiden zu vermindern. Bei der Gewinnung von Tight-Gas-Lagerstätten wird nach Angaben der Industrie heute auf ein Portfolio von etwa 30 Substanzen zurückgegriffen, von denen jeweils 5 – 10 eingesetzt werden. Diese Additive sind nicht giftig, nicht umweltgefährdend und ihr Einsatz ist nach der geltenden Rechtslage uneingeschränkt genehmigungsfähig (acatech 2015). Wahrscheinlich führt die Weiterentwicklung der Frackfluide dazu, dass in absehbarer Zukunft ganz auf den Einsatz toxischer Substanzen verzichtet werden kann (KASSNER 2014).

Die Rissgeometrie, die beim Fracken erzeugt wird, hängt von den Spannungsverhältnissen im Gebirge und den gebirgsmechanischen Eigenschaften des Gesteins sowie von der Menge, dem Druck und der Viskosität der Frackfluide ab (REINICKE et al. 1985, MEINERS et al. 2012 a: 6/100, MEINERS et al. 2012 c: A 54, SIEBER 2012, HOU 2013). In der Regel bilden sich die Fracks senkrecht zur kleinsten Gebirgsspannung, d. h. bei hinreichend großem Überlagerungsdruck in mehr als 1 200 m Tiefe bilden sich vorwiegend vertikale Risse, bei geringen Tiefen unter 600 m überwiegend horizontale (FISHER & WARPINSKY 2012). Im Zwischenbereich entstehen teilweise komplexe Rissgeometrien. In Schiefergesteinen (Tonsteinen) werden horizontale Risslängen von einigen Zehnermetern bis zu 400 – 500 m Länge erreicht, bei vertikalen Risshöhen bis zu 300 – 400 m (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2012). Etwa 1 % der Risse erreicht Höhen von mehr als 350 m, im Extremfall 588 m (EPA 2015: 6/38, EWEN et al. 2012). Die vertikale Rissausbreitung wird sehr stark durch Gesteinswechsel beeinflusst, denn im Regelfall entwickeln sich die Risse nicht über markante lithologische Grenzen hinweg. Die offene Weite der Risse erreicht maximal wenige Zentimeter. Sind die Rahmenparameter des Gesteins bekannt, lässt sich die Rissentwicklung mit entsprechender Simulationssoftware weitgehend verlässlich prognostizieren. Die Ausbreitungsprognose von Fracks setzt eine genaue Beschreibung der Spannungsverhältnisse in der Lagerstätte voraus. Hierzu sind entsprechende Tests am geplanten Frackstandort unerlässlich (MEINERS et al. 2012 a: 6/102). Gegenwärtig wird an einer weiteren Verfeinerung der Berechnungsverfahren und ihrer theoretischen Grundlagen gearbeitet (z. B. HOU 2013).



Abb. 23
Durch Fracking erzeugte
Risse im Nebengestein
eines Kohlenflözes
im Saarkarbon
(aus KALTWANG 1995)

Die Frackgeometrie in Kohle ist komplexer als in den Tonsteinen, da hier in der Regel bereits von Natur aus ein ausgeprägtes Kluftnetz vorhanden ist. Dieses wird in die Rissgeometrie integriert. Zudem beeinflussen die Hangend- und Liegendgrenzen der Flöze die vertikale Rissausbreitung stark. Wegen der geringen Mächtigkeit der Kohlenflöze breiten sich vertikale Risse in der Regel bis in die Nebengesteine aus. Hierdurch können auch dort Gasinhalte erschlossen werden, z. B. in den Schwarzschiefern der marinen Horizonte, die für sich allein gesehen für eine Schiefergas-Förderung nicht infrage kämen. In den bereits erwähnten Bohrungen Klarenthal 4 und 5 im Saarland (s. Kap. 4.3.1) ergab sich nach dem Abbau der Kohle eine der seltenen Gelegenheiten, das beim Fracking erzeugte Rissmuster unmittelbar zu beobachten (Abb. 23). Die Fracks wiesen Kluftweiten von maximal ca. 3 cm auf (KALTWANG 1995). Sie setzten sich über die Flözhangend- und -liegendgrenzen hinweg ins Nebengestein fort, sodass mit einem Frack mehrere Flöze und ihre Zwischenschichten erfasst wurden. Die dabei auftretenden unterschiedlichen mechanischen und chemischen Eigenschaften von Kohle und Ton- oder Sandsteinen bedingen für Frackvorhaben in der Kohle besondere Verfahren. So werden beispielsweise Fracks durch Einsatz von Stickstoff- oder CO₂-Schäumen erzeugt, oder es werden von den entsprechenden Herstellern spezielle Flözgas-Frackfluide angeboten (HALLIBURTON 2008, AL-JUBORI et al. 2009).

5.3 Mögliche Alternativen

Bei einer möglichen Gewinnung von Flözgas zielen die Strategien der beteiligten Unternehmen vor allem darauf ab, die kostenintensive Fracktechnik zu vermeiden. Tatsächlich kann in vielen Lagerstätten häufig hierauf verzichtet werden. So kommt diese Technik z. B. im Powder River Basin (Wyoming/Montana), das eine der größten Flözgas-Lagerstätten der USA darstellt (EPA 2004), kaum zum Einsatz. Die kohleführenden Schichten der Fort-Union-Formation stellen hier zugleich einen für die Trinkwassergewinnung genutzten Aquifer dar. Zur Gasgewinnung wird das Formationswasser abgepumpt und dadurch der Lagerstättendruck soweit vermindert, dass das Gas aus der Kohle desorbiert. Von den Autoren des Landesgutachtens (MEINERS et al. 2012 a: 6/128) wird dargelegt, dass in den USA Horizontalbohrungen in Flözgas-Lagerstätten nur selten gefrackt werden. Die heutigen Horizontal- und Multilateralbohrtechniken stellen in vielen Fällen eine Möglichkeit dar, Erdgas ohne Fracking zu gewinnen. Nach PALMER (2008) haben nichtgefrackte Horizontalbohrungen in Kohlenflözen eine 3- bis 10-fach größere Gasmenge geliefert als gefrackte Vertikalbohrungen, die mehrere Flöze durchbohrt hatten. Dabei betrug die Mächtigkeit des von den Horizontalbohrungen erschlossenen Flözes nur ca. 40 % der kumulierten Mächtigkeit der gefrackten Flöze. Inwieweit diese Erfahrungen auf die Gasvorkommen in NRW zu übertragen sind, ist allerdings noch offen.

Insbesondere für die Randbereiche der Bergbauzone des Ruhrgebietes, d. h. in Gebieten, in denen das Gebirge durch den Steinkohlenbergbau bereits entwässert ist, wird angenommen, das Flözgas ohne Einsatz der Fracktechnik gewinnen zu können (HAGENGUTH & GASCHNITZ 2011, HammGas 2012, WeselGas 2013). Es wird erwartet, dass das bereits natürlich vorhandene Riss- und Klufnetz in der Kohle und im Nebengestein hinreichende Wegsamkeiten für einen Gasfluss bietet. Es besteht eine Schnittmenge zwischen den Techniken der bereits etablierten Grubengasgewinnung und der Gewinnung von Flözgas.

Hierauf basieren Überlegungen zur Gewinnung von Flözgas, die zurzeit im Raum Hamm verfolgt werden: Aufgrund eines speziellen Prognoseverfahrens („Tektomechanik“ nach LOOS & EHRHARDT & ADAM 2004) sollen zunächst Bereiche hoher Klüftigkeit in Kohlenflözen oder dem Nebengestein detektiert und dann durch Bohrungen erschlossen werden (JUCH et al. 2014). Danach wird über abgelenkte Bohrungen in der Kohle zunächst der dort noch vorhandene Wassergehalt und das im Klufsystem der Kohle enthaltene freie Methan abgefördert. Durch den dabei erzeugten Unterdruck, der den Adsorptionsdruck des Methans an die Kohle unterschreitet, kommt es zur Freisetzung und Migration des Gases über das Klufnetz in Richtung der Bohrung. Das Druckgefälle pflanzt sich im Gestein fort, sodass es zu einer langfristigen Gasproduktion kommen kann (PVG 2014, HammGas 2015).

Erfahrungen in den USA zeigen, dass Flözgas-Bohrungen auch noch nach mehr als 15 Jahren signifikante Gasmengen liefern können.

Einen in diesem Zusammenhang sehr interessanten Fall einer nicht stimulierten Methanfreisetzung aus Steinkohle bildet die Bohrung Dora 18 bei Werne-Wessel am Nordrand des Ruhrgebiets (Abb. 24). Es handelt sich um eine Mutungsbohrung aus dem Jahr 1906 in einer bis heute bergbaulich unverritzten Region. Die Bohrung hat nach SCHMIDT (1931) bis 870 m Tiefe Schichten der Oberkreide durchteuft und dann bis zur Endteufe (= Fundflöz, d. h. vermutlich erstes Flöz) bei 900,7 m Oberkarbon aufgeschlossen, sehr wahrscheinlich Schichten der Essen-Formation. Im Fundbericht zur Bohrung werden Gase nicht erwähnt. Es wird aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass keine Sole aufgetreten ist. Erst im Jahr 1913 wurde ein Gasanstieg in der unverfüllt gebliebenen Bohrung entdeckt, der gefasst wurde und bis heute anhält, obwohl die Bohrung bis wenige Meter unter der Geländeoberfläche mit Wasser gefüllt ist. Das Gas wird seit 1913 über einen Gasmotor zur Energieversorgung des angrenzenden Gehöftes und des dazu gehörigen Sägewerkes eingesetzt. Zusätzlich wird die Abwärme des Motors genutzt. Es dürfte sich hierbei um die Erdgasbohrung mit der längsten Nutzungsdauer weltweit handeln. LOMMERZHEIM (1994: 341) erwähnt weitere, ähnlich alte Bohrungen aus der Umgebung, die ebenfalls seitdem Gas produzieren. Hier ist allerdings nicht eindeutig klar, ob sie ihre Gasführung aus Gesteinen des Karbons oder der Oberkreide beziehen (vgl. Kap. 6.5).

Abb. 24
Werne-Wessel;
Gasgewinnungs-
anlage an der
Bohrung Dora 18



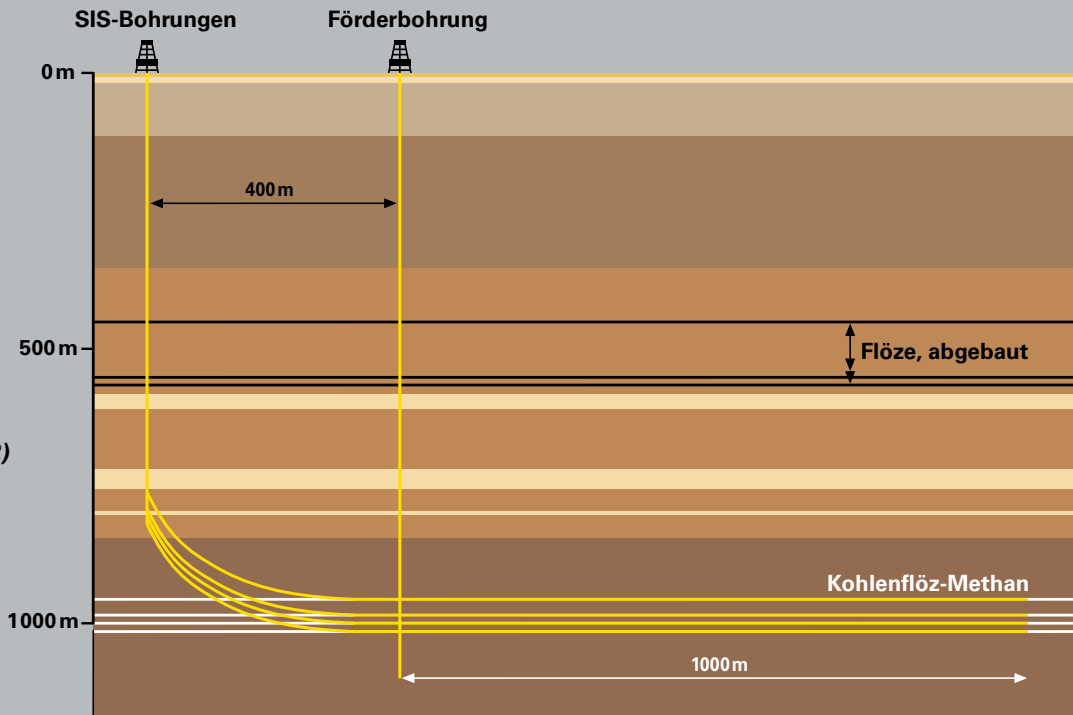
KUKUK (1938) veröffentlichte eine Gasanalyse der Bohrung Dora 18. Danach enthielt das Gas 88,2 % CH₄. Nach der Analyse des Gases durch THIELEMANN (2000: 224, Tab. 8.9) handelt es sich um ein thermogenes Gas (Flözgas) mit 85,28 % CH₄ und geringen Anteilen an Ethan, Propan und CO₂. Nach SCHMIDT (1931) entströmten dem Bohrloch unter Eigendruck mindestens ca. 1 680 m³/a Methan, d. h. ca. 0,2 m³/h. Nach Berechnungen von H. KISSING, Kamen (pers. Mitt. 2013), dürfte der Bohrung Dora 18 zurzeit täglich eine Methanmenge von ca. 7,5 m³ CH₄ (0,31 m³/h) entströmen. Rechnet man den Wert von 0,2 m³/h (= 4,8 m³/d) bzw. 7,5 m³/d auf die rund 100-jährige Lebensdauer der Gasförderung in dieser Bohrung hoch, bedeutet das ein Gasvolumen zwischen 0,16 und 0,27 Mio. m³ Methan. Bei einem angenommenen Gasinhalt von 5 m³ CH₄/t Kohle sind durch diese Bohrung demnach ohne stimulierende Maßnahmen überschlüssig zwischen 32 000 und 54 000 t Kohle entgast worden, wenn das Gas ausschließlich der Kohle und nicht auch dem Nebengestein entstammt. Die Langlebigkeit dieses Gasaustrittes provoziert Überlegungen nach der Herkunft des Gases und dem Migrationsvorgang. Gegen die Annahme, die Bohrung hätte eine größere Störungs- oder Kluftzone angetroffen, spricht, dass nach den vorliegenden Kenntnissen keine der größeren bekannten Störungen im Bereich der Bohrung verläuft (KUNZ & WREDE 1988). Nach allen vorliegenden Erfahrungen hätte eine Gasansammlung in einem Störungsraum zu einem plötzlichen Gasausbruch geführt und nicht zu einem schleichenden, erst nach 5 Jahren bemerkten Prozess, der sich dann bis zur nutzbaren Quantität verstärkt hat (WEGNER 1924, SCHMIDT 1931). Möglicherweise läuft hier eine Art selbstständiger Frackprozess ab, der durch die Druckentlastung der Kohle durch die Bohrung ausgelöst wurde. Nach MOORE (2012) führt die Entgasung wegen des Druckabbaus zu einer geringen Verminderung des Volumens der einzelnen Poren in der Kohle. Als Summationseffekt könnte es zu einer Auflockerung des Kohleverbandes kommen, durch die sich die Durchlässigkeit des Gesteins erhöht. Durch die zunächst nur geringe Entgasung der Kohle in das Bohrloch hinein könnte sich so das Kluftnetz in der Kohle immer mehr erweitert haben, bis schließlich ausreichende Wegsamkeiten für die jetzt vorliegende Gasmigration geschaffen wurden. Erstaunlich ist allerdings, dass dieser Vorgang unter Wasserbedeckung, d. h. gegen den herrschenden hydrostatischen Druck abläuft.

Es werden ferner Überlegungen angestellt, Flözgas durch Einpressen von Kohlendioxid (CO₂) aus der Kohle zu lösen (Enhanced Coalbed Methane Recovery – ECBM) (z. B. PASHIN et al. 2003, PINI 2009). Hintergrund hierfür ist, dass CO₂ von der Kohle etwa doppelt so stark absorbiert wird wie Methan und somit ein Austausch der beiden Gase in der Kohle möglich wird. Neben der Gewinnung von Methan ermöglicht diese Technik auch die Sequestrierung von überschüssigem CO₂, das sonst als Treibhausgas in die Atmosphäre entweichen würde oder anderweitig gespeichert werden müsste. Wie Untersuchungen unter anderem an Kohlelagerstätten in Sardinien gezeigt haben, sind die physikalischen Vorgänge bei diesem Prozess im Einzelnen sehr komplex und werden von zahlreichen Parametern beeinflusst (PINI et al. 2006, PASCHKE & DREISBACH 2013). Praktische Versuche mit einer CO₂-ECBM-Pilotanlage in den USA haben aber gezeigt, dass das Verfahren auch großtechnisch grundsätzlich durchführbar ist (GALE & FREUND 2001). Die Anwendung ist zurzeit jedoch nicht wirtschaftlich.

Wie beschrieben ist es im deutschen Steinkohlenbergbau bei stark gasführenden Flözen üblich, sie durch Bohrungen vor dem Abbau zu entgasen, um der Gasausbruchsfahr zu begegnen. Dazu werden Bohrungen meist fächerförmig in den Abbaustoß vorgetrieben, durch die es zu einer Auflockerung und Druckverminderung in der Kohle kommt und das Gas kontrolliert abfließen kann. Auf einem ähnlichen Prinzip basieren Überlegungen, Flözgas allein mittels spezieller Bohrverfahren zu gewinnen, wobei sogenannte SIS-Bohrungen⁷ aus einer Kombination von senkrechten und abgelenkten Bohrungen zum Einsatz kommen.

⁷ SIS = Surface to In-Seam well: Bohrung, die von der Erdoberfläche ausgeht und dann in ein Flöz abgelenkt und in diesem weitergeführt wird.

Abb. 25
Gasgewinnung
in Airth,
Schottland mit
SIS-Bohrungen
(verändert nach:
Dart Energy 2012)



Hierzu liegen Erfahrungen z. B. aus dem Camden Gas Project in Australien (HOLMES & BLACK 2007, NSW Government 2007) oder aus Airth in Schottland vor (Dart Energy 2012). Dort wird zunächst von der Erdoberfläche aus eine vertikale Bohrung niedergebracht, die tiefer als das unterste zur Gewinnung vorgesehene Flöz reicht. Dann werden von benachbarten, in ca. 400 m Abstand gelegenen Bohrplätzen mehrere SIS-Bohrungen mit kleinerem Bohrdurchmesser niedergebracht und so abgelenkt, dass sie „flözgängig“ im Zielflöz auf die vertikale Bohrung zu verlaufen (Abb. 25). Die SIS-Bohrungen durchschneiden dann die vertikale Förderbohrung und können danach noch über 1000 m im Flöz fortgeführt werden. Die Flözmächtigkeiten im Airth-Feld betragen zwischen 1 und 2,5 m, der Durchmesser der SIS-Bohrungen 6" (ca. 15,2 cm). Dieser Vorgang kann in mehreren Flözen parallel durchgeführt werden, sodass die vertikale Förderbohrung das Gas verschiedener Flöze aufnimmt. Durch Anlegen eines Unterdrucks wird zunächst das Porenwasser der Kohle abgesaugt, das sich im Tiefsten der Förderbohrung sammelt und von dort abgepumpt wird. Durch die damit ausgelöste Druckminderung im Gestein wird der Gasfluss angeregt. Seit Juni 2012 ist im Airth-Gasfeld eine Förderbohrung im Probebetrieb. Das Gas wird verstromt und der erzeugte Strom in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Inwieweit sich diese Technik auf die Verhältnisse in NRW übertragen lässt, muss untersucht werden.

6 Risiken für NRW aus geowissenschaftlicher Sicht

6.1 Gutachten und Fragestellungen

Bis etwa zum Jahr 2010 spielten die heimische Erdgasproduktion und damit evtl. zusammenhängende Umweltfragen in der öffentlichen Diskussion in Deutschland kaum eine Rolle. Im Herbst 2010 wurde dann erstmals aus den USA, in denen die Förderung aus unkonventionellen Erdgaslagerstätten mittels Fracktechnik in großem Umfang bereits stattfand, über verschiedene, zum Teil gravierende Umweltprobleme berichtet (z. B. ZITTEL 2010 a, 2010 b). Ein Teil der dort aufgetretenen Probleme (z. B. Belastung der Anwohner von Bohrstellen durch Lärm oder Abgase der Bohranlagen) wäre hier aufgrund der deutschen Umweltvorschriften in dieser Form nicht zu erwarten. Andere Probleme, z. B. bei der Schaffung der Infrastruktur für die Bohrungen oder bei der Wasserversorgung der Bohrstellen mit aufwändigem Lkw-Transport des benötigten Wassers, liegen in der Natur der Fördergebiete begründet. Es sind dort vielfach abgelegene oder aride Gebiete ohne Infrastruktur und ohne nutzbare Wasservorkommen, die mit den hiesigen Verhältnissen nicht zu vergleichen sind.

Aus geologischer Sicht scheinen jedoch Berichte über aufgetretene Verunreinigungen des Grundwassers durch Bohr- oder Frackflüssigkeit und/oder Methan relevant zu sein. Ein weiteres Problem könnte auch eine induzierte bzw. getriggerte Seismizität darstellen, d. h. die Möglichkeit, dass durch den Frackprozess Erdbeben ausgelöst werden. Ferner wurden Fragen nach möglicher Freisetzung von Radioaktivität oder Schadstoffen bei der Erdgasförderung aufgeworfen.

Aufgrund der intensiven öffentlichen Diskussion der Thematik wurden mehrere Gutachten in Auftrag gegeben, die die mit der Exploration und der möglichen Gasgewinnung zusammenhängenden Fragenkomplexe untersuchen sollten. In Nordrhein-Westfalen wurden im November 2011 durch einen gemeinsamen Erlass des Wirtschafts- und des Umweltministers (MWEBWV 2011) die Genehmigungsverfahren aller Bohrungen und geophysikalischen Explorationsmaßnahmen in Hinblick auf mögliche Frackanwendungen bis zur Vorlage eines von der Landesregierung beauftragten Gutachtens ausgesetzt.

Bei den in Auftrag gegebenen Gutachten standen nicht nur geowissenschaftliche Aspekte im Fokus, sondern ebenso technische und rechtliche Fragen (Bergrecht, Wasserrecht, Umwelt- und Chemikalienrecht), und selbstverständlich in erster Linie die Umweltaspekte. Dagegen wurden die unmittelbaren positiven wie negativen wirtschaftlichen Auswirkungen einer Förderung von unkonventionellem Erdgas in Deutschland bislang nur wenig betrachtet. Das sind z. B. Investitionssummen für Bohrungen und Infrastruktur, mögliche Förderzinszahlungen und Steueraufkommen, aber auch mögliche Auswirkungen der Gasförderung z. B. auf den Tourismus oder den Immobilienmarkt (BIZER & BOSSMEYER 2012).

Im Einzelnen sind folgende Gutachten von besonderer Bedeutung (in zeitlicher Reihenfolge):

Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Risikostudie Fracking)

(EWEN et al. 2012)

Auftraggeber: ExxonMobil Production Deutschland GmbH

Auftragnehmer: Neutraler Expertenkreis, Federführung Prof. Dr. D. Borchardt, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, Leipzig

Veröffentlichung: April 2012

Die Risikostudie Fracking beinhaltet in ihrer Langfassung mehrere Einzelgutachten, die in dieser Arbeit unter ihren jeweiligen Autoren zitiert sind.

Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland

(Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2012)

Durchführung: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

Veröffentlichung: Juni 2012

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

(Langfassung: MEINERS et al. 2012 a, Kurzfassung: MEINERS et al. 2012 b)

Auftraggeber: Landesregierung NRW (Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz und Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk)

Auftragnehmer: Gutachterkonsortium, Federführung ahu AG, Aachen

Veröffentlichung: August 2012

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

(Langfassung: MEINERS et al. 2012 c, Kurzfassung: MEINERS et al. 2012 d)

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Auftragnehmer: Gutachterkonsortium, Federführung ahu AG, Aachen

Veröffentlichung: November 2012

Fracking zur Schiefergasgewinnung – Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung (SRU 2013)

Durchführung: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Berlin

Veröffentlichung: Mai 2013

Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Teil 2: Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt

(DANNWOLF et al. 2014)

Auftraggeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Auftragnehmer: Gutachterkonsortium, Federführung RiskCom GmbH, Pforzheim

Veröffentlichung: Entwurf November 2013; Diskussion der vorläufigen Ergebnisse: 22.01.2014; Endfassung 28.07.2014

Hydraulic Fracturing – Eine Technologie in der Diskussion

(acatech 2015)

Durchführung: Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech)

Veröffentlichung: Juni 2015

Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte

(Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016)

Durchführung: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover

Veröffentlichung: Januar 2016⁸

Die Gutachten sind im Internet abrufbar. Sie sind jedoch nur teilweise als voneinander unabhängig zu werten, da verschiedene Gutachter an mehreren Gutachten für unterschiedliche Auftraggeber beteiligt waren. So wurden die Gutachten für die Landesregierung NRW (MEINERS et al. 2012 a, 2012 b) und für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (MEINERS et al. 2012 c, 2012 d) jeweils von Gutachtergruppen unter Federführung der ahu AG, Aachen, erstellt.

⁸ Die Ergebnisse dieser Studie konnten in der vorliegenden Ausarbeitung nur noch teilweise berücksichtigt werden.

Die von der Firma ExxonMobil initiierte Risikostudie Fracking ist in einen öffentlichen Dialogprozess eingebettet. Untersuchungsansätze, Zwischen- und Endergebnisse einzelner Teilstudien wurden einem Peer-Review-Verfahren unterzogen. Daraus abgeleitete Handlungsempfehlungen wurden von Wissenschaftlern unterschiedlicher Disziplinen, aber auch in der interessierten Öffentlichkeit und von Vertretern aus Politik und gesellschaftlichen Gruppen diskutiert (EWEN et al. 2012, EWEN & HAMMERBACHER 2013, ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2013).

Die vorläufigen Ergebnisse des zweiten Gutachtens für das Umweltbundesamt (DANNWOLF et al. 2014) wurden am 22.01.2014 ca. 100 geladenen Vertretern von Behörden, Industrie, wissenschaftlichen Instituten, Verbänden und Vertretern von Bürgerinitiativen vorgestellt und diskutiert (DANNWOLF et al. 2014: Anhang I).

Im Ergebnis kommt keines der Gutachten zu dem Schluss, die Fracking-Technologie sei grundsätzlich abzulehnen oder zu verbieten. Von den Gutachtern werden jedoch verschiedene Wissensdefizite festgestellt und offene Fragen formuliert. Die Gutachter erwarten übereinstimmend, dass Fracking bei Beachtung bestimmter Regeln und Restriktionen prinzipiell mit den Anforderungen des Umwelt- und Gewässerschutzes zu vereinbaren ist. Eine abschließende Bewertung der Risiken sei aber – insbesondere aufgrund der erkannten Defizite – noch nicht möglich. Sie empfehlen zunächst die weitere Auswertung vorhandener Daten und standortspezifische Untersuchungen, insbesondere geologische, hydrogeologische und hydrochemische Systemerkundungen in den potenziellen Gebieten. Diese können in die Durchführung von Pilot- bzw. Testprojekten unter wissenschaftlicher Begleitung als Grundlage der anstehenden politischen Entscheidungen einmünden. Für eine eventuelle, in diesem Rahmen beabsichtigte Anwendung der Fracking-Technologie werden eine Reihe von Voraussetzungen formuliert, unter anderem die Beachtung bestimmter Ausschlussgebiete, die Minderung des Gefährdungspotenzials von Additiven im Frackfluid, die Konkretisierung und verbindliche Festlegung von Bewertungs- und Genehmigungskriterien für den Fracking-Einsatz.

Voraussetzung sind zunächst intensive Vorerkundungen der geologischen Vorkommen, für deren Durchführung in den Gutachten zum Teil detaillierte Vorschläge gemacht werden. Ein auf die jeweilige Lagerstätte abgestimmtes Gewinnungskonzept nach dem aktuellen Stand der Technik und unter Einhaltung der einschlägigen gesetzlichen und technischen Regelungen schließt sich an. Alle durchgeführten Maßnahmen werden von einem umfangreichen und sorgfältigen Monitoring begleitet. Insbesondere die Gutachter des Umweltbundesamtes (DANNWOLF et al. 2014: AP 8) empfehlen die Durchführung wissenschaftlich begleiteter Erprobungsmaßnahmen, um weitere Erkenntnisse zu gewinnen.

Ein in allen Gutachten angesprochenes Problem ist die zur Verfügung stehende Datenlage. Für große Gebiete des Landes NRW sind publizierte geologische Daten z. B. in Form der Geologischen Karte von Nordrhein-Westfalen in den Maßstäben 1 : 25 000 oder 1 : 100 000 oder als digitales Fachinformationssystem Geologie im Maßstab 1 : 50 000 verfügbar. Für weitere Flächen liegen die Kartierungen der Preußischen Geologischen Landesaufnahme (Geologische Karte von Preußen und benachbarten deutschen Ländern 1 : 25 000) vor. Darüber hinaus existieren auch unterschiedliche Kartenwerke zur Hydrogeologie in verschiedenen Maßstäben (BREDDIN 1966, SCHLIMM 1996, ELFERS 2004), die zumindest große Teile der Explorationsgebiete abdecken.

Außerdem ist die Geologie Nordrhein-Westfalens durch Bohrungen gut erkundet: Im Archiv des Geologischen Dienstes sind mehr als 300 000 Bohrungen in einer Datenbank erfasst, davon erreichten rund 3 000 Bohrungen mehr als 500 m Tiefe (www.bohrungen.nrw.de). Aufgrund der gesetzlichen Lage sind die Ergebnisse der nicht im öffentlichen Interesse niedergebrachten Bohrungen Eigentum des Auftraggebers und ohne seine Einwilligung nicht zugänglich. Dies gilt z. B. auch für die Einsichtnahme durch die Bearbeiter der vorgenannten Gutachten und auch für die Inhaber von Aufsuchungserlaubnissen, die nicht automatisch auf die bereits vorliegenden Bohrungsinformationen in ihren Feldern zugreifen können. Die von den Gutachtern wiederholt dargestellten Wissensdefizite bezüglich der Geologie sind insofern zumindest zum Teil durch die Gesetzeslage vorgegebene subjektive, objektiv jedoch nicht vorhandene Kenntnislücken.

Nach den Regelungen des Lagerstättengesetzes (§§ 4, 5 LagerstG) sind die Bohrunternehmen verpflichtet, den Staatlichen Geologischen Diensten der Bundesländer (SGD), d. h. in NRW dem Geologischen Dienst Nordrhein-Westfalen (GD NRW), die Durchführung von Bohrungen im Voraus anzuzeigen. Sie müssen Vertretern der SGD Zugang zur Bohrung gewähren, auf Verlangen Probenmaterial zur Verfügung stellen sowie über die Ergebnisse der Bohrungen „erschöpfend Auskunft erteilen“. Gleiches gilt auch für die Durchführung geophysikalischer Untersuchungen (§ 3 LagerstG). Nur die SGD haben daher in gleicher Weise wie die Eigentümer Zugang zu allen aus den Bohrungen oder geophysikalischen Messungen gewinnbaren Informationen. Sie müssen diese Daten gegenüber Dritten zwar vertraulich behandeln, können sie aber selbst im Sinn der geologischen Landesaufnahme auswerten. Der vollständige Stand des aktuellen geologischen Wissens für eine bestimmte Region ist daher nur bei den SGD verfügbar. Im Rahmen der Regelungen seiner Betriebssatzung, des Umweltinformationsgesetzes und unter Beachtung des Datenschutzes sowie der Eigentums- und Urheberrechte stellt der GD NRW als neutrale Instanz sein Wissen und seine Erkenntnisse der Öffentlichkeit zur Verfügung.

Auf europäischer Ebene haben die Staatlichen Geologischen Dienste der Nordatlantikstaaten in einer gemeinsamen Erklärung darauf hingewiesen, dass die Geologischen Dienste die staatlichen Fachbehörden sind, die über die notwendigen Daten und Informationen zum geologischen Untergrund ihrer Länder verfügen und daher am besten gerüstet sind, die Entscheidungsträger objektiv und interessensneutral über die mit der Gasgewinnung zusammenhängenden Fragen zu informieren (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2014 b).

Die von den Gutachtern aufgeworfenen Fragen müssen nach den verschiedenen Handlungsempfehlungen durch weitere schrittweise Untersuchungen unter wissenschaftlicher Begleitung beantwortet werden, ehe dann, bezogen auf jeweils einzelne Regionen und Projekte, über eine Gasgewinnung entschieden werden kann – mit oder ohne Fracking. Dies betrifft sowohl die Frage, ob die vermuteten Vorkommen **technisch-wirtschaftlich** gewinnbar sind, wie auch die Frage, ob dies unter **Umweltaspekten** zu verantworten ist.

Die aufgeworfenen Fragestellungen sind zum Teil standortunabhängig, zum Teil standortspezifisch, wobei es Schnittmengen beider Problemgruppen gibt.

Zu den standortunabhängigen Fragen gehören aus geowissenschaftlicher Sicht

- ein verbessertes Verständnis sowie eine verfeinerte Modellierung und Kontrolle der Frackausbreitung
- die Weiterentwicklung von Techniken zur Gewinnung von Flözgas ohne hydraulische Stimulation
- eine Verbesserung der Zusammensetzung der Frackfluide, insbesondere mit Blick auf toxische Komponenten
- Fragen der langzeitigen Bohrlochstabilität
- die Fortentwicklung von Methoden des seismischen Monitorings
- Entwicklung und Anwendung von Methoden des Grundwasser-Monitorings mit dem Blick auf natürliche Grundwasservorbelastungen

Standortspezifische Fragen sind

- Gasmenge und Verteilung des Gases in den Zielhorizonten
- spezifische Zusammensetzung des Gases
- Ist der Einsatz der Fracktechnik notwendig oder möglich?
- Gesteinsdurchlässigkeiten für Gase und Flüssigkeiten in den Speichergesteinen und in den Deckschichten – Wirksamkeit der Barrieregesteine
- Vorhandensein tektonischer Störungen und Klüftigkeit des Gesteins
- Wirksamkeit möglicher Migrationspfade für Fluide und Gase
- seismische Beurteilung
- natürliche Gasführung im Deckgebirge – Grundwasser-Monitoring
- Entsorgung des standortspezifischen Flowbacks

Die Gutachten und ihre Ergebnisse waren und sind selbst Gegenstand intensiver Diskussionen, insbesondere in der Fachwelt. Die Themen „unkonventionelle Erdgasvorkommen“ und „Fracking“ werden seit einigen Jahren auf zahlreichen wissenschaftlichen Tagungen im In- und Ausland diskutiert. So wurden beispielsweise in NRW sowohl naturwissenschaftlich-technische Aspekte als auch berg- und umweltrechtliche Fragen im Zusammenhang mit der Fracking-Technologie auf mehreren Kolloquien an der RWTH Aachen ausführlich erörtert (FRENZ & PREUSSE 2011, 2012, 2013). Das Hessische Landesamt für Umwelt und Geologie (2013) wertete die vorliegenden Gutachten in Hinblick auf eine mögliche Schiefergas-Gewinnung in seinem Bundesland aus.

Die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe haben im März 2013 im Auftrag des Bund/Länder-Ausschusses Bodenforschung (BLA-Geo) die geowissenschaftlichen Aussagen der seinerzeit vorliegenden drei „Fracking-Studien“ MEINERS et al. (2012 a), MEINERS et al. (2012 c) und EWEN et al. (2012) geprüft (Staatliche Geologische Dienste 2013). Sie sahen in allen Gutachten Schwächen bei der Darstellung und Beurteilung der geowissenschaftlichen Sachverhalte, die zum Teil auf dem angesprochenen beschränkten Zugang der Gutachter zu den insgesamt vorliegenden Daten basieren. Die in den Studien geowissenschaftlich abgeleiteten Gefahren und Risiken sowie die in diesem Zusammenhang ausgesprochenen Empfehlungen werden von den SGD insgesamt als nur eingeschränkt gerechtfertigt angesehen.

Die nicht standortspezifische, pauschalierende Betrachtungsweise der Gutachten kann nach Ansicht der SGD insgesamt zu einer generellen Überschätzung der Unsicherheiten in der Beurteilung von geowissenschaftlich begründbaren Gefahren und Risiken der Fracktechnologie führen. Sofern die bestehenden gesetzlichen Regelungen eingehalten und die erforderlichen technischen Maßnahmen nach standortbezogenen Voruntersuchungen und unter Beachtung höchster Qualitäts-, Umwelt- und Sicherheitsanforderungen durchgeführt werden, ist nach Sicht der SGD grundsätzlich ein Einsatz der Fracktechnologie möglich. Der BLA-Geo hat die Stellungnahme der Geologischen Dienste auf seiner Sitzung am 13. und 14. März 2013 diskutiert, sie einstimmig angenommen und den zuständigen Ministerien weitergeleitet.

Ein grundsätzliches Problem der Gutachten ist, dass die Thematik vom „Fracking“, also von der Gewinnungsmethodik her betrachtet wird. Es wird versucht, hierzu allgemeingültige Aussagen und Handlungsempfehlungen zu formulieren. Dabei müssen zwangsläufig die jeweils standortspezifischen geologischen und hydrogeologischen Rahmenbedingungen stark vereinfacht oder pauschaliert werden. Eine grundsätzliche Entscheidung „für“ oder „gegen“ die Fracking-Technologie lässt sich nach allen vorliegenden Daten aber nicht rechtfertigen, vielmehr ist eine differenzierende Betrachtung der jeweiligen örtlichen Gegebenheiten erforderlich. Allein innerhalb Nordrhein-Westfalens unterscheiden sich die geologischen und hydrogeologischen Bedingungen der vermuteten Schiefergas-Vorkommen im Mesozoikum (Unterkreide, Jura) und Unterkarbon teilweise deutlich. Sie erfordern jeweils unterschiedliche Herangehensweisen bei Exploration, Gewinnung und Monitoring. Die Bedingungen der Flözgas-Vorkommen sind dann nochmals anders zu bewerten. Eine Beurteilung und Entscheidung der einzelnen Projekte ist daher immer nur im Kontext mit der jeweils vorliegenden örtlichen geologischen Situation möglich (vgl. Kap. 6.4.2.2).

Im Folgenden soll versucht werden, die wichtigsten von den Gutachtern aufgeworfenen Fragenkomplexe für die Explorationsgebiete in NRW näher zu beleuchten.

6.2 Explorationsbohrungen

Explorationsbohrungen auf unkonventionelle Erdgasvorkommen ohne Anwendung von Frackmaßnahmen entsprechen hinsichtlich ihrer Technik und Durchführung im Wesentlichen den Erkundungsbohrungen, die auch zu anderen Zwecken niedergebracht werden, wie z. B. die Steinkohlen-Explorationsbohrungen. In beiden Fällen werden Gesteinsproben – Bohrkern oder Bohrklein („Cuttings“) – aus dem Untergrund gewonnen und im Labor in vielfältiger Weise analysiert. Die Bohrungen geben Aufschluss über die Schichtenfolge und die Lagerungsverhältnisse, über das Auftreten von Gebirgsstörungen und über viele weitere Fragen. In den Bohrlöchern lassen sich verschiedenartige geophysikalische Messungen durchführen, die weitere Informationen über die geologischen Verhältnisse und die Gesteinseigenschaften liefern. Ferner können Bohrungen auch Auskunft über die jeweiligen Grundwasserverhältnisse geben.

In NRW liegen bei den Behörden und Bohrunternehmen große Erfahrungen bei der Genehmigung und Durchführung von Tiefbohrungen mit mehr als 1000 m Tiefe vor.



Abb. 26
Bohrung RWTH-1 im
Stadtzentrum von
Aachen, Vorbereitung
der Einhausung
des Bohrgerätes
zum Schallschutz
(Foto: B. OESTERREICH)

Seit 1975 wurden mehr als 1 000 Steinkohlen-Explorationsbohrungen meist mit Tiefen zwischen 1 000 m und 1 500 m niedergebracht. Häufig wurde aus einem Bohrstrang heraus zusätzlich gezielt abgelenkt in verschiedene Richtungen gebohrt, um eine räumliche Aufklärung der geologischen Verhältnisse zu erreichen. Im Rahmen der Suche nach konventionellen Öl- oder Gaslagerstätten wurden darüber hinaus etliche Bohrungen bis maximal fast 6 000 m Tiefe niedergebracht.

Auch für Projekte der tiefen Geothermie wurden bereits Bohrungen bis über 2 800 m Tiefe abgeteuft. Dies erfolgte teilweise sogar in dicht besiedelten Stadtgebieten, so z. B. bei der Bohrung RWTH-1 des Geothermieprojekts „Super C“ im Stadtzentrum von Aachen oder beim Freizeitbad „Nass“ in Arnberg. Durch Schallschutz und andere Maßnahmen wurde erreicht, dass es dabei nicht zu unzumutbaren Beeinträchtigungen der Nachbarschaft gekommen ist (Abb. 26).

Für Bohrungen, die tiefer als 100 m reichen, sind nach dem Bundesberggesetz Betriebspläne erforderlich, die von der Bergbehörde geprüft und genehmigt werden. Dabei werden vor einer Entscheidung andere betroffene Behörden oder Institutionen beteiligt, unter anderem auch die Wasserbehörden. Für alle Bohrungen gilt, dass sie den technischen und Umweltvorschriften z. B. in Hinblick auf den Gewässerschutz oder den Schutz vor Lärm und Abgasen entsprechen müssen. Diese sind in umfangreichen Regelwerken festgelegt: der Tiefbohrverordnung, der Verordnung über die Umweltverträglichkeit bergbaulicher Vorhaben, dem Wasserhaushaltsgesetz, dem Bundesimmissionsschutzgesetz, der TA Luft, der TA Lärm und anderen. Dies gilt auch für die Versorgung der Bohrungen mit Wasser, die Entsorgung von Abwasser, die Herrichtung der Bohrplätze zum Schutz vor evtl. auslaufenden Flüssigkeiten, den anschließenden vollständigen Rückbau und die Wiederherstellung des ursprünglichen Zustands. Die Einhaltung dieser Regeln wird von der Bergbehörde überwacht. In der Regel ist für die Durchführung von Tiefbohrungen eine zusätzliche wasserrechtliche Erlaubnis erforderlich (REINHARDT 2012). Unabhängig davon muss der Unternehmer eine privatrechtliche Einigung mit dem Grundeigentümer über die meist zeitweilige Überlassung des Bohrplatzes erzielen⁹.

⁹ Als wesentlich problematischer sind unter Sicherheits- und Umweltaspekten Bohrungen mit Tiefen von weniger als 100 m anzusehen, für die kein besonderes Genehmigungs- oder Betriebsplanverfahren erforderlich ist. Solche Bohrungen werden in sehr großer Zahl bei Baugrunduntersuchungen, der Rohstoffexploration, dem Brunnenbau oder der „flachen“ Geothermie niedergebracht. Die Durchführung derartiger Bohrungen unterliegt in der Regel keiner behördlichen technischen Überwachung und es ist auch in NRW dabei schon zu Havarien mit teilweise gravierenden Auswirkungen gekommen (WREDE et al. 2010).

