

Schieferöl und Schiefergas in Deutschland

Potenziale und Umweltaspekte

Schieferöl und Schiefergas in Deutschland

Potenziale und Umweltaspekte

Hannover, Januar 2016

IMPRESSUM

- 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
- Autoren: Stefan Ladage, Harald Andruleit, Hans-Georg Babies, Andreas Bahr,
Steffen Biermann, Martin Blumenberg, Christian Bönemann, Beate Burkhart,
Lars Ceranna, Reiner Dohrmann, Jochen Erbacher, Dieter Franke,
Nicolai Gestermann, Carsten Helm, Thomas Himmelsbach, Georg Houben,
Christian Illing, Stephan Kaufhold, Michael Kosinowski, Jolanta Kus, Gang Li,
Rüdiger Lutz, Christian Ostertag-Henning, Helena Pfunt, Thomas Pletsch,
Stefan Schlömer, Heidrun Louise Stück, Jan Tetsuro Taranczewski, Kristian Ufer,
Klaus-Gerhard Zink
- Mitarbeit: Uwe Benitz, Jennifer Bremer
- Bildnachweise
Titel: Aufschluss Unterjura, südliches Niedersachsen (BGR), Detail Kernanschnitt
Schwarzschiefer der Oberkreide, Niedersachsen (BGR), Fluoreszenzaufnahme
einer Algenzyste der Unterkreide, Norddeutschland (BGR)



VORWORT

Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel

Präsident der
Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)

Erdgas – und dazu zählt auch Schiefergas – ist weiterhin nach Erdöl der wichtigste Energieträger in Deutschland. Beide Energieträger decken derzeit über 50 % des Primärenergiebedarfs. Diese Dominanz wird auch unter den Zeichen der Energiewende noch viele Jahre fortbestehen. Dabei wird Erdgas aufgrund seiner vergleichsweise geringen CO₂-Emissionen vielfach als „Brückenenergie“ und Partner der Energiewende bezeichnet. In Deutschland hat die Erdgasförderung seit den 1980er Jahren ihr Maximum überschritten, und auch in Europa ist sie seit dem Jahr 2004 rückläufig. Hier könnte die Gewinnung von Erdgas aus heimischen Schiefergasvorkommen helfen, die zunehmende Importabhängigkeit Deutschlands zu mindern.

Die Förderung von Schiefergas ist aber untrennbar verbunden mit der Technologie der hydraulischen Riss-erzeugung im Gestein, dem sogenannten Fracking, und dieses ist umstritten. So liest und sieht man es in vielen Medien. Videosequenzen wie die vom brennenden Wasserhahn, vorgeblich durch Fracking im Untergrund verursacht, oder Satellitenbilder von einer durch Bohrplätze und Zufahrtstraßen zerstückelten Landschaft haben dazu beigetragen, dass große Teile der Bevölkerung besorgt sind und die Technologie ablehnen. Beides hat mit Fracking zur Förderung von Schiefergas, wie es für Deutschland diskutiert wird, wenig zu tun. So steht diesen Befürchtungen auch die Einschätzung der großen Mehrheit der Geowissenschaftler/innen und aller staatlichen geologischen Fachbehörden entgegen, die darauf hinweisen, dass die Risiken der Technologie für Mensch und Umwelt überschätzt werden. Tatsächlich ist das Fracking bei der Förderung von Erdgas aus dichten Sandsteinen in Deutschland seit Jahrzehnten geübte Praxis. Einschlägige Vorschriften, hohe Standards und strenge Genehmigungsaufgaben haben dabei wirksam verhindert, dass bei uns Schadensfälle eingetreten sind.

Wenn neue Bohrungen auch gelegentlich noch überraschende Erkenntnisse liefern, haben Fachleute heute doch aus unzähligen Untersuchungen ein umfassendes Wissen über den durchaus komplexen Untergrund. Die äußerst geringe Zahl ernsthafter Zwischenfälle, trotz hunderttausendfacher Eingriffe in den tieferen Untergrund, ist hierfür ein Beleg.

Umfragen zeigen, dass die Besorgnis einer Verunreinigung des Grundwassers mit Chemikalien maßgeblich zur Ablehnung beiträgt. Dabei ist das Grundwasser in tieferen Schichten fast überall für eine menschliche Nutzung ungeeignet. Von Natur aus ist es mit hohen Gehalten an Salzen belastet und enthält Schwermetalle sowie oft auch schwach radioaktive Stoffe. Eine Vermischung der tiefen Salzwasservorkommen mit den oberflächennahen Süßwasservorkommen findet nicht statt.

In Deutschland trägt die heimische Förderung derzeit nur noch mit etwa 10 % zum Erdgasbedarf und nur zu 2 % zum Erdölbedarf bei – Tendenz weiter sinkend. Ohne die Erschließung von neuen Lagerstätten mittels Fracking würden unsere Erdgasreserven in absehbarer Zeit aufgebraucht sein. Deutschland wäre dann komplett abhängig von ausländischen Erdgaslieferungen, wie schon nahezu beim Erdöl und ab 2019 bei der Steinkohle. Allerdings steht man bei der Erkundung von Schiefergaslagerstätten in Deutschland erst am Anfang.

Die BGR präsentiert mit der vorliegenden Studie eine Abschätzung des inländischen Potenzials an Schiefergas und Schieferöl. Die Studie geht über den 2012 veröffentlichten BGR-Bericht deutlich hinaus, in dem lediglich das Schiefergaspotenzial dreier geologischer Formationen grob abgeschätzt wurde. Die vorliegende Zusammenstellung widmet sich fachlichen Grundlagen der Ressourcenabschätzung und liefert hierzu neue Zahlen. Zusätzlich werden auch Umweltaspekte betrachtet, die beim Einsatz der Fracking-Technologie in Deutschland relevant sind. Es wurden eigene Untersuchungen zum Schutz des Grundwassers und der möglichen Stärke von Kleinstbeben durchgeführt und Szenarien berechnet, die auf vielfach vorgebrachte Einwände gegen das Fracking eingehen.

Vor dem Hintergrund der weit verbreiteten Besorgnis besteht eine große Herausforderung darin, die Basis für ein stärkeres Vertrauen beim Einsatz der Fracking-Technologie zu schaffen. Dem trägt auch der Koalitionsvertrag der jetzigen Bundesregierung Rechnung, der obligatorisch eine Umweltverträglichkeitsprüfung und eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorsieht. Es erscheint angebracht, dass in einem ersten Schritt Pilotprojekte durchgeführt werden. Dadurch können Unternehmen und Wissenschaft genauere Aussagen zu den Vorkommen und zur Wirtschaftlichkeit einer möglichen Förderung treffen. Gleichzeitig kann Fragen zur Umweltverträglichkeit nachgegangen und Wissen über den Aufbau und Zustand des geologischen Untergrunds vermittelt werden. Fachleute sind aufgerufen, im Dialog den Bürgerinnen und Bürgern sachlich und nachvollziehbar die Gründe und Umstände des Einsatzes der Fracking-Technologie zu erklären und sie über Chancen und Risiken einer Energieversorgung in Deutschland zu informieren, bei der wir selbst die Verantwortung für die von uns benötigten Ressourcen übernehmen.

Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel, BGR
Hannover, den 15.01.2016

Kurzfassung	9
1 Einleitung	13
2 Schieferöl und Schiefergas: Ressourcenabschätzung	18
2.1 Grundlagen	18
2.1.1 Bildung von Erdöl und Erdgas	18
2.1.2 Tongesteine	20
2.2 Datengrundlage	22
2.2.1 Probenherkunft und -auswahl	22
2.2.2 Analytik und Datenübersicht	24
2.3 Vorkommen von Schieferöl und Schiefergas in Deutschland	27
2.3.1 Auswahl von Tongesteinsformationen	27
2.3.2 Geologische Bewertung ressourcenrelevanter Formationen	31
2.3.2.1 Unterkarbon	31
2.3.2.2 Permokarbon	38
2.3.2.3 Mittelrhaetium (auch Rhät) (Oberkeuper, Trias)	40
2.3.2.4 Posidonienschiefer (Untertoarcium, Unterjura)	43
2.3.2.5 Wealden (Berriasium, Unterkreide)	47
2.3.2.6 Blättertone (Barremium und Unteres Aptium, Unterkreide)	50
2.3.2.7 Fischeschiefer des Oligozän (Tertiär)	51
2.3.3 Weitere Tongesteinsformationen	55
2.3.3.1 Kambrium / Ordovizium	56
2.3.3.2 Silur	57
2.3.3.3 Zechstein: Staßfurt-Karbonat (Perm)	58
2.3.3.4 Opalinuston (Mitteljura)	60
2.4 Verfahren der Potenzialabschätzung	61
2.4.1 Volumetrische Berechnungsverfahren	62
2.4.1.1 Schieferöl in dichten Tongesteinen	62
2.4.1.2 Schiefergas in dichten Tongesteinen	63
2.4.1.3 Monte-Carlo-Simulation	66
2.4.2 Kohlenwasserstoff-Genesepotenzial	66
2.4.3 Petroleumgeologische Beckenmodellierung	69
2.4.4 Vergleich der Ergebnisse unterschiedlicher Methoden	70

2.5	Ressourcenabschätzung für Deutschland	72
2.5.1	In-Place-Potenzialabschätzung	72
2.5.2	Technisch förderbares Schieferöl und -gas	80
2.5.2.1	Förderungsrelevante Einflussgrößen	81
2.5.2.2	Gewinnungsfaktoren für Schieferöl und -gas	83
2.5.2.3	Abgeschätzte Mengen an technisch förderbarem Schieferöl und -gas	86
2.5.3	Zusammenfassung der Potenzialabschätzung	88
2.6	Deutschlands Ressourcen im internationalen Vergleich	89
2.7	Fazit – Schieferöl- und Schiefergasressourcen	92
3	Umweltaspekte – Fracking	95
3.1	Einleitung	95
3.2	Numerische Strömungs- und Transportmodellierung von Fracking-Fluiden im geologischen Untergrund	102
3.2.1	Einführung	102
3.2.2	Hydrogeologie des Norddeutschen Beckens	102
3.2.3	Konzepte bisheriger Grundwassermodellierungen	106
3.2.4	Modellbeschreibung	108
3.2.5	Ergebnisse	118
3.2.6	Fazit	133
3.3	Rissausbreitung	136
3.2.1	Einführung	136
3.2.2	Methoden	136
3.2.3	Frac-Modellierung – Posidonienschiefer	138
3.2.4	Frac-Modellierung – Wealden	149
3.2.5	Fazit	153
3.4	Induzierte Seismizität	154
3.4.1	Einführung	154
3.4.2	Seismische Aktivität und hydraulische Stimulation in Norddeutschland	157
3.4.3	Modellierung der induzierten Seismizität	161
3.4.3.1	Rahmenbedingungen für die numerische Stimulation	161
3.4.3.2	Modellierung – Posidonienschiefer	164
3.4.3.3	Fazit	173
3.5	Fazit – Umweltaspekte	174
4	Literaturverzeichnis	176
5	Glossar	188
	Anhang	

KURZFASSUNG

Diese Studie beinhaltet eine Gesamtschätzung der Ressourcen an Erdöl und Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen in Tongesteinen (Schieferöl und Schiefergas) in Deutschland sowie eine geowissenschaftliche Untersuchung möglicher Umweltauswirkungen beim Einsatz der hydraulischen Stimulation („*Fracking*“). Sie stellt den Abschlussbericht des mehrjährigen NiKo¹-Forschungsprojektes „Erdöl und Erdgas aus Tongesteinen – Potenziale für Deutschland“ der BGR dar.

Mit der beschlossenen Energiewende sollen erneuerbare Energien zukünftig der wichtigste Energieträger werden. Allerdings decken heute noch zu rund 80 % nicht-erneuerbare Energierohstoffe, dabei insbesondere Erdöl und Erdgas den weitaus größten Anteil des deutschen Primärenergieverbrauchs. Um einen sicheren Übergang in ein kohlenstoffarmes Energiesystem zu erreichen, wird Deutschland noch über Jahrzehnte auch auf nicht-erneuerbare Energierohstoffe angewiesen sein. Erdgas, das von allen fossilen Energieträgern die geringste Menge Kohlendioxid bei der Verbrennung freisetzt, wird in diesem Zusammenhang daher vielfach als „Brückenenergie“ betrachtet, wobei die inländische Förderung aufgrund der zunehmenden Erschöpfung der konventionellen Erdgasfelder stark rückläufig ist. Vor diesem Hintergrund will diese Studie mit grundlegenden geowissenschaftlichen Untersuchungen und Befunden zur Diskussion um eine mögliche umweltgerechte Nutzung der Schiefergasressourcen in Deutschland beitragen.

In der vorliegenden Ressourcenabschätzung werden alle relevanten Tongesteins-Formationen in Deutschland berücksichtigt und neben dem Schiefergas- auch das Schieferölpotenzial erfasst. Die hier ermittelten technisch förderbaren Schiefergasressourcen liegen zwischen 320 und 2030 Milliarden Kubikmetern Erdgas in einer Tiefenlage von tausend bis fünftausend Metern. Unter Einbeziehung von Vorkommen

zwischen fünfhundert und tausend Metern Tiefe erhöhen sich die insgesamt förderbaren Schiefergasmengen auf 380 bis 2340 Milliarden Kubikmeter. Technisch förderbares Erdöl aus Tongesteinsformationen liegt in Mengen zwischen 18 und 221 Millionen Tonnen in einer Tiefe zwischen fünfhundert und fünftausend Metern vor.

Diese Mengenabschätzungen basieren auf einer umfangreichen Datenbasis und detaillierten geologischen Untersuchungen sowie auf geochemischen und petrologischen Laboranalysen. Von den insgesamt elf untersuchten, regional im tiefen Untergrund Deutschlands verbreiteten Tongesteinsformationen weisen fünf ein bedeutsames Schiefergas- und sieben ein nennenswertes Schieferölpotenzial auf. Als bedeutendste Formation für Schiefergas und Schieferöl erweist sich der Posidonienschiefer, organisch-reiche Tongesteine des späten Unterjura. Das größte Schiefergaspotenzial dieser Formation findet sich im Niedersächsischen Becken, kleinere Potenziale im Oberrheingraben und im nördlichen Norddeutschland. Das nach dem Posidonienschiefer zweitgrößte Schiefergaspotenzial wird den Tongesteinsformationen des Unterkarbon, vor allem entlang der vorpommerschen Ostseeküste zugeordnet. Daneben besitzen der Mittelröhlschiefer der Trias und die Wealden-Formation der Unterkreide im Niedersächsischen Becken ein nennenswertes Potenzial für Schiefergas.

Die meisten Schieferölressourcen finden sich ebenfalls im Niedersächsischen Becken. Alle Ressourcenmengen wurden auf Grundlage eines volumetrischen Ansatzes mithilfe von statistischen Modellierungen berechnet und exemplarisch durch weitere Abschätzungsmethoden überprüft. Dabei wurden bei bestehenden Unsicherheiten die Eingangswerte durchgehend zu geringeren Werten hin gewichtet, um eine Überschätzung der Ressourcen zu vermeiden.

Da es in Deutschland zum jetzigen Zeitpunkt keine Produktionsdaten nicht-konventioneller Kohlenwasserstoffe gibt und somit auch keine Erfahrungswerte, welcher Anteil der

¹ NiKo - Nicht-Konventionelle (Kohlenwasserstoffvorkommen)

vorhandenen Schieferöl- und Schiefergasmen- gen aus dichten Tongesteinen technisch för- derbar wäre, wurde auf Produktionsdaten aus US-amerikanischen Lagerstätten zurückgegrif- fen. Mineralogische, geochemische und petro- logische Laboranalysen, die im Rahmen dieser Studie durchgeführt wurden, lassen keinen si- gnifikanten Unterschied zu US-amerikanischen Tongesteinsformationen erwarten. Die Variabi- lität der von dort bekannten Gewinnungsfakto- ren wird in dieser Studie über eine statistische Verteilung abgebildet, wobei Extremwerte un- berücksichtigt bleiben und der Modalwert (der am häufigsten vorkommende Wert) des Gewin- nungsfaktors auf 10 % festgelegt wurde.

Die Ressourcen Deutschlands an technisch för- derbarem Schiefergas stellen ein Vielfaches der konventionellen Erdgasressourcen und -res- erven (inklusive *tight gas*) von je etwas über 100 Milliarden Kubikmeter dar. Im Mittel über- steigen sie die derzeitige Jahresförderung von rund 10 Milliarden Kubikmeter Erdgas um etwa das 100-fache und den derzeitigen deutschen Jahresverbrauch von rund 90 Milliarden Kubik- meter um das 10-fache. Auch die ermittelten Ressourcen an Schieferöl in Deutschland über- steigen die konventionellen Erdölressourcen bzw. -reserven deutlich.

Mit den hier vorgelegten Mengenabschätzungen verfügt Deutschland im europäischen Vergleich über die viertgrößten Schiefergasressourcen. Insgesamt 12,9 Billionen Kubikmeter Erdgas werden für nicht-konventionelle Vorkommen in Tongesteinen in Europa ausgewiesen. Die Schieferölressourcen Deutschlands, die insge- samt rund 2,2 Milliarden Tonnen betragen, sind die fünftgrößten in Europa. Im internationalen Vergleich finden sich die Schiefergasressour- cen in Deutschland weit hinter den an diesen Ressourcen sehr reichen Staaten in Asien und Amerika. Auf Grund der hier abgeschätzten Res- sourcen ist ein Anstieg der Erdgasproduktion in ähnlichem Maßstab wie etwa in Nordamerika nicht zu erwarten. Dennoch stellt Schiefergas

in Deutschland eine bedeutende Ressource dar, darüber hinaus liegt ein deutliches Potenzial an Schieferöl vor.

Allerdings steht Deutschland erst am Anfang der Erkundung dieser Ressourcen, was sich auch in der Spannbreite der vorgelegten Abschätzung ausdrückt. Abgesehen von der Frage, welcher Anteil der potenziellen Ressourcen in Reserven überführt werden könnte, wäre eine mögliche Förderung der Schiefergasvorkommen auch aus technischer Sicht kurzfristig nicht möglich. Die Erschließung der Vorkommen könnte nur schrittweise erfolgen und würde sich über Jahr- zehnte erstrecken.

Im Zuge des Schiefergasbooms in Nordamerika hat eine kontroverse Debatte über die Umwelt- verträglichkeit und die Risiken der Erschlie- ßung und Nutzung von nicht-konventionellen Erdgas- und Erdölvorkommen eingesetzt. Im Vordergrund stehen dabei die Umweltauswir- kungen beim Einsatz der hydraulischen Stim- ulation („*Fracking*“) zur Erschließung dieser Vorkommen, insbesondere mit Blick auf den Grund- und Trinkwasserschutz, die Entsorgung und den Umgang mit Lagerstättenwässern und das möglicherweise Auftreten spürbarer seismi- scher Ereignisse. Da Schiefergas und Schiefer- öl flächenhaft im Untergrund vorkommen und die Gesteine nur sehr geringe Durchlässigkeit aufweisen, erfordert ihre Erschließung zudem ein Mehrfaches an Bohrungen mit multiplen hydraulischen Stimulationen gegenüber der Er- schließung konventioneller Lagerstätten. Daher sind Aspekte wie Wasserbedarf, Flächenbedarf, Auswirkungen auf das Landschaftsbild, der Schwerlastverkehr, Luftschadstoffemissionen und die Treibhausgasbilanz ebenfalls Gegen- stand der Diskussion um die Umweltauswirkun- gen der möglichen Nutzung dieser Vorkommen.

In dieser Studie werden geowissenschaftliche Vorgänge bei der hydraulischen Stimulation im Untergrund untersucht, um mögliche Ge- fährdungen für das oberflächennahe nutzba-

re Grundwasser und hinsichtlich möglicher induzierter Erdbeben zu bewerten. Über die Betrachtung in der Literatur dokumentierter Beobachtungen hinaus basiert die Bewertung einerseits auf numerischen Simulationen und andererseits auf Untersuchungen der zeitlich-räumlichen Korrelation zwischen bereits erfolgten Fracking-Maßnahmen und spürbaren Erdbeben in Niedersachsen. Den Modellierungen in dieser Studie liegt ein abstrahiertes Szenario für ein potenzielles Schiefergasvorkommen im Posidonienschiefer in 1700 m Tiefe mit einer schematischen lithologischen Schichtenabfolge aus dem Norddeutschen Becken zugrunde. Die hier ermittelten Ergebnisse können somit für eine Bewertung der potenziellen Risiken im Vorfeld von Demonstrationsvorhaben herangezogen werden.

Bei der Modellierung möglicher Aufstiegsprozesse von Fracking-Fluiden aus dem geologischen Untergrund konnte auch bei Vorhandensein von bevorzugten natürlichen Transportpfaden (Störungszonen, offene Klüfte) kein Aufstieg bis in die oberflächennahen Grundwasserleiter festgestellt werden. Dies trifft selbst bei Langzeitszenarien unter Verwendung von Kennwerten zu, die eine Ausbreitung begünstigen (hohe Durchlässigkeit, keine Sorption). Insgesamt betrachtet sind die bei der hydraulischen Stimulation in den Untergrund verpressten Fluidmengen auch bei Annahme ungünstiger Szenarien deutlich zu gering, um in einer Langzeitsimulation oberflächennahe Schichten zu erreichen. Bei einem ungestörten geologischen Untergrund, der keine hydraulisch wirksamen Transportpfade enthält, kann aufgrund der geringen hydraulischen Durchlässigkeit der Barrierschichten kein gerichteter Aufstieg festgestellt werden. Die Stoffausbreitung erreicht in einer Langzeitsimulation über hunderte von Jahren nur wenige Meter.

Neben den natürlichen Wegsamkeiten sind auch die künstlich geschaffenen Risse bei der hydraulischen Stimulation als mögliche Freisetzungspfade

in Betracht zu ziehen. Zur Beurteilung, ob ein ausreichender Sicherheitsabstand zu den nutzbaren grundwasserführenden Schichten eingehalten werden kann, werden zwei numerische Simulationsansätze zur Ermittlung der Rissdimensionen bei Fracking-Maßnahmen herangezogen. Beide Ansätze zeigen für Fluidinjektionen in den Posidonienschiefer vergleichbare vertikale und laterale Ausdehnungen der Risse. So beträgt die Risshöhe im Mittel etwa 50 m und die laterale Risslänge knapp 200 m. Die Rissausbreitung nach oben liegt im Verhältnis zur Deckgebirgsmächtigkeit von 1700 m bei nur wenigen Prozent und bewahrt somit einen großen vertikalen Sicherheitsabstand zu den nutzbaren Grundwasserleitern. Auch bei der Simulation der Rissausdehnung in der in geringerer Tiefe vorkommenden, aber deutlich mächtigeren Wealdenformation werden die darüber liegenden Formationen nicht erreicht und keine künstlichen Wegsamkeiten dorthin geschaffen. Zusammenfassend kann für die in Norddeutschland anzutreffenden geologischen Gegebenheiten festgestellt werden: Eine Gefährdung der nutzbaren Grundwasserleiter durch den Aufstieg von Fracking-Fluiden aus dem tiefen Untergrund sowohl über natürliche als auch künstlich geschaffene Risse ist äußerst unwahrscheinlich. Darüber hinaus zeigen numerische Modellierungen der induzierten Seismizität bei den Fracking-Maßnahmen maximale Moment-Magnituden von M_w 0,5. Diese bleiben somit an der Erdoberfläche deutlich unterhalb der Spürbarkeitsgrenze. Weiterhin wurde die räumlich-zeitliche Korrelation zwischen bereits vorwiegend in *tight gas* Lagerstätten erfolgten Fracking-Maßnahmen und spürbaren Erdbeben in Niedersachsen untersucht. Dabei zeigt sich, dass keine spürbaren Erdbeben (Lokalmagnitude oberhalb M_L 2,0) durch hydraulische Stimulationen verursacht wurden.

Insgesamt bestätigen diese Ergebnisse nationale und internationale Studien: Aktivitäten an der Erdoberfläche sowie unzureichende Bohrlochintegrität stellen das wesentliche Risiko für

Kontaminationen des nutzbaren Grundwassers dar. Dem zuverlässigen Monitoring der Bohrlochintegrität und der sicheren Verwahrung von Altbohrungen kommt die größte Bedeutung zu. „Baseline“-Monitoring für die Bewertung und Beurteilung von Veränderungen gegenüber dem Ausgangszustand ist ebenfalls von Bedeutung. Potenzielle Kontaminationspfade im Zusammenhang mit der hydraulischen Stimulation im tieferen Untergrund, dem Fracking im eigentlichen Sinne, sind dagegen auch langfristig als unwahrscheinlich anzusehen. Aus geowissenschaftlicher Sicht kann daher grundsätzlich der Einsatz der Fracking-Technologie kontrolliert und umweltverträglich erfolgen, vorausgesetzt es liegen detaillierte standortbezogene Untersuchungen über den geologischen Untergrund vor und die gesetzlichen Regelungen sowie die erforderlichen technischen Standards werden eingehalten.

1 EINLEITUNG

Diese Studie beinhaltet eine Abschätzung der inländischen Ressourcen an Erdöl und Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen in Tongesteinen (Schieferöl und Schiefergas) sowie eine geowissenschaftliche Untersuchung der möglichen Umweltauswirkungen beim Einsatz der hydraulischen Stimulation („*Fracking*“).

Die Studie stellt den Abschlussbericht des NiKo¹-Forschungsprojektes „Erdöl und Erdgas aus Tongesteinen – Potenziale für Deutschland“ der BGR dar. Das Projekt wurde Anfang 2011 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) initiiert. Ein Zwischenbericht mit vorläufigen Angaben zum Schiefergaspotenzial und einer Bewertung der Umweltrisiken beim Einsatz der hydraulischen Stimulation wurde bereits veröffentlicht (BGR 2012). Mit der hier vorliegenden Studie wird nun eine präzisierte Potenzialabschätzung, sowie detaillierte Modellierungen hinsichtlich der Umweltverträglichkeit des Fracking-Verfahrens vorgestellt.

Nicht-konventionelle Kohlenwasserstoffvorkommen

In der Studie werden die umgangssprachlich etablierten Begriffe Schieferöl und Schiefergas verwendet. Diese sind fachlich allerdings nicht präzise. Sie bezeichnen das Erdöl und Erdgas, welches primär in sedimentären Tongesteinen vorkommt. Solche Tongesteine (engl. shale) werden im Deutschen häufig als „Schiefer“ bezeichnet (z. B. Posidonienschiefer). Dies ist auf eine sehr fein laminierte Schichtung dieser tonreichen Sedimente zurückzuführen, die im geologischen Sinne aber keine eigentliche Schieferung darstellt. In der Fachsprache wird der Begriff Schiefer für Gesteine verwendet, die im Zuge der Umwandlung durch Druck und Temperatur, z. B. bei Gebirgsbildungsprozessen, eine Schieferung ausbilden. Solche auch metamorph bezeichnete Gesteine führen üblicherweise kein Erdöl oder Erdgas.

Das generelle Vorkommen von Schieferöl und Schiefergas in bituminösen Tongesteinen (Muttergesteine) ist schon seit langem bekannt. Tongesteine weisen in der Regel eine sehr geringe Durchlässigkeit auf, so dass Erdöl oder Erdgas einer Bohrung nicht ohne Weiteres zuströmen. Zur Erschließung dieser Vorkommen mussten zunächst erhebliche technologische Herausforderungen bewältigt werden, die Ressourcen wurden daher lange wenig beachtet. Erst die Anpassung und Weiterentwicklung des hydraulischen Stimulationsverfahrens auf die spezifischen Reservoireigenschaften, kombiniert mit dem routinemäßigen Einsatz gerichteter Horizontalbohrungen hat die Erschließung ermöglicht. In dieser Studie wird der Begriff „*Fracking*“ als Kurzform von hydraulic fracturing (hydraulische Stimulation) verwendet. Der Begriff „*Fracking*“ bezeichnet nicht den gesamten Prozess der Erdöl- und Erdgasgewinnung aus nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffvorkommen von der Erkundung bis zur Erschließung und Förderung, sondern bezieht sich lediglich auf die hydraulische Stimulation.

Schieferöl- und Schiefergasvorkommen werden zu den nicht-konventionellen Kohlenwasserstoffvorkommen gezählt. Hierunter ist ein unscharfer und nicht einheitlich verwendeter Sammelbegriff für zahlreiche Typen an Kohlenwasserstoffvorkommen zu verstehen, der sich als Abgrenzung zu konventionellen Vorkommen entwickelt hat. Nach geologischen Kriterien bezeichnen konventionelle Vorkommen die klassischen Erdöl- oder Erdgaslagerstätten in porösen und permeablen Reservoirgesteinen, in denen sich die Kohlenwasserstoffe durch Auftrieb in diskreten Fallenstrukturen angesammelt haben (Abb. 1-1). Erdöl und Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen sind im Untergrund zumeist über größere Areale verbreitet und nicht an Fallenstrukturen gebunden. Zu den nicht-konventionellen Vorkommen zählen aus geologischer bzw. technischer Sicht neben Schieferöl und Schiefergas unter anderem *tight gas* und Kohleflözgas (*coal bed methane* – CBM), aber auch Erdgas aus Gashydrat und Aquifergas (Law & Curtis 2002, BGR 2013).

¹ NiKo - Nicht-Konventionelle (Kohlenwasserstoffvorkommen)

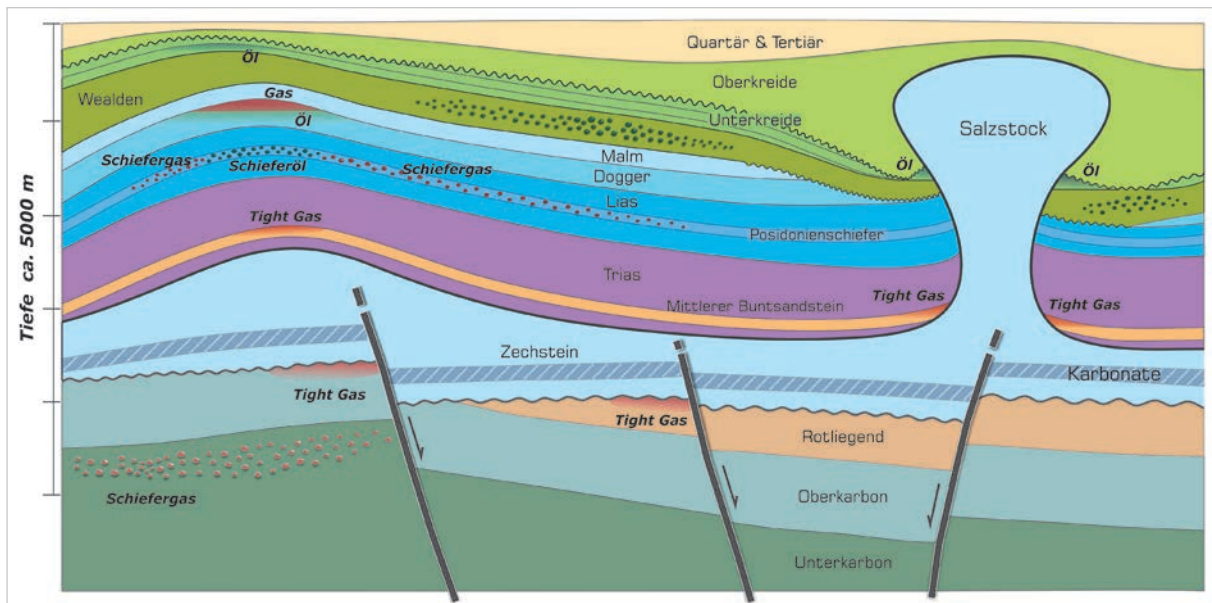


Abbildung 1-1: Schematische Darstellung der Typen von Kohlenwasserstoffvorkommen: konventionelle und tight gas Vorkommen sowie Schieferöl- und Schiefergasvorkommen. Profil angelehnt an die geologische Schichtenabfolge in Norddeutschland.

Kohleflözgaslagerstätten werden seit längerer Zeit zur Erdgasproduktion in einigen Ländern genutzt, unter anderem in den USA und Australien, in Deutschland jedoch nicht. Aus *tight gas* Lagerstätten (dichten undurchlässigen Sandsteinen und Karbonaten) wird seit Jahrzehnten in zahlreichen Ländern, u. a. auch in Deutschland Erdgas gefördert. Aufgrund der langjährigen Erfahrung bei der Erschließung von *tight gas* Vorkommen werden diese zum Teil auch zu den konventionellen Vorkommen gezählt. Eine wirtschaftliche Nutzung von Erdgas aus Gashydrat oder Aquifergas ist derzeit noch nicht absehbar.

Erdöl-/Erdgasförderung in Deutschland

In Deutschland wird Erdgas in signifikantem Ausmaß seit den 1960er Jahren aus konventionellen und seit den 1980er Jahren auch aus *tight gas* Lagerstätten gefördert. Die Erkundung von Schieferöl- und Schiefergasvorkommen steht dagegen erst am Anfang. Zurzeit gibt es eine Reihe von Aufsuchungserlaubnissen auf Kohlenwasserstoffe, die nach Angaben der Unternehmen und Bergbehörden auch Schiefergas oder Kohleflözgas zum Ziel haben

(Abb. 1-2; Stand 05/2015). Gegenüber dem Stand von 2012 ist die Anzahl dieser Erlaubnisse deutlich zurückgegangen und regional auf Südwest-Niedersachsen und das nordwestliche Nordrhein-Westfalen beschränkt. Eine Förderung aus Schieferöl- und Schiefergaslagerstätten findet in Deutschland bislang nicht statt.

Erdöl und an zweiter Stelle Erdgas sind nach wie vor die bedeutendsten Primärenergieträger in Deutschland (BGR 2014). Gemeinsam decken sie mehr als 50 % des Primärenergiebedarfs. Bei beiden Energieträgern ist Deutschland in überwiegenderem Maße auf Einfuhren angewiesen. Bei Erdöl stammen nur etwa 2 % aus der inländischen Förderung, 98 % des Erdöls wird importiert. Erdgas kann zu einem Anteil von rund 10 % aus der inländischen Förderung gedeckt werden, bei stetigem Rückgang im letzten Jahrzehnt. 2013 betrug die Eigenförderung an Erdgas mit etwas über 10 Mrd. m³ nur noch knapp die Hälfte gegenüber 2003 mit 22 Mrd. m³ (LBEG 2014a). Das Norddeutsche Becken stellt die bei Weitem bedeutendste Kohlenwasserstoffprovinz in Deutschland dar.



Abbildung 1-2: Aufsuchungserlaubnisse (gelb) in Deutschland (Stand 05/2015) auf Kohlenwasserstoffe, auch mit dem Ziel der Exploration von Schieferöl/Schiefergas oder Kohleflözgas. Die Informationen beruhen auf eigenen Recherchen und Angaben der zuständigen Bergbehörden der Länder.

Ressourcenabschätzung

Die Ressourcenabschätzung für Schieferöl und Schiefergas in Deutschland wird in Kapitel 2 dargestellt. Zur Ermittlung der Ressourcen an Schieferöl und Schiefergas wurden zunächst die relevanten Tongesteinsformationen untersucht und hinsichtlich ihres Kohlenwasserstoffpotenzials bewertet. Im Gegensatz zur Studie von 2012, in dem lediglich vier bedeutende Muttergesteinsformationen betrachtet wurden, hat das vollständige Untersuchungsprogramm nun weitere Formationen in Deutschland einbezogen. Zusätzlich wurde das Potenzial an Schieferöl neben Schiefergas abgeschätzt.

Im Laufe des NiKo-Projektes wurde die Datenbasis zur Charakterisierung der Formationen und Auswahl von Vorkommen durch gezielte Beprobungen von Kernmaterial aus BGR-Beständen und Geländeaufschlüssen deutlich erweitert (Kap. 2.2). Zur Bewertung der Höffigkeit der Formationen wurden neben der Auswertung bestehender Daten neue Laboranalysen unter anderem zur organischen Geochemie und Porosität der Gesteine durchgeführt. Zusätzlich wurde die mineralogische Zusammensetzung der Proben bestimmt und zur Beurteilung der hydraulischen Stimulierbarkeit („Frackability“) der Formationen herangezogen. Anhand dieser

Datengrundlage wurde die räumliche Verbreitung höffiger Areale der Formationen im Untergrund kartiert. Zugrunde gelegt wurde ein Haupttiefenbereich von 1000 m bis 5000 m. Zusätzlich wurde das Tiefenintervall von 500 m bis 1000 m betrachtet, insbesondere, um hier mögliche Schieferölpotenziale mit zu erfassen. Für die untersuchten Formationen sind jeweils die wesentlichen geologischen Grundlagen, die Kennwerte der Vorkommen und Verbreitungskarten zusammengetragen worden (Kap. 2.3).

Die Ressourcenmengen wurden auf Grundlage eines volumetrischen Ansatzes (In-Place) mithilfe von statistischen Modellierungen (Monte-Carlo-Simulationen) für alle Vorkommen der Formationen berechnet. Zur Überprüfung wurden 3D-petroleumgeologische Modellierungen in zwei Gebieten eingesetzt und es wurde mit einem weiteren Verfahren das primäre Kohlenwasserstoffbildungspotenzial in diesen Modellgebieten ermittelt (Kap. 2.4). Die potenziellen technisch förderbaren Anteile der In-Place-Ressourcen (*technically recoverable resources*; TRR) wurden in einem weiteren Schritt ebenfalls mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen abgeschätzt (Kap. 2.5). Abbildung 1-3 zeigt schematisch das Vorgehen zur Ressourcenermittlung.

Die in diesem Bericht ermittelten Schieferöl- und Schiefergasressourcen in Deutschland geben die Größenordnung der Potenziale an. Zugrunde liegen Abschätzungen, die naturgemäß mit Unsicherheiten über die möglichen Vorkommen behaftet sind. Diese Ressourcen sind als nicht nachgewiesen (undiscovered) einzustufen. Nur ein Anteil dieser Ressourcen wird möglicherweise zu gewinnen sein (Reserven). Die vorgenommene Ressourcenabschätzung beruht dabei auf geowissenschaftlichen Kriterien. Weitere Kriterien wie z. B. Ausschlussgebiete, die einer Nutzung entgegenstehen würden, wurden nicht berücksichtigt. Bei einer Bewertung der hier ausgewiesenen Potenziale sind diese Einschränkungen zu berücksichtigen.

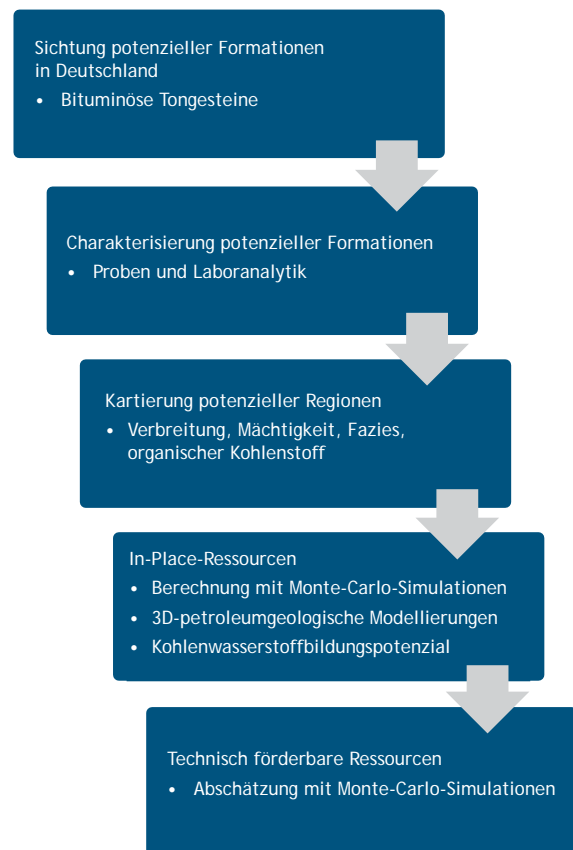


Abbildung 1-3: Schema Ressourcenermittlung.

Umweltaspekte „Fracking“

In Kapitel 3 werden die Umweltaspekte beim Einsatz der hydraulischen Stimulation betrachtet. Dabei wird mit einer Einführung zum Verfahren und einer Übersicht der Situation in Nordamerika begonnen. Der Schwerpunkt des Kapitels liegt auf den Auswirkungen und möglichen Umweltrisiken der hydraulischen Stimulation in geologischen Systemen im tieferen Untergrund.

Hierzu werden numerische Grundwassermodellierungen mehrerer geologischer Szenarien eingesetzt, um zu klären, inwiefern ein Aufstieg von Fracking-Fluiden bei der Stimulation in oberflächennahe Grundwasserleiter erfolgen kann. (Kap. 3.2).

Außerdem wurden Modellierungen der hydraulisch erzeugten Rissausbreitung im geologischen Untergrund vorgenommen, die Angaben zu den Rissdimensionen (Kap. 3.3) und der Größenordnung und Häufigkeit induzierter seismischer Ereignisse liefern (Kap. 3.4). Für Norddeutschland wird darüber hinaus die gemessene seismische Aktivität auf einen möglichen Zusammenhang mit vergangenen Fracking-Maßnahmen untersucht (Kap. 3.4).

Allen umweltbezogenen Modellierungen liegt ein vereinfachtes, schematisches geologisches Profil zugrunde, welches ein potenzielles Schiefergasvorkommen im Posidonienschiefer in Norddeutschland repräsentiert (vgl. Kap. 3.1).

2 SCHIEFERÖL UND SCHIEFERGAS: RESSOURCENABSCHÄTZUNG

2.1 Grundlagen

2.1.1 Bildung von Erdöl und Erdgas

Die Versenkung von organisch-reichen Sedimenten kann unter erhöhten Temperatur- und Druckbedingungen in geologischen Zeiträumen zur Bildung von Erdöl und Erdgas (größtenteils aus Kohlenwasserstoffen bestehend) führen. Hierbei handelt es sich um thermogene Prozesse. Daneben gibt es mikrobiell gebildetes Gas. Dieses biogene Gas tritt z. B. in Mooren, Seen und tiefen Grundwasserleitern auf. Erdöl- und Erdgasvorkommen bestehen in der Regel aus thermogenem Öl und Gas. Als Lagerstätte solcher Kohlenwasserstoffe wird der Bereich der Erdkruste mit natürlichen Anreicherungen von wirtschaftlich gewinnbaren Mengen von Erdöl oder Erdgas bezeichnet.

Dabei wird zwischen konventionellen und nicht-konventionellen Erdöl- und Erdgaslagerstätten unterschieden: im Gegensatz zu konventionellen Lagerstätten, bei denen das im Muttergestein gebildete Erdöl und Erdgas nach Wanderung in räumlich begrenzten geologischen Fallen (geologische Strukturen) angereichert ist, sind die Schieferöl- und Schiefergasvorkommen flächig im Untergrund verbreitet (Abb. 2.1-1). Diese auch als „kontinuierlich“ bezeichneten Kohlenwasserstoffvorkommen erfordern Gewinnungsmethoden, die eine flächenhafte Erschließung ermöglichen (Abb. 2.1-1). Das in nicht-konventionellen Lagerstätten gespeicherte Erdöl und Erdgas in Tongesteinen wird als Schieferöl (*tight oil; shale oil*) und Schiefergas (*shale gas*) bezeichnet, wobei sich Schieferöl und Schiefergas in ihrer Zusammensetzung nicht grundsätzlich von Erdöl und Erdgas aus konventionellen Lagerstätten unterscheiden.

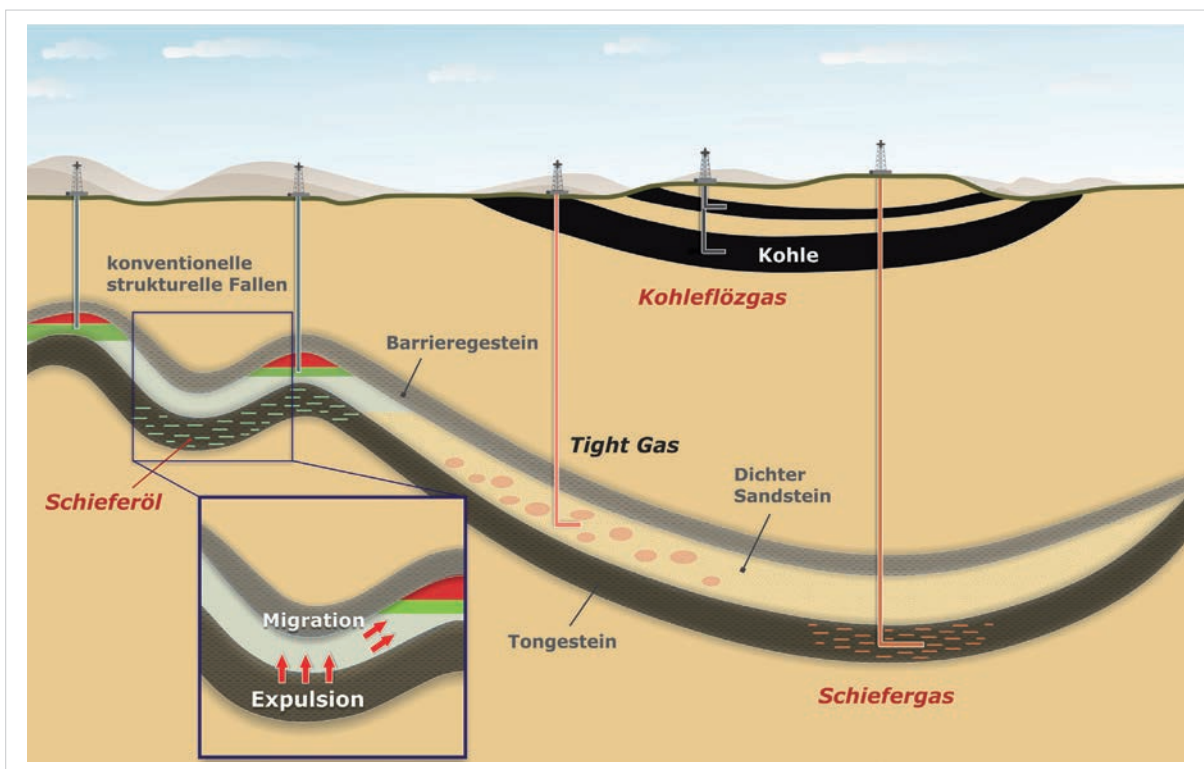


Abbildung 2.1-1: Schematische Darstellung konventioneller und nicht-konventioneller Kohlenwasserstofflagerstätten.

Tongesteine entstehen durch die Ablagerung von feinkörnigen Sedimentpartikeln, z. B. in tieferen Bereichen der Meere oder in Seen. Unter bestimmten Bedingungen, insbesondere bei sauerstofffreien Verhältnissen, werden in diese Ablagerungen auch größere Mengen an organischem Material eingebettet. So sinken etwa nach massiven Algenblüten große Mengen Biomasse auf den Grund und können bei fortwährender Ablagerung mit Sediment überdeckt und eingeschlossen werden. Im Verlauf langer Zeiträume (Hunderttausende von Jahren) bilden sich auf diese Weise mächtige Sedimentpakete, die durch den Druck der aufliegenden Sedimente verdichtet und allmählich in verfestigte Gesteine umgewandelt werden. Gelangen Tongesteine durch geologische Prozesse in Tiefen von einigen Kilometern, so werden sie aufgrund der mit der Versenkung verbundenen Temperaturzunahme erhitzt. Dieser Prozess bewirkt bei dem enthaltenen organischen Material eine thermische Reifung (Maturierung). Das organische Material wird dabei allmählich zu komplexen molekularen Strukturen, dem Kerogen als Vorläufer von Erdöl und Erdgas, umgeformt. Das Ausgangsgestein, aus dem durch geologische Prozesse Erdöl und -gas entstehen, wird als Muttergestein bezeichnet. Die Zusammensetzung des organischen Materials im Gestein hängt vor allem von der Ausgangsbiomasse ab. So unterscheidet sich das organische Material in größeren Seen von dem im Meer abgelagerten organischen Material. Ersteres kann zur Bildung sogenannter Typ I-Kerogene führen, während von mariner Algenbiomasse dominierte Kerogene als Typ II bezeichnet werden. Wenn große Mengen an Landpflanzen erhalten sind, bilden sich Typ III-Kerogene. Die unterschiedlichen Kerogentypen beeinflussen maßgeblich die Menge der sich bildenden Kohlenwasserstoffe und die Präferenz für die Bildung von entweder Erdöl oder Erdgas (Kap. 2.4.1).

Aus dem organischen Material im Sediment werden im Verlauf der Zeit mit der Temperaturerhöhung Kohlenwasserstoffe abgespalten

– dieser Prozess wird als primäres Cracken bezeichnet. Mit zunehmender Temperatur entsteht zunächst überwiegend Erdöl (im sogenannten Ölfenster) und nur untergeordnet Erdgas (Abb. 2.1-2). Steigen die Temperaturen weiter an, wird vermehrt Erdgas (im sogenannten Gasfenster) gebildet. Dabei kann bereits gebildetes Erdöl weiter zu Erdgas aufgespalten werden (sekundäres Cracken). Bei hohen Temperaturen ist aus der Gruppe der Kohlenwasserstoffe schließlich nur noch der einfachste Kohlenwasserstoff Methan (CH_4) stabil. In diese Phase fällt auch die Bildung von sogenanntem *late gas* („spätes“ Erdgas). Dieses hochreife Erdgas ist fast ausschließlich Methan und wird direkt aus thermisch stabileren Komponenten im Kerogen gebildet und nicht durch Cracken von Erdöl. Der Anteil an „spätem“ Erdgas kann vor allem in Schiefergasvorkommen aus organisch-reichen Tongesteinen erhöht sein, in denen vermehrt terrestrisches Material akkumuliert wurde. Aus terrestrischem organischem Material bildet sich eher Erdgas als Erdöl.

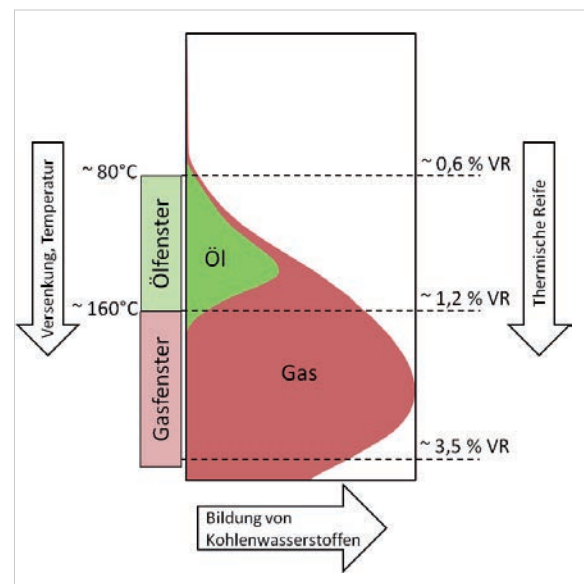


Abbildung 2.1-2: Schema der Bildung von Kohlenwasserstoffen (Erdöl und Erdgas) aus organischem Material in Abhängigkeit von Temperatur (thermische Reifung), Zeit und Versenkung (geändert nach TISSOT & WELTE 1984). Das wichtigste Maß für die thermische Reife organischen Materials im Gestein ist die zunehmende Reflexion einzelner organischer Bestandteile (Mazerale: z. B. Vitrinite), die mithilfe von Auflicht-Mikroskopie gemessen und in Prozent (% VR = Vitrinitreflexion) angegeben wird.

Bereits während der Bildung als auch danach können Teile des Erdöls und Erdgases aus dem Muttergestein entweichen. Diesen Prozess nennt man Expulsion. Die Kohlenwasserstoffe können aufgrund vorhandener Wegsamkeiten durch permeables (durchlässiges) Gestein oder entlang Störungsbahnen wandern (Migration) und sich zu Erdöl- und Erdgaslagerstätten anreichern (Akkumulation in Fallen) (Abb. 2.1-1). Falls größere Restmengen von Kohlenwasserstoffen im Muttergestein verbleiben, bilden diese ein Vorkommen für Schieferöl und/oder Schiefergas. Neben der thermischen Reifung wird die Bildung von Lagerstätten auch durch weitere geologische Prozesse wie Abdichtung durch undurchlässige Gesteinsschichten sowie Schaffung von porösen Speichergesteinen beeinflusst. Im Lauf der Erdgeschichte kam es zur Ausbildung von Lagerstätten, die sich in Versenkungstiefe, Mächtigkeit sowie Menge und Qualität der vorhandenen Kohlenwasserstoffe deutlich unterscheiden.

2.1.2 Tongesteine

Tongesteine sind in der Regel sehr gering permeabel. Dies verhindert einen Zustrom der in den Tongesteinen vorhandenen Kohlenwasserstoffe z. B. zu einer Bohrung. Daher ist für die Förderung aus solchen Vorkommen eine hydraulische Stimulation („Fracking“) erforderlich, um Wegsamkeiten für die Kohlenwasserstoffe zu erzeugen. Die Effektivität der Stimulation wird maßgeblich von der Zusammensetzung und der Textur der Tongesteine bestimmt. Als hydraulische Stimulierbarkeit („*Frackability*“) bezeichnet man den Grad zu dem ein Gestein durch Fracking permeabel wird (CURTIS 2002). Daneben ist die Porenstruktur, die sowohl für Speicherung als auch Förderbarkeit verantwortlich ist, von besonderem Interesse.

Tongesteine sind feinkörnige Festgesteine im Korngrößenbereich $<0,002$ mm, die überwiegend aus Tonmineralen, weiterhin aus Quarz, Glimmer, Feldspat und zum Teil auch Karbonaten bestehen. Quarzgehalte (Abb. 2.1-3). Für die sedimentologische Klassifizierung ist es dabei nicht wichtig, ob diese Partikel Tonminerale

sind oder andere Komponenten, zum Beispiel feinkörniger Quarz. Demnach gibt es tonmineralreiche und tonmineralarme Tongesteine. Für die geomechanischen Eigenschaften ist der Tonmineralanteil dagegen von großer Bedeutung, da die feinkörnigen, plattigen Tonminerale, insbesondere die quellfähigen, für eine hohe Plastizität und geringe Durchlässigkeit (Permeabilität) sogenannte Tongesteine unterscheiden sich von Tonen darin, dass sie in geologischen Zeiträumen durch Auflast und/oder thermisch bedingte Rekristallisation einen festen Kornverband erhielten und ihre Plastizität dadurch deutlich verringert wurde. Tongesteine besitzen eine mehr oder weniger deutlich erkennbare Schichtung, welche die Sedimentationsgeschichte widerspiegelt. Es handelt sich dabei nicht um eine Schieferung, die durch metamorphe Überprägung entsteht.

Die mineralogische Zusammensetzung von Tongesteinen wird üblicherweise in einem Dreiecksdiagramm mit den Achsen Karbonat, Quarz (optional plus Feldspat) und Tonminerale angegeben, in dem die Summe dieser Minerale 100 % ist (JARVIE et al. 2007). Die Zusammensetzung beeinflusst in hohem Maße die potenzielle Förderbarkeit von Schieferöl und Schiefergas. Gesteine mit hohem Tonmineralgehalt haben eine geringe Sprödigkeit (*brittleness*) und zeigen daher eine vergleichsweise geringe hydraulische Stimulierbarkeit. Dies liegt vor allem daran, dass tonmineralreiche Tongesteine plastischer reagieren als karbonat-, quarz- oder feldspatreiche Gesteine. Bei mechanischer Belastung zeigen tonmineralreiche Tongesteine stärker plastische Deformation, da die feinen plättchenförmigen Tonminerale sich relativ zueinander verschieben können. Karbonat- und quarzreiche Tongesteine besitzen ein rigideres Gefüge, das beim Überschreiten einer kritischen Spannung bruchhaft reagiert. Zudem geht mit einem hohen Tonmineralanteil häufig ein hoher Anteil quellfähiger Tonminerale einher. Quellfähige Tonminerale sind effektive Dichtungsmaterialien und für die Förderung von Erdöl und Erdgas aus Tongesteinen hinderlich. Ein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem Tonmineralgehalt

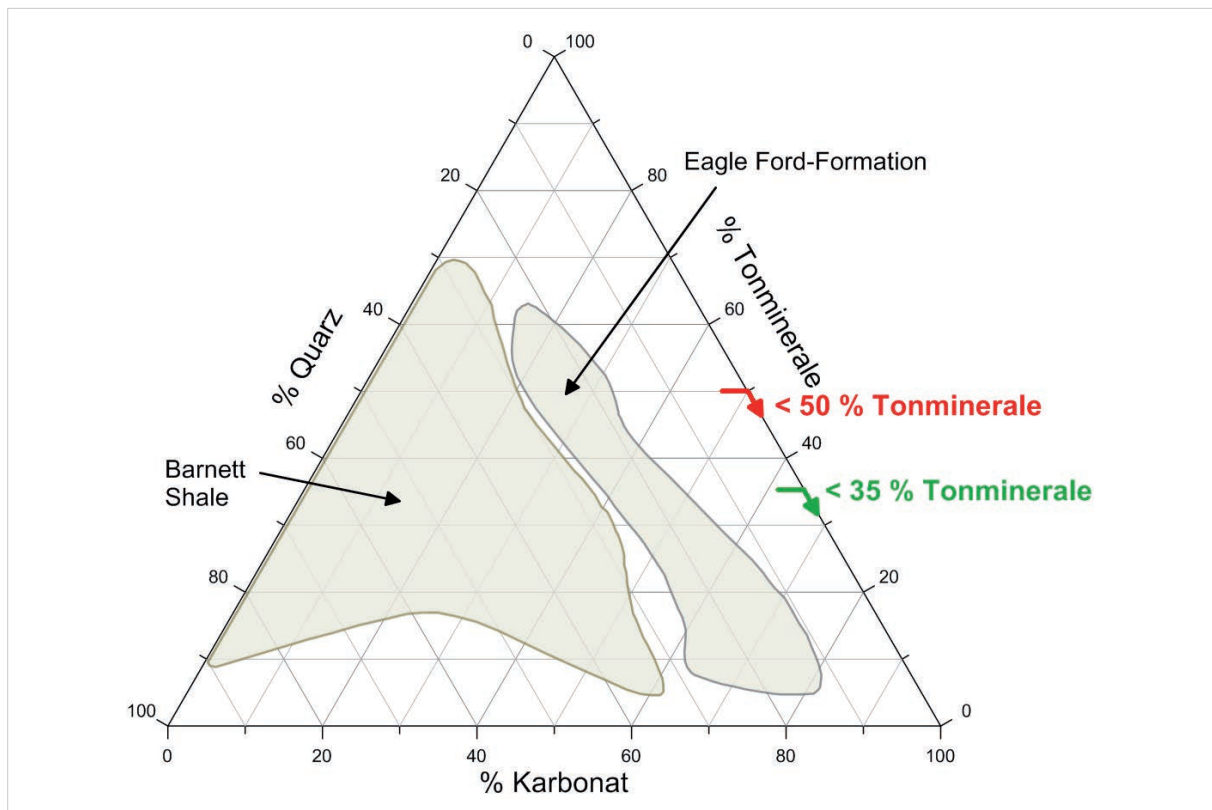


Abbildung 2.1-3: Dreiecksdarstellung der Verteilung der mineralogischen Komponenten Quarz, Tonminerale und Karbonate mit statistisch relevanten Daten von Tongesteinen des Barnett Shale und der Eagle Ford-Formation, welche beide wichtige Quellen von Schieferöl und Schiefergas in den USA sind (verändert nach PASSEY et al. 2010). Generelle Obergrenze des Tonmineralanteils für gut „frackbare“ Gesteine: 50 % (PASSEY et al. 2010) bzw. 35 % (ANDREWS 2014).

und der Förderbarkeit von Schieferöl und Schiefergas ist nicht belegt. Jedoch sind in produzierenden Tongesteinen Nordamerikas Tonmineralgehalte von unter 50 % verbreitet (PASSEY et al. 2010). Besonders produktive Tongesteine weisen Quarzgehalte von über 30 % auf und enthalten keine quellfähigen Tonminerale (JARVIE 2012; Abb. 2.1-3). Der Britische Geologische Dienst (BGS) nimmt eine Grenze von 35 % Tonmineralen an, oberhalb derer die hydraulische Stimulierbarkeit von Tongesteinen eingeschränkt ist (ANDREWS 2014).

Für die Speicherung der gebildeten Kohlenwasserstoffe und deren Transport während der Förderung ist die Porosität der Gesteine von besonderer Bedeutung. In Abhängigkeit von den unterschiedlichen Wechselwirkungen von Gas und Porenraum werden drei verschiedene Typen von Poren differenziert (IUPAC 1994). Mikroporen haben weniger als 2 nm Durchmesser.

In ihnen werden Gasmoleküle vergleichsweise fest gehalten; erst Unterdruck und/oder erhöhte Temperatur sorgen für eine Desorption. Die nächstgrößere Klasse, die Mesoporen, reichen von 2–50 nm. Poren größer als 50 nm werden als Makroporen bezeichnet. Tongesteine werden in der Regel von Mesoporen dominiert und weisen generell meist eine Porosität zwischen 2 % und 15 % auf. Somit erscheinen Tongesteine zwar makroskopisch dicht, sind aber für ein Gasmolekül ein poröses Medium. Es wird angenommen, dass Poren innerhalb des organischen Materials von besonderer Bedeutung sind, da sie mit höherer Wahrscheinlichkeit gasgefüllt sind als intergranuläre Poren, z. B. zwischen Tonaggregat und Quarz. Zudem sind die Poren im organischen Material durch fortschreitende Reifung entstanden und stehen somit in direktem Zusammenhang mit der Bildung von Schieferöl und Schiefergas.

2.2 Datengrundlage

2.2.1 Probenherkunft und -auswahl

In Erweiterung zur vorläufigen Abschätzung (BGR 2012) wurden – wo vorhanden – umfangreiche Datenquellen für die Neubewertung des Schieferöl- sowie des Schiefergaspotenzials von Tongesteinsformationen in Deutschland berücksichtigt. Die Datengrundlage basiert auf Informationen aus Fachpublikationen, neu bewerteten Daten aus BGR-Datenbeständen und

zusätzlichen, aus geowissenschaftlichen Untersuchungen gezielt ausgewählten, bislang nicht analysierten Gesteinsproben (NiKo-Neudaten). Letztere umfassen rund 1500 neue Proben, die aus dem BGR/LBEG-Bohrkernmagazin stammen oder aus Aufschlüssen (Steinbrüchen, Schächten, Tagebauen etc.) gewonnen wurden (Abb. 2.2-1).

Auf der Grundlage von sedimentologischen, geochemischen, mineralogischen und orga-

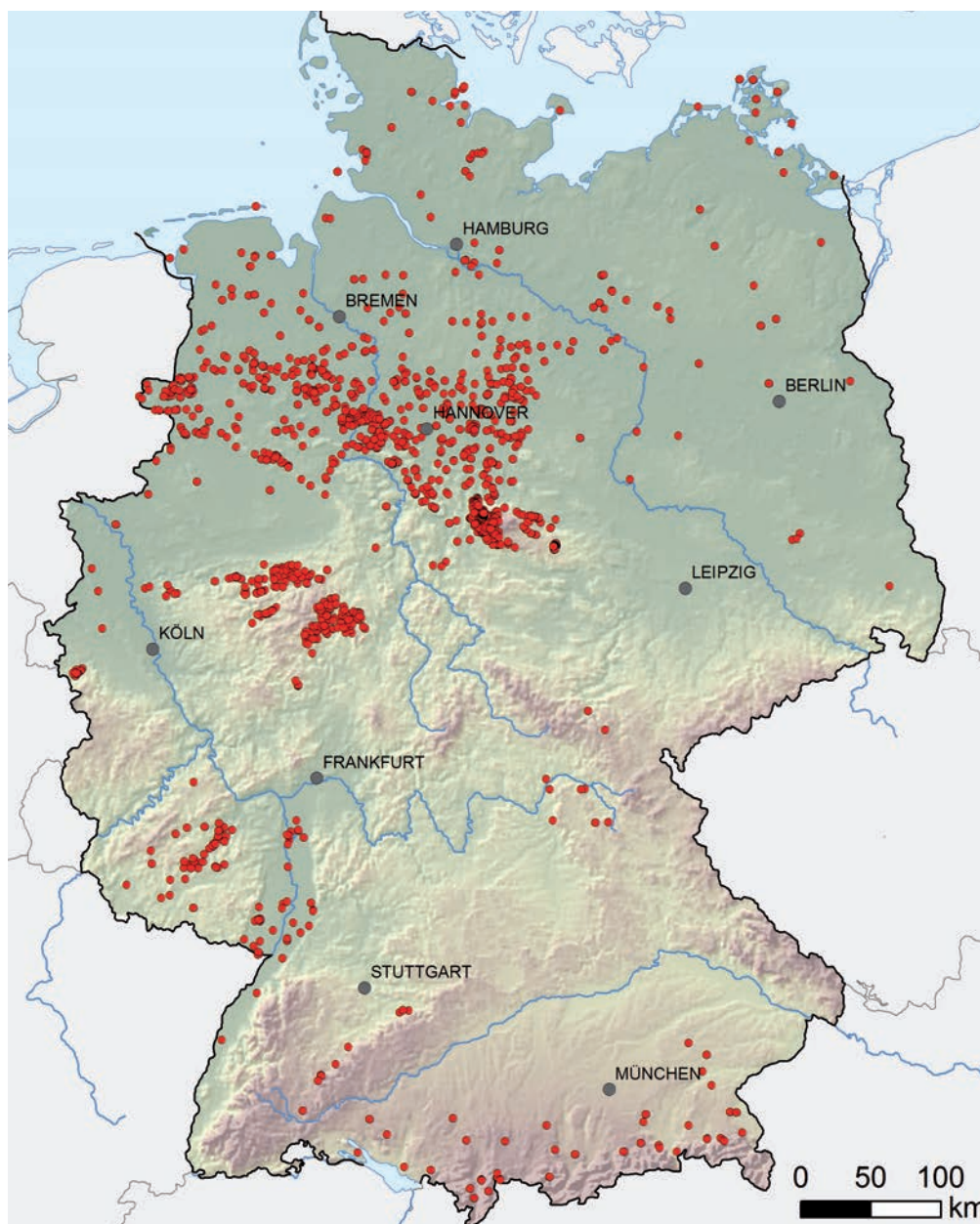


Abbildung 2.2-1: Übersichtskarte der Probenpunkte der ausgewählten Tongesteinsformationen, die zur Auswertung genutzt wurden.

nisch-petrografischen Informationen sowie georeferenziertem Kartenmaterial wurden Formationen als ressourcenrelevante Muttergesteine für Schieferöl und Schiefergas ausgewählt und charakterisiert (Kriterien: Kap. 2.3.1). Zudem wurden die Daten zur Beschreibung von Verbreitungen und Tiefenlagen verwendet, in denen die Bedingungen für potenzielle Erdöl- und/oder Erdgasvorkommen vorliegen.

Die für diesen Bericht genutzte Datenbank (BGR-Bestandsdaten + NiKo-Neudaten) umfasst Daten von über 15000 Gesteins- bzw. Sedimentproben. Hieraus wurden die stratigraphischen Tongesteinsformationen ausgewählt, die in den Kapiteln 2.3.2 und 2.3.3 näher beschrieben werden. Daraus resultierte eine Auswahl von ca. 4300 Proben (Tab. 2.2-1), die für die Abschätzung des Schieferöl- und Schiefergaspotenzials herangezogen wurden. Daten von Aufschlussproben wurden nur zur Charakterisierung der Verbreitung und Reife der Muttergesteinsformation verwendet, da durch die anzunehmenden Verwitterungseinflüsse

z. B. Daten zum Gehalt an organischem Kohlenstoff (C_{org}) aber auch zum Kohlenwasserstoffbildungspotenzial verfälscht werden (LITTKÉ et al. 1991, PETSCH et al. 2000). Für zahlreiche Proben, sowohl aus Bohrungen als auch aus Aufschlüssen, sind ausschließlich Vitrinitreflexionsdaten vorhanden, die in die Beschreibung der Potenzialgebiete (vgl. Kap. 2.3) mit eingegangen sind.

Es wurden Daten zur molekularen Geochemie, zum Kohlenwasserstoffbildungspotenzial und der thermischen Reife (mithilfe von Rock-Eval-Analysen und Mazeral-Analysen) sowie zur Kinetik, Porosität und Mineralogie erhoben bzw. entsprechende Daten aus BGR-Bestandsdaten berücksichtigt. Die ungleich verteilte Anzahl von Proben für die verschiedenen Formationen (Tab. 2.2-1) beruht zum einen auf der unterschiedlichen geologischen Verbreitung in Deutschland (Vorkommen an der Oberfläche, Bohrungen, Mächtigkeit) sowie auf deren Relevanz für die bisherige Erkundung von Muttergesteinen (BGR 2012, Kap. 2.3).

Tabelle 2.2-1: Probenanzahl, nach ressourcenrelevanten Formationen unterteilt, die im Rahmen des Projektes für die Muttergesteinscharakterisierung genutzt wurden. Die aufgeführten Tongesteine umfassen nur solche, die ausreichende Gehalte an organischem Kohlenstoff (C_{org}) und die entsprechende Reife aufweisen. Es wurden keine Proben aus Tiefen größer 5000 m berücksichtigt.

Tongesteinsformation	Probenanzahl									
	Gesamt	Bohrungen/ Aufschlüsse u. ä.	BGR-Bestands- daten	NiKo-Neudaten	Vitrinitreflexion (VR)	C_{org} -Gehalt	Rock-Eval	Porosität	Mineralogie	Biomarker- Analysen
Tertiärer Fischeschiefer	160	149/11	156	4	158	4	4	4	4	4
Blättertone	175	154/21	77	98	78	110	34	10	28	27
Wealden	1050	911/139	518	532	535	413	399	52	457	374
Posidonienschiefer	775	719/56	418	357	364	529	343	139	329	212
Mittelrhät	304	291/13	252	52	290	24	14	9	18	16
Permokarbon	140	129/11	140	–	138	2	–	–	–	–
Unterkarbon	1674	702/972	1578	96	308	555	134	24	29	5
Summe	4278	3055/1223	3139	1139	1871	1637	928	238	865	638

2.2.2 Analytik und Datenübersicht

Ein wichtiges Kriterium zur Beurteilung von Muttergesteineigenschaften ist die Vitrinitreflexion (VR, in %). Sie wird an Vitrinit-Mazeralen mittels Auflicht-Mikroskopie fotometrisch bestimmt. Diese Methode erlaubt die Bestimmung der thermischen Reife am gleichen Mazeraltyp und umfasst den Bereich vor dem Ölfenster bis in das späte Gasfenster. Die für diese Studie nutzbare Anzahl für die VR ist mit mehr als 1800 Datenpunkten hoch (Tab. 2.2-1) und umfasst Reifewerte von 0,27–6,8 %.

Des Weiteren sind Rock-Eval-Analysen durchgeführt worden, um das Potenzial zur Kohlenwasserstoffbildung des Gesteins zu bestimmen (ESPITALIE et al. 1977, TISSOT & WELTE 1984). Dabei wird mittels Pyrolyse sowohl der „freie“ Bitumenanteil (S1-Wert bei 300 °C) als auch der Anteil an organischen Komponenten, der aus dem Kerogen freigesetzt wird (S2-Wert), bestimmt. Insbesondere für die Potenzialabschätzung des „Oil-In-Place“ (OIP) (Kap. 2.4 und 2.5) ist der S1-Wert von großer Bedeutung, da dieser die aktuell im Gestein vorhandene Menge an Kohlenwasserstoffen (näherungsweise Erdöl und Erdgas) angibt. Der S2-Wert ist ein Maß für das Kohlenwasserstoffbildungspotenzial eines Gesteins. Die Temperatur, bei der die maximale Menge an Komponenten aus dem Kerogen gebildet wird, wird als T_{\max} bezeichnet und wird zusätzlich oder alternativ zu VR als Parameter zur Beschreibung der thermischen Reife eines Gesteins genutzt.

Informationen zur Herkunft und Reife des organischen Materials können auch aus einer Vielzahl von molekularen Parametern abgeleitet werden = dazu gehören einfache Kohlenwasserstoffe wie Aliphaten oder sogenannte Biomarker (z. B. Sterane). Anhand der Verteilung verschiedener Sterane können Rückschlüsse auf das Ablagerungsmilieu gezogen werden (Abb. 2.3-7, 2.3-12, 2.3-15). Zusätzlich kann anhand von Isomerenverteilungen die thermische Reife für ein Gestein abgeleitet werden. Solche Reifeparameter, die auf molekularen Komponenten

basieren, sind insbesondere vom Beginn bis zum Ende des Ölfensters aussagefähig. Die so bestimmten Werte sind eine Ergänzung zu VR und T_{\max} und steigern die Aussagekraft bei der Reifegradbestimmung der Muttergesteine.

Zur Ermittlung des Kohlenwasserstoffbildungspotenzials wird die Umwandlung des organischen Materials (vor allem Kerogen) in Öl und Gas quantitativ beschrieben. Dies wurde durch die Berechnung des Reaktionsumsatzes (Kinetik) in Abhängigkeit der Temperatur des Gesteins erreicht (Kap. 2.4.2 und 2.4.3). Der Reaktionsumsatz hängt auch von den Eigenschaften des organischen Materials ab. Für ausgewählte Formationen (Posidonienschiefer, Wealden, Unterkarbon) wurden Daten zur Beschreibung des Reaktionsumsatzes mithilfe von Rock-Eval-Pyrolysen erhoben, um diese anhand veröffentlichter und in anderen Studien verwendeter Daten überprüfen zu können (u. a. SCHENK & DIECKMANN 2004).

Die mineralogische Gesteinszusammensetzung von 865 Proben wurde mithilfe der Röntgenbeugungsanalyse (RBA) und Röntgenfluoreszenzanalyse (RFA) durchgeführt (Tab. 2.2-1). Dadurch erhält man z. B. Hinweise zur potenziellen hydraulischen Stimulierbarkeit (Abb. 2.3-7, 2.3-12, 2.3-15). Außerdem wurden an 238 Proben die Rein- und Rohdichte gemessen, aus denen die Porosität (in %) des Gesteins bestimmt wurde.

Es steht eine Vielzahl von Methoden zur Porenanalyse zur Verfügung, die jeweils spezifische Stärken und Schwächen besitzen. Hier wurden neben der Verwendung existierender Daten aus der Literatur, eigene, vergleichende Untersuchungen durchgeführt. So wurden Proben unterschiedlicher Reife untersucht, die von verschiedenen Bohrungen aus dem Posidonienschiefer stammen. Als direkte Methoden wurde μ -CT (Computertomografie) und FIB (*focused ion beam*), als indirekte Methoden Gasadsorption (CO_2 und N_2), Helium-Pyknometrie und Quecksilber-Intrusion verwendet. Der Vergleich

aller Ergebnisse zeigt, dass die direkten Methoden, obwohl die FIB-Methode eine Auflösung von ca. 30 nm hat, nur 20 % der Porosität detektieren können. Die meisten Poren in den Tongesteinen sind dagegen kleiner und auch nicht mit hochauflösender Rasterelektronenmikroskopie detektierbar (KELLER et al. 2013). Die mittels μ -CT und FIB detektierten Poren sind in der Abbildung 2.2-2 dargestellt.

Die Ergebnisse der indirekten Methoden bestätigen, dass die untersuchten Tongesteine, ähnlich wie andere Tongesteine, durch Mesoporen dominiert werden. Mittels Quecksilber-Intrusion wurde gezeigt, dass die durchschnittlichen Durchmesser der Mesoporen mit fortschreitender Reife und damit Versenkung abnehmen.

Die im Rahmen der vorliegenden Studie für den Methodenvergleich detailliert untersuchten Tongesteine der Posidonienschiefer-Formation aus Niedersachsen zeigen eine vergleichsweise hohe Porosität (7–15 %). Die Gesamtporosität – mittels verschiedener Methoden bestimmt – stimmt gut überein, da die Proben keine signifikanten Makroporenvolumina besitzen. Ein Vergleich der untersuch-

ten Tongesteine aus Deutschland mit dem für seine hohen Schiefergasgehalte bekannten US-amerikanischen Woodford Shale zeigt ähnliche Porenverteilungen (Abb. 2.2-3).

Die Bandbreite der gemittelten Porositäten für alle untersuchten Gesteine der verschiedenen Formationen reicht von 7,1–20,8 %, die der relevanten Muttergesteine von 4,7–20,1 % (Tab. 2.2-2).

Mittelwerte wichtiger Parameter der relevanten Muttergesteine sind in Tabelle 2.2-2 zusammengefasst. Da es bei der Bewertung der Tongesteine um die genauere Charakterisierung der Muttergesteinseigenschaften geht, sind in dieser Auswahl auch Daten von Gesteinen berücksichtigt, die nicht aus den kartierten Potenzialgebieten stammen, aber der jeweiligen Fazies entsprechen (Kap. 2.3.2). Nicht dargestellt sind Daten zu den ebenfalls betrachteten Tongesteinsformationen, denen entsprechend der Auswahlkriterien kein Potenzial zugesprochen wird (Alaunschiefer des Kambrium/Ordovizium, Graptolithen- und Rastritesschiefer des Silur, Zechstein-Karbonat, Opalinuston). Zu diesen Formationen lagen Daten zu 460 Gesteinsproben vor.

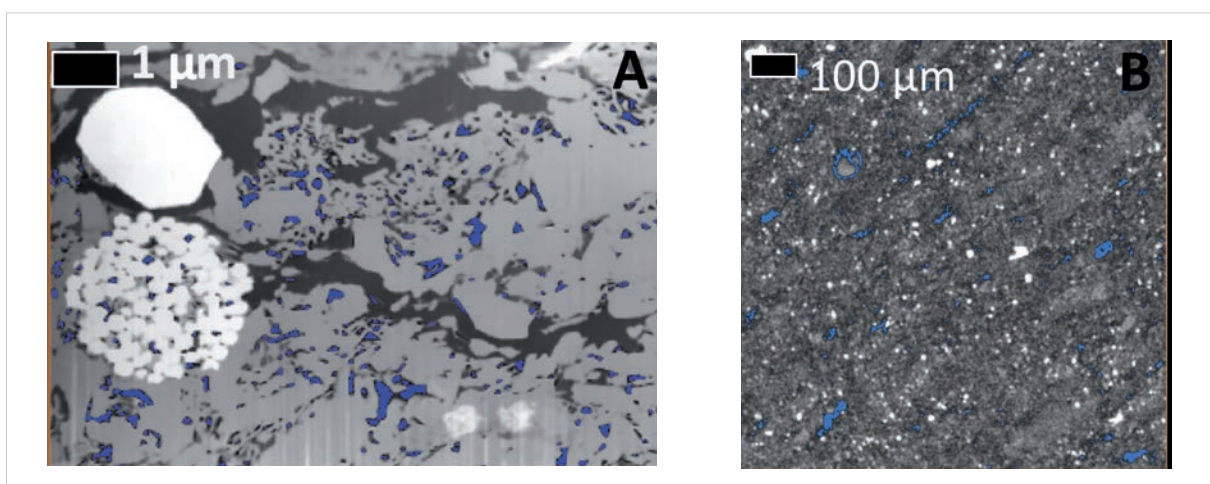


Abbildung 2.2-2: Porenverteilung (blau) im Tongestein: mittels [A] FIB und [B] μ -CT. Die meisten Poren (80 %) haben einen Durchmesser <30 nm und sind auch rasterelektronenoptisch nicht auflösbar. Die helle kugelige Anhäufung (links) besteht aus framboidalem Pyrit.

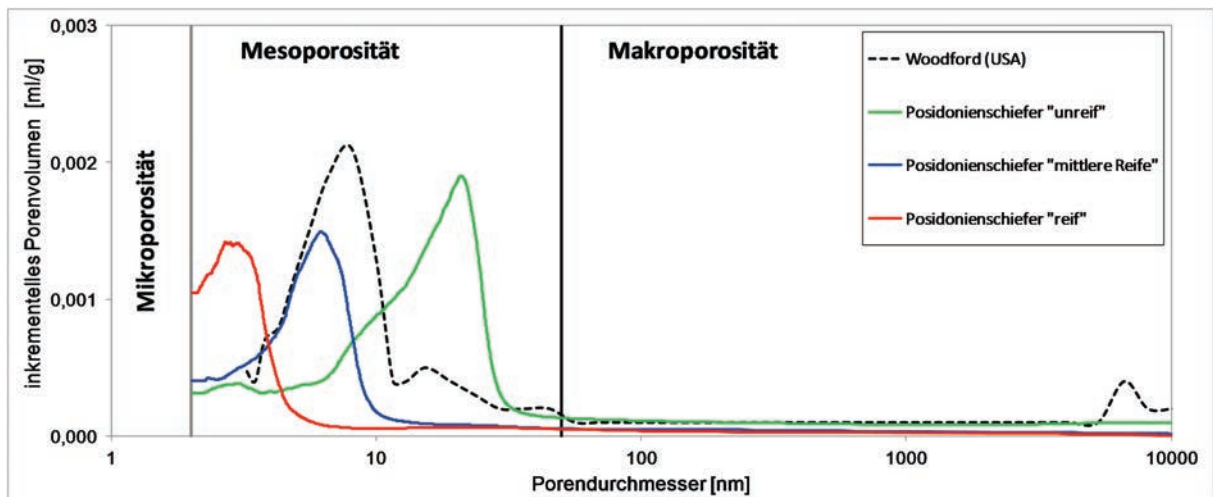


Abbildung 2.2-3: Vergleich der Porengrößenverteilung von drei Proben unterschiedlicher Reife aus dem Posidonienschiefer mittels Quecksilber-Intrusion mit einem Tongestein der US-amerikanischen Schiefergas-führenden Woodford-Formation (CHALMERS et al. 2012).

Tabelle 2.2-2: Mittelwerte der Hauptparameter der relevanten Muttergesteinsformationen (vgl. Kap. 2.3.2); diese umfassen nur solche Gesteine, die ausreichende Gehalte an organischem Kohlenstoff (C_{org}) und die entsprechende Reife aufweisen. Die Mittelwerte wurden aus Teilmengen unterschiedlicher Probenanzahl bestimmt, da nicht an der gesamten Probenauswahl alle Parameter gemessen wurden (z. B. Unterkarbon: 364 Auswahlproben, VR-Mittelwert aus 135 Einzelwerten, C_{org} -Mittelwert aus 267 Einzelwerten). *statistisch nicht signifikant

Tongesteinsformation	Mittelwerte									
	Gesamtprobenzahl	Vitrinitreflexion [% VR]	C_{org} -Gehalt [%]	Rock-Eval S1 [mg KW/g Gest.]	Rock-Eval S2 [mg KW/g Gest.]	Rock-Eval T_{max} [°C]	Rock-Eval HI [mg KW/g C_{org}]	Porosität [%]	Quarzgehalt [%]	Karbonatgehalt [%]
Tertiärer Fischeschiefer	2	—	2,85*	1,00*	12,3*	438*	411*	4,7*	—	—
Blättertone	66	0,68	4,89	2,25	15,9	428	251	20,1*	25,5	5,3
Wealden	341	1,11	3,27	1,18	10,0	441	278	15,1	19,2	11,7
Posidonienschiefer	436	1,17	4,25	1,22	11,1	451	179	11,8	19,4	27,8
Mittelrhät	180	1,01	3,99	0,52	2,50	437	80	13,3	—	—
Permokarbon	138	1,31	—	—	—	—	—	—	—	—
Unterkarbon	364	2,21	2,02	0,18	1,02	475	58	10,1	46,1	21,1

2.3 Vorkommen von Schieferöl und Schiefergas in Deutschland

2.3.1 Auswahl von Tongesteinsformationen

Zur Auswahl von potenziell höffigen Tongesteinsformationen (betrachtet wurden nur Vorkommen an Land) wurden folgende Kriterien angewendet:

- 1) **Gehalt an organischem Material:** Der Gehalt an organischem Kohlenstoff (C_{org}) im Gestein erlaubt Rückschlüsse auf die Menge der gebildeten Kohlenwasserstoffe in den Sedimenten. Ein durchschnittlicher Gehalt von mindestens 2 % C_{org} einer Formation ist üblicherweise eine Voraussetzung für ein ressourcenrelevantes Kohlenwasserstoffvorkommen und wird auch in der vorliegenden Studie als Auswahlkriterium für eine relevante Muttergesteinsformation zugrundegelegt.
- 2) **Typ des organischen Materials:** Es werden bevorzugt im marinen oder lakustrinen Milieu entstandene Sedimente berücksichtigt, die reich an Algen- und Bakterienmaterial sind. Sie werden im Folgenden als organisch-reiche (auch: bituminöse) Tongesteine bezeichnet. (Abb. 2.3-1 A).
- 3) **Thermische Reife (Maturität):** Zur Bestimmung der thermischen Reife wird die Vitritreflexion (VR) verwendet. Reifen zwischen 0,6 % und 1,2 % VR umfassen das Stadium der maximalen Ölbildung („Ölfenster“), während die maximale Gasbildung („Gasfenster“) zwischen Reifen von 1,2 % und 3,5 % VR stattfindet (Abb. 2.3-1 B). In der vorliegenden Studie werden Erdöl- und Erdgaspotenzial entsprechend den genannten Reifegrenzen getrennt abgeschätzt.
- 4) **Mächtigkeit der Formationen:** Die Mächtigkeit muss – wie Erfahrungen aus den USA zeigen – für eine Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus nicht-konventionellen Lagerstätten nach heutigen Maßstäben mindestens 20 m betragen.
- 5) **Tiefenlage der Formationen:** Die produzierenden Schiefergasvorkommen in den USA liegen in der Regel in Tiefen zwischen

1000 m und 5000 m. Für den vorliegenden Bericht wurde dieser Tiefenbereich übernommen. Im Hinblick auf Schieferöl wurde auch das Tiefenintervall von 500–1000 m betrachtet. Analog dazu wurde Schiefergas in diesem Tiefenintervall ebenfalls gesondert ausgewiesen.

Um die Verbreitung der bituminösen Tongesteinsfazies für potenziell höffige Formationen in Deutschland zu ermitteln, waren, aufbauend auf dem ersten Bericht, mehrere Arbeitsschritte nötig. Zum einen basiert die Auswahl auf georeferenziertem Kartenmaterial, Fachliteratur und BGR-Datenbeständen (Abb. 2.3-1). In einem zweiten Arbeitsschritt wurden Fazies-Verbreitungskarten anhand der Mindestmächtigkeit (siehe Punkt 4) weiter eingeschränkt. Dieses Kriterium führt dazu, dass einige der Muttergesteine deutscher konventioneller Lagerstätten aufgrund ihrer geringen Mächtigkeit in diesem Bericht nicht oder nur regional begrenzt berücksichtigt werden. Auf der Grundlage dieser gesammelten Informationen wird schließlich die Verbreitung der ausgewählten Formationen auf Gebiete eingeschränkt, in denen die thermische Reife des organischen Materials die Bildung von Schieferöl und/oder Schiefergas erlaubt. Weitere Auswertungen der Daten und der Literaturinformationen ermöglichen es, die ressourcenrelevanten Formationen auf die o. g. Tiefenbereiche einzugrenzen. Abbildung 2.3-1 zeigt die Bandbreite der in die Betrachtung eingeflossenen organisch-geochemischen Daten der verschiedenen Formationen. Insgesamt gibt es in Deutschland eine Reihe von organisch-reichen Tongesteinsformationen, die ein Potenzial für Schieferöl und Schiefergas aufweisen. Sie umfassen Formationen aus dem Zeitalter des Paläozoikum (Kambrium-Perm), über das Mesozoikum (Trias-Kreide) bis hinein in das Tertiär und kommen in weiten Teilen Deutschlands vor (Abb. 2.3-2 und 2.3-3). Die Potenzialgebiete relevanter Tongesteinsformationen mit der größten Flächenausdehnung befinden sich überwiegend in Norddeutschland (Abb. 2.3-2).

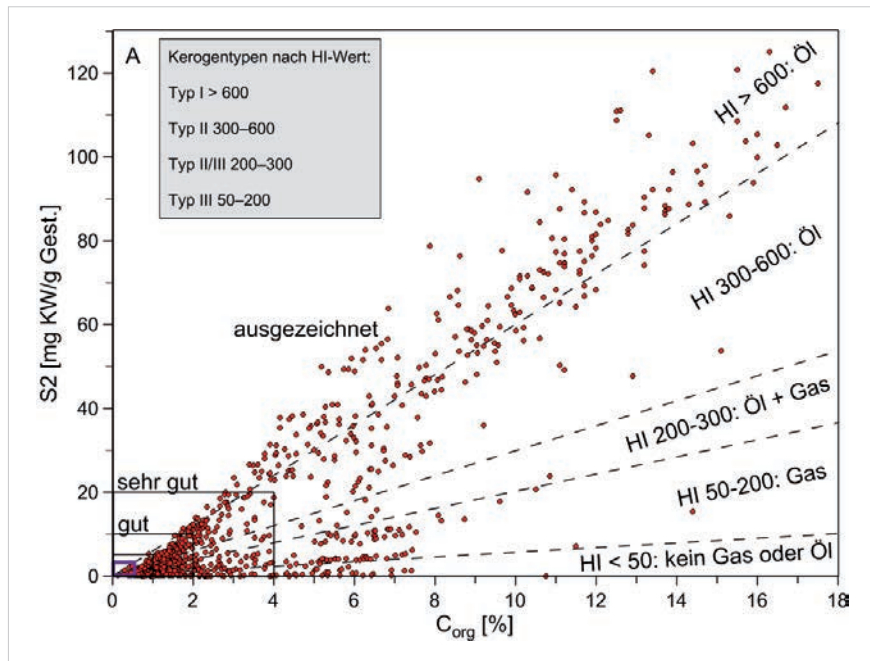
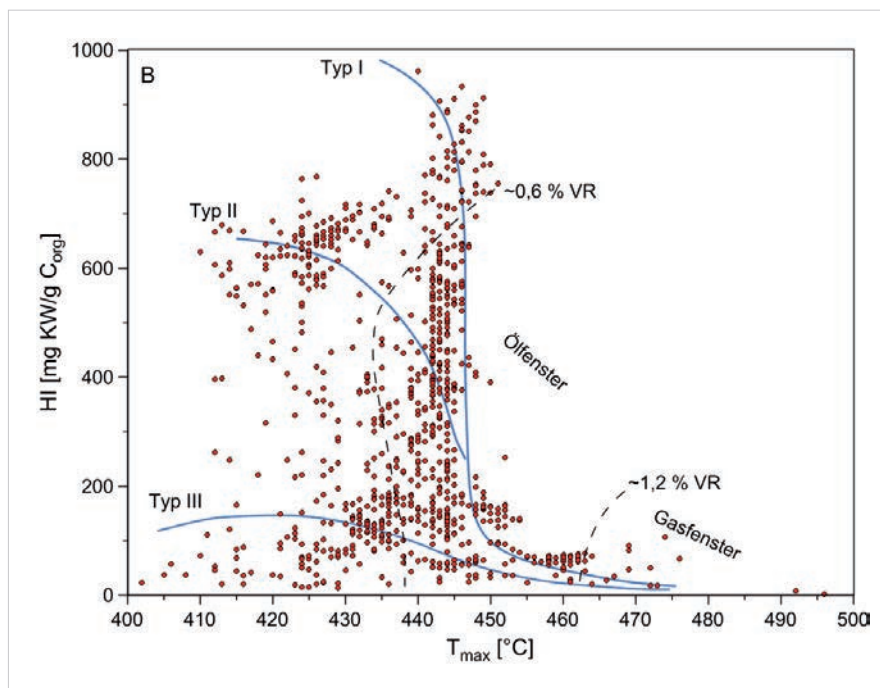


Abbildung 2.3-1: Generelle Charakterisierung der faziellen Unterschiede sowie der Reife der untersuchten Tongesteine:

[A] anhand des Gehaltes an organischem Kohlenstoff C_{org} (in Gewichtsprozent) und der Gehalte von aus dem Gestein generierbaren Kohlenwasserstoffen (S_2 : mg Kohlenwasserstoffe (KW) pro g Gestein, mg KW/g Gest.; HI, *Hydrogen Index*: mg Kohlenwasserstoffe pro g organischem Kohlenstoff, mg KW/g C_{org}), violettes Rechteck: kein Potenzial (Grenzwerte nach PETERS et al. 2005);



[B] Reifeabschätzung anhand von T_{max} (Temperatur maximaler Kohlenwasserstoffbildung während der Rock-Eval-Analyse) und HI (s. o.). Zur Veranschaulichung sind die Kerogentypen I-III (vereinfachte Unterscheidung nach Art des organischen Materials: Typ I – vorwiegend lakustrin, Typ II – vorwiegend marin, Typ III – vorwiegend Landpflanzen) sowie Bereiche des Öl- und des Gasfensters anhand der Vitrinitreflexion (VR) angegeben: Beginn Ölfenster ca. 0,6 %, Übergang ins Gasfenster ca. 1,2 % (geändert nach DELVAUX et al. 1990).



Abbildung 2.3-2: Übersicht der Potenzialgebiete: Gebiete mit Schieferöl- (grüne Flächen) und Schiefergaspotential (rote Flächen) mit Angabe der jeweiligen Tongesteinsformation; schraffierte Flächen: Gebiete mit möglichem Schieferöl- oder Schiefergaspotential; innerhalb dieser Flächen besteht Potenzial nur für einen kleineren Teilbereich, welcher nicht genauer lokalisierbar ist.

Unter Berücksichtigung der genannten Auswahlkriterien ergeben sich die folgenden sieben Formationen als Basis einer Gesamtabstschätzung des Kohlenwasserstoffpotenzials in Tongesteinen (Abb. 2.3-3 und 2.3-4):

- Tongesteine des Unterkarbon (Tournaisium bis Serpukhovium)
- Tongesteine des Permokarbon (Stefanium bis Rotliegendes)
- Tongesteine des Mittleren Rhaetium (auch: Rhät) (Oberkeuper, Trias)
- Posidonienschiefer (Untertoarcium, Unterjura)
- Tongesteine des Wealden (Berriasium, Unterkreide)
- Blättertone des Barremium bis Unteres Aptium (Unterkreide)
- Fischechiefer aus dem Oligozän (Tertiär)



Abbildung 2.3-3: Stratigraphische Position und regionales Auftreten von organisch-reichen Tongesteinen in Deutschland (rote Linien: davon in dieser Studie ausgewählte ressourcenrelevante Formationen in Tongesteinen).

Weitere Tongesteinsformationen aus dem Paläozoikum (Kambrium/Ordovizium, Silur, Zechstein (Perm)) und Mesozoikum (Opalinuston (Aalenium, Mitteljura)) wurden bei der Erstbetrachtung zunächst berücksichtigt, aber aufgrund des als zu gering eingeschätzten Kohlenwasserstoffpotenzials nicht weiter untersucht.

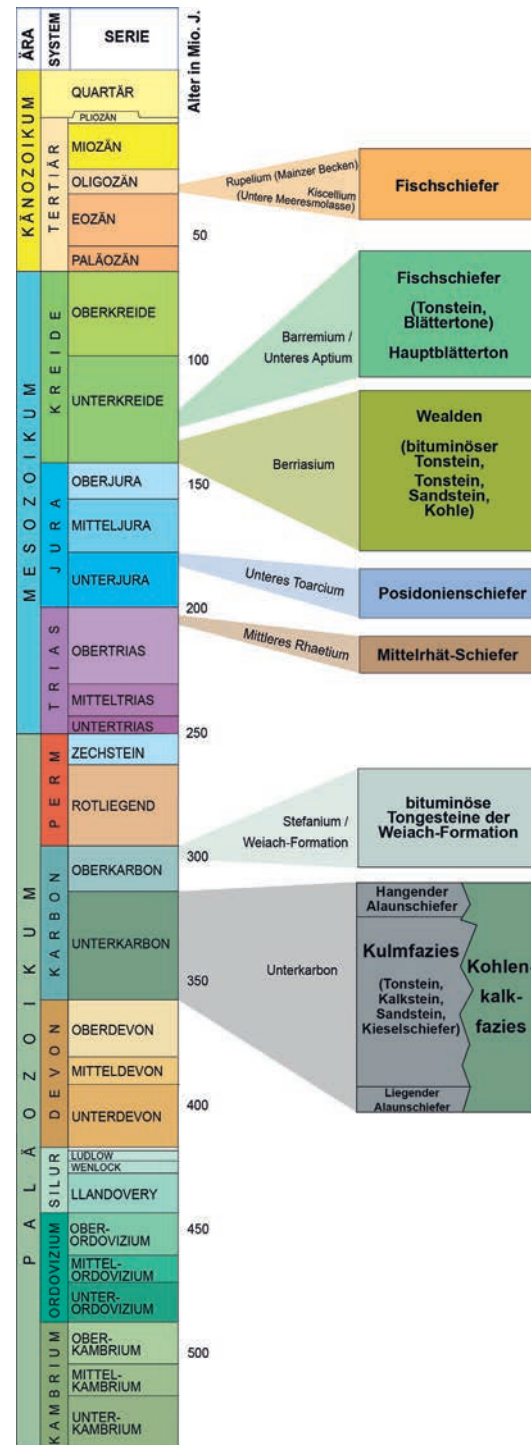


Abbildung 2.3-4: Stratigraphische Einordnung der untersuchten ressourcenrelevanten Tongesteinsformationen.

2.3.2 Geologische Bewertung ressourcenrelevanter Formationen

2.3.2.1 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. In diesem Ablagerungsraum waren bis in das tiefe Oberkarbon zwei Großfaziesbereiche bestimmend: Die klastisch-terrigen Kulm-Fazies des Rhenohercynischen Trogs im Süden und die karbonatisch-mergelig-tonige Kohlenkalk-Fazies im Nordosten (Vorpommersche Ostseeküste) sowie westlich des Rheins, wo Karbonatplattformen bei Aachen, in den Niederlanden und in Belgien das London-Brabant-Massiv umgeben.

Aufschlüsse befinden sich im Rheinischen Schiefergebirge sowie im Harz und ermöglichen einen direkten Einblick in diese Schichtenfolge. Im Bereich um Rügen (Vorpommersche Ostseeküste) ist die Entwicklung des Unterkarbon durch Bohrungen ebenfalls relativ gut bekannt. In weiten Bereichen von Norddeutschland ist das Unterkarbon jedoch nicht durch Tiefbohrungen erschlossen (HOTH 1997). Die Paläogeografie und Fazies wurde dort deshalb interpoliert (ZIEGLER 1990, GERLING et al. 1999, FRANKE 2006, VAN HULTEN & POTY 2007, KOMBRINK 2008).

Eine Verbreitungskarte der tonigen Beckenfazies des Unterkarbon im tieferen Untergrund wurde auf Grundlage der elektrischen Leitfähigkeit erstellt (HOFFMANN et al. 2005). In der BGR-Studie (2012) wurde diese Karte genutzt, um die Flächenverbreitung organisch-reicher Tongesteine des Unterkarbon zu ermitteln.

Von Nordwest- bis Nordostdeutschland (ohne Vorpommersche Ostseeküste) befinden sich Unterkarbon-Abfolgen ausschließlich in Tiefen größer als 5000 m. Im nördlichen Niedersachsen und in Schleswig-Holstein sind sie für die Namur-Oberfläche mit über 10000 m am tiefsten versenkt. Lediglich im Bereich der Vorpommerschen Ostseeküste und angrenzenden Regionen sind die Tiefen geringer (FRANKE 1990, HOTH 1997, HOFFMANN et al. 1998, LITKE et al. 2011).

Mit Ausnahme des südlichen Ruhrgebiets ist das organische Material des Unterkarbon in Nordwestdeutschland überreif, somit besteht kein Kohlenwasserstoffpotenzial. Für Nordostdeutschland (ohne Vorpommersche Ostseeküste) werden generell geringere thermische Reifen angenommen (KERSCHKE & SCHULZ 2013); die Formation wird aber für diese Region aufgrund ihrer Tiefenlage von meist über 5000 m im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet. Unter Anwendung der o. g. Auswahlkriterien werden drei Gebiete und Horizonte mit Schiefergas- und/oder Schieferölpotenzial ausgewiesen (Abb. 2.3-5):

- Hangender Alaunschiefer (Kulm-Fazies)
– West (Westfalen)
- Hangender Alaunschiefer (Kulm-Fazies)
– Ost (Südost-Niedersachsen)
- Kohlenkalk-Fazies der Vorpommerschen Ostseeküste

Sie werden aufgrund ihrer räumlich voneinander isolierten Lagen, ihrer abweichenden geologischen Charakteristika sowie ihrer unterschiedlichen Fachinformationsdichte einzeln betrachtet. Trotz der geringen Datendichte lässt sich ein vorwiegend mariner bis flachmariner Ablagerungsraum für Kulm- und Kohlenkalk-Fazies anhand von mikroskopischen Resten organischen Materials und Steran-Biomarkern bestätigen (Abb. 2.3-6; Abb. 2.3-7).

Hangender Alaunschiefer-West

Die am Nordrand des Rheinischen Schiefergebirges verbreitete, unterkarbone bis frühe oberkarbone Schichtenfolge gehört der Kulm-Fazies an. Sie umfasst fein- bis grobkörnige Siliziklastika, in die Karbonat- und Kieselgesteine sowie Vulkanite eingeschaltet sein können (KORN 2006, 2010, STOPPEL et al. 2006). Die Kulm-Fazies setzt sich nach Norden in distaler Ausbildung mit geringeren Mächtigkeiten fort und ist im Untergrund des Rhein- und Münsterlandes durch Bohrungen dokumentiert. Eine Fortsetzung der Kulm-Fazies auch in östliche Richtung ist sehr wahrscheinlich (FRANKE 1990). Pyrit- und organisch-reiche Tongesteine

sind für die Kulm-Fazies typisch. Sie erreichen Mächtigkeiten von wenigen Zentimetern bis zu mehreren Zehnermetern. Die bedeutendsten Horizonte organisch-reicher Tongesteine sind der Liegende und der Hangende Alaunschiefer an Topp und Basis der Kulm-Abfolge. Der Liegende Alaunschiefer ist nur lokal am Nord- und Nordostrand des Rheinischen Schiefergebirges sowie im Untergrund des Münsterländer Kreidebeckens verbreitet. Seine durchschnittliche Mächtigkeit beträgt lediglich 10 m (STOPPEL 2006). Daher wird dieses Schichtglied hier nicht näher betrachtet.

Der Hangende Alaunschiefer zeigt die während der variszischen Gebirgsbildung für das Rhenohercynikum typische struktureologische Beanspruchung. Dies bedeutet einen großräumigen Faltenbau mit hercyn streichenden Sattel- und Muldenachsen mit NW-vergenten Falten. Daraus resultieren ein vorherrschend hercyn sowie ein dazu senkrecht verlaufendes Störungssystem. Je nach struktureller Position innerhalb einer Sattel- oder Muldenstruktur sind auch Scher- bewegungsbahnen zu vermuten. Da sich vor allem im Liegenden und untergeordnet auch im Hangenden eine Wechselfolge fein- und gröberklastischer Sedimentgesteine anschließt, ist der Hangende Alaunschiefer insgesamt in eine Wechsellagerung kompetenter und inkompetenter Gesteine eingebunden. Als inkompetentes Gestein ist für den Hangenden Alaunschiefer daher eine vergleichsweise geringe Bruchbeanspruchung anzunehmen. Ferner ist es möglich, dass er im betrachteten Verbreitungsgebiet in einer Spezialfaltung vorliegt, die die Lagerungsverhältnisse auf kurzer Distanz zusätzlich verkompliziert.

Der Hangende Alaunschiefer ist überregional verbreitet und wird bis zu mehreren Zehnermetern mächtig (STOPPEL et al. 2006, KOMBRINK et al. 2010, UFFMANN et al. 2012, UFFMANN & LITKE 2013). Nach Westen erstreckt er sich bis nach Belgien (Chokier-Formation) und in die Niederlande (Geveik-Schichtglied). Auch in Großbritannien sind im gleichen stratigrafischen Niveau organisch-reiche Tongesteine ausgebil-

det (Bowland Shale- Formation) (MAYNARD et al. 1997). Äquivalente Sedimente reichen in östliche Richtung vermutlich bis nach Polen. Die im nordwestlichen Brandenburg in der Tiefbohrung Pröttlin angetroffene, mit Vorbehalt in das tiefe Namur gestellte Schichtenfolge, wird aufgrund ihrer lithologischen Ausprägung ebenso dem Hangenden Alaunschiefer zugeordnet bzw. als sein fazielles Äquivalent betrachtet (HOFFMANN et al. 1998, KERSCHKE & SCHULZ 2013).

Die Mächtigkeit des Hangenden Alaunschiefer schwankt im Rheinischen Schiefergebirge regional relativ stark (4–110 m). Nach Norden (Münsterland) nimmt die Mächtigkeit leicht ab (STOPPEL 2006, STOPPEL et al. 2006) und wurde durch Modellierung auf durchschnittlich 30 m bestimmt (UFFMANN et al. 2014).

Vom Ausstrich am Nordrand des Rheinischen Schiefergebirges taucht der Hangende Alaunschiefer unter das Münsterländer Kreidebecken ab. Er verläuft östlich des Lippstädter Gewölbes in 1500–3500 m Tiefe und westlich des Lippstädter Gewölbes im Projekt-relevanten Tiefenbereich bis 5000 m, bereichsweise auch tiefer (UFFMANN et al. 2014). In den Tiefbohrungen des Rhein- und Münsterlandes wird der Topp des Unterkarbon in einer Tiefe zwischen von 4135 m (Isselburg 3) und 5380 m (Münsterland 1) erreicht. Am Nordrand bzw. nördlich des Münsterländer Kreidebeckens liegt der Hangende Alaunschiefer bereits durchweg unterhalb von 5000 m.

Die Gehalte an organischem Kohlenstoff (C_{org}) des Hangenden Alaunschiefer am Nordostrand des Rheinischen Schiefergebirges liegen durchschnittlich bei 2,5 % (Tab. 2.3-1). Dies bestätigen publizierte Daten mit einem Mittelwert von 2,9 % und einem Maximalwert von 7,3 % C_{org} (UFFMANN et al. 2012). Aufgrund der höheren thermischen Reife und einem damit einhergehenden Verlust an organischen Kohlenstoff ist von einem ursprünglichen mittleren C_{org} -Gehalt von rund 6 % auszugehen (UFFMANN et al. 2012). Die organische Substanz des Hangenden Alaunschiefer setzt sich hauptsächlich aus marinem

Kerogen (Typ II) zusammen (UFFMANN et al. 2012, UFFMANN et al. 2014, BGR-Datenbestände).

Organisches Material der Kulm-Fazies zeigt am Nordrand des Rheinischen Schiefergebirges mit VR-Werten von zumeist 2,5–5,1 % (BGR-Datenbestand) eine durchweg hohe bis sehr hohe thermische Beanspruchung, die überwiegend dem Bereich des Trockengasfensters entspricht. Die Schichtenfolge des Unterkarbon im Sauerland und Rheinischen Schiefergebirge gilt als bereits überreif ohne nennenswertes Gaspotenzial (GERLING et al. 1999). Ein Schiefergaspotenzial existiert jedoch dort, wo am Südrand des Ruhrgebiets die Schichtenfolge des Unterkarbon nach Norden unter das Münsterländer Kreidebecken abtaucht (UFFMANN & LITCKE 2013). Noch weiter östlich, angrenzend an das Lippstädter Gewölbe, sind entsprechende Schichten schon überreif. Vorwiegend auf Grundlage der Kartendarstellung der thermischen Reife (UFFMANN & LITCKE 2013) wurde die 3,5 % VR-Isolinie der Vitrinitreflexion im stratigrafischen Niveau des Hangenden Alaunschiefer nährungsweise rekonstruiert.

Die insgesamt hohe thermische Reife des Hangenden Alaunschiefer ist der limitierende Faktor für die entsprechende Ausweisung der Flächen mit Schiefergaspotenzial am Südrand des Ruhrgebiets. Obwohl diese Flächen auf konservativen Annahmen beruhen, ist aufgrund der Datenlage nur eine grobe Abschätzung möglich. Dieses Gebiet ist bereits hinsichtlich der Potenziale bewertet worden (IWW 2013). Abweichend von der vorliegenden Studie wurde in dem Gutachten des IWW die Tiefenverbreitung auf maximal 2000 m beschränkt und die thermische Reife als limitierender Faktor nicht berücksichtigt.

Hangender Alaunschiefer-Ost

Im südöstlichen Niedersachsen erreicht keine Tiefbohrung die Schichtenfolge des Unterkarbon, sodass Angaben zu deren Tiefenverbreitung allein auf geophysikalischen Untersuchungen und Analogieschlüssen beruhen. Der Tiefbohrung Pröttlin 1 im nordwestlichen Branden-

burg kommt aufgrund ihrer Lage bei der Interpretation eine Schlüsselrolle zu. Sie erschloss bis zur Endtiefe von 7008 m eine Abfolge von tonig-siltigen Sedimenten des zentralen Beckenbereichs des Rhenohercynischen Trogs, die dem Hangenden Alaunschiefer zugeordnet wird (HOFFMANN et al. 1998, KERSCHKE & SCHULZ 2013). Unter Berücksichtigung der Vorstellungen zur Faziesverbreitung während des Unterkarbon in Ostdeutschland, im Münsterland sowie des Rhenohercynicum vom Rheinischen Schiefergebirge bis in den Harz (FRANKE 1990, HOTH 1997, BUCHHOLZ et al. 2006, KOPP et al. 2010) dürfte das Potenzialgebiet den Übergang von der distalen (küstenfernen) zur proximalen (küstennahen) Kulm-Fazies umfassen und deshalb stärker durch Einschaltungen von Sandsteinhorizonten beeinflusst sein (Abb. 2.2-5). Lithologisch sind dort Grauwacke-Tonschiefer-Wechselagerungen zu erwarten wie sie auch für das Gebiet Altmark-Nordbrandenburg angenommen werden (FRANKE 2006). Im Harz ist der Hangende Alaunschiefer nicht belegt, da dort die Präperm-Schichtenfolge bereits mit den Kulm-Grauwacken des höheren Visé endet (BUCHHOLZ et al. 2006).

Der Hangende Alaunschiefer-Ost ist durch seine hohe Mächtigkeit als homogener Schichtkörper aufzufassen. Strukturell entspricht er dem Hangenden Alaunschiefer-West. Jedoch ist es im Rahmen der variszischen Gebirgsbildung hier zu einer stärkeren horizontalen Raumverkürzung und damit zu größeren tektonischen Beanspruchungen des Gesteins gekommen. So liegt in der Bohrung Pröttlin die karbonene Schichtenfolge nicht nur gefaltet, sondern auch intensiv verschuppt vor. Dies führt im Untergrund zu einem lithologisch variierenden Gesteinspaket. Zur Zunahme der geologischen Komplexität des Hangenden Alaunschiefer haben ebenfalls die permokarbonen magmatischen Ereignisse beigetragen: Sei es durch reine Platznahme und Verdrängung des Hangenden Alaunschiefer oder durch thermische Beeinflussung (Frittung).

Wie die südlich von Wolfsburg gelegene Tiefbohrung Velpke-Asse Devon 1 zeigt, ist die räum-

liche Verbreitung des Hangenden Alaunschiefer-Ost lückenhaft. Unter der mesozoischen Schichtenfolge treten dort permokarbone Effusiva und Subvulkanite in einer Mächtigkeit von über 3,5 km auf und anschließend variszische Granite bis zur Endtiefe in 4684 m (KELCH & PAULUS 1980). Diese Bohrung erschloss den Bereich einer ringförmigen geomagnetischen Anomalie, die als vulkanotektonische Großstruktur interpretiert wird (GERSEMANN 1989). Die hohe Mächtigkeit der Effusiva lässt vermuten, dass es sich nicht um ein regional beschränktes Phänomen handelt, sodass in diesen Gebieten das Schiefergaspotenzial für den Hangenden Alaunschiefer herabgesetzt sein dürfte (LINDERT & AUTORENKOLLEKTIV 1986: Anlage 4 und 5, GERSEMANN 1989). Ähnliche Untergrundverhältnisse wurden in der Tiefbohrung Roxförde 2, rund 45 km weiter ostnordöstlich, angetroffen („Südaltnark-Pluton“, HOTH 1997). Vorkommen weiterer vulkanosedimentärer Abfolgen und/oder Intrusivkörper im Gebiet des östlichen Niedersachsens und der Altmark sind generell zu vermuten (FRANKE 2006) und reduzieren die Flächenverbreitungen des Hangenden Alaunschiefer. Die Ausweisung von Gebieten mit Schiefergaspotenzial des Hangenden Alaunschiefer wurde auf Basis dieser Informationen gegenüber der BGR-Studie 2012 angepasst.

Für die in der Tiefbohrung Pröttlin 1 gefaltet und verschuppt vorgefundene Abfolge des Hangenden Alaunschiefer wurde eine Mächtigkeit von 200–250 m rekonstruiert (HOFFMANN et al. 1998, FRANKE 2006). Folglich ergibt sich gegenüber seinem Vorkommen am Nordostrand des Rheinischen Schiefergebirges und im Untergrund des Münsterlandes eine signifikant höhere Mächtigkeit. Für die beiden Teilgebiete im südöstlichen Niedersachsen (Abb. 2.3-5) ist durch paläogeografische Annahmen eine mittlere Mächtigkeit von rund 100 m wahrscheinlich und eine maximale Mächtigkeit von 250 m nicht auszuschließen (GERLING et al. 1999). Berücksichtigt man die infolge der variszischen Gebirgsbildung durch Faltung, Verschuppung und Überschiebung verursachten Schichtwiederholungen (FRANKE & HOFFMANN 1997), dann ist

in den prospektierten Gebieten von einer deutlich höheren „kumulativen Mächtigkeit“ für den Hangenden Alaunschiefer auszugehen. Eine Verdopplung der wahren Mächtigkeit erscheint plausibel und wurde als Eingangsparameter zur Quantifizierung des Schiefergaspotenzials (Kap. 2.5) berücksichtigt.

Basierend auf kartografischen Darstellungen der Tiefenlage der Präperm-Oberfläche (BRÜCKNER-ROEHLING et al. 1994, FRANKE 2006, DROZDZEWSKI et al. 2009), von Tiefbohrungen sowie Modellierungen der RWTH Aachen (Kap. 2.4.3) lässt sich ableiten, dass die 5000 m-Tiefenlinie der Namur-Basis durch das südöstliche Niedersachsen in SW-NE-Richtung verläuft. Südöstlich davon ist der Hangende Alaunschiefer flacher als 5000 m anzunehmen.

Sowohl der C_{org} -Gehalt als auch die Muttergesteinsqualität der Hangenden Alaunschiefer werden durch wiederholte Einschaltungen von Sandsteinen (Grauwacken) beeinflusst. Dadurch ist eine sukzessive Abnahme des durchschnittlichen C_{org} -Gehaltes und der Muttergesteinsqualität von der beckenzentralen Fazies bis in die Randfazies plausibel. Folglich liegen die C_{org} -Gehalte für Tongesteine der Kulm-Fazies Ostdeutschlands im Durchschnitt bei 1,0 % und maximal bei 1,6 % (FRANKE & NEUMANN 1999). Da die organisch-ärmeren gröberklastischen Lithologien nicht berücksichtigt sind, ist insgesamt von noch geringeren Durchschnittswerten bezogen auf die gesamte Schichtenfolge auszugehen. Die in der Bohrung Pröttlin 1 erschlossenen Hangenden Alaunschiefer weisen C_{org} -Gehalte von 1–2 % auf (HOTH 1997, HOFFMANN et al. 1998).

Im südöstlichen Niedersachsen werden im Hangenden Alaunschiefer durchgehend die thermischen Reifen des Gasfensters erreicht. Diese Angaben beruhen vor allem auf Isolinien Darstellungen der Vitrit-Reflexion der Präperm-Oberfläche (BRÜCKNER-ROEHLING et al. 1994, GERLING et al. 1999, DROZDZEWSKI et al. 2009). Aus Bohrungen, die im Zielgebiet und benachbarten Gebieten Schichten des Oberkarbon erschließen, sind nur wenige Vitritreflexi-

onswerte bekannt (z. B. Bohrung Peckensen 7 in der Altmark, HOTH 1997). Des Weiteren wurden kartografische Darstellungen der thermischen Reife der Bezugsniveaus „Topp Dinant“ und „Topp Namur“ (LITKE et al. 2011) sowie der Präperm-Oberfläche (UFFMANN et al. 2013) auf Basis von 3D-Modellierungen (Kap. 2.4) genutzt. Eine intensive Überprägung der Hangenden Alaunschiefer im Einflussbereich thermischer Aureolen um die Intrusiv- und Effusivkörper (BRÜCKNER-ROEHLING et al. 1994) bzw. der postulierten Caldera (GERSEMANN 1989) ist zu erwarten. Diese Bereiche sind wahrscheinlich überreif und damit ohne Schiefergaspotenzial. Die Reichweite der Intrusiv- und Effusivkörper ist (kartografisch) schwer einzugrenzen. Wie die Bohrung Roxförde 2 zeigt, können Unterkarbon-Abfolgen durch die Platznahme variszischer granitischer Intrusionen komplett kontaktmetamorph überprägt sein.

Die Flächenausweisung für das Schiefergaspotenzial des Hangenden Alaunschiefer ist hier jedoch vage, da Angaben zur faziellen Ausbildung, Mächtigkeit, Tiefenlage und thermischen Reife ausschließlich auf Interpolationen beruhen (Abb. 2.3-5). Aus der Synthese aller vorliegenden Informationen wird der Hangende Alaunschiefer-Ost mit einem mittleren C_{org} -Gehalt von 3,4 % als Muttergestein angenommen (Tab. 2.3-1).

Kohlenkalk-Fazies (Vorpommersche Ostseeküste)

Die im Untergrund der Vorpommerschen Ostseeküste (Inseln Rügen, Hiddensee und Usedom sowie angrenzendes Festland) in rund 20 Tiefbohrungen erschlossenen Schelf-Ablagerungen des Unterkarbon entstanden am Südwestrand der Osteuropäischen Plattform. Sie werden überwiegend der Kohlenkalk-Fazies zugeordnet und repräsentieren zyklische Wechselfolgen von karbonatischen, mergeligen und tonigen Sedimenten. Der im Bereich von Nord-Rügen verlaufende Wieker Tiefenbruch markiert die heutige Nordostgrenze der Unterkarbon-Verbreitung (FRANKE 1990, ZIEGLER 1990, LINDERT & HOFFMANN 2004, HOFFMANN et al. 2006, HARTWIG et al. 2010). Bedingt durch die wenig bekannte Faziesarchi-

tektur sind laterale und vertikale Fazieswechsel möglich, sodass die Verbreitung der organischen Fazies kaum nachvollziehbar ist. Die Schichten lagern vergleichsweise ungestört. Sie tauchen rampenartig in südwestliche Richtung ab. Allerdings ist die Schichtenfolge durch hercyn streichende Störungen in ein Horst- und Grabensystem zerlegt. Auch sind lokale Vorkommen von Diabasintrusionen bekannt, die z. B. durch Verdrängung und thermische Beeinflussung eine Zunahme der geologischen Komplexität bewirken. Im Bereich von Mittel-Rügen ist die unterkarbone Schichtenfolge zum Teil intensiv von magmatischen Gängen durchsetzt (GERLING et al. 1999).

Die Mächtigkeit der gesamten Schichtenfolge des Unterkarbon beträgt bis 2000 m (Nord-Rügen). Der Topp der Abfolge ist erosiv mit Winkeldiskordanz zum Oberkarbon ausgebildet. Infolge syn- bis postsedimentär angelegter Staffelbrüche ergeben sich kurzräumige Mächtigkeitsschwankungen bis hinzu vollständig erodierten Unterkarbon-Abfolgen im östlichen Bereich der Mittel-Rügen-Antiklinale (FRANKE 1990, LINDERT & HOFFMANN 2004, HOFFMANN et al. 2006, HARTWIG et al. 2010). Die Dachfläche der Schichtenfolge des Unterkarbon taucht von rund 900 m Tiefe unmittelbar südwestlich des Wieker Tiefenbruchs rasch auf über >6000 m Tiefe südlich Stralsunds ab (FRANKE 1990, HOFFMANN et al. 2006). Dennoch befinden sich größere Flächenbereiche der betrachteten Schichtenfolge im Tiefenbereich bis 5000 m (Abb. 2.3-5).

Für einzelne Tiefbohrungen liegen Angaben zum C_{org} -Gehalt vor (HARTWIG et al. 2010, KERSCHKE & SCHULZ 2013, BGR-Datenbestände). Publierte durchschnittliche C_{org} -Gehalte der im Bereich der Vorpommerschen Ostseeküste verbreiteten Schichtenfolge des Unterkarbon liegen in der Größenordnung von 1 % (FRANKE & NEUMANN 1999, SCHRETZENMAYR 2004, HARTWIG et al. 2010). Aus den BGR-Datenbeständen ergibt sich für die betrachteten relevanten Muttergesteine ein mittlerer C_{org} -Gehalt von etwas über 2 % (Tab. 2.3-1). Etwas höhere C_{org} -Gehalte sind aus der Bohrung Sagard 1 bekannt. Sie befinden sich

aber im unreifen Zustand außerhalb des Ölfens-
ters (BGR-Datenbestände, KERSCHKE & SCHULZ
2013). Nach vorliegenden Daten dominieren in
der Kohlenkalk-Fazies Kerogene von Typ II bis
Typ III oder nur vom Typ III (Abb. 2.3-1) in Über-
einstimmung mit publizierten Einschätzungen
(HARTWIG et al. 2010, KERSCHKE & SCHULZ 2013).

Für einige Tiefbohrungen sind Vitrinitrefle-
xionsdaten verfügbar (HARTWIG et al. 2010,
KERSCHKE & SCHULZ 2013, BGR-Datenbestände).
Der Reifegrad für den Beginn der Erdölbildung
wird in rund 2000 m Tiefe erreicht, und der
Übergang vom Öl- zum Gasfenster liegt in rund
2500 m Tiefe. In Mittel-Rügen ist die Zunahme

der thermischen Reife mit der Tiefe durch die
Hitze-Einwirkung von magmatischen Gängen
erheblich überprägt. Dieser Einfluss auf das
Kohlenwasserstoffpotenzial durch magmatische
Intrusionen ist weder räumlich fassbar noch
quantifizierbar. Nördlich der Teilscholle von
Mittel-Rügen tritt dieses Phänomen nicht auf
(HOTH 1997, GERLING et al. 1999, DROZDZEWSKI et al.
2009, HARTWIG et al. 2010).

Der Bereich der Vorpommerschen Ostseeküste
wird als Potenzialgebiet angenommen. Nach
derzeitigem Kenntnisstand ist diese Annahme
jedoch weder regional noch vertikal differen-
zierbar.

