

Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland

Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland

Hannover, Mai 2012

Herausgeber: Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover
Telefon: 0511 643-3200
Telefax: 0511 643-53-3200
E-Mail: niko@bgr.de

Verantwortlich: Fachbereich B1.3 -
„Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie“

Koordination: Stefan Ladage & Ulrich Berner

Autoren: Harald Andruleit, Andreas Bahr, Christian Bönnemann, Jochen Erbacher,
Dieter Franke, Johannes Peter Gerling, Nicolai Gestermann,
Thomas Himmelsbach, Michael Kosinowski, Stefanie Krug, Roberto Pierau,
Thomas Pletsch, Ulf Rogalla, Stefan Schlömer & NiKo-Projekt-Team

Mitarbeit: Uwe Benitz, Jennifer Bremer, Jolante Duba

Bildnachweise: Aufschluss Unterjura, südliches Niedersachsen (BGR), Detail Kernanschnitt
Schwarzschiefer der Oberkreide, Niedersachsen (BGR), Fluoreszenzaufnahme
einer Algenzyste der Unterkreide, Norddeutschland (BGR)

VORWORT

Erdgas wird in den kommenden Jahrzehnten eine wichtige Rolle beim Übergang vom heutigen Energiemix zur angestrebten Deckung eines Großteils des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien einnehmen. Die Versorgung Deutschlands mit Erdgas wurde 2010 zu 87 % aus Importen gedeckt. Aufgrund der fortschreitenden Erschöpfung der heimischen Lagerstätten für konventionelles Erdgas wird mit einem weiteren Anstieg dieses Importanteils gerechnet.

Weltweit existieren neben den konventionellen Erdgas-Lagerstätten große Erdgasmengen in nicht-konventionellen Vorkommen. Zu diesen zählen Schiefergas (Shale Gas), Tight Gas und Kohleflözgas, die bereits zur Erdgasproduktion genutzt werden, sowie Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat, die bislang nicht wirtschaftlich gewonnen werden können. Insbesondere beim Schiefergas hat sich in den vergangenen zehn Jahren die Nutzung derart rasant entwickelt, dass die USA zum weltgrößten Erdgasproduzent wurden

und auf dem Weg zum Erdgasselbstversorger sind. Auch in Deutschland gibt es ein bislang ungenutztes Potenzial an Schiefergas. Erste Aktivitäten zur Erschließung dieser Vorkommen sind allerdings hier, wie auch in anderen europäischen Ländern, wegen möglicher Umweltauswirkungen in die öffentliche Kritik geraten.

Im Oktober 2010 wurde daher die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) von der Bundesregierung mit der Erforschung und Abschätzung des Potenzials von Erdgas und Erdöl aus Tongesteinen in Deutschland beauftragt (NiKo-Projekt). Das bis zum Jahr 2015 laufende Forschungsprojekt enthält auch eine Bewertung möglicher Umweltauswirkungen. Mit der vorliegenden Studie werden erste vorläufige Abschätzungen zum Schiefergaspotenzial von Deutschland gegeben und Umweltauswirkungen im Rahmen einer möglichen Exploration und Förderung erörtert.

Die BGR führt im Rahmen des Projektes NiKo (Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe) eine Abschätzung des Schiefergaspotenzials in Deutschland durch und legt mit diesem Zwischenbericht erste und noch vorläufige Zahlen vor. Danach haben drei Tongesteinsformationen mit überregionaler Verbreitung in Norddeutschland ein signifikantes Schiefergaspotenzial. Bewertet wurden die Tongesteine des Unterkarbons, des jurassischen Posidonienschiefers sowie des Wealden (Unterkreide). Die Schiefergas-Gesamtmenge (Gas-in-Place; GIP) beträgt nach den durchgeführten Berechnungen 13 Billionen m³. Für das Unterkarbon liegt die berechnete Menge mit einem Mittelwert von etwa 8 Bill. m³ GIP deutlich über der des Posidonienschiefers und des Wealden mit jeweils rund 2 Bill. m³ GIP. Die unterkretazischen Blättertone erreichen nicht die thermische Reife zur Bildung von Erdgas und weisen kein Schiefergaspotenzial auf. Die technisch gewinnbaren Mengen, die Schiefergasressourcen, sind wesentlich geringer und werden auf etwa 10 % der GIP-Mengen geschätzt. Die somit vorgenommene Abschätzung der Schiefergas-Ressourcen liegt mit 1,3 Bill m³ deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen (0,15 Bill. m³) und Erdgasreserven (0,146 Bill. m³).

Die Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergas wird insbesondere wegen des dabei notwendigen Einsatzes des hydraulischen Fracking-Verfahrens kontrovers in der Öffentlichkeit diskutiert. In diesem Zwischenbericht werden daher die hydrogeologischen und geologischen Rahmenbedingungen hinsichtlich möglicher Umweltauswirkungen in Deutschland erörtert. Mit Hilfe einer Simulation wird beispielhaft gezeigt, dass die Rissausbreitung im Untergrund zuverlässig modelliert werden kann. Durch standortbezogene Planungen der jeweiligen Frack-Maßnahme lässt sich vermeiden, dass Fracking-Fluide aus dem Riss in angrenzende Formationen und trinkwasserführende Grundwasserleiter entweichen. Hinsichtlich einer möglichen Erdbebengefährdung durch Fracking-Maßnahmen sollte eine Überwachung den regional-tektonischen Gegebenheiten angepasst sein. Erste Studien in Deutschland und den USA lassen vermuten, dass Risiken von Fracking-Maßnahmen im geologischen Untergrund im Vergleich zu möglichen Unfällen bei obertägigen Aktivitäten (LKW-Unfällen, Leckagen) als eher gering anzusehen sind. Die bestehenden gesetzlichen Regelungen und Verordnungen sehen in Deutschland bereits jetzt enge Rahmenbestimmungen für die Durchführung von Erschließungsmaßnahmen vor.

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Schiefergas - Einleitung und Überblick | 9 |
| 2 | Vorkommen von Schiefergas in Deutschland | 12 |
| 2.1 | Kriterien für die Auswahl von Tongesteinsformationen | 12 |
| 2.2 | Geologische Bewertung ausgewählter Formationen | 13 |
| 2.2.1 | Unterkarbon | 14 |
| 2.2.2 | Posidonienschiefer | 16 |
| 2.2.3 | Wealden | 18 |
| 2.2.4 | Blättertone | 18 |
| 3 | Verfahren und Berechnungsmethode der Potenzialabschätzung | 21 |
| 3.1 | Adsorbiertes Erdgas | 21 |
| 3.2 | Freies Erdgas | 21 |
| 3.3 | Monte-Carlo-Simulation | 23 |
| 4 | Schiefergas - Potenzialabschätzung | 25 |
| 4.1 | Potenzial der einzelnen Formationen | 25 |
| 4.1.1 | Unterkarbon | 25 |
| 4.1.2 | Posidonienschiefer | 25 |
| 4.1.3 | Wealden | 25 |
| 4.2 | Gesamtmenge Gas-in-Place | 29 |
| 4.3 | Schiefergasressourcen | 30 |
| 4.4 | Ausblick | 32 |
| 5 | Umweltaspekte | 33 |
| 5.1 | Rechtlicher Rahmen in Deutschland | 34 |
| 5.2 | Herstellung eines Bohrloches und Bohrlochbehandlung | 35 |
| 5.3 | Wasserbedarf und Abwasserentsorgung | 36 |
| 5.4 | Grundwasser-Aspekte beim Einsatz von Fracking-Flüssigkeit | 37 |
| 5.5 | Ausbreitung hydraulischer Risse im Untergrund | 40 |
| 5.5.1 | Simulation der Rissausbreitung | 41 |
| 5.5.2 | Datengrundlage und Modellannahmen | 42 |
| 5.5.3 | Ergebnisse der Simulation | 43 |
| 5.6 | Seismizität | 45 |
| 6 | Fazit | 48 |
| | Literatur- und Quellenverzeichnis | 49 |
| | Glossar | 53 |

1. SCHIEFERGAS – EINLEITUNG UND ÜBERBLICK

Schiefergas wird als nicht-konventionelles Erdgas bezeichnet. Seine Bildung und Zusammensetzung entsprechen jedoch denen von konventionellem Erdgas. Im Gegensatz zu konventionellen Erdgaslagerstätten, bei denen das Erdgas in räumlich begrenzten Fallen angereichert ist, sind die nicht-konventionellen Vorkommen und Lagerstätten flächig im Untergrund verbreitet und weisen wenig natürliche Wegsamkeiten auf (Abb. 1-1). Solche, auch ‚kontinuierlich‘ genannte Kohlenwasserstoff-Vorkommen erfordern Gewinnungsmethoden, die eine flächenhafte Erschließung, zum Beispiel aus Tongesteinen im Untergrund, ermöglichen.

Tongesteine entstehen durch die Ablagerung von feinkörnigen Mineralkomponenten in ruhigen Gewässern mit geringer Strömung wie zum Beispiel in Meeren oder in Seen. Diese Gesteine enthalten neben den so genannten Tonmineralen unter anderem auch Quarz, Glimmer, Feldspat und Karbonat. Unter bestimmten Bedingungen werden in diese Ablagerungen auch größere Mengen an organischem Material eingebettet. So sinken etwa nach massiven Algenblüten in Seen oder im Meer große Mengen Biomasse auf den Grund und können durch die Ablagerung weiterer Mineralkomponenten im Sediment eingeschlossen werden. Im Verlauf von Jahrtausenden entstehen auf diese Weise dicke Sedimentpakete, die durch den Druck der aufliegenden Gesteine verdichtet werden und dann als Tongesteine oder Schiefer bezeichnet werden.

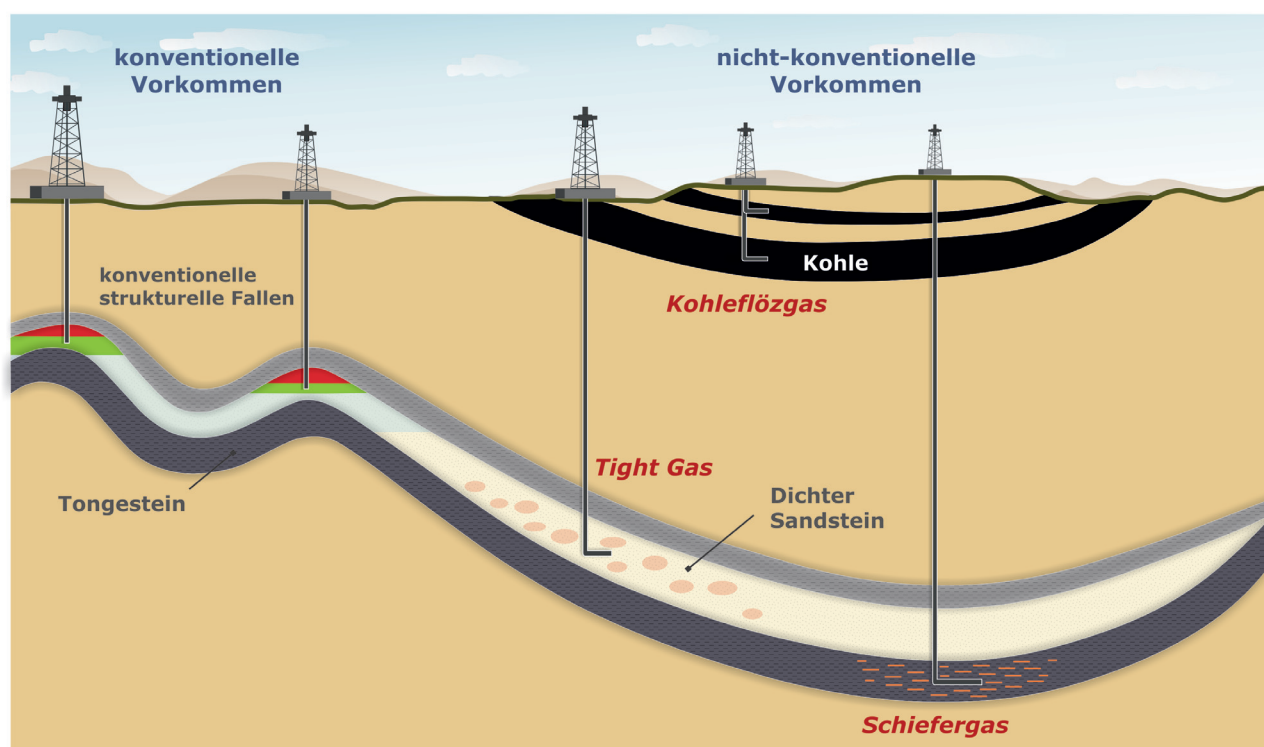


Abbildung 1-1: Schematische Darstellung konventioneller und nicht-konventioneller Erdöl- und Erdgas-Vorkommen. Rot: Erdgas, grün: Erdöl, hellblau: Lagerstättenwasser (nach ANDRULEIT et al. 2010).

Gelangen Tongesteine durch geologische Prozesse in große Tiefen, so werden sie aufgrund der mit der Versenkung verbundenen Temperaturzunahme erhitzt. Aus dem enthaltenen organischen Material werden mit der Temperaturerhöhung Kohlenwasserstoffe abgespalten (Abb. 1-2). In der Anfangsphase der thermischen Überprägung entsteht zunächst überwiegend Erdöl und nur untergeordnet Erdgas. Mit zunehmender Temperatur wird dann Erdgas gebildet und bereits vorhandenes Erdöl wird zu Erdgas umgebildet. Bei sehr hohen Temperaturen ist aus der Gruppe der Kohlenwasserstoffe schließlich nur noch Methan stabil. Organisch-reiche Tongesteine werden als Muttergesteine für Erdöl und Erdgas bezeichnet. Teile der gebildeten

versenkt worden sein, dass sie für die Entstehung von Kohlenwasserstoffen, und speziell von Erdgas, die notwendige thermische Reife erreicht haben.

Anders als bei konventionellen Erdgaslagerstätten sind die Speichergesteine von Schiefergas wenig durchlässig. Ihre Förderung erfordert deshalb besondere Maßnahmen, insbesondere die Stimulation des Gasflusses durch die hydraulische Erzeugung von Rissen (engl. hydraulic fracturing; fracking). Dazu werden Flüssigkeiten mit hohem Druck in die undurchlässigen Speichergesteine eingepresst, die das Gestein in der Tiefe reißen lassen. Durch diesen Prozess werden Wegsamkeiten erzeugt, auf denen das Erdgas zum Bohrloch

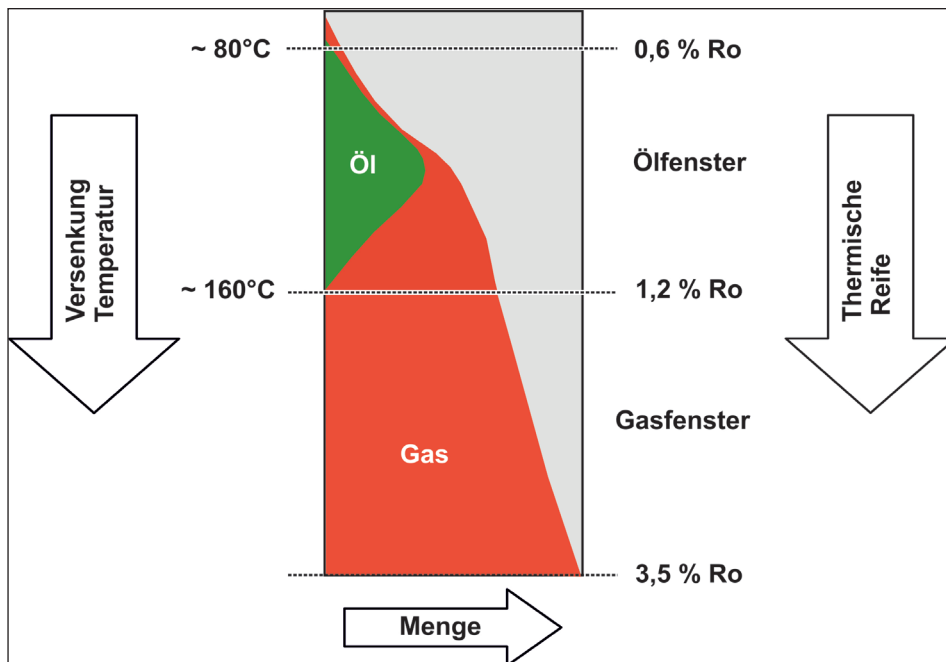


Abbildung 1-2: Bildung von Öl und Gas aus organischem Material (organische Reifung) mit zunehmender Versenkung und Temperatur. Ro: Vitritreflexion.

Kohlenwasserstoffe können aus diesen Muttergesteinen entweichen und konventionelle Erdöl- und Erdgaslagerstätten füllen, jedoch verbleiben immer noch Restmengen im Muttergestein, die als Schiefergas oder Schieferöl bezeichnet werden.

Als Kohlenwasserstoff-höfliche Tongesteine gelten geologische Einheiten, die aus hinreichend mächtigen Abfolgen von bituminösen Ton- oder Mergelsteinen bestehen. Darüber hinaus müssen diese Sedimentgesteine im Laufe der Erdgeschichte so tief

strömen kann. Diese Technik wird bereits seit Jahrzehnten in Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten auch in Deutschland eingesetzt. Zudem hat sich die Bohrtechnik weiterentwickelt und heutzutage können abgelenkte, horizontale Bohrungen über mehrere Kilometer die Zielformationen im Untergrund erschließen. Mit dem massiven Einsatz dieser Technik in den USA und der Möglichkeit der Ausweitung im Rahmen der Schiefergasförderung sind jedoch Bedenken im Zusammenhang mit dem Einsatz der Fracking-Technik in der öffentlichen Diskussion

entstanden. In diesem Bericht werden daher Vorgehensweise und mögliche Umweltauswirkungen vorgestellt sowie Empfehlungen ausgesprochen, die helfen, eine mögliche Schiefergasförderung in Deutschland sicher zu gestalten und denkbare Risiken im Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen zu minimieren.

In das Untersuchungsprogramm des NiKo-Projektes (s. Vorwort) werden alle relevanten Tongestein-Vorkommen in Deutschland einbezogen, in ihrer räumlichen Verbreitung erfasst und durch geowissenschaftliche Untersuchungen hinsichtlich ihres nicht-konventionellen Erdgaspotenzials bewertet. Dieser Bericht stellt erste Bewertungen des Erdgaspotenzials ausgewählter Tongesteinsformatio-

nen vor. Im weiteren Fortgang des Projekts wird auch das Potenzial an nicht-konventionellem Erdöl untersucht werden. Die abschließende Bewertung und Dokumentation wird Mitte 2015 vorgelegt.

In Deutschland gibt es Regionen, die grundsätzlich die geologischen Voraussetzungen zur Bildung von Schiefergas aufweisen. Es wurden bereits Lizenzgebiete für die Exploration auf nicht-konventionelles Erdgas vergeben (Abb. 1-3), da von Seiten der Industrie Gewinnungspotenziale vermutet werden. Allerdings liegen bislang keine veröffentlichten belastbaren Informationen zum deutschen Erdgaspotenzial aus dichten Tongesteinen vor.



Abbildung 1-3: Ockerfarben: Regionen die grundsätzlich die geologischen Voraussetzungen zur Bildung von Schiefergas aufweisen können. Diese Regionen zeichnen im Wesentlichen die bekannten Kohlenwasserstoff-Provinzen in den großen Beckenstrukturen nach. Gelb: Bergbau-Berechtigungen in Deutschland (Stand: 31.12.2011) mit dem Ziel der Exploration von nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffen, unter anderem auch der Aufsuchung von Schiefergas. Das zu wissenschaftlichen Zwecken erteilte Erlaubnisgebiet der RWTH Aachen ist schraffiert dargestellt. Grafik umgezeichnet nach LBEG (2011) und im Internet verfügbaren Informationen (Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB, 2012), 3Legs Resources, Bell Exploration, BNK-Petroleum, Realmenergy).

2. VORKOMMEN VON SCHIEFERGAS IN DEUTSCHLAND

2.1 Kriterien für die Auswahl von Tongesteinsformationen

Für eine Selektion von untersuchungsrelevanten Tongesteinsformationen müssen geeignete Auswahlkriterien abgeleitet werden. Dazu wurde der bestehende Kenntnisstand anhand von wissenschaftlichen Veröffentlichungen ausgewertet. Insgesamt gibt es in Deutschland eine Reihe von organisch-reichen Tongesteinsformationen, die in Frage kommen. Sie umfassen Formationen aus dem paläozoischen Zeitalter des Silurs bis hin in das Tertiär und kommen in weiten Teilen Deutschlands vor (Abb. 2-1). Betrachtet wurden nur Vorkommen an Land.

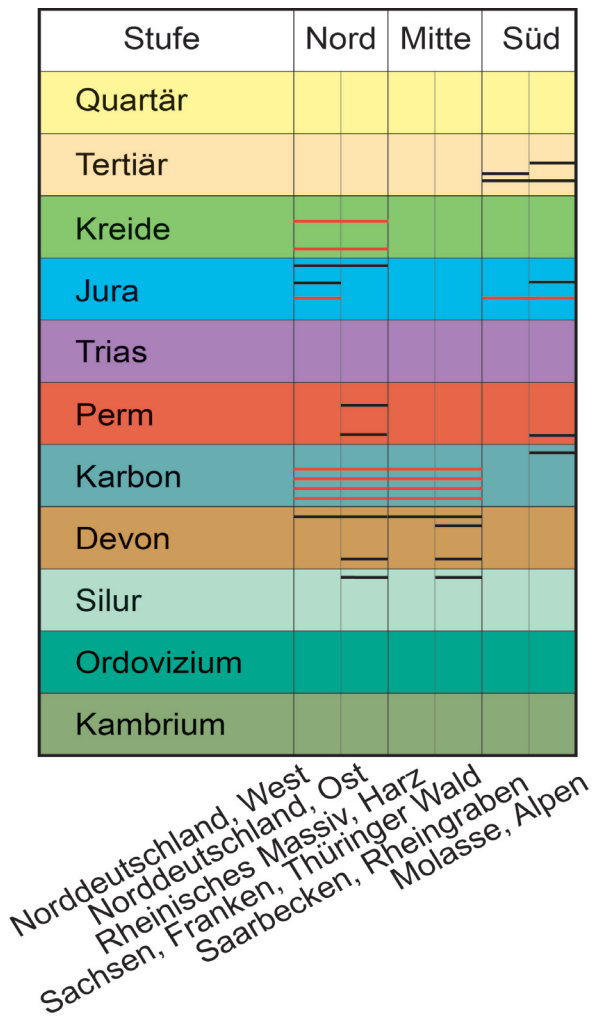


Abbildung 2-1: Stratigrafische Position und regionale Verbreitung von organisch-reichen Tongesteinen in Deutschland (rote Linien: davon in dieser Studie untersuchte Formationen).

Basis für die Auswahl ist die Menge der Kohlenwasserstoffe, die in Muttergesteinen gebildet werden können. Diese sind abhängig von 1) **Menge** und 2) **Typ** des organischen Materials, 3) der **thermischen Reife**, 4) der **Mächtigkeit** und 5) der **Tiefenlage** der Formation. Im Rahmen der vorliegenden Abschätzung wurden daher die folgenden fünf Kriterien genutzt:

- 1) **Gehalt an organischem Material:** Eine der Grundlagen für die Auswahl von Gesteinsformationen, die vorrangig untersucht und bewertet werden sollen, ist der Gehalt an organischem Kohlenstoff im Gestein, da er Rückschlüsse auf die Menge der gebildeten Kohlenwasserstoffe in den Sedimenten erlaubt. Ein Gehalt von mindestens 2 % organischem Kohlenstoff (C_{org}) gilt als eine der Voraussetzungen für das Vorhandensein eines wirtschaftlich gewinnbaren Kohlenwasserstoff-Vorkommens.
- 2) **Typ des organischen Materials:** Hier werden marine oder lakustrine Sedimente ausgewählt, die überwiegend durch Algenmaterial charakterisiert sind.
- 3) **Thermische Reife (Maturität):** Zur Bestimmung der thermischen Reife werden Vitrinitreflexionswerte (angegeben in % Ro) verwendet. Maturitäten zwischen 0,6 % und 1,2 % Ro umfassen das Ölbildungsstadium („Ölfenster“), während Maturitäten ab 1,2 % Ro dem „Gasfenster“ zugerechnet werden (Abb. 1-2). Als Obergrenze wird eine Reife von 3,5 % Ro angenommen. In der vorliegenden Studie, die das Erdgaspotenzial bewerten soll, wurden deshalb nur Formationen aus Regionen mit Maturitäten zwischen 1,2 % und 3,5 % Ro berücksichtigt.
- 4) **Mächtigkeit der Formationen:** Die Mächtigkeit der Sedimentgesteine muss – wie Erfahrungen aus den USA zeigen – für eine nicht-konventionelle Kohlenwasserstoff-Gewinnung nach heutigen Maßstäben mindestens 20 Meter betragen. Dieses Kriterium führt dazu, dass einige der Muttergesteine, die die Quelle für heimische konventionelle Lagerstätten sind, aufgrund ihrer geringen Mächtigkeit in diesem Bericht nicht berücksichtigt werden.

5) **Tiefenlage der Formationen:** Die produzierenden Tongesteinsformationen in den USA liegen in der Regel in Tiefen zwischen 1000 m und 5000 m. Für den vorliegenden Bericht wurde dieser Tiefenbereich übernommen, da erst ab einer Mindestdiefe das Erdgas durch den dort herrschenden Druck in ausreichender Menge vorhanden ist. Die Förderung aus größeren Tiefen wäre technisch möglich, ist aber aufwändig und deshalb im Allgemeinen unwirtschaftlich.

2.2 Geologische Bewertung ausgewählter Formationen

Daten früherer BGR-Projekte zur Bewertung des tieferen Untergrundes bilden die Grundlage für die Auswahl von geeigneten Tongesteinsformationen. Die bislang vorliegenden Daten ermöglichen zwar eine erste Auswahl, erlauben aber keine abschließende Bewertung des nicht-konventionellen Kohlenwasserstoff-Potenzials. Eine solche Bewertung ist erst nach umfangreichen geowissenschaftlichen Untersuchungen möglich. Für diesen Bericht wurden zudem nur diejenigen Formationen betrachtet, die überregional zusammenhängende Abschätzungen erlauben. Einzelne Formationen in regional eng begrenzten geologischen Becken sind daher nicht einbezogen.

Tongesteine mit hohen Gehalten an organischem Material (Auswahlkriterium 1) sind besonders in vier überregional verbreiteten Formationen vertreten und überwiegend in Norddeutschland verbreitet (Abb. 2-1 u. 2-2). Ausschließlich die folgenden vier Formationen sind Gegenstand dieser Studie:

- Tongesteine des Unterkarbon (Tournaisium bis Serpukhovium)
- Posidonienschiefer (Untertoarcium, Unterjura)
- Tongesteine des Wealden (Berriasium, Unterkreide)
- Blättertone des (Ober-Hauterive) Barremium bis Unter-Aptium (Unterkreide)

Die Verbreitung und die geologischen Charakteristika der Formationen werden in den folgenden Unterkapiteln dargestellt und anhand der genannten Kriterien bewertet.