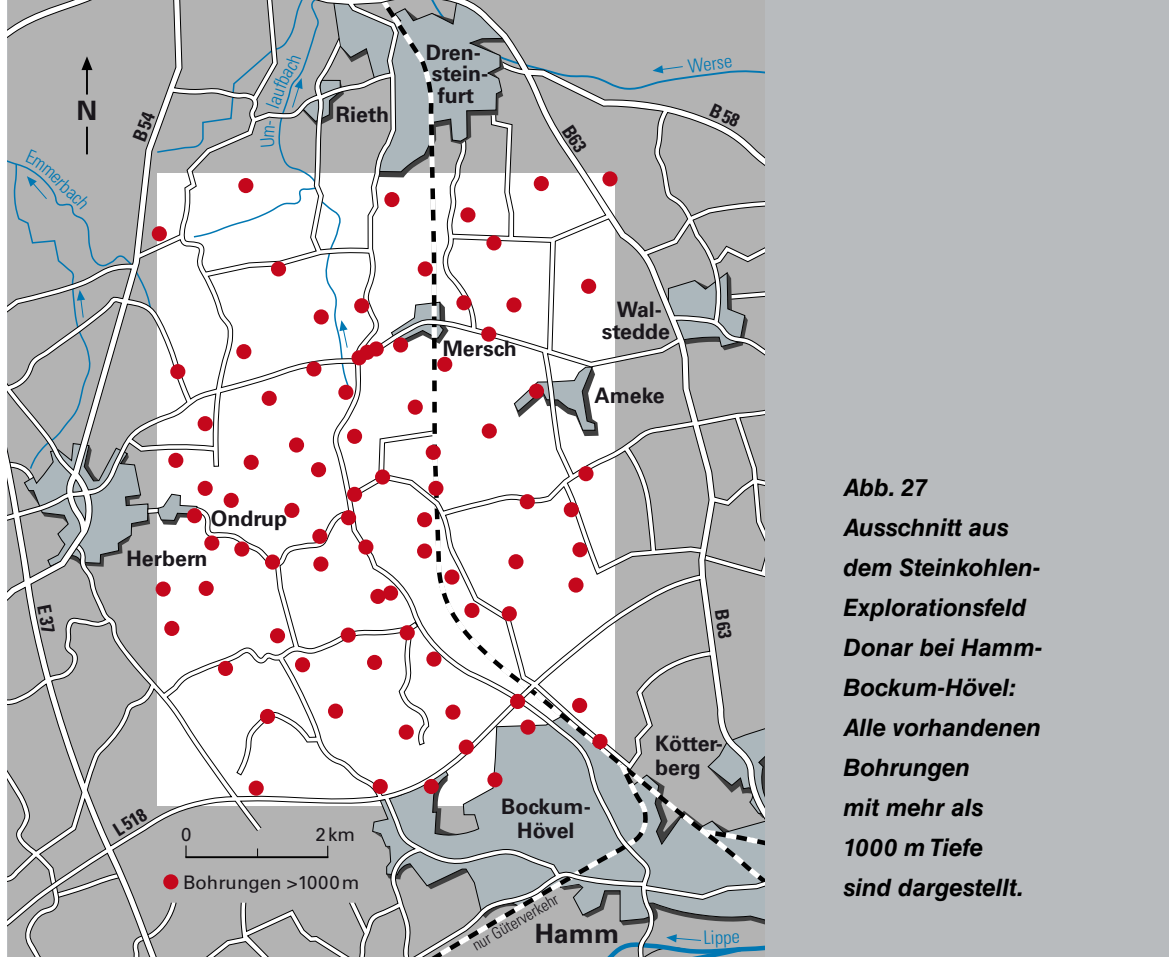


Abb. 27
Ausschnitt aus
dem Steinkohlen-
Explorationsfeld
Donar bei Hamm-
Bockum-Hövel:
Alle vorhandenen
Bohrungen
mit mehr als
1000 m Tiefe
sind dargestellt.

Die für die Tiefbohrungen in Deutschland geltenden Regelwerke, die Bestandteil des zugelassenen Betriebsplans sind, haben sich als wirkungsvoll in Hinblick auf die technische Sicherheit der Bohrungen, den Arbeitsschutz und die Umwelteinwirkungen erwiesen. Obwohl in einigen Gebieten der Steinkohlen-Exploration, z. B. im „Donar-Feld“ nördlich von Hamm (Abb. 27), die Bohrdichte deutlich mehr als eine Bohrung je km² betrug, ist es weder zu nennenswerten Havarien gekommen, noch wirkte sich die Bohrtätigkeit in relevanter Weise negativ auf Landschaft und Umwelt aus. Auch im „Landesgutachten“ (MEINERS et al. 2012 a: 13/10) betonen die Gutachter: „Für Tiefbohrungen, die im Rahmen der Erkundung unkonventioneller Erdgas-Lagerstätten ohne Fracking abgeteuft werden, müssen aus unserer Sicht keine anderen Anforderungen gelten als für andere, nicht auf unkonventionelle Erdgas-Vorkommen zielende Tiefbohrungen...“

Explorationsbohrungen, in denen Frackversuche durchgeführt werden sollen, oder Förderbohrungen mit Einsatz der Fracktechnik unterliegen grundsätzlich denselben Prüf- und Genehmigungsverfahren nach dem Bundesberggesetz und den anderen einschlägigen Vorschriften. Bei den bislang in Deutschland hauptsächlich im Bereich von Tight-Gas-Lagerstätten und bei der tiefen Geothermie durchgeführten rund 300 Frackbohrungen ist es bislang nicht zu Schadensfällen gekommen, die konkret auf den Einsatz der Fracktechnik zurückzuführen sind. Auch die bisher im Saarland und in NRW vereinzelt durchgeführten Frackmaßnahmen in Steinkohlelagerstätten, in den Bohrungen Klarenthal 4/5 (1967/68), Hohlenstein 1 (1991) und Natarp 1 (1995), haben zu keinerlei relevanten Umweltbelastungen geführt (Bezirksregierung Arnsberg 2011). Bezogen auf die Gefährdung des Grundwassers durch Bohrungen gehen DANNWOLF et al. (2014: AP 1/41) davon aus, dass „Risiken, die aus Übertageaktivitäten resultieren, in der Wahrscheinlichkeit mit denen vergleichbar sind, wie sie auch bei vielen anderen Industrieprozessen vorkommen.“ Die aufgrund der einschlägigen Regelwerke vorhandenen technischen Einrichtungen erlauben danach zumeist ein schnelles Eingreifen bei Havarien. Die möglicherweise dennoch auftretenden Schäden sind mit herkömmlichen Mitteln bekämpfbar oder können saniert werden. Auf die untertägigen Risiken von Frackbohrungen wird in Kapitel 6.4 näher eingegangen.

Die Bergbehörde von Niedersachsen, in deren Zuständigkeitsbereich die meisten bisher gefrackten Bohrungen Deutschlands liegen, hat hierfür in Form einer Rundverfügung spezielle Regelungen getroffen (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen 2012). Es besteht weitgehender Konsens darüber, dass Frackbohrungen zusätzlich zum üblichen Genehmigungsverfahren auch einer Umweltverträglichkeitsprüfung unterliegen sollen (z. B. sog. „Hannover-Erklärung“, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe et al. 2013, FRENZ 2011, THIEM 2013), vor allem wegen der besonderen Bedingungen bei der Erschließung von Schiefergas-Vorkommen, in Hinblick auf die verstärkte Sensibilität der Öffentlichkeit und da in Deutschland Erfahrungen bei der Schiefergas-Erschließung noch weitgehend fehlen. Auf jeden Fall müssen, bevor eine Genehmigung zur Durchführung von Frackmaßnahmen in Explorationsbohrungen erteilt werden kann, die Fragen und Risiken in Hinblick auf die jeweiligen Umweltauswirkungen, bezogen auf den jeweiligen Anlagenstandort und das konkrete Vorhaben, geklärt werden.

6.3 Seismizität

Im Zusammenhang mit konventioneller Erdgasförderung kommt es wegen der damit verbundenen Verringerung des Porendrucks im Gestein häufiger zu schwachen, vereinzelt aber auch zu stärkeren seismischen Ereignissen (z. B. DAHM et al. 2013 a, SUCKALE 2010, DOST & KRAAIJPOEL 2013). Derartige Beben wurden in Niedersachsen, vor allem aber auch in den Niederlanden im Umfeld der Lagerstätte Groningen beobachtet. Beim Fracking wird dagegen der Porendruck im Gestein kurzfristig erhöht. Auch dabei ist es mehrfach zum Auftreten von schwachen Erdbeben gekommen¹⁰. Die beobachteten Ereignisse standen aber fast immer mit Projekten der tiefen Geothermie im Zusammenhang, nur in Ausnahmefällen auch mit der Erdgasgewinnung. Nach Erhebungen des amerikanischen National Research Council (2013) wurde bei 35 000 in den USA untersuchten Schiefergas-Bohrungen mit Fracking nur einmal eine Serie von seismischen Ereignissen mit einer maximalen Magnitude von $M = 2,8$ ¹¹ festgestellt, während es bei Projekten der tiefen Geothermie eher regelmäßig zu messbaren seismischen Ereignissen kommt. Nach DAVIS (2014) wurden seit 1929 weltweit 198 spürbare seismische Ereignisse beobachtet, die auf anthropogene Einflüsse zurückgeführt werden können. Nur drei davon stehen im Zusammenhang mit Frackvorgängen bei der Aufsuchung oder Gewinnung von unkonventionellen Erdgaslagerstätten. Ursache hierfür könnte möglicherweise sein, dass die Druckbeanspruchung des Gebirges durch das Fracken bei der Erdgasgewinnung meist nur wenige Stunden andauert, während die Risse bei der Geothermie langfristig zumindest mit dem hydrostatischen Druck beaufschlagt werden. Ebenso sind Rissnetze, die bei Geothermieprojekten erzeugt werden, meist ausgedehnter als die der Erdgasgewinnung. Weitere Ursachen für anthropogen induzierte bzw. getriggerte seismische Ereignisse sind z. B. der Anstau in Talsperren, Bergbauaktivitäten und die konventionelle Öl- und Gasförderung.

¹⁰ Man unterscheidet begrifflich „getriggerte Seismizität“ (triggered seismicity) von „induzierter Seismizität“. Bei getriggelter Seismizität werden durch den Eingriff des Menschen vorhandene natürliche Spannungen abgebaut. Bei induzierter Seismizität werden Spannungen neu aufgebaut, bis sie sich durch ein seismisches Ereignis abbauen (DAHM et al. 2013 b).

¹¹ Erdbeben mit Magnituden $M < 2$ sind für den Menschen in der Regel nicht spürbar, erst bei Beben mit Magnituden $M > 3$ muss mit dem Auftreten von Schäden gerechnet werden.

Als wichtiges Beispiel für induzierte bzw. getriggerte seismische Ereignisse sind in Mitteleuropa die durch Geothermiebohrungen ausgelösten Erdbeben von Basel 2006 mit einer maximalen Magnitude von $M = 3,4$ zu nennen (BAISCH et al. 2009). Vom Mechanismus her ähnlich sind Beben von Landau in der Pfalz, die im Jahr 2009 mit Magnituden bis 2,7 an der Erdoberfläche spürbar waren. Im Bericht der Expertenkommission zum Ereignis von Landau (MUFV Rheinland-Pfalz 2010) wird dargelegt, dass in einigen Fällen Schäden durch das Ereignis nicht ausgeschlossen werden konnten. Die induzierte Ereignisserie in St. Gallen (Schweiz) mit dem stärksten Ereignis am 20.07.2013 ($M = 3,5$) wurde deutlich gespürt, hat aber offenbar keine Gebäudeschäden verursacht (Schweizerischer Erdbebendienst 2014). Messbare, aber nicht unbedingt spürbare Beben wurden bei weiteren Geothermieprojekten registriert.

HOLLAND (2013) beschreibt eine Serie von Erdbeben mit Magnituden von $M = 0,6 - 2,9$ aus dem südlichen Oklahoma, deren Auftreten in enger zeitlicher Korrelation zu Frackaktivitäten in einer ca. 2,5 km entfernten vertikalen Erdölbohrung stand. Die insgesamt 86 lokalisierten Bebenherde lagen in 2 – 3 km Tiefe und zeichneten eine steil einfallende Störungsfläche nach. Da die Ausdehnung der Fracks in dieser Bohrung nur ca. 50 m betrug, handelte es sich bei den hier aufgetretenen seismischen Ereignissen um „getriggerte“ Beben, die durch Diffusion des künstlich erhöhten Porenwasserdrucks ausgelöst wurden.

Unabhängig davon wurde in Oklahoma und anderen Gebieten der USA seit ca. 2010 eine deutliche Zunahme der Erdbebenhäufigkeit und -stärke (i. d. R. Magnituden bis ca. 4,5, maximal 5,7) registriert, die sich auf die Injektion von Lagerstätten- bzw. Produktionswässern der Kohlenwasserstoffförderung zurückführen lassen (WALSH & ZOBACK 2015, WEINGARTEN et al. 2015). Die Autoren vermuten hydraulische Zusammenhänge zwischen den tief liegenden Sedimentschichten, in die das Fluid injiziert wird, und aktiven Störungssystemen im darunter liegenden kristallinen Basement. Hierdurch kommt es, zum Teil mit zeitlicher Verzögerung, zu „getriggerten“ Beben auf diesen Störungen. Die Auswirkungen des „Frackings“ selbst auf das seismische Geschehen werden dagegen als gering eingeschätzt (RUBINSTEIN & MAHANI 2015).

Auf Fracktests im Zusammenhang mit der Gassuche waren Beben im englischen Blackpool und angrenzenden Lancashire zurückzuführen: Am 1. April und am 27. Mai 2011 wurde dort eine Serie von seismischen Ereignissen registriert, von denen zwei Magnituden von $M = 2,3$ bzw. $M = 1,5$ erreichten. Es wurde ein Zusammenhang mit den Fracking-Aktivitäten in der Bohrung Preese Hall festgestellt, die zur Exploration von Schiefergas im karbonzeitlichen Bowland-Shale diente. Diese seismischen Ereignisse wurden bezüglich ihrer Entstehung und ihrer tatsächlichen und theoretisch möglichen Auswirkungen ausführlich analysiert. Darauf aufbauend wurden Strategien zur Verminderung der Gefährdung entwickelt. Dazu gehören die Steuerung des Porendrucks durch Begrenzung des injizierten Flüssigkeitsvolumens und eine rasche Rückförderung des Flowbacks sowie ein seismisches Monitoring während des Frackvorgangs (DE PATER & BAISCH 2011).

Von EVANS et al. (2012) wurde eine Zusammenstellung von insgesamt 41 Fällen erarbeitet, bei denen in Europa seismische Ereignisse im Zusammenhang mit Fluid-Injektionen in sedimentäre und kristalline Gesteine beobachtet wurden. Die Auswertung dieser Daten ergab, dass in Gebieten mit geringer natürlicher seismischer Aktivität die Wahrscheinlichkeit, spürbare Erdbeben auszulösen, geringer ist, als in solchen mit höherer natürlicher Aktivität.

Durch die polnische Umweltbehörde wurden in den Jahren 2013 und 2014 drei gefrackte Erdgasbohrungen einem intensiven seismischen Monitoring unterzogen (Generalna Dyrekcja Ochrony Srodowiska 2015 b). Bei keiner der Bohrungen ließen sich Erschütterungen feststellen, die auf den Frackvorgang zurückzuführen waren. Im Fall der Bohrung Sycyn-OU2K wurden Vibrationen registriert, die mit dem Betrieb der Pumpenanlagen korrespondierten, ferner wurden paraseismische Vibrationen festgestellt, die auf benachbarten Straßenverkehr zurückzuführen waren. In allen diesen Fällen blieben die Erschütterungen deutlich unter den zulässigen Grenzwerten nach dem Polnischen Standard PN-85/B-02170 bzw. der DIN 4150/3.

Ursächlich für die Vorgänge der getriggerten Seismizität sind in erster Linie unter Spannung stehende geologische Störungen und für induzierte Seismizität die durch den Stimulationsvorgang hervorgerufene Erhöhung des Porenwasserdrucks. Durch das Einpressen von Fluiden kann es in einer unter Spannung stehenden Störungszone zur Verminderung der Reibung und damit zum plötzlichen Spannungsabbau zwischen den angrenzenden Gebirgsschollen kommen. Bezeichnenderweise ereigneten sich die bisher stärksten beobachteten Beben vorwiegend im Bereich des tektonisch aktiven Rheingrabens.

Die Gefahr getriggelter bzw. induzierter seismischer Ereignisse kann von mehreren Seiten her angegangen werden: Um entsprechende Vorfälle von vornherein auszuschließen, sollte auf die Durchführung von Fracks im Bereich unter Spannung stehender tektonisch aktiver Zonen möglichst verzichtet werden. Dazu ist es notwendig, Kriterien zu definieren, die derartige Zonen und ihren möglichen Einflussbereich kennzeichnen. In NRW ist die natürliche Erdbebentätigkeit weitgehend auf die südliche Niederrheinische Bucht konzentriert (vgl. Geologischer Dienst NRW 2006, PELZING 2008). Im nördlichen Niederrheingebiet herrscht eine deutlich geringere Aktivität (LEHMANN 2010, KRONSBEIN & LEHMANN 2013). Im Münsterland, in Ostwestfalen oder dem Sauerland besteht keine vergleichbare Aktivität. Lediglich im Bereich des Teutoburger Waldes sind aus historischer Zeit vereinzelte Erdbeben dokumentiert, so das Erdbeben von Bielefeld 1612, von Oerlinghausen 1767 und von Alfhausen 1770 (LEYDECKER 2011). Im Bereich der Osning-Überschiebung sind zusätzlich zur historischen Seismizität auch einige wenige Ereignisse instrumentell signifikant erfasst worden. Als Anhaltspunkt dafür kann dienen, dass diese Gebiete außerhalb von Erdbebenzonen oder in der Erdbebenzone 0 nach DIN 4149 (2005) liegen. Die Wahrscheinlichkeit, dass fühlbare Erdbeben auftreten oder ausgelöst werden, ist daher sehr gering.

Es ist weiterhin zu berücksichtigen, inwieweit Betriebsparameter des Fracking-Prozesses Einfluss auf das Auftreten von induzierten Erdbeben haben können. Hierzu zählen z. B. die Geschwindigkeit des Druckauf- und -abbaus im Gestein, die Menge und Zusammensetzung des Frackfluids und die Dauer des Frackvorgangs (vgl. DE PATER & BAISCH 2011). Da diese Fragen nicht nur für die mögliche Gasgewinnung von Bedeutung sind, sondern vor allem auch für Vorhaben der tiefen Geothermie, wird ihnen in verschiedenen Forschungsvorhaben intensiv nachgegangen. Insbesondere sind die vom Bundesministerium für Umwelt bzw. der EU finanzierten Forschungsprojekte MAGS (Mikroseismische Aktivität Geothermischer Systeme) und GEISER (Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs) zu nennen. Hier haben sich Universitäten, Forschungsinstitute und die betroffene Industrie zu Forschungsverbänden zusammengesetzt (MAGS 2014, GEISER 2014). Die dort erzielten Ergebnisse sind zumindest teilweise auch auf die Erdgasgewinnung übertragbar.

Im Gutachten für das Umweltbundesamt (RÜTER et al. in DANNWOLF et al. 2014: AP6/85) kommen die Autoren zu dem Schluss, dass – verglichen mit anderen Bergbauzweigen – die seismologische Gefährdung bei der Gewinnung von Schiefergas eher gering ist. Dies gilt insbesondere für die Betriebsphasen Bohren, Fracken, Produktion und Rückbau. Lediglich für den Prozess der Reinjektion des Flowbacks in Verpressbohrungen wollen sie eine seismische Gefährdung nicht ausschließen. Zur gleichen Einschätzung kommt auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (KÜMPEL 2015). Demnach ist nach derzeitiger Datenlage das Risiko induzierter Erdbeben bei der Gewinnung unkonventionellen Erdgases geringer als z. B. bei der Förderung aus konventionellen Erdgaslagerstätten, beim Untertagebergbau oder beim Füllen von Stauseen.

Unabhängig von dieser Einschätzung sollten alle Frackaktivitäten von einem seismischen Monitoring begleitet werden. Der Geologische Dienst NRW hat bereits in der Vergangenheit für etwaige Frackvorhaben in NRW ein Konzept der seismischen Überwachung entwickelt, das zwei Schritte umfasst:

- Monitoring im Null-Zustand (Messungen vor Beginn des Frackens)
- laufende Messungen und Bewertung des Risikos anhand eines Stufenplanes während des Frackens

Für Geothermische Anlagen wurden vom Forschungskollegium Physik des Erdkörpers Empfehlungen zur Überwachung Induzierter Seismizität formuliert (FKPE 2012); hieraus abgeleitet wurde eine Richtlinie des Bundesverbandes Geothermie „Seismizität bei Geothermieprojekten – Seismische Überwachung“ (GTV 2011). Von RÜTER et al. (in DANNWOLF et al. 2014: AP 6/73) wird empfohlen, diese Richtlinie auch für alle Standorte zur Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten zu übernehmen.

Kommt es bei der seismischen Überwachung eines Frackvorgangs zu Abweichungen von dem zu erwartenden Bild, deutet dies auf ungewöhnlich ablaufende Vorgänge wie z. B. die Aktivierung einer Störung hin, auf die reagiert werden muss. Ausgehend von der Analyse der Beben von Blackpool wurde von DE PATER & BAISCH (2011) das Konzept eines „Ampelsystems“ zur seismischen Überwachung entwickelt. Dies basiert auf einem laufenden seismischen Monitoring während der Frackarbeiten. Dabei wurden Beben bis zur Stärke $M = 2,6$ als zulässig erachtet. Da die Analyse der seismischen Vorgänge in Blackpool gezeigt hat, dass die stärksten seismischen Ereignisse erst nach dem Ende der Injektion auftraten, muss ein Schwellenwert festgelegt werden, bei dessen Überschreiten die Injektion abgebrochen und die Rückförderung des Flowbacks eingeleitet werden muss. Für die Verhältnisse in Blackpool wurde dieser Schwellenwert mit $M = 1,7$ definiert.

Zur Beweissicherung ist ein Monitoring im Null-Zustand im Vorfeld des Frackens erforderlich. Dabei wird die natürliche seismische Aktivität erfasst, wodurch anschließend eine induzierte bzw. getriggerte Erdbeben-tätigkeit erkannt werden kann und sich hinsichtlich Stärke, Häufigkeit, Zeitintervall und Lage charakterisieren lässt. Mit diesen Informationen können maximale Beschleunigungswerte an der Oberfläche und die sich daraus gegebenenfalls ergebenden Auswirkungen ermittelt werden.

Während des Frackvorgangs müssen die betroffenen Bereiche durch eine entsprechende Anzahl von Stationen – in der Regel sollten das fünf Messeinrichtungen sein – überwacht werden. Dabei werden während des Bohrens und des Stimulationsvorganges weitere Daten gewonnen. Die Erhebung dieser Daten und ihre Interpretation sollen dann ermöglichen, auf ungewöhnliche Entwicklungen sofort und angemessen reagieren zu können, im Zweifelsfall durch Einschränkung oder Abbruch der Injektionsmaßnahmen beim Überschreiten von individuell noch festzulegenden Schwellenwerten.

Ein diesen Vorstellungen sehr ähnliches seismisches Monitoring wurde beispielsweise zur Überwachung der Auswirkungen der Erdölbohrung Barth 11 in Mecklenburg-Vorpommern realisiert, in der im Jahr 2014 hydraulische Stimulationsmaßnahmen durchgeführt wurden (HAUPTMANN et al. 2015). Zusätzlich gaben Messungen nach der Methode der passiven seismischen Emissionstomographie Auskunft über die lokalen Auswirkungen der Stimulationsmaßnahmen. Es zeigte sich, dass es zu einer Frackausbreitung von durchschnittlich 160 m Länge und 60 m Höhe über und 70 m unter dem annähernd horizontal verlaufenden Bohrloch kam.

6.4 Beeinträchtigung des Grundwassers durch Frackfluide

In der Öffentlichkeit spielt die Diskussion um mögliche Beeinträchtigungen des Grundwassers bei der Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen eine zentrale Rolle. Entsprechende Besorgnisse werden auch vonseiten der Wasserversorger geäußert (z. B. PETERWITZ 2012, Rheinisch Westfälisches Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH 2013). Wegen der unterschiedlichen Mobilität der Stoffe muss zwischen möglichen Kontaminationen von Grundwasser durch Frackfluide oder den Flowback der Bohrungen und der möglichen Freisetzung von Methan unterschieden werden, welches unkontrolliert in grundwasserführende Schichten oder zur Erdoberfläche aufsteigen könnte.

6.4.1 Frackfluide

Das Risiko einer Grundwasserkontamination durch Frackfluide lässt sich von zwei Seiten betrachten: Zum einen richtet sich der Blick auf die Zusammensetzung der Frackfluide und ihre möglichen Umweltauswirkungen, zum anderen auf die möglichen Wegsamkeiten, durch die sie in das Grundwasser gelangen könnten.

Es ist zu klären, inwieweit die in den Bohrungen eingesetzten Fluide potenziell grundwasserschädlich sind. Ein großer Teil ist ökologisch unproblematisch und wird z. B. auch in der Lebensmittelindustrie verwendet, andere sind jedoch human- oder ökotoxikologisch bedenklich (LICHTENECKER 2011, MEINERS et al. 2012 a: 7/19, EWERS et al. 2012, SCHMIDT-JANSEN & ALTENBURGER 2012). In den zum Teil extremen Verdünnungen, mit denen diese Stoffe in den Bohrungen eingesetzt werden, liegen aber meist Gemische vor, die nach dem Chemikalienrecht als „nicht gefährlich“ eingestuft werden bzw. „nicht“ oder „schwach wassergefährdend“ nach der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS 2005) sind. Die Wasser-Gefährdungsklasse eines Stoffgemisches kann nach Anhang 4 der VwVwS (2005) entweder über eine Rechenregel aus den Gefährdungsklassen der einzelnen Komponenten oder auf Basis von Prüfdaten am Stoffgemisch ermittelt werden. Gegenwärtig besteht hier jedoch eine Grauzone, da sich diese Regeln auf Oberflächengewässer und nicht auf das Grundwasser beziehen.

Die Vorgaben des Chemikalienrechts erfassen den Anwendungsbereich des Frackens nicht explizit (MERENYI & FÜHR 2012). Auch die Aussagen des Wasserhaushaltsgesetzes zu Anforderungen an Stoffe, die in das Grundwasser gelangen können, sind unscharf. Es ist daher zu klären, welche Gefährdungsbewertungen der eingesetzten Stoffe zugrunde gelegt werden müssen. Ist es die Toxizität der Einzelkomponenten („Additive“), die Toxizität der an der Bohrung angelieferten „Zubereitungen“, oder aber die Toxizität des tatsächlich in die Bohrung eingebrachten „Frackfluids“. Letzteres wird aus den gelieferten „Zubereitungen“ in starker Verdünnungen von zum Teil weniger als 1 : 200 bis 1 : 500 hergestellt (MEINERS et al. 2012 a: 7/4, vgl. auch ENDERLE et al. 2013: 7).

Die juristische Definition des Begriffes „Grundwasser“ des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) bzw. der EU-Wasserrahmenrichtlinie wird nicht einheitlich gesehen (REINHARDT 2012: 54, 55; ROSSNAGEL et al. 2012; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016). Daher wird die Frage kontrovers diskutiert, ob darunter jedes Wasser unter der Erdoberfläche zu verstehen ist, also beispielsweise auch das in den Gesteinsporen eingeschlossene Formationswasser, oder nur Wasser, das an Stoffkreisläufen teilnimmt, oder ausschließlich das Wasser, das in irgendeiner Form für den Menschen nutzbar ist oder sein könnte. Die vorherrschende Rechtsprechung neigt zur Anwendung der weiter gefassten Definition. Tatsächlich ist die juristische Beurteilung der wasserrechtlichen Rahmenbedingungen des „Fracking“ sehr unübersichtlich, da hierbei die Regelungen des Wasserrechts (WHG) und des Bergrechts (Bundesberggesetz, Verordnung über die Umweltverträglichkeit bergbaulicher Vorhaben) miteinander verwoben sind und die dabei benutzten Begrifflichkeiten nicht immer kongruent sind (FRENZ 2011, 2012, 2013, 2014; GRIGO & MENNEKES 2013; MEINERS et al. 2012 c).

Als Folge dieser rechtlichen Unschärfen ergeben sich für Außenstehende nur schwer verständliche und scheinbar widersprüchliche Aussagen. So wird in verschiedenen Gutachten einerseits festgestellt, dass Frackfluide überwiegend „nicht“ oder „schwach wassergefährdend“ und „nicht umweltgefährdend“ und nach dem Chemikalienrecht „nicht kennzeichnungspflichtig“ seien (z. B. EWERS et al. 2012). Andererseits sollen sie aber ein „hohes“ bzw. „mittleres bis hohes human- und ökotoxikologisches Gefährdungspotenzial“ aufweisen (MEINERS et al. 2012 a: 7/126, SCHMIDT-JANSEN & ALTENBURGER 2012).

Unabhängig von der Klärung dieser eher formalen Fragen ist es auf jeden Fall erstrebenswert, potenziell schädliche Komponenten im Frackfluid durch andere, weniger schädliche oder im Idealfall grundwasserneutrale Stoffe zu ersetzen. Dies ist eine Aufgabe der Hersteller der Frackfluide, an der bereits intensiv gearbeitet wird (KASSNER 2012, RUNGE 2013). Danach lässt sich die Anzahl und Menge der problematischen Substanzen in den Frackfluiden bereits heute deutlich reduzieren. Wahrscheinlich kann in absehbarer Zukunft ganz auf den Einsatz toxischer Substanzen verzichtet werden (KASSNER 2014). Die Wirksamkeit der neu entwickelten Frackfluide muss jedoch im Praxis-Maßstab erprobt werden. Der bisher übliche Biozid-Einsatz lässt sich möglicherweise durch Bestrahlung der Bohrflüssigkeit mit UV-Licht ersetzen, das ebenfalls sterilisierend wirkt (RUNGE 2013). So hat die österreichische Firma OMV gemeinsam mit der Montanuniversität Leoben versucht, ein Schiefergas-Vorkommen durch sogenannte „Clean Fracks“ zu erschließen, bei denen neben Wasser und Quarzsand lediglich Maisstärke zum Einsatz kommen sollte. Aus wirtschaftlichen Erwägungen wurde dieses Projekt allerdings nicht zu Ende geführt (OMV 2014).

Über die Frage, welche Stoffe in den Untergrund eingebracht werden dürfen, wird letztlich im Rahmen eines wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens durch die zuständigen Wasserbehörden entschieden. Dies setzt die Offenlegung der jeweiligen Rezepturen durch die Herstellerfirmen der Frackfluide voraus, die in der Vergangenheit und zum Teil auch heute noch als Betriebsgeheimnisse betrachtet wurden (vgl. ENDERLE et al. 2013: 5). Inzwischen haben einige Firmen die Zusammensetzungen ihrer Frackfluide publiziert und Angaben über Art und Mengen der eingesetzten Stoffe im Internet veröffentlicht (z. B. ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2015 a).

6.4.2 Wegsamkeiten

Von geowissenschaftlicher Seite her sind die Wegsamkeiten im Gestein zu betrachten, die es einem Frackfluid ermöglichen könnten, aus dem Zielhorizont in einen Grundwasserleiter vorzudringen. Lassen sich Wegsamkeiten vollständig ausschließen, spielt die Frage der Toxizität nur eine geringe Rolle. In stark wegsamen Gesteinen dagegen müssen die Anforderungen an die Umweltverträglichkeit der Fluide deutlich höher sein. Dieser Zusammenhang lässt sich in einer Risikomatrix darstellen, wobei ein Zustand mit möglichst kleinem Risikofaktor anzustreben ist (Tab. 4) (WREDE 2012)¹².

Von MEINERS et al. (2012 a bzw. 2012 c) werden insgesamt vier mögliche Pfade identifiziert, durch die Frackfluide in das Grundwasser gelangen könnten (Abb. 28):

1. Eintrag an der Erdoberfläche oder bei der Entsorgung („Pfadgruppe 0“)
2. Aufstieg über künstliche Wegsamkeiten („Pfadgruppe 1“)
3. Aufstieg über tief greifende Störungen („Pfadgruppe 2“)
4. Aufstieg/Ausbreitung ohne besondere Wegsamkeiten („Pfadgruppe 3“)

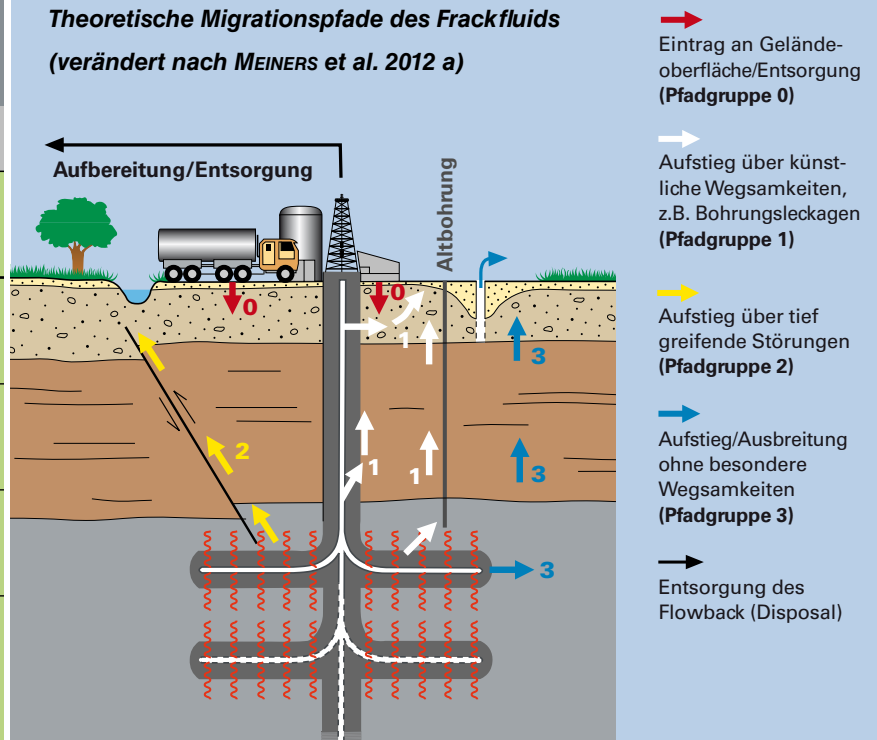
MEINERS et al. (2012 b: 39) berücksichtigen bei ihren Risikoabschätzungen ausdrücklich keine Verdünnungseffekte, die bei einem Eintritt des Frackfluids in einen Grundwasserleiter auftreten würden. Ebenso werden chemische oder physikalische Reaktionen mit den im Grundwasser enthaltenen Stoffen oder dem Gestein nicht betrachtet, die zu einem Abbau der im Frackfluid enthaltenen Komponenten führen könnten.

¹² Der Begriff „Risiko“ ist definiert als das Produkt aus der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Ereignisses und den maximalen Auswirkungen desselben. Die Eintrittswahrscheinlichkeit wird in diesem Falle durch die Wegsamkeiten bestimmt, die Gravität der Auswirkungen durch die Toxizität der Fluide.

Tabelle 4
Risikomatrix zur Kontamination
des Grundwassers

		Toxizität der Frackfluide			
		Groß (3)	Mittel (2)	Klein (1)	Nicht vorhanden (0)
Wegsamkeiten	Groß (3)	9	6	3	0
	Mittel (2)	6	4	2	0
	Klein (1)	3	2	1	0
	Nicht vorhanden (0)	0	0	0	0

Abb. 28
Theoretische Migrationspfade des Frackfluids
(verändert nach MEINERS et al. 2012 a)



6.4.2.1 Technische Pfade

Die von MEINERS et al. (2012 a bzw. 2012 c) benannten Pfadgruppen „0“ und „1“ beschreiben technische Risiken, deren Beurteilung nicht prioritär eine geowissenschaftliche Frage ist. Auf diese Fragen wurde aber z. B. in der Risikostudie Fracking (EWEN et al. 2012) eingegangen. Ausführlich werden sie auch im Projekt „Hydraulic Fracturing – eine Technologie in der Diskussion“ der Deutschen Akademie für Technikwissenschaften erörtert (EMMERMANN 2014, acatech 2015). Dabei werden insbesondere wissenschaftlich begleitete Demonstrationsvorhaben gefordert, um die Technologie weiter entwickeln zu können.

Den Risiken des Stoffeintrags von der Erdoberfläche her (Pfadgruppe 0) ist durch sachgerechten und vorschriftsmäßigen Umgang mit potenziell grundwassergefährdenden Stoffen Rechnung zu tragen, wie er auch für andere Chemikalien oder Stoffe Stand der Technik ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass erst am Bohrplatz die Verdünnung des Frackfluids mit Wasser erfolgt, d. h. die Anlieferung der Chemikalien erfolgt in den höher konzentrierten „Zubereitungen“. Insbesondere die Abdichtung des Bohrplatzes gegen den Untergrund und verlässliche Auffangvorrichtungen für evtl. austretende Stoffe sind unverzichtbar und in Deutschland vorgeschrieben. Ein erheblicher Teil der berichteten Havariefälle in den USA lässt sich darauf zurückführen, dass dort eine Abdichtung von Bohrplätzen nicht allgemein üblich ist. Es besteht dann ein hohes Risiko, dass Flüssigkeiten aus undichten Tanks oder bei Leitungsleckagen unkontrolliert in den Boden gelangen können (Abb. 29). Nach den bislang im Entwurf vorliegenden umfangreichen Untersuchungen der amerikanischen Umweltbehörde (EPA 2015) ist der allergrößte Teil der dort beobachteten Schadensfälle auf Leckagen an der Erdoberfläche zurückzuführen. Es wird geschätzt, dass es dort bei 0,4 – 12,2 % der gefrackten Bohrungen zu solchen Vorkommnissen kommt. EPA geht dabei davon aus, dass in den USA jährlich etwa 25 000 – 30 000 Bohrungen gefrackt werden.

Die Auswirkungen solcher Leckagen sind aber offenbar begrenzt: In 9 % der untersuchten Fälle wurde ein Oberflächengewässer verschmutzt und in 64 % kam es zu Bodenkontaminationen. Grundwasserkontaminationen wurden nicht beobachtet. Es wird allerdings nicht ausgeschlossen, dass die Beobachtungszeit nicht ausgereicht hat, um eine langsame Diffusion von Schadstoffen in Richtung eines Grundwasserleiters zu erfassen.

Abb. 29

**Unbefestigter Bohrplatz in Troy/
Pennsylvania, USA (aus NYSDEC 2011)**



**Bohrplatz Oppenwehe 1 (NRW) mit Boden-
abdichtung und Flüssigkeitsauffangsystemen**



Die Pfadgruppe 1 bezieht sich vorrangig auf mögliche Leckagen der Bohrungen oder das Vorhandensein unzureichend gesicherter Altbohrungen, die als Fluidaufstiegswege wirken könnten. Auch dies ist ein vorrangig technisches Thema, bei dem der Fokus auf der über längere Zeiträume verlässlichen Dichtigkeit der Bohrlochverrohrungen liegt. Insbesondere die Langzeitstabilität der Bohrlochzemente in Verbindung mit den auftretenden natürlichen oder bohrungsspezifischen chemischen und physikalischen Bedingungen muss gewährleistet sein und durch adäquate Messverfahren wie das Cement Bond Log nachgewiesen werden (SCHMIDT 2012, VOLKMANN et al. 2013).

Die Lagepunkte und Daten von Altbohrungen relevanter Tiefe sind – ebenso wie die Lage alter Schächte – bei der Bergbehörde und im Datenbanksystem DABO des Geologischen Dienstes NRW dokumentiert. Über das Internetportal www.bohrungen.nrw.de des Geologischen Dienstes NRW sind die Bohrpunktnachweise frei zugänglich. Schichtenverzeichnisse und sonstige Informationen aus Bohrungen unterliegen jedoch im Regelfall dem Eigentumsvorbehalt des jeweiligen Auftraggebers der Bohrung (vgl. Kap. 6.1).

Als Sonderfälle dieses Kontaminationspfades werden von der amerikanischen Umweltbehörde (EPA 2015) Ereignisse beschrieben, bei denen sich bei dicht nebeneinander niedergebrachten Frackbohrungen die künstlich erzeugten Rissnetze berühren und Frackfluide aus einer aktuell gefrackten Bohrung in eine ältere, bereits in Förderung stehende Bohrung gelangen.

6.4.2.2 Geologische Pfade in NRW

Zur Beurteilung der von MEINERS et al. (2012 a) definierten Pfadgruppen 2 und 3 sind geowissenschaftlich zwei Fragestellungen zu beantworten: Gibt es wegsame Störungen, durch die bei entsprechendem Druckpotenzial Fluide aufsteigen können? Sind die Gesteine über dem Zielhorizont durchlässig oder wirken sie als geologische Barriere gegen die Ausbreitung von Fluiden? Um die Wirksamkeit der genannten geologischen Pfadgruppen 2 und 3 beurteilen zu können, ist die Kenntnis des Schichtenaufbaus und des Störungsinventars in einem geplanten Fördergebiet unerlässlich. Diese Bedingungen unterscheiden sich naturgemäß von Standort zu Standort und können daher nicht pauschal beurteilt werden.

In den verschiedenen Gutachten wird versucht, diesem Problem durch die Definition von „Geosystemen“ (MEINERS et al. 2012 a: 3/4) oder „Settings“ (EWEN et al. 2012: 30) zu begegnen. Dabei wird als „Geosystem ein weitgehend in sich abgeschlossener Bereich mit vergleichbaren geologisch-hydrogeologischen Verhältnissen verstanden“. Die Autoren des Landesgutachtens definieren so innerhalb der gashöffigen Regionen von NRW insgesamt zehn Bereiche als „Geosysteme“, die sie einer hydrogeologischen Systemanalyse unterziehen. Im Rahmen der Risikostudie Fracking (EWEN et al. 2012) wurden in Hinblick auf Schiefergas- und Flözgas-Vorkommen in den Aufsuchungsfeldern der Fa. ExxonMobil sieben Standorte möglicher oder bereits durchgeführter Erkundungsbohrungen als „Settings“ definiert, deren unterschiedliche Gegebenheiten die Spannweite von denkbaren geologischen und hydrogeologischen Szenarien repräsentieren. Drei dieser „Settings“ repräsentieren Flözgas-Vorkommen, davon liegen zwei in NRW, bei Borken und Nordwalde. Das Setting Bad Laer wird durch eine bereits vorhandene Erkundungsbohrung unmittelbar nördlich der NRW-Landesgrenze dargestellt. Die Schiefergas-Vorkommen werden durch die „Settings“ Quakenbrück-Ortland, Lünne und Damme in Niedersachsen repräsentiert. Das „Setting“ Damme ist ungefähr mit der Situation der Bohrung Oppenwehe 1 (Kreis Minden-Lübbecke) in NRW vergleichbar. Das siebte „Setting“, Vechta, bezieht sich auf Tight-Gas-Vorkommen ebenfalls in Niedersachsen. Die einzelnen „Settings“ unterscheiden sich hauptsächlich bezüglich des Deckgebirgsaufbaus.

Beide Verfahren stoßen zwangsläufig an Grenzen, wenn es um die Beurteilung bestimmter Standorte oder geplanter Förderregionen geht: Bei der Definition von „Geosystemen“ besteht die Gefahr, dass sie zu groß definiert werden und daher nur begrenzte Aussagen zum Einzelobjekt zulassen. Bei der Betrachtung von gut dokumentierten „Settings“ bleibt die Frage offen, ob und inwieweit die Ergebnisse auf andere Gebiete übertragen werden können.

6.4.2.2.1 Störungen

Die Risiken der Pfadgruppe 2 sind relativ unabhängig von der Gesteinsausbildung der Deckgebirgsschichten, wenn hinreichend permeable Klufzonen vorhanden sind, die die gasführenden Schichten im Untergrund bzw. das im Fracking-Prozess geschaffene Rissystem mit höher gelegenen, grundwasserführenden Schichten verbinden. Die Erfahrung zeigt aber, dass Störungen in duktilen Gesteinen, z. B. in Tonsteinen, weniger durchlässig sind als solche in spröden Gesteinen, z. B. in Sandsteinen oder Karbonaten. Sollte ein solcher Fall vorliegen und ein Riss während des Frackvorgangs in ein offenes Störungssystem hineinwandern, käme es allerdings sofort zu einem massiven und unplanmäßigen Druckabfall in der Bohrung, der die weitere Durchführung des Fracks verhindert. Von der betriebstechnischen Seite her erscheint dieses Szenario daher relativ unrealistisch.