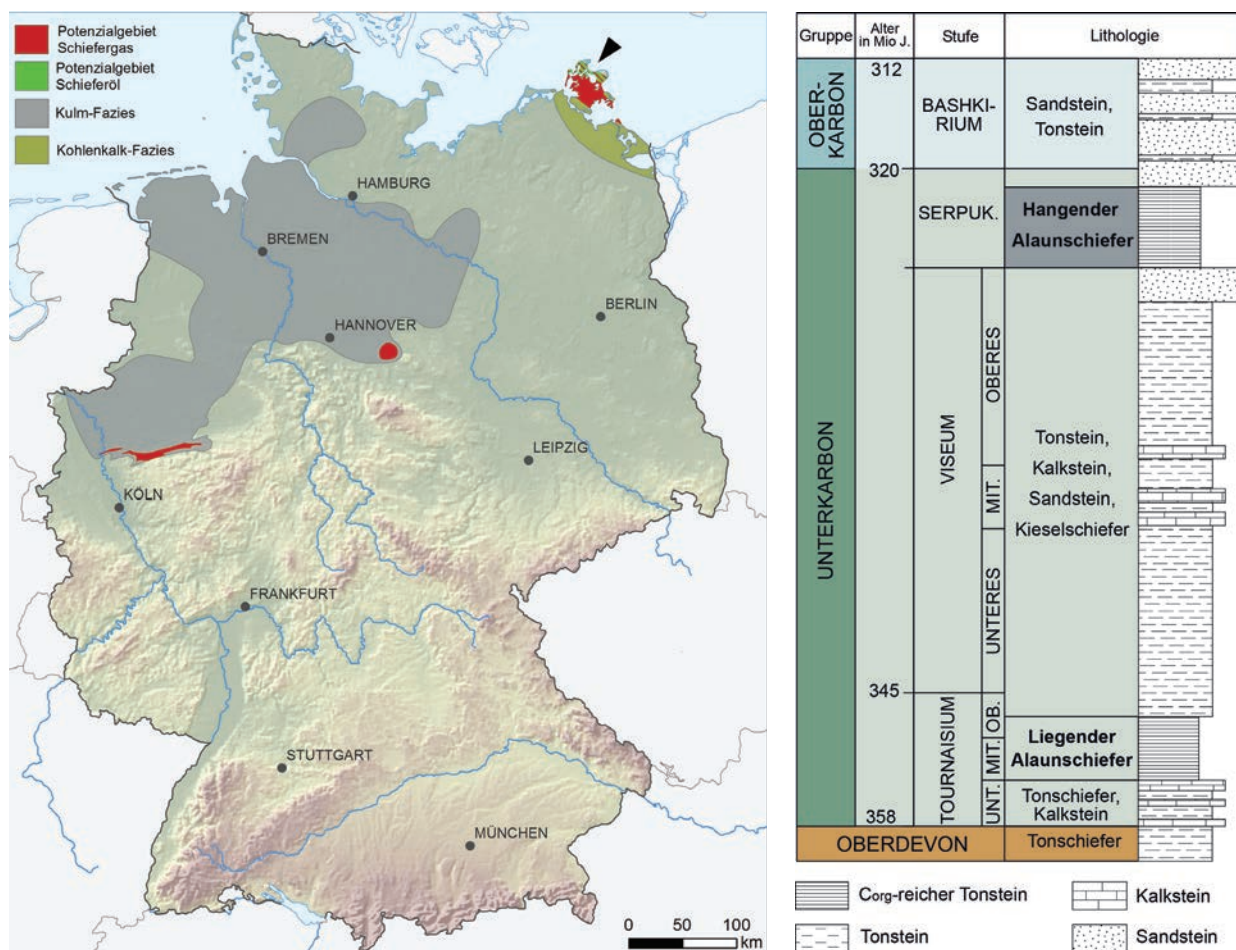


Abbildung 2.3-5: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies und Potenzialgebiete tiefer 1000 m im Ölfenster (grün; nördliches Rügen) und im Gasfenster (rot) sowie stratigraphische Einstufung der Formationen im Unterkarbon.

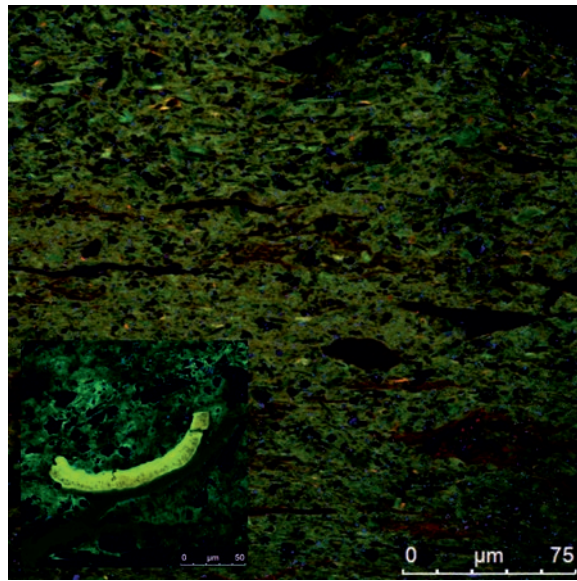


Abbildung 2.3-6: Fluoreszenzmikroskopische Aufnahme (CLSM) eines marinen Tongesteins aus dem Unterkarbon mit Liptinit-Mazeralen (Liptodetrinit, Telalginit: gelborange-hellgrün) in bituminöser (grün-olivgrün), mineralischer (rötlich, bläulich) Matrix (Probe aus einer Bohrung auf Rügen). Detailausschnitt: Zyste einer marinen Alge (Telalginit).

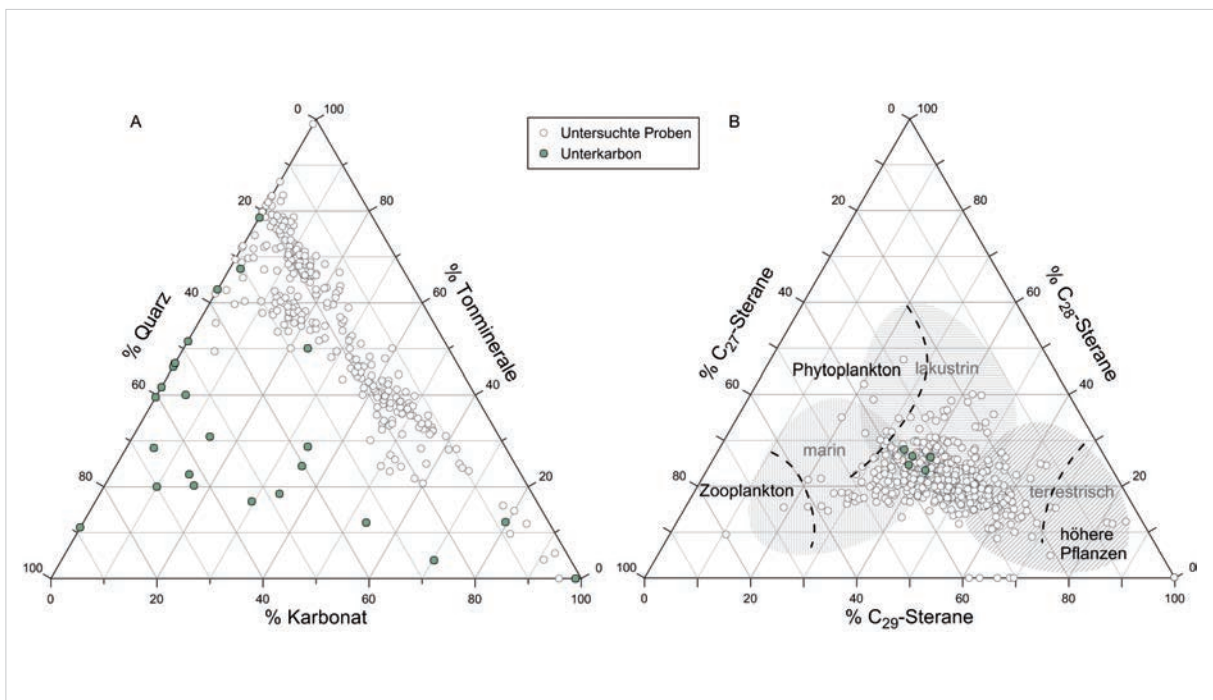


Abbildung 2.3-7: Zusammensetzung der Tongesteinsproben anhand [A] der Gehalte der Hauptmineralbestandteile des Gesteins; [B] der Steranverteilung (nach HUANG & MEINSCHEN 1979, KILLOPS & KILLOPS 1993), grob unterteilt nach dominierender Biomasse sowie Faziesbereichen (verschiedene Sterane repräsentieren Anteile verschiedener Planktontypen und Landpflanzen im organischen Material des Sediments). Datenpunkte, weiß: gesamter Probensatz, graugrün: Tongesteine des Unterkarbon.

Tabelle 2.3-1: Ausdehnung des Unterkarbon (im Öl- und Gasfenster tiefer 1000 m) sowie C_{org} -Daten der relevanten Muttergesteine in den drei beschriebenen Gebieten: Hangender Alaunschiefer-West und -Ost: Kulm-Fazies; Vorpommersche Ostseeküste: Kohlenkalk-Fazies.

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C_{org} [%]		
		Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Hangender Alaunschiefer – West	Öl	–	–	–	–	–	–	2,5	1,3	4,4
	Gas	350	1000	3500	35	20	50			
Hangender Alaunschiefer – Ost	Öl	–	–	–	–	–	–	3,4	2,3	5,2
	Gas	215	3500	5000	200	20	500			
Vorpommersche Ostseeküste	Öl	170	1800	3000	117	67	233	2,4	1,4	3,3
	Gas	751	2500	5000	193	83	333			

2.3.2.2 Permokarbon

Ablagerungen des jüngsten Oberkarbon (Stefanium) und des Rotliegenden im westlichen Süddeutschland werden aufgrund der schwierigen zeitlichen Abgrenzung unter dem Begriff Permokarbon zusammengefasst. Als deren Untergrenze wird das kristalline oder gefaltete sedimentäre Grundgebirge angesehen, während die Obergrenze die Basis des Zechstein bildet.

Das Permokarbon zeigt weitgehend ungestörte, horizontale Lagerungsverhältnisse. Größere Störungssysteme bleiben mit großer Wahrscheinlichkeit auf den Randbereich der intramontanen Becken beschränkt und liegen damit außerhalb der Potenzialgebiete.

Die Sedimente des Permokarbon in Baden-Württemberg bestehen aus terrestrischen Ablagerungen intramontaner Becken. Von potenzieller Bedeutung für die Bildung von Schieferöl ist die im Süden Baden-Württembergs gelegene, ostnordöstliche Fortsetzung des Nordschweizer Beckens (auch: Bodensee-Trog oder Nordschweizer Permokarbon-Trog). Der deutsche Anteil wird nördlich durch die Südschwarzwald-Schwelle, östlich durch die Aulendorf-Schwelle und südlich durch die Allgäu-Faltenjuraschwelle begrenzt (Abb. 2.3-8).

Einige der wichtigen Quellen über die fazielle Ausbildung der Permokarbon-Ablagerungen des Nordschweizer Beckens stammen aus Bohrungen im Bodenseegebiet (Tiefbohrung Dingelsdorf 1) und der Nordschweiz (Tiefbohrung Weiach) (MATTER et al. 1988, KETTEL & HERZOG 1988). Die Ablagerungen erreichen im Zentrum des Nordschweizer Beckens Mächtigkeiten von über 1 km (Tiefbohrung Weiach) und im südlichen Baden-Württemberg noch über 600 m (NITSCH & ZEDLER 2009, SITTIG & NITSCH 2012). Da Mächtigkeitssprünge und Zerblockung des Untergrundes entlang tektonischer Linien (RUPF & NITSCH 2008), aber auch die Ergebnisse der Bohrung Dingelsdorf 1 unmittelbar nördlich auf deutschem Gebiet hier unberücksichtigt bleiben müssen (nicht verfügbare Industrie-Daten), können die von den obengenannten Autoren publizierten flächendifferenzierten Darstellungen nur als grobe Richtwerte gelten.

Die Sedimentation beginnt mit der Weiach-Formation der Kohlen-Arkosen-Untergruppe des frühen bis oberen Stefanium (NITSCH & ZEDLER 2009, SITTIG & NITSCH 2012). Diese umfasst vor allem Ablagerungen eines Flusssystemes mit Mooreseen sowie am Topp alluviale Schutt-sedimente (Wechselfolgen von Konglomeraten, Sandsteinen und Tongesteinen mit eingeschalteten Kohleflözen). Die Kohleflöze sind vor

allem im mittleren Abschnitt („Kohlen-Serie“, zusammen mit grauschwarzen Ton- und Sandsteinen) verbreitet (MATTER 1987, MATTER et al. 1988). Die im höheren Profilabschnitt ausgebildete, rund 130 m mächtige „Lakustrine Serie“ enthält laminierte organisch-reiche Silt-, Ton- bis Kalkmergelsteine. Die Weiach-Formation ist in der Bohrung Weiach 850 m mächtig und keilt nach Ostnordost in der Bohrung Dingelsdorf 1 auf rund 200 m aus.

Die potenziell Schieferöl-höffigen organisch-reichen Tongesteine der Weiach-Formation sind in der Regel nur in geringer Mächtigkeit und lateraler Ausdehnung in die fluviatilen Sedimentabfolgen eingeschaltet. Nur in der „Lakustrinen Serie“ können tonige Lagen über 10 m mächtig sein. Größere zusammenhängende limnische Sedimentabfolgen sind auch aus dem benachbarten intramontanen Schramberg-Becken bekannt. Sie deuten auf einen tiefen See hin, in dem dünne Turbiditlagen zwischen laminierten Tonen abgelagert wurden.

Die Ablagerungen der Weiach-Formationen wurden in der Bohrung Dingelsdorf ab einer Tiefe von 2420 m und in der Bohrung Weiach ab einer Tiefe von 1170 m („Lakustrine Serie“: 1252–1388 m) angetroffen. Für ihr Vorkommen im Untergrund von Süddeutschland lässt sich eine Tiefenverbreitung zwischen 1000 m und 3000 m rekonstruieren.

Die Gehalte an organischem Kohlenstoff (C_{org}) in den tonigen Lagen der „Lakustrinen Serie“ der Tiefbohrung Weiach variieren zwischen 0,3 % bis maximal 10,3 % und liegen im Mittel bei 2,8 % (MATTER et al. 1988). Sedimente in tiefen Profilabschnitten des Permokarbon enthalten sowohl organisch-reiche Tongesteine als auch einen erhöhten Anteil von Kohleflözen. Die thermische Reife der organischen Substanz für das Oberkarbon in der Bohrung Dingelsdorf liegt bei 1,1 % VR (KETTTEL & HERZOG 1988). Von der Bohrung Weiach wurden für den muttergesteinsrelevanten Profilabschnitt Werte zwischen 0,7 % und 1,2 % VR bestimmt (KEMPTER 1987). Daraus lässt sich ableiten, dass sich die

organisch-reichen Tongesteine des Permokarbon des Nordschweizer Beckens auf deutschem Gebiet im Bereich des „späten“ Ölfensters befinden. Es wird in diesem Gebiet von einem Potenzial für Schieferöl ausgegangen (Tab. 2.3-2).

Permokarbon-Sedimente mit Kohlenwasserstoffpotenzial kommen auch im nordostbayrischen Naab-Becken und im Saar-Nahe-Becken vor (STAPF 1989). Das Naab-Becken erstreckt sich entlang der sogenannten fränkischen Linie zwischen dem Böhmischem Massiv und dem mesozoischen Deckgebirge. Die räumliche Fortsetzung des Naab-Beckens in westliche Richtung unterhalb des Deckgebirges ist unbekannt. Als permokarbone Beckenfüllung sind karbonathaltige, organisch-reiche Tongesteine durch Aufschlüsse und Bohrungen belegt. Bekannt sind bis zu fünf dieser Horizonte, als Teil einer ca. 120 m mächtigen Wechsellagerung klastischer Ablagerungen (HELMKAMPF et al. 1982, PAUL & SCHRÖDER 2012). Da die Gesamtmächtigkeit der Muttergesteine 20 m wahrscheinlich nicht erreicht, wird das Naab-Becken im Hinblick auf ein Kohlenwasserstoffpotenzial nicht weiter betrachtet. Wie im Naab-Becken und im Nordschweizer-Trog bildeten sich auch die organisch-reichen Tongesteine des Saar-Nahe-Beckens in den Seen räumlich getrennter, intramontaner Becken. Die meisten der organisch-reichen Tongesteine sind Bestandteil der bis zu 900 m mächtigen klastischen Wechselfolge der Meisenheim-Formation (BOY et al. 2012, MÜLLER et al. 2006). Regional variierend, finden sich in den Abfolgen dieser Formation mehr als 10 Horizonte mit organisch-reichen Tongesteinen, von denen jedoch nur der „Rümmelbach-Humberg-Schwarzpelit“ nur lokal über 20 m mächtig wird (STAPF 1989). Bis auf wenige lokale Ausnahmen unterschreiten die organisch-reichen Tongesteine des Saar-Nahe-Beckens das Auswahlkriterium für Mächtigkeit (>20 m). Auch das Saar-Nahe-Becken wird daher nicht weiter berücksichtigt. In Bereichen Norddeutschlands konnten permokarbone organisch-reiche Tongesteine aufgrund der bestehenden Datenlage nicht ausdifferenziert und somit nicht berücksichtigt werden.

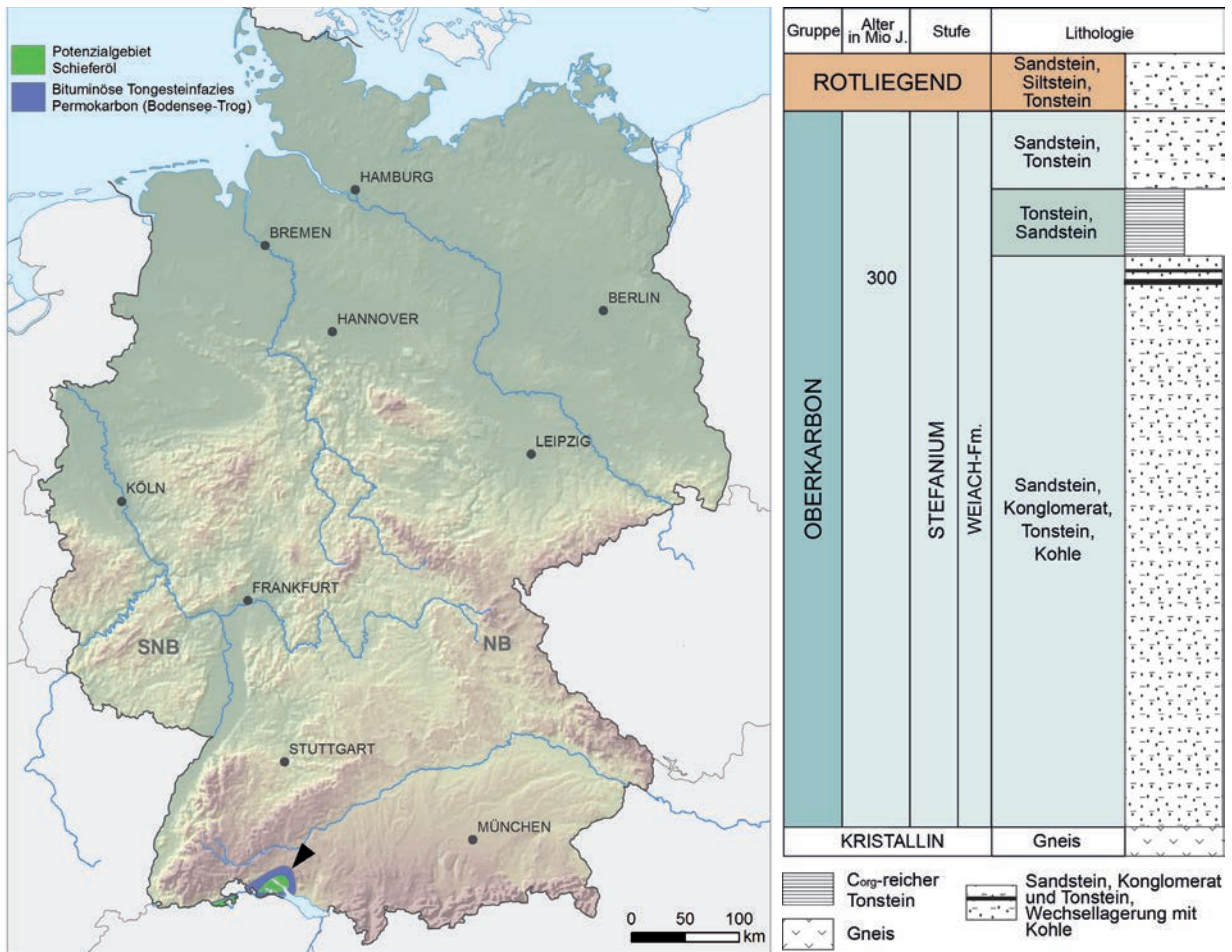


Abbildung 2.3-8: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies und Potenzialgebiet tiefer 1000 m im Ölfenster (grün) (siehe Bodenseeraum) sowie stratigrafische Einstufung des Permokarbon im Nordschweizer Becken. NB: Naab-Becken, SNB: Saar-Nahe-Becken.

Tabelle 2.3-2: Ausdehnung des Permokarbon (im Ölfenster tiefer 1000 m) sowie C_{org} -Daten der relevanten Muttergesteine (MATTER et al. 1988).

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C_{org} [%]		
			Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.
Nordschweizer Becken	Öl	352	1000	3000	45	20	135	2,8	1,0	10,3
	Gas	—	—	—	—	—	—			

2.3.2.3 Mittelrhaetium (auch Rhät) (Oberkeuper, Trias)

Während des Rhät war das Gebiet des heutigen Deutschlands in einen marin geprägten westlichen und einen kontinental gepräg-

ten östlichen Bereich gegliedert. Dazwischen befand sich eine von Nord nach Süd erstreckende Übergangszone aus Delta- und Strandsedimenten. Aus Südosten (Böhmische Masse) und Osten sowie von der Rheinischen Masse gab

es Schüttungen sandiger Ablagerungen in das Norddeutsche Becken, das wiederum Zufluss aus der Tethys über die Burgundische Pforte als auch von Nordwesten aus dem jungen Atlantik bekam (BEUTLER 1995, BEUTLER & NITSCH 2005).

Eine Beckenfazies mit dem Vorherrschen von Tongesteinen ist auf Nordwestdeutschland beschränkt: Sie erstreckt sich nördlich der Mittelgebirgsschwelle von der niederländischen Grenze nach Osten bis an eine Linie Hannover-Bremen (BEUTLER & NITSCH 2005, BACHMANN et al. 2010). Die Beckenfazies enthält auch organisch-reiche Tongesteine („Schwarztonfazies des Weser-Ems-Gebiets“), deren Gesamtmächtigkeit lokal 20 m überschreitet. Östlich und nördlich – in Annäherung an Küstenbereiche – geht die tonige Beckenfazies in eine sandige, litoral-deltaische Fazies über (SCHOTT 1942, DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2005, BACHMANN et al. 2010).

Die Formation liegt in der Regel in größerer Tiefe und ist relativ horizontal gelagert. Im Scheitel- und Flankenbereich der Salzstöcke dagegen nimmt die geologische Komplexität zu. Dort ist die Formation durch eine Vielzahl von Störungen zerblockt und zudem durch tektonisch hervorgerufene Schichtausfälle, Schichtverdopplungen sowie engräumiges wechselhaftes Schichteinfallen charakterisiert.

Die bituminöse Fazies ist Teil der Mittelrhätschiefer, die stratigrafisch den *contorta*-Schichten im mittleren Abschnitt der Exter-Formation (Rhät) angehören (Abb. 2.3-9). Lithologisch sind die *contorta*-Schichten durch mittelgraue bis grauschwarze, pyritführende und teils feingeschichtete Tongesteine mit marinen Faunenelementen (u. a. die namengebende Muschel *Rhätavicula contorta*) geprägt (SCHOTT 1942, WILL 1969, STINDER 1989, BEUTLER 1995). Im skizzierten Verbreitungsgebiet sind zum Teil organisch-reiche Tongesteine in die Abfolge eingeschaltet. Vor allem im Osten unterteilt der „Mittelrhät-Hauptsandstein“ die Abfolge in den Unteren und Oberen Mittelrhätschiefer; zudem können gelegentlich noch weitere Silt- und Sandstein-

einlagerungen vorkommen, die in westliche Richtung auskeilen (DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2005).

Die dunkelgrauen bis schwarzen Tongesteine der *contorta*-Schichten erstrecken sich bis in die Altmark sowie teils bis ins südwestliche Mecklenburg und das nordwestliche Brandenburg (FRANKE 2014: Tab. 26). Als marines Intervall erstrecken sie sich bis ins südwestliche Mecklenburg und südwestliche Schonen (LINDSTRÖM & ERLSTRÖM 2006, FRANZ 2008).

Im Norddeutschen Becken ist die Exter-Formation (Rhät) durchschnittlich 100–150 m und lokal über 250 m mächtig. Im Bereich der Tagesaufschlüsse im Bergland westlich der Weser beträgt sie 40–50 m (DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2005). Nach Auswertung von Bohrprotokollen variiert die Mächtigkeit der *contorta*-Schichten von über 100 m bei Bremen bis zu wenigen Metern in Schwellenpositionen und beträgt im Mittel rund 40 m. In Nordostdeutschland erreichen die dunkelgrauen bis schwarzen Tongesteine der *contorta*-Schichten, die dort in Wechsellagerung mit mächtigeren gröberklastischen Sedimenten auftreten, nur noch maximale Gesamtmächtigkeiten im Meterbereich (FRANZ 2008, FRANZ & WOLFGRAMM 2008). Diese gröberklastischen Einschaltungen können zu teilweise erhöhten Porositäten innerhalb dieser Tongesteinsfolgen führen. Im Zentrum des Norddeutschen Beckens sind Ablagerungen des Rhät bis in mehrere Kilometer Tiefe versenkt, nur im Süden, im Übergang zum Osnabrücker, Weser- und Leine-Bergland, streichen sie aus. Für die Rekonstruktion der Tiefenlage der organisch-reichen Tongesteine der *contorta*-Schichten wurden die Tiefenlinienpläne der Lias-Basis (WEHNER et al. 1988, 1989, BACHMANN et al. 2010) sowie BGR-Datenbestände genutzt. Geochemische Angaben zur Kohlenwasserstoffhäufigkeit der Mittelrhätschiefer sind limitiert (ZIMMERLE & STRIBRNY 1992). Messungen des C_{org} -Gehaltes wurden im Verbreitungsgebiet der tonig-marinen Beckenfazies nur an wenigen Bohrungsproben durchgeführt. Der

ermittelte durchschnittliche C_{org} -Gehalt von 4,0% für die Formation lässt allerdings ein hohes Potenzial für die Öl- bzw. Gasbildung vermuten (Tab. 2.3-3).

Die thermische Reife des Mittelrhätschiefer wurde mit Hilfe von BGR-Datenbeständen, der Reifekarte der Lias-Basis für den Bereich um Hannover sowie den Reifekarten des Posidonienschiefer im westlichen Niedersächsischen

Becken rekonstruiert (WEHNER et al. 1988, 1989) (Abb. 2.3-9). Etwa zwischen Minden und Lingen werden besonders hohe thermische Reifen oberhalb des Gasfensters erreicht. Umlaufend und vor allem nach Norden schließen sich größere zusammenhängende Flächen zunächst des Gasfensters sowie anschließend des Ölfensters an (Koch 1975). Etwa ab der Höhe von Cloppenburg wird die thermische Reife zur Bildung von Erdöl nur noch in Teilgebieten erreicht.

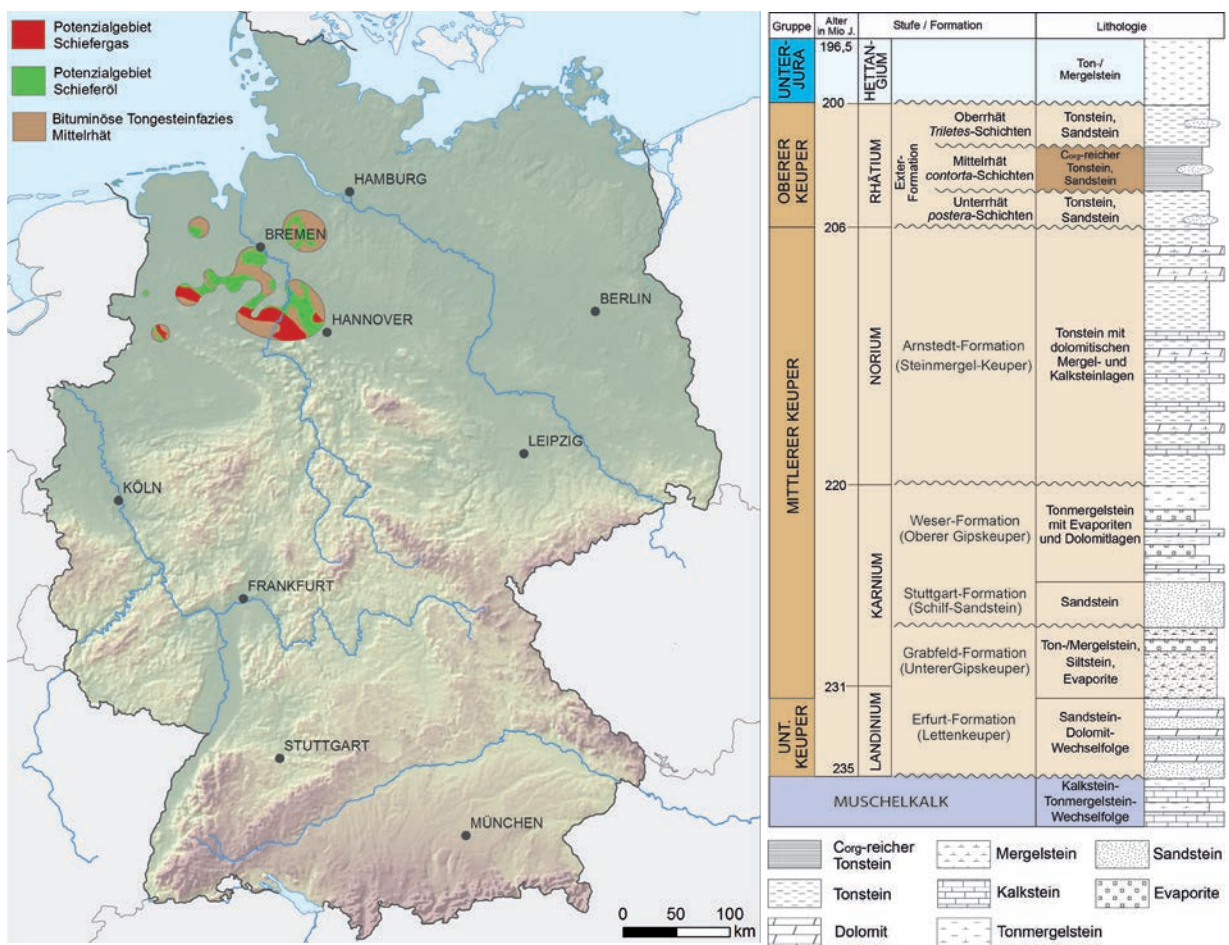


Abbildung 2.3-9: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies (>20 m Mächtigkeit) und Potenzialgebiete tiefer 1000 m im Ölfenster (grün) und im Gasfenster (rot) sowie stratigraphische Einstufung des Rhät in Nordwestdeutschland.

Tabelle 2.3-3: Ausdehnung der bituminösen Tongesteinfazies (>20 m) des Rhät (im Öl- und Gasfenster tiefer 1000 m) sowie C_{org} -Daten der relevanten Muttergesteine.

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C_{org} [%]		
		Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Mittelrhät Nordwest- deutschland	Öl	2434	1000	3100	22	20	40	4,0	1,3	17,4
	Gas	1170	1000	3300	21	20	30			

2.3.2.4 Posidonienschiefer (Untertoarcium, Unterjura)

Während des Unterjura war das heutige Mitteleuropa von einem flachen, durch Inseln gegliederten Meer bedeckt. In dessen landfernen Bereichen lagerten sich während des späten Unterjura vom Nordwesten bis in den Süden Deutschlands unter sauerstoffarmen Bedingungen organisch-reiche Tone ab (ZIEGLER 1990, ЛОТТ et al. 2010). Die daraus entstandenen Tongesteine werden als Posidonienschiefer bezeichnet. Sie sind in der Regel schwarz und dünnblättrig und weisen einen hohen Anteil an organischem Kohlenstoff (C_{org}), sowie relativ gleichbleibende Quarzanteile und variable Tonmineral- und Karbonatgehalte auf (Tab. 2.3-4, Abb. 2.3-12A). In Nordostdeutschland – östlich der Elbe – sind zeitgleiche Ablagerungen dagegen als vorwiegend sandige, küstennahe Sedimente ausgebildet.

Durch Hebungsprozesse sind die ursprünglich flächenhaft verbreiteten Ablagerungen des Posidonienschiefer bereichsweise abgetragen worden. Die heutige Verbreitung des Posidonienschiefer beschränkt sich daher auf Nordwestdeutschland (Niedersächsisches Becken) und Süddeutschland (Oberrheingraben und Bereich zwischen Bodensee und Nordfranken) (Abb. 2.3-10).

In Nordwestdeutschland streicht der Posidonienschiefer entlang des Nordrandes der Deutschen Mittelgebirge aus (LUDWIG et al. 1977). Nach Norden setzt er sich in einem weitgehend geschlossenen Verbreitungsgebiet im zentralen Niedersächsischen Becken fort. Er ist dort meist zwischen 1000 m und 2500 m, infolge der Salzstöcke im Untergrund jedoch in lateral wechselnden Tiefenlagen verbreitet. Weiter nördlich und östlich kommt der Posidonienschiefer noch in einzelnen größeren Arealen und oft in größeren Tiefen um 2000 m vor.

Von der Oberfläche entlang des Traufs der Schwäbischen Alb und Fränkischen Alb taucht der Posidonienschiefer insgesamt nach Südosten zum Molassebecken hin ab. Im Oberrheingraben tritt er nur an den Grabenschultern oberflächennah auf. Der Großteil der mesozoischen Grabenfüllung, so auch der Posidonienschiefer, ist aufgrund der mächtigen jüngeren Überdeckung nur aus tiefen Bohrungen und seismischen Profilen bekannt.

Für den Posidonienschiefer im Niedersächsischen Becken gilt wie für den Mittelrhätschiefer aufgrund des sehr ähnlichen geografischen Verbreitungsgebiets und der äquivalenten Tiefenlage eine gleichartige geologische Komplexität, welche in erster Linie durch salztektonische Vorgänge beeinflusst ist (s. o.).

Norddeutsches Becken

Mit Ausnahme einzelner Vorkommen am Südrand des Verbreitungsgebiets übersteigt die Mächtigkeit des Posidonienschiefer im Niedersächsischen Becken generell 20 m. Publierte Durchschnittswerte variieren zwischen 25 m und 40 m (BRAND & HOFFMANN 1963, SCHMITZ 1963). In nördliche Richtung ist insgesamt eine Zunahme der Mächtigkeit erkennbar und in Randtrögen von Salzstöcken kann sie auf kurzer räumlicher Distanz stark ansteigen. Die größte Mächtigkeit, bis über 300 m, ist aus dem Nordoldenburg-Trog bekannt (BRAND & HOFFMANN 1963). Im Verbreitungsgebiet des Öl- und Gasfensters wird der Posidonienschiefer dagegen auch lokal in Trögen – mit Ausnahme des Gifhorner Trogs – nicht mächtiger als 100 m.

Dem BGR-Bericht 2012 liegt eine durchschnittliche Mächtigkeit des Posidonienschiefer von 40 m zur Evaluierung des Schiefergaspotenzials zugrunde. Für den aktuellen Bericht wurde das Auswahlkriterium „Mächtigkeit“ für das Niedersächsische Becken neu evaluiert. Dazu wurden Informationen zu Bohrungen, die Erläuterungen und Messtischblätter der Geologische Karte (1:25000) sowie andere regionale Daten ausgewertet (z.B. LUDWIG et al. 1977, SCHMITZ 1980). Im Ergebnis wird nun eine durchschnittliche Mächtigkeit von 35 m für die Tongesteine im Öl- und Gasfenster angesetzt.

Für große Bereiche des Niedersächsischen Beckens existieren detaillierte Tiefenkarten mit dem Posidonienschiefer (Dachfläche) als Bezugsniveau (WEHNER et al. 1988, 1989). Zusätzlich zu diesen Angaben wurde die Tiefenkarte der Unterjura(Lias)-Obergrenze für Nordwestdeutschland ausgewertet (LOTT et al. 2010) und mit Informationen aus Bohrungen abgeglichen. Im Niedersächsischen Becken ist der Posidonienschiefer ein bedeutendes Erdölmuttergestein (LEYTHAEUSER et al. 1988, RULLKÖTTER et al. 1988, SCHAEFER & LITKE 1988). Dies ist durch den im Durchschnitt hohen Anteil planktonischer Organismen im organischen Material und durch die thermische Reife begründet. Die marine bis marin-lakustrine Fazies wird auch durch mikro-

skopische Untersuchungen und anhand der relativ einheitlichen Verteilung von Steran-Biomarkern in Proben des Posidonienschiefer deutlich (Abb. 2.3-11, Abb. 2.3-12B). Die C_{org} -Gehalte liegen im Durchschnitt bei 4,3 %, können aber auch über größere Bereiche deutlich höher liegen (Tab. 2.3-4).

Für den Posidonienschiefer im Niedersächsischen Becken wurden publizierte detaillierte Reifekarten ausgewertet, die regional Vorkommen im Bereich des Öl- und Gasfensters zeigen (WEHNER et al. 1988, 1989, BINOT et al. 1993, BGR-Datenbestände).

Nördliches Norddeutschland (Schleswig-Holstein, Hamburg)

Im Bereich nördlich des Niedersächsischen Beckens ist der Posidonienschiefer nur in wenigen großen Senkenstrukturen (Jade-Westholstein-Trog, Ostholstein-Trog und im Hamburger Raum) erhalten geblieben (Abb. 2.3-10). Die Vorkommen befinden sich in einem Tiefenniveau von 1–4,5 km (MAYSTRENKO et al. 2008, LOTT et al. 2010). Die Mächtigkeit des Posidonienschiefer dieser Vorkommen beträgt generell zwischen 30 m und 100 m, überschreitet lokal aber auch 100 m (BRAND & HOFFMANN 1963, SCHMITZ 1963).

Die produzierenden Erdölvorkommen im Verbreitungsgebiet des Posidonienschiefer zeigen, dass Kohlenwasserstoffe gebildet wurden, deren Herkunft auf den tiefer liegenden Posidonienschiefer als Muttergestein zurückgeführt wird (WEHNER & GERLING 1990). Die thermische Reife des organischen Materials des Posidonienschiefer oberhalb von 3000 m erreicht größtenteils nicht das Ölfenster von >0,6 % VR bzw. liegt für die meisten Erdölfelder unterhalb 0,7 % VR (WEHNER & GERLING 1990, BGR-Datenbestände). Lediglich im mittleren Bereich des Ostholstein-Trogs wird eine mittlere thermische Reife von 0,7–0,8 % VR erreicht (WEHNER & GERLING 1990). Auf Grundlage dieser Daten wurden Vorkommen des Posidonienschiefer in einer Mindesttiefe von 3000 m als mögliche Potenzialflächen für Schieferöl ausgewiesen (Abb. 2.3-10, Tab. 2.5).

Süddeutschland

Die Verbreitung, Mächtigkeit und Fazies des Posidonienschiefer im Bereich der Schwäbischen und Fränkischen Alb sind durch gute Aufschlussverhältnisse entlang des Albtraufs gekennzeichnet (RIEGRAF 1985) und werden auf das Vorkommen des Posidonienschiefer im tiefen Untergrund der Molasse interpoliert. Bis auf eine Lokalität liegt die Mächtigkeit dort durchgängig unterhalb von 20 m. In weiten Bereichen des Oberrheingrabens erreicht der Posidonienschiefer dagegen 20–25 m, im mittleren Oberrheingraben rund 30 m und in Richtung Süden bleibt er unter 20 m Mächtigkeit (RIEGRAF 1985).

Der Posidonienschiefer ist im Oberrheingraben durch das staffelartige Bruchsystem stark zerblockt. Die Tiefenlage wurde anhand aktueller Quer- und Längsprofile (GEORG-PROJEKTTEAM 2013) sowie der abgedeckten Karte der Tertiärbasis (PFLUG 1982) abgeleitet.

Die thermische Reife des organischen Materials des Posidonienschiefer im Oberrheingraben ist nur durch wenige Daten belegt. Informationen aus Tiefbohrungen zeigen für das gesamte Mesozoikum Werte von über 1,0 % VR (TEICHMÜLLER 1979). Folglich ist dort in größerer Tiefe in erster Linie mit einem Gasbildungspotenzial zu rechnen.

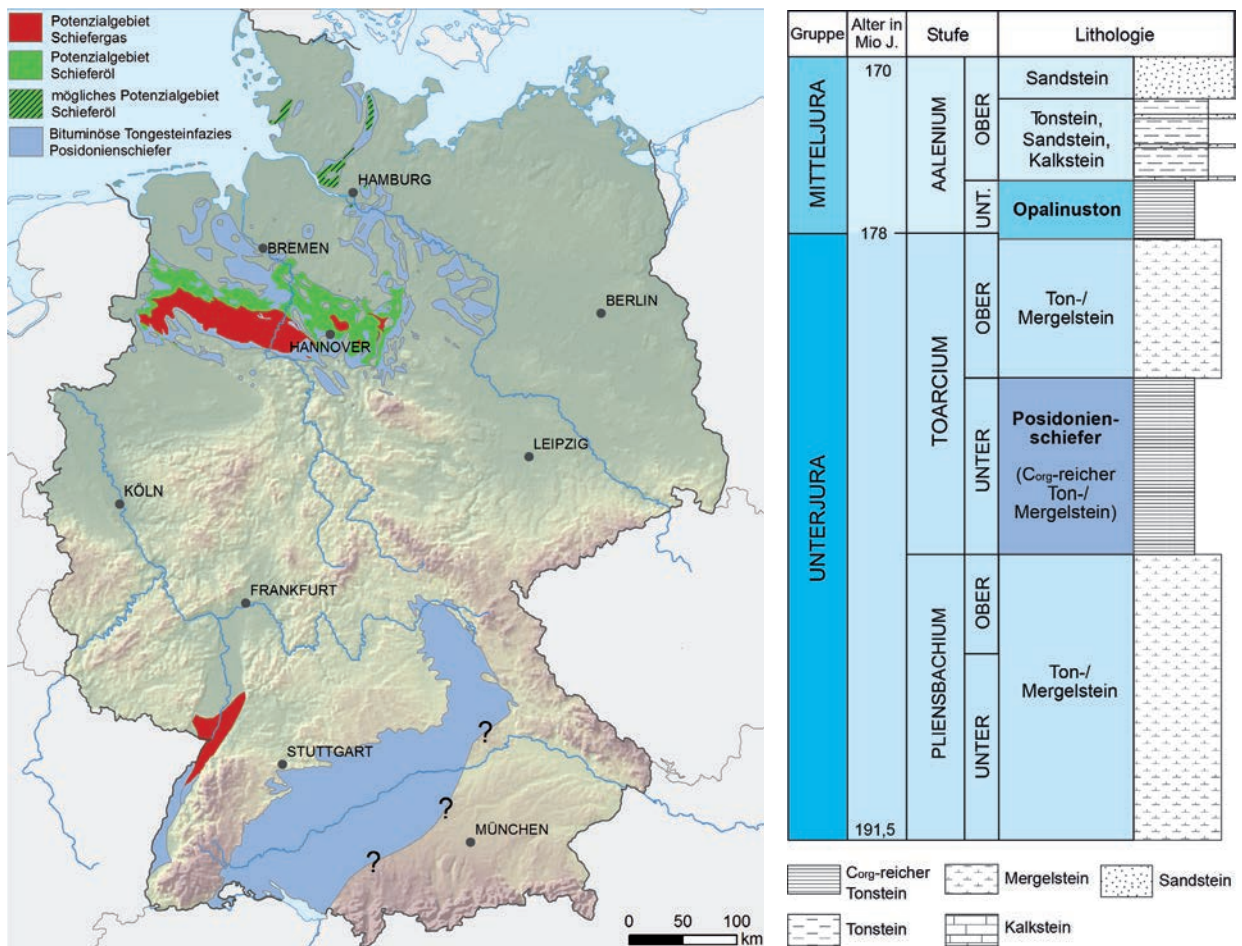


Abbildung 2.3-10: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies und Potenzialgebiete tiefer 1000 m im Öfenster (grün) und im Gasfenster (rot) sowie stratigraphische Einstufung des Posidonienschiefer. Schraffiert: Mögliche Potenzialgebiete für Schieferöl tiefer 1000 m; innerhalb dieser Flächen besteht Potenzial nur für einen kleineren Teilbereich, welcher nicht genauer lokalisierbar ist.

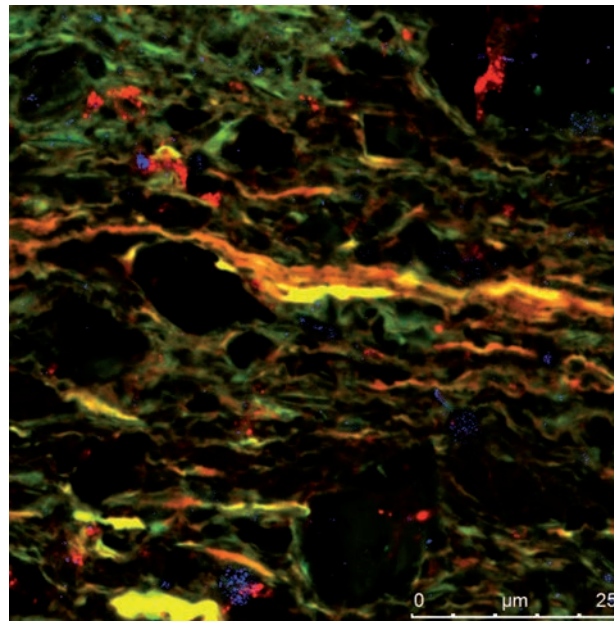


Abbildung 2.3-11: Fluoreszenzmikroskopische Aufnahme (CLSM) eines marinen Tongesteins aus dem Posidonienschiefer mit Liptinit-Mazeralen (Lamalginit und Bituminit: orange-gelbgrün) und framboidalen Pyriten (blau) in bituminöser (braun-olivgrün), mineralischer (rötlich, bläulich) Matrix (aus einer Bohrung in der Hilsmulde, Niedersachsen).

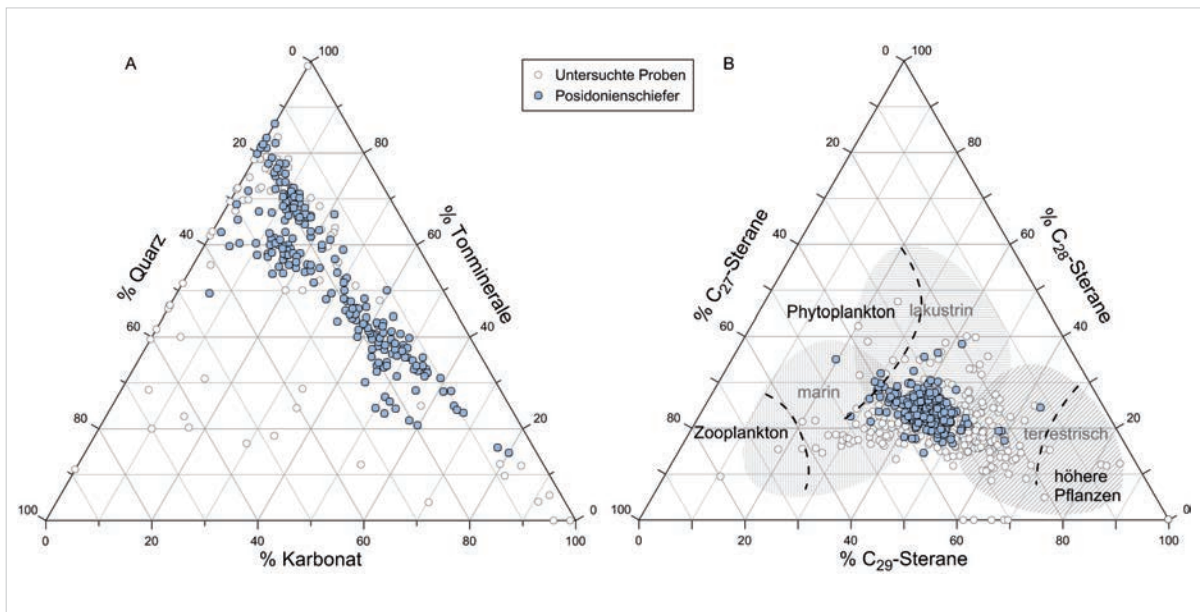


Abbildung 2.3-12: Zusammensetzung der Muttergesteinsproben anhand [A] der Gehalte der Hauptmineralbestandteile des Gesteins; [B] der Steranverteilung (nach HUANG & MEINSCHEN 1979, KILLOPS & KILLOPS 1993), grob unterteilt nach dominierender Biomasse sowie Faziesbereichen (verschiedene Sterane repräsentieren Anteile verschiedener Planktontypen und Landpflanzen im organischen Material des Sediments). Datenpunkte, weiß: gesamter Probenatz; blau: Tongesteine des Posidonienschiefer.

Tabelle 2.3-4: Ausdehnung des Posidonienschiefer (im Öl- und Gasfenster tiefer 1000 m) sowie C_{org}-Daten der relevanten Muttergesteine.

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C _{org} [%]		
		Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Niedersächsisches Becken	Öl	5966	1000	3250	35	20	50	4,3	1,0	16,2
	Gas	4224	1000	3500	35	20	50			
Nördliches Norddeutschland	Öl	699	1000	4500	50	30	100			
	Gas	—	—	—	—	—	—			
Oberrheingraben	Öl	—	—	—	—	—	—			
	Gas	1373	1000	5000	22	20	25			

2.3.2.5 Wealden (Berriasium, Unterkreide)

Zu Beginn der Kreidezeit befand sich in Teilen Norddeutschlands ein vom Weltmeer weitgehend abgeschlossener Binnensee. Er erstreckte sich mit einer durchschnittlichen Ausdehnung von 100 km in Nord-Süd-Richtung sowie ungefähr von der niederländischen bis zur polnischen Grenze. Der Binnensee gliederte sich in ein zentrales Hauptbecken und mehrere kleinere Nebenbecken. Das Hauptbecken (Niedersächsisches Becken) verlief zwischen der Ems und dem östlichen Niedersachsen und setzte sich mit der Prignitz-Altmark-Westbrandenburg-Senke nach Osten fort. Das Beckenzentrum befand sich zwischen dem Emsland und der Mittelweser. In den damals küstennahen Bereichen sedimentierten vorwiegend sandige und auch kohleführende Ablagerungen (Kus 2015). In beckenzentralen Bereichen dominieren feinkörnig-tonige Gesteinsabfolgen, die auch dunkelgrau-schwarze, organisch-reiche Tongesteine führen (Abb. 2.3-13, 2.3-14). Die Quarzgehalte sind in den Tongesteinen des zentralen Beckens gering, während die Karbonatgehalte variieren (Abb. 2.3-15A). Eine vorwiegend lakustrine Fazies wird auch in der Verteilung von Steran-Biomarkern in den Wealden-Ablagerungen wiedergespiegelt (Abb. 2.3-15B; BERNER 2011, BGR-Datenbestände).

Aufgeschlossen oder oberflächennah treten Tongesteine des Wealden im Osnabrücker Bergland sowie im nördlichen Vorland des Wiehengebirges und Teutoburger Waldes auf. Ungefähr nördlich des Mittellandkanals tauchen sie unter jüngere Deckschichten ab und liegen dort zwischen wenigen 100 m bis über 1000 m Tiefe.

In der Wealden-Formation haben salztektonische Vorgänge zu einer gewissen geologischen Komplexität geführt. Die Unterschiede zwischen der distalen und proximalen Position in Bezug zu einem Salzstock sind jedoch deutlich geringer ausgeprägt als beim Posidonienschiefer und Mittelrhätschiefer. Im Vergleich zu diesen beiden Formationen ist insgesamt von einer deutlich geringeren geologischen Komplexität auszugehen. Die Auswirkungen kleinmaßstäblicher vertikaler Versatzbeträge bis in den 10er-Meterbereich dürften sich auch durch die verhältnismäßig hohen Mächtigkeiten der bituminösen Fazies relativieren. Dies würde auch bedeuten, dass sich bei Staffelbrüchen mit geringen Versatzbeträgen die bituminöse Fazies lateral weiter fortsetzt.

Im zentralen Niedersächsischen Becken erreichen Ablagerungen des Wealden eine Mächtigkeit von über 700 m, wurden aber

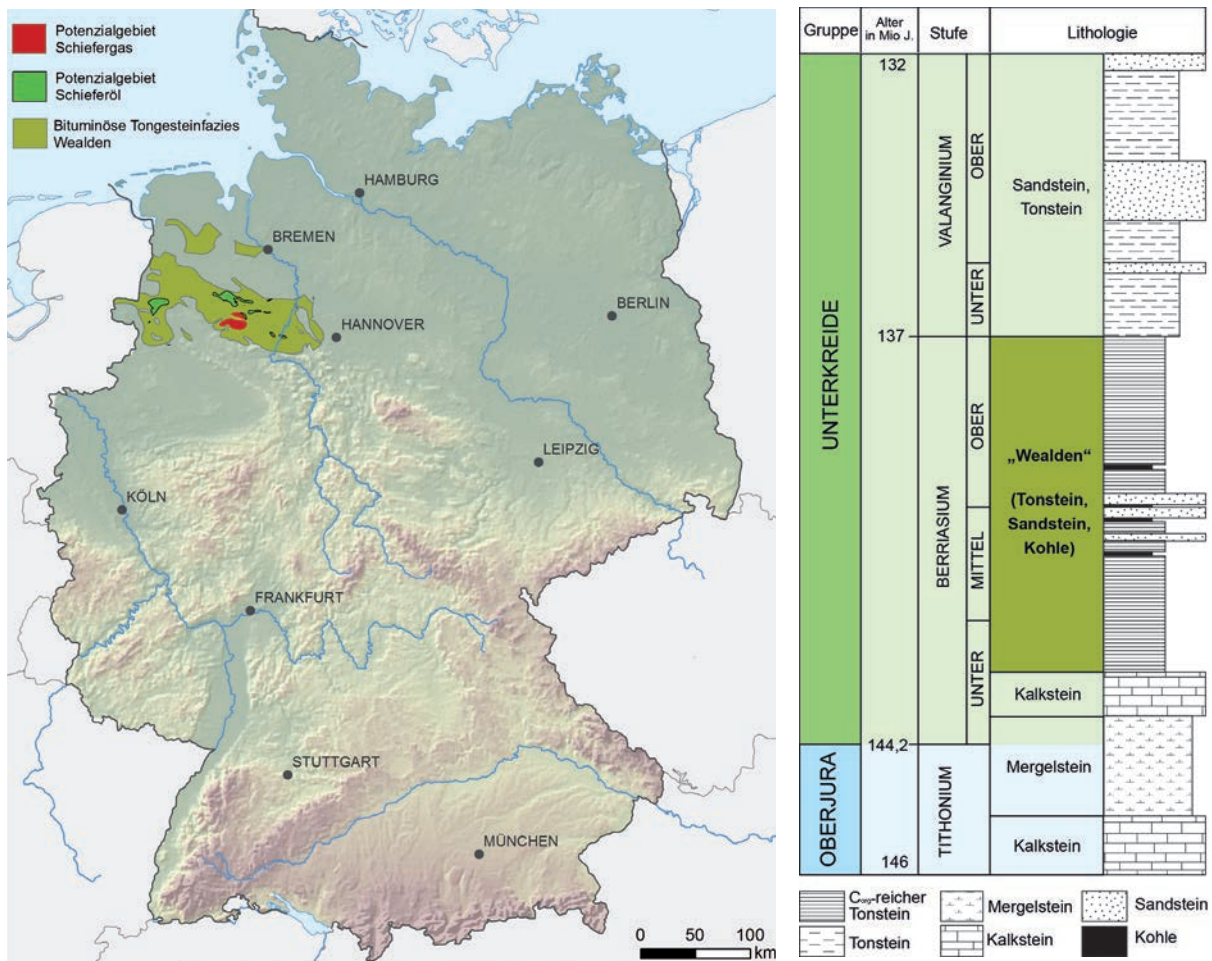


Abbildung 2.3-13: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies und Potenzialgebiete tiefer 1000 m im Ölfenster (grün) und im Gasfenster (rot) sowie stratigraphische Einstufung des Wealden.

regional teils erheblich durch Hebungsprozesse während der Oberkreide auf geringere Mächtigkeiten erodiert. Bis zu mehrere hundert Meter mächtige Tongesteine mit organisch-reichen

Horizonten sind aus Bohrungen westlich der Ems sowie aus dem Beckenzentrum bekannt. Ungefähr östlich der Leine nimmt der Anteil der organisch-reichen Tongesteine deutlich ab, so dass dort kein Schieferöl- oder Schiefergas-potenzial ausgewiesen wird. Im Bereich der Prignitz-Altmark-Westbrandenburg-Senke bildeten sich teils kohleführende Sand-, Silt- und Tongesteine. Sie weisen sowohl kleinräumige horizontale als auch vertikale Fazieswechsel auf. Die Mächtigkeiten schwanken lokal stark und erreichen in einigen Tiefbohrungen bis zu 900 m. Aufgrund des geringen Anteils an bituminöser Fazies wird den Wealden-

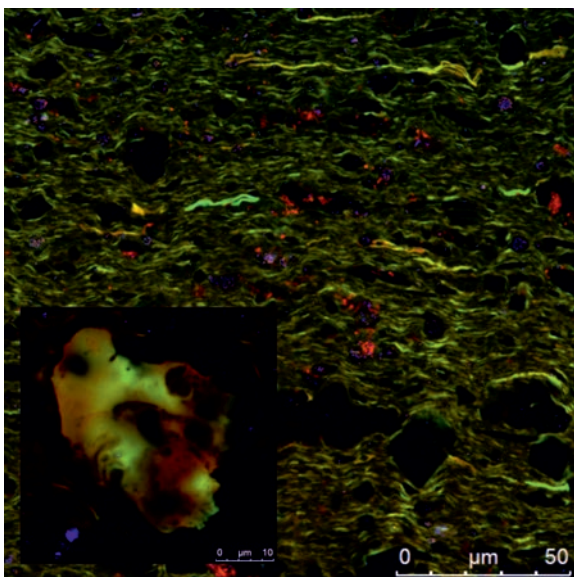


Abbildung 2.3-14: Fluoreszenzmikroskopische Aufnahme (CLSM) eines lakustrin beeinflussten Tongesteins aus dem Wealden mit Liptinit-Mazerale (Lamalginit, Telalginit, Liptodetrinit: hellgrün) in bituminöser (braun-olivgrün), mineralischer (rötlich, bläulich) Matrix (aus einer Bohrung im westlichen Niedersächsischen Becken). Detailausschnitt: *Botryococcus*-Alge (Telalginit).

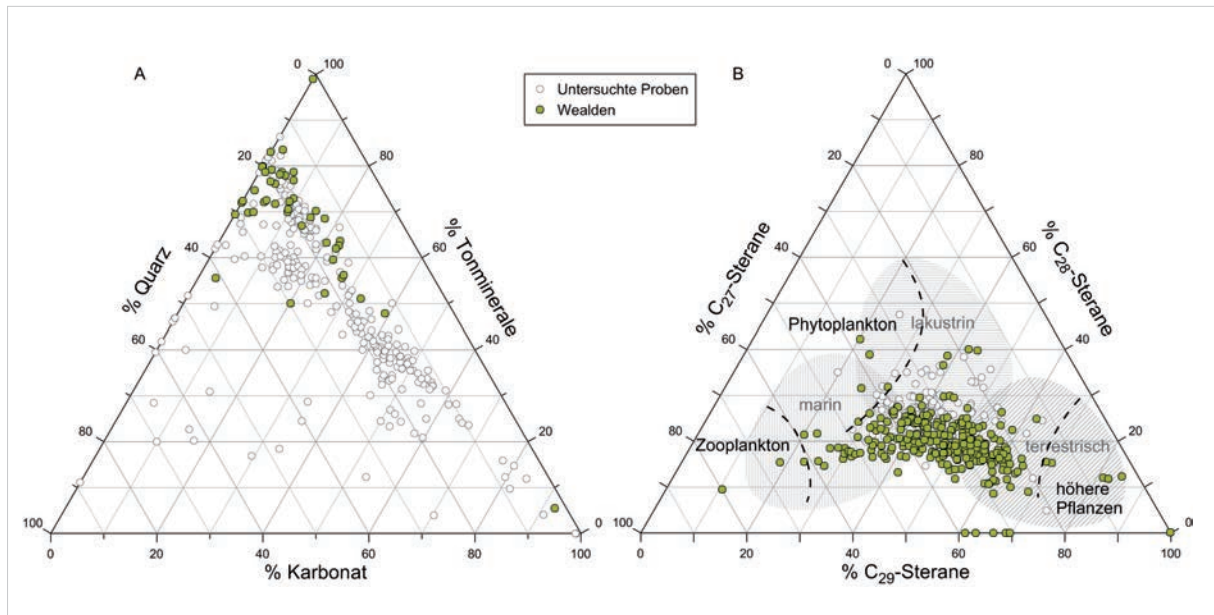


Abbildung 2.3-15: Zusammensetzung der Muttergesteinsproben anhand [A] der Gehalte der Hauptmineralbestandteile des Gesteins; [B] der Steranverteilung (nach HUANG & MEINSCHEN 1979, KILLOPS & KILLOPS 1993), grob unterteilt nach dominierender Biomasse sowie Faziesbereichen (verschiedene Sterane repräsentieren Anteile verschiedener Planktontypen und Landpflanzen im organischen Material des Sediments). Datenpunkte, weiß: gesamter Probensatz, grün: Tongesteine des Wealden.

Ablagerungen der Prignitz-Altmark-Westbrandenburg-Senke im Rahmen dieser Studie kein Schieferöl- oder Schiefergaspotenzial zugewiesen.

Aus der Literatur und den BGR-Datenbeständen lässt sich ein durchschnittlicher C_{org} -Gehalt der Tongesteine des Wealden von über 3 % ableiten (Tab. 2.3-5).

Die regionale Verbreitung, fazielle Ausprägung sowie die Mächtigkeit des Wealden in Norddeutschland basieren auf dem Paläogeographischen Atlas der Unterkreide (SCHOTT et al. 1969), den Kartendarstellungen von WEHNER et al. (1988, 1989), den Angaben von ELSTNER & MUTTERLOSE (1996) und MUTTERLOSE & BORNEMANN (2000), der Auswertung von Bohrdaten sowie

Erläuterungen und Messtischblättern der GK 25. Zusätzlich wurden weitere Quellen herangezogen (DIENER 1967, 1974, FRANKE 2014: Abb. 20.1 und Quellen darin).

Die Verbreitung des Wealden unterhalb von 500 m bzw. 1000 m wurde auf Basis der genannten Quellen sowie der Tiefenlage der Wealden-Basis (BALDSCHUHN et al. 2001) ermittelt. Für den Wealden des Niedersächsischen Beckens wurde mittels der detaillierten Reifekarten von WEHNER et al. (1988, 1989), publizierter Vitritreflexionsdaten (BARTENSTEIN et al. 1971) und BGR-Datenbeständen eine Karte der thermischen Reife erstellt, die zur Ermittlung von Potenzialgebieten für Schieferöl und Schiefergas genutzt wurde.

Tabelle 2.3-5: Ausdehnung des Wealden (im Öl- und Gasfenster tiefer 1000 m) sowie C_{org} -Daten der relevanten Muttergesteine.

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C_{org} [%]		
		Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Niedersächsisches Becken	Öl	358	1000	1700	71	30	166	3,3	1,1	14,4
	Gas	223	1000	1700	94	30	220			

2.3.2.6 Blättertone (Barremium und Unteres Aptium, Unterkreide)

Während der Unterkreide war das heutige Norddeutschland von den südlichen Ausläufern eines flachen Randmeeres bedeckt. Eine Vielzahl von Inseln und größerer Festlandbereiche trennten dort einzelne flachere Becken und Teilbecken voneinander ab. Die südliche Grenze dieses Sedimentationsraums erstreckte sich vom Emsland über den Nordrand des Harzes und das südliche Brandenburg bis zur polnischen Grenze. In diesem Zeitintervall wurden rund 100 m, maximal 400 m mächtige marine tonig-mergelige Sedimente, unter Einfluss von Meeresspiegelschwankungen sowie Salzbewegungen im Untergrund, abgelagert. Es treten laterale Mächtigkeitsschwankungen auf, die räumlich nur schwer abzugrenzen sind. Bis zu 30 organisch-reiche Tongesteinshorizonte, als Blättertone bezeichnet, sind in die Gesteinsabfolge eingeschaltet; der sogenannte Fischschiefer des Unter-Aptium bildet den Abschluss dieser Abfolge (Abb. 2.3-16). Meist sind die Blättertongesteine regional nur über kurze Distanzen entwickelt. Der bis zu 6 m mächtige Hauptblättertongestein und der bis zu 10 m mächtige Fischschiefer sind jedoch im gesamten Becken nachgewiesen. Im Durchschnitt weisen die untersuchten Blättertongesteine höhere Tonmineralegehalte auf als ein „mittlerer Tonschiefer“ (HILD & BRUMSACK 1998) sowie mittlere Quarzanteile von etwa 25–31 %, je nach Messmethode (Tab. 2.2-2, Kap. 2.2.3).

Regionale Verbreitung, fazielle Ausprägung und Mächtigkeiten sind vor allem dem Paläogeographischen Atlas der Unterkreide von Nordwestdeutschland entnommen (SCHOTT et al. 1969). Außerdem wurden mehrere Publikationen zur Paläogeografie und Fazies der mittleren Unterkreide des Niedersächsischen Beckens für einen Gesamtüberblick verwendet (KEMPER & ZIMMERLE 1978, KEMPER 1995, MUTTERLOSE & BORNEMANN 2000) sowie detaillierte Angaben zur Verbreitung, Mächtigkeit, Tiefenlage als auch der organisch-geochemischen Charakterisierung der Blättertongesteine herangezogen (MUTTERLOSE & BÖCKEL 1998, LITKE et al. 1998).

Die Blättertongesteine sind am Südrand des Niedersächsischen Beckens, nördlich der Mittelgebirge, aufgeschlossen. Nach Norden tauchen sie unter jüngere Abfolgen ab. Die Tiefenverbreitung der Blättertongesteine im Norddeutschen Becken ist aus Aufschlussbohrungen und seismischen Profilen gut bekannt (Abb. 2.3-16).

Die Tongesteine des höheren Barremium haben einen durchschnittlichen C_{org} -Gehalt von 2 % (<0,1 % bis etwa 7 %); die eingeschalteten Blättertongesteine erreichen dagegen Gehalte von 2–7 % (LITKE et al. 1998, MUTTERLOSE et al. 2009). Der mittlere C_{org} -Gehalt der hier ausgewählten relevanten Muttergesteine liegt bei 4,9 % und einzelne Horizonte weisen dabei Werte bis zu 12 % C_{org} auf (Tab. 2.3-6, BGR-Datenbestände). Von diesen Tongesteinen besitzt die Mehrzahl ein gutes bis exzellentes Muttergesteinspotenzial.

Das organische Material der Blättertongesteine erreicht nach Auswertung der verfügbaren Reifedaten (BGR-Datenbestände, BARTENSTEIN et al. 1971) nicht die thermische Reife zur Bildung von Erdgas. Die Gesteine besitzen daher kein Schiefergaspotenzial. Bereichsweise werden jedoch thermische Reifen im Ölfenster (0,60–0,83 % VR) erreicht. Im Verbreitungsgebiet des Ölfensters ist allerdings die Mächtigkeit der gesamten Blättertongestein-Abfolge vermutlich geringer als 50 m.

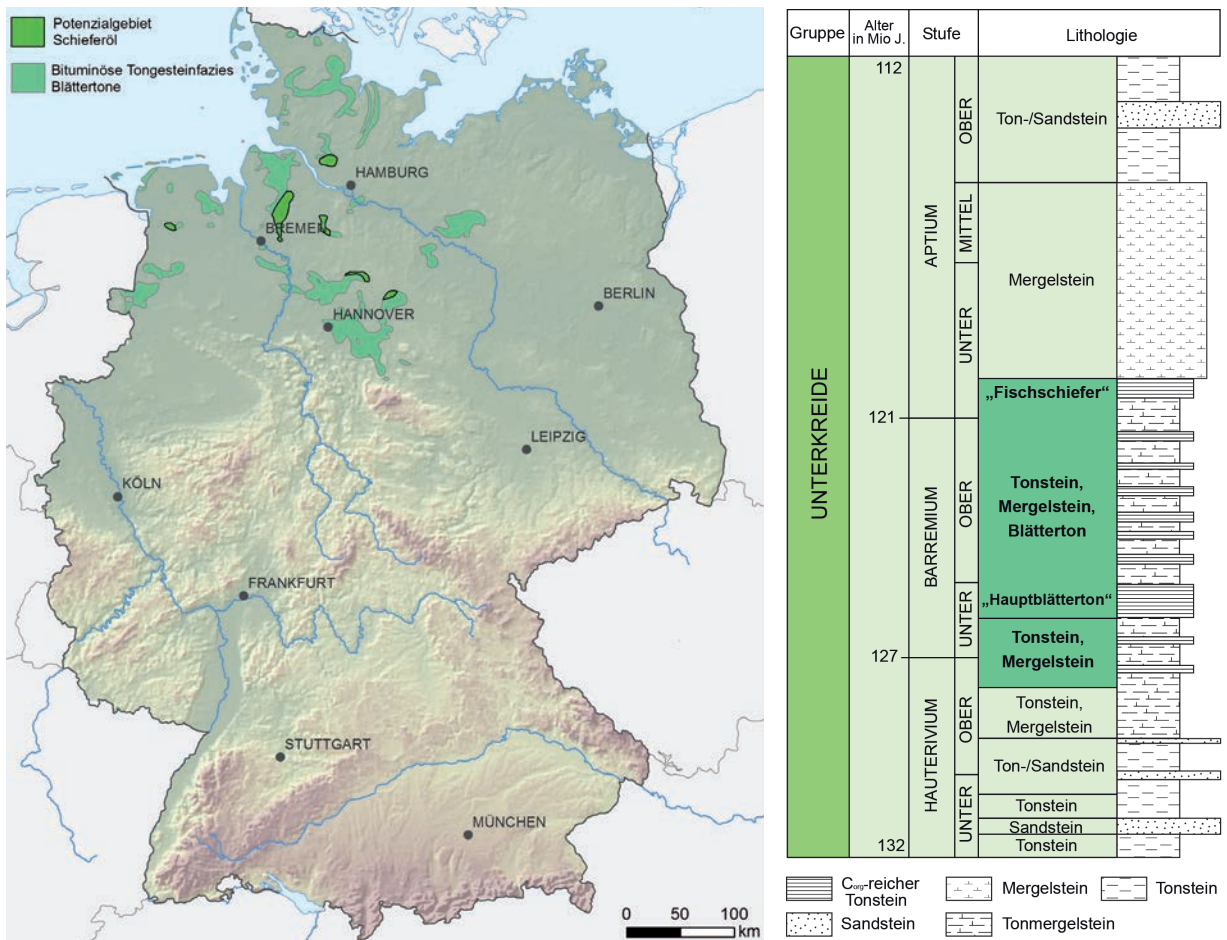


Abbildung 2.3-16: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies und Potenzialgebiete tiefer 1000 m im Ölfenster (grün) sowie stratigrafische Einstufung der Blättertone.

Tabelle 2.3-6: Ausdehnung Blätterton-Abfolge (im Ölfenster tiefer 1000 m) sowie C_{org} -Daten der relevanten Muttergesteine.

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C_{org} [%]		
		Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.
Niedersächsisches Becken	Öl	790	1000	2600	35	20	50	4,9	1,0	11,9
	Gas	—	—	—	—	—	—	—	—	—

2.3.2.7 Fischschiefer des Oligozän (Tertiär)

Die Bodenheimer-Formation (Rupelton der älteren Literatur) im Oberrheingraben und im angrenzenden Mainzer Becken sowie der Fischschiefer im nördlich der Alpen gelegenen Molassebecken umfassen marine Sedimente des Unteroligozäns (oberes Rupelium). Damals trennten die deutschen Mittelgebirge das nördliche Randmeer (Vorläufer der Nord- und Ostsee)

von dem Paläo-Mittelmeer. Über die Hessische Senke bestand eine Verbindung zum Oberrheingraben und Mainzer Becken, die sich vermutlich nach Süden über die Raurachische Straße bis zum Molassebecken fortsetzte. Infolge mariner Vorstöße (Rupel-Transgression) kam es in den tiefen Beckenbereichen des Oberrheintalgrabens und des Mainzer Beckens zur Ablagerung organisch-reicher, dunkelgrau bis schwarzer, to-

niger Sedimente. Etwa zeitgleich lagerten sich auch im Molassebecken ähnliche organisch-reiche Sedimente ab, die sogenannten Fischschiefer (DOEBL & TEICHMÜLLER 1979, SISSINGH 1998, 2003, GRIMM 2006, SCHÄFER 2013a, 2013b).

Oberrheingraben und Mainzer Becken

Im Oberrheingraben und Mainzer Becken werden den Ablagerungen der Rupel-Transgression zwei Faziesbereiche zugeordnet. Als Beckenfazies enthält die vollmarine Bodenheimer-Formation Tongesteinsabfolgen (Abb. 2.3-17), welche im gesamten Oberrheingraben und Mainzer Becken verbreitet sind. Der mittlere Abschnitt der Bodenheimer-Formation ist durch feingeschichtete bis laminierte, dunkelbraune bis grauschwarze, organisch-reiche mergelige Tongesteine und karbonatische Siltgesteine in Wechsellagerung gekennzeichnet. Die Bodenheimer-Formation und damit auch der Fischschiefer verzahnt sich auf kurze Distanz mit einer grobklastischen Küstenfazies (Meeressande der Alzey-Formation), die auf Grabenrandbereiche beschränkt ist (DOEBL & TEICHMÜLLER 1979, GRIMM & GRIMM 2003, DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2011, SCHÄFER 2013a, 2013b). Die räumliche Verbreitung der organisch-reichen Fazies (Fischschiefer) wurde anhand verschiedener Quellen rekonstruiert ROTHAUSEN & SONNE (1984), DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION (2011) und GEORG-PROJEKTTTEAM (2013) (Abb. 2.3-17).

Im zentralen und nördlichen Abschnitt des Oberrheingrabens lagern die fast nur aus Tiefbohrungen bekannten Fischschiefer der Bodenheimer-Formation gewöhnlich unterhalb von 1000 m. Die größten Tiefen werden mit über 3000 m im Heidelberg-Mannheim-Teilgraben erreicht. Im südlichen Grabenbereich sind die maximalen Tiefen meistens deutlich geringer als 1000 m, und im Mainzer Becken immer flacher als 1000 m. Für die Rekonstruktion der Tiefenlage der Fischschiefer wurden die Schichtlagerung der Basis der Froidefontaine-Formation (Basis der Bodenheimer-Formation) (GEORG-PROJEKTTTEAM 2013), Tiefenkarten des Fischschiefer von BÖCKER & LITKE (2014) und der Tertiärbasis ausgewertet.

Der Fischschiefer im Oberrheingraben lagert weitgehend horizontal, ist jedoch durch Staffelbrüche zerblockt und in unterschiedliche Tiefenniveaus abgesenkt. Die größten Versatzbeträge treten an den Grabenrändern auf.

Die Mächtigkeit des Fischschiefer im mittleren und südlichen Oberrheingraben liegt minimal bei 3 m und ansonsten zwischen 10 m und 30 m (DOEBL & TEICHMÜLLER 1979, ZIMMERLE & STRIBRNY 1992). Die höchsten Mächtigkeiten (bis 50 m) werden im nördlichen Bereich des Oberrheingrabens erreicht (DOEBL & TEICHMÜLLER 1979, DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2011). Im Zentrum des Mainzer Beckens erreichen sie je nach Lage im Mittel 25 m bzw. 40 m und maximal 80 m (ROTHAUSEN & SONNE 1984, GRIMM & GRIMM 2003, DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2011, SCHÄFER 2013a). Die Angaben aus der Literatur zeigen, dass der Fischschiefer wahrscheinlich im nördlichen Oberrheingraben flächendeckend sowie im mittleren Oberrheingraben lokal eine Mächtigkeit von mehr als 20 m erreicht und damit auch die Auswahlkriterien dieser Studie erfüllt (Kap. 2.3.1). Eine verlässliche geografische Ausweisung der Bereiche mit Mächtigkeiten oberhalb 20 m ist aufgrund der Datenlage jedoch nicht möglich.

Mit C_{org} -Gehalten von bis zu 10 % wird der Fischschiefer als potenzielles Muttergestein angesehen (ZIMMERLE & STRIBRNY 1992). Nach BÖCKER & LITKE (2014) weist er im zentralen Oberrheingraben einen durchschnittlichen C_{org} -Gehalt von 4 % auf.

Basierend auf den vorliegenden Daten zur thermischen Reife (BGR-Datenbestand, SCHAD 1962, TEICHMÜLLER 1979, BÖCKER & LITKE 2014) wird das Ölfenster in weiten Bereichen des mittleren und nördlichen Teils des Oberrheingrabens zwischen Worms und Straßburg erreicht, so dass dort eine Reihe von zumeist kleinräumigen Erdöllagerstätten entstanden. Die für die Bildung von Erdgas notwendige thermische Reife wird nur lokal in Erdgasfeld Frankenthal erreicht (SCHAD 1962). Im Bereich des Grabenrandes und der Grabenschultern weist der Fischschiefer nur niedrige Reifen außerhalb des Ölfensters auf.



Abbildung 2.3-17: Verbreitung der bituminösen Tongesteinfazies (tertiärer Fischechiefer) im Oberrheingraben, Mainzer Becken und im Molassebecken. Schraffierte Flächen: mögliche Potenzialgebiete tiefer 1000 m im Ölfenster (grün) und im Gasfenster (rot); innerhalb dieser Flächen besteht Potenzial nur für einen kleineren Teilbereich, welcher nicht genauer lokalisierbar ist.

Molassebecken

Auch im Molassebecken besitzt der Fischechiefer Kohlenwasserstoffbildungspotenzial. Er gehört zur marinen Schichtenfolge der älteren Unteren Meeresmolasse, die im Obereozän mit Basissandstein und Lithothamnienkalk einsetzt. Eine Vertiefung und Ausweitung des Molassebeckens führte während des tiefen Unteroligozän zur weiträumigen Ablagerung des Fischechiefer. Er bildete sich während eines flachmarinen Vorstoßes des Tethys-Meeres von Osten in das

nördlich der Alpen gelegene Molassebecken. Durch Zufluss von Süßwasser aus dem angrenzenden Festland entwickelte sich in dem Becken ein brackisches Milieu. Nach Westen, bis zum heutigen Bodensee wurden feingeschichtete, teils feinsandige Mergel bis Tonmergel abgelagert (Abb. 2.3-18). Die Sedimente bestehen aus feinflaminierten Wechsellagerungen von bituminösen Ton- und Karbonatlagen, die unter anoxischen Bedingungen abgelagert wurden. In Richtung WSW verzahnt sich der Fisch-

schiefer mit sandig-mergeligen Ablagerungen (Deutenhausener Schichten). Die Klastika sind als Schüttungen vom südlich gelegen Festland zu sehen (GERHARD 1988, LEMCKE 1988, BACHMANN & MÜLLER 1991, JIN et al. 1995, SISSINGH 1997). Im Hangenden folgen Tongesteinablagerungen mit eingeschalteten Sandsteinen (Abb. 2.3-18).

Aufschlüsse der Unteren Meeresmolasse beschränken sich auf die subalpine Molassezone am Alpenrand. Ansonsten ist die Schichtenfolge

nur lückenhaft aus wenigen Bohrprofilen bekannt. Die Tiefenlage des Fischeschiefer wurde mit Hilfe der pultartig in Richtung der Alpenkette abtauchenden Tertiärbasis sowie anhand von Tiefbohrungen rekonstruiert (BGR 2007: Abb. 4-9, BGR-Datenbestände, JIN et al. 1995).

Im Bereich der (ungefalteten) Vorlandmolasse taucht der Fischeschiefer zum Alpenbogen hin ab. Seine Tiefenlage wird dort auf durchschnittlich 3000 m geschätzt. Für dieses Gebiet gelten

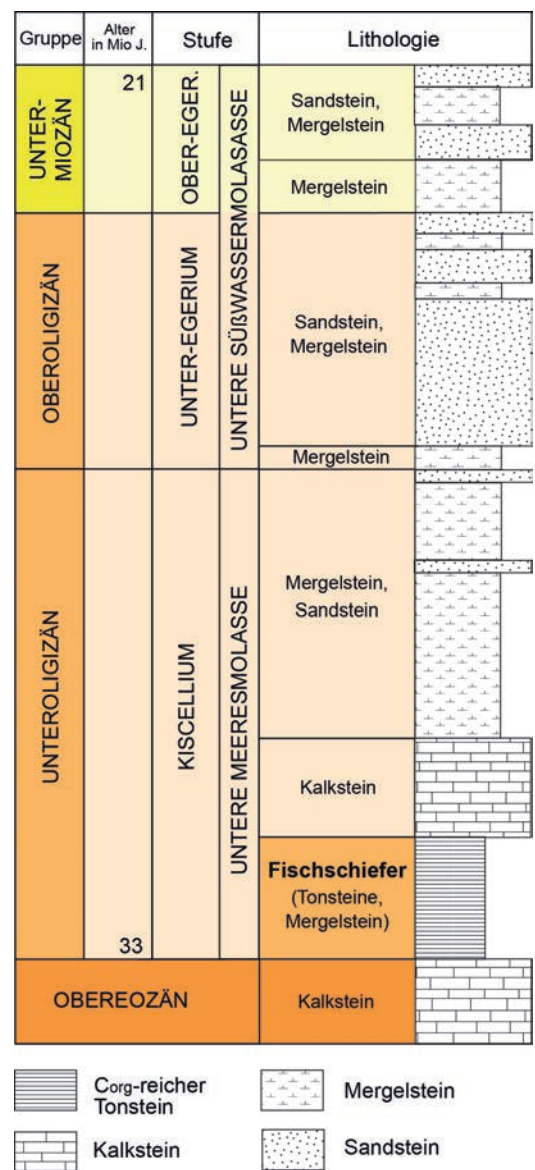
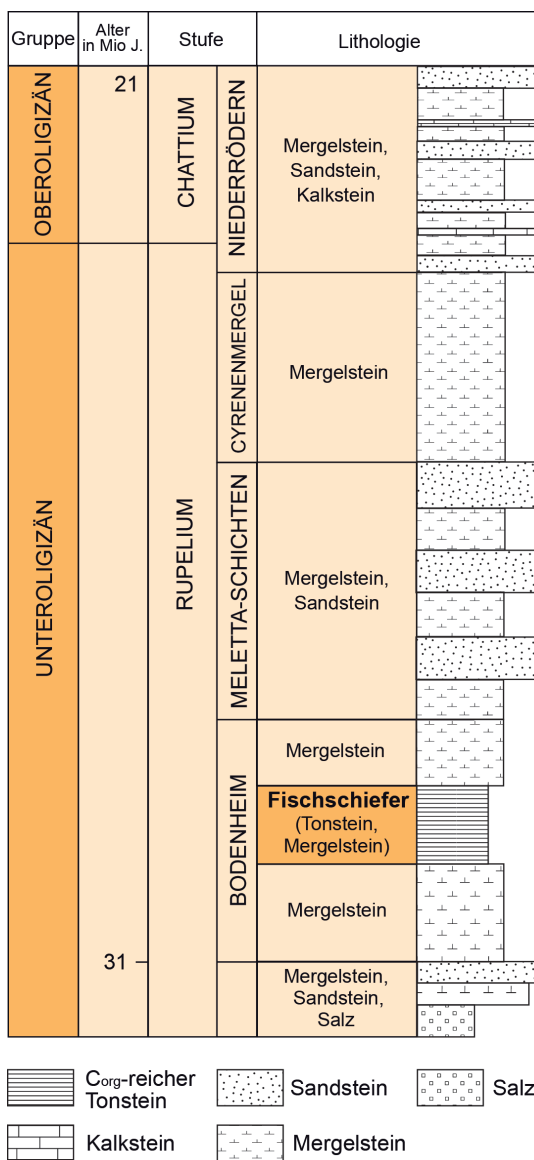


Abbildung 2.3-18: Stratigrafische Gliederung des Unteroligozän im Oberrheingraben und Mainzer Becken (links) sowie im Molassebecken (rechts) und jeweilige Einstufung des Fischeschiefer.

Tabelle 2.3-7: Ausdehnung des Fischeschiefer im Oberrheingraben (inkl. Mainzer Becken) und im Molassebecken (im Ölfenster tiefer 1000 m). C_{org} -Daten der relevanten Muttergesteine (ZIMMERLE & STRIBRNY 1992, BÖCKER & LITTKÉ 2014).

		Fläche [km ²]	Tiefe [m]		Mächtigkeit [m]			C_{org} [%]		
			Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.	Max.	Mittel	Min.
Oberrheingraben	Öl	1099	1000	3150	25	3	50	4,0	2,5	10
	Gas	35	3000	3300	20	10	30			
Molassebecken	Öl	299	2600	5000	25	20	30	3,4	0,9	14,7
	Gas	–	–	–	–	–	–			

allgemein ruhige Lagerungsverhältnisse. In der subalpinen Molassezone führte der Schuppen- und Deckenbau infolge von Raumverkürzungen zu Schichtwiederholungen. So kann dort der Fischeschiefer im Bereich der Schuppen und Mulden an der Oberfläche austreichen aber auch in größeren Tiefen von rund 4000 m lagern. Im Verbreitungsgebiet der „überfahrenen Molasse“ (Faltenmolasse) ist ein weiteres Auftreten des Fischeschiefer in einer Tiefe von etwa 4000–5000 m zu erwarten, welches die Fischeschieferhorizonte in der subalpinen Molassezone in einem tieferen Stockwerk unterlagert. Der Fischeschiefer setzt sich auch noch unter dem Alpenorogen in Tiefen unterhalb von 5000 m fort (RISCH 1995). Aufgrund der Lithologie fungierten diese Schichten während der Deckenbewegungen vermutlich als Gleitbahn. Aus BGR-Datenbeständen sind nur einzelne Werte zum C_{org} -Gehalt vorhanden, die allerdings mit publizierten Angaben generell übereinstimmen. In der Ostmolasse liegen die C_{org} -Gehalte zwischen 2 % und 4 % (GERHARD 1988). Das organische Material besteht hauptsächlich aus Algenresten und entspricht damit dem Kerogentyp I bis II. Damit ist der Fischeschiefer in erster Linie ein Muttergestein mit sehr gutem Ölbildungspotenzial und nur nachrangig ein Muttergestein für Erdgas. In der Westmolasse sind aus dem stratigrafischen Niveau des Fischeschiefer zumindest lokal über 20 m mächtige Profilabfolgen teilweise mit C_{org} -Gehalten von über 2 % belegt.

Im Molassebecken wird die für die Erdölbildung nötige Reife generell erst in Tiefen von mehreren Kilometern erreicht (JACOB & KUCKELKORN 1977). An der Tertiärbasis liegt das organische Material vermutlich noch außerhalb des Erdölfensters (TEICHMÜLLER & TEICHMÜLLER 1975). Insgesamt verlief die thermische Entwicklung in Ost- und Westmolasse unterschiedlich (WEHNER et al. 1981). Die extrapolierten Vitritreflexionswerte liegen danach in der Ostmolasse deutlich unterhalb 0,5 %VR. Im Bereich der Westmolasse wird nach Auswertung der BGR-Datenbestände die thermische Reife zur Bildung von Erdöl im stratigrafischen Niveau des Fischeschiefer lokal im Raum zwischen dem Bodensee und Isar erreicht. Im Allgäu liegen somit möglicherweise größere Flächenbereiche des Fischeschiefer der überfahrenen Molasse im Gebiet der subalpinen Molassezone im Ölfenster.

2.3.3 Weitere Tongesteinsformationen

Im Rahmen dieser Studie wurden alle Tongesteinsformationen mit einem möglicherweise zu erwartenden Potenzial für Schieferöl und/oder Schiefergas betrachtet. Neben den oben beschriebenen Formationen gibt es eine Reihe von Formationen, die die angelegten Kriterien für höffige Muttergesteine nicht erfüllen. Im Folgenden werden diese Formationen geologisch beschrieben und es wird erläutert, warum diese nicht in die Potenzialabschätzung einfließen.

2.3.3.1 Kambrium/Ordovizium

Organisch-reiche Tongesteine („Alaunschiefer“), vorwiegend aus dem Übergangsbereich Kambrium-Ordovizium, sind aus Aufschlüssen im Stavelot-Venn-Massiv und dem Fränkisch-Thüringischen Schiefergebirge bekannt. Sie erreichen durchschnittliche Mächtigkeiten im Zehnermeterbereich und maximal bis zu 600 m (ZIMMERLE & STRIBRNY 1992, LINNEMANN 1996, 2008a). Die Alaunschiefer dieser Vorkommen sind überreif und teils bereits niedrigst-metamorph oder durch phyllitische Metamorphose überprägt (DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 1997). Mangels Bohrungen sind die fazielle Ausprägung und Verbreitung kambrischer Ablagerungen im tiefen Untergrund außerhalb der Grundgebirgsaufschlüsse weitgehend unbekannt. Tongesteine des Kambrium und des Ordovizium aus diesen Regionen sind überreif mit durchschnittlichen Reifewerten von 4,6 % VR (Kambrium) und 5,2 % VR (Ordovizium). Für den ostdeutschen Bereich ist von einer Tiefenlage meist unterhalb von 6000 m auszugehen (WOLFGRAMM 2002). Auch die kambrosilurischen Schelfablagerungen des Ostseeraums führen organisch-reiche Tongesteine (Abb. 2.3-19). Der kambrisch-unterordovizische Alaunschiefer und die ordovizischen *Dictyonema*-Schiefer und *Dicellograptus*-Schiefer im Norwegisch-Dänischen Becken sind als relevante Muttergesteine von Bedeutung (BUCHARDT et al. 1986, BUCHARDT 1999, PETERSEN et al. 2008, SCHOVSBO et al. 2011, GHANIZADEH et al. 2014). Diese tektonisch nicht oder kaum deformierten, mehrere Zehnermeter mächtigen Ablagerungen sind lithofaziell homogen ausgebildet und weisen C_{org}-Gehalte von 2 % bis zu 22 % auf (BUCHARDT et al. 1986, POOL et al. 2012, GHANIZADEH et al. 2014).

Aus dem deutschen Ostseebereich sind kambrosilurische Abfolgen nur aus dem Gebiet „Adlergrund“ nordöstlich von Rügen bekannt. Die Sedimentabfolge liegt dort in rund 1000–2000 m Tiefe und ist weitgehend flach gelagert. Sie taucht in Richtung des Arkona-Hochs im Südwesten auf über 5 km Tiefe ab (PISKE & NEUMANN 1990, KATZUNG 2001, DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE

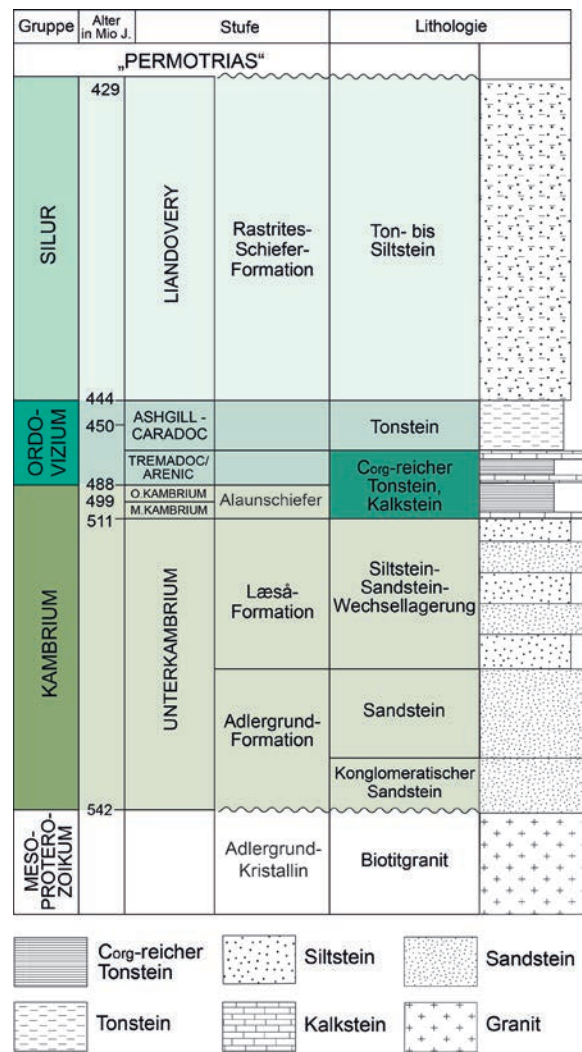


Abbildung 2.3-19: Stratigraphische Gliederung des Kambrosilur im Vorland der Rügen-Kaledoniden (Offshore: Bohrung G 14-1, „Adlergrund“).

KOMMISSION 2006). Die kambrosilurische Sedimentabfolge des „Adlergrund“ entspricht lithofaziell den Vorkommen von Bornholm und Schonen. Sie setzt über dem kristallinen Fundament zunächst mit konglomeratischen Sandsteinen ein, denen eine Wechselagerung von Silt- und Sandsteinen folgt. Darüber folgt eine kondensierte, insgesamt rund 30 m mächtige Abfolge organisch-reicher Tongesteine (Alaunschiefer mit eingelagerten Kalksteinbänken und Linsen, den „Stinkkalken“), die stratigrafisch bis in das tiefe Ordovizium reicht. Im Hangenden schließen sich Ton- und Siltsteine an (PISKE & NEUMANN 1993, BEIER & KATZUNG 1999).

Reifekarten liegen für den Bereich nördlich der Kaledonischen Deformationsfront vor, die sich einige Kilometer nördlich Rügen durch den Untergrund der Ostsee zieht. Sie zeigen trotz der lückenhaften Datenlage eine deutliche Zunahme der thermischen Reife von den skandinavischen Vorkommen in Richtung der Kaledonischen Deformationsfront im Süden. Der Übergang eines überreifen Stadiums zur niedrigst-metamorphen Überprägung wird bereits auf der Höhe von Süd-Schonen und der Insel Bornholm erreicht (SCHOVSBØ et al. 2011, GHANIZADEH et al. 2014).

Für die organisch-reichen Tongesteine des „Adlergrund“ (Bohrung G 14-1) wurden mittlere C_{org} -Gehalte von 2,1 % (Mittelkambrium), 8,8 % (Oberkambrium) sowie 1,9 % (Ordovizium) bestimmt (PISKE & NEUMANN 1993). C_{org} -Gehalte kambrischer Tongesteine aus diesem Gebiet liegen nach BGR-Datenbeständen im Durchschnitt bei 3,7 % und sind mit 4,8 % VR im Mittel überreif. Dies wird durch andere publizierte Daten bestätigt. Für eine kambrische Tongesteinsprobe aus der Bohrung G 14-1 wird ein Reifewert von 4,98 % VR (DALLMEYER et al. 1999) und für Tongesteine des Ordovizium werden Reifebereiche von 4,6–6,4 % VR (PISKE & NEUMANN 1993) sowie für das Altpaläozoikum von 4,7–5,0 % VR angegeben (BEIER & KATZUNG 1999). Aufgrund dieser hohen Reifewerte wird ein Schiefergaspotenzial der kambrisch-unterordovizischen Alaunschiefer im deutschen Ostseebereich ausgeschlossen (vgl. BUCHARDT 1999).

2.3.3.2 Silur

Silurzeitliche Ablagerungen treten in Deutschland in Aufbrüchen des Grundgebirges in zahlreichen zumeist kleinen Vorkommen auf. Geotektonisch lassen sie sich auf mehrere plattentektonische Einheiten zurückführen (DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2006).

Von Nordbayern bis zur Lausitz werden Silurabfolgen der plattentektonischen Einheit „Armorica“ durch Kiesel-schiefer und organisch-reiche Tongesteine

geprägt. Häufig wechsellagern vollmarine organisch-reiche Graptolithenschiefer mit Kiesel-schiefern oder marinen Karbonaten (HEUSER et al. 2006, LINNEMANN 2008b, BERGER et al., 2012b). In vielen Gebieten liegen die Abfolgen kondensiert vor, und/oder die Sedimentation von organisch-reichen Tongesteinen setzt sich noch bis in das Unterdevon fort (LINNEMANN et al. 2008). Hauptverbreitungsgebiet dieser Fazies ist das Thüringisch-Fränkische Schiefergebirge. Die „Untere Graptolithenschiefer-Formation“ hat dort eine mittlere Mächtigkeit von 35–40 m (maximal um 60 m), (HEUSER et al. 2006, BERGER et al. 2012a) die „Obere Graptolithenschiefer-Formation“ ist mit 15–20 m gering mächtiger (MALETZ & KATZUNG 2003). Daraus resultiert für beide Abfolgen, die durch die wenige Zehnermeter mächtige Ockerkalk-Formation getrennt sind, eine Gesamtmächtigkeit um 55 m. Mangels Bohrungen sind die fazielle Ausbildung und die regionale Verbreitung silurzeitlicher Ablagerungen im tieferen Untergrund nicht bekannt. Für den ostdeutschen Bereich (Ausnahme: Vorpommersche Ostseeküste) ist von einer Tiefenlage >5000 m auszugehen (WOLFGRAMM 2002).

Im Zuge gebirgsbildender Prozesse wurden die Silur-Ablagerungen, mit Ausnahme der plattentektonischen Einheit „Baltica“, je nach Regionaleinheit unterschiedlich stark tektonisch deformiert sowie regionalmetamorph überprägt (DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2006). Angaben über C_{org} -Gehalte und thermische Reifewerte der silurzeitlichen organisch-reichen Tongesteine liegen kaum vor. Allerdings weisen Graptolithenschiefer aus dem Thüringisch-Fränkischen Schiefergebirge generell C_{org} -Gehalte über 10 % auf. Für die organisch-reichen Tongesteine von Hohenleuben (Thüringisch-Fränkisches-Schiefergebirge) wird ebenfalls ein durchschnittlicher C_{org} -Gehalt von 10,3 % angegeben (FISCHER & GAUPP 2006). Jedoch sind die organisch-reichen Tongesteine dieser regionalgeologischen Einheit überreif (VR 5,5 %; 1 Wert).

Eine eigenständige geologische Entwicklungsgeschichte durchliefen die südsandinavischen

altpaläozoischen Sedimentabfolgen der plattentektonischen Einheit „Baltica“. Sie lagern dem Fundament der Osteuropäischen Plattform auf und sind im Untergrund der Insel Rügen sowie dem angrenzenden Festland und der Ostsee verbreitet (DEUTSCHE STRATIGRAPHISCHE KOMMISSION 2006). Im Vorfeld der Rügen-Kaledoniden sind sie tektonisch kaum deformiert und auch nicht durch tiefe Versenkung regionalmetamorph überprägt worden (FRANKE 1990). Organisch-reiche Tongesteine des Silurs treten dort als Rastrites-Schiefer auf. In der Offshore-Bohrung „Adlergrund“ (G 14-1) weist er eine Mächtigkeit von rund 340 m auf (Abb. 2.3-19). Allerdings sind darin keine organisch-reichen Tongesteine belegt (McCANN 1996). Sie erreichen dort einen Mittelwert von nur 0,3 % C_{org} (PISKE & NEUMANN 1993). In dieser Bohrung wurden die Rastrites-Schiefer in flacher Lagerung in rund 1400 m Tiefe angetroffen. Sie sind dort der kaledonischen Deformationsfront in nur relativ geringer Tiefe vorgelagert und erreichen dennoch eine hohe thermische Reife, die außerhalb des Gasfensters liegt. Für eine aus der Bohrung G 14-1 stammende silurische Probe wird ein Reifewert von 4,23 % VR angegeben (DALLMEYER et al. 1999). Aufgrund der zu hohen thermischen Reifen und geringen C_{org} -Gehalte wird den silurischen Tongesteinen kein Potenzial für Schieferöl oder Schiefergas zugewiesen.

2.3.3.3 Zechstein: Staßfurt-Karbonat (Perm)

Während des Oberperm waren Nord- und Mitteldeutschland vom südlichen Zechsteinmeer bedeckt. Im Süden grenzte dieses intrakontinentale Becken („Südliches Permbecken“) an die Gebirgsausläufer des damaligen Kontinents, die heute etwa dem nördlichen Rand der Mittelgebirge in West-Ost-Richtung folgen. Im Norden endete das südliche Zechsteinmeer im Grenzgebiet zwischen Deutschland und Dänemark an der inselartigen Landmasse des Ringköbing-Fünen-Hochs (ZIEGLER 1990, PHARAOH et al. 2010, PLETSCHE et al. 2010).

In Deutschland ist der Zechstein durch eine zyklische Abfolge vorwiegend chemischer Sedimente infolge Eindampfens des Meerwas-

sers unter warm-ariden Klimabedingungen in einem flachen intrakontinentalen Becken geprägt. Diese Zyklen beginnen an der Basis meist mit feinklastischen Gesteinen (karbonatische und teilweise bituminöse Tongesteine), denen mit zunehmender Löslichkeit Karbonate, Anhydrite und Salze folgen. Die Staßfurt-Folge (Z2) bildet den zweiten der insgesamt bis zu sieben Zyklen umfassenden Schichtenfolge und zeigt eine komplexe Abfolge von lateral und vertikal wechselnden Faziestypen. Zu Beginn der Staßfurt-Abfolge (Staßfurt-Karbonat, Ca2) lagerten sich geringmächtige organisch-reiche, karbonatische Tonschlämme im Beckenzentrum ab, die sogenannten „Stinkschiefer“. Küstennah bildeten sich teils gröber-klastische und mächtigere Plattformkarbonate. Am Übergang vom Plattformhang zum Becken wurden unter anoxischen Bedingungen auch organisch-reiche Karbonatschlämme mit großräumiger Verbreitung gebildet („Stinkkalke“). Dagegen befand sich der obere Plattformhang im sauerstoffreichen Oberflächenwasser. Räumlich begrenzt wurden dort in lagunären anoxischen Stillwasserbereichen ebenfalls feinklamierte, organisch-reiche Sedimente abgelagert (NESTLER 1994, KARNIN et al. 1996, STROHMENGER et al. 1998, KATZUNG 2004, HINDENBERG 1999, PERYT et al. 2010, HARTWIG & SCHULZ 2010).

Die Mächtigkeit des Staßfurt-Karbonat variiert in Abhängigkeit von der paläogeografischen Position deutlich (PERYT et al. 2010). Geringe Mächtigkeiten von 4–10 m kennzeichnen die „Stinkschiefer“-Ablagerungen des Beckens (NESTLER 1994, HARTWIG & SCHULZ 2010), die lediglich in Mecklenburg-Vorpommern maximal 15 m erreichen (KATZUNG 2004). Am Übergang zum Plattformhang nimmt die Mächtigkeit der Sedimente zu. Die größten Mächtigkeiten der Hangsedimente werden mit rund 100 m in Mecklenburg-Vorpommern (KATZUNG 2004) und mit bis zu 300 m im zentralen Niedersachsen (PERYT et al. 2010) erreicht. Im östlichen Teil Brandenburgs ist die durchschnittliche Mächtigkeit der Hangsedimente auf unter 10 m reduziert (STROHMENGER et al. 1998). Die „Stinkkalke“ des unteren Plattformhangs erreichen

dort bis zu 15 m Mächtigkeit. Zum oberen Plattformhang und Plattformrand nimmt deren Mächtigkeit unter zunehmenden Anteilen von nicht-bituminösen Flachwasserkarbonaten auf maximal 50 m zu (NESTLER 1994). Die Mächtigkeit der lagunären Karbonatplattform-Ablagerungen schwankt zwischen 5 m und 30 m (NESTLER 1994). Allerdings werden im Thüringer Becken und im südöstlichen Brandenburg gute Muttergesteins-eigenschaften lediglich in den maximal 5 m mächtigen basalen Stillwasserablagerungen dieser Karbonatplattformen erreicht (HINDENBERG 1999).

Die Faziesverteilung des Staßfurt-Karbonat ist durch mehrere regionale und überregionale Studien gut dokumentiert (u. a. NESTLER 1994, GERLING et al. 1996, PISKE & RASCH 1998, STROHMENGER et al. 1998, PERYT et al. 2010). Die im Bereich der südlichen Karbonatplattform des Zechsteinbeckens verbreiteten lagunären bituminösen Karbonatplattform-Ablagerungen sind arm an organischer Substanz (GERLING et al. 1996). Auch die organisch-reicheren Sedimente des Staßfurt-Karbonat des Plattformhangs zeigen vergleichsweise geringe C_{org} -Gehalte um 1 % (KARNIN et al. 1996, GERLING et al. 1996, PISKE & RASCH 1998, HINDENBERG 1999, HARTWIG & SCHULZ 2010). Am unteren Plattformhang in Ostdeutschland werden maximal 4 % C_{org} erreicht (NESTLER 1994). Am nördlichen Rand des Zechsteinmeeres (nordöstliches Mecklenburg-Vorpommern) haben lediglich die bituminösen Ablagerungen des unteren Plattformhangs, mit mittleren C_{org} -Gehalten von 0,9 %, geringe Muttergesteins-eigenschaften (HINDENBERG 1999).

Die Tiefenlage des Staßfurt-Karbonat wurde mit Hilfe der gut bekannten Tiefenlage der Zechsteinbasis (Kupferschiefer) und der Mächtigkeit des basalen Zechstein (Werra-Folge bzw. Z1) (PERYT et al. 2010) sowie mittels Tiefenangaben aus Bohrungen (BGR-Datenbestände) rekonstruiert. Oberflächennahe Vorkommen sind vom südlichen Beckenrand im Bereich der Mittelgebirge bekannt. Im Thüringer Becken liegen Sedimente des Staßfurt-Karbonat nur lokal tiefer als 1000 m (SEIDEL 2004). Anhand detaillierter

Darstellung der Tiefenverbreitung des Staßfurt-Karbonat am nordöstlichen Plattformhang sind entsprechende Sedimente im nordöstlichen Mecklenburg-Vorpommern in 1500–3000 m zu erwarten (NESTLER 1994). Am südöstlichen Plattformhang des Zechsteinbeckens südlich von Berlin ist das Staßfurt-Karbonat regional bis in Tiefen von über 3000 m verbreitet (MERKEL et al. 1998). Die größten Tiefen werden im nördlichen Niedersachsen und Schleswig-Holstein mit über 5000 m erreicht. Der überwiegende Anteil der organisch-reicheren Staßfurt-Karbonate des Plattformhangs befindet sich jedoch zwischen 1500–3000 m (GERLING et al. 1996, HARTWIG & SCHULZ 2010).

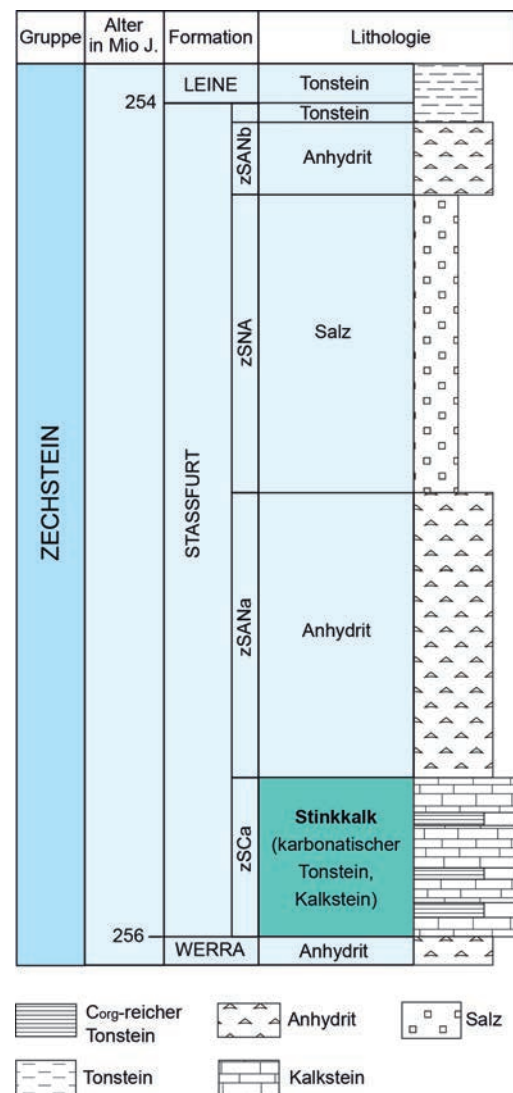


Abbildung 2.3-20: Stratigraphische Gliederung des Zechstein.

Am nördlichen Rand des Zechsteinmeeres (nördliches Schleswig-Holstein) liegt die thermische Reife des organischen Materials im Gestein vorwiegend im Ölfenster (RODON & LITKE 2005). Am nordöstlichen Rand des Zechsteinmeeres (nordöstliches Mecklenburg-Vorpommern) erreicht die thermische Reife lokal maximal 1,4 % VR (NESTLER 1994), die meisten Bereiche weisen jedoch, wie auch am südöstlichen (Brandenburg) und südlichen Rand (Thüringer Becken) des Zechsteinmeeres, thermische Reifen im frühen Ölfenster auf (NESTLER 1994, HINDENBERG 1999, PLETSCH et al. 2010, BGR-Datenbestände). Das organische Material der Hangsedimente des Staßfurt-Karbonat in Niedersachsen erreicht sowohl die thermische Reife zur Bildung von Schieferöl als auch Schiefergas (BGR-Datenbestände). Allerdings wird dem Zechstein-Karbonat aufgrund der fast nirgendwo erreichten Mächtigkeit von 20 m sowie des geringen C_{org} -Gehaltes im Rahmen dieser Studie kein Schieferöl- oder Schiefergaspotenzial zugewiesen.

2.3.3.4 Opalinuston (Mitteljura)

Zu Beginn des Mitteljura war Deutschland großräumig von einem flachen Meer bedeckt, in dem sich der sogenannte Opalinuston bildete. Festland befand sich nur in Gebieten Ostbayerns und des Rheinlands. Unter marinen Bedingungen wurden in den tieferen Beckenbereichen von Nord- und Südwestdeutschland dunkelgraue bis schwarze Tone abgelagert, die zum Hangenden hin karbonatreicher werden sowie zunehmend sandige Einschaltungen enthalten (BRAND & MÖNNIG 2009, FRANZ & NITSCH 2009). In Norddeutschland nimmt nach Osten infolge der Küstennähe und Verflachung der Anteil sandiger Tonmergelsteine und Sandsteine zu (STROEMER & WIENHOLZ 1965). Als Folge von Hebungs- und Senkungsprozessen nach der Ablagerung wurde der Opalinuston in weiten Bereichen Deutschlands wieder abgetragen. Seine Verbreitung beschränkt sich heute auf Nordwest- und Süddeutschland (Oberrheingraben, Schwäbische Alb, Fränkische Alb, süddeutsches Molassebecken) (Abb. 2.3-10).

Für die norddeutschen Vorkommen des Opalinuston stehen detaillierte Tiefenkarten der Basis des Mittleren Jura zur Verfügung (LOTT et al. 2010); in den Mittelgebirgen ist der Opalinuston stellenweise an der Oberfläche aufgeschlossen. Weiter nördlich ist er im Untergrund des Niedersächsischen Beckens im Wesentlichen auf Randtröge von Salzstöcken beschränkt und liegt dort zwischen 1000 m und 5000 m Tiefe. Auch im Untergrund des Molassebeckens ist die Tiefenverbreitung des Opalinuston gut erfasst (BGR 2007); oberflächennahe Vorkommen sind von der Schwäbischen und Fränkischen Alb bekannt. Sie tauchen nach Süden und Südosten unter das Molassebecken ab und sind weiter südlich von den nordwärts gerichteten alpinen Decken überschoben. Für den Oberrheingraben wurde die Tiefenlage des Opalinuston aus dem Tiefenplan der Tertiärbasis sowie aus geologischen Profilschnitten abgeleitet (GEYER & GWINNER 2011, GEORG-PROJEKTTEAM 2013). Oberflächennahe Vorkommen sind auf die Vorberge des Markgräflerlandes beschränkt (FRANZ & NITSCH 2009). Der Großteil der durch Tiefbohrungen und seismische Profile bekannten Vorkommen befindet sich zwischen 1000 m und 5000 m Tiefe und wird von mächtigen Ablagerungen junger Sedimente bedeckt.

Die Mächtigkeit des Opalinuston schwankt regional deutlich. In Nordwestdeutschland beträgt die durchschnittliche Mächtigkeit etwa 20 m (BRAND & MÖNNIG 2009, FRANZ et al. 2013). Die größten Mächtigkeiten von rund 60 m werden im Bereich des Gifhorn Trogs erreicht (BRAND & HOFFMANN 1963). In Süddeutschland liegen die größten Mächtigkeiten im Bereich der Schwäbischen Alb mit lokal über 150 m (BGR 2007). Nach Südosten keilt der Opalinuston rasch in Richtung der paläogeografischen Küstenlinie (Ostbayern) aus. Im Oberrheingraben erreicht der Opalinuston ebenfalls Mächtigkeiten von über 100 m (FRANZ & NITSCH 2009, GEYER & GWINNER 2011).

Für Norddeutschland sind Daten zur thermischen Reife des Opalinuston aus einzelnen Tief-

bohrungen bekannt (BGR-Datenbestände). Für die flächendifferenzierte Ermittlung der thermischen Reife im Hinblick auf die Schieferöl/-gasbildung wurde deshalb auf die detaillierten Kenntnisse zum stratigrafisch wenig älteren Posidonienschiefer (Abb. 2.3-10) zurückgegriffen und diese mit den wenigen Daten zum Opalinuston abgeglichen. Es ist davon auszugehen, dass das Bildungspotenzial für Schieferöl sowie für Schiefergas bereichsweise im Niedersächsischen Becken erreicht wird. Aus den wenigen aus Bohrungen stammenden Daten für den mesozoischen Untergrund des süddeutschen Molassebeckens (BGR-Datenbestände) lässt sich ableiten, dass vermutlich erst unterhalb von 3000 m die thermische Reife zur Bildung von Erdöl erreicht wird. Für den Oberrheingraben stehen keine Reife-Daten des Opalinuston zur Verfügung. Die thermische Reife für dieses Gebiet wurde daher aus den geologischen Schnitten (GEORG-PROJEKTEAM 2013) entlang der 100°C-Isotherme und der 150°C-Isotherme rekonstruiert (Werte entsprechen in etwa einer Vitrinitreflexion von 0,8 % bzw. 1,1 %; vgl. Abb. 2.3-2). Daraus resultiert, dass sich im Oberrheingraben große Flächenbereiche des Opalinuston im Öl- oder Gasfenster befinden.

Über das organische Material des Opalinuston stehen nur wenige Informationen aus Bohrungen zur Verfügung. Insgesamt ist der Gehalt an organischem Material in den oben genannten Verbreitungsgebieten mit durchschnittlich etwa 1,5 % eher gering (BGR 2007, BGR-Datenbestände). Er nimmt zum Hangenden mit zunehmendem Kalkgehalt weiter ab (KOBLER 1972, ZIMMERLE & STRIBRNY 1992). Die geringen C_{org} -Gehalte sprechen für Ablagerungsbedingungen ohne längere Phasen von Stagnation und Sauerstoffmangel, sodass keine größere Anreicherung von organischem Material möglich war (KOBLER 1972). Trotz der teilweise signifikanten Mächtigkeiten ist die Bedeutung des Opalinuston als Muttergestein deshalb gering.

2.4 Verfahren der Potenzialabschätzung

Die Abschätzung des Gesamtpotenzials an Schieferöl und Schiefergas aus dichten Tongesteinsformationen in Deutschland basiert wie in der Studie von 2012 auf einem volumetrischen Ansatz. Dabei werden die im Porenraum vorhandenen Kohlenwasserstoffmengen (Gas-In-Place, GIP, bzw. Oil-In-Place, OIP) ermittelt.

Zur Überprüfung und Validierung des volumetrischen Ansatzes wurden zwei Methoden angewendet, zum einen eine in der BGR weiterentwickelte Methode für das Kohlenwasserstoff (KW)-Genesepotenzial als auch eine petroleumgeologische 3D-Modellierung. Diese Verfahren wurden exemplarisch in zwei Gebieten des Niedersächsischen Beckens („Modell-West“, „Modell-Ost“) getestet. Diese Gebiete wurden ausgewählt, weil dort eine für die Anwendung der Methoden ausreichende Datenabdeckung gegeben ist.

Die Methode zum Kohlenwasserstoff (KW)-Genesepotenzial ermittelte den Maximalwert der gebildeten Kohlenwasserstoffe und diente damit der Prüfung, ob die Erdöl- und Erdgasbildung ausreichte, den zur Verfügung stehenden Porenraum zu füllen.

Als ein Baustein in der Abschätzung des Kohlenwasserstoffpotenzials in Tongesteinen wurde ein Auftrag zur Erstellung zweier petroleumgeologischer dreidimensionaler (3D)-Modelle an den Lehrstuhl für Geologie, Geochemie und Lagerstätten des Erdöls und der Kohle der RWTH Aachen vergeben. Diese Arbeitsgruppe hat speziell zum Norddeutschen Becken mehrere 3D-Modell-Studien veröffentlicht sowie die möglichen Erdöl- bzw. Erdgasmuttergesteine untersucht (UFFMANN et al. 2012, RIPPEN et al. 2013). Basierend auf numerischen 3D-Sedimentbeckenmodell, das die geologische Entwicklungsgeschichte detailliert abbildet, wird mittels petroleumgeologischer 3D-Modellierung die Kohlenwasserstoffbildung, -migration und -akkumulation im Sedimentbecken ermittelt.

Daraus ließen sich die Mengen an Schieferöl und Schiefergas ableiten, die in den untersuchten Formationen im Modellgebiet vorhanden sind. Diese ermittelten Mengen wurden mit den im Modellgebiet ermittelten Potenzialen des volumetrischen Ansatzes verglichen.

2.4.1 Volumetrische Berechnungsverfahren

2.4.1.1 Schieferöl in dichten Tongesteinen

Zur Ermittlung von Schieferölmengen (OIP) gibt es unterschiedliche Berechnungsansätze. Werte mit der größten Zuverlässigkeit werden durch die Auswertung von Produktionsdaten (*oil well performance*) gewonnen. Da in Deutschland keine Produktionsdaten zu Schieferöl vorliegen, wurde ein volumetrischer Ansatz gewählt. In der vorliegenden Studie wurde folgendes OIP-Berechnungsverfahren (MICHAEL et al. 2013) angewendet:

$$OIP = \frac{S1_{\text{korr}} \cdot \text{Dichte}_{\text{Gestein}}}{\text{Dichte}_{\text{OI}}} (\text{Fläche} \cdot \text{Mächtigkeit}) \quad (\text{Gl.2.4-1})$$

Die vorhandene Erdölmenge ergibt sich aus dem Volumen des Gesteins, definiert über die Parameter Fläche und Mächtigkeit, dem freien Erdöl im Porenraum, welches über den S1-Wert aus der Rock-Eval-Analyse (Kap. 2.2.2) beschrieben wird, sowie der Gesteins- und Öldichte. Um die Streuung der Eingangsparameter zu berücksichtigen und deren Einfluss auf die Ergebnisse des OIP-Verfahrens zu erfassen, wurden für alle Formationen Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt (vgl. Kap. 2.4.1.3).

Die gemessenen S1-Werte, welche in der Formel als Maß für „frei“ vorhandene Ölmengen genutzt werden, wurden korrigiert, da es durch Probenahme, Probenaufbereitung oder Probenlagerung in der Regel zu einem Abdampfverlust (Evaporationsverlust) kommt. Die Verwendung von unkorrigierten S1-Werten würde bei diesem Messverfahren zu einer systematischen Unterschätzung der Schieferölmenge im Gestein führen. Der Evaporationsverlust ist umso höher je höher der Anteil an leichtflüchtigen Kohlenwasserstoffen ist (NOBLE et al. 1997). Ge-

nerell hängt dieser Verlust von verschiedenen Parametern wie der Gesamtzusammensetzung des organischen Materials, der Lithofazies und der Probenaufbereitung ab (JARVIE 2012). Experimentelle Versuche belegen, dass die Evaporationsverluste bei Ölen in erster Linie mit deren unterschiedlichen Dichten korrelieren und darüber quantifizierbar sind. Zusätzlich wurde eine Zeitabhängigkeit festgestellt. In der Anfangsphase nach der Beprobung ist die Evaporation am größten, während sich bereits nach kurzer Zeit in etwa ein Massengleichgewicht einstellt und es im Folgenden nur noch zu minimalen Verlusten kommt (NOBLE et al. 1997, Abb. 2.4-1).

Evaporationsverluste liegen für Muttergesteine unterschiedlicher Herkunft bei einem durchschnittlichen Wert von 35 % (COOLES et al. 1986), für Leichtöle (Öldichte <0,87 g/cm³) in einem Wertebereich von ca. 35–60 % (NOBLE et al. 1997, MICHAEL et al. 2013). Je nach Korrekturfaktor, kann somit die abgeschätzte Ölmenge um das Vier- bis Fünffache höher liegen als ohne Korrektur des Evaporationsverlustes (JARVIE 2012).

In der vorliegenden Studie wurde der Gewichtsverlust durch Evaporation für die untersuchten relevanten Muttergesteine in Anlehnung an experimentell bestimmte Evaporationsverluste nach NOBLE et al. (1997) korrigiert (Abb. 2.4-1). Hierzu wurde der Gewichtsverlust der Erdöle in Abhängigkeit ihrer Dichte sowie nach Erreichen des Gleichgewichts (t = 120 min) über eine mathematische Funktion beschrieben und zusammen mit der Verteilung der gemessenen, unkorrigierten S1-Werte und der Öldichte in einer Monte-Carlo-Simulation verrechnet. Da die mittlere Erdöldichte der untersuchten Tongesteinsformationen im Bereich der mittelschweren Öle eingeordnet wurde (0,87–0,92 g/cm³), fällt der hieraus abgeleitete Durchschnittswert des Evaporationsverlustes mit 16–18 % relativ gering aus.