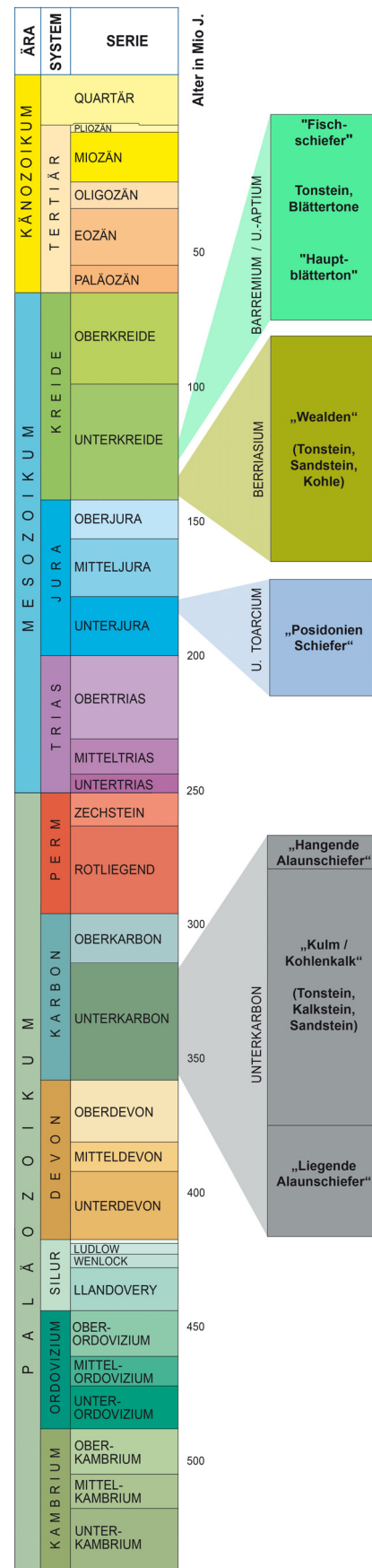


Abbildung 2-2: Stratigraphische Einordnung der untersuchten Tongesteinsformationen.

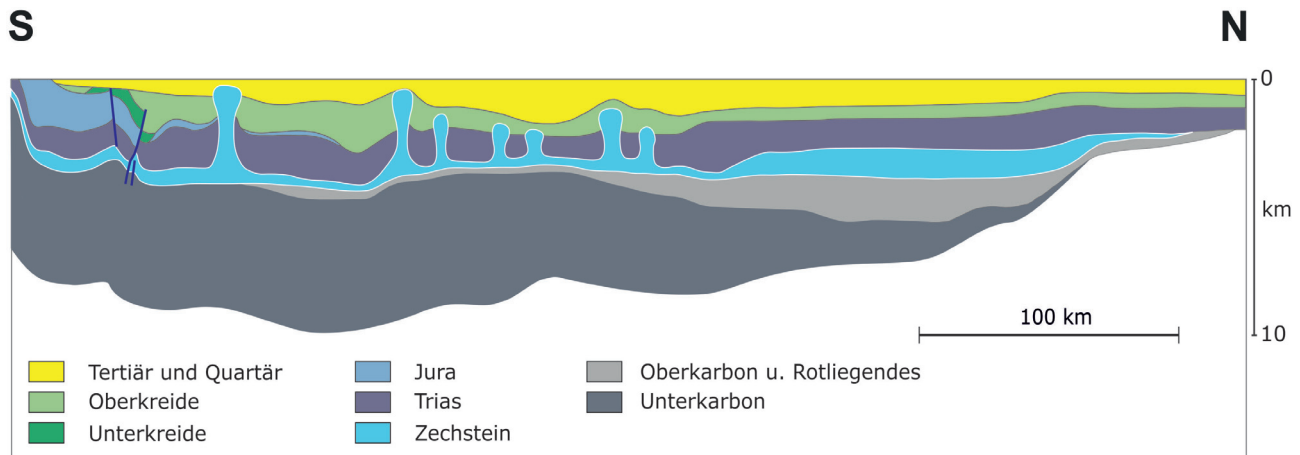


Abbildung 2-3: Schematischer geologischer Profilschnitt durch das Norddeutsche Becken. Verändert nach ZIEGLER (1990); stark überhöht. Erkennbar sind geologische Einheiten in ihrer Verbreitung und Mächtigkeit. Charakteristisch sind die Salzstöcke des Zechsteins und erhebliche Mächtigkeitsänderungen der geologischen Einheiten innerhalb des Beckens.

In einem ersten Arbeitsschritt wurde die Verbreitung der bituminösen Tongesteinsfazies für die vier ausgewählten Formationen in Deutschland ermittelt. Diese Auswahl basiert auf georeferenziertem Kartenmaterial und der ausgewerteten Fachliteratur. Ergänzt wurde die Datenbasis mithilfe von Daten aus Tiefbohrungen. In einem zweiten Arbeitsschritt wurden die faziellen Verbreitungskarten anhand des Kriteriums einer Mindestmächtigkeit von 20 m weiter eingeschränkt. Auf der Grundlage von Literaturdaten wurde schließlich die Verbreitung der ausgewählten Formationen auf Gebiete eingeschränkt, in denen die thermische Reife des organischen Materials zwischen 1,2 % und 3,5 % Ro liegt. Weitere Literaturinformationen ermöglichten es, die ausgewählten Formationen auf Vorkommen in Tiefen zwischen 1000 m und 5000 m zu beschränken.

2.2.1 Unterkarbon

Zur Zeit des Unterkarbon war der nördliche Teil des heutigen Deutschlands weitgehend von einem flachen Meer bedeckt, das sich von England bis nach Polen erstreckte. Das tiefe marine Becken verlief ungefähr vom Saarland über Südhessen, Thüringen bis in den südlichen Berliner Raum. In diesem Meer lagerten sich unter zum Teil sauerstoffarmen Bedingungen bituminöse Tonsteine, so genannte Schwarzschiefer, ab (DOORNENBAL & STEVENSON 2010 und darin zitierte Literatur).

Aufschlüsse von Tongesteinen des Unterkarbon an der Oberfläche finden sich im Ostrheinischen Massiv, Harz, Saar-Becken, Thüringer Wald und im Frankenwald und ermöglichen eine direkte Einsicht in die dort vorherrschende Fazies. In den heute tief versenkten Beckenbereichen ist einzig die Verbreitung des Unterkarbons Nordostdeutschlands durch Daten aus Tiefbohrungen vergleichsweise gut belegt und durch detaillierte Struktur- und Tiefenkarten abgebildet (HARTWIG et al. 2010, HOFFMANN et al. 2006, HOTH 1997). Ein weniger guter Kenntnisstand gilt für Nordwestdeutschland, da hier nur lückenhaft Informationen aus Tiefbohrungen zur Verfügung stehen. Entsprechend grob ist die Kenntnis der unterkarbonischen Faziesverbreitung in Deutschland (ZIEGLER, 1990; GERLING et al. 1999). Eine Abschätzung der Verbreitung von bituminösen Tonschiefern des Norddeutschen Beckens basiert daher wesentlich auf Leitfähigkeitsmessungen (HOFFMANN et al. 2005) und ist naturgemäß mit einer großen Ungenauigkeit behaftet. Die dargestellte Verbreitung umfasst nicht das gesamte Vorkommen unterkarbonischer Gesteine, sondern nur den Bereich, in dem vorherrschend eine Beckenfazies mit erhöhten Gehalten an organischem Material auftreten kann (Abb. 2-4). Dies umfasst auch die Tonstein-/Karbonatwechselfolgen Nordostdeutschlands der Region Rügen (HOTH 1997).

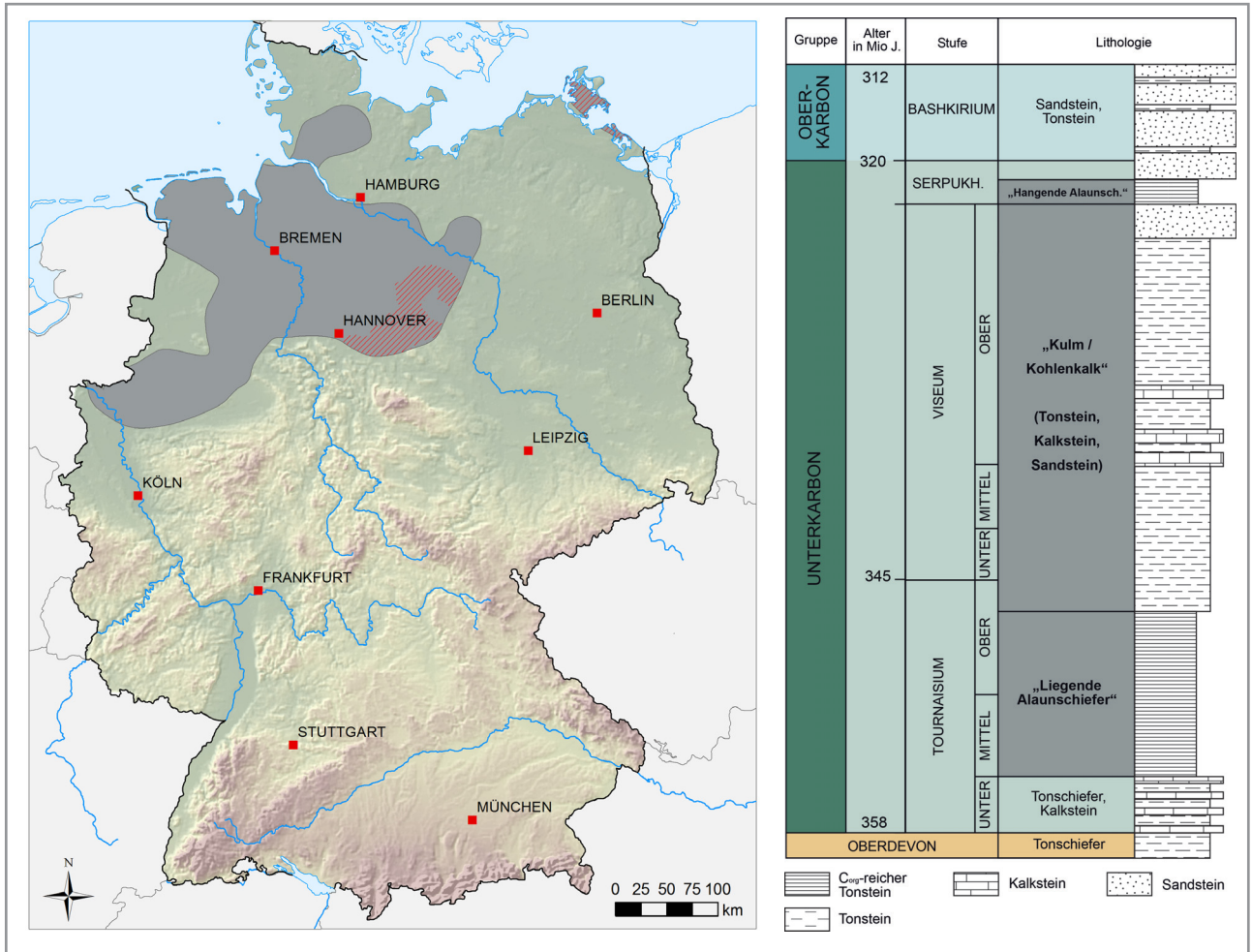


Abbildung 2-4: Verbreitung von bituminösen Tongesteinen und stratigrafische Gliederung des Unterkarbon. Rot schraffierte Fläche: Verbreitung der Tongesteine nach Anwendung der in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien.

Tabelle 2-1: Eingangsparameter für die Berechnung des Schiefergaspotenzials des Unterkarbon in Deutschland.

| Fläche (km ²) | | Tiefe (m) | | Mächtigkeit (m) | | C _{org} (%) | | Porosität (%) | |
|---------------------------|------|-----------|------|-----------------|------|----------------------|------|---------------|------|
| Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. |
| 2727 | 6286 | 1050 | 5000 | 30 | 340 | 2,0 | 2,3 | 3 | 10 |

Auch die Mächtigkeitsangaben für das Unterkarbon Nordwestdeutschlands sind lückenhaft und basieren auf wenigen Bohrungen. Die Beckenfazies des Unterkarbon erreicht im Westen des Norddeutschen Beckens eine Mächtigkeit zwischen 50 m bis 150 m (LITTKÉ et al. 2011). Im zentralen Norddeutschen Becken sind dagegen Tongesteinsmächtigkeiten von mehreren hundert Metern zu erwarten (HOFFMANN et al. 1998). In Nordostdeutschland ist eine größere Mächtigkeit von bis zu 1000 m Tongesteine bekannt (HARTWIG et al. 2010) und die

Tongestein-/Karbonatwechselfolgen erreichen im Bereich der Inseln Hiddensee, Rügen und Usedom Mächtigkeiten zwischen 400 m und 1100 m (HOFFMANN 1997).

In Nordwestdeutschland lassen sich nur eingeschränkt regionale Aussagen über die thermische Reife treffen (DOORNENBAL & STEVENSON 2010), wobei sich die Gesteine des Unterkarbon im Norddeutschen Becken meist in großen Tiefen befinden und hohe thermische Maturitäts-

ten wahrscheinlich sind (DROZDZEWSKI et al. 2009). LITTKKE et al. (2011) zeigen, dass in Westdeutschland das organische Material des Unterkarbon thermisch stark beansprucht wurde und in weiten Bereichen Vitrinitreflexionswerte von mehr als 3,5 % erreicht. Nur im südöstlichen Bereich des Verbreitungsgebietes der Beckenfazies werden Reifegrade beobachtet, die dem so genannten Trockengas-Fenster entsprechen. Für die Tongesteine des Unterkarbon in Ostdeutschland stehen Reifedaten aus einer Vielzahl von tiefen Bohrungen zur Verfügung, mit denen sich der Bereich der Gasgenese auskartieren lässt (HARTWIG et al. 2010).

Tiefbohrungen im Norddeutschen Becken zeigen, dass sich die Gesteine des Unterkarbon in Tiefen von mehr als 5000 m befinden können. Die unterkarbonischen Vorkommen Nordwestdeutschlands liegen nur im südöstlichen Bereich des Verbreitungsgebietes der Beckenfazies (Abb. 2-4) innerhalb des für die Schiefergas-Bewertung relevanten Tiefenbereichs von 1000 m und 5000 m. Hier wurden für eine überschlägige Bewertung Tiefenkarten der Namur-Obergrenze ausgewertet (LITTKKE et al. 2011) und auf die voraussichtliche Tiefe der Namur-Basis umgerechnet. Allerdings sind diese Extrapolationen mit Unsicherheiten behaftet, da sie nur durch wenige Belegpunkte gestützt werden. Im nordöstlichen Teil des Norddeutschen Beckens sind die heutigen Tiefenlagen durch Tiefbohrungen gut belegt. Im Bereich der Inseln Hiddensee, Rügen und Usedom sind Tongesteine des Unterkarbon in Tiefen zwischen 1000 m und 5500 m nachgewiesen (HOTH 1997).

Die Daten der Tabelle 2-1 fassen die eingrenzenden Analysen zur Verbreitung der potenziell Schiefergas-führenden Tongesteine des Unterkarbon mit Minimal- und Maximalwerten der Flächen, Tiefenlagen, Mächtigkeiten, Gehalten an organischem Material und Gesteinsporositäten zusammen. Flächenangaben, Tiefen, Mächtigkeiten und Porositäten bilden die Grundlage für die in Kapitel 3 beschriebenen Gas-in-Place Abschätzungen.

2.2.2 Posidonienschiefer

Die heutige Verbreitung des Posidonienschiefer beschränkt sich auf Nordwestdeutschland, den Oberrheingraben und einen Bereich zwischen Nordfran-

ken und dem Bodensee (Abb. 2-5). Während des Unterjura war nahezu die gesamte heutige Fläche Deutschlands von einem flachen Meer bedeckt, in dessen landfernen Bereichen sich unter sauerstoffarmen Bedingungen Schwarzschiefer abgelagerten (ZIEGLER 1990; DOORNENBAL & STEVENSON 2010). Im Nordwesten und Süden Deutschlands bestehen die Gesteine des Posidonienschiefer meist aus schwarzen, dünnblättrigen Ton- und Tonmergelsteinen, die einen hohen Anteil an organischem Kohlenstoff aufweisen. Östlich der Elbe sind dagegen eher sandige Sedimente anzutreffen. Durch Hebungsprozesse sind die ursprünglich flächenhaft verbreiteten Ablagerungen des Posidonienschiefer teilweise abgetragen worden.

In Norddeutschland ist der Posidonienschiefer am südlichen Rand des Norddeutschen Beckens an der Oberfläche aufgeschlossen. Nach Norden treten größere zusammenhängende Vorkommen im Untergrund des Niedersächsischen Beckens und in tiefen Trögen der Randbereiche von Salzstöcken auf. Der an der Schwäbischen und Fränkischen Alb an der Erdoberfläche bekannte Posidonienschiefer taucht mit abnehmender Mächtigkeit nach Südosten zum Molassebecken hin ab. Im Oberrheingraben treten die Tonsteine oberflächennah an den Grabenschultern zutage. Der Großteil der Sedimente innerhalb des Grabens wird von mächtigen jüngeren Ablagerungen bedeckt und ist nur aus tiefen Bohrungen und seismischen Profilen bekannt.

Die durchschnittliche Mächtigkeit des Posidonienschiefers in Norddeutschland schwankt zwischen 20 m bis 50 m. Größere Mächtigkeiten von bis zu 300 m sind lokal für einige Randtröge von Salzstöcken beschrieben (BRAND & HOFFMANN 1963). Generell liegen die Mächtigkeiten für den Posidonienschiefer in Nordwestdeutschland bis auf den Südrand des Niedersächsischen Beckens durchweg über 20 m. RIEGRAF (1985) stellt die Verbreitung, Mächtigkeit und Fazies des Posidonienschiefer im Molassebecken, und im Oberrheingraben dar. Während die oberflächennahen Vorkommen sehr gut bekannt sind, ist die Verbreitung des Posidonienschiefer im tiefen Untergrund, insbesondere im Molassebecken weniger gut bekannt. In Süddeutschland erreicht der Posidonienschiefer nur im mittleren Oberrheingraben eine Mächtigkeit von maximal 30 m, während er im Molassebecken bis

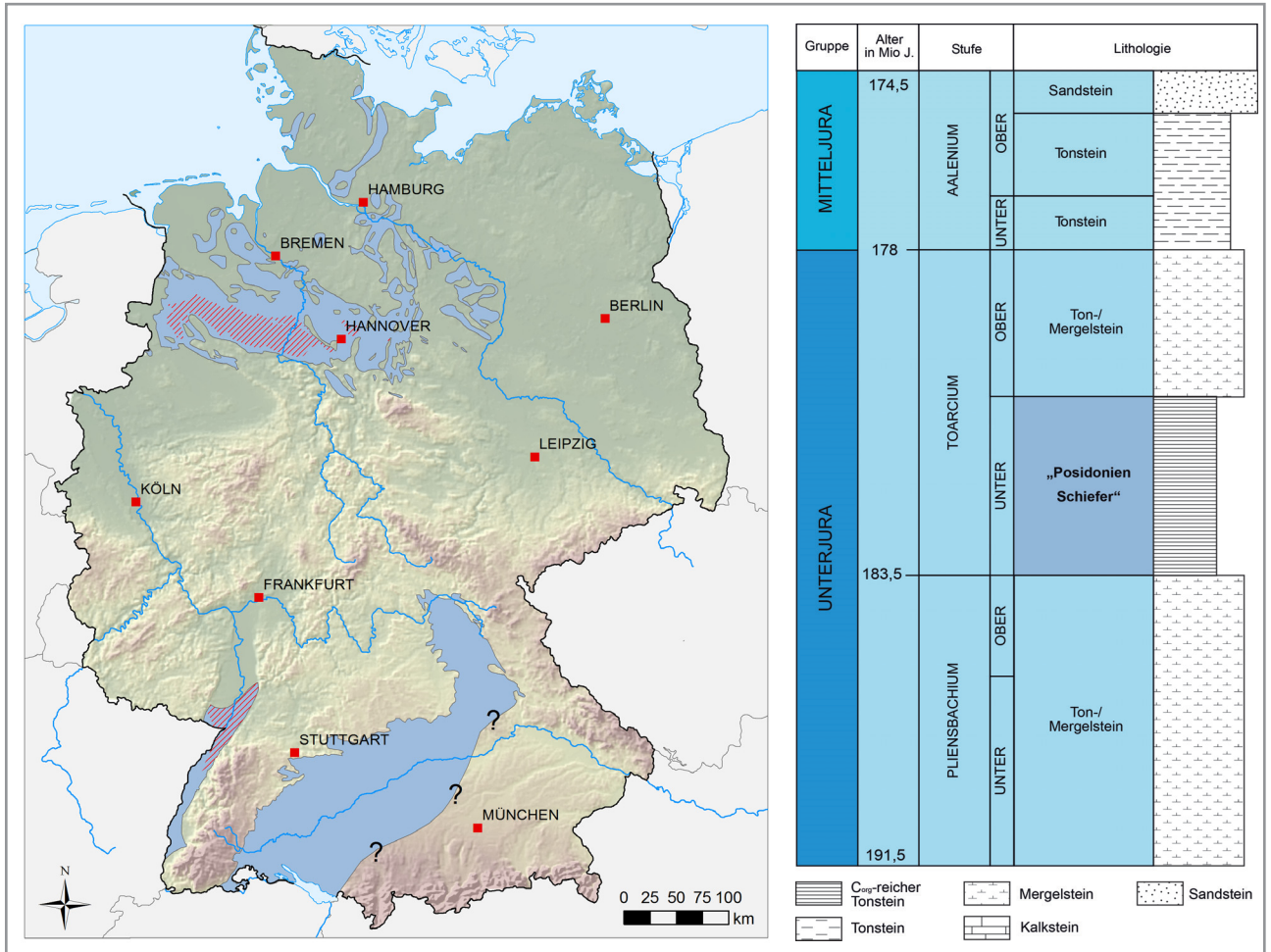


Abbildung 2-5: Verbreitung der bituminösen Tongestein-Fazies und stratigrafische Gliederung des Posidonien-schiefer. Rot schraffierte Fläche: Verbreitung der Tongesteine nach Anwendung der in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien.

Tabelle 2-2: Eingangsparameter für die Berechnung des Schiefergaspotenzials des Posidonien-schiefer in Deutschland.

| Fläche (km ²) | | Tiefe (m) | | Mächtigkeit (m) | | C _{org} (%) | | Porosität (%) | |
|---------------------------|------|-----------|------|-----------------|------|----------------------|------|---------------|------|
| Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. |
| 3197 | 4795 | 1550 | 2150 | 20 | 50 | 2,0 | 10,5 | 3 | 22 |

auf eine Lokalität Mächtigkeiten von 20 m wohl nicht überschreitet (RIEGRAF 1985).

Für den Posidonien-schiefer im Niedersächsischen Becken stehen detaillierte Reifekarten zur Verfügung (WEHNER et al. 1988; 1989). Außerhalb des Niedersächsischen Beckens ergeben Einzeldaten ein unvollständiges Bild der Reifeverhältnisse. Die thermische Reife des organischen Materials des Posidonien-schiefer im Oberrheingraben ist nur durch vergleichsweise wenige Reifedaten belegt. Diese Informationen aus Tiefbohrungen zeigen für

das gesamte Mesozoikum thermische Reife des organischen Materials von über 1,0 % Ro (TEICHMÜLLER 1979). Im tiefen Oberrheingraben ist deshalb mit einem Bildungspotenzial für Erdgas im Posidonien-schiefer zu rechnen.

Für den Posidonien-schiefer in Nordwestdeutschland wurden Tiefenkarten der Lias-Obergrenze ausgewertet (DOORNENBAL & STEVENSON 2010). Ungenauigkeiten ergeben sich aus der notwendigen Korrektur anhand der regional veränderlichen Mächtigkeit der Formationen oberhalb des Posidonien-schiefer

(BRAND & HOFFMANN 1963). Für das Niedersächsische Becken existieren detaillierte Tiefenkarten (WEHNER et al. 1988; WEHNER et al. 1989; BINOT et al. 1993). Die Tiefenlage des Posidonienschiefer im Ober-rheingraben ist nicht detailliert erfasst. Indirekt lässt sich diese Tiefenlage jedoch aus dem Tiefenplan und der abgedeckten Karte der Tertiär-Basis ableiten (PFLUG 1982).

2.2.3 Wealden

Während des Übergangs vom Jura zur Kreidezeit befand sich in Teilen des heutigen Norddeutschlands ein vom Weltmeer weitgehend abgeschlossener Binnensee. Bei einer durchschnittlichen Ausdehnung von etwa 100 km in Nord-Süd-Richtung erstreckte sich der See von der heutigen niederländischen Grenze bis weit nach Nordostdeutschland. Der See gliederte sich in ein zentrales Hauptbecken und mehrere kleinere Nebenbecken. Das Zentrum des Sees befand sich zwischen der Ems und dem östlichen Niedersachsen. Während in den küstennahen Bereichen vorwiegend sandige und zum Teil kohleführende Sedimente abgelagert wurden, bestehen die Ablagerungen im Beckenbereich aus feinkörnigen Gesteinen. Die mächtigen Gesteinsabfolgen des Beckenzentrums enthalten dunkle, organisch-reiche Ton- und Mergelsteine. Der durchschnittliche Gehalt an organischem Kohlenstoff der Tonsteine des Wealden liegt über 2 %. Im Osnabrücker Bergland, nördlich des Wiehengebirges und im Teutoburger Wald sind diese Tonsteine an der Oberfläche aufgeschlossen. Die Verbreitung und fazielle Ausprägung des Wealden im Niedersächsischen Becken basiert auf den Angaben des Paläogeographischen Atlas der Unterkreide von Nordwestdeutschland (SCHOTT et al. 1969), die durch neuere Erkenntnisse (MUTTERLOSE & BORNE-MANN 2000) ergänzt wurden (Abb. 2-6).

Tongesteine mit bis zu mehreren hundert Metern Mächtigkeit sind aus Bohrungen westlich der Ems sowie aus dem zentralen Teil des Nordwestdeutschen Beckens bekannt. Östlich der Weser nehmen der Anteil und die Mächtigkeit der bituminösen Tonsteine deutlich ab. Der Wealden erreicht in den zentralen Beckenbereichen eine Mächtigkeit von über 700 m, wurde aber durch Hebungspro-

zesse während der Oberkreide regional auf erheblich geringere Mächtigkeiten erodiert (MUTTERLOSE & BORNE-MANN 2000). In einigen, aus Bohrungen bekannten Senken östlich der Elbe erreicht die Tonsteinmächtigkeit lokal 200 m (DIENER 1967; 1974).

Für den Wealden des Niedersächsischen Beckens wurden im Rahmen dieser Untersuchung Reifekarten anhand der Daten von BARTENSTEIN et al. (1971) und der detaillierten Reifekarten von WEHNER et al. (1988; 1989) erstellt. Die regional eng begrenzten Vorkommen im östlichen Bereich des Verbreitungsgebietes der Beckenfazies westlich von Hannover liegen in der Zone der Gasbildung.

Die Verbreitung des Wealden unterhalb von 1000 m wurde anhand der Tiefenlage der Wealden-Basis (BALDSCHUHN et al. 2001) und durch die Auswertung von geologischen Messtischblättern ermittelt.