HEITFELD et al. (2012: 14) beschreiben für das Münsterland mit Bezug auf DÖLLING & JUCH (2009) eine vorwiegend „entkoppelte“ Tektonik zwischen karbonischem Stockwerk und kretazischem Deckgebirge. Danach wäre das Auftreten durchgängiger Störungen, die als Wegsamkeiten dienen könnten, eher unwahrscheinlich. Tatsächlich aber existieren durchaus auch Störungssysteme, die die Stockwerksgrenze durchschlagen und dann entweder innerhalb der Kreide-Schichten nach oben hin auslaufen oder bis zur Erdoberfläche durchhalten. Beispiele hierfür finden sich bei DROZDZEWSKI & WREDE (1994), WREDE (1992, 2000 a, 2010) und WREDE & JANSEN (1993). Gleichwohl sind nach RUDOLPH et al. (2008) die Störungssysteme im Deckgebirge überwiegend abgedichtet, und es ist nur lokal mit Wegsamkeiten zu rechnen. Andernfalls müssten entlang wegsamer Störungsbahnen im zentralen und nördlichen Münsterland verbreitet deutliche Soleaustritte zu beobachten sein, da dort der aufwärts gerichtete Druckgradient des artesisch gespannten Salzwasser-Aquifers am größten ist (s. Kap. 6.4.2.2.2.1). Nach MICHEL (in Geologie im Münsterland 1995: 119) werden punktuelle artesische Wasseraustritte aber nur in den Randbereichen des Münsterländer Beckens beobachtet (Abb. 30).

Abb. 30

Artesischer Wasseraustritt aus einer Brunnenbohrung am Rand der Verbreitung der Emscher-Formation, Unna-Mülhausen

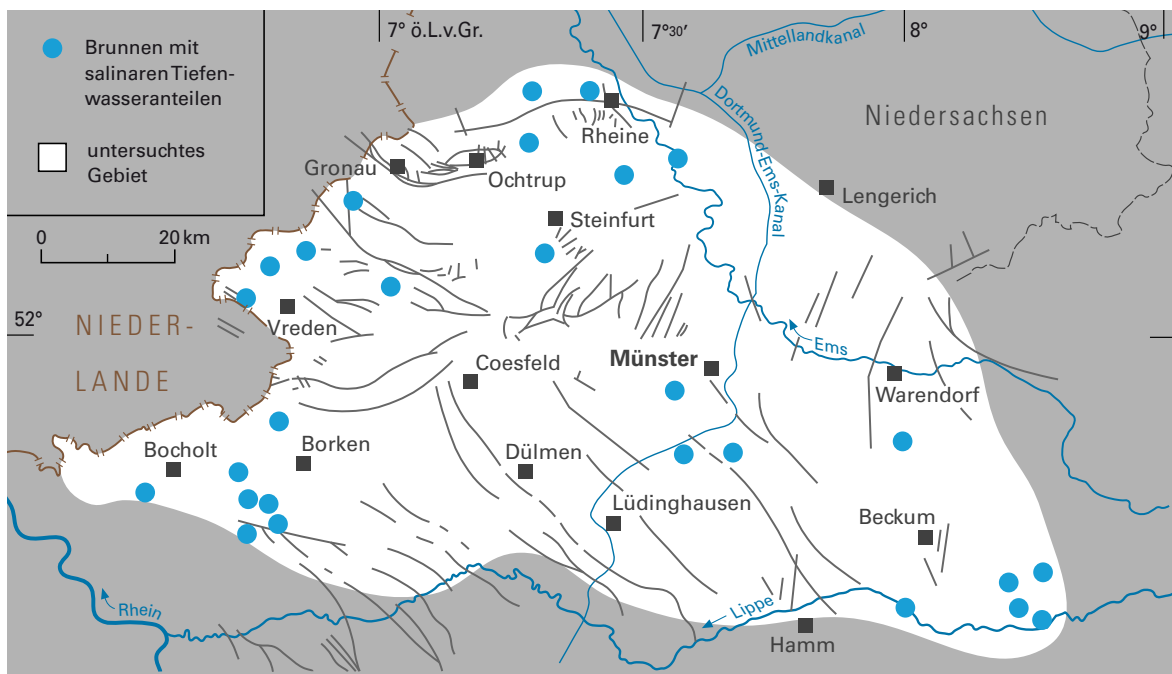


Auch im Gutachten für die Landesregierung (MEINERS et al. 2012 a: 5/21) wird ausgeführt: „Gegen durchgehende, durchlässige Störungen im zentralen Münsterland spricht das Fehlen von natürlichen artesischen Soleaufstiegen ... Allerdings kann dies auch mit einer fehlenden aufsteigenden Potenzialdifferenz zusammenhängen (die wiederum ein Hinweis auf eine geringe Durchlässigkeit der Cenoman/Turon-Kalke wäre).“

SCHNEIDER (1964) deutet allerdings unter Bezug auf KÖTTER (1958) erhöhte Chlorid-Konzentrationen in Brunnen des Münsterlandes als Effekt von Solezutritten über wasserwegsame Störungs- oder Kluftzonen aus dem tieferen Untergrund. Nach DONATH (2000) treten derartige Fälle aber nur sehr vereinzelt auf. Ein Bezug zu Störungssystemen ist dabei keineswegs deutlich (Abb. 31).

Die hydraulische Wirksamkeit von Störungssystemen innerhalb des flözführenden Karbons im Ruhrgebiet ist unterschiedlich: Einerseits treten aus etlichen Störungen mineralisierte Thermalwässer aus (vgl. Kap. 6.6). Andererseits kommt es entlang von großen Störungssystemen nicht zu hydraulischen Verbindungen zwischen Grubenwasserprovinzen mit unterschiedlichem Wasserstand. Dies wird besonders deutlich am Fliericher Sprung im Raum Hamm/Bönen, der den Stockumer Hauptsattel kreuzt (WREDE 1988) und eine Verbindung zwischen ehemaligen, inzwischen weitgehend gefluteten Grubenbauen in der Wittener Hauptmulde und der Bochumer Hauptmulde schafft, in der bis vor kurzer Zeit noch Bergbau bis in mehr als 1 500 m Tiefe umging. Trotz eines Druckgefälles von mehr als 1 000 m erwies sich die Störungszone als hydraulisch dicht. Auch die großen Störungen, die das südliche Niederrheingebiet nördlich des Aachener Sattels durchziehen, haben sich nach den Erfahrungen des Aachener Steinkohlenbergbaus als meist wenig wasserführend erwiesen (STEGEMANN 1923, ARAUNER et al. 1983). ROSNER (2011: 81) weist darauf hin, dass eine Zirkulation von Tiefenwässern in Störungssystemen des Aachener Gebiets weitgehend fehlt und nur aus dem weiter westlich gelegenen Südlimburger Revier bekannt ist.

Abb. 31
Übertritte von salinarem Tiefenwasser in oberflächennahe Grundwasserleiter im Münsterland
(Analyse von 798 Brunnen; verändert nach DONATH 2000)



Von SAUTER et al. (2012 a) wurde in Modellrechnungen für „worst-case-Fälle“ unter Annahme sehr konservativer Rahmenbedingungen – Permeabilität der Störungszone 10^{-13} m^2 ; Frackdauer 2 h mit permanentem Druck von 300 bar (= 30 MPa) an der Eintrittsstelle in die Störung; keine Aufnahme von Frackfluid durch das Nebengestein – untersucht, wie weit ein Frackfluid in Störungszonen aufsteigen kann. Für die unterschiedlichen Modellierungen ergab sich als maximale Aufstiegshöhe des Fluids in einer Störung ein Betrag von 50 m. Nach diesen Modellierungen kann ein Fluidübertritt aus dem stimulierten Rissystem über Störungszonen in einen Grundwasser-Aquifer praktisch ausgeschlossen werden, wenn zwischen der größten Frackhöhe und dem Aquifer ein hinreichender Sicherheitsabstand eingehalten wird. Dieser bestimmt sich aus der maximal zu erwartenden Frackhöhe, dem maximalen Fluidaufstieg und Sicherheitsfaktoren für eine eventuelle mehrfache Druckbeaufschlagung (KISSINGER et al. 2012). SAUTER et al. (2012 a: 107) empfehlen einen vertikalen Abstand zwischen der perforierten Frackbohrung und dem tiefsten nutzbaren Aquifer von 600 m bzw. einen Minimalabstand zur Erdoberfläche von 1 000 m. Die Wirksamkeit der Pfadgruppe 2 nach MEINERS et al. (2012 a) ist dann nicht mehr gegeben. Diese Empfehlung geht von einer Maximal-Höhe eines Fracks von 250 m und einem maximalen Fluidaufstieg in einer Störungszone von 50 m aus und beaufschlagt diese Werte mit einem Sicherheitsfaktor von 2. Eine noch weiter gehende Regelung sieht die entsprechende Rundverfügung der Bergbehörde für Niedersachsen (Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen 2012) vor, die grundsätzlich einen Abstand von 1 000 m zwischen der Obergrenze des hydraulisch erzeugten Risses und der Untergrenze des tiefsten nutzbaren Grundwasserleiters vorsieht und für geringere Abstände den besonderen Nachweis fordert, dass davon keine gemeinschädlichen Einwirkungen zu erwarten sind.

In der jüngsten Studie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016) werden umfangreiche und detaillierte Modellierungen einer möglichen Fluidausbreitung unter Zugrundelegung realer Gebirgsschichtenverhältnisse dargestellt. Sie führen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass ein Aufstieg von Frackfluiden in grundwasserführende Schichten nicht möglich ist, selbst bei Annahme von extrem ungünstigen Randbedingungen (Frackdrücke bis 50 MPa) und bei einer Betrachtung über sehr lange Zeiträume (bis 300 Jahre). Es werden in den Modellrechnungen je nach Randparametern maximale Aufstiegshöhen des Frackfluids von wenigen Zehnermetern bis maximal 400 m erreicht. Da die eingebrachte Fluidmenge begrenzt ist, führt die zunehmende Ausdehnung der Fluid„fahne“ in der grundwassergefüllten Störungs- bzw. Kluftzone zu einer immer stärkeren Verdünnung des Frackfluids, das schließlich den Grenzwert von 1 % Anteil an der Gesamtflüssigkeit unterschreitet. Effekte wie die Adsorption des Frackfluids durch das angrenzende Gestein oder chemische und biologische Abbauprozesse des Frackfluids bzw. seiner Komponenten würden die Fluidausbreitung zusätzlich behindern. Sie wurden bei den Modellierungen nicht berücksichtigt.

6.4.2.2 Barrieregesteine

Neben der hydraulischen Wirksamkeit von Störungszonen ist für mögliche geologisch bedingte Migrationswege das Vorhandensein oder Fehlen von Barrieregesteinen zwischen den gas- und grundwasserführenden Schichten entscheidend. Die Barriere-Eigenschaften der Gesteine definieren die Möglichkeit einer diffusen Ausbreitung von Fluiden oder Gasen und bestimmen so die Wirksamkeit der Pfadgruppe 3 nach MEINERS et al. (2012 a).

Die Frage nach der Barrierewirkung von Gesteinen spielt in der angewandten Geologie eine erhebliche Rolle: So setzen alle Projekte der Einlagerung von Stoffen in den Untergrund das Vorhandensein von abdichtenden Gesteinseinheiten voraus. Dies gilt beispielsweise für Deponien jeder Art (z. B. DÖRHOFFER 1987), die Verbringung von Versatzmaterial in untertägige Bergbauhöhlräume (z. B. BALTES 1998, BENNER et al. 1991, PAAS 1997), die Anforderungen an Endlager für radioaktive Abfälle (Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte 2002) oder die Einlagerung von CO_2 im Untergrund (MÜLLER & REINHOLD 2011).

Tabelle 5

Durchlässigkeitsbeiwerte für Wasser (nach DIN 18130) und Barrieregesteine in NRW

K _f -Wert	Definition	Beispiel	Barrieregesteine in NRW
> 10 ⁻² m/s	sehr stark durchlässig	Kies	
10 ⁻² bis 10 ⁻⁴ m/s	stark durchlässig	Grob- bis Mittelsand	
10 ⁻⁴ bis 10 ⁻⁶ m/s	durchlässig	Feinsand	
		schluffiger Sand	
10 ⁻⁶ bis 10 ⁻⁸ m/s	gering durchlässig	toniger Schluff	Sandstein, Oberkarbon; Tonsteine, Unterkreide (oberflächennah); Karbonatgesteine, Oberkreide (Plänerkalk-Gruppe)
10 ⁻⁸ bis 10 ⁻⁹ m/s	sehr gering durchlässig		Tonsteine, Braunkohlenflöze, Tertiär; Tonsteine, Unterkarbon
≤ 10 ⁻⁹ m/s	nahezu völlig wasserundurchlässig	Ton	Mergelstein, Oberkreide (Emscher-Formation); Tonsteine, Unterkreide, Jura, Trias, Oberkarbon und Unterkarbon
≤ 10 ⁻¹² m/s	wasserundurchlässig, dicht gegenüber Fluiden und Gasen	Salz	Salz, Zechstein, Buntsandstein (Röt), Jura (Münder-Formation)

Insbesondere Ton- und Salinalgesteine besitzen sehr gute Barriere-Eigenschaften, da sie nur extrem geringe Durchlässigkeiten aufweisen und aufgrund ihrer Plastizität weniger zur Bruchbildung neigen als andere Gesteine. Salzgesteine verhalten sich unter Druck viskoplastisch, wodurch sich Klüfte und Risse selbsttätig schließen. Bei Tongesteinen hängt die Wirksamkeit der Barriere-Eigenschaften von verschiedenen Faktoren ab, unter anderem von ihrer mineralogischen Zusammensetzung, ihrer Korngröße, von möglichen Einlagerungen nicht toniger Gesteine und von ihrer tektonischen Beanspruchung (MÜLLER & REINHOLD 2011). So können auch bei tonigen Gesteinen mit sehr geringen Gesteinsdurchlässigkeiten deutlich höhere Gebirgsdurchlässigkeiten vorliegen, wenn ein entsprechend wegsames Kluffinventar vorhanden ist (DÖRHOFER & FRITZ 1991). Die dichtende Wirkung eines Barrieregesteins nimmt generell mit seiner Mächtigkeit zu, da dann die Auswirkungen einzelner Inhomogenitäten immer geringer werden.

Die Einheit Darcy (1 D = 9,86923 · 10⁻¹³ m²) bzw. Millidarcy (mD) dient zur Beschreibung der Durchlässigkeit (Permeabilität) K eines Gesteins. Es handelt sich hierbei um eine Materialeigenschaft, die unabhängig von der Art und dem Aggregatzustand des durchströmenden Mediums ist.

Daneben wird in der Hydrogeologie der K_f-Wert (Durchlässigkeitsbeiwert) benutzt. Er kennzeichnet die Durchlässigkeit von Gesteinen für eine definierte Flüssigkeit unter definierten Randbedingungen. Der K_f-Wert ergibt sich aus der Permeabilität K des Gesteins sowie der Dichte ρ und Viskosität η der Flüssigkeit: $K_f = K \rho g / \eta$. Für Wasser (bei 20 °C) gilt ρ = 1 kg/m³ und η = 10⁻³ kg/m · s; g entspricht der Erdbeschleunigung von 9,81 m/s². Es ergibt sich so $K_f = 9,81 K/10^{-3}$ [m/s]. Nach DIN 18130 gilt dabei die in Tabelle 5 dargestellte Einteilung: Gesteine mit Durchlässigkeitsbeiwerten K_f > 10⁻⁶ m/s können als Grundwasserleiter betrachtet werden, Gesteine mit K_f-Werten < 10⁻⁶ m/s sind Grundwassergeringleiter bzw. bei hinreichender Mächtigkeit Barrieregesteine.

Zum Vergleich sei angemerkt, dass die Anforderungen an Speichergesteine für radioaktive Abfälle nach den Empfehlungen des Arbeitskreises Auswahlverfahren Endlagerstandorte (2002: 96) bei Durchlässigkeiten von K_f < 10⁻¹⁰ m/s und Mindestmächtigkeiten von 100 m liegen. Diese Anforderungen werden von den über den Erdgasvorkommen in NRW liegenden Barrieregesteinen teilweise übertroffen (z. B. von der Emscher-Formation) oder kommen ihnen zumindest nahe (Tab. 5 und S. 88: Tab.7).

Wegen des steigenden Überlagerungsdruckes nimmt die Durchlässigkeit von Gesteinen mit der Tiefe generell ab. Ab etwa 300 m Tiefe ist mit einer um den Faktor 10 – 100 reduzierten Permeabilität der Gesteine und einer auf 15 % reduzierten Porosität zu rechnen (DANNWOLF et al. 2014: AP 1/12).

Im Folgenden sollen exemplarisch die wichtigsten Aufsuchungsgebiete für unkonventionelles Erdgas in NRW in Hinblick auf das Vorhandensein von Barrieregesteinen betrachtet werden. Diese pauschale Betrachtungsweise kann aber die Durchführung und Auswertung von Explorationsbohrungen nicht ersetzen, die für den konkreten Standort detaillierte Aussagen liefern.

6.4.2.2.1 Münsterland

Als Geosystem Münsterland verstehen MEINERS et al. (2012 a: 5/4) ein Gebiet, das im Süden durch den Haarstrang und die Paderborner Hochfläche, im Osten durch das Eggegebirge und im Nordosten durch den Teutoburger Wald begrenzt wird. Die Abgrenzung nach Westen und Nordwesten ist nicht scharf definiert. Sie deckt sich etwa mit der westlichen Verbreitungsgrenze der Karbonatgesteine der Plänerkalkgruppe (tiefere Oberkreide) bzw. der östlichen Grenze des Tertiärs der Niederrheinischen Bucht. Die Bergbauzone des Ruhrgebiets ist wegen der bergbaubedingten Gebirgsauflockerung, die auch das Deckgebirge erfasst hat, separat zu betrachten. Für einen großen Teil der Bergbauzone wurden erstmalig durch die damalige Westfälische Berggewerkschaftskasse die stratigraphischen Verhältnisse des Deckgebirges in einem Kartenwerk ausführlich dargestellt (Westfälische Berggewerkschaftskasse 1950 – 1969). Im Zuge der integrierten geowissenschaftlichen Landesaufnahme des Geologischen Dienstes NRW wird das Deckgebirge des Ruhrgebietes zurzeit neu bearbeitet (DÖLLING et al. 2015).

Ziel einer Gas-Exploration im Münsterland ist vorrangig Flözgas in den Steinkohlenflözen des Oberkarbons. Grundsätzlich kommen aber auch Tonsteine des Unterkarbons als Zielhorizont für eine Schiefergas-Exploration infrage, wenn sie nicht zu tief liegen.

Auf einem Migrationspfad von den Steinkohlenflözen in Richtung Erdoberfläche bilden die flözführenden Oberkarbon-Schichten selbst schon die erste Barriere. Es sind vorwiegend die Ton- und Schluffsteine. Von Natur aus ist das Steinkohlengebirge überwiegend trocken; eine stärkere Wasserführung ist, ausgehend von den Erfahrungen im Steinkohlenbergbau, weitgehend auf Störungszonen oder bergbaubedingte Auflockerungsbereiche beschränkt (s. Kap. 6.6).

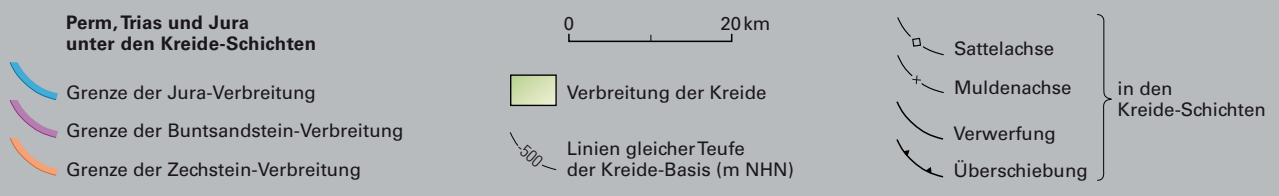
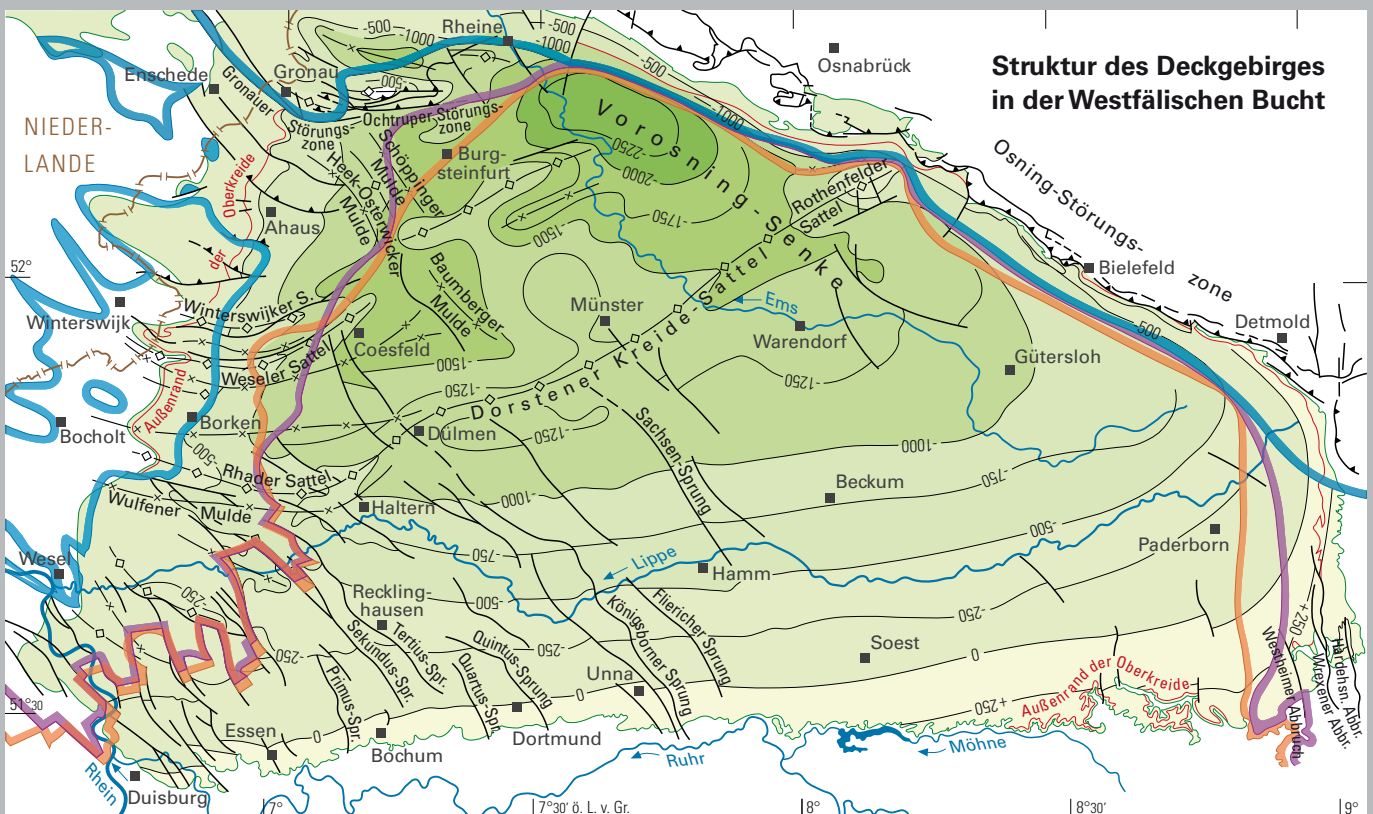
Für die Gesamtabfolge der karbonischen Ton- und Sandsteine werden geringe bis sehr geringe Durchlässigkeiten von $K_f = 10^{-7} - 10^{-10}$ m/s angegeben (MEINERS et al. 2012 a). Nach BALTES (1998) weisen die Sandsteine des höheren Oberkarbons (Horst- und Dorsten-Formation) zwar Porositäten bis über 10 % auf, gleichwohl wurden lediglich Gesteinsdurchlässigkeiten zwischen $8 \cdot 10^{-9}$ und $2 \cdot 10^{-11}$ m/s ermittelt. Wegen des vorhandenen Trennflächengefüges im Gestein werden die Gebirgspermeabilitäten in bergbaulich aufgelockerten Karbon-Schichten von BALTES (1998: 156) mit Werten zwischen 10^{-6} m/s für dickbankige Sandsteine und 10^{-9} m/s für Schiefertone abgeschätzt. In Bereichen ohne Bergbaueinfluss dürften sie um ca. eine Zehnerpotenz geringer sein und bei 10^{-7} bzw. 10^{-10} m/s liegen (vgl. BENNER et al. 1991, PAAS 1997). Auch MEINERS et al. (2012 a: 5/10) kommen im „Landesgutachten“ zu dem Schluss: „... damit sind die Wegsamkeiten auch bei Betrachtung der Gebirgsdurchlässigkeiten als äußerst gering einzuschätzen.“ Sie verweisen insbesondere auch auf die Erfahrungen aus der Grubenwasserhaltung, nach der sich das Oberkarbon-Gebirge selbst bei Druckpotenzialunterschieden von 1 000 m als dicht erwiesen hat.

Die Karbon-Schichten werden im westlichen Münsterland bis zu einer Linie, die etwa von Marl, westlich von Coesfeld und Burgsteinfurt bis südlich von Rheine reicht, von Ablagerungen des Perms (Zechstein) und des Buntsandsteins bedeckt (Abb. 32).

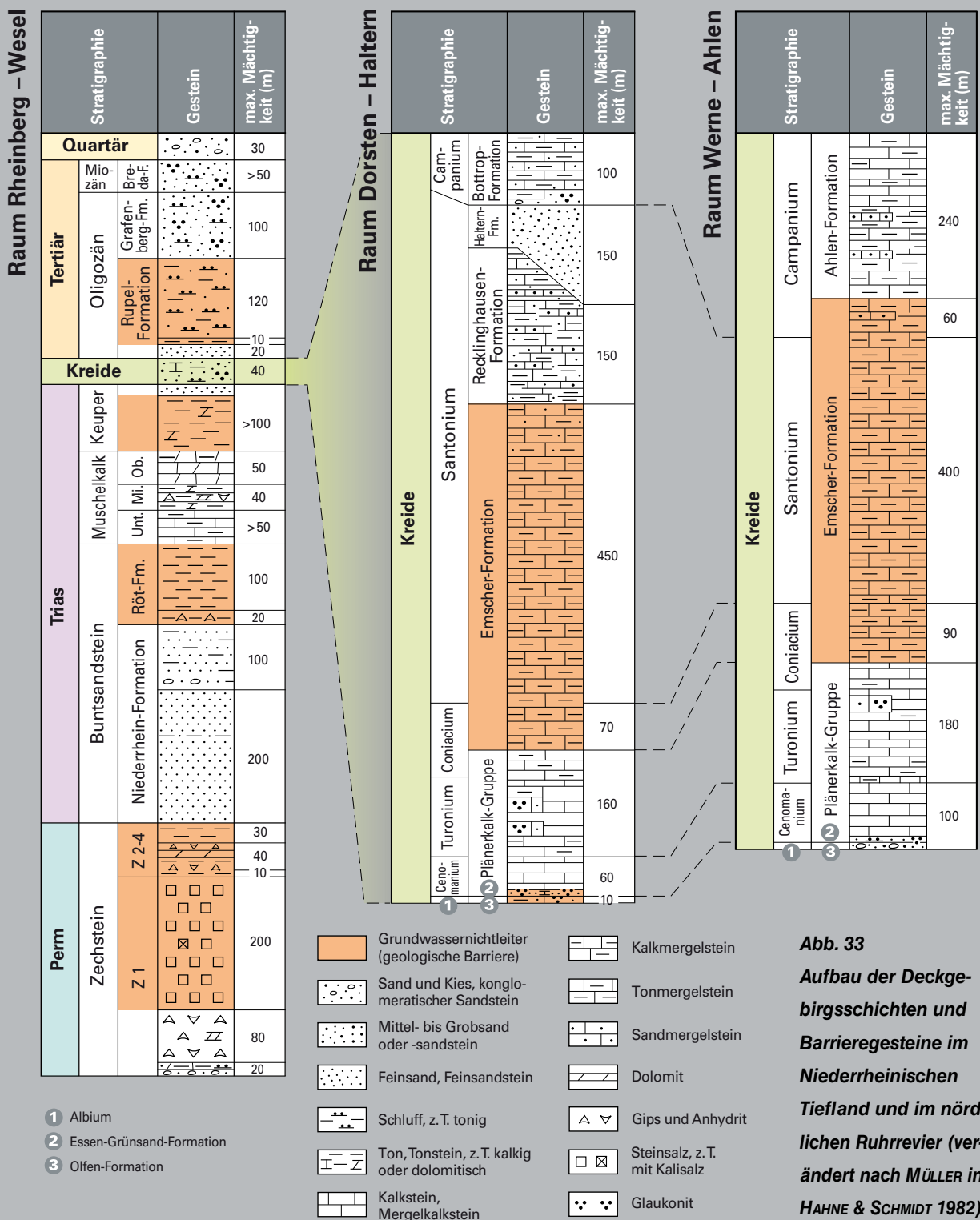
Innerhalb dieser Abfolge treten in der Werra-Formation des Zechsteins (Z1) bis zu mehrere hundert Meter mächtige Salzgesteine auf, die mit K_f -Werten $< 10^{-12}$ m/s eine verlässliche Abdichtung gegenüber Fluiden und Gasen darstellen. Die Salzgesteine werden im Hangenden von tonigen Zechstein-Schichten und Ablagerungen des Buntsandsteins, die vor allem im Oberen Buntsandstein (Röt-Formation) mächtige Tone sowie örtlich ebenfalls Anhydrit, Gips und Salzvorkommen enthalten, überlagert. Hierdurch werden sie zu den darüber liegenden grundwasserführenden Schichten abgedichtet. Da in diesem Bereich keine

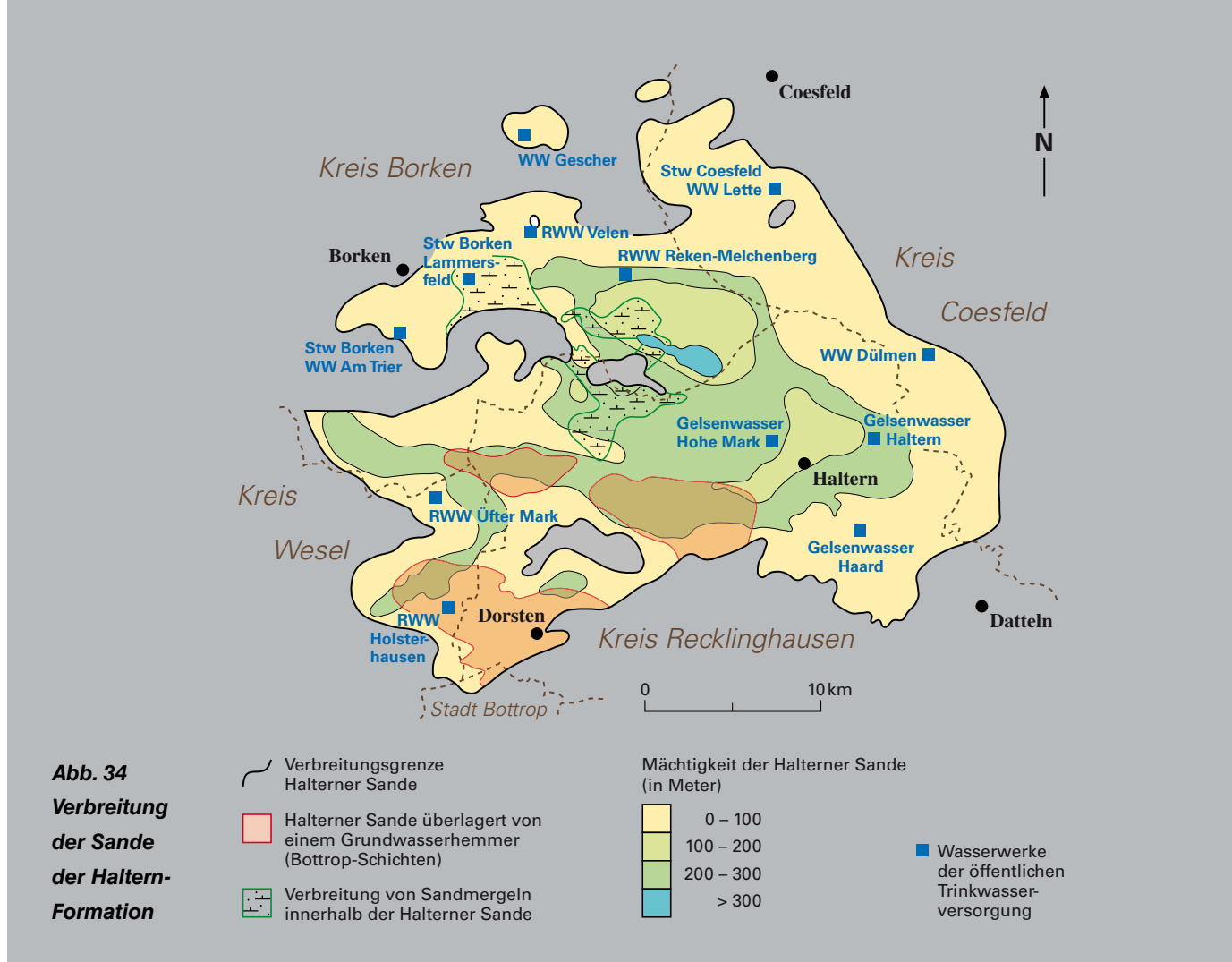
Abb. 32

Strukturkarte des Münsterländer Kreide-Beckens mit Verbreitungsgrenzen der Schichten des Perms, der Trias und des Juras im Kreide-Untergrund (verändert und ergänzt nach Geologie im Münsterland 1995: S. 16 – 17)



Subrosionserscheinungen an der Erdoberfläche bekannt sind, kann davon ausgegangen werden, dass kein Kontakt zwischen den salz- und den grundwasserführenden Schichten besteht. Lediglich Salzwasserausstritte bei Gronau könnten auf eine Salzablaugung im Bereich der Struktur Ochtrup zurückzuführen sein (KOCH & ADAMS 1993). Nach Südosten hin keilen die Schichten des Perms und der Trias aus, sodass hier im Regelfall Schichten der Kreide unmittelbar den Karbon-Schichten auflagern. Dabei kommt es lateral zu erheblichen Änderungen des geologischen Schichtenaufbaus (Abb. 33).





Ganz im Westen beginnt die Abfolge der Kreide-Schichten mit den Gesteinen der Unterkreide, die zumindest in der Region Ahaus teilweise tonig ausgebildet sind und dann mit Mächtigkeiten von mehr als 100 m und K_f -Werten von 10^{-9} m/s hydraulische Barrieren darstellen (SAUTER et al. 2012 a).

Im südwestlichen Münsterland bildet der dort tonig-schluffig ausgebildete Essen-Grünsand des Cenomaniums ein weiteres Barrieregestein mit Mächtigkeiten vereinzelt bis 40 m. Die Bedeutung des Essen-Grünsandes als Barrieregestein im westlichen und mittleren Ruhrgebiet wurde bereits von WOLANSKY (1950) herausgestellt.

Der Mergelstein der Emscher-Formation des Coniaciums bis Santoniums, zum Teil auch des Campaniums (der sog. „Emscher-Mergel“) stellt dann eine weitere, weit verbreitete, hydraulisch sehr wirksame Barriere dar. Im westlichen Münsterland erreicht dieses Gestein eine Mächtigkeit von minimal ca. 350 – 400 m, die nach Nordosten hin deutlich zunimmt (ARNOLD in BRAUN & THIERMANN 1975). Getrennt durch Sandmergel der Recklinghausen-Formation, folgen darüber im südwestlichen Münsterland Sande der Haltern-Formation (Ober-santonium bis Campanium), die mit Mächtigkeiten bis über 300 m einen regional sehr wichtigen Grundwasserleiter darstellen. Das Verbreitungsgebiet zwischen Dorsten, Datteln, Coesfeld und Borken umfasst eine Größe von rund 770 km² (Abb. 34). Bemerkenswert ist, dass die Wassergewinnung aus den Sanden der Haltern-Formation durch den Steinkohlenbergbau im Raum Dorsten, Marl und Haltern nicht negativ beeinflusst wird, was auf die Wirksamkeit der unterlagernden natürlichen Barrieregesteine auch unter der Beanspruchung durch Bergsenkungen schließen lässt. Gleiches gilt auch für die Mineralwassergewinnung an verschiedenen Standorten im Ruhrgebiet.

Nach Osten hin wird die Essen-Grünsand-Formation (Cenomanium) durch Karbonatgesteine der Plänerkalk-Gruppe (Cenomanium, Turonium und Unterconiacium) abgelöst. Diese bilden im größten Teil des zentralen bis östlichen Münsterlandes ein eigenes Kluftgrundwasserstockwerk. In diesem tiefen Grundwasserstockwerk dominiert Grundwasser mit höherem Salzgehalt. Salzwasser und Sole sind zur Nutzung als Trinkwasser nicht geeignet, möglicherweise aber zu balneologischen Zwecken. Die Herkunft der Sole ist Gegenstand einer langen wissenschaftlichen Diskussion, da sie sich nicht einfach aus der Ablaugung von salzführenden Schichten erklären lässt. Die Solen werden heute als „connate“ Wässer gedeutet. Das bedeutet, es handelt sich um Relikte des Meerwassers, das bei der Sedimentation der Schichten in den Gesteinsporen eingeschlossen wurde und dann im Laufe der Erdgeschichte verschiedenen Veränderungsprozessen unterlag (MICHEL 1983, 1994).

Die Karbonatgesteine der Plänerkalk-Gruppe werden hier unmittelbar vom Mergel der Emscher-Formation überlagert, der mehrere hundert bis maximal rund 1 000 m mächtig wird (ARNOLD 1963). Nur im obersten Teil ist der Emscher-Mergel örtlich aufgelockert und wasserwegsam und wird dort für die lokale Wasserversorgung in Einzelbrunnen genutzt. Mit Durchlässigkeiten von $K_f = 10^{-9} - 10^{-12}$ m/s stellt der mehrere hundert Meter mächtige Emscher-Mergel eine extrem wirksame hydraulische Barriere dar (MEINERS et al. 2012 a: 5/27). Darüber liegen örtlich noch Ablagerungen aus der jüngeren Oberkreide-Zeit und dem Quartär. Innerhalb der Quartär-Schichten verläuft als eiszeitliche Rinnenbildung über etwa 60 km Länge der 1 – 2 km breite „Münsterländer Kiessandzug“, der ein bedeutsames Trinkwasserreservoir darstellt (DRIESEN et al. 1990, MASLOWSKI & SCHLIMM 1997).

Von der geologischen Struktur her bildet das Münsterland eine große, asymmetrisch gebaute Schüssel (Abb. 35), die oberhalb des präkretazischen Sockels von drei hydrogeologischen Einheiten aufgebaut wird (vgl. STRUCKMEIER 1990):

- dem unteren Kluftwasser-Aquifer aus Karbonatgesteinen der Plänerkalk-Gruppe (Cenomanium bis Unterconiacium). Er streicht an den Rändern des Beckens im Nordwesten zwischen Winterswijk und Rheine, am Nordostrand im Teutoburger Wald, am Ostrand im Eggegebirge und der Paderborner Hochfläche und am Südrand im Haarstrang in einem mehr oder weniger breiten Streifen zutage aus. Nach Südwesten hin gehen die Karbonatgesteine in die sandig-mergeligen Gesteine des Essen-, Bochum- und Soest-Grünsands über.
- der Trennschicht der Emscher-Formation. Sie überdeckt mit Mergelsteinen im Beckeninneren den unteren Aquifer vollständig.
- den oberflächennahen Süßwasservorkommen in den Schichten über der Emscher-Formation. Hierzu zählen die Sande der Haltern-Formation, Grundwasserleiter des Quartärs, z. B. der Münsterländer Kiessandzug, und die Ausstrichbereiche des Plänerkalk-Aquifers am Beckenrand.

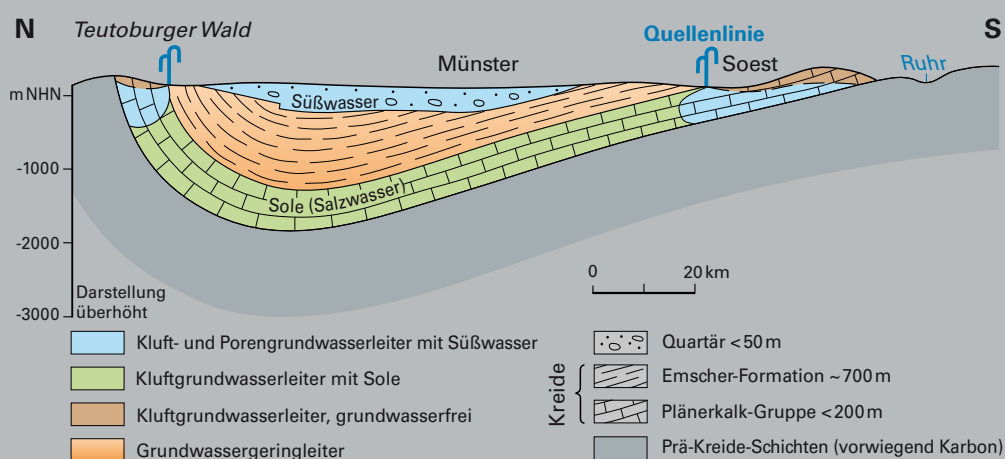


Abb. 35
Schematischer
hydrogeologischer
Schnitt durch das
Münsterland
(nach MICHEL in
Geologie im
Münsterland
1995: S. 119)

Es ist eine offene Frage, wie weit sich die von den Randbereichen des Münsterländer Kreide-Beckens her bekannten Karsterscheinungen (z. B. FEIGE 1984, MICHEL 1984, ERLEMEYER & WREDE 1999) im Sinne eines „abgeschirmten Karstes“ (FISCHBACH 1983) unter der Überdeckung des Emscher-Mergels fortsetzen. Im Bereich von Kamen-Wasserkurl wurden noch unter einer ca. 50 m mächtigen Überdeckung aus Mergelsteinen der Emscher-Formation Hohlräume mit einem Volumen von mehr als 1 200 m³ angetroffen (WREDE et al. 2010). Die wenigen Bohrungen, die im zentralen Münsterland die Gesteine der Plänerkalk-Gruppe durchörtert haben, wurden sämtlich als Spülbohrungen, d. h. ohne Kerngewinn, durchgeführt, sodass keine Aussagen über eventuell auftretende Karsthohlräume möglich sind. Eine Verkarstung der Plänerkalk-Gruppe ist auch unter einer mächtigen Überdeckung durch Mergelsteine der Emscher-Formation grundsätzlich möglich, wenn es zu Kohlendioxid-Zutritten in den Aquifer kommt. Kohlendioxid könnte in einer jungen, niedrig-thermalen (T < 100 °C) Nachinkohlungsphase der Karbon-Schichten generiert worden sein (vgl. S. 13: Abb. 2).

Im Jahr 1873 erschloss eine auf Steinkohle angesetzte Bohrung in Werne a. d. Lippe eine 30 °C warme Thermalsole, die aus 530 m Tiefe mit ca. 10 000 l/Std. artesisch ausströmte. Die Sole enthielt neben 6,3 % Natriumchlorid und geringen Mengen anderer gelöster Salze auch 742 cm³/l freie Kohlensäure, die das Wasser kräftig sprudeln ließ und dazu führte, dass einige Personen ohnmächtig wurden (HÖVENER 1875). Auch die Thermalsole der östlich von Hamm gelegenen Bohrung Werries aus dem Jahr 1876 führte freies Kohlendioxid (MICHEL in DRIESEN et al. 1990).