Unsicherheiten in der Potenzialabschätzung (OIP) ergeben sich aus den noch nicht vollstän-

dig verstandenen geochemischen Prozessen bei Schieferölvorkommen (JARVIE 2012, ANDREWS 2014). So ist bislang nicht klar, ob der Anteil an extrahierbaren Kohlenwasserstoffen, der bei der Rock-Eval-Analyse zusammen mit dem S2-Wert (Kap. 2.2.2) detektiert wird, der „freien“ Ölphase (hauptsächlich repräsentiert durch den S1-Wert) zugeordnet werden kann. Dieser extrahierbare Anteil des S2 entspricht schwereren bzw. komplexeren Erdölkomponenten (JARVIE 2012). Erste eigene Untersuchungen dazu wurden an einigen in dieser Studie als relevante Muttergesteine beschriebenen Proben durchgeführt. Sie zeigten, dass sich die Schieferölgesamtmenge bei der Einbeziehung dieser Komponenten mehr als verdoppeln würde. Allerdings bestehen zum jetzigen Zeitpunkt noch methodische Unsicherheiten zur quantitativen Abschätzung (ANDREWS 2014). Daher beschränkte sich die Korrektur des S1-Wertes auf den Evaporationsverlust. Folglich ist durch die Nichtberücksichtigung dieses S2-Anteils von einer gewissen Unterschätzung der Schieferölgesamtmenge auszugehen.

Die Dichten von Erdöl aus konventionellen Lagerstätten, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit von den Muttergesteinen des Posidonienschiefer (z. B. Mittelplate; GRASSMANN et al. 2005) und des Wealden gespeist wurden, liegen zwischen $0,85 \text{ g/cm}^3$ und $0,95 \text{ g/cm}^3$. Da keine Daten aus den hier untersuchten Formationen vorlagen, wurde auf die o. g. Dichtewerte konventioneller Lagerstätten zurückgegriffen. Da Erdöl während der Migration (Kap. 2.1.1) fraktioniert werden kann, gilt generell, dass weniger dichte Bestandteile die Speichergesteine eher erreichen und die Bestandteile mit höherer Dichte (höher viskos) im Muttergestein bzw. während der Migration zurückgehalten werden (z. B. KILLOPS & KILLOPS 1993). Die Öldichte für die untersuchten Tongesteinsformationen wurde in den nachfolgenden Berechnungen nicht als gleichverteilt sondern als Normalverteilung angenommen.

Die Gesteinsdichte ist das Verhältnis von Masse zu Volumen eines Gesteins und kann auf zwei

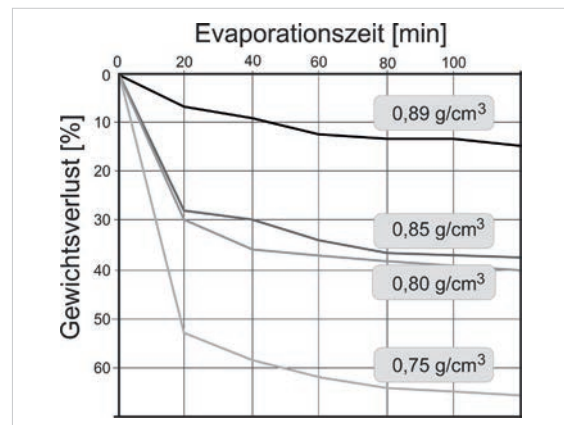


Abbildung 2.4-1: Prozentualer Evaporationsverlust in Abhängigkeit der Lagerungsdauer von Erdölen unterschiedlicher Dichte (geändert nach NOBLE et al. 1997). Je geringer die Dichte, desto höher der Evaporationsverlust; bereits 120 min nach Versuchsbeginn stellt sich annähernd ein Gleichgewicht ein.

verschiedene Arten angegeben werden: Die Rohdichte berücksichtigt den Porenraum; die Reindichte ausschließlich den Festkörper. Zur Abschätzung der Schieferölmengen ist die Reindichte relevant, welche den Porenraum unberücksichtigt lässt. In dieser Studie wurden zur Charakterisierung der Verteilung der Gesteinsdichte Literaturdaten und eigene Messwerte verwendet, welche zwischen $2,2 \text{ g/cm}^3$ und $2,9 \text{ g/cm}^3$ lagen. Die Mittelwerte der jeweiligen Formationen sind in Tabelle 2.4-1 aufgeführt.

2.4.1.2 Schiefergas in dichten Tongesteinen

Zur Abschätzung des Schiefergaspotenzials in Deutschland wurde die Erdgasmenge berechnet, die in den betrachteten Formationen aktuell vorhanden sein kann – das Gas-In-Place. Das angewandte Verfahren ist eine gängige, volumetrische Berechnungsmethode, die auch für Ressourcenabschätzung konventioneller Vorkommen angewendet wird (z. B. MICHAEL et al. 2013). Um die mögliche Bandbreite der Eingangsparameter und der Ergebnisse besser darstellen zu können, wurden auch hier, wie für die Abschätzung des OIP, Monte-Carlo-Simulationen durchgeführt.

Erdgas liegt in Tongesteinen adsorbiert oder als freie Phase vor. Das adsorbierte Gas ($\text{GIP}_{\text{adsorbiert}}$) ist die Menge, die an das organische Material

und an (Ton-) Mineraloberflächen gebunden ist. Die freie Phase (GIP_{frei}) umfasst den Anteil des Erdgases, welcher frei im Porenraum, in Rissen und auf Klüften des Tongesteins vorkommt. Zur Berechnung wurden die beiden Anteile getrennt betrachtet. Die Gesamtmenge des Erdgases setzt sich aus der Summe der adsorbierten und freien Erdgasmenge zusammen.

$$GIP_{gesamt} = GIP_{adsorbiert} + GIP_{frei} \quad (\text{Gl. 2.4-2})$$

Sobald ausreichend Erdgas gebildet wurde, hängt die freie Erdgasmenge, die im Tongestein verbleibt von der Matrixporosität, der natürlich vorhandenen Kluftporosität sowie der Wassersättigung ab. Der für die GIP-Berechnung relevante Teil der Matrixporosität war die gasgefüllte Porosität, also der Teil des Porenvolumens der Gas enthielt. Messwerte zur gasgefüllten Porosität lagen aufgrund der fehlenden Produktionsdaten für Tongesteinsformationen aus Deutschland nicht vor. Daher wurde in Analogie zu amerikanischen Tongesteinsformationen ein zu 40–60 % mit Gas gefüllter Porenraum angenommen (CURTIS 2002). Dieser Wertebereich wurde mit der Verteilung der Porosität in der Monte-Carlo-Simulation verrechnet.

Die freie Erdgasmenge wurde auf der Grundlage des Idealen Gasgesetzes

$$GIP_{adsorbiert} = V \cdot p \cdot G \quad (\text{Gl. 2.4-3})$$

ermittelt. Sie hängt neben der gasgefüllten Porosität (θ_{Gas}) vom Gesteinsvolumen sowie vom

Gasexpansionsfaktor (B_g) ab. Letzterer dient zur Umrechnung der Mengen des freien Gases unter Reservoirbedingungen zu Standardbedingungen. Die adsorbierte Erdgasmenge hängt vom Gesteinsvolumen (V), der Gesteinsdichte (ρ) sowie der adsorbierten Gaskonzentration (G) in m^3 adsorbierten Erdgases pro Tonne Tongestein ab:

$$GIP_{frei} = V \cdot \theta_{Gas} \cdot B_g \quad (\text{Gl. 2.4-4})$$

Die Gesteinsdichte wurde durch Pycnometrie (Kap. 2.2.2) ermittelt und für jede Formation einzeln ausgewiesen. Die adsorbierte Gaskonzentration (G) ist definiert über das Langmuir-Volumen (G_L) (maximales Volumen des adsorbierten Gases) bei definiertem Langmuir-Druck (P_L):

$$G = \frac{G_L \cdot P}{P_L + P} \quad (\text{Gl. 2.4-5})$$

Literaturwerte des Langmuir-Drucks und des Langmuir-Volumens liegen für US-amerikanische Tongesteine zwischen 2,5 MPa und 10,0 MPa sowie 2,5 m^3/t und 8,0 m^3/t (GAULT & STOTTS 2007). Für den Posidonienschiefer und den Wealden lagen Messwerte vor (GASPARIK et al. 2013), während bei den übrigen Formationen das Langmuirvolumen in Analogie zu bereits produzierenden US-Tongesteinen indirekt über eine Korrelation des C_{org} -Gehaltes ermittelt wurde (Tab. 2.4-2).

Tabelle 2.4-1: Gemittelte Eingangsparameter zur Schieferöl-Abschätzung (Oil-In-Place). Proben für die Abschätzung mittels S1-Werten wurden nach folgenden Kriterien ausgewählt: innerhalb des Ölfensters (0,6–1,2 % VR oder T_{max} 435–465 °C; falls sowohl VR- als auch T_{max} -Daten vorlagen, galt VR als vorrangiges Kriterium), C_{org} -Gehalt >1 %, Tiefe <5000 m, nur Proben aus Bohrungen. Für Proben aus dem Wealden galt dagegen aufgrund des Kerogentyp I: $\geq 0,7$ % VR und es wurde kein T_{max} -Wertebereich als Kriterium berücksichtigt, da hier der T_{max} als Reifeindikator weniger geeignet war; daher galt für den Wealden ein *Production Index* (PI) $\geq 0,1$ zur Auswahl von Proben (PI = $S1/(S1+S2)$, aus der Rock-Eval-Analyse). Der PI zeigt in etwa an, wie viel „freies“ Bitumen, und somit Erdöl, schon aus dem Kerogen des Gesteins generiert wurde. Der Evaporationsverlust für die Mittelwerte des S1 liegt zwischen 16 % und 18 %.

Formation	S1 [mg KW/g Gest.]	S1 korrigiert [mg KW/g Gest.]	Gesteinsdichte [g/cm ³]
Tertiärer Fischeschiefer	1,1	1,3	2,5
Blättertone	2,6	3,2	2,5
Wealden	3,2	3,8	2,6
Posidonienschiefer	2,6	3,2	2,4
Mittelhät	0,5	0,7	2,5
Permokarbon	2,5	3,0	2,6
Unterkarbon	0,2	0,3	2,7

Tabelle 2.4-2: Mittelwerte der Eingangsparameter für die Schiefergas-Abschätzung (Gas-In-Place) der relevanten Formationen. Langmuir-Volumen und -Druck aus GASPARIK et al. (2013) und Gasparik (unveröff.) (*), bzw. mittels C_{org} -Gehalt-Korrelation (**). Porositätsdaten basieren auf eigenen Messungen und Literaturangaben.

Formation	Langmuir-Volumen [m ³ /t]	Langmuir-Druck [MPa]	Porosität [%]
Tertiärer Fischeschiefer	4,0**	6,3**	5,0
Wealden	7,5*	17,3*	11,0
Posidonienschiefer	4,8*	8,9*	10,5
Mittelhät	4,0**	6,3**	10,5
Unterkarbon			
Hang. Alaunschiefer	2,8*	2,7*	2,5
Kohlenkalk-Fazies	2,2**	6,3**	4,0

2.4.1.3 Monte-Carlo-Simulation

Zur Abschätzung der Wertebereiche bei der Ermittlung der Schieferöl- und Schiefergas-mengen 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. Damit wird die Auftretenswahrscheinlichkeit von Ergebnissen bei unsicheren Eingabeparametern ermittelbar. Hierzu werden die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Variablen vorgegeben und in einer Vielzahl von Simulationen zufällig miteinander verrechnet. Dabei wird die Wahrscheinlichkeitsdichte berechnet, die aussagt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Ergebniswert in einem bestimmten Intervall auftritt.

In dieser Studie wurden die einzelnen Variablen als nicht korreliert angenommen. Die Verteilungskriterien der Eingangsparameter wurden im Sinne einer konservativen Abschätzung, z. B. gewichtete Verteilung, so gewählt, dass die GIP- und OIP-Mengen nicht überbewertet wurden. Für die Gesteinsdichte wurde eine Dreiecksverteilung angenommen, da die Variationsbreite in Tongesteinen generell als gering eingeschätzt wird. Für die übrigen Parameter wurden für jede untersuchte Tongesteinsformation die Verteilungen der einzelnen Parameter je nach Datengrundlage spezifisch definiert (vgl. Anhang).

2.4.2 Kohlenwasserstoff (KW)-Genesepotenzial

Mit der Methode KW-Genesepotenzial wurde mittels punktueller (1D) petroleumgeologischer Beckenmodellierung (Kap. 2.4.3) geprüft, ob das Erdöl- und Erdgasbildungspotenzial ausreicht und die mit den volumetrischen In-Place-Methoden errechneten Mengen plausibel sind. Der Ansatz erlaubte sowohl eine Abschätzung der gebildeten Erdöl- als auch Erdgas-mengen unter Berücksichtigung der regional unter-

schiedlichen Eigenschaften der ausgewählten Tongesteinsformationen.

Im ersten Schritt wurden die Muttergesteinseigenschaften der jeweiligen Formation betrachtet. Diese umfassten die Schichtmächtigkeit, die thermische Reife, den Anteil an organischem Material (C_{org} -Gehalt), sowie dessen Zusammensetzung (Kerogentyp) und Qualität (*Hydrogen Index*: HI-Wert, vgl. Kap. 2.3.1). Änderten sich diese Eigenschaften regional, wurde die Formation in Untereinheiten aufgeteilt, in denen keine oder nur geringe Änderungen zu erwarten waren (homogene Volumina).

Im zweiten Schritt wurde für jedes homogene Volumen exemplarisch ein petroleumgeologisches 1D-Modell erstellt, das die spezifischen Muttergesteinseigenschaften berücksichtigte. Ein 1D-Modell repräsentiert die gesamte geologische Entwicklung an einem Punkt (Pseudobohrung) und beinhaltet die Ablagerung, die Versenkung, sowie gegebenenfalls die Erosion der Gesteinsschichten. Hinzu kommen Informationen zur thermischen Entwicklung an diesem Ort (Wärmefluss aus dem Erdinneren, Temperatur an der Erdoberfläche). Innerhalb eines solchen 1D-Modells wurde die Bildung von Erdöl und Erdgas auf Basis der organisch-geochemischen Eigenschaften (C_{org} , HI) und einer Kinetik simuliert. Dazu wurden C_{org} -Gehalte und HI-Werte von Proben verwendet, die noch nicht dem Reifeprozess unterlagen (initialer C_{org} : $C_{org\ initial}$ und initialer HI: $HI_{initial}$).

Die Kinetik charakterisiert das Reifeverhalten des organischen Materials und dessen Umwandlung von Kerogen zu Erdöl und Erdgas (primäres Cracken), sowie die Umwandlung von Erdöl zu Erdgas (sekundäres Cracken) (Kap. 2.1.1). Diese Umwandlungen sind abhängig von Temperatur und Zeit und werden angenähert als Reaktion erster Ordnung mit der Arrhenius-Gleichung beschrieben (TISSOT & WELTE 1984).

Da es sich bei den errechneten Erdöl- und Erdgas-mengen aus dem 1D-Modell um nor-

mierte Punktinformationen handelt, wurden diese Mengen auf das jeweilige homogene Volumen extrapoliert und in Volumeneinheiten umgerechnet. Über das Gesteinsvolumen, die Gesteinsdichte (Kap. 2.4.1.1) und den initialen organischen Gehalt ($C_{\text{org initial}}$) wurde die Gesamtmasse des organischen Materials ermittelt. Diese Masse wurde mit den berechneten Erdöl- und Erdgasmengen aus dem 1D-Modell multipliziert und durch die Dichte von Erdöl bzw. Erdgas unter Standardbedingungen dividiert.

Die so errechneten Erdöl- bzw. Erdgasmengen bleiben nicht zwangsläufig vollständig im Gestein enthalten. Teile der gebildeten Kohlenwasserstoffe sind wahrscheinlich aus dem Muttergestein migriert und haben sich in konventionellen Lagerstätten angesammelt oder sind an der Oberfläche ausgetreten (Expulsion). Dies hat vor allem Auswirkungen auf die Erdgasmenge, die erst durch das sekundäre Cracken des Erdöls zu Erdgas gebildet wird. Migriert Erdöl aus dem Muttergestein, geht damit ein Teil des Gasbildungspotenzials verloren. Die mit

der KW-Genesepotenzial-Methode errechneten Mengen werden deshalb als Maximalwerte angesehen.

Im Folgenden wird das KW-Genesepotenzial am Beispiel des Posidonienschiefer im Niedersächsischen Becken veranschaulicht. Wichtigstes Abgrenzungskriterium für die homogenen Volumina war hier die thermische Reife, die sich von Nord nach Süd vom unreifen Zustand über das Ölfenster bis zum Gasfenster erhöht (Abb. 2.4-2).

Der Posidonienschiefer wurde im Unterjura abgelagert und erreichte in der Kreide die tiefste Versenkung (Abb. 2.4-3). Mit Beginn der Kreide nahm die Temperatur in der Formation deutlich zu und erreichte mit dem Zeitpunkt der tiefsten Versenkung ihr Maximum. Durch diese thermische Belastung wurden mit Beginn der Kreide aus dem Kerogen Erdöl und Erdgas gebildet, wobei die Produktion von Erdöl bei weitem überwog. Mit der weiteren Aufheizung des Gesteins setzte die Umwandlung des Erdöls zu Erdgas

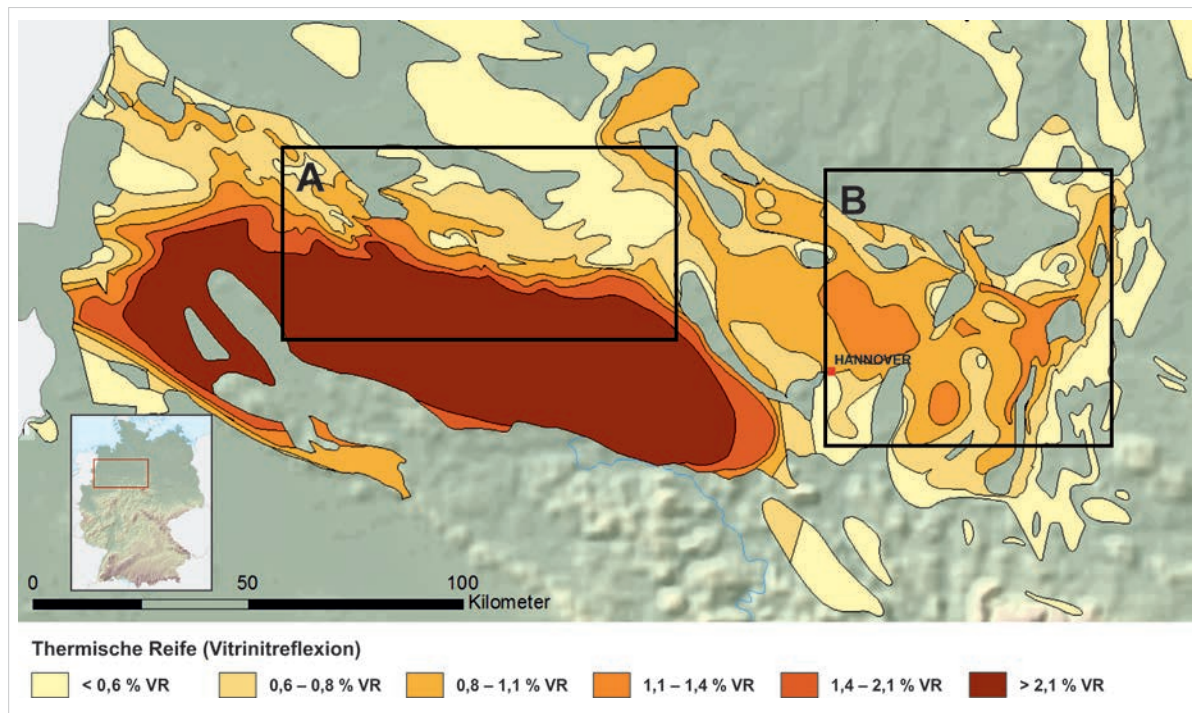


Abbildung 2.4-2: Unterteilung des Posidonienschiefer in homogene Volumina anhand der thermischen Reife (in % VR). Rechtecke: Lage der petroleumgeologischen Beckenmodelle (A = Modell-West, B = Modell-Ost; vgl. Kap. 2.4.3).

ein. Diese Prozesse wurden in der Kreide abgeschlossen. In dem in Abbildung 2.4-3 gezeigten Beispiel hat der Posidonienschiefer damit sein KW-Genesepotenzial vollständig ausgeschöpft.

Für den Wealden wurde neben der thermischen Reife die variierende Mächtigkeit für die Ausweisung homogener Volumina berücksichtigt.

Für den Hangenden Alaunschiefer (Unterkarbon) wurde aufgrund der begrenzten Datengrundlage ein einziges homogenes Volumen angenommen. Da der Hangende Alaunschiefer eine hohe Reife aufweist (Kap. 2.3.2.1) und unreife Proben nicht verfügbar waren, wurden für $C_{org\ initial}$ und $HI_{initial}$ Werte im Bereich eines typischen Typ II-Kerogens angenommen (Tab. 2.4-3).

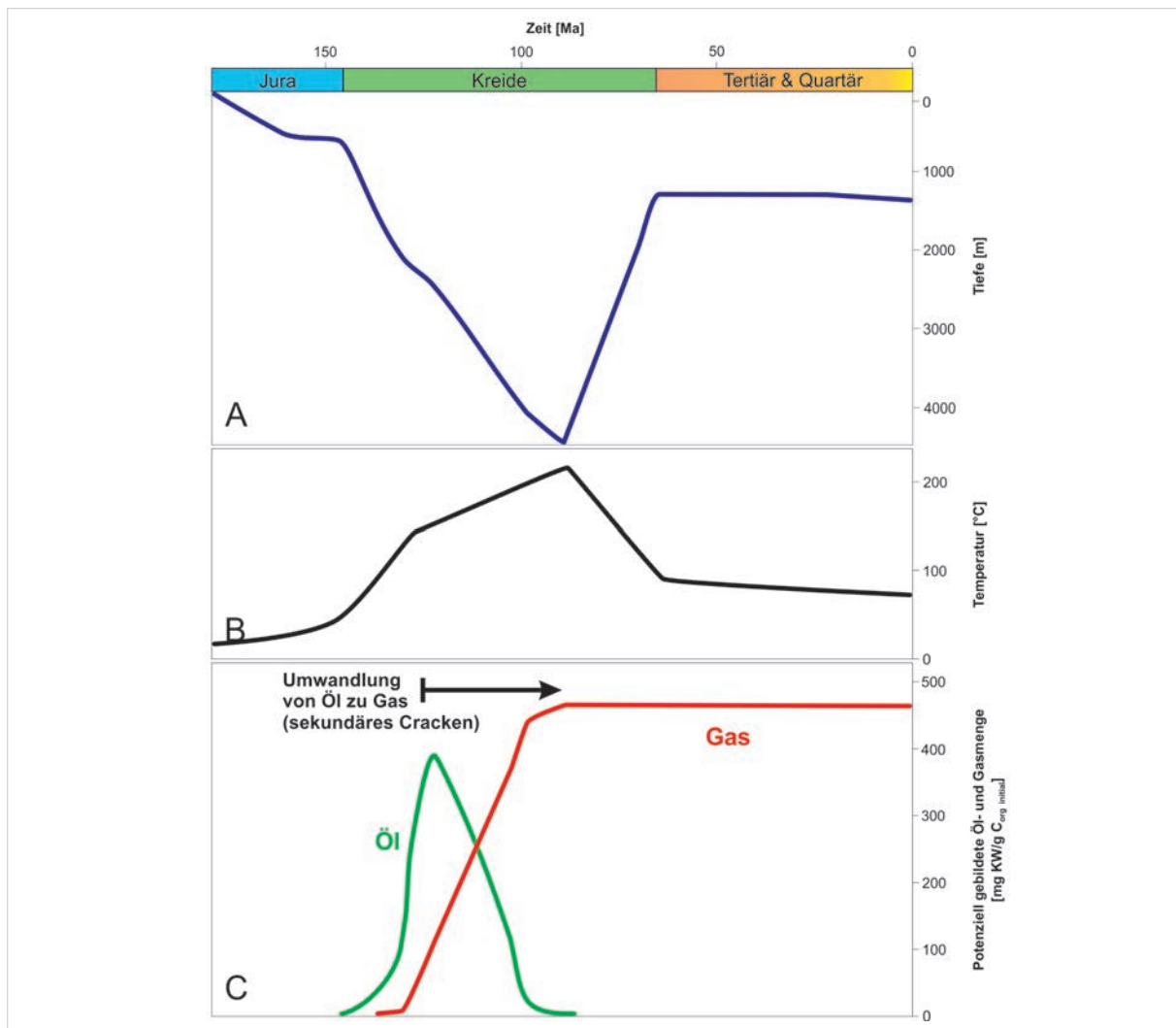


Abbildung 2.4-3: Exemplarische Darstellung von Versenkung, Temperaturverlauf und Bildung von Kohlenwasserstoffen für den Posidonienschiefer im homogenen Volumen mit einer thermischen Reife $>2,1\% \text{ VR}$. [A] Tiefenlage des Muttergesteins über die Zeit. [B] Temperaturverlauf über die Zeit. [C] Bildung von Erdöl und Erdgas über die Zeit. Mit zunehmender Tiefe erfährt das Muttergestein höhere Temperaturen. Thermische Belastung führte zur Umwandlung von Kerogen in Erdöl und Erdgas (primäres Cracken) und im weiteren Verlauf zur Bildung von weiterem Erdgas aus dem bereits gebildeten Erdöl (sekundäres Cracken, schwarzer Pfeil; ca. 130 bis 95 Millionen Jahre [Ma] vor heute). Es wurden zwar danach noch höhere Temperaturen erreicht, es stand aber kein Erdöl mehr für die Umwandlung zur Verfügung.

Tabelle 2.4-3: Organisch-geochemische Eingangsparameter für die petroleumgeologischen 1D-Modelle. Die initialen Werte für C_{org} und HI des Wealden und des Posidonienschiefer waren durch Messwerte belegt (BGR-Datenbestände). Werte des Hangenden Alaunschiefer stellen Annahmen dar, da keine Messwerte für unreife Proben verfügbar waren.

Formation	Initialer C_{org} [%]	Initialer HI [mg KW/g $C_{org\ initial}$]
Wealden	4	641
Posidonienschiefer	8	633
Unterkarbon (Hangender Alaunschiefer)	6	450

2.4.3 Petroleumgeologische Beckenmodellierung

Exemplarisch wurden zwei dreidimensionale (3D) Modelle in Schlüsselregionen des Niedersächsischen Beckens petroleumgeologisch modelliert. Beim Prinzip der petroleumgeologischen Beckenmodellierung wird die räumliche und zeitliche Entwicklung eines Sedimentbeckens und der dabei entstehenden Kohlenwasserstoffe nachvollzogen. Dafür werden, beginnend mit dem ältesten Zeitschritt, jedem Entwicklungsschritt eine bestimmte Dauer, Sedimentations- oder Erosionsbeträge und thermische Randbedingungen zugewiesen (HERMANRUD 1993, POELCHAU et al. 1997). Das Sedimentbeckenmodell bildet dabei den Rahmen für die Simulation der Kohlenwasserstoffbildung, -migration und akkumulation, das zusammengefasst als petroleumgeologische Beckenmodellierung bezeichnet wird (PETERS et al. 2012). Generell wurden diese Modellierungen anhand von Bohrungen (1D; Kap. 2.4.2), seismischen oder geologischen Profilen (2D) oder ausgehend von Verbreitungs- und Tiefenkarten (3D) durchgeführt. Basierend auf der Zuweisung petrophysikalischer Eigenschaften zu den Gesteinseinheiten im Modell und geeigneter Eingabedaten zur Wärmeflussverteilung wurden zahlreiche Ergebnisse im Laufe der Simulation errechnet. Beispiele hierfür sind die Reife des organischen Materials, Druckverteilung, Porositäten, Permeabilitäten, KW-Genese, Adsorption, Migration und Akkumulation von Kohlenwasserstoffen. Diese Ergebnisse wurden für jeden Zeitschritt im Modell errechnet. Anhand von Kalibrationsdaten wurden

dann die Simulationsergebnisse überprüft und, falls erforderlich, die Eingabedaten angepasst.

Die beiden für diese Studie vorliegenden 3D-Modellgebiete hatten eine Ausdehnung von jeweils ca. 4300 km². Die Auflösung (Zellengröße) der Modelle betrug 500 m × 500 m in der Horizontalen und maximal 400 m in der Vertikalen. Der Zeitraum der Beckenentwicklung erstreckt sich vom Unterkarbon bis heute und umfasst bis zu 12 km mächtige Sedimente. Diese Modellregionen wurden ausgewählt, da die geologische Datenlage durch die mehr als 150-jährige Explorationstätigkeit (BOIGK 1981) relativ gut ist und die Ergebnisse somit belastbar sind. Die Modelle stellen eine eigenständige Interpretation der geologischen Entwicklungsgeschichte, der organisch-geochemischen Parameter und der faziellen Entwicklung dar (Abb. 2.4-4).

Als wichtiger Parameter für die Mengenabschätzung gilt die kritische Ölsättigung in den Muttergesteinsformationen. Dieser Parameter gibt bei der Modellierung zum einen an, ab welcher Konzentration von Erdöl die Ölmigration startet und zum anderen die minimale Erdölmenge, die im Porenraum verbleibt und für die sekundäre Gasbildung zur Verfügung steht (HANTSCHHEL & KAUEAUF 2009). Die kritische Ölsättigung kann aus keinem geochemischen Parameter direkt bestimmt werden (OKUI et al. 1998). Sie wird in der Literatur mit einem weiten Wertebereich angegeben (MANN et al. 1997), abhängig davon, ob ein ganzes Sedimentbecken betrachtet wird, oder nur einzelne mit Öl imprägnierte

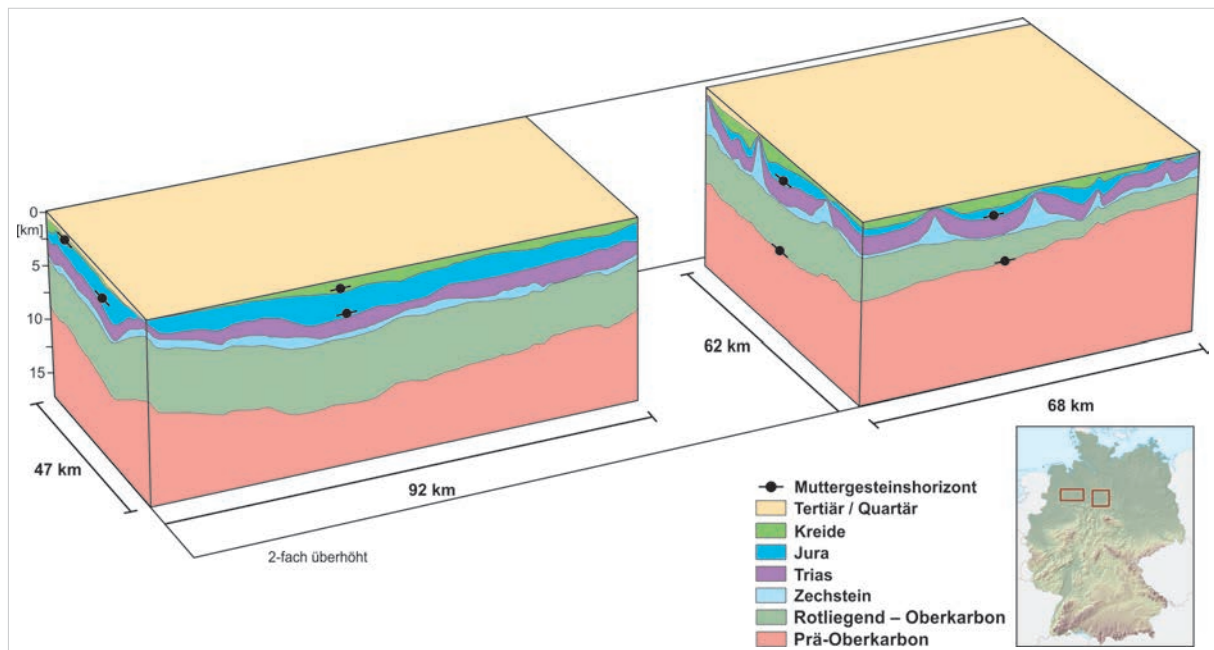


Abbildung 2.4-4: Blockbilder der 3D-Sedimentbeckenmodelle mit den wichtigsten Formationen. Die Lage der untersuchten Muttergesteinshorizonte der Tongesteinsformationen ist durch die schwarzen Symbole schematisch dargestellt. Das linke Blockbild (Modell-West) beinhaltet die Muttergesteinshorizonte des Posidonienschiefer und des Wealden. Das rechte Blockbild (Modell-Ost) beinhaltet die Muttergesteinshorizonte des Unterkarbon und des Posidonienschiefer. Die Karte zeigt die Lage der 3D-Modelle.

Migrationsbahnen (MACKENZIE & QUIGLEY 1988, HIRSCH & THOMPSON 1995).

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurden an der BGR für beide Modelle die Werte für die kritische Ölsättigung der Muttergesteinsformationen einmal auf 1 % und einmal auf 10 % festgesetzt. Der untere Grenzwert gab die minimale Sättigungsgrenze an, welche typischerweise bei der sekundären Migration auftrat. In einem Erdölmuttergestein ist die kritische Ölsättigung aufgrund kürzerer Migrationsbahnen und des Kerogennetzwerks höher; dies wurde durch den oberen Grenzwert dargestellt. Dieser Wert wurde hier einer konservativen Abschätzung folgend auf 10 % begrenzt angenommen, kann aber auch deutlich höher sein. Mit dieser Obergrenze ist die Unsicherheit bei der petroleumgeologischen Modellierung durch eine Bandbreite in der Mengenabschätzung berücksichtigt worden.

Die Ergebnisse der gegenüber dem volumetrischen Ansatz unabhängigen Mengenberechnungen sind in Kapitel 2.4.4 dargestellt.

2.4.4 Vergleich der Ergebnisse unterschiedlicher Methoden

Im Folgenden werden die Ergebnisse der drei Methoden

1. volumetrischem Berechnungsverfahren (In-Place-Mengen; Kap. 2.4.1),
2. KW-Genesepotenzial-Methode (maximal generierte Mengen; Kap. 2.4.2),
3. petroleumgeologischer 3D-Beckenmodellierung (In-Place-Mengen; Kap. 2.4.3).

für die beiden Modellgebiete miteinander verglichen.

Die mit der KW-Genesepotenzial-Methode ermittelte Erdöl- und Erdgasmenge (Abb. 2.4-5) ist für die hier untersuchten Formationen in beiden Modellgebieten um ein Vielfaches größer als die der In-Place-Methoden. Das KW-Genesepotenzial repräsentiert jedoch die maximale Menge an Schieferöl und Schiefergas, welche in den Tongesteinsformationen vorhanden sein kann, unter Annahme einer ausbleibenden Expulsion während der Genese (Kap. 2.4.2). Diese

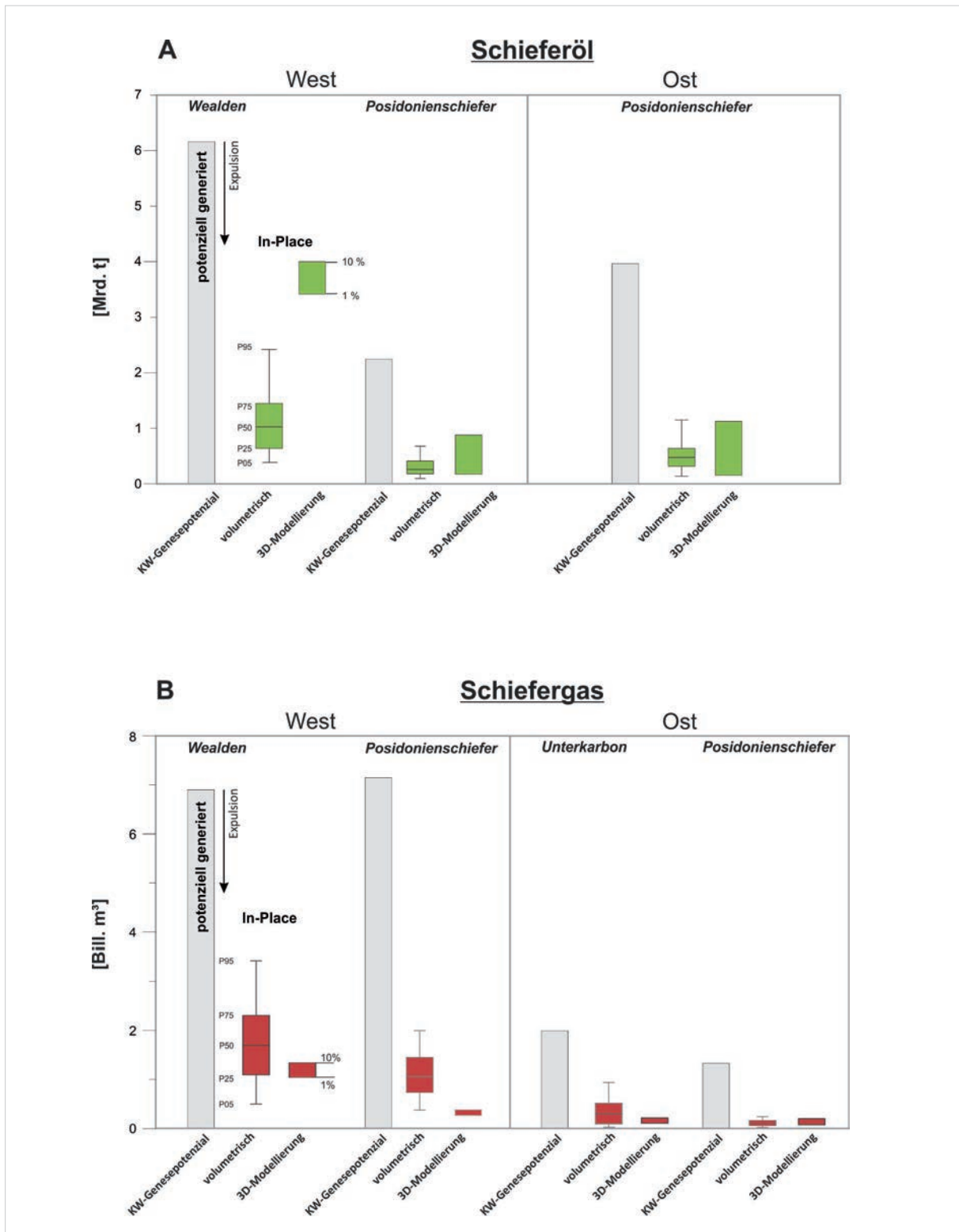


Abbildung 2.4-5: Vergleich der Abschätzungen der Schieferöl- und Schiefergasmengen in den Modellgebieten West und Ost für Wealden, Posidonienschiefer und Unterkarbon. Für die volumetrische In-Place-Berechnung sind die Ergebnisse der statistischen Kennwerte P05, P25, P50, P75 und P95 angegeben (Perzentile aus der Monte-Carlo-Simulation, die angeben, welcher Anteil des Ergebniswertes nicht über- oder unterschritten wird). Die Ergebnisse der petroleumgeologischen 3D-Beckenmodellierung sind als Spannweite dargestellt. Das KW-Genesepotenzial stellt den Maximalwert der potenziell generierten Kohlenwasserstoffe dar. Unterschiedliche Skalierung der y-Achsen beachten.

Maximalmengen zeigen, dass in allen Formationen ausreichend Erdöl- und Erdgasbildungspotenzial vorhanden war, um die in den volumetrischen OIP- und GIP-Methoden errechneten Mengen zu erreichen. Um die Expulsion abzuschätzen, wurden Literaturwerte herangezogen, die z. B. für den Posidonienschiefer bei bis zu 90 % liegen (COOLES et al. 1986, PEPPER 1991, LITKE & WELTE 1992, OKUI et al. 1998). Bei diesen Expulsionswerten lag die im Tongestein verbliebene Menge in der gleichen Größenordnung wie bei der volumetrischen OIP-Methode.

Die petroleumgeologische 3D-Beckenmodellierung kam in den Modellgebieten sowohl für Schieferöl als auch für Schiefergas zu ähnlichen In-Place-Mengen wie die volumetrische OIP- bzw. GIP-Methode (Abb. 2.4-5). Geringe Unterschiede ergaben sich dadurch, dass im 3D-Modell, wie auch in der Realität, Schieferöl und Schiefergas nebeneinander vorlagen, während bei der volumetrischen Berechnung die Vorkommen von Schieferöl und Schiefergas anhand einer Reifegrenze strikt getrennt wurden. Im Modell-West lag eine größere Fläche des Posidonienschiefer in diesem Übergangsbereich, sodass die Ergebnisse der 3D-Modellierung für Schiefergas am unteren Ende der volumetrischen Abschätzung lagen (Abb. 2.4-5). Die mit der petroleumgeologischen 3D-Beckenmodellierung ermittelten Schieferölmengen lagen im Modell-West des Posidonienschiefer über den Mengen, die mittels der volumetrischen OIP-Methode ermittelt wurden. Lagen nur 10 % der generierten Schieferölmenge in Form von Schiefergas vor, so würde dies die Menge des Schiefergases um insgesamt ein Drittel erhöhen und zur Annäherung der Ergebnisse beider Methoden führen. Dieser deutliche Volumenunterschied zwischen Erdöl und Erdgas ist auf die unterschiedlichen Dichten zurückzuführen. Im petroleumgeologischen 3D-Modell lagen auch bei einer Reife von 1,2 % VR noch Erdöl und Erdgas vor. Die Diskrepanz zwischen der In-Place-Abschätzung und der Modellierung lässt sich also vor allem auf das gegenwärtig nicht bekannte Verhältnis von Schieferöl und Schiefergas in diesem Reifebereich zurückführen; in der Summe unter-

scheiden sich die ermittelten Mengen an Kohlenwasserstoffen nur geringfügig. Da für den Posidonienschiefer im Modell-Ost erheblich weniger Regionen in diesem Übergangsbereich der Reife lagen, ist der Unterschied in den Ergebnissen zwischen den Methoden geringer ausgeprägt. Deutlicher wurde dieser Effekt für den Wealden im Modell-West, da dieser einen größeren Flächenanteil in diesem Reifebereich einnahm.

Die Ergebnisse zeigen, dass trotz verschiedener Eingangsparameter bei den Methoden und unterschiedlicher, voneinander unabhängiger Berechnungsmethoden die ermittelten Schieferöl- und Schiefergasmengen innerhalb der jeweiligen Variationsbreiten liegen. Die Ergebnisse der KW-Genesepotenzial-Methode verdeutlichen, dass ausreichend Erdöl- und Erdgasbildungspotenzial vorhanden ist, und stützen damit die Ergebnisse der volumetrischen In-Place-Methoden. Die überlappenden Ergebnisse der petroleumgeologischen 3D-Modellierung und der volumetrischen In-Place-Methode belegen, dass die letztere zur Gesamtpotenzialabschätzung der einzelnen Formationen geeignet ist und die Ergebnisse somit belastbar sind. Unsicherheiten bleiben in Gebieten im Übergangsbereich vom Öl- zum Gasfenster. Hier erweist sich nur die ermittelte Kohlenwasserstoffgesamtmenge als belastbar, die jeweiligen Anteile an Schieferöl und Schiefergas können sich zukünftig als verschiebbar herausstellen.

Insgesamt zeigt dieser Vergleich der Abschätzungsmethoden für diese Modellgebiete eine gute und in sich konsistente Übereinstimmung der Mengen.

2.5 Ressourcenabschätzung für Deutschland

2.5.1 In-Place-Potenzialabschätzung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der In-Place-Potenzialabschätzungen vorgestellt, die für Schieferöl (OIP) und Schiefergas (GIP) in Deutschland für das Tiefenintervall 1000–5000 m ermittelt wurden (vgl. Kap. 2.3.2). Die Mengen an Schieferöl und Schiefergas wurden

außerdem separat für das Tiefenintervall 500–1000 m sowie als Summe für 500–5000 m ausgewiesen (Tab. 2.5-1). Die über die Monte-Carlo-Simulation (vgl. Kap. 2.4.1.3, Anhang) ermittelten Verteilungen für die OIP- und GIP-Mengen dienen zur Veranschaulichung der Unsicherheit bei den Potenzialabschätzungen und es wird ersichtlich, welche Mengen am wahrscheinlichsten zu erwarten sind (Abb. 2.5-1 bis 2.5-3). Zur Beschreibung dieser Verteilungen wurden Perzentile verwendet. Die Perzentile P05 und P95 stellen z. B. die Werte dar, welche jeweils nur von 5 % der Ergebniswerte unter- bzw. überschritten werden, bzw. 90 % der Ergebnisse liegen zwischen den Perzentilen P05 und P95. Das Perzentil P50 bzw. der Median gibt an, dass 50 % der Werte größer bzw. kleiner sind als der angegebene Wert. Perzentile im Zentrum der Verteilung, wie der P50, sind abgesicherter als am Rand der Verteilung.

Tongesteine des Unterkarbon

Die Tongesteine des Unterkarbon wurden in Hangender Alaunschiefer-West und -Ost, sowie die Kohlenkalk-Fazies der Vorpommerschen Ostseeküste untergliedert (Kap. 2.3.2.1). Schieferölpotenzial hat nur die Kohlenkalk-Fazies in Nordostdeutschland (Abb. 2.3-5). Die OIP-Menge ist aufgrund der kleinräumigen Verbreitung des entsprechenden Fazies- und Reifebereichs sowie niedriger S1-Werte mit 13 Mio. t (P50) gering (Tab. 2.5-1).

Aufgrund der tiefen Versenkung und der damit verbundenen hohen thermischen Reife überwiegt das Schiefergaspotenzial (Tab. 2.5-2). Da die Fläche und insbesondere die Mächtigkeit des Hangenden Alaunschiefer im Westen geringer ist als im Osten (Kap. 2.3.2.1; Tab. 2.3-1), ist das Schiefergaspotenzial der östlichen Vorkommen größer. Die Kohlenkalk-Fazies in Nordostdeutschland hat das größte Schiefergaspotenzial des Unterkarbon (ca. 77 % bezogen auf P50). Zwar erfüllt nur rund ein Drittel der Gesamtmächtigkeit dieser Formation die erforderlichen Kriterien als höffige Tongesteinsformation; die Verbreitungsfläche

ist mit 750 km² jedoch groß im Vergleich zu den anderen Formationen.

Das 1000-m-Tiefenkriterium beschneidet das Gesamtpotenzial kaum, da das Unterkarbon überwiegend tiefer liegt. Nur der Hangende Alaunschiefer-West kommt in geringeren Tiefen vor und die Einbeziehung dieser flacheren Vorkommen (500–1000 m) führt hier zu einer 48 %-igen Erhöhung des Schiefergaspotenzials. Insgesamt wurden für das Unterkarbon GIP-Mengen von jeweils 2,61 Bill. m³ (1000–5000 m) bzw. 2,63 Bill. m³ (500–5000 m) für den Median berechnet.

Permokarbon

Die südwestdeutschen permokarbonen Tongesteine haben aufgrund ihrer geringen thermischen Reife fast ausschließlich Schieferölpotenzial (Abb. 2.3-8). Da für diese lakustrinen Abfolgen des Permokarbon keine S1-Werte vorlagen, wurde ein durchschnittlicher Wert für ein Muttergestein eines Typ I-Kerogens im Ölfenster in Abhängigkeit vom C_{org}-Gehalt für die Berechnungen zugrundegelegt (Tab. 2.4.1, Kap. 2.4; PETERS & CASSA 1994). Die ermittelte OIP-Menge liegt bei 104 Mio. t (P50), womit die Tongesteine des Permokarbon das viertgrößte Schieferölpotenzial aufweisen (Tab. 2.5-1).

Mittelrhätschiefer

Die bituminösen Tongesteine des Mittelrhät (Mittelrhätschiefer) liegen im zentralen und westlichen Niedersächsischen Becken (Abb. 2.3-9) und weisen sowohl ein Schieferöl- als auch ein Schiefergaspotenzial auf. Mit einem S1-Wert von 0,5 mg KW/g C_{org} ist das Muttergesteinspotenzial des Mittelrhät eher gering, und ergibt mit 88 Mio. t (P50) vergleichsweise niedrige OIP-Mengen (Tab. 2.5-1). Das mit einer GIP-Menge von 370 Mrd. m³ (P50; Tab. 2.5-2) drittgrößte Schiefergaspotenzial ist auch auf die im Rahmen dieser Studie ermittelte hohe Porosität dieser Tongesteine zurückzuführen. Oberhalb von 1000 m besitzt der Mittelrhätschiefer sowohl für Schieferöl als auch für Schiefergas nur ein geringes Potenzial (Tab. 2.5-1 und 2.5-2).

Tabelle 2.5-1: Statistische Kennwerte der Oil-In-Place-Abschätzung für tertiären Fischschiefer, Blättertone, Wealden, Posidonienschiefer, Mittelrhät, Permokarbon und Unterkarbon, für Vorkommen von 500–1000 m, 1000–5000 m sowie als Summe von 500–5000 m.

Formation	Tiefe	Oil-In-Place [Mio. t]				
		P05	P25	P50	P75	P95
Tert. Fischschiefer	500–5000 m	3	8	16	121	251
	500–1000 m	0	0	0	3	5
	1000–5000 m	3	8	16	118	246
Blättertone	500–5000 m	76	165	237	324	475
	500–1000 m	10	21	29	40	57
	1000–5000 m	66	144	207	285	418
Wealden	500–5000 m	422	668	929	1276	2036
	500–1000 m	349	522	702	947	1482
	1000–5000 m	73	145	227	329	554
Posidonienschiefer	500–5000 m	699	1202	1743	2503	4099
	500–1000 m	39	65	94	137	228
	1000–5000 m	661	1137	1648	2366	3872
Mittelrhät	500–5000 m	24	63	90	116	160
	500–1000 m	1	2	3	3	5
	1000–5000 m	23	61	88	113	154
Permokarbon	1000–5000 m	37	68	104	158	291
Unterkarbon	1000–5000 m	4	8	13	21	37
Gesamt	500–5000 m	1266	2183	3132	4520	7347
	500–1000 m	398	610	829	1129	1776
	1000–5000 m	868	1573	2303	3390	5571

Posidonienschiefer

Aufgrund der weiten Verbreitung sowie der überwiegend günstigen geochemischen und physikalischen Parameter (hohe S1-Werte, hohe Porosität), besitzt der Posidonienschiefer hohe Schieferöl- und Schiefergaspotenziale (Abb. 2.3-10).

Große und zusammenhängende Gebiete mit Schieferölpotenzial liegen im Niedersächsischen Becken, kleinere Gebiete im Ostholstein-Trog und bei Hamburg. Mit 1648 Mio. t (P50; Tab. 2.5-1) hat der Posidonienschiefer im Vergleich zu den anderen untersuchten Formati-

onen das höchste Potenzial für Schieferöl. Die Gebiete mit Schiefergaspotenzial schließen südlich daran an und umfassen fast das gesamte südliche Niedersächsische Becken. Im Oberrheingraben liegt ein weiteres Gebiet mit Schiefergaspotenzial. Die gesamte GIP-Menge (1000–5000 m) des Posidonienschiefer beläuft sich auf 3,21 Bill. m³ (P50; Tab. 2.5-2); etwa ein Fünftel dieser Menge wird dem Oberrheingraben zugeordnet.

Potenziale von Tongesteinen zwischen 500 m und 1000 m erhöhen die OIP- und GIP-Mengen (P50) um jeweils 5,7 % bzw. 7,8 % auf 1743 Mio. t (OIP) und 3,46 Bill. m³ (GIP).

Wealden

Mehrere kleine Potenzialgebiete des Wealden liegen im zentralen und westlichen Niedersächsischen Becken (Abb. 2.3-13). Gebiete mit Schieferölpotenzial sind im nördlichen Niedersächsischen Becken verbreitet. Zwei Gebiete mit Schiefergaspotenzial liegen nahe dem südlichen Rand des Niedersächsischen Beckens.

Die OIP-Menge wurde auf 227 Mio. t (Tab. 2.5-1), die GIP-Menge auf 330 Mrd. m³ berechnet (Tab. 2.5-2) (P50; 1000–5000 m). Ein Großteil sowohl des Schieferöl- als auch des Schiefergaspotenzials wurde flacheren Schichten zwischen 500 m und 1000 m Tiefe zugeordnet. Bei Einbeziehung dieser Volumina erhöhen sich die In-Place-Mengen für Schieferöl und Schiefergas in etwa um das Vierfache (P50; Tab. 2.5-1 und 2.5-2). Die hier vergleichsweise großen Spannbreiten resultieren aus der hohen Heterogenität der Wealden-Formation, insbesondere in Bezug auf die Mächtigkeit.

Blättertone (Unterkreide)

Die Gebiete der kretazischen Blättertong-Formation mit Schieferölpotenzial verteilen sich inselartig über Norddeutschland (Abb. 2.3-16). Die abgeschätzte OIP-Menge liegt bei 207 Mio. t (P50). Diese steigt bei Einbeziehung der Schichten zwischen 500 m und 1000 m nur geringfügig an (Tab. 2.5-1). Da die Blättertong-Formation nie eine für die Erdgasbildung erforderliche Versenkung – und somit thermische Reife – erfahren hat, weisen diese Tongesteine kein Schiefergaspotenzial auf (vgl. BGR 2012).

Tertiärer Fischechiefer

Der tertiäre Fischechiefer hat sowohl Schieferöl- als auch Schiefergaspotenzial und ist auf Gebiete des süddeutschen Molassebeckens und des Oberrheingrabens beschränkt. Die OIP-Menge liegt bei 16 Mio. t (P50). Davon fällt der größere Anteil auf Gebiete des Molassebeckens. Geringes Schiefergaspotenzial (GIP-Menge:

Tabelle 2.5-2: Statistische Kennwerte der Gas-In-Place-Abschätzung für tertiären Fischechiefer, Wealden, Posidonienschiefer, Mittelrhät und Unterkarbon für Vorkommen von 500–1000 m, 1000–5000 m sowie als Summe von 500–5000 m.

Formation	Tiefe	Gas-In-Place [Bill. m ³]				
		P05	P25	P50	P75	P95
Tert. Fischechiefer		0	0	0,01	0,01	0,03
Wealden	500–5000 m	0,53	0,90	1,22	1,58	2,20
	500–1000 m	0,39	0,66	0,89	1,15	1,61
	1000–5000 m	0,14	0,24	0,33	0,42	0,58
Posidonienschiefer	500–5000 m	1,64	2,56	3,46	4,60	6,72
	500–1000 m	0,14	0,19	0,25	0,31	0,41
	1000–5000 m	1,50	2,37	3,21	4,29	6,31
Mittelrhät	500–5000 m	0,19	0,28	0,37	0,50	0,80
	500–1000 m	0	0	0	0	0,01
	1000–5000 m	0,19	0,28	0,37	0,50	0,79
Unterkarbon	500–5000 m	1,27	1,93	2,63	3,69	6,18
	500–1000 m	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04
	1000–5000 m	1,26	1,91	2,61	3,66	6,13
Gesamt	500–5000 m	3,64	5,68	7,69	10,39	15,93
	500–1000 m	0,54	0,87	1,16	1,50	2,07
	1000–5000 m	3,10	4,81	6,52	8,89	13,85

10 Mrd. m³; P50) besteht im nördlichen Oberrheingraben (Abb. 2.3-18), dort wo die Fischschiefer-Formation mächtiger als 20 m ist.

Flacher liegende Potenzialgebiete, zwischen 500 m und 1000 m Tiefe, sind sowohl für Schieferöl als auch für Schiefergas auf den Oberrheingraben beschränkt und tragen nur unwesentlich zum Gesamtschieferölpotenzial des tertiären Fischschiefer bei.

Gesamtbewertung

Das Schieferölpotenzial aller untersuchten Tongesteine ergibt Oil-In-Place Mengen zwischen 870 Mio. t (P05) und 5570 Mio. t (P95) in Tiefen von 1000–5000 m (Tab. 2.5-3; Abb. 2.5-4) und zwischen 1270 Mio. t (P05) bis 7350 Mio. t (P95) in Tiefen von 500–5000 m. Der Median (P50) liegt bei 2300 Mio. t bzw. 3130 Mio. t Schieferöl. Den mit über 71,6 % größten Anteil am Schieferölpotenzial (1000–5000 m) hat der Posidonienschiefer. Die Blättertone und der Wealden tragen jeweils mit ca. 10 % zum gesamten Schieferölpotenzial bei. Permokarbon (4,5 %), Mittelrhät (3,8 %), tertiärer Fischschiefer (0,7 %) und das Unterkarbon (0,6 %) haben aufgrund geringer Verbreitung und Mächtigkeit nur ein niedriges Schieferölpotenzial.

Das Schiefergaspotenzial aller untersuchten Formationen wird mit GIP-Mengen zwischen 3,1 Bill. m³ (P05) und 13,9 Bill. m³ (P95) für Tiefen zwischen 1000 und 5000 m, sowie zwischen 3,6 Bill. m³ (P05) und 15,9 Bill. m³ (P95) für Tiefen zwischen 500 m und 5000 m angegeben (Abb. 2.5-5). Der Median (P50) liegt bei 6,5 Bill. m³ bzw. 7,7 Bill. m³. Bei den Vorkommen zwischen 1000 und 5000 m Tiefe haben die Formationen Posidonienschiefer (49,2 %) und Unterkarbon (40,0 %) das größte Schiefergaspotenzial, während Mittelrhät (5,7 %), Wealden (5,1 %) und tertiärer Fischschiefer (0,2 %) nur mit geringem Prozentsatz zum Gesamtpotenzial beitragen (jeweils bezogen auf P50). Im Fall des Wealden liegt ein großer Anteil am Schiefergaspotenzial in flacheren Tie-

fenbereichen, sodass sich die Verhältnisse der Vorkommen zwischen 500 und 5000 m deutlich verschieben (Tab. 2.5-2). Die höchsten Schiefergasanteile haben trotz dieser Verschiebung nach wie vor der Posidonienschiefer mit 45,0 % und das Unterkarbon mit 34,2 %. Der Wealden repräsentiert 15,9 % des Gesamtpotenzials, während Mittelrhät und tertiärer Fischschiefer mit 4,8 % und 0,2 % dadurch kaum eine Veränderung zeigen.

Vergleich zur BGR-Studie 2012

Die präzisierte Ermittlung der Schiefergaspotenziale der aktuellen Studie liegt weitgehend innerhalb der Variationsbreite der ersten Studie (BGR 2012). Die Höchstwerte der Studie von 2012 wurden bei der aktuellen Berechnung nicht erreicht, da detaillierte Untersuchungen dazu führten, dass Teilen der ausgewählten Formationen ein Potenzial für Schieferöl und demnach nicht für Schiefergas zugeordnet wird. Im Unterschied zur ersten Studie werden jetzt die Potenziale des Unterkarbon und des Wealden niedriger und das Potenzial des Posidonienschiefer höher bewertet. Insgesamt konnten die quantifizierten Unsicherheiten der BGR-Studie 2012 deutlich verringert werden.

Abweichend von der ersten Studie, beschränkt sich die ausgewiesene bituminöse Tongesteinfazies des Unterkarbon auf den überregional verbreiteten Hangenden Alaunschiefer, die entsprechende Kulm-Fazies sowie die Kohlenkalk-Fazies. Hieraus resultiert insgesamt neben einer signifikanten Mächtigkeitsreduktion auch eine deutliche Flächenreduktion (vgl. BGR 2012), sodass eine niedrigere GIP-Gesamtmenge bestimmt wurde. Durch die Differenzierung in Einzelgebiete gingen jedoch regional spezifische Parameter in die Berechnung ein (z. B. Langmuir-Volumen) und haben eine präzisierte Abschätzung für Schiefergas ermöglicht.

Weiterhin ist für die Ausweisung der Mächtigkeiten der Kohlenkalk-Fazies berücksichtigt worden, dass durch tiefenabhängige Reifezunahme Gesteinsvolumina mit Schieferölpotenzial die-

jenigen mit Schiefergaspotenzial überlagern. Für die Kohlenkalk-Fazies der Region Vorpommersche Ostseeküste wurden drei verschiedene

Mächtigkeitsklassen ausgewiesen, von denen jeweils nur ein Drittel als hoffiger Bereich betrachtet wurde (vgl. Anhang).

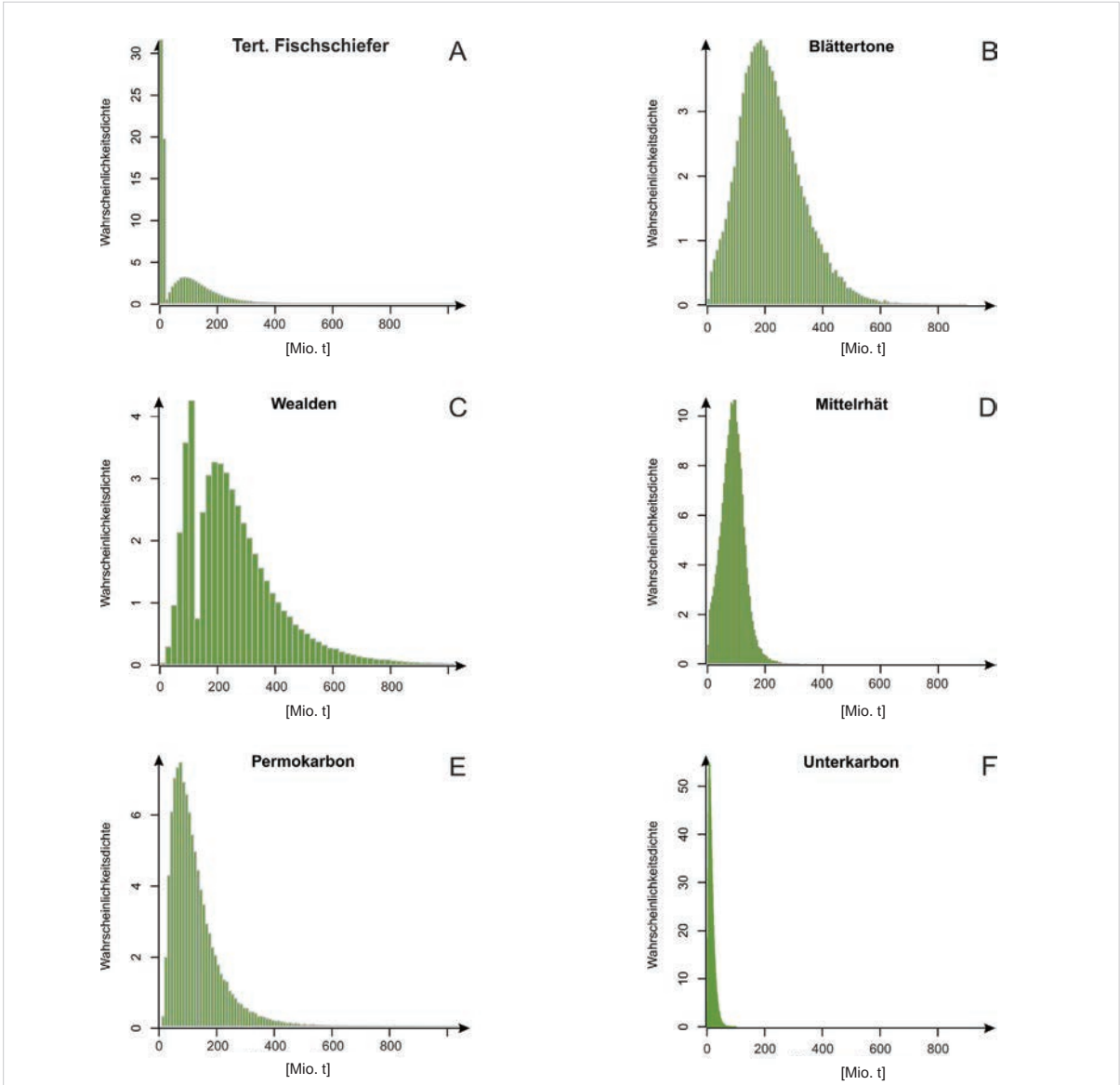


Abbildung 2.5-1: Schieferölpotenzial von 1000–5000 m der ressourcenrelevanten Formationen als Histogramm der Oil-In-Place-Abschätzungen (Posidonienschiefer mit abweichendem Maßstab in Abb. 2.5-2 dargestellt).

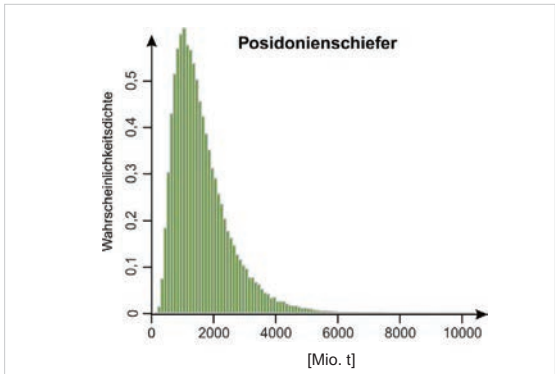


Abbildung 2.5-2: Schieferölpotenzial des Posidonienschiefer als Histogramm der Oil-In-Place-Abschätzungen für das Tiefenintervall 1000–5000 m.

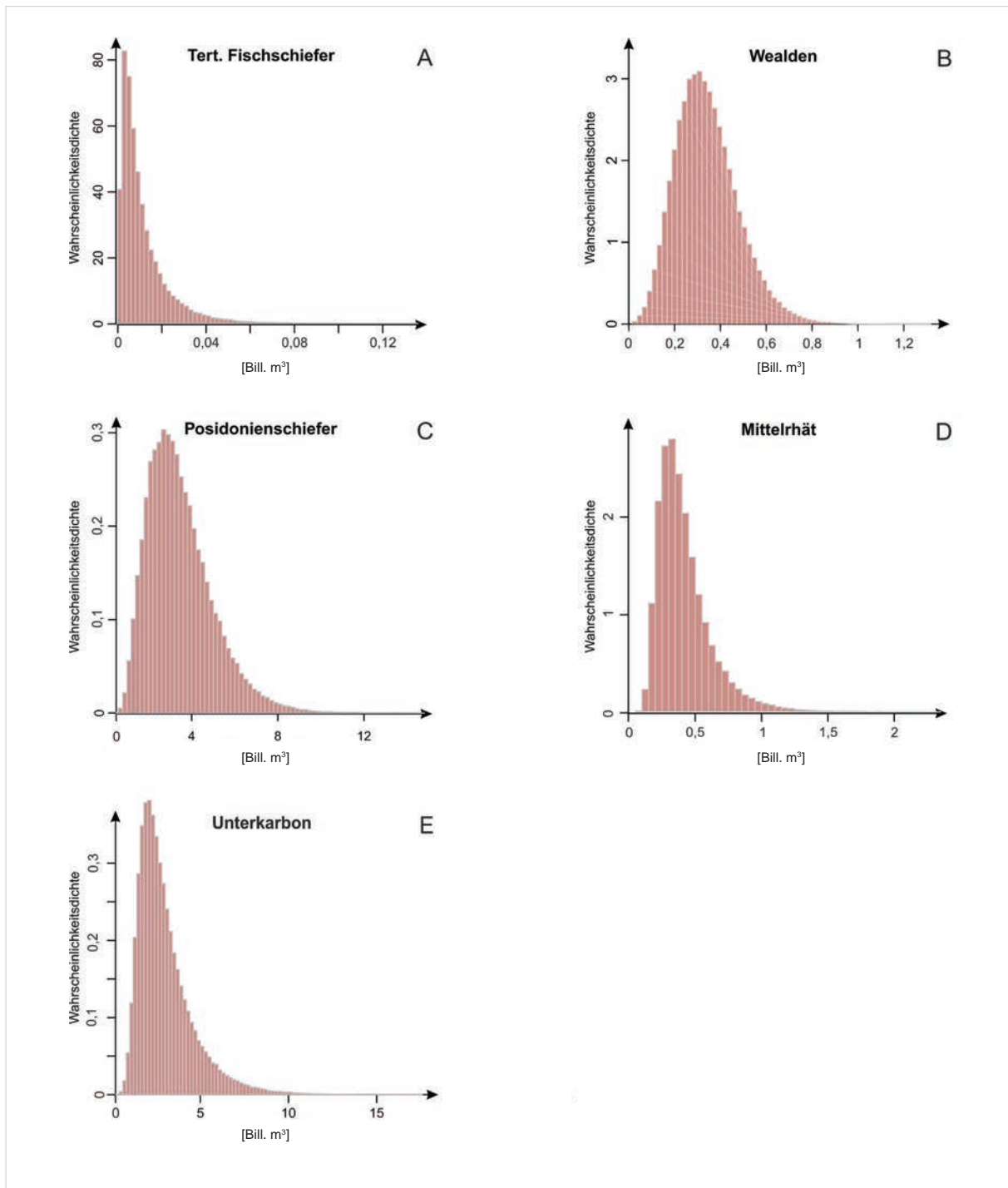


Abbildung 2.5-3: Schiefergaspotenzial ressourcenrelevanter Formationen als Histogramm der Gas-In-Place-Abschätzung für das Tiefenintervall 1000–5000 m. Die Skalierung ist nicht einheitlich zwischen den Formationen.

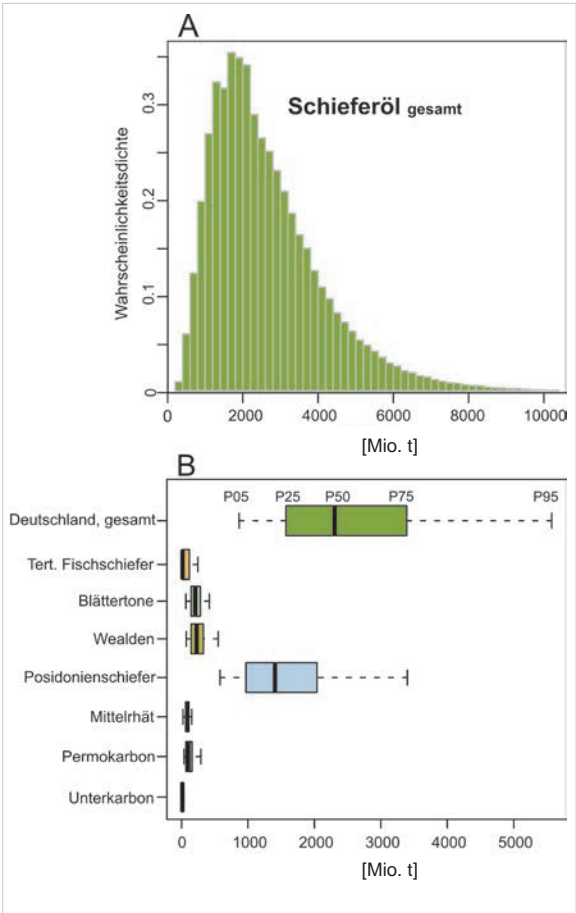


Abbildung 2.5-4: Ergebnisse der Oil-In-Place-Abschätzung für das Tiefenintervall 1000–5000 m: [A] Wahrscheinlichkeitsdichte des gesamten Schieferölpotenzials aller relevanten Tongesteinsformationen, [B] Box-Whisker-Plot der statistischen Kennwerte (Perzentile) für die gesamte Schieferölmenge und nach Formationen differenziert.

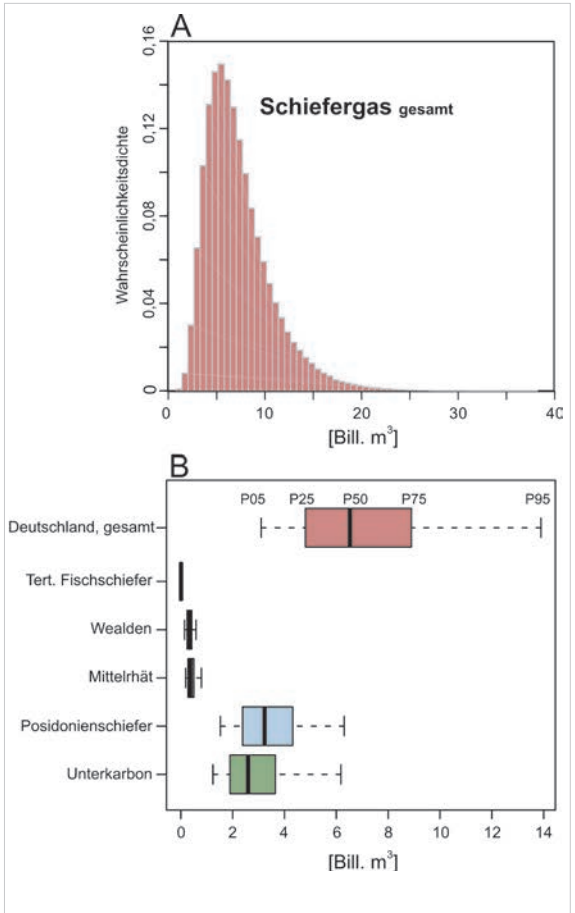


Abbildung 2.5-5: Ergebnisse der Gas-In-Place-Abschätzung für das Tiefenintervall 1000–5000 m: [A] Wahrscheinlichkeitsdichte des gesamten Schiefergaspotenzials aller relevanten Tongesteinsformationen, [B] Box-Whisker-Plot der statistischen Kennwerte (Perzentile) für die gesamte Schiefergasmenge und nach Formationen differenziert.

Tabelle 2.5-3: Statistische Kennwerte der gesamten In-Place-Mengen für Schieferöl- und Schiefergas (OIP und GIP) für Vorkommen von 500–1000 m, 1000–5000 m sowie als Summe von 500–5000 m.

	Gesamt	P05	P25	P50	P75	P95
Schieferöl In-Place [Mio. t]	500–5000 m	1270	2180	3130	4520	7350
	500–1000 m	400	610	830	1130	1780
	1000–5000 m	870	1570	2300	3390	5570
Schiefergas In-Place [Bill. m³]	500–5000 m	3,6	5,7	7,7	10,4	16,0
	500–1000 m	0,5	0,9	1,2	1,5	2,1
	1000–5000 m	3,1	4,8	6,5	8,9	13,9

Trotz der verbesserten Datenlage und einer deutlichen Verringerung der Unsicherheiten gegenüber der ersten Studie ist die Berechnungsgrundlage für Tongesteinsformationen des Unterkarbon nach wie vor als relativ unsicher einzustufen (Abb. 2.5-5B). Es bestätigt sich jedoch die große Bedeutung dieser Formation, der das nach dem Posidonienschiefer zweitgrößte Schiefergaspotenzial zugeordnet wird.

Die Schieferöl- und Schiefergasabschätzung des Posidonienschiefer ist durch eine hohe Datendichte belegt und aufgrund der faziellen Homogenität dieser Formation zuverlässig. Durch eine Neuevaluierung des Parameters Mächtigkeit wurde die durchschnittliche Mächtigkeit der Muttergesteinfazies reduziert. Da die aktuelle Studie zusätzlich geochemische Daten zur Muttergesteinscharakterisierung genutzt hat, ergibt sich insgesamt aber eine deutliche Zunahme der Schiefergasmenge gegenüber der BGR-Studie 2012.

Das niedrigere Potenzial der Wealden-Formation ist auf eine detaillierte Neuevaluierung bestehender sowie auf die Berücksichtigung zusätzlicher Daten hinsichtlich Verbreitung, Tiefenlage und Mächtigkeit der bituminösen Tongesteinfazies zurückzuführen.

Für die Ressourcenabschätzung wurden generell nur Vorkommen berücksichtigt, sofern sich der Topp der Formation unterhalb von 1000 m befindet. Ein Teil der Vorkommen, deren Basis unterhalb 1000 m liegt (Topp folglich oberhalb von 1000 m), fließt damit nicht in die Berechnungen ein. Für die meisten Formationen mit geringer Mächtigkeit ist dies bei der Mengenabschätzung vernachlässigbar. Bei der Wealden-Formation hingegen nicht, da sie überwiegend große Mächtigkeiten (>100 m) aufweist. Im Gegensatz zum vorherigen Bericht werden nunmehr auch Wealden-Vorkommen unterhalb von 1000 m Tiefe berücksichtigt, auch wenn der Topp der Formation flacher liegt. Für die Berechnung wurde, basierend auf der geochemischen Auswertung von Bohrprofilen, nur ein Drittel der Gesamtmächtigkeit als bituminöse Fazies ausgewiesen, woraus sich ebenfalls eine

Mächtigkeitsreduktion ergibt (vgl. Anhang). Analog zum Unterkarbon der Vorpommerschen Ostseeküste (s. o.) wurden hierbei vier Mächtigkeitsklassen unterschieden. Insgesamt zeigt sich aus der Neuevaluierung, dass ein hoher Anteil der Schiefergaspotenzialgebiete des Wealden flacher als 1000 m liegt.

2.5.2 Technisch förderbares Schieferöl und -gas

Der technisch gewinnbare Anteil der Schieferöl- und Schiefergasmenen (In-Place-Mengen) in den betrachteten Formationen Deutschlands wird durch den Gewinnungsfaktor beschrieben. In Deutschland gibt es zum jetzigen Zeitpunkt keine Produktionsdaten nicht-konventioneller Kohlenwasserstoffe und somit auch keine Erfahrungswerte, welcher Anteil der vorhandenen Schieferöl-/Schiefergasmenen aus dichten Tongesteinen technisch förderbar wäre.

Erfahrungen bei der Gewinnung von Schieferöl und Schiefergas aus nordamerikanischen Tongesteinen zeigen, dass der förderbare Anteil von einer Vielzahl zusammenwirkender Faktoren abhängt. Neben der Anzahl und der Anordnung der Bohrungen, reguliert ein komplexes Zusammenspiel aus der geologischen Struktur, dem Überdruck, den mineralogisch-lithologischen, petrophysikalischen und geochemischen Eigenschaften (z. B. Porengrößen, Adsorptions- bzw. Retentionsvermögen, Tongehalt) sowie dem Vorhandensein von Rissen und Klüften der Tongesteine den Gewinnungsfaktor. Der quantitative Einfluss jedes einzelnen Faktors auf die Gewinnung ist jedoch kaum bekannt und wird zurzeit noch diskutiert (z. B. SANDREA & SANDREA, 2014). Zudem erstrecken sich Schieferöl- und Schiefergaslagerstätten zumeist über sehr große Gebiete und nur Teile davon sind in Nordamerika bisher intensiv erschlossen, sodass die Angaben des Gewinnungsfaktors für eine Tongesteinsformation variabel bleiben.

Im Folgenden werden verschiedene Einflussgrößen auf den Gewinnungsfaktor vorgestellt und diskutiert, inwieweit sie in einer Monte-Carlo-Simulation berücksichtigt werden können.

2.5.2.1 Förderungsrelevante Einflussgrößen

Mineralogie und Sprödigkeit

Tongesteine werden für die Schieferöl- und Schiefergasförderung zum jetzigen Zeitpunkt nur dann in Betracht gezogen, wenn durch hydraulische Stimulation (Fracking) Permeabilitäten erzeugt werden können. Dazu ist es erforderlich, dass das Gestein auf hydraulische Stimulation mit sprödem, bruchhaftem Verhalten reagiert. Ob ein Gestein auf mechanische Beanspruchung duktil (verformbar) oder spröde reagiert, hängt zu einem großen Teil von der mineralogischen Zusammensetzung ab (Kap. 2.1.2). Während Gesteine mit einem hohen Quarz- oder Karbonatgehalt bruchhaft reagieren, zeigen Gesteine mit einem hohen Tongehalt ein duktileres Verhalten bei mechanischer Beanspruchung, sodass anhand der Mineralogie eine grobe Einordnung in gut „frackbare“ und weniger gut „frackbare“ Gesteine möglich ist (Abb. 2.5-6; vgl. Kap. 2.1.2). Ein Grund für die bei der Förderung durch Fracking nachteilige Wirkung eines zu hohen Tongehaltes ist vermutlich der Anteil der quellfähigen Tonminerale, die auch technisch erzeugte Risse schließen können.

Für die ausgewählten Tongesteinsformationen wurde Folgendes festgestellt:

- Die meisten Proben sowohl des Posidonienschiefer als auch des Wealden zeigen ein variables Verhältnis der Tonminerale und der Karbonate, während der Quarzgehalt mit einem Mittelwert von jeweils 19 % relativ konstant bleibt. Die Hälfte der Proben des Posidonienschiefer ist bei Verwendung der 50 % Grenze als gut „frackbar“ einzustufen. Die untersuchten Proben des Wealden hingegen liegen fast ausschließlich oberhalb dieser Grenze.
- Die Proben des Unterkarbon bzw. des Hangenden Alaunschiefer weisen, ähnlich wie der Posidonienschiefer, eine größere Variabilität im Tonmineralgehalt auf, zeigen jedoch deutlich höhere Quarzgehalte (Mittelwert 46 %).

- Für die übrigen Formationen liegt ein zu geringer Datensatz vor, um belastbare Tendenzen aufzuzeigen.

Klüfte/Risse

Bereits vorhandene natürliche Brüche, ein bestehendes Rissystem oder Klüfte einer Tongesteinsformation können die Auswirkungen der hydraulischen Stimulation während einer Fracking-Maßnahme beeinflussen. Ein Einfluss offener Mikrorissnetzwerke auf die Gewinnung wird an US-amerikanischen Tongesteinen geringer Permeabilität deutlich. Hohe Produktionsraten werden hier nicht allein durch die Förderung der freien und adsorbierten Gase erklärt, sondern durch die Existenz dieses Mikrorissnetzwerkes, was eine leichtere Migration zum Bohrloch erlaubt (DEGHANPOUR & SHIRDEL 2011, APAYDIN et al. 2012). Weiterhin beeinflussen natürliche Brüche die Ausbreitung künstlich induzierter Risse während einer Fracking-Maßnahme (ZHANG et al. 2009). Auch geheilte Klüfte haben durch die Interaktion mit hydraulischer Stimulation Einfluss auf die Produktion (FISHER et al. 2005). Für den Antrim Shale und den Marcellus Shale konnte eine positive Korrelation zwischen existierender Bruchanzahl und Produktionsrate beobachtet werden (CURTIS 2002, ENGELDER et al. 2009), aber auch die Größe natürlicher Brüche relativ zu hydraulisch erzeugten Rissen kann die Interaktion während der Stimulation beeinflussen (BAHORICH et al. 2012). Durch Fluiddruckabnahme während der Produktion können die im Zuge der hydraulischen Stimulation erzeugten Brüche beeinflusst werden (GALE et al. 2014).

Im Rahmen der vorliegenden Studie konnten nur für das Unterkarbon, den Posidonienschiefer und den Wealden anhand von Bohrdaten, Aussagen zu vorhandenen Klüften getroffen werden. Für die restlichen Formationen lagen hierzu nur unzureichende Informationen vor.

- Der Hangende Alaunschiefer des Unterkarbon ist durch eine Wechsellagerung von Kalk- und Tongesteinen charakterisiert. Lokal sind Klüfte belegt, welche größtenteils kalzitisch verheilt sind. Die Kohlenkalk-

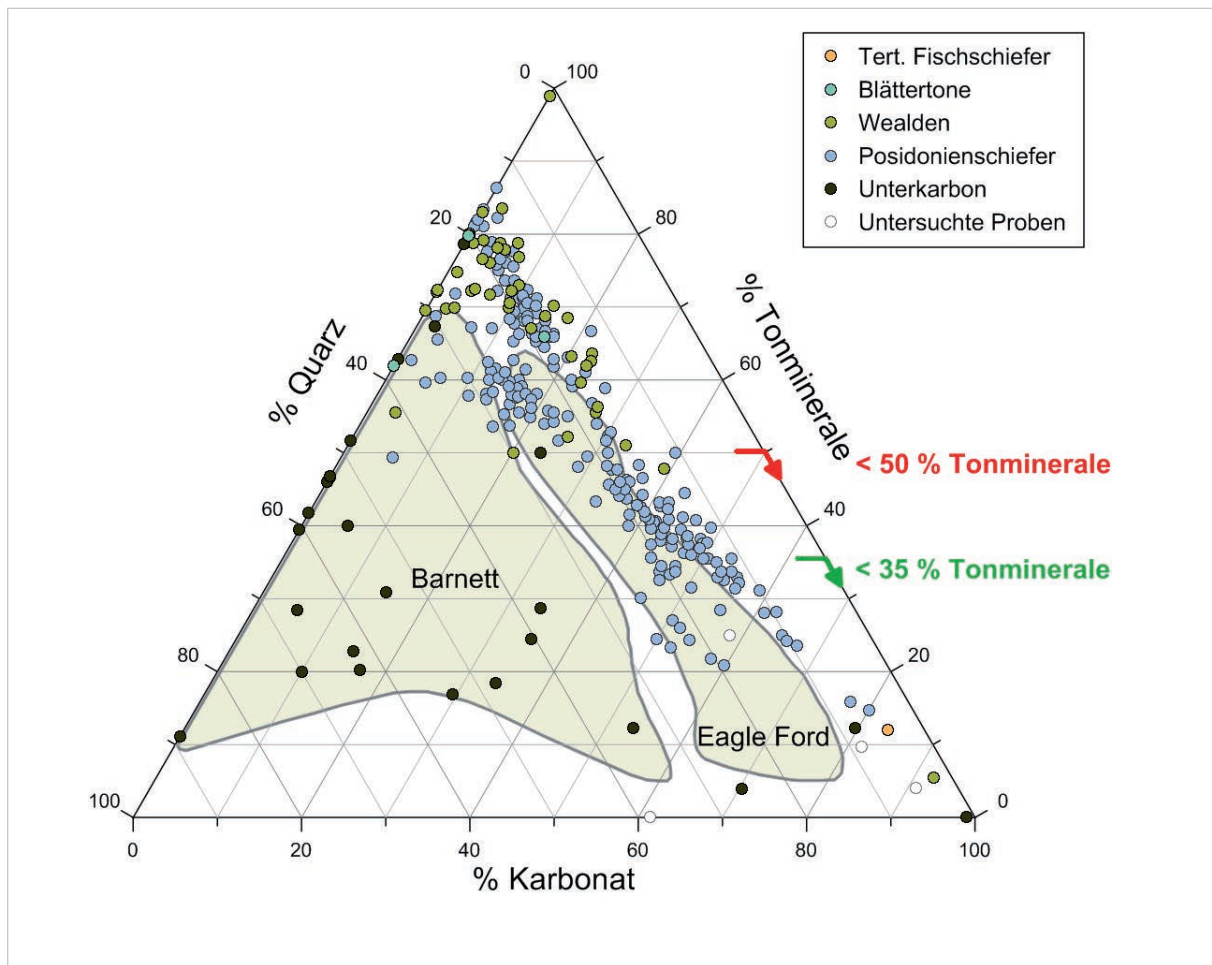


Abbildung 2.5-6: Dreiecksdarstellung der mineralogischen Zusammensetzung ausgesuchter Tongesteinsproben aus Deutschland und der Datenbereiche für zwei wichtige Tongesteinsformationen der USA (Barnett und Eagle Ford). Proben der Formationen, die im Rahmen dieses Berichts als relevante Muttergesteinsformationen evaluiert wurden, sind farblich dargestellt (nicht farblich: weitere untersuchte Proben; vgl. Kap. 2.3.3). Generelle Obergrenze des Tonmineralanteils für gut „frackbare“ Gesteine: 50 % (PASSEY et al. 2010) bzw. 35 % (ANDREWS 2014).

bzw. Kulm-Fazies der Vorpommerschen Ostseeküste liegt ebenfalls in Form einer Wechsellagerung von Ton- und Kalkgesteinen vor. Während auf Rügen für die Tongesteine des Tournaisium eine Klüftung (Kalzit, verheilt) beschrieben wird, wird diese für das Viseum nicht erwähnt.

- Für den Posidonienschiefer belegen Bohrungen mehrfach ein stark ausgeprägtes Klufnetzwerk. Größtenteils wird der Posidonienschiefer mit splitterig-kantigem Bruch, guter Spaltbarkeit sowie mit Kalzit und Dolomit verheilten Klüften beschrieben. Lokal bewirkte das Klufnetzwerk beim Durchteufen (ohne hydraulische Stimulation) einen Ölfluss zum Bohrloch.

Auch für die Gesteine der Wealden-Formation sind mehrfach Klüfte unterschiedlicher Ausprägung dokumentiert. Neben karbonatisch verheilten Klüften sind Klufflächen beschrieben, die mit Erdöl belegt sind. Diese Ölfilme sind teilweise an das Auftreten von Sand- bzw. Kalksteinlagen gebunden.

Eine Abschätzung, ob vorhandene Klüfte oder Klufsysteme jeweils über die gesamten Formationen mit Schieferöl- und Schiefergaspotenzial zu verfolgen sind, kann nur durch eine gezielte Exploration erfolgen. Für die Formationen des Posidonienschiefer und des Wealden deutet sich dies an; für das Unterkarbon erlaubt die gegenwärtige Datenlage dagegen keine Beurteilung.

Thermische Reife

Erfahrungen aus der Schieferölproduktion zeigen, dass für eine erfolgreiche Förderung ein Gasanteil von 15–25 % erforderlich ist (EIA 2013), sodass sich die Schieferölproduktion zurzeit vorrangig auf Gebiete mit einer Reife von über 0,8 % VR beschränkt. Bedingt durch die Gasexpansion bei Druckentlastung wird die Viskosität des Erdöls verringert, und es kann leichter zum Bohrloch migrieren.

- Von der Fläche mit Schieferölpotenzial des Posidonienschiefer und des Wealden besitzen ca. 50 % bzw. 80 % eine Reife von unter 0,8 % VR (1000–5000 m Tiefe). Daher wird im Rahmen dieser Studie für die Formationen Posidonienschiefer und Wealden von einer bimodalen Verteilung des Gewinnungsfaktors ausgegangen.
- Für die restlichen Formationen lassen sich hierzu keine Aussagen treffen, da aufgrund der Datenlage keine detaillierte Ausweisung von Reifebereichen vorgenommen werden konnte.

Crossover effect

Ein Indikator für die Produzierbarkeit von Schieferöl ist der sogenannte *crossover effect* (JARVIE 2012). Ein Tongestein kann nur eine definierte Menge von Kohlenwasserstoffen an seiner Oberfläche adsorbieren (z. B. NOBLE et al. 1997). Dieser Wert wird – bei Bestimmung mittels Rock-Eval-Analyse – mit etwa 100 mg KW/g C_{org} angenommen (SANDVIK et al. 1992, PEPPER & CORVIE 1995). Wird dieser Wert überschritten, tritt der *crossover effect* ein, d. h. Erdöl liegt in freier und leicht mobilisierbarer Phase vor und die Produktion wird verbessert.

- Für die untersuchten Tongesteinsformationen liegen bis auf wenige Ausnahmen (ca. 3 % der untersuchten Tongesteine) alle schieferölrelevanten Datenpunkte unterhalb des *oil crossover* (Abb. 2.5-7). Allerdings ist nicht auszuschließen, dass produzierbares Öl auch unterhalb dieses Grenzwertes vorhanden ist (PEPPER & CORVIE 1995, JARVIE 2012). Es wird angenommen, dass bei optimierten

Förderbedingungen ein Herabsetzen des Sorptionseffekts erreicht werden kann und sich somit der *oil crossover* Grenzwert verringert.

- Die Proben, die einen *crossover effect* zeigen (oberhalb beider gestrichelter Linien in Abb. 2.5-7) sind Muttergesteine des Wealden, des Blätterton und des Posidonienschiefer.

Zusätzlich kann eine Wechsellagerung von tonigen und gröberen Schichten den Transport des Erdöls zum Bohrloch begünstigen. Dieser Prozess wurde bei unseren Untersuchungen nicht betrachtet.

Geologische Komplexität

Der geologische Aufbau einer Tongesteinsformation kann die Produktivität von Schieferöl und Schiefergas und damit den jeweiligen Gewinnungsfaktor maßgeblich beeinflussen. So können vorhandene ausgeprägte Störungssysteme die Förderung durch die maximal mögliche Horizontalerstreckung der Bohrung begrenzen. Die betrachteten Formationen des Permokarbon und der Blättertone sind tektonisch weniger überprägt. Dies könnte einen generell höheren Gewinnungsfaktor begünstigen, während bei den übrigen Formationen aufgrund der geologischen Komplexität (vgl. Kap. 2.3.2) mit regional variablen Gewinnungsfaktoren zu rechnen ist.

2.5.2.2 Gewinnungsfaktoren für Schieferöl und -gas

Die Variabilität der oben genannten Einflussgrößen ist sowohl für die nordamerikanischen Lagerstätten als auch für die relevanten deutschen Tongesteinsformationen zu groß, um feststehende Werte für die Gewinnungsfaktoren zu bestimmen. Stattdessen wird die Variabilität der Gewinnungsfaktoren über eine statistische Verteilung abgebildet. Hierbei wurden die Gewinnungsfaktoren, in Anlehnung an bekannte Werte aus Nordamerika mit dem Fokus auf einer konservativen Abschätzung festgelegt. Dabei wurde berücksichtigt, dass die anfängliche hohe Förderrate (*primary recovery*) mit

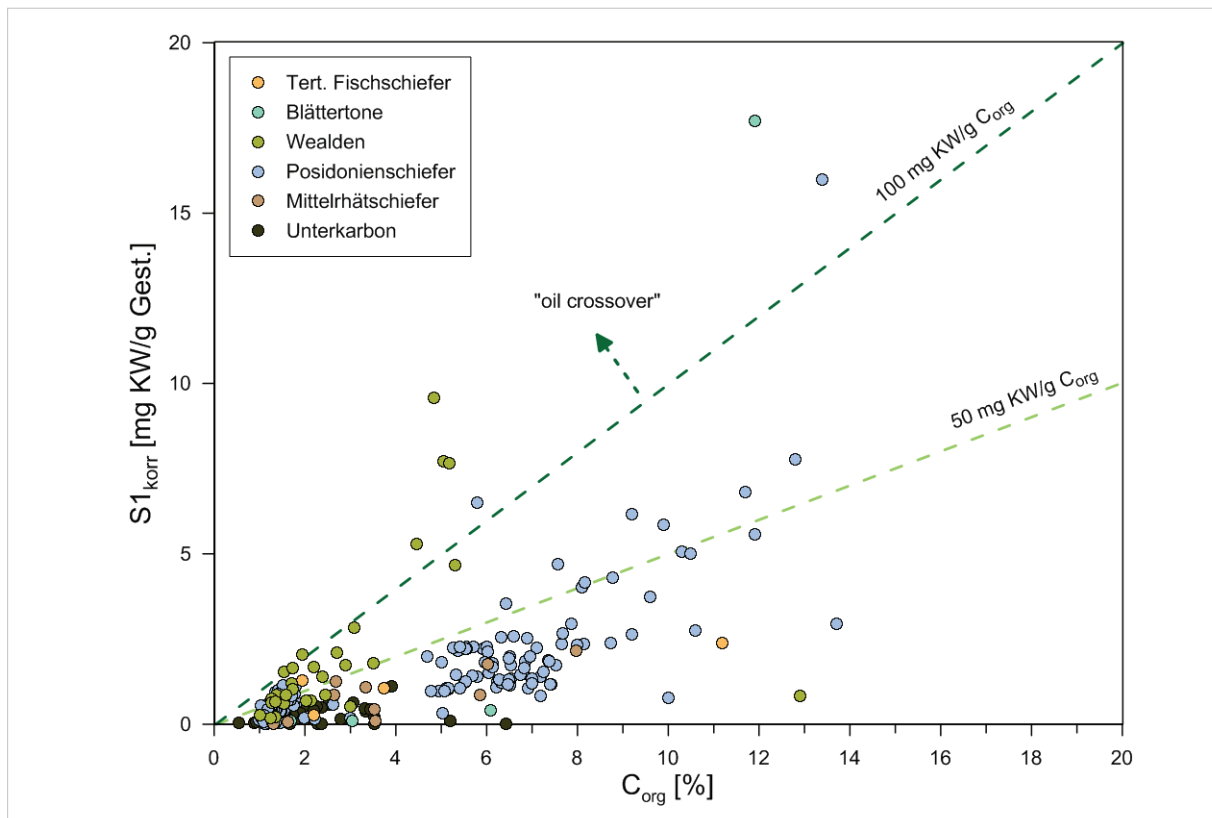


Abbildung 2.5-7: Charakterisierung der für die Schieferölpotenzialabschätzung genutzten relevanten Tongesteine (vgl. Kap. 2.5.1) anhand der Gehalte an im Gestein schon gebildeten „freien“ Kohlenwasserstoffen ($S1$: mg Kohlenwasserstoffe pro g Gestein, mg KW/g Gest.) sowie dem Gehalt an organischem Kohlenstoff C_{org} . Die $S1$ -Werte (y-Achse) sind für den geschätzten Verlust durch Abdampfung (Evaporation) nach Beprobung korrigiert (plus 16–18 %, vgl. Kap. 2.5.1): $S1_{korr}$. Die Linie bei 100 mg KW/g C_{org} zeigt einen Orientierungswert für das oil crossover: Werte über dieser Linie zeigen Vorkommen von potenziell förderbarem Öl, da die Sorptionskapazität des Gesteins überschritten ist (SANDVIK et al. 1992, PEPPER & CORVI 1995, JARVIE 2012). Bei einem Grenzwert von z. B. 50 mg KW/g C_{org} (ANDREWS 2014) liegen 17 % der Proben über der Linie.

der Zeit nachlässt. Für Schieferöl sind aktuelle Gewinnungsfaktoren in Nordamerika in der Höhe von 5–8 % (KING 2014), 5–10 % (*primary recovery*; MANRIQUE et al. 2010), 6–12 % (*primary recovery*; SANDHU 2012) sowie 2–8 % (EIA 2013) veröffentlicht. Alle Gewinnungsfaktoren liegen damit in einer ähnlichen Größenordnung. Obwohl lokal auch hohe Gewinnungsfaktoren von 17 % (Cardium Shale; SANDHU 2012) und 19 % (Cardium Shale; CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL RESOURCES 2014) ermittelt wurden, werden diese zugunsten einer konservativen Abschätzung nicht weiter berücksichtigt, sodass sich ein durchschnittlicher Gewinnungsfaktor nordamerikanischer Tongesteinsformationen von 4 % ergibt (SANDREA 2012, EIA 2013, SANDREA & SANDREA 2014, CANADIAN SOCIETY FOR UNCONVENTIONAL RESOURCES 2014). Die niedrigsten Gewinnungsfaktoren für Schieferöl liegen in etwa bei 1 % und werden

nur selten unterschritten (z. B. Formation DJ Niobara North Ext; EIA 2013).

Da für höherreife Tongesteine auch höhere Gewinnungsfaktoren erwartet werden, wurde in der vorliegenden Studie eine bimodale Verteilung für den Gewinnungsfaktor des Schieferöls definiert.

Für Bereiche geringerer Reife im Ölfenster wurde die wahrscheinlich geringe Mobilität des Erdöls durch einen Modalwert von 1 % und durch einen Mittelwert von 2 % berücksichtigt (Abb. 2.5-8 A). Der Minimalwert wurde im Sinne einer konservativen Abschätzung auf 0 % gelegt und der Maximalwert wurde hier – analog zu den US-Gewinnungsfaktoren – mit 8 % angenommen. Daraus ergibt sich jeweils eine logarithmische, leicht rechtsschiefe Verteilung.

lung des Gewinnungsfaktors für Schieferöl (Abb. 2.5-8). Diese Verteilung wurde analog für die Formationen, deren Schieferölpotenzialfläche nicht in weitere Reifebereiche differenziert wurde, übernommen. Für die Bereiche einer Formation, die verlässlich einem Reifebereich $>0,8$ % VR zugeordnet werden konnten (Posidonienschiefer und Wealden), wurde der Minimalwert des Gewinnungsfaktors bei 1 %, der Mittelwert bei 4 % und der Maximalwert bei 8 % angesetzt (Abb. 2.5-8 B). Der Maximalwert basiert auf der Extrapolation von Daten aus der Produktionserfahrung in den USA.

Veröffentlichte Gewinnungsfaktoren für Schiefergas (in den USA) variieren deutlich und reichen von 5–60 % (20–60 %, CURTIS 2002; 15–30 % IEA 2009; 15–40 % KUUSKRA 2009; 10–35 % EJAZ 2010; 15 % MOHR & EVANS 2011; 12 % IKKONIKOVA et al. 2012; 5–10 % SANDREA 2012; 20–30 % EIA 2013).

Wie schon bei der Abschätzung des Gewinnungsfaktors für Schieferöl wurden auch für Schiefergas hohe Werte als Ausnahme angesehen und bleiben aufgrund unseres konservativen Ansatz-

zes unberücksichtigt. Solch hohe Gewinnungsfaktoren wurden für einzelne Bohrungen abgeleitet (z. B. Barnett Shale: 55 %; IKKONIKOVA et al. 2012), basieren auf älteren Abschätzungen (20–60 %; CURTIS 2002) oder stammen aus einer Extrapolation von Daten aus langjähriger Schiefergasproduktion in den USA (EIA 2013). Darauf basierend und unter Einbeziehung geologischer Parameter (EIA 2013), sind für Schiefergas Gewinnungsfaktoren zwischen 20 % und 30 % zu erwarten, in Ausnahmefällen wird ein Gewinnungsfaktor von 15 % bzw. 35 % abgeleitet.

In dieser Studie wurde ein Maximalwert von 25 % verwendet. Analog zu dem gemittelten Gewinnungsfaktor für amerikanische Tongesteine von 13 % (SANDREA 2012), wurde dieser Prozentsatz als Mittelwert für Schiefergas in Deutschland angenommen. Die Produktionsdaten aus den USA für Schiefergas zeigen, dass auch nach längerer Förderung und dadurch bedingtem Rückgang der Förderraten ein Gewinnungsfaktor von 5 % in der Regel nicht unterschritten wird. Daher wurde dieser Wert in der vorliegenden Studie als Minimalwert definiert. Da die oberen Werte dieser Einteilung

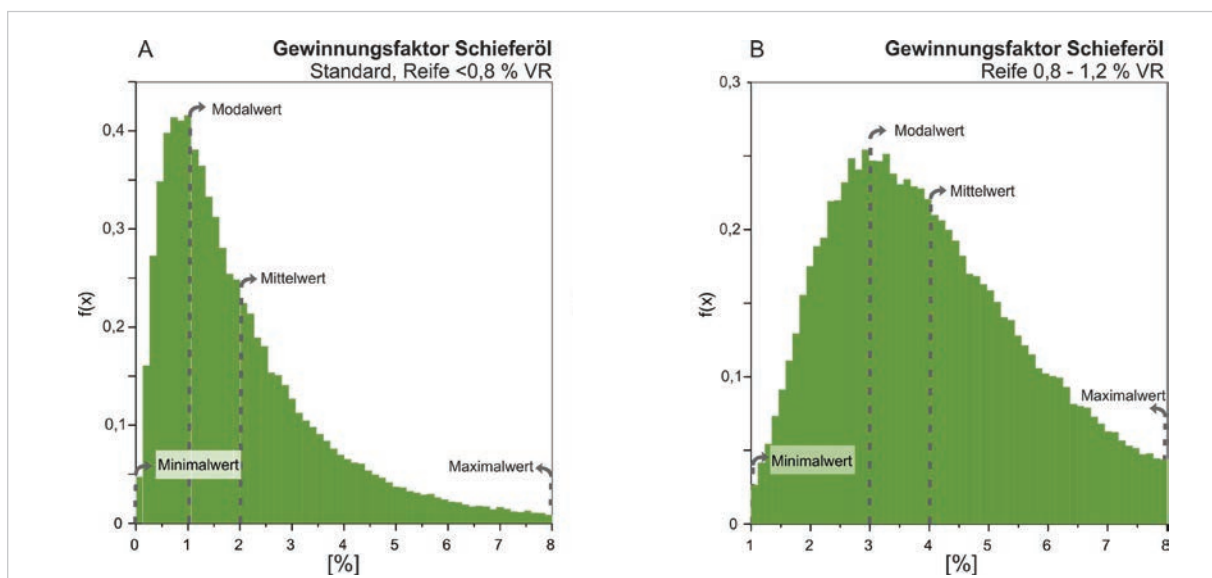


Abbildung 2.5-8: Verteilung des Gewinnungsfaktors für Schieferöl: [A] Reifebereich 0,6 % VR bis 0,8 % VR und für Formationen, welche nicht nach Reife differenziert ausgewiesen wurden Eingangsparemeter: Minimalwert 0 %, Maximalwert 8 %, Mittelwert 2 %, resultierender Modalwert 1 %; [B] Reifebereich 0,8 % VR bis 1,2 % VR: Eingangsparemeter: Minimalwert 1 %, Maximalwert 8 %, Mittelwert 4 %; resultierender Modalwert 3 %; $f(x)$: Wahrscheinlichkeitsdichte.

(Maximalwert) auf Extrapolation beruhen, wurde die Verteilung zugunsten geringerer Gewinnungsfaktoren gewichtet. Der Modalwert wurde auf 10 % festgelegt. Hieraus ergibt sich eine logarithmische, rechtsschiefe Verteilung des Gewinnungsfaktors mit einem Modalwert von 10 % und einem Mittelwert von 13 % (Abb. 2.5-9).

Die beschriebenen Verteilungen wurden einheitlich jeweils auf das gesamte Schieferöl- und Schiefergaspotenzial zur Ermittlung des technisch förderbaren Anteils angewendet.

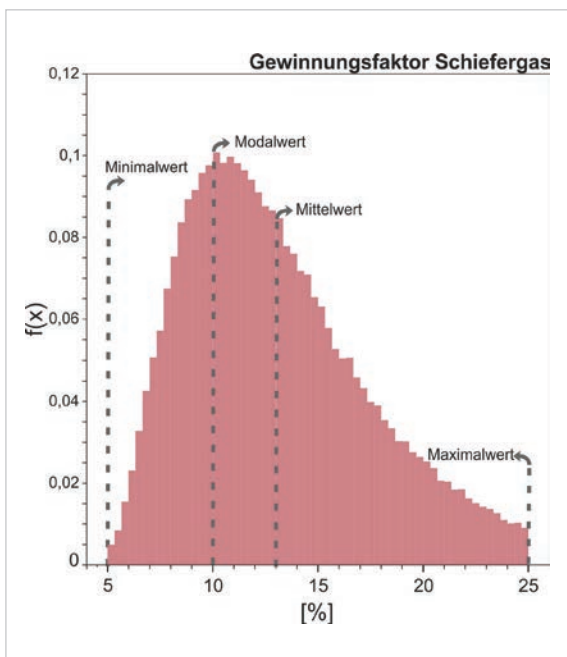


Abbildung 2.5-9: Verteilung des Gewinnungsfaktors für Schiefergas. Eingangsparameter: Minimalwert 5 %, Maximalwert 25 %, Mittelwert 13 %, resultierender Modalwert 10 %.

2.5.2.3 Abgeschätzte Mengen an technisch förderbarem Schieferöl und -gas

Unter Verwendung der beschriebenen Verteilung des Gewinnungsfaktors belaufen sich die technisch förderbaren Schieferölmengen in einer Tiefe von 500–5000 m auf 18–221 Mio. t (P05 bis P95; Tab. 2.5-4). Ein Viertel davon liegt flacher als 1000 m.

Betrachtet man nur den Tiefenbereich von 1000–5000 m betragen die Mengen

12,6–164 Mio. t (P05 bis P95) (Abb. 2.5-10, Tab. 2.5-4). Der Posidonienschiefer ist mit 40 Mio. t (P50) die Formation mit den größten technisch förderbaren Schieferölmengen, gefolgt von der Wealden-Formation mit 3,8 Mio. t, den Blättertonen mit 3,1 Mio. t sowie dem Permokarbon mit 1,6 Mio. t. Für die übrigen Formationen des Unterkarbon, des tertiären Fischeschiefer und des Mittelrhät sind die Mengen des förderbaren Schieferöls geringer.

Unter der Annahme eines Gewinnungsfaktors für Schiefergas im Bereich von 5–25 % mit einem Modalwert bei 10 % (Abb. 2.5-11) ergibt sich eine technisch förderbare Schiefergasmenge von 320–2030 Mrd. m³ Erdgas für eine Tiefe von 1000–5000 m (P05 bis P95; Tab. 2.5-4). Die größten Anteile daran haben die Formationen des Unterkarbon und des Posidonienschiefer (Abb. 2.5-11). Die Mengen der anderen Formationen sind deutlich kleiner. Wenn auch flachere Vorkommen (500–1000 m) in die Abschätzung einbezogen werden, erhöhen sich die insgesamt förderbaren Schiefergas-mengen auf 380–2340 Mrd. m³ Erdgas (P05 bis P95; Tab. 2.5-4).

Eine methodische Unschärfe betrifft Gebiete, in denen die Tongesteine am Übergang vom Öl- zum Gasfenster liegen. Im Gegensatz zu den Annahmen für die volumetrische In-Place-Abschätzung, können in der Natur – in bestimmten Reifebereichen – sowohl Erdöl als auch Erdgas nebeneinander vorkommen (vgl. Kap. 2.4), so dass bei zukünftigen genaueren und durch Bohrungen gestützte Untersuchungen mit Verschiebungen der relativen Mengen zu rechnen ist. Liegen in diesem Reifebereich nur 10 % des hier ausgewiesenen Schieferöls in Form von Schiefergas vor, so würde dies die Menge des Schiefergases in diesen Regionen aufgrund des Volumenunterschiedes zwischen Erdgas und Erdöl um ein Viertel erhöhen.

Auch gibt es in Bezug auf die Abschätzung von In-Place-Mengen und damit auf den davon

Tabelle 2.5-4: Technisch förderbare Schieferöl- und Schiefergasmengen für Deutschland insgesamt, differenziert nach Tongesteinsformationen, jeweils dargestellt für die Tiefenbereiche 1000–5000 m und 500–5000 m.

Formation	Schieferöl [Mio. t]				
	P05	P25	P50	P75	P95
Tert. Fischschiefer	0	0,1	0,4	1,8	6,2
Blättertone	0,5	1,5	3,1	5,8	13,1
Wealden	0,9	2,2	3,8	6,7	15,9
Posidonienschiefer	10,8	24,6	40,0	62,4	115
Mittelrhät	0,2	0,6	1,2	2,3	5,2
Permokarbon	0,3	0,8	1,6	3,1	7,9
Unterkarbon	0	0,1	0,2	0,4	1,0
Schieferöl [1000–5000 m]	12,6	29,9	50,3	82,6	164,2
Schieferöl [500–5000 m]	18,1	42,4	70,6	114,1	221,4
Formation	Schiefergas [Mrd. m ³]				
	P05	P25	P50	P75	P95
Tert. Fischschiefer	0	0	1	2	5
Wealden	20	30	40	60	90
Posidonienschiefer	160	270	390	570	940
Mittelrhät	20	30	50	70	120
Unterkarbon	130	220	320	480	880
Schiefergas [1000–5000 m]	320	550	800	1180	2030
Schiefergas [500–5000 m]	380	650	940	1380	2340

abhängigen förderbaren Anteil zum jetzigen Zeitpunkt eine anhaltende wissenschaftliche Diskussion. So könnte eine Korrektur des S1-Wertes, auf dem die In-Place-Berechnung basiert, zu einem erheblichen Anstieg der geschätzten Gesamtmengen an Schieferöl (bzw. Erdöl) führen (vgl. Kap. 2.4). Auch eine mögliche Generierung von „spätem“ Gas (vgl. Kap. 2.1)

wurde bei dem konservativen Ansatz dieser Studie nicht in der ermittelten GIP-Menge berücksichtigt. Weiterhin sind die Ergebnisse der vorliegenden Studie vor dem Hintergrund heutiger Technologie ohne Berücksichtigung technologischer Entwicklungen, oder zunehmender Erfahrung bei der Erschließung zu sehen.

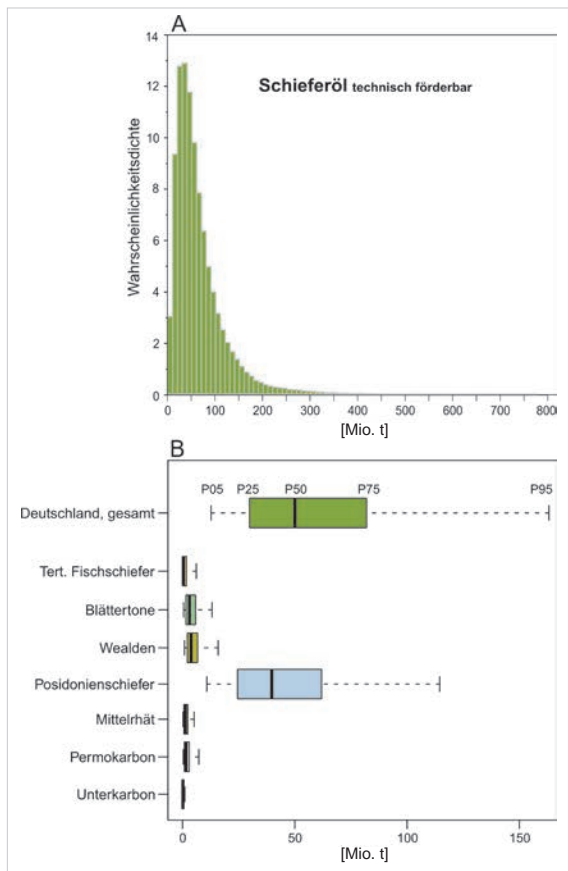


Abbildung 2.5-10: [A] Darstellung des technisch förderbaren Schieferöls in Tiefen von 1000–5000 m; [B] Verteilung der Wahrscheinlichkeitsdichte und Erdölmengen aus Tongesteinen (gesamt und einzelne Formationen). Perzentile P05, P25, P50, P75 und P95 als Gesamtmenge für Deutschland und differenziert nach Formationen.

2.5.3 Zusammenfassung der Potenzialabschätzung

Mit der vorliegenden Abschätzung bestätigt und präzisiert die BGR die Angaben zum Potenzial an Schiefergas für Deutschland von 2012 (BGR 2012). Diese Abschätzung wurde durch eine detaillierte Untersuchung und Kartierung der Tongesteinsformationen in Deutschland gestützt und durch verschiedene Methoden sowie eigene Messungen validiert. Die durchwegs konservativ ermittelten Schiefergasmengen liegen in einer Tiefe von 1000–5000 m Tiefe für die Perzentile P05 und P95 zwischen 320 Mrd. m³ und 2030 Mrd. m³ technisch förderbarem Erdgas.

Die in der ersten Studie als besonders unsicher ausgewiesene Formation des Unterkarbon (BGR 2012) stellte sich als deutlich weniger

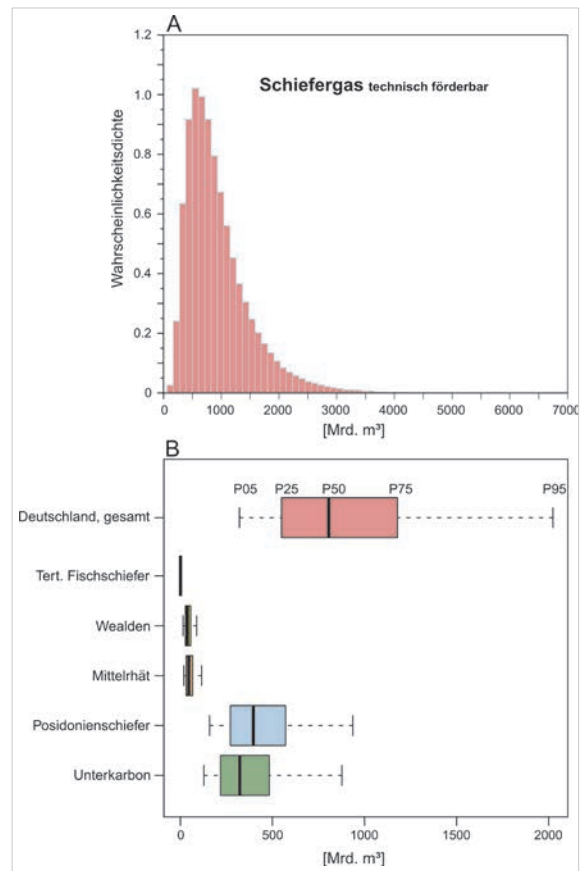


Abbildung 2.5-11: [A] Darstellung des technisch förderbaren Schiefergases in Tiefen von 1000–5000 m; [B] Verteilung der Wahrscheinlichkeitsdichte und Erdgasmengen aus Tongesteinen (gesamt und einzelne Formationen). Perzentile P05, P25, P50, P75 und P95 als Gesamtmenge für Deutschland und differenziert nach Formationen.

höffig heraus; andere Formationen, wie der Posidonienschiefer wurden dagegen im Hinblick auf die Schiefergasmengen bisher unterschätzt. Der Mittelrhätschiefer, der 2012 nicht berücksichtigt wurde, ist als höffiger einzuschätzen als etwa die Wealden-Formation.

Im Rahmen dieser Studie wurde ein Potenzial für Schieferöl in Deutschland ermittelt. In einer Tiefe von 500–5000 m Tiefe ergeben sich für die Perzentile P05 und P95 zwischen 18 Mio. t und 221 Mio. t technisch förderbaren Erdöls. Im Rahmen der Ermittlung des Schieferölpotenzials ergibt sich auch eine Neueinstufung kleinräumiger Vorkommen, die 2012 als erdgashöffig galten und jetzt als erdölhöffig bewertet werden.

2.6 Deutschlands Ressourcen im internationalen Vergleich

Die erfolgreiche Erschließung von Schiefergas und, mit einem Zeitversatz von wenigen Jahren, auch Schieferöl in den USA hat weltweit das Interesse an diesen neuen Ressourcen geweckt. Die Erkundung und Entwicklung von möglichen Vorkommen außerhalb Nordamerikas befinden sich hingegen erst in einem frühen Stadium. Prinzipiell besitzen nach derzeitigem Kenntnisstand auch viele bekannte europäische Kohlenwasserstoff-Provinzen ein Potenzial für Schieferöl und Schiefergas. Bisherige Angaben zu möglichen Ressourcen sind aber noch mit großen Unsicherheiten behaftet, vielfach stark divergierend und sollten generell als vorläufig betrachtet werden. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, erfolgt eine Darstellung der vorliegenden Ressourcenangaben hier grundsätzlich auf Basis der Medianwerte. Die Mehrzahl dieser Ressourcenangaben stammen aus einer ersten, nach Angaben der Autoren, unvollständigen Studie der US Energy Information Administration (EIA 2011). Diese Studie wurde im Jahr 2013 deutlich erweitert und bietet einen umfangreichen Überblick über die möglichen weltweiten Schiefergas- und Schieferöl-Ressourcen. Der Bericht basiert weitgehend auf den Daten des Reports aus dem Jahr 2011 und bezieht neue Erkenntnisse aus Ländern mit beginnender Schiefergasproduktion in die Bewertung ein; Schieferöl wurde darin erstmalig von der EIA bewertet (EIA 2013).

Schieferöl

Die globalen Erdölressourcen konventioneller und nicht-konventioneller Vorkommen werden auf 334 Mrd. t geschätzt (Abb. 2.6-1). Ausgenommen sind hier die aus Ölschiefer extrahierbaren Mengen an Erdöl, die bisher nicht wirtschaftlich gewinnbar sind. Beim nicht-konventionellen Erdöl bilden die Ölsande Kanadas und die Schwerstole Venezuelas mit jeweils über 60 Mrd. t die größten Ressourcen, gefolgt von den Schieferölressourcen in Höhe von 49 Mrd. t. Schieferölreserven haben bisher nur Ka-

nada (68 Mio. t) und die USA (260 Mio. t) ausgewiesen.

Schieferöl gibt es zwar auf allen Kontinenten und in zahlreichen Sedimentbecken, aber allein die in Amerika und Asien bekannten Vorkommen decken bereits 62 % des Schieferölpotenzials ab. Auffallend ist die herausragende Stellung von Russland und den USA mit 10,3 Mrd. t und 7,9 Mrd. t Schieferöl gefolgt von China, Argentinien und Libyen deren Potenzial allerdings nur noch halb so groß ist (Abb. 2.6-2). Unter Einbeziehung der Ergebnisse dieser Studie liegt Deutschland im internationalen Vergleich an 29. Position, etwa auf gleichem Niveau wie Großbritannien. Einschränkung muss darauf hingewiesen werden, dass der Nahe Osten, die Region um das Kaspische Meer und das südliche Afrika bisher von einer Bewertung ausgenommen wurden und eine Reihe von Sedimentbecken mangels Daten nicht bewertet werden konnten (EIA 2013). Dies zeigt, dass die weltweiten Abschätzungen bei Weitem noch nicht abgeschlossen und die globalen Schieferölressourcen zurzeit eher unter- als überbewertet sind.

Die für Europa ausgewiesenen Schieferölressourcen belaufen sich auf rund 2,2 Mrd. t und stellen damit etwa ein Drittel der europäischen Erdölressourcen. Im europäischen Vergleich liegt Deutschland an 5. Stelle.

Schiefergas

Insgesamt werden die weltweiten Erdgasressourcen der kommerziell genutzten konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf 638 Bill. m³ geschätzt, einschließlich Aquifergas und Gashydrat sind es 845 Bill. m³ (Abb. 2.6-3). Beim nicht-konventionellen Erdgas dominieren die Schiefergasressourcen mit weltweit rund 206 Bill. m³, gefolgt von *tight gas* mit 63 Bill. m³ und Kohleflözgas (CBM) mit 50 Bill. m³. Nach derzeitigem Kenntnisstand können weltweit 24 Bill. m³ Erdgas in Aquiferen und 184 Bill. m³ Erdgas aus Gashydrat als

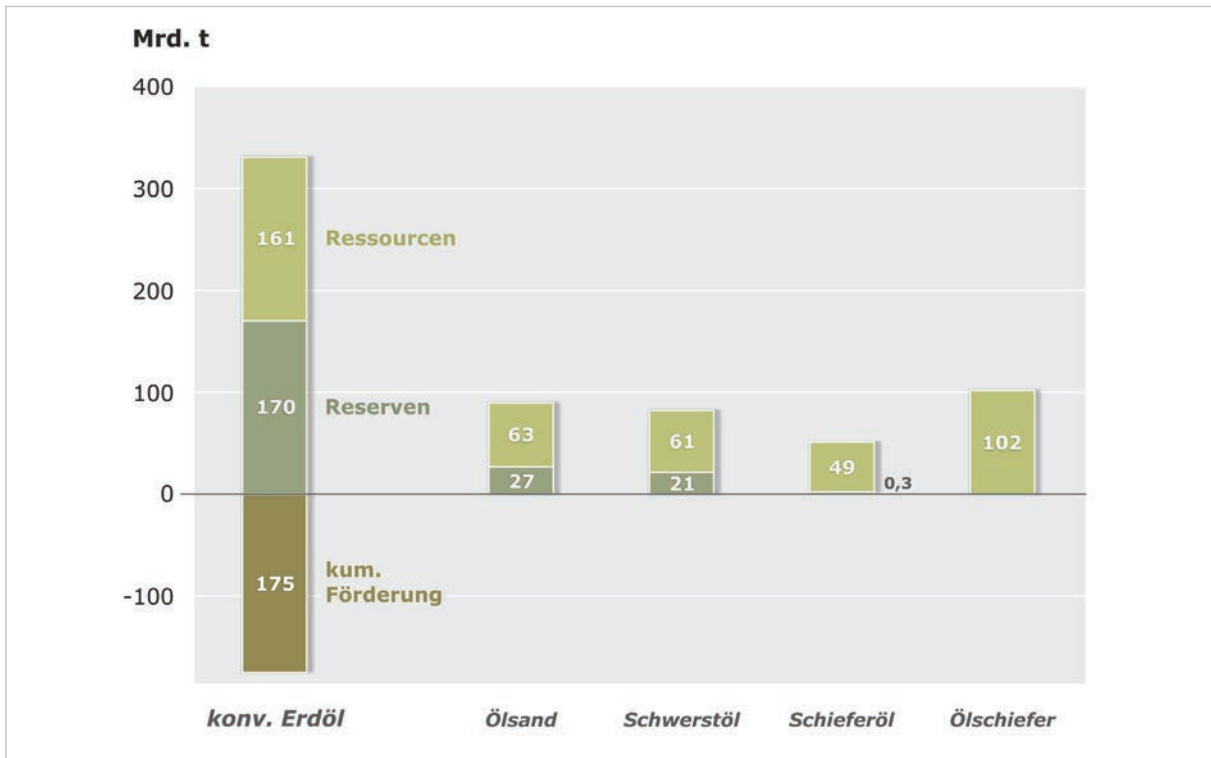


Abbildung 2.6-1: Das globale Erdölpotenzial (BGR 2014).