2.2.4 Blättertone

Während des Ober-Hauterivium bis Unter-Aptium wurde das heutige Norddeutschland von den südlichen Ausläufern eines flachen Randmeeres der damaligen Nordsee bedeckt. Die südliche Grenze dieses Meeres erstreckte sich vom Emsland über den Nordrand des Harzes und das südliche Brandenburg bis zur polnischen Grenze. Eine Vielzahl von flachen Becken wurde durch Inseln und größere Festlandsbereiche voneinander getrennt. In diesem Zeitintervall wurden bis zu 200 m mächtige marine Ton- und Mergelsteine im Norddeutschen Becken abgelagert. Zwischen diesen homogenen Tonmergelsteinen sind bis zu dreißig organisch-reiche Schwarzschieferhorizonte, die sogenannten Blättertone, eingeschaltet. Der „Fischschiefer“ des Unter-Aptium bildet den Abschluss dieser Abfolge. Meist sind die Blättertonhorizonte regional nur über kurze Distanzen entwickelt. Einzig der bis zu 6 m mächtige „Hauptblätterton“ und der bis zu 8 m mächtige „Fischschiefer“ sind im gesamten Becken nachgewiesen.

Am Südrand des Niedersächsischen Beckens, nördlich der Mittelgebirge, sind die Blättertone aufgeschlossen; nach Norden tauchen die Schichten unter jüngere Abfolgen ab und sind dort aus Bohrungsdaten und seismischen Profilen bekannt

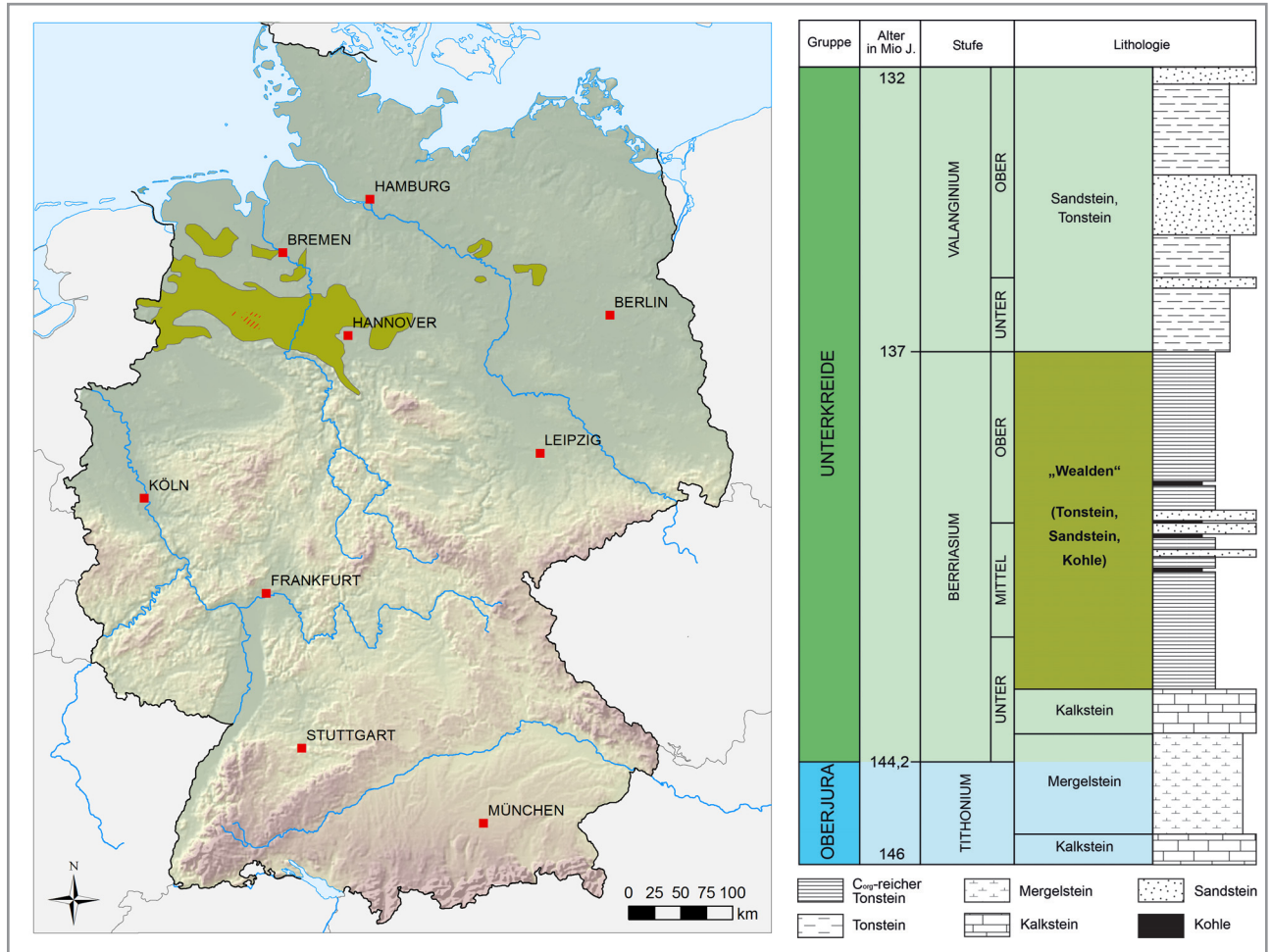


Abbildung 2-6: Verbreitung der bituminösen Tongestein-Fazies und stratigraphische Gliederung des Wealden. Rot schraffierte Fläche: Verbreitung der Tongesteine nach Anwendung der in Kapitel 2.1 beschriebenen Kriterien.

Tabelle 2-3: Eingangsparameter für die Berechnung des Schiefergaspotenzials des Wealden in Deutschland.

| Fläche (km ²) | | Tiefe (m) | | Mächtigkeit (m) | | C _{org} (%) | | Porosität (%) | |
|---------------------------|------|-----------|------|-----------------|------|----------------------|------|---------------|------|
| Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. | Min. | Max. |
| 281 | 421 | 1300 | 1660 | 200 | 830 | 2,0 | 18,7 | 4 | 10 |

(Abb. 2-7). Verbreitung und fazielle Ausprägung der Blättertone in Nordwestdeutschland sind dem Paläogeographischen Atlas der Unterkreide von Nordwestdeutschland (SCHOTT et al. 1969) entnommen. Einen zusammenfassenden paläogeographischen und faziellen Überblick über das Barremium des Niedersächsischen Beckens gibt KEMPER (1978). Detailliertere Angaben zur Verbreitung, Mächtigkeit und Tiefenlage der stärker bituminösen Blättertone des Barremium und des unteraptischen Fischschiefer werden bei MUTTERLOSE & BÖCKEL (1998) dargestellt.

Die Mächtigkeit der gesamten Schichtenfolge erreicht in Nordwestdeutschland etwa 200 m (SCHOTT et al. 1969; MUTTERLOSE & BÖCKEL 1998; MUTTERLOSE & BORNEMANN 2000) und die Tiefenverbreitung der Blättertone des Norddeutschen Beckens ist durch Bohrungen gut belegt (SCHOTT et al. 1969; MUTTERLOSE & BÖCKEL 1998).

Das organische Material der Blättertone erreicht nach Auswertung der verfügbaren Reifedaten Nordwestdeutschlands (BARTENSTEIN et al. 1971;

DOORNENBAL & STEVENSON 2010) nicht die thermische Reife zur Bildung von Erdgas. Diese Formation besitzt daher kein Schiefergaspotenzial und wird von der weiteren Betrachtung ausgeschlossen.

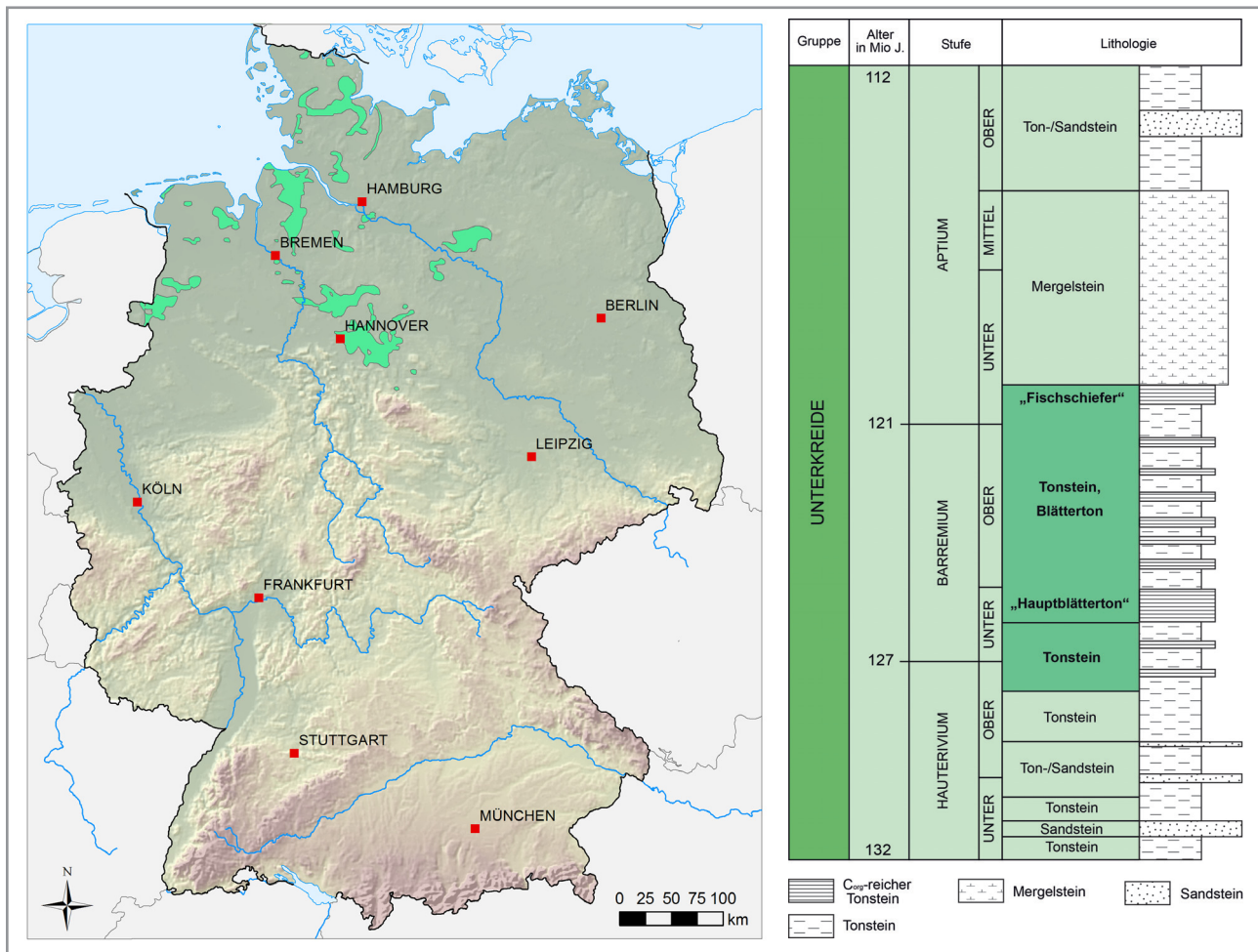


Abbildung 2-7: Übersicht über die Verbreitung der laminierten Tonsteine (Blättertone) und stratigraphische Einstufung der Schichten von Ober-Hauterivium bis Unter-Aptium.

3. VERFAHREN UND BERECHNUNGSMETHODE DER POTENZIALABSCHÄTZUNG

In dieser Studie werden die Mengen an Erdgas berechnet, die in den betrachteten Formationen vorhanden sein können (Gas-in-Place, GIP). Zur Berechnung der GIP-Mengen wurde ein modifiziertes, methodisches Verfahren wie bei der Bewertung des niederländischen Schiefergaspotenzials nach TNO (2009) verwendet. Unsicherheiten in der Berechnung werden mithilfe des statistischen Verfahrens der Monte-Carlo-Simulation quantifiziert.

Erdgas kommt in Tongesteinen in zwei Formen vor. Zum einen kann es an organisches Material und (Ton)mineraloberflächen adsorbiert sein ($GIP_{\text{adsorbiert}}$), zum anderen kann es als freies Gas in Porenräumen und natürlichen Klüften auftreten (GIP_{frei}). Die Gesamtmenge an Erdgas in einer Gesteinsformation (GIP_{gesamt} , Gl. 3.1) setzt sich aus der Summe des adsorbierten und freien Gases zusammen:

$$GIP_{\text{gesamt}} = GIP_{\text{adsorbiert}} + GIP_{\text{frei}} \quad (\text{Gl. 3.1})$$

3.1 Adsorbiertes Erdgas

Die Mengen an adsorbiertem Erdgas wurden mit folgender Formel (Gl. 3.2) berechnet:

$$GIP_{\text{adsorbiert}} = V * \rho * G \quad (\text{Gl. 3.2})$$

Das Volumen V ergibt sich aus der Multiplikation der Fläche mit der Mächtigkeit, deren Bestimmung in Kapitel 2.2 erläutert wird. ρ bezeichnet die Gesteinsdichte der Tonsteine in kg/m^3 (2400 - 2800 kg/m^3 nach SCHÖN 1983) und G (Gl. 3.3) die adsorbierte Gaskonzentration in m^3 adsorbierten Erdgas pro Tonne Tongestein (SHI & DURUCAN 2005). G wird wie folgt berechnet:

$$G = \frac{G_l * P}{P_l + P} \quad (\text{Gl. 3.3})$$

G_l ist das Langmuir-Volumen (maximales Volumen des adsorbierten Gases), während P den Porendruck (in MPa) und P_l den Langmuir-Druck (in MPa) bezeichnet. P_l beschreibt den Druck, an dem das Volumen des adsorbierten Gases die Hälfte des Langmuir-Volumens G_l beträgt (Abb. 3-1).

Die Berechnung des Langmuir-Volumen basiert auf Literaturwerten, die aus bereits untersuchten Formationen der USA stammen (GAULT & STOTTS 2007), da bislang keine publizierten Daten zu den Tongesteinsformationen in Deutschland vorliegen. Das Langmuir-Volumen korreliert mit dem C_{org} -Gehalt der einzelnen Tongesteine (BREIG 2010). Die Verteilung dieses Parameters wurde daher gewichtet mit dem Gehalt an organischem Material, was zu einer systematischen Verringerung der ermittelten Mengen gegenüber einer Normalverteilung führt. Unberücksichtigt bleibt ein möglicher Einfluss des Typus und der Zusammensetzung des organischen Materials, der thermischen Reife und der Temperatur.

Literaturwerte des Langmuir Drucks und des Langmuir Volumens bewegen sich zwischen 2,5 - 10,0 MPa und 2,5 - 8 m^3/t (GAULT & STOTTS 2007). Diese Werte wurden in der vorliegenden Studie benutzt; die angegebene Schwankungsbreite bildet sich in der Unsicherheit der Ergebnisse ab. Es wurde generell mit einem Porendruckgradient von 12 MPa/km gerechnet (RÖCKEL & LEMPP 2003).

3.2 Freies Erdgas

Die Mengen an freiem Erdgas in Tongesteinen sind abhängig von der Matrixporosität, dem natürlichen Kluftvolumen im Gestein und dem Gas-Wasser-Verhältnis. Die Matrixporosität ist das Verhältnis des Hohlraumvolumens zum Gesamtvolumen. Für die GIP-Abschätzung ist jedoch nicht die Gesamtporosität maßgeblich, sondern die gasgefüllte Porosität, d. h. der mit Erdgas gefüllte Anteil des Hohlraumvolumens. Diese ist aus mehreren Gründen grundsätzlich geringer als die Gesamtporosität: Der Porenraum kann physikalisch bedingt nicht zu 100 % von Gas eingenommen werden, da immer eine gewisse Restmenge Formationswasser vorhanden ist, die nicht-reduzierbare Wassersättigung.

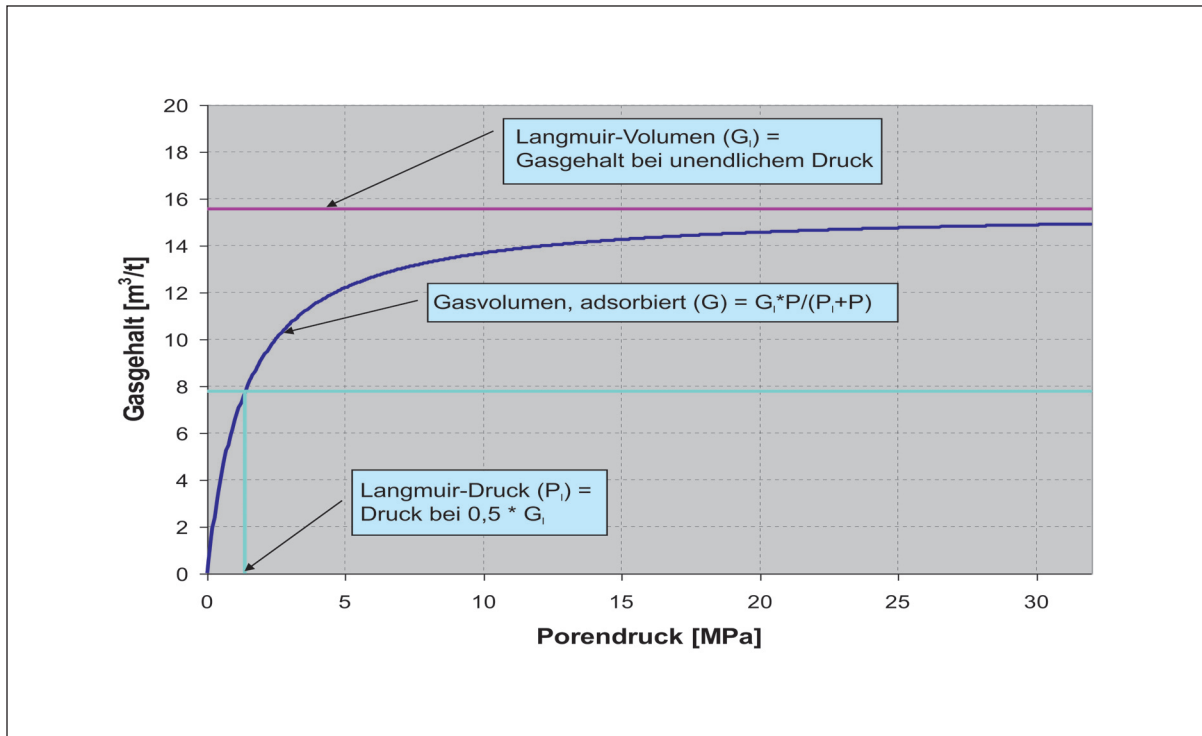


Abbildung 3-1: Adsorbiertes Erdgas (m^3/Tonne Gestein) über den Porendruck in MPa. Verändert nach LEWIS et al. (2004).

Während diese Werte für klassische Speichersteine (Sandsteine, Karbonate) bekannt sind, ist dies für Tonsteine nicht der Fall. Darüber hinaus ist es denkbar, dass die in-situ Gasbildung nicht ausreichte, den zur Verfügung stehenden Porenraum mit Gas zu füllen.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt liegen nur begrenzt Daten zur Porosität von Tongesteinen in Deutschland vor und zum Gas-Wasser-Verhältnis können keine Angaben gemacht werden. Erfahrungen aus US-Schiefergasvorkommen zeigen, dass durchschnittlich etwa die Hälfte der Gesamtporosität gasgefüllt ist (CURTIS 2002; FARAJ et al. 2004). In Analogie wurde für die hier betrachteten Formationen angenommen, dass 50 % der Gesamtporosität gasgefüllt sind. Die so ermittelten Werte der gasgefüllten Porosität in den untersuchten Formationen liegen zwischen 1 % bis 5 %; ähnlich denen aus US-Schiefergasvorkommen (CURTIS 2002). Abweichend davon werden für den Posidonien-schiefer in der Literatur Porositäten bis zu 22 % angegeben (MANN 1987). Der maximale gasgefüllte Porenraum für den Posidonien-schiefer wird deshalb mit 11 % angenommen.

Die Mengen an freiem Erdgas lassen sich auf der Grundlage des idealen Gasgesetzes über die Formel (Gl. 3.4):

$$GIP_{\text{frei}} = V * \Phi_{\text{Gas}} * B_g \quad (\text{Gl. 3.4})$$

näherungsweise berechnen. V bezeichnet das Tongestein-Volumen, Φ_{gas} ist der mit Erdgas gefüllte Teil des Hohlraumvolumens und B_g ist der Gasexpansionsfaktor. Dieser Faktor dient zur Umrechnung der Mengen freien Erdgases unter Reservoirbedingungen in Mengen unter Atmosphärendruck (P_{Norm} , $101.325 * 10^3$ Pa) und Raumtemperatur (T_{Norm} , 15°C) und lässt sich über Gleichung 3.5

$$B_g = \frac{P_{\text{Reservoir}} * T_{\text{Norm}}}{P_{\text{Norm}} * T_{\text{Reservoir}}} \quad (\text{Gl. 3.5})$$

berechnen, wobei $P_{\text{Reservoir}}$ mit $12 * 10^6$ Pa / km_{Tiefe} und $T_{\text{Reservoir}}$ mit 33°C / km_{Tiefe} angenommen werden. Der Realgasfaktor, die durch die Erdgaszusammensetzung bestimmte Abweichung vom idealen

Verhalten, wurde bei der Berechnung des Gasexpansionsfaktors B_g nicht berücksichtigt.

Die Norm-Mengen Erdgas werden nach Gleichung 3.6 berechnet und in m^3 pro Tonne Gestein angegeben. In die Berechnung fließt die gasgefüllte Porosität Φ_{Gas} , der Gasexpansionsfaktor B_g , die Gesteinsdichte ρ und die adsorbierte Gaskonzentration G ein.

$$\text{Norm-Menge} = \frac{\Phi_{\text{Gas}} \cdot B_g}{1 \cdot \rho} + G \quad (\text{Gl. 3.6})$$

3.3 Monte-Carlo-Simulation

Zur Abschätzung der Wertebereiche bei der Berechnung der Gasmengen unter unsicheren Eingabeparametern wurden Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt. Die Monte-Carlo-Simulation ist ein computergestütztes, mathematisches Verfahren, bei dem Wahrscheinlichkeiten in quantitativer Analyse über eine Vielzahl von Zufallsexperimenten berechnet werden. Die Auftretenswahrscheinlichkeit von Ergebnissen bei unsicheren Eingabeparametern wird damit ermittelbar. Hierzu werden Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Variablen (Fläche, Mächtigkeit, Tiefenlage, Dichte, gasgefüllte Porosität, Langmuir-Volumen, Langmuir-Druck) vorgegeben und in einer Vielzahl von Simulationen zufällig miteinander verrechnet. Dabei wird die Wahrscheinlichkeitsdichte berechnet, die aussagt, mit welcher Wahrscheinlichkeit eine Gasmenge Werte in einem bestimmten Intervall annimmt. Die einzelnen Variablen wurden als nicht korreliert angenommen.

Die Verteilungskriterien der Eingangsparameter wurden im Sinne einer konservativen Abschätzung so gewählt (z. B. gewichtete Verteilung), dass das Risiko der Überbewertung der GIP-Mengen vermindert wurde. Für die Parameter Fläche, Mächtigkeit, Porosität und Langmuir-Druck wurde angenommen, dass sie einer Normalverteilung folgen. Dieses Verteilungsmuster bildet die geologischen Bedingungen dieser Parameter mathematisch am wahrscheinlichsten ab. Die Unsicherheit des Parameters Tiefenlage wird durch eine gewichtete Dreiecksverteilung berücksichtigt, um die Variationen der bekannten Tiefenangaben möglichst genau abzubilden. Die Tiefenlage der untersuchten

Schichten beeinflusst in erheblichem Maße die Beiträge des Gasexpansionsfaktors (B_g). Eine einfache Dreiecksverteilung wurde für die Gesteinsdichte angenommen, da die Variationsbreite in Tongesteinen als gering angenommen werden kann. Diese Verteilungen der verschiedenen Parameter wurden für die betrachteten Formationen einheitlich gewählt.

Mit dieser Methodik kann auch der Einfluss der einzelnen Variablen auf das Ergebnis und die Ergebnisunsicherheit ermittelt werden. Die Unsicherheit eines aus mehreren Größen ermittelten Wertes – hier also das GIP – kann unter der Voraussetzung, dass die einzelnen Variablen nicht korreliert sind, nach der folgenden Formel (Gl. 3.7) ermittelt werden (ELLISON et al. 2000):

$$u(y(x_1, x_2, \dots, x_n)) = \sqrt{\sum_{i=1, n} \left(\frac{\partial y}{\partial x_i} \cdot u(x_i) \right)^2} \quad (\text{Gl. 3.7})$$

Vor allem die Mächtigkeit und dazu die Fläche und das Langmuir-Volumen beeinflussen maßgeblich das Ergebnis. Dagegen tragen die Gesteinsdichte, die Tiefe und der Langmuir-Druck nur untergeordnet zur Ergebnisunsicherheit bei. Dies gilt auch für die Gasfüllung mit Ausnahme für den Posidonien-schiefer, da hier hohe Porositäten vorliegen können. Für das Unterkarbon, welches bislang am wenigsten im Untergrund des Norddeutschen Beckens untersucht ist, bestehen die größten Ergebnisunsicherheiten (Abb. 3-2).

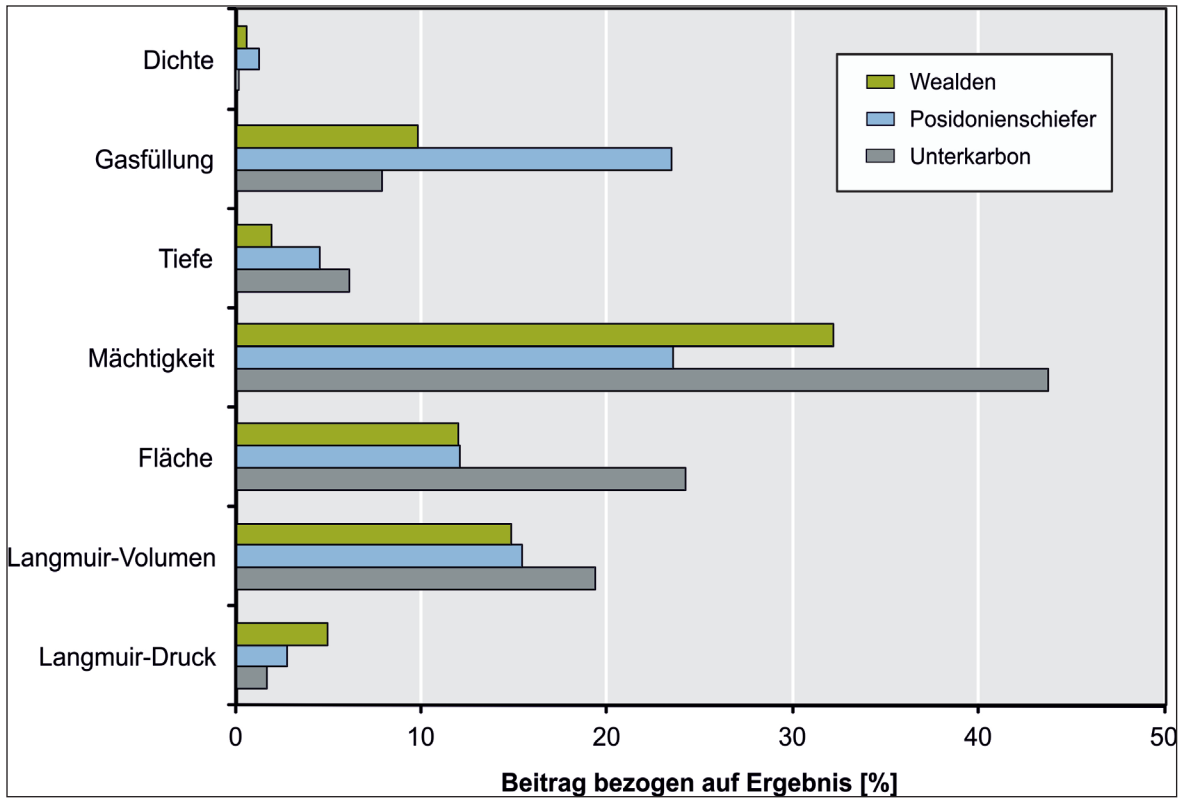


Abbildung 3-2: Beitrag zur Ergebnisunsicherheit in Prozent, bezogen auf das Simulationsergebnis.