Für die Karbonatgesteine der Plänerkalk-Gruppe (Cenomanium bis Unterconiacium) geben MEINERS et al. (2012 a) und BALTES (1998) Gebirgsdurchlässigkeiten von $K_f = 10^{-6}$ bis 10^{-7} m/s an, d. h. sie schätzen sie trotz der möglichen Verkarstung als „gering“ bis „sehr gering durchlässig“ ein. Im Gegensatz zur Darstellung bei MICHEL (1983) und MICHEL (in Geologie im Münsterland 1995: Abb. 39), der eine langsame Fließbewegung vom höher gelegenen Nordrand des Beckens zu den Hellwegquellen im Süden annimmt, dürfte der Kluft- oder Karstgrundwasserkörper innerhalb der Plänerkalk-Gruppe weitgehend stagnieren. STRUCKMEIER (1990: 53) stellt die Frage, warum es im Münsterländer Kreide-Becken nicht zu einer Aussüßung des tiefen Aquifers gekommen ist. Er nimmt an, dass die Gesteine der Plänerkalk-Gruppe trotz ihrer Klüftigkeit insgesamt nur eine geringe Durchlässigkeit aufweisen und der Wasserbewegung zum Beckeninneren und zur Tiefe hin steigenden Widerstand entgegensetzten. Die hier auftretenden Solen haben eine höhere Dichte als das von den Rändern her zufließende Süßwasser und werden in den Randbereichen des Beckens von diesem überschichtet, aber nicht verdrängt. In der Hellwegzone, am Südrand des Beckens, kommt es dadurch zum eng benachbarten Austritt von Karstquellen, die Süßwasser führen, und Solequellen, so z. B. in Salzkotten (FEIGE 1984). Dieses Gleichgewichtssystem zwischen stagnierendem Solekörper im Beckeninneren und lateral zuströmendem Süßwasser wird im Ruhrgebiet durch die Wasserhaltungen des Bergbaus und den damit verbundenen Abzug von Sole aus dem tiefen Grundwasserleiter lokal gestört (vgl. Kap. 6.6.2). Hierdurch erweitert sich die Süßwasserkalotte im Ausstrichbereich des Aquifers zu Lasten des Solekörpers (STRUCKMEIER 1990).

Sollte unterhalb der Emscher-Formation ein zusammenhängender, artesisch gespannter Wasserkörper existieren, so wäre sein Überlauf im Bereich der Täler von Dinkel und Vechte bei Gronau zu erwarten, da hier bei NHN-Höhen von weniger als 40 m der morphologisch tiefstgelegene Ausstrich der Schichten der Plänerkalk-Gruppe vorliegt. Zwar treten hier in einigen Brunnen Chloridgehalte bis über 3 000 mg/l auf, die sich aber wahrscheinlich auf die Ablaugung des Zechstein-Salzes im Untergrund in der Struktur Ochtrup zurückführen lassen (KOCH & ADAMS 1993). Größere Karstquellen, die als Entwässerung des tieferen Grundwasserstock-

werks des Münsterländer Kreide-Beckens zu interpretieren wären, sind aber nicht vorhanden. Dies ist z. B. bei der ungleich kleineren, dem Münsterland aber vom Schichtenaufbau her und strukturell sehr ähnlichen Ringelheimer Mulde im Harzvorland völlig anders: Dort sammeln sich die Karstwässer des Plänerkalk-Aquifers am tiefsten Punkt des Systems und treten bei Baddeckenstedt im Innerstetal in zahlreichen Quellen zutage, die heute zur Wasserversorgung des Salzgittergebietes genutzt werden (KOLBE 1961, WREDE 1976).

Gegen das Vorhandensein eines durchgängigen N – S gerichteten Fließsystems im Untergrund des Münsterlandes spricht auch die Existenz von natürlichen Sole-Quellen am relativ hoch gelegenen Nordostrand des Beckens am Teutoburger Wald. Solche Quellen sind z. B. bei Brochterbeck, Bad Rothenfelde und Halle bekannt (HUYSEN 1855). In einem zusammenhängenden Fließsystem wäre hier die Sole längst durch Süßwasser ersetzt worden.

SAUTER et al. (2012 a) haben die horizontale Ausbreitung einer Frackflüssigkeit im Plänerkalk-Aquifer unter der Annahme modelliert, dass sie vom Liegenden her über eine Störungszone in ihn eingedrungen ist. Das Modell basiert auf der Annahme einer langsamen NE – SW gerichteten Strömung in diesem Aquifer. Danach könnte sich ein Frackfluid im Aquifer um maximal 25 m/a in der Horizontalen ausbreiten. Durch Wechselwirkungen mit dem Gestein – Sorptionsvorgänge und Abbaureaktionen – würde sich die Konzentration des Fluids innerhalb der im Modell betrachteten Zeitdauer von 30 Jahren aber erheblich reduzieren. Diese Vorgänge wurden im Modell jedoch bewusst nicht berücksichtigt.

Da die Menge des Frackfluids, die in den Plänerkalk-Aquifer eindringen kann, durch die maximale Menge des injizierten Fluids begrenzt ist, muss eine flächenhafte Ausbreitung einer Kontaminationsfahne zwangsläufig zu einer starken Verdünnung des Fluids führen. Nimmt man idealisiert eine punktförmige Zutrittsstelle für das Fluid an, von der aus es sich radial ausbreitet, so muss die Konzentration wegen des Flächenzuwachses mit dem Quadrat der Entfernung zur Zutrittsstelle der Kontamination abnehmen, bei dreidimensionaler Betrachtung sogar mit der dritten Potenz.

Zusammenfassend ist daher festzustellen, dass im Münsterland zwischen den in Tiefen von deutlich über 1 000 – 2 000 m liegenden gasführenden Ablagerungen des Oberkarbons und den nutzbaren Grundwasserleitern in Schichten der Oberkreide oder des Quartärs nahe der Erdoberfläche in jedem Fall mehrere zum Teil hochwirksame Barrieregesteine liegen, die eine zuverlässige Abdichtung bewirken. Die Existenz eines durchgängigen Karst- oder Kluftwasseraquifers im tieferen Grundwasserstockwerk, durch den ein relevanter horizontaler Transport von Frackfluiden erfolgen könnte, ist zumindest zweifelhaft.

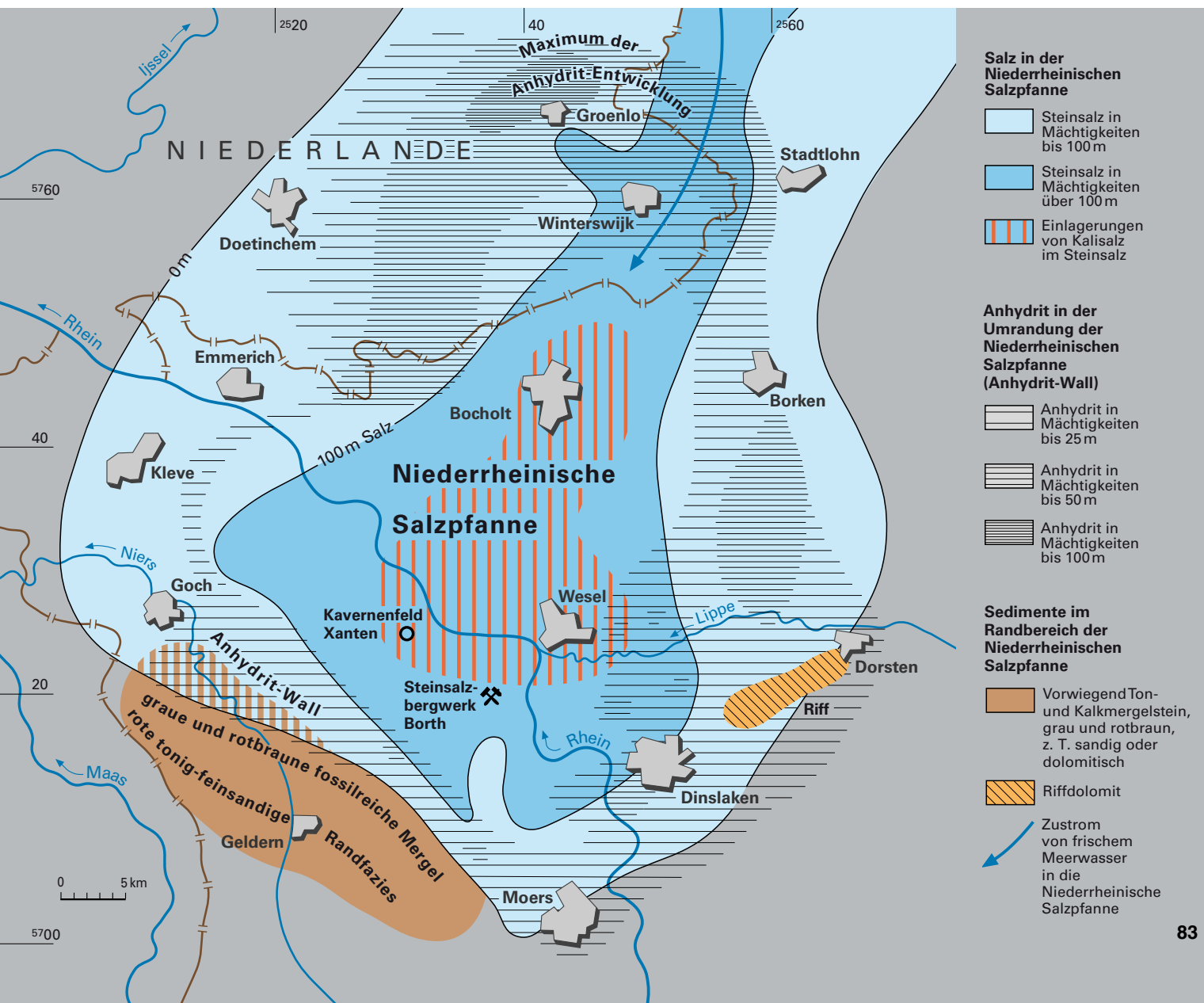
6.4.2.2.2 Niederrheinisches Tiefland

Das Gebiet der Niederrheinischen Bucht und des Niederrheinischen Tieflandes gliedert sich im paläozoischen Untergrund in drei Teilbereiche. Das Niederrheinische Tiefland stellt dabei die unmittelbare Fortsetzung des Ruhrgebietes nach Westen dar. Die im Untergrund verbreiteten kohleführenden Schichten des Oberkarbons heben allerdings nach Süden und Westen zur sogenannten Krefelder Achsenaufwölbung heraus, sodass etwa südlich bzw. westlich einer Linie Duisburg – Krefeld – Geldern keine flözführenden Schichten auftreten (WREDE 1989). Zugleich ändert sich die Ausbildung der älteren Karbon-Schichten von der klastischen Kulm-Fazies in die karbonatbetonte Kohlenkalk-Fazies (AMLER & HERBIG 2006). Im Bereich der Krefelder Achsenaufwölbung, die etwa den Raum Düsseldorf – Krefeld – Venlo – Mönchengladbach einnimmt, und südöstlich davon treten nach dem heutigen Kenntnisstand keine gasführenden Gesteine auf. Der südlich davon gelegene Nordwestteil der Niederrheinischen Bucht und das Aachener Gebiet werden daher gesondert betrachtet.

Das Deckgebirge über den flözführenden Schichten wird in Teilen des Niederrheinischen Tieflandes vom Auftreten der Niederrheinischen Salzpflanze bestimmt, in der Salze aus der Zechstein-Zeit in Mächtigkeiten bis über 200 m anstehen (Abb. 36) (vgl. Geologie am Niederrhein 1988). Diese dichten die unterlagernden Schichten vollständig ab. Im Hangenden werden sie von Tonen des Zechsteins 2 – 4 gegen Wasserzutritte geschützt. Ähnlich wie am Westrand des Münsterlandes treten darüber die Ablagerungen des Buntsandsteins auf, die mit den Tonsteinen der Röt-Formation ein weiteres Barrieregestein enthalten. Da nirgendwo am Niederrhein natürliche Soleaustritte bekannt sind, ist die Abdichtung des Untergrundes durch die Tongesteine offenbar sehr wirksam. Abgesehen von örtlichen Vorkommen von Muschelkalk-, Keuper- und Jura-Gesteinen folgt über dem Buntsandstein eine mächtige Folge aus tertiärzeitlichen Sanden und Tonen des Oligozäns und Miozäns. Die Verbreitung der Kreide-Schichten aus dem Münsterland nach Westen reicht nur etwa bis zum Rhein (s. S. 78: Abb. 33). Die sandigen Schichten des Tertiärs werden örtlich bei Wesel, Moers und Duisburg-Walsum zur Mineralwasserproduktion genutzt. Die tonigen Schichten, insbesondere die Rupel-Formation des Oligozäns (vor allem der sog. „Ratinger Ton“), bilden eine weitere Barriere zu den überlagernden Schichten. Sie schützen insbesondere die quartärzeitlichen Sande und Kiese in den Talsystemen von Maas und Rhein, die von allergrößter Bedeutung für die Trinkwasserversorgung sind.

Abb. 36

Verbreitung des Zechsteinsalzes im Niederrheinischen Tiefland (verändert nach TEICHMÜLLER 1958)



6.4.2.2.3 Nordwesten der Niederrheinischen Bucht, Raum Aachen

Südwestlich der Krefelder Achsenaufwölbung, die in etwa vom Verlauf des Viersener Sprungsystems begrenzt wird, tauchen die Schichten des Karbons generell nach SW hin ab, sodass zunächst die Ablagerungen des Unterkarbons und weiter westlich die des Oberkarbons wieder auftreten. In der Bohrung Schwalmthal 1001 wurde 1985 das Auftreten von Äquivalenten der Hangenden Alaunschiefer nachgewiesen (ZELLER 1998). Im Erkelenzer Revier und dem südwestlich anschließenden Wurm-Revier liegt eine Flözfolge vor, die sich weitgehend mit der des Ruhrreviers parallelisieren lässt (WREDE & ZELLER 2005).

Für die Niederrheinischen Bucht und das Aachener Steinkohlengebiet existieren umfangreiche Darstellungen zur Hydrogeologie (zusammenfassend z. B. SCHNEIDER & THIELE 1965, SCHEDELIG et al. 2000, ROSNER 2011). Von ROSNER (2011: 34, Tab. 3.2, Anh. A) werden vereinfachend die Deckgebirgsschichten zu 6 Gruppen zusammengefasst (vgl. Tab. 6). Die als Gruppe T 2 zusammengefasste 40 – 80 m mächtige „basale grundwasserstauende Wechselfolge mariner Tone, Schluffe und Sande“ wirkt als Barriere. Sie entspricht den Einheiten 03 und 04A nach SCHNEIDER & THIELE (1965). Für die dazugehörigen Lintfort-Schichten (Einheit 04A, ein Teil der Rupel-Formation) hat MAINZ (2007) K_f -Werte in der Größenordnung von $3 \cdot 10^{-9}$ m/s ermittelt.

Auch Braunkohlenflöze haben eine wesentliche Bedeutung als Barriere zwischen dem Steinkohlengebirge und den wasserwirtschaftlich relevanten höheren Deckgebirgsstockwerken. ROSNER (2011) fasst wichtige Flöze als Gruppe T 4 = „Hauptgrundwasserstauer Flöz Morken/Frimmersdorf“ zusammen, das sind die Einheiten 6A und 6C nach SCHNEIDER & THIELE (1965). Südöstlich des Aachener Steinkohlenreviers schließen sich die Flöze Morken, Frimmersdorf und Garzweiler zum bis zu 100 m mächtigen Hauptflöz (Einheit 6) zusammen. Für die Braunkohlenflöze Morken und Frimmersdorf gibt DEMMEL (2010: Abb. 14) K_f -Werte von 10^{-8} m/s an.

Eine Besonderheit im Aachener Revier ist das Auftreten des sogenannten „Baggert“, einer wahrscheinlich im Tertiär gebildeten, abdichtenden, tonigen Verwitterungsdecke auf den Karbon-Schichten (Tab. 6). ROSNER (2011) betrachtet diese Einheit, die besonders im Ostteil des Aachener Steinkohlenreviers den Zutritt von Deckgebirgswässern vermindert, zusammen mit der Gruppe T 2. Typisch für die Region ist die Gliederung in einzelne Gebirgsschollen, die durch große Störungszonen voneinander getrennt werden. In den einzelnen Gebirgsschollen ist das Deckgebirge über den Karbon-Schichten jeweils unterschiedlich aufgebaut, sodass eine spezifische Verteilung von Barrieregesteinen und Aquiferen in den einzelnen Gebirgsschollen festzustellen ist. Dadurch, dass dem Karbon je nach Gebiet unterschiedliche Tertiär-Schichten auflagern und es teilweise auch innerhalb des Deckgebirges über Störungen hinweg zu Kontakten zwischen verschiedenen Grundwasserstockwerken kommen kann, entsteht ein kompliziertes hydrogeologisches Bild.

Tabelle 6

Aquifere und Barrieregesteine in der nordwestlichen Niederrheinischen Bucht (nach ROSNER 2011; ergänzt)

T 6	fluviatile Ablagerungen des Pliozäns bis Quartärs	Aquifere
T 5	komplexes Aquifersystem in der Braunkohlenserie	
T 4	Hauptgrundwasserstauer Flöz Morken/Frimmersdorf	Barrieregesteine
T 3	tiefer Hauptgrundwasserleiter im Liegenden von Flöz Morken	
T 2	basale GW-stauende Wechselfolge mariner Tone, Schluffe und Sande	
T 1 (lokal)	basaler, GW-führender, mariner Sandhorizont	
Paläozän, Oberkreide (nur lokal)	vorwiegend Sandsteine und Kalke	
„Baggert“ (lokal)	Ton	
Schichten des Oberkarbons	Ton-, Schluff- und Sandsteine	
gasführende Schichten	Steinkohlenflöze, unterkarbonische Tonsteine	

Der historische Steinkohlenbergbau schuf nicht nur Verbindungen zwischen dem Karbon-Stockwerk und dem Deckgebirge, sondern auch zwischen den einzelnen Gebirgsschollen. Hierdurch und zusätzlich durch die Sumpfungmaßnahmen des Braunkohlenbergbaus liegen in der Niederrheinischen Bucht und im Aachener Gebiet im Einzelnen komplexe hydrogeologische Verhältnisse vor, die in jedem Fall standortbezogene Untersuchungen und Bewertungen vor der Durchführung von möglichen Gas-Explorationsmaßnahmen erfordern.

6.4.2.2.4 *Weser- und Osnabrücker Bergland*

Im Weser- und Osnabrücker Bergland, d. h. im Gebiet zwischen Teutoburger Wald im Süden und Weser- und Wiehengebirge im Norden, treten vorwiegend Gesteine der Trias und des Juras an die Erdoberfläche. Im Raum Osnabrück – Ibbenbüren sind auch Gesteine des Perms und des flözführenden Oberkarbons zu finden (Geologie im Weser- und Osnabrücker Bergland 2003). Zielhorizont der Gas-Exploration sind die Steinkohlenflöze des Oberkarbons. Die Schichten des Oberkarbons werden – außerhalb der Karbon-Horste von Ibbenbüren, dem Piesberg und dem Hüggel bei Osnabrück – zunächst von Abfolgen des Perms und des Buntsandsteins überlagert. Diese enthalten nach dem Speicher-Kataster Deutschland (vgl. DÖLLING 2011) Barrieregesteine in flächenhafter Verbreitung. Es sind Steinsalz, Anhydrit und Tonsteine aus dem Zechstein 1 – 4 und Tonsteine mit Einschaltungen von Gips, Anhydrit und Steinsalz der Röt-Formation im Oberen Buntsandstein. Das Gebiet ist allerdings tektonisch stark beansprucht, sodass mit dem Auftreten möglicherweise hydraulisch wirksamer Störungszonen gerechnet werden muss.

Innerhalb der Karbon-Schollen reicht die Barrierewirkung der Oberkarbon-Gesteine aus, um eine Gasmigration zur Erdoberfläche zu verhindern. Gerade im Gebiet des Ibbenbürener Steinkohlenbergbaus treten hohe Gasgehalte bis 20 m³/t Kohle auf (STÖTTNER 2003). Eine Gewinnung von Flözgas aus Flözen unterhalb der Ibbenbürener Bergbauzone erscheint daher nicht ausgeschlossen, zumal hier noch ein unverritztes, kohleführendes Schichtenpaket von erheblicher Mächtigkeit ansteht. Allerdings sind hier die Schichten besonders hoch inkohlt.

6.4.2.2.5 *Wiehengebirgsvorland*

Nördlich des Weser- und Wiehengebirges reicht nordrhein-westfälisches Gebiet bis in die Weser- bzw. Wiehengebirgsrandmulde, ein südliches Teilelement des Niedersächsischen Beckens. Es ist gekennzeichnet von einer nur flachwellig verformten Abfolge von Schichten des Perms, der Trias, des Juras und der Unterkreide mit einer Mächtigkeit bis über 4 000 m (DEUTLOFF & SKUPIN 1982). Zielhorizonte einer möglichen Gasgewinnung sind im Jura die Posidonienschiefer des Oberen Lias, die etwa in 2 500 m Tiefe liegen, und in der Unterkreide die als „Wealden“ bekannten Ton-, Schluff- und Sandsteine der Bückeberg-Gruppe ab ca. 800 m Tiefe.

Die Schichten des Lias werden in Mächtigkeiten von 80 – 140 m von Tonsteinen des Unteren Doggers überlagert. Darüber folgen zunächst stärker sandige, zum Teil auch kalkige Schichten des höheren Doggers und des tieferen Malms. Im höheren Malm, dem „Münder-Mergel“, treten erneut Tonsteine auf, in die ein bis zu über 100 m mächtiges Steinsalzlager eingebettet ist. Darüber folgen die Tonsteine des Wealdens, die potenziell gasführende Horizonte enthalten. Sie werden von einer etwa 500 – 600 m mächtigen Abfolge unterkreidezeitlicher Tone überlagert, die dann von jüngeren Sanden des Quartärs überdeckt sind. Nach WORTMANN (1971) sind die unterkreidezeitlichen Tone nördlich des Wiehengebirges als „Grundwasser-Nichtleiter“ zu bezeichnen. Sowohl die gasführenden Wealden-Tonsteine als auch die überlagernde, fast bis zur Erdoberfläche reichende Unterkreide-Tonstein-Schichtenfolge bilden eine durchgängige hydraulische Barriere. Eine Grundwassergewinnung findet in diesem Gebiet nur lokal aus oberflächennahen, meist nicht mehr als 25 – 30 m mächtigen quartärzeitlichen Mittelterrassenkiesen statt.

Neben dem Auftreten des Steinsalzes im Münder-Mergel belegt auch das Vorkommen quellfähiger Tonminerale in den Schichten des Wealdens, dass kein Kontakt zu einer grundwasserführenden Schicht bestehen kann.

Während der Oberkreide-Zeit erfuhren die Schichten dieses Gebietes starke Aufheizung (vgl. Kap. 4.1). Dadurch sind die Tonsteine verhältnismäßig kompetent und können zumindest in Oberflächennähe oder in der Umgebung von Gebirgsstörungen eine feine Klüftung aufweisen. Nach DÖRHOFFER & FRITZ (1991) wurden in der Umgebung der nordöstlich von Minden gelegenen Deponie Müncheshagen für die dortigen Ton- bis Schluffsteine Gebirgsdurchlässigkeiten von $K_f = 5 \cdot 10^{-6}$ m/s in Oberflächennähe ermittelt.

Das Auftreten größerer Gebirgsstörungen ist im Gebiet der Wiehengebirgsrandmulde nicht ausgeschlossen. So hat die Bohrung Ellerburg Z1 (in der Gemeinde Espelkamp) nordwestlich von Lübbecke eine Störung durchteuft, an der es an der Basis des Malms zu einem Schichtenausfall von ca. 700 m gekommen ist (FABIAN 1971). Mittels seismischer Untersuchungen sollte das Störungsinventar vorerkundet werden.

6.4.2.2.2.6 Nördliches Sauerland

Die potenziell gasführenden Hangenden Alaunschiefer repräsentieren die Grenze zwischen den Schichten des Unter- und des Oberkarbons. Sie treten in einem schmalen Streifen in der Umrandung des Velberter Sattels östlich von Düsseldorf, entlang der Nordflanke des Remscheid-Altenaer Sattels von Wuppertal bis Arnsberg, in der Lüdenscheider Mulde südwestlich von Arnsberg und in der Nordflanke des Ostsauerländer Hauptsattels bis in das Gebiet nördlich von Brilon an die Erdoberfläche. Durch Gebirgsstörungen ist dieser Zug an einigen Stellen unterbrochen, so z. B. durch die Ennepe-Störung zwischen Wuppertal und Hagen. Die Hangenden Alaunschiefer werden von weiteren Gesteinen unterlagert, die zumindest hypothetisch Gaspotenziale aufweisen: Kulm-Tonschiefer, Kieselige Übergangsschichten, Kulm-Kieselkalke, Kulm-Kieselschiefer und Liegende Alaunschiefer (vgl. S. 34: Tab. 2). Inwieweit diese Gesteine tatsächlich wirtschaftliches Interesse finden könnten, ist nicht bekannt.

Generell fallen die Schichten in diesem Gebiet nach Norden hin ein, sodass sie – abgesehen von den lokalen Einflüssen der Spezialfaltung – in dieser Richtung von einem immer mächtigeren Schichtenstapel aus Gesteinen des flözleeren Oberkarbons (Namurium A/B) überlagert werden. Diese bestehen aus einer Wechsellagerung von Tonsteinen mit Sandsteinbänken, die im Osten in die Arnsberg-Formation und im Westen in die Erlenrode-Formation und die darüber liegende Hagen-Formation gegliedert werden (RIBBERT in WREDE 2005). Darüber folgt in einer Mächtigkeit bis 400 m eine Tonstein-dominierte Abfolge, die Ziegelschiefer-Formation, über der mit den basalen Sandsteinen der Kaisberg-Formation die Folge des flözführenden Oberkarbons beginnt. Die Mächtigkeit des flözleeren Oberkarbons beträgt etwa 1 350 m (WREDE 2000 b).

Unterstellt man für die Gasgewinnung eine Mindesttiefe von 1 000 m für den Förderhorizont, so wird dieser in jedem Fall von der gesamten Abfolge des „Flözleeren“ überdeckt. Weiter nördlich und mit noch größeren Tiefen erfolgt dann zusätzlich eine Überlagerung durch die Schichten des flözführenden Oberkarbons. In hydrogeologischer Hinsicht sind die Gesteine des „Flözleeren“ im Wesentlichen als Barrieregesteine zu betrachten: Der Hangende Alaunschiefer ist ein gut dichtender, „sehr gering durchlässiger“ Wasserstauer (WILDER 2012). Auch die überlagernde Erlenrode-, die Hagen- und die Ziegelschiefer-Formation sind, mit Ausnahme der etwas stärker sandsteinführenden Hagen-Schichten, „sehr gering durchlässig“ (WILDER 2012). Ebenso werden den weiter östlich verbreiteten tiefoberkarbonischen Gesteinen der Arnsberg-Formation nur „geringe bis sehr geringe Durchlässigkeiten“ zugeordnet (VON KAMP 1981 a, 1981 b). Eine Wasserführung findet sich nur auf Störungszonen.

6.4.2.2.3 Zusammenfassende Betrachtung der geologischen Pfade

Die im Landesgutachten (MEINERS et al. 2012 a) definierten Migrationspfade 2 (Aufstieg der Frackflüssigkeit über Störungen und Klüfte) und 3 (diffuse Migration des Fluids durch das überlagernde Gestein) werden in erster Linie von den geologischen Parametern der beteiligten Gesteine bzw. Kluftsysteme bestimmt, vor allem von ihrer Permeabilität oder Durchlässigkeit. Entsprechende hydraulische Druckverhältnisse können dann eine Migration entgegen der Schwerkraft bewirken.

Die theoretischen Möglichkeiten der Migration von Frackfluiden wurden in der amerikanischen Literatur z. B. von MYERS (2012), NICHOLSON (2013) und SIEGEL (2012) kontrovers diskutiert.

Nach MYERS (2012) vollzieht sich ein langsamer, aufwärts gerichteter advektiver Stofftransport durch die Hangendschichten einer Schiefergas-Lagerstätte von Natur aus in einer Zeitspanne von zehntausenden von Jahren. Nach der von ihm durchgeführten mathematischen Modellierung für den Marcellus-Shale im Süden der Staaten New York und Pennsylvania könnte sich dieser Vorgang durch das zusätzliche Einpressen von Frackfluiden erheblich beschleunigen und möglicherweise auf den Zeitraum von Jahrzehnten oder Jahrhunderten reduzieren. In einer Stellungnahme des Pennsylvania Geological Survey dazu (NICHOLSON 2013) wird jedoch für diese Region die Existenz einer natürlichen, aufwärts gerichteten Fluidmigration grundsätzlich bezweifelt, weil dann die süßwasserführenden oberflächennahen Schichten über geologische Zeiträume bereits mit salinarem Tiefenwasser kontaminiert sein müssten, das in den Schichten unmittelbar über dem Marcellus-Shale auftritt. Dies ist aber nicht der Fall. Vielmehr werden die beiden Aquifere durch eine auch über lange Zeiträume wirksame hydraulische Barriere getrennt. Damit entfällt die Voraussetzung für das Modell von MYERS. Nach SIEGEL (2012) ist es praktisch ausgeschlossen, dass durch den Frackvorgang Wegsamkeiten durch diese mehr als 1,5 km mächtige Barriere neu geschaffen und gegen den Gebirgsdruck offengehalten werden können.

Von FLEWELLING & SHARMA (2013) wurde in diesem Zusammenhang untersucht, unter welchen physikalischen Bedingungen eine aufwärts gerichtete Fluidmigration in Gesteinen überhaupt möglich ist. Voraussetzung hierfür sind ein aufwärts gerichteter Druckgradient und eine hinreichende Permeabilität des Gesteins. Nach den Ergebnissen dieser Autoren verhalten sich diese Parameter aber in der Natur reziprok: Ein entsprechendes Druckgefälle kann sich nur aufbauen oder über geologische Zeiträume erhalten bleiben, wenn die Gesteine wenig durchlässig sind, da sich sonst der Druck durch Flüssigkeitsaufstieg in relativ kurzer Zeit ausgleichen würde. Eine nennenswerte aufwärtsgerichtete Fluidmigration durch Gesteinsschichten hindurch erscheint nach der Darstellung dieser Autoren daher physikalisch wenig plausibel.

Überträgt man diese Gedankengänge auf das Münsterländer Kreide-Becken, so müssten in seinem Zentrum flächenhaft Soleaustritte zu beobachten sein, da hier das aufwärts gerichtete Druckgefälle am größten ist. Tatsächlich existieren aber nur wenige Punkte, an denen sich ein Übertritt von mineralisiertem Tiefengrundwasser in oberflächennahe Grundwasserhorizonte nachweisen lässt. Ein Bezug zu tektonischen Störungen ist dabei nur im Einzelfall nachweisbar (vgl. S. 73: Abb. 31) (DONATH 2000).

Die Modellierungen von SAUTER et al. (2012 a) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016) haben gezeigt, dass selbst bei Annahme extrem ungünstiger Randparameter ein Fluidtransport in Störungszonen (entsprechend der Pfadgruppe 2) durch den Frackvorgang praktisch nicht möglich ist. Wegen der kurzen Zeitdauer der Druckbeaufschlagung und der geringen Potenzialunterschiede kann unter realen Bedingungen nur ein maximaler Flüssigkeitsaufstieg von ca. 50 m erfolgen. Betrachtet man längere Zeiträume, so erfolgt durch die Ausbreitung des Fluids gleichzeitig eine Verdünnung, die dazu führt,

Tabelle 7
Übersicht über die gasführenden Schichten und die Barrieregesteine
in den Aufsuchungsgebieten

		Münsterland-West	Münsterland-Ost	Nieder-rheinisches Tiefland	NW-Nieder-rheinische Bucht, Aachen	Weser-u. Osnabrücker Bergland	Wiehen-gebirgs-mulde	Nördliches Sauerland
Tertiär	Tone, Braunkohle							
Kreide	Emscher-Formation, Mergelstein							
	Essen-Grünsand							
	Unterkreide, Tonsteine							
	Wealden, Tonsteine							
Jura	Münder-Formation, Salz, Ton- und Mergelsteine							
	Posidonienschiefer							
Trias	Röt-Formation, Tonstein, Salz							
Perm	Zechstein, Salz und Tonsteine							
Karbon	Oberkarbon-Schichten*							
	Steinkohlenflöze							
	Flözleeres Oberkarbon, Tonsteine							
	Unterkarbon, Tonsteine							

*außerhalb der Bergbauzone

■ gasführende Schichten
■ Barrieregesteine
■ flächenhaft verbreitet
■ nicht überall vorhanden

dass keine nachweisbaren Fluidmengen in einen oberflächennahen Grundwasserleiter vordringen können. Die Bedeutung von Störungszonen als Migrationspfade für Frackfluide ist daher eher gering einzuschätzen, zumal viele Störungen nach den vorliegenden Erkenntnissen von vornherein nur geringe Wasserwegsamkeiten aufweisen.

Die Wirksamkeit der Pfadgruppe 3 ist demnach noch weniger wahrscheinlich. Hier ist gegenüber den modellierten Kluft- und Störungssystemen in jedem Fall mit um 1 – 2 Zehnerpotenzen geringeren Gesteinsdurchlässigkeiten zu rechnen (MEINERS et al. 2012 a: 5/22). In NRW sind im Hangenden der potenziell gasführenden Schichten praktisch überall Gesteinsabfolgen vorhanden, in denen eine oder mehrere hydraulische Barrieren auftreten (Tab. 7). Sie verhindern wegen ihren sehr geringen Durchlässigkeiten einen Fluidaufstieg auch über lange Zeiträume wirkungsvoll. Auch poröse Sedimentgesteine, die bezüglich ihres Porenwassergehalts untersättigt sind, stellen nach ENGELDER (2012) wirksame hydraulische Barrieren dar, da sie migrierende Wässer durch kapillare Bindung dauerhaft fixieren, quasi „aufsaugen“. Die Barrieregesteine weisen zum Teil extrem geringe Durchlässigkeiten auf, die eine Fluidmigration auch in langen Zeiträumen nach menschlichem Ermessen ausschließen. Auch die jüngsten Modellierungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016) untersuchten die mögliche Fluidausbreitung in ungestörten Deckgebirgsschichten. Selbst bei der Langzeitbetrachtung ergab sich für den Zeitraum von 300 Jahren eine auf nur wenige Meter beschränkte, richtungsunabhängige Ausbreitung der Frackfluide.

Neben der Barrierewirkung der einzelnen Gesteinseinheiten im Hangenden der Gasvorkommen muss auch das Phänomen der Dichteschichtung innerhalb der Grundwasserstockwerke berücksichtigt werden. Wie MELCHERS et al. (2014) anhand von Schacht- und Bohrprofilen gezeigt haben, kann sich unabhängig von der jeweiligen Lithologie der Nebengesteine innerhalb der Wassersäule eine Dichteschichtung einstellen, in der mit scharfer Grenze unterschiedlich mineralisierte Wasserkörper übereinander liegen. Diese wirken jeweils als eigenständige Konvektionszellen, zwischen denen kein Austausch stattfindet. Dieser Effekt kann nach Ansicht der Autoren eine wesentliche Rolle beim Schutz der höher gelegenen Süßwasserhorizonte vor einer Beeinflussung durch tiefer gelegene, höher mineralisierte Wässer spielen. Weitere ortsbezogene Erkundungsmaßnahmen sind zur Untersuchung dieses Phänomens notwendig.

Bei der Betrachtung der Wirksamkeit von Wegsamkeiten ist auch zu beachten, dass bei der Erschließung einer unkonventionellen Erdgaslagerstätte während des Frackprozesses nur sehr kurzfristig ein hoher Druck aufgebaut wird. In der übrigen, mehrere Jahre bis Jahrzehnte dauernden Betriebsphase besteht aber ein Druckgefälle in Richtung auf die Förderbohrung. Schon von daher ist eine diffuse Migration von Fluiden in entgegengesetzter Richtung zur Erdoberfläche hin physikalisch schwer vorstellbar.

Noch mehr als ein Fluidaufstieg in Störungen (Pfadgruppe 2) kann somit auch ein diffuser Fluidaufstieg entsprechend der Pfadgruppe 3 nach MEINERS et al. (2012 a) mit sehr großer Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden.

Von DANNWOLF et al. (2013: AP 1/16) wird auf die Vielzahl der in Norddeutschland vorhandenen Barrieregesteine hingewiesen, durch die bereits bei der Erschließung eines Schiefergas-Horizontes in 1 000 m Tiefe eine Abdichtung gegenüber trinkwasserführenden Horizonten erfolgt. Auch MEINERS et al. (2012 d: 8) schließen in ihrem Gutachten für das Umweltbundesamt die Wirksamkeit der Pfadgruppe 3 während der Betriebsphase von Gewinnungsanlagen aus. Als möglicherweise wirksam werden diese Pfade aber in der Nachbetriebsphase angesehen, falls dann entsprechende Durchlässigkeiten und Druckpotenziale vorhanden sind bzw. sich wieder einstellen. Dies würde aber voraussetzen, dass entweder bereits vor Beginn der Fördertätigkeit Wegsamkeiten vom Zielhorizont zur Oberfläche existiert haben – was wohl auszuschließen ist, da dann kein unkonventionelles Erdgasvorkommen entstanden wäre – oder solche Wegsamkeiten durch die vorhandenen mehrfachen Barrieren hindurch infolge des Frackings neu geschaffen wurden.

Bei MEINERS et al. (2012 a: 13/10) werden die Risiken bezüglich der Kontamination von nutzbaren Grundwasserhorizonten verhältnismäßig gering eingeschätzt: Aufgrund der derzeitigen Datenlage wird empfohlen „Aktivitäten zur unkonventionellen Gasgewinnung, in Wasserschutzgebieten (I – III), in Wassergewinnungsgebieten ... sowie im Bereich von Mineralwasservorkommen nicht zuzulassen ... Bei besserer Datenlage ist eine Neubewertung dieser Ausschlußempfehlung durchzuführen.“ Die Gutachter halten somit offenbar den Einsatz der Fracktechnik selbst in Wasserschutz- oder Gewinnungsgebieten nicht für generell ausgeschlossen, wenn eine verbesserte Datenlage vorhanden ist.

Ebenso sieht das Rheinisch Westfälische Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH (2013) zwar eine obertägige Gefährdung der für die Trinkwassergewinnung genutzten Oberflächengewässer und das Grundwasser im Einzugsgebiet der Ruhr (Migrationspfad 0), stuft aber die geologisch-technischen Risiken (Pfade 1 – 3) auch bei einer flächenhaften Erschließung des Hangenden Alaunschiefers als „weniger relevant“ ein. Sie seien aber in Gebieten mit ungünstigen geologisch-hydrogeologischen Standortbedingungen nicht auszuschließen, etwa bei Mächtigkeiten der Deckschichten geringer als 1000 m, in Bergbaugebieten, tief reichenden Störungszonen oder bei artesisch gespanntem Tiefenwasser.

Im zweiten Teil des Gutachtens für das Umweltbundesamt (DANNWOLF et al. 2014: AP 1/38) wird eindeutig festgestellt: „... bietet der geologische Untergrund je nach Ausbildung i. d. R. allein durch das Vorhandensein von zahlreichen mächtigen Barrieregesteinshorizonten ausreichend Schutz vor Schädigungen des Grundwassers bei der Schiefergas-Förderung ... Mit geologischen Risiken, die sich nachteilig auf das Grundwasser auswirken können, ist ... nur dann zu rechnen, wenn vor der eigentlichen Schiefergas-Exploration eine im Detail unzureichende Vorabuntersuchung des geologischen Untergrundes stattfindet.“

Zusammenfassend lässt sich somit feststellen, dass bei den in NRW vorliegenden Gesteinsverhältnissen eine Grundwasserkontamination durch das Fracking sehr unwahrscheinlich erscheint. Jedoch kann im Einzelfall eine weiter gehende Vorabuntersuchung des Untergrundes erforderlich sein.

Tatsächlich konnte auch in den USA oder anderswo ein solcher Fall im Zusammenhang mit der Schiefer- oder Flözgas-Gewinnung bislang praktisch nicht beobachtet werden, obwohl dort hunderttausende von Bohrungen gefrackt wurden und aus einigen Lagerstätten bereits seit etlichen Jahrzehnten gefördert wird. Beispielhaft ist das Black Warrior Basin in Alabama, das gleichzeitig ein wichtiges Trinkwasserreservoir darstellt (PASHIN & GASTALDO 2009).

In einem Bericht der amerikanischen Umweltbehörde EPA ist ein Fall einer Brunnenverunreinigung durch Frackfluid in West Virginia aus dem Jahr 1982 dokumentiert, der auf eine weniger als 300 m entfernt niedergebrachte Gasbohrung zurückgeführt wird. Ob die Ursache hierfür eine unerwartete Frackausbreitung oder eine unzureichende Verrohrung des Bohrlochs war, ist offen (EPA 1987: IV/21 - 23).

Aus dem Bereich der Tight-Gas-Produktion von Pavillion/Wyoming wird eine weitere Brunnenkontamination beschrieben. Dort wird benachbart zueinander aus der Wind River Formation, einer eozänen Wechsellagerung von Sandsteinen, Tonsteinen und grobkörnigen fluviatilen Ablagerungen, Trinkwasser und seit 1960 auch Tight Gas gewonnen (DiGUILIO et al. 2011). Die höchstgelegenen gefrackten gasführenden Horizonte liegen in lediglich 372 m Tiefe, während die Grundwasserbrunnen bis 244 m Tiefe reichen. Zwischen den gasführenden Sandsteinen und den genutzten Aquiferen liegen keine wirksamen Barrieregesteine. Trotz intensiver Untersuchungen und wissenschaftlicher Diskussionen ließ sich die Herkunft der Verunreinigungen nicht eindeutig klären (z. B. DiGUILIO et al. 2011, USGS 2012, American Petroleum Institute 2012, UWYO 2011, WRIGHT & McMAHON 2012, WRIGHT et al. 2012, TUCKER 2011). Es ist nicht auszuschließen, dass es unter den außergewöhnlichen Umständen dieser Lagerstätte zu einem Übertritt von Frackfluid und Methan in das Grundwasser gekommen ist. Von den meisten Autoren werden aber als Hauptursache der beobachteten Kontaminationen unzureichend zementierte oder schadhafte Alt-Bohrungen oder undichte Abwasserbecken angesehen, von denen kontaminiertes Abwasser in den Untergrund sickerte.

Generell werden die in verschiedenen Veröffentlichungen aus den USA beschriebenen Grundwasserkontaminationen durch Komponenten von Frackfluiden in allererster Linie auf Kontaminationen von der Erdoberfläche her oder auf unzureichend verfüllte Bohrungen zurückgeführt (DiGUILIO et al. 2011). Diese entsprechen der Pfadgruppe 0 bzw. 1 nach MEINERS et al. (2012 a). ROZELL & REAVEN (2012) untersuchten im Rahmen einer Risiko-Analyse die Wahrscheinlichkeit von Grundwasserkontaminationen im Zusammenhang mit Frackaktivitäten. Sie identifizierten grundsätzlich fünf mögliche Risiken:

1. beim Transport der Frackfluide
2. Abdichtung des Bohrplatzes
3. Undichtigkeiten der Bohrung
4. Kontamination über die erzeugten Fracks
5. Abwasser- bzw. „Flowback“-Entsorgung

Lediglich das letztgenannte Risiko bewerten sie als hoch und schätzen es um mehrere Zehnerpotenzen bedeutsamer ein als die anderen Faktoren. Mittlerweile liegen auch in den USA Handlungsempfehlungen vor, die die Umweltrisiken bei der Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen minimieren sollen (z. B. Interfaith Center on Corporate Responsibility & Investor Environmental Health Network 2011).

KING (2012: 13) zitiert eine Untersuchung des amerikanischen Groundwater Protection Council, bei der in den Staaten Ohio und Texas im Zusammenhang mit der unkonventionellen Erdgasförderung aufgetretene Grundwasserkontaminationen analysiert wurden. Es traten bei insgesamt 315 000 Bohrungen 396 Schadensfälle auf, also bei 0,125 % der Bohrungen. Keine einzige der untersuchten Grundwasserkontaminationen konnte auf das eigentliche Fracking zurückgeführt werden. Häufigste Ursache waren vielmehr Probleme der Flowback-Beseitigung (101 Fälle) und der Bohrlochzementierung (84 Fälle). Ähnliche Aussagen liegen auch von den zuständigen Wasser- und Umweltbehörden von Alabama, New Mexico, Ohio, Pennsylvania und Texas vor (KELL 2009)¹³.