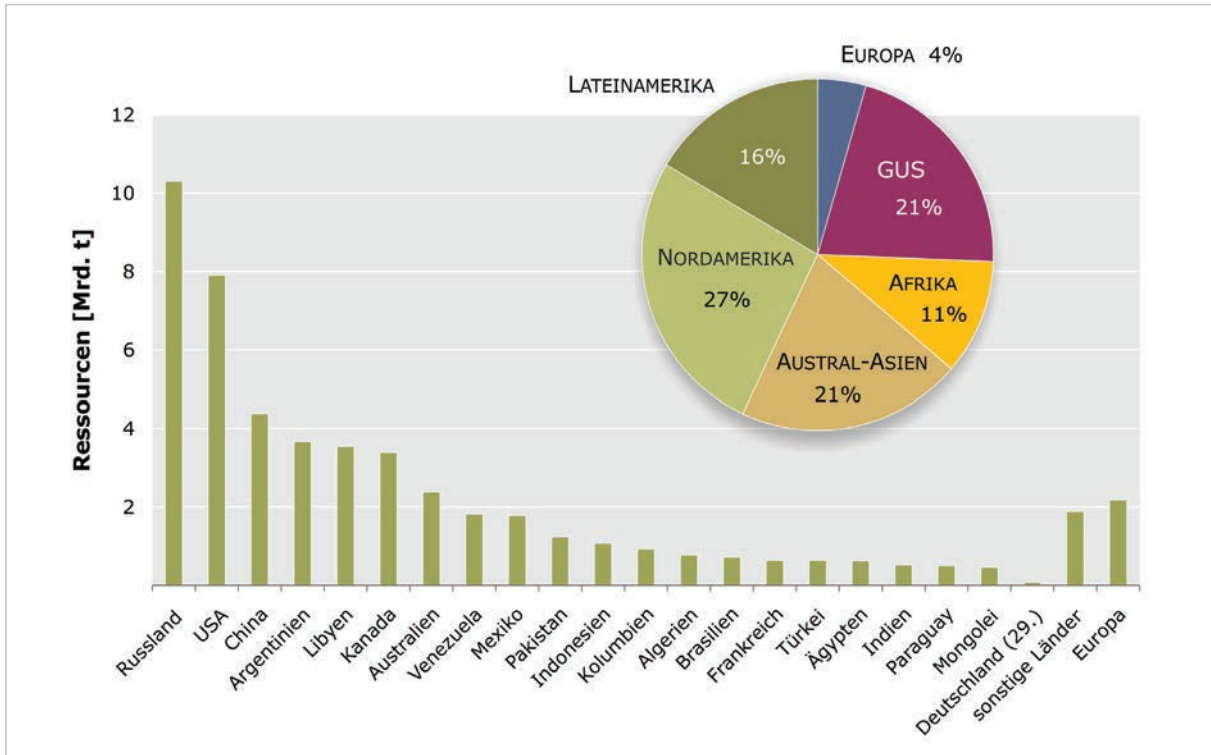


Abbildung 2.6-2: Schieferölressourcen der Top 20-Länder und Deutschland sowie Verteilung nach Regionen (BGR-Datenbank, Datenstand 2013, für Deutschland: diese Studie)

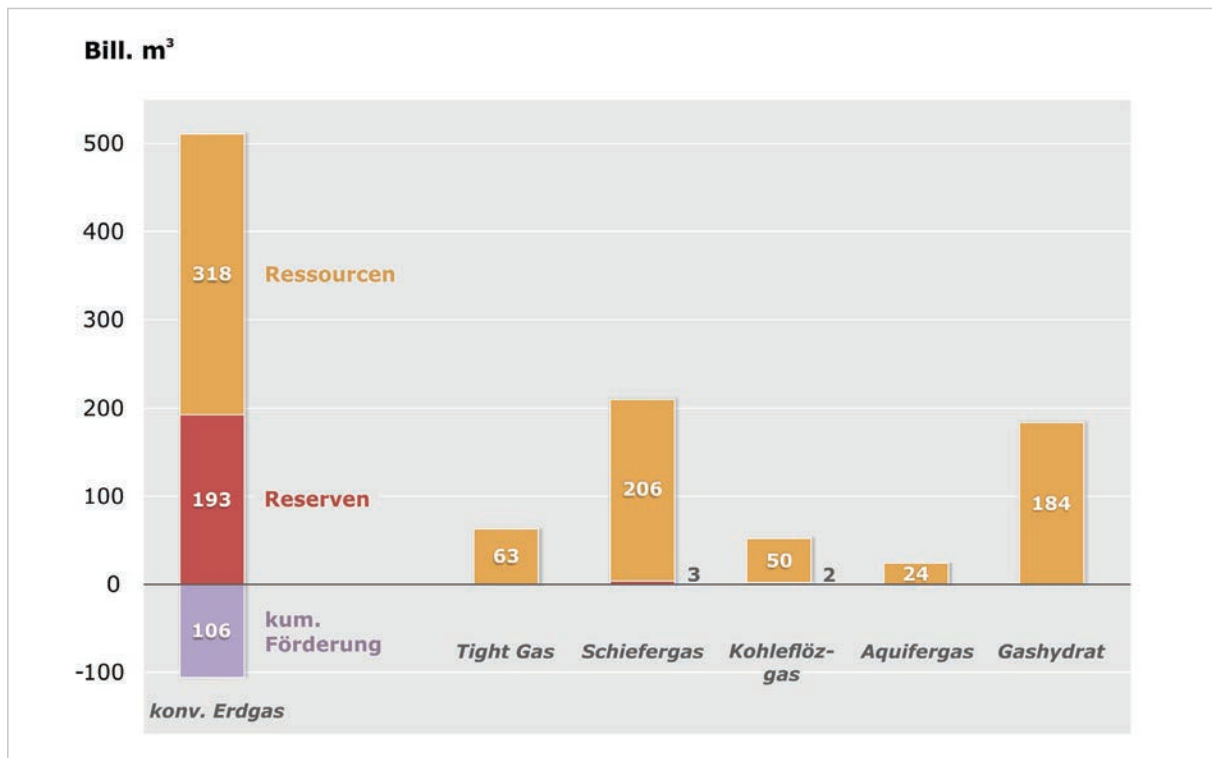


Abbildung 2.6-3: Das globale Erdgaspotenzial (BGR 2014).

Ressourcen ausgewiesen werden. Im Gegensatz zum Schiefergas ist zum jetzigen Zeitpunkt aber noch offen, ob und wann dieses Potenzial kommerziell genutzt werden kann.

Mittlerweile gibt es für eine steigende Zahl von Ländern Angaben zu den Schiefergasressourcen, allerdings kaum zu Reserven, da sich die kommerzielle Schiefergasförderung bislang primär auf Nordamerika und dort die USA beschränkt. Trotz unterschiedlicher Berechnungsgrundlagen und noch erheblicher Unsicherheiten ergibt sich damit ein Überblick über die weltweiten Ressourcen an Schiefergas (Abb. 2.6-4). Die größten Ressourcen werden derzeit für China, gefolgt von Argentinien, Algerien und den USA ausgewiesen. Aber auch viele weitere Länder verfügen über umfangreiche Potenziale. Eine Konzentration auf vergleichsweise wenige Länder wie für das Erdölpotenzial aus Schieferöl (s. o.) ist nicht gegeben. Im internationalen Vergleich liegt Deutschland an 27. Stelle.

Die für Europa insgesamt ausgewiesenen Schiefergasressourcen belaufen sich derzeit auf 12,9 Bill. m³ und stellen damit über die Hälfte der europäischen Erdgasressourcen. Nach Frankreich, Spanien und Rumänien verfügt Deutschland im europäischen Vergleich über die viertgrößten Schiefergasressourcen.

Ausblick

Intensive Bemühungen die Erdöl- und Erdgasressourcen aus Tongesteinen zu erschließen gibt es in einer Reihe von Ländern, darunter beispielsweise in Algerien, Australien, Großbritannien und Kolumbien. Die Erfahrungen in den USA haben gezeigt, dass für eine wirtschaftlich erfolgreiche Gewinnung eine Reihe von Faktoren erfüllt sein muss. So sind eine große Anzahl von Bohrungen in kurzer Zeit in einem räumlich begrenzten Bereich fertigzustellen und für die Produktion an eine Infrastruktur anzubinden. Bislang sind die dafür

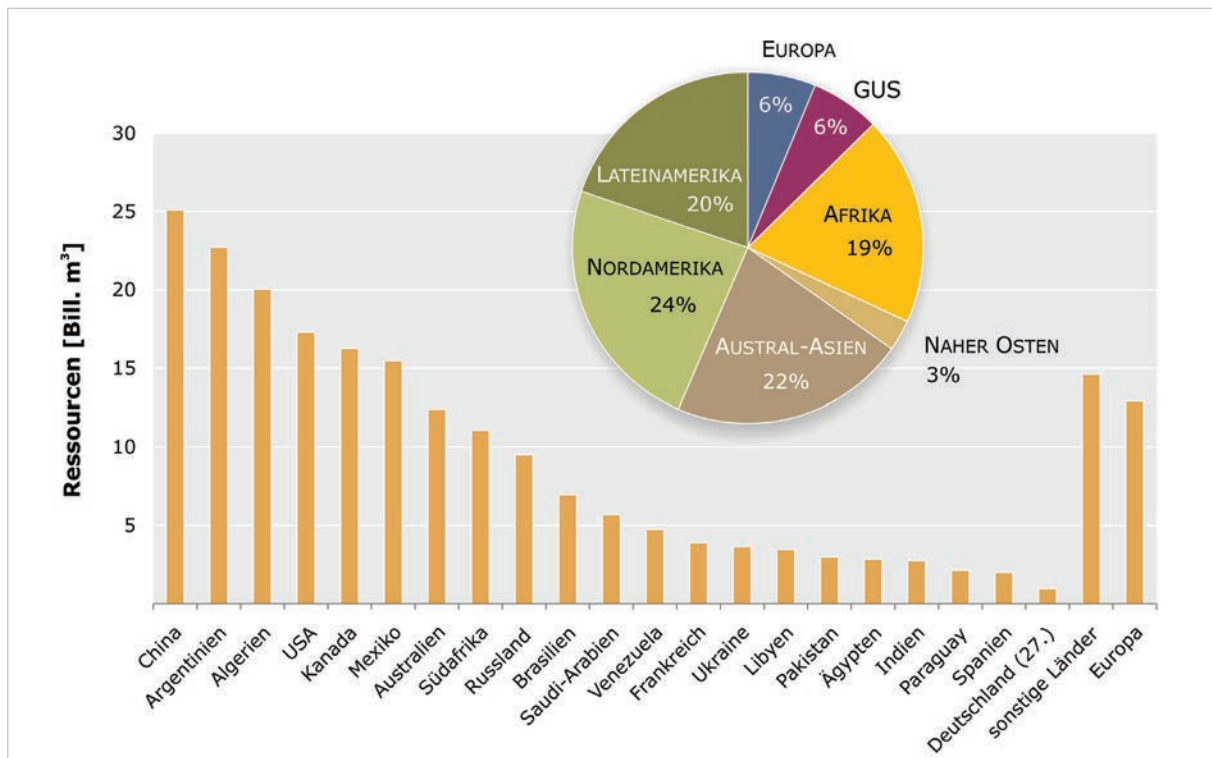


Abbildung 2.6-4: Schiefergasressourcen der Top 20-Länder und Deutschland sowie Verteilung nach Regionen (BGR-Datenbank, Datenstand 2013, für Deutschland: diese Studie).

notwendigen Voraussetzungen in nur wenigen Ländern vorhanden. Bis heute erfolgt daher eine kommerzielle Förderung von Schieferöl- und Schiefergas ausschließlich in den USA, Kanada, China und eingeschränkt in Argentinien. Zudem spielen weitere einschränkende Faktoren wie die regulatorischen Rahmenbedingungen und die gesellschaftliche Akzeptanz eine entscheidende Rolle bei der Frage nach der zukünftigen weltweiten Produktion aus Tongesteinen. Angesichts der langen Lernkurve in den USA ist weltweit von einer ähnlich langfristigen Entwicklung auszugehen. Welche Mengen dann, von den naturgemäß mit großen Unsicherheiten behafteten Ressourcen, tatsächlich in Reserven überführt werden, kann erst anhand konkreter Explorationsanstrengungen ermittelt werden.

2.7 Fazit – Schieferöl- und Schiefergasressourcen

Die technisch förderbaren Erdölressourcen aus dichten Tongesteinen (Schieferöl) Deutschlands

in 1000 m bis 5000 m Tiefe betragen zwischen 13 Mio. t und 164 Mio. t, im Mittel 50 Mio. t. Die Erdgasressourcen aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) liegen zwischen 320 Mrd. m³ und 2030 Mrd. m³ im Mittel bei 800 Mrd. m³. Werden auch flachere Potenziale zwischen 500 m und 1000 m Tiefe berücksichtigt, erhöhen sich die Beträge für Schieferöl im Mittel auf 70 Mio. t und für Schiefergas auf 940 Mrd. m³.

Als mit Abstand häufigste Formation für Schieferöl erweist sich der Posidonienschiefer. Das größte Potenzial befindet sich im Niedersächsischen Becken, kleinere Potenziale im Oberrheingraben und im nördlichen Norddeutschland. Gefolgt vom Unterkarbon, weist der Posidonienschiefer auch das größte Schiefergaspotenzial auf. Dieses ist, wie beim Schieferöl, vor allem im Niedersächsischen Becken anzutreffen, sowie untergeordnet im Oberrheingraben. Für das Unterkarbon ist vor allem das Gebiet die Vorpommersche Ostseeküste zu nennen. Daneben besitzt die Wealden-Formation der Unterkreide im Niedersächsischen Becken ein nennenswer-

tes Potenzial, sowohl für Schieferöl als auch für Schiefergas. Dieses befindet sich jedoch überwiegend in flacheren Bereichen zwischen 500 m und 1000 m Tiefe. Zu nennen ist weiterhin das Schiefergaspotenzial des Mittelrhätschiefer der Trias. Die übrigen untersuchten Formationen weisen nur untergeordnet Schieferöl- und Schiefergaspotenziale auf.

Der weit überwiegende Anteil der Ressourcen an Schieferöl und Schiefergas befindet sich oberhalb 3000 m Tiefe. Dies betrifft nahezu alle betrachteten Formationen. Eine nennenswerte Ausnahme bildet das Unterkarbon an der Vorpommerschen Ostseeküste, wo ein gewisses Schiefergaspotenzial auch unterhalb 3000 m Tiefe anzunehmen ist.

Die ermittelten Ressourcen an Schieferöl in Deutschland sind in etwa doppelt so groß wie die konventionellen Ressourcen bzw.

Reserven und liegen in der Größenordnung des derzeitigen Jahresverbrauchs Deutschlands (Abb. 2.7-1A).

Die Ressourcen Deutschlands an technisch förderbarem Schiefergas stellen ein Vielfaches der konventionellen Erdgasressourcen und -reserven (inklusive *tight gas*) von je etwas über 100 Mrd. m³ dar (Abb. 2.7-1B). Sie übersteigen die derzeitige Jahresförderung von rund 10 Mrd. m³ Erdgas etwa um das 100-fache und den deutschen Jahresverbrauch von rund 90 Mrd. m³ um das 10-fache.

Die Abschätzungen zeigen einerseits, dass Schiefergas in Deutschland eine bedeutende Ressource darstellt; dazu kommt ein gewisses Potenzial an Schieferöl. Andererseits geben die Zahlen keinen Anlass für übertriebene Erwartungen. Ein Schiefergasboom, wie in Nordamerika, ist nicht zu erwarten.

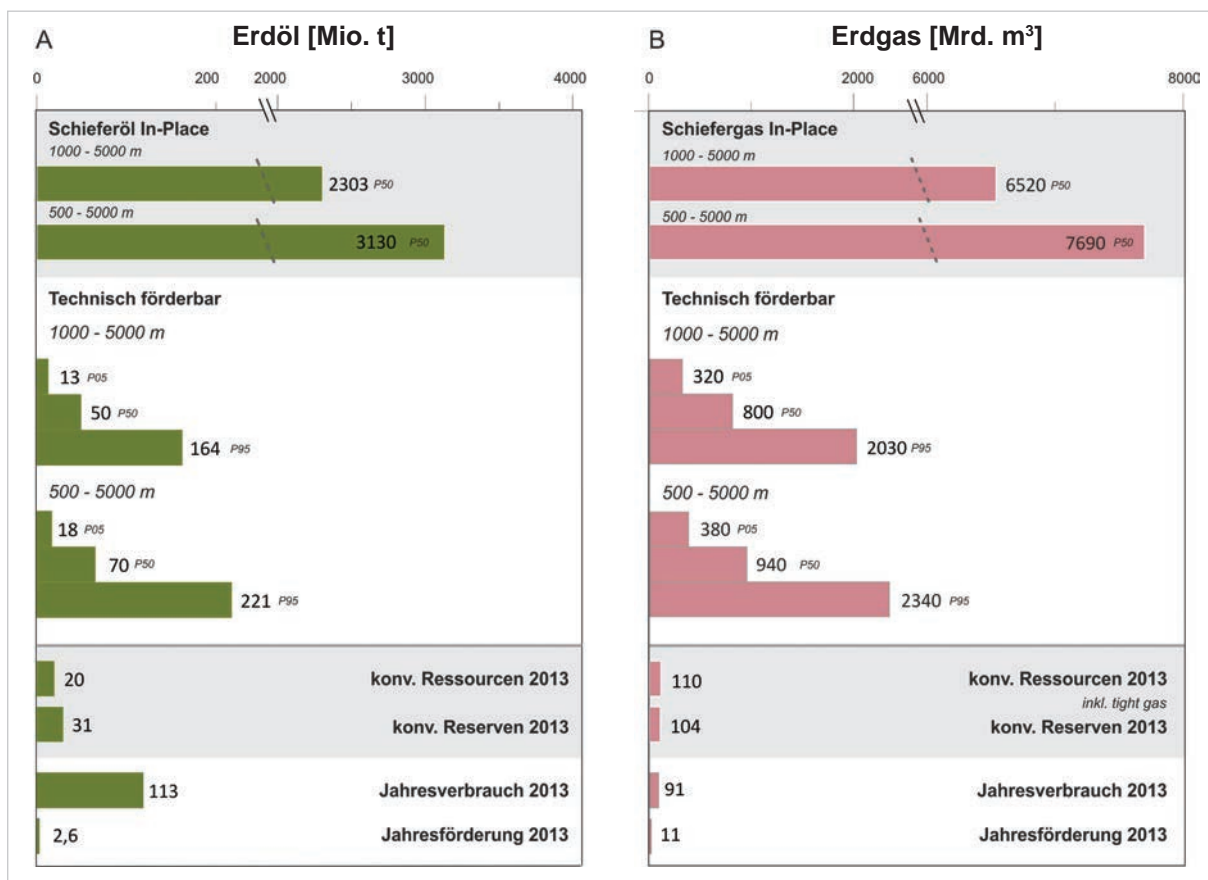


Abbildung 2.7-1: Erdgas und Erdöl in Deutschland. Ressourcen, Reserven, Verbrauch und Förderung. Perzentile P05,P50,P95: statistische Kennwerte der Monte-Carlo-Simulationen (vgl. Kap.2.5).

Deutschland wird auch in Zukunft seinen Erdgasbedarf zu weiten Teilen aus Importen decken müssen. Das Potenzial einer Nutzung der eigenen Schiefergasressourcen besteht vor allem darin, den Rückgang der heimischen Erdgasförderung abzufedern und damit die zunehmende Abhängigkeit von Erdgasimporten zu dämpfen. Allerdings steht Deutschland erst am Anfang der Erkundung dieser Ressourcen. Dies drückt sich auch in der erheblichen Spannbreite der vorgelegten Abschätzung aus. Offen ist weiterhin, welcher Anteil der Ressourcen in Reserven überführt werden könnte. Eine Erschließung der Schiefergasvorkommen in Deutschland wäre, abgesehen von den offenen politischen und gesellschaftlichen Fragen, auch aus technischer Sicht nicht kurzfristig möglich. Die Erschließung der Vorkommen könnte nur schrittweise erfolgen und würde sich über Jahrzehnte erstrecken. In der Zukunft wird es bereits eine Herausforderung sein, die Förderung von Erdgas in Deutschland aufrechtzuerhalten. Schiefergas könnte hierzu mittelfristig einen Beitrag leisten.

3 UMWELTASPEKTE – FRACKING

3.1 Einleitung

Im Zuge des Schiefergasbooms in Nordamerika und der Berichterstattung hierzu hat eine kontroverse Debatte über die Umweltverträglichkeit und die Risiken der Erschließung und Nutzung von nicht-konventionellen Erdgas- und Erdölvorkommen eingesetzt. Im Vordergrund stehen dabei die Umweltauswirkungen beim Einsatz der hydraulischen Stimulation zur Erschließung dieser Vorkommen, insbesondere mit Blick auf den Grund- und Trinkwasserschutz, die Entsorgung von und der Umgang mit Lagerstättenwässern und das Auftreten spürbarer seismischer Ereignisse. Aspekte wie Wasserbedarf, Flächenbedarf, Auswirkungen auf das Landschaftsbild, der Schwerlastverkehr, Luftschadstoffemissionen und Treibhausgasbilanz sind ebenfalls Gegenstand der Diskussion um die Umweltauswirkungen der möglichen Nutzung dieser Vorkommen geworden.

Eine Reihe nationaler und internationaler Studien hat sich in den letzten Jahren ausführlich mit der Bewertung der möglichen Umweltrisiken in Folge einer Schiefergasförderung beschäftigt. Für Deutschland sind hier die Auftragsstudien des Umweltbundesamtes (MEINERS 2012a et al.), des Landes Nordrhein-Westfalen (MEINERS 2012b et al.) sowie die Studie des Expertenkreises des „Exxon-Dialog“-Prozesses (EWEN 2012) zu nennen.

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden vornehmlich die potenziellen hydrogeologischen Wirkungspfade an Hand numerischer Transportmodellierungen betrachtet. Dabei wird ermittelt, inwiefern die Aufwärtsmigration von Frack-Fluiden eine Beeinträchtigung der oberflächennahen Grundwasserleiter darstellen könnte. In einer weiteren numerischen Modellierung wird die Entwicklung des Spannungsfeldes bei Fracking-Maßnahmen im Untergrund

betrachtet, um die dabei induzierte Seismizität in ihrer Magnitude und ihrer räumlichen Lage abschätzen zu können. Weiterhin wird untersucht, ob sich ein im Untergrund erzeugter Riss nach oben bis in die nutzbaren Grundwasserleiter ausbreiten könnte. Als Grundlage dieser Untersuchungen dient eine für das Niedersächsische Becken repräsentative Schichtenabfolge mit entsprechenden gesteinsphysikalischen Eigenschaften.

Darüber hinaus wird eine Betrachtung für die niedersächsischen Erdgasfördergebiete vorgenommen und untersucht, inwieweit Fracking-Maßnahmen dort in der Vergangenheit zu spürbaren Erdbeben geführt haben.

Hydraulische Stimulation

Das Prinzip der hydraulischen Stimulation besteht darin, eine Flüssigkeit (Fluid) durch ein Bohrloch in die Zielformation zu pressen und dabei mit Drücken oberhalb der Gebirgsspannung Risse („*Fractures*“) zu erzeugen. Diese dienen als Wegsamkeiten für den Zustrom von Erdgas oder -öl zum Bohrloch. Das eingesetzte Fluid wird in Abhängigkeit der geologischen Verhältnisse der Zielformation mit Zusatzmitteln (Additiven) versetzt und ist dann eine Suspension, die zu über 95 % aus Wasser besteht und Stützmittel (Sand/Keramik) sowie chemische Additive enthält. Die Stützmittel sollen ein vollständiges Schließen des Risses nach der Druckbeaufschlagung verhindern. Die chemischen Zusätze sollen unter anderem eine Entmischung der Suspension sowie ein Wachstum von Biofilmen verhindern. Ihr Anteil am Gemisch beträgt in der Regel zwischen 0,2 % bis 3,0 %. Auch bei konventionellen Lagerstätten kann die Förderate und Ausbeute mit Hilfe der Stimulation erhöht werden. Bei nicht-konventionellen Lagerstätten ist die hydraulische Stimulation notwendig, um einen signifikanten Zustrom von Erdgas oder Erdöl in das Bohrloch zu erzielen (z. B. SGD 2013).

Das Fracking-Verfahren wird seit Ende der 1940er Jahre eingesetzt, bis in die 1990er Jahre vorwiegend in vertikalen Bohrungen in konventionellen Lagerstätten. In Kombination mit gerichteten oder horizontalen Bohrungen wurde es dann unter anderem auch zur Erschließung von *tight gas* und Schiefergasvorkommen eingesetzt. Weltweit sind bis 2010 rund 60 % aller Kohlenwasserstoff-Bohrungen hydraulisch stimuliert und geschätzte 2,5 Millionen Fracking-Maßnahmen durchgeführt worden (MONTGOMERY & SMITH 2010).

In Deutschland wurde die hydraulische Stimulation zum ersten Mal 1961 angewandt. Allein in Niedersachsen wurden insgesamt 327 hydraulische Stimulationen in 148 Bohrungen durchgeführt, die weit überwiegende Zahl zur Erschließung von Tight Gas Vorkommen (in Schichten des Karbon, Rotliegend, Buntsandstein) tiefer als 3000 m. Aktuell existiert eine Vertikalbohrung (Damme 3) im Wealden (Unterkreide), in der drei Fracking-Maßnahmen in 1131 m, 1308 m und 1501 m Tiefe zur Erkundung bzw. Erschließung von Schiefergas erfolgten (Abb.3.1-1). Hinweise auf Verunreinigungen des Grundwassers im Zusammenhang mit irgendeiner dieser Stimulationen sind nicht bekannt (LBEG 2014c).

Potenzielle Auswirkungen auf das Grundwasser

Grundwasser wird nach § 3 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) als unterirdisches Wasser in der Sättigungszone in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder Untergrund definiert. Nach dieser Definition wird juristisch weder unterschieden, ob es sich um nutzbares Grundwasser handelt, noch ob der betrachtete Wasserkörper am hydrologischen Wasserkreislauf teilnimmt. Im Hinblick auf eine realistische Einschätzung potenzieller Gefährdungen des Grundwassers muss angemerkt werden, dass Grundwässer nur bis in bestimmte Tiefen zur Trinkwassergewinnung nutzbar sind, da der Gehalt an gelösten Feststoffen (d. h. vor allem Salze) mit der Tiefe zunimmt. Für die Betrachtung möglicher Umweltauswirkungen auf das Grundwasser ist es daher hilfreich, zwischen Grundwasser, das zu Trinkwasserzwecken aufbereitet werden kann, allgemein nutzbarem Grundwasser, tiefen Grundwässern und Solen zu unterscheiden.

Ersteres bezeichnet Wasser, welches im ursprünglichen Zustand oder nach Aufbereitung für den menschlichen Gebrauch bestimmt oder geeignet ist. Durch die Trinkwasserschutzverordnung wird die Gewährleistung seiner Genusstauglichkeit und Reinheit geschützt

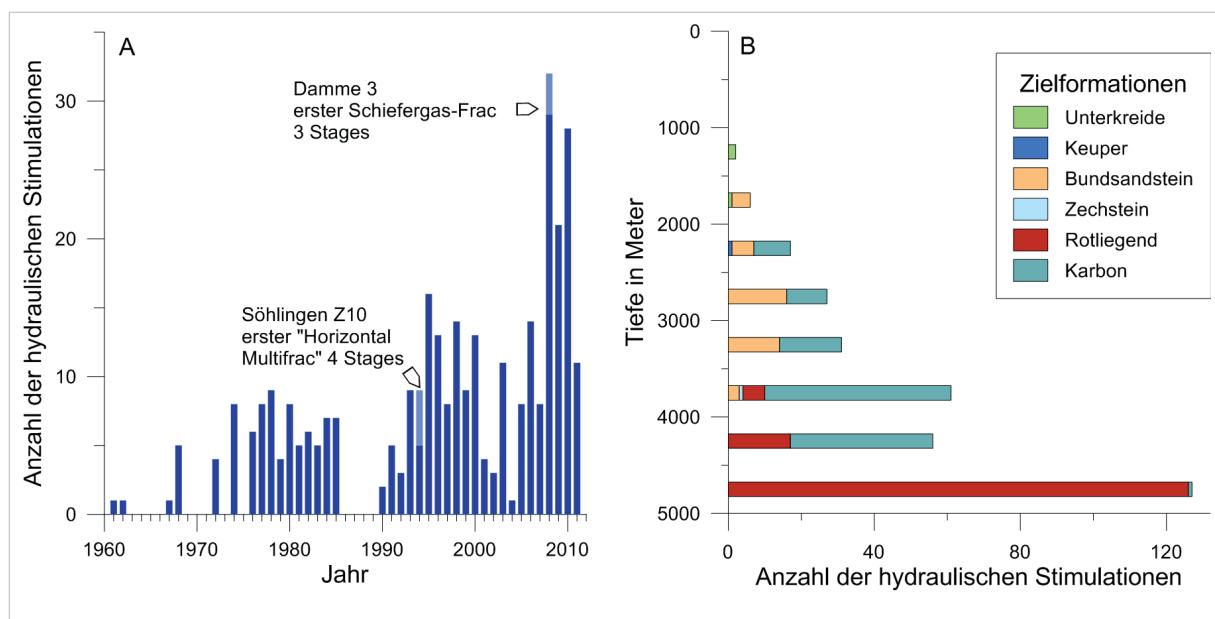


Abbildung 3.1-1: Hydraulische Stimmulationsmaßnahmen in Niedersachsen; insgesamt 327 in 148 Bohrungen: [A] Jährliche Anzahl im Zeitraum von 1961 bis 2011 (seit Mitte 2011 keine Maßnahmen); [B] Anzahl der Stimmulationen nach Tiefen (500 m Intervalle) und geologischen Zielformationen (Datengrundlage: LBEG 2014b).

(s. a. TrinkwV). Da nur die wenigsten Grundwässer diesen Vorgaben entsprechen, müssen fast alle als Rohwasser geförderten Wässer im Wasserwerk technisch aufbereitet werden.

Als Gefährdung für das Grundwasser ist vor allem die potenzielle Verunreinigung der zur Trinkwassergewinnung nutzbaren Wasservorkommen – also oberflächennahes Grundwasser und Oberflächengewässer – in Betracht zu ziehen. Aus hydrogeologischer Sicht sind dabei grundsätzlich folgende Freisetzungspfade bei der hydraulischen Stimulation zu berücksichtigen:

- Oberirdische Pfade bei unsachgemäßem Transport, Lagerung, Handhabung und/oder der Entsorgung von Fracking-Fluiden und den rückgeführten Fluiden sowie Lagerstättenwässern (z. B. durch Leckagen an den Lagerbehältern oder Transportleitungen oder bei Havarien).
- Unterirdische technische Pfade: Aufstieg und Übertritt von Fluiden entlang von künstlich geschaffenen Wegsamkeiten (z. B. Versagen der Bohrlochintegrität bei gar nicht oder unsachgemäß verfüllten Altbohrungen; durch unkontrollierte Rissausbreitung; durch hydraulischen Anschluss an durchlässige Störungen/Formationen).
- Geologische Pfade: Migration der Fluide über den natürlichen geologischen Untergrund in oberflächennahe Aquifere (z. B. bei Fehlen von ausreichend mächtigen Barrierschichten, bei Vorhandensein von durchgängigen durchlässigen Störungen).
- Kombination von o. g. Migrationspfaden.

DANNWOLF et al. (2014) geben als wesentliche Faktoren, die zu einer Grundwasserkontamination führen können an: (I) Schäden an der Integrität der Bohrung; (II) eine mangelhafte Erfassung von geologischen Strukturen aus seismischen Daten im Planungsprozess; (III) eine mangelhafte Ausführung bzw. menschliches Versagen sowie (IV) externe Schwachstellen, wie z. B. nicht sachgemäß verfüllte Altbohrungen. Diese potenziellen Freisetzungspfade sind

allerdings nicht spezifisch für die Schiefergasproduktion sondern haben Gültigkeit für sämtliche Bohrmaßnahmen.

Hinsichtlich der Häufigkeit von Bohrlochmängeln haben bereits mehrere Autoren statistische Studien durchgeführt, wobei der Schwerpunkt auf Bohrungen in den USA, in Kanada und in Großbritannien lag (WATSON & BACHU 2007, GWPC 2011, CONSODINE et al. 2012, INGRAFFEA 2012, VIDIC et al. 2013, DAVIES et al. 2014). Dabei sind immer auch konventionelle Bohrungen mit einbezogen worden. Die Ergebnisse zeigen, dass der Anteil an Bohrungen mit Mängeln der Bohrlochintegrität zwischen ca. 2 % und 7 % liegt. Generell variiert der prozentuale Anteil von Bohrungen mit Mängeln zwischen den untersuchten Staaten und Regionen teilweise deutlich, was nur auf unterschiedliche geologische, bohrtechnische und regulatorische Rahmenbedingungen zurückgeführt werden kann.

Hinsichtlich der Bewertung der o. g. Angaben muss festgehalten werden, dass Grundwasserschäden nur dann auftreten können, wenn mehrere technische Barrieren versagen (Verrohrung, Zementierung) und außerdem weitere ungünstige hydrogeologische und hydraulische Randbedingungen vorliegen. Diese Einschätzungen werden von Untersuchungen aus den USA gestützt, die auf Statistiken aller den Aufsichtsbehörden gemeldeten Vorfälle beruhen. So wurden in Pennsylvania seit 2005 über 7000 Bohrungen in den Marcellus Shale niedergebracht und mehr als 4000 davon hydraulisch stimuliert. Im Zeitraum zwischen 2008 und 2012 betrug hier der Anteil problematischer Bohrungen mit Grundwasserbeeinträchtigungen zwischen 0,1 % bis 1 % der Schiefergasbohrungen. (BRANTLEY et al., 2014a; BRANTLEY et al. 2014b).

Seit 2011 führt die Umweltbehörde der USA eine landesweite Erhebung der potenziellen Auswirkungen auf die Trinkwasser-Ressourcen durch. Hierzu wird der gesamte Wasserkreislauf betrachtet, der bei einer hydraulischen Stimulation zu berücksichtigen ist. Nach der Entwurfsfassung dieser Studie (US EPA 2015) zeichnet

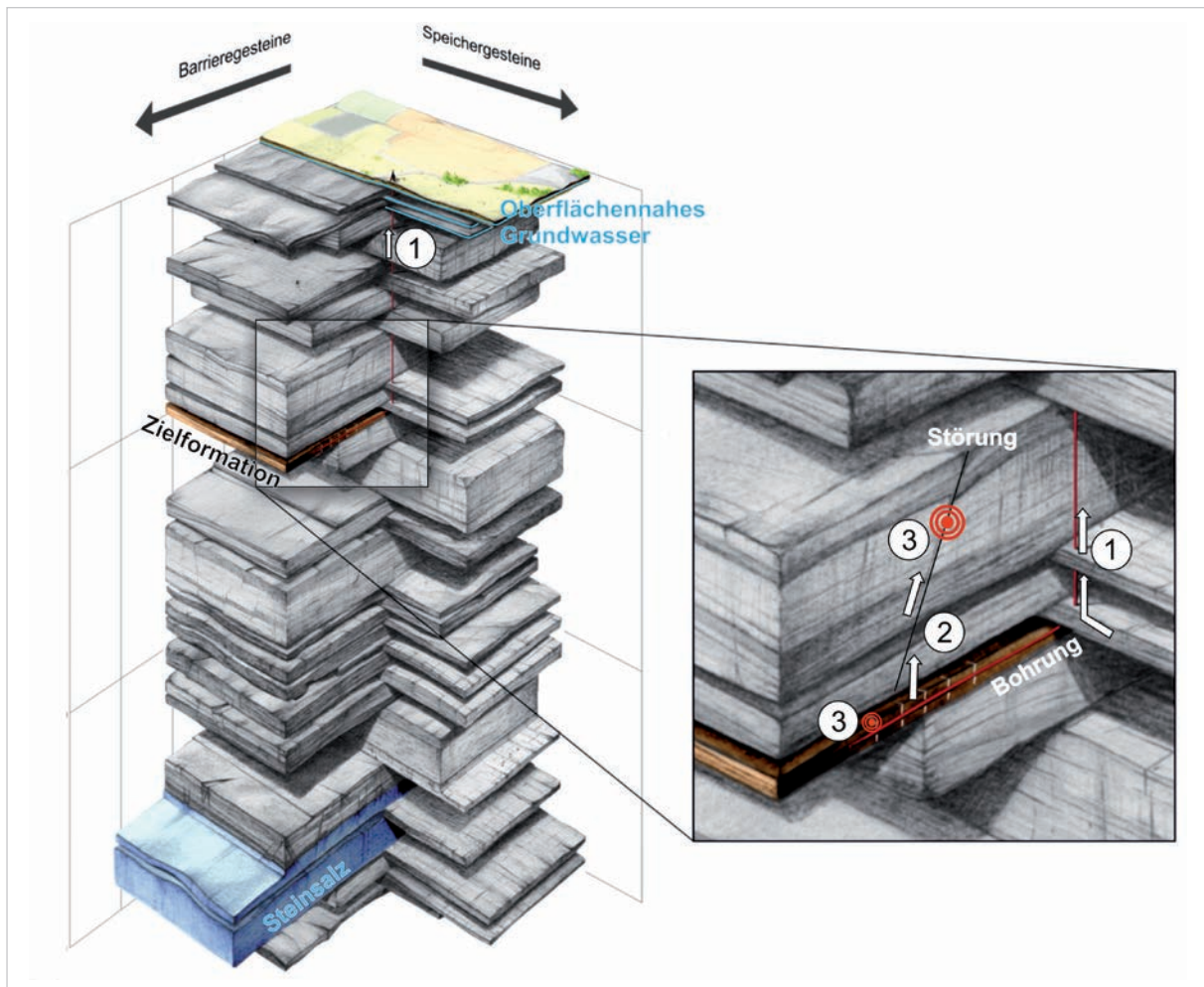


Abbildung 3.1-2: Geologisches Blockbild des Untergrundes, schematisch mit einer typischen Wechsellagerung von Barriere- und Speichergesteinen, wie sie im Norddeutschen Becken anzutreffen ist. Potenzielle Auswirkungen: 1) Technischer Freisetzungspfad (z. B. mangelnde Bohrlochintegrität), 2) geologischer Freisetzungspfad (entlang von Störungen und Klüften) 3) induzierte Seismizität.

sich ab, dass es bei der bestehenden Datenlage keine Anhaltspunkte für systematische Auswirkungen auf die Trinkwasser-Ressourcen gibt. Vorfälle, bei denen eine Kontamination des Trinkwassers auftrat, sind fast ausnahmslos bei oberirdischen Routinearbeiten und Havarien aufgetreten sowie durch Fluidmigration entlang der Bohrung. Die Anzahl der Vorfälle ist im Vergleich zu der Anzahl an Fracking-Maßnahmen klein. Untersuchungen vor und nach den hydraulischen Stimulationen lägen allerdings nur teilweise vor und schränkten damit die Belastbarkeit der Ergebnisse ein.

Für die künftige Nutzung der Fracking-Technologie ist in Deutschland ein zielgerichtetes Monitoring der Bohrungen und deren Betrieb

vorgesehen. Es muss sich in erster Linie an den Anforderungen der Bohrlochintegrität orientieren, auch im Hinblick auf die spätere sichere technische Verwahrung von Altbohrungen. Monitoringmaßnahmen im oberflächennahen Grundwasser müssen sich an den zu erwartenden Szenarien im Falle eines Versagens der Bohrlochintegrität ausrichten. Auch erscheinen „baseline“ Studien von Hintergrundwerten im Grundwasser vor und nach größeren Frackingmaßnahmen angeraten.

Die Erschließung von Kohlenwasserstoffvorkommen unterliegt in Deutschland einem rechtlichen Rahmen, der durch das Bundesberggesetz im Zusammenspiel mit Gesetzen und Verordnungen auf Länderebene gegeben ist. Hierzu

finden sich detaillierte Erläuterungen z. B. in den o. g. Studien. Zum Erscheinen der vorliegenden Studie befinden sich Bundesberggesetz und Wasserhaushaltsgesetz in einer Novellierung, um die Hydraulic Fracturing Technologie und die Erschließung nicht-konventioneller Kohlenwasserstofflagerstätten neu zu regeln (BT-Drs.18/4713).

Das bereits existierende und bewährte technische Regel- und Überwachungsinstrumentarium beschreibt unter anderem die Mindestanforderungen an Bohrplätze im Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“ vom Wirtschaftsverband für Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG) von 2006. Bohrplätze werden in zwei Bereiche aufgeteilt: den Wassergefährdungsbereich (WKG-Bereich) und sonstige Bereiche. Der WKG-Bereich umfasst u. a. den Bohrturmunterbau, die Maschinenstellfläche und das Dieselöllager. Von diesen dürfen während des Betriebs keine wassergefährdenden Stoffe in den Boden gelangen. Arbeiten mit wassergefährdenden Stoffen sind nur auf befestigten und undurchlässigen Flächen durchzuführen. Niederschlagswasser und sonstige Flüssigkeiten sind mit entsprechenden infrastrukturellen Maßnahmen (z. B. Ablaufsysteme, Absaugen) aufzufangen und fachgerecht zu entsorgen bzw. so aufzubereiten, dass sie wieder in den Bohrbetrieb eingespeist werden können. In den übrigen Bereichen darf nicht mit wassergefährdenden Stoffen umgegangen werden. Daher beschränken sich dort die Anforderungen auf die Standfestigkeit und die fachgerechte Entwässerung der Oberfläche.

Die Sicherheitsvorkehrungen für den Transport von wassergefährdenden Stoffen sind nach dem Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG) in der Verordnung über die innerstaatliche und grenzüberschreitende Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße, mit Eisenbahnen und auf Binnengewässern (Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt – GGVSEB) von 2009 ausgeführt. Darin werden die Zuständigkeiten, Pflichten und Sicherheitsmaßnahmen für die gesamte Transportprozedur von der Verladung bis zur Entladung der Gefahrgü-

ter geregelt. Im Fall eines Transports von wassergefährdenden Stoffen mittels Rohrleitungen greift die Verordnung des Bundesumweltministeriums über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (VAwS 1994).

Induzierte Seismizität

Im globalen Vergleich haben natürliche Erdbeben in Deutschland nur geringe bis moderate Stärke. Deutschland liegt auf der stabilen Eurasischen Kontinentalplatte, die nächsten Plattengrenzen mit starken Erdbeben im mediterranen Raum sind relativ weit entfernt. Gleichwohl gibt es in Deutschland auch Zonen mit einer erhöhten natürlichen Seismizität: die Niederrheinische Bucht, die Schwäbische Alb, der Oberrheingraben sowie das Vogtland und die Umgebung von Gera. Hier wird durch tektonische Kräfte in der Erdkruste das Gestein bis zur Belastungsgrenze unter Spannung gebracht, so dass es – sofern die Scherspannung die Bruchfestigkeit im Untergrund übersteigt – entlang vorhandener Schwächezonen zum Bruchprozess und damit zu Erdbeben kommt.

Darüber hinaus können auch menschliche Einwirkungen auf den tiefen Untergrund zu Erdbeben führen, zur sogenannten induzierten Seismizität. Dabei wird zwischen zwei zugrunde liegenden Mechanismen unterschieden:

- **Große Massenumlagerungen:** Beben können etwa durch die Auflast des in Talsperren aufgestauten Wassers oder die Entnahme großer Mengen Rohstoffe aus dem Untergrund (z. B. Steinkohle, Kalisalz und Erdgas) ausgelöst werden. Durch in der Folge auftretende großräumige Änderungen des Spannungsfeldes werden in seltenen Fällen Störungen seismisch aktiviert. Derartige Beben werden manchmal auch als getriggert bezeichnet.
- **Die Injektion von Fluiden:** Das Verpressen von Flüssigkeiten und Gasen in vorhandene oder durch hydraulische Stimulation geschaffene Risse erhöht dort den Porendruck

und reduziert so die effektive Normalspannung. Liegen vergleichsweise hohe Scherspannungen an, so wie es in Regionen mit natürlicher Erdbebenaktivität der Fall ist, kann es zum Bruch und damit einem seismischen Ereignis kommen.

Für Erdbeben, die in jüngerer Zeit im Bereich der niedersächsischen Erdgasfelder auftraten, ist laut Untersuchungen von BGR und LBEG (z. B. BISCHOFF et al. 2013; BISCHOFF et al. 2014) ein Zusammenhang zwischen Erdgas-Förderung und Seismizität als „wahrscheinlich“ oder sogar „sehr wahrscheinlich“ einzustufen. Die Entnahme des Erdgases führt hier zu einer Druckabsenkung im Speicherhorizont und damit zur Veränderung des Spannungsfeldes in der Umgebung. Es handelt sich somit sehr wahrscheinlich um Beben, die durch den Druckabbau induziert werden. Hingegen werden die im größten kontinentalen Erdgasfeld Europas, dem niederländischen Feld Groningen auftretenden Beben durch Massenumlagerungen induziert. Hier wurde in den letzten Jahren eine stetig zunehmende Anzahl von Ereignissen mit Lokalmagnituden ML über 2,0 verspürt. Quantitativ und qualitativ besteht ein erheblicher Unterschied zwischen der förderinduzierten Erdbebenaktivität in Groningen und der in Niedersachsen. Die Förderrate von jährlich rund 50 Mrd. m³ in Groningen übersteigt die deutsche Erdgasförderung um ein Vielfaches. Ferner sind die Lagerstätten in Niedersachsen eher kleinräumiger Natur, weisen geringere Mächtigkeiten auf, befinden sich zum Teil in größeren Teufen und unterhalb verfestigter Sandsteinformationen.

Gelegentlich wird in der generellen Diskussion um Fracking ein massiver Anstieg von Beben mit Lokalmagnituden ML über 3,0 angeführt (z. B. ELLSWORTH 2013), so in den letzten Jahren im mittleren Westen der USA im Zusammenhang mit dort vorgenommenen Fluidinjektionen einhergeht. Neuere Untersuchungen zeigen, dass das Verpressen großer Mengen von Lagerstättenwasser und von Flow-Back als Ursache für die spürbare Seismizität anzusehen ist. Dadurch wurden etwa in Ohio und Oklahoma tiefe Stö-

rungen, die sich weit unterhalb der Förder- und damit Frackinghorizonte im kristallinen Untergrund befinden, seismisch aktiviert.

Hinsichtlich der Verpressung von Lagerstättenwasser in Norddeutschland wurde für fünf ausgesuchte Injektionssonden bereits ein möglicher Zusammenhang mit seismischen Ereignissen untersucht (Joswig 2012). Die für die Untersuchung erforderlichen Daten über Mengen und Zeiträume wurden von der Industrie zur Verfügung gestellt. Insgesamt konnte ein Zusammenhang mit bekannten seismischen Ereignissen in der räumlichen Nähe zu den untersuchten Lokationen ausgeschlossen werden.

Vor diesem Hintergrund wurde in der vorliegenden Studie die Risserzeugung im Untergrund bei der hydraulischen Stimulation untersucht. Da ein generierter Riss als ein möglicher Freisetzungspfad für injizierte Fluide in das nutzbare Grundwasser angesehen wird, ist die zentrale Frage, ob sich ein Riss nach oben bis in die nutzbaren Grundwasserleiter ausbreiten könnte.

Darüber hinaus wurde für die niedersächsischen Erdgasfördergebiete untersucht, inwieweit Fracking-Maßnahmen dort in der Vergangenheit zu spürbaren Erdbeben geführt haben. Dazu wurde der Erdbebenkatalog der BGR hinsichtlich einer räumlichen und zeitlichen Korrelation mit hydraulischen Stimulationen in den Erdgasfeldern verglichen. Ferner wurden weitere numerische Modellierungen des Spannungsfeldes bei Fracking-Maßnahmen im Untergrund betrachtet, um die dabei induzierte Seismizität in ihrer Magnitude und ihrer räumlichen Lage abschätzen zu können. Diese Vorgehensweise ist eine weitere Methode, um die vertikale Ausbreitung von Rissystemen bei der Fluidinjektion zu bewerten.

Modellierung – Geologisches Standardprofil

Das Niedersächsische Becken in Norddeutschland mit dem darin enthaltenen Posidonienschiefer ist die bedeutendste Region mit Schiefergas-Potenzial in Deutschland. Für die Simulationen

der hydrogeologischen Transportprozesse, der Rissdimensionen und der induzierten Seismizität wurde daher der Posidonienschiefer als potenzielle Zielformation ausgewählt und ein modellhaftes standortunabhängiges geologisches Standardprofil erstellt, welches exemplarisch und schematisch die geologische Schichtenabfolge im Niedersächsischen Becken wiedergibt (Abb.3.1-3). Damit wird gewährleistet, dass die Simulationen an einer für ein potenzielles Schiefergasvorkommen möglichst realistischen lithologischen Schichtenabfolge vorgenommen werden und die Ergebnisse somit für eine Bewertung der potenziellen Risiken etwa im Vorfeld eines Demonstrationsvorhabens mit herangezogen werden können.

In dem Standardprofil befinden sich unter einer 50 m mächtigen quartären Bedeckung die Ablagerungen des Tertiärs in einer Gesamtmächtigkeit von 150 m. Die tertiäre Abfolge ist in drei Lithologien mit jeweils gleicher Mächtigkeit aufgeteilt. Unter einer Feinsand-Schluff-Schicht folgt der Rupel-Ton, der eine Schluff-Ton-Schicht abdeckt. Die 450 m mächtige Unterkreide besteht überwiegend aus Tongesteinen. Der Wealden bildet die Basis der Unterkreide mit 350 m mächtigen Tongesteinsschichten. Der Oberjura besteht aus einer 350 m mächtigen Abfolge von Mergelsteinen, Sandsteinen und Mergelsteinen. Der Mitteljura ist als Tongestein-Sandstein-Wechselfolge ausgebildet und weist eine Gesamtmächtigkeit von 350 m auf. Der Unterjura beginnt mit einer 35 m mächtigen Tongesteinsschicht, dem Posidonienschiefer, auf die 505 m mächtige Tongesteine folgen. Die Basis in diesem schematischen geologischen Profil bilden die Sedimente der Trias.

gerungen des Tertiärs in einer Gesamtmächtigkeit von 150 m. Die tertiäre Abfolge ist in drei Lithologien mit jeweils gleicher Mächtigkeit aufgeteilt. Unter einer Feinsand-Schluff-Schicht folgt der Rupel-Ton, der eine Schluff-Ton-Schicht abdeckt. Die 450 m mächtige Unterkreide besteht überwiegend aus Tongesteinen. Der Wealden bildet die Basis der Unterkreide mit 350 m mächtigen Tongesteinsschichten. Der Oberjura besteht aus einer 350 m mächtigen Abfolge von Mergelsteinen, Sandsteinen und Mergelsteinen. Der Mitteljura ist als Tongestein-Sandstein-Wechselfolge ausgebildet und weist eine Gesamtmächtigkeit von 350 m auf. Der Unterjura beginnt mit einer 35 m mächtigen Tongesteinsschicht, dem Posidonienschiefer, auf die 505 m mächtige Tongesteine folgen. Die Basis in diesem schematischen geologischen Profil bilden die Sedimente der Trias.

Periode / Epoche	Lithologie	Tiefe [m]	Mächtigkeit [m]
Quartär	Sand, Kies, Schluff, Ton	50	50
Tertiär	Feinsand, Schluff	100	150
	Ton (Rupel-Ton)	150	
	Schluff (und Ton)	200	
Unterkreide (ohne Wealden)	Tongestein	650	450
Wealden	Tongestein	1000	350
Oberjura	Mergelstein	1250	350
	Sandstein	1300	
	Mergelstein	1350	
Mitteljura	Tongestein 1	1450	350
	Sandstein	1480	
	Tongestein 2	1550	
	Sandstein	1580	
	Tongestein 3	1700	
Posidonienschiefer	Tongestein	1735	540
Unterjura (ohne Posidonienschiefer)	Tongestein	2240	
Trias			

Abbildung 3.1-3: Generalisierte Schichtenabfolge (Standardprofil) der Gesteine im Niedersächsischen Becken Norddeutschlands, entwickelt als Grundlage für die Untersuchungen zu den möglichen Umweltauswirkungen beim Einsatz der Fracking-Technologie.

3.2 Numerische-Strömungs- und Transportmodellierung von Fracking-Fluiden im geologischen Untergrund

3.2.1 Einführung

Die möglichen Umweltauswirkungen bei der Anwendung des Fracking-Verfahrens auf das Grundwasser sind ein aktueller Forschungsschwerpunkt im Hinblick auf eine zukünftige sichere Erschließung von Schiefergaslagerstätten in Deutschland. Im Rahmen dieses Abschnitts soll die potenzielle Gefährdung nutzbarer Grundwasserreserven in den oberflächennahen Schichtfolgen durch Stoffausträge in Zusammenhang mit Fracking-Maßnahmen simuliert werden.

Bei heterogenen und komplexen Untergrundverhältnissen, wie sie in Norddeutschland vorkommen, sind numerische Strömungs- und Transportmodelle notwendig. Nur so können verschiedene Szenarien einer geplanten Maßnahme berechnet werden und Vorhersagen über die Ausbreitung eingetragener Stoffe sowie deren Verbleib im Untergrund erstellt werden. Ziel ist eine Risikoabschätzung für die betrachteten Prozess- und Standortbedingungen im Zuge hydraulischer Stimulation.

Basierend auf dem abstrahierten geologischen Profilschema des Norddeutschen Beckens (Abb. 3.1-3) soll die potenzielle Ausbreitung von Fracking-Fluiden durch numerische Strömungs- und Transportmodellierung nachvollzogen werden. In verschiedenen definierten Szenarien wird die Möglichkeit des Aufstiegs injizierter Fracking-Fluide aus dem tiefen Untergrund ermittelt. Hierbei müssen Fälle einbezogen werden, in denen die Integrität des Deckgebirges nicht gegeben ist. Für die Gefährdungsabschätzung werden daher potenzielle Migrationspfade der verpressten Fluide vom Ort der Fracking-Operation bis in flachere Schichten identifiziert. Als bevorzugte hydraulische Transportpfade gelten insbesondere permeable, tiefgreifende Störungszonen und offene Kluftsysteme im Festgestein.

Bei der Modellierung werden zum einen der kurzfristige, vertikale Fluidtransport unter hohen hydraulischen Gradienten während der Druckbeaufschlagung (Stimulation) und zum anderen der langfristige regionale Transport in einem Tiefengrundwasserleiter unter den natürlichen geringen hydraulischen Gradienten unterschieden. Die Langzeitprozesse bei der Ausbreitung eingebrachter Fluide werden über einen Modellzeitraum von 300 Jahren betrachtet. Außerdem wird untersucht, inwieweit sich das teilweise Freifördern einer hydraulisch stimulierten Lagerstätte auf bereits aufgestiegene Stoffe auswirkt.

Für die Modellierung der Prozesse wurden stets konservative Annahmen getroffen. Der Stoffausbreitung potenziell entgegenwirkende Prozesse wie Teilsättigung, Sorption oder Abbau werden daher nicht berücksichtigt. Dadurch wird insgesamt eine Unterschätzung der Stoffausbreitung vermieden.

Die Modellstudie verfolgt einen generischen Ansatz, der für das Norddeutsche Becken und ähnliche geologische Verhältnisse anwendbar bleibt und dessen Resultate vor allem Fragen der möglichen und realistischen Dimensionen der Stoffausbreitung im Untergrund beantworten sollen.

Ein Austritt von Fracking-Fluiden aus einem defekten Bohrstrang (Leckage) wurde nicht simuliert. In einem numerischen Modell müssten hierzu zahlreiche Annahmen getroffen werden, z. B. die Tiefe, in der die Undichtigkeit vorliegt und somit ihre Nähe zu genutzten Grundwasserleitern und die Menge der ausgetretenen Fluide. Die festzulegenden Prozessannahmen würden so das Ergebnis vorwegnehmen.

3.2.2 Hydrogeologie des Norddeutschen Beckens

Überblick

Die jüngsten Schichten im Norddeutschen Becken bilden quartäre und tertiäre Lockergesteinsablagerungen, die Porengrundwasser-

leiter unterschiedlicher Mächtigkeit beinhalten. Sie werden von einer Serie mächtiger Festgesteinsschichten des Mesozoikums unterlagert. In diesen Schichten wechseln Gesteine mit gutem Wasserleitvermögen (Kluft- oder Porengrundwasserleiter) mit gering bis äußerst gering durchlässigen Gesteinen ab. Eine hydraulische Trennung zwischen den oberflächennahen Grundwasserstockwerken und dem Tiefengrundwasser bilden gewöhnlich die tonigen Ablagerungen des Tertiärs (insbesondere der Rupelton) sowie der tonigen Unterkreide. Das tertiär-mesozoische System wird nach unten durch das nahezu wasserundurchlässige Salzgestein des Zechstein begrenzt.

Rolle der Barrieregesteine

Bei der Beurteilung der Eignung von Standorten für Fracking-Maßnahmen sind aus umweltrelevanter Sicht zum Einen abdichtende Horizonte essenziell, zum Anderen sollten keine durchgehenden, aktiven und offenen bruchtektonischen Störungen vorhanden sein. Insbesondere Salz- und Tongesteine besitzen gute Barriereigenschaften, die durch eine sehr geringe hydraulische Durchlässigkeit und ein günstiges Bruch- und Deformationsverhalten charakterisiert sind (z. B. WARREN 2006, HOTH et al. 2007, REINHOLD et al. 2011). Folgende Gesteinseinheiten (Salzschichten, ungeklüftete Anhydrite und Gipse, Tongesteine und Tone) werden als abdichtende Schichten im Hangenden der salinaren Aquifere Norddeutschlands betrachtet (z. B. HÖDING et al. 2009, REINHOLD et al. 2011, REUTTER 2011):

- Zechstein-Salinar (Perm)
- Röt-Formation des Oberen Buntsandstein (Trias)
- Salinar des Mittleren Muschelkalk (Trias)
- Oberer Gipskeuper (Trias)
- einzelne Schichten des Lias und Dogger (Jura)
 - Amaltheenton, Posidonienschiefer
 - Opalinuston, Ornatenton

- regional z. T. Tongesteine der Unterkreide (Kreide)
 - Bückeberg-Formation (Wealden)
 - Alfeld-Formation
- einzelne Schichten des Tertiär
 - Rupelton, Chatt-Schluffe
 - Unterer & Oberer Glimmerton, tonige Fazies der Hamburg-Formation

Der Rupelton bildet insbesondere in Brandenburg und im nördlichen Teil des Norddeutschen Beckens meist die Grenze zwischen dem Süßwasser- und dem Salzwasser-Stockwerk und ist somit entscheidend für den Schutz der oberflächennahen nutzbaren Süßwasserreserven.

Elstereiszeitliche Schmelzwasserrinnen haben sich in einigen Teilen durch subglaziale Erosion tief in die Tertiärsedimente eingeschnitten. Hierbei kann ein hydraulischer Kontakt zwischen den angrenzenden Grundwasserstockwerken entstehen. Die Rinnen haben im unteren Bereich meist eine gröbere Füllung mit Sanden und Kiesen und werden oft durch den Lauenburger Ton (glaziales Staubeckensediment) überlagert (ELBRACHT et al. 2010). In den Gebieten Niedersachsens mit Lockergesteinen werden zwei Grundwasserleitersysteme unterschieden. Das obere besteht aus Sanden und Kiesen des Pleistozän sowie Sanden des Pliozän und Obermiozän. Das untere Grundwasserleitersystem setzt sich aus den Braunkohlensanden des Unter- bis Mittelmiozän zusammen. Getrennt werden diese – sofern vorhanden – vom Oberen Glimmertone (ELBRACHT et al. 2010).

Hydraulische Bedeutung von Störungszonen und Klüften

Störungen können einen erheblichen Einfluss auf den Fluidfluss haben. Ihre hydraulische Durchlässigkeit ist im Wesentlichen von der Geometrie und Beschaffenheit der Störungsfüllung sowie der Orientierung der Störung zur Hauptspannung abhängig.

In der Erdölindustrie werden Störungen in erster Linie als Transmissivitätsbarrieren in Reservoiren bezeichnet, welche die Effizienz der (lateralen) Fluid-Kommunikation zwischen den Reservoiren beeinträchtigen. Das *Shale Gouge Ratio* (SGR) ist ein Parameter zur quantitativen Abschätzung des hydrodynamischen Verhaltens von Störungen. Für die Ermittlung dieses Parameters werden eine Abschätzung der Tonkonzentration innerhalb des Störungskerns (*fault gouge*/Kakirit) vorausgesetzt und Druckmessungen beidseitig der Störung durchgeführt (z. B. HARRIS et al. 2002).

Störungszonen können jedoch auch hydraulische Leiter darstellen, die ggf. flache und tiefe geologische Formationen verbinden. Feldbeobachtungen deuten darauf hin, dass Störungszonen häufig als komplexe Leiter-Barriere-Systeme fungieren, entlang derer eine Strömung verstärkt und quer dazu gehemmt wird (CAINE et al. 1996, FAULKNER et al. 2010, BENSE et al. 2013, TILLNER et al. 2013). Jedoch sind die hydraulischen Eigenschaften oft schwer bestimmbar, da Störungen räumlich sehr heterogen ausgebildet sind. Ihre numerische Abbildung stellt in jedem Fall eine Herausforderung dar.

Folgende Studien dienen als Beispiele zur Parametrisierung von Störungszonen und Klüften in Sedimentbecken:

- TILLNER et al. (2013) verwendeten bei der numerischen Simulation von CO₂-Speicherung im Nordostdeutschen Becken offene Störungen (Leiter und kombinierte Leiter-Hemmer-Systeme) mit einheitlicher Porosität von 23 % und Permeabilitäten zwischen 1000–10000 mD für die Schwächezone (*damage zone*). Dabei wurde gezeigt, dass hauptsächlich der Überdruck im Speicherhorizont den Salzwasseraufstieg steuert; die Permeabilität der Zerrüttungszone hat nur geringen Einfluss auf die Versalzung des oberen Aquifers.
- RUTQVIST et al. (2013) nutzten in ihrem Modell für die Parametrisierung des Marcellus Shale Permeabilitäten von 0,1–100 µD,

dies entspricht einem k_f -Wert von ca. 1×10^{-12} – 1×10^{-9} m/s.

- SAUTER et al. (2012) verwendeten für eine hypothetische Störung im Niedersächsischen und Münsterländer Becken Durchlässigkeiten zwischen 1×10^{-9} m/s und 1×10^{-6} m/s (ca. 0,02–20 mD).
- Für ein hydrogeologisches Modell zur Langzeitsicherheit der Grube Konrad (NIEDERSÄCHSISCHES UMWELTMINISTERIUM 2002) wurden Bandbreiten möglicher Durchlässigkeitsänderungen der durch die Störungszonen beeinflussten Schichten festgelegt. Die Durchlässigkeitsänderung variiert je nach Grad der Beanspruchung örtlich um einen Faktor zwischen 0,1 und 500; für die modellierten Störungszonen wurde daraus ein Wertebereich von 10–50 verwendet. Einige Modellschichten erhielten in Störungszonen keine erhöhte Durchlässigkeit. Darunter fallen die Klüfte im Albium, da sie durch den Einfluss quellfähiger Tonminerale verschlossen wurden. Diese abdichtende Wirkung ist auch aus Erdölbohrungen bekannt. Bei Sandstein-Porengrundwasserleitern sind ebenfalls keine wesentlich erhöhte Klüftigkeit und Durchlässigkeit zu erwarten.
- Bei Untersuchungen von Störungszonen, die das Sedimentgestein des Nordwestdeutschen Beckens durchschneiden, wurden signifikante Unterschiede zwischen karbonatischen und klastischen Gesteinen deutlich (REYER et al. 2012). Karbonatgesteine zeigten hierbei klare Schwächezonen, charakterisiert durch höhere Klüftdichten als im Nebengestein. Störungszonen im Karbonatgestein haben somit stärkere Effekte auf die Erhöhung von hydraulischen Durchlässigkeiten als Störungen in klastischen Gesteinen. Die Klüftdichte und teilweise die Klüftkonnektivität in siliziklastischem Gestein ist im Vergleich zu Karbonaten erheblich geringer, gleichzeitig zeigen Störungen in klastischen Formationen des Nordwestdeutschen Beckens eine geringere Gesamtweite der Schwächezone (REYER et al. 2012).

- CILONA et al. (2015) untersuchten die Durchlässigkeit einer Scherzonen-Störung in den Sand- und Tonsteinen der Chatworth Formation (Süd-Kalifornien, USA). Ein gemessenes Potenzialgefälle innerhalb der Störung von 75 m zeigt, dass der Störungskern aus Tonstein besteht (eingetragen durch Tonverschmierung). Strömungsmodelle ergaben eine Durchlässigkeit für verschiedene Abschnitte der Störung zwischen $6,3 \times 10^{-9}$ m/s und $2,5 \times 10^{-11}$ m/s.
- Zur Untersuchung der Langzeitsicherheit untertägiger Deponien wurde für die Modellierung geklüfteter Sandsteine für einen Standort im Ruhrkarbon eine mittlere Kluftöffnungsweite von 200 μm ermittelt (BALTES 1998). Des Weiteren sind untertägige Kluftmessungen bei Nammen (bei Minden) durchgeführt worden; hier sind Schichten vom Oxfordium (Klippenflöz) bis mittlerer Kimmeridge (Oberjura) aufgeschlossen. Die dort gemessenen Kluftöffnungsweiten lagen bei $40 \mu\text{m} \pm 20 \mu\text{m}$. In den Hangendschichten wurden Großklüfte mit Öffnungsweiten bis 4,5 cm gefunden (BALTES 1998).
- Hydraulische Tests an Bohrkernen des Stubensandstein (Mittlerer Keuper, Trias) aus Südwestdeutschland haben gezeigt, dass bei Kluftöffnungsweiten, die 40 μm übersteigen, mehr als 80 % des Durchflusses durch die Klüfte erfolgt (BARAKA-LOKMANE 1999). Die berechneten effektiven Öffnungsweiten aus acht Bohrkernen des mittleren Stubensandsteins lagen zwischen 13,5–145 μm (BARAKA-LOKMANE 2002).

Fluide des Norddeutschen Beckens

Die tiefen Grundwässer des Norddeutschen Beckens sind durch geogen bedingte Versalzung geprägt. Es kommt zu Ablaugungsprozessen in der Umgebung von Salzstrukturen sowie zu Tiefenwasseraufstiegen. Hydraulisch wirksame Barrierehorizonte (z. B. Rupelton) spielen für die räumliche Verbreitung des Salzwassers eine wichtige Rolle. Für gewöhnlich sind unterhalb des Rupelton salzige Formationswässer anzutreffen. Die Zusammensetzung des Ge-

samtlösungsinhaltes (TDS) wird bei Salinitäten >10 g/l bei den Anionen zu 95 Gew. % von Chlorid bestimmt. Die Variation bei den Kationen ist größer: mit zunehmender Salinität nimmt der Anteil an Natrium ab und der von Kalium, Magnesium und Kalzium zu. Bei Solen, die einen Gesamtlösungsinhalt (TDS) von 300 g/l übersteigen, dominiert der Anteil an Kalzium (NAUMANN 2000, STÖBER et al. 2014).

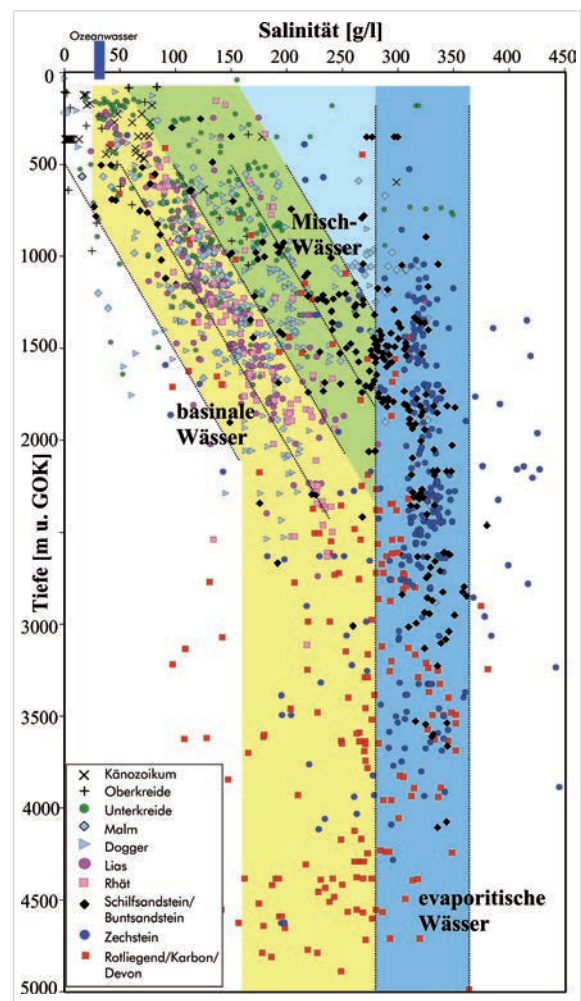


Abbildung 3.2-1: Salinitäten von Tiefenwasser-Proben des Norddeutschen Beckens als Funktion der Tiefe aus 1718 Datensätzen (WOLFGGRAMM et al. 2011).

In den Tiefenwässern des Norddeutschen Beckens sind unterschiedliche Gase gelöst; Hauptbestandteile sind für gewöhnlich CO_2 sowie N_2 , H_2S , H_2 und Kohlenwasserstoffe (SEIBT & THORWART 2011, STÖBER et al. 2014). In Erdöl- und Erdgasmuttergesteinen wird der Porenraum in der Regel sowohl von Formationswässern als auch von Kohlenwasserstoffen in variieren-

den Anteilen ausgefüllt, sodass hier nur eine Teilsättigung vorliegt. Innerhalb der Schichtfolge des Norddeutschen Beckens besteht ein Dichte- und Salzgradient über die Tiefe, der lokal unterschiedlich ausgeprägt sein kann (Abb. 3.2-1). Die Salinitäts-Tiefenbeziehung für die Schichten bis zur Oberen Trias wurde aus verschiedenen Untersuchungen abgeleitet (MÜLLER & PAPENDIECK 1975, KLINGE 1991, MAGRI et al. 2005a, TESMER et al. 2007, WOLFGRAHM et al. 2011). Daraus ermittelte Salinitäts-Tiefenbeziehungen liegen für Bereiche, die nicht von Salzkörpern beeinflusst sind, zwischen:

$$\begin{aligned}c(z)_{max} &= 0,12 \cdot z + 75 \\c(z)_{min} &= 0,1 \cdot z - 50\end{aligned}\quad (\text{Gl. 3.2-1})$$

c: Salzkonzentration in g/l;

z: Tiefe in m

Es ergibt sich ein Mittelwert der Salinitätszunahme mit der Tiefe von

$$c(z)_{mid} = 0,11 \cdot z + 12,5 \quad (\text{Gl. 3.2.2})$$

Somit wird im Bereich der betrachteten Formation in 1700 m Tiefe ein Salinitätswert von $c_{\text{Salz},1700\text{m}} = 200 \text{ g/l}$ erreicht. Die Parametrisierung der Fluidichte im Modell erfolgt nach dem Mittelwert der Dichte der überlagernden Wassersäule und beträgt rund $c_{\text{Salz,mittel}} = 108 \text{ g/l}$, sodass die Auflast der Wassersäule bei der Modellierung berücksichtigt wird.

3.2.3 Konzepte bisheriger Grundwassermodellierungen

In den USA, dem derzeit führenden Produzenten von Schiefergas, wurden bereits zahlreiche Studien hinsichtlich der Grundwassergefährdung und tiefer Grundwassermodelle zur Ausbreitung von Fracking-Fluiden, Gasen und Formationswässern durchgeführt.

MYERS (2012) hat den Einfluss von Fracking auf die Transportzeit von Fluiden aus dem Marcellus Shale simuliert und prognostizierte dabei einen möglichen advektiven Aufstieg in oberflächennahe Grundwasserleiter in weniger als zehn Jahren. Myers verwendet Festpotenzial-Randbedingungen für einen aufwärtsgerichteten

hydraulischen Gradienten von 0,019 über das Tiefenprofil (ca. 1580 m) mit einer Fracking-Tiefe von 1500 m. Die Existenz vertikaler hydraulischer Gradienten wird mit Messungen aus verschiedenen geothermischen Erschließungen im US-Bundesstaat New York belegt. Entgegen der Simulation von MYERS (2012), in der rein wassergesättigte Poren angenommen wurden (ohne Berücksichtigung von Gasen oder nicht-aquatischen Liquiden), argumentierten SAIERS & BARTH (2012), dass die Verwendung einer einheitlichen Dichte (ohne eines durch Salinität erzeugten vertikalen Fluidichtegradients), die Annahme isothermaler Bedingungen sowie geschlossener Ränder mit einem vertikalen Potenzialunterschied einen eindimensionalen, induzierten Fluss nach oben verursachen. Somit wird nicht die vorherrschende horizontale Strömung des regionalen Fließsystems dargestellt, in welchem aufsteigende Grundwasserfließpfade nur in regionalen Entlastungs-/ (Discharge)-Gebieten beobachtet werden können. Des Weiteren sind die zeitliche und räumliche Simulation der Fracking-Fluid-Injektion unrealistisch gewählt und die hydrogeologischen Eigenschaften der angenommenen vertikalen Störungszone (Durchlässigkeit) sowie des überlagernden Deckgebirges, welches als Sandsteinpaket modelliert wurde, nicht repräsentativ für die geologischen Gegebenheiten. Die Durchlässigkeit des von MYERS (2012) angenommenen Sandsteins variiert zwischen $1 \times 10^{-3} \text{ m/s}$ und $1 \times 10^{-8} \text{ m/s}$; die Durchlässigkeit der Störungszone wurde mit dem 10- bis 1000-fachen des Umgebungsgesteins parametrisiert.

CHESNAUX et al. (2013) haben eine Modellstudie zu den Auswirkungen von Schiefergasförderung auf Grundwasser und Oberflächengewässer in Nordost-British Columbia, Kanada, durchgeführt. Hierbei wurden verschiedene Fälle von Transportpfaden (in Form von Randumläufigkeiten an Bohrungen und natürlichen Klufnetzwerken) zwischen der Schiefergasformation und der Oberfläche betrachtet. Für die Potenzialgefälle während der Druckbeaufschlagung bei der Fracking-Maßnahme einerseits und der Druckabsenkung während der Gasförderphase

andererseits wurden die entstehenden Fließraten entlang der Transportpfade quantifiziert. Eine Sensitivitätsanalyse zeigte, dass vor allem der Parameter der hydraulischen Durchlässigkeit der Transportpfade, welche zwischen 1×10^{-7} m/s und 1×10^{-2} m/s variierte, entscheidend für die errechneten Fließraten und die aus der Gasförderung resultierende oberflächennahe Grundwasserabsenkung ist.

Rutqvist et al. (2013) haben eine Studie zur potenziellen injektionsinduzierten Reaktivierung von Störungen sowie seismischen Aktivitäten in Zusammenhang mit Fracking erstellt. Sie konnten in ihrer Simulation zeigen, dass die hydraulisch verursachten Störungsrisse eine Länge von 10–20 m erreichten und sich nur in seltenen Fällen auf über 100 m ausweiten können. Nach dieser Simulation ist bei hydraulisch induzierten Brüchen in großer Tiefe nicht mit einer Reaktivierung von Störungen zu rechnen, welche Fließpfade bis hin zu oberflächennahen Grundwasserressourcen erzeugen.

Die EPA (2015) leitet eine Untersuchung zu dem Zusammenhang zwischen Fracking und der Qualität nutzbarer Grundwasserleiter. Reagan et al. (2015) haben einen Teil dieser Studie veröffentlicht, der die Modellierung von Gas- und Wassertransport zwischen Schiefergaslagerstätten und überlagernden flachen Grundwasserleitern behandelt. Die Fragestellung beinhaltet die Kommunikation zwischen dem Reservoir und Grundwasserleiter (1) über verbindende Störungen oder Klüfte sowie (2) über nahegelegene, nicht abgedichtete präexistente Bohrungen. Bei der Simulation einer zweijährigen Produktionsphase stellten Reagan et al. (2015) fest, dass die für die Gasausbreitung entscheidenden Faktoren vor allem die Durchlässigkeit der verbindenden Struktur, der Förderbetrieb (aktive Förderung von Gas und/oder Wasser oder inaktive Bohrung) sowie die Entfernung zwischen der betrachteten Schiefergasformation und dem Aquifer sind.

Erste Modell-Studien zur möglichen Grundwassersegefährdung durch Verwendung der Fracking-

Technologie zur Schiefergasförderung gibt es auch in Deutschland. SAUTER et al. (2012) haben eine Modellierung zur Abschätzung von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser durchgeführt. Die gewählten geologischen Gegebenheiten repräsentieren Standorte im Münsterländer Kreidebecken und im Niedersächsischen Becken. Für die Simulation der Transportprozesse wurde ein konservativer Ansatz gewählt, welcher von einer kumulativen Wirkung der einzelnen ungünstigen Faktoren ausgeht. Diese Faktoren sind eine höchstmögliche hydraulische Durchlässigkeit der Gesteine und der Störungszone, keine den Ausbreitungsprozess verzögernden Vorgänge wie Matrixdiffusion, Sorption und Biodegradation sowie eine Geometrie, die durchlässige Verbindungen zwischen Lagerstätte und oberflächennahem Grundwasser schafft. Die Ergebnisse zeigten eine maximale vertikale Aufstiegshöhe von 50 m, falls die Störungszone eine hohe Durchlässigkeit ($9,1 \times 10^{-5}$ m/s; 1 % Porosität) aufweist und ein Fracking-Druck von 30 MPa über zwei Stunden direkt an der Störungszone anliegt. In den von SAUTER et al. (2012) beschriebenen Referenzfällen ohne Störungszone konnte keine nennenswerte Ausbreitung der Fracking-Fluide oder des Lagerstättenwassers beobachtet werden. Für die Langzeit-Simulation (100 Jahre) des Aufstiegs von Methan, welches aufgrund seines Dichteunterschieds gegenüber der Wasserphase schneller migriert, konnte in einigen Szenarien unter ungünstigen Bedingungen (u. a. durchgehende permeable Störungszone, große freigesetzte Gasvolumina und geringmächtiges Deckgebirge von 1200 m) die Freisetzung in die Atmosphäre simuliert werden. SCHWARTZ (2014) modellierte eine Methan-Leckage in einem Schiefergasprojekt und deren Auswirkungen auf die Grundwasserbeschaffenheit in einem reaktiven Transportmodell. Der Modellstandort ist die Bohrung Damme 3, an der deutschlandweit die bisher einzige Fracking-Operation in einer Tongesteinsformation durchgeführt wurde. In diesem Modellansatz verbindet eine hypothetische Aufstiegszone (0,03 m breit, 4 m lang, $k_f = 10^1$ – 10^3 m/s bzw. $K = 10^{-8}$ – 10^{-10} m²) die Tongesteinsformation (Unterkreide, Wealden) mit

einem quartären Grundwasserleiter. Da für die Aufstiegszone unrealistisch hohe Durchlässigkeiten angenommen wurden, erreichte das Methan in allen durchgeführten Simulationen die oberen Grundwasserleiter in weniger als zwei Tagen. Methan, welches dabei in Kontakt mit Fracking-Fluiden gekommen ist, kann diese über eine maximale Distanz von 300 m vertikal transportieren. Insgesamt ist das konzeptionelle Modell als unrealistisch zu bewerten, da hier eine hochpermeable Zone (entsprechend der Durchlässigkeit von Grobkies und höher) angenommen wurde, die mitten durch mächtige Tongesteinsformationen (Bückeberg-Formation, Valanginium-Hauterivium Tonstein) führt. Dennoch betrachtet SCHWARTZ (2014) das geologische Risiko als gering, da nur ein technischer Fehler dazu führen könnte, dass Fracking-Fluide in einer Tiefe austreten, bei der die maximale Transportweite (300 m) oberflächennahe Grundwasserleiter erreicht.

Die Mechanismen und die Fluidynamik der Salzwasserzirkulation im Norddeutschen Becken wurden in dem Forschungsvorhaben "*Deep reaching fluid flow in the Central European Basin System*" Projekt (z. B. MAGRI et al. 2005a, MAGRI et al. 2005b, TESMER et al. 2007) erforscht. Diese beinhalten u. a. eine thermohaline numerische Simulation in zwei- und dreidimensionalen (2D und 3D) Szenarien. Hierzu wurde ein hydrogeologisches Modell des Nordostdeutschen Beckens entwickelt, welches die stratigrafischen und hydrogeologischen Haupteinheiten vom Oberperm bis zum Quartär abdeckt, und eine großmaßstäbige Simulation in einem angepassten Fluidichtemodell durchgeführt. Das regionale 2D-Modell zeigte, dass das oberflächennahe Auftreten von Salzwasser hauptsächlich durch hydrostatische Kräfte des Reliefs gesteuert wird. Das kleinere 3D-Modell bezieht die Temperatureffekte mit ein und zeigte, dass thermisch induzierte Grundwasserströmung in Regionen mit wenig Relief ein dominanter Steuerungsfaktor ist. Die Daten deuten insgesamt auf das Vorhandensein von konvektiver Strömung hin. Auch wenn Konvektionen im regionalen Maßstab entstehen, erreichen die Strö-

mungsgeschwindigkeiten nur geringe Werte von ca. 1–3 km in 10000 Jahren.

3.2.4 Modellbeschreibung

Die eingesetzte Software zur numerischen Grundwassermodellierung ist das Simulationsprogramm SPRING 4.21 der *delta h Ingenieurgesellschaft mbH*. Das Programmsystem ermöglicht die Berechnung von 2D- und 3D-Grundwasserströmungs-, Wärme- und Stofftransportmodellen. Es basiert auf der numerischen Finite-Elemente-Methode (FE) und erlaubt die Kombination von instationären, dichteabhängigen Strömungs- und Transportberechnungen. Das FE-Netz ermöglicht die Einbindung von beliebig kombinierbaren 1D-, 2D- und 3D-Elementen sowie die Einbeziehung von Klüften und auslaufenden Schichten. Für alle Simulationen wurde das Berechnungsmodul *Sitra* mit einem iterativen PCG-Gleichungslöser (*Preconditioned Conjugate Gradient*) angewendet.

In der vorliegenden Studie wird die Stoffausbreitung ausgehend vom Fracking-Horizont in Richtung der oberen Grundwasserleiter mithilfe einer dichteabhängigen 2D-Strömungsstransportberechnung mit einem standortunabhängigen generalisierten Modell des Norddeutschen Beckens erarbeitet. Hierbei können Strömungsbedingungen auf Beckenskala berücksichtigt und ein (naturnaher) regionaler Grundwasserfluss simuliert werden. Dagegen führen kleinskalige Modelle wie beispielweise bei MYERS (2011) und SCHWARTZ (2014) mit 450 m × 450 m bzw. 88 m × 90 m lateraler Ausdehnung dazu, dass die Grundwasserströmungsrichtung stark durch die Nähe zu den Randbedingungen kontrolliert wird. Bei dem Vertikalschnittmodell handelt sich um ein 1-Phasen (Wasser), 2-Komponenten (Wasser, Salinität) Transportmodell, welches den Einfluss der Salinität des Formationwassers auf die Fluideigenschaften einbezieht.

Vorteile gegenüber bisherigen Modellansätzen, die zumeist von einem homogenen Deckgebirge ausgingen, bietet außerdem die Modellierung

in einem heterogenen Deckgebirge, in dem die Bedeutung von gut durchlässigen und barrierebildenden Teilen der norddeutschen Schichtfolge gezeigt werden kann. Neben dem Fluidfluss im porösen Medium werden Klufftströmungen in diskreten Klüften modelliert, welche deutlich höhere Strömungsgeschwindigkeiten erreichen. Zudem zeigt eine Langzeitbetrachtung (300 Jahre) der Fluidtransportprozesse wie sich injizierte Stoffe nach Abschluss der Fracking-Maßnahme unter der natürlichen Tiefengrundwasserströmung in dem System fortbewegen.

Eine Simulation der Druckabsenkung in der Lagerstätte infolge der Freiförderung nach Abschluss der Fracking-Maßnahme zeigt mögliche Auswirkungen auf die Ausbreitung der injizierten Fluide.

Hydrogeologischer Modellaufbau

Zur Charakterisierung der hydrogeologischen Verhältnisse des standardisierten Modellgebiets wurden vom Hangenden zum Liegenden 16 verschiedene Schichten berücksichtigt (Tab. 3.2-1).

Tabelle 3.2-1: Hydraulische Modellparameter der anisotropen Durchlässigkeit (k_f -Wert) und effektiven Porosität für die Modellschichten (Zonen). Zone 17 (Störungszone) ist nur in den entsprechenden Szenarien vertreten.

Zone	Tiefe (Unterkante) [m NN]	Lithostratigraphie	k_f -Wert (horizontal) [m/s]	k_f -Wert (vertikal) [m/s]	Effektive Porosität [-]
1	-50	Quartär Sand	5,00E-04	5,00E-05	0,3
2	-100	Tertiär Feinsand	5,00E-05	5,00E-06	0,2
3	-150	Tertiär Rupelton	1,00E-09	1,00E-10	0,1
4	-200	Tertiär Schluff	1,00E-07	1,00E-08	0,1
5	-650	Unterkreide Tongestein	1,00E-09	1,00E-10	0,1
6	-1000	Unterkreide Wealden	1,00E-08	1,00E-09	0,1
7	-1100	Oberjura Mergelstein 1	1,00E-07	1,00E-08	0,1
8	-1300	Oberjura Sandstein	1,00E-06	1,00E-07	0,15
9	-1350	Oberjura Mergelstein 2	1,00E-07	1,00E-08	0,1
10	-1450	Mitteljura Tongestein 1	1,00E-09	1,00E-10	0,05
11	-1480	Mitteljura Sandstein 1	1,00E-06	1,00E-07	0,15
12	-1550	Mitteljura Tongestein 2	1,00E-09	1,00E-10	0,05
13	-1580	Mitteljura Sandstein 2	1,00E-06	1,00E-07	0,15
14	-1700	Mitteljura Tongestein 3	1,00E-09	1,00E-10	0,05
15	-1735	Posidonienschiefer	1,00E-10	1,00E-12	0,01
16	-2240	Unterjura Tongestein	1,00E-09	1,00E-10	0,01
17	-1000 bis -1700	„Störungszone“	5,00E-08 (entgegen der Störungsrichtung)	5,00E-06 (in Störungsrichtung)	0,1

Die Literaturrecherche ergab für die betrachteten lithostratigrafischen Einheiten eine hohe Spannweite von hydraulischen Kennwerten (Anhang). Aufgrund der begrenzten und stark unterschiedlichen Datengrundlage wurden die Werte der hydraulischen Modell-Parametrisierung nicht exakt nach Mittelwertbildung ermittelt. Die Durchlässigkeit und Porosität der einzelnen lithostratigrafischen Einheiten wurde unter Berücksichtigung von Standardwerten für Gesteinseigenschaften von Sedimentgesteinen (z. B. SPITZ & MORENO 1996) interpretiert. Dabei wurden - dem konservativen Ansatz folgend - stets möglichst hohe Gesteinsdurchlässigkeiten und Porositäten gewählt.

Hydraulische Parameter der Störungszone und Klüfte

In einem Szenario wurde eine Störung mit erhöhter Permeabilität angenommen, die eine mögliche hydraulische Verbindung zwischen dem Fracking-Horizont und den flacheren Kreideformationen schafft. Die Durchlässigkeit der Störungszone ist dabei um mindestens eine Größenordnung größer als der Mittelwert der mesozoischen Deckschichten. Daher wurde die Störung als zusätzliche K-Wert-Zone parametrisiert. Die effektive Porosität wurde mit 10 % angenommen, die Durchlässigkeit in Störungsrichtung mit $k_{f,v} = 5 \times 10^{-6}$ m/s übersteigt die Durchlässigkeit entgegen der Störungsrichtung ($k_{f,h} = 5 \times 10^{-8}$ m/s) um zwei Größenordnungen. Die vertikale Durchlässigkeit dieser Zone liegt somit deutlich über denen aller angrenzenden durchstoßenen Formationen. Der hydraulisch wirksame Bereich der Störung endet in den duktilen Tongesteinsformationen der Unterkreide, da angenommen wird, dass Risse/Klüfte in diesen Schichten von quellfähigen Tonmineralen abgedichtet werden und keine vertikal gerichtete Grundwasserströmung zulassen.

Des Weiteren wurden Kluftstrukturen im Festgestein als wirksame Transportpfade in das Modell eingebunden. Bei der Modellierung der Strömung in einer Kluft mithilfe des *Cubic Law* (SNOW 1968) besitzt die Kluftöffnungsweite b

eine entscheidende Bedeutung. Bei laminarer Kluftströmung (Abb. 3.2-2) berechnet sich der Durchlässigkeitsbeiwert einer Kluft wie folgt:

$$k_f = \frac{g}{12v} b^2 \quad (\text{Gl. 3.2-3})$$

k_f = Durchlässigkeitsbeiwert [m/s]

g = Erdbeschleunigung [m/s²]

v = Strömungsgeschwindigkeit [m/s]

b = Kluftöffnungsweite [m]

Für die Modellierung wurden Klüfte diskret vorgegeben und verfügen über eine Kluftöffnungsweite b von 500 μm bzw. 250 μm . Eine einzelne 1D-Kluft hat dabei eine Höhe H von ca. 0,35 m und eine Kluftlänge W von 20 m. Die festgelegte longitudinale Kluftdispersivität beträgt 10 m (in Abhängigkeit der Transportstrecke), die transversale Dispersivität beträgt 0 (z. B. GELHAR et al. 1985).

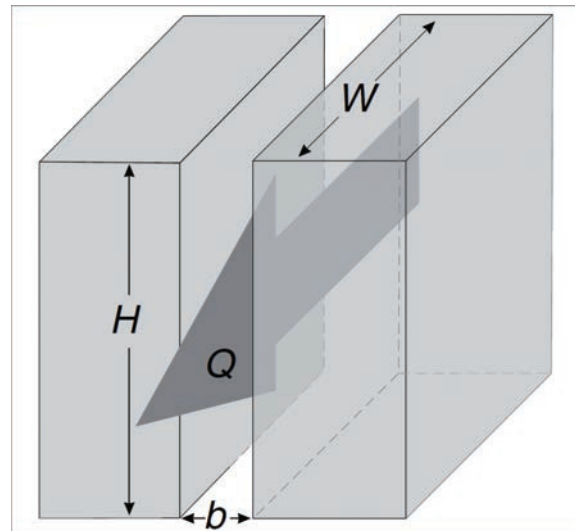


Abbildung 3.2-2: Schematische Darstellung einer Kluft mit laminarer, paralleler Strömung. b = Öffnungsweite, H = Klufthöhe, W = Kluftlänge (Klimczak et al. 2010).

Der Stofftransport in den Klüften erfolgt unter höheren Fließgeschwindigkeiten als im porösen Medium. Die Kluftströmungsgeschwindigkeit wird jedoch von der umliegenden Matrixdurchlässigkeit beeinflusst; je geringer die Durchlässigkeit der Matrix desto höher ist der Potentialunterschied zwischen Kluft und Matrix und desto höher sind die Kluftströmungsgeschwindigkeiten. Um diesen Effekt abzumildern,

wurde eine permeable K-Wert-Zone (10^{-7} m/s) in einem Bereich von ca. 0,25 m um die Klüfte herum angenommen. Sie stellt eine Auflockerungszone dar, wie sie auch in der Realität häufig vorkommt.

Modellannahmen und Randbedingungen

Das numerische Modell zur Nachbildung der hydraulischen Prozesse während und nach der Fracking-Operation wurde durch ein weiträumiges 2D-Vertikalschnittmodell realisiert. Die horizontale Modellbreite beträgt 50 km, die vertikale Ausdehnung ist 2240 m (Abb. 3.2-3). Der darin enthaltene geologische Aufbau entspricht der oben beschriebenen lithostratigrafischen Schichtabfolge (Tab. 3.2-1) mit Ausnahme des Quartärs, welches vorab in einem separaten Strömungsmodell abgebildet wurde. Die Modelltiefe (in der dritten Dimension) beträgt für alle Schichten 100 m.

Der untere Modellrand und die seitlichen Modellränder erhielten eine *no flow* Randbedingung, d. h. über diese Ränder erfolgt kein Wasseraustausch. Die rechte obere Modellecke wurde mit einem Festpotenzial (Randbedingung 1. Art) versehen, das einen größeren Vorfluter abbilden soll (Abb. 3.2-3). Der restliche obere Modellrand stellt eine feste Zu- und Abstromlinie (Randbedingung 2. Art) dar. Durch den gewählten Modellmaßstab mit einem Verhält-

nis der vertikalen zur horizontalen Ausdehnung von ca. 1:22 können Randeffekte praktisch ausgeschlossen werden.

Vorab wurde ein horizontales Modell für das Quartär bis zu einer Tiefe von 50 m berechnet, um die Zu- und Abströme für den oberen Rand des Vertikalschnittmodells zu ermitteln. Das Quartärmodell geht von einer Grundwasserneubildung von 150 mm/a aus; dieser Wert entspricht in etwa dem Mittelwert für Niedersachsen. Der rechte Rand wurde durch einen Vorfluter gebildet und erhielt somit eine Festpotenzial-Randbedingung. Eine stationäre dichteunabhängige Strömungsberechnung ergab von links nach rechts ein Grundwasserpotenzialgefälle von 82 m auf 11 m über die Modellweite von 50 km und somit einen Gradienten von $i = 0,0014$.

Dieses Potenzialgefälle wurde als obere Modellrandbedingung für das Vertikalmodell des tiefen Untergrundes übernommen. Eine stationäre Strömungsberechnung ergab die sich aus der Potenzialverteilung und Modellparametrisierung resultierenden Zu- und Abstrommengen (bzw. Reaktionsmengen) am oberen Modellrand. Über die linke Hälfte des oberen Modellrandes erfolgt der Zustrom von oben, über die rechte Hälfte der Abstrom. Der stationäre Wasserfluss beträgt jeweils ca. 12000 m³/a.

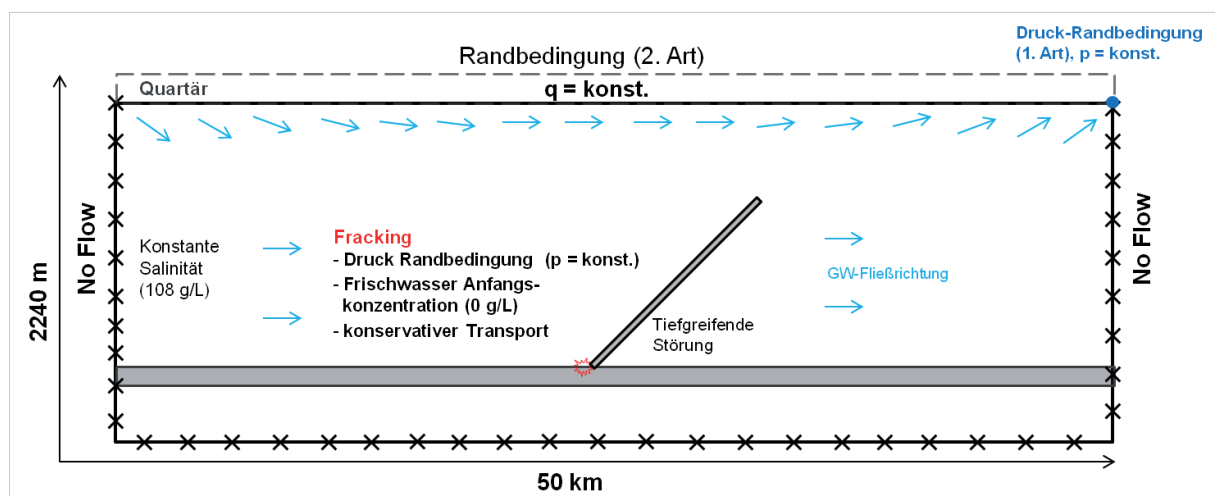


Abbildung 3.2-3: Schematische Darstellung von Modellgeometrie und Randbedingungen des 2D-Vertikalschnittmodells. Die graue horizontale Schicht zeigt den relevanten Tongesteinshorizont (Posidonienschiefer), blaue Pfeile symbolisieren die Grundwasserfließrichtung, der blaue Punkt zeigt die feste Druckrandbedingung ($p = \text{Druck}$), das rote Symbol zeigt den Injektionspunkt, $q = \text{Ab-/Zustromrate}$, $x = \text{undurchlässiger Modellrand}$.

Für die weiteren Berechnungen wurden die Zu- und Abstrommengen aus dem Quartär als feste Randbedingung verwendet. Der rechte obere Modellknoten blieb als Festpotenzial-Randbedingung bestehen (Vorfluter). Die Randbedingungen induzieren im Vertikalschnittmodell einen stationären Grundwasserfluss: dieser ist in den zentralen Bereichen weitgehend horizontal und zeigt an den Modellrändern zusätzlich vertikale absteigende (linke Modellseite) bzw. aufsteigende (rechte Modellseite) Grundwasserbewegungen. Der Injektionspunkt wurde in der Modellmitte angesetzt.

Im Gegensatz zum Formationswasser wurde das Fracking-Fluid gemäß der Annahme eines *slick water frac* als Süßwasser parametrisiert und der Bereich um den Injektionspunkt auf eine initiale Salzkonzentration von $c_{\text{Frac}} = 0 \text{ g/l}$ gesetzt. Es gibt verschiedene Zusammensetzungen von Fracking-Fluiden (z. B. MEINERS et al. 2012a), die sich auch in der Viskosität unterscheiden. Die im Modell eingesetzten Frischwassereigenschaften für Dichte und Viskosität sind konservative Annahmen, da so die Ausbreitung des Fracking-Fluids gegenüber dichteren und höher-viskosen Fluiden (Umgebungswasser) begünstigt wird.

Die Annahmen im Modell betreffen neben der Wahl der lithostratigrafischen Schichtfolge und deren hydraulische Parameter noch folgende Parameter, Randbedingungen und Prozesse:

- Die Berechnung erfolgt in einem 2D-Vertikalschnittmodell, somit können keine Parameter und Randbedingungen in der dritten Dimension in der Modelltiefe variiert werden.
- Die Randbedingungen am oberen Modellrand wirken sich auf die Potenzialverteilung über die komplette Modelltiefe aus. Das tiefe Grundwassersystem ist somit nicht von der Oberfläche entkoppelt.
- Die initiale Fluidichte (Salinität) hat über die gesamte Modelltiefe einen einheitlichen Wert. Ausgehend von einer Injektionstiefe von 1700 m beruht die Fluidichte auf dem Mittelwert ($\rho = 1108 \text{ g/l}$) der überlagernden Wassersäule, deren Dichteverteilung nach einer linearen Salinität-Tiefen-Beziehung mit einem Gradienten von $0,11 \text{ g/(l} \times \text{m)}$ bestimmt wurde.
- Die Berechnung erfolgt ohne mechanische Kopplung: die in das Modellnetz eingebauten Klüfte sind initial vorhanden und werden nicht erst durch die Druckbeaufschlagung erzeugt, aufgeweitet oder ausgedehnt.
- Die Kompressibilität der Fluide sowie der Gesteinsmatrix bleibt über die gesamte Modelltiefe konstant und zeigt keine Druckabhängigkeit.
- Die Strömungsberechnung erfolgt nach dem Darcy-Gesetz (linear laminar) und schließt somit Effekte turbulenter Strömung aus. Aufgrund der Modellgröße und der langen Fließzeiten sind diese Effekte jedoch minimal.
- Es wird keine zusätzliche Gasphase berücksichtigt.
- Die Modellrechnung erfolgt temperaturunabhängig und somit ohne thermische Konvektion. Die Temperatur der Wässer hat einen Einfluss auf die Viskosität des Fluids; der Einfluss auf die Dichte kann hingegen vernachlässigt werden.

Tabelle 3.2-2 zeigt Parameter für die Transportberechnung. Die longitudinale Dispersivität ist skalenabhängig und hängt somit von der Transportdistanz der berechneten Prozesse ab. Die Dispersivität wird mit etwa 1/10 der Transportdistanz abgeschätzt (GELHAR et al. 1985; RAUSCH et al. 2002). Für die Modellrechnungen wurde der Wert der longitudinalen Dispersionslänge daher innerhalb der Szenarien zwischen 1 m und 10 m variiert.

Tabelle 3.2-2: Modellparameter

Molekulare Diffusivität	$1 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$
Longitudinale Dispersivität	1 m bzw. 10 m
Transversale Dispersivität	0,1 m bzw. 1 m
Matrixkompressibilität	$2,4 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{N}$
Matrixdichte	2560 kg/m^3
Fluidkompressibilität	$4,4 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{N}$
Salinität $c_{s, \text{frac}}; c_{s, \text{mittel}}$	0 kg/m^3 bis 108,1 kg/m^3
Molekularer Diffusionskoeffizient	$3,1 \times 10^{-8} \text{ m}^2/\text{s}$
Residuum Gleichungslöser	10^{-12}
Max. Iterationsdifferenz	10^{-10} m

Modellnetz

Das FE-Netz des 2D-Vertikalschnittmodells besteht aus drei- und viereckigen Elementen. Die maximale Zellgröße beträgt im Grundnetz, den Schichtgrenzen folgend, 50 m \times 100 m. Die Berechnung des Stofftransports mit signifikanten Dichtekontrasten reagiert sensibel auf die Diskretisierung. Durch zahlreiche Verfeinerungen wurde im Bereich der Druckbeaufschlagung und bevorzugten Stoffausbreitung daher eine deutlich feinere räumliche Diskretisierung von bis zu wenigen Dezimetern angelegt.

Die zeitliche Diskretisierung während des simulierten Fracking-Prozesses wurde konstant gehalten und beträgt $\Delta t = 36 \text{ s}$. Für die Langzeitsimulation wurde die Zeitschrittweite (300 Jahre) auf $\Delta t = 62 \text{ d}$ ($d = \text{Tage}$) erhöht.

Das Stabilitätskriterium der Ortsdiskretisierung bildet die Gitter-Peclet-Zahl (P_e), die das Verhältnis des Advektions- und Dispersionsanteils bezogen auf eine charakteristische Länge (Kantenlänge der Elemente) beschreibt. Eine unzureichende Gitter-Diskretisierung, bei welcher der advective Anteil am Transport gegenüber dem dispersiven Anteil zu groß wird, führt zum Effekt der numerischen Dispersion. Ein optimales Verhältnis liegt bei $P_e < 2$ vor.

Das Stabilitätskriterium der Zeitdiskretisierung bildet die Courant-Zahl (C_o). Das Kriterium besagt, dass die Zeitschrittweite in Abhängigkeit von Geschwindigkeit und charakteristischer Länge entsprechend klein gewählt werden muss. Eine optimale Diskretisierung zeitabhängiger partieller Differenzialgleichungen liegt bei $C_o \leq 1$ vor.

Beide Kriterien wurden durch eine stufenweise Verkleinerung der Zeitschritt- bzw. Gitterweite getestet bis kein signifikanter Einfluss der Verfeinerung mehr auf die Ergebnisse erkennbar war.

Grid dependency test

Zur Überprüfung der räumlichen Diskretisierung wurde für die Szenarien der permeablen Störungszone und des offenen Kluftsystems, jeweils mit dem mittleren Druckszenario (30 MPa), ein *grid dependency test* durchgeführt. Dieser beinhaltet eine globale Verfeinerung des FE-Netzes (Verdopplung der Elementanzahl) sowie eine weitere lokale Netz-Verfeinerung im Einflussbereich des Injektionspunktes.

Die im Bereich der Stoffausbreitung berechneten Stabilitätskriterien unterschritten in allen Fällen deutlich die gesetzten Stabilitätskri-

terien (Tab. 3.2-3). Auf eine Verfeinerung der Zeitschrittweite wurde aufgrund der geringen Courant-Zahlen verzichtet.

Bei dem Szenario der Störungszone betragen die Unterschiede in der Aufstiegshöhe durch die Verfeinerung des FE-Netzes maximal 0,05 m (0,2 % der Gesamtaufstiegshöhe). Die gewählte räumliche und zeitliche Diskretisierung ist für die berechneten Strömungs- und Transportprozesse somit ausreichend.

Für die globale und lokale Verfeinerung des FE-Netzes im Szenario des Kluftsystems lagen die resultierenden Unterschiede in der Aufstiegshöhe bei $\pm 1\%$. Auch das Peclet- sowie das Courant-Kriterium blieben deutlich unter den Stabilitätsgrenzen. Somit ist die räumliche und zeitliche Diskretisierung auch hier als ausreichend zu bewerten.

Table 3.2-3: *Grid dependency test* für die Szenarien Störungszone und Kluftsystem. Pe beschreibt die longitudinale Peclet-Zahl. Die transversale Peclet-Zahl ist aufgrund des Verhältnisses von longitudinalen zu transversalen Dispersivität ($\alpha_L/\alpha_T = 10$) entsprechend höher.

Szenario Störungszone	Standard-Diskretisierung	Globale Verfeinerung (Faktor 1)	Globale & lokale Verfeinerung (Faktor 2)
Anzahl Elemente	59728	161.299	261.658
Anzahl Knoten	54155	141.299	241.968
Zellgröße im Injektionsbereich	$\leq 0,5 \text{ m} \times 0,5 \text{ m}$	$\leq 0,25 \text{ m} \times 0,25 \text{ m}$	$\leq 0,12 \text{ m} \times 0,12 \text{ m}$
Peclet-Zahl Pe (stabil ≤ 2)	≤ 1	$\leq 0,5$	$\leq 0,2$
Courant-Zahl C_o (stabil ≤ 1)	$\leq 0,1$	$\leq 0,2$	$\leq 0,25$
Δt [s] (konstant)	36	36	36

Szenario Kluftsystem	Standard-Diskretisierung	Globale Verfeinerung (Faktor 1)	Globale & lokale Verfeinerung (Faktor 2)
Anzahl Elemente	64359	174.025	326.157
Anzahl Knoten	57002	156.924	296.863
Zellgröße im Injektionsbereich	$\leq 0,25 \text{ m} \times 0,38 \text{ m}$	$\leq 0,13 \text{ m} \times 0,19 \text{ m}$	$\leq 0,06 \text{ m} \times 0,09 \text{ m}$
Peclet-Zahl Pe (stabil ≤ 2)	$\leq 0,2$	$\leq 0,1$	$\leq 0,05$
Courant-Zahl C_o (stabil ≤ 1)	$\leq 0,05$	$\leq 0,09$	$\leq 0,5$
Δt [s] (konstant)	36	36	36

Szenarienüberblick

Alle Szenarien beruhen auf der Annahme, dass der Tongesteinshorizont (Posidonienschiefer) durch die hydraulische Stimulation komplett, also bis zu seiner Oberkante, durchschlagen wird, sodass ein direkter hydraulischer Kontakt zur überlagernden Schicht hergestellt ist (vgl. Kap. 3.3). Dadurch können sowohl der aufgebrauchte Druck als auch das injizierte Fracking-Fluid ungehindert an die Grenze zwischen Posidonienschiefer und der überlagernden mitteljurassischen Deckschicht gelangen. Der Injektionspunkt befindet sich dort.

In einem ersten Szenario wurde die Druck- und Fluidausbreitung ohne bevorzugte Fließpfade im ungestörten Deckgebirge untersucht. Da in tektonisch beanspruchten Gebirgsbereichen grundsätzlich erhöhte Durchlässigkeiten gegenüber dem intakten Gebirge möglich sind, wurden im Anschluss verschiedene geologische Strukturen als bevorzugte Fließpfade in das Modellgitter eingebaut und simuliert. Dies sind zum einen Zonen erhöhter Durchlässigkeit (Schwächezonen), in denen linear laminare Strömung (*Darcy-Flow*) stattfindet, und zum anderen diskrete Klüfte, in denen die Strömungsberechnung auf der Grundgleichung des *Cubic Law* (linear laminar) beruht.

Die Berechnung des Stofftransports erfolgte konservativ, also ohne Berücksichtigung von Adsorption und Desorption an der Gesteinsmatrix sowie biologischer oder chemischer Abbauprozesse. Diese Prozesse würden zu einer Verlangsamung der Stoffausbreitung und über längere Zeiträume zu einer Verringerung der Konzentration führen.

Fracking-Simulation

Die hydraulische Stimulation des Reservoirs wurde innerhalb des Modells durch das Anlegen eines festen Drucks (genauer: Grundwasserpotenzials) an der Obergrenze des Posidonienschiefer simuliert. Die aufgebrauchte Potenzialhöhe entspricht dabei dem Injektionsdruck im Bohrloch, sodass der angenommene

Fracking-Druck gemäß den Fluideigenschaften in ein Potenzial umgerechnet und zum bereits vorhandenen stationär berechneten Grundwasserpotenzial am Injektionspunkt addiert wurde. Das hydraulische Grundwasserpotenzial (h) berechnet sich nach:

$$h = z + \frac{p}{\rho g} \quad (\text{Gl. 3.2-4})$$

h = Potenzial [m]

z = Lagehöhe [m]

p = Druck [N/m^2] = [$\text{kg}/(\text{s}^2\text{m})$]

ρ = Fluideichte [kg/m^3]

g = Erdbeschleunigung [m/s^2]

Für das Anlegen dieser Druckrandbedingung wurden einzelne Knoten an der Schichtgrenze zwischen Posidonienschiefer und dem überlagernden mitteljurassischen Tongestein gewählt. Die Knoten befinden sich in der Modellmitte in 1700 m Tiefe, direkt angrenzend an eventuell vorhandene Kluffstrukturen bzw. Störungszonen. Die Dauer der Druckbeaufschlagung wurde für alle Szenarien auf insgesamt 3,5 Stunden (h) gesetzt. Über die ersten 0,5 h wurde der Druck zwischen dem Anfangspotenzial und dem maximalen Injektionsdruck interpoliert. Daraufhin wurde der Fracking-Druck 3 h konstant gehalten, entsprechend der durchschnittlichen Pumpdauer eines einzelnen Fracking-Jobs (stage). In der Realität ist die tatsächliche Dauer des Fracking-Vorgangs maßgeblich von der Konsistenz des vorgefundenen Tongesteins abhängig. Auch die Höhe des Fracking-Drucks variiert in der Praxis stark je nach petrophysikalischer Beschaffenheit des Tongesteins, der Tiefe und des Lagerstättendrucks. Deswegen wurde für das Modell der Fracking-Druck zwischen 5 MPa und 50 MPa variiert (Abb. 3.2-4), um eine möglichst große Bandbreite abzudecken. Die hohen Drücke, die durch die hydraulische Injektion erzeugt werden, bauen sich durch die Rissbildung im Gestein zum Teil wieder ab. Die Rissbildung und der dadurch verursachte Druckabfall sind im Modell allerdings nicht darstellbar. Im Sinne eines konservativen Ansatzes wurde die Potenzialerhöhung über die gesamte Injektionsdauer aufrecht erhalten.

Tabelle 3.2-4: Szenarienübersicht der modellierten Transportpfade und Druckrandbedingungen für die Simulation der Fracking-Operation, des Langzeittransports und der teilweisen Freiförderung der Bohrung.

Transportpfad	Störungsbreite / Kluftöffnungs- weite	Fracking-Druck [MPa]						Simulationsdauer		
								Fracking- Operation	Langzeit- transport	Freiförderung
		5	10	20	30	40	50	3,5 Stunden	300 Jahre	10 Tage
Ungestörtes Deckgebirge	—				x			x	x	x
Störungszone vertikal	10 m	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Störungszone 45° einfallend	10 m	x	x	x	x	x	x	x	x	x
3er-Kluftsysteem vertikal	je 500 µm	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	je 250 µm	x	x	x	x	x	x			
3er-Kluftsysteem 45° einfallend	je 500 µm	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	je 250 µm	x	x	x	x	x	x			

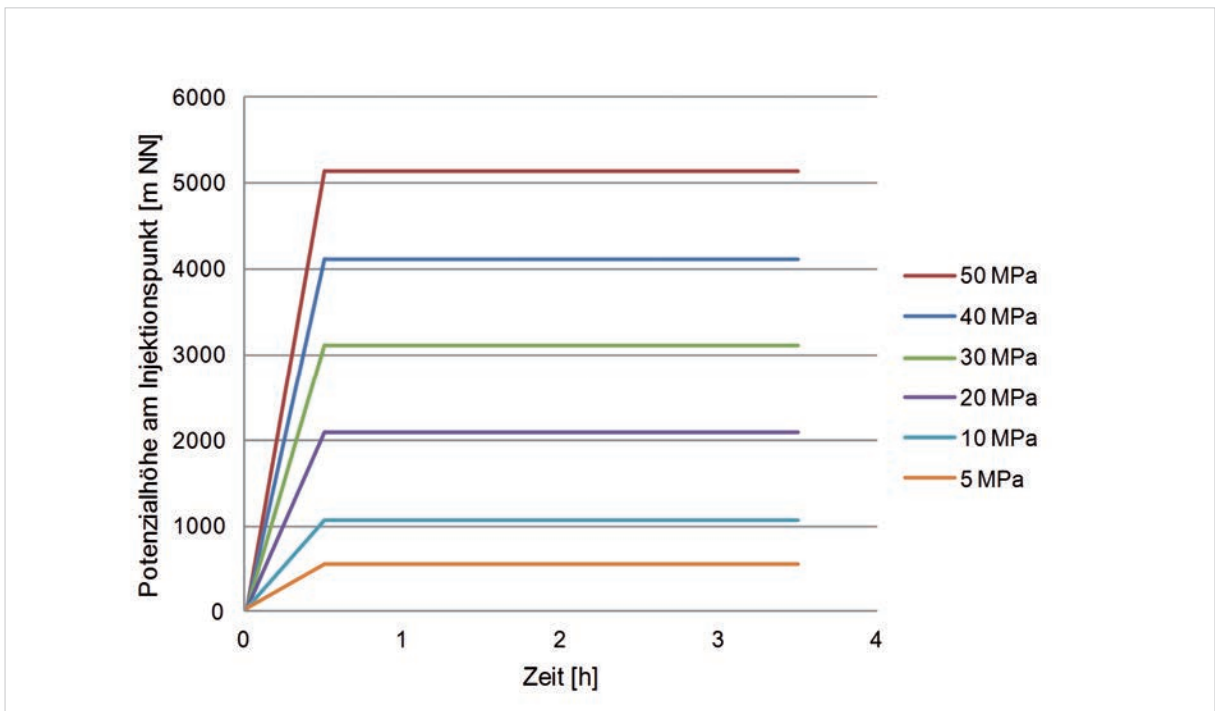


Abbildung 3.2-4: Übersicht des simulierten zeitlichen Verlaufs der Potenzialhöhen am Injektionspunkt (Druckrandbedingung). Der Fracking-Druck wird für die Druckrandbedingung zum Anfangspotenzial (46,85 m NN, für $\rho_0 = 1000 \text{ kg/m}^3$) addiert.

Zur Kontrolle der Fluidvolumina, welche an den Injektionspunkten in die Klüfte/Störungszonen strömen, wurde über die Dauer der Fracking-Simulation eine lokale Wasserbilanz erstellt. So wurde festgestellt, ob infolge des aufgebrachtten Drucks realitätsnahe Mengen in das umgebende Gebirge injiziert wurden. In den USA wurden Durchschnittswerte von 1140 m³ bis 2270 m³ Wasser pro Fracking-Job mit 8–13 Durchläufen je Horizontalbohrung genannt (NYSDEC 2011). Im Rahmen des Info-Dialogs der ExxonMobil wurde für Deutschland ein Injektionsvolumen von 1600 m³ je Fracking stage ermittelt. Bei durchschnittlich 10 angenommenen stages pro Horizontalbohrung beträgt das Injektionsvolumen je Bohrloch also voraussichtlich 16000 m³ (EWEN et al. 2012). Bei der vertikalen Bohrung Damme 3 sind Fluidmengen von ca. 4200 m³ pro Fracking-Job eingesetzt worden. Dies ist jedoch als nicht repräsentativ zu werten (WEICHGREBE et al. 2014), da die technische Umsetzung der Maßnahme und die geologischen Verhältnisse (Zielformation Wealden mehrere 100 m mächtig) in Damme 3 nicht dem vorliegenden Modellkonzept (Fracking in Horizontalbohrung) entsprechen.

Bei den meisten Modellszenarien wurde das o. g. durchschnittliche Injektionsvolumen von ca. 1600 m³ bei einer Fracking-Druckrandbedingung von 30 MPa erreicht (Abb. 3.2-5). Bei dem maximalen Druckszenario von 50 MPa betrug die akkumulierte Durchflussmenge bis zu 2880 m³. Ausnahmen bildeten die Klufiszzenarien mit einer geringen Kluftöffnungsweite (250 µm), bei denen deutlich kleinere Volumina während der Fracking-Simulation in die Klüfte strömten. Aus diesem Grund wurde dieses Szenario nicht in die weitere Auswertung einbezogen.

Im Nahbereich der Druckbeaufschlagung wurde für die hydraulische Durchlässigkeit der angrenzenden Schichten (vgl. Tab. 3.2-1; Posidonien-schiefer, Mitteljura Tongestein 3, ggf. Störungszone) eine isotrope Übergangszone geschaffen. Dies ist notwendig, da aus numerischer Sicht sprunghafte Änderungen der hydraulischen Durchlässigkeit über kurze Strecken bei den induzierten Potenzialdifferenzen problematisch sind. Andererseits wurde berücksichtigt, dass eine Fracking-Maßnahme in der Regel zu einer Auflockerung und somit zu einer Erhöhung der Gesteinsdurchlässigkeit führt. Daher wurden

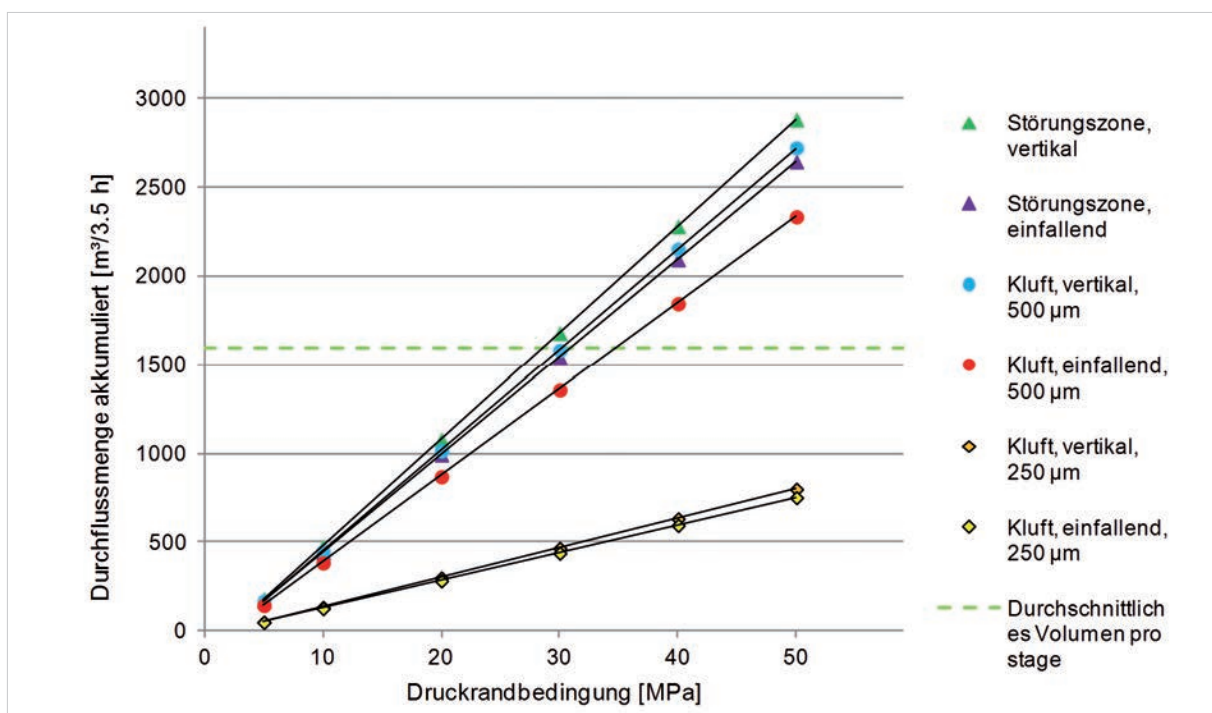


Abbildung 3.2-5: Akkumulierte Durchflussmengen als Funktion der aufgebrachtten Drücke während der Fracking-Simulationen.

die Durchlässigkeiten im Nahbereich (wenige Meter) der Injektionspunkte flächeninterpoliert.