4. SCHIEFERGAS POTENZIALABSCHÄTZUNG

Die Abschätzung des Schiefergaspotenzials basiert auf der insgesamt vorhandenen Menge an Erdgas in den betrachteten Tongesteinen. Diese Gesamtmenge wird als Gas-in-Place (GIP) bezeichnet und enthält keine Aussage darüber, welcher Anteil davon auch förderbar ist. Die technisch gewinnbaren Mengen, die Erdgasressourcen, umfassen nur einen kleinen Teil dieser Menge und fallen daher deutlich geringer aus.

4.1 Potenzial der einzelnen Formationen

Die Verteilungen von Eingangsgrößen und Ergebnissen werden im Folgenden als Histogramme dargestellt. Auf der y-Achse wird dabei die Wahrscheinlichkeitsdichte $f(x)$ aufgetragen. Die Einheit für die angegebenen Gasmengen ist Billionen m^3 . Datengrundlage der Berechnungen sind die in Kapitel 2.2 ermittelten Flächendaten, Mächtigkeiten, Tiefenlagen und Porositäten.

4.1.1 Unterkarbon

Aufgrund der ermittelten Verbreitung und der großen Mächtigkeit (Tab. 2-1) ergibt sich ein sehr großes Schiefergaspotenzial für das Unterkarbon (Tab. 4-1). Allerdings stehen, wie oben beschrieben, für das Unterkarbon in Nordwestdeutschland, und damit für den größten Teil des Norddeutschen Beckens, gegenwärtig nur weni-

ge belastbare Daten zur Verfügung. Schon grundlegende Faktoren, wie die flächige Verteilung der faziellen Ausprägung der Formation und die Schwankungsbreite der Mächtigkeiten sind daher gegenwärtig schwer zu beurteilen. Dies schränkt die Genauigkeit der Aussage stark ein. Von allen untersuchten Formationen besitzt das Unterkarbon die geringsten Werte für die normierte Menge Erdgas pro Gestein (3,3 - 5,9 m^3/t , Tab. 4-1). Trotz dieser geringen Werte kommt den Unterkarbon-Tongesteinen aufgrund ihres enormen Gesteinsvolumens eine große Bedeutung zu.

4.1.2 Posidonienschiefer

Das Potenzial für Schiefergas im Posidonienschiefer wird in Norddeutschland aufgrund der geochemischen Parameter und der über weite Strecken homogenen Ausbildung der Ablagerungen als relativ hoch eingeschätzt (Tab. 4-1). Potenziale für Schiefergasvorkommen befinden sich am Südrand des Nordwestdeutschen Beckens sowie im mittleren Bereich des Oberrheingrabelns.

4.1.3 Wealden

Die Tongesteine des Wealden sind durch mittlere bis hohe Gehalte (max. 18 % C_{org}) an organischem Kohlenstoff und große Mächtigkeiten charakterisiert (Tab. 4-1). Potenziale für große Schiefergas-mengen liegen besonders im Süden des Nordwestdeutschen Beckens.

Tabelle 4-1: Probabilistische Abschätzung der Gas-in-Place-Menge in Billionen (10^{12}) m^3 . Minimum (p05): zu 95% Wahrscheinlichkeit nicht unterschrittener Wert; Mittel (p50) durchschnittlicher (Median-) Wert; Maximum (p95): zu 95% Wahrscheinlichkeit nicht überschrittener Wert.

| Formation | Erdgas (GIP) gesamt (Bill. m^3) | | | Norm-Menge Erdgas (m^3/t Gestein) | |
|--------------------|---------------------------------------|--------|---------|---|------|
| | Minimum | Median | Maximum | Min | Max |
| Unterkarbon | 2,5 | 8,3 | 17,7 | 3,3 | 5,9 |
| Posidonienschiefer | 0,9 | 2 | 3,8 | 2,8 | 14,5 |
| Wealden | 1,1 | 2,4 | 4,4 | 2,8 | 10,5 |

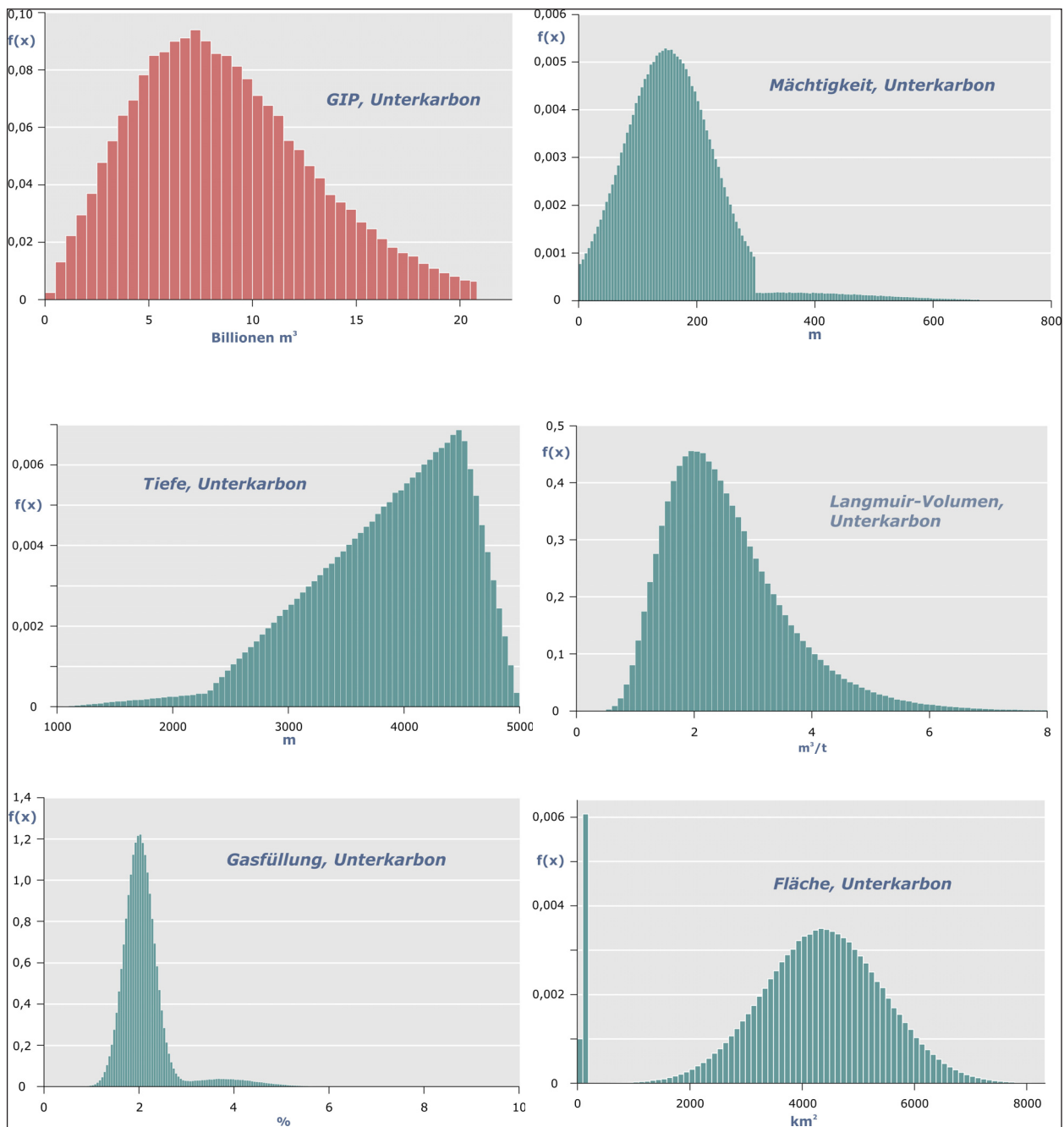


Abbildung 4-1: Unterkarbon-Tongesteine. Links oben: GIP-Menge, dargestellt als Wahrscheinlichkeitsverteilung. Übrige Darstellungen: Häufigkeitsverteilung der Eingangsparameter zur Monte-Carlo-Simulation der Unsicherheiten.

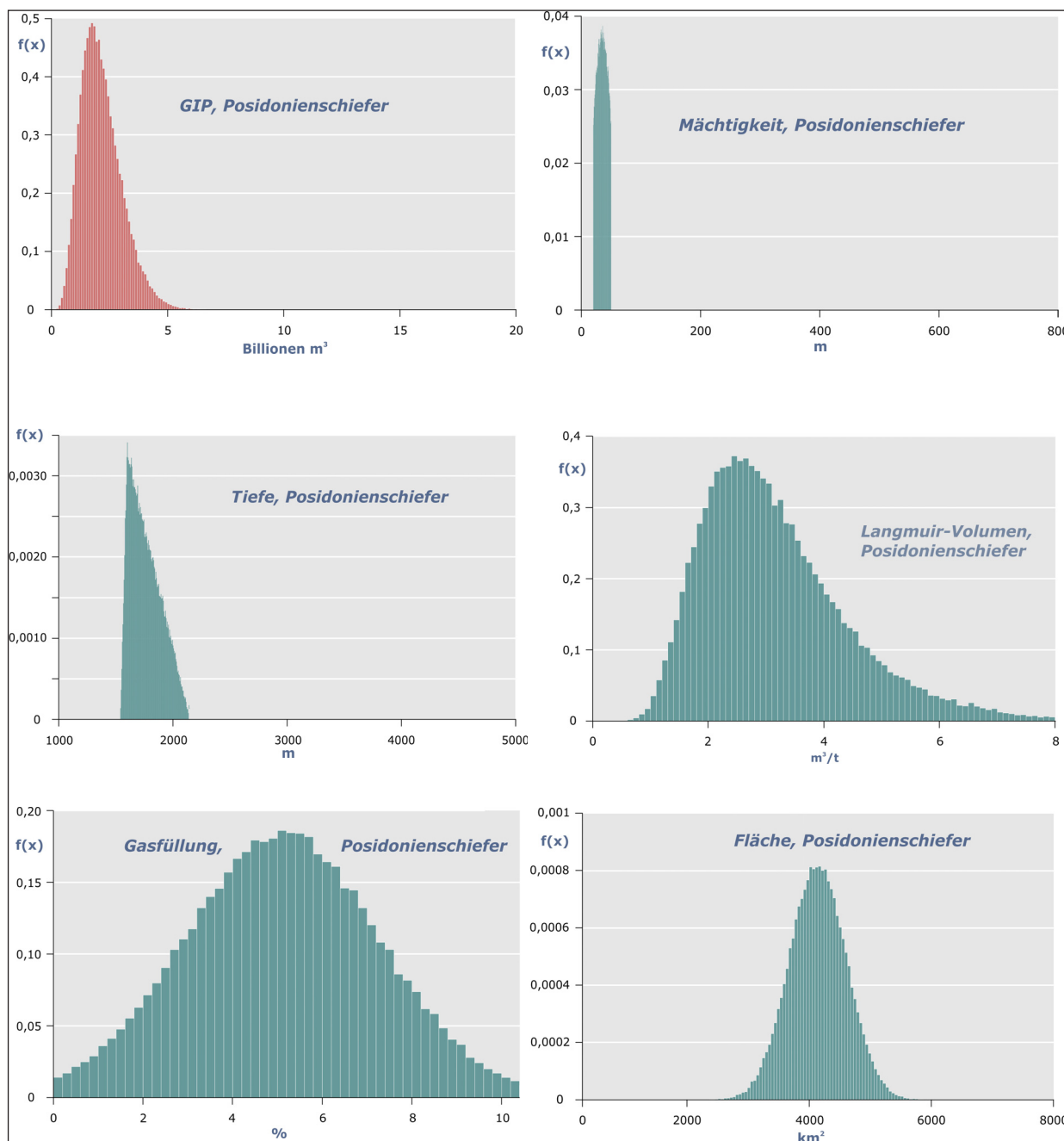


Abbildung 4-2: Posidonienschiefer. Links oben: GIP-Menge, dargestellt als Wahrscheinlichkeitsverteilung. Übrige Darstellungen: Häufigkeitsverteilung der Eingangsparameter zur Monte-Carlo-Simulation der Unsicherheiten.

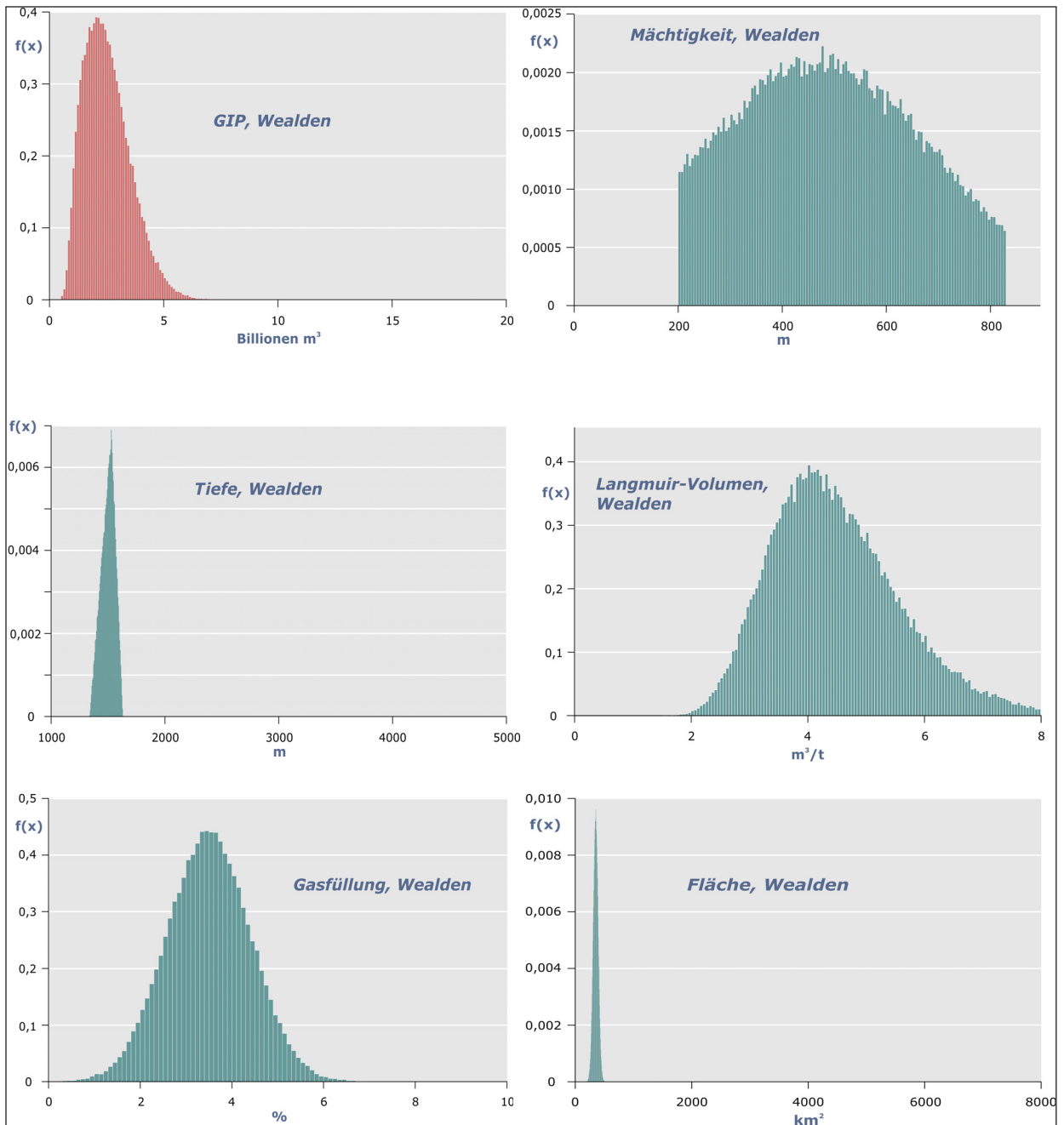


Abbildung 4-3: Wealden. Links oben: Ergebnisse der Berechnung der GIP-Mengen des Wealden dargestellt als Wahrscheinlichkeitsverteilung. Übrige Darstellungen: Angenommene Häufigkeitsverteilung der Eingangsparameter zur Monte-Carlo-Simulation zur Abschätzung der Unsicherheiten der Mengenberechnung.

4.2 Gesamtmenge - Gas-in-Place

Die insgesamt vorhandenen Schiefergasmengen in den untersuchten Tongesteinen liegen zwischen 6,7 Billionen (Bill.) m³ (p05) und 22,7 Bill. m³ (p95). Der Median beträgt rund 13 Bill. m³ GIP (p50) (Abb. 4-4, Tab 4-2). Die bislang vorliegende Abschätzung der US-amerikanischen Energiebehörde (EIA) von 0,227 Bill. m³ wird damit übertroffen. In der EIA-Studie wird ebenfalls ein Gas-in-Place Ansatz verwendet, unklar bleibt allerdings, welche Daten verwendet wurden, außerdem ist die Berechnungsmethode nicht eindeutig nachvollziehbar dargestellt.

Die Tongesteine des Unterkarbon weisen das größte Schiefergaspotenzial in Deutschland auf. Mit einem Mittelwert von etwa 8 Bill. m³ GIP liegt die berechnete GIP-Menge um das Vierfache über den Mengen des Posidonienschiefer (Unterjura) und des Wealden (Unterkreide). Die für den Posidonienschiefer und den Wealden abgeschätzten Schiefergasmengen belaufen sich im Mittel auf jeweils rund 2 Bill. m³ GIP (Abb. 4-5).

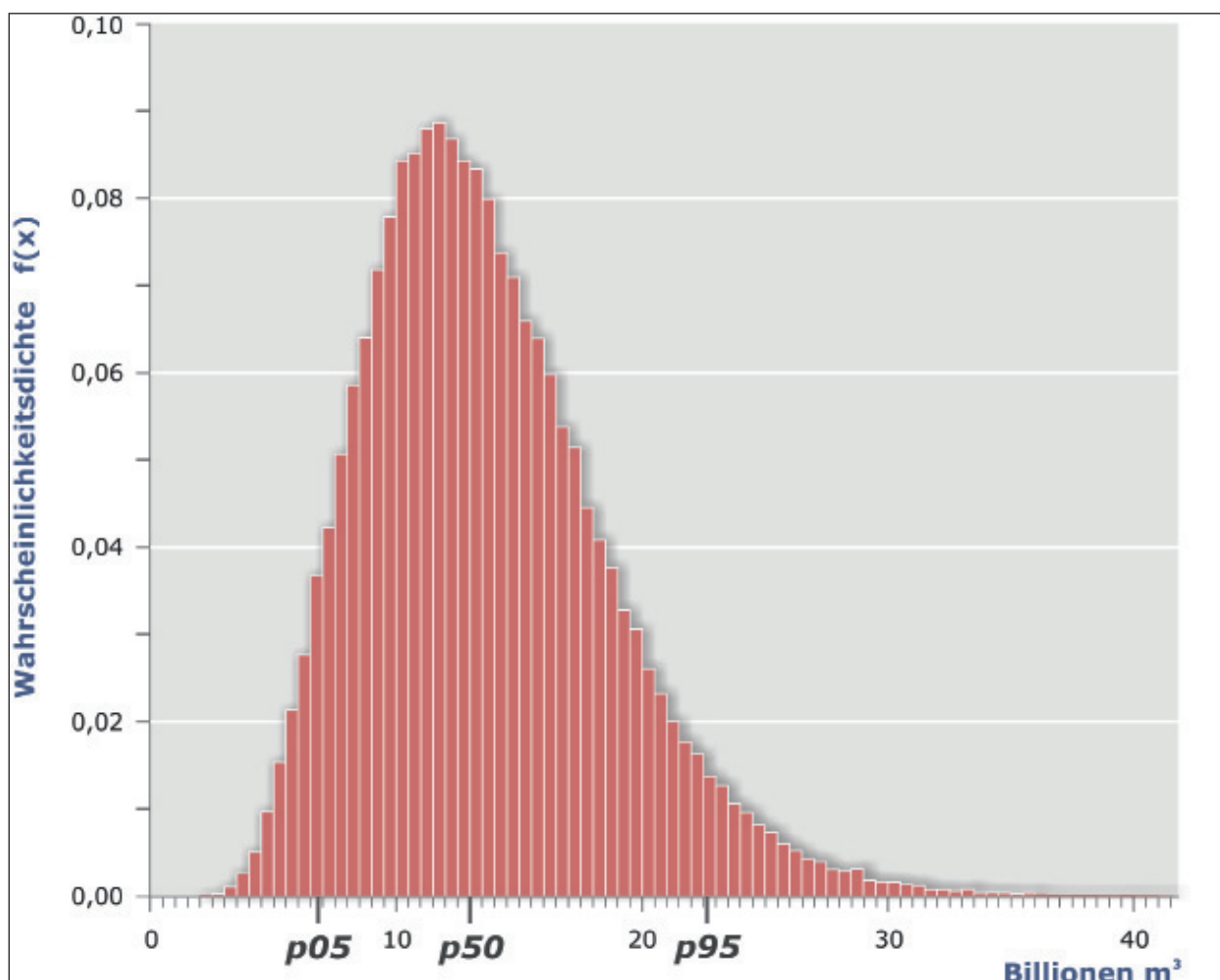


Abbildung 4-4: Wahrscheinlichkeitsdichte $f(x)$ der Schiefergasmengen in Billionen m³ (Gas-in-Place), ermittelt durch eine Monte-Carlo-Simulation mit 100.000 Durchläufen. Aus der Verteilung ergeben sich die statistischen Kennwerte p05, p50, p95.

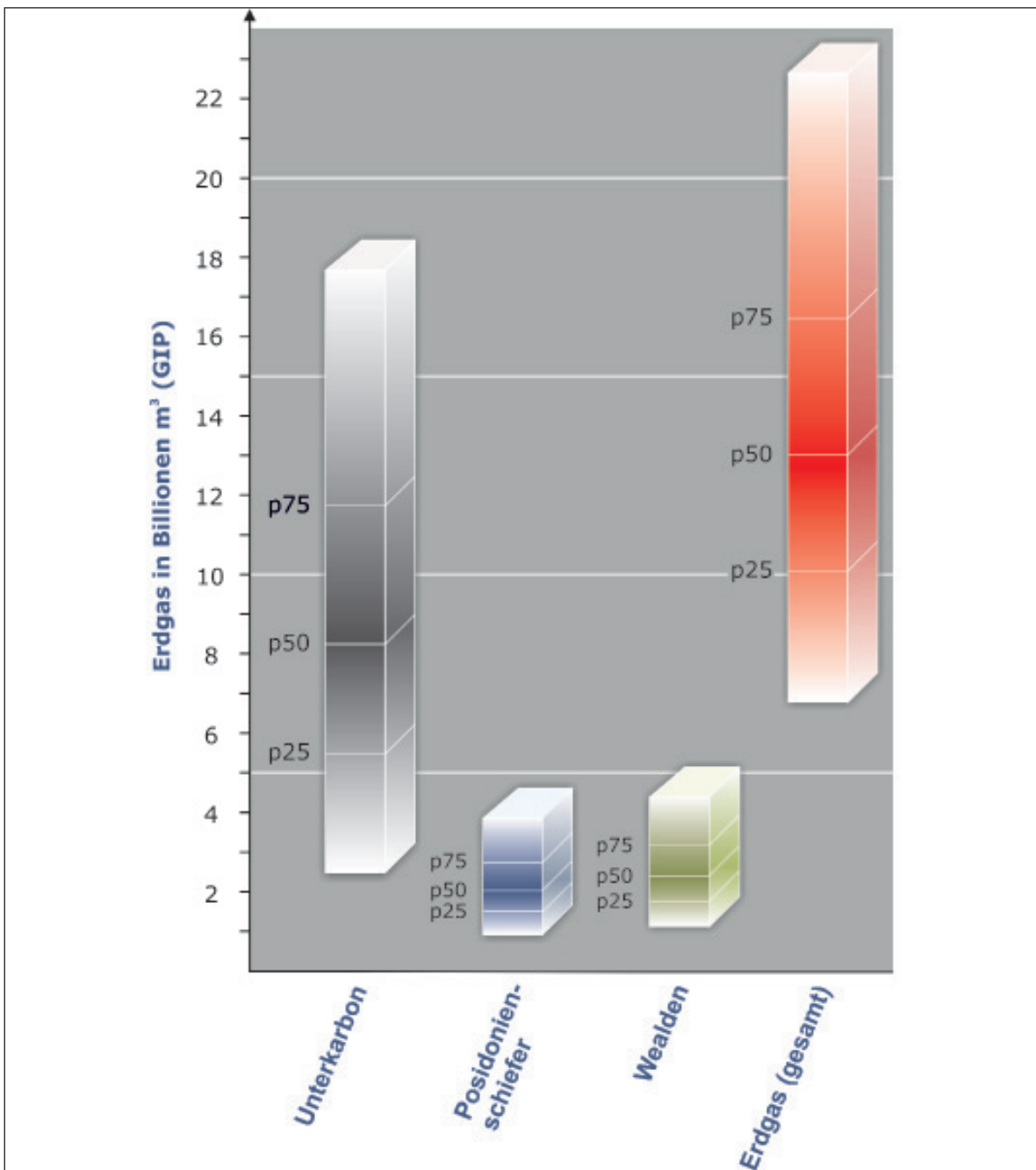


Abbildung 4-5: Erdgas mengen aus Tongesteinen (gesamt und einzelne Formationen); die Balkenlängen sind auf die p05- und p95-Werte begrenzt.

4.3 Schiefergasressourcen

In Deutschland gibt es bislang keine Schiefergasförderung und deshalb auch keine Erfahrungswerte zum technisch gewinnbaren Anteil aus den GIP-Mengen. Produktionsdaten aus den USA zeigen, dass der Gewinnungsfaktor zwischen 10 % und 35 % der GIP-Mengen schwanken kann. Im Sinne einer konservativen Abschätzung wird in dieser

Studie von einem technischen Gewinnungsfaktor von 10 % der GIP-Mengen ausgegangen. Entsprechend würde sich die technisch gewinnbare Erdgasmenge auf 0,7 bis 2,3 Bill. m³ belaufen (Tab. 4-2). Diese Menge liegt damit deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen mit 0,15 Bill. m³ und Erdgasreserven mit 0,146 Bill. m³.