Eine Untersuchung der US-Umweltbehörde EPA (2004) stellte bezüglich der Auswirkungen des Frackprozesses für Flözgas-Bohrungen fest: „Although thousands of CBM wells are fractured annually, EPA did not find confirmed evidence that drinking water wells have been contaminated by hydraulic fracturing fluid injection into CBM wells.“ (Übersetzung: „Obwohl jährlich tausende von Flözgas-Bohrungen gefrackt werden, fand EPA keinen belastbaren Hinweis, dass Trinkwasserbrunnen durch Frackflüssigkeiten verunreinigt worden wären, die in Flözgas-Bohrungen injiziert wurden.“) Ein solcher Fall ist auch aus der übrigen Literatur nicht belegt. „In keinem Fall einer beobachteten Brunnenbeeinträchtigung waren Frackfluid-Komponenten beteiligt und keiner dieser Stoffe ließ sich bei Wasseranalysen nachweisen.“ (GROAT & GRIMSHAW 2012: 20; vgl. z. B. auch KRESSE et al. 2012, USGS 2013).

Die Untersuchungen des Energie- und Klimaausschusses des Britischen Unterhauses (House of Commons, Energy and Climate Change Committee 2011: 10) kommen ebenfalls zu dem Schluss „Es gibt keinen Beleg dafür, dass der Hydraulic Fracturing Process selbst eine direkte Gefahr für Aquifere darstellt. Es muss abgewogen werden zwischen diesem hypothetischen und unbewiesenen Risiko gegen den Beitrag zur Energie-sicherheit, den das Shale Gas für das Vereinigte Königreich leisten kann.“ Auch in den vorliegenden deutschen Gutachten werden keine Beispiele für derartige Havariefälle im In- oder Ausland angeführt.

Von der amerikanischen Umweltbehörde EPA ist inzwischen eine weitere landesweite Untersuchung bezüglich der Einwirkungen des Hydraulic Fracturing auf den Wasserhaushalt erarbeitet worden. Ein Entwurf dieser Studie wurde im Juni 2015 zur Diskussion gestellt (EPA 2015). Der veröffentlichte Entwurf dieser umfassenden Untersuchungen betrachtet die Auswirkungen des „Frackings“ in Hinblick auf

- den Einfluss auf die Wasserversorgung in Gebieten (oder Zeiten) geringen Wasserdargebots
- Leckagen oder Austritte von Frackfluiden oder Abwasser
- Fracking im unmittelbaren Bereich von Trinkwasservorkommen
- Migration von Fluiden und Gasen im Untergrund
- unzureichende Behandlung und Entsorgung von Abwasser

¹³ Diese Zahlen relativieren die in der Politik mitunter geäußerte Einschätzung des Frackings als „Hochrisikotechnologie“. Nach der Definition von „Risiko“ als Produkt aus Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkungen eines Ereignisses sind die Risiken des Frackings in Anbetracht der geringen Fallzahlen als eher gering einzuschätzen.

Im Ergebnis kommt die Behörde in diesem Entwurfspapier zu dem Schluss, dass die Anwendung der Fracktechnik nicht zu „weitverbreiteten, systematischen Einflüssen“ auf die Trinkwasservorkommen in den USA geführt hat. (EPA 2015: ES/6). Die auf jeweils besondere Umstände zurückzuführenden Ereignisse sind danach in ihrer Zahl gering, verglichen mit der Zahl von 25 000 – 30 000 Bohrungen, die jährlich in den USA gefrackt werden.

Auch nach dieser Untersuchung ist ein hinreichend großer Abstand zwischen den gefrackten gas- und den grundwasserführenden Formationen entscheidend. In den untersuchten ca. 23 000 Beispielen betrug der minimale Abstand bei ca. 20 % der Bohrungen weniger als 2 000 ft (610 m). Frackoperationen innerhalb trinkwasserführender Schichten werden von der EPA-Studie grundsätzlich als problematisch gesehen, da es hier nicht nur kurzfristig zur Kontamination aktuell betriebener Brunnen kommen kann, sondern wegen des Verbleibs von Teilen des Frackfluids im Gestein auch zu schwer abschätzbaren Langzeitwirkungen in Hinblick auf zukünftige Nutzungen (EPA 2015: 6/32).

6.5 Methanfreisetzung

Wegen seiner geringen Dichte besitzt Methan ein wesentlich höheres Migrationspotenzial als Frackfluide. In hinreichend permeablen Systemen hat freies Methan grundsätzlich das Bestreben, in Richtung Erdoberfläche aufzusteigen. Eine Freisetzung adsorptiv gebundenen Methans findet aber nur dann statt, wenn in wassergefüllten Systemen der hydrostatische Druck geringer als die Adsorptionsisotherme des jeweiligen Speichersystems ist. Aus diesem Grund ist eine Grubengasgewinnung aus gefluteten Grubenbauen im Regelfall nicht möglich.

Im Gegensatz zum Frackfluid, für das ein Aufstieg aus einer Bohrung in grundwasserführende Schichten bislang nicht eindeutig belegt werden konnte, liegen Beobachtungen über Methanaustritte an der Erdoberfläche bzw. im oberflächennahen Grundwasser vor (z. B. JACKSON et al. 2013, OSBORN et al. 2011, COGCC 2010, WARNER et al. 2012). Grundsätzlich muss bei den beobachteten Methanimmissionen zwischen natürlichen Methanaustritten unterschieden werden und solchen, die erst durch eine Erdgas-Exploration oder -Förderung ausgelöst wurden. Neben dem zeitlichen Aspekt – Methanaustritte, die bereits vor der Explorations- oder Fördertätigkeit aufgetreten sind, können nicht dadurch verursacht sein – sind auch die Zusammensetzung des Gases und seine Isotopensignatur wichtige Indizien, um Herkunft und Ursache der Immissionen zu klären.

OSBORN et al. (2011) beschreiben das Auftreten von thermogenem und biogenem Methan in grundwasserführenden Schichten des Susquehanna County/Pennsylvania. Für das Auftreten der biogenen Methananteile im Grundwasser werden von den Autoren natürliche Ursachen angenommen. Da der Anteil von thermogenem Methan in Abständen bis zu 1 km zu aktiven Förderbohrungen höher ist als in weiter entfernt liegenden Gebieten, führen die Autoren das Auftreten dieses Gases aber auf die Gewinnungsaktivitäten im mitteldevonischen Marcellus-Shale zurück. MOLOFSKY et al. (2011, 2013) vertreten dagegen die Auffassung, dass nicht nur die biogenen Anteile des in den Trinkwasserbrunnen dieses Gebietes angetroffenen Gases natürlicher Herkunft sind, sondern auch die thermogenen. Sie würden sich im Detail in der Isotopensignatur vom Gas aus dem Marcellus-Shale unterscheiden und eher den Gasen entsprechen, die den darüber liegenden mittel- bis oberdevonischen Schichten entstammen. Diese sind aber nicht das Ziel der Gewinnungstätigkeit.

JACKSON et al. (2013) vermuten als einfachste Erklärung schadhafte Bohrungsverrohrungen oder unzureichende Zementierungen, durch die es zur Vermischung von Methan unterschiedlicher Genese im Grundwasser gekommen sein dürfte. Hierfür spricht insbesondere die Konzentration der Gasaustritte in der unmittelbaren Um-



Abb. 37
Bergbauinduzierter
Methanaustritt im
Lippetal bei Hamm

gebung der betroffenen Bohrungen. Im Schema der möglichen Wegsamkeiten (s. S. 69: Abb. 28) wären diese Methanaustritte den technischen Pfaden der Pfadgruppe 1 nach MEINERS et al. (2012 a) zuzuordnen. Ein grundsätzliches Problem dieser Diskussion ist, dass in dem fraglichen Gebiet zweifellos natürliche Methanaustritte vorhanden sind, über deren Umfang und Zusammensetzung vor Beginn der Förderaktivitäten aber keine gesicherten Daten vorliegen (KING 2012).

Im Bergbaugesamt des östlichen Ruhrgebiets sind örtlich Methanaustritte an der Erdoberfläche bekannt (Abb. 37). Sie treten dort auf, wo gasführende Steinkohlenflöze unter einem gering mächtigen und durch Bergbaueinwirkungen aufgelockerten Deckgebirge anstehen (HOLLMANN et al. 1978, HOLLMANN & SCHÖNE-WARNFELD 1982, MEINERS 2001, THIELEMANN 2000, THIELEMANN et al. 2001). Außerdem kommen sie nur dort vor, wo im Deckgebirge sandige oder tonig-mergelige Schichten fehlen. Sie beschränken sich deshalb im Wesentlichen auf den Raum Dortmund, Unna, Hamm und Umgebung.

Diese Methanaustritte konzentrieren sich bevorzugt auf Zerrungsbereiche am Rande von Bergsenkungströgen oder auf natürliche Gebirgsstörungen, wo der Auflockerungsgrad des Gesteins am größten ist (THIELEMANN & LITKE 1998).

Von SAUTER et al. (2012 a) wurde unter verschiedenen Modellannahmen untersucht, ob und in welchem Umfang nach Beendigung einer Gasförderung das Rest-Methan aus der Lagerstätte über Störungszonen in die Atmosphäre gelangen kann. Entscheidend dafür ist, welche Mengen von Methan in Störungszonen eindringen können und wie viel davon während der Migration vom Gestein absorbiert wird. Dies ist abhängig von der Permeabilität der Störungszonen, der Porosität der durchströmten Gesteine, dem Wassergehalt der Poren sowie der zur Verfügung stehenden Weglänge, d. h. der Tiefenlage des Förderhorizontes. In einem von insgesamt acht untersuchten Modellen ergab sich, dass unter sehr ungünstigen, aber noch realistischen Randbedingungen des Modells ein Austritt von Methan über Störungszonen an die Erdoberfläche möglich ist. Im berechneten Fall wären innerhalb von 100 Jahren nach Beendigung der Gasförderung rund 0,91 Mio. m³ Methan in die Atmosphäre entweichen.

Inwieweit Störungszonen im Münsterland gaspermeabel sind, ist offen. Eine bislang unveröffentlichte Untersuchung zur Lokalisierung von Störungszonen im südlichen Münsterland mithilfe von Methan-Emissionen hat keine verwertbaren Resultate gezeigt. Alle festgestellten Methananzeichen ließen sich auf anthropogene Ursachen zurückführen und in keinem Fall einer bekannten Störungzone zuordnen.

Außerhalb von permeablen Störungen und bergbaubedingten Auflockerungszonen ist nach THIELEMANN et al. (2001) nur mit sehr geringen Methanemissionen zu rechnen, da die Durchlässigkeiten der Karbon-Gesteine und der gering permeablen Gesteine des Deckgebirges gegenüber Gasen als wirksame Barriere wirken. Auch nach den Untersuchungen von RUDOLPH et al. (2008) ist davon auszugehen, dass das bergbaulich ungestörte Deckgebirge über dem Oberkarbon für Gase weitgehend undurchlässig ist. THIELEMANN (2000: 132) zeigt ein Beispiel für die Verteilung von kohlebürtigem Methan im Deckgebirge. Höhere Methan-Konzentrationen sind an einzelne Gas aufnehmende, poröse oder klüftige Gesteinslagen gebunden oder stauen sich unter den Mergelsteinen der Emscher-Formation, ohne sie zu durchdringen. KUKUK (1938) erwähnt Methanansammlungen an der Liegendgrenze der Emscher-Formation aus der Solebohrung des „Grullbades“ in Recklinghausen. Dort wurden im Jahr 1857 außerhalb der damaligen Bergbauzone Methangehalte der Sole von 4,5 % festgestellt.

Auch WOLANSKY (1950) und MELCHERS (2008) betonen die stauende Wirkung des Essen-Grünsands und vor allem der Emscher-Formation für migrierende karbonbürtige Gase und weisen auf entsprechende Gasansammlungen in den klüftigen Karbonatgesteinen der Plänerkalk-Gruppe im Liegenden hin. MELCHERS (2008) bezeichnet die Emscher-Formation hinsichtlich der potenziellen Migration von Wasser oder Gasen als weitestgehend undurchlässig. Dort, wo z. B. über Störungszonen punktuell Migrationspfade existieren, erwartet er eine bereits abgeschlossene, vollkommene Vorentgasung.

Obwohl also außerhalb der Bergbauzone kaum mit dem Aufstieg von Methan aus den Karbon-Schichten bis an die Oberfläche zu rechnen ist, sind aus dem Münsterland flächenhaft natürliche Methanaustritte vor allem aus Brunnen bekannt. Von MELCHERS (2008) wurden in 146 von 214 untersuchten Grundwasserproben Methangehalte zwischen 0,2 und 45 mg/l festgestellt. Nach MEINERS et al. (2012 a) ist in bestimmten Bereichen des Münsterlandes in 5 – 30 % der Hausbrunnen mit dem Auftreten von Methan zu rechnen. Die Methanführung ist meist mit erhöhter Leitfähigkeit und höherer Mineralisierung des Wassers (Fluor, Bor, Strontium, Chlorid) verknüpft. Durch Verpuffungen von Methanansammlungen in lokalen Wassergewinnungsanlagen ist es hier in der Vergangenheit bereits mehrfach zu Unglücksfällen gekommen (THIELEMANN 2000). Ein Verteilungsmuster der Methanaustritte, z. B. eine Bindung an Gebirgsstörungen, ist bislang nicht erkennbar. Wie Untersuchungen zur Kohlenstoff-Isotopie gezeigt haben, handelt es sich bei dem hier austretenden Gas nicht um thermogenes Methan aus der Inkohlung der Karbon-Schichten, sondern überwiegend um biogenes Methan (MELCHERS 2008). Dies könnte durch mikrobiellen Abbau von organischem Material in den Ablagerungen der Oberkreide gebildet werden. Die Emscher-Formation enthält nach LOMMERZHEIM (1988) bis zu 3 % C_{org} , was zur Gasgenese ausreichen dürfte.

Nach den Ergebnissen von WINGERNING (1975) ist allerdings nicht auszuschließen, dass während des Wanderungsprozesses eine Fraktionierung der Methan-Isotope zugunsten der leichteren Anteile erfolgt, da die $^{13}CH_4$ -Fraktion langsamer diffundiert als die $^{12}CH_4$ -Fraktion. Dies könnte möglicherweise das Isotopenbild des an der Erdoberfläche austretenden Methans verfälschen. Seine Untersuchungen beziehen sich allerdings auf die Migration des Methans in Kohle. Inwieweit derartige Effekte auch in anderen Gesteinen auftreten können, ist nicht bekannt (vgl. auch GASCHNITZ et al. 2000).

Mit den Beobachtungen von MELCHERS (2008) korrespondiert dagegen, dass in den Solequellen am Hellweg, diese liegen im Ausstrichbereich der Liegendgrenze der Emscher-Formation, keine Methanaustritte bekannt sind. Dies deutet entweder darauf hin, dass der Sole-Aquifer der Plänerkalk-Gruppe (Cenomanium bis Unterconiacium) keine durchgehende Wegsamkeit für Gase darstellt, oder aber das Methan nicht den Liegendschichten dieses Aquifers entstammt, sondern erst in seinem Hangenden, also in der Emscher-Formation, biogen entsteht. Zur Entstehung der Gase im Münsterland und ihrer Migration besteht aber noch erheblicher Forschungsbedarf!



Abb. 38
Der „brennende Wasserhahn“
aus dem Film „Gasland“
von JOSH FOX (2010)

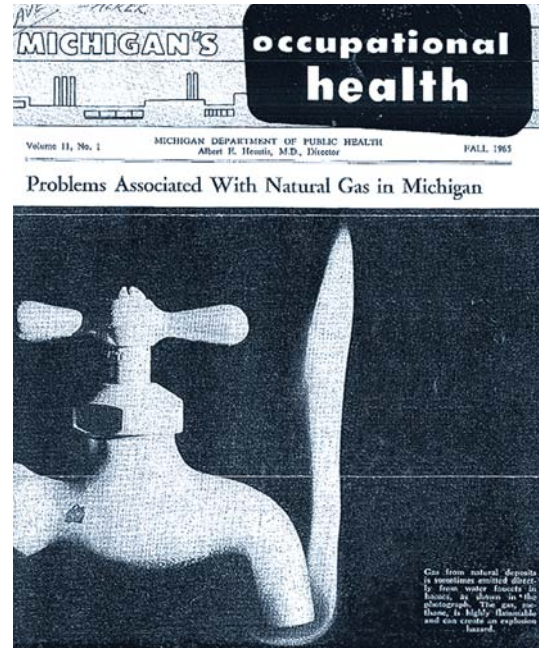


Abb. 39
„Brennender Wasserhahn“
aus einer Publikation des Michigan
Dpt. of Public Health (1965)

Es zeichnen sich hier Parallelen zur Situation im Weld County, Colorado, ab, die insbesondere durch den 2010 entstandenen Spielfilm „Gasland“ von JOSH FOX (2010) bekannt geworden sind. Der Methangehalt in den dortigen Trinkwasserbrunnen, der zu den spektakulären Bildern des „Brennenden Wasserhahns“ im Film „Gasland“ führte (Abb. 38), ist eindeutig biogenen Ursprungs. Die Brunnen nutzen einen oberflächennahen, maximal 150 m tief liegenden Aquifer in oberkreidezeitlichen Schluff- und Sandsteinen des Denver Basins. Die Gase unterscheiden sich aufgrund ihrer Isotopencharakteristik und des Gehalts an höheren Kohlenwasserstoffen deutlich von den thermogenen Gasen dieses Gebietes, die aus 2 200 – 2 500 m Tiefe gefördert werden, worauf RICE & LADWIG (1983) bereits hinwiesen. Schon 1976, d. h. vor Aufnahme der Erdgasförderung in diesem Gebiet, wurden „besorgniserregende Gehalte“ („troublesome amounts“) an Methan im Trinkwasser durch die Colorado Division of Water Resources (vgl. COGCC 2010) beschrieben. Die öffentlich-rechtlichen Fernsehanstalten in Deutschland haben mittlerweile entschieden, den Film „Gasland“ nicht weiter zu verwenden (prmagazin 2015).

Auch aus anderen Regionen der USA sind flächenhafte Methanaustritte völlig unabhängig von einer Erdgasgewinnung bekannt. Schon 1965 wurden in einer Publikation der Gesundheitsbehörde von Michigan Methankontaminationen natürlichen Ursprungs im Grundwasser sowie Methanzutritte in Kellerräume beschrieben (Michigan Dpt. of Public Health 1965). Auch hier diente ein „brennender Wasserhahn“ als Aufmacher (Abb. 39). KING (2012: 5) weist darauf hin, dass bei einer Untersuchung in West Virginia 11 % von 1312 untersuchten Trinkwasserbrunnen Methan enthielten, ehe in der Region eine Bohrtätigkeit stattfand. In Studien des US Geological Survey für ein Monitoring im Vorfeld von Gasförderungen wurden erhebliche natürliche Methankonzentrationen im Grundwasser des Sullivan County in Pennsylvania und in Teilen des Staates New York nachgewiesen (SLOTO 2013, HEISING & SCOTT 2013).

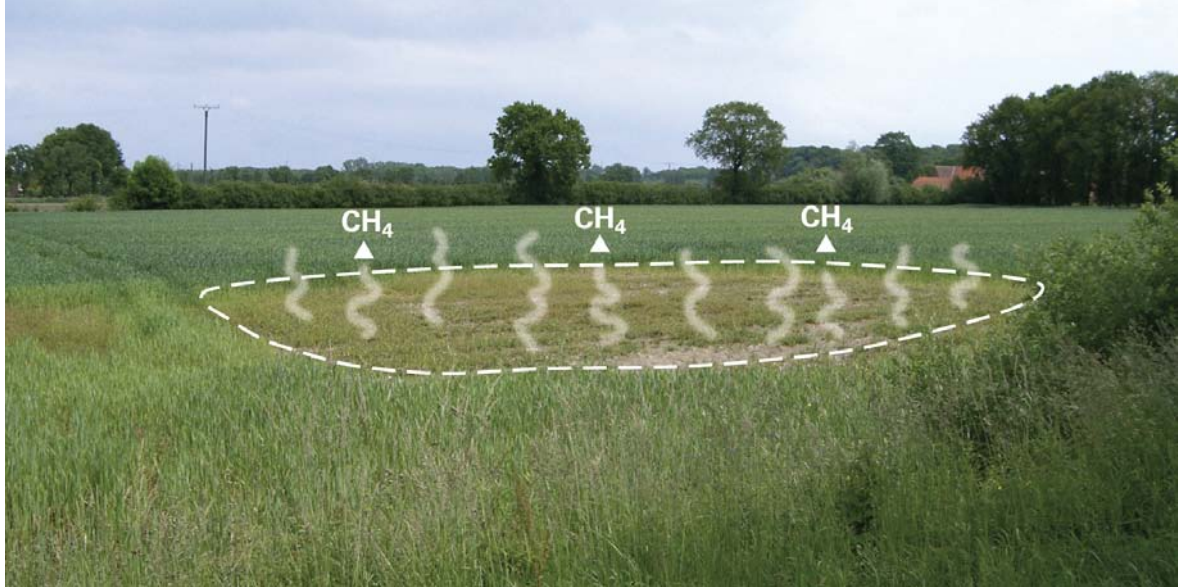


Abb. 40

Natürlicher Methan-Austritt im Münsterland (Foto: C. MELCHERS, ergänzt)

Die bisherigen Untersuchungen lassen den Schluss zu, dass eine natürliche Methanführung des Grundwassers generell wesentlich weiter verbreitet sein kann als bislang bekannt. Gelöstes Methan ist zumindest in geringer Konzentration im Wasser nicht sichtbar und ohne Analyse schwer zu bemerken.

Da Methan für den Menschen nicht giftig ist, existieren keine Grenzwerte für eine zulässige Methanbelastung von Trinkwasser. In Deutschland erfolgt keine systematische Analyse des Trinkwassers auf Methangehalte (TrinkwV 2001). Auch hier ist eine natürliche Methanführung auch in anderen als den bisher bekannten Gebieten nicht auszuschließen (SCHLOEMER et al. 2016).

Methan kann jedoch bei Ansammlung in geschlossenen Räumen durch Verdrängung von Sauerstoff erstickend wirken. In Druckwasserkesseln von Brunnenanlagen können zündfähige oder explosive Gemische entstehen. Methan in der Bodenluft wirkt auf Pflanzen wurzelschädigend (MELCHERS 2008), weshalb sich Methanaustritte oft durch Minderwuchs in der Vegetation zu erkennen geben und auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zu Mindererträgen führen können (Abb. 40).

Die Auswirkungen einer Gewinnung von unkonventionellem Erdgas in Gebieten, in denen es bereits von Natur aus zu Gasaustritten kommt, können verschiedenartig sein. Grundsätzlich dürfte die mit der Erdgasförderung einhergehende Verminderung des Lagerstättendrucks zu einer Verminderung der Gasmigration an die Erdoberfläche führen (KING 2012). Es ist aber auch denkbar, dass es durch die Schaffung zusätzlicher Wegsamkeiten zu einem verstärkten Gasfluss kommt. Dies kann besonders nach Ende der Produktionsphase der Fall sein, wenn kein Druckgefälle in Richtung auf die Förderbohrungen mehr besteht. Um mögliche zusätzliche Methanfreisetzungen erkennen zu können, ist ein flächendeckendes Monitoring des Grundwassers und der Bodenluft vor der Durchführung von Frackversuchen unerlässlich. Das Konzept eines solchen Grundwasser- bzw. Methan-Monitorings wird besonders ausführlich von DANNWOLF & HECKELSMÜLLER (2014) beschrieben. Dabei sind unter anderem die natürliche Verbreitung von Methanaustritten sowie der Methangehalt in der Bodenluft und im Grundwasser zu dokumentieren, damit mögliche Veränderungen durch die Explorations- oder Fördertätigkeit festgestellt werden können. Der Geologische Dienst NRW hat schon 2011 den Vorschlag eines Methan-Monitorings im Grundwasser des Münsterlandes gemacht, bei dem auch weitere hydrochemische Parameter erfasst werden sollen. Untersucht werden sollten vor allem solche Brunnen und Grund-

wasser-Messstellen, für die ein Zusammenhang mit aus der Tiefe aufsteigenden, hoch mineralisierten Wässern nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand nicht ausgeschlossen werden kann. Derartige Wässer sind nach bisherigen Erfahrungen in der Regel Ionen-Austauschwässer, die sich durch hohe Natrium-, Chlorid- und Hydrogenkarbonatgehalte sowie häufig hohe Fluor- und Bor-Gehalte auszeichnen. Zur genetischen Einordnung der Wässer sollten im Rahmen des Monitorings neben der Gaszusammensetzung die Hauptinhaltsstoffe sowie Bor-, Fluor- und Strontiumgehalte erfasst werden. Zur Klärung der Herkunft der Methangehalte sollten zumindest stichprobenartig Isotopen-Untersuchungen ($^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$) vorgesehen werden, um biogenes und thermogenes Methan zu unterscheiden. Die Durchführung eines solchen Monitorings könnte im Rahmen von Nebenbestimmungen zu etwaigen Zulassungen von Explorationsbohrungen vorgeschrieben werden.

Neben der Untersuchung der Methanführung von Brunnen und Grundwassermessstellen besteht heute auch die Möglichkeit, Methanaustritte in der Bodenluft flächenhaft mit Befliegungen oder satellitengestützt über spektrometrische Verfahren zu detektieren (z. B. HARIG et al. 2004, SACHS et al. 2009). Erste Erfahrungen mit solchen Verfahren in NRW haben gezeigt, dass sich die überwiegende Zahl der detektierten Methanquellen auf landwirtschaftliche (Stallanlagen, Mieten etc.) oder andere anthropogene Ursachen (Kohlehalden) zurückführen lassen. Ein Nachweis geogener Methanaustritte ist mit dieser Methodik bislang nicht gelungen.

6.6 Flowback

6.6.1 Allgemeines

Nach Abschluss des Frackprozesses wird die Frackflüssigkeit aus dem Bohrloch zurückgepumpt und durch Senkung des hydrostatischen Drucks im Bohrloch der Gasfluss angeregt. Der dabei zutage geförderte „Flowback“ enthält neben der zurückgewonnenen Frackflüssigkeit auch Anteile des im Gestein vorhandenen Formationswassers und gegebenenfalls auch Reaktionsprodukte von chemischen Interaktionen zwischen Bohrlochflüssigkeit und Gestein (RICE et al. 2000). Bei Flözgas-Bohrungen, die nicht gefrackt wurden, fallen nur die Bohrspülung und das in der Kohle enthaltene Formationswasser als Flowback an.

Die umweltgerechte Entsorgung dieses Wassers ist ein Kostenfaktor und ein entscheidender Aspekt bei der wirtschaftlichen Nutzung unkonventioneller Erdgaslagerstätten (HALLIBURTON 2008). In Deutschland unterliegt sie den einschlägigen, insbesondere wasserrechtlichen Bestimmungen. So muss der antragstellende Unternehmer die umweltgerechte Entsorgung vor Beginn der Arbeiten nachweisen. In den USA gelten für den Einsatz der Fracktechnik bei der Energiegewinnung teilweise deutlich herabgesetzte Umweltauflagen (Energy Policy Act 2005), die nicht den in Europa geltenden Standards genügen (vgl. House of Commons, Energy and Climate Change Committee 2011: 18). Von HALLIBURTON (2008: 443) werden als Entsorgungsmöglichkeiten für den Flowback in den USA die Injektion in Disposalbohrungen oder die Aufbereitung mittels Membranfiltern beschrieben. Aber auch die Einleitung in Vorfluter – nach Durchlaufen von Belüftungs- und Sedimentationsbecken – oder die Verrieselung auf der Oberfläche werden genannt. Die nicht umweltgerechte Entsorgung des Flowbacks ist in den USA die hauptsächliche Ursache für die aufgetretenen Umweltbelastungen (z. B. MYERS 2012, ROZELL & REAVEN 2012, DIGULIO et al. 2011, EPA 2015). Sie hat auch in Australien zu Havarien geführt. Dort wird der Flowback häufig in Verdunstungsbecken geleitet, aus denen saline Wässer in den Untergrund versickerten (ATKINSON 2005) oder von denen der hochsalinare Rückstand auf benachbarte Landwirtschaftsflächen verweht wurde (Caroona Coal Action Group 2011). Ein derartiger Umgang mit dem Flowback wäre in Deutschland nicht regelkonform.

Die Erfahrung hat gezeigt, dass die Gesamtmenge des rückgeführten Flowbacks aus gefrackten Schiefergas-Bohrungen deutlich kleiner ist als die injizierte Flüssigkeitsmenge, die je nach Bohrungslänge und Frackausdehnung größenordnungsmäßig ca. 10 000 – 20 000 m³ beträgt (MEINERS et al. 2012 a: 7/57, ROSENWINKEL et al. 2012). Ein erheblicher Teil, in der Regel etwa 50 – 70 % der eingebrachten Bohrflüssigkeit, verbleibt im Gestein. Dieses ist Fluid-untersättigt und kann daher große Fluidmengen kapillar binden (ENGELDER 2012). Dadurch wird das Frackfluid dauerhaft im Gestein fixiert. Ein Austritt von Formationswasser in nennenswerten Mengen ist unter diesen Voraussetzungen unwahrscheinlich bis auszuschließen.

6.6.2 Formationswässer

6.6.2.1 Tonsteine

Für die Tonsteine des Mesozoikums und des Unterkarbons in NRW existieren bislang kaum Daten über ihren Gehalt an Formationswasser und dessen Chemismus. ROSENWINKEL et al. (2012) und WEICHGREBE et al. (2014: Tab. 7) verglichen den Chemismus des Flowbacks von Frackbohrungen mit dem des eingesetzten Frackfluids und stellten fest, dass sich deren Lösungsinhalte zum Teil signifikant unterscheiden. Insbesondere der Gehalt an Natrium- und Chlorid-Ionen ist im Flowback erheblich höher als im eingesetzten Frackfluid. Aus dem Vergleich des Chloridgehaltes des eingesetzten Frackfluids mit dem des Flowbacks schlossen ROSENWINKEL et al. (2012), dass der rückgeführte Flowback ca. 70 % chloridhaltiges Formationswasser und nur 30 % chloridarmes Frackfluid enthielt. Allerdings bewerten die Autoren selbst das angewandte Verfahren kritisch, da einerseits den Berechnungen nur ein geschätzter Chlorid-Konzentrationswert des Formationswassers zugrunde liegt und zum anderen nicht bekannt ist, in welchem Umfang das Frackfluid durch Lösung von Mineralien zu einer Erhöhung des Chloridgehaltes im Flowback beigetragen hat (WEICHGREBE et al. 2014: AP 3: 8, ROSENWINKEL pers. Komm. 2014). Gerade wenn die Zielhorizonte kein freies Wasser enthalten, können sie höhere Salzkonzentrationen aufweisen, die durch das Frackfluid gelöst werden. Dem entspricht die Beobachtung, dass der Chloridgehalt schon bei Beginn der Rückförderung sehr stark ansteigt, wenn zweifelsfrei der überwiegende Teil des Flowbacks aus Frackfluid besteht. Nach dem Diagramm über die Entwicklung des Flowbacks in der Bohrung Damme 3, das von WEICHGREBE et al. (2014: Abb. 35) wiedergegeben wird, wurden dort in 55 Tagen insgesamt 3 058 m³ Flowback gefördert (Abb. 41). Nach Angaben der Fa. ExxonMobil (ExxonMobil Production Deutschland GmbH 2015 b) waren in die Bohrung insgesamt ca. 12 115 m³ Frackfluid eingebracht worden. Die Rückförderung betrug also rund 25 % des eingebrachten Fluids. Würde der

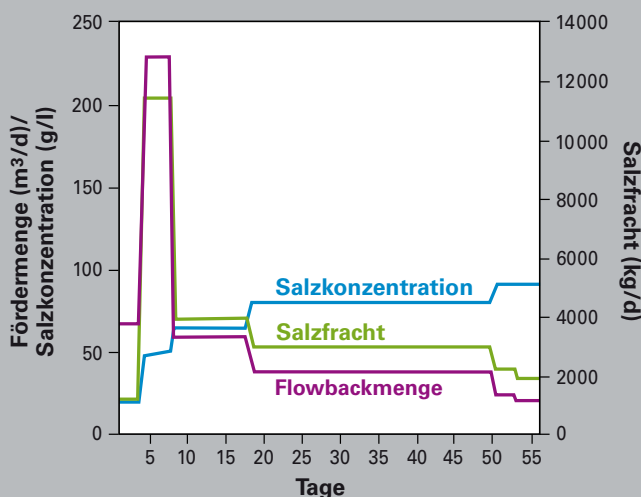


Abb. 41
Entwicklung der Flüssigkeitsmenge, Salzkonzentration und Salzfracht im Flowback der Bohrung Damme 3 (nach WEICHGREBE et al. 2014: Abb. 35; vgl. Tab. 8)

Tabelle 8
Entwicklung der Flowbackmengen und der Salzfracht im Flowback
in der Bohrung Damme 3

Zeitintervall (Tage)	(ZI) 3	1 – 3 3	4 – 7 4	8 – 17 10	18 – 49 32	50 – 52 3	53 – 55 3	1 – 55 55
Fördermenge (m ³ /ZI)		200	916	600	1 206	73	63	3 085
Fördermenge (m ³ /d)		66,6	229	60	37,7	24,3	21	55,6
Anstieg der Salzkonzentration (gCl ⁻ /l) im ZI		0 – 40	40 – 60	60 – 72	72 – 91	91 – 92	92	0 – 92
Ø Salzkonzentration (gCl ⁻ /l) im ZI		20	50	66	81,5	91,5	92	
Salzfracht (kg/ZI)		3 966,0	34 350,0	39 600,0	98 323,2	6 670,5	5 796,0	188 687,3
Ø Salzfracht /d (kg)		1 332,0	11 450,0	3 960,0	3 072,6	2 223,5	1 932,0	

(Daten nach WEICGREBE et al. 2014: Abb. 35)

Flowback, wie von ROSENWINKEL et al. (2012) zunächst angenommen, zu 70 % aus Formationswasser und zu 30 % aus Frackfluid bestehen, wären nur ca. 925 m³ (oder 7 – 8 %) Frackfluid rückgewonnen worden. Aus den von WEICGREBE et al. (2014: Abb. 35) angegebenen kumulativen Werten ergibt sich, dass die Förderung in den ersten 3 Tagen durchschnittlich 66,6 m³/d betrug, dann bis zum 7. Tag auf 229 m³/d anstieg, um anschließend wieder stark bis auf Werte um 15,7 m³/d zurückzugehen (Tab. 8 u. Abb. 41). Zugleich stieg die Chloridkonzentration in einer nicht linearen Kurve von annähernd 0 bis auf 92 g/l an.

Berücksichtigt man nun die Chloridkonzentration nicht nur als prozentualen Wert, sondern bezieht auch die Fluidmengen in die Betrachtung ein, so wird deutlich, dass die größten Salzmenen mit bis über 11 t Chlorid pro Tag bereits in der ersten Woche der Rückförderung mobilisiert wurden, d. h. zu einem Zeitpunkt, als der Flowback noch überwiegend aus dem eingebrachten Frackfluid bestanden haben dürfte. Da in den Tonsteinen des Wealden der Bohrung Damme 3 wasserreaktive Tonminerale vorkommen und die Porositäten der Gesteine sehr klein sind, können nur sehr geringe Mengen Formationswasser vorhanden sein, die sich dem Flowback beimischen (vgl. hierzu die Diskussion zu WEICGREBE & ROSENWINKEL 2013 bei ENDERLE et al. 2013). Die Annahme, beim größten Teil des rückgeführten Flowbacks handele es sich um Formationswasser und nicht um das vorher eingebrachte Frackfluid, erscheint auch aus dieser Überlegung heraus wenig stichhaltig. Vielmehr erfolgen durch den Gesteinskontakt bereits in relativ kurzer Zeit erhebliche chemische Veränderungen des Frackfluids.

Mit der zunehmenden Verweildauer des Fluids im Bohrloch bzw. im Gestein und der abnehmenden Flüssigkeitsmenge nimmt die Salzkonzentration zu. Die Mobilisierung von Salz aus dem ursprünglich trockenen Gestein durch das Frackfluid dürfte daher zumindest ein wesentlicher Faktor für die hohen Chloridgehalte sein. Eine einfache Korrelation zwischen Chloridgehalt und dem Anteil an Formationswasser im Flowback ist allerdings nicht erkennbar.

Auch ENGELDER (2012) beschreibt aus dem Marcellus-Shale in den USA das Phänomen, dass der Flowback von Frackbohrungen nur weniger als 50 % der injizierten Fluidmenge ausmacht, aber deutlich erhöhte Salzgehalte zeigt. Er führt dies darauf zurück, dass sich in den Porenräumen des Gesteins freie Sole befindet, die den Flowback kontaminiert.

Weitere grundsätzliche wie standortbezogene Untersuchungen zur Bilanz der Fluidmengen und zur Zusammensetzung und Herkunft des Flowbacks sind daher notwendig und zum Teil auch schon begonnen worden (HENTSCHEL 2012, WEICHHREBE & ROSENWINKEL 2013). Die Eigenschaften des durch Frackfluide bestimmten Anteils des Flowbacks sind von Bohrung zu Bohrung individuell zu bewerten, da ihre Zusammensetzung variiert. Auch bezüglich der tatsächlich zu erwartenden Mengen und des Chemismus der Formationswässer sind konkrete Einzelfalluntersuchungen unerlässlich.

6.6.2.2 Steinkohle

Im Gegensatz zu den Verhältnissen bei den Schiefergas-Vorkommen lassen sich bereits jetzt einige Aussagen zum Formationswasser im flözführenden Oberkarbon machen. Hierüber wurden bereits durch den Steinkohlenbergbau umfangreiche Informationen gesammelt.

Steinkohle enthält im Mittel ca. 1 – 3 % Wasser, das ähnlich wie das Gas in den Kluft- und Porenräumen der Kohle enthalten ist. Dieses Wasser muss abgepumpt werden, damit das Flözgas freigesetzt und gewonnen werden kann. Ferner enthält auch der Kluft- und Porenraum der Nebengesteine Wasser, das ebenfalls zum Flowback beiträgt. Der Chemismus des aus der Kohle und den begleitenden Karbon-Schichten zusitzenden Wassers ist durch die Grubenwassersümpfungen des Steinkohlenbergbaus grundsätzlich bekannt. Die Gesamtmenge des im Ruhrgebiet gehobenen Grubenwassers betrug 2007 etwa 80 Mio. m³ (MUNLV 2008 a). Angaben zum Wasserchemismus finden sich z. B. bei SEMMLER (1960), PUCHELT (1964), MICHEL (1964), MICHEL et al. (1974) und WEDEWARDT (1995). Danach lassen sich grundsätzlich vier Typen von Grubenwässern im Ruhrrevier unterscheiden:

1. Niederschlagswasser, das im südlichen Ruhrgebiet im Ausstrichbereich der Karbon-Schichten versickert
2. Niederschlagswasser, welches im Ausstrichbereich der Deckgebirgsschichten versickert und über Störungen und bergbaubedingte Auflockerungszonen in die tiefer gelegenen Grubenbaue vordringt
3. Solen, die aus den tieferen Teilen des Deckgebirges, vor allem aus dem Plänerkalkstein-Aquifer des Cenomaniums bis Unterconiaciums stammen und gleichermaßen über Auflockerungszonen und Störungen in das Karbon-Gebirge eindringen
4. thermale Tiefenwässer, die entlang mineralisierter Störungszonen aufsteigen

Durch die mit dem Abbau der Steinkohle hervorgerufenen Gebirgssenkungen und -bewegungen kommt es bereichsweise zu einer Bildung von Kluftzonen, über die Wasser aus dem tiefen Deckgebirge in die Grubenbaue bzw. die Karbon-Schichten eindringen kann. Dabei kann lokal eine annähernd vollständige Entwässerung des tiefen Deckgebirgs-Aquifers erfolgen (WREDE et al. 2010). Generell ist aber festzustellen, dass die Barrierewirkung der trennenden Schichten zwischen den einzelnen Grundwasserstockwerken, d. h. vor allem die der Emscher-Formation oder des Essen-Grünsandes, in der Bergbauzone des Ruhrgebiets trotz der erheblichen, bis über 20 m betragenden bergbaubedingten Subsidenz weitgehend intakt geblieben ist. Nur hierdurch ist erklärlich, dass auch in der Bergbauzone des Ruhrgebiets nach wie vor große Grundwasserreservoirs in den sandigen Schichten von Kreide und Tertiär existieren, die eine Trinkwasser- und Mineralwassergewinnung im großen Ausmaß ermöglichen. Außerhalb der Bergbauzone ist davon auszugehen, dass die natürlichen Barrieren eine zuverlässige Trennung der Grundwasserstockwerke bewirken.

Das Hydrogencarbonat-/Sulfatwasser (Typ 1), das sich bei der Versickerung in den ausstreichenden Karbon-Schichten im südlichen Ruhrgebiet bildet, spielt keine Rolle für die hydrologischen Verhältnisse nördlich der Bergbauzone, die für die Flözgas-Exploration vorrangig relevant sind. Der in diesen Wässern auftretende Sulfatgehalt stammt, ebenso wie der Eisengehalt, vorwiegend aus der Verwitterung von Pyrit (Eisensulfid),



Abb. 42

Ausfluss des Pauliner Erbstollens in Essen (Foto: R. HEWIG)

der in den Oberkarbon-Schichten häufig ist. Das Wasser der oft viele Kilometer langen „Erbstollen“ des historischen Steinkohlenbergbaus im südlichen Ruhrgebiet fließt frei in die Ruhr aus, ohne dort die Wasserqualität in den Trinkwassergewinnungsanlagen relevant zu beeinträchtigen. Die Eisengehalte werden dabei durch natürliche Oxidation ausgefällt (Abb. 42). So entwässert beispielsweise der Schlebuscher Erbstollen, der bei Wetter in die Ruhr mündet, mit fast 15 km Länge ein 36 km² großes Einzugsgebiet (MÜGGE et al. 2005).

Bei den Wässern der Typen 2, 3 und 4, die in den Grubenbauen anfallen, handelt es sich vorwiegend um NaCl- und Na-(Ca-)Cl-Wässer, deren Salzkonzentration mit der Tiefe zunimmt. Die gemittelte Salzfracht aller gehobenen Grubenwässer beträgt ca. 8,7 g NaCl/l (MUNLV 2008 a). Bei den Solen lassen sich zwei Typen unterscheiden: Die Solen im Deckgebirge (Typ 2 und 3 vor allem im Plänerkalk-Aquifer des Cenomaniums bis Unterconiaciums) enthalten Sulfat-Ionen, während die karbonbürtigen Solen (Typ 4) sulfatfrei sind, aber Barium, Magnesium und Strontium führen können (MICHEL 1994). Bei der Mischung dieser Wässer kommt es daher häufig zur Ausfällung von Bariumsulfat (Baryt).

Die Schwermetall-Gehalte der Tiefenwässer des Ruhrgebiets sind sehr gering. Die Konzentrationen der umweltrelevanten Elemente Quecksilber und Vanadium liegen immer, die von Aluminium, Arsen, Cadmium, Chrom, Kupfer, Molybdän, Nickel, Blei und Selen fast immer unter der Nachweisgrenze. Lediglich Zink tritt örtlich mit Gehalten bis zu 32 mg/l in Erscheinung (PAAS 1997). Nach FREUDENBERG et al. (1996: 85) beschränkt sich der Bereich, in dem es zu einer Mischung von deckgebirgsbürtigen Solen und Tiefenwässern kommt, auf den Tiefenbereich bis etwa -600 m NHN; darunter liegen mehr oder weniger reine Tiefenwässer (Typ 4) in einem sehr beschränkten Aquifersystem vor. Diese thermalen Tiefenwässer spielen in Hinblick auf die Gesamtsituation mengenmäßig keine Rolle. Sie machen weniger als 1 % der Grubenwasserzufüsse aus, d. h. ca. 0,9 Mio. m³/a. Nur diese Wässer sind aber voraussichtlich für den Formationswasseranteil im Flowback von Flözgas-Bohrungen außerhalb der Bergbauzone bestimmend. Insgesamt gesehen ist die Belastung der Grubenwässer des Ruhrgebietes mit schädlichen Komponenten so gering, dass sie bei kontrollierter und mengengesteuerter Abgabe im Regelfall ohne weitere Behandlung in die Vorflut (d. h. vor allem die Lippe) eingeleitet werden können (MUNLV 2008 a, HEWIG et al. 2007).