Langzeitsimulation

Nach Abschluss der Injektionsphase wurde die weitere Ausbreitung der Fracking-Flüssigkeit im Gebirge über einen langen Zeitraum (300 Jahre) simuliert. Hierbei wurden die Druck- und Konzentrationsrandbedingungen im Bereich der Injektion entfernt. Die induzierte Tiefengrundwasserströmung, die vor allem in den durchlässigen Schichten des Modells wirkt, beeinflusste nun die Transportprozesse. Eine Rückförderung fand nicht statt. Bestimmend für den weiteren vertikalen Transport ist die Auftriebskraft durch den Dichteunterschied zwischen dem leichteren Fracking-Fluid (1000 g/cm^3) und dem salzhaltigen Umgebungswasser (1108 g/cm^3).

Simulation der Freiförderung/Flowback

Während bei der Langzeit-Simulation davon ausgegangen wird, dass nach Abschluss der Fracking-Maßnahme keine weitere Druckbeeinflussung im Bereich der Lagerstätte erfolgt, diese also ohne einen nachfolgenden Förderbetrieb stillgelegt wurde, wurde bei einem weiteren Modellansatz die Freiförderung der Lagerstätte nach der hydraulischen Stimulation ausgewertet.

Der Flowback-Anteil des ursprünglich injizierten Fluids ist bei Beginn der Fördermaßnahmen am größten. In der Praxis ist eine Bohrung nach ca. 14 Tagen (je nach Standort) soweit trocken gefördert, dass die Erdgasproduktion beginnen kann (HAYES 2009). Während der Produktion von Erdgas und Formationswasser nimmt der Unterdruck in der Lagerstätte zu (bezogen auf das lokale hydrostatische Niveau). Dies führt dazu, dass eingebrachte Fluide aufgrund des zur Lagerstätte hin gerichteten Potenzialgefälles während der Förderung im Normalfall nicht aufwärts migrieren.

In diesem Szenario wurden die Auswirkungen einer solchen Rückförderung auf die Konzentrationsfahne des zuvor simulierten Fracking-Fluidaufstiegs entlang von wegsamen Störungen und Klüften untersucht. Bei der Rückförderung wird nach bisherigen Erfahrungen der Industrie nur ein Prozentsatz von ca. 20 % des injizierten Fluidvolumens erreicht (ROSENWINKEL et al. 2012, WEICHHREBE et al. 2014, ENGELDER et al. 2014). Gründe hierfür sind Sorptionsprozesse an der Matrix und Effekte der Teilsättigung in kohlenwasserstoffführenden Tongesteinen: osmotische und kapillare Kräfte führen dabei zu einer Immobilisierung wässriger Fluide (ENGELDER et al. 2014). Für Tongesteinsformationen wie z. B. den Posidonienschiefer sind geringe relative Wassersättigungen anzunehmen. So wird beispielweise in BALTES (1998) die Wassersättigung für die Ornatenton-Formation (Mitteljura) auf 0,1 geschätzt. Um diese Prozesse im Rahmen des Modellansatzes auch ohne die Einbindung von Sorption und Teilsättigung zu berücksichtigen, wurde eine Förderrate von 20 % des während der Druckbeaufschlagung in die Klüfte bzw. Störungszone hineingepressten Wassers innerhalb von 10 Tagen Simulationszeit zurückgefördert.

3.2.5 Ergebnisse

Als Ergebnis der berechneten Szenarien wurden die vertikalen Aufstiegshöhen des Süßwassers/Fracking-Fluids entlang der untersuchten Wirkungspfade verglichen. Ausschlaggebend sind hierbei Dichteunterschiede zum umgebenden Salzwasser, die in Fracking-Fluid-Konzentrationen umgerechnet werden. Die Darstellung der Aufstiegshöhe zeigt die relativen Anteile des Fracking-Fluids von 1-100 %. Dabei beträgt der kleinste noch dargestellte Dichteunterschied zum Umgebungswasser im Modell 1 %, da das Fluid in der Praxis zum größten Teil aus (Süß-) Wasser und nur zu einem geringen Teil aus Additiven zusammengesetzt ist (z. B. MEINERS et al. 2012a, FRACFOCUS 2015). Bei einem Anteil an

Zusatzstoffen von 1 % am Fracking-Fluid entspricht dies einer einer dargestellten Additivkonzentration $<0,01$ %.

Szenario A: Ausbreitung im ungestörten Deckgebirge

Im ersten Szenario wurden im ungestörten Deckgebirge keine Transportpfade im Modell vorgegeben. Lediglich die Durchlässigkeiten (K-Werte) an der Schichtgrenze zwischen dem Posidonienschiefer und dem hangenden Mitteljura Tongestein 3 wurden interpoliert und bleiben in diesem Bereich isotrop.

Während der 3,5 h Druckbeaufschlagung zeigte sich nur eine geringe Ausbreitung um wenige Meter an den Rändern der „Injektionslinie“ (Abb. 3.2-6). Innerhalb des Posidonienschiefer (Tiefe 1700–1735 m) erfolgte die Ausbreitung vor allem im Bereich der neu entstandenen isotropen Übergangszone.

Da sich die Reichweite der Stoffausbreitung mit steigendem Fracking-Druck nur wenig ändert, wurde nur das mittlere Druckszenario von 30 MPa dokumentiert.

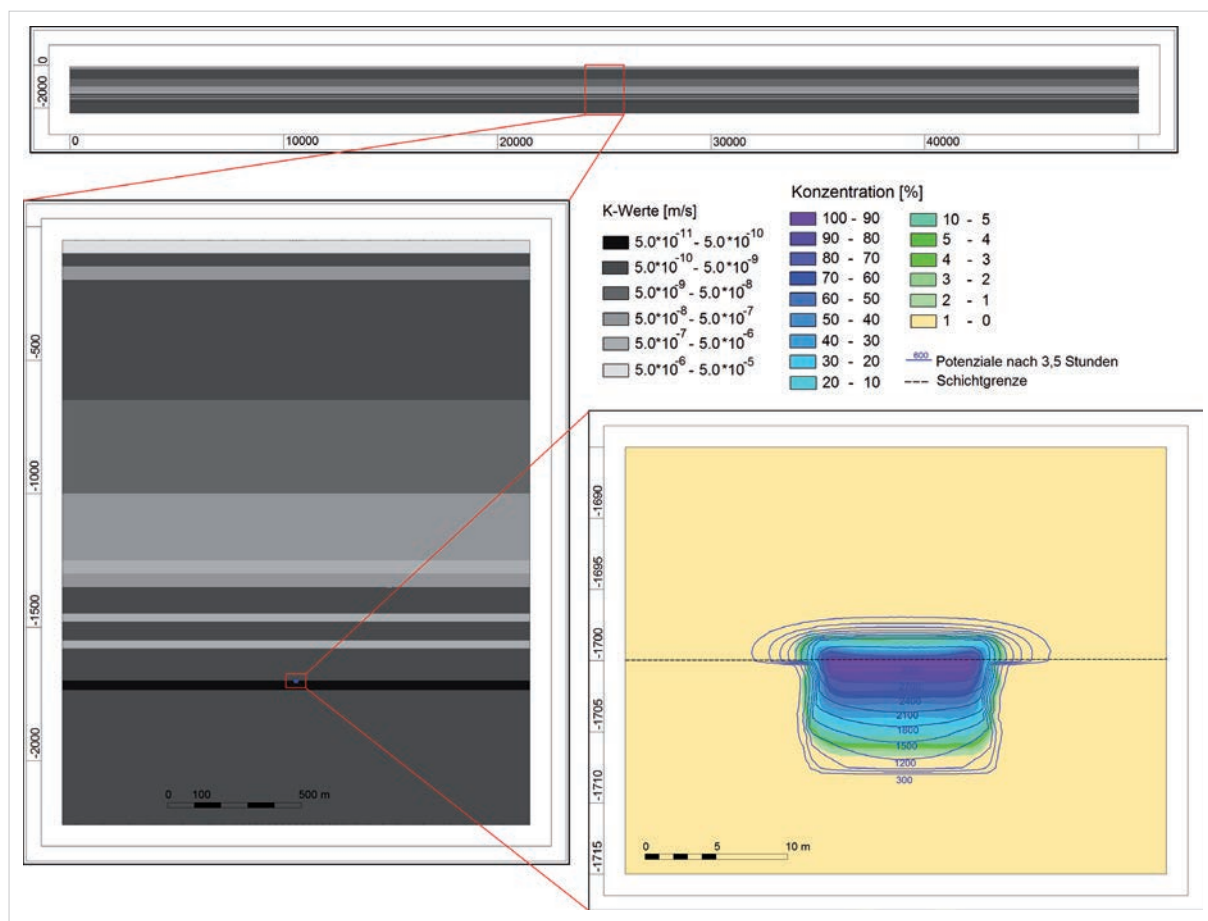


Abbildung 3.2-6: Szenario A: Ausbreitung im ungestörten Deckgebirge

Oben: Gesamtansicht des 50 km weiten 2D-Vertikalschnittmodells. Links: 150 m breiter Ausschnitt zeigt die hydrogeologische Schichtfolge aus Grundwasserleitern (hellgrau) und -geringleitern (dunkelgrau) und die Position der simulierten Fracking-Maßnahme. Rechts: Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Zustand nach 3,5 h Druckbeaufschlagung mit 30 MPa am Topp Posidonienschiefer (Tiefe = 1700 m). Zu sehen ist eine geringe Ausbreitung um wenige Meter entlang der Schichtgrenze („Injektionslinie“).

Langzeitsimulation

Nach Beendigung der Druckbeaufschlagung (Fracking-Druckrandbedingung) bauen sich die hohen Potentiale innerhalb kürzester Zeit ab, sodass während der Langzeitsimulation ein langsamer, hauptsächlich diffusionsdominierter Transport erfolgte (Abb. 3.2-7). Innerhalb von 300 Jahren breitete sich das Fracking-Fluid bei der gewählten relativen Grenzkonzentration von 1 % um rund 13 m aus (Abb. 3.2-8). Die maximale im Modell verbliebene Fracking-Fluidkonzentration reduzierte sich auf nur noch 20 %

des Ausgangszustands. Es ist anzunehmen, dass die Ausbreitung bei Berücksichtigung von Teilsättigung, Sorption und Abbau deutlich langsamer erfolgen würde.

Das Szenario der ungestörten Deckschichten zeigt also nur eine auf wenige Meter beschränkte, richtungsunabhängige Ausbreitung der Fracking-Fluide; somit tritt keine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit des überlagernden nutzbaren Grundwasserleiter ein.

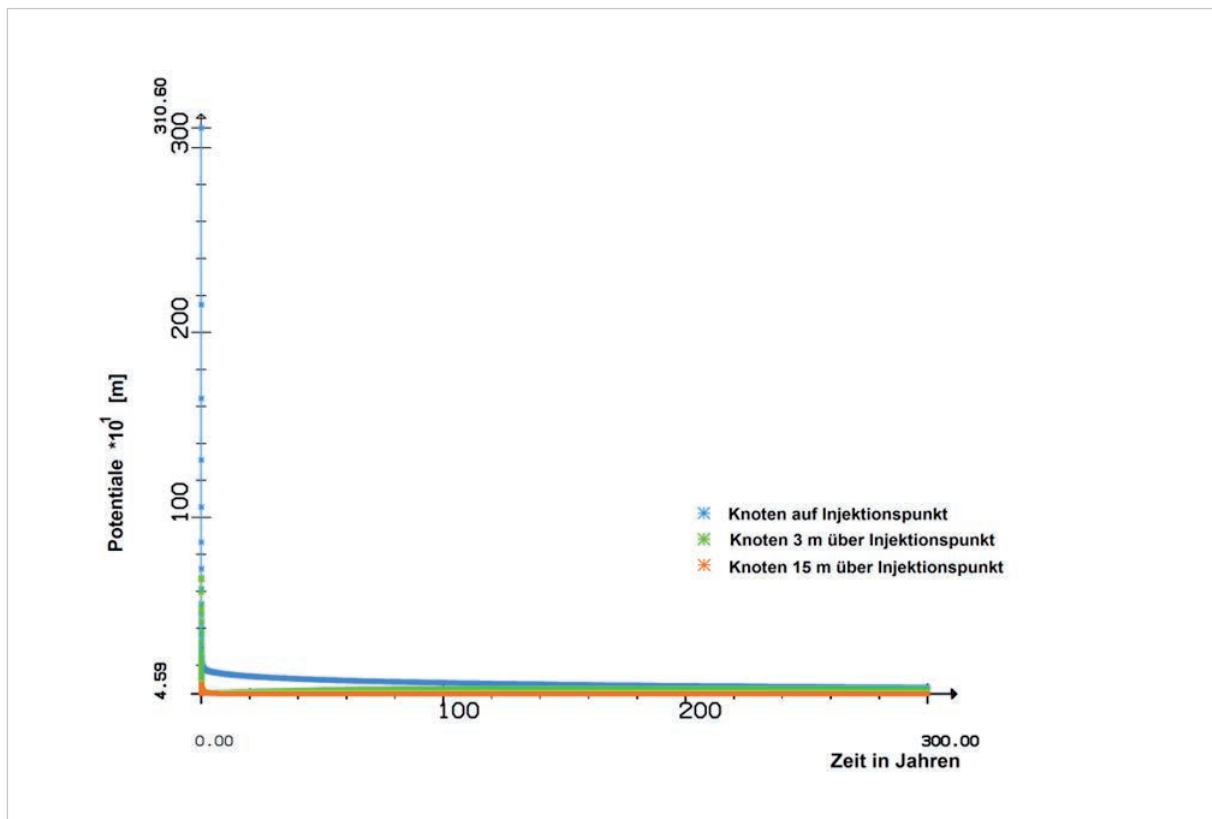


Abbildung 3.2-7: Szenario A, ungestörtes Deckgebirge, Langzeitsimulation

Ganglinien der hydraulischen Potenzialhöhe [m] für jeweils einen Knoten auf dem Injektionspunkt (blau), 3 m über dem Injektionspunkt (grün) sowie 15 m über dem Injektionspunkt. Nach Beendigung der Druckbeaufschlagung bauen sich die hohen Potentiale von über 3000 m (Fracking-Druckrandbedingung) innerhalb weniger Tage ab.

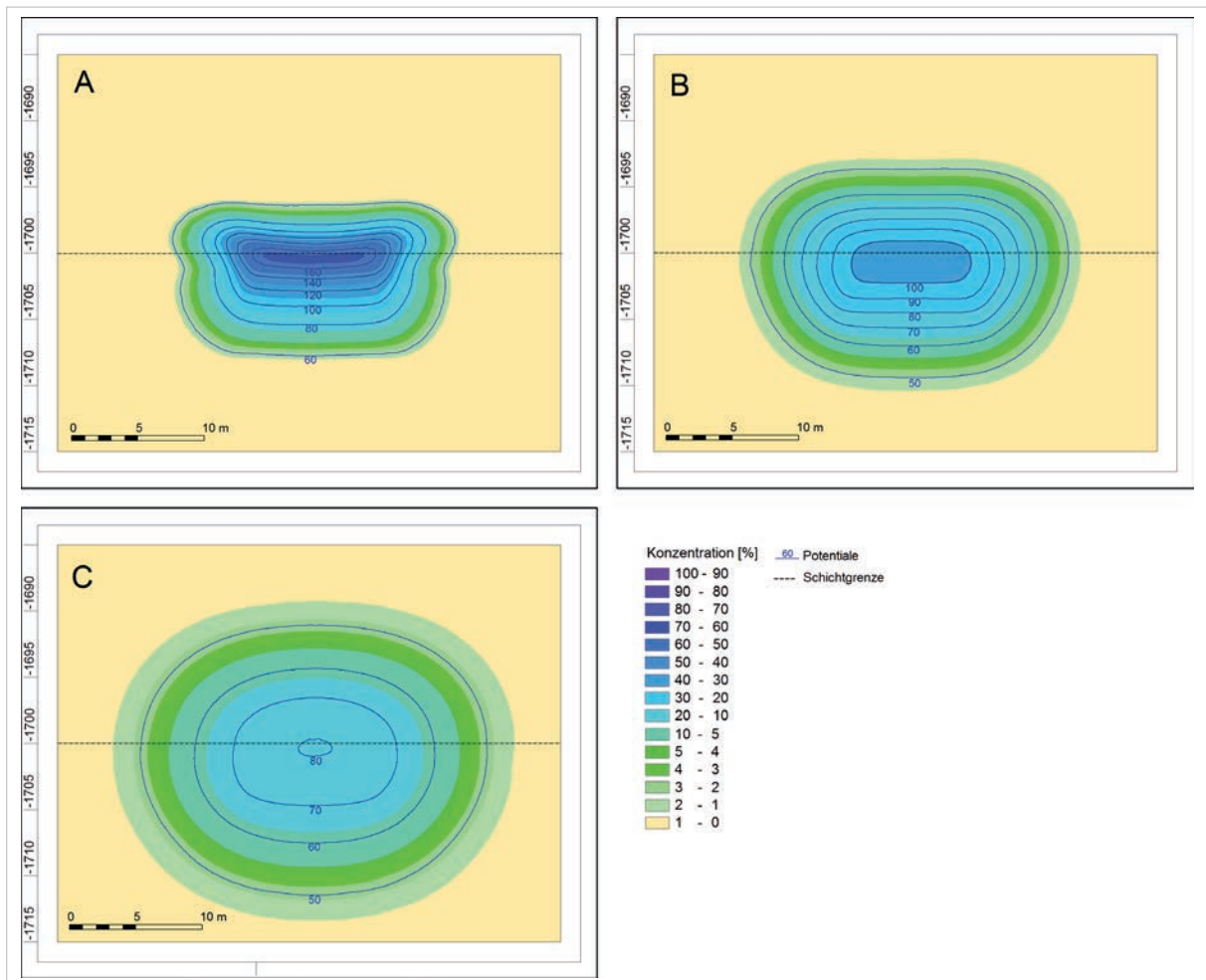


Abbildung 3.2-8: Szenario A, ungestörtes Deckgebirge

Langzeitsimulation, Stofftransport ohne weitere Druckbeaufschlagung; [A] Zustand nach 10 Jahren [B] nach 100 Jahren und [C] nach 300 Jahren. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m].

Szenario B: Aufstieg entlang durchlässiger Störungszonen

Störungen stellen im tieferen Untergrund und vor allem im Bereich toniger Schichten durch die Verschmierung von gering durchlässigem Material oft wirksame Barrieren dar. Im Sinne eines konservativen Ansatzes wurden sie hier jedoch als bevorzugte Fließpfade angenommen. Die vertikale Störung - im Modell abstrahiert durch eine 10 m breite homogene Schwä-

chezzone erhöhter Durchlässigkeit - schließt an der Oberkante des Posidonienschiefer und direkt am simulierten Injektionspunkt in 1700 m Tiefe an und reicht bis zu den duktilen Tonen der Unterkreide (Abb. 3.2-9, links). Die vertikale Durchlässigkeit der Störung liegt deutlich über denen aller angrenzenden durchstoßenen Formationen. Bei der Simulation erfolgt innerhalb der Störungszone somit ein stark bevorzugter vertikaler Stofftransport.

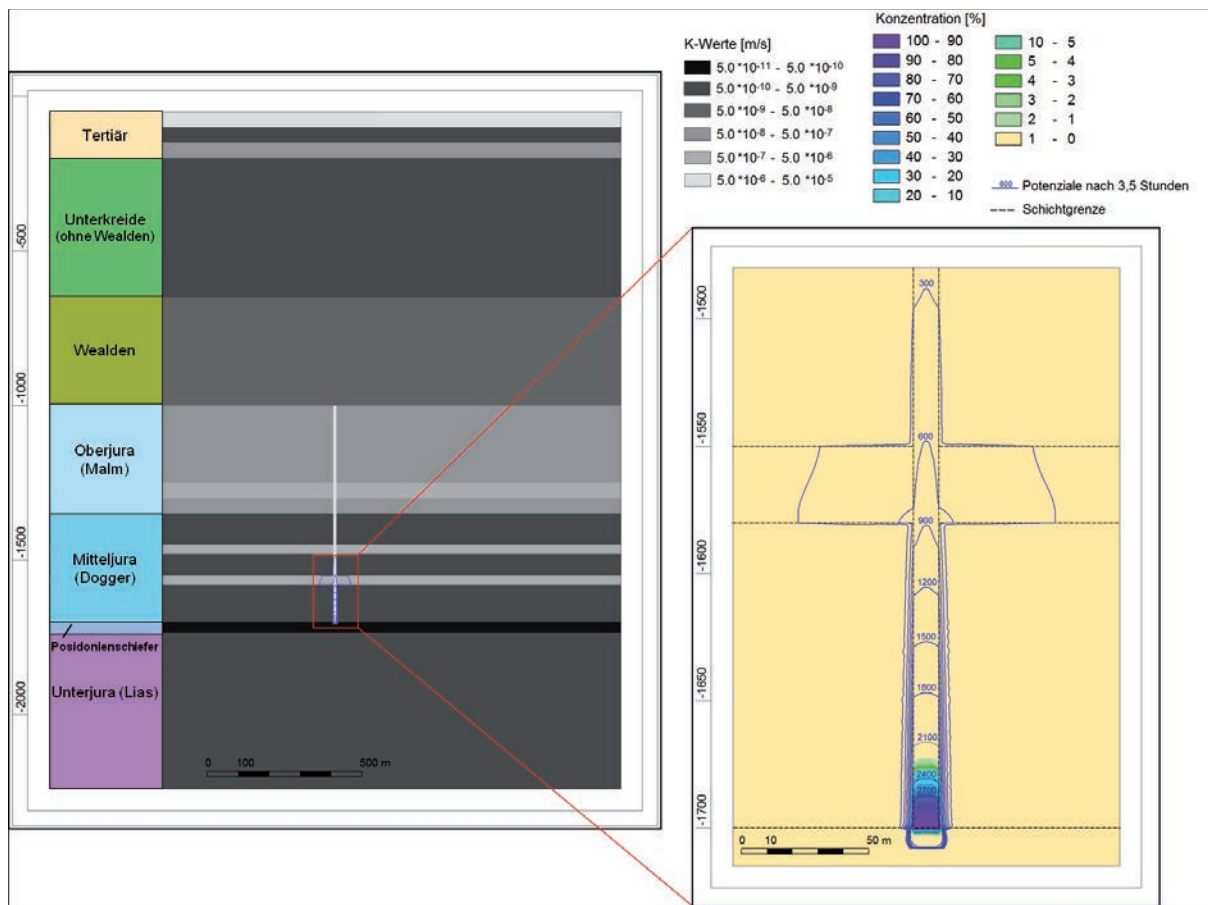


Abbildung 3.2-9: Szenario B, vertikale Störung

Links: Hydrogeologische Schichtfolge aus Grundwasserleitern (hellgrau) und -geringleitern (dunkelgrau) mit einer vertikalen durchlässigen Störungszone.

Rechts: Zustand nach 3,5 h Druckbeaufschlagung mit 30 MPa am Topp Posidonienschiefer (Tiefe = 1700 m). Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegshöhe von rund 27 m bezogen auf 1 % Grenzkonzentration.

Neben dem Szenario einer vertikal verlaufenden Störung wurde eine um 45° in Grundwasserströmungsrichtung einfallende Störungszone angenommen, die ebenfalls am Topp des Posidonienschiefer beginnt und bis zur Kreide/Jura-Grenze reicht.

Beim Szenario der vertikal stehenden Störungszone bewirkte ein Druck von 30 MPa innerhalb 3,5 h eine Durchflussmenge von 1550 m³ und eine Aufstiegshöhe von rund 27 m (Abb. 3.2-9, rechts). Mit der Minimal-Druckbeaufschlagung von 5 MPa wurden dagegen nur rund 180 m³ in die Störungszone geleitet, sodass ein deutlich niedrigerer Aufstieg von 6 m erfolgte. Bei 50 MPa wurde eine Aufstiegshöhe von 41 m und ein Fluidvolumen von 2883 m³ innerhalb der simulierten 3,5 h in die Störungszone erreicht.

An der um 45° einfallenden Störung wurden bei gleichen Druckrandbedingungen geringfügig niedrigere Durchflussmengen erreicht. Aufgrund der zusätzlichen horizontalen Komponente des Transportwegs waren daher auch die vertikalen Aufstiegshöhen geringer. Die maximale vertikale Aufstiegshöhe betrug 28 m bei 50 MPa Fracking-Druck. Bei 30 MPa und einem Durchflussvolumen von 1553 m³ betrug der vertikale Aufstieg 19 m (Abb. 3.2-10, rechts).

Bei den Modellszenarien mit Störungszone wird deutlich, dass die Druckausbreitung sehr schnell und weiträumig entlang der höher permeablen Zonen (Störungen) erfolgt, die Stoffausbreitung (Massenfluss) dagegen ist deutlich langsamer.

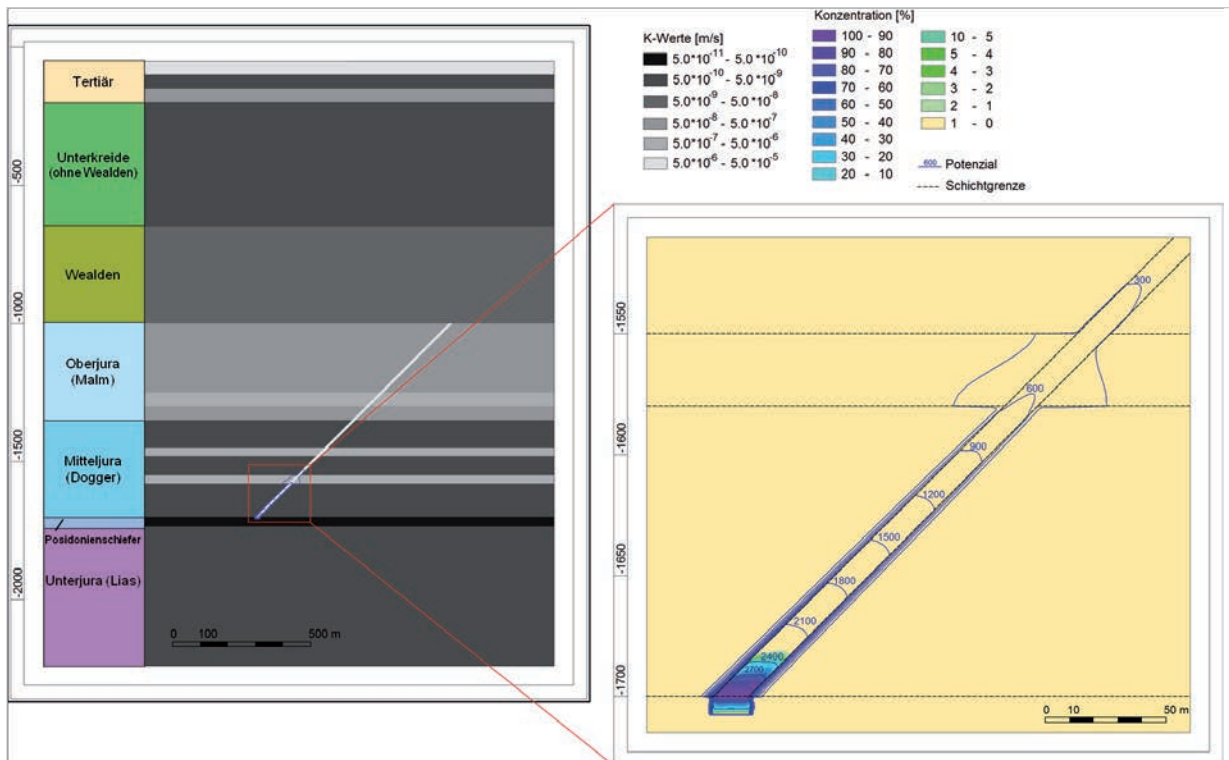


Abbildung 3.2-10: Szenario B, geneigte Störung

Links: Hydrogeologische Schichtfolge aus Grundwasserleitern (hellgrau) und -geringleitern (dunkelgrau) mit einer um 45° einfallenden, durchlässigen Störungszone.

Rechts: Zustand nach 3,5 h Druckbeaufschlagung mit 30 MPa am Topp Posidonienschiefer (Tiefe = 1700 m). Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegshöhe von rund 19 m bezogen auf 1% Grenzkonzentration.

Langzeitsimulation

Bei der Langzeitsimulation breitete sich das in die Störungszone verpresste Fluid innerhalb dieser dichteabhängig nach oben aus (Abb. 3.2-11). Das Fracking-Fluid blieb aufgrund

des Dichteunterschieds zum umgebenden Salzwasser während der gesamten Simulationszeit sichtbar. Verdünnungsprozesse führten über die Zeit zu einer deutlichen Verringerung der Konzentration.

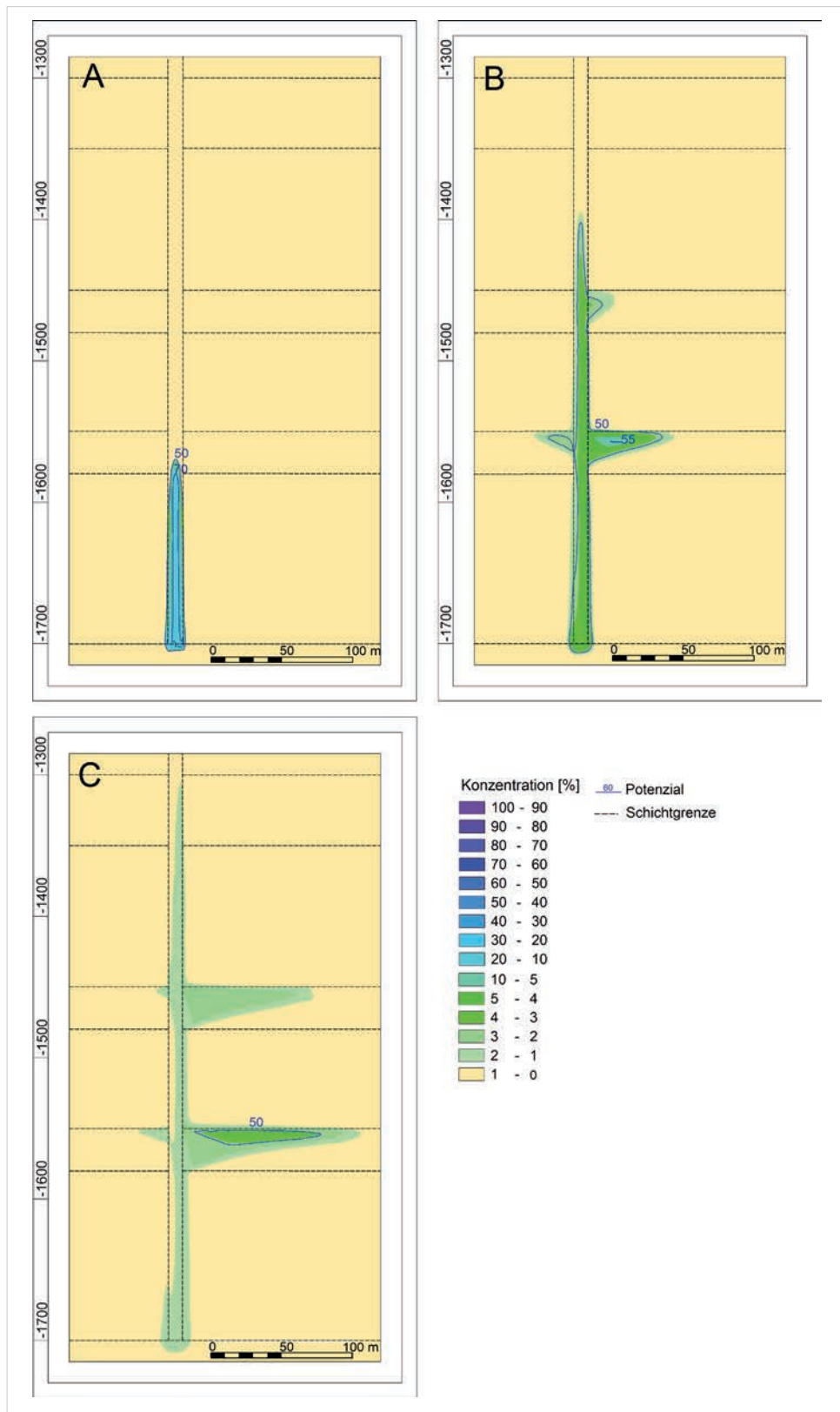


Abbildung 3.2-11: Szenario B, vertikale Störung, Langzeitsimulation

Initiale Druckbeaufschlagung mit 30 MPa am Topp Posidonienschiefer (Tiefe = 1700 m). [A] Zustand nach 10 Jahren [B] nach 100 Jahren und [C] nach 300 Jahren Stofftransport. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziellinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegshöhe von rund 400 m bezogen auf 1% Grenzkonzentration.

Bei der vertikalen Störungszone stieg das Fracking-Fluid bei 30 MPa Injektionsdruck und einer betrachteten Grenzkonzentration von 1 % nach 300 Jahren um fast 400 m auf, d. h. in eine Tiefe von 1305 m. Dabei betrug die maximale verbliebene Konzentration weniger als 5 % (Abb. 3.2-11c). Außerdem breitete sich das Fluid in die mitteljurassischen Sandsteine aus und floss

hier – der im Modell induzierten Grundwasserströmung folgend – horizontal nach rechts. Ein ähnlicher Verlauf zeigte sich auch in der Langzeitsimulation der 45° einfallenden Störungszone (Abb. 3.2-12). Hier wurden wiederum aufgrund der horizontalen Fließkomponente etwas geringere Aufstiegshöhen von 267 m für die Simulation mit 30 MPa erreicht (Abb. 3.2-12c).

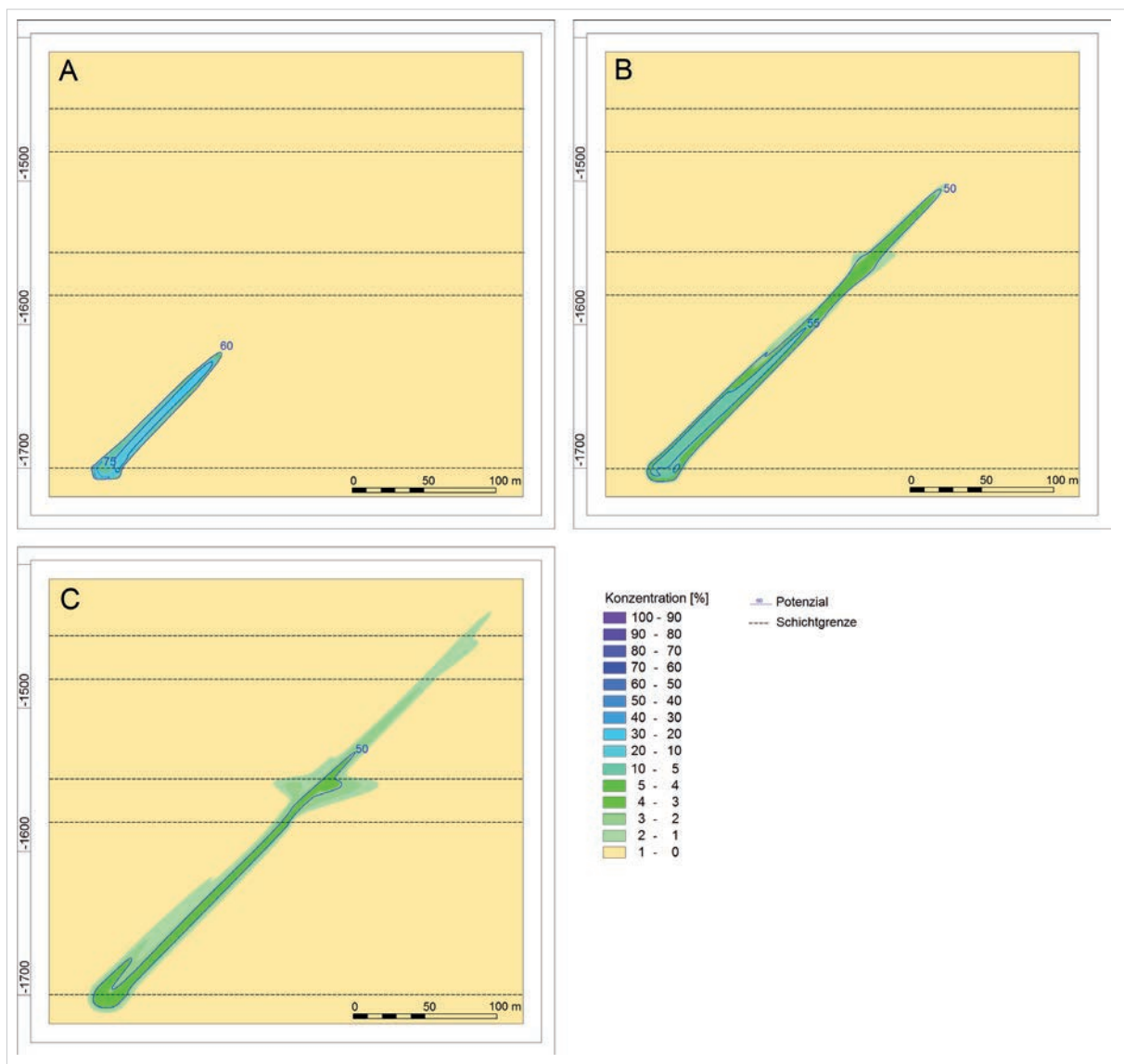


Abbildung 3.2-12: Szenario B, geneigte Störung, Langzeitsimulation

Initiale Druckbeaufschlagung mit 30 MPa am Topp Posidonienschiefer (Tiefe = 1700 m). [A] Zustand nach 10 Jahren [B] nach 100 Jahren und [C] nach 300 Jahren Stofftransport. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziellinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegshöhe von rund 270 m bezogen auf 1% Grenzkonzentration.

Freiförderung

Auf Basis der vorangegangenen Simulation an einer vertikalen Störungszone wurde eine teilweise Rückförderung des injizierten Fluids simuliert. Entlang der Eingabeknoten wurde ein Volumen von 336 m³ (20 % der injizierten Durchflussmenge) in einem Zeitraum von

10 Tagen mit konstanter Fließrate rückgefördert. Hierbei ergab sich eine deutliche Reduktion der Konzentrationen in der Störungszone (Abb. 3.2-13). Auch die Aufstiegshöhe verminderte sich um etwa 2 m gegenüber dem Zustand direkt nach der Injektion.

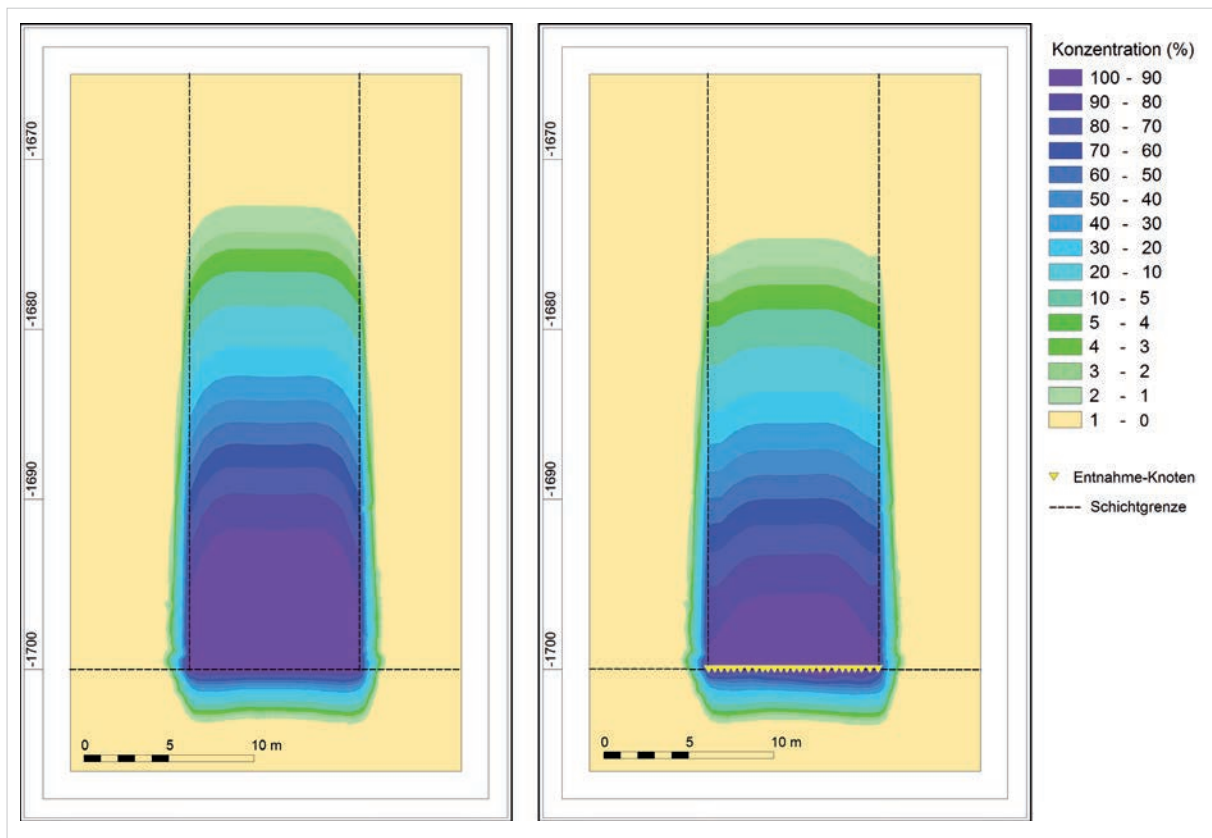


Abbildung 3.2-13: Szenario B, vertikale Störung, Freiförderung

Zustand a) nach der Injektionsphase (3,5 h; 30 MPa) und b) nach der Freiförderung von 20 % des injizierten Wasservolumens innerhalb von 10 Tagen. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%]. Durch die Freiförderung ergibt sich eine deutliche Reduktion der Konzentration und gewisse Verringerung der Aufstiegshöhe.

Szenario C: Aufstieg entlang offener Kluftsysteme

Die in das Modell eingebauten Kluftsysteme wurden als drei parallel zueinander verlaufende Kluftreihen aus 1D-Einzelklüften simuliert (Abb. 3.2-15). Hierbei schließt ein Kluftkörper vertikal direkt an den nächsten an und pflanzt sich damit fort. Eine einzelne 1D-Kluft erhielt (entsprechend den angrenzenden Zellen) eine Höhe von ca. 0,35 m und eine Öffnungsweite von 500 μm (vgl. Abb. 3.2-2). Das homogen parametrisierte Kluftsystem schließt an der Oberkante der Schiefergasformation in

1700 m Tiefe direkt am Injektionspunkt an und reicht nach oben bis an die Jura-Kreide-Grenze (Abb. 3.2-14, links). Die in das Modellnetz implementierten Klüfte wurden durch die Druckbeaufschlagung nicht in ihrer Hydraulik verändert, da keine mechanische Kopplung an die Strömungssimulation erfolgte.

Wie schon im Falle der geneigten Störungszone wurde zusätzlich ein Kluftsystem in einem Winkel von 45° zur Schichtung simuliert und analog zum steilstehenden System parametrisiert (Abb. 3.2-16).

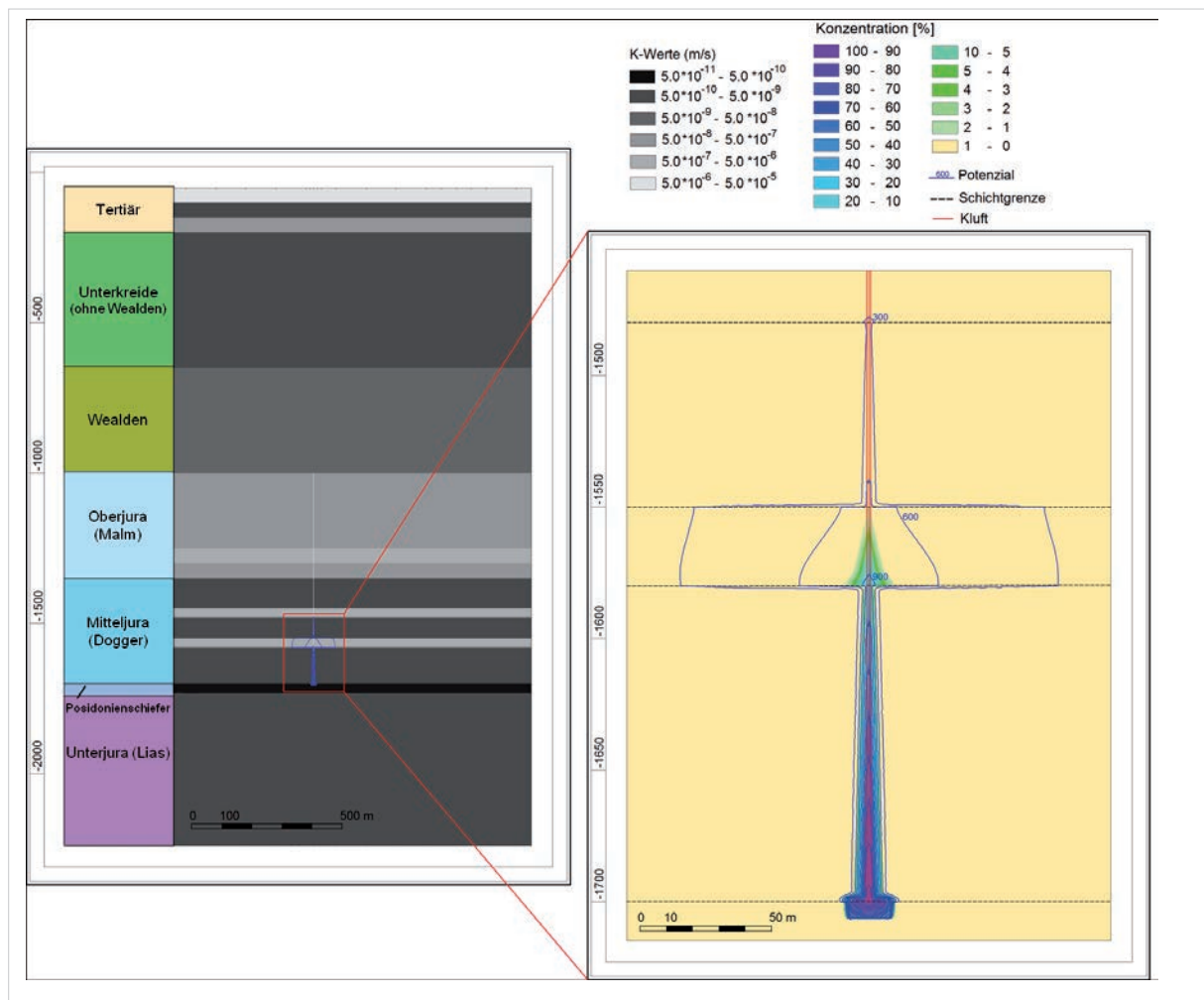


Abbildung 3.2-14: Szenario C, vertikales Kluftsystem

Links: Hydrogeologische Schichtfolge aus Grundwasserleitern (hellgrau) und -geringleitern (dunkelgrau) mit einem vertikalen offenen Kluftsystem. Rechts: Verteilung der hydraulischen Druckhöhe sowie die Konzentration des injizierten Fracking-Fluids am Ende der Druckbeaufschlagung (3,5 h mit 30 MPa). Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziellinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegshöhe von rund 160 m bezogen auf 1 % Grenzkonzentration.

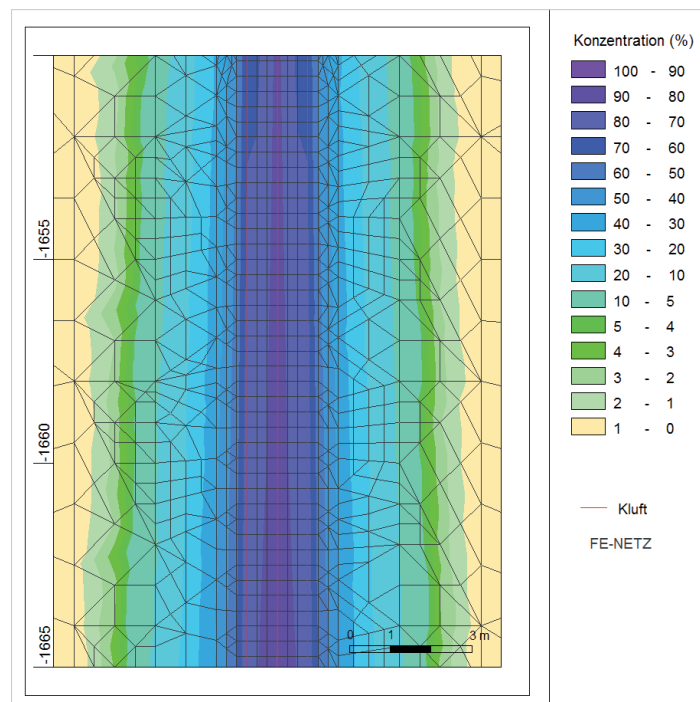


Abbildung 3.2-15: Szenario C, vertikales Kluftsystem

Detailbild der Stoffausbreitung entlang von drei parallelen Kluftreihen. Szenario entspricht Abb. 3.2-14.

Die Ausbreitung von Fluiden in offenen Klüften erfolgt generell unter größeren Fließgeschwindigkeiten als im porösen Medium. Der Stofftransport in die Gesteinsmatrix hinein ist hingegen stärker durch den Prozess der Diffusion bestimmt. Ausgehend von den hohen Konzentrationen in der Kluft verteilen sich die mitgeführten Stoffe diffusiv in die umgebende Gesteinsmatrix.

Im vertikalen Kluftsystem betrug die Aufstiegshöhe bei der Simulation mit mittlerem Druck (30 MPa) nach 3,5 h rund 160 m (Abb. 3.2-14, rechts). Bei maximaler Druckbeaufschlagung (50 MPa) betrug die Aufstiegshöhe bis zu 215 m und erreichte somit die zweite Mitteljura-Sand-

steinformation. Generell verbleibt das injizierte Fluid im Nahbereich der Klüfte. Die höchste Ausbreitungsgeschwindigkeit trat aufgrund der Druckentwicklung stets in der mittleren Kluftreihe auf. In den äußeren Kluftreihen konnte sich der Druck in die umliegende Matrix ausbreiten, in der mittleren Kluftreihe dagegen verstärkt nach oben.

Das um 45° einfallende parallele Kluftsystem zeigte entsprechend geringere vertikale Aufstiegshöhen von bis zu 144 m (50 MPa Fracking-Druck). Bei mittlerem Druck (30 MPa) kam es zu einem vertikalen Aufstieg von rund 132 m (Abb. 3.2-16, rechts).

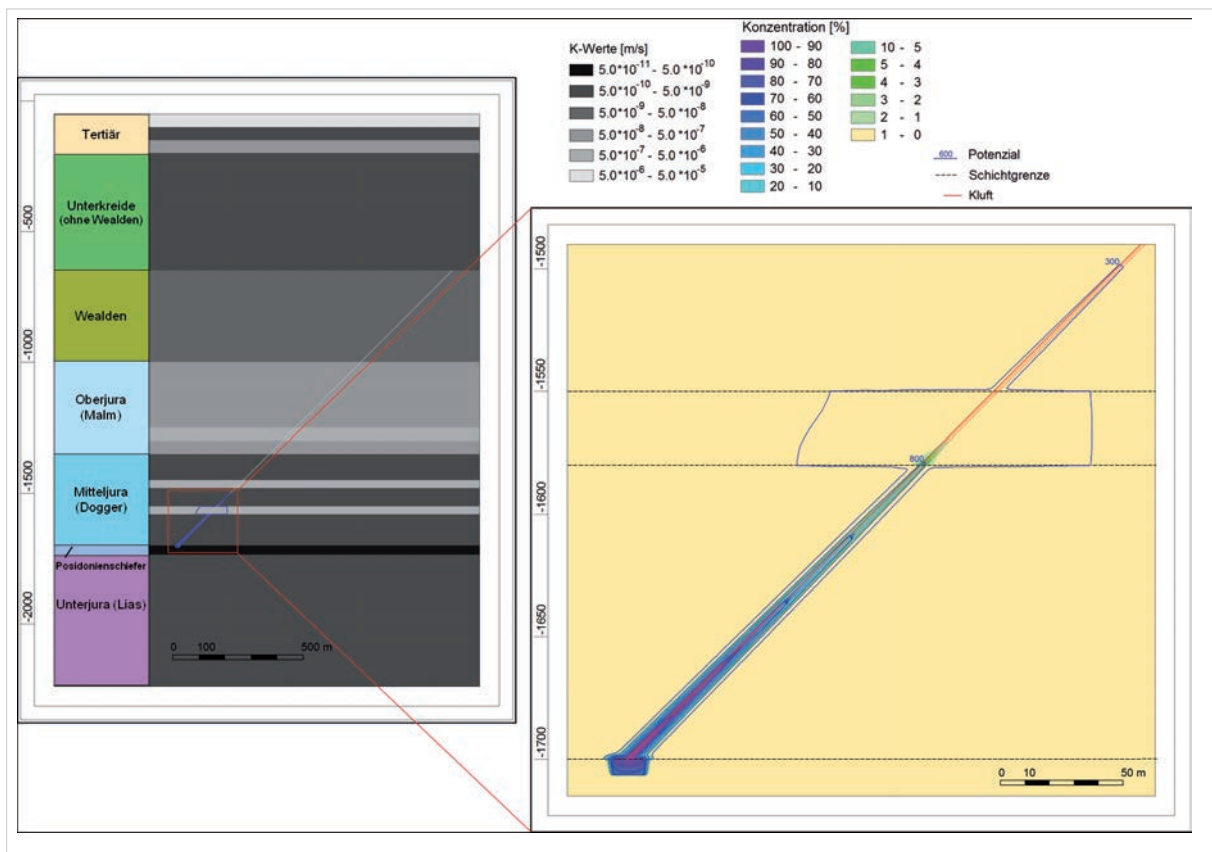


Abbildung 3.2-16: Szenario C, geneigtes Kluftsystem

Links: Hydrogeologische Schichtfolge aus Grundwasserleitern (hellgrau) und -geringleitern (dunkelgrau) mit einer um 45° einfallenden Kluftsystem. Injektionsdruck 30 MPa am Topp des Posidonienschiefer in 1700 m Tiefe (3,5 h). Rechts: Verteilung der hydraulischen Druckhöhe sowie die Konzentration des injizierten Fracking-Fluids am Ende der Druckbeaufschlagung. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegs- höhe von rund 144 m bezogen auf 1 % Grenzkonzentration.

Langzeitsimulation

Bei der Langzeitsimulation breitete sich das in die Klüfte sowie die umgebende Zerrüttungszone verpresste Fluid dichteabhängig nach oben aus. Das parallele Kluftsystem blieb dabei der dominierende Transportpfad. Verdünnungsprozesse führten über die Zeit zu einer deutlichen Verringerung der Fluidkonzentrationen. Nach 300 Jahren beträgt die maximal im Untergrund verbliebene Konzentration in allen Druckvarianten des vertikalen Kluftsystems unter 5 %. Für den mittleren Druck (30 MPa) zeigte das Fracking-Fluid bei einer Grenzkonzentration von 1 % einen vertikalen Aufstieg um 238 m,

d. h. eine Tiefe von 1462 m (Abb. 3.2-17c). Außerdem breitete sich das Fracking-Fluid in die mitteljurassischen Sandsteine aus und floss hier – der im Modell induzierten Grundwasserströmung folgend – horizontal nach rechts.

Einen ähnlichen Verlauf gab es auch in der Langzeitsimulation des 45° einfallenden Kluftsystems, bei der wiederum aufgrund der horizontalen Fließkomponente eine etwas geringere Aufstiegs- höhe von 195 m für die Simulation mittleren Drucks (30 MPa) erreicht wurde (Abb. 3.2-18c).

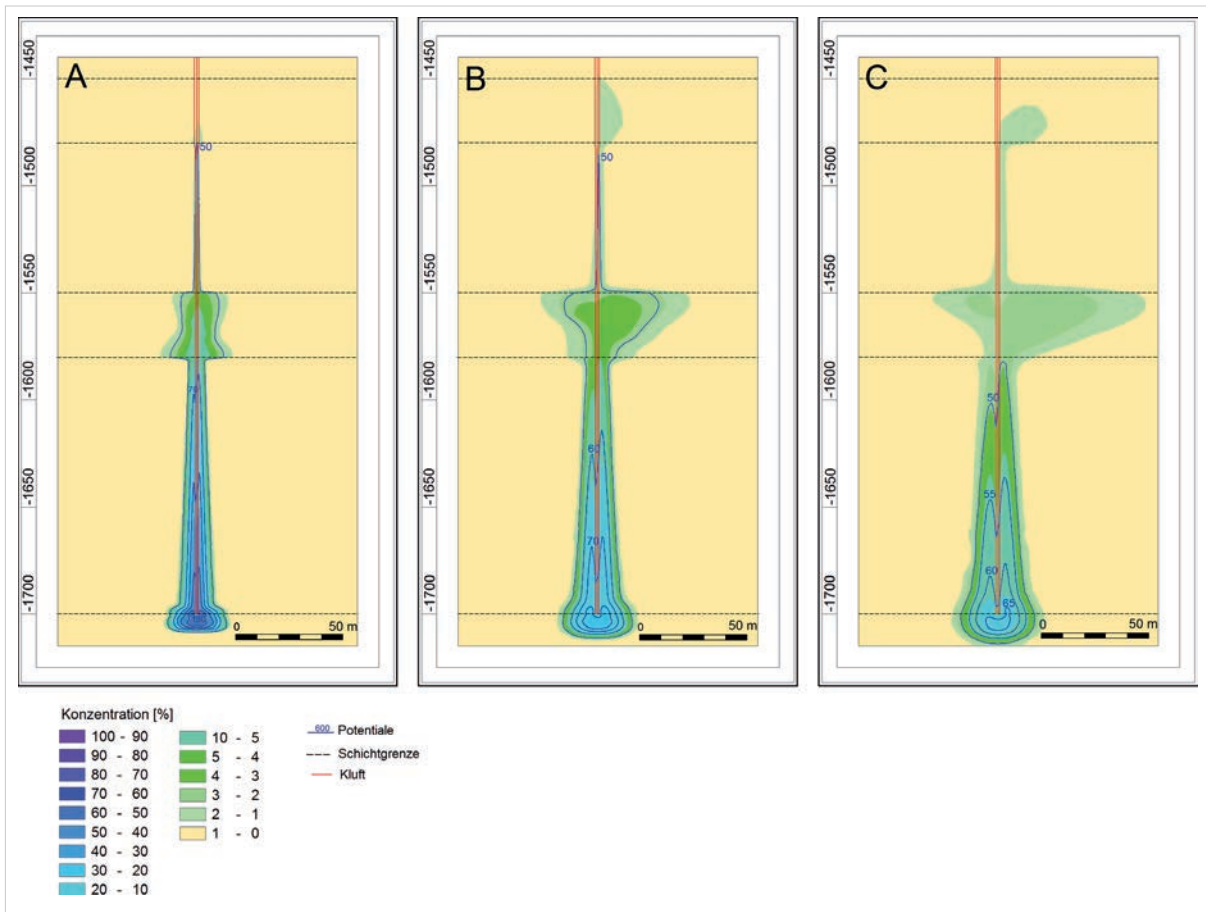


Abbildung 3.2-17: Szenario C, vertikales Kluftsystem, Langzeitsimulation

Initialer Injektionsdruck 30 MPa am Topp des Posidonienschiefer in 1700 m Tiefe (3,5 h). [A] Zustand nach 10 Jahren [B] nach 100 Jahren und [C] nach 300 Jahren Stofftransport. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstieghöhe von rund 240 m bezogen auf 1 % Grenzkonzentration.

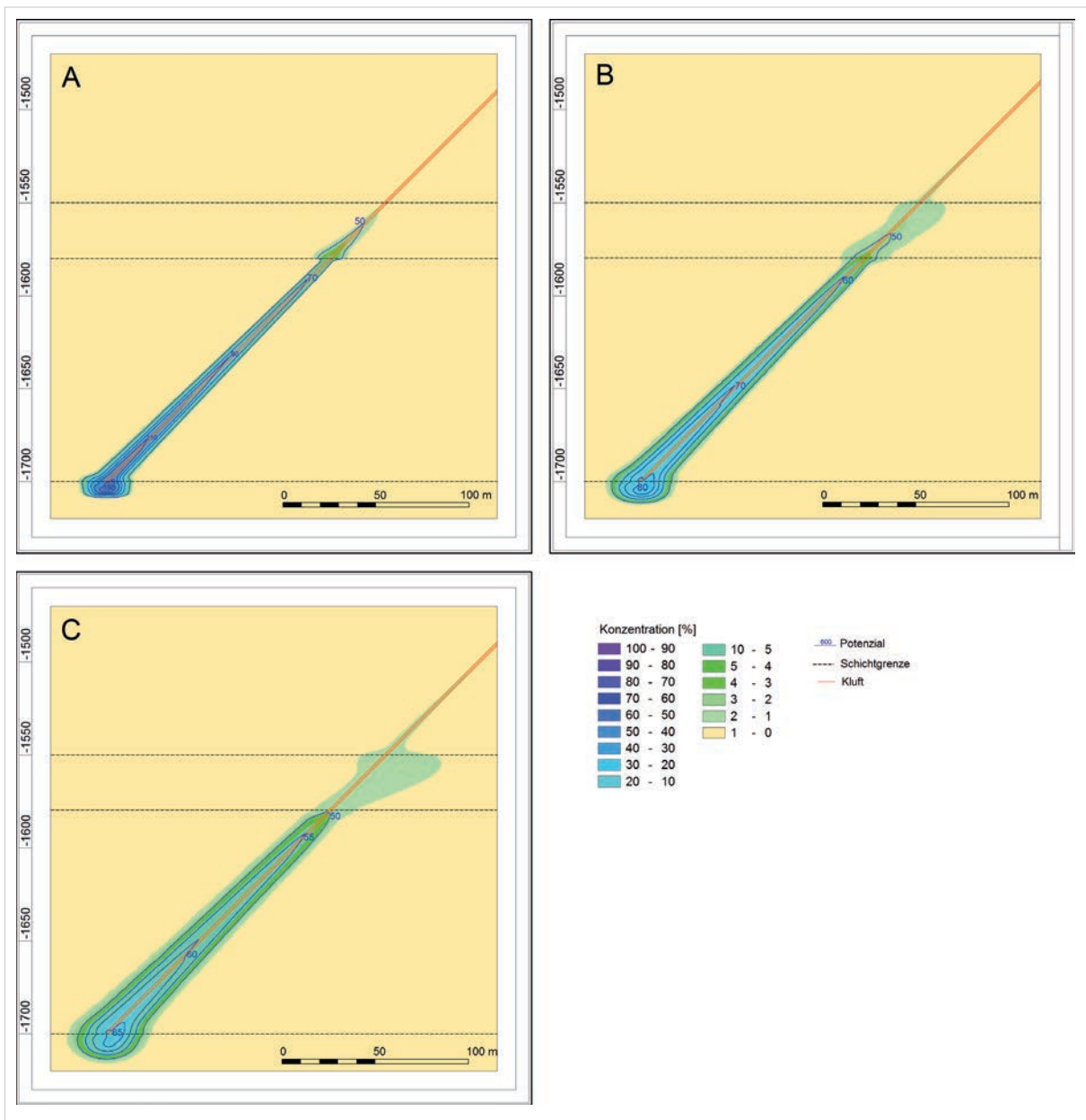


Abbildung 3.2-18: Szenario C, geneigtes Kluftsystem, Langzeitsimulation

Initialer Injektionsdruck 30 MPa am Topp des Posidonienschiefer in 1700 m Tiefe (3,5 h). [A] Zustand nach 10 Jahren [B] nach 100 Jahren und [C] nach 300 Jahren Stofftransport ohne weitere Druckbeaufschlagung. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziellinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine Aufstiegshöhe von rund 195 m bezogen auf 1 % Grenzkonzentration.

Freiförderung

Für die Simulation einer Freiförderung der Bohrung wurde ein Volumen von 317 m³ (20 % der kumulierten Durchflussmenge in der Fracking-Simulation) über einen Zeitraum von 10 Tagen aus den drei Kluftrihen entnommen (Abb. 3.2-19). Wie auch bei der permeablen Störungzone (Szenario B) konnte dadurch in dem offenen Kluftsystem ein deutlicher Konzentrations-

abfall des eingebrachten Fluids erzielt werden. Der Druckabfall im Bereich der Förderknoten hatte einen größeren Einfluss auf die Fracking-Fluidkonzentration in den Klüften als auf die umliegende Gesteinsmatrix, in der ein höheres Rückhaltevermögen besteht. Die Aufstiegshöhe entlang der Klüfte reduziert sich um ca. 12 m gegenüber dem Zustand nach der Fracking-Simulation (vgl. Abb. 3.2-14).

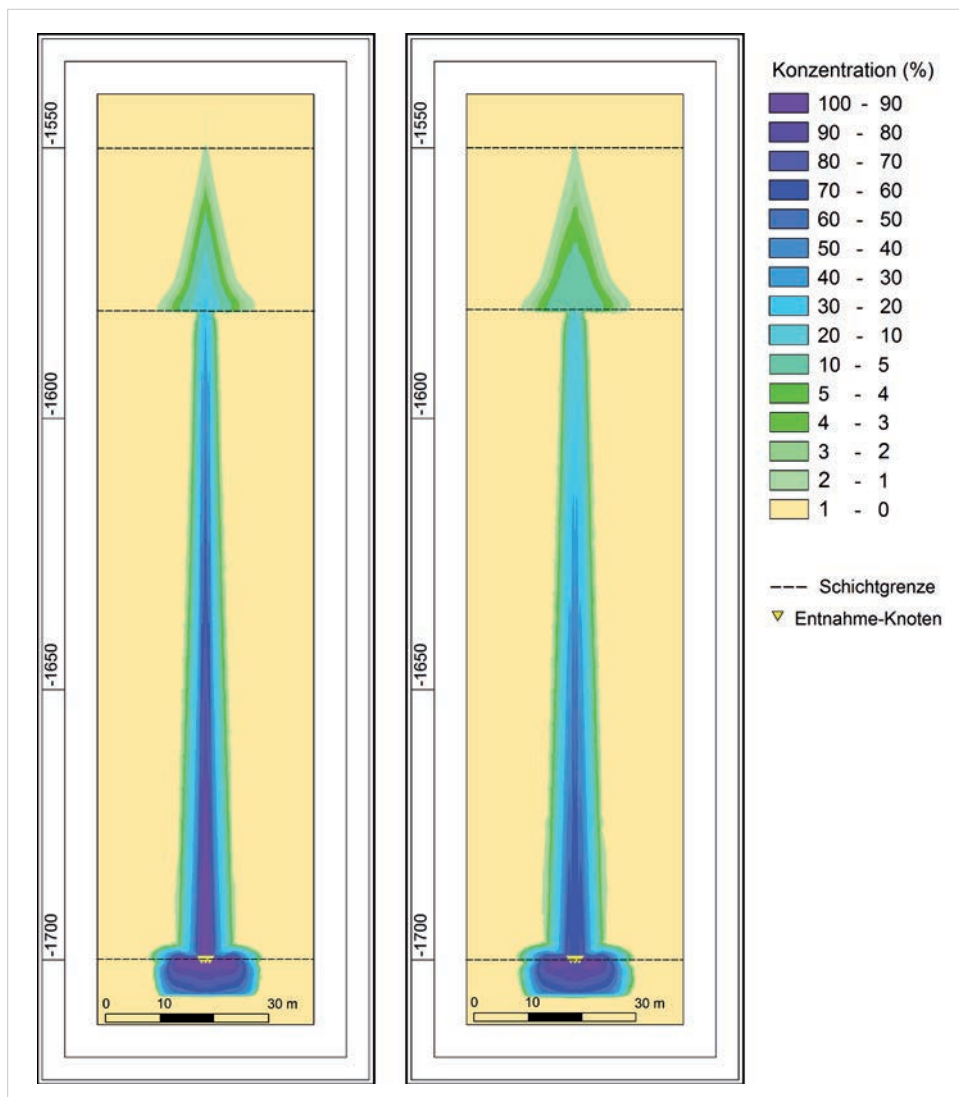


Abbildung 3.2-19: Szenario C, vertikales Kluftsystem, Freiförderung

Initialer Injektionsdruck 30 MPa am Topp des Posidonienschiefer in 1700 m Tiefe. Zustand a) nach der Injektionsphase (3,5 h) und b) nach der Freiförderung von 20 % des aufgestiegenen Wasservolumens innerhalb von 10 Tagen. Farbskala: Fracking-Fluidkonzentration [%], blaue Potenziallinien: hydraulische Druckhöhen [m]. Im Endzustand ergibt sich eine deutliche Reduktion der Konzentration und der Aufstiegshöhe um 12 m bezogen auf 1 % Grenzkonzentration.

3.2.6 Fazit

Die vorgestellte Modellstudie zeigt einen Ansatz zur Quantifizierung der Strömungs- und Transportprozesse bei der hydraulischen Stimulation mit konservativen Parametern und Prozessannahmen und einer stabilen numerischen Approximation.

Die Höhe des Fluidaufstiegs während und nach der Druckbeaufschlagung wird maßgeblich durch die Druckrandbedingung (und das dadurch entstehende Potenzialgefälle) und die verschiedenen hydraulisch wirksamen Parameter beeinflusst (Abb. 3.2-20).

Im Modell des ungestörten Untergrunds (Szenario A), das keine hydraulisch wirksamen Transportpfade enthält, konnte kein gerichteter Aufstieg registriert werden. Die eingebrachten Stoffe verblieben im Nahbereich der Knoten der Druckbeaufschlagung. Der Transport verläuft ausschließlich diffusionskontrolliert. Der limitierende Faktor für die Migration der Fluide ist

somit die geringe hydraulische Durchlässigkeit der Barrierschichten.

Für die permeable Störungszone (Szenario B) wurde eine maximale vertikale Fracking-Fluidausbreitung von 40,8 m berechnet. Dies entspricht 2,4 % der im Modell angenommenen Deckgebirgsmächtigkeit. Die Werte liegen in der gleichen Größenordnung, die bei vorausgehenden Modellierungen für Fracking-Maßnahmen verschiedener Modellstandorte in Norddeutschland beschrieben wurde (SAUTER et al. 2012).

Die größten vertikalen Aufstiegshöhen wurden für das Modell der Kluftsysteme (Szenario C) festgestellt, da Klüfte über vergleichsweise geringe Volumina verfügen und der Stofftransport während der Druckbeaufschlagung eine hohe Geschwindigkeit erreichen kann. Druck- und Konzentrationsänderungen in den Klüften wirken sich in der umgebenden Gesteinsmatrix, bedingt durch die geringere Permeabilität und das größere Hohlraumvolumen, mit deutlicher

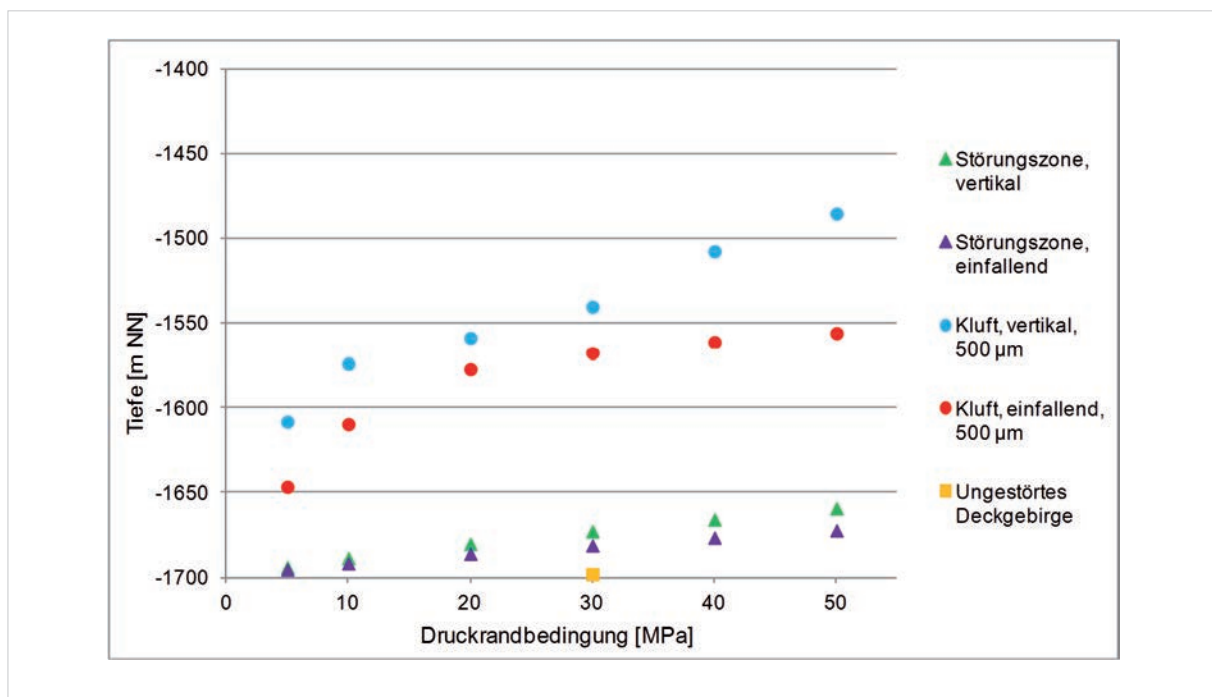


Abbildung 3.2-20: Gegenüberstellung der berechneten vertikalen Aufstiegshöhen nach 3,5 h Druckbeaufschlagung bei einer Grenzkonzentration von 1 %.

Verzögerung aus. Der maximale berechnete vertikale Aufstieg während der Fracking-Simulation betrug rund 215 m für ein vertikales offenes Kluftsystem mit 500 μm Öffnungsweite. Dies entspricht 12,6 % der Deckgebirgsmächtigkeit.

Es ist zu berücksichtigen, dass diese Werte unter vielfachen konservativen Annahmen ermittelt wurden. Diese umfassen unter anderem:

- durchgehend geöffnete Klüfte, welche durch laminares Strömen ohne Reibungsverluste von einem Fluid geringer Dichte und Viskosität (Süßwasser) durchflossen werden
- einen Fracking-Druck von 50 MPa (über dem hydrostatischen Druck), der direkt an den Klüften über 3 h konstant gehalten wird

Während der Langzeitsimulation, nach Beenden der Druckbeaufschlagung, wird die Fluidausbreitung hauptsächlich durch Diffusion kontrolliert, da das Potenzialgefälle und damit die advektiven Fließgeschwindigkeiten unter

natürlichen Druckverhältnissen gering sind. Ein advektiver Transport, der Potenzialverteilung (Grundströmung) folgend, findet nur innerhalb höher permeabler Schichten in horizontaler Richtung statt. Die Dichteunterschiede zwischen dem nichtmineralisierten Fracking-Fluid und dem salzhaltigen Umgebungswasser verursachen eine vertikale Strömung („Auftrieb“). Der höchste vertikale Aufstieg nach 300 Jahren war für die vertikale Störungszone (Szenario B) bei 50 MPa Fracking-Druck zu verzeichnen. Die Konzentrationsfahne (1 %-Grenze) erreichte eine Aufstiegshöhe von 485 m und damit 28,5 % der überlagernden Deckgebirgsmächtigkeit.

In der Langzeitsimulation wird deutlich, dass der Transport stark von der Modell-Lithologie abhängig ist, sodass die Aufstiegshöhe keine lineare Funktion des Injektionsdrucks darstellt (Abb. 3.2-21). Hierbei spielen besonders die permeablen Sandsteinschichten eine wichtige Rolle, da sie die Stoffausbreitung in horizontaler Richtung umlenken können.

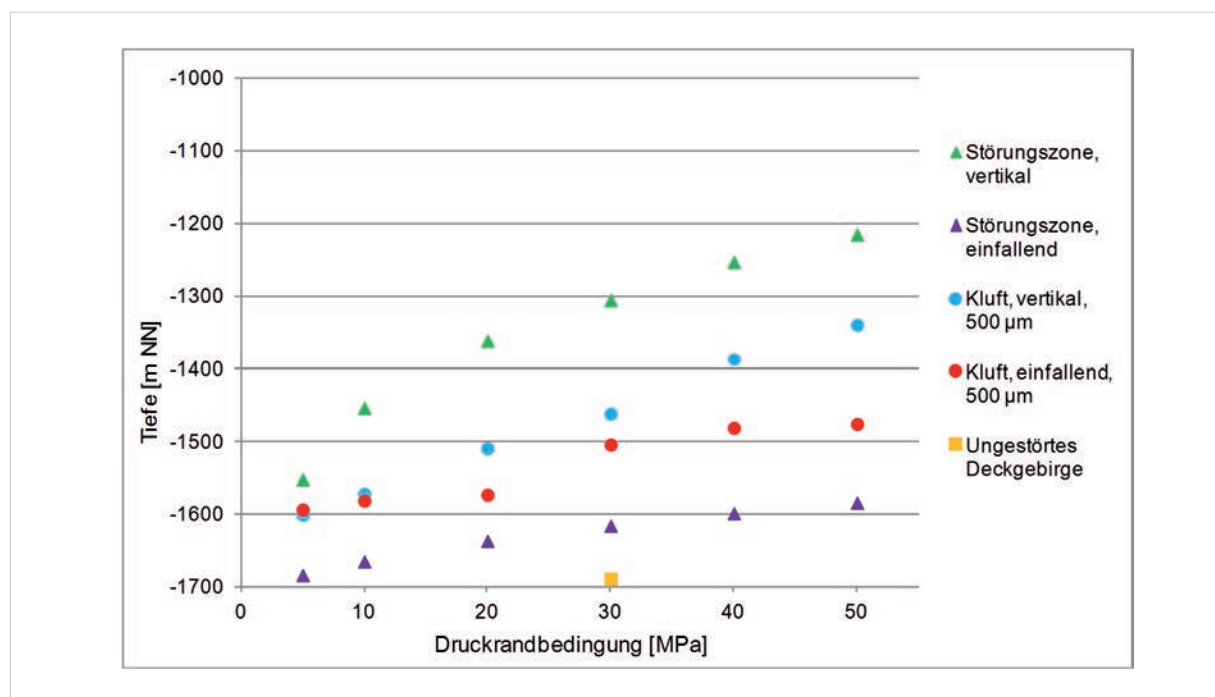


Abbildung 3.2-21: Gegenüberstellung der berechneten vertikalen Aufstiegshöhen nach 300 Jahren Langzeitsimulation (Grenzkonzentration 1 %).

Abschätzung des Gefährdungspotenzials für nutzbares Grundwasser

Selbst bei einem konservativ angenommenen Stofftransport sowie vorhandenen natürlichen Ausbreitungspfaden (durchlässige Störungszonen, offene Klüfte) ist kein Aufstieg zu den oberflächennahen Grundwasserleitern festzustellen, der eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit bewirkt. Selbst bei der Langzeitsimulation erreichen die Fracking-Fluide nicht die Jura-Kreide-Grenze in 1000 m Tiefe. Somit würde selbst eine bis zur Oberfläche hydraulisch wirksame Störung keinen nennenswerten Ausbreitungspfad in Richtung auf das nutzbare Grundwasser darstellen.

Ein unkontrollierter vertikaler Aufstieg kann auch aufgrund der herrschenden Grundwasserpotenzialverteilung nicht eintreten, da der Stoff- bzw. Fluidtransport der langsamen horizontal gerichteten Tiefengrundwasserströmung folgt.

Es wurde nicht berücksichtigt, dass in Erdöl-/ Erdgasmuttergesteinen Mehrphasensysteme vorherrschen, die zwei flüssige Phasen (Wasser und Öl) sowie eine Gasphase umfassen. Solche nicht mischbaren Fluidphasen haben einen erheblichen Einfluss auf das Strömungsverhalten und die Durchlässigkeit von Gesteinen. Bei Teilsättigung reduziert sich die Durchlässigkeit mit abnehmendem Sättigungsgrad deutlich gegenüber der absoluten Durchlässigkeit, die bei Vollsättigung gegeben ist (Görner & Hübner 2002). Wenn eine Teilsättigung bei der Strömungsberechnung berücksichtigt würde, wären der Fluidfluss und damit auch die Stoffausbreitung stark gehemmt.

Klüfte prägen das Strömungs- und Transportverhalten entscheidend, da sich das Fracking-Fluid durch die hohe Kluftdurchlässigkeit mit deutlich größerer Fließgeschwindigkeit fortbewegt. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist aber die Verbindung einzelner Klüfte zu einem kommunizierenden leitfähigen Netzwerk. Im vorgestellten Modell sind die Klüfte über eine Wegstrecke von 700 m (vertikal) direkt verbunden und verfügen über eine gleichbleibende Öffnungsweite. Diese Annahme ist sehr konservativ, da in der Natur davon auszugehen ist, dass Kluffverbindungen über eine so weite Strecke abreißen, bzw. Kluffüllungen zu einer Verringerung oder Aufhebung der Kluftdurchlässigkeit führen. Gleichzeitig stellen Klüfte in der Realität keine idealen, parallelen Platten dar. Sie zeigen offene und geschlossene Regionen, sodass die Durchlässigkeit ständig durch die vorhandenen Inhomogenitäten variiert und vermindert wird. Ein ungehinderter Aufstieg von Fracking-Fluiden wie er im Rahmen der hier vorgestellten Modellierung angenommen wurde, ist somit eher unwahrscheinlich.

Außerdem hat sich herausgestellt, dass die in den Untergrund verpressten Fracking-Fluidmengen im Verhältnis zu den im Gestein vorhandenen Wasservolumina zu gering sind, um selbst bei einer langandauernden Ausbreitung flache Schichten zu erreichen. Diffusive Verdünnungsprozesse tragen zusätzlich dazu bei, diese Ausbreitung abzuschwächen.

Eine Gefährdung der nutzbaren Grundwasservorkommen durch injizierte Fracking-Fluide über die möglichen geologischen Ausbreitungspfade im Untergrund ist gemäß den hier vorgestellten Modellierungen nicht zu besorgen.

3.3 Rissausbreitung

3.3.1 Einführung

Die Risserzeugung im Untergrund bei der hydraulischen Stimulation wird als ein möglicher Freisetzungspfad für injizierte Fluide in das nutzbare Grundwasser angesehen. Zentral ist die Frage, ob sich ein Riss ungewollt aus der Zielformation nach oben in die nutzbaren Grundwasserleiter ausbreiten könnte.

Die Rissausbreitung bei einer Fracking-Maßnahme kann mit Hilfe numerischer Computermodelle unter Berücksichtigung standortbezogener geologischer Randbedingungen simuliert und geplant werden. So können geeignete Injektionsparameter wie z. B. die Fluidmenge, Fließrate, Injektionsdauer und Druck bestimmt werden, um die Rissausbreitung in der Zielformation zu optimieren und zu begrenzen. Bei der Durchführung der Fracking-Maßnahme werden diese Parameter dann laufend überwacht und justiert, und so die Rissausbreitung im Untergrund gesteuert.

Mit Hilfe dieser Modellierung lassen sich die Rissdimensionen – insbesondere die obere Risshöhe – berechnen. So kann im Einzelfall beurteilt werden, ob ein ausreichender Sicherheitsabstand des Einzelrisses („Frac“) zu den nutzbaren Grundwasserleitern an dem jeweiligen Standort zu gewährleisten ist.

In dieser Studie werden zahlreiche Szenarien der Rissausbreitung modelliert, um abzuschätzen, ob unter variierenden Rahmenbedingungen ausreichender Sicherheitsabstand zu den nutzbaren Grundwasserleitern eingehalten wird. Dazu werden systematisch Fracking-Maßnahmen im Posidonienschiefer und der flacheren Wealden-Formation mit variierenden Eingangsparametern anhand des repräsentativen geologischen Modells für das Norddeutsche Becken simuliert (Abb. 3.1-3).

3.3.2 Methoden

Überblick Modellierung

Die Grundlagen der Modelle, die heute in der Industrie zur Simulation einer Fracking-Maßnahme genutzt werden, wurden bereits in den 1980er Jahren entwickelt (z. B. SETTARI & CLEARRY 1986). Ein wesentliches Merkmal dieser Modelle ist die Annahme, dass es sich bei einem erzeugten Einzelriss um eine planare Struktur handelt. Es wird davon ausgegangen, dass dieser Riss sich stets in einer Ebene ausbreitet, die primär durch die Risslänge und die Risshöhe beschrieben wird. Dabei wird der Rissbildungsprozess in zeitlichen Teilschritten simuliert und für jeden Zeitschritt wird die Risslänge, -höhe und -weite neu berechnet. Modelle dieser Art werden als planare 3D-Modelle bezeichnet (ADACHI et al. 2007). Aus diesen planaren 3D-Modellen entwickelten sich die Pseudo-3D-Modelle, die entweder zellbasiert arbeiten oder sogenannte *Lumped Parameter* Modelle verwenden. Letztgenannte Modelle sind weniger akkurat als zellbasierte, ermöglichen jedoch eine deutliche Verkürzung der Rechenzeit, da ganze Parametersätze in einzelnen Größen approximiert werden. Aus diesem Grund finden *Lumped Parameter* Modelle vermehrt Anwendung in der Industrie.

Neben der Verwendung solcher Modelle wird auch noch ein einzelner Zugriss anstelle eines Systems aus vielen Zug- und Scherrissen angenommen, um die laterale und vertikale Ausdehnung der fluid-induzierten Fließwege im Untergrund abzuschätzen. Somit lassen sich die numerischen Simulationen für die Berechnungen der Rissdimensionen meist innerhalb weniger Sekunden bewerkstelligen.

Für die Planung von Fracking-Operationen ist die Verwendung solcher planaren Einzelrissmodelle ausreichend und in der Industrie üblich. Lediglich für detaillierte Untersuchungen

werden Modelle und Verfahren eingesetzt, die den gesamten Prozess der Risserzeugung darstellen können. Diese sind jedoch sehr rechenzeitaufwändig und für eine Fracking-Maßnahme begleitende Simulationen ungeeignet; ein Beispiel hierfür wird in Kapitel 3.4 gegeben. Aktuell liegt der Schwerpunkt der Forschungsarbeiten daher bei der Untersuchung der Teilprozesse, die in ihrer Summe die Form und Größe des erzeugten Risses bestimmen. Eine Übersicht hierzu bietet die Arbeit von WENG (2015).

Eine Hürde bei der exakten Simulation einer Einzelrisserzeugung liegt bei der korrekten Bestimmung der Materialparameter und den Spannungszuständen im zu untersuchenden Gesteinspaket (Reservoir). Die gegenwärtig gängigen Modelle, die zur Simulation einer Rissbildung verwendet werden, nutzen daher meist Statistiken, die aus Beobachtungen begleitend zu den Maßnahmen gewonnen wurden.

Verwendete Software: Fracpro

Um die Rissbildung im Untergrund zu simulieren, wurde die Software *Fracpro* der Firma *StrataGen* verwendet. Es handelt sich um eine kommerzielle Software, die zum Planen und Überwachen von Fracking-Maßnahmen entwickelt wurde und in der Industrie als Standard verwendet wird. Mit *Fracpro* wird die Größe eines Einzelrisses, der bei einer Fracking-Operation erzeugt wird, prognostiziert, indem zunächst eine Modellrechnung durchgeführt wird. In der industriellen Anwendung wird das Ergebnis dieser Modellierung mit einem Mini-Frac (Kleinstriss) kalibriert und das Modell entsprechend angepasst. So lässt sich eine zuverlässige Vorhersage über den Ablauf der geplanten Fracking-Maßnahme abgeben. Eine solche Kalibrierung durch einen Mini-Frac ist in dieser Studie nicht erforderlich, da ein synthetisches Modell verwendet wird.

Die Software ist besonders auf kurze Rechenzeiten ausgelegt, um eine Fracking-Maßnahme zu überwachen, indem die Rissdimension durch die in Echtzeit aufgenommenen Druckwerte im Bohrloch berechnet wird. Diese Druckwerte können mit einer vorab erstellten Modellierung der Fracking-Operation verglichen werden. Sollten die gemessenen Werte von den modellierten abweichen, kann so durch Anpassung der Fließrate gegengesteuert und die Rissausbreitung kontrolliert werden. Die Modellierung einer Einzelrisausbreitung wird dabei in *Fracpro* deutlich schneller als in Echtzeit durchgeführt. Diese besonders kurzen Rechenzeiten von *Fracpro* werden durch das oben bereits erwähnte *Lumped Parameter* Modell (CROCKETT et al. 1986) ermöglicht.

Lumped Parameter Modell

Lumped Parameter Modelle dienen der vereinfachten Darstellung komplexer physikalischer Systeme und werden häufig in der Mechanik oder der Elektrotechnik eingesetzt. Sie eignen sich besonders zur Analyse physikalischer Fragestellungen mit einer Vielzahl an beteiligten Prozessen mit einem gleichzeitig reduzierten Rechenaufwand. Häufig können bereits die jeweiligen Einzelprozesse nur durch komplexe Formalismen beschrieben werden, sodass eine Zusammenfassung dieser Einzelprozesse äußerst schwierig ist und folglich die nötigen Berechnungen mit großem numerischem Aufwand verbunden sind. Die Prognose der Rissausbreitung während einer Fracking-Maßnahme zählt ebenfalls zu solch einer komplexen Fragestellung. Die Verwendung des *Lumped Parameter* Modell in *Fracpro* reduziert dank der Vereinfachung den Rechenaufwand, indem Teilprozesse nicht mehr durch Funktionen beschrieben sondern durch Parameter ersetzt werden. Diese Parameter werden empirisch aus Messdaten bestimmt, die bei bereits durchgeführten Fracking-Maßnahmen aufgenommen

wurden. So ist man bei der Verwendung realistischer Annahmen für das Modellreservoir in der Lage, den Verlauf des Risswachstums mithilfe dieser empirischen Parameter (aus dem *Lumped Parameter* Modell) in *Fracpro* zu prognostizieren. Insgesamt kann mit vergleichsweise geringem Rechenaufwand das am wahrscheinlichsten geltende Gesteinsverhalten als Reaktion auf ein gegebenes Injektionsszenario numerisch modelliert werden.

Monte-Carlo-Simulation

Die Modellierungen in dieser Studie basieren auf einem synthetischen Modell des Untergrundes in Norddeutschland. Für die Bewertung der Einzelfallmodellierungen werden Monte-Carlo-Simulation durchgeführt, um somit eine belastbare Prognose der Variationsbreite der Rissdimensionen zu erhalten (z. B. HOFMANN et al. 2014).

Die Grundlagen einer Monte-Carlo-Simulation sind in Kapitel 2.4.1.3 erläutert. Voraussetzung für eine Monte-Carlo-Simulation ist eine möglichst präzise Abschätzung der Wertebereiche der jeweiligen Eingangs-Parameter. Hierzu wurden Sensitivitätsanalysen der Reservoir- und Injektionsparameter auf die Rissdimensionen. Untersucht wurde auch, welche gesteinsphysikalischen Parameter einen wesentlichen Einfluss auf die Einzelrissgröße haben.

3.3.3 Frac-Modellierung – Posidonien-schiefer

Als Vorlage für eine repräsentative Tongesteinsformation diente hier der Posidonien-schiefer in einer Tiefe zwischen 1700 m und 1735 m. In diesem Abschnitt wurde die Rissausbreitung bei einer Fracking-Maßnahme im Modellreservoir untersucht und eine Prognose über die möglichen Rissdimensionen erstellt. Für die hier vorgestellten Modellierungen ist zu beachten, dass sie nicht beliebig übertragbar sind und nur für das hier verwendete geologische Untergrundschema (Abb. 3.1-3) gültig sind. Allerdings erlaubt die Betrachtung dieser repräsentativen Geologie, zusammen mit der Monte-Carlo-Si-

mulation, eine Abschätzung der Rissbildung für das Norddeutsche Becken.

Modellreservoir

Zur Prognose der Rissausbreitung wurde das Profilschema des Niedersächsischen Beckens (vgl. Abb. 3.1-3) in *Fracpro* eingearbeitet (Abb. 3.3-1). Die Parameter Spannung, Poissonzahl, Elastizitätsmodul sowie die Bruchzähigkeit haben wesentlichen Einfluss auf die Festigkeit des Gesteins. Werte für diese gesteinsphysikalischen Parameter wurden zahlreichen Quellen entnommen und bilden einen repräsentativen Wertesatz für das Norddeutsche Becken. Der Posidonien-schiefer weist für die meisten dieser Parameter höhere Werte im Vergleich zu den oberhalb und unterhalb angrenzenden Schichten auf (Abb. 3.3-1). Lediglich die Permeabilität ist beim Posidonien-schiefer niedriger als in den umliegenden Gesteinsschichten, was ebenfalls auf ein festeres Gestein hinweist. Die höheren Werte insbesondere beim Elastizitätsmodul und der Bruchzähigkeit bedeuten hierbei, dass mehr Kraft benötigt wird, um einen Einzelriss im entsprechenden Gestein zu erzeugen.

Referenzszenario

Als Ansatz für die Variation der Parameter wurde zunächst ein Referenzszenario definiert (Tab. 3.3-1). Die Auswirkung der Parametervariation ließ sich in Form relativer Unterschiede zu diesem Referenzszenario ausdrücken.

Der Spannungsgradient σ_{grad} wurde berechnet nach der Formel

$$\sigma_{grad} = NP_0 + (1 - N) P_p \cdot a \quad (\text{Gl. 3.3-1})$$

wobei

$$N = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (\text{Gl. 3.3-2})$$

ist, mit dem lithostatischen Druck P_0 , dem Porendruck in der Schicht P_p , dem Biot-Koeffizient α und der Poissonzahl ν .

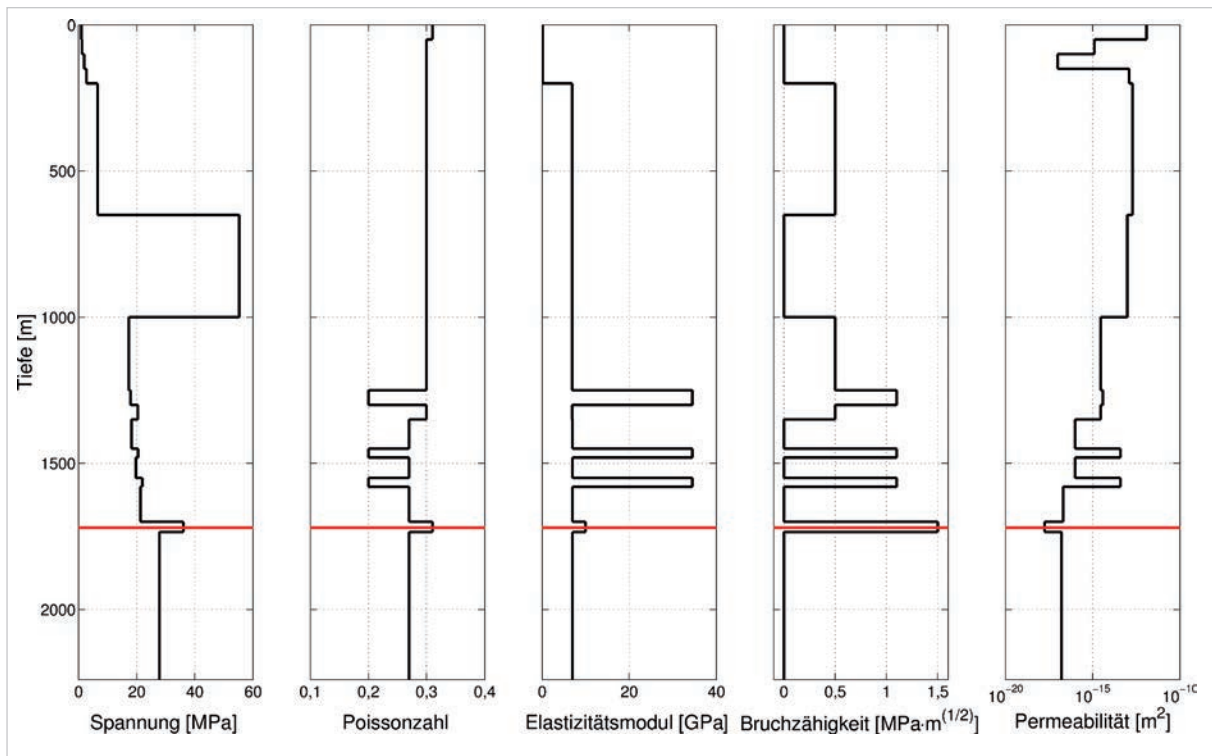


Abbildung 3.3-1: Tiefenprofile wichtiger gesteinsphysikalischer Parameter für das geologische Profilschema des Norddeutschen Beckens (vgl. Abb. 3.1-3). Rote Linie: Tiefenlage der simulierten Fracking-Maßnahme im Posidonienschiefer.

Tabelle 3.3-1: Gesteinsphysikalische Parameter für den Posidonienschiefer, die in *Fracpro* verwendet wurden, sowie deren Werte für das Referenzszenario.

Parameter	Wert
Porendruck	18 MPa
Spannungsgradient	0,021 MPa/m
Poissonzahl	0,31
Elastizitätsmodul	10 GPa
Bruchzähigkeit	1,5 MPa·m ^(1/2)
Porosität	20 %
Permeabilität	1,76×10 ⁻¹⁵ m ² (1,79×10 ⁻³ mD)
Viskosität des Porenfluids	0,1 mPa·s
Fließrate	116,67 l/s (7 m ³ /min)
Injiziertes Volumen	2000 m ³

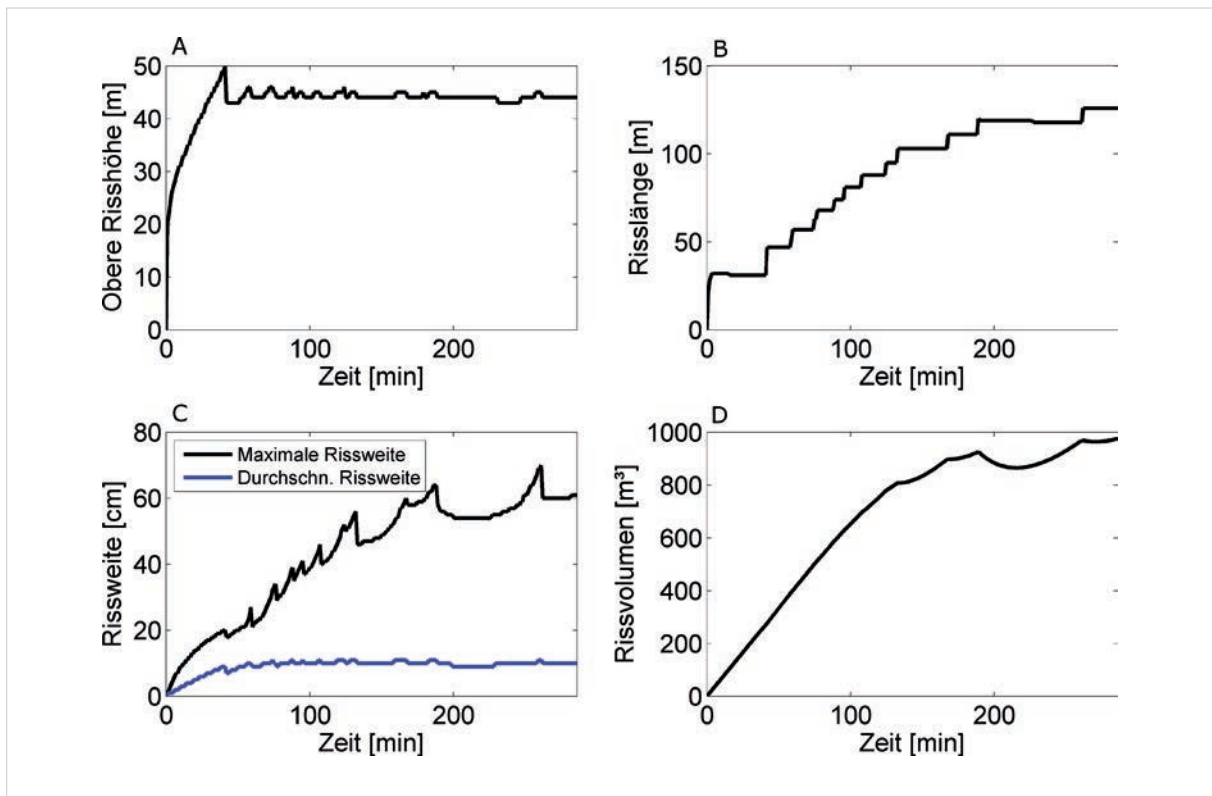


Abbildung 3.3-2: Zeitliche Entwicklung der Rissdimensionen für das Referenzszenario. A) zeitliche Änderung der oberen Risshöhe für die Dauer der Injektionsphase; B) Entwicklung der Risslänge; C) die maximale durchschnittliche Rissweite; D) Rissvolumen.

Bei der Modellierung des Referenzszenarios für den Posidonienschiefer wuchs die obere Einzelrisshöhe in den ersten Minuten der Maßnahme kontinuierlich an und hatte bereits nach etwa 40 min die maximale Risshöhe von 50 m erreicht (Abb. 3.3-2a). Danach ging die Risshöhe wieder etwas zurück und verblieb für die Restdauer der Fracking-Maßnahme bei etwa 45 m. Die Risslänge nahm hingegen stufenweise zu, während die Zunahme der maximalen Rissweite eine Abfolge von lokalen Maxima darstellte. Diese Spitzen in der Wachstumskurve der maximalen Rissweite deckten sich mit den Stufen der Wachstumskurve der Risslänge. Die Tendenz des Wachstums der Risslänge und der -weite entspricht dem stetigen Wachstum des Rissvolumens. Dies bestätigt, dass der erzeugte Riss proportional zur injizierten Fluidmenge wächst. Das Rissvolumen wuchs bis etwa 1000 m³ an. Bei einem injizierten Fluidvolumen von 2000 m³ ergab sich ein Fluidverlust von 1000 m³, der aufgrund der Permeabilität des Gesteins als sogenanntes *Leak-Off* in den Porenraum abfloss.

Hingegen nahm die Rissweite, im Gegensatz zu den übrigen Rissdimensionen, überproportional zu. In der Regel beträgt die Öffnung eines Risses bei einer Fracking-Maßnahme maximal einige Zentimeter. Diese Abweichung ist auf die Mittelwertbildung über den gesamten Riss zurückzuführen. Da die den Posidonienschiefer überlagernde Schicht des Opalinuston (Tongestein 3 des Dogger, Abb. 3.1-3) eine geringere Festigkeit aufweist (Abb. 3.3-1), wuchs bei der Modellierung der erzeugte Einzelriss in den Opalinuston hinein. Durch den Festigkeitskontrast zwischen Posidonienschiefer und Opalinuston bildete sich so ein Riss, der im Opalinuston, relativ zu der Keilform im Posidonienschiefer, überproportional in die Breite ausdehnte (Abb. 3.3-3, links), und die hohen Rissweiten erklärt.

In allen Simulationen, die in dieser Untersuchung durchgeführt wurden, wurde eine Fracking-Maßnahme modelliert, bei der die Riss erzeugung an nur einem einzigen Punkt im Bohrloch stattfand. Dies ist in der Praxis nicht

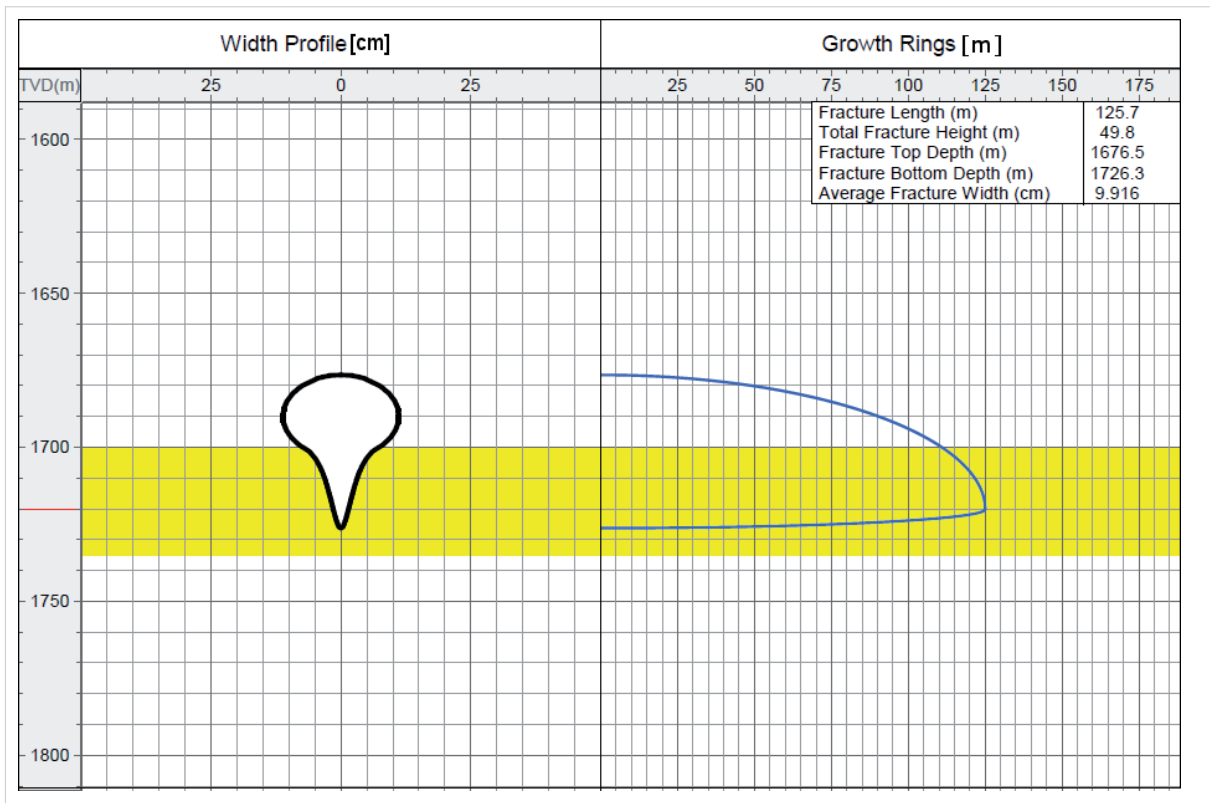


Abbildung 3.3-3: Darstellung des Risses aus dem Referenzszenario in *Fracpro*. Links: Querschnitt (Rissweite in cm). Rechts: Seitenansicht (Rissdimension in m). Gelbe Schicht: Posidonienschiefer. Rote Linie: Position des Bohrlochs. TVD: True Vertical Depth = lotrechte Tiefe.

üblich. In der Regel werden mehrere Perforationen gleichzeitig stimuliert: Allgemein fünf bis zehn Perforationen pro *stage* (= einzelner Abschnitt in der horizontalen Bohrstrecke bei einer hydraulischen Stimulation). Dies entspräche einer Beendigung der Maßnahme nach 200 m³ bis 400 m³ an injiziertem Volumen. Solche Volumen wurden bei den Modellierungen nach etwa 30 min bzw. 60 min injiziert, entsprechend dem vergleichbaren Rissvolumen (Abb. 3.3-2d), da zu diesem Zeitpunkt noch kein Fluidverlust durch *Leak-Off* auftrat. Die Modellierungen zeigen dabei, dass primär die Risslänge bei einer Fortführung der Injektion zunahm, sowohl die obere Risshöhe als auch die mittlere Rissweite lagen bereits nach 30 min bzw. 60 min in der Größenordnung ihrer Maximalwerte. Somit konnte an diesem konservativen Sonderfall simuliert werden, welche Folgen sich für den Einzelriss ergeben, wenn das gesamte injizierte Fluid zur Erzeugung dieses Risses beiträgt: Während die Risslänge auf das drei- bis vierfache anwuchs, blieb die obere Risshöhe nahezu

konstant. Insgesamt wurden die Rissdimensionen ermittelt, die maximal zu erwarten sind. Auch wurde festgestellt, dass bei realistischen Injektionsparametern bereits bei einem Volumen von etwa 300 m³ die maximale obere Risshöhe erreicht wurde und der Einzelriss lediglich in der Länge wuchs. Somit wurden trotz größerer injizierter Volumen innerhalb einer Fracking-Maßnahme keine weiteren Fließwege in den oberhalb des Injektionshorizonts liegenden Gesteinsschichten erzeugt.

Sensitivitätsanalyse 1: Reservoirparameter

In einer ersten Sensitivitätsanalyse wurden acht ausgewählte Parameter aus dem Referenzszenario, die das Reservoir beschreiben und in Abbildung 3.3-1 dargestellt sind, pauschal um 50 % erhöht oder vermindert. Entsprechend wurden 16 Modellierungen mit jeweils einen um ±50 % veränderten Wert gerechnet und die resultierende maximale Rissdimension mit der des Referenzszenarios verglichen. So wurde ein erster

Eindruck gewonnen, wie sensibel die Modellierung auf Änderungen der einzelnen Parameter reagiert (Tab. 3.3-2 und 3.3-3).

Wurden die Parameter erhöht, änderten sich die jeweiligen Rissdimensionen in unterschiedlichem Maße: Die obere Risshöhe nahm meist ab oder zeigte keine Veränderung; einzig bei einer Zunahme der Porosität nahm sie um 6 % zu. Die durchschnittliche Rissweite änderte sich besonders stark bei einer Erhöhung des Spannungsgradienten und der Porosität. Insbesondere der Spannungsgradient hat einen großen Einfluss auf die Geometrie des Risses, da er die Änderung der minimalen Horizontalspannung in der Schicht beschreibt. Für die übrigen Parameter waren die Änderungen gering oder sie traten gar nicht auf. Die Länge des Risses zeigte sich am sensitivsten: Auch bei dieser Rissdimension traten die größten Veränderungen bei einer Zunahme des Spannungsgradienten und der Porosität auf. In beiden Fällen nahm die Länge zu. Bei den übrigen Parametern hingegen nahm die Risslänge ab. Da das Rissvolumen sich aus den anderen drei Rissdimensionen ergibt, ist der relative Einfluss auf diese Rissdimension ähnlich sensibel wie die der Risslänge.

Die Sensitivität der Rissdimensionen bei einer Verminderung der Parameter zeigte eine ähnliche Tendenz wie bei der Erhöhung. Allerdings war der Einfluss des Spannungsgradienten auf die Risslänge hier um ein Vielfaches höher (Tab. 3.3-3). Abgesehen von dieser Zunahme bei der Risslänge und damit einhergehend bei dem Rissvolumen führten alle weiteren Verminderungen der jeweiligen Parameter zu einer Abnahme der Rissdimensionen. Auf die durchschnittliche Rissweite hatte außer dem Spannungsgradienten keiner der verwendeten Parameter einen Einfluss, wenn diese um 50 % herabgesetzt wurden. So bewirkte die Reduzierung des Spannungsgradienten, dass der Einzelriss sich ausschließlich im Posidonienschiefer ausbreitete, womit die Rissweite lediglich einige Zentimeter betrug, die obere Risshöhe sich auf die Mächtigkeit der Injektionshorizonts erstreckte und daher die Risslänge überproportional wuchs.

Insgesamt hatte insbesondere der Spannungsgradient einen maßgeblichen Einfluss auf das Wachstum des modellierten Risses. Auf die anderen Parameter reagierte das Modell weit weniger sensibel; dennoch führten Änderun-

Tabelle 3.3-2: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse 1 bei +50 %. Die Ergebnisse sind die Änderung der Rissdimensionen relativ zum Referenzszenario. Farbliche Gliederung entspricht der Zuteilung der Parameter in die Gruppen für die Monte-Carlo-Simulation.

Relativer Einfluss bei +50 %				
Parameter	Obere Risshöhe [%]	Länge [%]	mittlere Weite [%]	Rissvolumen [%]
Porendruck	-2	-5	0	-7
Spannungsgradient	-6	+43	+118	+90
Poissonzahl	-2	-16	0	-13
Elastizitätsmodul	-2	-6	+9	2
Bruchzähigkeit	0	-21	0	-21
Porosität	+6	+31	+55	+1
Permeabilität	-2	-26	0	-26
Viskosität Porenfluid	0	-21	0	-20

Tabelle 3.3-3: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse 1 bei -50 %. Die Ergebnisse sind die Änderung der Rissdimensionen relativ zum Referenzszenario. Farbliche Gliederung entspricht der Zuteilung der Parameter in die Gruppen für die Monte-Carlo-Simulation.

Relativer Einfluss bei -50 %				
Parameter	Obere Risshöhe [%]	Länge [%]	mittlere Weite [%]	Rissvolumen [%]
Porendruck	0	-17	0	-18
Spannungsgradient	-54	+9445	-91	+48
Poissonzahl	0	-5	0	-7
Elastizitätsmodul	-2	-25	0	-27
Bruchzähigkeit	-2	-31	0	-31
Porosität	-2	-6	0	-6
Permeabilität	0	-21	0	-20
Viskosität Porenfluid	-2	-12	0	-11

gen auch bei diesen Parametern häufig zu Größenänderungen der Rissdimensionen von durchschnittlich 10 %.

Sensitivitätsanalyse 2: Injektionsparameter

Bei diesem Experiment wurde der Einfluss der Injektionsparameter untersucht, d. h. der Fließrate sowie der Menge des injizierten Fluids. Das Experiment bestand aus zwei Durchgängen: Zunächst wurde die Fließrate von 0,5 m³/min schrittweise bis 15 m³/min erhöht, während das Fluidvolumen beibehalten wurde. Analog dazu wurde im zweiten Durchgang die Fließrate fest gehalten und das Volumen bis auf 5000 m³ vergrößert. Ebenfalls untersucht wurde der Einfluss der Viskosität des eingesetzten Fluids. Zu diesem Zweck wurden beide Durchgänge für drei unterschiedliche Fluide aus der Fluiddatenbank von *Fracpro* gerechnet. Verwendet wurden neben Süßwasser mit einer Viskosität von 1 mPa s zwei Fracking-Fluide mit einer Viskosität von 10 mPa s bzw. 100 mPa s. Die Abbildungen 3.3-4 und 3.3-5 zeigen die maximalen Rissdimensionen, die während dieser Modellierung der Rissausbreitung erreicht wurden.

Der Anstieg der Fließrate führte zu einer Vergrößerung des erzeugten Risses (Abb. 3.3-4). Jedoch zeigte die Änderung der jeweiligen Rissdimension unterschiedliche Abhängigkeiten von der Fließrate. Die obere Risshöhe zeigte für alle drei verwendeten Fluide ein weitgehend einheitliches Wachstum für Fließraten bis etwa 11 m³/min, wobei das Süßwasser (Abb. 3.3-4, graue Kurve) eine leicht vom Trend abweichende Zunahme der Risshöhe zwischen 6 m³ und 9 m³ verzeichnete. Für Fließraten größer als 11 m³/min entwickelten sich die Zunahmen der Rissgröße je nach Fluidviskosität unterschiedlich, allerdings korreliert die Zunahme nicht direkt mit der Viskosität. Hingegen zeigte die Zunahme der Risslänge bei steigender Injektionsrate eine deutliche Abhängigkeit von der Viskosität des eingesetzten Fluids. So stiegen die Wachstumsraten der Risslänge bei steigender Injektionsrate zwar unabhängig vom Fluidtyp ebenfalls an, jedoch wichen die Tendenzen der Wachstumskurven bereits für niedrige Raten voneinander ab. Die größten Risse wurden durch den Einsatz von Süßwasser erzeugt. Die Abhängigkeit von der Fließrate trat hier am deutlichsten in Erscheinung. Dagegen zeigten die höher viskosen Fluide überwiegend moderater Sensitivitäten bezüglich der Fließrate.

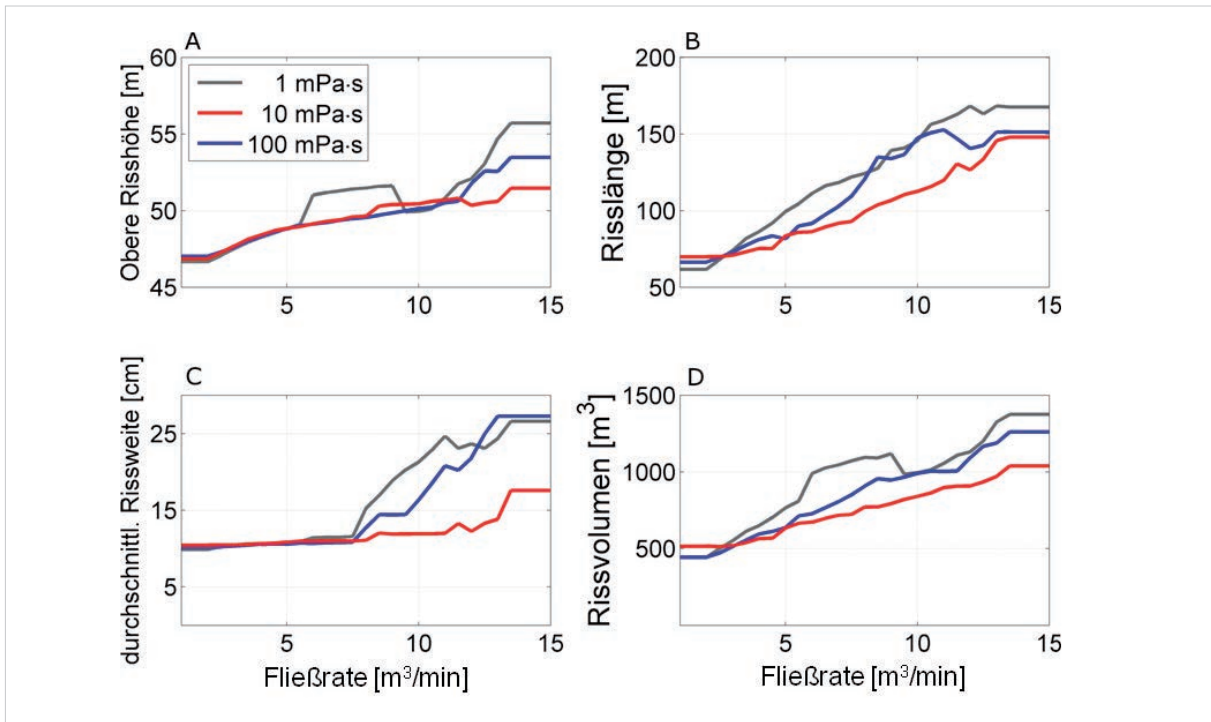


Abbildung 3.3-4: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zur Untersuchung des Einflusses der Fließrate auf die Rissdimension; [A] obere Risshöhe, [B] Risslänge), [C] durchschnittliche Rissweite, [D] Rissvolumen.

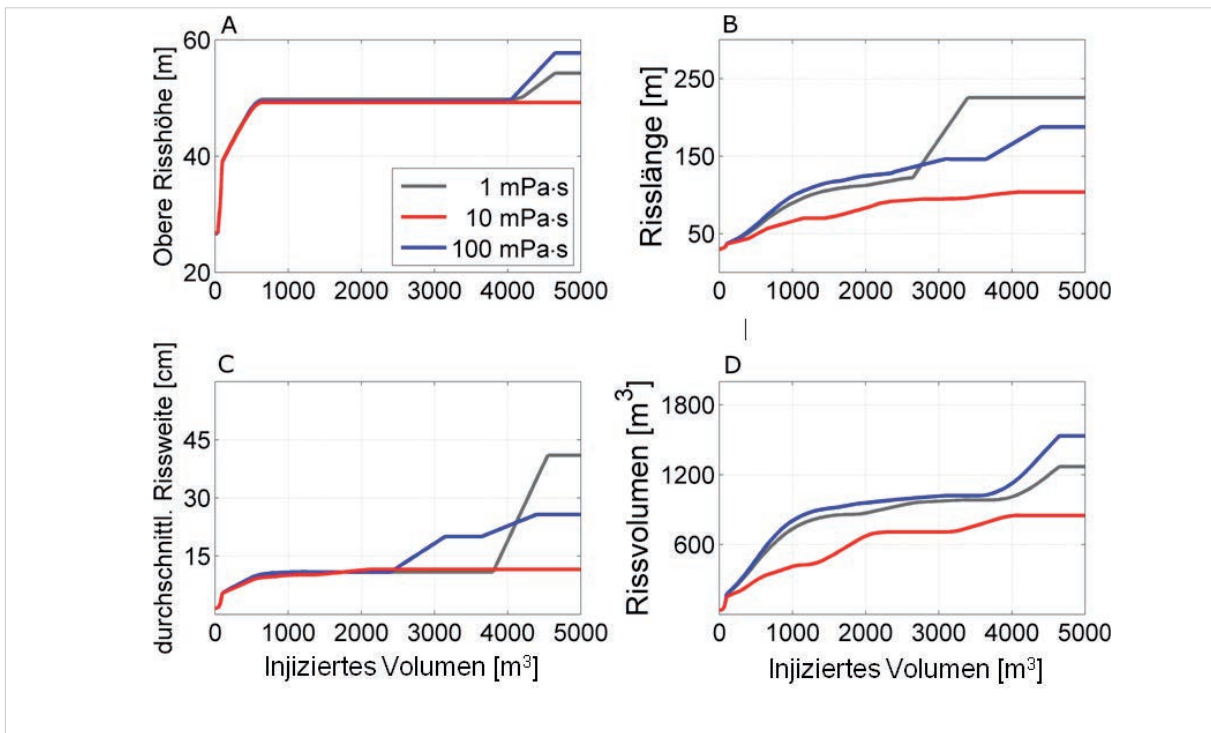


Abbildung 3.3-5: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zur Untersuchung des Einflusses des injizierten Volumens auf die Rissdimension; [A] obere Risshöhe, [B] Risslänge), [C] durchschnittliche Rissweite, [D] Rissvolumen.

Bei steigendem Injektionsvolumen nahm die Größe des Risses zu (Abb. 3.3-5). Die obere Risshöhe hatte dabei für alle drei Fluidtypen einen nahezu identischen Verlauf über den größten Teil der Kurve. Dabei blieb die Risshöhe für injizierte Fluidvolumen zwischen 600 m³ und 4000 m³ nahezu konstant. Bei zwei der drei eingesetzten Fluidtypen nahm die Risshöhe oberhalb von 4000 m³ injiziertem Fluid um ca. 5 m wieder zu. Die Länge des Risses zeigte eine deutlichere Abhängigkeit von der Viskosität des Fracking-Fluids, wobei die Wachstumsrate für Süßwasser nach einem moderaten Wachstum ab einer eingesetzten Menge von ca. 2600 m³ stark anstieg und dann zur Ausbildung des längsten Risses führte. Einen ähnlichen Verlauf gab es auch bei der Entwicklung der Rissweite: Ab etwa 3900 m³ stieg die Wachstumsrate für Süßwasser sprunghaft an. Das größte Gesamtvolumen des erzeugten Risses betrug sowohl für die Fließrate als auch für das injizierte Volumen etwa 1500 m³.