Mittlerweile gibt es für eine steigende Zahl von Ländern ebenfalls Angaben zu den dortigen Schiefergasvorkommen. Trotz unterschiedlicher Berechnungsgrundlagen und noch erheblicher Unsicherheiten ergibt sich ein erster grober Überblick über die weltweiten Vorräte an Schiefergas (Abb. 4-6). Im internationalen Vergleich liegt Deutschland

danach an 20. Stelle. Angesichts eines zügig voranschreitenden Kenntnissgewinns sind Korrekturen im Ranking aufgrund von Neubewertungen auch in anderen Ländern zu erwarten. Vorbehaltlich einer noch lückenhaften Datenlage weist die BGR derzeit rund 170 Billionen m³ an weltweiten Schiefergasressourcen aus (BGR Kurzstudie, 2011).

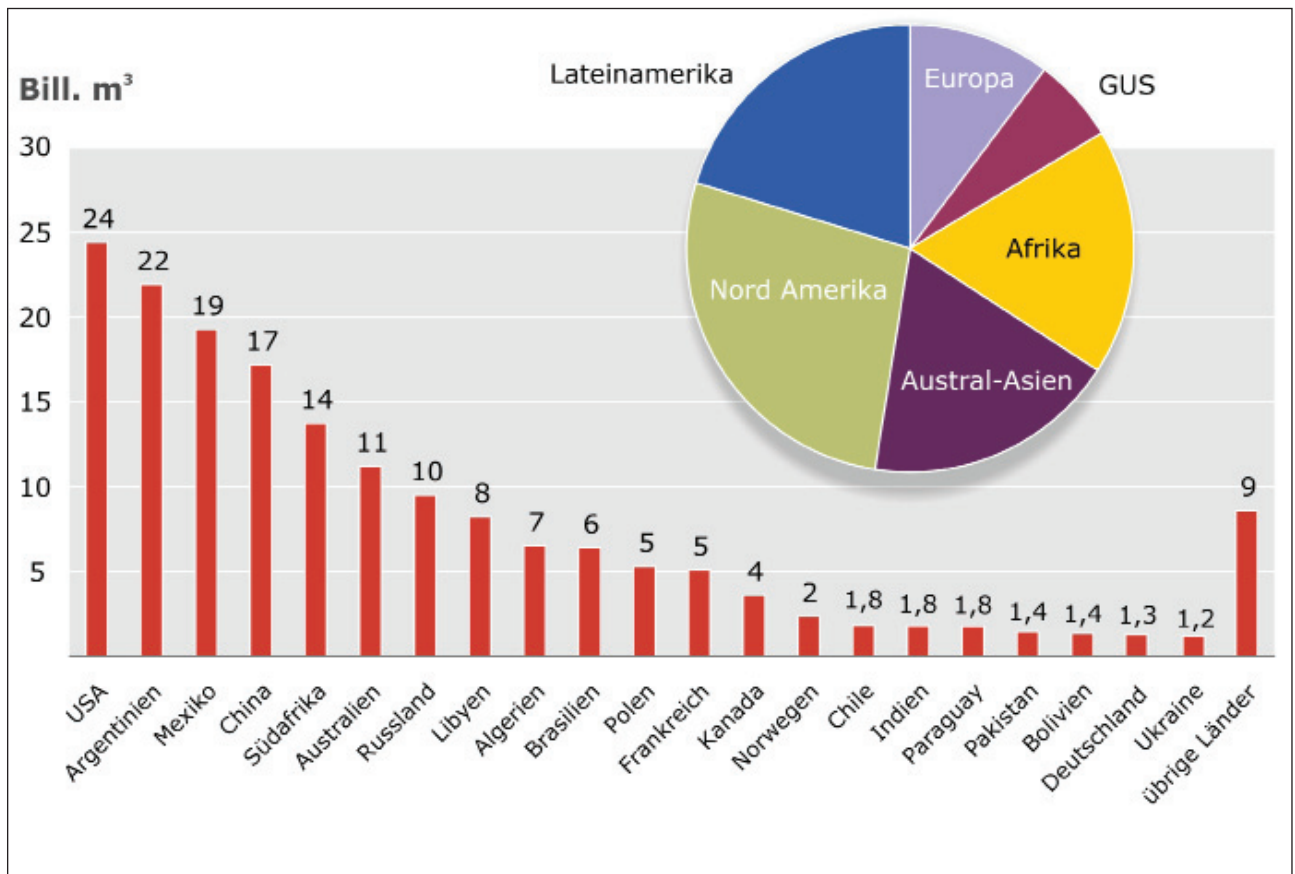


Abbildung 4-6: Technisch gewinnbare Ressourcen an Schiefergas für die Länder mit den derzeit größten Vorkommen sowie Verteilung nach Regionen (BGR Datenbank, Datenstand: 2010, für Deutschland: diese Studie).

Tabelle 4-2: Gas in-Place- und bei einem Gewinnungsfaktor von 10 % technisch gewinnbare Mengen an Schiefergas in Deutschland in Billionen m³. Die Gesamtmengen entstammen der Simulation und entsprechen daher nicht exakt der Aufsummierung der Werte der einzelnen Formationen.

| Formation | Gas-in-Place | | | technisch gewinnbar | | |
|--------------------------------|--------------|-------------|-------------|---------------------|------------|------------|
| | Minimum | Median | Maximum | Minimum | Mittel | Maximum |
| Unterkreide - Wealden | 1,1 | 2,4 | 4,4 | 0,1 | 0,2 | 0,4 |
| Unterjura - Posidonienschiefer | 0,9 | 2,0 | 3,8 | 0,1 | 0,2 | 0,4 |
| Unterkarbon | 2,5 | 8,3 | 17,7 | 0,3 | 0,8 | 1,8 |
| Gesamt | 6,8 | 13,0 | 22,6 | 0,7 | 1,3 | 2,3 |

4.4 Ausblick

Neben den in dieser Studie betrachteten Tongesteinshorizonten werden weitere Formationen mit Potenzial für nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffe betrachtet werden. Hierzu zählen etwa die Zechsteinkarbonate im Thüringer Becken sowie vorwiegend im süddeutschen Raum das Permokarbon in tiefen Trögen, der Opalinuston (Dogger) und tertiäre Tongesteine wie die Pechelbronner Schichten (Fischschiefer) (Abb. 2-1). Analog dem Vorgehen in dieser Studie werden zunächst die Verbreitung, Mächtigkeiten, Tiefen und fazielle Ausbildung sowie die organisch-geochemischen Parameter untersucht, um das Kohlenwasserstoff-Potenzial abzuschätzen.

Bei den ermittelten Gasmengen handelt es sich um vorläufige Angaben, da die derzeitige Datengrundlage für eine abschließende Bewertung des Erdgaspotenzials nicht ausreichend ist. Neue Daten zur geologischen und geochemischen Charakterisierung von Muttergesteinen in Deutschland werden deshalb in derzeit laufenden Messkampagnen und Laboruntersuchungen gewonnen.

Über geochemische Analysen werden zum Beispiel die Qualitäten des organischen Materials erfasst, um Stoffumsätze durch thermische Prozesse quantifizieren zu können. Die Untersuchungsergebnisse ermöglichen die Aufstellung von neuen Kinetik-Parametern, die damit speziell auf die jeweiligen Muttergesteine abgestimmt sind und bisherige, eher pauschale Ansätze, zur Berechnung der thermischen Kohlenwasserstoffbildung ersetzen.

Auch das Adsorptionsverhalten bzw. die Migration von Kohlenwasserstoffen in den unterschiedlichen Gesteinen wird in Laborversuchen eingehend untersucht, um genauere Abschätzungen des Schiefergaspotenzials vornehmen zu können. Weitere Untersuchungen konzentrieren sich darauf, die Versenkungsgeschichte der Muttergesteine zu rekonstruieren und anhand von Beckenmodellierungen das Kohlenwasserstoff-Potenzial in den einzelnen Sedimentbecken präziser zu ermitteln. Neben der Erforschung des Erdgaspotenziales wird im weiteren Verlauf des Projektes auch das Erdölpotenzial von Tongesteinen untersucht werden. Auch regionale Sondersituationen von räumlich eng begrenzten organikreichen Tongesteinsformationen werden zukünftig in die Bewertung eingeschlossen.

Neben der Abschätzung des Schiefergaspotenzials wird im weiteren Fortgang des Projektes auch das Potenzial an nicht-konventionellem Erdöl untersucht werden. Darüber hinaus wird eine Methode des US-amerikanischen Geologischen Dienstes (USGS) zur Potenzialabschätzung angewendet. Diese beruht auf statistischen Auswertungen zahlreicher Produktionsdaten aus Schiefergaslagerstätten in den USA und erlaubt damit zuverlässigere Abschätzungen über mögliche technisch gewinnbare Ressourcen. In Zusammenarbeit mit dem USGS wird dieses Verfahren auf die heimischen Schiefergasvorkommen angewendet und fortentwickelt. Alle Erweiterungen des bislang durchgeführten methodischen Ansatzes werden im Verlauf der Gesamtstudie zu Korrekturen der bisherigen Mengenabschätzungen führen und dienen einer realistischen Bewertung der Faktenlage.

5. UMWELTASPEKTE

Der Einsatz der hydraulischen Stimulation - Fracking - bei der Aufsuchung und Erschließung von nicht-konventionellen Kohlenwasserstoff-Vorkommen hat eine kontroverse Debatte über mögliche Umweltauswirkungen und die Sicherheit dieses Verfahrens ausgelöst. Medienberichte aus den USA über Trinkwasserverunreinigungen, die im Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen stehen sollen, gaben Anlass zur Besorgnis. Zahlreiche Länder in Europa (z. B. Bulgarien, Frankreich, Niederlande) und weltweit (z. B. Südafrika) haben seither präventiv Moratorien oder Verbote erlassen, die entweder nur den Einsatz des Frackings oder die gesamte Erkundung und Erschließung von Schiefergas oder anderen nicht-konventionellen Lagerstätten untersagen. Andere Länder hingegen, wie beispielsweise Polen, China, USA oder Argentinien, sehen eine Chance, durch die Nutzung heimischer nicht-konventioneller Lagerstätten ihre Versorgungssicherheit zu verbessern.

Die Fracking-Technik ist ein Standard-Verfahren der Erdöl-Industrie und wird sowohl zur Stimulierung konventioneller als auch nicht-konventioneller Kohlenwasserstoff-Lagerstätten eingesetzt. Darüber hinaus wird das Verfahren bei der tiefen Geothermie angewendet. Das Prinzip besteht darin, unter hohem Druck eine Flüssigkeit durch das Bohrloch über sogenannte Perforationen im Bohrstrang in die Zielformation zu pressen. Dabei werden künstliche Risse erzeugt, die als Wegsamkeiten für den Zustrom von Gas oder Öl zum Bohrloch dienen. Bei konventionellen Lagerstätten kann die Ausbeute durch Einsatz des Frackings erhöht werden. Bei nicht-konventionellen Lagerstätten ist Fracking eine grundlegende Voraussetzung, um einen wirtschaftlichen Zustrom von Gas oder Öl in das Bohrloch zu gewährleisten. Grundsätzlich besteht kein Unterschied beim Einsatz der Fracking-Technik bei konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen. Allerdings erfordert die flächenhafte Erschließung nicht-konventioneller Vorkommen ein Vielfaches an Horizontalbohrungen und Fracking-Maßnahmen.

Das Verfahren wurde erstmalig in den USA 1949 eingesetzt und seitdem weiterentwickelt. Insgesamt sind bislang Fracking-Maßnahmen an

rund einer Million Bohrungen durchgeführt worden. In Deutschland wurde das Verfahren 1961 erstmals eingesetzt. Seither sind in Deutschland rund 300 Fracking-Maßnahmen, vor allem in tiefen und dichten Erdgasvorkommen („Tight Gas“) durchgeführt worden. Grundwasserverunreinigungen durch die Fracking-Maßnahmen sind in Deutschland nicht bekannt.

Die Erkundung auf nicht-konventionelles Schiefergas hat auch in Deutschland begonnen und ein erster Fracking-Test in einem Tongestein der Bohrung Damme 3 wurde von der Firma ExxonMobil GmbH durchgeführt. Dies hat zu massiven Protesten und erheblicher Kritik geführt. ExxonMobil hat sich daraufhin entschlossen, die Arbeiten zunächst ruhen zu lassen und einen extern moderierten Dialogprozess durchzuführen, bei dem ein unabhängiger Expertenkreis im Austausch mit der Bevölkerung und gesellschaftlichen Akteuren, Bewertungen zur Sicherheit und der Umweltauswirkungen des Fracking-Verfahrens sowie Handlungsempfehlungen erarbeitet. Als weitere Reaktionen haben die Landesregierung Nordrhein-Westfalen und das Umweltbundesamt (UBA) Studien zum Thema Fracking in Auftrag gegeben. Erste Ergebnisse werden Mitte 2012 erwartet.

In den USA, dem mit Abstand führenden Produzenten von Schiefergas, werden Auswirkungen der Schiefergaserschließung auf die Umwelt sowie mögliche Gesundheitsgefahren ebenfalls kontrovers diskutiert. In Pennsylvania – im Marcellus Shale Gebiet – wird über Methan im Trinkwasser berichtet, und es besteht der Verdacht, dass dies im Zusammenhang mit Fracking und der Schiefergasförderung in der Region steht (OSBORN 2011). Anzeichen für Fracking-Fluide im Trinkwasser konnten dort allerdings nicht nachgewiesen werden und einem neueren Bericht zufolge, könnte das Methan durch natürliche Migration aus Gesteinen im tiefen Untergrund stammen. Ein Zusammenhang zum Fracking im Marcellus Shale bestünde demnach nicht (MOLOFSKY 2011). Die Diskussion hierüber ist jedoch nicht abgeschlossen. Das Beispiel zeigt, wie schwierig sich im Einzelfall die Beurteilung einer möglichen Kontamination aus dem Untergrund durch Fracking gestaltet. Entsprechend eines Berichtsentwurfs der U.S. Environmental Protection Agency (EPA), könnte in dem Pavilion

Gebiet in Wyoming der erste und bislang einzige nachweisbare Fall einer mit Schiefergasförderung und hydraulischem Fracking zusammenhängenden Kontamination von Trink- und Grundwasser vorliegen. Hier wird Gas aus sehr geringen Tiefen von ca. 370 m unter Geländeoberkante produziert, während für die Trinkwasserversorgung Aquifere aus bis zu 250 m Tiefe genutzt werden. Vermutet wird in diesem Fall, dass, unter anderem auf Grund unzureichender Verrohrungen bis in nur etwa 110 m Tiefe, Frackfluide und Gas in das Trinkwasser gelangen konnten (DiGIULIO et al. 2011). Eine Schiefergasproduktion wie in der dortigen Situation wäre in Deutschland nicht genehmigungsfähig. Für eine abschließende Beurteilung werden derzeit weitere Untersuchungen durchgeführt. Nachweise auf Grundwasserkontamination durch Frackfluide und Frackmaßnahmen in anderen Regionen der USA – mit Ausnahme des Pavilion Gebietes – liegen auch den Autoren des Berichtes des Energy Institute nicht vor (GROAT & GRIMSHAW 2012). In diesem Bericht wird darüber hinaus die Einschätzung abgegeben, dass das wesentliche Risiko von Grundwasserkontaminationen auf obertägigen Aktivitäten beruht, wie etwa einer Gefahr durch das Überlaufen von in den USA erlaubten Rückhaltebecken für Abwässer. Eine ähnliche Beurteilung, dass im Wesentlichen die obertägigen Aktivitäten und Maßnahmen die sicherheits- und umweltverträglichkeitsrelevanten Risiken bergen können, deutete sich bei der wissenschaftlichen Statuskonferenz im Rahmen des „Informations- & Dialogprozesses“ der ExxonMobil an (Wissenschaftliche Statuskonferenz März 2012). Basieren hierauf hat der Neutrale Expertenkreis Ende April 2012 eine „Risikostudie Fracking“ vorgestellt (Ewen et al. 2012). Zudem scheint Konsens zu bestehen, dass die amerikanischen Verhältnisse und Probleme nicht direkt auf deutsche Gegebenheiten übertragbar sind. Dies stellt auch das Umweltbundesamt heraus, empfiehlt jedoch Mindestanforderungen insbesondere zum Schutz des Grundwassers bei der Aufsuchung und Gewinnung von unkonventionellem Erdgas (UBA 2011).

Neben dem Grundwasserschutz werden hinsichtlich der Umweltverträglichkeit und Sicherheit der Schiefergasförderung in der öffentlichen Diskussion auch weitere Themenkomplexe kritisch hinterfragt, wie etwa der Flächenverbrauch, die Entsor-

gung von Frack- und Lagerstättenwasser, mögliche Lärmbelastigungen, der Wasserbedarf sowie die Toxizität von Frackfluiden. Diese Diskussion greift auch die Klimabilanz und Energieeffizienz der gesamten Wertschöpfungskette der Schiefergasförderung auf.

Alle Fracking-Maßnahmen in Deutschland fußen auf einem bestehenden rechtlichen Genehmigungsrahmen, der im Folgenden kurz dargestellt wird und dem sich geowissenschaftliche und geotechnische Themen des Fracking anschließen, die derzeit in der öffentlichen Diskussion stehen. Dabei werden sowohl die Grundwasser Aspekte (Frackfluide, Wasserverbrauch, Abwasserentsorgung) und auch der Bohrlochausbau erläutert. Mit Hilfe einer Modellierung wird der Frage nachgegangen, inwieweit die Rissausbreitung beim Fracking zu einer Verbindung mit überlagernden Grundwasserhorizonten führen kann. Darüber hinaus wird das mögliche Risiko induzierter Seismizität beim Fracking erörtert.

5.1 Rechtlicher Rahmen in Deutschland

In Deutschland ist für die Aufsuchung von Bodenschätzen eine bergrechtliche Erlaubnis nach Bundesberggesetz (BBergG) erforderlich, für eine Förderung ist eine bergrechtliche Bewilligung notwendig. Zuständig sind die Bundesländer, die für den Vollzug Behörden bestimmt haben; in Niedersachsen etwa das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG). Konkretisiert werden weitere genehmigungsunabhängige Regelungen z. B. in der Tiefbohrverordnung und in der Gefahrstoffverordnung.

Angewendet wird ein gestuftes Genehmigungsverfahren mit einem Rahmenbetriebsplan, der mit Einzelbetriebsplänen für alle Arbeitsschritte zu untersetzen ist. Für jede geplante Fracking-Maßnahme ist ein Sonderbetriebsplan aufzustellen. Eine Öffentlichkeitsbeteiligung ist in dem Zulassungsverfahren gesetzlich vorgesehen, sofern öffentliche Interessen zugleich den Schutz von Rechten Dritter umfassen oder falls mehr als 300 Personen betroffen sind beziehungsweise der Kreis der Betroffenen abschließend bekannt ist. Darüber hinaus kann die Behörde fakultativ eine Öffentlichkeitsbeteiligung verfügen. Andere Be-

hören werden beteiligt, wenn deren Aufgabenbereich betroffen ist. Gemeinden werden als Planungsträger eingebunden. Außerdem kommt das Verwaltungsverfahrensgesetz zum Tragen, wenn rechtliche Interessen von Personen durch die Zulassung berührt werden. Im Übrigen besteht stets auch die Möglichkeit einer Akteneinsichtnahme bei den Bergbehörden nach Maßgabe des Umweltinformationsgesetzes.

Hinsichtlich der Benutzung und des Schutzes des Grund- und Trinkwassers greifen das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) sowie die Grundwasserverordnung. Hier ist der wasserrechtliche Besorgnisgrundsatz zur Reinhaltung des Grundwassers (§48 WHG) relevant. Er besagt, dass eine wasserrechtliche Erlaubnis für bestimmte Maßnahmen, wie etwa das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser, nur dann erteilt werden darf, wenn eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen ist. Zum Ausschluss einer wasserrechtlichen Erlaubnis genügt es bereits, wenn im Rahmen einer nachvollziehbaren Prognose die Möglichkeit eines Schadenseintritts nicht von der Hand zu weisen ist. Die Vollzugsbehörden prüfen hier im Einzelfall und entscheiden gemäß diesen gesetzlichen Grundlagen. Neben diesem können weitere Erlaubnistatbestände nach dem WHG zu prüfen sein. Für eine vertiefende rechtliche Darstellung sei z. B. auf DIETRICH & ELGETI (2011) und PHILIPPE & PARTNERS (2011) verwiesen.

Für die wasserrechtliche Erlaubnis nach dem WHG muss Einvernehmen mit den zuständigen Wasserbehörden bestehen. Kann kein Einvernehmen hergestellt werden, wird eine Erlaubnis von den Vollzugsbehörden nicht erteilt.

Als Kritikpunkt an der bestehenden Rechtslage wird häufig darauf verwiesen, dass eine öffentliche Beteiligung an dem Genehmigungsprozess nicht in ausreichendem Maße gewährleistet sei. Dabei existiert mit dem Instrument der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) hierzu bereits ein geeignetes Regelwerk, welches zudem im Rahmen einer umfassenden Umweltprüfung der wirksamen Umweltvorsorge dient. Verpflichtende Umweltverträglichkeitsprüfungen sind in der UVP-V Bergbau allerdings erst ab einem täglichen Mindestförderolumen von 500.000 Kubikmeter Gas vorgesehen.

Dieser Schwellenwert wird bei Schiefergaslagerstätten voraussichtlich nicht erreicht werden. In der Diskussion steht daher, die Regelungen in der UVP-V Bergbau und im BBergG anzupassen. Eine Bewertung der bestehenden rechtlichen Regelungen beim Genehmigungsverfahren hinsichtlich eines möglichen Anpassungsbedarfes ist auch Gegenstand der Vergabe-Studien des Umweltbundesamtes sowie der des Landes Nordrhein-Westfalen.

5.2 Herstellen eines Bohrloches und Bohrlochbehandlung

Für die Einrichtung eines Bohrplatzes, der nach Abschluss der Bohrarbeiten auch zur hydraulischen Rissbildung (Fracking) und für den späteren Förderbetrieb benötigt wird, ist üblicherweise eine Fläche von einem Hektar (10.000 m²) erforderlich. Hinzu kommen eventuell weitere Flächen für die Zufahrt, falls der Platz nicht direkt an einer bereits bestehenden Straße liegt. Die Flächen werden meistens mit langlaufenden Pachtverträgen vom jeweiligen Grundeigentümer gepachtet.

Von einem Bohrplatz aus können, je nach den geologischen Gegebenheiten, ungefähr 2 km² bis 4 km² des Untergrundes erschlossen werden. Dieses Gebiet kann mit einem gesteigerten technischen Aufwand ausgeweitet werden.

Das Fracking zur Schaffung von Wegsamkeiten in natürlicherweise nur gering oder undurchlässigen Gesteinen ist kein Bohrverfahren, sondern ein Verfahren zur Bohrlochbehandlung. Dieses wird nur eingesetzt, wenn zuvor nach den Regeln der Technik und unter Aufsicht der zuständigen Bergbehörde ein Bohrloch abgeteuft wurde, das ordnungsgemäß verrohrt und dessen Rohrtouren zuverlässig mit Zement im Gebirge verankert wurden. Einzelheiten hierzu regeln die in der Zuständigkeit der Landesbergbehörden liegenden Tiefbohrverordnungen.

Die erste Rohrtour, die sogenannte Schutztour, wird entweder in den Boden gerammt oder mit Wasser eingespült. Sie trägt den Namen Schutztour, weil sie in erster Linie die oberflächennahen Grundwasserleiter schützen soll. In der Regel wird sie so tief eingebracht, dass sie in gering durchlässigen oder

dichten Tonschichten eingebunden ist. Aus dieser Rohrtour wird unter Einsatz von tonhaltigen Spülungen weitergebohrt. Die Spülung hat unter anderem die Aufgabe, das Bohrloch während der Bohrphase zu stützen und abzudichten.

Das Bohrloch wird abschnittsweise mit Stahlrohren abgedichtet. Außer der Schutztour werden je nach Tiefe des Bohrloches zwei bis fünf Rohrtouren eingebaut, wobei jede folgende Verrohrung einen geringeren Durchmesser hat als die vorangehende. Deshalb verjüngt sich das Bohrloch teleskopartig nach unten. Der Zwischenraum zwischen der Bohrlochwand und der Außenseite der Rohre - der sogenannte Ringraum - wird jeweils mit Zement abgedichtet, um die Rohre fest im Gestein beziehungsweise der vorangehenden Verrohrung zu verankern und den Übertritt von Flüssigkeiten oder Gasen über den Ringraum in höher gelegene Schichten zu verhindern. Erst wenn ein derartig gesichertes Bohrloch hergestellt ist, kann und darf bei Bedarf eine Fracking-Maßnahme durchgeführt werden.

Die Erstellung eines Bohrloches von einigen tausend Metern Tiefe erfordert mehrere Monate, während eine Fracking-Maßnahme einschließlich Vorbereitung etwa zwei Wochen dauert. Zwischen Abschluss der Bohrarbeiten und einer Bohrlochbehandlung können Monate oder Jahre vergehen. Es besteht keine fachliche Notwendigkeit, eine Fracking-Maßnahme direkt an die Bohrarbeiten anzuschließen. Für die Bohrlochbehandlung ist keine Bohranlage erforderlich.

Das Abteufen einer Bohrung und anschließende Bohrlochbehandlungen aller Art unterliegen der Bergaufsicht. Das relevante Regelwerk, darunter die Tiefbohrverordnungen der Länder, bestimmen, dass

- alle Unregelmäßigkeiten bei den Bohrarbeiten und Bohrlochbehandlungsmaßnahmen meldepflichtig sind,
- nach Beurteilung möglicher Gefährdungen durch die Einleitung von Stoffen in Bohrlöcher die erforderlichen Sicherheitsmaßnahmen zu treffen sind,
- ein Integritätstest nicht nur für die Zementation, sondern für den gesamten Gebirgsbereich durchzuführen ist.

Fracking-Maßnahmen werden von einem Bohrplatz aus durchgeführt. Bohrplätze werden in Deutschland so gebaut, dass keine wassergefährdenden Flüssigkeiten in den Untergrund gelangen können. Dazu werden Maschinen- und Lagerbereiche mit wasserdichtem Beton ausgeführt. Geschotterte Oberflächen, wie in den USA häufig üblich, sind in Deutschland nicht genehmigungsfähig. Über Rinnen und Rohrsysteme wird anfallendes Oberflächenwasser auf dem Platz gesammelt und gesondert entsorgt. Leitungs- und Sammelsysteme sind so ausgelegt, dass auch für unerwartete Ereignisse (z. B. extremer Starkregen) ausreichend Kapazität zur Verfügung steht. Für die Abwasserbehandlung und -entsorgung gelten strenge Vorschriften, deren Einhaltung von den Aufsichtsbehörden überwacht wird. Der übliche Bohrplatz ist mit etwa 1 ha Fläche (10.000 m²) stets in einer Größe vorhanden, dass alles für die Fracking-Maßnahme Erforderliche auf dem Bohrplatz ausreichend Raum hat.