Sofern bei der Gasgewinnung außerhalb der Bergbauzone keine Wegsamkeiten zwischen den Förderhorizonten im Unterkarbon bzw. Oberkarbon und den wasserführenden Deckgebirgsschichten geschaffen werden, ist nach dem jetzigen Kenntnisstand mit nur verhältnismäßig geringen Mengen von Formations- oder Kluftwasser zu rechnen. Es enthält voraussichtlich keine umweltrelevanten Komponenten in solchen Konzentrationen oder Mengen, die eine sachgerechte Entsorgung des Flowbacks von vornherein ausschließen würden. Eine fallweise detaillierte Betrachtung, insbesondere des Zusammenwirkens von natürlichem Formationswasser mit Bohrungs-Fluiden, ist jedoch unerlässlich.

Ein uneinheitliches Bild zeigt sich im Aachener Steinkohlenrevier (ROSNER 2011): Auf der Grube Carl Alexander traten 88 % der Grubenwasserzuflüsse oberhalb der 625-m-Sohle auf, nur 12 % (= 0,2 m³/min) wurden auf der 860-m-Sohle gefasst. Ähnlich verhielt es sich auf der Grube Anna. Auch der Wasserchemismus deutete mit relativ geringer elektrischer Leitfähigkeit, niedrigen Chlorid- und hohen Sulfatgehalten auf eine Vormacht an Wasser aus dem Deckgebirge hin. Auf dem Bergwerk Emil Mayrisch hingegen, das durch die tonigen Schichten des „Baggert“ zum Hangenden hin abgedichtet ist (s. Kap. 6.4.2.2.3), herrschten dagegen Grubenwässer vor, die eine hohe elektrische Leitfähigkeit aufwiesen sowie hohe Chlorid- und niedrige Sulfatkonzentrationen. Diese Tiefenwässer traten vorwiegend auf den tiefen Sohlen des Bergwerks auf.

Inwieweit die Frackfluide des Flowbacks als Abwasser aufbereitet oder recycelt und wieder verwendet werden können, ist im konkreten Fall jeweils zu prüfen. Der Nachweis einer regelkonformen Entsorgungsmöglichkeit für den anfallenden Flowback der Bohrungen ist auf jeden Fall Voraussetzung für die Genehmigungsfähigkeit eines Antrags auf Gasförderung. Dies gilt auch und besonders für die Möglichkeit einer Entsorgung in Disposalbohrungen, deren Zulässigkeit in gesonderten Verfahren intensiv geprüft werden muss.

6.6.3 Radioaktivität und Quecksilber

Grundsätzlich besitzen nahezu alle Gesteine eine sehr geringe, aber messbare natürliche Radioaktivität, die von sogenannten NORM-Stoffen¹⁴ ausgeht. Sie wird in erster Linie durch den Zerfall des Kalium-Isotops ⁴⁰K und, falls vorhanden, durch die radioaktiven Elemente der Uran-Thorium-Reihe verursacht. Kalium tritt besonders in Feldspäten und Tonmineralen auf, sodass die Messung der natürlichen Gamma-Strahlung eine Standardmethode zur geophysikalischen Gesteinsbestimmung in Bohrlöchern ist. Sie erlaubt eine sehr genaue Unterscheidung unterschiedlich stark tonhaltiger Gesteine und ihrer mineralogischen Zusammensetzung. Radioaktivität kann auch durch das Edelgas Radon hervorgerufen werden, das als natürliches Spurenelement in der Atmosphäre und der Bodenluft oder dem Grundwasser vorkommt.

Für die Gesteine des Oberkarbons in Nordrhein-Westfalen gibt es keine Hinweise auf signifikant erhöhte Radioaktivitätswerte. Die Steinkohlen zeichnen sich im Verhältnis zu den Ton- und Sandsteinen durch eine deutlich geringere Gamma-Strahlung aus. Die in den Grubenwasserhaltungen der RAG gemessenen Dosisleistungen liegen sämtlich im Bereich der natürlichen Hintergrundstrahlung (MUNLV 2008 a). Eine punktuelle Ausnahme besteht im Zusammenhang mit hydrothermalen Vererzungen auf dem Steinkohlenbergwerk Auguste Victoria bei Marl. Dort wurde in den 50er-Jahren des vorigen Jahrhunderts ein Erzgang abgebaut (BUSCHENDORF et al. 1951). Die relativ erhöhte Radionuklidfracht von austretendem Thermalwasser steht mit Bariummineralien (Baryt) in Zusammenhang. Im Kristallgitter von Baryt kann eine

¹⁴ NORM = Naturally Occurring Radioactive Materials; natürlich vorkommende radioaktive Stoffe

gewisse Anzahl von Barium-Atomen durch Radium-Atome ersetzt sein. Auch PATTEISKY (1954, 1955) erwähnt Gamma- und Beta-Strahlung aus Quellgasen im Zusammenhang mit Thermalsoleaustritten an hydrothermalen Erzgängen im Ruhrgebiet.

Durch extrem lange Verweilzeiten der Sole könnte es im tiefen Grundwasserstockwerk des Münsterlandes zu einer Lösung von Radium-Isotopen aus dem Gestein kommen (MEINERS et al. 2012 a: 8/21). Auf solche Lösungsprozesse gehen die NORM-Gehalte der Formationswässer einiger norddeutscher Erdgasvorkommen zurück. Bei Verringerung von Temperatur und Druck während der Förderung können sie sich, meist gebunden in Form von Bariumsalzen, als Schlämme oder Krusten in Fördereinrichtungen absetzen. In Deutschland fallen in der gesamten Erdöl- und Erdgasindustrie jährlich bis zu ca. 300 t radioaktiv belastete Schlämme und Inkrustationen an, zusätzlich bis zu 400 t kontaminierte Anlagenteile. Die radioaktive Belastung bewegt sich dabei in der Regel unterhalb des in der Strahlenschutzverordnung festgelegten Grenzwertes von einem Millisievert pro Jahr, der Strahlenschutzmaßnahmen für die betroffenen Arbeitnehmer oder die Bevölkerung erfordern würde (Deutscher Bundestag 2010). Die Entsorgung derartiger Sonderabfälle ist in jedem Fall entsprechend den Vorschriften der Strahlenschutzverordnung durchzuführen. Konkrete Hinweise auf das Auftreten von Radium-Isotopen in den Solen des Münsterlandes gibt es jedoch nicht. Die Radioaktivität liegt vielmehr im natürlichen Schwankungsbereich der Werte für das oberflächennahe Grundwasser. Dies belegen Analysen der Solen von Heilbädern. Die Radon-Konzentration des oberflächennahen Grundwassers ist im Münsterland allgemein gering. Der Gehalt von Radon liegt im Bereich der mittleren Konzentration des deutschen Trinkwassers von ca. 6 Bq/l. In der Karte der Radon-Konzentration in der Bodenluft (KEMSKI et al. 1999, MUNLV 2008 b) zeichnet sich das Münsterland durch besonders niedrige Radongehalte aus ($< 20 \text{ kBq/m}^3$). Ebenso wenig gibt es Hinweise auf relevante Gehalte an natürlichen radioaktiven Substanzen bei den potenziell gasführenden Tonsteinen des Mesozoikums oder des Unterkarbons.

Erdgas kann gasförmiges Quecksilber enthalten, wenn im Speichergestein des Gases Quecksilber auftritt. Das Erdgas aus der großen (konventionellen) Lagerstätte Salzwedel in Sachsen-Anhalt führt beispielsweise geringe Mengen an Quecksilber, weil die sogenannten „Red-Bed“-Gesteine des Perms (Rotliegend), aus denen das Gas gefördert wird, von Natur aus erhöhte Quecksilbergehalte besitzen. Das Quecksilber wird heute bei der Erdgasförderung unter Beachtung der einschlägigen Sicherheitsbestimmungen abgetrennt und verwertet (Landtag Sachsen-Anhalt 2011). Ebenso enthält das Erdgas aus der Lagerstätte Leer in Niedersachsen bis zu $544 \mu\text{g Hg/m}^3$ (Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr Niedersachsen 2011). Hinweise auf relevante Gehalte von Quecksilber in den gashöffigen Tonsteinen in NRW gibt es nicht. Der durchschnittliche Quecksilbergehalt in Tonsteinen („background-Wert“) liegt zwischen 0,3 und 0,5 mg/kg (WEDEPOHL 1974).

Auch die Steinkohlen des Ruhrgebiets weisen mit 0,02 – 1 mg Hg/kg Steinkohle einen nur geringen Quecksilbergehalt auf (TAYLOR et al. 1998: 272). Dementsprechend liegen die Quecksilbergehalte in den Grubenwässern des Ruhrgebiets unter der Nachweisgrenze. Quecksilber ist ähnlich wie Methan adsorptiv an die Kohle gebunden. Nach HAN et al. (2010) ist eine Gebirgstemperatur von mindestens $125 \text{ }^\circ\text{C}$ erforderlich, um eventuell vorhandenes Quecksilber aus Kohle zu desorbieren. Dies würde unter den Temperaturgradienten des Ruhrgebietes eine Tiefe von rund 4 000 m erfordern (Geologischer Dienst NRW 2005). Selbst wenn nennenswerte Quecksilbermengen in der Kohle enthalten wären, würden sie bei Gewinnungstiefen von weniger als 4 000 m daher nicht im Flözgas auftreten.

7 Folgerungen

Nordrhein-Westfalen verfügt nach dem jetzigen Wissen über verschiedenartige Vorkommen von unkonventionellem Erdgas: Es tritt sowohl Schiefergas in paläozoischen und mesozoischen Gesteinen auf, wie auch Kohlenflözgas. Die mit einer etwaigen Erschließung dieser Vorkommen verbundenen Umweltrisiken wurden in verschiedenen Gutachten untersucht. Von den Gutachtern wurden Fragen und Wissensdefizite formuliert, die einer weiteren Untersuchung bedürfen. Sie lassen sich in standortspezifische und standort-unabhängige Fragen unterteilen. Für die Verhältnisse in Nordrhein-Westfalen lassen sich die **standortunabhängigen** Fragen bezüglich geologischer Risiken aufgrund der vorhandenen Datenlage und der Ergebnisse der seither durchgeführten wissenschaftlichen Untersuchungen bereits weitgehend beantworten. In diese Antworten fließen selbstverständlich auch die positiven und negativen Erfahrungen und wissenschaftlichen Diskussionen aus der Erkundung und Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen anderer Länder ein. An einigen Themen wird zurzeit noch wissenschaftlich gearbeitet.

Aus jüngeren Gutachten (z. B. DANNWOLF et al. 2014, acatech 2015, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 2016) geht hervor, dass gegenwärtig aus geowissenschaftlicher Sicht keine Argumente zu erkennen sind, die eine weitere Erkundung der unkonventionellen Erdgasvorkommen in NRW von vornherein ausschließen. Vielmehr wird gerade in diesen Gutachten empfohlen, wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen durchzuführen, durch die weitere Erkenntnisse, unter anderem zu den Themen Rissausbreitung in den Schiefergas-Lagerstätten, Grundwasser-Monitoring, Aufbereitung und Entsorgung bzw. Verwertung des Flowbacks, gewonnen werden sollen.

Für die Beantwortung von **standortspezifischen** geowissenschaftlichen Fragen wären die nächsten durchzuführenden Schritte:

- geophysikalische Untersuchungen des Untergrundes zur Klärung des strukturellen Baus
- Bohrungen zur Gewinnung von unverwittertem Gesteinsmaterial und zur Durchführung von Bohrlochmessungen und -tests
- Durchführung von base-line-Messungen („Null-Messungen“) in Hinblick auf die Monitoring-Verfahren zur seismischen Aktivität, zum Grundwasserchemismus und zu möglichen natürlichen Methanemissionen.

Nach der aktuellen Rechtslage sind derartige Untersuchungen im Rahmen der nach dem Bundesberggesetz (BBergG) erteilten Aufsuchungserlaubnisse durchzuführen. Für die Arbeiten sind jeweils Betriebsplanzulassungen durch die Bergbehörde einschließlich der dafür vorgesehenen Umweltprüfungen und gegebenenfalls weitere Genehmigungen nach anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften erforderlich. Dabei kann die Bergbehörde Auflagen machen oder Nebenbestimmungen erlassen, um insbesondere die Umweltauswirkungen der Vorhaben zu minimieren.

Die Bergbehörde überwacht und beaufsichtigt alle Explorationstätigkeiten. Die Zusammenarbeit der beteiligten Institutionen und Firmen mit Forschungsinstituten ist bei derartigen Vorhaben gängige Praxis und sollte auch im Interesse einer weitgehenden Transparenz in Hinblick auf die Umweltaspekte der Vorhaben ausgebaut werden. Andererseits sind auch die berechtigten Interessen der beteiligten Unternehmen an der Wahrung ihres Betriebs-Know-Hows zu berücksichtigen. Nach den Regelungen des Lagerstättengesetzes hat der Geologische Dienst NRW freien und vollständigen Zugang zu allen Explorationsergebnissen. Er muss diese – soweit sie von den Unternehmen nicht zur Publikation freigegeben werden – vertraulich behandeln. Als neutrale Facheinrichtung des Landes NRW ist er aber dadurch in der Lage und auch verpflichtet, aus seiner fachlichen Sicht fundierte Stellungnahmen zu den einzelnen Vorhaben und Verfahrensschritten abzugeben.

Wird eine Gewinnung angestrebt, ist eine vorlaufende sorgfältige Exploration zwingend erforderlich:

- für **Mensch und Umwelt** zur Sicherung der Umweltverträglichkeit des Vorhabens und zur Minimierung der Belastungen von unmittelbar Betroffenen; dies setzt ein transparentes Vorgehen aller Beteiligten voraus,
- für die **Behörden**, weil nur auf der Grundlage gesicherter Daten die Umweltverträglichkeit und Genehmigungsfähigkeit von Anträgen für die Gewinnung von Erdgas geprüft werden kann,
- für die **Unternehmen**, um Aussagen über die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Förderung zu ermöglichen

Erst auf der Basis belastbarer Untersuchungsergebnisse sind sachliche und rechtssichere Entscheidungen darüber möglich, ob und wenn ja, wo und unter welchen Auflagen und Bedingungen eine Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW möglich ist. Die jeweils aktuellen Explorationsergebnisse und die Ergebnisse von Umweltverträglichkeitsprüfungen bilden die Grundlage für die Planung und Genehmigung der jeweils nächsten Explorationsschritte. Das Gesamtergebnis der Exploration bildet schließlich die Grundlage für Anträge auf Erteilung einer Bewilligung zur Gewinnung des Gases.

Werden im Laufe dieses Verfahrens Tatsachen festgestellt, die nach dem BBergG eine Bewilligung ausschließen, ist sie trotz vorhergehender Erteilung einer Aufsuchungserlaubnis zu versagen. Auch negative Bescheide von Anträgen auf Aufsuchung oder Gewinnung von Erdgas oder die Zulassung von Betriebsplänen erfordern grundsätzlich eine durch nachprüfbare Daten abgesicherte Begründung.

8 Zusammenfassung der Ergebnisse

- 1.** Die Gewinnung von Erdöl und Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten verändert den globalen Energiemarkt. Fossile Brennstoffe stehen dem Weltmarkt in weit größeren Mengen und zu günstigeren Preisen zur Verfügung als bisher erwartet wurde. Ein deutliches Gefälle der Energiepreise zwischen Europa und den USA kann sich längerfristig negativ auf die europäische Wirtschaftsentwicklung auswirken. Deutschland braucht in absehbarer Zukunft auch weiterhin fossile Brennstoffe. Bei einem angestrebten Anteil an erneuerbaren Energien von 80 % am gesamten Energiemarkt nach 2050 muss weiterhin eine Lücke von 20 % durch fossile Energieträger geschlossen werden. Erdgas ist dabei unter Klimaschutzaspekten am günstigsten zu beurteilen. Auf dem Wege dahin muss preisgünstig gewonnenes Erdgas die Energiewende flankieren und dazu beitragen, den Ausfall anderer, stärker umweltbelastender Energieträger zu kompensieren. Für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme und als Chemierohstoff ist Erdgas praktisch ohne Alternative.
- 2.** Sowohl unkonventionelle als auch konventionelle Erdgasvorkommen enthalten überwiegend Methan. Sie unterscheiden sich nur in der Art ihrer Speichergesteine, die bei den unkonventionellen Vorkommen keinen freien Gasfluss erlauben. In NRW treten sowohl Kohlenflözgas (CBM) wie Schiefergas („shale gas“) als unkonventionelle Erdgasvorkommen auf.
- 3.** Nordrhein-Westfalen verfügt über Ressourcen von mindestens 2 200 km³ Kohlenflözgas, von denen voraussichtlich ca. 10 % förderbar sein werden. Dazu kommen noch nicht bezifferbare Mengen von Schiefergas in Schichten des Unterkarbons, des Juras und der Unterkreide sowie in den Nebengesteinen der Steinkohle.
- 4.** Zur Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen wurden in den letzten Jahrzehnten spezielle Förder-techniken entwickelt und optimiert. Sie werden in hunderttausenden von Bohrungen weltweit, aber auch in Deutschland, als „Stand der Technik“ erfolgreich eingesetzt. Hydraulische Gebirgsstimulation („Fracking“) ist eine dieser Techniken. Fracking ist zur Gewinnung von Schiefergas erforderlich. Ob und inwieweit Fracking bei der Flözgas-Gewinnung in NRW eingesetzt werden muss, ist noch nicht geklärt.
- 5.** Umweltrisiken, technische und rechtliche Aspekte der Exploration und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas in Deutschland werden in zahlreichen wissenschaftlichen Gremien diskutiert und wurden in mehreren umfangreichen Gutachten untersucht. Keines dieser Gutachten lehnt eine Exploration oder Gewinnung von unkonventionellem Erdgas grundsätzlich ab. Es wurden jedoch in einigen Bereichen offene Fragen sowie Informations- und Wissensdefizite erkannt, die erst geklärt bzw. behoben werden müssen, um Entscheidungen über weitere Schritte treffen zu können. Auch im Einklang mit den Empfehlungen der EU-Kommission werden gründliche Voruntersuchungen und umfangreiche Monitoring-Verfahren für etwaige Gasgewinnungsvorhaben gefordert.
- 6.** Zur Durchführung von Explorationsbohrungen ohne Fracking liegen in NRW umfassende Erfahrungen vor. Es existieren hierzu umfangreiche technische Regelwerke. Ungewöhnliche oder nicht beherrschbare Umweltrisiken gehen von solchen Bohrungen bei Einhaltung der Regelwerke nicht aus.

- 7.** Das Risiko von durch Frackmaßnahmen induzierten Erdbeben wird im größten Teil der Gas-Explorationsgebiete in NRW als sehr gering eingeschätzt. Durch Ausschluss von Risikogebieten und ein seismisches Monitoring-Programm lässt sich das Gefährdungspotenzial weiter minimieren und beherrschen.
- 8.** Eine Beeinträchtigung des Grundwassers durch Frackfluide über geologische Migrationswege wurde weltweit bislang praktisch nicht beobachtet und kann bei den in NRW vorliegenden geologischen Verhältnissen weitestgehend ausgeschlossen werden.
- 9.** Ein Austritt von Methan an die Erdoberfläche oder in grundwasserführende Schichten als Folge von Frackmaßnahmen ist in NRW aufgrund der geologischen Verhältnisse als wenig wahrscheinlich einzuschätzen. Er kann aber beim Vorliegen ungünstiger Rahmenparameter nicht völlig ausgeschlossen werden. Im internationalen Schrifttum werden Gasleckagen aus unzureichend verfüllten Bohrungen oder solchen mit schadhafter Verrohrung beschrieben, die zu Methankontaminationen des Grundwassers führten. Ein solcher Methanaustritt würde sich mit den bereits vorhandenen natürlichen Methanemissionen im Münsterland oder bergbauinduzierten Methanaustritten im Ruhrgebiet überlagern. Um derartige Effekte erkennen und gegebenenfalls darauf reagieren zu können, ist ein großräumiges Methan- und Grundwasser-Monitoring vor dem Beginn von Aufsuchungsarbeiten erforderlich.
- 10.** Nach dem heutigen Kenntnisstand ist in den Formationswässern der Zielhorizonte einer Gas-Exploration in NRW nicht mit dem Auftreten von schädlichen Substanzen zu rechnen, die nach ihrer Menge oder ihrer Zusammensetzung eine umweltgerechte Entsorgung des Bohrungs-Flowbacks a priori ausschließen.
- 11.** Die von den verschiedenen Gutachtern aufgeworfenen standortunabhängigen geowissenschaftlichen Fragen wurden von der Wissenschaft bearbeitet und sind für NRW weitgehend geklärt. Die Beantwortung der standortspezifischen geowissenschaftlichen Fragen würde für den Fall, dass Absichten zur Gewinnung von Erdgas weiter verfolgt werden, als nächste Schritte die Durchführung von geophysikalischen Untersuchungen des Untergrundes, Bohrungen zur Gewinnung von Gesteinsmaterial sowie die Durchführung von base-line-Messungen („Null-Messungen“) in Hinblick auf Monitoring-Verfahren zur seismischen Aktivität und zum Grundwasserchemismus in den zukünftigen Explorationsgebieten erfordern.
- 12.** Nur auf der Basis fundierter Untersuchungsergebnisse sind sachliche und rechtssichere Entscheidungen darüber möglich, ob und unter welchen Bedingungen eine Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW möglich ist. Auch die Ablehnung möglicher Aufsuchungs- oder Gewinnungsanträge bedarf einer gesicherten Datengrundlage.

Auf der politischen Ebene sind die Diskussionen hierzu geführt worden. Sie haben gegenüber dem Einsatz der Fracktechnik zur Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten zu einer überwiegend ablehnenden Haltung geführt, auch durch die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen. Allerdings wird von ihr eine Neubewertung nicht ausgeschlossen, „sofern Risiko- und Gefährdungspotenziale von Frackingnutzungen zukünftig wissenschaftlich und technologisch ausreichend abgeschätzt bzw. beherrscht werden können“ (Staatskanzlei NRW 2015: 194).

9 Schriftenverzeichnis

- Abschlussklärung G7-Gipfel, 7.–8. Juni 2015: Arbeitsübersetzung: 27 S.; Berlin. [https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/G8_G20/2015-06-08-g7-abschlussdeu.pdf?__blob=publication-File&v=4, letzter Zugriff: 06.07.2015]
- acatech, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften [Hrsg.] (2015): Hydraulic Fracturing – Eine Technologie in der Diskussion. – acatech POSITION **2015**: 66 S.; München (Utz Verl.).
- AHMED, U. (2011): Can we transplant lessons learnt from North America to aid in the development of unconventional Resources in the rest of the world? – Vortrag: 2011 Tight and Shale Gas Summit, 19th & 20th October 2011; Budapest.
- AL-JUBORI, A.; JOHNSTON, S.; BOYER, Ch.; LAMBERT, S. W.; BUSTOS, O. A.; PASHIN, J. C.; WRAY, A. (2009): Coalbed Methane: Clean energy for the World. – Oilfield Review, **21** (2): 4 – 13; Houston.
- ALLES, S. (2012): Diffuse Methanemissionen. – Statusbericht und Ausblick zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 6. Nov. 2012, Osnabrück. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 02.03.2014]
- AMLER, M.; HERBIG, H.-G. (2006): Ostrand der Kohlenkalk-Plattform und Übergang in das Kulm-Becken im westlichen Deutschland zwischen Aachen und Wuppertal. – Schr.-R. dt. Ges. Geowiss., **41**: 441 – 447; Hannover.
- ANDREWS, I. J. (2013): The Carboniferous Bowland Shale Gas study: Geology and resources estimation. – 64 S., Anl.-Bde.; London (British Geol. Survey for Department of Energy and Climate Change).
- ANDRULEIT, H.; REMPEL, H.; MESSNER, J.; BABIES, H. G.; SCHLÖMER, S.; SCHMIDT, S.; CRAMER, B. (2010): Nichtkonventionelles Erdgas: Weltweite Ressourcen und Entwicklungen eines „Hoffnungsträgers“ unter den fossilen Energierohstoffen. – Erdöl, Erdgas, Kohle, **126**: 277 – 282; Hamburg, Wien.
- American Petroleum Institute (2012): API's Review Shows EPA's Monitoring Wells at Pavilion, Wyoming are Improperly Constructed and Unsuitable for Groundwater Quality Assessment. – API Review: 2 S. [http://www.api.org/~media/Files/News/2012/12-October/Pavilion_Review_v4.pdf, letzter Zugriff: 22.07.2014]
- ARAUNER, H.-W.; BRESSER, F.; MÜLLER, A. (1983): Die Durchörterung der Sandgewand-Störung zwischen den Gruben Anna und Emil Mayrisch. – Glückauf, **119**: 919 – 924; Essen.
- Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte (2002): Auswahlverfahren für Endlagerstandorte – Empfehlungen des AkEnd. – 260 S.; Berlin (BMU). – [Abschlussber.; auch als PDF]
- ARNOLD, H. (1963): Das Oberkreideprofil der Bohrung Münsterland 1. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **11**: 33 – 44; Krefeld.
- Association for the Study of Peak Oil and Gas Deutschland (2007): Infolyer: 2 S.; Ottobrunn. – [<http://aspodeutschland.blogspot.de/p/aspodeutschland-ev.html>, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- ATKINSON, C. M. (2005): Coal bed methane hazards in New South Wales. – 14 S.; Australian Gas Alliance. – [<http://www.nrc.nsw.gov.au/content/documents/Submission%20%20ST%20%20Australian%20Gas%20Alliance.pdf>, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- BAISCH, S.; CARBON, D.; DANNWOLF, U.; DELACOU, B.; DEVAUX, M.; DUNAND, F.; JUNG, R.; KOLLER, M.; MARTIN, C.; SARTORI, M.; SECANELL, R.; VÖRÖS, R. (2009): Deep Heat Mining Basel – Seismic Risk Analysis. – Report: 21 S., 6 Anl.; Basel (Department Wirtschaft, Soziales u. Umwelt des Kantons Basel-Stadt, Amt für Umwelt und Energie).
- BALTES, B. [Hrsg.] (1998): Entwicklung und Anwendung analytischer Methoden zur Eignungsuntersuchung der Verbringung bergbaufremder Rückstände in dauerhaft offene Grubenräume im Festgestein. – **Bd. 3**: Hydraulische Daten und Stofftransport. – Ber. Ges. f. Anlagen- u. Reaktorsicherheit, **140** (3): 213 S.; Köln.
- BARTENSTEIN, H.; TEICHMÜLLER, R. (1974): Inkohlungsuntersuchungen, ein Schlüssel zur Prospektierung von paläozoischen Kohlenwasserstoff-Lagerstätten? – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **24**: 129 – 160; Krefeld.
- BARTENSTEIN, H.; TEICHMÜLLER, M.; TEICHMÜLLER, R. (1971): Die Umwandlung der organischen Substanz im Dach des Bramscher Massivs. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **18**: 501 – 538; Krefeld.

- BASEN, M. (2009): Biochemie und Physiologie der Sulfatreduktion in der anaeroben Oxidation von Methan. – Diss. Univ. Bremen: 157 S.; Bremen. – [<http://elib.suub.uni-bremen.de/diss/docs/00011741.pdf>]
- bbr, Leitungsbau, Brunnenbau, Geothermie [Hrsg.] (2014): Schiefergaserschließung in China mit mobiler Tiefbohranlage aus Deutschland. – bbr, **6**: S. 10; Bonn.
- BEEG, H. (1963): Porosität und Permeabilität der Oberkarbongesteine der Bohrung Münsterland 1. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **11**: 243 – 250; Krefeld.
- BENNER, L.; COLDEWEY, W.; DEPPE, V. (1991): Bestimmung der Wasserdurchlässigkeit geologischer Formationen im Ruhrgebiet. – DMT Publik, **3**: 103 S., 11 Anl.; Bochum.
- BERNER, U. (2011): Eine erste Bewertung des Shale Gas Potentials in der unteren Kreide von Norddeutschland. – Vortrag AK Geowiss. Fragen der Methanvorkommen in NRW, 29.11.2011; EnergieAgentur NRW; Gelsenkirchen.
- Bezirksregierung Arnsberg (1998): Verordnung über Feldes- und Förderabgabe (FFVO). – [http://esb.bezreg-arnsberg.nrw.de/a_1/a_1_021/]
- Bezirksregierung Arnsberg (2011): Erdgasprobebohrungen 1995; Dortmund. – [http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/presse/2011/04/055_11/index.php, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- Bezirksregierung Arnsberg (2015): Lage der erteilten und beantragten Erlaubnisfelder zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen (ohne Grubengas) in NRW. – 1 Karte; Dortmund. – [www.bra.nrw.de/777421, Stand 30.11.2015, letzter Zugriff 5.1.2016]
- BIZER, K.; BOSSMEYER, CHR. (2012): Regionalökonomische Auswirkungen der unkonventionellen Erdgasförderung (Hydraulic Fracturing). Vorstudie im Rahmen des Informations- und Dialogprozesses der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking Technologie für die Erdgasgewinnung.– 115 S.; Göttingen; [www.dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/VorstudieRegionaloekonomischeAuswirkungen.pdf, letzter Aufruf 30.03.2016]
- BOIGK, H.; STAHL, W.; TEICHMÜLLER, R. (1971): Inkohlung und Erdgas. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **19**: 101 – 108, 5 Abb.; Krefeld.;
- BRADY, B.; ELBEL, J.; MACK, M.; MORALES, H.; NOLTE, K.; POE, B. (1992): Cracking Rock: Progress in Fracturing Treatment Design. – Oilfield Review, **4** (4): 4 – 17; Houston/Tx. (Schlumberger).
- BRAUN, F. J.; THIERMANN, A. (1975), mit Beitr. von ANDERSON, H.-J.; ARNOLD, H.; HOYER, P.; INDANS, J.; KNAPP, G.; MICHELAU, P.; RABITZ, A.; REHAGEN, H.-W.; STADLER, G.; TEICHMÜLLER, R.; VOGLER, H.; WINKELMANN, W.: Erläuterungen zu Blatt C 4306 Recklinghausen. – Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1: 100 000>, Erl., **C 4306**: 169 S.; Krefeld.
- BREDDIN, H. (1956): Ein neuartiges hydrogeologisches Kartenwerk für die südliche Niederrheinische Bucht. – Z. dt. geol. Ges., **106**: 94 – 112; Hannover.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [Hrsg.] (2009 a): Kurzstudie 2009 Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 88 S.; Hannover.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe [Hrsg.] (2009 b): Energierohstoffe 2009 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit. – 115 S.; Hannover.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. – 56 S.; Hannover. – [www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf]
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013): Energiestudie 2013 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 112 S.; Hannover.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2014 a): Energiestudie 2014 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 132 S.; Hannover. – [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=7, letzter Zugriff: 07.07.2015]

- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2014 b): Provision of data for national shale gas assessments – Statement by the Directors of North Atlantic Group of the European Geological Surveys (Erklärung der Direktoren der Nordatlantikgruppe der Europäischen Geologischen Dienste); Hannover. – [http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Nachrichten/Downloads/2014-10-01-kopenhagenererklaerung.pdf?__blob=publicationFile&v=2, letzter Zugriff: 10.10.2014]
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2015): Energiestudie 2015 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. – 168 S.; Hannover.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte. – 197 S. + Anhang; Hannover. – [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht__, letzter Zugriff: 18.01.2016]
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam; Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung UFZ (2013): Abschlusserklärung zur Konferenz „Umweltverträgliches Fracking?“ am 24./25.Juni 2013 in Hannover (Hannover-Erklärung). – 1 S.; Hannover. – [http://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Nachrichten/Veranstaltungen/2013/GZH-Veranst/Fracking/fracking_kongress_node.html, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Energiegewinnung und Energieverbrauch. [<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiegewinnung-energieverbrauch.html>, letzter Zugriff: 13.11.2015]
- Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie (2015): BDH zum Wärmemarkt / Daten & Fakten. – [<http://www.bdh-koeln.de/>, letzter Zugriff: 07.07.2015]
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2015): Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppen. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#cat/Daten%2FGrafiken%5CEnergie%20allgemein%5CEnergiedaten%5C2.%20Gasversorgung/2-4-erdgasabsatz-nach-verbrauchergruppen-de]
- Bureau Energieprojecten (2014): Bekanntmachung Strukturvision Schiefergas. – 1 S.; Wateringen. – [https://www.rvo.nl/sites/default/files/2014/05/AgNL_920022-45342_zs231x320_DU.pdf, letzter Zugriff: 04.06.2014]
- BUSCHENDORF, F.; HESEMANN, J.; PILGER, A.; RICHTER, M. (1951): Die Blei-Zink-Erzvorkommen des Ruhrgebietes und seiner Umrandung. – Geol. Jb., **3** (Beih.): 184 S.; Hannover.
- CASTI, J. (2012): Der plötzliche Kollaps von allem. – 375 S.; München.
- Caroona Coal Action Group (2011): Environmental, Social and Economic Issues Associated with Coal Seam Methane (CSM) Extraction & Power Generation. – 26 S. – [http://gallery.mailchimp.com/d7505c99d17f8deba775cfcea/files/Aust_CSM_report_by_Caroona_Group.pdf, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- CLARKSON, C. R.; BUSTIN, R. M. (1997): Variation in Permeability with lithotype and maceral composition of Cretaceous Coals of the Canadian Cordillera. – Int. J. Coal Geol., **33**: 135 – 151; Amsterdam.
- (COGCC) State of Colorado, Dept. of Natural Resources, Oil & Gas Conservation Commission (2010): [Stellungnahme zu den Aussagen des Films “Gasland”] – [<http://cogcc.state.co.us/library/GASLAND-%20DOC.pdf>, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- CRAMER, B.; REINICKE, K. M. (2010): Versorgungssicherheit durch Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. – WEG kompakt, **5/2010**: 6 S.; Hannover.
- DAHM, T.; BECKER, D.; BISCHOFF, M.; CESCA, S.; DOST, B.; FRITSCHEN, R.; HAINZL, S.; KLOSE, C. D.; KÜHN, D.; LASOCKI, S.; MEIER, TH.; OHNEBERGER, M.; RIVALTA, E.; WEGLER, U.; HUSEN, ST. (2013 a): Zur Diskriminierung induzierter Seismizität. – DGG-Mitteilungen **2/2013**: 5 – 9; Hamburg.
- DAHM, T.; BECKER, D.; BISCHOFF, M.; CESCA, S.; DOST, B.; FRITSCHEN, R.; HAINZL, S.; KLOSE, C. D.; KÜHN, D.; LASOCKI, S.; MEIER, TH.; OHNEBERGER, M.; RIVALTA, E.; WEGLER, U.; HUSEN, ST. (2013 b): Recommendation for the discrimination of human-related and natural seismicity. – J. Seismol. **17** (1): 197 – 202; Berlin, Heidelberg.

- DANNWOLF, U.; HECKELSMÜLLER, A.; STEINER, N.; RINK, C.; WEICHGREBE, D.; KAYSER, K.; ZWAFINK, R.; ROSENWINKEL, K.-H.; FRITSCH, U.; FINGEREMANN, K.; HUNT, S.; RÜTER, H.; DONAT, A.; BAUER, S.; RUNGE, K.; HEINRICH, S. (2014): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Tl. 2 Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt: 634 S.; Dessau-Roßlau (Umweltbundesamt). – [http://www.umwelt-bundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_umwelt-auswirkungen_von_fracking_28.07.2014_0.pdf]
- DANNWOLF, U.; HECKELSMÜLLER, A. (2014): Monitoringkonzept Grundwasser. – Arbeitspaket 1. – In: DANNWOLF et al.: 88 S.; Dessau-Roßlau. – [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_umweltauswirkungen_von_fracking_28.07.2014_0.pdf]
- Dart Energy (2012): Airth Natural Gas Production Project. – [www.dartenergyscotland.co.uk/coal-bed-methane-process, letzter Zugriff: 10.12.2013]
- DAVIS, R. (2014): Fracked or fiction: so what are the risks associated with shale gas exploitation? – London Lecture, April 16th, Geol. Soc. of London. – [www.geolsoc.org.uk/fracking, Zugriff: 19.07.2014]
- DEDIKOV, J. V.; AKOPOVA, G. S.; GLADKAJA, N. G.; PIOTROVSKIJ, A. S.; MARKELLOV, V. A.; SALICHOV, S. S.; KAESLER, H.; RAMM, A.; MÜLLER VON BLUMENCRON, A.; LELIEVELD, J. (1999): Estimating Methane Releases from Natural Gas Productions and Transmission in Russia. – *Atmospheric Environment*, **33** (20): 3291 – 3299; Amsterdam.
- DEILMANN, C.; HELLER, K. (1963): Vorgeschichte und Aufgaben der Bohrung Münsterland 1. – *Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf.*, **11**: 1 – 4; Krefeld.
- DEMMELE, TH. G. (2010): Interaktion kommunizierender Grundwasserleiter am Beispiel des numerischen Grundwassermodells „Aachener Weg – Viersen“. – Diss. RWTH Aachen: 161 S.; Aachen.
- DEMUTH, H.; MÜLLER, R. (1983): Gasgewinnung aus dem Steinkohleengebirge mittels Bohrungen von über Tage. – *Forsch.-Ber. BMFT-FB-T 83-055*: 117 S.; Saarbrücken.
- Department of Energy and Climate Change (2013): Onshore oil and gas exploration in the UK: regulation and best practice. – 49 S.; London.
- DEPPENMEYER, U.; MÜLLER, V. (2008): Life Close to the Thermodynamic Limit: How Methanogenic Archaea Conserve Energy. – *Bioenergetics*, **45**: 123 – 152; Berlin, Heidelberg.
- DEUTLOFF, O.; KÜHN-VELTEN, H.; MICHEL, G.; SKUPIN, K. (1982): Erläuterungen zu Blatt C 3918 Minden. – *Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 100 000>*, Erl., **C 3918**: 80 S., 17 Abb., 2 Tab.; Krefeld.
- DEUTLOFF, O.; TEICHMÜLLER, M.; TEICHMÜLLER, R.; WOLFF, M. (1980): Inkohlungsuntersuchungen im Mesozoikum des Massivs von Vlotho (Niedersächsisches Tektogen). – *N. Jb. Geol. u. Paläont., Mh.* **1980**: 321 bis 341; Stuttgart.
- Deutscher Bundestag (2010): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Sylva Kötting-Uhl, Oliver Krischer, Cornelia Behm, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. – Drucksache **17/599**: Radioaktive Rückstände bei der Öl- und Gasförderung. – Drucksache **17/844**: 9 S.; Berlin.
- Deutscher Bundestag (2015): Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie. – Drucksache **18/4713**: 40 S.; Berlin. – [<http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/18/047/1804713.pdf>, letzter Zugriff: 06.07.2015]
- DiGiulio, D. C.; Wilkin, R.T.; Miller, C.; Oberley, G. (2011): Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming. – Draft report: 121 S.; U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, National Risk Management Research Laboratory; Ada/Okla.
- DIN 4149 (2005): Bauten in deutschen Erdbebengebieten – Lastannahmen, Bemessung und Ausführung üblicher Hochbauten. – 82 S.; Berlin (Beuth-Verlag).