Ein Großteil des Fluids geht demnach als Leak-Off in das umliegende Gestein über und trägt somit nicht zum Wachstum des Einzelrisses bei. Es zeigt sich also, dass der Riss bei steigenden Injektionsparametern nicht stetig größer wird. Durch die zunehmende Vergrößerung der Rissoberfläche steigt auch gleichzeitig die Abflussrate des Fluids aus dem Riss ins umgebende Gestein. Somit ist die maximale Größe eines zu erzeugenden Risses auch abseits möglicher Barrierschichten aufgrund des *Leak-Off* für das hier betrachtete Modell begrenzt.

Monte-Carlo-Simulation: Variation der Werte

In der Realität ist nicht zu erwarten, dass die gesteinsphysikalischen Parameter tatsächlich Variationen um 50 % aufweisen. Daher wurde für die Monte-Carlo-Simulation ein möglichst realistischer Wertebereich für jeden Parameter definiert (Tab. 3.3-4). Um die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Rissgrößen später besser bewerten zu können, wurden die Parameter in drei Gruppen eingeteilt:

Gruppe 1: Spannungsparameter Die Spannung im Gestein hat Einfluss auf die Rissdimension. Sowohl die Größe als auch die Form des Risses werden maßgeblich durch die Parameter Poren- und Spannungsgradient bestimmt. Beide Größen wirken dem Druck, der durch das eingepresste Fluid entsteht, entgegen. Wie bereits die Sensitivitätsanalyse zeigte, hat vor allem der Spannungsgradient einen erheblichen Einfluss auf die Rissdimensionen.

Gruppe 2: Elastizitätsparameter Die Parameter dieser Gruppe beschreiben das Deformationsverhalten des Gesteins als Reaktion auf die Druckerhöhung durch die Fluidinjektion. Diese elastischen Eigenschaften werden durch die Poissonzahl (auch Querdehnverhältnis genannt), dem Elastizitätsmodul und der Bruchzähigkeit beschrieben. Sie bestimmen im Wesentlichen das Bruchverhalten des Gesteins, also ab wann es beginnt zu brechen und in welche Richtung das Risswachstum bevorzugt stattfindet.

Gruppe 3: *Leak-Off* Parameter Als *Leak-Off* bezeichnet man den Abfluss von Fluid aus dem Riss in das umgebende Gestein. Da das so entwichene Fluid nicht weiter zum Druckaufbau bzw. -erhalt im Riss beiträgt, haben die Parameter dieser Gruppe einen wesentlichen Einfluss auf die Effizienz der Rissbildungsmaßnahme. Da sich die Abflussrate proportional zur Rissfläche erhöht, nimmt der Einfluss dieser Parameter zu, je weiter das Risswachstum voranschreitet. Zu dieser Gruppe zählen Porosität, die Permeabilität sowie die Viskosität des Fluids, welches bereits im Porenraum des Reservoirs vorhanden ist.

Für jede dieser Gruppen wurden jeweils 1000 Simulationen mit zufallsmäßig erzeugten Wertekombinationen durchgeführt. Zusätzlich wurde eine weitere Monte-Carlo-Simulation durchgeführt, bei der alle Parameter der Gruppen 1 bis 3 gleichzeitig variiert wurden (**Gruppe 4**). Auch für diese vierte Monte-Carlo-Simulation wurden 1000 Wertekombinationen gerechnet. Aus den so gerechneten 1000 Durchläufen für

Tabelle 3.3-4: Wertebereiche der Parameter für die Monte-Carlo-Simulation.

Parameter	Wertebereich	Quelle
Porendruck	16-20 MPa	Petromod
Spannungsgradient	0,016-0,021 MPa/m	Petromod (berechnet)
Poissonzahl	0,18-0,31	SONE (2012); MENESES et al. (2013)
Elastizitätsmodul	5-25 GPa	
Bruchzähigkeit	0,17-2,61 MPa m ^(1/2)	SENSENY & PFEIFLE (1984)
Porosität	0,08-0,2	ESEME et al. (2012); Petromod
Permeabilität	3,49×10 ⁻¹⁷ -3,49×10 ⁻¹⁵ m ² (3,54×10 ⁻⁵ -3,54×10 ⁻³ mD)	Diese Studie
Viskosität des Porenfluids	0,01-0,1 mPa s	Fracpro Help

jede Gruppe wurden die Maximalwerte der Rissdimensionen extrahiert und die Häufigkeit ihres Auftretens geprüft.

Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation

Abbildung 3.3-6 zeigt die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulationen für die obere Risshöhe und die Risslänge. Die Werte für die obere Risshöhe liegen für alle vier Gruppen nahe dem Ergebnis aus dem Referenzszenario bei knapp 50 m. Die Spannungsparameter zeigen die größte Bandbreite bei den Ergebnissen. Risshöhen bis zu 62 m haben eine Auftrittshäufigkeit von 3 %. Mit 33 % liegen die meisten modellierten Risshöhen bei 49 m etwas unterhalb des Referenzwertes, der eine Häufigkeit von 21 % aufweist. Die Ergebnisse der Elastizitäts- sowie der *Leak-Off* Parameter zeigen eine deutlich geringere Variabilität. Der überwiegende Teil der Ergebnisse entspricht dem Referenzwert oder liegt darunter. Auch für die Ergebnisse der Gruppe 4 wird deutlich, dass in den meisten Durchläufen die Risshöhe etwa 50 m beträgt, nur in wenigen Fällen erreicht sie bis zu 60 m.

Die Risslänge weist deutlich größere Wertebereiche auf, jedoch ist die Sensitivität ähnlich der der oberen Risshöhe. Die größte Streuung

der Ergebnisse gibt es auch hier bei den Spannungsparametern. Ein Großteil der Risslängen liegt zwischen 100 m und 130 m. Es wurden aber, bei abnehmender Häufigkeit, auch Risse mit Längen bis 300 m erzeugt und wenige Ausnahmen erreichten Längen bis zu 350 m. In der Gruppe 2 konzentrieren sich die Ergebnisse auf einen Bereich zwischen 80 m und 140 m. Einige wenige Risse erreichten bis zu 240 m; eine ähnliche Tendenz war bei den *Leak-Off* Parametern zu beobachten. Wurden alle Parameter der Gruppen 1 bis 3 gleichzeitig variiert, zeigt sich ein deutlich weniger differenziertes Bild. So reicht die Verteilung der Häufigkeiten in Gruppe 4 von 90 m bis etwa 300 m. Die am häufigsten auftretenden Risslängen liegen in etwa zwischen 150 m und 200 m und damit über dem Referenzergebnis.

Die Häufigkeitsverteilung der durchschnittlichen Rissweite zeigt für alle Gruppen ein Maximum bei 11 cm und entspricht damit dem Ergebnis des Referenzszenarios (Abb. 3.3-7). Den größten Wertebereich zeigt Gruppe 1. Die meisten Werte liegen hier zwischen 6 cm und 11 cm.

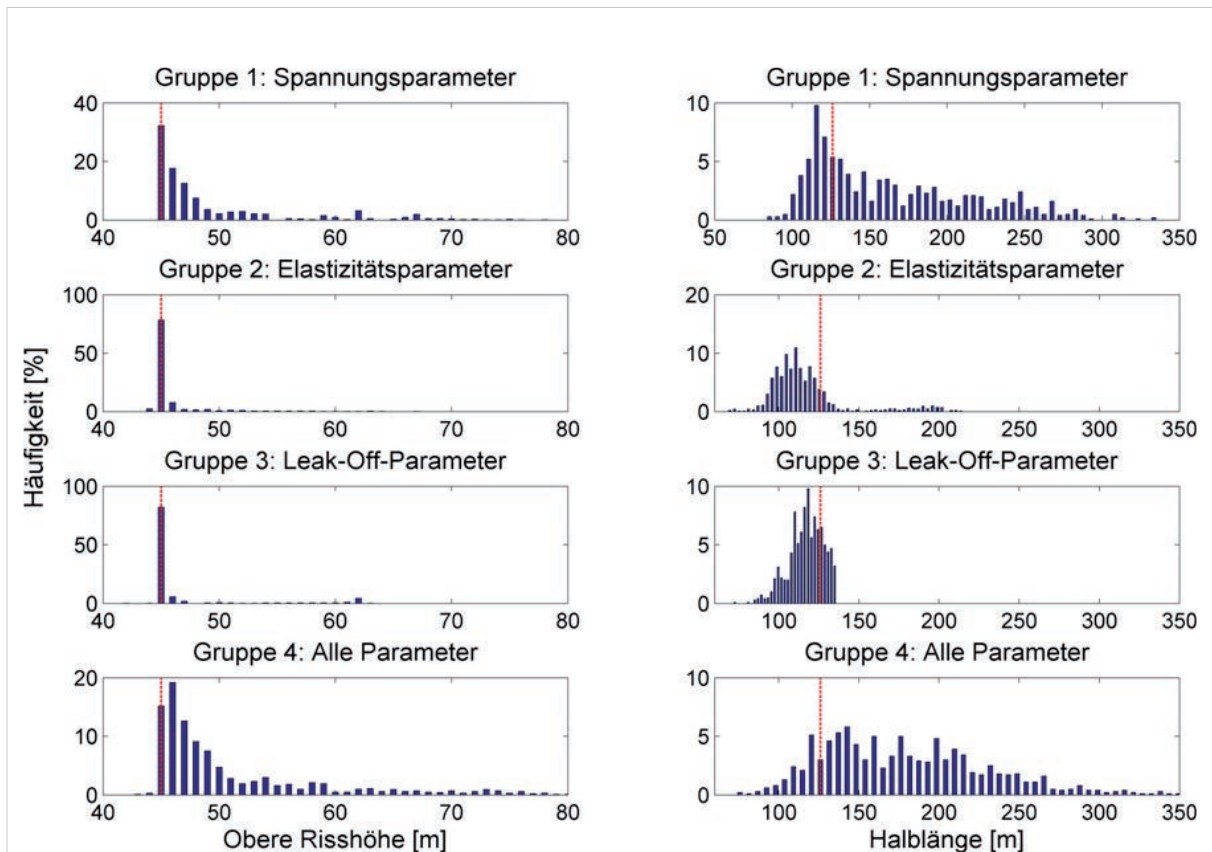


Abbildung 3.3-6: Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulationen. Die linke Spalte zeigt die Ergebnisse der vier Gruppen für die obere Risshöhe, die rechte Spalte die Ergebnisse für die Risslänge. Die rot gestrichelte Linie stellt die Größe der jeweiligen Rissdimension aus dem Referenzszenario dar.

Diskussion

Während Änderungen bei den Elastizitätsparametern zu geringfügig größeren Rissweiten führen können, zeigt das Ergebnis der Gruppe 3, dass die *Leak-Off* Parameter kaum Einfluss auf diese Rissdimension haben. Fast 80 % der Ergebnisse zeigen hier keine Abweichung zum Referenzwert. Die Tendenz der Ergebnisse der Gruppe aller Parameter (Gruppe 4) gibt die Merkmale der drei einzelnen Parametergruppen wieder. Dies wird so interpretiert, dass die Parameter in Bezug auf die Rissweite kaum gruppenübergreifend interagieren.

Da sich das Rissvolumen aus allen drei Rissdimensionen (Länge, Höhe, Weite; Tab. 3.3-2 und 3.3-3) ergibt, sind die Ergebnisse für diese Größe insgesamt stärkeren Variationen unterworfen. Gleichzeitig lassen sich anhand der Häufigkeitsverteilung des Rissvolumens aber die Einflüsse der jeweiligen Parametergruppen auf die gesamte Rissgröße am besten ablesen. Der Einfluss der Spannungsparameter ist dabei am wenigsten differenziert, so wie es auch bei den Ergebnissen zur Risshöhe und Risslänge erkennbar ist. Ein eindeutiges Maximum existiert für diese Gruppe nicht. Daran wird deutlich, dass die Rissgröße maßgeblich von den Spannungsparametern beeinflusst wird. Auf Änderungen der

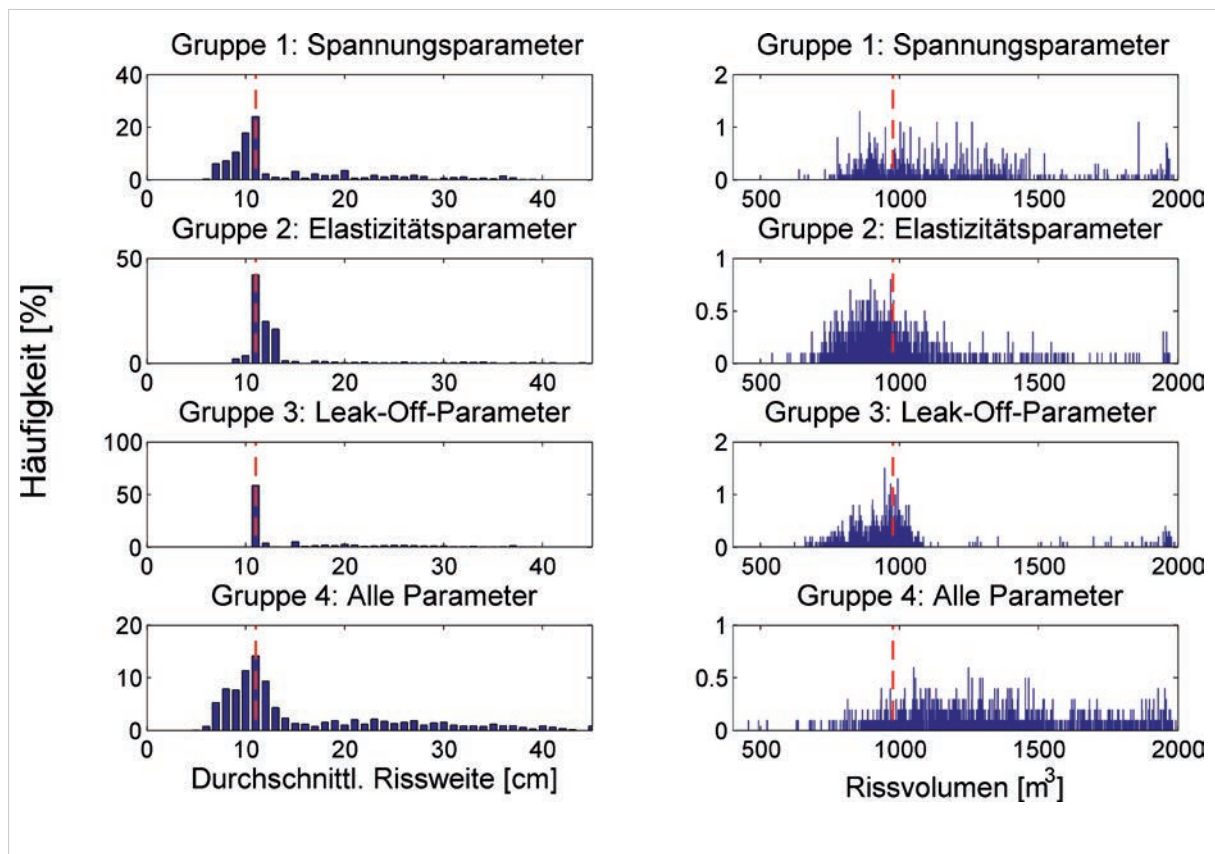


Abbildung 3.3-7: Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulationen. Links: Ergebnisse der vier Gruppen für die durchschnittliche Rissweite. Rechts: Ergebnisse für das Rissvolumen. Rot gestrichelte Linie: Größe der jeweiligen Rissdimension aus dem Referenzszenario.

Elastizitätsparameter reagiert das Rissvolumen weniger empfindlich. Die Werte zeigen eine stärkere Konzentration nahe dem Referenzwert bzw. liegen etwas darunter. Diese Tendenz wird noch deutlicher für die Ergebnisse der Gruppe 3. Hier liegen die meisten Ergebnisse im Umfeld des Referenzwertes. Für die Gruppen 1 bis 3 ist zudem je eine Konzentration von Ergebnissen bei Volumina über 1900 m³ festzustellen. Diese sind als Ausnahmefälle zu betrachten, in denen mindestens eine der Rissdimensionen eine überproportionale Größe annehmen kann. Die Ergebnisse der Gruppe 4 machen deutlich, dass das Rissvolumen starken Variationen unterliegt. Eine eindeutige Tendenz ist allerdings nicht abzuleiten.

Die Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation verdeutlichen die unterschiedlichen Empfindlichkeiten der einzelnen Rissdimensionen ge-

genüber Änderungen der Reservoirparameter. Sie bestätigen die Resultate der Sensitivitätsanalysen, welche ebenfalls zeigten, dass die Spannungsparameter den größten Einfluss auf die Ausmaße des erzeugten Risses haben. So weisen die Ergebnisse der Gruppe 1 für alle betrachteten Rissdimensionen die größten Variationsspannen auf. Außerdem implizieren die Ergebnisse dieser Gruppe, dass die Risse bevorzugt in die Länge wachsen, während gleichzeitig das Wachstum nach oben limitiert ist. Somit werden im Modell keine Fließwege zu Schichten weit oberhalb des Injektionshorizonts und insbesondere nicht zu höher liegenden Grundwasserleitern geschaffen.

Diese numerischen Beobachtungen stimmen mit Untersuchungen von FISHER & WARPINSKI (2011) überein. Die Autoren haben gezeigt, dass die größten gemessenen Risshöhen, die im Marcellus Shale erzeugt wurden, ca. 450 m betragen.

Diese Annahme wird gestützt durch die Simulationen von DAVIES et al. (2012). Demnach beträgt die statistische Wahrscheinlichkeit, dass die obere Risshöhe 350 m überschreitet, lediglich etwa 1 %. Diese Autoren beschreiben außerdem, dass das Risswachstum in vertikaler Richtung auch bei Langzeitinjektionen (>11 h) frühzeitig zum Erliegen kommt. Dabei wurde ein Fluidvolumen von 5565 m³ injiziert, was zu einer oberen Risshöhe von 226 m führte. Das Risswachstum nach oben kam dabei bereits nach etwa 3 h zum Erliegen.

3.3.4 Frac-Modellierung – Wealden

Die Rissausbreitung für die Tongesteinsformation des Wealden wurde in gleicher Weise wie für den Posidonienschiefer im Modell untersucht. Da der Wealden im Norddeutschen Becken große Unterschiede in seiner mittleren Schichttiefe aufweist, wurde die Modellierung der Rissausbreitung in unterschiedlichen Tiefenlagen der Formation vorgenommen. Ausgehend von dem Profilschema des Niedersächsischen Beckens wurde in dieser Modellierung die mittlere Schichttiefe des Wealden schrittweise angehoben und dabei in jedem Schritt die Rissausbreitung für mehrere Injektionsvolumina untersucht. Mit dieser Methode wurde untersucht, ob es zu einem Kontakt zwischen einem erzeugtem Einzelriss und der Deckschicht und somit eventuell einem für die Trinkwassergewinnung nutzbarem Grundwasserleiter kommen kann.

Vorgehensweise

In seiner Ausgangslage liegt der Wealden dem Profilschema entsprechend in einer Tiefe zwischen 650 m und 1000 m Tiefe (Abb. 3.1-3). In der Mitte der Schicht wurde das horizontale Bohrloch platziert. Analog zu den Simulationen im Posidonienschiefer wurde der Fall einer Rissbildung an einer Perforation simuliert. Das Injektionsvolumen wurde von 500 m³ schrittweise um je 500 m³ bis 10000 m³ angehoben. Die mittlere Schichtmächtigkeit des Wealden beträgt 350 m und blieb während der Untersuchung unverändert. Das Bohrloch lag in der Mit-

te der Schicht, und der Abstand zur Deckschicht betrug somit in jedem Tiefenszenario (Iteration) 175 m. Bei jeder Iteration wurde folglich der Wealden um 50 m angehoben und die Tiefe des Bohrlochs angepasst. Dagegen wurde die Mächtigkeit der den Wealden überlagernden Unterkreide um je 50 m reduziert. So wurde eine schrittweise Abtragung der Unterkreide bis zum Verschwinden simuliert. Ausgehend von einer mittleren Mächtigkeit von 450 m für die Unterkreide führte dies zu 10 unterschiedlichen Iterationen. Für jede Iteration wurden insgesamt 20 Durchläufe mit zunehmenden Injektionsvolumina simuliert. Die Injektionsrate wurde konstant bei 7 m³/min (16 l/s) gehalten. Die verwendeten Parameter sind in Tabelle 3.3-5 aufgeführt.

Da sich die Spannungsparameter in Abhängigkeit von der Tiefe ändern, wurden diese über die gesamte Untersuchungstiefe interpoliert und das Modell für jeden Tiefenschritt entsprechend angepasst. Dabei wurde angenommen, dass in jeder Tiefe die vertikale Hauptspannung die dominierende Komponente des lokalen Spannungsfeldes bleibt. Die verwendeten Werte für die einzelnen Iterationen sind in Tabelle 3.3-6 aufgelistet.

Ergebnisse und Diskussion

Das Wachstum der oberen Risshöhe bei den Simulationen im Wealden ist in Abbildung 3.3-8 als Funktion des Injektionsvolumens in den jeweiligen Tiefenabschnitten dargestellt. Hierbei zeigen alle Kurven die Tendenz einer ansteigenden Risshöhe mit zunehmendem Fluidvolumen. Bei den numerischen Modellierungen wurden die größten Risshöhen in den tiefsten Abschnitten erzeugt. Die Simulationen mit den Bohrlochtiefen 825 m bzw. 775 m führten bei einem Fluidvolumen von 10000 m³ zu oberen Risshöhen von etwa 165 m. Für Risserzeugungen in höheren Bereichen entstanden bei gleichem Volumen Risshöhen zwischen 158 m und 151 m. Aufgrund der konstanten Spannungsgradienten ist der Verlauf der oberen Risshöhen unabhängig vom Tiefenstockwerk und ist daher bei gleichem

injiziertem Volumen ähnlich. Ein Vergleich mit Beobachtungen in der Bohrung Damme 3 zeigt, dass dort die Stimulationen durch jeweils etwa 5000 m³ injizierte Volumina in den Wealden zu mittleren Risshöhen von 120 m führten (GOENS

2011). Die in dieser Studie durch numerische Simulationen ermittelten Risshöhen von 120 m bis 135 m stimmen damit sehr gut überein.

Eine weitere zentrale Beobachtung dieser Modellierungen war, dass die Wachstumsraten der

Tabelle 3.3-5: Parameter für die Simulation der Rissausbreitung im Tongestein des Wealden.

Parameter	Daten Wealden
Porendruck	variiert mit der Tiefe
Spannungsgradient	variiert mit der Tiefe
Poissonzahl	0,31
Bruchzähigkeit	1,79 MPa m ^{1/2}
Elastizitätsmodul	25 GPa
Porosität	12 %
Permeabilität	3,443 mD = 3,04×10 ⁻¹⁵ m ²
Viskosität des Porenfluids	0,1 mPa s

Tabelle 3.3-6: Werte für die Modellierungsparameter der jeweiligen Iteration.

Iteration	Untergrenze Wealden [m]	Spannungsgradient [MPa/m]	Porendruck [MPa]
1	1000	0,0166	8,98
2	950	0,0159	8,46
3	900	0,0165	7,98
4	850	0,0170	7,41
5	800	0,0169	6,94
6	750	0,0176	6,44
7	700	0,0178	5,96
8	650	0,0177	5,45
9	600	0,0180	4,96
10	550	0,0183	4,49

Risse weitgehend gleich und unabhängig von der Tiefe sind. Während für die kleineren Volumina die Risshöhen deutlich stiegen, nahm dieser Trend mit zunehmendem Injektionsvolumen ab (Abb. 3.3-9). Der Verlauf des durchschnittlichen Risswachstums, welches aus den Werten der 10 Iterationen ermittelt wurde, veranschaulicht, dass die Risshöhe nicht proportional zum injizierten Volumen anstieg. Vielmehr wurde die Rate des Risshöhenwachstums mit zunehmenden Volumen geringer, sodass selbst bei einer unkontrollierten Injektion das Risswachstum endlich ist. So zeigte der Gradient des Risswachstums, ab einem injizierten Volumen von etwa 3000 m^3 , eine deutliche Abnahme. Folglich haben mit zunehmender Größe des Risses die *Leak-Off* Prozesse einen dominierenden Einfluss auf den Druckaufbau im Riss, womit die Di-

mension des Einzelrisses sowohl in seiner Risslänge als auch seiner Risshöhe begrenzt wird.

Darüber hinaus hat die Rissausbreitung der 10 Iterationen in den jeweiligen Tiefen eindeutig gezeigt, dass bei der numerischen Simulation in keinem der Durchläufe ein erzeugter Riss die Schichtgrenze zwischen Wealden und der darüber liegenden Schicht überschritt (Abb. 3.3-10). Auch bei einer Lage des Injektionspunktes in nur 375 m Tiefe, verblieb der Riss innerhalb des Wealden. Ein Szenario, in dem der Riss über die Schichtgrenze hinaus wuchs und in Kontakt mit einem Grundwasserleiter kam, ließ sich nicht ermitteln. Dabei lagen die in dieser Untersuchung eingesetzten Fluidvolumina bereits weit über den in der realen Anwendung üblichen Mengen.

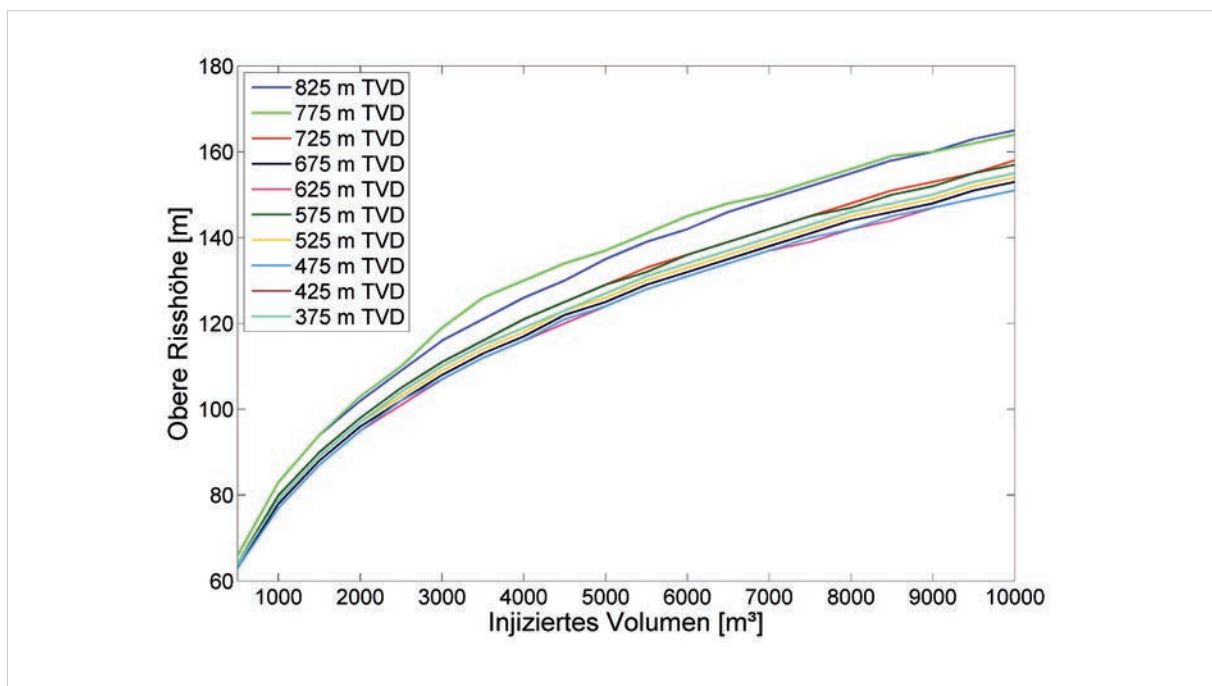


Abbildung 3.3-8: Obere Risshöhe in Abhängigkeit des injizierten Volumens für die 10 Tiefenabschnitte. Die lotrechte Tiefe (*True Vertical Depth, TVD*) bezieht sich auf die Position der Injektion in der jeweiligen Iteration.

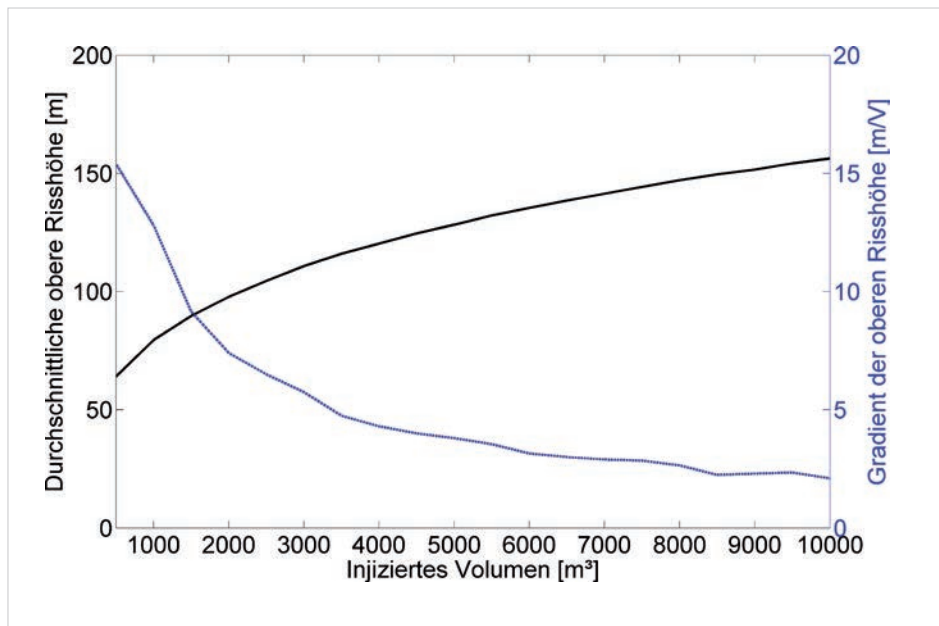


Abbildung 3.3-9: Durchschnittliche obere Risshöhe (entspricht durchschnittlichem Risswachstum), ermittelt aus den 10 Einzelszenarien (schwarze Linie) (vgl. Abb. 3.3-8) sowie der Gradient der oberen Risshöhe (blaue Linie) als Funktion des injizierten Volumens.

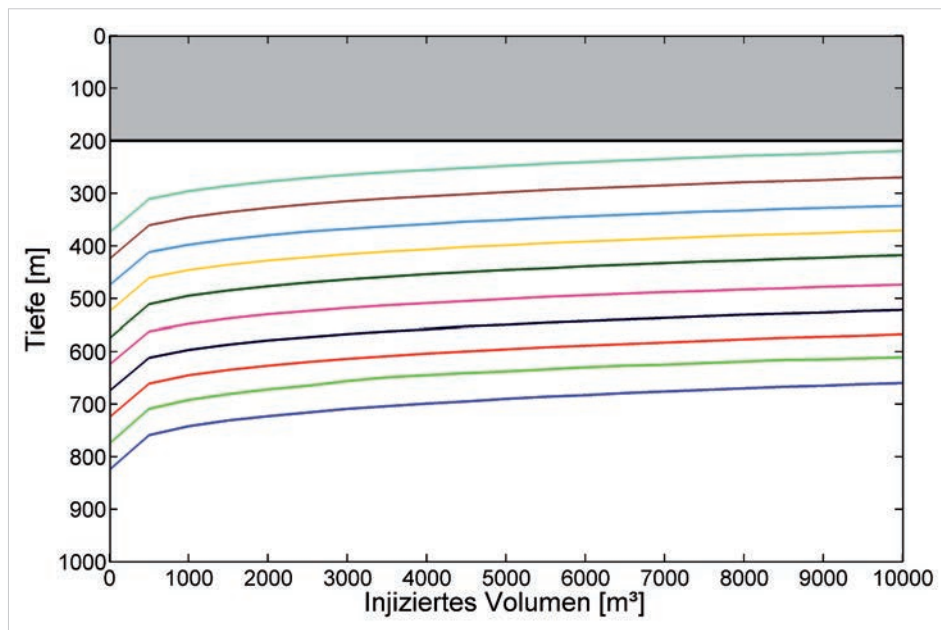


Abbildung 3.3-10: Schematische Tiefensektion mit den oberen Risshöhen. Der graue Bereich stellt den Grundwasserleiter dar. Die Farben der Kurven entsprechen den verschiedenen Tiefenabschnitten (vgl. Abb. 3.3-8). Annahme: vertikale Hauptspannung > horizontale Hauptspannungen.

3.3.5 Fazit

Die Untersuchungen des Posidonienschiefer als auch des Wealden haben gezeigt, dass das Wachstum eines durch hydraulische Injektion erzeugten Risses je nach Einstellung der Injektionsparameter beeinflusst wird. Für moderate Werte der Injektionsrate oder des Injektionsvolumens zeigen die Wachstumskurven Risshöhen im Zehnermeterbereich. Außerdem verdeutlichen die Simulationen, dass selbst für große Werte der Injektionsparameter das Wachstum eines Risses endlich ist. Der Größe eines Risses sind demnach physikalische Grenzen gesetzt, die sich durch numerische Modellierungen unterschiedlicher Szenarien abschätzen lassen. Für den Posidonienschiefer wurden maximale Risshöhen von 80 m und für den Wealden von 165 m bestimmt.

Aus den Untersuchungen zum Einfluss der Reservoirparameter lässt sich ableiten, dass die Spannungsparameter die dominierenden physikalischen Größen sind. Änderungen dieser Parameter wirken sich sowohl auf die Risshöhe als auch auf die Risslänge und -weite aus, wobei mit zunehmender Rissgröße die *Leak-Off* Parameter an Einfluss gewinnen. Sie zählen ebenfalls zu den physikalischen Größen, die das Risswachstum durch den Einfluss auf den Druck innerhalb des Risses begrenzen.

Die Modellierungen beruhen auf empirischen Reservoirparametern. Für einen konkreten Standort können diese in Erkundungsbohrungen erfasst werden und so standortbezogen die Prognose über das Risswachstum bei der hydraulischen Stimulation absichern. Damit wird die Planung einer kontrollierten Fracking-Maßnahme ermöglicht.

Schließlich ist eine aktive Beeinflussung der Rissgröße durch die Wahl der Injektionsparameter möglich. Über die Injektionsrate sowie das Injektionsvolumen lässt sich der Druck, der im Gestein aufgebaut wird, direkt steuern. Wie die Sensitivitätsanalyse der Injektionsparameter zeigt, ist die Höhe des Risses insbesondere vom injizierten Volumen abhängig. Während

einer Fracking-Maßnahme wird durch die permanente Überwachung des Druckverlaufs im Bohrloch und mittels Gegenprüfung mit dem zuvor erstellten Modell das Wachstum des Risses erfasst. Durch eine gezielte Anpassung der Injektionsparameter lässt sich dadurch das Risswachstum kontrollieren.

3.4 Induzierte Seismizität

3.4.1 Einführung

Unter induzierter Seismizität versteht man das Auftreten von Erdbeben, die durch menschliche Eingriffe im Untergrund verursacht werden, wie etwa durch Bergbautätigkeit. Auch das Verpressen von Fluiden in tiefen Bohrungen (z. B. bei Fracking-Maßnahmen) kann seismische Ereignisse induzieren. Bei einer Fracking-Maßnahme im Rahmen der Schiefergasgewinnung ist derart induzierte Seismizität erfahrungsgemäß in ihrer Stärke sehr gering, sodass man hier von Mikro-seismizität oder Mikrobeben spricht. Das Auftreten dieser Mikrobeben beim Fracking-Verfahren dient der Diagnose der räumlichen und zeitlichen Entwicklung der Rissdimensionen durch die Bestimmung der Lage der Bebenherde. Die Stärke der Ereignisse liegt dabei nur knapp über der Messbarkeitsgrenze und damit weit unterhalb der Spürbarkeitsgrenze. Darüber hinaus kann die induzierte Seismizität über Modellrechnungen der Rissausbreitung bei der Stimulation schon vor der Fracking-Maßnahme anhand der bekannten Gesteinsparameter (Porosität, Permeabilität, Scherfestigkeit etc.) abgeschätzt werden. Aus der Kenntnis der zu erwartenden Bruchflächen und Verschiebungen ist es somit möglich, die zu erwartende Seismizität zu quantifizieren und mit den Registrierungen für eine Validierung zu vergleichen. Dies wiederum führt in der Praxis zu einer sukzessiven Verbesserung der numerischen Simulation.

Generell ereignet sich ein Erdbeben, 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 sowie die Energie benutzt. Das seismische Moment eines Erdbebens berechnet sich aus dem Schermodul des Gesteins entlang der Bruchfläche sowie der Größe der Bruchfläche und der Verschiebung. Die Magnitude wird aus der Messung von Maximalamplituden mittels Seismometern abgeleitet. Für die hier betrachtete Seismizität wird die aus dem seismischen Moment abgeleitete Moment-Magnitude M_w und die Lokalmag-

nitude M_L zur Charakterisierung verwendet, da die Mikrobeben mit zum Herd nahen Seismometern aufgezeichnet und analysiert werden.

Neben der induzierten Seismizität wird in der Literatur vereinzelt auch von getriggerten Erdbeben berichtet, die durch menschliche Eingriffe in den Untergrund auftreten können. Getriggerte Erdbeben sind meist stärker als induzierte und können in einem weiteren Umfeld zum Ort der Maßnahme auftreten, da bei getriggerten Erdbeben natürliche Bruchprozesse zugrunde liegen, die durch menschliche Aktivitäten nur angestoßen werden. Getriggerte Erdbeben können entstehen, wenn das Gestein bereits an der Belastungsgrenze unter Spannung steht, was typischerweise in Regionen mit hoher natürlicher Seismizität der Fall ist. Hier können solche Erdbeben ausgelöst werden, die sich eventuell zu einem späteren Zeitpunkt natürlich ereignen würden. Somit sind diese Beben vom Mechanismus ähnlich zu natürlichen Erdbeben, bei denen es sich um Bruchprozesse entlang vorhandener Schwächezonen handelt. In Deutschland sind die Regionen mit einer erhöhten natürlichen Erdbeben-tätigkeit sowie das tektonische Spannungsfeld in der Erdkruste gut bekannt. Ebenso sind lokale Störungszonen und natürliche Schwächezonen im Untergrund standortbezogen erfassbar. Diese können bei Fracking-Maßnahmen vermieden werden, sodass induzierte Bruchprozesse (nicht spürbare Mikrobeben) auf die Lagerstätte beschränkbar sind.

Untersuchungen in Schiefergaslagerstätten in Nordamerika (WARPINSKI 2013) zeigen, dass die seit Mitte 2011 bei Fracking-Maßnahmen registrierte induzierte Seismizität die Moment-Magnitude von M_w 1,0 nicht überschreitet (Abb. 3.4-1). Alle diese induzierten Mikrobeben waren nicht spürbar, da erfahrungsgemäß Erdbeben erst ab einer Lokalmagnitude von M_L 2,0 gespürt werden und bei Mikrobeben die Moment-Magnitude immer kleiner als die Lokalmagnitude ist. Einzelne größere (getriggerte) Ereignisse wurden jedoch durch die Wechselwirkungen zwischen den künstlichen Rissen

und in der Natur vorkommenden Störungszonen verursacht. So kam es in Blackpool, Großbritannien (GREEN et al. 2012), und British Columbia, Kanada (MAXWELL 2013) zu solcher Seismizität. Diese beiden Beispiele von getriggerten seismischen Ereignissen an Störungszonen im Rahmen von Fracking-Maßnahmen zeigen die Notwendigkeit einer geologischen Vorerkundung bei der Standortauswahl, um getriggerte Erdbeben zu vermeiden und lediglich induzierte zuzulassen.

Anfänglich wurde auch angenommen, dass es im März 2014 in Poland, Ohio, USA, zu solchen seismischen Ereignissen mit einer maximalen Lokalmagnitude M_L 3,0 kam (SKOUMAL et al. 2015a). Mithilfe einer zeitlichen und räumlichen Korrelation zwischen den seismischen Ereignissen und den Fracking-Maßnahmen wurde dabei zunächst die Aktivierung einer existierenden Störung, die sich ca. 700 m unterhalb des

Reservoirs befindet, als Auslöser der Seismizität angenommen. In einer weiteren Studie konnte aber die Verpressung von Disposalflüssigkeiten in der Nähe des Ortes der Fracking-Maßnahme als Ursache für die spürbaren Erdbeben festgestellt werden (SKOUMAL et al. 2015b). Mechanismus und Auftreten dieser spürbaren Seismizität sind vergleichbar zu Oklahoma, USA. Hier haben WALSH & ZOBACH (2015) einen klaren Zusammenhang zwischen Erbeben der Magnitude größer M_L 2,5 und dem Verpressen von Disposalflüssigkeiten dargestellt. Diese getriggerte Seismizität tritt vor allem dort auf, wo entlang von Störungszonen Wegbarkeiten für die injizierten Fluide aus dem tieferen Sediment in das darunter liegende kristalline Grundgebirge vorliegen. So traten dort fast alle Beben der letzten fünf bis zehn Jahre mit M_L ab 2,5 im kristallinen Grundgebirge auf.

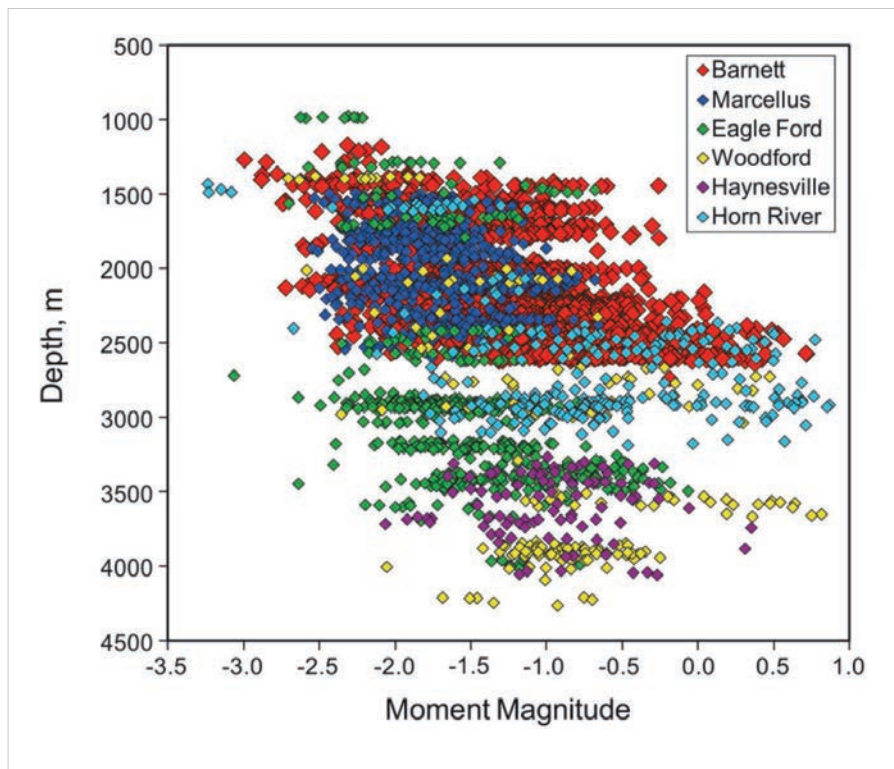


Abbildung 3.4-1: Maximale Magnituden der induzierten Seismizitäten in Schiefergaslagerstätten Nordamerikas im Zeitraum von Mitte 2011 bis Mitte 2013 aufgetragen über die Tiefenlage. Jeder einzelne Punkt stellt das stärkste seismische Ereignis während einer Fracking-Maßnahme in einem *stage* (= einzelner Abschnitt in der horizontalen Bohrstrecke bei einer hydraulischen Stimulation) dar. Die verschiedenen Farben bezeichnen die verschiedenen Schiefergaslagerstätten (nach WARPINSKI 2013).

Um im Vorfeld einer Fracking-Maßnahme die induzierte Seismizität abzuschätzen, werden numerische Modellierungen durchgeführt, die auf den vorhandenen geologischen Informationen basieren. Dabei werden die petrophysikalischen Mechanismen der Rissweiterung und/oder -erzeugung betrachtet (Zug- und Scherriss, vgl. Kap. 3.3). Bei der Modellierung werden beide Mechanismen durch das Mohr-Coulomb-Bruchkriterium beschrieben (Abb. 3.4-2). Als direktes Resultat aus dem Verpressen von Fracking-Fluiden steigt der Porendruck im Gestein an. Dies wiederum verringert die effektive Spannung,

die sich als Normalspannung abzüglich des Porendrucks ($\sigma_{\text{eff}} = \sigma_n - P$) ergibt. Die Auswirkungen auf den Spannungszustand werden bei der numerischen Betrachtung durch den Mohr'schen Spannungskreis in Abbildung 3.4-2 dargestellt: Der Spannungskreis wird durch die Erhöhung des Porendrucks im Gestein nach links, d. h. zu geringeren Normalspannungen, verschoben und so der Hüllkurve des Bruchkriteriums angenähert, die den stabilen vom instabilen Bereich trennt. Sobald der Spannungskreis die Hüllkurve schneidet, kommt es zur Rissbildung und, im Fall einer Scherung, zum seismischen Ereignis.

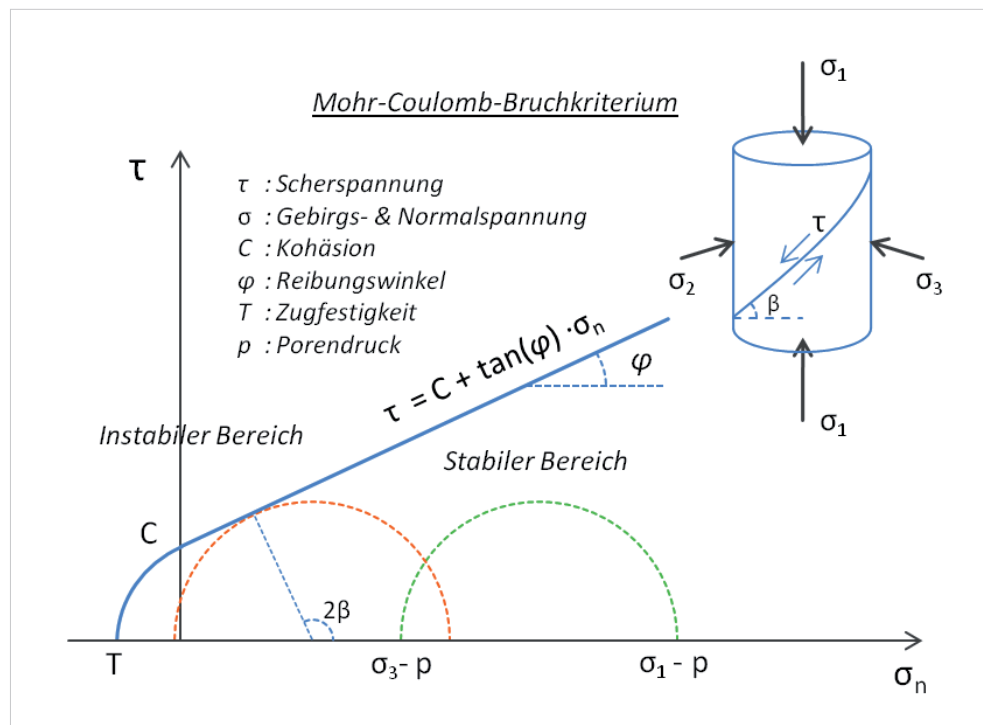


Abbildung 3.4-2: Mohr-Coulomb-Bruchkriterium (THIERCELIN & ROEGIERS 2000). Unterhalb der Hüllkurve (Blaue Linie) befindet sich der stabile Bereich, oberhalb liegt der instabile Bereich. Der grüne Halbkreis zeigt den Mohr'schen Spannungskreis unter dem primären Gebirgsspannungszustand; der orangene Kreis den kritischen Spannungszustand infolge der Porendruckerhöhung. Der Zylinder stellt eine Probe unter triaxialer Beanspruchung dar; die Strichpunktlinie ist dabei die möglichste Bruchfläche.

3.4.2 Seismische Aktivität und hydraulische Stimulation in Norddeutschland

Vor der numerischen Betrachtung der induzierten Seismizität bei einer hydraulischen Stimulation wird an dieser Stelle eine Auswertung der seismischen Aktivität in den konventionellen Erdgas- und Erdölförderungsgebieten in Niedersachsen vorgenommen. Dabei wird untersucht, ob in der Vergangenheit durch Fracking-Maßnahmen in Niedersachsen spürbare seismische Ereignisse ausgelöst worden sind (vgl. Abb. 3.1-1). Die Region selber zeichnet sich durch eine geringe Seismizität aus. Neben einigen wenigen natürlichen Ereignissen haben sich in den letzten Jahrzehnten dort allerdings immer wieder Erdbeben im Umfeld der „aktiven“ Erdgasfelder ereignet. Auch wurden in der Vergangenheit hydraulische Stimulationen zur Erschließung bzw. zur Steigerung der Produktivität in zahlreichen dieser Erdgaslagerstätten durchgeführt. Die folgende Analyse soll zeigen, inwieweit ein räumlich-zeitlicher Zusammenhang zwischen diesen im Allgemeinen kurzen und räumlich begrenzten Fracking-Maßnahmen und dem Auftreten spürbarer sowie nur instrumentell messbarer seismischer Ereignisse besteht.

Datenbasis

Als Datengrundlage für Zeit und Ort der Stimulations-Maßnahmen in Niedersachsen wurde auf die aktuelle Liste der Fracking-Maßnahmen des LBEG zurückgegriffen (LBEG 2014). Die Liste enthält unter anderem Angaben zur jeweiligen Bohrung inkl. Koordinaten der Bohransatzpunkte, Datum, Formation und Tiefe (vgl. Kap. 3.1). Angaben zur Dauer und der Menge des verwendeten Fluidvolumens enthält die Liste nicht. Im Allgemeinen handelt es sich jedoch um kurze Maßnahmen mit einer Maximaldauer bis zu 12 h und kleineren Fluidvolumen bis maximal 5000 m³. In Abbildung 3.4-3 ist die Lage der Bohrlokationen zusammen mit den Epizentren der bekannten seismischen Ereignisse dargestellt.

Insgesamt werden 327 Fracking-Maßnahmen im Bereich der konventionellen Erdgasfelder beschrieben. Zwei Maßnahmen sind der Geothermie zugeordnet (GeneSys und Horstberg). Drei Maßnahmen erfolgten im Zusammenhang mit dem Damme 3 Projekt (LBEG 2014) im Bereich einer nicht-konventionellen Lagerstätte. Insgesamt sind 143 Lokationen mit unterschiedlichen Bohrendpunkten angegeben. Die 49 seismischen Ereignisse in Niedersachsen, die sich in räumlicher Nähe zu den Erdgasfeldern ereignet haben und hier betrachtet werden, fanden im Zeitraum vom 02.06.1977 bis 31.12.2014 statt. Sie weisen Lokalmagnituden von M_L 0,5 bis 4,5 auf; davon hatten 27 Ereignisse M_L größer 2,0 und lagen somit oberhalb der menschlichen Spürbarkeitsschwelle. Das stärkste Erdbeben mit einer Lokalmagnitude von M_L 4,5 ereignete sich am 20.10.2004 im Bereich von Rotenburg/Wümme. Bis etwa 2006 erfolgte die Erfassung der Seismizität in erster Linie durch Stationen des Deutschen Seismologischen Regionalnetzes (GRSN, German Regional Seismic Network). Das GRSN dient der flächenhaften Überwachung der Seismizität in Deutschland und benachbarten Regionen mit einer Vollständigkeit bei einer Magnitude M_L 2,0. Erst ab 2007 wurden seismologische Stationen mit dem Ziel einer besseren Erfassung der Seismizität in Norddeutschland installiert, sodass auch schwächere Ereignisse erfasst werden konnten.

Die meisten seismischen Ereignisse in Niedersachsen werden aufgrund der räumlichen Nähe zu den bekannten Erdgasfeldern und ihres zeitlichen Auftretens erst nach Beginn der Förderung von der BGR als induzierte bzw. getriggerte Ereignisse bewertet und ihr Zusammenhang mit der Erdgasförderung als wahrscheinlich und für einige Gebiete sogar als sehr wahrscheinlich eingeschätzt (BISCHOFF et al. 2013). Der Auslösemechanismus dieser seismischen Ereignisse ist jedoch noch nicht vollständig geklärt. Vermutet wird in diesem Zusammenhang, dass eine Änderung des lokalen Spannungsfeldes als Folge der Erdgasförderung.

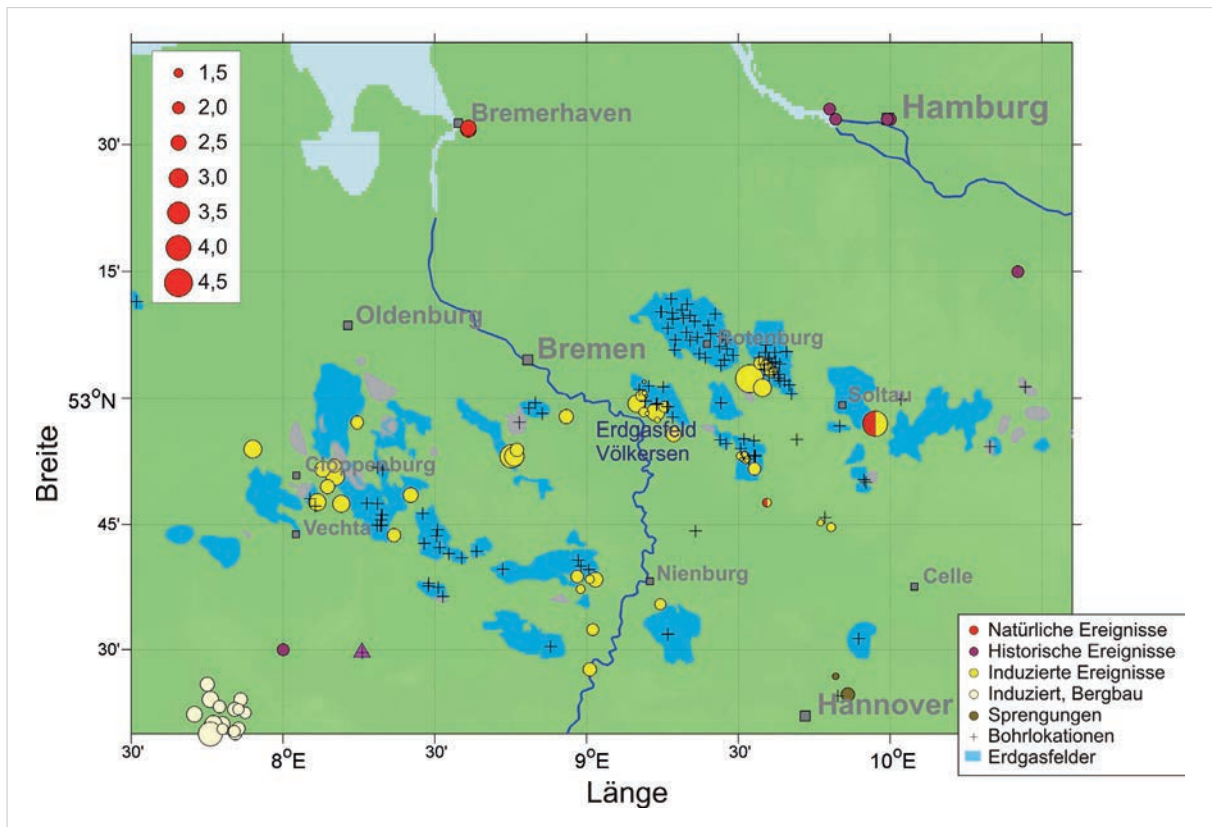


Abbildung 3.4-3: Karte mit der Lage der Epizentren seismischer Ereignisse (o) und Bohrersatzpunkte (+) der hydraulischen Stimulationsmaßnahmen in Niedersachsen (LBEG 2014). Die Größe der Kreise ist proportional der jeweiligen Lokalmagnitude (M_L) des seismischen Ereignisses entsprechend der Skala oben links. Dreieck: Bohrung Damme.

Zeitlich-räumliche Korrelation hydraulischer Stimulationen mit Seismizität

Um einen möglichen Zusammenhang zwischen Seismizität und hydraulischer Stimulation zu ermitteln, wurden für alle Kombinationen aus Erdbeben und bekannter Fracking-Maßnahme die zeitliche und räumliche Differenz berechnet. Diese beschreiben zum einen die Zeit zwischen dem Beginn der Stimulation und dem Beben, zum anderen die Entfernung vom Bohrersatzpunkt zum Epizentrum. Für solche Erdbeben, die sich mehr als 15 km von der Stimulationsmaßnahme entfernt ereignet haben, wird hier angenommen, dass die Stimulation als Auslöser ausgeschlossen werden kann. Das Gleiche gilt, wenn das Erdbeben sich mehr als 10 Tage vor bzw. 30 Tage nach der Stimulation ereignet hat. In Summe entspricht dies einer maximalen Fluidmigrationsgeschwindigkeit von 0,6 cm/s und liegt damit im Wertebereich, wie er z. B. von JOHNSON & TARVIN (1993) angegeben wird.

Es zeigt sich, dass eine zeitlich-räumliche Übereinstimmung für fast alle registrierten Erdbeben mit Fracking-Maßnahmen ausgeschlossen werden kann. Lediglich zwei verbleibende Maßnahmen (1. und 2. in Abb. 3.4-4) könnten in Bezug stehen zum Erdbeben vom 24.04.2010 (M_L 1,9) im Bereich des Erdgasfeldes Völkersen:

1. Fracking-Maßnahme vom 15.04.2010 im Feld Weissenmoor (Bohrung Weissenmoor Z1) mit Differenzen von 9 Tagen und 13 km,
2. Fracking-Maßnahme vom 07.04.2010 im Feld Völkersen (Bohrung Völkersen NZ5a) mit Differenzen von 17 Tagen und 6 km.

Da die Bestimmung des Epizentrums (52,983° nördl. Breite; 9,255° östl. Breite) mit einer Unsicherheit von nur knapp 2,0 km in diesem Fall sehr gut ist, kann das Beben vom 24.04.2010 zweifelsfrei dem Feld Völkersen zugeordnet

werden. Somit wird die Kombination dieses Bebens mit der Fracking-Maßnahme im Feld Weissenmoor (1.) ausgeschlossen, da beide Erdgasfelder räumlich voneinander getrennt sind.

Folglich bleibt als einzige von mehr als 16000 Kombinationen der räumlich-zeitliche Zusammenhang zwischen diesem Beben und der Fracking-Maßnahme im Feld Völkersen vom 08.04.2010 (2.). Es wird aber auch hier ein kausaler Zusammenhang zwischen dieser einzelnen Maßnahme und dem Erdbeben als sehr unwahrscheinlich angesehen. Nach statistischen Gesichtspunkten ist eine einzelne mögliche Kombination aus mehr als 16000 nicht signifikant; auch ist ein räumlich-zeitlicher Zusammenhang kein Beleg für die Ursache des Erdbebens. Hierfür müsste das Fluidvolumen bei der Fracking-

Maßnahme deutlich größer gewesen sein, um ein Drucksignal über etwa 6 km Entfernung zu generieren, dass ein Beben mit einer Magnitude M_L 1,9 induzieren könnte. In der Literatur gibt es hierfür nur Beispiele, dass Erdbeben in größerer Entfernung von einigen Kilometern zum Injektionspunkt ausgelöst werden, sofern Volumen von mehreren 10000 m³ über längere Zeiträume von mindestens mehreren Tagen injiziert wurden (z. B. McGARR et al. 2002). Auch gilt die Abschätzung für die Maximalmagnitude als Funktion des injizierten Volumens von McGARR (2014) nur für kristalline Gesteine und nicht für Sedimentgesteine wie in Niedersachsen. So wurden beispielsweise bei der hydraulischen Stimulation am Geothermie-Standort GeneSys in Hannover 20000 m³ in den Buntsandstein injiziert und kein Ereignis mit einer Magnitude M_L größer 0,0 registriert (BISCHOFF et al. 2012).

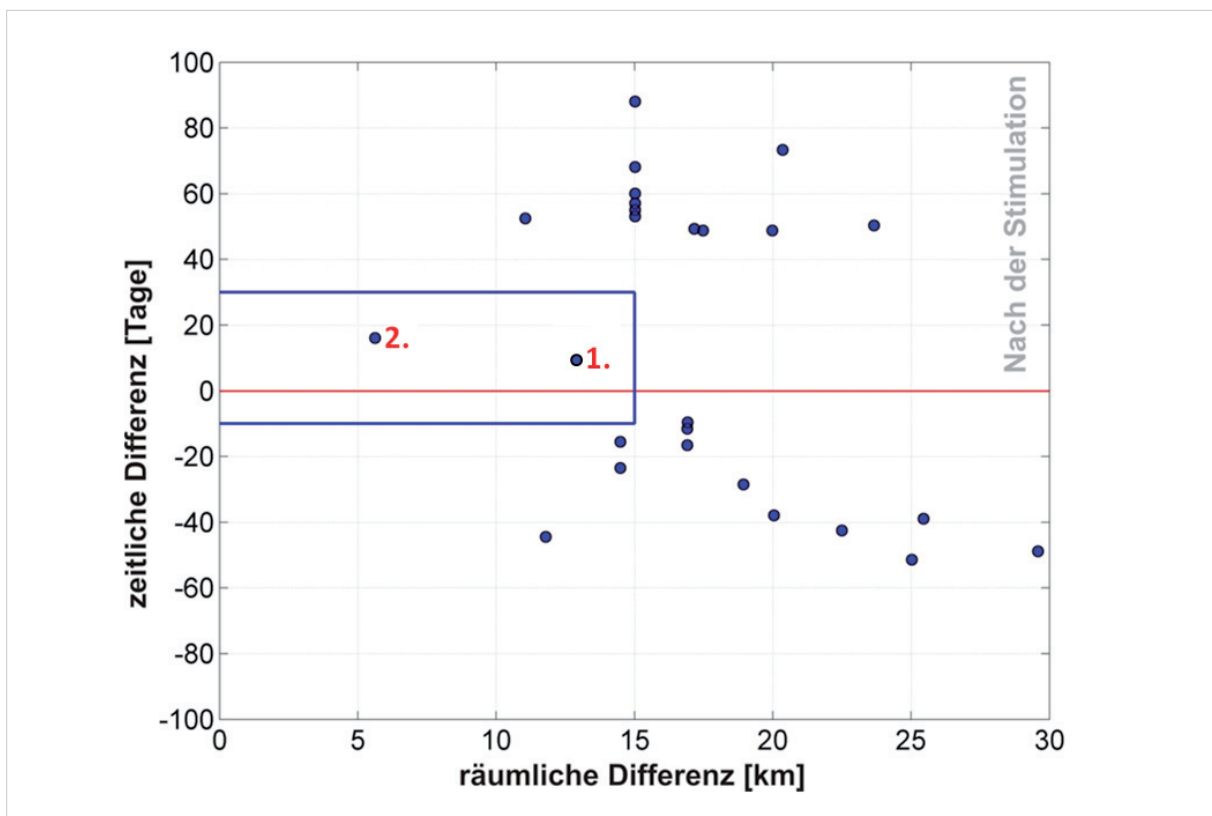


Abbildung 3.4-4: Zeitliche und räumliche Differenz der 327 Fracking-Maßnahmen (hydraulischen Stimulationen) zu den 49 Erdbeben in Niedersachsen in den letzten 37 Jahren. Dargestellt sind nur die 29 Kombinationen, für die die Differenzen innerhalb eines Zeitraumes von ± 100 Tagen und einer Entfernung kleiner 30 km vom Hypozentrum zu den Stimulationsmaßnahmen liegen. Punkte oberhalb der roten Nulllinie stehen für Erdbeben nach der jeweiligen Fracking-Maßnahme. Bis auf zwei Kombinationen (im blau umrandeten Bereich) kann der zeitlich-räumliche Differenz zwischen Erdbeben und Fracking-Maßnahme ein Zusammenhang ausgeschlossen werden. Die möglichen Ungenauigkeiten bei der Hypozentrumsbestimmung, Datum der Maßnahme und Differenz zwischen Bohransatzpunkt und Bohrendpunkt sind berücksichtigt.

Die Korrelation zwischen hydraulischen Stimulationen und Erdbeben im Erdgasfeld Völkersen wurde noch einmal gesondert untersucht. In Abbildung 3.4-5 sind die bekannten Fracking-Maßnahmen und die Erdbeben in chronologischer Folge dargestellt. Parallel dazu ist die grob abgeschätzte Detektionsschwelle im Bereich des Erdgasfeldes aufgetragen. Die Detektionsschwelle wurde durch Verfeinerung der Messsysteme seit dem Beginn der Förderung bis heute von einer Lokalmagnitude von etwa M_L 2,3 auf M_L 0,8 reduziert. Im Bereich des Erdgasfeldes Völkersen wurde das erste Erdbeben erst

etwa 14 Jahre nach dem Beginn der Förderung registriert (Ereignis Nr. 1 in Abb. 3.4-5, Magnitude M_L 2,8). Ein vergleichbar starkes Erdbeben wäre auch in den Jahren zuvor mit Sicherheit vom GRSN detektiert worden. Ein Zusammenhang zwischen den acht Erdbeben und den 16 bekannten Fracking-Maßnahmen liegt für keines der Ereignisse vor, auch nicht für Nr. 2 (s. o.). Da die ersten spürbaren Erdbeben erst 14 Jahre nach Beginn der Förderung auftraten, liegt ein weiteres Argument den oben beschriebenen Auslösemechanismus der Spannungumlagerung vor.

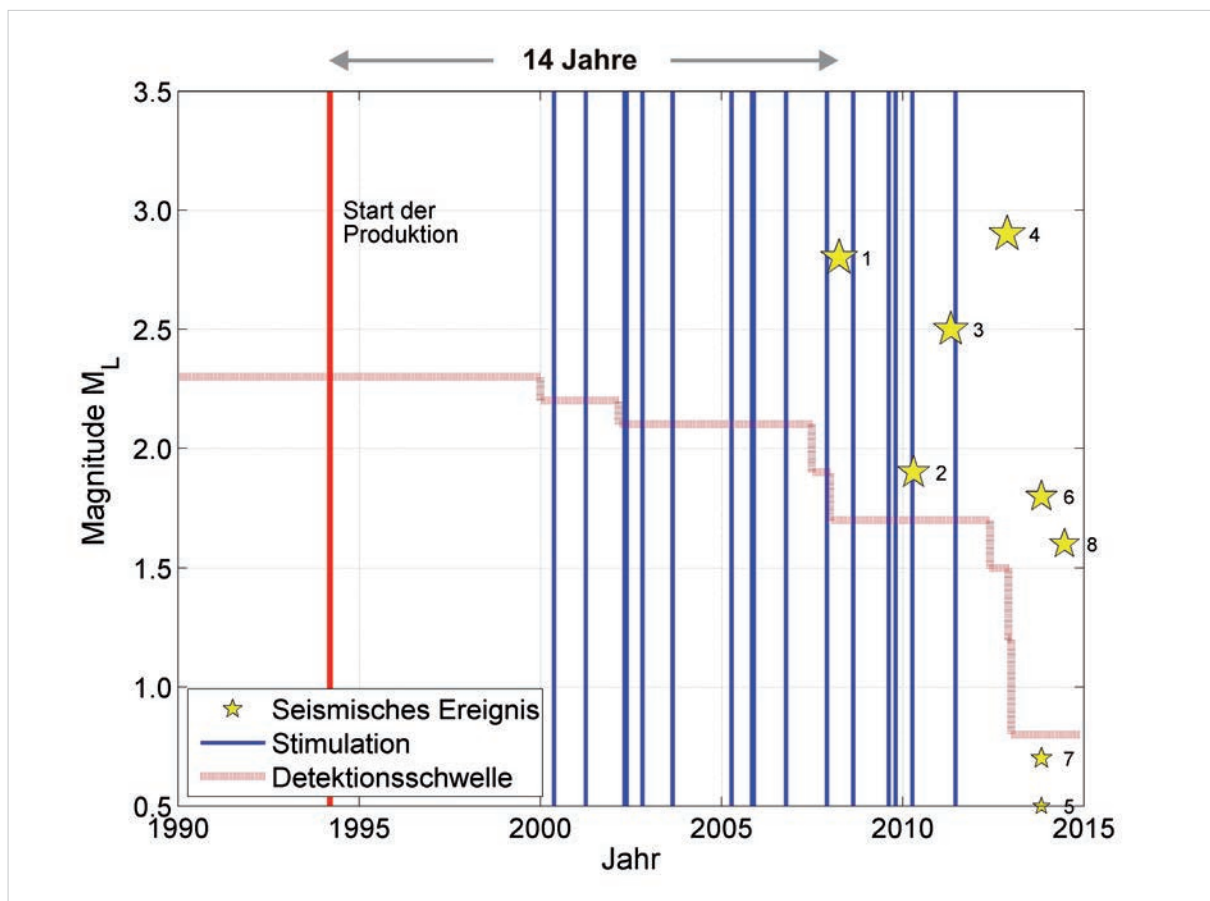


Abbildung 3.4-5: Chronologischer Verlauf der Erdbeben (gelbe Sterne) und Fracking-Maßnahmen (blaue vertikale Linien) im Erdgasfeld Völkersen. Die rote vertikale Linie markiert den Beginn der Förderung. Die hellrote Linie zeigt die grob abgeschätzte Detektionsschwelle im Bereich des Erdgasfeldes. In den Jahren 2007 und 2008 hat die Installation weiterer seismischer Stationen zu einer deutlichen Verbesserung der konservativ – maximale Unruhebedingungen an den Standorten – abgeschätzten Detektionsschwelle geführt. Eine weitere signifikante Verbesserung ergab sich durch die Installation lokaler Stationen im Rahmen einer Initiative von BGR, den Universitäten Hamburg und Potsdam sowie durch das verbesserte Stationsnetz der Industrie.

Fazit Erdbeben und hydraulische Stimulation

Ein Zusammenhang zwischen Erdbeben und Fracking-Maßnahmen in den untersuchten Regionen in Niedersachsen besteht auf Grundlage der zurzeit vorhandenen Datensätze nicht. So wurden keine spürbaren Erdbeben ab einer Magnitude M_L 2,0 durch jegliche Art einer hydraulischen Stimulation ausgelöst. Dies trifft vor allem auf die Zeit nach 2008 zu, seitdem ein sehr dichtes Netz seismologischer Stationen die Seismizität in den niedersächsischen Erdgasförderfeldern überwacht. Aber auch in der Zeit davor wären spürbare Erdbeben mit hoher Wahrscheinlichkeit registriert und lokalisiert worden, unabhängig von der jeweiligen Detektionsschwelle der Stationsnetze.

3.4.3 Modellierung der induzierten Seismizität

3.4.3.1 Rahmenbedingungen für die numerische Simulation

Zur Bewertung bzw. Abschätzung der induzierten Seismizität bei Fracking-Maßnahmen, wurden im Rahmen dieser Studie numerische Untersuchungen basierend auf dem vereinfachten (standortunabhängigen) geologischen Profilschema des Norddeutschen Beckens (Abb. 3.1-3) vorgenommen. Dabei wurden auch Injektionsszenarien betrachtet, die im Regelbetrieb einer Fracking-Maßnahme nicht vorkommen.

Software und Methoden

Für die numerischen Untersuchungen wurde ein 3D Finite-Differenzen-Programm (Software FLAC3D der Firma ITASCA), mit dem sich unter anderem auch gekoppelte mechanische, hydraulische und thermische Prozesse simulieren lassen, verwendet. Es dient zur Lösung quasi-statischer oder dynamischer Problemstellungen, zu denen seismische Ereignisse zählen. In der hier vorliegenden Modellierung wurde der Fracking-Vorgang vereinfacht als Kopplung hydraulischer und mechanischer Prozesse betrachtet. Diese Prozesse lassen sich durch das Darcy-Gesetz (Gl. 3.4-1), das für die Lösung

von Strömungsproblemen im porösen Medium verwendet wird, bzw. durch das Mohr-Coulomb-Bruchkriterium beschreiben.

$$Q = \frac{-kA}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{Gl. 3.4-1})$$

mit der Durchflussrate Q , dem Gesamtquerschnitt A , der Permeabilität des porösen Mediums k , der Viskosität des Fluides μ , dem Druckunterschied zwischen Anfang und Ende der Fließstrecke ΔP sowie der Länge der Fließstrecke L .

Außerdem wurden die Schichtung der Tongesteine und die daraus resultierende Anisotropie der Permeabilität sowie die unterschiedlichen mechanischen Eigenschaften der Gesteinsmatrix und natürliche Klüfte in der Modellierung berücksichtigt. Hingegen konnten die Anisotropie der elastischen Parameter und ein Verlust von Fluiden an das Umgebungsgestein (*Leak-Off*) nicht in der Modellierung betrachtet werden.

Zur Bewertung der Stärke der seismischen Ereignisse werden das seismische Moment M_0 (AKI 1966), die seismische Energie E_s , die Moment-Magnitude M_w (HANKS & KANAMORI 1979) und die Gutenberg-Richter-Relation (GUTENBERG & RICHTER 1944) zugrundegelegt:

$$M_0 = G \cdot D \cdot A \quad (\text{Gl. 3.4-2})$$

$$E_s = 10^{1,5M_w+4,78} \quad (\text{Gl. 3.4-3})$$

$$MW = \frac{2}{3} \log M_0 - 6,07 \quad (\text{Gl. 3.4-4})$$

mit dem Schermodul des Gesteins G , dem mittleren Versatz über die Bruchfläche D und der Größe der Bruchfläche A .

Die Gutenberg-Richter-Relation ist dabei eine statistische Methode zur Abschätzung der Häufigkeit von seismischen Ereignissen in einer bestimmten Region. Diese Relation stellt die

Anzahl N der Ereignisse dar, die eine Magnitude größer als M besitzen (Gl. 3.4-5). Dabei bezeichnet a die Seismizitätsrate einer Region und b die Auftretenshäufigkeit von Beben einer bestimmten Stärke:

$$\log(N) = a - bM \quad (\text{Gl. 3.4-5})$$

Das Hyperzentrum jedes induzierten seismischen Ereignisses wurde anhand der kinetischen Energie jedes Gitterpunktes, der auf der Bruchfläche lag, nach Gleichung 6 bestimmt.

$$(x, y, z) = \frac{\sum(x_i, y_i, z_i) \cdot E_i}{\sum E_i} \quad (\text{Gl. 3.4-6})$$

mit den Koordinaten des Hyperzentrums (x, y, z) , den Koordinaten des i -ten Punktes (x_i, y_i, z_i) sowie der kinetische Energie des i -ten Punktes E_i .

Entsprechend der petrophysikalischen Parameter des Modells wurde die hydraulische Berechnung nach einem vorher festgelegten Injektionsplan durchgeführt. Dabei wurde der Porendruck für jede Zelle, die durch die Unterteilung des Modellgebietes entsteht, nach jedem Zeitschritt neu berechnet. Der neue Porendruck wurde anschließend an die Modellroutinen für die mechanische Berechnung übergeben. Bildet sich ein Riss in der Zelle (d. h. die Zelle verformt sich plastisch) wurde deren Festigkeit (Zugfestigkeit, Kohäsion und Reibungswinkel) entsprechend der plastischen Verzerrung verringert und deren Permeabilität proportional zu der plastischen Verschiebung des Gitterpunktes erhöht. Diese geänderten Werte wurden für den nächsten Schritt verwendet; gleichzeitig wurde die Bewertung der induzierten Seismizität durchgeführt. Dieser Ablauf wiederholte sich mit jedem Zeitschritt bis zum Ende der Injektion (Abb. 3.4-6).

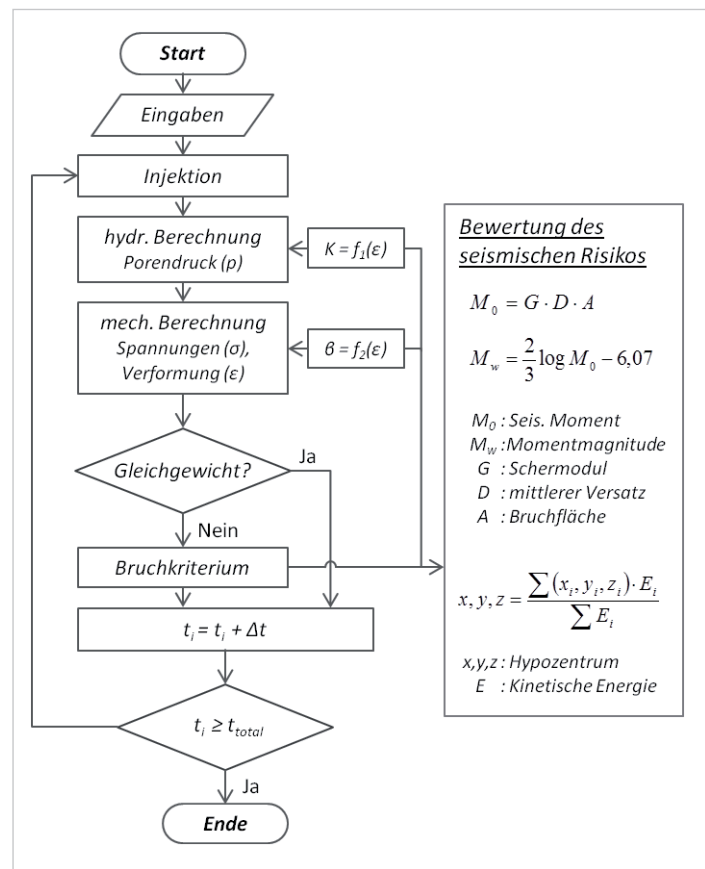


Abbildung 3.4-6: Flussdiagramm der Modellierung. Δt ist das Zeitintervall, t_{total} ist die Injektionsdauer plus einer 30-minütigen Shut-In Phase, Permeabilität (k) und Festigkeit (B) sind Funktionen der Verformung der Zelle.

Szenarien – Modellgeometrie

Im Allgemeinen wird bei Fracking-Maßnahmen im *Multi-Stage-System* die sogenannte *Perf and Plug* Technik verwendet. Dabei erfolgt nach der ersten Perforationsarbeit (*Perf*) am Endabschnitt der horizontalen Bohrung die Injektion des Fracking-Fluids. Anschließend wird ein Packer (*Plug*) eingesetzt, der als Dichtungselement fungiert und den Abschnitt (*frac stage*) von der übrigen Bohrung isoliert. So kann die Fracking-Maßnahme im nächsten Abschnitt fortgesetzt werden.

Wesentliche Parameter für den Modellaufbau waren zum einen die Länge eines Abschnitts und zum anderen die Anzahl der Perforationscluster innerhalb eines einzelnen Abschnitts (Abb. 3.4-7). Nach Angaben von FAN et al. (2011) beträgt die Länge eines Abschnitts in der Eagle

Ford-Formation (eine Schiefergas- und Schieferöllagerstätte in Südtexas, USA) zwischen 61 m und 122 m. Für Reservoirs mit geringer Mächtigkeit werden kurze Abschnitte eingesetzt, um einen Kontakt zwischen dem Riss und der Grenze der Zielformation zu vermeiden (KING 2010). Die Anzahl der Perforationscluster hängt von der Länge des Abschnitts und der Pumprate ab; sie beträgt in den meisten Fällen vier bis acht Cluster. Um die Bildung von unerwünschten Multi-Rissen innerhalb eines Clusters in der Nähe der Bohrung zu vermeiden, soll die Länge eines Clusters maximal das Vierfache des Bohrungsdurchmessers betragen (KETTER et al. 2008). Für die Platzierung wird empfohlen, Cluster im Abstand zwischen 11 m und 23 m in einem Abschnitt aufzubauen, damit Risse in jedem Cluster initiiert werden können (KING 2010).

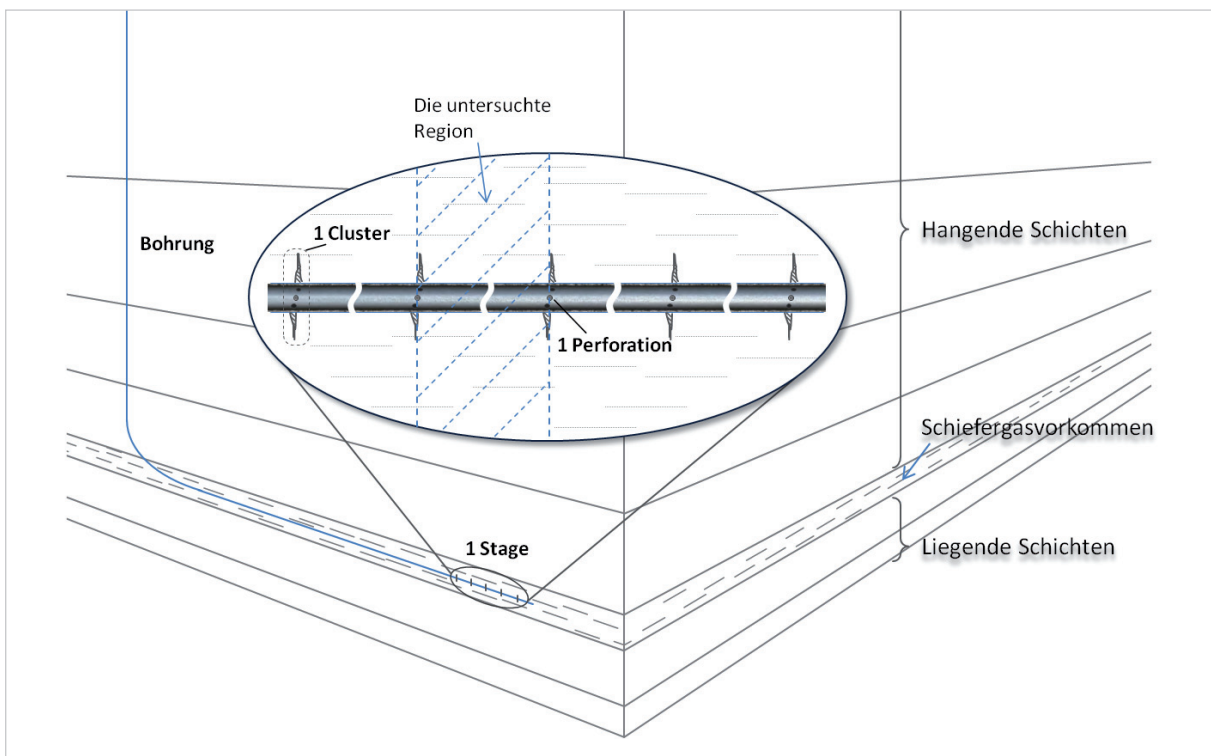


Abbildung 3.4-7: Schematische Darstellung eines Abschnitts mit fünf Perforationsclustern in einer horizontalen Bohrung. An den Clustern dringt das Fracking-Fluid im Zuge der hydraulischen Stimulation in das Gestein ein. Der gestrichelte Bereich kennzeichnet den modellierten Bereich (untersuchte Region).

3.4.3.2 Modellierung – Posidonienschiefer

Modellierungsvorgaben

Im Folgenden wird die induzierte Seismizität einer Fracking-Maßnahme im Posidonienschiefer untersucht. Der Posidonienschiefer ist in vielen Eigenschaften ähnlich der Eagle Ford-Formation, USA, die bedeutende Schiefergasvorkommen aufweist. Diese Eigenschaften sind ein niedriges E-Modul, eine relativ hohe Poissonzahl und eine ähnliche mineralogische Zusammensetzung (vgl. Abb. 2.5-6). Auch ist die durchschnittliche Mächtigkeit von 35 m ähnlich.

In dieser Studie wird ein 75 m langer Abschnitt mit fünf Perforationsclustern im gleichen Abstand in einer horizontalen Bohrung modelliert (Abb. 3.4-7). Für die Berechnungen wurde ein sogenanntes 1/4-Modell aufgebaut, weil angenommen wird, dass sich die Risse aufgrund der Homogenität des Modells in allen Quad-

ranten des Modells symmetrisch zur vertikalen Achse ausbreiten. Dieses Modell, mit einer Gesamtmächtigkeit von 95 m, ist aus drei Schichten aufgebaut. Die Deckschicht ist eine 35 m mächtige Tongesteinsschicht des Mitteljura, stratigrafisch darunter lagert der Posidonienschiefer zwischen 1700 m bis 1735 m Tiefe und unter dieser Schicht folgt abermals ein Tongestein mit einer Mächtigkeit von 25 m (Abb. 3.4-8). Die Abmessung des Modells wurde dabei so gewählt, dass die Rissausbreitung bzw. die Spannungsänderungen die Modellränder nicht erreichten. Es wurde eine Rissausbreitung vor allem nach oben erwartet, da generell mit zunehmender Tiefenlage höhere Spannungen auf die Gesteinsschichten einwirken. In dem Kernbereich wurden die Zellen fein und gleichmäßig diskretisiert. Die Zellgröße betrug $1,67\text{ m} \times 0,5\text{ m} \times 1,67\text{ m}$ und insgesamt bestand das Modell aus mehr als 50000 Zellen.

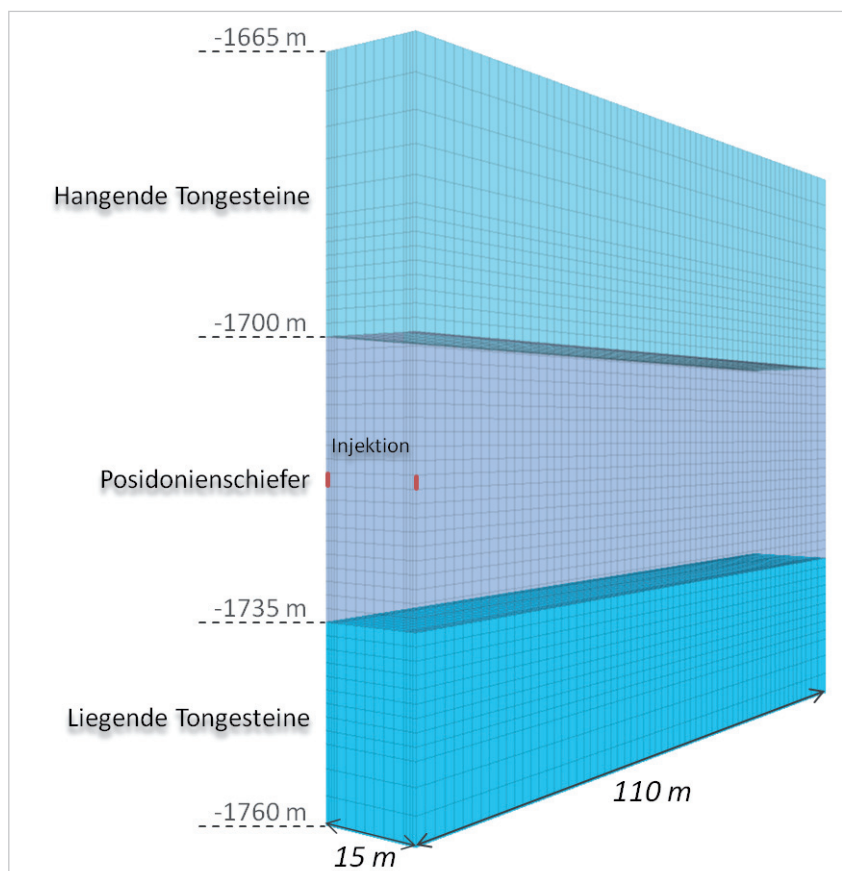


Abbildung 3.4-8: Modellgeometrie, bei der nur zwei 1/4 Cluster betrachtet wurden. Die roten Linien, die sich in der Mitte des Posidonienschiefers befinden, kennzeichnen die Injektionsstellen.

Die Fluidinjektion erfolgte in zwei Abschnitten (Mini-Frac und Haupt-Frac). Der Mini-Frac, der in der Praxis ca. 20 min bis 30 min dauert, dient im Allgemeinen zur Abschätzung der petrophysikalischen Eigenschaften des Reservoirgesteins, während der Haupt-Frac Fließwege für Schieferöl oder -gas schafft. Für das Referenzmodell kamen insgesamt 2000 m³ Fracking-Fluid pro Abschnitt zum Einsatz, wobei das verwendete Fluid zu mehr als 98 % aus Wasser bestand (FRACFOCUS 2015). So entsprachen die physikalischen Eigenschaften des Fracking-Fluids in der Modellierung grundsätzlich denen von Was-

ser (z. B. Dichte und Viskosität). Daher wurden die im Fluid enthaltenen Stützmittel hier nicht berücksichtigt. Für die Pumprate wurden 2,4 m³/min für den Mini-Frac in den ersten 25 min und 12,5 m³/min für den Haupt-Frac nach 35 min gewählt (Abb. 3.4-9). Die gesamte Pumpdauer belief sich auf ca. drei Stunden. In der Praxis dauert die Injektion je nach Fluidmenge bis zu vier Stunden pro Abschnitt (KING 2012). In der Modellierung wurde zudem für eine Dauer von 30 min eine *Shut-In* Phase berücksichtigt, in der keine weitere Fluidinjektion stattfand.

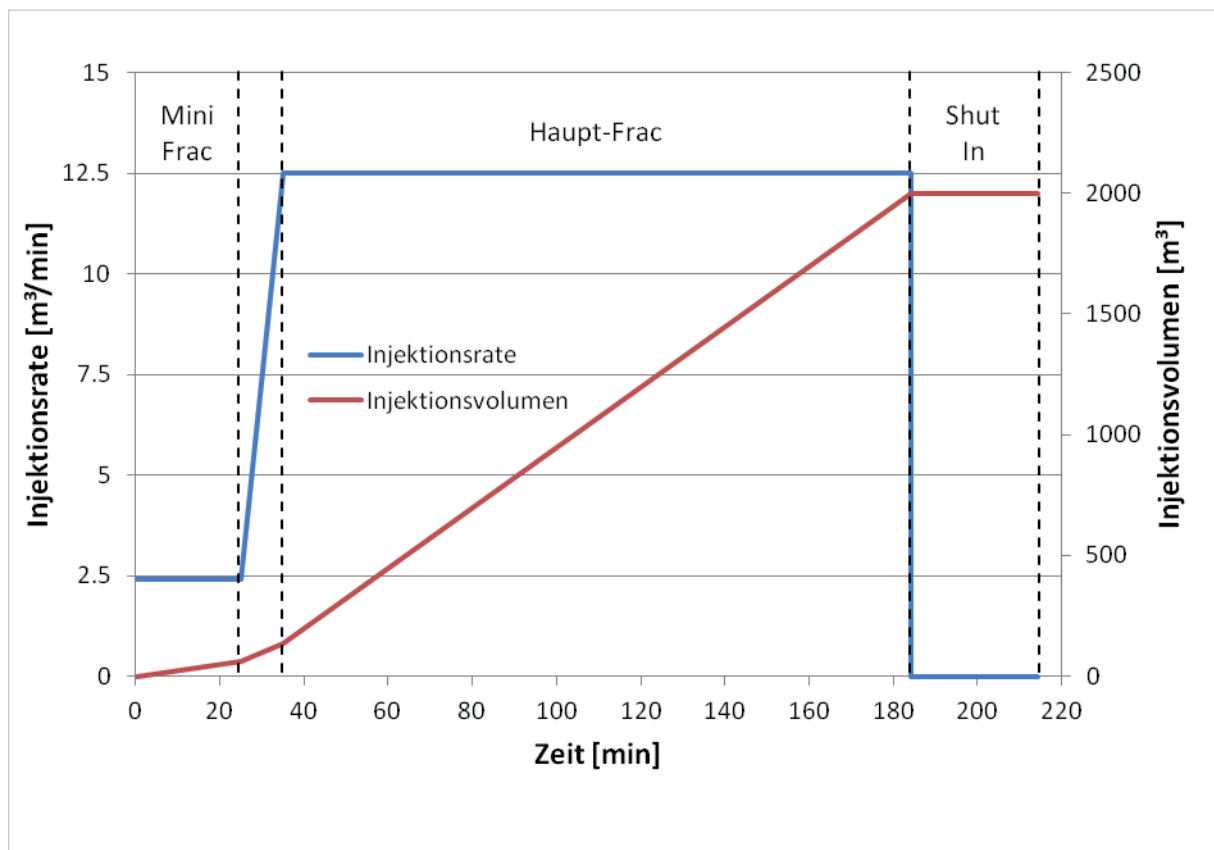


Abbildung 3.4-9: Verlauf der Fluidinjektion über die Zeit. Mini-Frac: Dauer 25 min, Pumprate 2,4 m³/min; nach 35 min Haupt-Frac mit einer Pumprate 12,5 m³/min; die Übergangphase liegt zwischen 25 min und 35 min; der *Shut-In* beginnt nach knapp 180 min.

Bei einer Fracking-Maßnahme spielt der Spannungszustand (Vertikalspannung σ_v und Horizontalspannungen σ_H , σ_h) im Untergrund eine entscheidende Rolle für die Dimensionen und Raumlage des erzeugten Risses. Im Norddeutschen Becken wurde der Spannungszustand für drei Bereiche berücksichtigt: Suprasalinar (oberhalb des Steinsalzes), Salinar (Steinsalz) und Subsalinar (unterhalb des Steinsalzes). Aufgrund der besonderen plastischen Eigenschaften des Steinsalzes und dessen großflächiger und mächtiger Verbreitung sind die suprasalinaren Schichten, in denen sich auch die Formation des Posidonienschiefer befindet, von den

subsalinaren Schichten mechanisch entkoppelt. Der Spannungszustand im Suprasalinar hängt stark von der lithologischen Ausbildung der Gesteine, Steifigkeitskontrasten und regionalen Strukturen ab (RÖCKEL & LEMPP 2003). In den meisten Fällen ist die maximale Spannung im Norddeutschen Becken im Suprasalinar vertikal orientiert. Nach der Auswertung der Spannungsdaten von RÖCKEL & LEMPP (2003) ergibt sich somit, dass die minimale Horizontalspannung σ_h stärker als die Vertikalspannung σ_v streut. Die Gradienten von beiden Spannungen im Suprasalinar betragen jeweils durchschnittlich 23,0 MPa/km bzw. 16,9 MPa/km (Abb. 3.4-10).

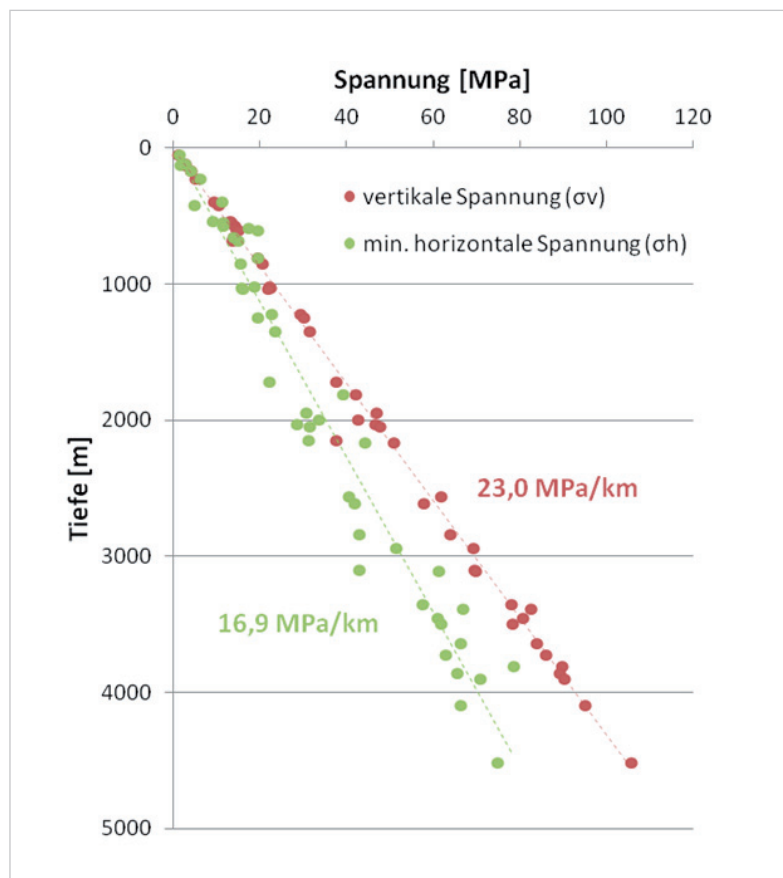


Abbildung 3.4-10: Spannungsbeträge im suprasalinen Deckgebirge im Norddeutschen Becken, nach Daten aus RÖCKEL & LEMPP (2003).

In der vorliegenden Modellierung wurde die Vertikalspannung σ_v aus dem Gewicht des überlagernden Gebirges bestimmt. Die minimale Horizontalspannung σ_h wurde nach Gleichung 3.4-7 berechnet, da Schiefer (oder hier Tongestein mit laminarer Struktur) richtungsabhängige elastische Eigenschaften besitzt. Aus dem horizontalen Spannungsgradienten (16,9 MPa/km) und der Tiefe wurde der tektonische Spannungsbetrag am Mittelpunkt des Posidonieschiefer (16,9 MPa/km \times 1,7175 km) ermittelt.

$$\sigma_h = \frac{E_h}{E_v} \cdot \frac{\mu_v}{1-\mu_h} \cdot (\sigma_v - aP_p) + aP_p + \sigma_{Tec} \quad (\text{Gl. 3.4-7})$$

mit der minimalen Horizontalspannung σ_h , der Vertikalspannung σ_v , der tektonischen Spannung σ_{Tec} , den horizontalen/vertikalen Elastizitätsmodul $E_{h,v}$, der horizontalen/vertikalen Poissonzahl $\mu_{h,v}$, der Biot-Koeffizient α und dem Porendruck P_p .

Erfahrungsgemäß liegt die maximale Horizontalspannung σ_H im Norddeutschen Becken nahe der minimalen Horizontalspannung σ_h und ist deutlich geringer als die Vertikalspannung σ_v (Abb. 3.4-11). Dies wurde in Gleichung 8 durch einen Vorfaktor von 0,25 berücksichtigt, wie er in der Literatur durchaus üblich ist. Für den Porendruck (hydrostatischer Druck) wurde in der Modellierung ein Gradient von 11 MPa/km angenommen.

$$\sigma_H = \sigma_h + 0,25 \cdot (\sigma_v - \sigma_h) \quad (\text{Gl. 3.4-8})$$

Die mechanischen und hydraulischen Parameter für die im Modell verwendeten Gesteine, sind in Tabelle 3.4-1 zusammengefasst. Dichte und Porosität wurden durch Datenauswertung aus der Beckenmodellierung (vgl. Kap. 2.4.3) ermittelt. Die Permeabilität wurde aus der hydrogeologischen Modellierung (vgl. Kap. 3.2) entnommen.

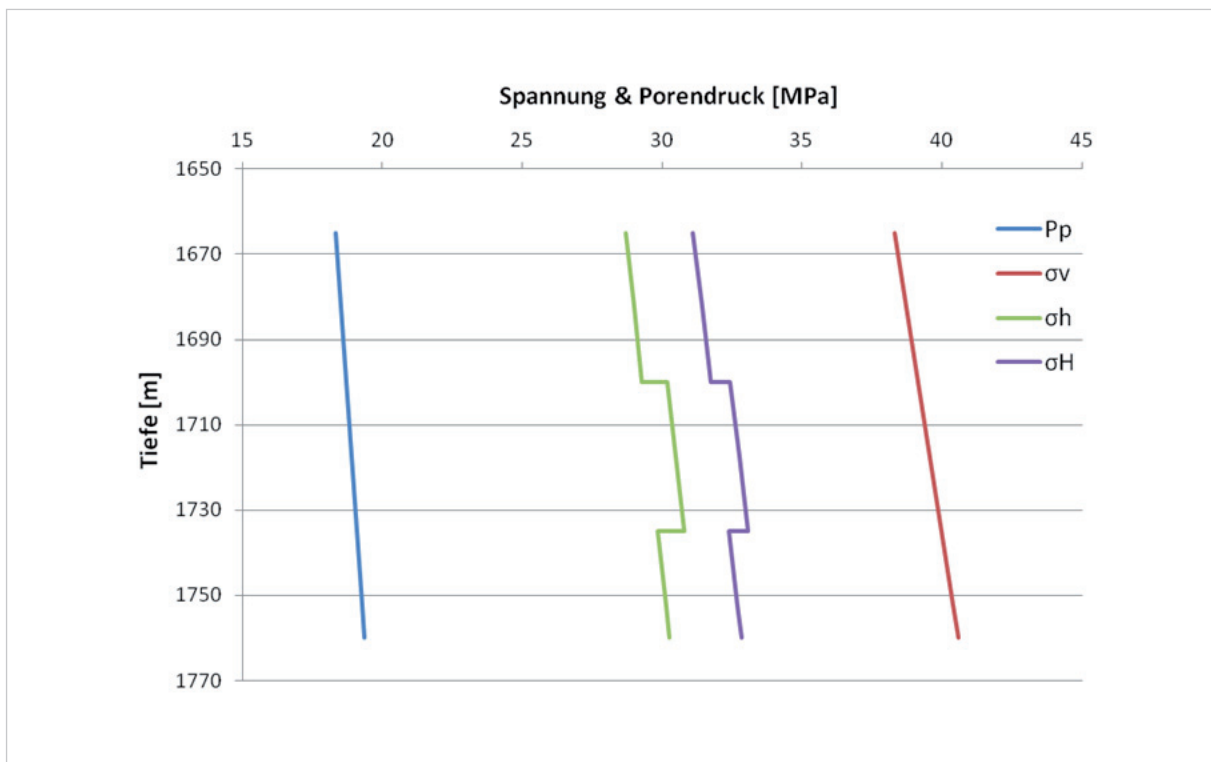


Abbildung 3.4-11: Spannungszustand als Randbedingung in der Modellierung. P_p : Porendruck, σ_v : Vertikalspannung, σ_h : minimale Horizontalspannung, σ_H : maximale Horizontalspannung.

Tabelle 3.4-1: Parameter der hydraulisch-mechanischen Modellierung. Bei Kohäsion, Reibungswinkel und Zugfestigkeit wurden diese jeweils für Gesteinmatrix (links) und natürliche Klüfte (rechts) angegeben.

	Hangend-Tongestein		Posidonienschiefer		Liegend-Tongestein	
Dichte ρ [kg/m ³]	2455		2394		2442	
Porosität n [-]	0,18		0,19		0,15	
Hor. Perm. K_h [m ²]	$3,66 \times 10^{-17}$		$3,50 \times 10^{-18}$		$3,02 \times 10^{-17}$	
Vert. Perm. K_v [m ²]	$3,66 \times 10^{-18}$		$3,50 \times 10^{-20}$		$3,02 \times 10^{-18}$	
E-Modul E [GPa]	7,0		10		7,0	
Poissonzahl [-]	0,285		0,295		0,285	
Kohäsion C [MPa]	3,6	0	3,6	0	3,6	0
Reibungswinkel φ [°]	25	20	25	20	25	20
Zugfestigkeit T [MPa]	1,5	0	1,5	0	1,5	0

Die mechanischen Parameter wurden aus der Literatur entnommen bzw. abgeleitet (GRÄSLE & PLISCHKE 2010, NUSSBAUM et al. 2011, NAGRA 2014).

In der Praxis werden bei jeder Fracking-Maßnahme Pumprate und Druck im Bohrloch überwacht, um festzustellen, wie die Rissausbreitung fortschreitet. Verwendet werden zwei Drücke: Kopfdruck und Sohlendruck, die am Bohrlochkopf an der Oberfläche bzw. an der Injektionsstelle im Untergrund gemessen werden. Allerdings ist die Druckmessung an der Injektionsstelle (Sohlendruck) sehr aufwändig. Deshalb wird der Sohlendruck in der Praxis meist nicht gemessen, sondern mit folgender Gleichung abgeschätzt:

$$P_{\text{Sohlen}} = P_{\text{Kopf}} + P_{\text{hyd}} - P_{\text{Verlust}} \quad (\text{Gl. 3.4-9})$$

Dabei ist der Sohlendruck P_{Sohlen} , der Kopfdruck P_{Kopf} , der hydrostatische Druck P_{hyd} und der Druckverlust durch Reibung in Bohrung und Perforation P_{Verlust} . Bei der hier durchgeführten

Modellierung wurde der Sohlendruck hingegen direkt berechnet (Abb. 3.4-12).

Der theoretische Aufbrechdruck des Gesteins kann nach Gleichung 3.4-10 berechnet werden (HAIMSON & FAIRHURST 1967, THIERCELIN & ROEGERS 2000):

$$P_b = \frac{3\sigma_h - \sigma_H + T - 2\mu P_p}{2(1 - \mu)} + P_p \quad (\text{Gl. 3.4-10})$$

mit dem Aufbrechdruck P_b , der minimalen und maximalen Horizontalspannung σ_h und σ_H , der Zugfestigkeit T , dem Porendruck P_p und dem poroelastischen Spannungskoeffizient μ , der hier mit 0,29 angenommen wurde.

Die gesamte in einem Cluster eingebrachte Energie E_p wurde nach Gleichung 3.4-11 als Funktion der Pumprate q berechnet.

$$E_p = \int P_{\text{Sohlen}}(t) \cdot q(t) \cdot dt \quad (\text{Gl. 3.4-11})$$

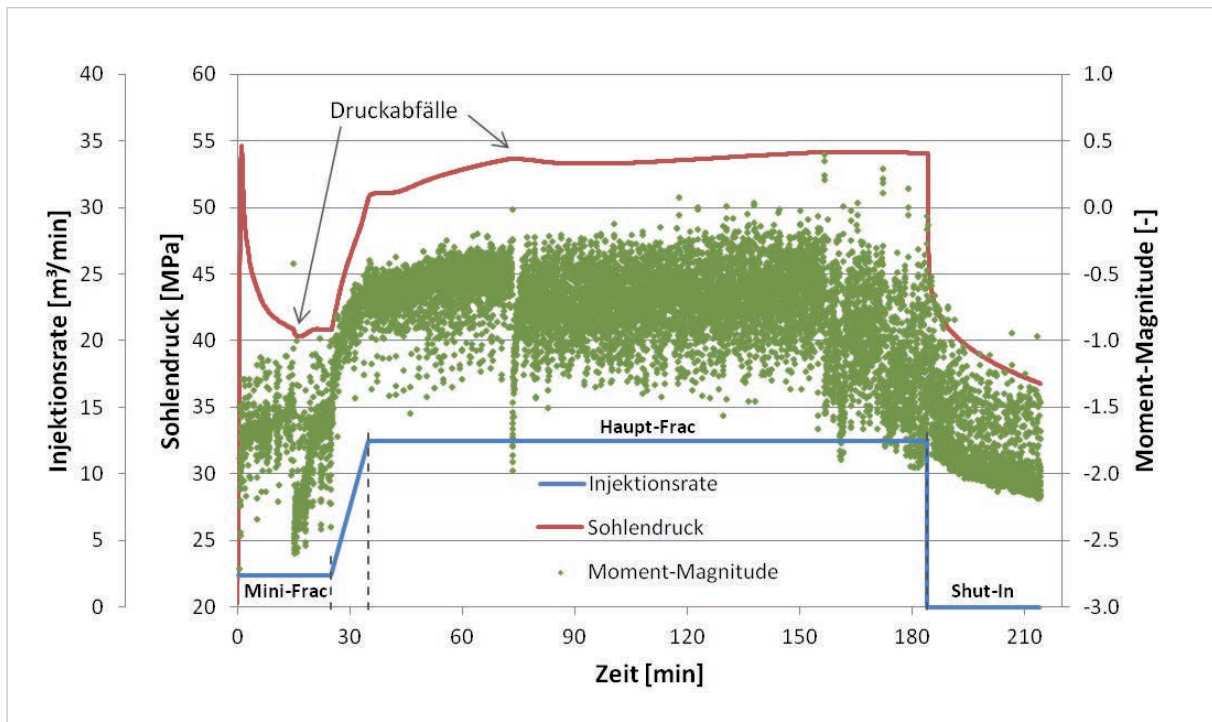


Abbildung 3.4-12: Moment-Magnitude der induzierten seismischen Ereignisse im Vergleich zur Pumprate und zum Sohlendruck. Die maximale Moment-Magnitude war M_w 0,4.

Ergebnisse und Diskussion

Berechnungen des Sohlendrucks zeigen, dass dieser gleich nach Beginn der Injektion rapide anstieg und einen Spitzenwert von etwa 54,6 MPa erreichte. Dieser Wert wurde gemäß dem Darcy-Gesetz unter Berücksichtigung der hydraulisch-mechanischen Kopplung modelliert. Er stimmt nicht exakt mit dem theoretischen Aufbrechdruck (ca. 53,5 MPa) überein, da die Modellierung auf einigen Vereinfachungen und Annahmen beruht.

Etwa 15 min und 73 min nach dem Beginn der Injektion traten jeweils Abfälle des Sohlendrucks auf, da an beiden Zeitpunkten relative große Bruchflächen erzeugt wurden, die die Permeabilität in diesem Bereich stark erhöhten. Die dadurch induzierten seismischen Ereignisse wiesen Moment-Magnituden von M_w -0,4 bzw. M_w 0,0 auf. In den knapp 60 min bzw. 40 min, die diesen beiden Ereignissen nachfolgten, traten nur deutlich schwächere seismische Ereignisse auf, da durch diese beiden relativ starken Ereignisse zuvor eine große Energiemenge freigesetzt wurde. Vor Ende der Injektion, nach

etwa 120 min, wurden abermals einige Ereignisse mit $M_w > 0,0$ registriert. Allerdings änderte sich der Sohlendruck diesmal kaum, weil die entsprechende Bruchfläche weit von der Injektionsstelle entfernt lag, an der der Sohlendruck bestimmt wurde.

Bei dem Haupt-Frac stieg der Sohlendruck aufgrund der Erhöhung der Pumprate zunächst steil an, verblieb dann aber relativ konstant. Der maximale Sohlendruck in dieser Phase betrug 54,2 MPa. Das stärkste Ereignis hatte eine Moment-Magnitude M_w 0,4 und das schwächste lag bei M_w -2,7. Während der *Shut-In* Phase traten auch viele schwache Ereignisse auf. Die Umlagerung der Spannung aufgrund der Verringerung des Porendrucks könnte hierfür die Ursache sein. Nach Gleichung 11 ergab sich für die gesamte in einem Cluster eingebrachte Energie ein Betrag von $2,1 \times 10^{10}$ J. Im Vergleich dazu betrug die freigesetzte seismische Energie nach Gleichung 3 insgesamt $2,7 \times 10^8$ J pro Cluster, also nur 1,3 % der gesamten eingebrachten Energie (Abb. 3.4-13). Die Restenergie diente der Rissausbreitung, wird im Gestein als

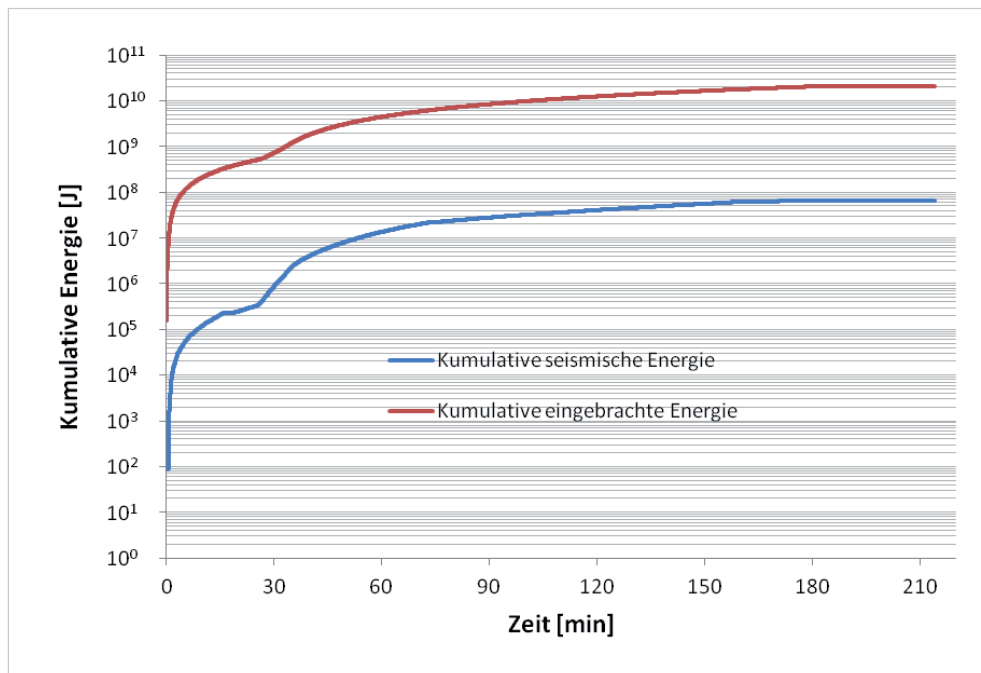


Abbildung 3.4-13: Kumulative Darstellung der in den Untergrund eingebrachten Energie (rote Linie) und der freigesetzten seismischen Energie (blaue Linie).

Deformationsenergie gespeichert und aufgrund von Reibung in Wärme umgewandelt. Falls die gesamte seismische Energie auf einmal freigesetzt würde, läge die Moment-Magnitude bei M_w 2,4. Solch ein Erdbeben würde als gerade spürbares Beben klassifiziert.

Die Gutenberg-Richter-Relation wurde dazu genutzt, die statistisch zu erwartende maximale Moment-Magnitude abzuschätzen (Abb. 3.4-14). Hier ergab sich für die Moment-Magnituden von M_w -0,6 bis M_w 0,2 in etwa eine lineare Beziehung mit einer Steigung (b-Wert in Gleichung 3.4-5) von 2,76. Dies ist ein deutliches Indiz für induzierte Seismizität, so variiert im Vergleich dazu der b-Wert für natürliche (tektonische) Beben um 1. In der Literatur werden für die direkt durch hydraulische Stimulation induzierte Seismizität b-Werte um 2 anhand von seismologischen Beobachtungen beschrieben (MAXWELL et al. 2010, WESSELS et al. 2011). In dieser Modellierung ergab sich ein größerer b-Wert, weil zahlreiche kleine natürliche Trennflächen (Klüfte, Störungen) akti-

viert wurden. Generell gilt, dass bei höheren b-Werten der Anteil von schwachen Beben im Verhältnis zu stärkeren Beben größer ist. Die nach Gutenberg-Richter-Relation (Gl.3.4-5) extrapolierte maximale Moment-Magnitude ergab M_w 0,5.

Die nach Gleichung 3.4-6 bestimmten Hypozentren lagen meistens in der Nähe der horizontalen Ebene, in der sich auch die Injektionsstelle befand (Abb. 3.4-15). Hingegen lagen die Hypozentren während der *Shut-In* Phase hauptsächlich an der Spitze und im Randbereich des Risses. Nach ca. 90 min erreichte die Rissausbreitung die Schichtgrenzen des Posidonienschiefer. Die maximale vertikale Rissausbreitung betrug 26 m nach oben und 24 m nach unten. Die maximale horizontale Rissausbreitung (Halblänge) betrug 92 m. Aufgrund der duktilen Eigenschaften des Posidonienschiefer bildete sich kein Netzwerk zwischen Rissen aus den benachbarten Clustern (Abb. 3.4-16). Schließlich spiegelte die räumliche Verteilung der Hypozentren die Rissdimension wider.

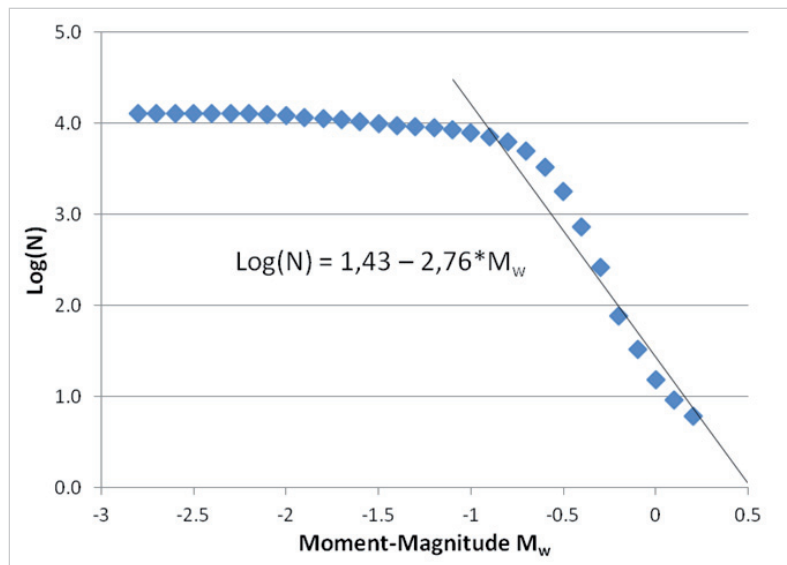


Abbildung 3.4-14: Gutenberg-Richter-Beziehung (Moment-Magnitude M_w vs. Anzahl N der seismischen Ereignisse) der induzierten Seismizitäten in dieser Modellierung. b-Wert: 2,76. Maximale Moment-Magnitude M_w 0,5 (extrapoliert).

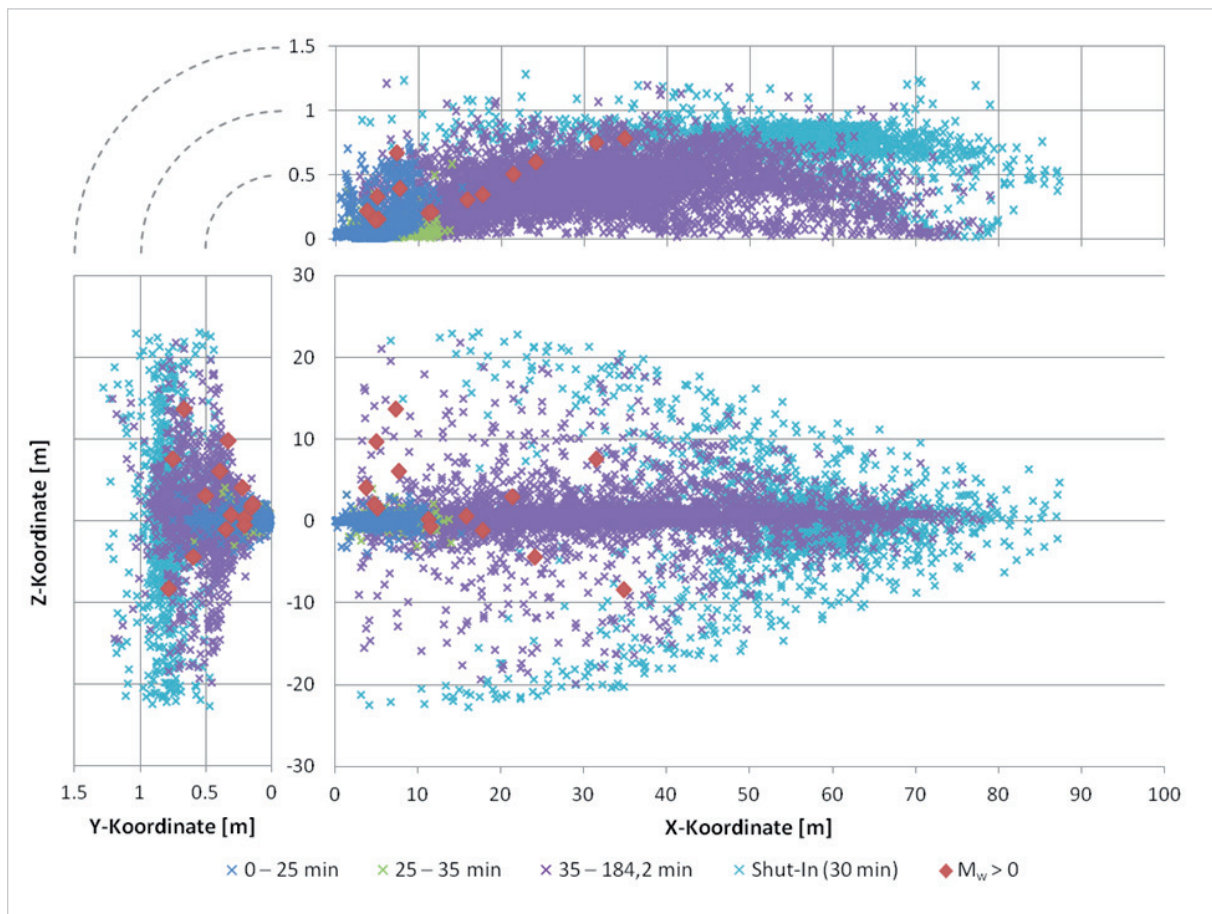


Abbildung 3.4-15: Räumliche Verteilung der Hypozentren (Kreuze) des Modells (Halblänge). Farben der Kreuze: verschiedene Zeitintervalle; rote Rauten: Hypozentren von seismischen Ereignisse mit einer Moment-Magnitude $M_w > 0,0$. Nullpunkt: Injektionsstelle. Unterschiedliche Skalierung der y-Koordinate beachten.

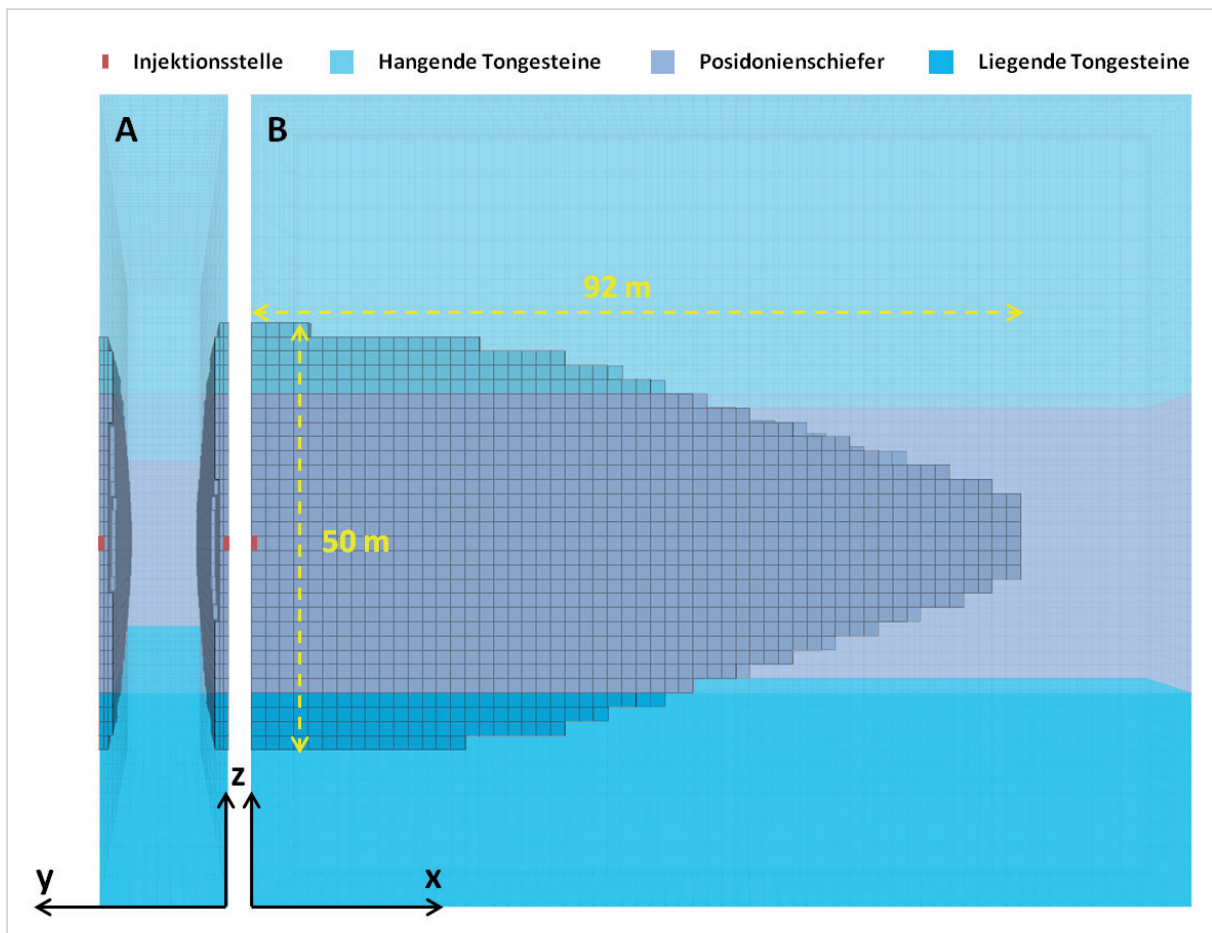


Abbildung 3.4-16: Geometrie des Risses (Halblänge; grau) als Ergebnis der Modellierung. A) Sicht entlang des positiven Teils der x-Achse, B) entsprechend der y-Achse. Die roten Linien sind die Injektionsstellen.