Für Transport und Lagerung von wassergefährdenden Stoffen auf dem Bohrplatz und bei hydraulischen Behandlungen gelten die allgemein üblichen Vorschriften, die gegebenenfalls besonders stabile Behälter oder doppelwandige Tanks vorsehen.

5.3 Wasserbedarf und Abwasserentsorgung

Für eine einzelne Fracking-Maßnahme werden bis zu 5.000 m³ Wasser in porösen Sandsteinen (Tight Gas) benötigt. Das entspricht etwa dem Inhalt von zwei Olympia-Schwimmbecken bzw. dem jährlichen Wasserverbrauch von etwa 100 Erwachsenen. In Schieferthon wird üblicherweise deutlich weniger, etwa 1000 m³ Wasser pro Einzelfrackmaßnahme eingesetzt. Bei Schiefergas-Projekten ist es in der Regel notwendig, entlang der Bohrung mehrere Fracking-Maßnahmen durchzuführen und diese bei nachlassender Entgasung gegebenenfalls zu wiederholen. In Bohrungen mit mehreren abgelenkten Bohrungsästen muss jeder einzelne Bohrungsast gesondert stimuliert werden. Eine exakte Vorhersage des Wasserbedarfs an einer Lokalität ist deshalb kaum möglich. Vor dem Hintergrund, dass in Deutschland derzeit weniger als 20 % der verfügbaren Wasserressourcen von 188 Mrd. m³ genutzt werden, kann der Wasserbedarf von Fracking-Maßnahmen insgesamt als vernachlässigbar eingestuft

werden.

Das benötigte Wasser wird dem Grundwasser entnommen. Jede geplante Entnahme ist unabhängig von dessen Verwendung von der zuständigen Wasserbehörde vorab zu beurteilen und zu genehmigen.

Ein Großteil der eingepressten Fracking-Flüssigkeit (Fluide) wird mit dem gefördertem Gas direkt über den Riss zur Bohrung ausgetragen. Die restliche Menge wird durch die sogenannte Rückdiffusion in der porösen Gesteinsmatrix erst über längere Zeiträume in den Riss zurück transportiert. Da die Diffusionsprozesse im Vergleich zur gesamten Förderzeit (Gasförderung) langsam ablaufen, verbleibt ein geringer Anteil auf Dauer im Gesteinshorizont. Zusätzlich zum Fracking-Fluid fällt mit dem gefördertem Gas auch eine geringe Menge an Wasserdampf an, das dem Gas in einer Gastrocknungsanlage entzogen werden muss. Dieses sogenannte Lagerstättenwasser wird – eventuell nach seiner Aufbereitung – ebenso wie das rückgeförderte Fracking-Fluid über Versenkbohrungen in tiefliegende Gesteinskörper mit hochsalinaren Formationswässern weit unterhalb nutzbarer Grundwasserleiter eingebracht. Dieser Entsorgungsweg unterliegt wie alle anderen Arbeiten der Bergaufsicht. Die zu erwartende Menge an Lagerstättenwasser liegt in der Größenordnung von wenigen Kubikzentimeter Wasser je Kubikmeter gefördertem Gas.

5.4 Grundwasser-Aspekte beim Einsatz von Fracking-Flüssigkeit

Die beim Fracking eingesetzten Fluide sind hydraulische Suspensionen, die aus Wasser bestehen und mit Quarzsand beziehungsweise keramischen Stützkörpern sowie chemischen Additiven zur Stabilisierung und Unterdrückung chemischer Reaktionen oder biologischer Aktivitäten im zu erschließenden Tongestein versetzt werden. Die Feststoffe dienen dazu, die künstlich erzeugten Risse in der Lagerstätte während der Gasförderung offen zu halten. Für Deutschland hat ExxonMobil Daten über die eingesetzten Stoffe öffentlich zugänglich gemacht (<http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/index.html>). Danach wurden im Zeitraum von 1983 bis 2011 in insgesamt 28 Bohrungen Fra-

cking-Maßnahmen durchgeführt. Die Konzentration der eingesetzten Chemikalien lag zwischen 0,2 % und 11 % (geometrisches Mittel: 1,55 %) am Flüssigkeitsanteil, der Masseanteil an Stützkörpern bei 4,6 % bis 32 % (geometrisches Mittel 18,3 %).

Die chemischen Additive sollen in erster Linie den Transport der Feststoffe in die künstlich erzeugten Risse ermöglichen und ein Entmischen von Fracking-Flüssigkeit und Feststoffen (hydraulische Suspension) unterbinden. Dies geschieht durch die gezielte Einstellung des pH-Wertes und der Viskosität. Des Weiteren werden chemische Additive zugesetzt, damit das Fracking-Fluid keinen Sauerstoff enthält und somit unerwünschte Oxidationsprozesse in der Lagerstätte unterdrückt werden. Die zugesetzten Biozide verhindern die Entstehung von Biofilmen auf den neu entstandenen Gesteinsrissen, die ansonsten zu einer Verringerung der Gasdurchlässigkeit führen können. Auch wird eine biologische Kontamination des tieferen Untergrunds ausgeschlossen.

Nach einer Veröffentlichung der US-amerikanischen Umweltbehörde EPA wurden in den USA bis zu 600 unterschiedliche organische und anorganische Substanzen eingesetzt. Eine gemeinsam vom Ground Water Protection Council and der Interstate Oil and Gas Compact Commission der USA betriebene Internet-Dialogplattform listet etwa 60 der am häufigsten eingesetzten Chemikalien auf (<http://fracfocus.org/>).

Nach den von ExxonMobil zugänglich gemachten Daten (<http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/index.html>) wurden pro Bohrung ca. 25 bis 30 chemische Substanzen eingesetzt. Tabelle 5-1 gibt einen Überblick über die verwendeten Chemikalien, die eingesetzten Massen sowie deren Einstufung nach Wassergefährdungsklassen (WGK) und Gefahrgutrecht. Der Wassergefährdungsklasse I entsprechen schwach wassergefährdende Stoffe, der Klasse II wassergefährdende und III stark wassergefährdende Stoffe.

Anorganische Salze, Säuren und Laugen machen mengenmäßig den größten Anteil der Chemikalien aus. Deren Kontaminationspotenzial ist insgesamt gering (WGK 0 und I). Der Einsatz von Natriumhypochlorit ist trotz der Einstufung in die Wasserge-

fährungsklasse II aufgrund der schnellen Abbaubarkeit zu Natriumchlorid ebenfalls als wenig problematisch anzusehen. Neben diesen unter Umweltgesichtspunkten wenig problematischen Substanzen werden organische Stoffe wie Tenside, Erdölderivate und Biozide mit höherem Toxizitäts- und Umweltgefährdungspotenzial verwendet. Die verwendeten Mengen schwanken zwischen wenigen Kilogramm (Bioziden) bis zu

mehreren Tonnen bis Zehntonnen bei Tensiden. Aufgrund dieser teilweise schwer abbaubaren toxischen Substanzen und deren langen Persistenz im Falle eines Übertritts in das Grundwasser muss eine Grundwasserverunreinigung unter allen Umständen ausgeschlossen werden. Derzeit versuchen die Unternehmen, den Einsatz von toxischen oder umweltgefährdenden Chemikalien zu minimieren beziehungsweise vollständig zu vermeiden.

Tabelle 5-1: Zusammenstellung der in Deutschland bei Fracking-Verfahren eingesetzten Chemikalien (Quelle: <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/index.html>).

| Stoffgruppe | Substanz | Eingesetzte Massen [kg] | Klassifikation | |
|-----------------------------------|---|-------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| | | | WGK (Wassergefährdungsklassen) | Einstufung nach Gefahrstoffrecht |
| Anorganische Salze | Kaliumchlorid | 120 - 10700 | - | - |
| | Natriumhydrogenkarbonat | 3 - 1900 | - | - |
| | Magnesiumchlorid, - nitrat | >10 | - | - |
| | Natriumbromat | 20 - 110 | - | - |
| | Natriumborat | 12 - 4700 | - | T |
| | Natriumthiosulfat | 50 - 3650 | I | - |
| | Calciumchlorid | 290 - 520 | I | Xi |
| | Ammoniumchlorid | 940 | I | Xn, Xi |
| | Natriumhypochlorit | 20 - 510 | II | Xi |
| | Natriumpersulfat | 7 - 13 | I | Xn |
| | Ammoniumpersulfat | 6 - 63 | I | Xn |
| Säuren und Laugen | Essigsäure und Acetate | 12 - 3550 | I | C |
| | Fumarsäure | 130 - 730 | I | Xi |
| | Sonst. aliphatische Säuren | 60 - 580 | I | C |
| | Natriumhydroxid | 30 - 2900 | I | C |
| Lösungsmittel | Zitrusterpene | 40 - 330 | I | Xn |
| | Methanol | 30 - 18200 | I | T, F |
| | Glykolether | 70 - 2600 | (I) | Xn |
| | 2-Butoxyethanol | | | |
| | Isopropanol | 1040 - 1070 | I | Xi |
| Microbiozide | 2-Brom-2-nitro-1,3-propandiol (Be-6) | 1 | II | Xn |
| | Hexahydro-1,3,5-tris(2-hydroxyethyl)-triazin (Be-4) | 27 | II | Xn |
| | 5-Chloro-2-Methyl-2H-Isotiazol-3-One; 2-Methyl-2H-Isotiazol-3-One | 1 - 18 | II | T, C |
| Tenside (in alkoholischer Lösung) | Oxyalkylierte Alkohole, | | | |
| | Ethoxyalkylierte Alkohole in alkoholischer Lösung | 80 - 74000 | II | Xn, Xi |
| | Ethylenglykol-monobutylether, Nonylphenoethoxylat in alkoholischer Lösung | 230 - 7000 | III | Xn |

Fortsetzung Tabelle 5-1:

| Erdölderivate | Hydrogeniertes leichtes Erdölderivat | 50 - 250 | II | Xn |
|------------------------------|---|--|--------------------------------|----------------------------------|
| | Dieselmotortreibstoff | 5400 | II | Xn |
| Stoffgruppe | Substanz | Eingesetzte Massen [kg] | Klassifikation | |
| | | | WGK (Wassergefährdungsklassen) | Einstufung nach Gefahrstoffrecht |
| Sonstige Chemikalien | Hydroxypropyl Guar | 290 - 20200 | - | - |
| | Polysaccharide, Stärke | 390 - 3000 | - | - |
| | 2,2',2''-Nitrilotriethanol | 170 - 1100 | - | - |
| | Kohlendioxid | 49000 - 129000 | - | - |
| | Perfluoro-Alkylbetain | 40 - 70 | - | - |
| | Tetramethylammoniumchlorid | 160 - 930 | I | T |
| | Glycerin | 110 - 140 | I | |
| | 2-Butoxyethanol | 680 - 16700 | I | Xn, Xi |
| | Tributylphosphat | ? | I | Xn |
| | Adipinsäure | <80 - <90 | I | Xi |
| | Formaldehyde, Polymer mit 4-Nonylphenol u. Phenol | ? | I | |
| | Tetraethylenpentamin | 160 - 7200 | II | C |
| | Fettsäure-diethanolamid | <90 - <250 | II | Xn |
| | Stoddard-Lösung | <80 - <90 | II | Xn |
| Wassergefährdungsklassen: | | Einstufung nach Gefahrstoffrecht (Gesundheit): | | |
| I = schwach wassergefährdend | | Xn = gesundheitsschädlich Xi = reizend | | |
| II = wassergefährdend | | T = giftig C = ätzend | | |
| III = stark wassergefährdend | | | | |

Aus hydrogeologischer Sicht sind prinzipiell drei unterschiedliche Kontaminationspfade des Grundwassers zu betrachten:

- Es besteht theoretisch die Möglichkeit, dass durch den Fracking-Vorgang hydraulische Verbindungen zu wasserleitenden Nebengesteinen geschaffen werden, über die Fracking-Fluide in diese Formation gelangen und in oberflächennahe Grundwasserleiter migrieren. Ein solches Szenario wird im Kapitel zur Ausbreitung hydraulischer Risse näher betrachtet.
- Eine weitere mögliche Kontaminationsquelle entsteht durch unsachgemäßen Transport, Lagerung und Handhabung der Chemikalien auf dem Bohrplatz. Hierzu zählen z. B. Leckagen der Lagerbehälter oder Transportleitungen während des Frackings beziehungsweise der Lager- und Transportbehälter für rückgeförderte Wässer.
- Schließlich kann es bei Versagen der Bohrlochzementierung zu einem Übertritt der Fracking-Fluide in das Grundwasser kommen.

Der Gefahr der Versickerung von toxischen Chemikalien in den Untergrund wird durch eine wasserdichte Ausführung des Bohrplatzbelages entgegengewirkt (vgl. Kap. 5.2). Ein Übertritt von Fracking-Flüssigkeiten durch Versagen der Verrohrung oder Zementation des Ringraums ist durch eine ordnungsgemäße wasser- und gasdichte Ausführung der Bohrung nach menschlichem Ermessen auszuschließen. Betrachtet man die generelle Stockwerksgliederung der Grundwasser führenden Gesteine in Deutschland, so lässt sich eine klare hydrogeologische Zweigliederung in ein oberflächennahes Grundwasserstockwerk mit nutzbaren Süßwässern und ein Tiefengrundwasserstockwerk mit salzhaltigen Wässern beobachten. Abhängig von den hydrogeologischen Gegebenheiten kann die Mächtigkeit des nutzbaren oberflächennahen Süßwassers bei wenigen Zehnermetern bis einigen hundert Metern liegen. Darunter folgen in der Regel Salzwässer, deren Salzgehalt zur Tiefe hin bis zur Salzsättigung von >300 g/l ansteigen kann. Im

Norddeutschen Becken entstanden diese hohen Salzkonzentrationen durch Ablaugung der im Untergrund durchgängig verbreiteten Salzvorkommen. Diese vertikale Zweigliederung kann lokal dadurch begünstigt werden, dass zusätzlich zur physikalischen Dichteschichtung großräumig verbreitete gering durchlässige Tonvorkommen einen Austausch zwischen beiden Stockwerken unterbinden. Im südlichen Bereich Norddeutschlands sind dies z. B. die tonigen Unterkreidevorkommen, weiter nördlich der tertiäre Rupelton. Dementsprechend fällt die Süß-/Salzwassergrenze in weiten Bereichen mit der Oberkante dieser Tonvorkommen zusammen. Untersuchungen an Wässern aus tiefen salinaren Aquiferen Norddeutschlands haben gezeigt, dass diese Wässer über geologische Zeiträume hinweg nicht in Kontakt mit oberflächennahen Grundwässern standen. Die immer wieder zu beobachtende klare Trennung zwischen oberflächennahem Süßwasserstockwerk und salinarem Tiefenwasserstockwerk bildet somit eine zusätzliche Barriere, welche die vertikale Migration von Fracking-Fluiden verhindert.

Generell wird allen möglichen Kontaminationspfaden durch den Genehmigungsprozess Rechnung getragen. Zu berücksichtigen sind die betreffenden Paragraphen des Bergrechtes, des Wasserhaushaltsgesetzes, der Landeswassergesetze und im Falle von Bohrungen in Schutzzonen die entsprechenden Schutzzonenverordnungen.

Das Bundesberggesetz (BBergG) unterscheidet zwischen Aufsuchung und Gewinnung von Bodenschätzen. Das Fracking zählt zur Aufsuchung, d. h. der Erkundung und Vorbereitung der Lagerstätte, als auch zur Gewinnung. Für die Aufsuchung ist eine Erlaubnis, für die Gewinnung eine Bewilligung erforderlich. Eine Erlaubnis ist zu versagen, wenn „überwiegend öffentliche Interessen die Aufsuchung im gesamten zuzuteilenden Feld ausschließen“ (§11 Nr. 10 BBergG). Hierzu zählen auch Umweltbelange. Genehmigungen erfolgen mittels eines Betriebsplanes, in dem Auflagen und Vorschriften detailliert aufgeführt werden. Im Rahmen des bergrechtlichen Betriebsplanverfahrens sind betroffene Gemeinden sowie Fachbehörden, unter anderem die Wasserbehörden, zu beteiligen.

Das Wasserhaushaltsgesetz (WHG) regelt die Belange des Gewässerschutzes. Prinzipiell bedarf die Benutzung von Gewässern einer wasserrechtlichen Erlaubnis. Zur Benutzung zählen unter anderem Maßnahmen, die negative Veränderungen der Wasserqualität herbeiführen können. Eine wasserrechtliche Erlaubnis gemäß den Besorgnisgrundsätzen des WHG darf nur erteilt werden, wenn eine solche Veränderung nicht zu besorgen ist oder sie durch geeignete Maßnahmen nach menschlichem Ermessen ausgeschlossen werden kann.

Das WHG unterscheidet prinzipiell nicht zwischen Grundwasser, das als Trinkwasser nutzbar ist und hochversalzene Formationswässern aus tiefen Aquiferen, die keine Anbindung an die Trinkwasserleiter haben. Die Auslegung und Anwendung obliegt den zuständigen Wasserbehörden in den Landkreisen oder Bezirksregierungen und ist deshalb im bundesweiten Vergleich nicht einheitlich geregelt. Übereinstimmend gilt aber, dass im Sinne des WHG vor der Aufsuchung und Gewinnung von Schiefergas eindeutig nachgewiesen werden muss, dass das Niederbringen einer Tiefbohrung, das Fracking sowie die Gasförderung die Wasserqualität nicht nachteilig beeinflussen.

Trinkwassergewinnungsanlagen ebenso wie Heil- und Mineralquellen unterliegen darüber hinaus einem besonderen, durch Landesgesetze geregelten, weitergehenden Schutz. Schutzgebietsverordnungen regeln den Einsatz wassergefährdender Substanzen in den Schutzzonen. Die Schutzzonen decken das Einzugsgebiet der Wassergewinnungsanlagen ab, d. h. sie erfassen das aus Niederschlägen gebildete Grundwasser, das den Förderanlagen zufließt.

5.5 Ausbreitung hydraulischer Risse im Untergrund

Die Risserzeugung im Untergrund wird in der öffentlichen Diskussion als eine mögliche Ursache für Grundwasserverunreinigung angesehen. Im Zusammenhang mit der Schiefergas-Förderung in den USA aus geringen Tiefen von wenigen hundert Metern entstand die Vorstellung, dass sich ein Riss über

die Zielformation hinaus nach oben in Trinkwasser führende Schichten ausbreiten könnte. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde untersucht, welche Rissdimensionen bei derartigen Maßnahmen zu erwarten sind. Die dabei zugrunde gelegte Kombination aus teilweise extremen Randbedingungen (vollständig dichtes Gestein, extrem lange Injektion, sehr großes Injektionsvolumen) ist im Regelbetrieb einer hydraulischen Risserzeugung nicht zu erwarten, sondern stellt eine standortunabhängige Abschätzung unter möglichst ungünstigsten, d. h. risikosteigernden Voraussetzungen dar.

Von entscheidender Bedeutung für die Effizienz der hydraulischen Risserzeugung wie auch für die Abschätzung etwaiger Umweltrisiken sind die Dimensionen und die Raumlage des Risses. Während das Risswachstum und die maximalen Dimensionen technisch steuerbar sind, kann die Raumlage des Risses nur begrenzt durch technische Maßnahmen beeinflusst werden, da sie durch das lokale Spannungsfeld vorgegeben ist.

In den hier betrachteten großen Sedimentbecken Deutschlands stellt die vertikale Hauptspannung die maximale Hauptspannung dar. Daher verlaufen hydraulische Risse senkrecht durch das Gebirge. Das Azimut, also der Horizontalwinkel der Rissausbreitung, wird von der horizontalen Spannungsverteilung bestimmt. Da die Horizontalspannung selten richtungslos ist, gibt es zwei senkrecht aufeinander stehende Hauptspannungsrichtungen unterschiedlicher Größe. Der Riss öffnet sich gegen den geringsten Widerstand, d. h. er öffnet sich in der Weite senkrecht zur minimalen horizontalen Hauptspannung und in der Länge parallel zur maximalen horizontalen Hauptspannung aus (Abb. 5-1).

5.5.1 Simulation der Rissausbreitung

Die Ausbreitung hydraulischer Risse im Untergrund kann in situ mit hochempfindlichen seismischen Messverfahren verfolgt werden. So kann die Form und Größe eines Risses abgeschätzt, nicht jedoch auf die genauen Dimensionen geschlossen werden. Deshalb wird die Ausbreitung von hydraulischen Rissen durch computergestützte Simulationen berechnet und visualisiert. Hierzu wurde die Software FieldPro der Firma RESNET verwendet, die standardmäßig in der Erdöl-/Erdgasindustrie für Modellierungen zur Abschätzung der Rissdimensio-

nen eingesetzt wird. Mit dieser Software wird die Ausbreitung von Zugrissen modelliert, d. h. es wird das Öffnen der Rissflanken gegen die minimale horizontale Hauptspannung simuliert. Die Rissöffnung wird durch die Druckbeaufschlagung bei der Wasserinjektion hervorgerufen. Unter Berücksichtigung hydraulisch-mechanisch gekoppelter Prozesse werden die im Riss wirkenden Fluidüberdrücke gegenüber der auf die Rissflächen wirkenden minimalen horizontalen Hauptspannungen, die sogenannten Nettorissdrücke p_{net} (Gl. 5.1), während des Risswachstums nachgebildet und die daraus resultierende Rissöffnung berechnet.

$$p_{\text{net}} = p_f - \sigma_h \quad (\text{Gl. 5.1})$$

σ_h – minimale horizontale Hauptspannung [Pa]

p_{net} – Nettorissdruck [Pa]

p_f – Fluiddruck innerhalb des Risses [Pa]

Eine vertikale Ausrichtung der geschaffenen Rissfläche mit der Risshöhe H und der Risslänge L ist zu erwarten, wenn, wie es im Norddeutschen Becken üblicherweise der Fall ist, die vertikale Gebirgsspannung die maximale Hauptspannung ist (Abb. 5-1).

Für den Verlauf des Risses im Gebirge ist der Spannungszustand von ausschlaggebender Bedeutung. Eine wichtige Modelleingangsgröße ist hier die minimale horizontale Hauptspannung s_h , gegen die sich der Zugriss öffnet. Der Betrag dieser Gebirgsspannung ist im Wesentlichen abhängig von der Gesteinsdichte ρ , der Poissonzahl ν und dem Porenwasserdruck p_w . Bei einem horizontal isotropen (in allen Richtungen gleichförmigen) Spannungszustand und der Annahme linear elastischen Materialverhaltens der betreffenden Formation gilt Gleichung 5.2 zur Abschätzung der minimalen horizontalen Hauptspannung:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} [\sigma_v - \alpha \cdot p_w] + \alpha \cdot p_w + \sigma_{\text{tekt}} \quad (\text{Gl. 5.2})$$

σ_h – minimale horizontale Hauptspannung [Pa]

α – Biot Koeffizient [-]

σ_v – lithostatischer Druck [Pa]

ν – Poissonzahl [-]

p_w – Porenwasserdruck [Pa]

σ_{tekt} – tektonische Spannung [Pa] (optionaler zusätzlicher Term)

Aufgrund des Einflusses der Poissonzahl auf den Betrag der Gebirgsspannung und der üblicherweise höheren Poissonzahlen in Tonsteinen als beispielsweise in Sandsteinen, ergeben sich in Abhängigkeit von der Beschaffenheit der Formation unterschiedliche Spannungsbeträge und damit auch -gradienten mit der Tiefe.

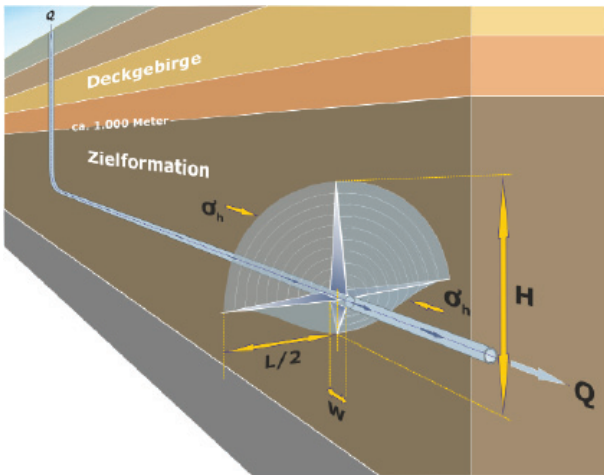


Abbildung 5-1: Schematische Darstellung einer Horizontalbohrungsstrecke mit einem hydraulischen Riss. Dargestellt sind mehrere Stadien der Rissausbreitung, die Bezeichnungen der Rissdimensionen und der ausgewählter Parameter für das Risswachstum. H: Risshöhe; L/2: Risshalbblänge; W: Rissweite; σ_h : minimale horizontale Hauptspannung; Q: Fließrate.

Aufgrund der Erfahrungen bei in-situ-Tests in tiefen Geothermie-Bohrungen im Norddeutschen Becken wird daher eine solche zusätzliche tektonische Spannungskomponente angenommen (KRUG et al. 2011) und deren Betrag zu σ_h addiert (PENG & ZHANG 2007).

Es ist wichtig zu wissen, wie hydraulisch durchlässig die Zielformation ist. Bei geringen Gebirgspermeabilitäten verbleibt ein Großteil des injizierten Fluidvolumens im neu geschaffenen Riss und ist damit für den Druckaufbau innerhalb des Risses zur weiteren Rissausbreitung wirksam. Gebirgspermeabilitäten K und -porositäten φ sind damit ebenfalls wesentliche Parameter, die in die Berechnung eingehen.

Die für diese Fragestellung relevanten Modellergebnisse sind die vertikale Rissausdehnung und das zu erwartende Längenwachstum als Resultat einer massiven Fracking-Maßnahme.