- DIN 18 130, Tl. 1 (1990): Baugrund. Versuche und Versuchsgeräte; Bestimmung des Wasserdrucklässigkeitsbeiwerts, Laborversuche; Berlin, Köln (Beuth).
- DIN 4150, Tl. 3 (1999): Erschütterungen im Bauwesen; Einwirkungen auf bauliche Anlage; Berlin, Köln (Beuth).
- DÖLLING, M. (2011): Geologische Charakterisierung von Speicher- und Barrieregesteinen in Nordrhein-Westfalen. – *Schr.-R. dt. Ges. Geowiss.*, **74**: 148 – 164; Hannover.
- DÖLLING, M.; JUCH, D. (2009): Strukturgeologische Modellvorstellungen zum Kreide-Deckgebirge im zentralen Münsterland. – *scriptum*, **18**: 5 – 27; Krefeld.
- DÖLLING, B.; DÖLLING, M.; LENZ, A.; PABSCH-ROTHER, U.; SCHRIJVER, D. (2015): Kartierprojekt „Ruhrgebiet“ – Der Geologische Dienst NRW schafft neue Geodaten. – *GeoPark news*, **1/2015**: 4 – 8; Essen.
- DÖRHOFFER, G. (1987): Geologische Standorttypen für Deponien – Ein Ansatz zur Definition der geologischen Barriere. – *Ber. 6. Nat. Tag. Ing.-Geol. Aachen*: 21 – 38; Aachen.
- DÖRHOFFER, G.; FRITZ, J. (1991): Synoptische geowissenschaftliche Untersuchungen zur Erkundung der Integrität der Geologischen Barriere in Tonsteinen am Beispiel der Sonderabfalldeponie Münchehagen, Niedersachsen. – *Geol. Jb.*, **A 127**: 161 – 194; Hannover.
- DONATH, H.-J. (2000): Hydrogeologische und hydrochemische Analyse der flachen Grundwasservorkommen im westlichen Münsterland unter besonderer Berücksichtigung der Versalzungsproblematik. – *Münster. Forsch. Geol. u. Paläont.*, **87**: 96 S.; Münster/Westf.
- DOST, B., KRAAIJPOEL, D. (2013): The August 16, 2012 earthquake near Huizinge (Groningen). – KNMI-publication TR **(16/1/2013)**: 26 S.; De Bilt (Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut).
- DRIESEN, B.; KOCH, M.; MICHEL, G.; STEHN, O.; WREDE, V. (1990): Erläuterungen zu Blatt C 4310 Münster. – *Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 100 000>*, Erl., **C 4310**: 64 S.; Krefeld.
- DROZDZEWSKI, G.; WREDE, V. (1994): Faltung und Bruchtektonik – Analyse der Tektonik im Subvariscikum. – *Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf.*, **38**: 7 - 187; Krefeld.
- DROZDZEWSKI, G.; HENSCHIED, ST.; HOTH, P.; JUCH, D.; LITKE, R.; VIETH, A.; WREDE, V. (2009): The pre-Permian of NW-Germany – structure and coalification map. – *Z. dt. Ges. Geowiss.*, **160** (2): 159 – 172; Stuttgart.
- (EEG) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2008): BGBl., I: 2008 – 2074; Berlin.
- ELFERS, H. (2004): Informationssysteme Hydrogeologische Karten des Geologischen Dienstes NRW. – *Wiss. Mitt. TU Bergakademie Freiberg, Geol. Inst.*, **25**: 23 – 24; Freiberg.
- EMMERMANN, R. (2014): Bericht aus dem Projekt „Hydraulic Fracturing – eine Technologie in der Diskussion“ – 10 S.; München (Dt. Akademie der Technikwissenschaften). – [http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende_Projekte/Hydraulic_Fracturing/Hydraulic_Fracturing-Bericht-aus-dem-Projekt.pdf, letzter Zugriff: 09.10.2014]
- ENDERLE, M.; HAMMERBACHER, R.; HUESMANN, C. (2013): Zweiter Statusbericht von ExxonMobil zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 18. Juni 2013, Greven: 17 S. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- EnergieAgentur.NRW (2009): Grubengas – ein Energieträger in NRW. – 36 S.; Düsseldorf.
- Energy Policy Act (2005): 109th Congress, Public Law 109-58: Aug. 8th, 2005; Washington D.C.
- ENGELDER, T. (2012): Capillary Tension and imbibition sequester frack fluid in Marcellus gas shale. – *Proceed. Nat. Acad. Sci. USA* 109 (52): E3625; Washington/D.C. – [doi: [10.1073/pnas.1216133110](https://doi.org/10.1073/pnas.1216133110), letzter Zugriff: 01.03.2014]
- (EPA) United States Environmental Protection Agency, Office of Water (1987): Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy. – Report to Congress, **Vol. 1**: 373 S.; Washington, D.C. – [<http://www.epa.gov/osw/nonhaz/industrial/specialoil/530sw88003a.pdf>, letzter Zugriff: 17.03.2014]

- (EPA) United States Environmental Protection Agency, Office of Water (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. – Final Report 816-R-04-003; Washington D. C. – [http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulic-fracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm, letzter Zugriff: 10.03.2014]
- (EPA) United States Environmental Protection Agency (2015): Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft). EPA/600/R-15/047: 998 S.; Washington D. C.
- (ENVI) Europäisches Parlament; Policy Department A; Committee on Environment, Public Health and Food Safety (2012): Impact of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. – Workshop Feb. 28th, 2012: 174 S.; Brussels.
- Environment Agency (2013): An Environmental Risk Assessment for shale gas exploratory operations in England. – 32 S.; Bristol.
- Environment Agency (2014): An environmental Risk Assessment for coal bed, coal mine and abandoned mine methane operations in England. – 165 S.; Bristol.
- ERLEMEYER, M.; WREDE, V. (1999) mit Beitr. von LANSER, K. P.: Höhlen in den Plänerkalksteinen des Hellwegs bei Anröchte (Münsterländer Kreidebecken). – *scriptum*, **4**: 5 – 33; Krefeld.
- Ernst & Young LLP (2014): Getting ready for UK shale gas – Supply chain and skills requirements and opportunities: 38 S.; London.
- ESTERLE, J. (2011): Understanding Coal Seam Gas. – XVIth International Congress on the Carboniferous and Permian, 3 - 8 July 2011, Perth, WA.
- ESTERLE, J.; WILLIAMS, R.; SLIWA, R.; MALONE, M. (2006): Variability in Gas Reservoir Parameters that Impact on Emissions Estimations for Australian Black Coals. – ACARP Project **C13071**, Final Report: 36 S.; Pullenvale, QLD. (CISRO E & M). – [unveröff.]
- EU-Kommission (2014 a): Impact Assessment accompanying the document “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions: Exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high volume hydraulic fracturing in the EU. – Commission staff working document: 70 S.; Brüssel.
- EU-Kommission (2014 b): Europäische Kommission: Empfehlung der Kommission vom 20.01.2014 mit Mindestgrundsätzen für die Exploration und Förderung von Kohlenwasserstoffen (z.B. Schiefergas) durch Hochvolumen-Hydrofracking. – 22.01.2014; C (2014) 267/3: 13 S.; Brüssel
- EVANS, K. F.; ZAPPONE, A.; KRAFT, T.; DEICHMANN, N.; MOIA, F. (2012): A survey of induced seismic responses to fluid injection in geothermal and CO₂ reservoirs in Europe. – *Geothermics*, **41**: 30 – 54; Amsterdam.
- EWEN, C.; HAMMERBACHER, R. (2013): InfoDialog Fracking. – *Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute*, **132**: 37 – 55; Clausthal-Zellerfeld.
- EWEN, C.; BORCHARDT, D.; RICHTER, S.; HAMMERBACHER, R. (2012): Risikostudie Fracking – Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung). – 73 S.; Darmstadt. – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- EWERS, U.; FRIMMEL, F. H.; GORDALLA, B. (2012): Humantoxikologische Bewertung der beim Fracking eingesetzten Chemikalien im Hinblick auf das Grundwasser, das für die Trinkwassergewinnung genutzt wird. – 69 S.; Darmstadt. – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- ExxonMobil Production Deutschland GmbH (2012): Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Risikostudie Fracking). – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- ExxonMobil Production Deutschland GmbH (2013): Informationen zur Erdgassuche in Deutschland. – [www.erdgas-suche-in-deutschland/dialog, letzter Zugriff: 01.03.2014]

- ExxonMobil Production Deutschland GmbH (2015): Erdgassuche in Deutschland, Fracking-Maßnahmen bei ExxonMobil. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de/hydraulic_fracturing/frac_massnahmen.html, letzter Zugriff: 06.01.2016]
- FABIAN, H.-J. (1971): Die Aufschlussbohrung Ellerbrock Z1 bei Lübbecke in Westfalen. – Fortschr. Geol. Rhld.u. Westf. **18**: 423 – 428; Krefeld.
- FAHLBUSCH, K. (1975): Das Auftreten von Methan in Tonlagerstätten. – Glückauf-Forsch.-H., **36**: 145 – 147; Essen.
- FARRENKOPF, M.; PRZIGODA, S. (1997): Schwarzes Silber – Die Geschichte des Steinkohlenbergwerks Sophia Jacoba. – 188 S.; Hückelhoven.
- FEIGE, W. (1984): Östlicher Haarstrang und Paderborner Hochfläche. – Kölner Geogr. Arb., **45**: 565 - 583; Köln.
- FELL, C.; PAPP, E. J. (2010): „Unconventional Gas“ – Forum Gas Wasser Wärme, **2/2010**: 6 – 8; Wien.
- FISCHBACH, P. (1983): Die Wasserverhältnisse am Haarstrang zwischen Soest und Salzkotten (Westfalen, NW-Deutschland) – Ausdruck der Verkarstung des Untergrundes. – Karst und Höhle, **1982/83**: 195 –204; München.
- FISHER, M.; WARPINSKY, N. (2012): Hydraulic fracture hight growth. – SPE Production & Operations, **27**: 8 – 19; Richardson/Tx.
- Forschungskollegium Physik des Erdkörpers e. V. (2012): Empfehlungen zur Überwachung Induzierter Seismizität – Positionspapier des FKPE. – 10 S. + Anhang; Bonn.
- FLEWELLING, S. A.; SHARMA, M. (2013): Constraints on Upward Migration of Hydraulic Fracturing fluid and Brine. – Ground Water, **51**: 11 S. – [doi: [10.1111/gwat.12095](https://doi.org/10.1111/gwat.12095), letzter Zugriff: 01.03.2014]
- FRENZ, W. (2011): Die UVP-Pflichtigkeit von Flözgasbohrungen und Rügемöglichkeiten von Umweltverbänden. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **126**: 77 – 81; Clausthal-Zellerfeld.
- FRENZ, W. (2012): Rechtliche Brennpunkte beim Fracking - zu beachtende rechtliche Regelungen. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **130**: 117 – 120; Clausthal-Zellerfeld.
- FRENZ, W. (2013): Moratorium für Fracking? – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **132**: 15 – 24, Clausthal-Zellerfeld.
- FRENZ, W. (2014): Öffentlichkeitsbeteiligung bei Fracking. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **134**: 55 – 61, Clausthal-Zellerfeld.
- FRENZ, W.; PREUSSE, A. [Hrsg.] (2011): Chancen und Risiken von unkonventionellem Erdgas. – 13. Aachener Altlasten- und Bergschadenkundliches Kolloquium. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **126**: 94 S.; Clausthal-Zellerfeld.
- FRENZ, W.; PREUSSE, A. [Hrsg.] (2012): Unkonventionelle Gasgewinnung in NRW. – 14. Aachener Altlasten- und Bergschadenkundliches Kolloquium. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **130**: 120 S.; Clausthal-Zellerfeld.
- FRENZ, W.; PREUSSE, A. [Hrsg.] (2013): Frackingdiskussion und kein Ende. – 15. Aachener Altlasten- und Bergschadenkundliches Kolloquium. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **132**: 74 S.; Clausthal-Zellerfeld.
- FREUDENBERG, U.; LOU, S.; SCHLÜTER, R.; SCHÜTZ, K.; THOMAS, K. (1996): Main factors controlling coalbed methane distribution in the Ruhr District, Germany. – In: Coalbed Methane and Coal Geology; Geol. Soc.Spec. Publ., **109**: 67 – 88; London.
- FRICK, F. (2004): Auf Sand gebaut. – Bild der Wissenschaft, **7/2004**: 110; Leinfelden-Echterdingen.
- GALE, J.; FREUND, P. (2001): Coal-Bed Methane Enhancement with CO₂ Sequestration Worldwide Potential. – Environmental Geosci., **8**: 210–217. – [doi: [10.1046/j.1526-0984.2001.008003210.x](https://doi.org/10.1046/j.1526-0984.2001.008003210.x)]
- GASCHNITZ, R. (2001): Gasgenese und Gasspeicherung im flözführenden Oberkarbon des Ruhr-Beckens. – Ber. Forsch.-Zentr. Jülich, **3859**: 342 S.; Jülich.
- GASCHNITZ, R.; PRINZ, D.; GERLING, P.; KALTWANG, H.-J. (2000): Änderung der Gasqualität bei der Kohleflözentgasung – Daten aus der Bohrung Weiher 1, Saar-Becken. – DGMK-Frühjahrstagung 2000, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung: 411 – 421; Celle.
- GAYER, R.; HARRIS, I. [Hrsg.] (1996): Coalbed Methane and Coal Geology. – Geol. Soc. Spec. Publ., **109**: 344; London.

- GEISER (2014): Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs. – [www.geiser-fp7.fr/default.aspx.]
- Generalna Dyrekcia Ochrony Srodowiska (2015 a): The Environment and Shale Gas Exploration – Results of studies on the soil-water environment, ambient air, acoustic climate, process fluids and wastes: 160 S.; Warsaw.
- Generalna Dyrekcia Ochrony Srodowiska (2015 b): Environment and exploration of Shale Gas - The results of seismic monitoring: 87 S.; Warsaw.
- GeoLog 2001 : Der Geologische Dienst berichtet (2002): S. 44; Krefeld (Geol. Dienst NRW).
- Geologie im Münsterland (1995): 195 S.; Krefeld (Geol. L.-Amt Nordrh.-Westf.).
- Geologie im Weser- und Osnabrücker Bergland (2003): – 219 S.; Krefeld (Geol. Dienst NRW).
- Geologischer Dienst NRW (2005): Aufbau eines geothermischen Informationssystems zur Erhöhung der Realisierungschancen tiefegeothermischer Anlagen zur Wärme- und Stromproduktion im Ruhrgebiet. – 80 S.; Krefeld. – [unveröff.]
- Geologischer Dienst NRW (2006): Karte der Erdbebenzonen und geologischen Untergrundklassen der BRD – Bundesland NRW <1 : 350 000>. – Karte zu DIN 4149; Krefeld.
- Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen (1963): Die Aufschlußbohrung Münsterland 1. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **11**: 8 + 568 S.; Krefeld.
- GERLING, P.; KOCKEL, F.; KRULL, P. (1999): Das Kohlenwasserstoff-Potenzial des Präwestfals in norddeutschen Becken – Eine Synthese. – DGMK-Forschungsbericht, **433**: 107 S.; Hamburg.
- GRIGO, W.; MENNEKES, A. (2013): Verwaltungstechnische und rechtliche Herausforderungen bei der Aufsuchung und Gewinnung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **132**: 27 – 26, Clausthal-Zellerfeld.
- GRIGO, W.; FRISCHE, A.; KRÜGER, A.; KUGEL, J. & MEHLBERG, F. (2011): Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten in NRW. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **126**: 21 – 41; Clausthal-Zellerfeld.
- GROAT, C. G.; GRIMSHAW, TH. W. (2012): Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development: 414 S.; Austin/Tx. (Univ. of Texas, The Energy Insitute).
- GTV (Bundesverband Geothermie) (2011): Seismizität bei Geothermieprojekten – Blatt 1: Seismische Überwachung. – GTV-Richtlinie **1101-1**: 8 S.; Berlin.
- HAGENGUTH, G.; GASCHNITZ, R. (2011): Flözgas im südlichsten Münsterland/Rheinland – Erdgasgewinnung im Spannungsfeld von Shale Gas und Grubengas. – Vortr. AK. Geowiss. Fragen der Methanvorkommen in NRW 20.Juli 2011; Gelsenkirchen (Energieagentur NRW): 6 S. – [http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/110720-TOP6_Floezgas_Hagenguth_Gaschnitz.pdf, letzter Zugriff: 22.07.2014]
- HAHNE, C.; SCHMIDT, R. (1982): Die Geologie des Niederrheinisch-Westfälischen Steinkohlengebietes. – 106 S.; Essen.
- HALLIBURTON (2008): Coalbed Methane – Principles and Practices. – 504 S.; Houston/Tx.
- HammGas (2012): [www.hammgas.de/das-projekt/, letzter Zugriff: 22.07.2014]
- HammGas (2015): Wie funktioniert das Aufsuchungsverfahren der HammGas, die Tektomechanik? – [www.hammgas.de/faq/, letzter Zugriff: 10.07.2015]
- HAN, Z.; YAN, Q.; LI, J.; GE, SH.; GOU, Y. (2010): Mercury Concentration in Coalbed Methane in South of Qinshui Basin. – Natural Gas Geosci., **21**: 1054 – 1056; Beijing.
- HARIG, R.; MATZ, G.; RUSCH, P.; GERHARD, J.-H.; SCHÄFER, K.; JAHN, C.; SCHWENGLER, P.; BEIL, A. (2004): Remote detection of Methane by Infrared Spectrometrie for Airborne Pipeline Surveillance: First Results of Ground-Based Measurements. – Remote Sensing of Clouds and the Atmosphere VIII. – Proc. of SPIE **5235**. – [doi:[10.1117/12.516777](https://doi.org/10.1117/12.516777), letzter Zugriff: 01.03.2014]
- HAUPTMANN, M.; TEGELER, R.; VOSS, J. (2015). Erdölbohrung Barth 11 – Begleitendes Umweltmonitoring zur Stimulation einer Horizontalbohrstrecke (2014 – 2015). – 79. Tag. Arbgem. Norddt. Geologen, Güstrow; Tagungsbd. u. Exkursionsf.; Schr.-R. L.-Amt Umwelt, Naturschutz u. Geologie Mecklenburg-Vorpommern **2015/1**: 69 – 71; Güstrow.

- HEISING, P. M.; SCOTT T. M. (2013): Occurrence of Methane in Groundwater of South-Central New York State, 2012 – Systematic Evaluation of a Glaciated Region by Hydrogeologic Setting. – USGS Scientific Investigations Report, **2013-5190**: 32 S., Anh.; Reston/Va.
- HEITFELD, M.; KLÜNKER, J.; LANGE, T.; SAUTER, P. (2012): Geologisch-hydrogeologische Verhältnisse in den Explorationsgebieten des Münsterländer Beckens und des niedersächsischen Beckens. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **130**: 9 – 20; Clausthal-Zellerfeld.
- HENTSCHEL, C. (2012): Lagerstättenwasser und Flowback – Bilanzierung und Wassermanagement. – Statusbericht und Ausblick zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 6. Nov. 2012, Osnabrück. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 02.03.2014]
- Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie (2013): Stellungnahme zu vorliegenden Gutachten zum Fracking in Deutschland im Zusammenhang mit dem Aufsuchungsantrag der BNK Deutschland GmbH auf Kohlenwasserstoffe im Erlaubnisfeld „Adler South“ – Handlungsempfehlungen aus geologischer und hydrogeologischer Sicht. – 151 S.; Wiesbaden.
- HEWIG, R.; MEYER, B.; THOREN, J. G. TEN (2007): Grundwasser im Ruhrgebiet. – GeoPark Themen, **7**: 32 S.; Essen.
- HINDERFELD, G.; KUNZ, E.; OPAHLE, M.; STENGEL, H. (1990): Die Gasführung des Ruhrkarbons in ihrer räumlichen Verteilung und Entstehung zur Prognose der Ausgasung. – DMT-Berichte aus Forschung und Entwicklung, **14**; Essen.
- HÖVENER, F. (1875): Das Thermalbad Werne. – 18 S.; Hannover.
- HOLLAND, A. A. (2013): Earthquakes triggered by Hydraulic Fracturing in South-Central Oklahoma. – Bull. Seismological Soc. of America, **103**: 1784 – 1792; Albany/Ca.
- HOLLMANN, F.; SCHÖME-WARNFELD, G. (1982): Methan (CH₄) Ausströmungen an der Erdoberfläche und Vorkommen im oberflächennahen Untergrund im westfälischen Teil des Ruhrgebietes und im Münsterland. – Bergbau, **33**: 418 – 423; Gütersloh.
- HOLLMANN, F.; HÜLSMANN, K. H.; SCHMIDT-SCHLEICHER, H.; SCHÖNE-WARNFELD, G. (1978): Die Ausgasungen an der Erdoberfläche im niederrheinisch-westf. Steinkohlenrevier (Ruhrgebiet) als ingenieurgeologisches und bautechnisches Problem. – Bergbau, **29**: 211 – 219; Gütersloh.
- HOLMES, CHR.; BLACK, J. (2007): The Evolution of Drilling Techniques at the Camden Gas Project. – 21 S.; Sydney (AGL). – [eis.uow.edu.au]
- HOU, M. Z. (2013): Frac-Ausbreitung. – Statuskonferenz Greven, 18. Juni 2013: 17 S.; Clausthal-Zellerfeld. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- House of Commons, Energy and Climate Change Committee (2011): Shale Gas. – 5th Report of Session 2010-12, **Vol. I**: 65 + 111 S.; **Vol. II**: 40 S.; London.
- HUYSSSEN, A. (1855): Die Soolquellen des Westfälischen Kreidegebirges, ihr Vorkommen und muthmaasslicher Ursprung. – Z. dt. geol. Ges., **7**: 17 – 252, 567 – 654.; Berlin.
- Interfaith Center on Corporate Responsibility; Investor Environmental Health Network (2011): Extracting the Facts: an Investors Guide to Disclosing Risks from Hydraulic Fracturing Operations. – 33 S.; New York, Falls Church/Va. [<http://disclosingthefacts.org/Extracting-the-facts.pdf>, letzter Zugriff: 14.03.2014]
- JACKSON, R. B.; VENGOSH, A.; DARRAH, T. H.; WARNER, N. R.; DOWN, A.; POREDA, R. J.; OSBORN, S. G.; ZHAO, K.; KARR, J. D. (2013): Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction. – Proc. Nat. Acad. Sci.s, **110** (28): 11250 – 11255; Washington D.C.
- JÄGER, H.; PIECHA, M. (2015): New Data on Organic Maturation of Carboniferous Shales in the Southwestern North German Basin, Northern Rhenish Massif. – DGMK-Frühjahrstagung 2015, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung: Poster; Celle.
- JANKOWSKI, B. (1991): Sedimentologie des Oberkarbons in Nordwestdeutschland. – DGMK-Forschungsbericht **384-5**: 317 S.; Hamburg.

- JONES, W. J.; NAGLE, D. P.; WHITMAN, W. B. (1987): Methanogens and the Diversity of Archaeobacteria. – *Microbiological Reviews*, **51** (1): 135 – 177; Washington.
- JUCH, D.; BOCK, J. (2005): Zukunftsperspektive Grubengas? Skizze einer überraschenden Entwicklung im Ruhrrevier. – *Bergbau*, **56**: 16 – 22; Essen.
- JUCH, D.; GASCHNITZ, R.; THIELEMANN, TH. (2004): The influence of geological history on coal mine gas distribution in the Ruhr District – a challenge for future research and recovery. – *Geologica Belgica*, **7**: 191 – 199; Liège.
- JUCH, D. (1996): Assessment of West German hardcoal resources and its relation to coalbed methane. – In: *Coalbed Methane and Coal Geology*; Geol. Soc. Spec. Publ., **109**: 59 – 65; London.
- JUCH, D. (1997): Results of the Resources Assessment in the West German Hard Coal Deposits. – Proc. XIII ICCP, 339 – 344; Krakow.
- JUCH; D.; LOOS, J.; PÖTZEL, M.; ROCKENSCHRAUB, M.; SCHULZ, M.; SCHWARTZ, F. (2014): Erweiterung der tektonischen Lagerstättenanalyse auf der Basis von bergbaulich aufgeschlossenen und untersuchten komplexen Strukturmustern im Karbon. – DGMK/ GEW-Frühjahrstagung 2014, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung; Tagungsbericht **2014-1**; Celle.
- JUCH, D.; ROOS, W. F.; WOLFF, M. (1994): Kohleninhaltsfassung in den westdeutschen Steinkohlenlagerstätten. – *Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf.*, **38**: 189 – 307, Krefeld.
- JÜNTGEN, H.; KARWEIL, J. (1966): Gasbildung und Gasspeicherung in Kohleflözen. – *Erdöl und Kohle*, **19**: 251 – 258, 339 – 344; Leinfelden.
- KALTWANG, H.-J. (1995): Flözgasgewinnung aus der saarländischen Steinkohlenlagerstätte durch Übertagebohrungen. – *Erzmetall*, **48**: 660 – 667; Clausthal-Zellerfeld.
- KAMP, H. VON (1981 a): Grund- und Mineralwasser. – In: Erläuterungen zu Blatt C 4714 Arnsberg. – *Geol. Kt. Nordrh.-Westf.* <1 : 100 000>, Erl., **C 4711**: 23 – 28; Krefeld.
- KAMP, H. VON (1981 b): Grundwasser. – In: Erläuterungen zu Blatt C 4710 Dortmund. – *Geol. Kt. Nordrh.-Westf.* <1 : 100 000>, Erl., **C 4710**: 26 – 33; Krefeld.
- KARACAN, C. Ö.; RUIZ, F. A.; COTÈ, M.; PHIPPS, S. (2011): Coal Mine Methane: A review of capture and utilization practices with benefits to mining safety and to greenhouse gas reduction. – *Int. J. Coal Geol.*, **86**: 121 – 156; Amsterdam.
- KARFFANKE, H. (1985): Gasinhalt der Flöze in Explorationsbohrungen der Bergbau AG Lippe. – *Glückauf Forsch.-H.*, **49**: 38 – 47; Essen.
- KASSNER, H. (2012): Umsetzung der Empfehlungen des Neutralen Expertenkreises – Frac Fluide. – Statusbericht und Ausblick zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 6. Nov. 2012; Osnabrück. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- KASSNER, H. (2014): Fracking Realisierungschancen in Deutschland. – Vortrag VDI – Fachkonferenz „Hydraulic Fracturing“, 10.12.2014; Hannover.
- KEIM, S. A.; LUXBACHER, K. D.; KARMIS, M. (1997): A numerical study on optimization of multilateral horizontal wellbore patterns for coalbed methane production in southern Shanxi Province, China. – *Int. J. Coal Geology*, **86**: 306 – 317; Amsterdam.
- KEIM, S. A. (2011): Optimization of Coalbed Methane Completion Strategies, Selection Criteria and Production Prediction. A Case Study in China's Qinshui Basin. – Diss. Virginia Polytechnic Institute and State University: 231 S.; Blacksburg/Va.
- KELL, S. (2009): Statement of Scott Kell on Behalf of the Groundwater Protection Council. – House Committee on Natural Resources, Subcommittee on Energy and Mineral Resources, June 4th, 2009: 3 S., Anl.; Washington, D.C. – [www.energyindepth.org/Wp-content/uploads/2009/03/gwpc-06-04-09.pdf, letzter Zugriff: 06.03.2014]
- KEMSKI, J.; SIEHL, A.; STEGEMANN, R.; VALDIVIA-MANCHEGO, M. (1999): Geogene Faktoren der Strahlenexposition unter besonderer Berücksichtigung des Radonpotenzials. – *Schr.-R. Reaktorsicherheit und Strahlenschutz*; **BMU-1999-534**: 133 S.; Bonn.

- KING, G. E. (2012): Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. – 88 S.; Katy/Tx. [http://gekengineering.com/Downloads/Free_Downloads/Estimating_and_Explaining_Fracture_Risk_and_Improving_Fracture_Performance_in_Unconventional_Gas_and_Oil_Wells.pdf, letzter Zugriff: 05.03.2014]
- KISSINGER, A.; HELMIG, R.; EBIGBO, A. (2012): Modellierung des Transports von Frackfluiden, Lagerstättenwasser und Methan. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **130**: 21 – 33; Clausthal-Zellerfeld.
- KOCH, M.; ADAMS, U. (1993): Erläuterungen zu Blatt L 3708 Gronau. – Hydrogeol. Kt. NRW <1 : 50.000>, Erl., **L 3708**: 19 S.; Krefeld.
- KOLBE, H. (1961): Geologische Voraussetzungen der Wasserwerke Alt-Wallmoden und Baddeckenstedt. – Z. dt. geol. Ges., **113**: 27 – 30; Hannover.
- KÖTTER, K. (1958): Die Chloridgehalte des oberen Emsgebiets und ihre Beziehungen zur Hydrogeologie. – Forsch.-Ber. Wirtschafts- u. Verkehrsmin. Nordrh.-Westf., **491**: 13 – 193; Köln, Opladen.
- KÖWING, K. (1981): Geologische Voraussetzungen für das Auftreten von Gasausbrüchen im Steinkohlenbergbau. – Glückauf, **117**: 763 – 765; Essen.
- KÖWING, K.; OTTENJANN, K.; VIETH-REDEMANN, A.; WREDE, V. (1991): Stellungnahme zum Gas-Kohleausbruch am 1.2.1990 in Streb 13b/14 Osten, Flöz 59, auf der Schachanlage Ibbenbüren. – 8 S., Anl.; Krefeld. – [unveröff.]
- KRESSE, T. M.; WARNER, N. R.; HAYS, P. D.; DOWN, A.; VENGOSH, A.; JACKSON, R. B. (2012): Shallow Groundwater Quality and Geochemistry in the Fayetteville Shale Gas-Production Area, North-Central Arkansas, 2011. – USGS Scientific Investigations Report **2012-5273**: 42 S.; Reston/Va.
- KREVELEN, D. W. VAN (1961): Coal. – 514 S.; Amsterdam.
- KRONSBELN, S.; LEHMANN, K. (2013): Nachrichten über verspürte Erdbeben in Goch. – Natur am Niederrhein, **N. F. 28** (2): 20 – 42; Krefeld.
- KUKUK, P. (1938): Geologie des Niederrheinisch-Westfälischen Steinkohlengebietes. – 706 S. + Tafelbd.; Berlin (Springer).
- KÜMPEL, H.-J. (2015): Fracking – Sachlage und Diskussionen aus geowissenschaftlicher Sicht. – Vortrag VDI Wissensforum, 8. Dez. 2015; Düsseldorf.
- KUNZ, E.; WREDE, V. (1988): Ergänzende Untersuchungen zur Tiefentektonik der Essener Hauptmulde im östlichen Ruhrgebiet. – In: Erg. Beitr. z. Tiefentektonik des Ruhrkarbons: 53 – 61; Krefeld.
- KUNZ, E. (1994): Gasinhalt der Nebengesteine des Steinkohlengebirges. – Glückauf Forsch.-H., **55**: 106 – 110; Essen.
- KUNZ, E. (1999): Die Gasführung des Ruhrkarbons in ihrer räumlichen Verteilung und Entstehung zur Prognose der Ausgasung. – Glückauf Forsch.-H., **60**: 40 – 44; Essen.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (2012): Mindestanforderungen an Betriebspläne, Prüfkriterien und Genehmigungsablauf für hydraulische Bohrlochbehandlungen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Niedersachsen. – Rundverfügung vom 31.10.2012: 9 S. + Anlage; Clausthal-Zellerfeld.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (2013): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012: 77 S.; Hannover.
- Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (2014): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013: 63 S.; Hannover.
- Landesregierung NRW (2015): Leitentscheidung der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen zur Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviere/Garzweiler II – Eine nachhaltige Perspektive für das Rheinische Revier; vom 23.09.2015: 23 S.; Düsseldorf. – [<https://www.leitentscheidung-braunkohle.nrw/perspektiven/de/home/informieren>], letzter Zugriff: 13.11.2015
- Landtag Sachsen-Anhalt (2011): Antwort der Landesregierung auf eine Kleine Anfrage (KA 5/7276) zur schriftlichen Beantwortung „Spätfolgen der Erdgasförderung in der Altmark“ – Landtagsdrucksache **5/3138** vom 09.03.2011; Magdeburg.
- LEHMANN, K. (2010): Erdbeben am nördlichen Niederrhein – eine Bestandsaufnahme. – Schr.-R. dt. Ges. Geowiss., **73**: 83 – 93; Hannover.

- LEYDECKER, G. (2011): Erdbebenkatalog für Deutschland mit Randgebieten für die Jahre 800 bis 2008. – Geol. Jb., **E 69**: 198 S.; Hannover.
- LICHTENECKER, H. (2011): Expertenanhörung der Bezirksregierung Arnsberg am 23.03.2011 in Dortmund – [http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_rechtlicher_rahmen/expertengespraech20110323/index.php], letzter Zugriff: 01.03.2014]
- Landesoberbergamt NRW (1996): Richtlinien des Landesoberbergamtes Nordrhein-Westfalen über die Abwehr von Gefahren des plötzlichen Freiwerdens großer Grubengasmengen mit oder ohne Auswurf von Kohle oder Gestein (Gasausbruchs-Richtlinien) vom 29.05.1996; Dortmund.
- LOMMERZHEIM, A. (1988): Die Genese und Migration von Kohlenwasserstoffen im Münsterländer Becken. – Diss. Westf. Wilhelms-Univ. Münster: 260 S. + Anhang; Münster/Westf.
- LOMMERZHEIM, A. (1994): Die Genese und Migration der Erdgase im Münsterländer Becken. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **38**: 309 – 348; Krefeld.
- LOOS, J.; EHRHARDT, W.; ADAM, U. (2004): Verfahren zur Ermittlung von Migrationswegen und zur Nutzung derselben für die Gewinnung von Erdgas und Erdöl sowie zur Auffindung neuer Erdgas- und Erdöllagerstätten. – Patent **DE 10324325 A1**. – [<https://www.google.com/patents/DE10324325A1?hl=de&dq=Patent+DE+10324325A1&ei=tKRTVPaiDIXOaMLZgpgl&cl=de>], Zugriff 31.10.2014]
- MAGS (2014): Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme. – [www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Home/MAGS_node.html.]
- MAINZ, M. (2007): Geotechnische Modellvorstellungen zur Abschätzung von Gefährdungsbereichen des Altbergbaus und Schachtschutzbereichen im Aachener Steinkohlenrevier. – Diss. RWTH Aachen: 158 S.; Aachen.
- MARTIN-AMOUROUX, J.-M. (2013): Aufbruch ins 21. mit einer Energie aus dem 19. Jahrhundert? – Kohle.global: 24 – 28; Essen.
- MARTOR, B. (2014): France: Evolutions in the legal framework for shale oil and gas. – Shale Gas information newsletter January 2014: 7 S.; Potsdam.
- MASLOWSKI, H.; SCHLIMM, W. (1997): Hydrogeol. Kt. NRW <1 : 25 000>, Bl. 3910 Steinfurt; Krefeld.
- MEADOWS, D. H.; MEADOWS, D. L.; ZAHN, E.; MILLING, P. (1972): Die Grenzen des Wachstums. – Bericht des Club of Rome zur Lage der Menschheit: 180 S.; Stuttgart.
- MEINERS, H. (2001): Oberflächenausgasung und Gasverwertung in Stillstandsbereichen. – In Grubengas: Entstehung, Gefahren, Nutzung. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **91**: 21 – 32; Clausthal-Zellerfeld.
- MEINERS, H. G.; DENNEBORG, M.; MÜLLER, F.; PATEIRO FERNANDEZ, J. B.; DEISSMANN, G.; FILBY, A.; BARTHEL, R.; CRAMER, TH.; BERGMANN, A.; HANSEN, C.; WEBER, F.-A.; DOPP, E.; SCHÜTH, CHR. (2012 a): 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. – XXIX + 711 S.; 143 S. Anhänge; Düsseldorf (MKULNV NRW) – [http://www.-umwelt.nrw.de/umwelt/pdf/gutachten_fracking_nrw_2012.pdf]
- MEINERS, H. G.; DENNEBORG, M.; MÜLLER, F.; PATEIRO FERNANDEZ, J. B.; DEISSMANN, G.; FILBY, A.; BARTHEL, R.; CRAMER, TH.; BERGMANN, A.; HANSEN, C.; WEBER, F.-A.; DOPP, E.; SCHÜTH, CHR. (2012 b): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in NRW. – Kurzfassung zum Gutachten: 67 S.; Düsseldorf (MKULNV NRW).
- MEINERS, H. G.; DENNEBORG, M.; MÜLLER, F.; BERGMANN, A.; WEBER, F.-A.; DOPP, E.; HANSEN, C.; SCHÜTH, CHR. (2012 c): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen: 443 S.; Berlin. (BMU). – [http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_fracking_2012.pdf]
- MEINERS, H. G.; DENNEBORG, M.; MÜLLER, F.; BERGMANN, A.; WEBER, F.-A.; DOPP, E.; HANSEN, C.; SCHÜTH, CHR. (2012 d): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen – Kurzfassung: 35 S.; Berlin.

- MELCHERS, C. (2008): Methan im südlichen Münsterland. Genese, Migration und Gefahrenpotenzial. – Diss. Westf. Wilhelms-Univ. Münster: 153 S., Anh.; Münster/Westf.
- MELCHERS, C.; WESCHE, D.; COLDEWEY, W. (2014): Ausbildung von Dichteschichtungen in Schächten des Steinkohlenbergbaus im Ruhrrevier. – 14. Altbergbau-Kolloquium Gelsenkirchen: 156 – 162; Bochum (TFH Georg Agricola).
- MELCHERT, J. O. (2014): Reservoir-Heterogenität eines fluviatilen Systems entlang eines NO-SW-Profiles in einem Tight-Gas-Reservoir-Analog aus dem Oberkarbon, Steinbruch Külpmann, Westdeutschland. – Bachelor-Arbeit, RWTH Aachen, L & F Reservoir-Petrologie: 68 S.; Aachen. – [unveröff.]
- MENYESCH, W. (1978): Zur Petrographie und Diagenese der oberkarbonischen Sandsteine des Ruhrgebietes. – Diss. Ruhr-Univ. Bochum: 146 S.; Bochum.
- MERENYI, S.; FÜHR, M. (2012): Fracking: Regulierungsbeitrag des Stoffrechts. (REACH/CLP). – 13 S. + Anhang; Darmstadt (Sonderforschungsgruppe Institutionenanalyse). – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- MICHEL, G. (1964): Betrachtungen zur Hydrochemie des tiefen Grundwassers im Ruhrgebiet. – Z. dt. geol. Ges., **116**: 161 – 166; Hannover.
- MICHEL, G. (1983): Die Sole des Münsterländer Kreideckens. – N. Jb. Geol. u. Paläont., Abh., **166**: 139 – 159; Stuttgart.
- MICHEL, G. (1984): Die Paderquellen und ihr Einzugsgebiet. – Kölner Geogr. Arb., **45**: 449 – 460; Köln.
- MICHEL, G. (1994): Wie kommt die Sole ins Revier? – Mitt. Geol. Ges. Essen, **12**: 65 – 81; Essen.
- MICHEL, G.; ADAMS, U.; SCHOLLMAYER, G. (1998): Mineral- und Heilwässervorkommen in Nordrhein-Westfalen und angrenzenden Gebieten: 80 S.; Krefeld (Geol. L.-Amt Nordrh.-Westf.).
- MICHEL, G.; RABITZ, A.; WERNER, H. (1974): Betrachtungen über die Tiefenwässer im Ruhrgebiet. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **20**: 215 – 236; Krefeld.
- Michigan Department of Public Health (1965): Problems Associated With Natural Gas in Michigan. – Michigan's Occupational Health, **11**(1): 8 S.; Lansing/Mi.
- Ministerie van Economische Zaken (2011): Energy Report 2011: 63 S.; Den Haag.
- Ministerie van Economische Zaken (2013): Shale gas: study findings and further progress. – [Bericht an die Präsidentin des Repräsentantenhauses der Generalstände vom 26. August 2013]: 6 S.; Den Haag. – [[22669-13125938-nl-en-final-2.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2014/05/C-NRD%20Duitse%20vertaling.pdf), letzter Zugriff: 01.03.2014]
- Ministerie van Economische Zaken (2014): Concept notitie reikwijdte en detailniveau PlanMER Structuurvisie schaliegas. – 58 S.; Den Haag. – [deutsche Fassung: 68 S.] – [<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2014/05/C-NRD%20Duitse%20vertaling.pdf>, letzter Zugriff: 02.06.2014]
- Ministerium für Umwelt, Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW (2008 b): Radon – natürliche Radioaktivität in der Umwelt: 8 S.; Düsseldorf.
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr Niedersachsen (2011): Erdgasförderung im Landkreis Leer. – Presseinformation; Hannover. – [http://www.mw.niedersachsen.de/portal/index.php?navigation_id=5459&article_id=98925&psmand=18, letzter Zugriff 01.03.2014]
- MOLOFSKY, L. J.; CONNOR, J. A.; FARHAT, S. K. (2011): Methane in Pennsylvania water wells unrelated to Marcellus shale fracturing. – Oil & Gas Journ., **109** (49); Tulsa/Okla.
- MOLOFSKY, L. J.; CONNOR, J. A.; WYLIE, A. S.; WAGNER, T.; FARHAT, S. K. (2013): Evaluation of Methane Sources in Groundwater in Northeastern Pennsylvania. – Ground Water, **51** (3): 333 – 349. – [doi: [10.1111/gwat.12056](https://doi.org/10.1111/gwat.12056), letzter Zugriff: 01.03.2014]
- MONTGOMERY, C. T.; SMITH, M. B. (2010): Hydraulic Fracturing – History of an Enduring Technology. – J. Petr. Technology, **Dec. 2010**: 26 – 32; Richardson/Tx.
- MOORE, T. A. (2012): Coalbed Methane: a review. – Int. J. Coal Geology, **101**: 36 – 81, Amsterdam.
- MÜGGE, V.; WREDE, V.; DROZDZEWSKI, G. (2005): Von Korallenriffen, Schachtelhalmen und dem alten Mann. – Ein spannender Führer zu 22 Geotopen im mittleren Ruhrtal: 160 S.; Essen.

- MÜLLER, CHR.; REINHOLD, K. [Hrsg.] (2011): Geologische Charakterisierung tiefliegender Speicher- und Barrierehorizonte in Deutschland. – Schr.-R. dt. Ges. Geowiss., **74**: 244 S.; Stuttgart.
- (MUFV) Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz [Hrsg.] (2010): Das Seismische Ereignis bei Landau vom 15. August 2009. – Abschlussbericht der Expertengruppe „Seismisches Risiko bei hydrothormaler Geothermie“: 55 S.; Mainz.
- (MUNLV) Ministerium für Umwelt, Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW (2008 a): Bewirtschaftungsziele bei durch Grubenwassereinleitungen beeinflussten Oberflächenwasserkörpern in Nordrhein-Westfalen. – Hintergrunddokument zum Bewirtschaftungsplan nach Wasserrahmenrichtlinie: 21 S.; Düsseldorf.
- (MUNLV) Ministerium für Umwelt, Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW (2008 b): Radon – natürliche Radioaktivität in der Umwelt: 8 S.; Düsseldorf
- (MWEBWV) Ministerium für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (2011): Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Genehmigungsfähigkeit von Bohrungen unterschiedlichster Art. – Gem. Erlass des MWEBWV und des MKULNV vom 18.11.2011: 2 + 3 S.; Düsseldorf.
- MYERS, T. (2012): Potential contaminant pathways from hydraulically fractured shale to aquifers. – Ground Water, **50** (6): 872 – 882. – [doi: [10.1111/j.1745-6584.2012.00933.x](https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.2012.00933.x), letzter Zugriff: 03.03.2014]
- National Research Council (2013): Induced Seismicity Potential in Energy Technologies: 262 S.; Washington D.C. (Academic Press)
- NICHOLSON, B. (2013): Scientists rebut study linking hydraulic fracturing and groundwater contamination. – [<http://fracking.nortonrosefulbright.com/2013/04/ScientistsRebutStudyLinkingHydraulicFracturingandGroundwaterContamination.html>, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- Niedersächsische Staatskanzlei (2013): Förderabgabe auf Erdöl, Naturgas und Schwefel in Niedersachsen bleibt unverändert. – Pressemitteilung v. 17.12.2013; Hannover. – [<http://www.stk.niedersachsen.de/aktuelles/presseinformationen/foerderabgabe-auf-erdoel-naturgas-und-schwefel-in-niedersachsen-bleibt-unveraendert-120598.html>, letzter Zugriff: 24.06.2014]
- Niedersächsische Verordnung über die Feldes- und die Förderabgabe vom 10. Dezember 2010 (Nds. GVBl. Nr.30/2010 S.564), geändert durch VO v. 19.12.2011 (Nds. GVBl. Nr.31/2011 S.501), 11.12.2012 (Nds. GVBl. Nr.32/2012 S.598) und 17.12.2013 Nds. GVBl. Nr.23/2013 S.334).
- NITSCH, J.; PREGGER, T.; NAEGLER, T.; HEIDE, D.; LUCA DE TENA, D.; TRIEB, F.; SCHOLZ, Y.; NIENHAUS, K.; GERHARDT, N.; STERNER, M.; TROST, T.; v.OEHSSEN, A.; SCHWINN, R.; PAPE, C.; HAHN, H.; WICKERT, M.; WENZEL, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. – Schlussbericht **BMU FKZ 03MAP146**: 331 S.; Berlin.
- NOACK, K.; MUECKE, G. (1980): Gasabsaugung im Hangenden und Liegenden von Langfrontsteben. – Informationstagung Grubengas, Grubenklima und Wetterführung im Steinkohlenbergbau der Europäischen Gemeinschaften Luxemburg, 4. bis 6. November 1980. – Bd. 1: 52 – 83; Essen.
- NSW Government Department of Planning (2007): Camden Gas Project – Gas well and Gathering line Modifications. – 13 S.; Sydney. – [www.planning.nsw.gov.au/.../da_cgp_mods_2007_dgasstreport.pdf, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- (NYSDEC) New York State, Dpt. of Environmental Conservation (2011): Revised Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program – 1537 S.; Albany/NY. – [www.dec.ny.gov/data/dmn/rdgeisfull0911.pdf, letzter Zugriff: 02.03.2014]
- ODRICH, P. (2014): Fracking in Russland – Große Öl-Schätze im eiskalten Sibirien. – Ingenieur.de, 05.01.2014; Düsseldorf (VDI). – [www.ingenieur.de/Branchen/Rohstoffindustrie, letzter Zugriff: 02.03.2014]
- OESTERREICH, B. (2006): Inkohlungsverhältnisse.– In: RIBBERT, K.-H.; SKUPIN, K.; OESTERREICH, B.: Erläuterungen zu Blatt 4618 Madfeld. – Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 25.000>, Erl., **4618**: 119 – 125; Krefeld.