Weitere Modellierungen wurden mit verschiedenen Injektionsmengen (1600 m³ bis 3200 m³) durchgeführt (Tab. 3.4-2). Mit zunehmendem Injektionsvolumen vergrößerten sich die Rissdimensionen und die freigesetzte seismische Energie pro Cluster. Ebenso erhöhte sich die Anzahl der induzierten seismischen Ereignisse

mit $M_w > 0,0$. Allerdings blieb die maximale Moment-Magnitude in den Modellierungen nahezu gleich. Ein Grund dafür könnte sein, dass der natürliche Spannungszustand durch die zusätzlich eingebrachte Energie nicht nennenswert verändert wird.

Tabelle 3.4-2: Vergleich der Ergebnisse von drei Modellierungen mit verschiedenen Injektionsmengen.

Injektionsmengen [m ³]	1600	2000	2400	2800	3200
Gesamte eingebrachte Energie pro Cluster [J]	1,68×10 ¹⁰	2,11×10 ¹⁰	2,55×10 ¹⁰	2,98×10 ¹⁰	3,41×10 ¹⁰
Gesamte freigesetzte seismische Energie pro Cluster [J] (% von Gesamt)	2,33×10 ⁸ (1,39 %)	2,66×10 ⁸ (1,26 %)	2,92×10 ⁸ (1,15 %)	3,22×10 ⁸ (1,08 %)	3,62×10 ⁸ (1,06 %)
Maximale Moment-Magnitude M _w [-]	0,1	0,4	0,4	0,4	0,4
Statistisch erwartete maximale Moment-Magnitude	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Anzahl der induzierten seismischen Ereignisse mit M _w >0	7	15	15	20	20
Maximale Risshöhe [m]	47	50	52	53	57
Maximale Risshalbblänge [m]	85	92	98	102	107

3.4.3.3 Fazit

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Simulationen der induzierten Seismizität bei Fracking-Operationen zeigen, dass die maximale Risshöhe und Halblänge bei einem Injektionsvolumen von 2000 m³ 50 m und 92 m betragen. Bei größeren Injektionsvolumen erhöhen sich die Rissdimensionen nur leicht. So ergibt sich aus der Modellierung bei einem Injektionsvolumen von 3200 m³ die maximale Rissdimension, mit einer Risshöhe von 57 m und einer Halblänge von 107 m. Daraus wird ersichtlich, dass die Rissausbreitung nach oben im Verhältnis zu der Deckgebirgsmächtigkeit von 1700 m nur wenige Prozent beträgt. Außerdem bleibt die induzierte Seismizität auch bei relativ gerin-

gen Herdtiefen deutlich unterhalb der Spürbarkeitsgrenze. In den Modellierungen mit Injektionsvolumen unterhalb von 2000 m³ liegen die maximale Moment-Magnitude der induzierten Seismizität bei ca. M_w 0,4 und die nach der Gutenberg-Richter-Relation statistisch erwartete maximale Moment-Magnitude bei ca. M_w 0,5. Zudem steigt die gesamte freigesetzte seismische Energie pro Cluster mit zunehmendem Injektionsvolumen, ebenso wie die Anzahl der induzierten seismischen Ereignisse. Allerdings verringert sich der Prozentsatz der seismischen Energie zur eingebrachten Energie pro Cluster, womit der größte Teil der in das System eingebrachten Energie in Deformation und Schaffung von Wegsamkeiten umgesetzt wird.

3.5 Fazit – Umweltaspekte

Für die vorliegende Studie wurden geowissenschaftliche Aspekte bei der hydraulischen Stimulation tief im Untergrund liegender Gesteinshorizonte untersucht, um mögliche Gefährdungen für das oberflächennahe nutzbare Grundwasser und hinsichtlich möglicher induzierter Erdbeben zu bewerten. Über die Betrachtung in der Literatur dokumentierter Beobachtungen hinaus basiert die Bewertung einerseits auf numerischen Simulationen und andererseits auf Untersuchungen der zeitlich-räumlichen Korrelation zwischen bereits erfolgten Fracking-Maßnahmen und spürbaren Erdbeben in Niedersachsen. Den Modellierungen in dieser Studie liegt ein realistisches Szenario für ein Schiefergasvorkommen in Deutschland mit einer schematischen lithologischen Schichtenabfolge aus dem Norddeutschen Becken zugrunde. Als potenzielle Zielformation wurde der Posidonienschiefer in 1700 m betrachtet. Die hier ermittelten Ergebnisse können somit für eine Bewertung der potenziellen Risiken im Vorfeld von Demonstrationsvorhaben mit herangezogen werden.

Bei der Modellierung möglicher Aufstiegsprozesse von Fracking-Fluiden aus dem geologischen Untergrund konnte auch bei Vorhanden sein von bevorzugten natürlichen Transportpfaden (Störungszonen, offene Klüfte) kein Aufstieg bis in die oberflächennahen Grundwasserleiter festgestellt werden. Dies trifft selbst bei Langzeitszenarien unter Verwendung von Kennwerten zu, die eine Ausbreitung begünstigen (hohe Durchlässigkeit, keine Sorption).

Bei der Betrachtung eines ungestörten Untergrunds ohne hydraulisch wirksame Transportpfade konnte aufgrund der geringen hydraulischen Durchlässigkeit der Barrierschichten kein gerichteter Aufstieg registriert werden. Die Stoffausbreitung erreicht auch in einer Langzeitsimulation nur wenige Meter. Bei Annahme einer permeablen Störungzone, welche direkt am Ort der simulierten Fracking-Maßnahme in 1700 m anschließt, blieb die Stoffausbreitung

(Grenzkonzentration 1% des Fracking-Fluids) auf unter 50 m Aufstiegshöhe begrenzt. Die höchsten vertikalen Aufstiegshöhen von bis zu 215 m während der Druckbeaufschlagung wurden für den Transport in einem offenen Kluftsystem simuliert. Bei der Simulation der Langzeit-Transportprozesse über einen Zeitraum von 300 Jahren nach der Fracking-Maßnahme zeigt sich ein weiterer Aufstieg bis in knapp 1200 m Tiefe. Insgesamt betrachtet sind die bei der hydraulischen Stimulation in den Untergrund verpressten Fluidmengen deutlich zu gering, um auch über lange Zeit oberflächennahe Schichten zu erreichen.

Neben den natürlichen Wegsamkeiten sind auch die künstlich geschaffenen Risse bei der hydraulischen Stimulation als potenzielle Freisetzungspfade zu berücksichtigen. In zwei unabhängigen numerischen Simulationsansätzen wurden daher die auftretenden Rissdimensionen ermittelt. Beide Ansätze zeigen für Fluidinjektionen in den Posidonienschiefer vergleichbare vertikale und laterale Ausdehnungen der Risse. So beträgt die vertikale Rissausbreitung im Mittel etwa 50 m, und die laterale Rissweite wird mit knapp 200 m abgeschätzt. Die Rissausbreitung nach oben liegt damit im Verhältnis zur Deckgebirgsmächtigkeit von 1700 m bei nur wenigen Prozent und bewahrt somit einen großen vertikalen Sicherheitsabstand zu den nutzbaren Grundwasserleitern. Auch bei der Simulation der Rissausdehnung in der weitaus flacheren, aber deutlich mächtigeren Wealdenformation werden die hangenden Schichten nicht erreicht und keine künstlichen Wegsamkeiten dorthin geschaffen. Aufgrund der Spannungsbedingungen und der Gesteinseigenschaften wie der Permeabilität sind dem Risswachstum physikalische Grenzen gesetzt.

Im Gesamtergebnis kann festgestellt werden, dass eine Gefährdung der nutzbaren Grundwasserleiter durch den Aufstieg von Fracking-Fluiden entweder über natürliche oder künstlich geschaffene Risse aus dem tieferen Untergrund bei den in Norddeutschland anzutreffenden

geologischen Gegebenheiten äußerst unwahrscheinlich ist.

Darüber hinaus zeigen die numerischen Modellierungen induzierter Seismizität bei den Fracking-Maßnahmen maximale Moment-Magnituden von M_w 0,5 und bleiben somit – selbst für Injektionsmaßnahmen in nur 1700 m Tiefe – deutlich unterhalb der Spürbarkeitsgrenze an der Oberfläche. Dies steht im Einklang mit dem Befund aus der räumlich-zeitlichen Korrelation zwischen bereits erfolgten Fracking-Maßnahmen und spürbaren Erdbeben in Niedersachsen. Demnach sind keine spürbaren Erdbeben ab einer Magnitude M_L 2,0 durch eine hydraulischen Stimulation in der untersuchten Region ausgelöst worden.

In der Gesamtheit betrachtet ergibt sich, dass potenzielle Kontaminationspfade im Zusammenhang mit der eigentlichen Fracking-Maßnahme im tieferen Untergrund auch langfristig als unwahrscheinlich anzusehen sind. Durch detaillierte standortbezogene Untersuchungen können Stimulationsmaßnahmen so geplant werden, dass ein unkontrolliertes Entweichen der Fluide in genutzte Grundwasserleiter mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ausgeschlossen werden kann. Damit wird bestätigt, wie in einer Vielzahl nationaler und internationaler Studien festgestellt, dass Aktivitäten an der Geländeoberfläche das wesentliche Risiko für Kontaminationen des nutzbaren Grundwassers darstellen, gefolgt von mangelnder Bohrlochintegrität. Eine weitere Fortentwicklung des technischen Monitorings der Bohrlochintegrität und der sicheren Verwahrung von Altbohrungen wird eine der zukünftigen Herausforderungen sein. „Baseline“-Monitoring für die Bewertung und Beurteilung von Veränderungen gegenüber dem Ausgangszustand kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Die Fracking-Maßnahmen erzeugen in der Regel nur eine minimale Seismizität, die unterhalb der menschlichen Spürbarkeitsgrenze liegt. Für große Bereiche Deutschlands, in denen, wie im Norddeutschen Becken eine geringe natürliche Erdbebengefährdung be-

steht, sind durch Fracking verursachte Erdbeben wenig wahrscheinlich. Aus geowissenschaftlicher Sicht kann daher grundsätzlich, unter Einhaltung der gesetzlichen Regelungen und der erforderlichen technischen Standards, der Einsatz der Fracking-Technologie kontrolliert und sicher erfolgen.

4 LITERATURVERZEICHNIS

- Adachi, J., Siebrits, E., Peirce, A., Desroches, J. (2007): Computer simulation of hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 44: 739–757.
- Aki, K. (1966): Generation and propagation of G waves from the Niigata earthquake of June 14, 1964. Part 2. Estimation of earthquake moment, released energy and stress-strain drop from G wave spectrum. *Bulletin of the Earthquake Research Institute* 44: 73–88.
- Andrews, I.J. (2014): The Jurassic shales of the Weald Basin: geology and shale oil and shale gas resource estimation, British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change, London, UK.
- Apaydin, O.G., Ozkan, E., Raghavan, R. (2012): Effect of discontinuous microfractures on ultratight matrix permeability of a dual porosity medium. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 15: 473–485.
- Bachmann, G.H., Geluk, M., Warrington, G., Becker-Roman, A., Beutler, G., Hagdorn, H., Hounslow, M., Nitsch, E., Röhling, H.-G., Simon, T., Szulc, A. (2010): Triassic. In: Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (Hrsg.), *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*. EAGE Publications b.v. (Houten): 148–173.
- Bachmann, G.H., Müller, M. (1991): The Molasse basin, Germany: evolution of a classic petroliferous basin. In: Spencer, A.M. (Hrsg.), *Generation, accumulation and production of Europe's hydrocarbons*. Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientists. Oxford Press, London: 263–276.
- Bahorich, B., Olson, J.E., Holder, M. (2012): Examining the effect of cemented natural fractures on hydraulic fracture propagation in hydrostone block experiments. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition – San Antonio*.
- Baldschuhn, R., Binot, F., Fleig, S., Kockel, F. (2001): Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor: Strukturen, Strukturentwicklung, Paläogeographie. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 153: 3–95.
- Baltes, B. (1998): Entwicklung und Anwendung analytischer Methoden zur Eignungsuntersuchung der Verbringung bergbaufremder Rückstände in dauerhaft offene Grubenräume im Festgestein. *Fachband 3: Hydraulische Daten und Stofftransport*. 140/3, Gesellschaft für Anlagensicherheit und Reaktorsicherheit, GRS.
- Baraka-Lokmane, S. (1999): Determination of hydraulic conductivities from discrete geometrical characterisation of fractured sandstone cores, Universität Tübingen, Tübingen, Germany: 131 S.
- Baraka-Lokmane, S. (2002): A new resin impregnation technique for characterising fracture geometry in sandstone cores. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* [1997] 39: 815–823.
- 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.
- Behla, S., Giesemann, K., Karnin, W.-D., Rubrecht, E. (1998): Reflexionsseismische Untersuchungen, Strukturbild und Explorationsergebnisse im Thüringer Becken. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 149: 115–128.
- Beier, H., Katzung, G. (1999): Lithologie und Stratigraphie des Altpaläozoikums in der Offshore-Bohrung G 14-1/86 (südliche Ostsee). *Greifswalder Geowissenschaftliche Beiträge* 6: 327–345.
- Bense, V.F., Gleeson, T., Loveless, S.E., Bour, O., Scibek, J. (2013): Fault zone hydrogeology. *Earth-Science Reviews* 127: 171–192.
- Berger, H.-J., Brause, H., Geißler, E., Heuse, T., Kurze, M., Maletz, J., Schauer, M., Stettner, G., Tröger, K.-A. (2012a): Ockerkalk-Formation, LithoLex [Online-Datenbank]. Hannover: BGR. Available from: <http://www.bgr.bund.de/litholex>.
- Berger, H.-J. (2012b): Unterer Graptolithenschiefer-Formation, LithoLex [Online-Datenbank]. Hannover: BGR. Available from: <http://www.bgr.bund.de/litholex>.
- Berner, U. (2011): The German Wealden, an Unconventional Hydrocarbon Play? *Erdöl Erdgas Kohle* 127: 303–307.
- Beutler, G. (1995): Quantifizierung der Altkimmerischen Bewegungen in Nordwestdeutschland, Teil 1: Stratigraphie des Keupers, Band 1 + 2. *Archiv-Nr. 113087*: 1–147.
- Beutler, G., Nitsch, E. (2005): Paläogeographischer Überblick. In: *Deutsche Stratigraphische Kommission* (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland IV - Keuper*. Courier Forschungsinstitut Senckenberg, 253, Frankfurt a. M.: 15–21.
- BGR (2007): Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands. *Untersuchung und Bewertung von Tongesteinsformationen*, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 118 S.
- BGR (2012): Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tonsteinen (Schiefergas) in Deutschland, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 56 S.
- BGR (2013): Energiestudie 2013. *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (17)*, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 112 S.
- BGR (2014): Energiestudie 2014. *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen (18)*, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 131 S.
- Binot, F., Gerling, P., Hiltmann, W., Kockel, F., Wehner, H. (1993): The petroleum system in the Lower Saxony Basin. In: Spencer, A.M. (Hrsg.), *Generation, accumulation, and production of Europe's hydrocarbons III* Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientists. Springer-Verlag, Heidelberg: 121–139.
- Bischoff, M., Keyser, M., Plenefisch, T., Wegler, U., Wetzig, E., Ceranna, L., Bönnemann, C. (2012): Microseismic survey at the geothermal site GeneSys in Hannover, Germany. *Geophys. Res. Abstr.* 14, EGU2012-12050.

- Bischoff, M., Bönnemann, C., Fritz, J., Gestermann, N., Plenefisch, T. (2013): Untersuchungsergebnisse zum Erdbeben bei Völkersen (Landkreis Verden) am 22.11.2012, LBEG/BGR, Hannover: 60 S.
- Bischoff, M., Ceranna, L., Fritz, J., Gestermann, N., Plenefisch, T. (2014): Untersuchungsergebnisse zum Erdbeben Syke (Landkreis Diepholz) am 01.05.2014 – Seismologische Auswertung, LBEG / BGR, Hannover, Juni 2014.
- Böcker, J., Littke, R. (2014): Source rock characterisation and thermal maturity of the Rupelian Fish Shale (Bodenheim Fm./Hochberg Subfm.) in the central Upper Rhine Graben. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften* 165: 247–274.
- Boigk, H. (1981): Erdöl und Erdölgas in der Bundesrepublik Deutschland; Erdölprovinzen, Felder, Förderung, Vorräte, Lagerstättentechnik. Oil and gas in West Germany; oil provinces, fields, extraction, reserves, exploitation. Ferdinand Enke Verlag Stuttgart, Federal Republic of Germany: 330 S.
- Boy, J.A., Haneke, J., Kowalczyk, G., Lorenz, V., Schindler, T., Stollhofen, H., Thum, H. (2012): Rotliegend im Saar-Nahe-Becken, am Taunus-Südrand und im nördlichen Oberrheingraben. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland X - Rotliegend. Teil I: Innervariatische Becken*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 61: 254–377.
- Brand, E., Hoffmann, K. (1963): Stratigraphie und Fazies des nordwestdeutschen Jura und Bildungsbedingungen seiner Erdöllagerstätten. *Erdöl und Kohle* 16: 437–450.
- Brand, E., Mönning, E. (2009): Litho- und Biostratigraphie des Mittel-Jura (Dogger) in Bohrungen Nordwestdeutschlands. *Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften* 54: 5–77.
- Brantley, S.L., Yoxtheimer, D., Arjmand, S., Grieve, P., Vidic, R., Pollak, J., Llewellyn, G.T., Abad, J. and Simon, C. (2014a): Water Resource Impacts during Unconventional Shale Gas Development: the Pennsylvania Experience. *International Journal of Coal Geology* 126: 140–156.
- Brantley, S.L. (2014b): Drinking water while fracking: now and in the future. *Groundwater*, 53(1): 21–23.
- Brückner-Roehling, S., Hoffmann, N., Koch, J. (1994): Tiefengas: Kohlenwasserstoff-Potential im Präwestfal des NW-deutschen Beckens. Erdgaspotential im Prä-Westfal der NE-deutschen Senke. Die Struktur-, Mächtigkeits- und Inkohlungskarten des Norddeutschen Oberkarbon und Permbeckens und seiner Ränder, 1:500.000., BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 77 S.
- Buchardt, B. (1999): Gas potential of the Cambro-Ordovician Alum Shale in Southern Scandinavia and the Baltic Region. *Geologisches Jahrbuch: Mineralogie, Petrographie, Geochemie, Lagerstättenkunde Reihe D* 107: 9–24.
- Buchardt, B., Clausen, J., Thomsen, E. (1986): Carbon isotope composition of Lower Palaeozoic kerogen: effects of maturation. *Organic Geochemistry* 10: 127–134.
- Buchholz, P., Obert, C., Trapp, E., Wachendorf, H., Zellmer, H. (2006): Westharz. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VI - Unterkarbon (Mississippium)*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Hannover: 387–413.
- Caine, J.S., Evans, J.P., Forster, C.B. (1996): Fault zone architecture and permeability structure. *Geology* 24: 1025–1028.
- Canadian Society for Unconventional Resources (Hrsg.), (2014): *Understanding Tight Oil*. *www.csur.com/sites/default/files/Understanding_TightOil_FINAL.pdf.
- Chalmers, G.R.L., Ross, D.J.K., Bustin, R.M. (2012): Geological controls on matrix permeability of Devonian Gas Shales in the Horn River and Liard basins, northeastern British Columbia, Canada. *International Journal of Coal Geology* 103: 120–131.
- Chesnaux, R., Dal Soglio, L., Wendling, G. (2013). Modelling the impacts of shale gas extraction on groundwater and surface water resources, GeoMontreal 2013, the 66th Canadian Geotechnical Conference and the 11th Joint CGS/IAH-CNC Groundwater Conference 29.09.–03.10.2013, Montreal, Canada.
- Cilona, A., Aydin, A., Johnson, N. (2015): Permeability of a fault zone crosscutting a sequence of sandstones and shales and its influence on hydraulic head distribution in the Chatsworth Formation, California, USA. *Hydrogeology Journal* 23: 405–419.
- Considine, T., Watson, R., Considine, N., Martin, N. (2012): Environmental Impacts During Marcellus Shale Gas Drilling: Causes, Impacts, and Remedies. *Shale Resources and Society Institute (SRSI), Report 2012-1*: 43 S.
- Coolles, G.P., Mackenzie, A.S., Quigley, T.M. (1986): Calculation of petroleum masses generated and expelled from source rocks. In: Leythaeuser, D., Rullkötter, J. (Hrsg.), *Advances in Organic Geochemistry 1985, Part I, Petroleum geochemistry*. Pergamon, Juelich, Germany: 235–245.
- Crockett, A.R., Okusu, N.M., Cleary, M.P. (1986): A Complete Integrated Model for Design and Real-Time Analysis of Hydraulic Fracturing Operations, SPE California Regional Meeting, 2–4 April. Society of Petroleum Engineers, Oakland, California.
- Curtis, J.B. (2002): Fractured Shale-Gas Systems. *AAPG Bulletin* 86: 1921–1938.
- Dallmeyer, R.D., Giese, U., Glasmacher, U., Pickel, W. (1999): First ⁴⁰Ar/³⁹Ar age constraints for the Caledonian evolution of the Trans-European Suture Zone in NE Germany. *Journal of the Geological Society* 156: 279–290.
- Dannwolf, U., Heckelsmüller, A., Steiner, N., Rink, C., Weichgrebe, D., Kayser, K., Zwafink, R., Rosenwinkel, K.-H., Fritsche, U.R., Fingermaier, K., Hunt, S., Rüter, H., Donat, A., Bauer, S., Runge, K., Heinrich, S. (2014): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten Teil 2- Grundwassermonitoringkonzept, Frackingchemikalienkataster, Entsorgung von Flowback, Forschungsstand zur Emissions- und Klimabilanz, induzierte Seismizität, Naturhaushalt, Landschaftsbild und biologische Vielfalt. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau: 619 S.

- Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoft, S., Newport, L. (2012): Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* 37: 1–6.
- Davies, R.J., Almond, S., Ward, R.S., Jackson, R.B., Adams, C., Worrall, F., Herringshaw, L.G., Gluyas, J.G., Whitehead, M.A. (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology* 56: 239–254.
- Dehghanpour, H., Shirdel, M. (2011): A Triple Porosity Model for Shale Gas Reservoirs, Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary.
- Delvaux, D., Martin, H., Leplat, P., Paulet, J. (1990): Geochemical characterization of sedimentary organic matter by means of pyrolysis kinetic parameters. *Organic Geochemistry* 16: 175–187.
- Deutscher Bundestag Drucksache 18/4713 (23.04.2015): Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie.
- Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), (1997): Stratigraphie von Deutschland II: Ordovizium, Kambrium, Vendium, Riphäikum - Teil I. Courier Forschungsinstitut Senckenberg, 200, Frankfurt a. M.: 437 S.
- Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), (2005): Stratigraphie von Deutschland IV: Keuper. Courier Forschungsinstitut Senckenberg, 253, Frankfurt a. M.: 296 S.
- Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), (2006): Stratigraphie von Deutschland VII: Silur. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 46, Hannover: 191 S.
- Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), (2011): Stratigraphie von Deutschland IX. Tertiär, Teil 1: Oberrheingraben und benachbarte Tertiärgebiete. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften 75, Hannover: 464 S.
- Diener, I. (1967): Die Paläogeographie der Kreide im Nordteil der DDR in Beziehung zu den Nachbargebieten. Deutsche Gesellschaft für Geologische Wissenschaften, Berlin: 289–313.
- Diener, I. (1974): Stratigraphie, Lithologie und Paläographie der Unterkreide in der DDR, E. M. Arndt Universität, Greifswald.
- Doehl, F., Teichmüller, R. (1979): Zur Geologie und heutigen Geothermik im mittleren Oberrhein-Graben. *Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen* 27: 1–17.
- Drozdowski, G., Henscheid, S., Hoth, P., Juch, D., Littke, R., Vieth, A., Wrede, V. (2009): The pre-Permian of NW-Germany - structure and coalification map. *Zeitschrift der deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften* 160: S. 159–172.
- EIA (Energy Information Administration) (2011): World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration /www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/.
- EIA (Energy Information Administration) (2013): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration /www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/.
- Ejaz, Q. (2010): Supplementary Paper SP 2.2: Background material on natural gas resource assessments, with major resource country reviews. MIT, Cambridge, MT.
- Elbracht, J., Meyer, R., Reutter, E. (2010): Hydrogeologische Räume und Teilräume in Niedersachsen. *Geoberichte* 3: 3–117.
- Ellsworth, W.L. (2013): Injection-Induced earthquakes. *Science* 341: 1225942.
- Elstner, F., Mutterlose, J. (1996): The Lower Cretaceous (Berriasian and Valanginian) in NW Germany. *Cretaceous Research* 17: 119–133.
- Engelder, T., Cathles, L.M., Bryndzia, L.T. (2014): The fate of residual treatment water in gas shale. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* 7: 33–48.
- Engelder, T., Lash, G.G., Redescal, S.U. (2009): Joint sets that enhance production from Middle and Upper Devonian gas shales of the Appalachian Basin. *AAPG Bulletin* 93: 857–889.
- EPA (US Environmental Protection Agency) (2012): Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. EPA/601/R-12/011, US-EPA.
- EPA (US Environmental Protection Agency) (2015): Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft), Washington, DC, EPA/600/R-15/047.
- Eseme, E., Krooss, B.M., Littke, R. (2012): Evolution of petrophysical properties of oil shales during high-temperature compaction tests: Implications for petroleum expulsion. *Marine and Petroleum Geology* 31: 110–124.
- Espitalie, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J., Boutefeu, A. (1977): Methode rapide de caracterisation des roches meres, de leur potentiel petrolier et de leur degre d'evolution. *Rev. Inst. Fr. Pet.* 21: 23–42.
- Ewen, C., Borchardt, D., Richter, S., Hammerbach, R. (2012): Risikostudie Fracking - Übersichtsfassung der Studie „Sicherheit und Umweltverträglichkeit der Fracking-Technologie für die Erdgasgewinnung aus unkonventionellen Quellen“, Neutraler Expertenkreis: 76 S.
- Fan, L., Martin, R., Thompson, J., Atwood, K., Robinson, J., Lindsay, G. (2011): An Integrated Approach for Understanding Oil and Gas Reserves Potential in Eagle Ford Shale Formation Canadian Unconventional Resources Conference. Canadian Society for Unconventional Gas. Society of Petroleum Engineers, Calgary, Alberta, Canada: 15 S.
- Faulkner, D.R., Jackson, C.A.L., Lunn, R.J., Schlische, R.W., Shipton, Z.K., Wibberley, C.A.J., Withjack, M.O. (2010): A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones. *Journal of Structural Geology* 32: 1557–1575.

- Fischer, C., Gaupp, R. (2006): Geochemische Signaturen in Schwarzschiefern. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VII - Silur*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 46, Frankfurt a. M.: 161–166.
- Fischer, M.K., Wright, C.A., Davidson, B.M., Goodwin, A.K., Fielder, E.O., Buckler, W.S., Steinsberger, N.P. (2005): Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the Barnett Shale using microseismic fracture mapping. *SPE Production & Facilities*: 85–93.
- Fisher, K., Warpinski, N. (2011): Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. *SPE Production & Operations* 27: 18 S.
- FracFocus (2015): Chemical Disclosure Registry - Chemical Use In Hydraulic Fracturing.
- Franke, D. (1990): Der präpermische Untergrund der Mitteleuropäischen Senke. Fakten und Hypothesen. *Niedersächsische Akademie der Geowissenschaften, Veröffentlichungen* 4: 19–71.
- Franke, D. (2006): Altmark-Brandenburger Rhenohertzynikum. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VI - Unterkarbon (Mississippium)*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 41, Hannover: 432–440.
- Franke, D. (2014): Regionale Geologie von Ostdeutschland - Ein Wörterbuch, Website www.regionalgeologie-ost.de.
- Franke, D., Hoffmann, N. (1997): Die regionale Stellung der externen variszischen Zone Nordostdeutschlands im Gesamtrahmen Mittel- und Westeuropas. *Zeitschrift für geologische Wissenschaften* 25: 375–412.
- Franke, D., Neumann, E. (1999): Geology and Hydrocarbon of the Pre-Westphalian in the Deep Underground of the NE German Basin. *Geologisches Jahrbuch Reihe D* 107: 43–54.
- Franz, M. (2008): *Litho- und Leitflächenstratigraphie, Chronostratigraphie, Zylo- und Sequenzstratigraphie des Keupers im östlichen Zentraleuropäischen Becken (Deutschland, Polen) und Dänischen Becken (Dänemark, Schweden)*. Dissertation Thesis, Halle: 315 S.
- Franz, M., Nitsch, E. (2009): Zur lithostratigraphischen Gliederung des Aalenium in Baden-Württemberg. *LGRB-Informationen* 22: 123–146.
- Franz, M., Wolfgramm, M. (2008): Sedimentologie, Petrologie und Fazies geothermischer Reservoirs des Norddeutschen Beckens am Beispiel der Exter-Formation (Oberer Keuper, Rhaetium) NE-Deutschlands. *Zeitschrift für geologische Wissenschaften* 36: 223–247.
- Franz, M., Zeiss, A., Mönnig, E. (2013): Opalinuston. Hannover: BGR, LithoLex [Online-Datenbank]. Available from: <http://www.bgr.bund.de/litholex>.
- Gale, J.F.W., Laubach, S.E., Olson, J.E., Eichhubl, P., Fall, A. (2014): Natural fractures in shale: A review and new observations. *AAPG Bulletin* 98: 2165–2216.
- Gasparik, M., Bertier, P., Gensterblum, Y., Ghanizadeh, A., Krooss, B., Littke, R. (2013): Geological controls on the methane storage capacity in organic-rich shales. *International Journal of Coal Geology* 123: 34–51.
- Gault, B., Stotts, G. (2007): Improve shale production forecasts. *Hart's Exploration & Production*, Vol. 80: 85–87.
- Gelhar, L.W., Mantoglu, A., Welty, C., Rehfeldt, K.R. (1985): Review of field-scale physical solute transport processes in saturated and unsaturated porous media. *Water Resources Research* 19.
- GeORG-Projektteam (2013): Geopotenziale des tieferen Untergrundes im Oberrheingraben, Fachlich-Technischer Abschlussbericht des Interreg-Projekts GeORG, Teile 1–4. Internet (PDF-Dokument: <http://www.geopotenziale.eu>).
- Gerhard, J. (1988): Faziesdiagnose und Paläoenvironment des Sannois-Fischschiefers (Alpines Molassebecken, Bayern, Süddeutschland). *DGMK-Bericht* 406: 191 S.
- Gerling, P., Kockel, F., Krull, P. (1999): Das Kohlenwasserstoffpotential des Präwestfals im norddeutschen Becken. *DGMK-Bericht* 433: 107 S.
- Gerling, P., Piske, J., Rasch, H.J., Wehner, H. (1996): Paläogeographie, Organofazies, Genese von Kohlenwasserstoffen im Staßfurtkarbonat Ostdeutschlands - Teil 1: Sedimentationsraum und Muttergesteinsausbildung. *Erdöl Erdgas Kohle* 112: 13–18.
- Gersemann, J. (1989): Vulkanotektonische Entwicklung im Permokarbon Ost-Niedersachsen. *DGMK-Bericht* 468: 173–199.
- Geyer, O.F., Gwinner, M.P. (2011): *Geologie von Baden-Württemberg*. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart: 627 S.
- Ghanizadeh, A., Gasparik, M., Amann-Hildenbrand, A., Gensterblum, Y., Krooss, B.M. (2014): Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the European organic-rich shales: I. Scandinavian Alum Shale. *Marine and Petroleum Geology* 51: 79–99.
- Goens, J. (2011): Hydrogeologische Aspekte des Fraccing an der Bohrung Damme 3, *Dialogprozess*: 8 S.
- Görner, K., Hübner, K. (2002). *Abfallwirtschaft und Bodenschutz*. Springer: 584 S.
- Gräsele, W., Plischke, I. (2010): LT Experiment: Mechanical Behavior of Opalinus Clay, Final report from Phases 6 – 14. TECHNICAL REPORT 2009-07, BGR Hannover, Germany: 89 S.
- Grassmann, S., Cramer, B., Delisle, G., Messner, J., Winsemann, J. (2005): Geological history and petroleum system of the Mittelplate oil field, Northern Germany. *International Journal of Earth Sciences* 94: 979–989.
- Green, C.A., Styles, P., Baptie, B.J. (2012): Preese Hall Shale Gas Fracturing Review & Recommendations for induced seismic mitigation: 26 S.
- Grimm, K.I. (2006): Meeresverbindungen im Rupelium Mitteleuropas — Paläobiogeographische Untersuchungen anhand von Foraminiferen. *Geologisches Jahrbuch Hessen* 133: 19–27.
- Grimm, K.I., Grimm, M.C. (2003): Geologischer Führer durch das Mainzer Tertiärbecken. *Mainzer Naturwissenschaftliches Archiv, Beiheft* 26: 158 S.

- GWPC (Ground Water Protection Council) (2011): State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations- And Their Role in Advancing Regulatory Reforms. A Two-State Review: Ohio and Texas. 120 S. http://fracfocus.org/sites/default/files/publications/state_oil_gas_agency_groundwater_investigations_optimized.pdf, zuletzt abgerufen: 25.10.2015.
- Gutenberg, B., Richter, C.F. (1944): Frequency of earthquakes in California. *Bulletin of the Seismological Society of America* 34: 185–188.
- Haimson, B., Fairhurst, C. (1967): Initiation and extension of hydraulic fractures in rocks. *SPEJ. Society of Petroleum Engineers Journal* 7: 310–318.
- Hanks, T.C., Kanamori, H. (1979): A moment magnitude scale. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 84: 2348–2350.
- Hantschel, T., Kauerauf, A.I. (2009): Fundamentals of basin and petroleum systems modeling XVI. Springer, Berlin [u. a.]: 476 S.
- Harris, D., Yielding, G., Levine, P., Maxwell, G., Rose, P.T., Nell, P. (2002): Using Shale Gouge Ratio (SGR) to model faults as transmissibility barriers in reservoirs; an example from the Strathspey Field, North Sea. *Petroleum Geoscience* 8: 167–176.
- Hartwig, A., Köntzer, S., Boucsein, B., Horsfield, B., Schulz, H.-M. (2010): Applying classical shale gas evaluation concepts to Germany—Part II: Carboniferous in North-east Germany. *Chemie der Erde – Geochemistry* 70, Supplement 3: 93–106.
- Hartwig, A., Schulz, H.-M. (2010): Applying classical shale gas evaluation concepts to Germany- Part I: The basin and slope deposits of the Stassfurt Carbonate (Ca₂, Zechstein, Upper Permian) in Brandenburg. *Chemie der Erde* 70: 77–91.
- Hayes, T. (2009): Sampling and Analysis of Water Streams Associated with the Development of Marcellus Shale Gas. Final Report for Marcellus Shale Coalition, Gas Technology Institute (GTI), Des Plaines, USA.
- Helmkamp, K.E., Kuhlmann, J., Kaiser, D. (1982): Das Rotliegend im Randbereich der Weidener Bucht *Geologica Bavarica* 83: 167–186.
- Hermanrud, C. (1993): Basin modelling techniques - an overview. In: Doré, A.G. (Hrsg.), *Basin Modelling: Advances and Applications*. Norwegian Petroleum Society, Special Publication No. 3: 1–34.
- Heuser, T., Schauer, M., Maletz, J., Meisel, S. (2006): Thüringisch-Fränkisches Schiefergebirge. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VII - Silur*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 46, Frankfurt a. M.: 85–91.
- Hild, E., Brumsack, H.J. (1998): Major and minor element geochemistry of Lower Aptian sediments from the NW German Basin (core Hoheneggles KB 40). *Cretaceous Research* 19: 615–633.
- Hindenberg, K. (1999): Genese, Migration und Akkumulation von Erdölen in Mutter- und Speichergesteinem des Staßfurt-Karbonat (Ca₂) von Mecklenburg-Vorpommern und Südost-Brandenburg, Dissertation, Forschungszentrum Jülich: 185 S.
- Hirsch, L.M., Thompson, A.H. (1995): Minimum saturations and buoyancy in secondary migration. *AAPG Bulletin* 79: 696–710.
- Höding, T., Göthel, M., Stackebrandt, W. (2009): Geologische Möglichkeiten für die CO₂-Speicherung in Brandenburg. 09471995, Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg, Kleinmachnow, Germany: 1–18.
- 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 Gessellschaft für Geowissenschaften* 152: 323–339.
- Hoffmann, N., Lindert, W., Weyer, D. (2006): Südwestrand der Osteuropäischen Plattform (Inseln Rügen, Hiddensee, Usedom, Mecklenburg-Vorpommern). In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VI - Unterkarbon (Mississippium)*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 41, Hannover: 480–493.
- Hofmann, H., Blöcher, G., Börsing, N., Maronde, N., Pas-trik, N., Zimmermann, G. (2014): Potential for enhanced geothermal systems in low permeability limestones - stimulation strategies for the Western Malm karst (Bavaria). *Geothermics* 51: 351–367.
- Hoth, P. (1997): Fazies und Diagenese von Präperm-Sedimenten der Geotraverse Harz-Rügen. *Schriftenreihe für Geowissenschaften*, 4: 139 S.
- Hoth, P., Wirth, H., Reinhold, K., Bräuer, V., Krull, P., Feldrappe, H. (2007): Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen Deutschlands - Untersuchung und Bewertung von Tongesteinsformationen., Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin/Hannover: 118 S.
- Huang, W.-Y., Meinschein, W.G. (1979): Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 43: 739–745.
- Hulten van, F.F.N., Poty, E. (2007): Geological factors controlling Early Carboniferous carbonate platform development in the Netherlands. *Geologisches Jahrbuch* 43: 175–196.
- IEA (International Energy Agency) (2009): *World Energy Outlook*: 691 S.
- IEA (International Energy Agency) (2012): *Golden Rules for a Golden Age of Gas - World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas*, IEA, France: 143 S.
- Ingraffea, A.R., Wells, M.T., Santoro, R.L., Shonkoff, S.B.C. (2014): Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000–2012. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 111: 10955–10960.

- Konnikova, S., Browning, J., Gulen, G., Potter, E., Qilong, F., Horvath, S.C., Patzek, T., Male, F., Medlock, K., Seithheko, L., Tinker, S. (2012): Barnett Shale - Resources, Reserves & Future Production, 31st USAEE/IAEE, November 2012, Austin, Texas.
- IUPAC, Rouque ´rol, J., Avnir, D., Fairbridge, C.W., Everett, D.H., Haynes, J.H., Pernicone, N., Ramsay, J.D.F., Sing, K.S.W., Unger, K.K. (1994): Recommendations for the Characterisation of Porous Solids (Recommendations 1994). *Pure Applied Chemistry* 66: 1739–1758.
- IWW (2013): Wasserwirtschaftliche Risiken bei Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Einzugsgebiet der Ruhr. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasser Beratung- und Entwicklungsgesellschaft mbH, *<http://www.awwr.de> und *<http://www.ruhrverband.de>: 66 S.
- Jacob, H., Kuckelkorn, K. (1977): Das Inkohlungsprofil der Bohrung Miesbach und seine Erdölgeologische Interpretation. *Erdoel-Erdgas-Zeitschrift* 93: 115–124.
- Jarvie, D.M. (2012a): Shale resource systems for oil and gas: Part 1— Shale-gas Resource Systems. In: Breyer, J.A. (Hrsg.), *Shale reservoirs — Giant resources for the 21st century*. AAPG Memoir 97: 69–87.
- Jarvie, D.M. (2012b): Shale resource systems for oil and gas: Part 2— Shale-oil resource systems. In: Breyer, J.A. (Hrsg.), *Shale reservoirs — Giant resources for the 21st century*, AAPG Memoir 97: 89–119.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E., Pollastro, R.M. (2007): Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin* 91: 475–499.
- Jin, J., Aigner, T., Luterbacher, H.P., Bachmann, G.H., Müller, M. (1995): Sequence stratigraphy and depositional history in the south-eastern German Molasse Basin. *Marine and Petroleum Geology* 12: 929–940.
- Joswig, M. (2012): Kurzstudie zur seismischen Gefährdung durch Erdgasförderung in Norddeutschland. *InfoDialog Fracking*.
- Karnin, W.-D., Idiz, E., Merkel, D., Ruprecht, E. (1996): The Zechstein Stassfurt Carbonate hydrocarbon system of the Thuringian Basin, Germany. *Petroleum Geoscience* 2: 53–58.
- Katzung, G. (2001): The Caledonides at the southern margin of the East European Craton. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie, Abhandlungen* 222: 3–53.
- Katzung, G. (Hrsg.), (2004): *Geologie von Mecklenburg-Vorpommern*. Schweizerbart, Stuttgart: 580 S.
- Kelch, H.-J., Paulus, B. (1980): Die Tiefbohrung Velpke-Asse Devon 1. *Geologisches Jahrbuch, Reihe A* 57: 175 S.
- Keller, L.M., Schuetz, P., Erni, R., Rossell, M.D., Lucas, F., Gasser, P., Holzer, L. (2013): Characterization of multi-scale microstructural features in Opalinus Clay. *Microporous and Mesoporous Materials* 170: 83–94.
- Kemper, E. (1995): Sedimente, Fazies und Schichtenfolge des Barrême in NW-Deutschland. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 141: 9–45.
- Kemper, E., Zimmerle, W. (1978): Die anoxischen Sedimente der präoberaptischen Unterkreide NW-Deutschlands und ihr paläogeographischer Rahmen. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 45: 3–41.
- Kempter, E.H.K. (1987): Fossile Maturität, Paläothermogradienten und Schichtlücken in der Bohrung Weiach im Lichte von Modellberechnungen der thermischen Maturität. *Ecologae Geologicae Helvetiae* 80: 543–552.
- Kerschke, D.I., Schulz, H.-M. (2013): The shale gas potential of Tournaisian, Viséan, and Namurian black shales in North Germany: baseline parameters in a geological context. *Environmental Earth Sciences* 70: 3817–3837.
- Kettel, D., Herzog, M. (1988): Das Permokarbon der süd-deutschen Westmolasse - ein Muttergestein für Öl- und Gaslagerstätten? *Erdöl Erdgas Kohle* 104: 154–157.
- Ketter, A.A., Daniels, J.L., Heinze, J.R., Waters, G. (2008): A Field Study in Optimizing Completion Strategies for Fracture Initiation in Barnett Shale Horizontal Wells. *Society of Petroleum Engineers (SPE) Production & Operations* 23(3):373–378.
- Killops, S.D., Killops, V.J. (1993): An introduction to organic geochemistry. Longman Scientific & Technical, London: 265 S.
- King, G.E. (2010): Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19–22 September. Society of Petroleum Engineers, Florence, Italy: 50 S.
- King, G.E. (2012): Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells., SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA: 80 S.
- King, G.E. (2014). Maximizing Recover Factors - Improving Recovery Factors in liquid-rich resource plays requires new approaches. the American Oil & Gas Reporter, <http://www.aogr.com/magazine/editors-choice/improving-recovery-factors-in-liquids-rich-resource-plays-requires-new-appr>.
- Klimczak, C., Schultz, R.A., Parashar, R., Reeves, D.M. (2010): Cubic law with aperture-length correlation; implications for network scale fluid flow. *Hydrogeology Journal* 18: 851–862.
- Klinge, H. (1991): Zur Salinität von Tiefenwässern, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 52 S.
- Kobler, H.-U. (1972): Geochemische sedimentologische und ökologische Untersuchungen im Braunen Jura alpha (Opalinuston) der Schwäbischen Alb. *Arb. Geol. Paläont. Inst. Univ. Stuttgart* 66: 1–134.
- Koch, J. (1975): Die Inkohlung in Gesteinen des Rhät und Lias im südlichen Nordwestdeutschland. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 29: 45–55.
- Kombrink, H. (2008): The Carboniferous of the Netherlands and surrounding areas: a basin analysis. *Geologica Ultraiectina, Universität Utrecht*: 294 S.
- Kombrink, H., Besly, B.M., Collinson, J.D., den Hartog Jager, D.G., Duser, M., Drozdowski, G., Hoth, P., Paigner, H.J.M., Stemmerik, L., Waksmundzka, M.I., Wrede, V. (2010): Carboniferous. In: Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (Hrsg.), *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*. EAGE Publications b.v., Houten: 81–99.

- Kopp, J., Hoffmann, N., Lindert, W., Franke, D. (2010): Präpermischer Untergrund – Tektonostratigraphie und Bruchstörungen. Atlas zur Geologie von Brandenburg im Maßstab 1:1.000.000, 4. Aufl., Cottbus: 157 S.
- Korn, D. (2006): Lithostratigraphische Neugliederung der Kulm-Sedimentgesteine im Rheinischen Schiefergebirge. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), Stratigraphie von Deutschland VI – Unterkarbon (Mississippium). Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 41, Hannover: 379–383.
- Korn, D. (2010): Lithostratigraphy and biostratigraphy of the Kulm succession in the Rhenish Mountains. Zeitschrift der Gesellschaft für Geowissenschaften 161: 431–453.
- Kus, J. (2015): Application of confocal laser-scanning microscopy (CLSM) to autofluorescent organic and mineral matter in peat, coals and siliciclastic sedimentary rocks – A qualitative approach. International Journal of Coal Geology 137: 1–18.
- Kuuskräa, V.A. (2009): Worldwide gas shales and unconventional gas: a status report. Arlington, VA: Advanced Resources International Inc., United Nations Climate Change Conference, COP15, “Natural Gas, Renewables and Efficiency: Pathways to a Low-Carbon Economy” sponsored by the American Clean Skies Foundation (ACSF), the UN Foundation (UNF) and the Worldwatch Institute, Copenhagen.
- Law, B.E., Curtis, J.B. (2002): Introduction to Unconventional Petroleum Systems. AAPG Bulletin 86: 1851–1852.
- LBEG (2014a): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2013, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 80 S.
- LBEG (2014b): Liste der Fracs in Niedersachsen (Erdgas- und Geothermiebohrungen). Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie <http://www.lbeg.niedersachsen.de/bergbau/genuehmigungsverfahren/hydraulische-bohrlochbehandlung/hydraulische-bohrlochbehandlung-110656.html> (16.07.2014).
- LBEG (2014c): „Häufig gestellte Fragen“ http://www.lbeg.niedersachsen.de/portal/live.php?navigation_id=30976&article_id=118376&psmand=4#f2 zuletzt aufgerufen: 1.6.2015.
- Lemcke, K. (1988): Das bayerische Alpenvorland vor der Eiszeit: Erdgeschichte, Bau, Bodenschätze: 175 S.
- Leythaeuser, D., Littke, R., Radke, M., Schaefer, R.G. (1988): Geochemical effects of petroleum migration and expulsion from Toarcian source rocks in the Hils syncline area, NW-Germany. Organic Geochemistry 13: 489–502.
- Lindert, W., Autorenkollektiv (1986): Zusammenfassende Bewertung der Ergebnisse zum Karbon der Forschungsbohrung E Pröttlin 1/1h/81 (Stratigraphie, Lithologie, Tektonik). Zentrales Geologisches Institut [Archivbericht].
- Lindert, W., Hoffmann, N. (2004): Karbon. In: Katzung, G. (Hrsg.), Geologie von Mecklenburg-Vorpommern. Schweizerbart, Stuttgart: 79–95.
- Lindström, S., Erlström, M. (2006): The late Rhaetian transgression in southern Sweden: Regional (and global) recognition and relation to the Triassic-Jurassic boundary. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 241: 339–372.
- Linnemann, U. (1996): Die Lagerungsverhältnisse und die sedimentäre Entwicklung des basalen Altpaläozoikums vom Langen Berg bei Gehren (Schwarzbunger Anticlinorium, Saxothuringikum). Beiträge zur Geologie von Thüringen. Neue Folge 1996: 73–84.
- Linnemann, U. (2008a): Die Struktureinheiten des Saxothuringikums. In: Linnemann, U. (Hrsg.), Das Saxothuringikum, 2. Aufl.: 23–32.
- Linnemann, U. (2008b): Sedimentation und geotektonischer Rahmen der Beckenentwicklung im Saxothuringikum (Neoproterozoikum - Unterkarbon). In: Linnemann, U. (Hrsg.), Das Saxothuringikum, 2. Aufl., Dresden: 75–114.
- Linnemann, U., Elicki, O., Gaitzsch, B. (2008): Die Stratigraphie des Saxothuringikums. In: Linnemann, U. (Hrsg.), Das Saxothuringikum, 2. Aufl., Dresden: 33–74.
- Littke, R., Jendrzewski, L., Lokay, P., Shuangqing, W., Rullkötter, J. (1998): Organic geochemistry and depositional history of the Barremian-Aptian boundary interval in the Lower Saxony Basin, northern Germany. Cretaceous Research 19: 581–614.
- Littke, R., Klusmann, U., Krooss, B., Leythaeuser, D. (1991): Quantification of loss of calcite, pyrite, and organic matter due to weathering of Toarcian black shales and effects on kerogen and bitumen characteristics. Geochimica et Cosmochimica Acta 55: 3369–3378.
- 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 66: 953–977.
- Littke, R., Welte, D.H. (1992): Hydrocarbon source rocks. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom: 364–374.
- Lott, G.K., Wong, T.E., Duser, M., Andsbjerg, J., Mönnig, E., Feldman-Olszewska, A., Verreussel, R.M.C.H. (2010): Jurassic. In: Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (Hrsg.), Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v., Houten: 175–193.
- Ludwig, G., Gramann, F., Jordan, H., Jordan, R., Koch, J., Schmitz, H.-H. (1977): Untersuchungen einiger Ölschiefer-Vorkommen in Niedersachsen. Abschlussbericht Kap. 0818, Titelgruppe 69/12 „Erkundung neuer Energiequellen in Niedersachsen“, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover.
- Mackenzie, A.S., Quigley, T.M. (1988): Principles of geochemical prospect appraisal. AAPG Bulletin 72: 399–415.
- Magri, F., Bayer, U., Clausnitzer, V., Jahnke, C., Diersch, H.J., Fuhrmann, J., Moeller, P., Pekdeger, A., Tesmer, M., Voigt, H. (2005a): Deep reaching fluid flow close to convective instability in the NE German Basin; results from water chemistry and numerical modelling. Tectonophysics 397: 5–20.
- Magri, F., Bayer, U., Jahnke, C., Clausnitzer, V., Diersch, H.J., Fuhrman, J., Moeller, P., Pekdeger, A., Tesmer, M., Voigt, H.J. (2005b): Fluid dynamics driving saline water in the North East Germany Basin. International Journal of Earth Sciences 94: 1056–1069.

- Maletz, J., Katzung, G. (2003): Silur. In: Seidel, G. (Hrsg.), *Geologie von Thüringen*, 2. Aufl. Schweizerbart, Stuttgart: 130–140.
- Mann, U., Hantschel, T., Schaefer, R.G., Krooss, B., Leythaeuser, D., Littke, R., Sachsenhofer, R.F. (1997): Petroleum Migration: Mechanisms, Pathways, Efficiencies and Numerical Simulations. In: Welte, D.H., Horsfield, B., Baker, D.R. (Hrsg.), *Petroleum and Basin Evolution*. Springer, Heidelberg: 405–520.
- Manrique, E.J., Thomas, C.P., Ravikiran, R., Kamouei, M.I., Lantz, M., Romero, J.L., Alvarado, V. (2010): EOR: Current Status and Opportunities. SPE Improved Oil Recovery Symposium.
- Matter, A. (1987): Faziesanalyse und Ablagerungsmilieu des Permokarbons im Nordschweizer Trog. *Eclodgea Geologicae Helvetiae* 80 345–367.
- Matter, A., Peters, T., Bläsi, H.-R., Meyer, J., Ischi, H., Meyer, C. (1988): Sondierungsbohrung Weiach. *Geologie - NAGRA Technischer Bericht*, 120 Beilagen, Baden (Schweiz): 470 S.
- Maxwell, S. (2013): Unintentional seismicity induced by hydraulic fracturing. *Recorder* 38: 40–49.
- Maxwell, S.C., Jones, M., Parker, R., Leaney, S., Mack, M., Dorvall, D., D'Amico, D., Logel, J., Anderson, E., Hammermaster, K. (2010): Fault activation during hydraulic fracturing, *GeoCanada 2010 – Working with the Earth*: 4 S.
- Maynard, J.R., Hofmann, W., Dunay, R.E., Benthon, P.N., Dean, K.P., Watson, I. (1997): The Carboniferous of Western Europe; the development of a petroleum system. *Petroleum Geoscience* 3: 97–115.
- Maystrenko, Y., Bayer, U., Scheck-Wenderoth, M. (2008): 3D structural model of the Glueckstadt Graben, NW Germany. *Scientific Technical Report 11/08 – Data*, Potsdam: Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ.
- McCann, T. (1996): Silurian facies from the G-14 well, offshore Northern Germany. *Zeitschrift der Deutschen Geologischen Gesellschaft* 147: 209–219.
- McGarr, A. (2014): Maximum earthquake magnitudes induced by fluid injection. *Journal of Geophysical Research* 119: 1008–1019, 2013JB010597.
- McGarr, A., Simpson, D., Seeber, L. (2002): Case histories of induced and triggered earthquakes. *Int. Handb. Eq. Eng. Seism.* 81A: 647–661.
- Meiners, G., Denneborg, M., Müller, F., Bergmann, A., Weber, F.-A., Dopp, E., Hansen, C., Schüth, C., Gaßner, H., Buchholz, G., Sass, I., Homuth, S., Prieb, R. (2012a): Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten - Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. FKZ 3711 23 299, Umweltbundesamt: 445 S.
- Meiners, G., Denneborg, M., Müller, F., Fernández, J.B.P., Deißmann, G., Filby, A., Barthel, R., Cramer, T., Bergmann, A., Hansen, C., Weber, F.-A., Dopp, E. and Schüth, C. (2012b): Fracking in unkonventionellen Erdgas-Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen: 67 S.
- Meneses Rioseco, E., Löhken, J., Schellschmidt, R., Tischner, T. (2013): 3-D Geomechanical Modeling of the Stress Field in North German Basin: Case Study Gene-Sys-Borehole GT1 in Hannover Groß-Buchholz Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, : 14 S.
- Merkel, D., Behla, S., Karnin, W.-D. (1998): Beckenentwicklung und Kohlenwasserstoffpotential. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 149: 235–253.
- Michael, G.E., Packwood, J., Holba A. (2013): Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid rich shale plays. *Geoscience Technology Workshop, Hydrocarbon Charge Considerations in Liquid-Rich Unconventional Petroleum Systems*.
- Mohr, S.H., Evans, G.M. (2011): Long term forecasting of natural gas production. *Energy Policy* 39: 5550–5560.
- Montgomery, C.T., Smith, M.B. (2010): Hydraulic Fracturing - History of an enduring technology. *Journal of Petroleum Technology* 62: 26–32.
- Müller, A.B., Strauss, H., Hartkopf-Fröder, C., Littke, R. (2006): Reconstructing the evolution of the latest Pennsylvanian-earliest Permian Lake Odrernheim based on stable isotope geochemistry and palynofacies: A case study from the Saar-Nahe Basin, Germany. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 240: 204–224.
- Müller, E.P., Papendieck, G. (1975): Zur Verteilung, Genese und Dynamik von Tiefenwaessern unter besonderer Berücksichtigung des Zechsteins. *Zeitschrift für Geologische Wissenschaften* 3: 167–196.
- 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 Research* 21: 733–759.
- Mutterlose, J., Pauly, S., Steuber, T. (2009): Temperature controlled deposition of early Cretaceous (Barremian-early Aptian) black shales in an epicontinental sea. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 273: 330–345.
- Myers, T. (2012): Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Ground Water* 50: 872–882.
- Nagra (2014): Beurteilung der Tiefenlage in Bezug auf die geotechnischen Bedingungen: Grundlagen für die Abgrenzung und Bewertung der Lagerperimeter. NAB 14–81, Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle: 157 S.
- Naumann, D. (2000): Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland: gas- und isotopengeochemische Untersuchungen zur Herkunft und geothermischen Nutzung, *GeoForschungsZentrum Potsdam: Potsdam, Federal Republic of Germany*.
- Nestler, H. (1994): Maturität und Typisierung der organischen Substanzen in bituminösen Ablagerungen des Staßfurtkarbonats (Oberperm), Dissertation, Freiberg, Bergakad., Fak. für Mathematik u. Naturwiss.

- Niedersächsisches Umweltministerium (2002): Planfeststellungsbeschluss für die Errichtung und den Betrieb des Bergwerkes Konrad in Salzgitter – B II.4 Standortbeschreibung Hydrogeologie: 18–39 S.
- Nitsch, E., Zedler, H. (2009): Oberkarbon und Perm in Baden-Württemberg. LGRB-Informationen, 22, Freiburg: 102 S.
- Noble, R., Kaldi, J.G., Atkinson, C.D. (1997): Oil saturation in shales: Applications in seal evaluation. In: Surdam, R.C. (Hrsg.), Seals, traps and the petroleum system. AAPG Memoir 67: 13–29.
- Nussbaum, C., Bossart, P., Amann, F., Aubourg, C. (2011): Analysis of tectonic structures and excavation induced fractures in the Opalinus Clay, Mont Terri underground rock laboratory (Switzerland). *Swiss Journal of Geosciences* 104: 187–210.
- NYSDEC (New York State Department of Environmental Conservation) (2011): Revised Draft of the Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program - Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Fracking to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs: 5–94 S.
- Okui, A., Siebert, R.M., Matsubayashi, H. (1998)– Simulation of oil expulsion by 1-D and 2-D basin modeling; saturation threshold and relative permeabilities of source rocks. In: Düppenbecker, S.J., Illiffe, J.E. (Hrsg.), Basin Modelling: Practice and Progress. Geological Society Special Publication 141. Geological Society, London, United Kingdom: 45–72.
- Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R.E., Sinha, S. (2010): From Oil Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. Paper SPE 131350, CPS/SPE International Oil and Gas Conference, Beijing, 8–10 June.
- Paul, J., Schröder, B. (2012): Rotliegend im Ostteil der Süddeutschen Schwelle. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), Stratigraphie von Deutschland X – Rotliegend. Teil 1: Innervariatische Becken. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 61, Hannover: 697–706.
- Pepper, A.S. (1991): Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach. In: England, W.A., Fleet, A.J. (Hrsg.), Petroleum Migration. Geological Society Special Publication 59. Geological Society, London, United Kingdom: 9–31.
- Pepper, A.S., Corvi, P.J. (1995): Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: Modeling an open system. *Marine and Petroleum Geology* 12: 417–452.
- Peryt, T.M., Geluk, M., Mathiesen, A., Paul, J., Smith, K. (2010): Zechstein. In: Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (Hrsg.), Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v., Houten: 123–147.
- Peters, K.E., Cassa, M.R. (1994): Applied Source Rock Geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Hrsg.), The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60: 93–117.
- Peters, K.E., Curry, D.J., Kacwicz, M. (2012): An overview of basin and petroleum system modeling; definitions and concepts. AAPG Hedberg Series 4: 1–17.
- Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. (2005): The Biomarker Guide 2nd Ed.: Volumes 1–2. Cambridge University Press, Cambridge: 1155 S.
- Petersen, H.I., Nielsen, L.H., Bojesen-Koefoed, J.A., Mathiesen, A., Kristensen, L., Dalhoff, F. (Hrsg.) (2008): Evaluation of the quality, thermal maturity and distribution of potential source rocks in the Danish part of the Norwegian-Danish Basin. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin*, 16. Geological Survey of Denmark and Greenland Ministry of Climate and Energy: 66 S.
- Petsch, S.T., Berner, R.A., Eglinton, T.I. (2000): A field study of the chemical weathering of ancient sedimentary organic matter. *Organic Geochemistry* 31: 475–487.
- Pflug, R. (1982): Bau und Entwicklung des Oberrheingrabens, Erträge der Forschung. Wissenschaftliche Buchhandlung, Darmstadt: 145 S.
- Pharaoh, T., Dusa, M., Geluk, M., Kockel, F., Krawczyk, C., Krzywiec, P., Scheck-Wenderoth, M., Thybo, H., Vejbak, O., van Wees, J.D. (2010): Tectonic evolution. In: Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (Hrsg.), Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v., Houten: 25–56.
- Piske, J., Neumann, E. (1990): Zur Ausbildung der Ablagerungen des Altpaläozoikums im Gebiet der südwestlichen Ostsee. *Zeitschrift für Angewandte Geologie* 36: 342–346.
- Piske, J., Neumann, E. (1993): Tektonische Gliederung des prävariszischen Untergrundes in der südwestlichen Ostsee. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 131: 361–388.
- Piske, J., Rasch, H.-J. (1998): Gesetzmäßigkeiten der Erdöl- und Erdgasverteilung in Lagerstätten des Ca2 am Südrand des Zechsteinbeckens (Plattformhang, Karbonatsandbarre). *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 149: 255–286.
- Pletsch, T., Appel, J., Botor, D., Clayton, C.J., Duin, E.T., Faber, E., Gorecki, W., Kombrink, H., Koskowski, P., Kuper, G., Kus, J., Lutz, R., Mathiesen, A., Ostertag-Neuning, C., Papiernik, B., Van Bergen, F. (2010): Petroleum Generation and Migration. In: Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (Hrsg.), Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v., Houten: 225–253.
- Poelchau, H.S., Baker, D.R., Hantschel, T., Horsfield, B., Wygrala, B. (1997): Basin Simulation and the Design of the Conceptual Basin Model. In: Welte, D.H., Horsfield, B., Baker, D.R. (Hrsg.), Petroleum and Basin Evolution. Springer, Heidelberg: 5–70.
- Pool, W., Geluk, M., Abels, J., Tiley, G. (2012): Assessment of an unusual European Shale Gas play: the Cambro-Ordovician Alum Shale, southern Sweden, SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers (SPE), SPE Paper 152339, Vienna, Austria.
- Rausch, R., Schäfer, W., Wagner, C. (2002): Einführung in die Transportmodellierung im Grundwasser. Gebrüder Borntraeger, Stuttgart: 183 S.
- Reagan, M.T., Moridis, G.J., Keen, N.D., Johnson, J.N. (2015). Numerical simulation of the environmental impact of hydraulic fracturing of tight/ shale gas reservoirs on near-surface groundwater: Background, base cases, shallow reservoirs, short-term gas, and water transport, *Water Resources Research* 51: 2543–2573, doi:10.1002/2014WR016086.

- Reinhold, K., Müller, C., Riesenberg, C. (2011): Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese., Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin/Hannover: 133 S.
- Reutter, E. (2011): Hydrostratigraphische Gliederung Niedersachsens, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover: 11 S.
- Reyer, D., Bauer, J.F., Philipp, S.L. (2012): Fracture systems in normal fault zones crosscutting sedimentary rocks, Northwest German Basin. *Journal of Structural Geology* 45: 38–51.
- Riegraf, W. (1985): Mikrofauna, Biostratigraphie und Fazies im Unteren Toarcium Südwestdeutschlands und Vergleich mit benachbarten Gebieten. *Tübinger Mikropaläontologische Mitteilungen* 3: 232–232.
- Rippen, D., Littke, R., Bruns, B., Mahlstedt, N. (2013): Organic geochemistry and petrography of Lower Cretaceous Wealden black shales of the Lower Saxony Basin; the transition from lacustrine oil shales to gas shales. *Organic Geochemistry* 63: 18–36.
- Risch, H. (1995): Die Tiefbohrung Hindelang 1 (Allgäuer Alpen). München, *Geologica Bavarica* 100: 286 S.
- Röckel, T., Lempp, C. (2003): Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken. *Erdöl Erdgas Kohle* 119: 73–80.
- Rodon, S., Littke, R. (2005): Thermal maturity in the Central European Basin system (Schleswig-Holstein area): results of 1D basin modelling and new maturity maps. *International Journal of Earth Sciences* 94: 815–833.
- Rosenwinkel, K.-H., Weichgrebe, D., Olsson, O. (2012): Stand der Technik und fortschrittliche Ansätze in der Entsorgung des Flowback : Gutachten des Institutes für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH) der Leibniz Universität Hannover zum Informations- und Dialogprozess über die Sicher, Institut für Siedlungswasserwirtschaft und Abfall (ISAH), Hannover: 91 S.
- Rothausen, K., Sonne, V. (1984): Mainzer Becken. *Sammlung Geologischer Führer*, 79: 203 S.
- Rullkötter, J., Leythaeuser, D., Horsfield, B., Littke, R., Mann, U., Müller, P.J., Radke, M., Schaefer, R.G., Schenk, H.J., Schwochau, K., Witte, E.G., Welte, D.H. (1988): Organic matter maturation under the influence of a deep intrusive heat source: A natural experiment for quantitation of hydrocarbon generation and expulsion from a petroleum source rock (Toarcian shale, northern Germany). *Organic Geochemistry* 13: 847–856.
- Rupf, I., Nitsch, E. (2008): Das Geologische Landesmodell von Baden-Württemberg: Datengrundlagen, technische Umsetzung und erste geologische Ergebnisse. *LGRB-Informationen*, 21, Freiburg: 81 S.
- Rutqvist, J., Rinaldi, A.P., Cappa, F., Moridis, G.J. (2013): Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 107: 31–44.
- Saiers, J.E., Barth, E. (2012): Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale Aquifers. *Ground Water* 50: 826–828.
- Sandhu, K. (2012): Secondary and Tertiary Recovery from Tight Oil reservoirs. 4th Annual Wyoming IOR/EOR conference.
- Sandrea, R. (2012): Evaluating production potential of mature US oil, gas shale plays. *Oil & Gas Journal* 110.
- Sandrea, R., Sandrea, I. (2014): New well-productivity data provide US Shale potential insights. *Oil & Gas Journal* 112.
- Sandvik, E.I., Young, W.A., Curry, D.J. (1992): Expulsion from hydrocarbon sources: The role of organic absorption. *Organic Geochemistry* 19: 77–87.
- Sauter, M., Helming, R., Schetelig, K. (2012): Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser – Generische Charakterisierung und Modellierung, Gutachten im Rahmen des InfoDialogs Fracking der Exxon Mobil Production Deutschl. GmbH.
- Schad, A. (1962): Voraussetzungen für die Bildung von Erdöllagerstätten im Rheingraben. *Abhandlungen Geologisches Landesamt Baden-Württemberg* 4: 29–40.
- Schaefer, R.G., Littke, R. (1988): Maturity-related compositional changes in the low-molecular-weight hydrocarbon fraction of Toarcian shales. *Organic Geochemistry* 13: 887–892.
- Schäfer, P. (2013a): Grabenbildung - Tertiäre Tektonik in der Pfalz. In: Haneke, J., Kremb, K. (Hrsg.), *Beiträge zur Geologie der Pfalz. Veröffentlichungen der Pfälzerischen Gesellschaft zur Förderung der Wissenschaften* 110: 35–48.
- Schäfer, P. (2013b). Seesedimente, Meeressande, Plattformkarbonate - Tertiäre Ablagerungen im südlichen Mainzer Becken. In: Haneke, J., Kremb, K. (Hrsg.), *Beiträge zur Geologie der Pfalz. Veröffentlichungen der Pfälzerischen Gesellschaft zur Förderung der Wissenschaften* 110: 49–67.
- Schenk, H.J., Dieckmann, V. (2004): Prediction of petroleum formation: the influence of laboratory heating rates on kinetic parameters and geological extrapolations. *Marine and Petroleum Geology* 21: 79–95.
- Schmitz, H.-H. (1963): Untersuchungen am nordwestdeutschen Posidonienschiefer und seiner organischen Substanz. *Beihefte zum Geologischen Jahrbuch* 58: 220 S.
- Schmitz, H.-H. (1980): Ölschiefer in Niedersachsen. *Bericht der Naturhistorischen Gesellschaft zu Hannover* 123: 7–43.
- Schott, W. (1942): Die Gliederung im nordwestdeutschen Rätbecken. *Berichte des Reichsamtes für Bodenforschung* 1942: 61–77.
- Schott, W., Jaritz, W., Kockel, F., Sames, C.W., von Stackelberg, U., Stets, J., Stoppel, D. (1969): Paläogeographischer Atlas der Unterkreide von Nordwestdeutschland mit einer Übersichtsdarstellung des nördlichen Mitteleuropas und Erläuterungen. *Bundesanstalt für Bodenforschung, Hannover*: 315 S.
- Schovsbo, N.H., Nielsen, A.T., Klitten, K., A., M., Rasmussen, P. (2011): Shale gas investigations in Denmark: Lower Palaeozoic shales on Bornholm. *Geological Survey of Denmark and Greenland Bulletin* 23: 9–12.
- Schretzenmayr, S. (2004): Erdöl und Erdgas. In: Katzung, G. (Hrsg.), *Geologie von Mecklenburg-Vorpommern. Schweizerbart, Stuttgart*: S. 451–458.

- Schwartz, M.O. (2015): Modelling the hypothetical methane-leakage in a shale-gas project and the impact on groundwater quality. *Environmental Earth Sciences* 73: 4619–4632.
- Seibt, A., Thorwart, K. (2011): Untersuchungen zur Gasphase geothermisch genutzter Tiefenwässer und deren Relevanz für den Anlagenbetrieb. *Zeitschrift für Geologische Wissenschaften* 39: 261–274.
- Seidel, G. (2004): Zur Lage und Entwicklung der Zechsteinbasis in Thüringen. *Geowissenschaftliche Mitteilungen von Thüringen* 11: 63–69.
- Senseny, P.E., Pfeifle, T.W. (1984): Fracture Toughness Of Sandstones And Shales. In: Association, A.R.M. (Hrsg.), *The 25th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS), 25-27 June American Rock Mechanics Association, Evanston, Illinois*.
- Settari, A., Cleary, M.P. (1986): Development and Testing of a Pseudo-Three-Dimensional Model of Hydraulic Fracture Geometry. *SPE Production & Engineering* 1(6): 449–466.
- SGD (Staatliche Geologische Dienste Deutschlands) 2013: Stellungnahme zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking. Hannover, http://www.infogeo.de/dokumente/download_pool/SN_SGD-Fracking-Studien_V5_0.pdf; zuletzt abgerufen 22.10.2015.
- Sissingh, W. (1997): Tectonostratigraphy of the North Alpine Foreland Basin: correlation of Tertiary depositional cycles and orogenic phases. *Tectonophysics* 282: 223–256.
- Sissingh, W. (1998): Comparative Tertiary stratigraphy of the Rhine Graben, Bresse Graben and Molasse Basin: correlation of Alpine foreland events. *Tectonophysics* 300: 249–284.
- Sissingh, W. (2003): Tertiary paleogeographic and tectonostratigraphic evolution of the Rhenish Triple Junction. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 196: 229–263.
- Sittig, E., Nitsch, E. (2012): Stefan und Rotliegend zwischen Odenwald und Alpenrand. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland X – Rotliegend. Teil I: Innervariscische Becken*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 61, Hannover: 646–696.
- Skoumal, R.J., Brudzinski, M.R., Currie, B.S. (2015a): Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio. *Bulletin of the Seismological Society of America* 105: 189–197.
- Skoumal, R.J., Brudzinski, M.R., Currie, B.S. (2015b): Microseismicity induced by deep wastewater injection in Southern Trumbull County, Ohio. *Seismological Research Letters* 86(5): 1326–1334.
- Snow, D.T. (1968): Rock fracture spacings, openings, and porosities. *Proceedings of the American Society of Civil Engineers* 94: 73–91.
- Sone, H. (2012): Mechanical properties of shale gas reservoir rocks and its relation to the in-situ stress variation observed in shale gas reservoirs, Stanford University, Dissertation SRB Vol. 128: 225 S.
- Spitz, K., Moreno, J. (1996): *A Practical Guide to Groundwater and Solute Transport Modeling*. Wiley 1996, 461 S.
- Stapf, K.G. (1989): Biogene fluvio-lakustrine Sedimentation im Rotliegend des permokarbonen Saar-Nahe-Beckens (SW-Deutschland). *Facies* 20: 169–198.
- Stinder, T. (1989): Stratigraphie und Lithologie des Rhät im mittleren Niedersachsen. *Zeitschrift der Deutschen Geologischen Gesellschaft* 140: 87–99.
- Stober, I., Wolfgramm, M., Birner, J. (2014): Geothermale Tiefenwässer in Deutschland – Hintergrundpapier. Norddeutsches Becken, Bundesverband-Geothermie (GtV): 12–21 S.
- Stoppel, D. (2006): Nord- und Nordwest-Deutschland. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VI – Unterkarbon (Mississippium)*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 41, Hannover: S. 478–479.
- Stoppel, D., Korn, D., Amler, M.R.W. (2006): Der Nord- und Nordoststrand des Rheinischen Schiefergebirges und das zentrale Sauerland. In: Deutsche Stratigraphische Kommission (Hrsg.), *Stratigraphie von Deutschland VI – Unterkarbon (Mississippium)*. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Heft 41, Hannover: S. 330–357.
- Stroemer, N., Wienholz, E. (1965): Mikrobiostratigraphie an der Lias/Dogger-Grenze. *Jahrbuch für Geologie* 1: 533–591.
- Strohmeier, C., Rockenbach, K., Waldmann, R. (1998): Fazies, Diagenese und Reservoirentwicklung des Zechstein 2-Karbonats (Ober-Perm) in Nordostdeutschland. *Geologisches Jahrbuch Reihe A* 149: 81–113.
- Teichmüller, M. (1979): Die Diagenese der kohligen Substanz in den Gesteinen des Tertiärs und Mesozoikums des mittleren Oberrhein-Grabens. *Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen* 27: 19–49.
- Teichmüller, M., Teichmüller, R. (1975): Inkohlungsuntersuchungen in der Molasse des Alpenvorlandes. *Geologica Bavarica* 73: 123–142.
- Tesmer, M., Möller, P., Wieland, S., Jahnke, C., Voigt, H., Pekdeger, A. (2007): Deep reaching fluid flow in the North East German Basin; origin and processes of groundwater salinisation. *Hydrogeology Journal* 15: 1291–1306.
- Thiercelin, M.C., Roegiers, J.-C. (2000): Formation Characterization - Rock Mechanics. In: Economides, M.J., Nolte, K.G. (Hrsg.), *Reservoir Stimulation*. John Wiley and Sons Ltd, Chichester, England: S. 35.
- Tillner, E., Kempka, T., Nakaten, B., Kühn, M. (2013): Brine migration through fault zones: 3D numerical simulations for a prospective CO₂ storage site in Northeast Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 19: 689–703.
- Tissot, B.P., Welte, D.H. (1984): *Petroleum formation and occurrence*. Springer Verlag, Berlin: 699 S.
- Uffmann, A.K., Littke, R. (2013): Paleozoic Petroleum Systems of the Münsterland Basin, Western Germany: a 3D Basin Modeling Study. Part 1: Model input, calibration and maturation. *Oil Gas European Magazine* 3/2013: 140–146.

- Uffmann, A.K., Littke, R., Gensterblum, Y. (2014): Paleozoic Petroleum Systems of the Münsterland Basin, Western Germany: a 3D Basin Modeling Study. Part 2: Petroleum Generation and Storage with Special Emphasis on Shale Gas Resources. *Oil Gas European Magazine* 2/2014: S. 98–103.
- Uffmann, A.K., Littke, R., Rippen, D. (2012): Mineralogy and geochemistry of Mississippian and Lower Pennsylvanian Black Shales at the Northern Margin of the Variscan Mountain Belt (Germany and Belgium). *International Journal of Coal Geology* 103: S. 92–108.
- Vidic, R.D., Brantley, S.L., Vandenbossche, J.M., Yoxtheimer, D., Abad, J.D. (2013): Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality. *Science* 340: 826.
- Walsh, F.R., Zoback, M.D. (2015): Oklahoma's recent earthquakes and saltwater disposal. *Sci. Adv.*, 1, e1500195.
- Warpinski, N.R. (2013): Understanding Hydraulic Fracture Growth, Effectiveness, and Safety Through Microseismic Monitoring. In: *Bunger, A.P., McLennan, J., Jeffrey, R. (Hrsg.), Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. InTech: S. 123–135.
- Warren, J.K. (2006): *Evaporites; sediments, resources, and hydrocarbons*. Springer, United States: 1035 S.
- Watson, T.L., Bachu, S. (2007): Evaluation of the Potential for Gas and CO₂ Leakage Along Wellbores SPE 106817: 1–16.
- WEG (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.) (2006): WEG-Leitfaden „Gestaltung des Bohrplatzes“. In: *Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.*: 6 S.
- 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* BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 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.*, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 54 S.
- Wehner, H., Gerling, P. (1990): *Charakteristik der Kohlenwasserstoffe aus Erdölfeldern nördlich des Niedersächsischen Beckens (Eine geochemische Korrelationsstudie)*. Archiv-Nr. 108 182, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 15 S.
- Wehner, H., Teschner, M., Schoell, M., Hufnagel, H., Kuckelkorn, K. (1981): *Zur Kohlenwasserstoffgenese im deutschen Alpenvorland*, BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover: 100 S.
- Weichgrebe, D., Kayser, K., Zwafink, R., Rosenwinkel, K.-H. (2014): *Flowback-Entsorgung*. In: *Dannwolf, U., Heckelsmüller, A. (Hrsg.), Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas insbesondere aus Schiefergaslagerstätten, Teil 2*. Umweltbundesamt (UBA).
- Weng, X. (2015): Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* 9: 114–135.
- Wessels, S., Kratz, M., De La Pena, A. (2011): *Identifying Fault Activation During Hydraulic Stimulation In the Barnett Shale: Source Mechanisms, B Values, And Energy Release Analyses of Microseismicity*, 2011 SEG Annual Meeting, 18–23 September. Society of Exploration Geophysicists, San Antonio, Texas 55.
- Will, H.-J. (1969): *Untersuchungen zur Stratigraphie und Genese des Oberkeupers in Nordwestdeutschland*. Beihefte zum Geologischen Jahrbuch 54: 240 S.
- Wolfgang, M. (2002): *Fluidentwicklung und Diagenese im Nordostdeutschen Becken - Petrographie, Mikrothermometrie und Geochemie stabiler Isotope*. Diss., Universität Halle-Wittenberg: 170 S.
- Wolfgang, M., Thorwart, K., Rauppach, K., Brandes, J. (2011): *Zusammensetzung, Herkunft und Genese geothermaler Tiefengrundwässer im Norddeutschen Becken (NDB) und deren Relevanz für die geothermische Nutzung*. *Zeitschrift für Geologische Wissenschaften* 39: 173-193.
- Zhang, X., Jeffrey, R.G., Thiercelin, M. (2009): *Mechanics of fluid-driven fracture growth in naturally fractured reservoirs with simple network geometries*. *Journal of Geophysical Research* 114, B12406.
- Ziegler, P.A. (1990): *Geological Atlas of Western and Central Europe*. Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., Den Haag.
- Zimmerle, W., Stribrny, B. (1992): *Organic Carbon-Rich Pelitic Sediments in the Federal Republic of Germany*. Courier Forschungsinstitut Senckenberg 152, Frankfurt a. M.: 142 S.

5 GLOSSAR

biogen	Von Lebewesen gebildet
Biomarker	Chemische Komponenten in Sedimenten, Öl oder Kohle, die auf spezifische Moleküle in Lebewesen zurückzuführen sind
Bitumen	Natürliche, aus Kohlenwasserstoffen bestehende brennbare Stoffe, die bei Umwandlungsprozessen organischer Substanzen entstehen (Adjektiv: bituminös); in der Geochemie mit organischen Lösungsmitteln extrahierbarer Anteil des organischen Materials
Bohrlochmessung	Verschiedene Methoden, um detaillierte Informationen u. a. über die geologischen Formationen und den Zustand eines Bohrlochs zu erhalten (z. B.: <i>Sonic Log</i> : akustische Bohrlochmessung, lässt Rückschlüsse auf die chemisch-mineralogischen und texturell-strukturellen Eigenschaften des Gesteins zu; Dichte Log: Messung zur indirekten Bestimmung der Gesteinsdichte)
brittleness	Beschreibt die „Bruchhaftigkeit“ oder „Sprödigkeit“ von Gesteinen und damit deren mechanisches Verhalten. Auch bei vergleichbarer mechanischer Anregung (z. B. durch \Rightarrow Fracking) zeigen verschiedene Tongesteine unterschiedliche Ausmaße der Rissbildung (also unterschiedliche brittleness)
Bruchzähigkeit	Widerstandsfähigkeit eines Materials gegenüber dem Rissfortschritt. Einheit [MPa·√m]
CBM	(= <i>coal bed methane</i>) Kohleflözgas; in Kohlen enthaltenes \Rightarrow Erdgas
CLSM	(= <i>confocal laser scanning microscopy</i>) Konfokale Laser-Scanning-Mikroskopie: ermöglicht höhere optische Auflösung und 3D-Rekonstruktionen der fluoreszierenden Objekte
C _{org}	Organischer Kohlenstoff, auch verwendet als Kurzform für Gehalt an organischem Kohlenstoff (in %, hier Gewichtsprozent)
Durchlässigkeit	Auch hydraulische Durchlässigkeit oder Durchlässigkeitsbeiwert (K , k_f) beschreibt die Durchlässigkeit (bzw. den Widerstand) eines porösen Mediums (Gestein, Boden) gegenüber dem darin strömendem \Rightarrow Grundwasser. Sie berücksichtigt sowohl die Eigenschaften des porösen Mediums als auch die des Fluids.
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	<p>Natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende, gasförmige Kohlenwasserstoffe unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung; Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan</p> <p>konventionell: „freies“ (frei vorkommendes) Erdgas, z. T. <i>tight gas</i> und → Erdölgas</p> <p>nicht-konventionell (Erdgas aus nicht-konventionellen Vorkommen): Aufgrund der Beschaffenheit und den Eigenschaften des Reservoirs strömt das Erdgas zumeist einer Förderbohrung nicht ohne weitere technische Maßnahmen in ausreichender Menge zu, weil es entweder nicht in freier Gasphase im Gestein vorliegt oder das Speichergestein nicht ausreichend durchlässig ist. Zu diesen nicht-konventionellen Vorkommen von Erdgas zählen Schiefergas, <i>tight gas</i>, Kohleflözgas (→ CBM), Aquifergas und Erdgas aus Gashydrat.</p>
Erdöl	<p>Natürlich vorkommendes Gemisch aus flüssigen Kohlenwasserstoffen</p> <p>konventionell: in der → Lagerstätte fließfähiges Erdöl, kann aufgrund seiner geringen Viskosität und einer Dichte von weniger als 1 g pro cm³ (API-Grad höher als 10°) mit relativ einfachen Methoden kostengünstig gefördert werden. Hierzu gehören: Schweröl, Leichtöl, Kondensat</p> <p>nicht-konventionell: nur mit aufwändiger Technik zu förderndes Erdöl. In der Lagerstätte nur bedingt oder nicht fließfähig, was auf die hohe → Viskosität bzw. Dichte (Schweröl, Bitumen) oder auf sehr geringe Permeabilität des Speichergesteins zurückzuführen ist (Schieferöl; Erdöl aus dichten Gesteinen = <i>tight oil</i>). Auch Erdöl aus → Ölschiefer zählt zum nicht-konventionellen Erdöl.</p>
Erdölgas	In der Lagerstätte im → Erdöl gelöstes Gas, wird bei der Erdölförderung freigesetzt
Expulsion	Prozess der primären → Migration, bei der Erdöl oder Erdgas aufgrund von erhöhter Temperatur und erhöhtem Druck aus dem Muttergestein entweichen (Distanzen ca. Meter bis 10er Meter)
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 und Fossilgehalt
Flowback	Das Fluid welches nach einer Bohrlochbehandlung, z. B. bei einer Fracking-Maßnahme aus einer Bohrung fließt oder gefördert wird.
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	→ hydraulischer Riss
frac cluster	Kurzer Abschnitt eines Bohrlochs, von dem aus ein Riss starten soll. Hierzu wird die Verrohrung und die Zementierung radial meist in 60° Schritten (d. h. in der Regel an mindestens 6 Stellen) geöffnet, so dass sich der hydraulische Druck in das Gestein ausbreiten kann.
Frackability	Hydraulische Stimulierbarkeit. Bei der Schiefergasförderung differenziert man Gesteine entsprechend dem Grad des bruchhaften Verhaltens (Rissbildung) nach mechanischer Anregung (z. B. durch → Fracking). Extensiv aufgebrochene Tongesteine besitzen höhere „Frackability“, d. h. reagieren auf das Fracken im Sinne der Förderung positiver als andere. Sowohl „Frackability“ als auch brittleness (s. o.) hängen eng und negativ korrelierend mit dem Tonmineralanteil der Tongesteine zusammen
Fracking/Fracing/Fracken	<i>Hydraulic fracturing</i> (hydraulische Risserzeugung, allgemeiner: hydraulische Stimulation); Verfahren zur Erschließung unterirdischer Lagerstätten; angewendet, um die Durchlässigkeit von Gesteinen zu steigern und dadurch die Förderung von Erdgas, Erdöl und geothermischer Energie zu verbessern oder zu ermöglichen. Gestein wird durch Einpressen einer Flüssigkeit unter hohem Druck aufgebrochen, dabei werden kontrolliert künstliche Risse (→ Fracs) erzeugt bzw. natürliche Risse ertüchtigt, die je nach Spannungszustand und aufgewendeter Energie unterschiedlich groß sein können
Fracking-Fluid	Flüssigkeit, die bei einer hydraulischen Stimulation verwendet wird; besteht ganz überwiegend aus Wasser, dem bei Bedarf Stützmittel und chemische Begleitstoffe hinzugefügt werden können. Dies geschieht, um den Riss offen zu halten oder z. B. der Vermehrung von Bakterien in der Lagerstätte vorzubeugen. Dabei ist der Anteil der Begleitstoffe (Additive) so gering, dass heutige Fracking-Fluide (auch: Frac-Fluide) als Ganzes nicht giftig, das heißt, nicht kennzeichnungspflichtig gemäß Chemikalienrecht in Deutschland sind.

Gasfenster	Bildungsbereich für Erdgas. Erforderlich für die Bildung von Erdgas ist eine thermische Reife des organischen Materials von 1,2 % VR (\Rightarrow Vitrinitreflexion) oder mehr. Dies entspricht über geologische Zeiten einem Temperaturbereich von ca. 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
inert	Inert: Atmosphäre ohne Luftzufuhr (z. B. unter Stickstoff, Helium, Argon, Kohlendioxid); chemisch inert: unter gegebenen Bedingungen stabil und so gut wie nicht reaktiv
In-Place	Insgesamt in einem Vorkommen/einer Lagerstätte enthaltener Rohstoff, auf Volumen bezogen
isotrop	Bezeichnet die Unabhängigkeit einer physikalischen Eigenschaft von der Richtung
Kinetik	Zeitlicher Ablauf chemischer Reaktionen oder physikalisch-chemischer Vorgänge; dabei Veränderung der Konzentrationen von Edukten und Produkten; in der Petroleumgeologie Bildung und Umsetzung von Kohlenwasserstoffen über die Zeit; diese Kinetiken unterscheiden sich je nach Muttergestein
Kerogen/Kerogentypen	In organischen Lösungsmitteln unlösliches komplexes organisches Material, in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der organischen Ausgangssubstanz sind drei (bzw. vier) Kerogentypen grob unterscheidbar
Kluft	Feine, nicht oder wenig geöffnete Gesteinsfuge bzw. Trennfläche im Gestein; entsteht vorwiegend durch tektonische Beanspruchung aber auch bei diagenetischen Prozessen

Kohlenwasserstoffe	Chemische Komponenten (Moleküle), die nur aus Kohlenstoff (C) und Wasserstoff (H) in verschiedener Anzahl zusammengesetzt sind; Hauptkomponenten von Erdöl und Erdgas
Kompressibilität	Bezeichnet den Betrag, um den ein Medium (Gas, Fluid, Feststoff) bei einem vorgegebenen Druck komprimiert werden kann (Volumenänderung bei Druckänderung)
Kompressionswellen	Auch P-Wellen, Primärwellen: seismische Wellen, die in Ausbreitungsrichtung schwingen
Lagerstätte	Bereich der Erdkruste mit natürlichen Anreicherungen von wirtschaftlich gewinnbaren mineralischen und/oder energetischen Rohstoffen
lakustrin	Vom See/den See betreffend
Lamination	Gefüge mit Lagen unter 1 cm Dicke. Laminierte, dunkle Tongesteine haben häufig erhöhte $\rightarrow C_{org}$ -Gehalte
Langmuir-Volumen	G_1 : Maximales Volumen des adsorbierten Gases
Leak-Off	Anteil des zum Bohren oder hydraulic fracturing genutzten Fluidvolumens, welches aus dem Bohrloch oder den erzeugten Rissen in den Porenraum des Umgebungsgesteins abfließt
lithostatischer Druck	Der Druck, der durch überlagernde Gesteinsschichten ausgeübt wird
Log	\rightarrow Bohrlochmessung
Mächtigkeit	Dicke eines Gesteinspaketes / einer Formation, unabhängig von dessen räumlicher Lage
Magnitude	M_w : Moment-Magnitude, wird durch das entfernungsunabhängige seismische Moment bestimmt; M_L : Lokalbebenmagnitude, die aus der Maximalamplitude von Nahbeben ermittelt wird (Epizentralentfernung <1000 km), auch bekannt als Richter-Skala
Matrixporosität	Gesamtporosität ohne Spalten- und Rissvolumen
Maturierung	\rightarrow thermische Reifung
Maturität	\rightarrow thermische Reife
marin	Vom Meer/das Meer betreffend

Mazeral	Mikroskopisch erkennbarer und unterscheidbarer organischer Bestandteil in Gestein und Kohle; wird zur Charakterisierung und Quantifizierung des organischen Materials herangezogen (u. a. \Rightarrow Vitrinit; Gruppe der Liptinite: z. B. Telalginit, Lamalginit, Liptodetrinit, Bitumininit)
Mergelstein	Feinkörniges Sedimentgestein, das zu etwa gleichen Anteilen aus Karbonatmineralen und anderen, meist silikatischen Tonmineralen besteht
Methan	Einfachster Kohlenwasserstoff (CH_4)
Migration	Bewegung von Kohlenwasserstoffen entlang vorhandener Wegsamkeiten im Gestein bis zur Anreicherung in einer \Rightarrow Lagerstätte
Mikroorganismen	Mikroskopisch kleine Lebewesen; es handelt sich überwiegend um Einzeller (z. B. Bakterien) aber auch entsprechend kleine Mehrzeller (z. B. Pilze, Algen) werden dazugerechnet
Mohr-Coulomb-Bruchkriterium	Beschreibt den Zusammenhang zwischen der Spannung, die an einem Material angelegt wird, und der dem Material zugehörigen Widerstandsfähigkeit gegenüber Scherdeformation. Wird das Bruchkriterium überschritten, kommt es zum Bruchereignis
Monte-Carlo-Simulation	MCS; 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 MCS können Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit eines bestimmten Ergebnisses gemacht werden.
Muttergestein	Ausgangsgestein, aus dem durch geologische Prozesse Erdöl und Erdgas entstehen; u. a. organisch-reiche Tongesteine
Muttergesteinspotenzial	Das Vermögen eines organisch-reichen Gesteins (\Rightarrow Muttergestein) unter geeigneten geologischen Bedingungen Kohlenwasserstoffe (\Rightarrow Erdöl, \Rightarrow Erdgas) zu bilden
OIP	Oil-In-Place; im Gestein vorhandene Erdölmenge, die aber aus technischen Gründen nicht vollständig förderbar ist
Ölfenster	Bildungsbereich für \Rightarrow Erdöl. Für die Bildung von Erdöl ist eine thermische Reife des organischen Materials von mindestens 0,6 % VR (\Rightarrow Vitrinitreflexion) erforderlich. Die Hauptölbildung endet in etwa bei 1,2 % VR. Dies entspricht über geologische Zeiten einem Temperaturbereich von ca. 100–150 °C.

Ölschiefer	Feinkörniges Sediment mit hohem Anteil an unreifem, organisch-reichem Material (Muttergestein), aus dem erst durch Erhitzen ein flüssiges Produkt gewonnen werden kann, welches dem → Erdöl sehr ähnlich ist
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
Packer	Vorrichtungen bei denen z. B. durch Druckbeaufschlagung einer expandierbaren Vorrichtung eine dichte temporäre Trennung innerhalb einer Verrohrung, bzw. Bohrlochwand hergestellt werden kann. Damit werden z. B. beim Fracking Abschnitte einer Bohrung isoliert.
Permeabilität (k)	Beschreibt die Durchlässigkeit (bzw. den Widerstand) eines porösen Mediums (Gestein, Boden) gegenüber dem darin strömendem → Fluid. Sie hängt nur von den Eigenschaften des durchströmten Mediums (Materialkennwert) und nicht von denen des Fluids ab.
Poissonzahl	Elastische Materialkonstante; Verhältnis aus relativer Dickenänderung zu relativer Längenänderung bei Einwirkung einer äußeren Kraft oder Spannung
Porenwasserdruck	Wasserdruck, der im Porenraum des Gesteins herrscht
Porosität	Porenraum eines Sedimentgesteins, prozentuales Verhältnis des Hohlraumvolumens zum Gesamtvolumen
proppants	Stützmittel: natürliche Quarzsande, beschichtete Sandkörner oder synthetisch hergestellte Keramik-Granulate; Wahl der proppants abhängig von Lagerstättenbedingungen und den damit verbundenen Anforderungen
Pyrolyse	In der Geochemie: thermo-chemische Spaltung von organischen Verbindungen (z. B. → Kohlenwasserstoffe) unter Sauerstoffausschluss unter Laborbedingungen bei Temperaturen bis zu 850 °C
Reserven	Nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Rohstofflagerstätte (→ Lagerstätte)
Ressourcen	Nachgewiesene oder nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie künftig gewinnbare Mengen an Rohstoffen
Rock-Eval (RE)	Standardisierte → Pyrolyse-Methode zur quantitativen Abschätzung des Kohlenwasserstoffpotenzials eines Gesteins

Rock-Eval-Parameter	<p>S1 Gehalt an “freien” (schon im Gestein vorhandenen) Kohlenwasserstoffen (in mg KW/g Gestein)</p> <p>S2 Gehalt an “gebundenen” (während der Aufheizung aus dem Kerogen im Gestein gebildeten) Kohlenwasserstoffen (in mg KW/g Gestein)</p> <p>S3 Anteil an Kohlendioxid (CO₂), welcher bei der Aufheizung aus dem Kerogen gebildet wird (in mg CO₂/g Gestein)</p> <p>T_{max} Temperatur, bei der die maximale Menge an S2-Komponenten während der Rock-Eval-Analyse generiert wird. Auch Maß für die → thermische Reife</p> <p>HI Hydrogen Index: S2 bezogen auf Gramm organischen Kohlenstoff (mg KW/g C_{org})</p> <p>OI Oxygen Index: S3 bezogen auf Gramm organischen Kohlenstoff (mg CO₂/g C_{org})</p> <p>PI Production Index: S1/(S1 + S2)</p>
Schiefer	Durch einen hohen Anteil an Tonmineralen entlang paralleler Flächen spaltbare Gesteine. Schiefer bilden sich unter erhöhtem Druck und Temperatur, beispielsweise aus Ton- und Mergelgesteinen
Schiefergas	→ Erdgas – nicht-konventionell Erdgas, welches im Muttergestein (dichten Tongesteinen) verblieben ist
Schieferöl	→ Erdöl – nicht-konventionell Erdöl, welches im Muttergestein (dichten Tongesteinen) verblieben ist
Scherriss	Risstyp, bei dem sich die Rissflanken entlang der Bruchflächen bewegen
Scherwellen	Auch S-Wellen, Sekundärwellen: seismische Wellen, die quer zur Ausbreitungsrichtung schwingen
Seismizität	Gesamtheit aller Erdbebenercheinungen, einschließlich derer, die nur mit empfindlichen Messinstrumenten registriert werden können und unterhalb der Spürbarkeitsgrenze liegen
sekundäres Cracken	Aufspaltung der Erdölkomponenten in Erdgas bei hohen Temperaturen
Spannung	Kraft pro Flächeneinheit, die in einer gedachten Schnittfläche durch einen Körper, eine Flüssigkeit oder ein Gas wirkt Hauptspannung: Spannungszustand im Gestein, der durch die drei räumlich senkrecht aufeinander stehenden Spannungsrichtungen beschrieben wird Tektonische Spannung: hier zusätzliche Spannungskomponente, die seitlichen Druck auf die Hauptspannung hervorruft

stage	Auch frac stage. Einzelner Abschnitt in der horizontalen Bohrstrecke bei einer hydraulischen Stimulationsmaßnahme (=> Fracking)
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 diagenetischen Umwandlung der organischen Substanz im Gestein über die geologische Zeit. Umwandlungsprodukte sind => Erdöl, => Bitumen, => Erdgas. Der am häufigsten verwendete Indikator zur Bestimmung der thermischen Reife ist die à Vitrinitreflexion
thermische Reifung	Geologischer Prozess der thermischen Reifeentwicklung
tight gas	=> Erdgas Erdgas aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
tight oil	=> Erdöl Erdöl aus dichten Sandsteinen und Karbonaten
toe	<i>ton(s) of oil equivalent</i> ; Erdöläquivalent, Energiemenge einer Tonne Erdöls, die dazu dient, Erdöl- und Erdgasreserven in einer Zahl darzustellen
Tongestein	Gruppe feinkörniger Sedimentgesteine, die zu mehr als 50 % aus Partikeln kleiner als 63 µm bestehen. Die Mineralzusammensetzung kann in einem weiten Bereich variieren
Tonstein	Größtenteils aus silikatischen Tonmineral-Partikeln zusammengesetztes Sedimentgestein, dessen Korngröße überwiegend geringer ist als 2 µm
Transmissivität (T)	Ist als Produkt der hydraulischen => Durchlässigkeit (k_f) und der Mächtigkeit (Dicke) einer grundwasserführenden Schicht definiert. Sie ist damit das Integral der Durchlässigkeit über die Mächtigkeit.
Viskosität	Maß für die Zähflüssigkeit eines => Fluids. Je größer die Viskosität desto dickflüssiger und weniger fließfähig ist das Fluid. Man unterscheidet zwischen der dynamischen (η) und der kinematischen Viskosität (ϑ), welche über die Dichte (ρ) in direktem Zusammenhang stehen: $\eta = \vartheta \cdot \rho$; Einheit [Pa·s]. Die Viskosität (von Wasser) nimmt mit steigender Temperatur ab.
Vitrinit	aus Pflanzenresten bestehendes => Mazeral

Vitrinitreflexion	Indikator zur Bestimmung der thermischen Reife des organischen Materials im Gestein und Kohle, wird an \Rightarrow Vitrinit-Mazerale mittels Auflichtmikroskopie gemessen; Einheit: % VR; andere gebräuchliche Abkürzungen: VRr, Vr, Rr, Ro.
Zugriss	Risstyp, bei dem die Rissflanken senkrecht zur Bruchfläche versetzt werden

Maßeinheiten

b, bbl	barrel, Fass	1 bbl = 158,984 Liter
cf	Kubikfuß	1 cf = 0,02832 m ³
J	Joule	1 J = 0,2388 cal = 1 Ws
kJ	Kilojoule	1 kJ = 10 ³ J
m ³	Kubikmeter	
Nm ³	Norm-Kubikmeter	Gasmenge in 1 m ³ bei 0° C und 1.013 mbar
Mio. m ³	Millionen Kubikmeter	1 Mio. m ³ = 10 ⁶ m ³
Mrd. m ³	Milliarden Kubikmeter	1 Mrd. m ³ = 10 ⁹ m ³
Bill. m ³	Billionen Kubikmeter	1 Bill. m ³ = 10 ¹² m ³
t	Tonne	1 t = 10 ³ kg
t / a	metrische Tonne(n) pro Jahr	
toe	Tonnen Öl-Äquivalent (= tons of oil equivalent)	
kt	Kilotonne	1 kt = 10 ³ t
Mt	Megatonne	1 Mt = 10 ⁶ t = 1 Mio. t

Umrechnungsfaktoren

1 t Erdöl	1 toe = 7,35 bbl = 1,428 t SKE = 1.101 m ³ Erdgas = 41,8 x 10 ⁹ J
1.000 Nm ³ Erdgas	35.315 cf = 0,9082 toe = 1,297 t SKE = 0,735 t LNG = 38 x 10 ⁹ J
1 Tcf	28,3165 *10 ⁶ Nm ³ (N-Norm, d.h. 15° C und 1013 hPa)
cf	1 cf = 0,02832 m ³

ANHANG

zu Kap 2.5

Monte-Carlo-Simulationen

Schieferöl

- Verteilungen der Eingangsparameter Fläche, Mächtigkeit, Rock-Eval S1 und S1 korrigiert
- Verteilungen der Simulationsergebnisse OIP (Oil-In-Place) und technisch förderbares Öl

Schiefergas

- Verteilungen der Eingangsparameter Fläche, Mächtigkeit, Tiefe, Langmuir Volumen und Gasfüllung
- Verteilungen der Simulationsergebnisse GIP (Gas-In-Place) und technisch förderbares Gas

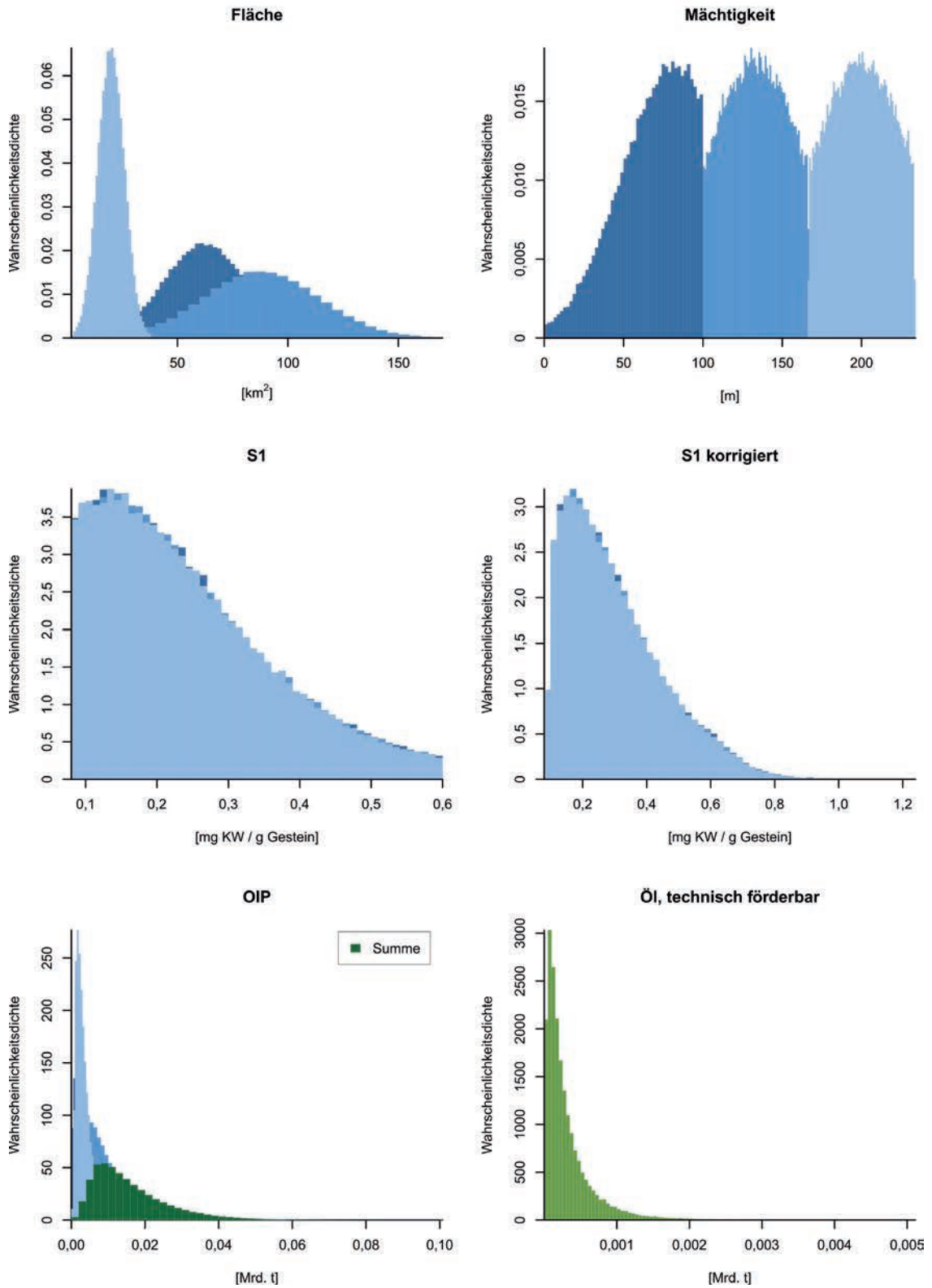
zu Kap 3.2

Hydraulische Kennwerte der lithostratigrafischen Einheiten für die hydrogeologische Modellierung

Monte-Carlo-Simulationen

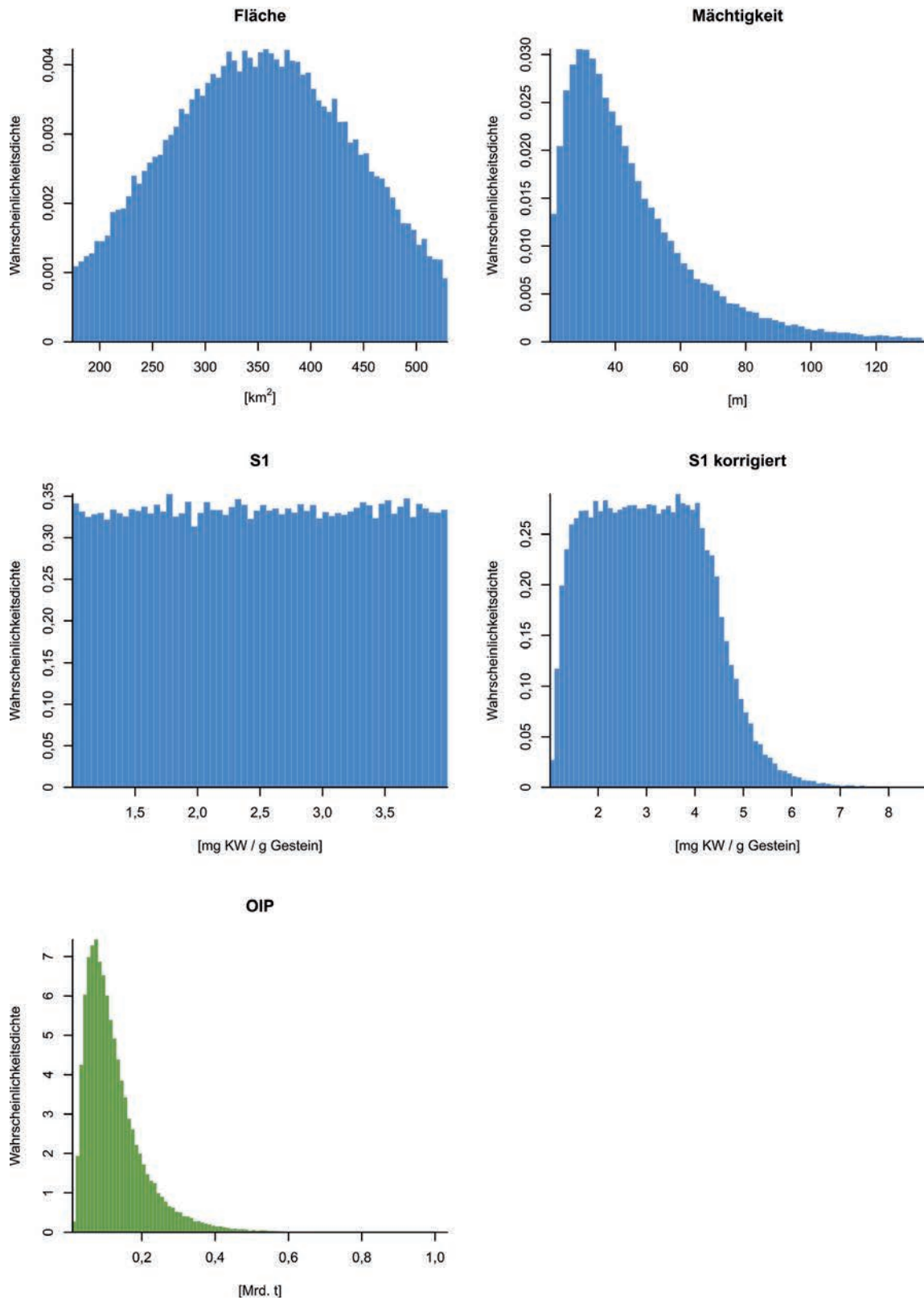
Unterkarbon, 1000-5000 m

Teilvolumen **A** **B** **C**



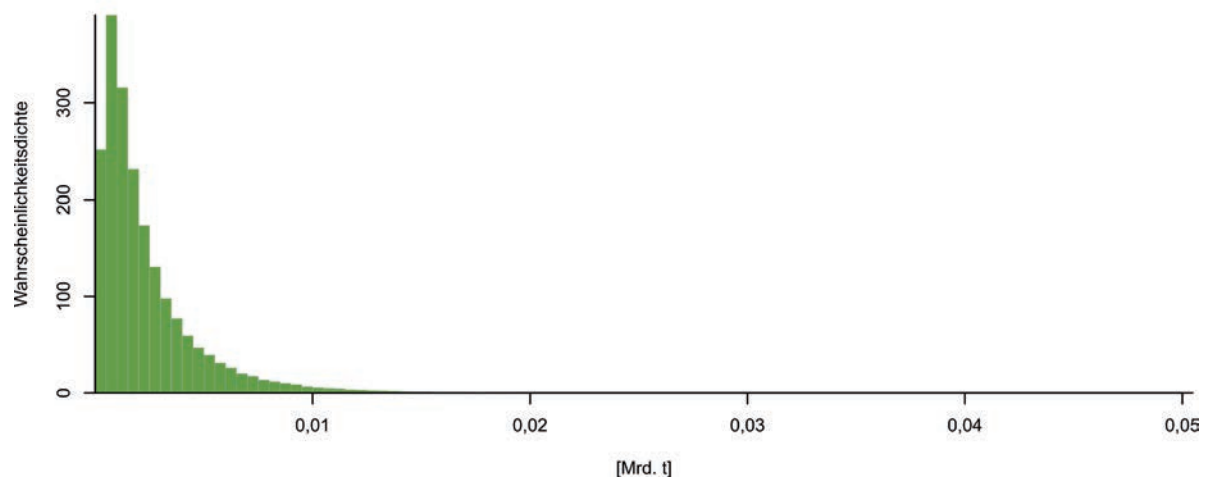
Für drei Teilvolumina (A, B und C), beruhend auf unterschiedlichen Mächtigkeitsklassen, wurde jeweils das OIP berechnet (vgl. Kap. 2.5.1). OIP-Summe ist die Summe der Einzel-OIPs A, B und C.