5.5.2 Datengrundlage und Modellannahmen

Da für die Zielformation der hier modellierten Fracking-Maßnahme keine in-situ bestimmten Werte der Gebirgsspannungsbeträge vorliegen, wurde das Spannungsprofil mithilfe gebirgsmechanischer Parameter hergeleitet. Diese Daten umfassen Werte für die Dichte, den Elastizitätsmodul (E-Modul) und die Poissonzahlen (Tab. 5-2). In dem vorliegenden Beispiel wurden Bohrlochmessungen der Geothermie-Bohrung Großbuchholz Gt1 herangezogen (SCHÄFER et al. 2012). Die Mittelwerte der dynamischen Werte des E-Moduls und der Poissonzahlen sind den Auswertungen des Sonic-Logs entnommen. Die Werte des dynamischen E-Moduls wurden unter Verwendung der Scher- und Kompressionswellengeschwindigkeiten (Gl. 5.3) sowie der Dichte berechnet:

$$E_D = \frac{\rho \cdot v_s^2 \cdot (3v_p^2 - 4v_s^2)}{(v_p^2 - v_s^2)} \quad (\text{Gl. 5.3})$$

E_D - dynamisches E-Modul [Pa]

ρ - Dichte [kg/m^3]

v_s - Scherwellengeschwindigkeit [m/s]

v_p - Kompressionswellengeschwindigkeit [m/s]

Im Allgemeinen sind dynamisch ermittelte Werte des E-Moduls höher als statisch gemessene. Die statischen Werte für den E-Modul ergeben sich aus einer empirisch ermittelten Umrechnung (Gleichung 5.4; PENG & ZHANG, 2007):

$$E_s = 0,018 \cdot E_D^2 + 0,422E_D \quad (\text{Gl. 5.4})$$

E_D - dynamisches E-Modul [Mpsi]

E_s - statisches E-Modul [Mpsi]

Die Poissonzahlen wurden ebenfalls mithilfe des Sonic-Logs unter Verwendung von Gleichung 5.5 berechnet:

$$\nu = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2 \cdot (v_p^2 - v_s^2)} \quad (\text{Gl. 5.5})$$

ν - Poissonzahl [-]

v_s - Scherwellengeschwindigkeit [m/s]

v_p - Kompressionswellengeschwindigkeit [m/s]

Tabelle 5-2: Vereinfachte Modell-Lithologien und geomechanische Eingangsparameter (Mittelwerte aus Logging-Daten der Bohrung Großbuchholz Gt1 sowie Literaturwerte (LGRB 1994): Injektionshorizont ist der Tonstein bei 945 m Tiefe.

| Modelltiefe [m] | Modell-Lithologie | Dichte [kg/m ³] | E-Modul [GPa] | Poissonzahl [-] | hor. Spannung [MPa] |
|-----------------|-------------------|-----------------------------|---------------|-----------------|---------------------|
| 0 bis 430 | Mittelwerte | 2400 | 15 | 0,27 | 7,3 |
| bis 455 | Tonstein | 2600 | 10 | 0,3 | 9,2 |
| bis 535 | Kalkstein | 2500 | 10 | 0,25 | 9,6 |
| bis 610 | Tonstein | 2600 | 10 | 0,29 | 11,6 |
| bis 625 | toniger Sandstein | 2600 | 10 | 0,28 | 11,7 |
| bis 665 | toniger Sandstein | 2600 | 20 | 0,26 | 13,3 |
| bis 770 | Tonstein | 2400 | 20 | 0,3 | 15,4 |
| bis 880 | Tonstein | 2300 | 20 | 0,3 | 16,8 |
| bis 930 | Tonstein | 2400 | 20 | 0,3 | 18,0 |
| bis 945 | Tonstein | 2200 | 20 | 0,3 | 17,4 |
| bis 1225 | Tonstein | 2400 | 20 | 0,3 | 22,8 |

Die verwendeten Dichtewerte stammen aus den geophysikalischen Dichtemessungen. Geohydraulische Messwerte (Porositäten und Permeabilitäten) liegen aus Kernmessungen sowie aus Literaturdaten vor (s. Kap. 2). Die Porosität im Bereich der Zielformation wurde pauschal mit 10% angenommen. Die Permeabilität der Zielformation einschließlich des tonigen Sandsteins zwischen 610 m und 660 m wird mit einem Wert von $1 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$ als nahezu undurchlässig angenommen. Die hier beschriebene Simulation steht daher für ein Szenario, bei dem das beim Fracking injizierte Wasservolumen ausschließlich der Rissausbreitung dient, da kein Wasser aus dem Riss in die als impermeabel angenommene Formation entweichen kann. Betrachtet wird also ein Grenzwertszenario, bei dem die Rissausbreitung maximal ist. Es wird eine reine Wasserinjektion simuliert, da an dieser Stelle allein die Rissdimensionen in Abhängigkeit von den injizierten Fluidmengen von Interesse sind. Da in der impermeablen Zielformation keine Fluidverluste aus dem Riss auftreten, hat eine veränderte Fluidviskosität in diesem Fall keinen signifikanten Einfluss auf das Risswachstum.

5.5.3 Ergebnisse der Simulation

Simuliert wurde eine Rissausbreitung bis zu einer Fluidmenge von 5000 m³ bei Fließraten von mindestens 100 l/s (0,1 m³/s). Diese Werte wurden in Anlehnung an bereits durchgeführte Fracking-Maßnahmen bei der Schiefergasexploration gewählt (KAUFMAN & PENNY 2008; LEE et al., 2011). Entsprechend dieser Simulation mit den genannten extremen Randbedingungen erreicht ein Riss maximal eine Länge von rund 540 m horizontal und 370 m vertikal, wovon bis zu ca. 50 m nach unten gerichtet sind. Der Riss breitet sich also fast halbkreisförmig überwiegend in die Breite und nach oben hin aus (Abb. 5-2). Die Rissöffnungsweite beträgt nur wenige Zentimeter (max 3,1 cm). Anfänglich liegt ein Kopfdruck von 17,0 MPa an, der mit zunehmenden Injektionsvolumen und Dauer abnimmt. Die höchsten Nettorissdrücke (8,0 MPa) sind ebenfalls zu Beginn der Simulation zu verzeichnen (Tab. 5-3).

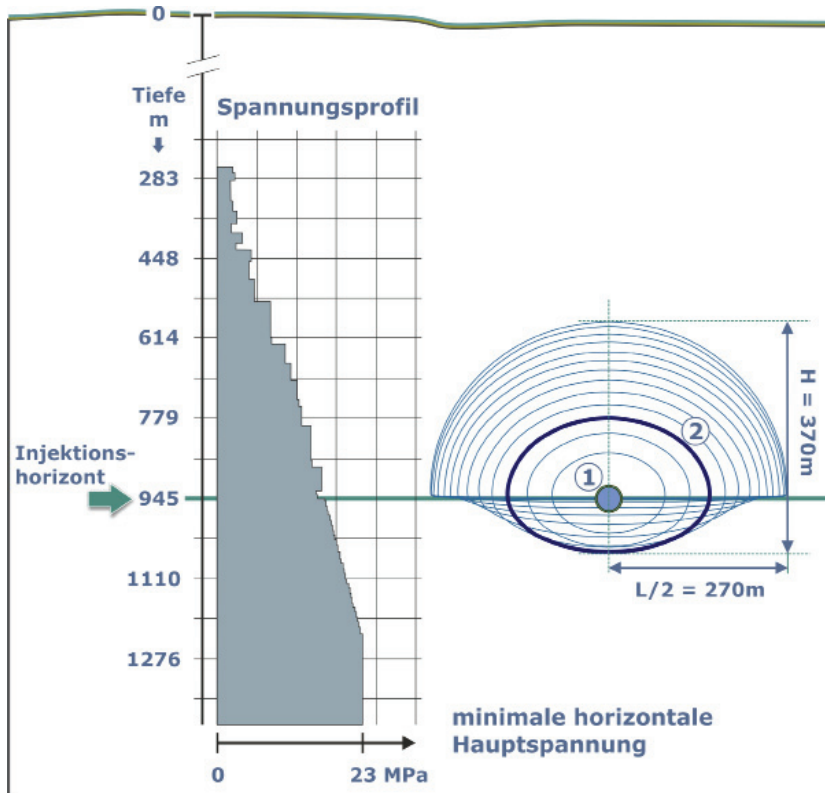


Abbildung 5-2: Links: schematisches Spannungsprofil der Modelllithologie. Rechts: simulierte räumliche Ausdehnung der Rissflächen (Sicht von der horizontalen Injektionsbohrung aus) bei einer Injektion von 5000 m³ Wasser nach einer Fracking-Maßnahme von knapp 14 Stunden unter den im Text beschriebenen Annahmen. Dünne Ringe: äußere Begrenzung der Rissfläche nach jeweils einer Stunde Injektionsdauer. 1) Injektionsbohrung (stark vergrößert) 2) berechnete Ausdehnung der Rissfläche nach rund drei Stunden Injektionsdauer bei einem bis dahin injizierten Volumen von rund 1000 m³.

Tabelle 5-3: Rissdimensionen bei einer angenommenen Gesteinspermeabilität von $1 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$ in Abhängigkeit von den injizierten Wasservolumina.

| Injektionsvolumen [m ³] | Injektionsdauer [h:min] | Risshöhe [m] | Risslänge [m] | Rissweite [cm] | Nettorisdruck [MPa] | Kopfdruck [MPa] |
|-------------------------------------|-------------------------|--------------|---------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 50 | 0:08 | 60 | 60 | 1,5 | 8,0 | 17,0 |
| 100 | 0:17 | 90 | 80 | 1,5 | 6,0 | 15,0 |
| 200 | 0:33 | 120 | 120 | 1,5 | 4,5 | 13,0 |
| 300 | 0:50 | 150 | 160 | 1,5 | 4,0 | 12,5 |
| 400 | 1:07 | 180 | 180 | 1,5 | 3,0 | 12,0 |
| 500 | 1:23 | 200 | 200 | 1,5 | 3,0 | 11,5 |
| 600 | 1:40 | 210 | 220 | 1,6 | 3,0 | 11,5 |
| 700 | 1:57 | 230 | 240 | 1,6 | 2,5 | 11,0 |
| 800 | 2:13 | 240 | 260 | 1,6 | 2,5 | 11,0 |
| 900 | 2:30 | 260 | 280 | 1,6 | 2,5 | 11,0 |
| 1000 | 2:47 | 270 | 300 | 1,6 | 2,0 | 10,5 |
| 2000 | 5:33 | 300 | 400 | 2,0 | 1,5 | 10,0 |
| 3000 | 8:20 | 310 | 480 | 2,5 | 1,0 | 9,5 |
| 4000 | 11:07 | 340 | 540 | 2,8 | 0,5 | 9,0 |
| 5000 | 13:53 | 370 | 540 | 3,1 | 0,1 | 9,0 |

Wesentliche Steuerungsgröße für das Risswachstum ist das Volumen an injiziertem Fluid. Mit zunehmender Fluidinjektion breitet sich der Riss in der Vertikalen in geringerem Maße aus. So wird be-

reits nach etwa 1000 m³ Fluidmenge eine Risshöhe von etwa 250 m erreicht. Danach wächst der Riss nur noch etwa um 100 m in die Höhe, obwohl weitere 4000 m³ injiziert werden. Das Risswachstum kann also über das injizierte Volumen kontrolliert

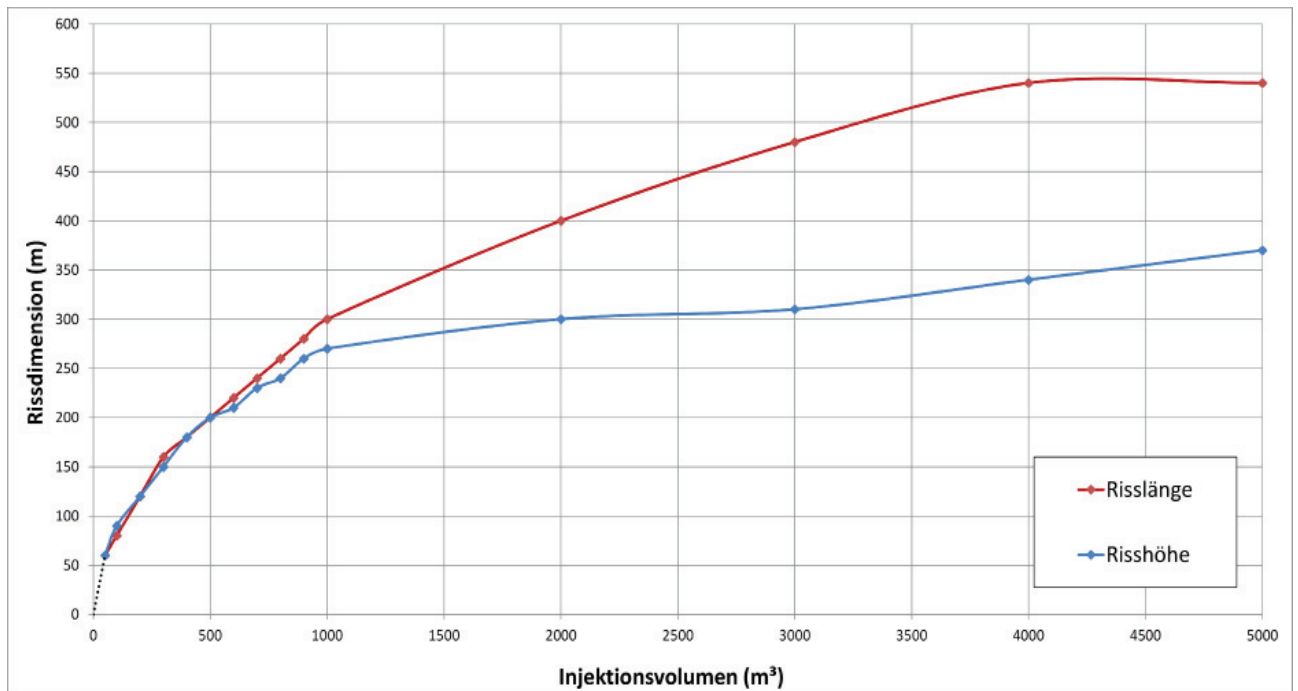


Abbildung 5-3: Risslänge und -höhe aufgetragen gegen das Injektionsvolumen bei dem simulierten Riss.

werden kann (Abb. 5-3).

In der Praxis ermittelte Rissdimensionen können ebenfalls in dieser Größenordnung liegen, z. B. im Marcellus-Shale (US) um 300 m Höhe (McKEON 2011). Am Standort Damme 3 dagegen wurden nur 120 m Höhe erreicht (LBEG 2011).

Die hier durchgeführte Modellierung zur Rissausbreitung liefert eine generelle, standortunabhängige Einschätzung. Das exakte Verhalten bei einer Fracking-Maßnahme lässt sich erst über die Einbeziehung der standortbezogenen Daten zu den geologischen Verhältnissen (Lithologie, Spannungszustand, natürliche Rissnetzwerke) darstellen. Im Vorwege einer hydraulischen Stimulationsmaßnahme erfolgt daher grundsätzlich eine standortbezogene Modellierung. Dabei ist es nicht beabsichtigt, eine möglichst große Ausbreitung des hydraulischen Risses zu erreichen, sondern diesen ausschließlich auf die Zielformation zu begrenzen. Die hier vorgestellte Simulation stellt dagegen ein Szenario mit maximaler hydraulischer Rissaus-

breitung dar. Die Größenordnung der maximalen Rissausbreitung unterstreicht, dass eine Rissausbreitung in trinkwasserführende Grundwasserleiter selbst bei dem hier betrachteten flachen Zielhorizont nicht zu erwarten ist. In Norddeutschland liegen die entsprechenden Grundwasserleiter in der Regel flacher als 500 m. Im Einzelfall ist dies im Vorwege standortbezogen zu prüfen und bei der Planung der Fracking-Maßnahme zu berücksichtigen.

5.6 Seismizität

Seismizität im Zusammenhang mit der hydraulischen Risserzeugung (Fracking) ist im Allgemeinen so gering, dass sie an der Oberfläche keine Auswirkungen hat. In der Regel liegt sie unterhalb der Spürbarkeitsgrenze und kann nur mit empfindlichen Messinstrumenten registriert werden. Es kam allerdings in der Vergangenheit in Einzelfällen beim Verpressen von Flüssigkeiten (so genannten

Fluiden) in den Untergrund zu spürbaren Erdbeben (z. B. Blackpool, 2011 und Oklahoma, 2011) und teilweise auch zu leichten Schäden an Gebäuden (Denver, 1967). Auch wenn diese Maßnahmen nicht in Zusammenhang mit der Erdöl- und Erdgasexploration standen, ist es gleichwohl empfehlenswert, Untersuchungen durchzuführen, um eine mögliche Gefährdung durch Erdbeben im Zusammenhang mit dem Fracking auszuschließen.

Auf Grund der vergleichsweise geringen Herdtiefe induzierter oder getriggelter Erdbeben (s. u.) sind deren Auswirkungen an der Erdoberfläche größer als bei gleich starken natürlichen Erdbeben in größeren Tiefen. Dies setzt auch die Spürbarkeitsgrenze herab. Neben instrumentell bestimmten physikalischen Größen zur Beschreibung der Stärke eines Erdbebens werden auch Verfahren herangezogen, die eine Quantifizierung der Auswirkungen auf Menschen und Gebäude ermöglichen (Makroseismik).

Eine eindeutige Einstufung eines Erdbebens ist nicht immer zweifelsfrei möglich. Man unterscheidet grundsätzlich zwischen **1) natürlicher**, **2) getriggelter** und **3) induzierter** Seismizität:

- 1) Bei **natürlichen Erdbeben** handelt es sich um Bruchprozesse entlang vorhandener Schwächezonen, nachdem das Gestein durch natürliche tektonische Kräfte in der Erdkruste bis zur Belastungsgrenze unter Spannung gebracht wurde.
- 2) Den **getriggerten Erdbeben** liegen natürliche Bruchprozesse zugrunde, die durch menschliche Aktivitäten angestoßen werden.
- 3) Als **induzierte Seismizität** bezeichnet man Bruchprozesse, die unmittelbar in der Lagerstätte, als Folge des Eingriffs in den Untergrund entstehen. Diese sind beim Fracking gewünscht, liegt aber in der Regel nur knapp über der Messbarkeitsgrenze und damit weit unterhalb der Spürbarkeitsgrenze.

1) Natürliche Erdbeben ereignen sich unabhängig von einem menschlichen Einfluss und können auch nicht verhindert werden. Der weitaus größte Anteil der instrumentell aufgezeichneten Erdbeben ist so schwach, dass er von Menschen nicht wahrgenommen wird. Ein Erdbeben ereignet sich, wenn die Scherspannung im Untergrund die Scherfestigkeit übersteigt; es kommt zu einem Scherbruch. Als

Maß für die Stärke eines Erdbebens werden die Magnitude, das seismische Moment und die Energie benutzt. Das seismische Moment eines Erdbebens berechnet sich aus dem Schermodul des Gesteins entlang der Bruchfläche, der Größe der Bruchfläche und der Verschiebung. Die Magnitude wird aus der Messung von Maximalamplituden mittels Seismometern abgeleitet. Es existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen Magnituden-Skalen, vorwiegend unterschieden nach dem Wellentyp, aus dem sie bestimmt werden. Für die Beschreibung der Seismizität beim Fracking ist die Lokal- oder Richtermagnitude gebräuchlich. Demgegenüber beschreibt die Intensität die Auswirkungen eines Erdbebens auf Gebäude und Menschen an einem bestimmten Ort. Grundlage ist die Europäische Makroseismische Skala (EMS-98) mit einer Skala von I bis XII. Erdbeben gleicher Magnitude können unterschiedliche Intensitäten aufweisen.

2) Getriggerte Erdbeben können entstehen, wenn das Gestein bereits an der Belastungsgrenze unter Spannung steht. Hier kann ein Erdbeben, das sich eventuell zu einem anderen Zeitpunkt ereignen würde, ausgelöst werden. Nach dem derzeitigen Kenntnisstand ist eine Erdbebenvorhersage, d.h. die exakte Vorausberechnung, wann und an welchem Ort ein Erdbeben mit einer bestimmten Magnitude auftritt, nicht möglich. Die Regionen Deutschlands, die eine erhöhte natürliche Erdbeben-tätigkeit und damit erhöhte tektonische Kräfte die die Erdkruste unter Spannung setzen, sind dagegen gut bekannt. Lokale Störungszonen und natürliche Schwächezonen im Untergrund sind standortbezogen erfassbar und können beim Fracking vermieden werden.

3) Die induzierte Seismizität kann über Modellrechnungen der Rissausbreitung vor dem Fracking anhand der Gesteinsparameter (Porosität, Permeabilität, Scherfestigkeit etc.) abgeschätzt werden (Abb. 5-4). Aus der Kenntnis der zu erwartenden Bruchflächen und Verschiebungen ist es möglich, die zu erwartende induzierte Seismizität zu quantifizieren. Bei im Rahmen der tiefen Geothermie in Norddeutschland durchgeführten massiven Fracking-Maßnahmen konnte nur vereinzelt Mikro-seismizität instrumentell nachgewiesen werden. Die hier induzierte Seismizität lag deutlich unterhalb der Spürbarkeitsgrenze, obwohl die eingesetzten

Fluidmengen die für Schiefergaslagerstätten üblicherweise vorgesehenen Mengen weit überschreiten.

Die Seismizität wird in Deutschland durch die Staatlichen Geologischen Dienste und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe überwacht. Eine Detektionsschwelle oberhalb der Lokalmagnitude (ML) von 2 ist dabei gewährleistet. Eine derartige Magnitude liegt meist unterhalb der Spürbarkeitsgrenze. Aussagen über die natürliche Seismizität sind mittels dieser Daten möglich. Die vorhandenen Stationsnetze sind im Allgemeinen jedoch nicht für die Überwachung eines kleinräumigen Gebietes ausgelegt. Sowohl Epizentrum als auch Herdtiefe können aus diesem Grund meist nur annähernd bestimmt werden.

Grundsätzlich ist es möglich, die Seismizität während einer Fracking-Maßnahme mit seismischen Stationen zu überwachen. Mittels erfasster Mikro-

Erdbeben ist es je nach den Gegebenheiten möglich, die Ausbreitung der Risse räumlich und zeitlich zu verfolgen. Eine Überwachung dient zudem einer möglichen Beweissicherung beim Auftreten von Schäden. Da es einen Zusammenhang zwischen der Eintrittswahrscheinlichkeit von kleinen und stärkeren Erdbeben gibt (Gutenberg-Richter-Relation), kann die Erfassung der Seismizität für die Abschätzung der Gefährdung, d. h. die zu erwartenden Erdbeben in Häufigkeit und Stärke, genutzt werden.

Sollte es im Zusammenhang mit einer Fracking-Maßnahme dennoch zu einem spürbaren Erdbeben kommen, bietet die flächenhafte Erfassung der Beobachtungen (Makroseismik) die Möglichkeit von Konsistenzprüfungen eingehender Meldungen. Mittels dieser Daten ist zudem auch ohne seismische Messnetze eine Epizentrumsbestimmung in der direkten Umgebung eines Erdbebens möglich.

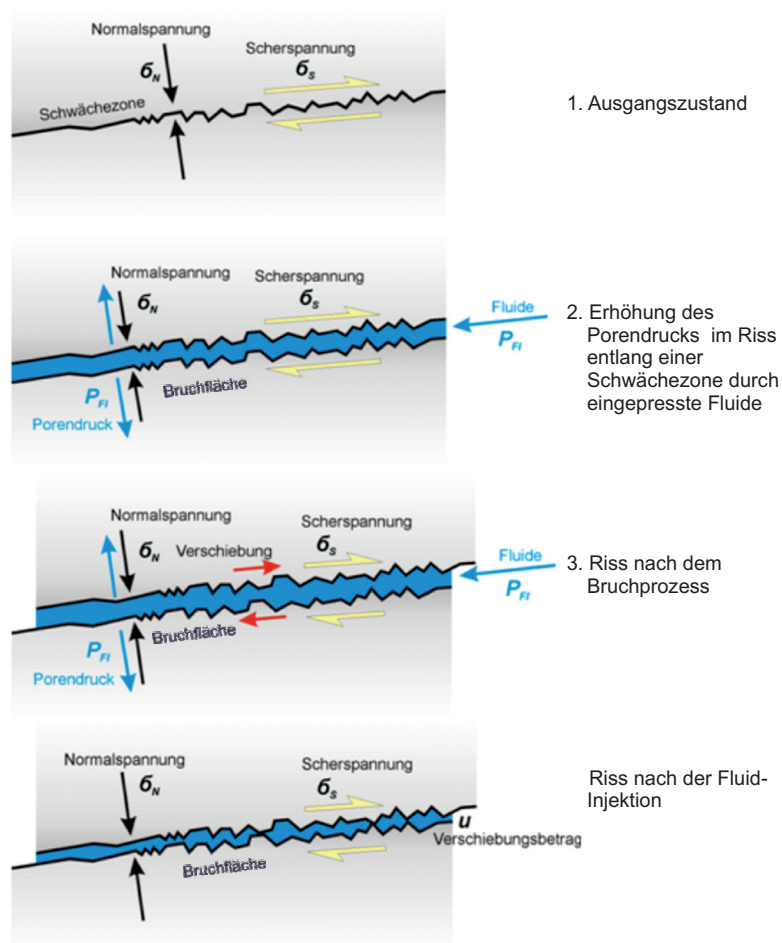


Abbildung 5-4: Schematische Darstellung der Entwicklung eines durch Fracking erzeugten Risses in großer Tiefe. Die Erhöhung des Porenfluidrucks wirkt gegen die Normalspannung senkrecht zur Schwächezone und reduziert die Scherfestigkeit. Wird die Scherfestigkeit unterschritten, kommt es entlang der Schwächezone zum Bruch und zu einer damit verbundenen Seismizität. Nach Beendigung der Fluid-Injektion wird sich der Riss wieder weitestgehend schließen. Rissweite und Verschiebungsbetrag liegen in der Größenordnung von Millimetern bis zu wenigen Zentimetern.

6 FAZIT

Mit der vorliegenden Abschätzung weist die BGR beträchtliche Potenziale an Schiefergas für Deutschland aus. Entsprechend der angewendeten Berechnungsmethode liegen die in den untersuchten Tongesteinen insgesamt ermittelten Schiefergasmengen zwischen 6,8 Billionen (Bill.) m³ und 22,6 Bill. m³. Bei einem Gewinnungsfaktor von 10 % ergeben sich 0,7 bis 2,3 Bill. m³ an Erdgas, das technisch förderbar wäre.

Zukünftige Abschätzungen, die weitere potenzielle Formationen als auch neue Forschungsergebnisse zur Kohlenwasserstoffbildung in Tongesteinen beinhalten, werden diese Zahlen präzisieren. Im Vergleich liegen diese Schiefergasmengen dennoch deutlich über Deutschlands konventionellen Erdgasressourcen (0,15 Bill. m³) und Erdgasreserven (0,146 Bill. m³). Damit könnte Schiefergas aus heimischen Vorräten bei einer umfänglichen Nutzung signifikant zur Erdgasversorgung Deutschlands beitragen und den Rückgang der Förderung aus konventionellen Erdgaslagerstätten ausgleichen. Das in Deutschland vorkommende Schiefergas hätte damit das Potenzial, die heimische Energieversorgungssicherheit zu erhöhen. Ein Anstieg der Erdgasproduktion im ähnlichen Maßstab und mit ähnlichen Auswirkungen wie in den USA ist hingegen nicht zu erwarten. Auch ist derzeit noch offen, ob es zu einer Schiefergasförderung kommt und wenn ja, in welchem Umfang eine solche stattfinden wird.

Die Erschließung der Potenziale ist wegen der flächenhaften, nicht an herkömmliche Fallenstrukturen gebundenen Verbreitung im Untergrund aufwändiger als die konventioneller Vorkommen. Auf Grund genehmigungsbedingter Auflagen und Nutzungskonkurrenzen im Untergrund werden nicht alle der ausgewiesenen Ressourcen genutzt werden können.

Die Risiken von Fracking-Maßnahmen im geologischen Untergrund stellen sich im Vergleich zu möglichen Unfällen bei obertägigen Aktivitäten als gering dar. Durch standortbezogene Voruntersuchungen können Fracking-Maßnahmen so geplant werden, dass ein unkontrolliertes Entweichen der

Fracking-Fluide aus dem unterirdischen Riss in angrenzende Formationen und genutzte Grundwasserleiter mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Die Rissausbreitung im Untergrund lässt sich modellhaft vorausberechnen. Eine Substitution der derzeit eingesetzten Chemikalien im Frack-Fluid dient dem Umweltschutz und hilft damit sicherlich auch bei der Erhöhung der Akzeptanz der Fracking-Methode.