- OLSON, G. J.; DOCKINS, W. S., MCFETERS, G.A.; IVERSON, W. P. (1981): Sulfate-reducing and methanogenic bacteria from deep aquifers in Montana. – *Geomicrobiology J.*, **2** (4): 327 – 340; London.
- OMV Aktiengesellschaft (2014): Projekt Schiefergas. – [www.omv.at/portal/01/at/omv_at/Ueber_OMV/OMV_in_Oesterreich/Exploration_und_Produktion/Projekt_Schiefergas, letzter Zugriff: 06. 01.2016]
- OSBORN, S. G.; VENGOSH, A.; WARNER, N. R.; JACKSON, R. B. (2011): Methane Contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. – *Proc. Nat. Acad. Sci.*, **108**: 172 – 178; Washington D.C.
- PAAS, N. (1997): Untersuchungen zur Ermittlung der geochemischen Barriere von Gesteinen aus dem Umfeld untertägiger Versatzräume im Steinkohlenbergbau des Ruhrkarbons. – *DMT Ber. Forsch. u. Entwickl.*, **54**: 234 S.; Bochum.
- Pacific Northwest National Laboratory (2001): Estimating Methane Emissions from the Russian Natural Gas Sector. – Report PNNL-13462: 52 S.; Richland/WA. – [<http://roussev.net/sdhash/tutorial-data/files/358.pdf>, letzter Zugriff 15.07.2015]
- PALMER, I. (2008): Coalbed Methane Wells are Cheap, but Permeability Can Be Expensive! – *Energy Tribune*, März 2008; Houston/Tx. – [www.energytribune.com/1125/coalbed-methane-wells-are-cheap-but-permeability-can-be-expensive#sthash.fJcei7er.dpuf, letzter Zugriff: 11.06.2014]
- Panstwowy Instytut Geologiczny (2015): Zakres, metody i wyniki badan srodowiska. Gaz z lupkow: bezpieczenstwo i odpowiedzialnosc – wyniki projektu badawczego. – 41 S. Warszawa. – [http://www.shale-gas-information-plattform.org/fileadmin/ship/bilder/news/2015-03_polish_Study_ppt.pdf, letzter Zugriff: 07.07.2015. – engl. Zusammenfassung: <http://www.shale-gas-information-plattform.org/areas/news/details/article/shale-gas-exploration-in-poland-declared-safe.html>]
- PASCHKE, T.; DRIESBACH, F. (2013): Investigation of Enhanced Coal Bed Methane (ECBM) Processes – Gravimetric Adsorption Measurements under Realistic Conditions. – *IsoSORP® Application Note*, **2**: 2 S.; Bochum (Rubotherm).
- PASHIN, J. C.; GASTALDO, R. A. (2009): Carboniferous of the Black Warrior Basin. - In: GREB, S. F.; CHESTNUT, D. R, Jr. [Hrsg.]: *Carboniferous geology and biostratigraphy of the Appalachian and Black Warrior Basins.* – Kentucky Geological Survey Special Publication, **1**, Series **12**: 10 – 21; Lexington/Ky.
- PASHIN, J.C.; CARROLL, R. E.; GROSHONG, R. H. JR.; RAYMOND, D. E.; MCINTYRE, M. R.; PAYTON, W. J. (2003): Geologic screening criteria for sequestration of CO₂ in coal: quantifying potential of the Black Warrior coalbed methane fairway, Alabama: 190 S.. – [Annual Technical Progress Report, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, contract **DE-FC-00NT40927**]
- PATER, C. J. DE; BAISCH, S. (2011): Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity - Synthesis Report: 57 S.; Delft, Bad Bergzabern. – [http://www.cuadrillaresources.com/wp-content/uploads/2012/02/Geomechanical-Study-of-Bowland-Shale-Seismicity_02-11-11.pdf, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- PATTEISKY, K. (1954): Die thermalen Solen des Ruhrgebiets und ihre juvenilen Quellgase. – *Glückauf*, **90**: 1335 – 1348, 1508 – 1519; Essen.
- PATTEISKY, K. (1955): Verschlechterung des Grubenklimas durch das Austreten von Thermalsole sowie Abwehr ihrer Einflüsse. – *Bergbauwissenschaften*, **47**: 2 – 12; Goslar.
- PELZING, R. (2008): Erdbeben in Nordrhein-Westfalen. – 42 S.; Krefeld.
- PETERWITZ, U. (2012): Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten und Anforderungen der Wasserwirtschaft. – *Bochumer Geowiss. Arbeiten*, **19**: 77 – 82; Bochum.
- Philippe & Partners (2011): Final Report on unconventional Gas in Europe. – Study for European Commission, DG Energy – 104 S.; Brussels.
- PINI, R. (2009): Enhanced Coal Bed Methane Recovery finalized to Carbon Dioxide Storage. – Diss. ETH Zürich: 248 S.; Zürich.
- PINI, R.; OTTIGER, S.; BURLINI, L.; STORTI, G.; MAZZOTTI, M.; BENCINI, R.; QUATTROCCHI, F. (2006): Experimental study of CO₂ sequestration by ECBM recovery: the case of Sulcis coal. – *Proc. 8th Int. Conference on Greenhouse Gas Technologies*, Trondheim – CD-ROM; Amsterdam (Elsevier).

- Polish Geological Institute (2012): Assessment of Shale Gas and Shale Oil Resources of the Lower Palaeozoic Baltic-Podlasie-Lublin Basin in Poland. – 29 S.; Warsaw.
- PONGRATZ, R.; KUVSHINOV, I. K.; LATKIN, K. E. (2008): Evolution of Hydraulic Fracturing in Russia. – 22 S.; Moscow (Society of Petroleum Engineers). – [www.onepetro.org/conference-paper/SPE-114876-MS, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- PREUSSE, A.; KUKLA, P.; HILGERS, CHR.; KRÄMER, J. (2013): Auswirkungen der Frackingdiskussion auf die Forschung. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **132**: 67 – 74; Clausthal-Zellerfeld.
- prmagazin (2015): „Gasland“ steht auf dem Index. – prmagazin – online. – [<http://www.prmagazin.de/aktuell/meldungen/details/gasland-steht-auf-dem-index.html>, letzter Zugriff: 31.07.2015]
- PUCHELT, H. (1964): Zur Geochemie des Grubenwassers im Ruhrgebiet. – Z. dt. geol. Ges., **116**: 167 – 203; Hannover.
- PVG (2014): Unser Konzept: Die Tektomechanik. – [<http://www.pvg-ep.de/de/unternehmen.php#konzept-tab>]
- REINHARDT, M. (2012): Wasserrechtliche Vorgaben für die Gasgewinnung durch Fracking-Bohrungen. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **130**: 49 – 59; Clausthal-Zellerfeld.
- REINHOLD, K.; MÜLLER, C. (2011): Speicherpotenziale im tieferen Untergrund – Übersicht und Ergebnisse zum Projekt Speicher-Kataster Deutschland. – Schr.-R. dt. Ges. Geowiss., **74**: 9 – 27; Hannover.
- REINICKE, K. M.; BRINKMANN, F. W.; SCHWARZ, H.; HUENI, G. (1985): Interpretation of buildup data obtained from MHF wells in Northern Germany. – J. Petr. Techn., **37** (12): 2173 – 2183; Richardson/Tx.
- REMPE, N.T. (2010): Anmerkungen zur Geschichte der Rohstoffprognose. – Schr.- R. dt. Ges. Geowiss., **68**: 460 – 461; Hannover.
- Rheinisch Westfälisches Institut für Wasser Beratungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH (2013): Wasserwirtschaftliche Risiken bei Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Einzugsgebiet der Ruhr. – Gutachten: 66 S.; Mülheim/Ruhr. – [unveröff.]
- RIA novosti (2013): Gewinnung von Schiefergas in Russland unzumutbar. – 16.10.2013; [<http://de.ria.ru/buisiness/20131016/267088511.html>, letzter Zugriff: 11.07.2014]
- RICE, C. A.; ELLIS, M. S.; BULLOCK, J. H. (2000): Water co-produced with coalbed methane in the Powder River Basin, Wyoming: preliminary compositional data. – USGS Open File-Report **00-372**: 20 S.; Denver. – [Co.pubs.usgs.gov/of/2000/ofr-00-372/index.html, letzter Zugriff: 02.03.2014]
- RICE, D. D.; LADWIG, L. R. (1983): Distinction between In-Situ Biogenic Gas and Migrated Thermogenic Gas in Ground Water, Denver Basin, Colorado. – AAPG Bulletin, **67**: 539 – 540; Tulsa/Okla.
- RIDLEY, M. (2011): The Shale Gas Shock. – GWPF Report, **2**: 32 S.; London (The Global Warming Policy Foundation).
- RIECHWIEN, J.; SCHUSTER, R.; TEICHMÜLLER, R.; WOLBURG, J. (1963): Überblick über das Profil der Bohrung Münsterland 1. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **11**: 9 – 19; Krefeld.
- ROSENWINKEL, K.-H.; WEICHGREBE, D.; OLSSON, O. (2012): Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback. Gutachten zur Abwasserentsorgung und Stoffstrombilanz. – 91 S.; Hannover (Inst. f. Siedlungswasserwirtschaft und Abfall der Leibniz-Universität). – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- ROSNER, P. (2011): Der Grubenwasserwiederanstieg im Aachener und Südlimburger Steinkohlenrevier – eine hydrogeologisch-bergbauliche Analyse der Wirkungszusammenhänge. – Diss. RWTH Aachen: 194 S.; Aachen.
- ROSSNAGEL, A.; HENTSCHEL, A.; POLZER, A. (2012): Rechtliche Rahmenbedingungen der unkonventionellen Erdgasförderung mittels Fracking. – 121 S.; Kiel. – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- ROZELL, D. J.; REAVEN, S. J. (2012): Water pollution risk associated with natural gas extraction from the Marcellus Shale. – Risk Analysis, **32** (8): 1382 – 1393. – [doi: [10.1111/j.1539-6924.2011.01757.x](https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2011.01757.x), letzter Zugriff: 01.03.2014]
- RUBINSTEIN, J. L.; MAHANI, A. B. (2015): Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity. – Seismological Research Letters, **86/4**: 8 S. – [doi: [10.1785/0220150067](https://doi.org/10.1785/0220150067), letzter Zugriff: 10.07.2015]

- RUDOLPH, T.; MELCHERS, C.; COLDEWEY, W. G. (2008): Subsurface Permeabilities in the German Mining District. – Glückauf, **144**: 681 – 690; Essen.
- RUDOLPH, T.; MELCHERS, C.; COLDEWEY, W. G. (2009): Subsurface Permeabilities revisited. – Deckgebirgsdurchlässigkeiten im Ruhrgebiet. – Vortr. AK Geowiss. Fragen der Methanvorkommen in NRW 20. Aug. 2009; Gelsenkirchen (Energieagentur NRW). – [www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/090820-TOP2-Rudolph.pdf, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- Ruhrkohlen-Handbuch (1984), 6. neu bearbeitete Aufl: 404 S.; Essen (Glückauf-Verlag).
- RUNGE, S. (2013): Frackflüssigkeiten. – In: ENDERLE, M.; HAMMERBACHER, R.; HUESMANN, C. (2013): Zweiter Statusbericht von ExxonMobil zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 18. Juni 2013, Greven: 5 – 6. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- RUTKOWSKI, M. (2013): Shale Gas in Poland. – [<http://www.shale-gas-information-platform.org/de/areas/die-debatte/shale-gas-in-poland.html>, letzter Zugriff: 07.07.2015]
- RWE DEA (2013): Einsatz modernster Bohrtechnik zur Erschließung des Ölvorkommens. – [www.rwe.com/web/cms/de/202604/mittelplate/home/bohrkonzept, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- SACHS, T.; TRETNER, A.; GERLIKOWSKI, K.; KRINGS, T.; BUCHWITZ, M.; BOVENSMANN, H.; ERZINGER, J.; BURROWS, J. (2009): MAMap – Ein neuer flugzeuggetragener Sensor zur flächenhaften Ermittlung von Methan- und CO₂-Emissionen. – Konferenz Klima im System Erde: 10 S.; Berlin.
- SAUTER, M.; BROSIG, K.; LANGE, T.; JAHNKE, W.; HELMIG, R.; KISSINGER, A.; EBIGBO, A.; SCHEDELIG, K.; HEITFELD, M.; KLÜNKER, J.; PAAPE, B. (2012 a): Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser – Generische Charakterisierung und Modellierung. – Gutachten im Rahmen des InfoDialogs Fracking: 132 S.; Göttingen, Stuttgart, Aachen. – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- SCHAVEMAKER, Y. (2014): Shale Gas in the Netherlands. – SHIP Shale Gas Information Platform, Februar 2014; Potsdam. – [<http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/the-debate/shale-gas-in-the-netherlands.html>, letzter Zugriff 04.03.2014]
- SCHEIDT, G.; LITKE, R. (1989): Comparative organic petrology of interlayered sandstones, siltstones, mudstones and coals in the Upper Carboniferous Ruhr basin, Northwest Germany, and their thermal history and methane generation. – Geol. Rdsch., **78**: 375 – 390; Stuttgart.
- SCHEIDT, G. (1988): Ausbildung und Verteilung des dispersen organischen Materials im Ruhrkarbon. – Boch. geol. u. geotechn. Arbeiten, **28**: 210 S.; Bochum.
- SCHEDELIG, K.; STOLTIDIS, I.; WIMMER, G. (2000): Das Hydrogeologische Kartenwerk Niederrheinische Bucht NRW. – Mitt. Ing.- u. Hydrogeologie, **76**: 203 – 222; Aachen.
- SCHLIMM, W. (1996): Hydrogeologische Karten in Nordrhein-Westfalen: ein Beitrag zur Daseinsvorsorge. – Geol. Jb., A **144**: 321 – 340; Hannover.
- SCHLOEMER, S.; ELBRACHT, J.; BLUMENBERG, M.; ILLING, C. J. (2016, im Druck): Distribution and origin of dissolved methane, ethane and propane in shallow groundwater of Lower Saxony, Germany. – Applied Geochemistry. – [<http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeochem.2016.02.005>]
- SCHLÜTER, R.; KAMINSKI, M. (2006): Gasgewinnung über Bohrlöcher in stillgelegten Bergbaubereichen. – Glückauf, **142**: 30 – 36; Essen.
- SCHMIDT, M. (2012): Sicherheit und Integrität von Bohrung und Anlagen – Zementbeständigkeit und Bohrtechnik. – Statusbericht und Ausblick zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 6. Nov. 2012; Osnabrück. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- SCHMIDT, S. (2013): Energierohstoff Kohle – Aktuelle Entwicklungen, Vorräte und Ausblick. – Kohle.global: 29 – 33; Essen.
- SCHMIDT, W. (1931): Gasausbrüche im östlichen Teile des westfälischen Karbons. – Glückauf, **67**: 1525 - 1526; Essen.

- SCHMIDT-JANSEN, M.; ALTENBURGER, R. (2012): Ökotoxikologische Bewertung von Fracking-Chemikalien und Flüssigkeiten. – In: EWEN, C.; BORCHARDT, D.; RICHTER, S.; HAMMERBACHER, R. (2012): Risikostudie Fracking – Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung): 66; Darmstadt. – [www.dialog-erdgasundfrac.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- SCHNEIDER, H.; THIELE, S. (1965): Geohydrologie des Ertfgebietes. – Min. Ernähr., Landwirtsch. u. Forsten NRW: 185 S.; Düsseldorf.
- SCHNEIDER, H. (1964): Geohydrologie Nordwestfalens. – 264 S.; Berlin.
- SCHLOENBACH, M. (1994): Coal bed methane Resources in Germany's Saar Basin and current activities. – In: CBM-Extraction; Conference Documentation, IBC Technical Services Ltd., Royal School of Mines; London.
- SCHÖNWIESE, Chr. (2008): Klimatologie, 3. Aufl.: 472 S.; Stuttgart (Ulmer).
- SCHÜTZ, K.; BREITMAYER, G.; LOU, S.; GASCHNITZ, R. (1994): Flözgebundenes Erdgas im Münsterland: Geophysikalische Methoden zur Strukturgeologischen Analyse bei der Coal-Bed-Methan-Exploration. – 14. Mintrop-Seminar: Interpretationsstrategien in Exploration und Produktion: 193 – 199; Bochum.
- Schweizerischer Erdbebendienst (2014): Chronologie Erdbeben Geothermieprojekt St. Gallen. – [www.seismo.ethz.ch/sed/news/Chronologie_SG/index_, letzter Zugriff 28.04.2014]
- SEDAT, B. (1992): Petrographie und Diagenese von Sandsteinen im Nordwestdeutschen Oberkarbon. – DGMK-Forschungsbericht, **384-7**: 143 S.; Hamburg.
- SEMLER, W. (1960): Die Herkunft der Grubenwasserzuflüsse im Ruhrgebiet. – Glückauf, **96**: 502 – 511; Essen.
- SENGLAUB, Y.; LITCKE, R.; BRIK, M. R. (2006): Numerical modelling of burial and temperature history as an approach for an alternative interpretation of the Bramsche anomaly, Lower Saxony Basin. – Int. J. Earth Sci., **95**: 204 – 224; Berlin.
- Staatliche Geologische Dienste (2013): Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking. – 22 S.; Hannover (Staatliche Geologische Dienste der Deutschen Bundesländer, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe): – [www.infogeo.de/ueberuns/aktuelles/pdf_pool/SN_SGD-Fracking-Studien_V5_0.pdf, letzter Zugriff: 02.03.2014]
- SHIP (2015): Forschungsprogramme zu Schiefergas starten (und gehen weiter). – Shale Gas Information Platform, 07.09.2015; Potsdam (GFZ): – [<http://www.shale-gas-information-platform.org/de/newsletter/forschungsprogramme-zu-schiefergas-starten-und-gehen-weiter.html>, letzter Zugriff: 07.09.2015]
- SIEBER, D. (2012): Umsetzung der Empfehlungen des neutralen Expertenkreises: Frac-Ausbreitung. – Statusbericht und Ausblick zur Umsetzung der Risikostudie Fracking, 6. Nov. 2012, Osnabrück: 7 S. – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- SIEGEL, D. (2012): Errors in Myer's Marcellus Shale Groundwater Paper from Start to Finish. – [<http://energy-indepth.org/marcellus/siegel-groundwater/>, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- SLOTO, R. A. (2013): Baseline Groundwater Quality from 20 Domestic Wells in Sullivan County, Pennsylvania, 2012. – USGS Sci. Investig. Report **2013-5085**: 27 S.; Reston/Va.
- Soester Anzeiger (1981): Berichte über einen Gasausbruch in Welper vom 27.07.1981 und 31.07.1981; Soest.
- SOLOMON, S.; QIN, D.; MANNING, M.; ALLEY, R. B.; BERNTSEN, T.; BINDOFF, N. L.; CHEN, Z.; CHIDTHAISONG, A.; GREGORY, J. M.; HEGERL, G. C.; HEIMANN, M.; HEWITSON, B.; HOSKINS, B. J.; JOOS, F.; JOUZEL, J.; KATTSOV, V.; LOHMANN, U.; MATSUNO, T.; MOLINA, M.; NICHOLLS, N.; OVERPECK, J.; RAGA, G.; RAMASWAMY, V.; REN, J.; RUSTICUCCI, M.; SOMERVILLE, R.; STOCKER, T. F.; WHETTON, P.; WOOD, R. A.; WRATT, D. (2007): Technical Summary. – In: SOLOMON, S.; QIN, D.; MANNING, M.; CHEN, Z.; MARQUIS, M.; AVERYT, K. B.; TIGNOR, M.; MILLER, H. L. [Hrsg.]: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. – 92 S. Cambridge (University Press, Cambridge). – [<http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4/wg1-ts.pdf>, letzter Zugriff: 01.03.2014]

- Der Spiegel (2011): Gebt Gas! – Der Spiegel: **9/2011**: 62 – 66; Hamburg.
- (SRU) Sachverständigenrat für Umweltfragen (2013): Fracking zur Schiefergasgewinnung. – Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung: 56 S.; Berlin . [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2012_2016/2013_05_AS_18_Fracking.pdf?__blob=publicationFile, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- STADLER, G.; TEICHMÜLLER, R. (1971): Zusammenfassender Überblick über die Entwicklung des Bramscher Massivs und des Niedersächsischen Tektogens. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **18**: 547 – 564; Krefeld.
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2014): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2013. – [http://www.kohlenstatistik.de/files/kohlenwirtschaft_silberheft_final_150dpi.pdf, letzter Zugriff: 14.11.2015]
- STEGEMANN, O. (1923): Die Sandgewand und ihre Durchörterungen. – Glückauf, **59**: 765 – 772; Essen.
- STEPHENSON, M. (2014): Schiefergasaktivitäten in Großbritannien: Ergebnisse einer Studie des BGS und des DECC zu den Schiefergasvorkommen der Bowland-Hodder Formation im Norden Englands. – Shale Gas Information Newsletter, Januar 2014: 2 S.; Potsdam.
- STÖTTNER, M. Th. (2003): Methanreduktion durch Gasabsaugung und -verwertung auf dem Anthrazitbergwerk Ibbenbüren. – 1. Symp. Ressourcen und Umwelt TU Bergakademie Freiberg: 28 S.; Freiberg.
- STRUCKMEIER, W. (1990): Wasserhaushalt und Hydrogeologische Systemanalyse des Münsterländer Beckens.– LWA Schriftenreihe, **45**: 72 S.; Düsseldorf.
- SUCKALE, J. (2010): Moderate-to-large seismicity induced by hydrocarbon production. – The Leading Edge, **29**: 310 – 317; Tulsa/Okla.
- TAYLOR, G.; TEICHMÜLLER, M.; DAVIS, A.; DIESSEL, C.; LITKE, R.; ROBERT, P. (1998): Organic Petrology: 704 S.; Berlin (Borntraeger).
- TEICHMÜLLER, R. (1958): Ein Querschnitt durch den Südteil des Niederrheinischen Zechsteinbeckens. – Geol. Jb., **73**: 39 – 50, 8 Abb., 1 Taf.; Hannover.
- THIELEMANN, TH.; LITKE, R. (1998): Exchange of Methane between litho- and biosphere: the coal bearing Ruhrbasin, Germany. – Proc. Int. Conf. on Coal Bed Methane – Technologies of Recovery and Utilisation: 41 – 57; Ustron.
- THIELEMANN, Th. (2000): Der Methanhaushalt über kohleführenden Sedimentbecken: Das Ruhrbecken und die Niederrheinische Bucht. Methanbildung, -migration und -austausch mit der Atmosphäre. – Ber. Forsch.-Zentr. Jülich, **3792**: 350 S.; Jülich.
- THIELEMANN, T. (2002): Kohleflözgas in Deutschland. – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – Commodity Top News, **17**: 1 – 4; Hannover.
- THIELEMANN, T.; CRAMER, B.; SCHIPPERS, A. (2004): Coalbed methane in the Ruhr Basin, Germany: a renewable energy resource? – Organic Geochemistry, **35**: 1537 – 1549; Amsterdam.
- THIELEMANN, TH.; KROOSS, B. M.; LITKE, R. (2001): Induziert der Steinkohlebergbau im Ruhrbecken Methanemissionen? – Z. dt. geol. Ges., **152/1**: 61 – 76; Stuttgart.
- THIEM, H.-G. (2013): Fracking aus behördlicher Sicht und Gesetzesinitiativen auf Bundesebene. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **132**: 9 – 14; Clausthal-Zellerfeld.
- TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. (1978): Petroleum Formation and Occurrence. – 538 S.; Berlin, Heidelberg, New York.
- TrinkwV 2001 (Verordnung über die Qualität von Wasser für den menschlichen Gebrauch (Trinkwasserverordnung - TrinkwV 2001) in der Fassung der Bekanntmachung vom 2. August 2013 (BGBl. I S. 2977); BM für Justiz u. Verbraucherschutz, Berlin.
- TUCKER, Chr. (2011): Five Quick Facts on Pavillion. – EnergyInDepth – Mountain States. – [<http://energyindepth.org/mtn-states/five-quick-facts-on-pavillion/>, letzter Zugriff: 24.07.2014]
- UFFMANN, A. K.; LITKE, R. (2013): Paleozoic Petroleum Systems of the Münsterland Basin, Western Germany: a 3D Basin Modeling Study. Part 1: Model Input, Calibration, and Maturation. – Oil Gas European Magazine, **3/2013**: 140 – 146; Hamburg.

- UFFMANN, A. K.; LITKE, R.; GENSTERBLUM, Y. (2014): Paleozoic Petroleum Systems of the Münsterland Basin, Western Germany: a 3D Basin Modeling Study. Part 2: Petroleum Generation and Storage with Special Emphasis on Shale Gas Resources. – Oil Gas European Magazine, **2/2014**: 98 – 103; Hamburg.
- UFFMANN, A. K.; LITKE, R.; RIPPEN, D. (2012): Mineralogy and geochemistry of Mississippian and Lower Pennsylvanian Black Shales at the Northern Margin of the Variscan Mountain Belt (Germany and Belgium). – Int. J. Coal Geol., **103**: 92 – 108; Amsterdam.
- ULMISHEK, G. F. (2003): Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. – USGS Bull., **2201-G**: 53 S.; Reston/Va.
- Umweltbundesamt (2014) – [www.umweltbundesamt.de > Daten, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- (UWYO) University of Wyoming (2011): Panel Discussion: Pavillion, Wyoming: What are the History and Status of Environmental Concerns? What have we learnt from Experience? – Hydraulic Fracturing – A Wyoming Energy Forum. – Univ. Wyoming Sept 26/27th 2011; Laramie. – [<http://wyocast.uwyo.edu/WyoCast/Play/34a94b9aa52044e9b7d56a23bd080ce61d>, letzter Zugriff: 28.07.2014]
- United States Environmental Protection Agency, Office of Water (2004): Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. – Final Report **816-R-04-003**; Washington D.C. – [http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/wells_coalbedmethanestudy.cfm, letzter Zugriff: 10.03.2014]
- United States Environmental Protection Agency, Office of Water (2011): Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. – EPA **600/R-11/122**: 190 S.; Washington, D.C. United States Environmental Protection Agency, Office of Water (2012): Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources – Progress report – EPA **601/R-12/011**: 262 S.; Washington D.C. – [<http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/hf-report2012-1214.pdf#page=140>, letzter Zugriff: 17.03.2014]
- United States Environmental Protection Agency (2015): Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft). – EPA **600/R-15/047**: 998 S.; Washington D.C.
- US Energy Information Administration (2003): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States. – 730 S.; Washington D.C.
- US Geological Survey (2012): USGS Releases Reports on Groundwater-Quality Sampling near Pavillion/Wyo. – [http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=3410&from=rss_home, letzter Zugriff: 22.07.2014]
- US Geological Survey (2013): No Contamination from Fayetteville Shale Exploration Found in Sampled Wells.– 2 S.; Denver/Col. – [<http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=3489#.UxUE-s7EnpU>, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- VANDERWIJNGAERDE, W.; BERTIER, P.; PIESSENS, K.; KROOS, B.; WENIGER, PH.; SWENNEN, R. (2015): Pore and sorption characteristics of Westphalian shale deposits in the Campine Basin. – XVIII Int. Congr. on the Carboniferous and Permian, 2015; Abstracts: S. 197; Kazan.
- Verband der chemischen Industrie (2015): Rohstoffbasis der chemischen Industrie – [<https://www.vci.de/vci/downloads-vci/top-thema/daten-fakten-rohstoffbasis-der-chemischen-industrie-de.pdf>, letzter Zugriff: 21.01.2016]
- VOLKMANN, S.; NEBEL, H.; BRAMESHUBER, W. (2013): Untersuchung des Einflusses eines Frackfluids auf verfestigte Tiefbohrzemente. Statuskonferenz Greven, 18. Juni 2013: 14 S.; Aachen (Inst. f. Bauforschung der RWTH). – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- VwVwS (2005): Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Änderung der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe vom 27. Juli 2005. – Bundesanzeiger, **57**, Nr. 142 a.; Berlin.
- WALSH, F. R.; ZOBACK, M. D. (2015): Oklahoma's recent earthquakes and saltwater disposal. – Sci. advances, **2015/1**: 9 S. – [<http://advances.sciencemag.org/content/advances/1/5/e1500195.full.pdf>, letzter Zugriff: 10.07.2015]
- WARNER, N. R.; JACKSON, R. B.; DARRAH, T. H.; OSBORN, S. G.; DOWN, A.; ZHAO, K.; WHITE, A.; VENGOSH, A. (2012): Geochemical Evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania. – Proc. Nat. Acad. Sciences, **109**: 6 S.; Washington D.C.

- Westfälische Berggewerkschaftskasse (1950 – 1969): Deckgebirgskarte des Rheinisch-Westfälischen Steinkohlenbezirks 1 : 25 000. – 13 Blätter m. Erl.; Bochum.
- WEDEPOHL, K.-H. (1974): Handbook of Geochemistry. – 442 S.; Berlin, Heidelberg, New York.
- WEDEWARDT, M. (1995): Hydrochemie und Genese der Tiefenwässer im Ruhr-Revier. – DMT-Ber. Forsch. u. Entwickl., **39**: 250 S.; Bochum.
- WEGNER, T. (1924): Das Auftreten von Kohlenwasserstoffen im Bereiche des westfälischen Karbons. – Glückauf, **60**: 631 – 642, 659 – 664; Essen.
- WEICHHREBE, D.; ROSENWINKEL, K.-H. (2013): Lagerstättenwasser, Back-Flow. – Statuskonferenz Greven, 18. Juni 2013: 7 S.; Hannover (Inst. f. Siedlungswasserwirtschaft u. Abfall d. Leibniz-Universität). – [www.erdgassuche-in-deutschland.de, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- WEICHHREBE, D.; KAYSER, K.; ZWAFINK, R.; ROSENWINKEL, K.-H. (2014): Flowback – Stand der Technik bei der Entsorgung, Stoffstrombilanzen. – In: DANNWOLF et al.: Arbeitspaket **8**: 116 S.; Dessau-Roßlau. – [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_53_2014_umwelt-auswirkungen_von_flowbacking_28.07.2014_0.pdf]
- WEINGARTEN, M.; GE, S.; GODT, J. W.; BEKINS, B. A.; RUBINSTEIN, J. L. (2015): High rate injection is associated with increase in U.S. mid-continent seismicity. – Science, **348**: 1336 – 1340; Washington.
- WeselGas (2013): www.weselgas.de/ (letzter Zugriff: 22.07.2014).
- WHITICAR, M. J. (1994): Correlation of natural gases with their sources. – In: MAGNOON, L. B.; DOW, W. G. [Hrsg.]: The petroleum system – from source to trap. – AAPG Mem., **60**: 261 – 283; Tulsa/Okla.
- WILDER, H. (2012): Grundwasser – Dargebot, Nutzung und Gefährdung. – In: Geologie im Rheinischen Schiefergebirge, Tl. 2 Bergisches Land: 119 – 133; Krefeld.
- WILLIAMS, J.; SUMMERTON, P. (2013): Macroeconomic Effects of European Shale Gas Production. – OGP-Bericht: 82 S.; Oxford (Pöry Management Cons.). – [www.poyry.co.uk/sites/poyry.co.uk/files/public_report_ogp_v5_0.pdf, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- WINGERNING, W. (1975): Die Änderung des natürlichen Kohlenstoff-Isotopenverhältnisses im Methan von Grubengasen auf Grund physikalischer Vorgänge. – Diss. RWTH Aachen: 112 S.; Aachen.
- Witteveen+Bos (2013): Aanvullend onderzoek naar mogelijke risico's en gevolgen van de opsporing en winning van schalie- en steenkoolgas in Nederland. Eindrapport onderzoeksvragen A en B. – 124 S., 2 Anl.-Bde.; Amsterdam. – [domus-13142391-v1-definitief-eindrapport-w-b-hoofdrapport.pdf, letzter Zugriff: 01.03.2014]
- World Coal Association (2006): Coal Bed Methane. – [<http://www.worldcoal.org/coal/coal-seam-methane/coal-bed-methane/>, letzter Zugriff: 09.04.2014]
- WOLANSKY, D. (1950): Zur Frage der Wasser- und Grubengasführung im Ruhrbezirk und ihrer Bedeutung für den Bergbau. – Bergbau-Rundschau, **2**: 318 – 323; Bochum.
- WOLF, M. (1968): Die regionalen Inkohlungsverhältnisse im Raum Meschede. – In: THOME, K. N.: Erläuterungen zu Blatt 4615 Meschede. – Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 25.000>, Erl., **4615**: 111 – 114; Krefeld.
- WOLF, M. (1984): Inkohlungsverhältnisse. – In: CLAUSEN, C.-D.: Erläuterungen zu Blatt 4515 Hirschberg. – Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 25.000>, Erl., **4515**: 76 – 78; Krefeld.
- WORTMANN, H. (1971): Erläuterungen zu Blatt. Bl. 3617 Lübbecke/3618 Hartum. – Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 25 000>, Erl., **3617/3618**: 214 S.; Krefeld.
- WREDE, V. (1976): Der Karst im nördlichen Harzvorland. – Abh. Karst- u. Höhlenkunde, **A 13**: 25 S.; München.
- WREDE, V. (1988): Tiefentektonik der Wittener Hauptmulde im östlichen Ruhrkarbon. – In: Erg. Beitr. z. Tiefentektonik des Ruhrkarbons: 35 – 52; Krefeld.
- WREDE, V. (1989): Die Tektonik des präpermischen Untergrundes von Krefelder und Venloer Scholle. – Fortschr. Geol. Rhld. Westf., **37**: 333 – 380; Krefeld.
- WREDE, V. (1992): Störungstektonik im Ruhrkarbon. – Z. angew. Geol., **38**: 94 – 104; Hannover.

- WREDE, V.; JANSEN, F. (1993): Nachweis quartärzeitlicher Bruchtektonik im Ruhrgebiet. – N. Jb. Geol. u. Paläont., Mh. **1993**: 733 – 748; Stuttgart.
- WREDE, V. (2000 a), m. Beitr. von VIETH-REDEMANN, A.; MEYER, B.; PAAS, W.: Erläuterungen zu Blatt 4407 Bottrop. – Geol. Kt. Nordrh.-Westf. <1 : 25 000>, Erl., **4407**: 144 S.; Krefeld.
- WREDE, V. (2000 b): Struktureller Bau und Mächtigkeit des "Flözleeren" (Namur A-C) im Raum Haßlinghausen (südliches Ruhrkarbon). – Z. dt. geol. Ges., **151**: 171 – 18.; Stuttgart.
- WREDE, V. (2005), m. Beitr. v. RIBBERT, K.-H.: Das Oberkarbon (Silesium) am Nordrand des rechtsrheinischen Schiefergebirges (Ruhrkarbon). – Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg, **254**: 225 – 254; Frankfurt.
- WREDE, V.; ZELLER, M. (2005): Eifelrand, Aachen – Erkelenz und Untergrund der Niederrheinischen Bucht. – Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg, **254**: 199 – 224; Frankfurt/M.
- WREDE, V. (2010): Zur Zeitlichkeit postvariscischer Tektonik in südwestlichen Teil des Münsterschen Kreidebeckens. – Schr.-R. dt. Ges. Geowiss., **73**: 163 – 169; Hannover.
- WREDE, V.; STEUERWALD, K.; DÖLLING, M.; LENZ, A.; HISS, M.; SCHÄFER, I.; HEUSER, H.; LEHMANN, K. (2010): Die Bohrungshavarie Kamen-Wasserkurl aus geowissenschaftlicher Sicht. – Schr.-R. GDMB Ges. dt. Metallhütten- u. Bergleute, **123**: 53 – 67; Clausthal-Zellerfeld.
- WREDE, V. (2012): Unconventional Gas Resources in North Rhine-Westphalia (NRW) – Potentials and Risks in the View of Geosciences. – Vortrag GeoHannover 2012 Hannover, (Kurzfass.): Unkonventionelle Erdgasvorkommen in NRW – Potenziale und Risiken aus geowissenschaftlicher Sicht. – Schr.-R. dt. Ges. Geowiss., **80**: S. 166; Stuttgart.
- WREDE, V. (2013): Shale Gas and CBM – Unconventional Gas Resources in North Rhine-Westphalia (Germany). – Proc. XVth Int. ISM Congress 2013 Aachen, **Vol. I**: 618 – 626; Clausthal-Zellerfeld.
- WRIGHT, P. R.; McMAHON, P. B. (2012): Sampling and Analysis Plan for the Characterization of Groundwater Quality in Two Monitoring Wells near Pavillion, Wyoming. – USGS Open-File Report **2012-1197**: 90 S.; Reston/Va.
- WRIGHT, P. R.; McMAHON, P. B.; MUELLER, D. K.; CLARK, M. L. (2012): Groundwater-Quality and Quality-Control Data for Two Monitoring Wells near Pavillion, Wyoming, April and May 2012. – USGS Data Series, **718**: 26 S.; Reston/Va.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (2005): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Export-pipeline-Systems – Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. – Projekt im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG – Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie in Zusammenarbeit mit dem Max-Planck-Institut für Chemie, Mainz: 41 S.; Wuppertal, Mainz.
- ZELLER, M. (1998): Die Karbon-Schichten der Bohrung Schwalmtal 1001 und ihre stratigraphische Einstufung. – Fortschr. Geol. Rhld. u. Westf., **37**: 423 – 437; Krefeld.
- ZIMMERLE, W. (1979): Die Bedeutung der Diagenese für die Bildung und Ausbeutung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten. – Geol. Rdsch., **68**: 1184 – 1209; Stuttgart.
- ZITTEL, W. (2010 a): Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“ – Informationspapier für ASPO Deutschland und Energy Watch Group: 33 S.; Ottobrunn. – [2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf, letzter Zugriff: 03.03.2014]
- ZITTEL, W. (2010 b): Unkonventionelles Erdgas in NRW – Chance für die Energieversorgung oder Gefahr für die Umwelt? – Vortrag öffentl. Veranstaltung im Landtag NRW am 10. Nov. 2010; Düsseldorf. – [www.unkonventionelle-gasfoerderung.de/2010/12/11/diskussion-mit-burgern-und-experten-im-landtag-nrw-zur-unkonventionellen-gasforderung/, letzter Zugriff: 04.03.2014]

scriptum

Arbeitsergebnisse aus dem Geologischen Dienst Nordrhein-Westfalen (ehemals Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen) ISSN 1430-5267. Die Hefte sind zu beziehen beim Geologischen Dienst Nordrhein-Westfalen – Landesbetrieb –, Postfach 10 07 63, 47707 Krefeld, Fon 02151 897-210 oder -212, Fax 02151 897-428. In dieser Reihe sind bisher erschienen:

Heft 1

75 S., 5 Abb.; Krefeld 1996

Gert Michel; Ulrich Adams; Georg Schollmayer: Grundwasser in Nordrhein-Westfalen. Eine Bibliographie zur regionalen Hydrogeologie
Best.-Nr.8000 € 7,-

Heft 1 ist auch als Datei mit einem dazugehörigen Installationsprogramm auf Diskette erhältlich. Die digitale Fassung ist geeignet für alle PCs, die mit einer MS-Windows-Version ab 3.1 ausgestattet sind. Heft und Diskette: Best.-Nr. 8002 € 12,-

Heft 2

83 S., 34 Abb., 9 Tab., 4 Anl.; Krefeld 1997

Fünf Beiträge zur Geologie und Bodenkunde **vergriffen**

Heft 3

94 S., 23 Abb., 27 Tab., 12 Taf., 10 Anl.; Krefeld 1998

Reinhold Strotmann: Hydrologische Auswirkungen der Siedlungsentwicklung auf den Wasserkreislauf der Stadt Krefeld (1800 – 1995)
Best.-Nr. 8004 € 7,-

Heft 4

85 S., 30 Abb., 2 Tab., 5 Taf.; Krefeld 1999

Vier Beiträge zur Geologie und Bodenkunde Best.-Nr. 8005 € 7,-

Heft 5

57 S., 23 Abb., 6 Tab.; Krefeld 1999

Zwei Beiträge zur Hydrogeologie Best.-Nr. 8006 € 7,-

Heft 6

53 S., 21 Abb., 5 Tab.; Krefeld 2000

Kies- und Sandgewinnung – Fachbeiträge zur Rohstoffsicherung in Nordrhein-Westfalen **vergriffen**

Heft 7

127 S., 24 Abb., 17 Tab., 6 Kt.; Krefeld 2000

Stoffbestand, Eigenschaften und räumliche Verbreitung urbanindustrieller Böden – Ergebnisse aus dem Projekt Stadtbodenkartierung Oberhausen-Brücktorviertel – Best.-Nr. 8008 € 7,-

Heft 8

115 S., 54 Abb., 1 Tab.; Krefeld 2001

Geotopschutz im Ballungsgebiet. 5. Internationale Tagung der Fachsektion Geotopschutz der Deutschen Geologischen Gesellschaft, 16. – 19. Mai 2001 in Krefeld. Vortragskurzfassungen und Exkursionsführer. **vergriffen**

Heft 9

166 S., 127 Abb., 6 Tab., 3 S. Anh.; Krefeld 2002

Geotopschutz im Ballungsgebiet. 5. Internationale Tagung der Fachsektion Geotopschutz der Deutschen Geologischen Gesellschaft, 16. – 19. Mai 2001 in Krefeld. Tagungsband Best.-Nr. 8010 € 9,50

Heft 10

113 S., 10 Abb., 9 Tab., 13 Anl.; Krefeld 2003

Drei Beiträge zur Geologie und Bodenkunde Best.-Nr. 8011 € 7,-

Heft 11

131 S., 19 Abb., 2 Tab., 1 Taf., 66 S. Anh.; Krefeld 2004

Geologie und Paläontologie an der TENP2-Erdgastrasse in der Nordeifel (Nordrhein-Westfalen) Best.-Nr. 8012 € 7,-

Heft 12

53 S., 25 Abb., 16 Tab.; Krefeld 2004

Drei Beiträge zur Geologie und Bodenkunde Nordrhein-Westfalens
Best.-Nr. 8013 € 7,-

Heft 13

120 S., 75 Abb., 7 Tab., 2 Taf. in der Anl.; Krefeld 2005

Der tiefere Untergrund der Niederrheinischen Bucht – Ergebnisse eines Tiefbohrprogramms im Rheinischen Braunkohlenrevier –
Best.-Nr. 8014 € 11,50

Heft 14

160 S., zahlr. Abb. u. Tab., viele Arbeitsbl.; Krefeld 2007

Geologie macht Schule. Themen für den Unterricht
Best.-Nr. 8015 € 11,50

Heft 15

113 S., 195 Abb., 3 Tab., 1 Taf. in der Anl.; Krefeld 2007

Auf den Spuren des Bergbaus in Dortmund-Syburg. Forschungen und Grabungen am Nordwesthang des Sybergs von 1986 – 2006
Gedruckte Auflage nicht mehr lieferbar, als PDF-Datei zum Download
Best.-Nr. 7414 € 15,-

Heft 16

49 S., 53 Abb.; Krefeld 2007

Hydrogeologische Raumgliederung von Nordrhein-Westfalen
Best.-Nr. 8017 € 11,50

Heft 17

72 S., 58 Abb., 6 Tab.; Krefeld 2008

Paläoseismische Untersuchungen im Bereich der Niederrheinischen Bucht
Best.-Nr. 8018 € 11,50

Heft 18

44 S., 23 Abb., 4 Tab.; Krefeld 2009

Zwei Beiträge zur Geologie des zentralen und des südlichen Münsterlandes
Best.-Nr. 8019 € 9,-

Heft 19

56 S., 33 Abb., 2 Tab., 2 Taf.; Krefeld 2010

Drei Beiträge zur Geologie im Oberkarbon zwischen Essen-Kupferdreh und Velbert, Niederbergisches Land
Best.-Nr. 8020 € 9,-

Heft 20

64 S., 41 Abb., 5 Tab., 2 Taf.; Krefeld 2011

Sedimente des Paläokarsts im devonischen Massenkalk von Wülfrath (Bergisches Land)
Best.-Nr. 8021 € 11,50

Heft 21

46 S., 9 Abb., 3 Tab., 1 Taf.; Krefeld 2014

Drei geowissenschaftliche Beiträge zu Quartär, Ur- und Frühgeschichte Westfalens
Best.-Nr. 8022 € 11,50

Heft 22

148 S., 126 Abb., 2 Tab.; Krefeld 2014

78. Tagung der Arbeitsgemeinschaft Norddeutscher Geologen vom 21. bis 23. Mai 2013 in Krefeld –
Vorträge · Poster · Exkursionen
Best.-Nr. 8023 € 11,50

GEOLOGIE UND BODEN IN NORDRHEIN-WESTFALEN

die Geschichte der Gesteine
und Böden unseres Landes,
ihre Bedeutung in der
heutigen Zeit und in Zukunft



Wie sah es in NRW vor 250 Millionen Jahren aus?

Wer oder was lebte damals in NRW? Gab es hier Land oder Meer?

Was sagen uns Zeitzeugen über das damalige Klima?

Welche Schätze und welche Georisiken hat uns die Erdgeschichte hinterlassen?

Aus welchen Epochen stammen die heutigen Gesteine?

Welche Böden gibt es in NRW und aus welchen Gesteinen sind sie entstanden?

Wie können wir unsere natürlichen Ressourcen nutzen und schützen?

Dies sind einige von vielen Fragen zum Untergrund von Nordrhein-Westfalen, die Ihnen unsere neue Veröffentlichung beantwortet.

Das Buch erzählt die abwechslungsreiche Geschichte des Untergrundes, auf und mit dem wir jetzt und in Zukunft leben. Es veranschaulicht die Bedeutung von Böden und Gesteinen für Grundwasser, Geothermie, Rohstoffe, Geogefahren, für die Schönheit und den Erholungswert unserer Landschaft, für den Klimawandel.

Ein Buch für Bürgerinnen und Bürger, Politik, Wirtschaft und Wissenschaft; allgemeinverständlich, mit vielen Abbildungen und aktuellen Übersichtstabellen über die in Nordrhein-Westfalen vorkommenden Gesteinsschichten.

157 Seiten
zahlreiche farbige Abb.
u. Tab.
Krefeld 2016
ISBN 978-3-86029-938-8
8,- €

Geologischer Dienst
Nordrhein-Westfalen
– Landesbetrieb –
Postfach 10 07 63
47707 Krefeld
Geoshop:
Tel.: 02151 897-210
oder 897-212
Fax: 02151 897-428



www.gd.nrw.de



Geologischer Dienst NRW



STRATIGRAPHIE

PALÄOGEOGRAPHIE

VERBREITUNG

BEDEUTUNG

BÖDEN