Für große Bereiche Deutschlands, wie das Norddeutsche Becken, besteht nur eine geringe Erdbebengefährdung. In diesen Regionen sind durch Fracking-Maßnahmen ausgelöste spürbare Erdbeben wenig wahrscheinlich. Die Fracking-Maßnahme erzeugt dort in der Regel nur eine minimale Seismizität, die unterhalb der menschlichen Spürbarkeitsgrenze liegt. In Regionen mit höherer Erdbebengefährdung, wie dem Rheingraben, sind spürbare Erdbeben im Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen nicht auszuschließen. Der Aufwand für die Überwachung der Seismizität sollte den örtlichen geologisch-tektonischen Gegebenheiten angepasst werden.

Auch wenn eine Schiefergasnutzung zum Teil spezielle Herangehensweisen und Genehmigungen erfordert, so besteht in der Gesamtheit bei planmäßiger Durchführung der Arbeiten kein grundsätzlicher Unterschied zur Erdgasförderung aus konventionellen Lagerstätten. Allerdings würde eine flächenhafte Erschließung von Schiefergasvorkommen, ein Vielfaches an Bohrplätzen und eine Vielzahl an Fracking-Maßnahmen erfordern.

Angesichts der fortschreitenden Technologieentwicklung erscheint die Trennung von Erdgasvorkommen in konventionelle und nicht-konventionelle Vorkommen nur noch aus geologischer und nomenklatorischer Sicht von Bedeutung.

LITERATURVERZEICHNIS

- ANDRULEIT, H., BABIES, H. G., CRAMER, B., MESSNER, J., REMPEL, H., SCHLÖMER, S. & SCHMIDT, S. (2010): Nicht-konventionelles Erdgas: Weltweite Ressourcen und Entwicklungen eines „Hoffnungsträgers“ unter den fossilen Energierohstoffen. *Erdöl, Erdgas, Kohle*, 126 (7/8): 277 - 282; Hamburg/Wien.
- BALDSCHUHN, R., BINOT, F., FLEIG, S. & KOCKEL, F. (2001). Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor: Strukturen, Strukturentwicklung, Paläogeographie. *Geologisches Jahrbuch A* 153: 3 - 95.
- BARTENSTEIN, H., TEICHMÜLLER, M. & TEICHMÜLLER, R. (1971). Die Umwandlung der organischen Substanz im Dach des Bramscher Massivs Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen 18: 501 - 538.
- BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (2011) Kurzstudie 2011. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011. 89 S., Hannover.
- BINOT, F., GERLING, P., HILTMANN, W., KOCKEL, F. & WEHNER, H. (1993). The petroleum system in the Lower Saxony Basin. Generation, accumulation, and production of Europe's hydrocarbons; III Spencer, A. M. Federal Republic of Germany 3: 121 - 139.
- BRAND, E. & HOFFMANN, K. (1963). Stratigraphie und Fazies des nordwestdeutschen Jura und Bildungsbedingungen seiner Erdöllagerstätten. *Erdöl und Kohle* 16: 437 - 450.
- BREIG, J. (2010). Gas Shale: Adsorbed component assessment, Oklahoma Geological Survey, presented at the New Perspectives on Shale Conference, Oklahoma.
- BUNDESBERGGESETZ (BbergG) in der Fassung vom 31.7.2009: <http://www.gesetze-im-internet.de/bbergg/>. Letzter Zugriff 9.3.2012.
- CURTIS, J. B. (2002). Fracture Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin* 86: 1921 - 1938.
- DIENER, I. (1967). Die Paläogeographie der Kreide im Nordteil der DDR in Beziehung zu den Nachbargebieten. *Wissenschaften*, D. G. f. G. Berlin. A12: 289 - 313.
- DIENER, I. (1974). Stratigraphie, Lithologie und Paläographie der Unterkreide in der DDR unveröffentlichte Dissertation Universität Greifswald
- DIETRICH, L. & ELGETI, T. (2011). Rechtliche Implikationen der Aufsuchung und Förderung von unkonventionellem Erdgas. *Erdöl Erdgas Kohle*. 127, 311 - 315.
- DOORNENBAL, J. C. & STEVENSON, A. G. (2010). Petroleum Atlas of the Southern Permian Basin Area. Houten, EAGE Publications B.V.
- DROZDZEWSKI, G., HENSCH, S., HOTH, P., JUCH, D., LITKE, R., VIETH, A., WREDE, V. (2009). The pre-Permian of NW-Germany - structure and coalification map. *Zeitschrift der deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 160, 159 - 172
- ELLISON, S. L. R., ROSSLEIN, M. & WILLIAMS, A. (2000). EURACHEM / CITAC Guide: Quantifying Uncertainty in Analytical Measurement", 120 S.
- EWEN, C., BORCHARDT, D., RICHTER, S. & HAMMERBACHER, R. (2012). Risikostudie Fracking - Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen (Übersichtsfassung), 74 S.
- DIGIULIO, D. C., WILKIN, R. T., MILLER, C., & OBERLEY, G. (2011). Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming, Draft report; U. S. Environmental Protection Agency.
- FARAJ, B., WILLIAMS, H., ADDISON, G. & MCKINSTRY, B. (2004). Gas Potential of Selected Shale Formations in the Western Canadian Sedimentary Basin. *GAS-TIPS*: 21 - 26.
- GAULT, B. & STOTTS, G. (2007). Improve shale gas production forecasts. *Exploration and Production*.
- GERLING, P., KOCKEL, F. & KRULL, P. (1999): Das Kohlenwasserstoff-Potential des Präwestfals im norddeutschen Becken. — *DGMK-Forschungsberichte*, 433, 107 S.
- GEOLOGISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (LGRB) (1994). Ergiebigkeitsuntersuchungen in Festgesteinsaquiferen, Informationen 6/94.

- GROAT, CH. & GRIMSCHAW, T. (2012). Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development, Report des Energy Institute, Univ. of Texas at Austin (http://energy.utexas.edu/images/ei_shale_gas_regulation120215.pdf; Stand 31.3.2012)
- HARTWIG, A., KÖNITZER, S., BOUCSEIN, B., HORSFIELD, B. & SCHULZ, H.-M. (2010). Applying classical shale gas evaluation concepts to Germany - Part II: Carboniferous in Northeast Germany. *Chemie der Erde* 70: 93-106.
- HOFFMANN, N., JÖDICKE, H., FLUCHE, B., JORDING, A. & MÜLLER, E. (1998). Modellvorstellung zur Verbreitung potentieller präwestfälischer Erdgas-Muttergesteine in Norddeutschland - Ergebnisse neuer magnetotellurischer Messungen. *Zeitschrift für Angewandte Geologie* 44: 140-158.
- HOFFMANN, N., JÖDICKE, H. & HOREJSCHI, L. (2005). Regional distribution of the Lower Carboniferous Culm and Carboniferous limestone facies in the North German Basin - derived from magnetotelluric soundings. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften* 152: 323-339.
- HOFFMANN, N., LINDERT, W. & WEYER, D. (2006). Südwestrand der Osteuropäischen Plattform (Inseln Rügen, Hiddensee, Usedom, Mecklenburg-Vorpommern). *Stratigraphie von Deutschland VI - Unterkarbon (Mississippium)*. AMLER, M. R. W. & STOPPEL, D. Hannover, Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften. 41: 480-493.
- HOTH, P. (1997). Fazies und Diagenese von Präperm-Sedimenten der Geotraverse Harz-Rügen. *Schriftenreihe für Geowissenschaften*, 4, 139 S.
- KAUFMAN, P. & PENNY, G. S. (2008). SPE 119900 Critical Evaluations of Additives Used in Shale Slick-water Fracs, Society of Petroleum Engineers, SPE Shale Gas Production Conference, Irving, Texas, U.S.A., 16-18 November 2008.
- KEMPER, E. (1978). Die anoxischen Sedimente der präoberaptischen Unterkreide NW-Deutschlands und ihr paläogeographischer Rahmen. *Geologisches Jahrbuch*: 607 S.
- KRUG., S., GERLING, J.-P., HAUSWIRTH, H., JATHO, R., TISCHNER, T. (2011): Das GeneSys-Projekt: Wasser-frac schafft unterirdischen Wärmetauscher in Hannover, *Geothermische Energie* 2/71, 28-31
- LEE, D. S., HERMAN, J. D., ELSWORTH, D., KIM, H. T. & LEE, H. S. (2011). A Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, Northeastern United States, *KSCE Journal of Civil Engineering*, Springer, February 16, 2011.
- LECHTENTENBÖHMER, S., ALTMANN, M., CAPITO, S., MATRA, Z., WEINDORF, W. & ZITTEL, W. (2011). Auswirkungen der Gewinnung von Schiefergas und Schieferöl auf die Umwelt und die menschliche Gesundheit. Europäisches Parlament. Generaldirektion interne Politikbereiche, Fachabteilung A: Wirtschafts- und Wissenschaftspolitik. PE 464.425, Brüssel, 92 S. http://ec.europa.eu/energy/studies/energy_en.htm. Letzter Zugriff 9.3.2012.
- LEWIS, R., INGRAHAM, D., PEARCY, M., WILLIAMSON, J., SAWYER, W. & FRANTZ, J. (2004). New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs. *Reservoir Symposium Houston*: 11.
- LITTKE, R., KROOS, B., UFFMANN, A. K., SCHULZ, H.-M. & HORSFIELD, B. (2011). Unconventional Gas Resources in the Paleozoic of Central Europe. *Oil & Gas Science Technology - Rev. IFP Energies nouvelles*.
- MANN, U. (1987). Veränderung von Mineralmatrix & Porosität eines Erdölmuttergesteins in Annäherung an einen Intrusivkörper (Lias epsilon 2-3: Hilsmulde, NW-Deutschland). *Alteration of Mineral Matrix and Porosity of a Petroleum Source Rock by an intrusive body. Facies*: 181-188.
- McKEON (2011). Horizontal fracturing in shale plays (Presentation): http://www.pttc.org/workshops/eastern_062111/eastern_062111_McKeon.pdf (31.3.2012).
- MOLOFSKY, L. J., CONNOR, J. A., FARHAT, S. K. & WYLIE, A. S. (2011). Methane in Pennsylvania water wells unrelated to Marcellus shale fracturing: *Oil & Gas Journal*, 109, 49.
- MUTTERLOSE, J. & BÖCKEL, B. (1998). The Barremian-Aptian interval in NW Germany- A review. *Cretaceous Research* 19: 539-568.
- MUTTERLOSE, J. & BORNEMANN, A. (2000). Distribution and facies patterns of Lower Cretaceous sediments in northern Germany: a review. *Cretaceous Re-*

search 21: 733 - 759.

OSBORN, S. G., VENGOSH, A., WARNER, N. R. & JACKSON, R. B. (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing: Proceedings of the National Academy of Sciences, 108, 20, 8172 - 8176.

PENG, S. & ZHANG, J. (2007). Engineering Geology for Underground rocks, Springer, 320 S.

PFLUG, R. (1982). Bau und Entwicklung des Oberrheingrabens. Erträge der Forschung. Darmstadt, Wissenschaftliche Buchhandlung: 145 S.

PHILLIPE & PARTNERS (2011). Final report on unconventional gas in Europe. Brussels, European Commission. http://ec.europa.eu/energy/studies/energy_en.htm. Letzter Zugriff 9.3.2012.

RIEGRAF, W. (1985). Biostratigraphie, Fauna, und Mikropaläontologie des Untertoarcium-Profiles von Unterstürmig (Oberfranken, Süddeutschland). Tübinger Mikropaläontologische Mitteilungen 3: 232 S.

RÖCKEL, T. & LEMPP, C. (2003). Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken. Erdöl, Erdgas, Kohle 119: 73 - 80.

SCHÄFER, F., HESSHAUS, A., HUNZE, S., JATHO, R., LUPPOLD, F.-W., ORILSKI, J., PLETSCH, T., RÖHLING, H.G., TISCHNER, T. & WONIK, T. (2012). Kurzprofil der Geothermiebohrung GroßBuchholzGt1. Erdöl, Erdgas, Kohle, 128: 20 - 26.

SCHÖN, J. (1983). Petrophysik: Physikalische Eigenschaften von Gesteinen und Mineralien. Berlin, Ferdinand Enke Verlag, 405 S.

SCHOTT, W., JARITZ, W., KOCKEL, F., SAMES, C. W., VON STACKELBERG, U., STETS, J. & STOPPEL, D. (1969). Erläuterungen zum paläogeographischen Atlas der Unterkreide von Nordwestdeutschland mit einer Übersichtsdarstellung des nördlichen Mitteleuropas. Hannover, Bundesanstalt für Bodenforschung.

SHI, J. & DURUCAN, S. (2005). A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 9: 291 - 299.

TEICHMÜLLER, M. (1979). Die Diagenese der kohligen Substanz in den Gesteinen des Tertiärs und Meso-

zoikums des mittleren Oberrhein-Grabens. Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen, 27: 19 - 49.

TNO report (2009). Inventory non-conventional gas, 188 S.

VERORDNUNG ÜBER DIE UMWELTVERTRÄGLICHKEITSPRÜFUNG BERGBAULICHER VORHABEN (UVP-V Bergbau) in der Fassung vom 3.9.2010 - <http://www.gesetze-im-internet.de/uvpbergbv/index.html>. Letzter Zugriff 9.3.2012.

WASSERHAUSHALTSGESTEZ (WHG) in der Fassung vom 31.07.2009: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/whg_2009.

WEHNER, H., BINOT, F., DELISLE, G., GERLING, J. P., HILTMANN, W. & KOCKEL, F. (1988). Genese und Migration von Erdölen im Niedersächsischen Becken : Entwicklung einer integrierten geologisch-geochemischen Explorationsmethode auf Kohlenwasserstoffe ; Abschlußbericht für das östliche Niedersächsische Becken Hannover, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: 60 S.

WEHNER, H., BINOT, F., GERLING, J. P., HILTMANN, W. & KOCKEL, F. (1989). Genese und Migration von Erdölen im Niedersächsischen Becken: Entwicklung einer integrierten geologisch-geochemischen Explorationsmethode auf Kohlenwasserstoffe ; Abschlußbericht über das westliche Niedersächsische Becken (Raum westlich der Weser); BMFT-Forschungsvorhaben 032 6450 A. Hannover, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: 54 S.

ZIEGLER, P. A. (1990). Geological Atlas of Western and Central Europe. Den Haag, Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V.

UMWELTBUNDESAMT (2012). Projektbeschreibung - Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/projektbeschreibung_umweltauswirkungen_fracking.pdf. Letzter Zugriff 9.März 2012.

QUELLENVERZEICHNIS

- BEZIRKSREGIERUNG ARNSBERG (2011). Erdgas: Rechtlicher Rahmen zur Aufsuchung und Gewinnung. http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_rechtlicher_rahmen/index.php. Letzter Zugriff 9.3.2012.
- BEZIRKSREGIERUNG ARNSBERG (2011). Vorschläge zur Änderung des Bergrechts 2011. http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/e/erdgas_rechtlicher_rahmen/vorschlag_bergrecht.pdf. Letzter Zugriff 9.3.2012.
- BEZIRKSREGIERUNG ARNSBERG (2011). Umweltverträglichkeitsprüfung im Bergbau. http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/u/umweltvertraeglichkeitspruefung_bergbau/index.php. Letzter Zugriff 9. März 2012).
- BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE (BGR) (2009). Energierohstoffe 2009 - Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States.
- U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA) (2011). Ground Water Investigation, Pavillon (<http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/>)
- LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (LBEG) (2010). Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010.
- (2011). Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2011.
- (2012). Hydrogeologische Aspekte des Fraccing an der Bohrung Damme 3: <http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/54607> (Stand. 31.3.2012): .
- MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ NORDRHEIN-WESTFALEN (2011). Leistungsbeschreibung über “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 - Vergabe-Nr. 11/09“: Düsseldorf, 9.8.2011.
- Informations und Dialogprozess der ExxonMobil über die Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung: <http://dialog-erdgasundfrac.de> (Stand 31.3.2012) und darin Wissenschaftliche Statuskonferenz des Neutralen Expertenkreises mit Vorträgen und Abstracts: <http://dialog-erdgasundfrac.de/statuskonferenz> (Stand 31.3.2012).
- SÖNTGERATH, K. (2011). Betriebliche Genehmigungen im Bergrecht. Vortrag 26.1.2011, Hannover, LBEG. <http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/54696>. Letzter Zugriff 7.3.2012.
- http://www.3legsresources.com/operations_assets_badenwurttemberg.php (Stand 31.01.2012)
- <http://www.bellexp.com/assets.html> (Stand 31.01.2012)
- http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Erdbeben-Gefahrdungsanalysen/Seismologie/Seismologie/seismologie_node.html
- http://www.bnkpetroleum.com/index.php?option=com_content&view=article&id=87&Itemid=138
- http://www.epa.gov/hfstudy/HFStudyPlanDraft_SAB_020711.pdf (Stand 31.01.2012)
- <http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/index.html> (Stand 24.01.2012)
- [Http://fracfocus.org](http://fracfocus.org)
- http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=568&article_id=807&psmand=4 (Stand 24.01.2012)
- http://www.lgrb.uni-freiburg.de/lgrb/download_pool/KW-Projekte-2012-01-31.pdf (Stand 24.01.2012)
- http://www.lgrb.uni-freiburg.de/lgrb/Fachbereiche/bergbehoerde/zustaendigkeiten_der_landesbergdirektion/bergbauberechtigungen/kohlenwasserstoffe (Stand 24.01.2012)
- <http://www.realmenergy.ca/ir/news/release.aspx?id=53> (Stand 31.01.2012)

| | |
|-------------------|---|
| Bohrlochmessung | Verschiedene Methoden, um detaillierte Informationen über die geologischen Formationen eines Bohrlochs zu erhalten (z.B.: Sonic Log: akustische Bohrlochmessung, lässt Rückschlüsse auf die chemisch-mineralogischen und textuell-strukturellen Eigenschaften des Gesteins zu; Dichte Log: Messung zur indirekten Bestimmung der Gesteinsdichte) |
| Bitumen | Natürliche, aus Kohlenwasserstoffen bestehende brennbare Stoffe, die bei Umwandlungsprozessen organischer Substanzen entstehen |
| CBM | (= coalbed methane) Kohleflözgas; in Kohlen enthaltenes Erdgas |
| C_{org} | Organischer Kohlenstoff |
| Elastizitätsmodul | (E-Modul): Materialkonstante, beschreibt Zusammenhang zwischen Spannung und Dehnung bei der Verformung eines festen Körpers Dynamischer E-Modul: bei dynamischem Prozess angewendet/gemessen (z.B. Anregung des Untergrundes durch Ultraschall); kann um Mehrfaches höhere Werte aufweisen als statischer E-Modul |
| Erdgas | Natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung; in diesem Kontext verstanden als brennbare Gase konventionell: freies Erdgas und Erdölgas nicht-konventionell: Erdgas in dichten Speichern, Flözgas, Aquifergas und Gashydrate |
| Erdöl | Natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen konventionell: fließfähiges Erdöl in der Lagerstätte, API-Grad höher als 10° , Schweröl, Leichtöl, Kondensat nicht-konventionell: in der Lagerstätte nicht fließfähig, API-Grad geringer als 10° , Schweröl, Rohöl aus Ölsand (Bitumen, Asphalt), Rohöl oder Schwelöl aus Ölschiefer |
| Falle | Allseitig abgeschlossene bzw. abgedichtete Gesteinskörper in denen sich Erdöl bzw. Erdgas fangen kann |
| Fazies | Alle Merkmale eines Gesteins, wie z.B. Farbe, Festigkeit, Zusammensetzung, Korngröße, Porosität, Schichtung; Fossilgehalt |
| Fluid | Nicht-kristalline Phase, bei niedrigen Drücken und Temperaturen Gase und Flüssigkeiten. Oberhalb kritischer Drücke und Temperaturen kann nicht zwischen Gas und Flüssigkeit unterschieden werden |
| Formation | Ein aufgrund seiner geologischen Eigenschaften eindeutig abgrenzbarer (kartierbarer) Gesteinskörper |

| | |
|-------------------------|---|
| Frac, Frack | siehe hydraulischer Riss |
| Gasfenster | Bildungsbereich für Erdgas. Erforderlich für die Bildung von Erdgas ist eine thermische Reife des organischen Materials von 1,2 % Ro oder mehr. Dies entspricht über geologische Zeiten wirksamen Temperaturen von rund 120 - 275 °C |
| geothermischer Gradient | Änderung der Temperatur mit der Tiefe. Der mittlere geothermische Gradient liegt in weiten Teilen Deutschlands bei 30 °C/km |
| GIP | Gas-in-Place; im Gestein vorhandene Gasmenge, die aber aus technischen Gründen nicht vollständig förderbar ist |
| Grundwasser | Anteil des unterirdischen Wassers in der wassergesättigten Zone. Diese wird nach oben durch die Grundwasseroberfläche vom Kapillarsaum getrennt. Die Grundwasserzone reicht nach unten bis in Krustenbereiche hinein, in denen praktisch keine zusammenhängenden Kluft- und Porensysteme mehr existieren. |
| hydraulischer Riss | Von einem Bohrloch ausgehender, künstlich erzeugter Riss zur Steigerung der Permeabilität und damit der Förderung. Auch: hydraulic fracture, frac, frack |
| in-place | Insgesamt in einem Vorkommen/einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff, auf Volumen bezogen |
| isotrop | Bezeichnet die Unabhängigkeit einer physikalischen Eigenschaft von der Richtung |
| Kompressionswellen | Auch P-Wellen, Primärwellen: seismische Wellen, die in Ausbreitungsrichtung schwingen |
| lakustrin | vom See / den See betreffend |
| Lamination | Gefüge mit Lagen unter 1cm Dicke. Laminierte, dunkle Tongesteine haben häufig erhöhte C _{org} -Gehalte |
| lithostatischer Druck | der Druck, der durch überlagernde Gesteinsschichten ausgeübt wird |
| Log | siehe „Bohrlochmessung“ |
| Maturität | siehe „thermische Reife“ |
| Mächtigkeit | Dicke eines Gesteinspaketes / einer Formation, unabhängig von dessen räumlicher Lage |
| marin | vom Meer / das Meer betreffend |
| Matrixporosität | Gesamtporosität ohne Spalten- und Rissvolumen |
| Mergelstein | feinkörniges Sedimentgestein, das zu etwa gleichen Anteilen aus Karbonatmineralen und anderen, meist silikatischen Tonmineralen besteht |

| | |
|------------------------|--|
| Methan | einfachster Kohlenwasserstoff (CH ₄) |
| Monte-Carlo-Simulation | Mathematisches Verfahren auf der Basis sehr häufig durchgeführter Zufallsexperimente. Mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitstheorie werden Probleme numerisch gelöst, die analytisch nicht oder nur aufwändig lösbar wären. Mit den Ergebnissen der MC-Simulation können Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit eines bestimmten Ergebnisses gemacht werden. |
| Muttergestein | Ausgangsgestein, aus dem durch geologische Prozesse Erdöl und Erdgas entstehen, unter anderem C _{org} -reiche Tongesteine |
| organisches Material | Substanzen, die durch biologische Aktivität entstanden sind, zu einem erheblichen Teil aus den Elementen Kohlenstoff, Wasserstoff und Sauerstoff bestehen und nicht durch Kristallisation gebildet wurden |
| Permeabilität | Durchlässigkeit eines Gesteins für Flüssigkeiten und Gase |
| Poissonzahl | elastische Materialkonstante; Verhältnis aus relativer Dickenänderung zu relativer Längenänderung bei Einwirkung einer äußeren Kraft oder Spannung |
| Porosität | Porenraum eines Sedimentgesteins, prozentuales Verhältnis des Hohlraumvolumens zum Gesamtvolumen |
| Porenwasserdruck | der Wasserdruck, der im Porenraum des Gesteins herrscht |
| Reserven | Nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Rohstoff-Lagerstätte |
| Ressourcen | Nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen an Rohstoffen |
| Schiefer | durch einen hohen Anteil an Tonmineralen entlang paralleler Flächen spaltbare Gesteine. Schiefer bilden sich unter erhöhtem Druck und Temperatur, beispielsweise aus Ton- und Mergelsteinen |
| Scherwellen | Auch S-Wellen, Sekundärwellen: seismische Wellen, die quer zur Ausbreitungsrichtung schwingen |
| Seismizität | Gesamtheit aller Erdbeben-Erscheinungen, einschließlich derer, die nur mit empfindlichen Messinstrumenten registriert werden können und unterhalb der Spürbarkeitsgrenze liegen |

| | |
|-------------------|--|
| Spannung | <p>Kraft pro Flächeneinheit, die in einer gedachten Schnittfläche durch einen Körper, eine Flüssigkeit oder ein Gas wirkt</p> <p><i>Hauptspannung:</i> Spannungszustand im Gestein, der durch die drei räumlich senkrecht aufeinander stehenden Spannungsrichtungen beschrieben wird</p> <p><i>Tektonische Spannung:</i> hier zusätzliche Spannungskomponente, die seitlichen Druck auf die Hauptspannung hervorruft</p> |
| Stimulation | Verbesserung der Fördereigenschaften einer Bohrung durch technische Maßnahmen, auch Bohrlochbehandlung |
| Stratigrafie | Untersuchung der räumlichen Abfolge von Gesteinsschichten und der ihrer relativen zeitlichen Gliederung |
| terrestrisch | von Land / das Land betreffend |
| thermische Reife | Grad der temperaturgesteuerten Umwandlung der organischen Substanz. Umwandlungsprodukte sind Erdöl, Erdgas und Kohle. Wichtigster Indikator zur Bestimmung der thermischen Reife ist die Vitrinitreflexion. |
| Tight Gas | Erdgas, das wegen sehr geringer oder räumlich ungleichmäßig verteilter Permeabilität des Speichergesteins schwierig zu gewinnen ist |
| TOC | Total Organic Carbon, Gesamtgehalt an organischem Kohlenstoff |
| toe | ton(s) of oil equivalent; Erdöläquivalent, Energiemenge einer Tonne Erdöls, die dazu dient, Erdöl- und Erdgasreserven in einer Zahl darzustellen |
| Tonstein | Überwiegend aus silikatischen Tonmineral-Partikeln zusammengesetztes Sedimentgestein, dessen Korngröße überwiegend geringer ist als 2 µm. |
| Tongestein | Gruppe feinkörniger Sedimentgesteine, die zu mehr als 50 % aus Partikeln kleiner als 63 µm bestehen. Die Mineral-Zusammensetzung kann in einem weiten Bereich schwanken |
| Vitrinitreflexion | Indikator zur Bestimmung der thermischen Reife des organischen Materials, Einheit: (% Ro) |

Umrechnungsfaktoren:

1 Tcf = 28,3165 *10⁶ Nm³ (N-Norm, d.h. 15° C und 10¹³ hPa)

1000 Nm³ Erdgas = 35 315 cf = 0,9082 toe

cf cubic foot; Kubikfuß; im angelsächsischem Raum gebräuchliche Einheit; 1 cf = 0,028 m³)

1 bar = 0,1 MPa

1 psi = 0,01 MPa

1 psi = 0,07 bar

Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)
Stilleweg 2
30655 Hannover

Telefon: 0511 643-3200

Telefax: 0511 643-53-3200

E-Mail: niko@bgr.de

Internet: <http://www.bgr.bund.de>