Permokarbon, 1000-5000 m

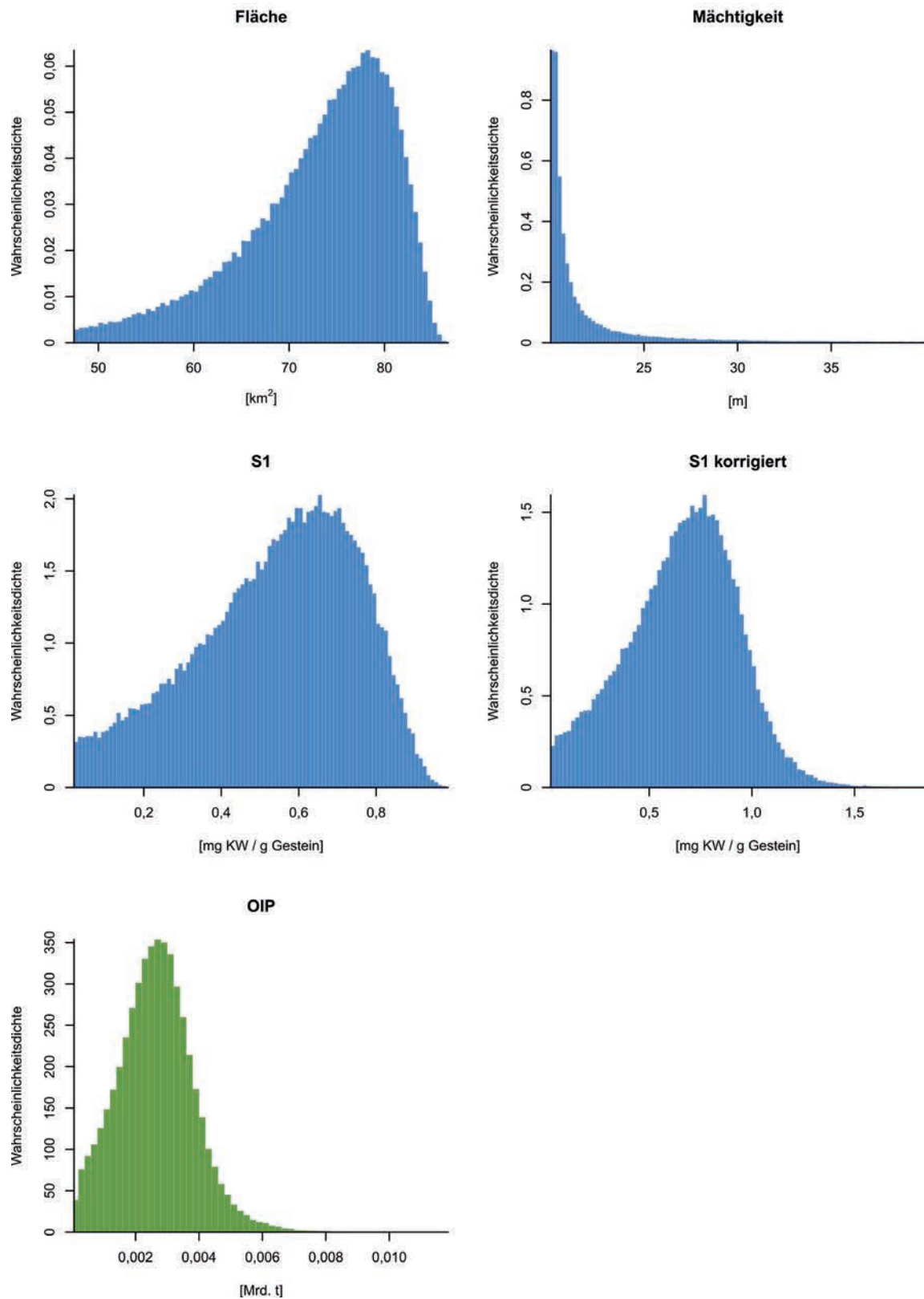


Permokarbon

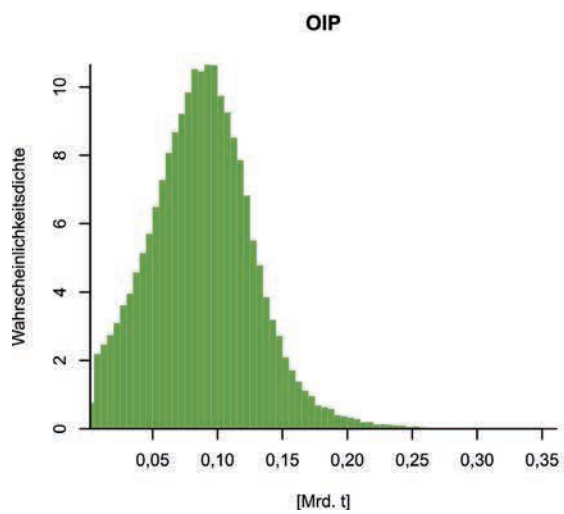
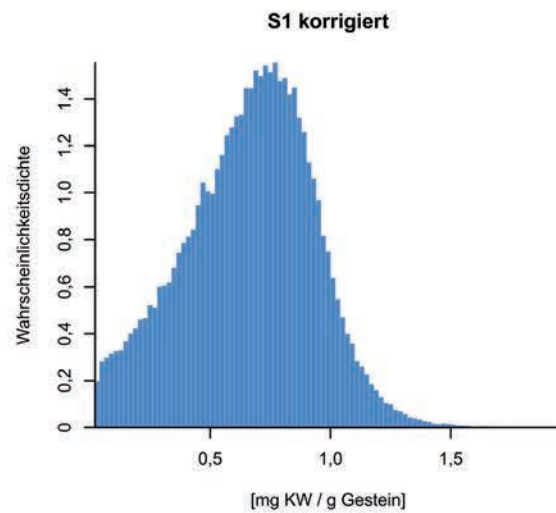
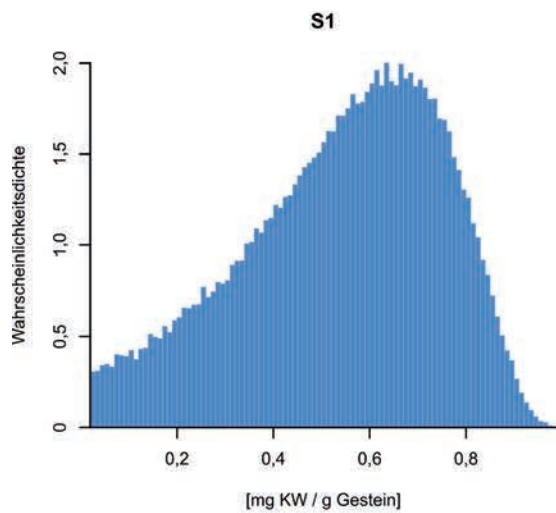
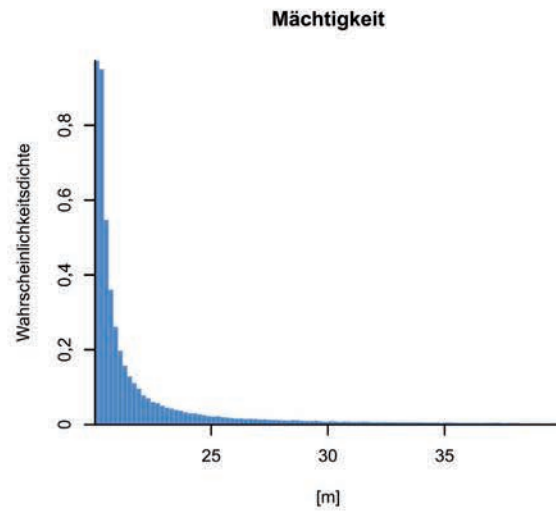
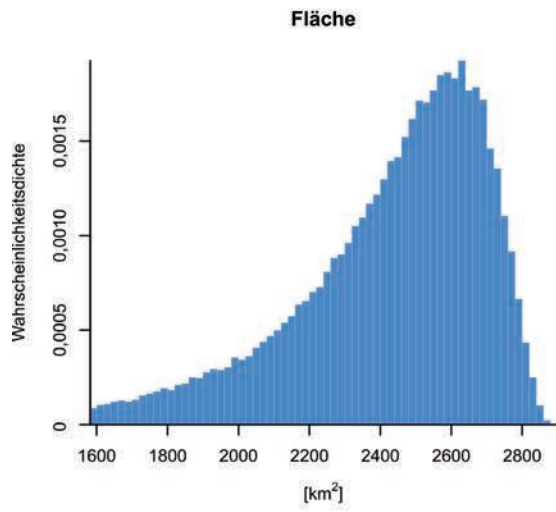
Öl, technisch förderbar, 1000-5000 m



Mittelrät, 500-1000 m

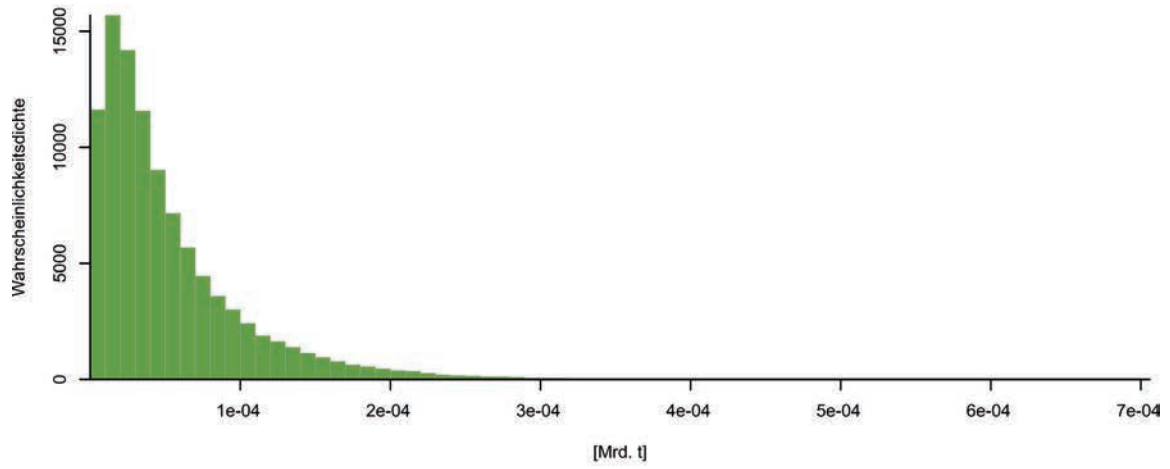


Mittelrhät, 1000-5000 m

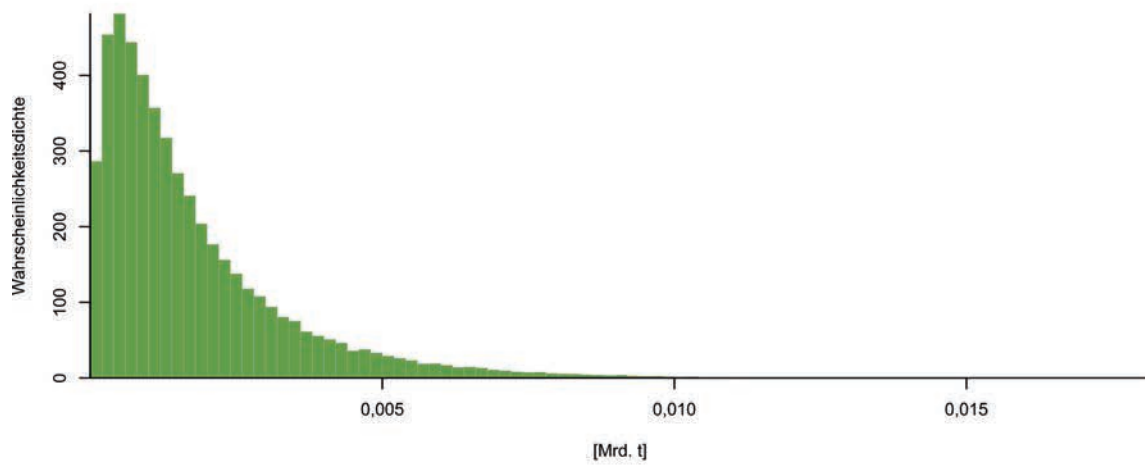


Mittelrhät

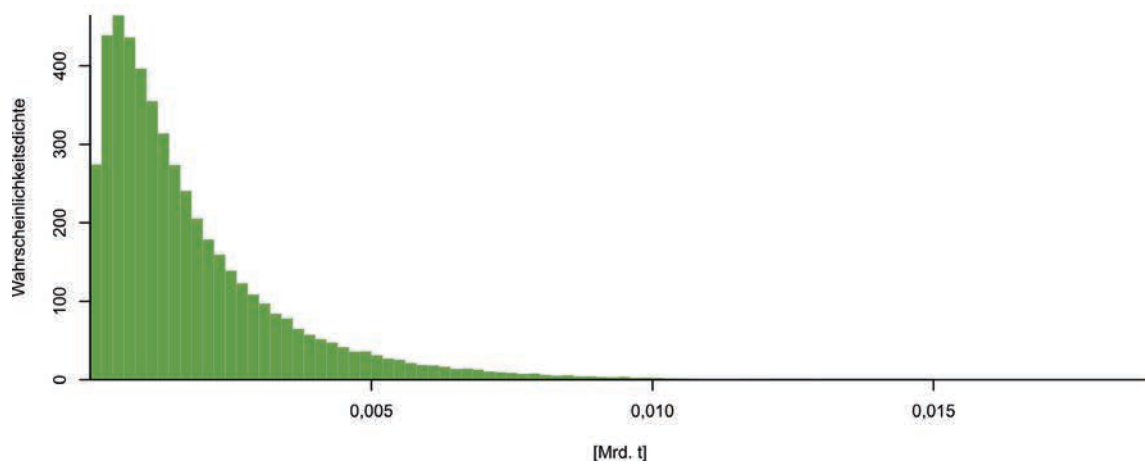
Öl, technisch förderbar, 500-1000 m



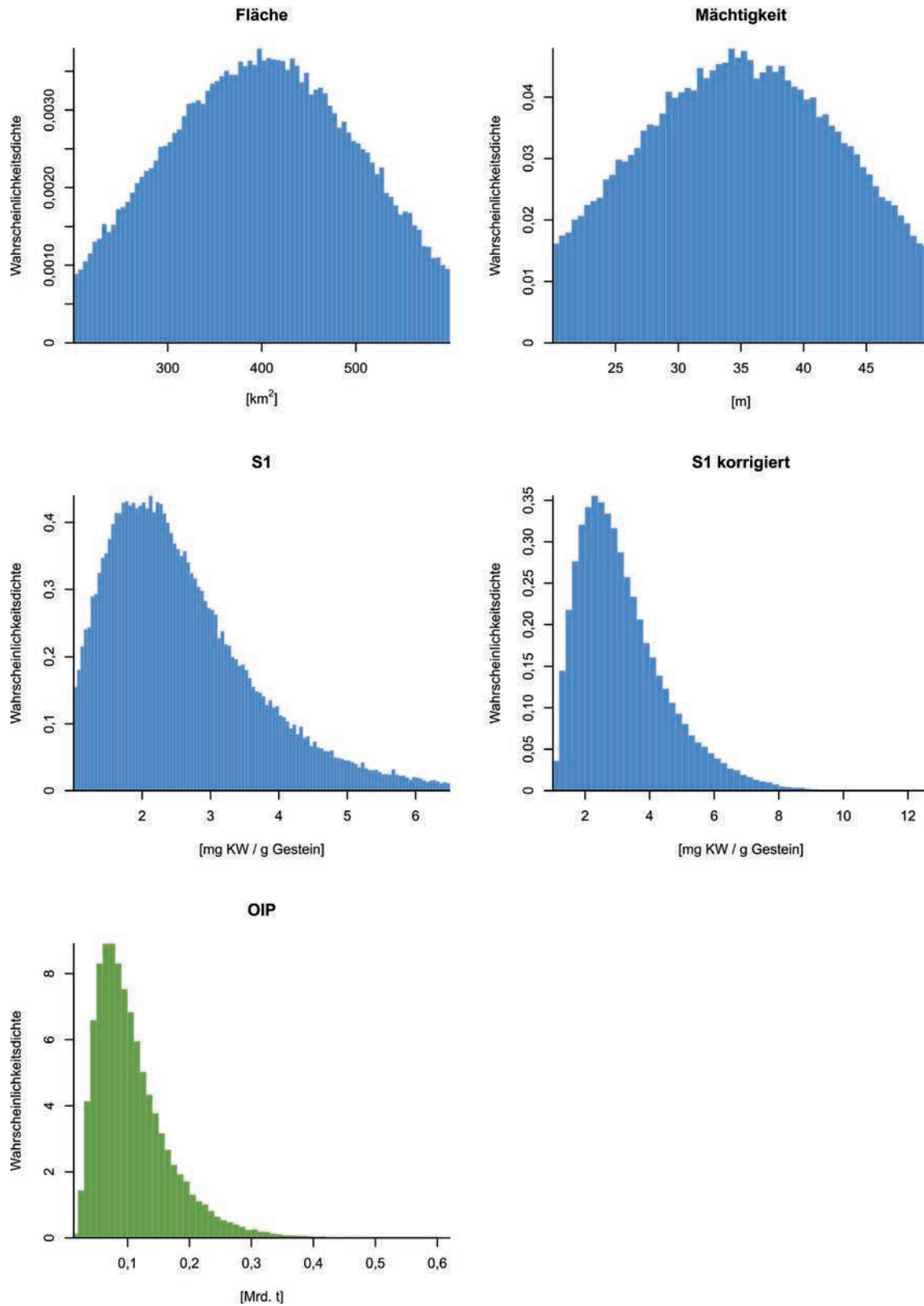
Öl, technisch förderbar, 1000-5000 m



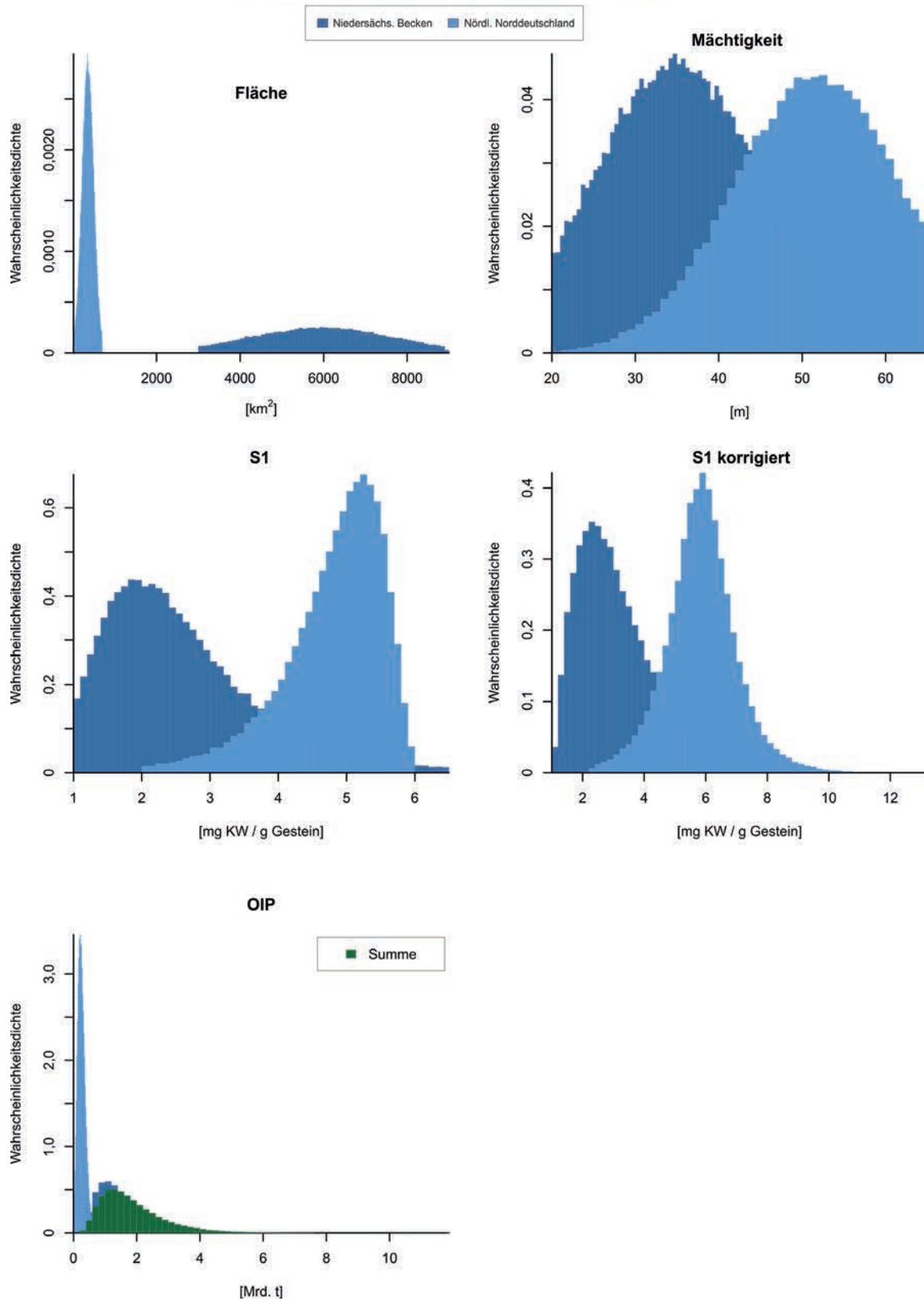
Öl, technisch förderbar, 500-5000 m



Posidonienschiefer, 500-1000 m

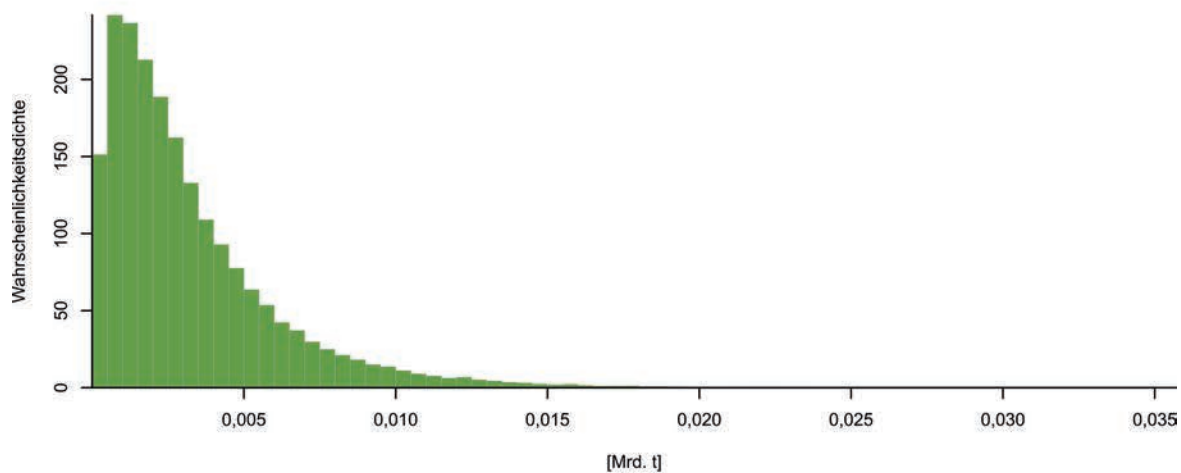


Posidonienschiefer, 1000-5000 m

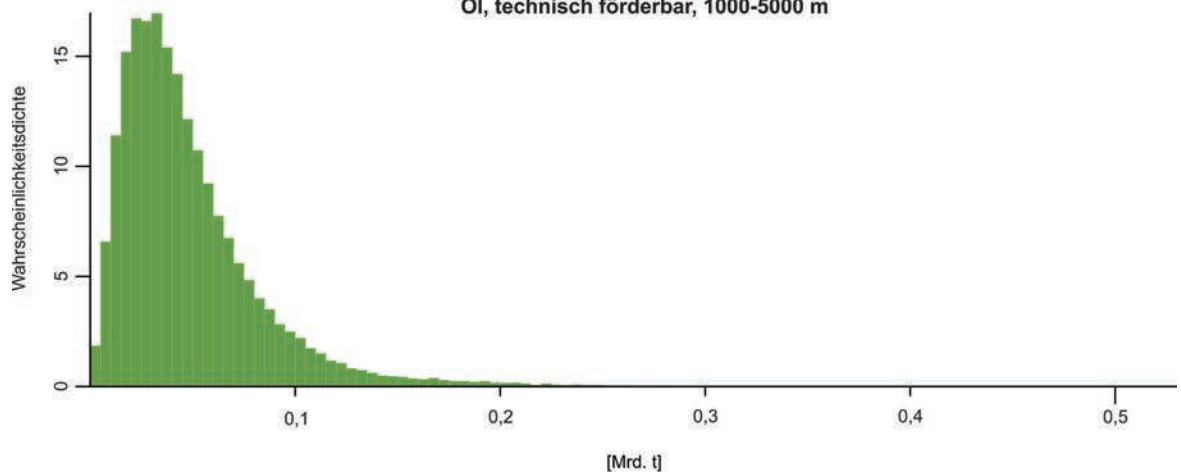


Posidonienschiefer

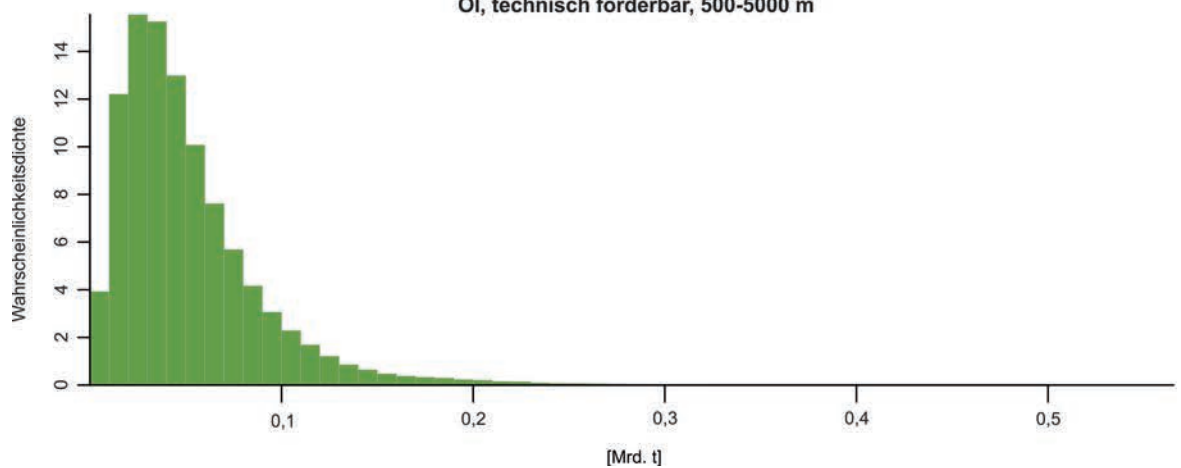
Öl, technisch förderbar, 500-1000 m



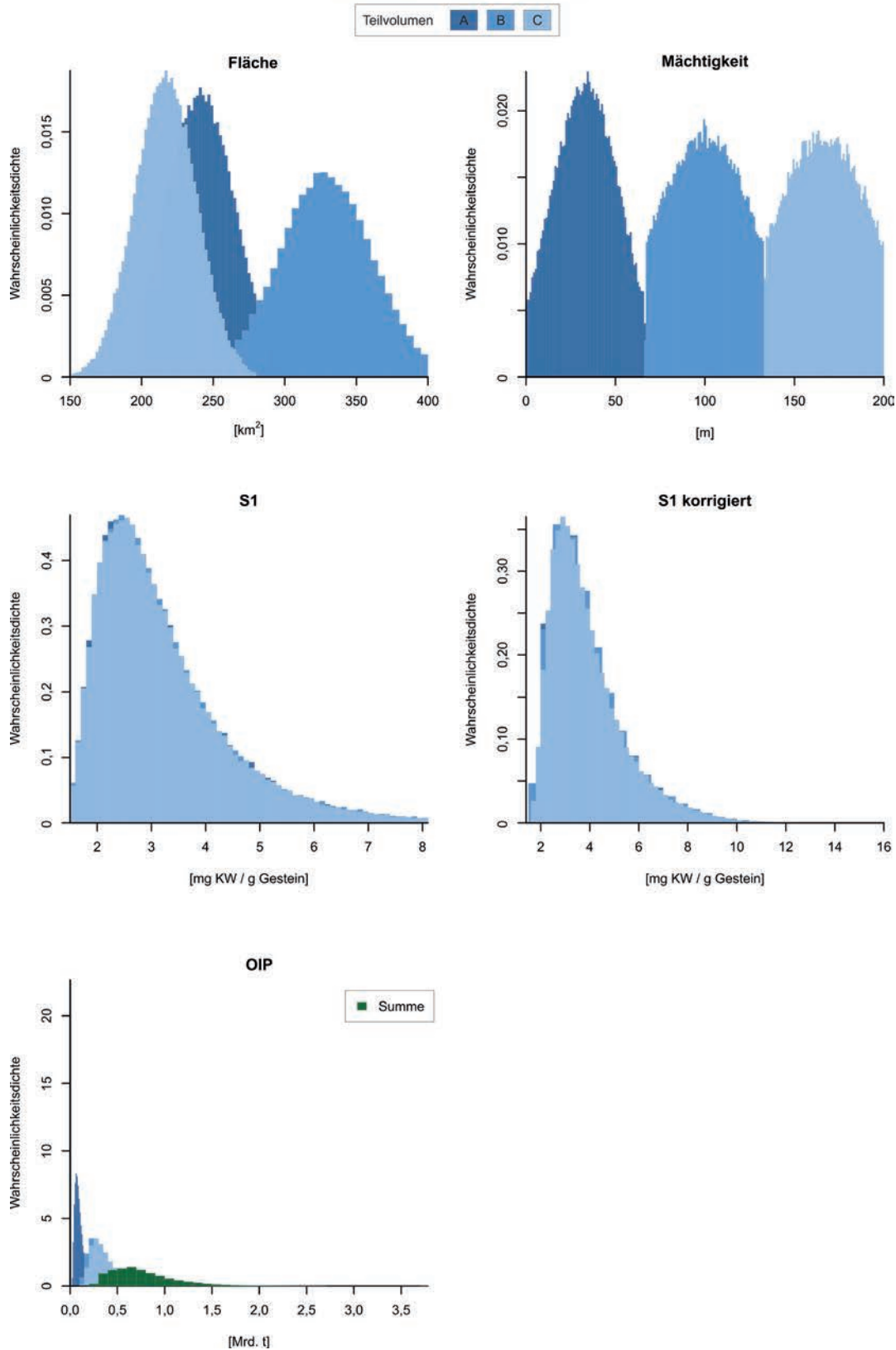
Öl, technisch förderbar, 1000-5000 m



Öl, technisch förderbar, 500-5000 m



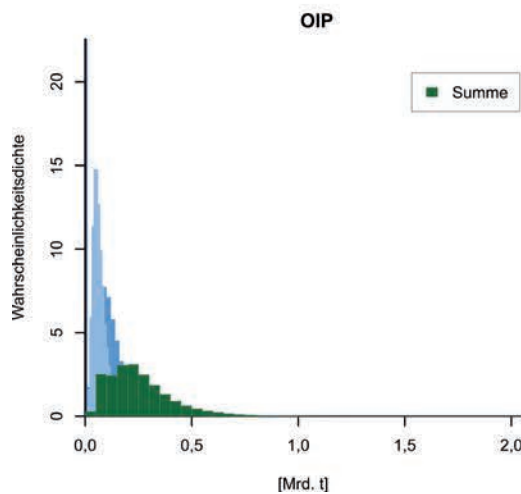
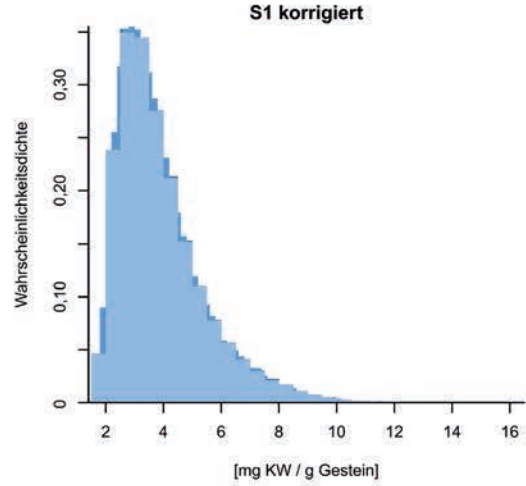
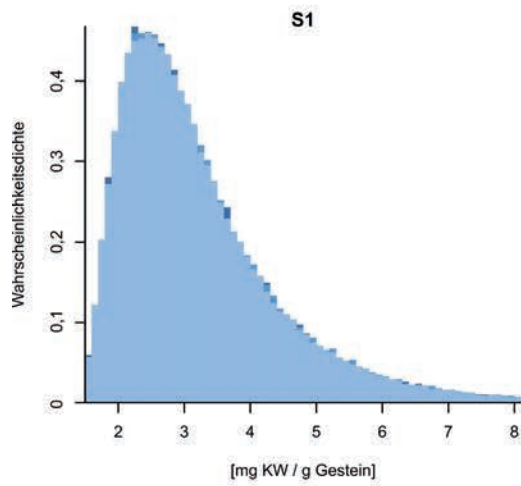
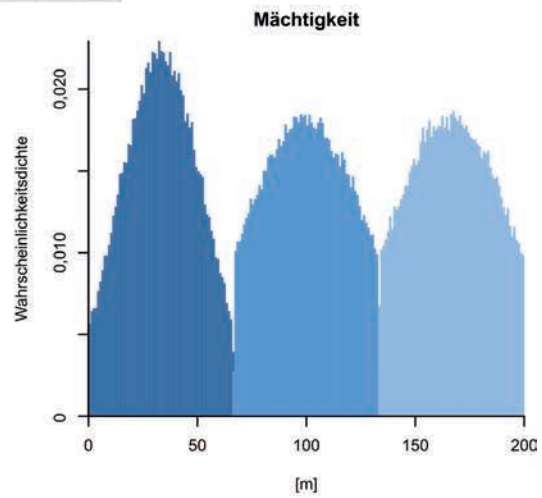
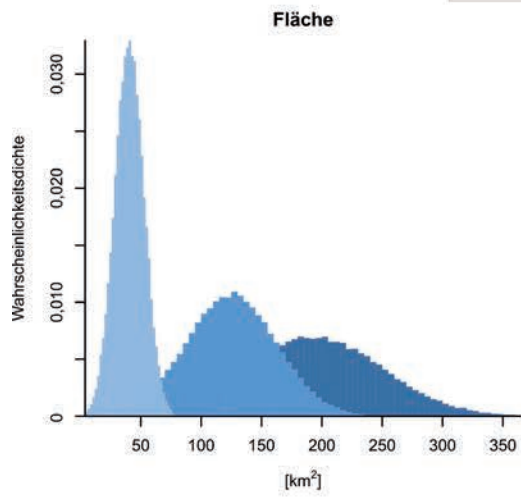
Wealden, 500-1000 m



Für drei Teilvolumina (A, B und C), beruhend auf unterschiedlichen Mächtigkeitsklassen, wurde jeweils das OIP berechnet. Jede Mächtigkeitsklasse repräsentiert das höffige Drittel der Gesamtmächtigkeit (vgl. Kap. 2.5.1). OIP-Summe ist die Summe der Einzel-OIPs A, B und C.

Wealden, 1000-5000 m

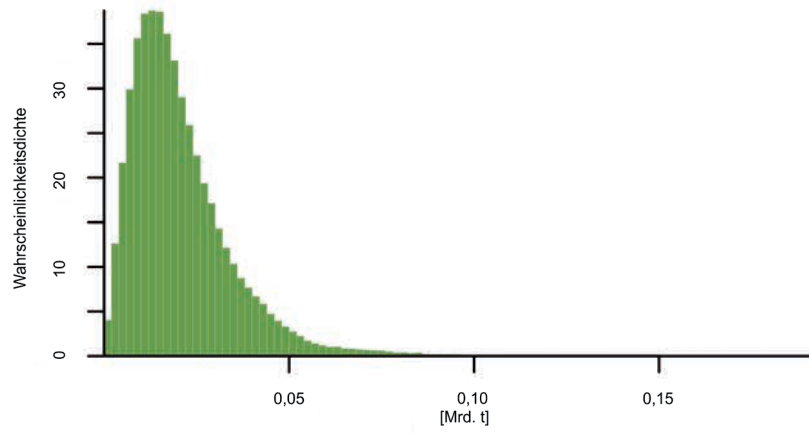
Teilvolumen A B C



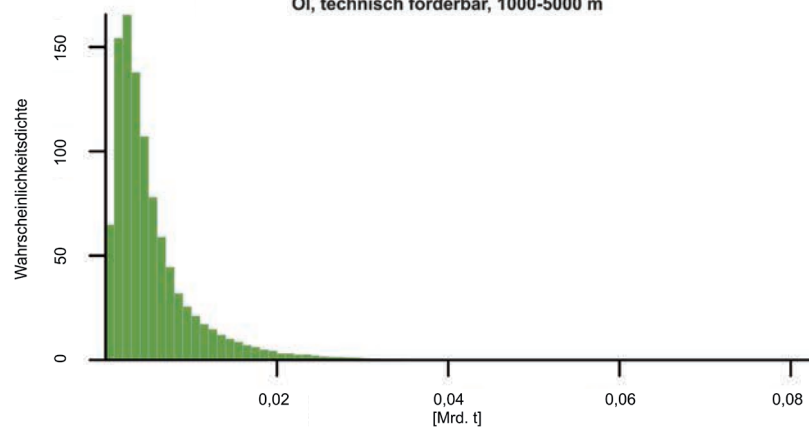
Für drei Teilvolumina (A, B und C), beruhend auf unterschiedlichen Mächtigkeitsklassen, wurde jeweils das OIP berechnet. Jede Mächtigkeitsklasse repräsentiert das häufige Drittel der Gesamtmächtigkeit (vgl. Kap. 2.5.1). OIP-Summe ist die Summe der Einzel-OIPs A, B und C.

Wealden

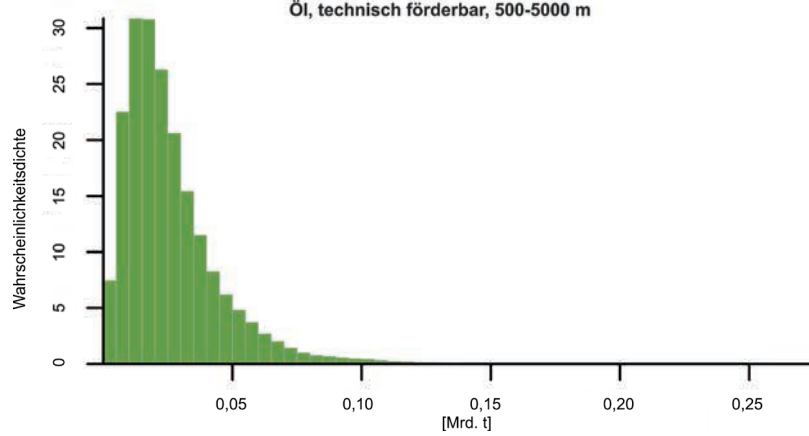
Öl, technisch förderbar, 500-1000 m



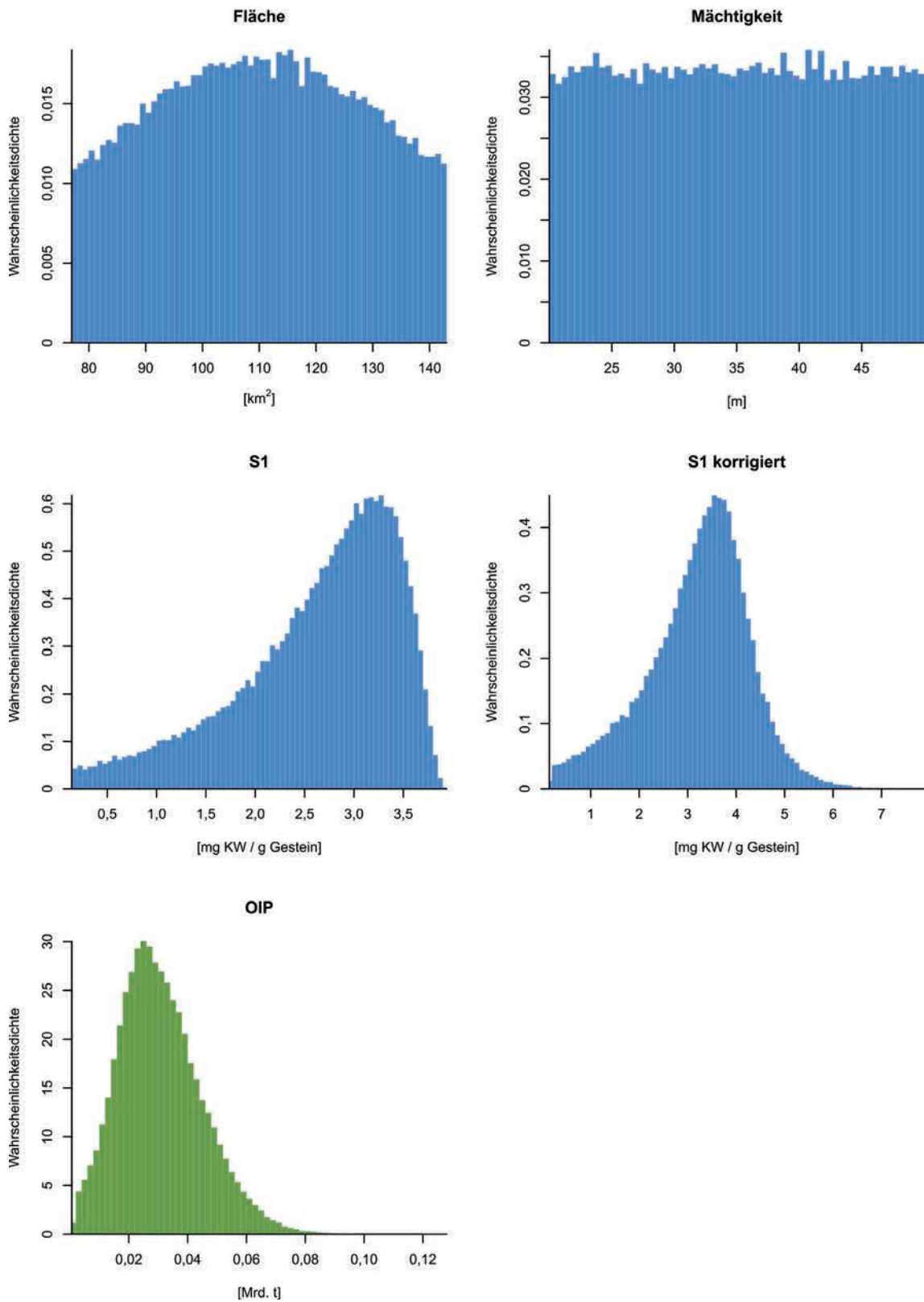
Öl, technisch förderbar, 1000-5000 m



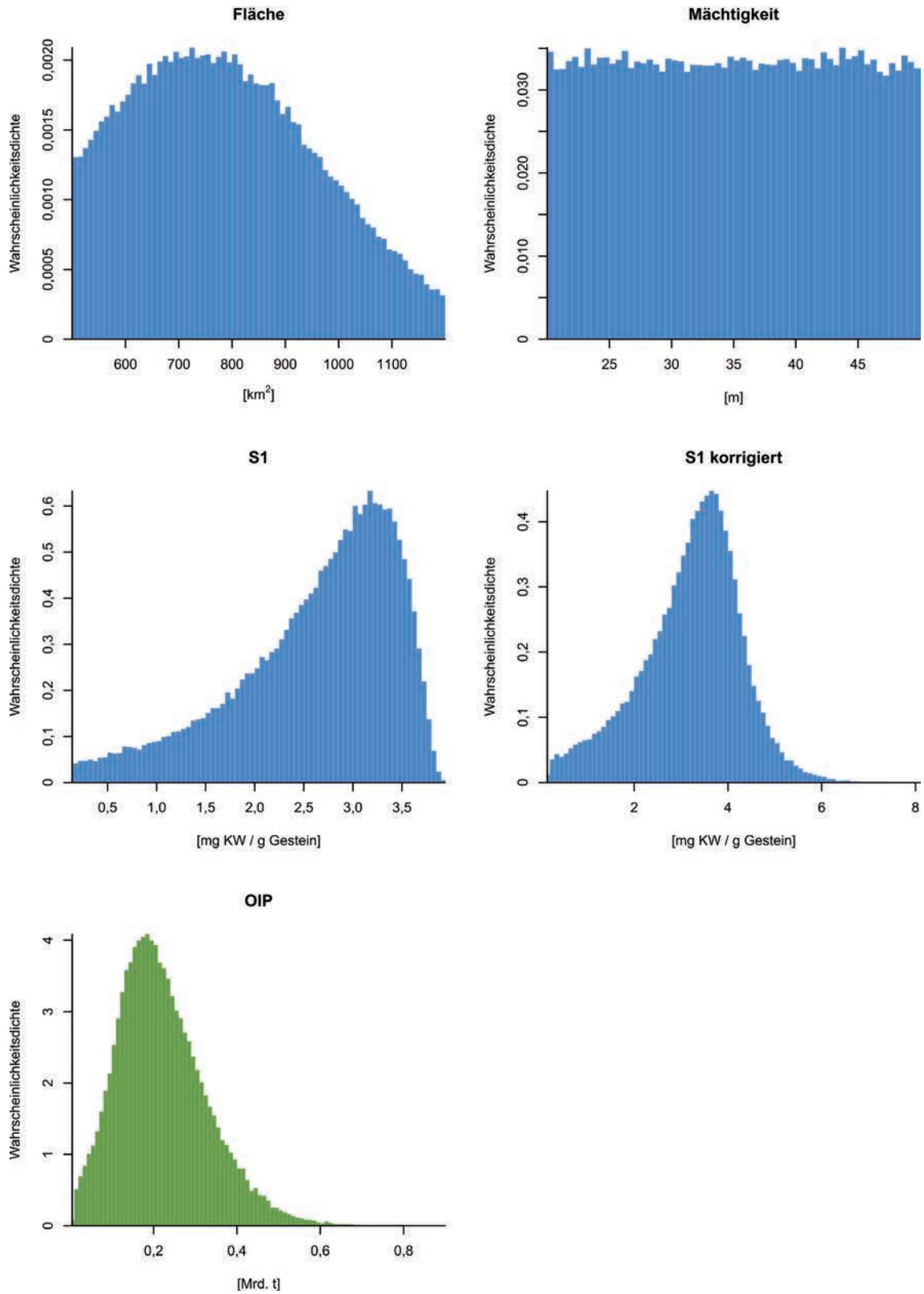
Öl, technisch förderbar, 500-5000 m



Blättertone, 500-1000 m

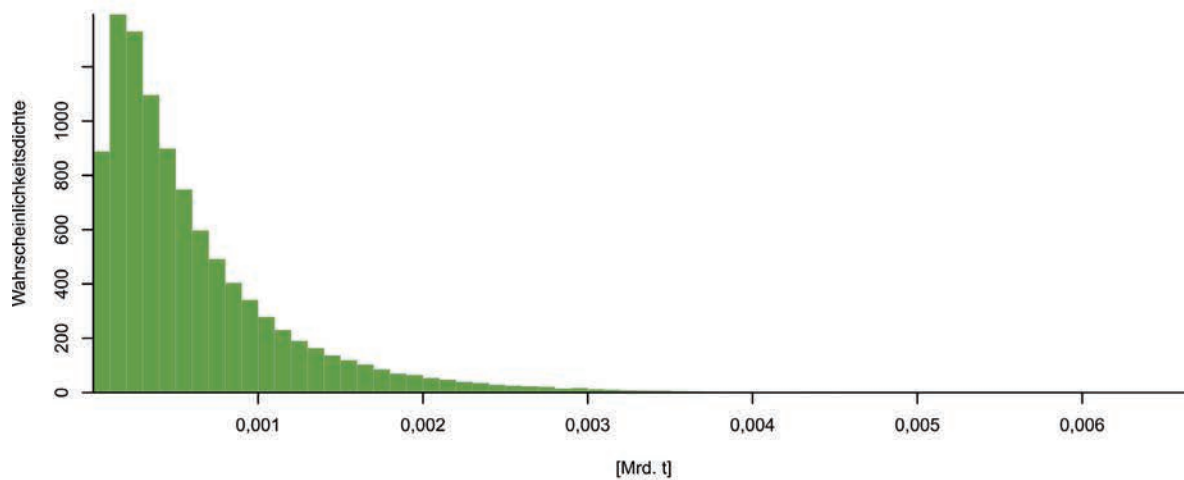


Blättertone, 1000-5000 m

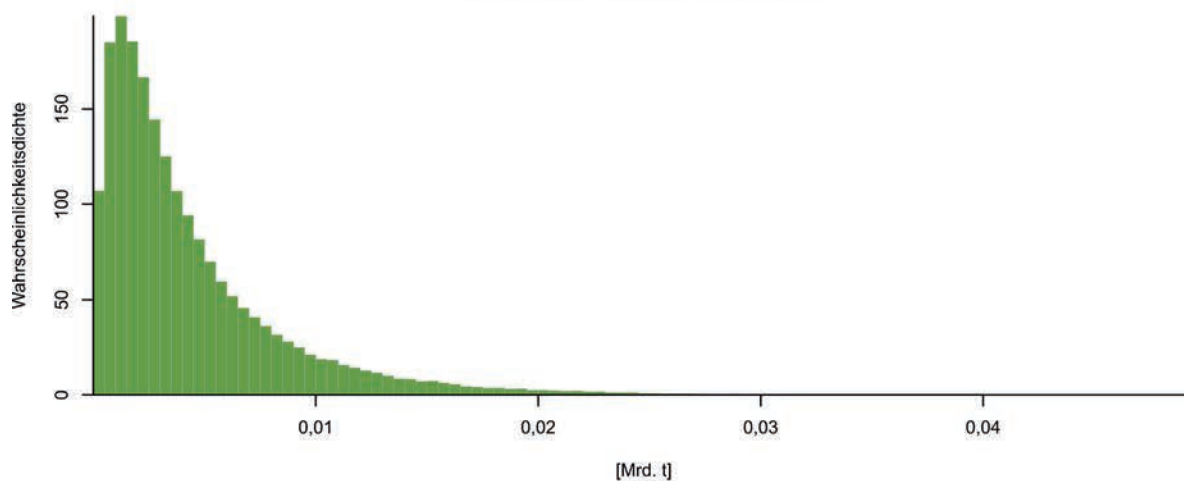


Blättertone

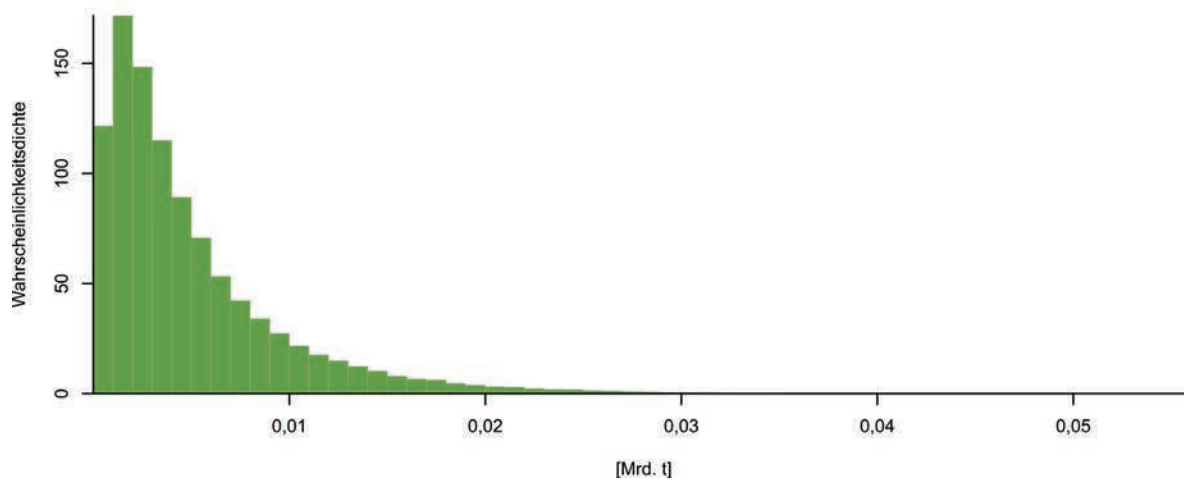
Öl, technisch förderbar, 500-1000 m



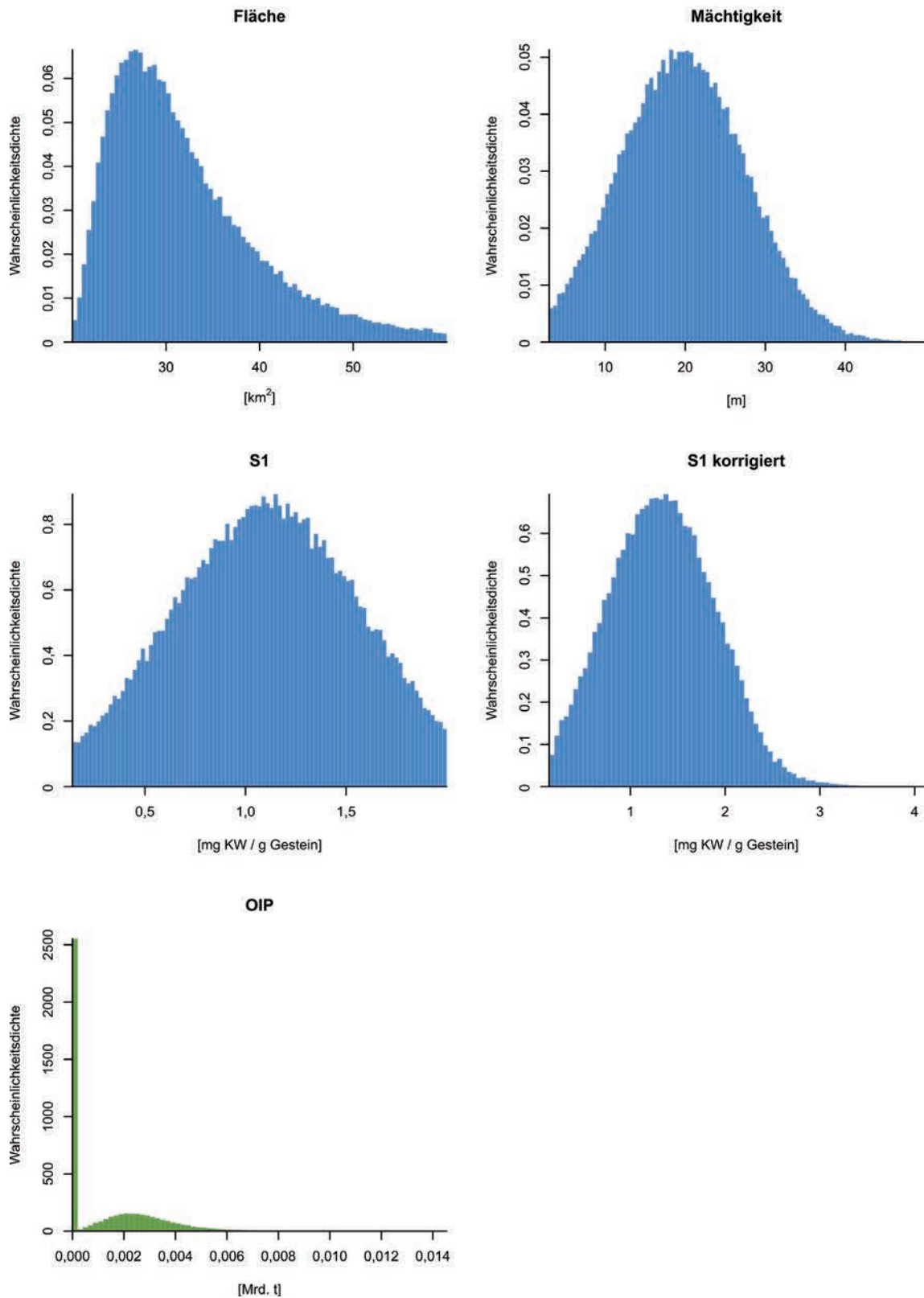
Öl, technisch förderbar, 1000-5000 m



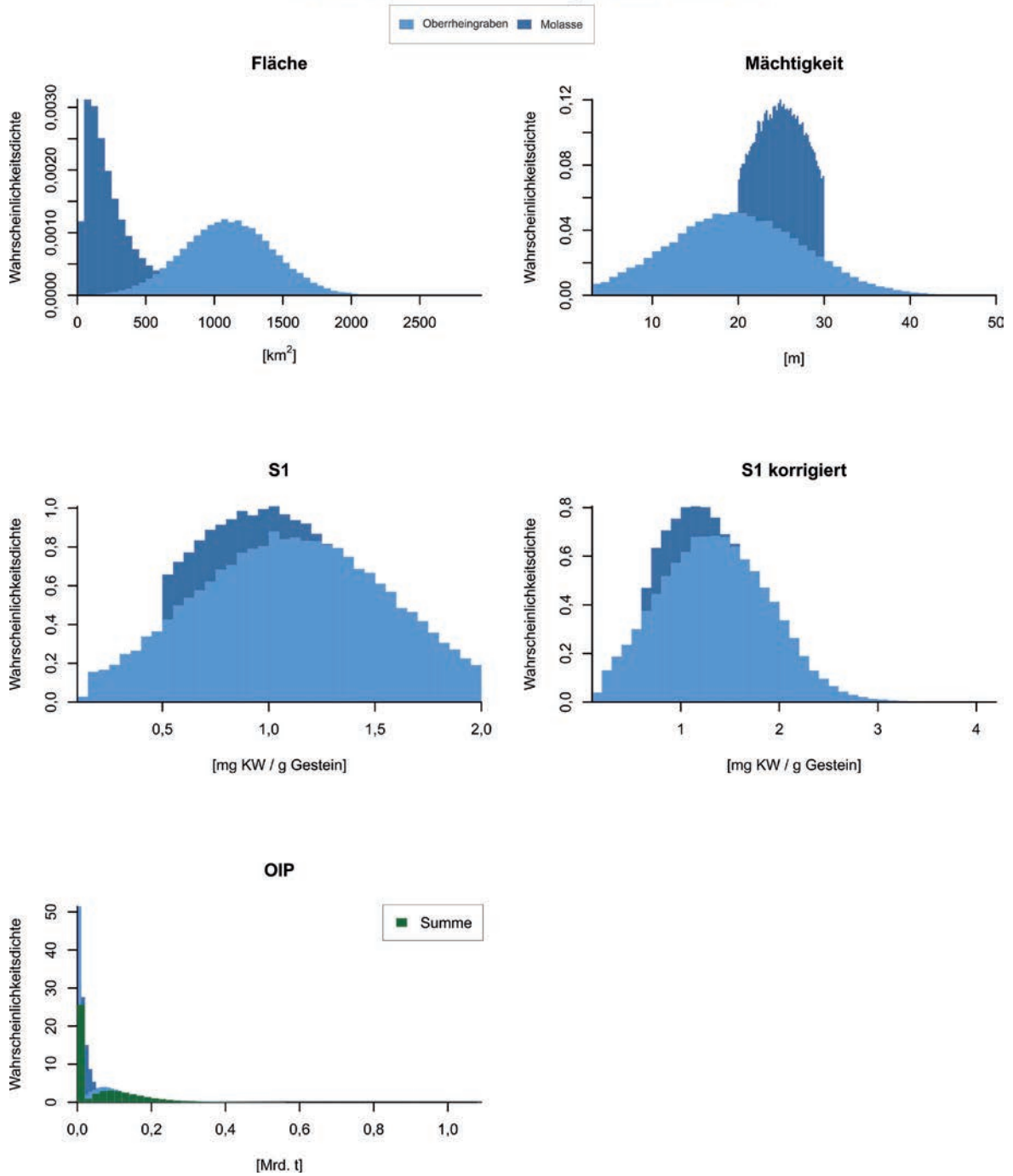
Öl, technisch förderbar, 500-5000 m



Tertiärer Fischeschiefer, 500-1000 m

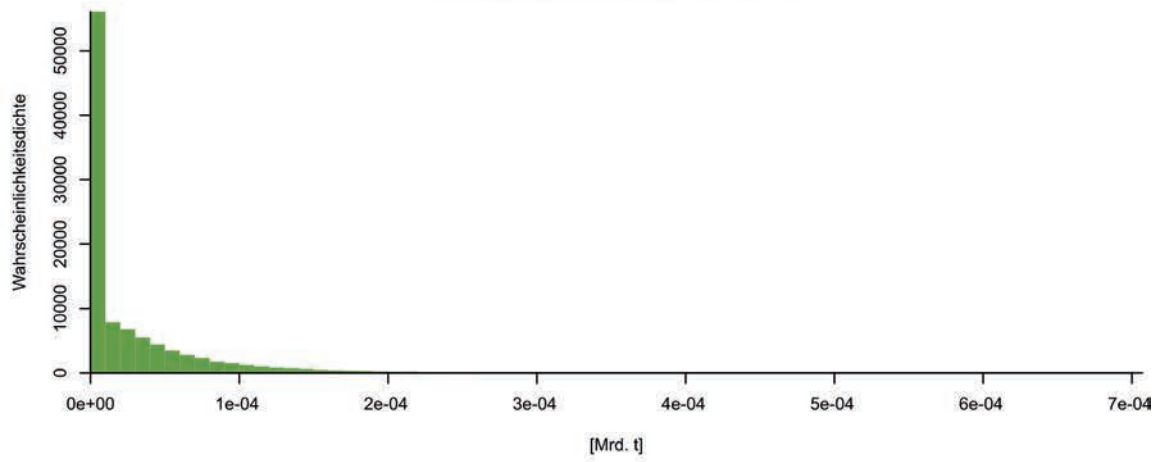


Tertiärer Fishschiefer, 1000-5000 m

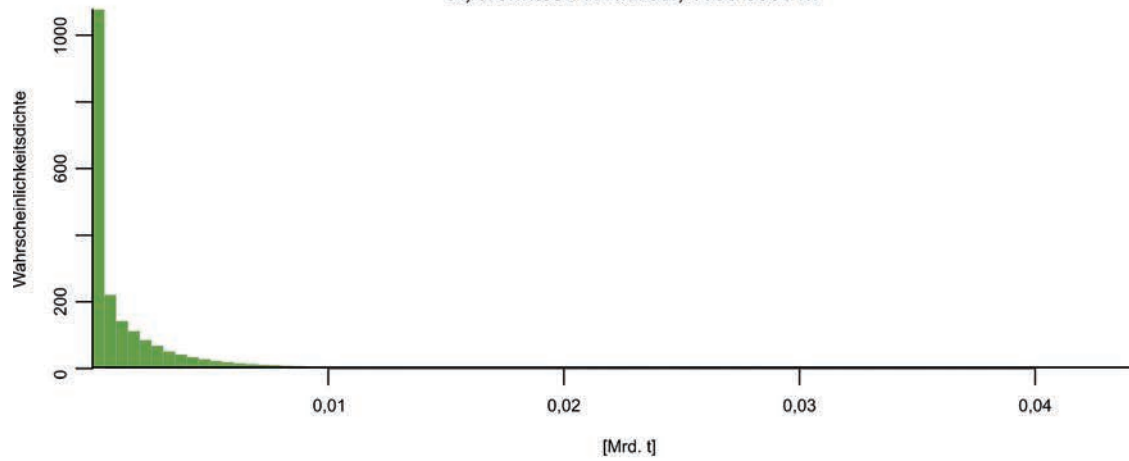


Tertiärer Fischechiefer

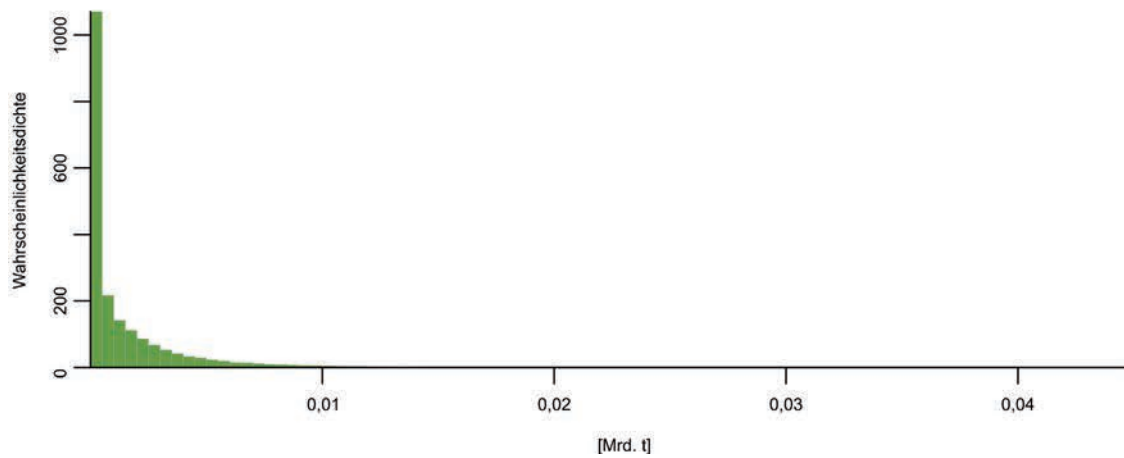
Öl, technisch förderbar, 500-1000 m



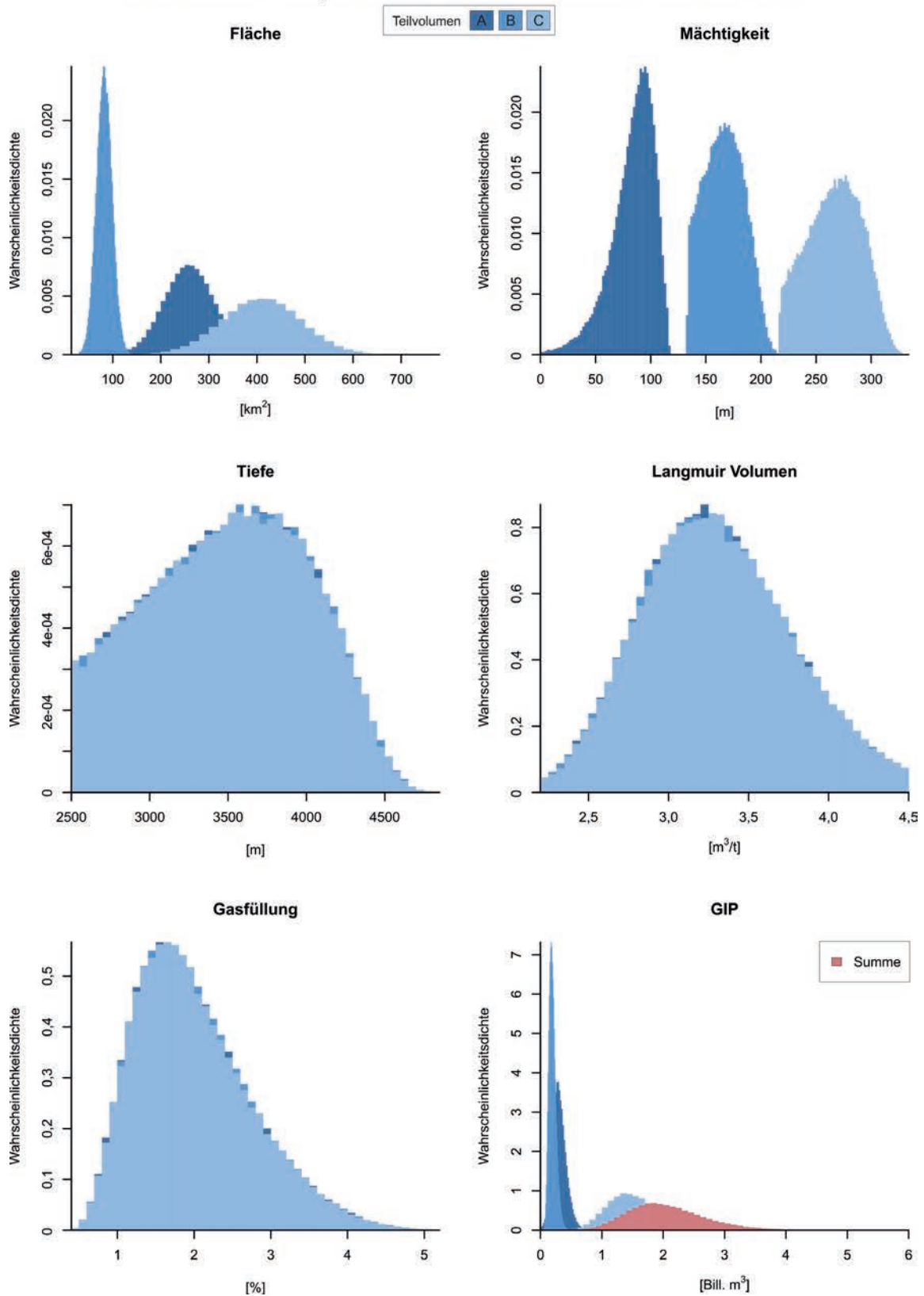
Öl, technisch förderbar, 1000-5000 m



Öl, technisch förderbar, 500-5000 m

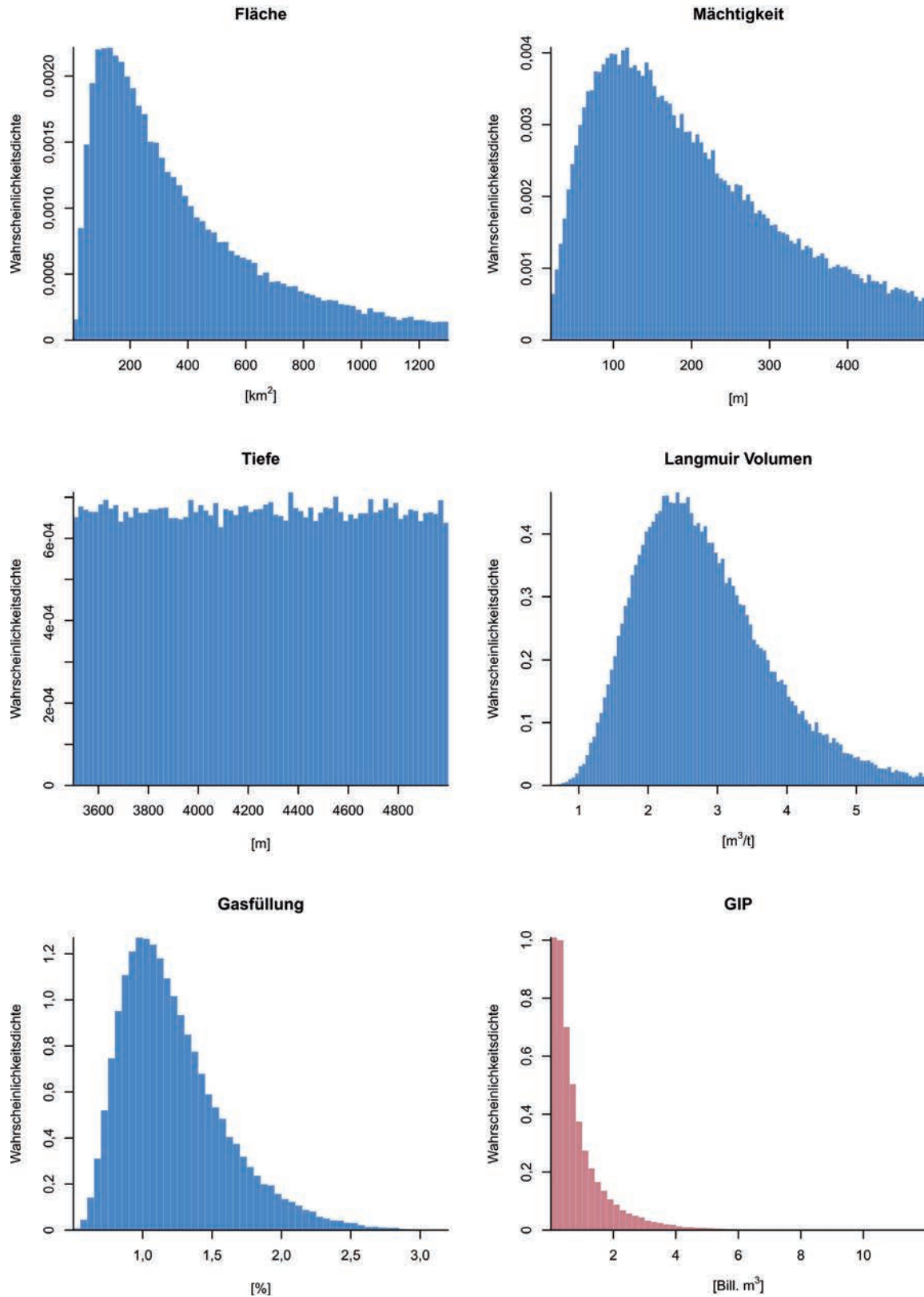


Unterkarbon, Vorpommersche Ostseeküste, 1000-5000 m

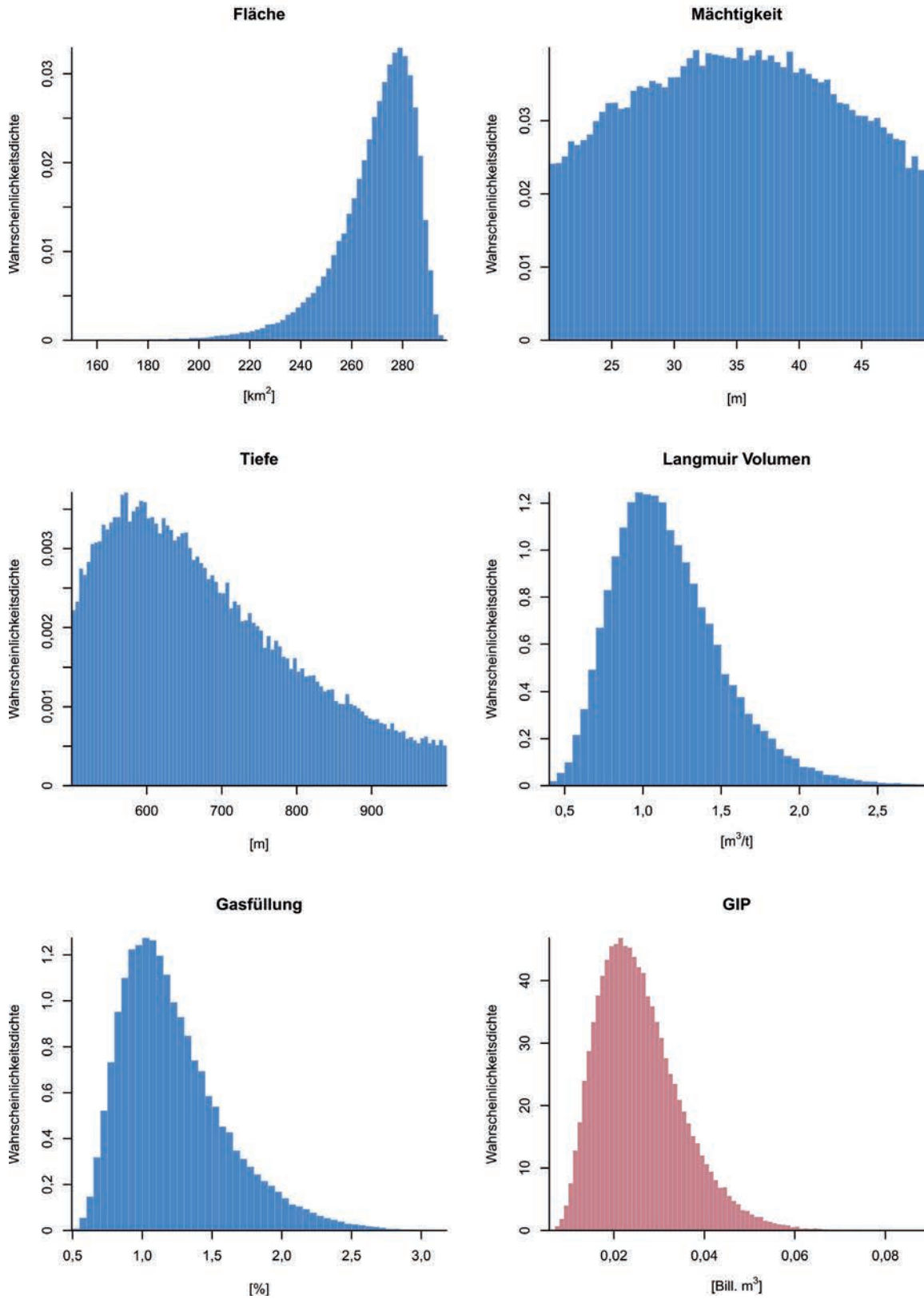


Für drei Teilvolumina (A, B und C), beruhend auf unterschiedlichen Mächtigkeitsklassen, wurde jeweils das GIP berechnet. Jede Mächtigkeitsklasse repräsentiert das höffige Drittel der Gesamtmächtigkeit (vgl. Kap. 2.5.1). GIP-Summe ist die Summe der Einzel-GIPs A, B und C.

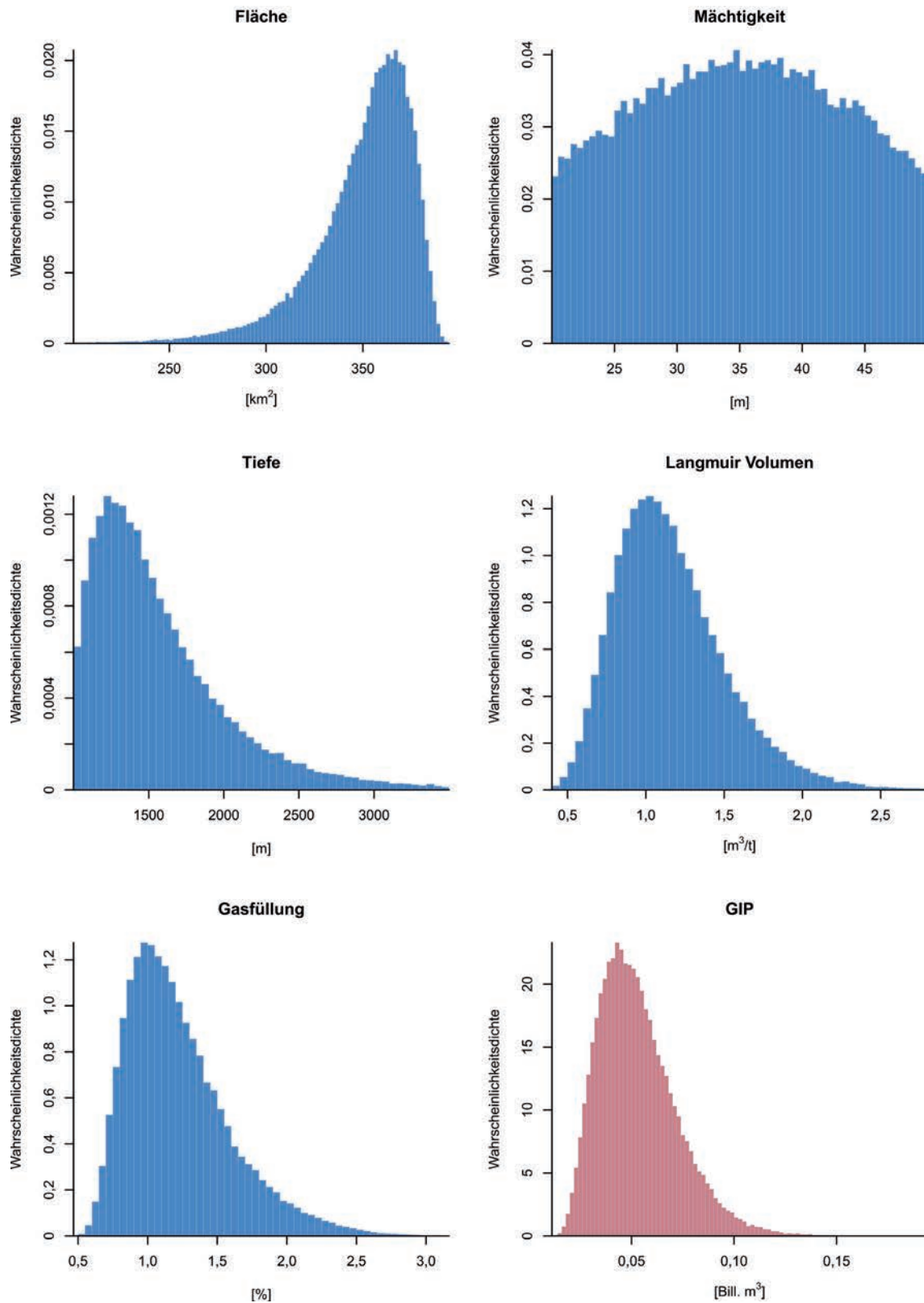
Unterkarbon, Hangender Alaunschiefer Ost, 1000-5000 m



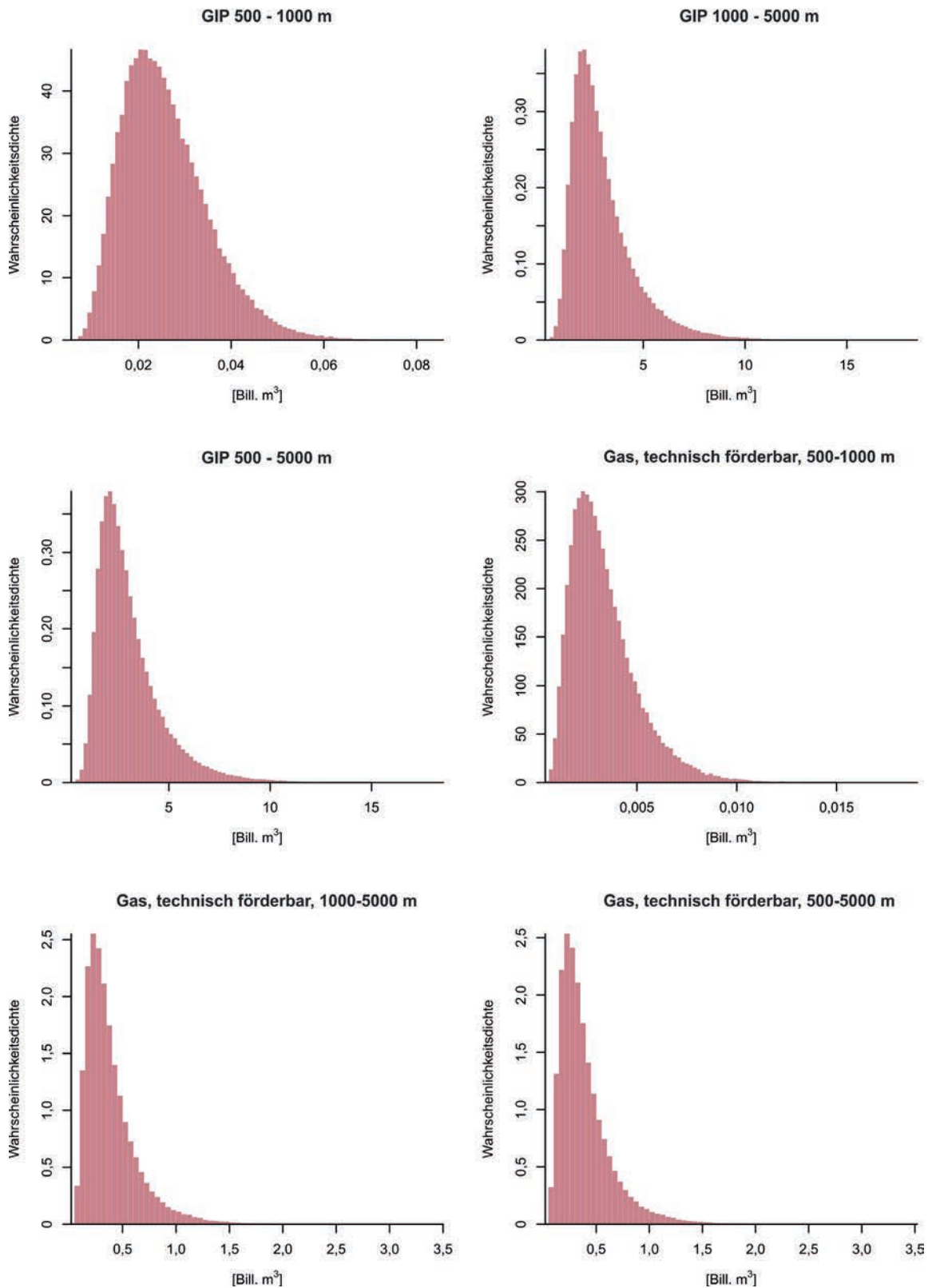
Unterkarbon, Hangender Alaunschiefer West, 500-1000m



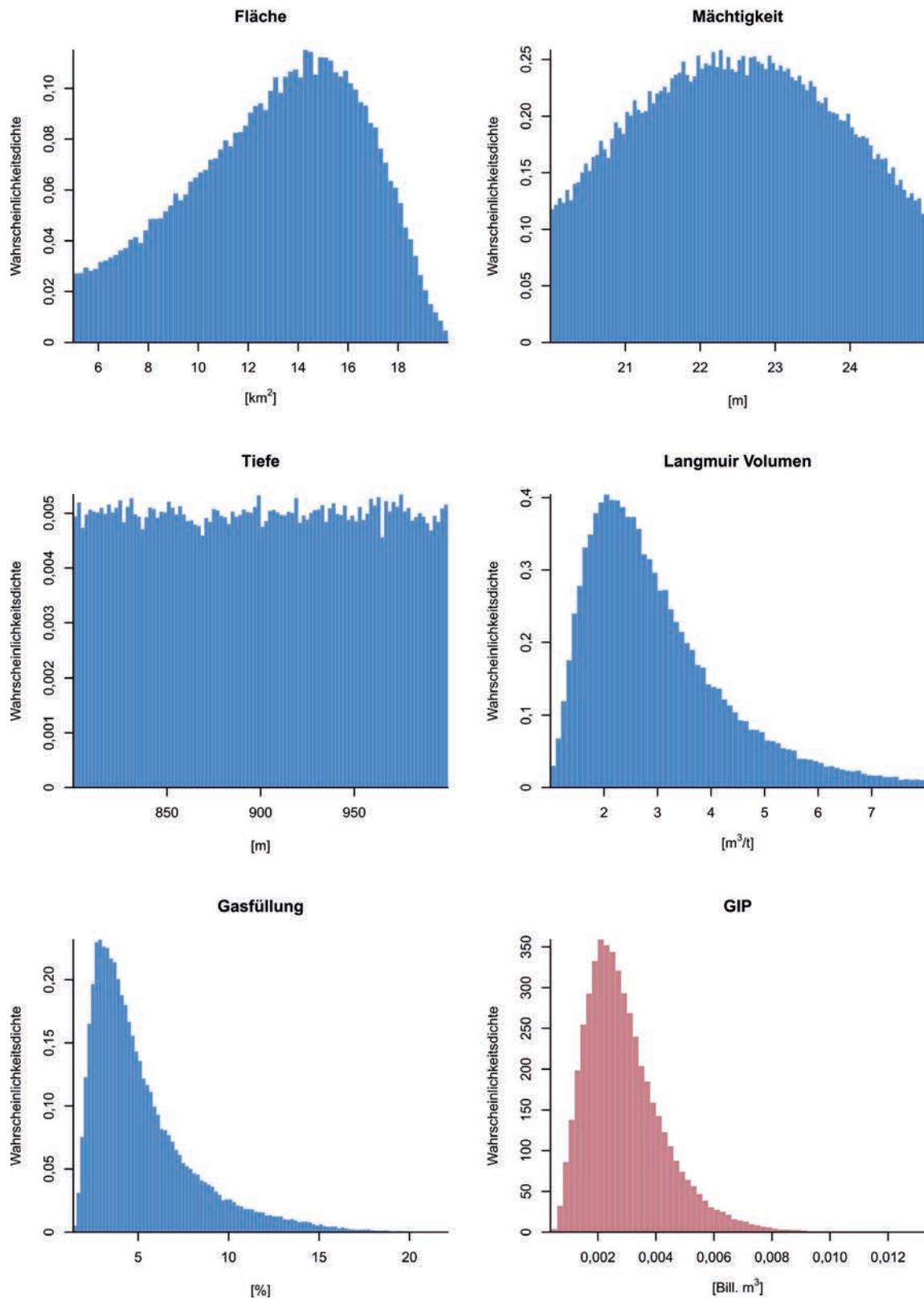
Unterkarbon, Hangender Alaunschiefer West, 1000-5000 m



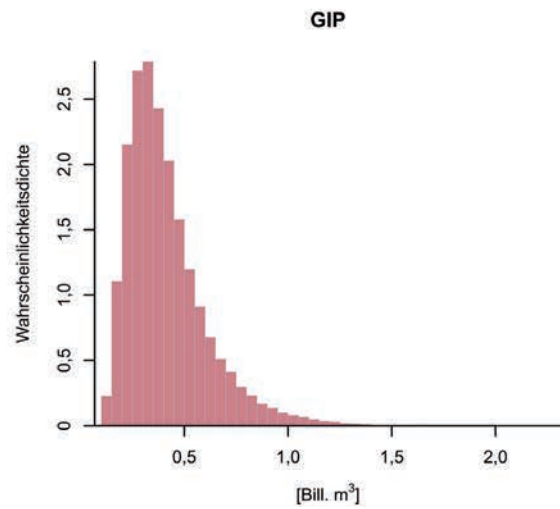
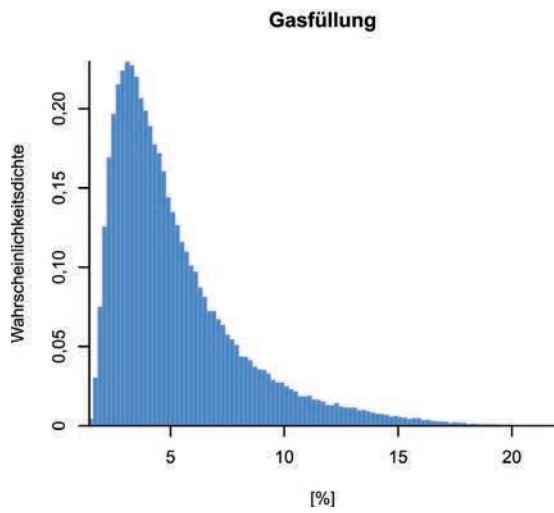
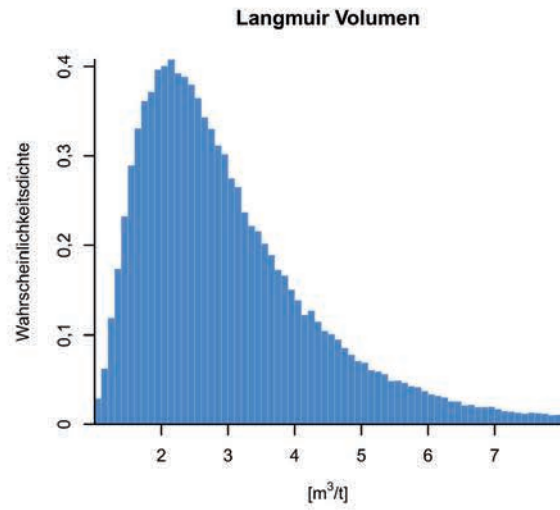
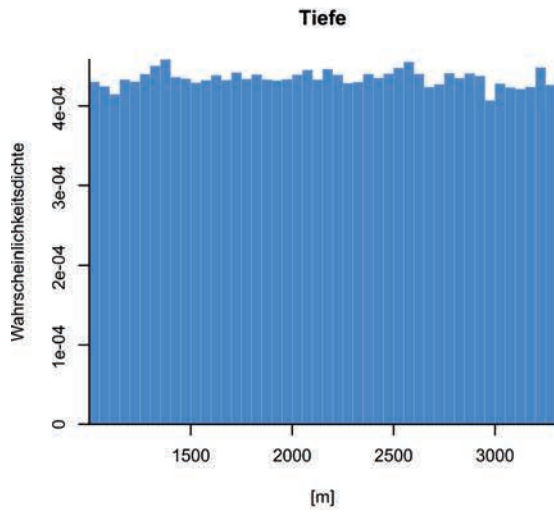
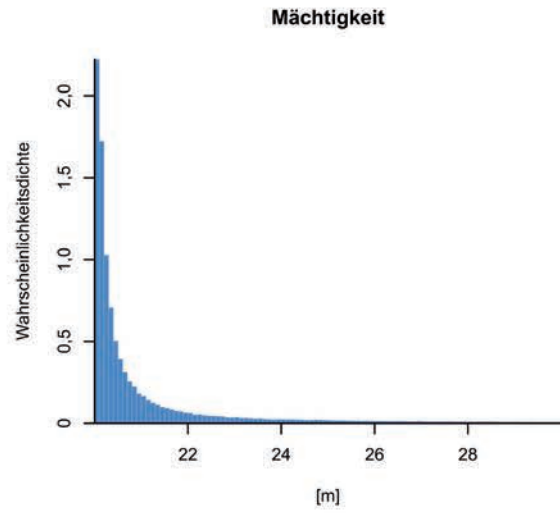
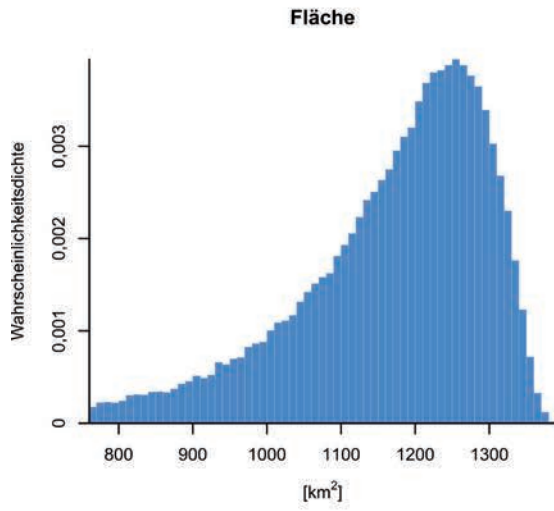
Unterkarbon



Mittelrhät, 500-1000 m

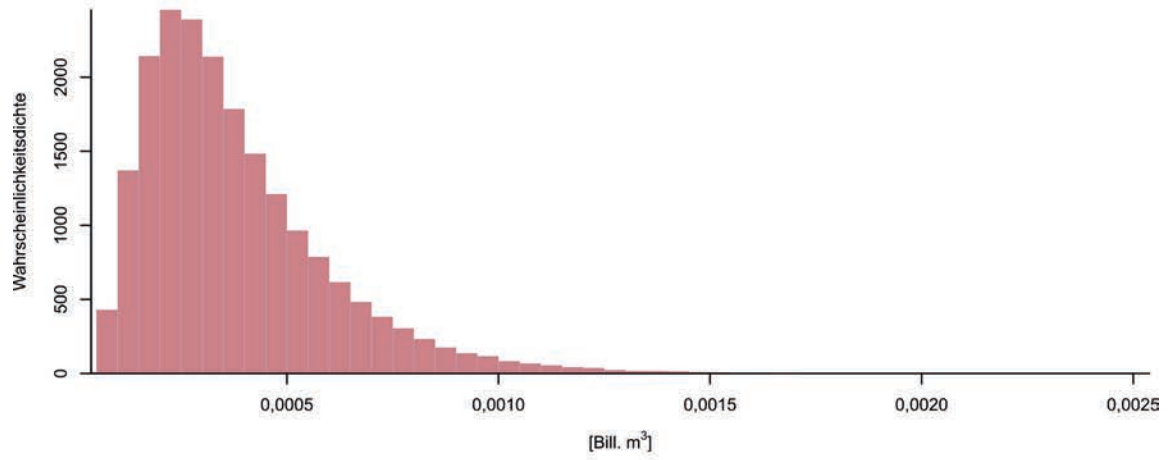


Mittelrät, 1000-5000 m

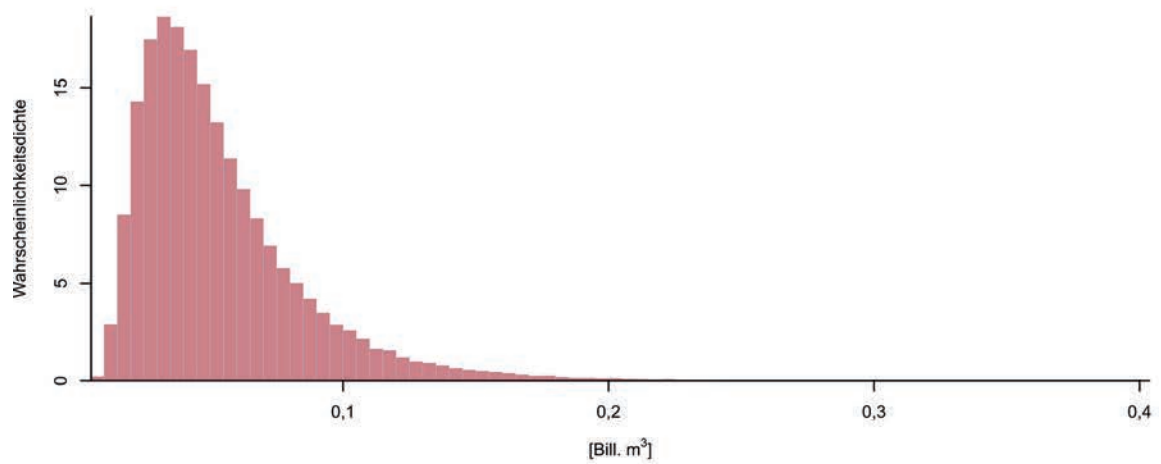


Mittelrhät

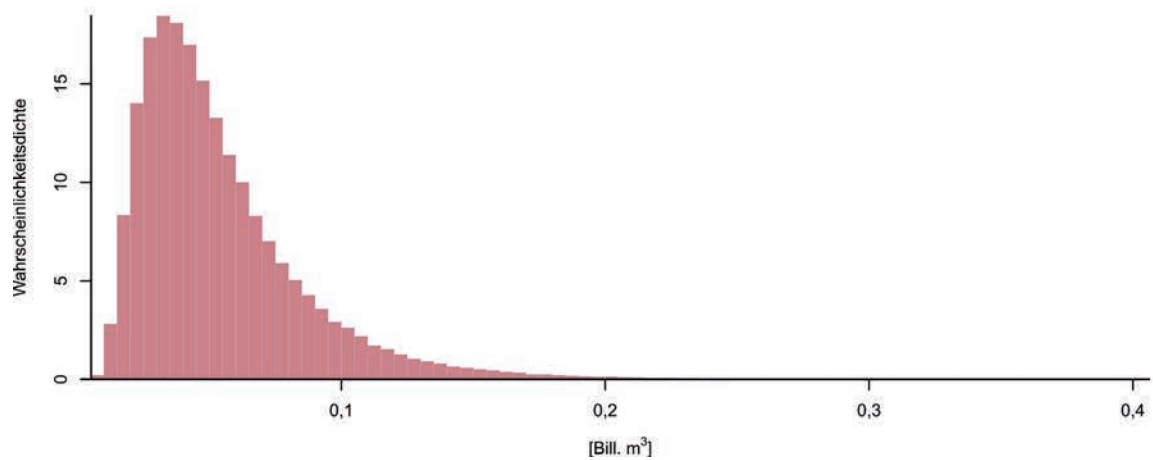
Gas, technisch förderbar, 500-1000 m



Gas, technisch förderbar, 1000-5000 m

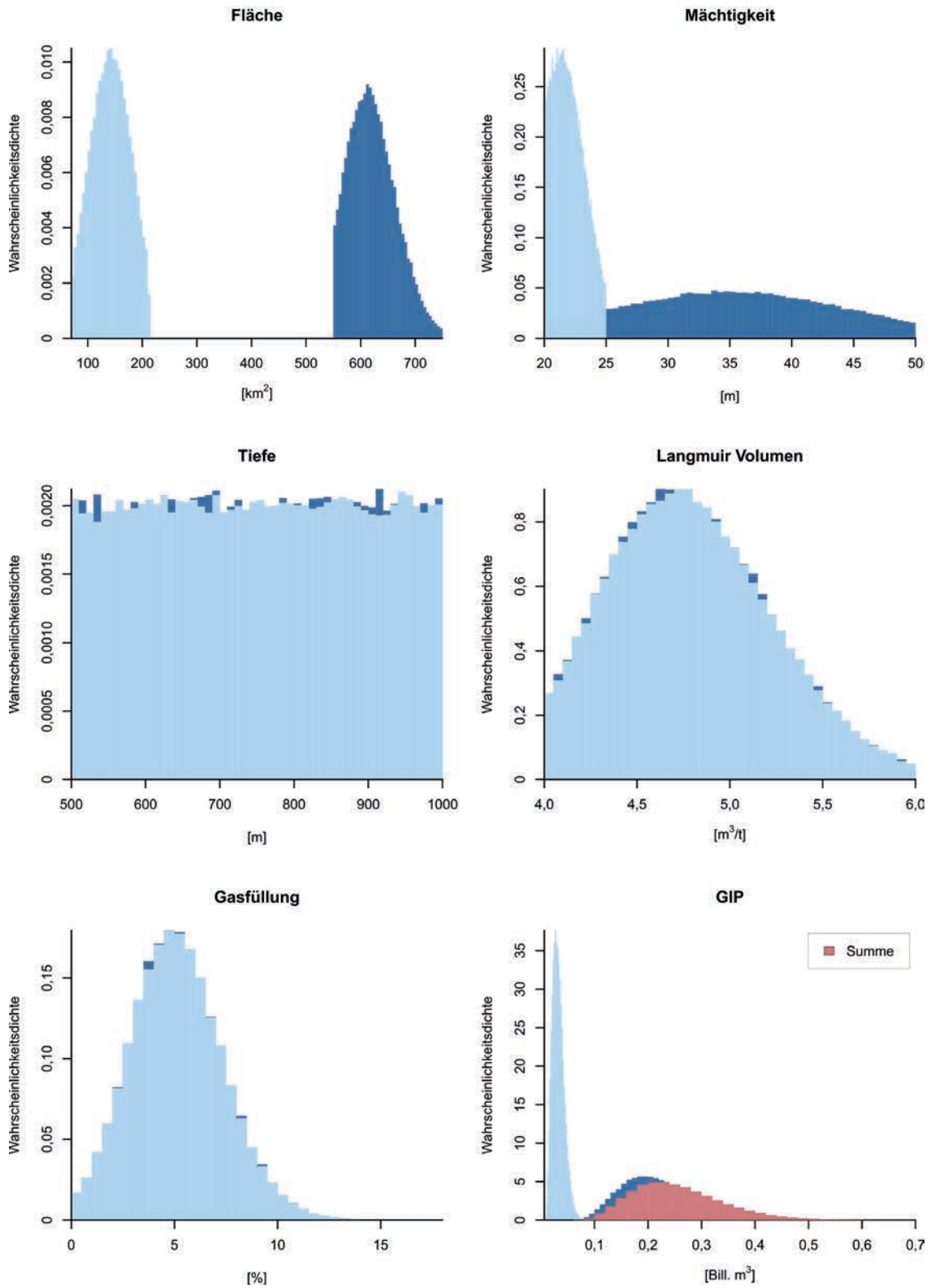


Gas, technisch förderbar, 500-5000 m

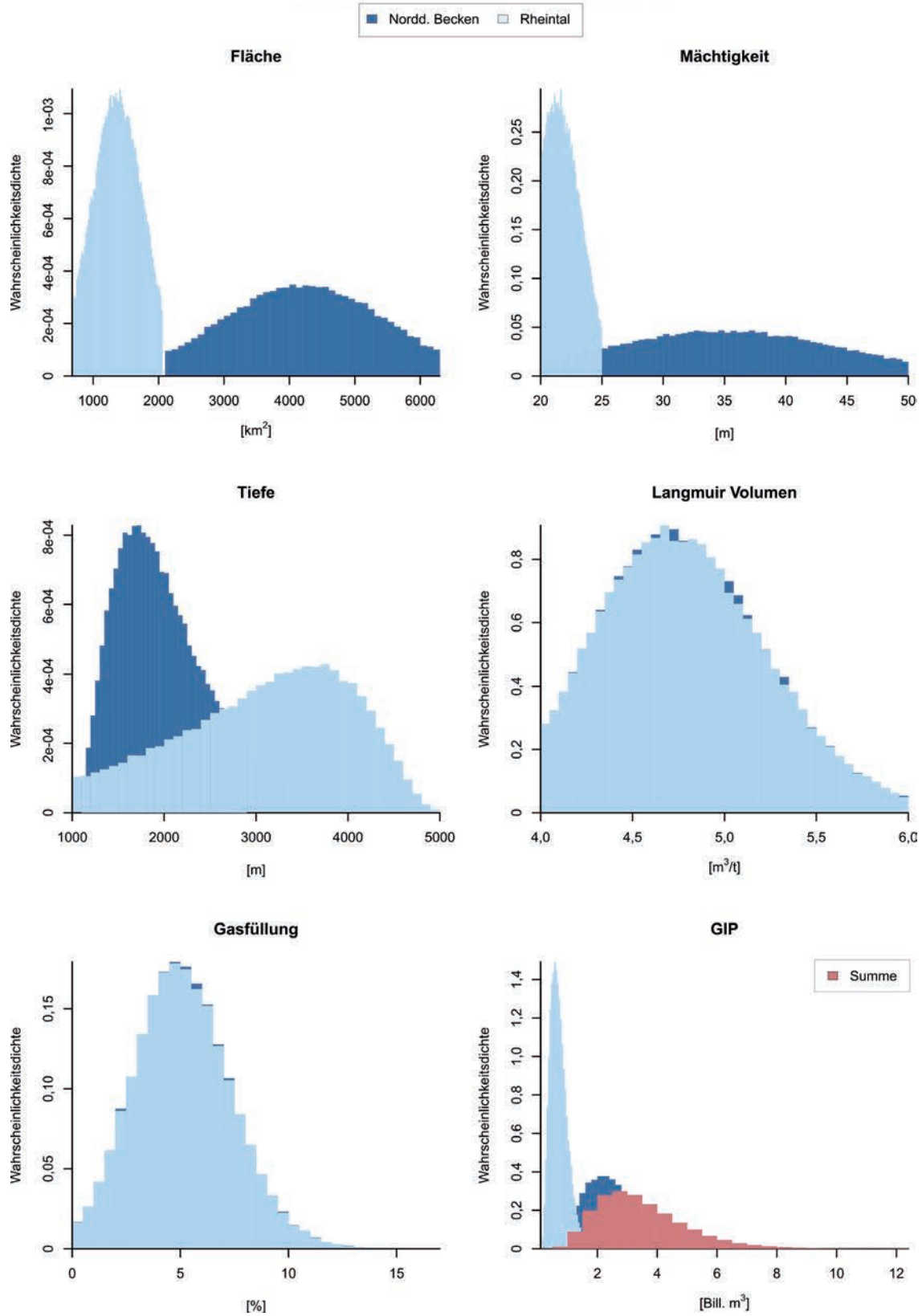


Posidonienschiefer, 500-1000 m

■ Nordd. Becken □ Rheintal

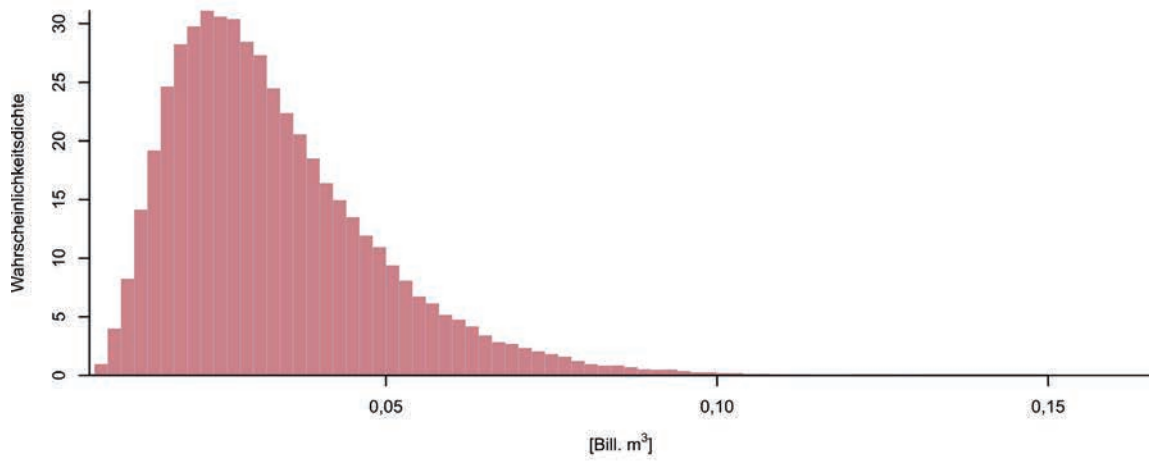


Posidonienschiefer, 1000-5000 m

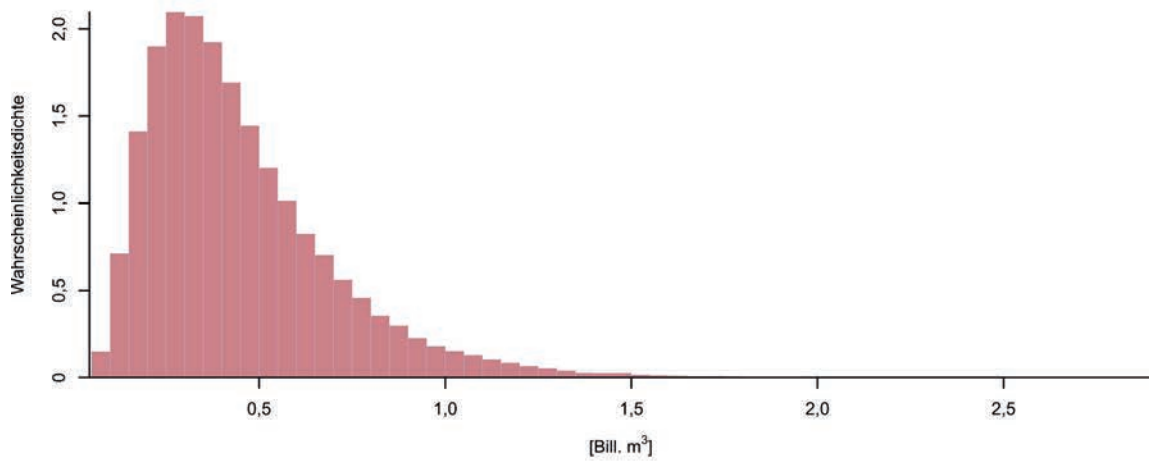


Posidonienschiefer

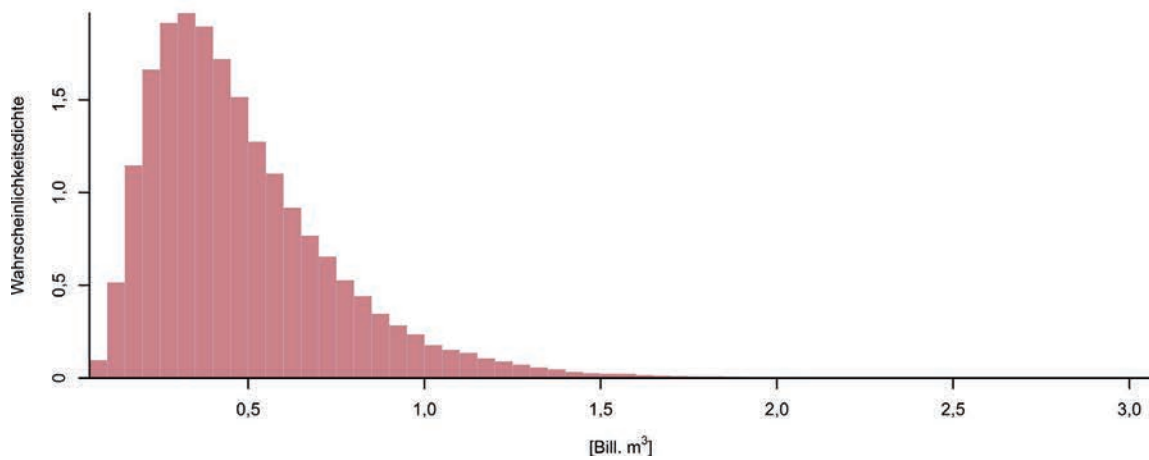
Gas, technisch förderbar, 500-1000 m



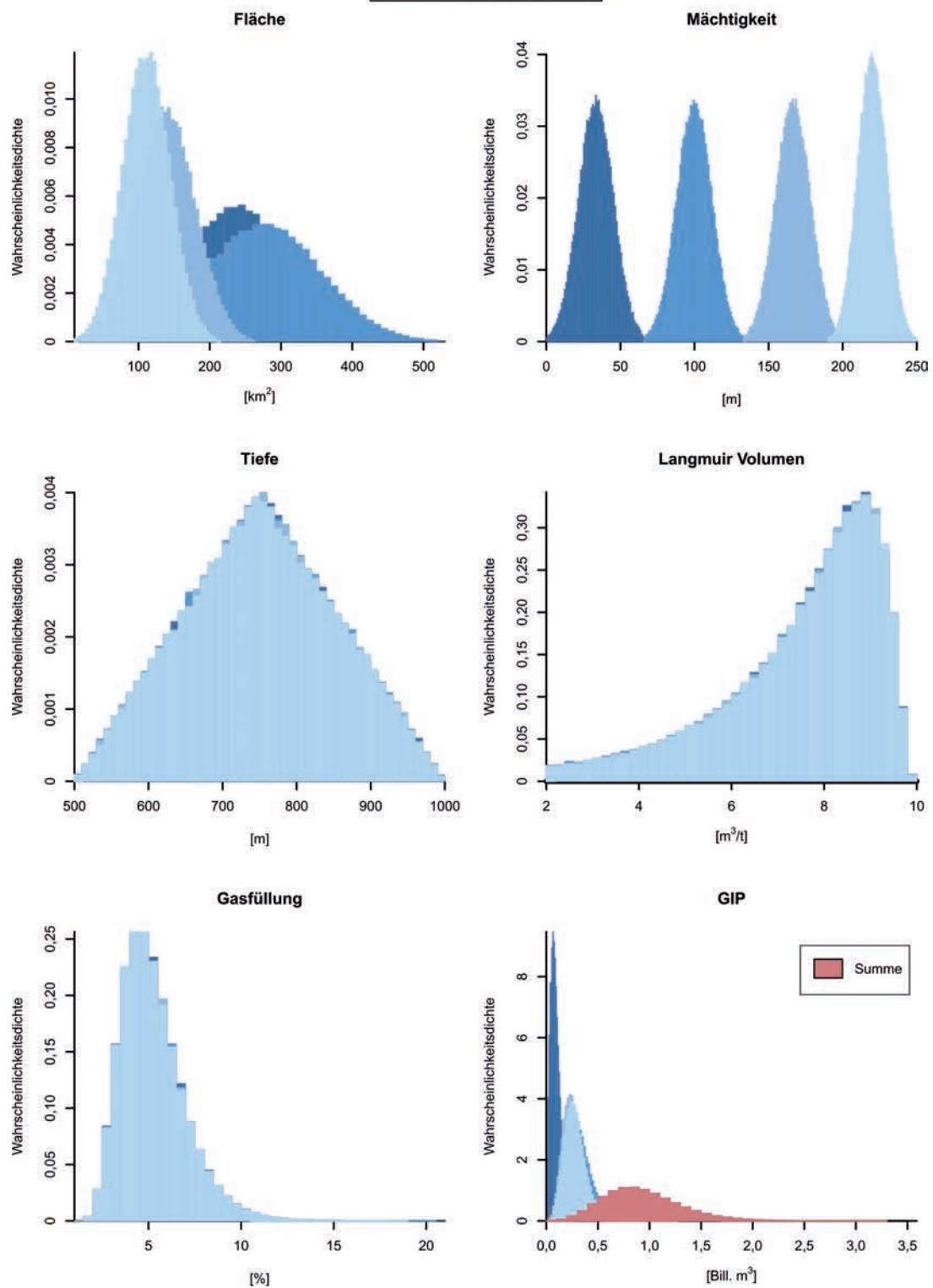
Gas, technisch förderbar, 1000-5000 m



Gas, technisch förderbar, 500-5000 m



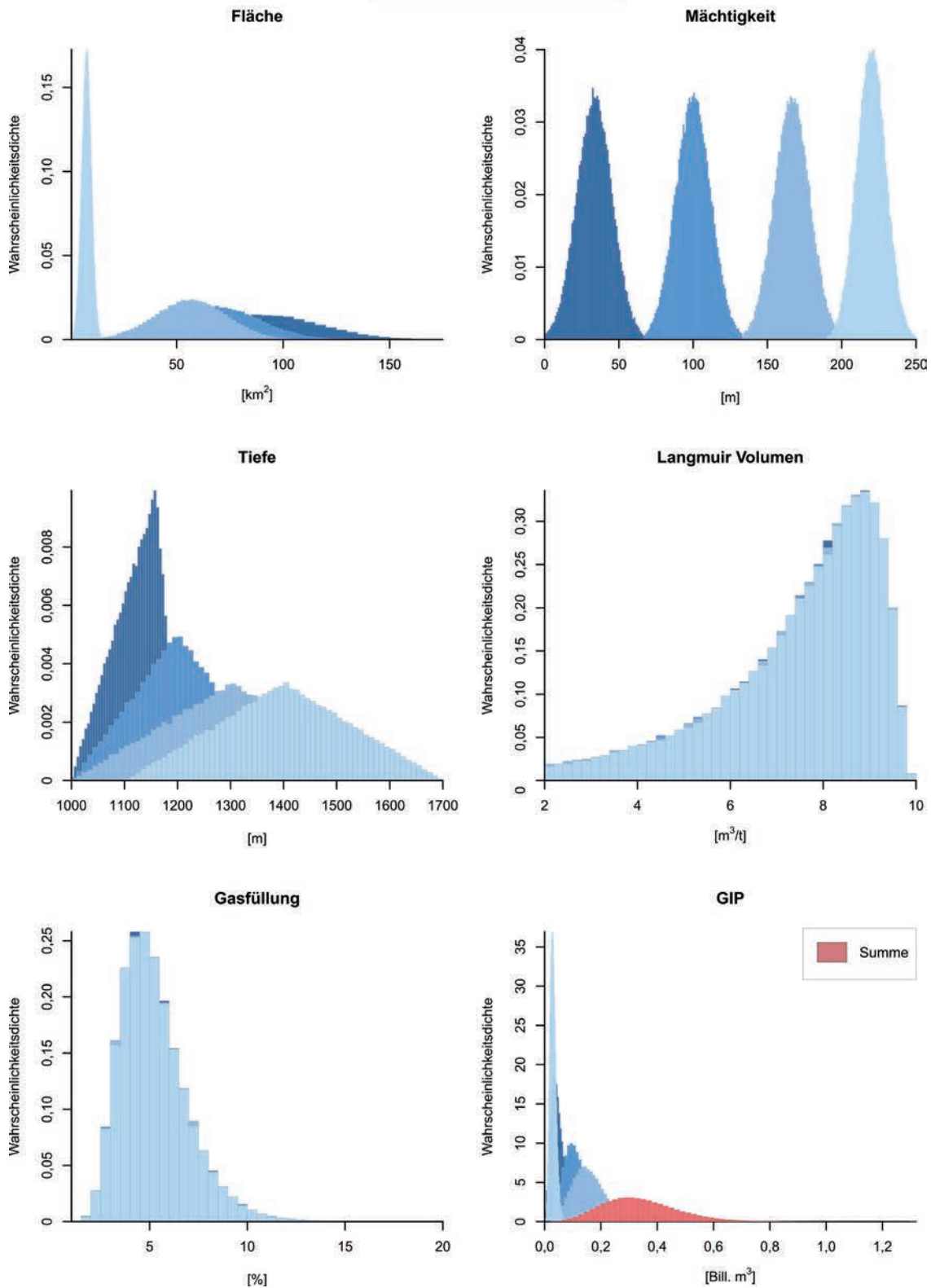
Wealden, 500 - 1000 m

Teilvolumen **A** **B** **C** **D**

Für vier Teilvolumina (A, B, C und D), beruhend auf unterschiedlichen Mächtigkeitsklassen, wurde jeweils das GIP berechnet. Jede Mächtigkeitsklasse repräsentiert das höffige Drittel der Gesamtmächtigkeit (vgl. Kap. 2.5.1). GIP-Summe ist die Summe der Einzel-GIPs A, B, C und D.

Wealden, 1000 - 5000 m

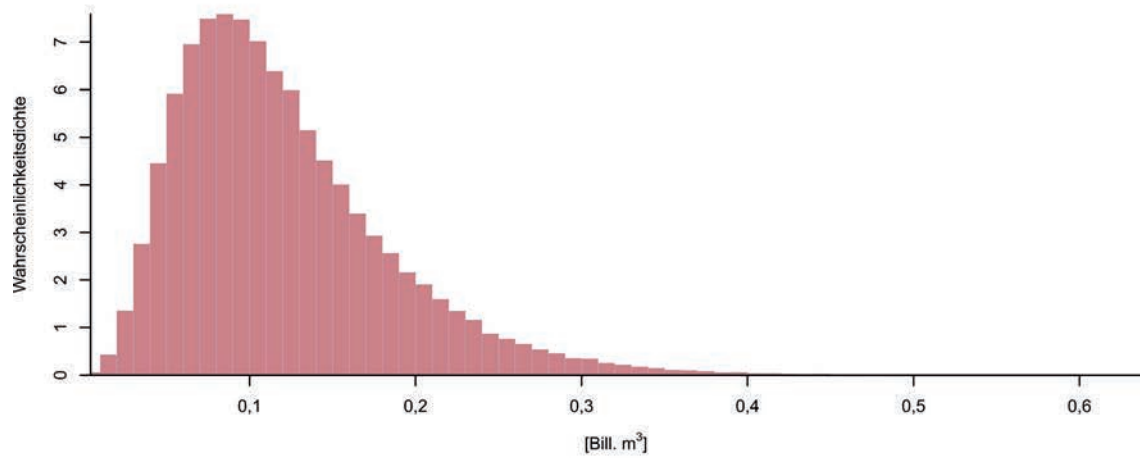
Teilvolumen **A** **B** **C** **D**



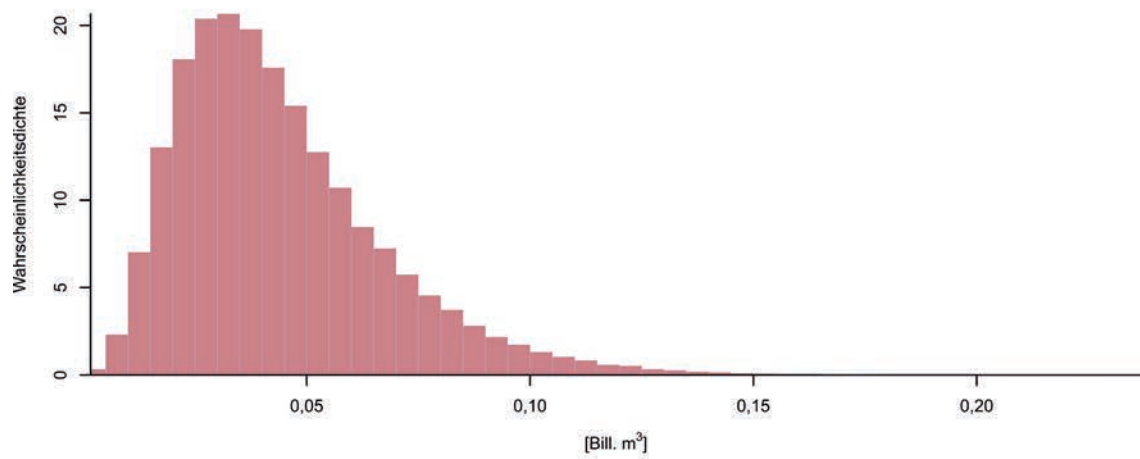
Für vier Teilvolumina (A, B, C und D), beruhend auf unterschiedlichen Mächtigkeitsklassen, wurde jeweils das GIP berechnet. Jede Mächtigkeitsklasse repräsentiert das höffige Drittel der Gesamtmächtigkeit (vgl. Kap. 2.5.1). GIP-Summe ist die Summe der Einzel-GIPs A, B, C und D.

Wealden

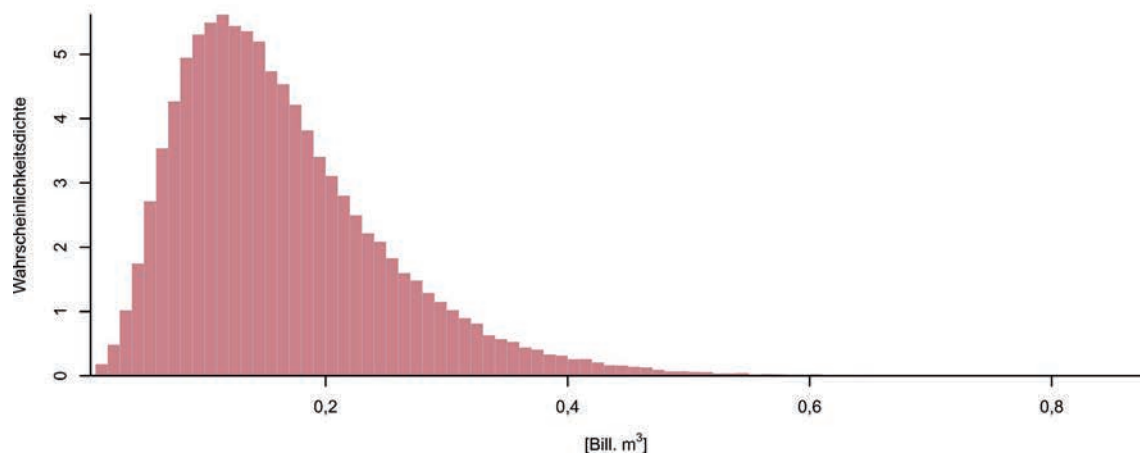
Gas, technisch förderbar, 500-1000 m



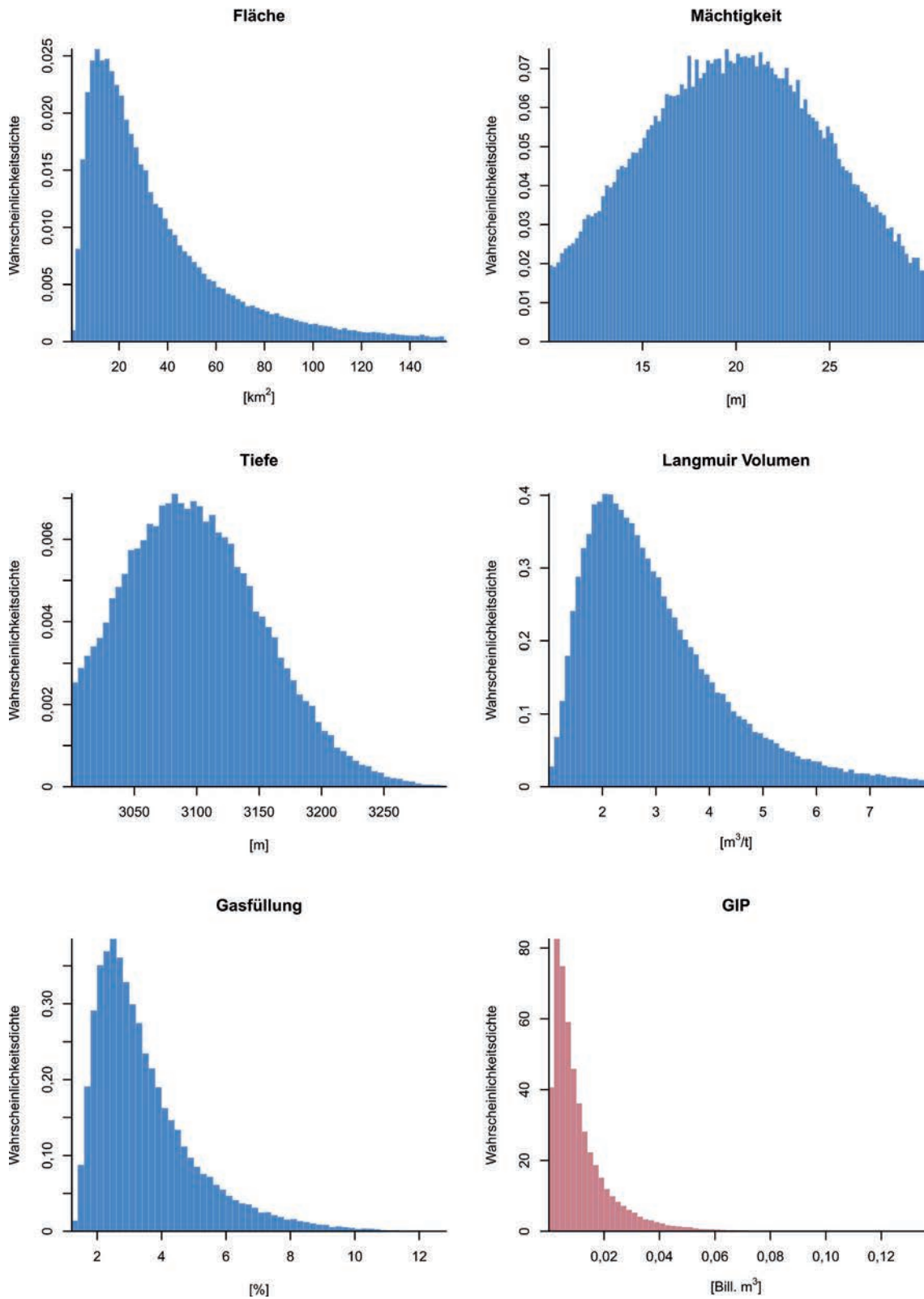
Gas, technisch förderbar, 1000-5000 m



Gas, technisch förderbar, 500-5000 m

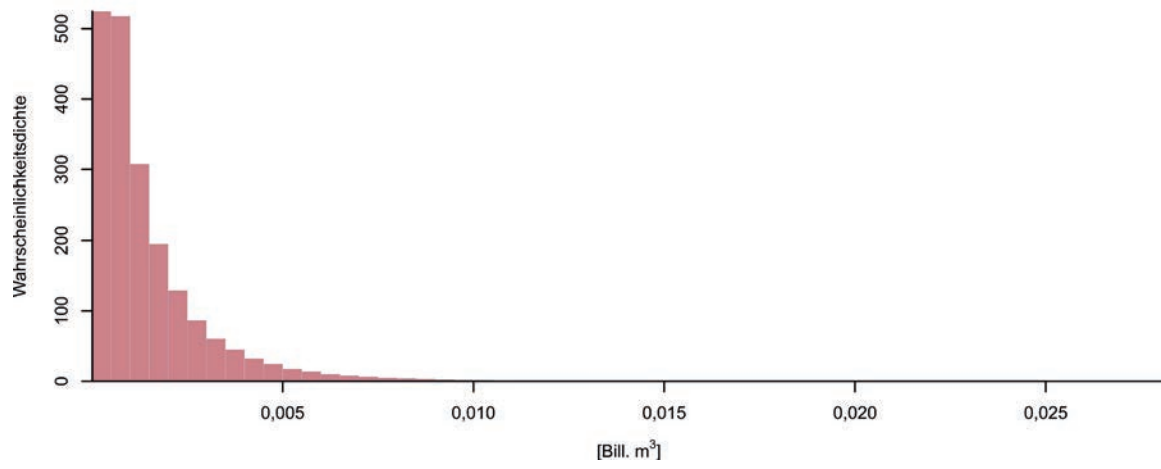


Tertiärer Fischechiefer, 1000-5000 m



Tertiärer Fischechiefer

Gas, technisch förderbar, 1000-5000 m



Hydraulische Kennwerte der lithostratigrafischen Einheiten für die hydrogeologische Modellierung

Quelle	Quartär		Tertiär				Unterkreide		Unterkreide (Wealden)			
	Sand, Kies, Schluff, Ton		Feinsand, Schluff		Ton (Rupel-Ton)		Tongestein		Tongestein			
	k_f [m/s]	Φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	Φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	Φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	Φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	Φ_{eff} [-]		
Sauter et al. (2012)	1,0E-04							1,0E-07	0,001	1,0E-09	0,001	
Baltes (1998)	5,0E-04–5,0E-07	0,15–0,25	<1,0E-08									
Larue (2010)	5,0E-04–1,0E-07	0,25			1,0E-07	0,1		1,0E-08– 1,0E-13	0,1	1,0E-08	0,1	
Fein et al. (2001)	1,0E-05	0,2	1,0E-05	0,2				1,0E-10– 1,0E-11	0,05	5,0E-08–1,0E-07	0,075	
Gedeon et al. (2007)					9,3E-09–9,3E-10 ^f 0,7E-11–5,0E-11 ^g							
Jones et al. (2000)										9,26E-07 ^h	0,248	
Klinge et al. (2007)	1,0E-04–4,0E-04		1,0E-11–1,0E-07		1,0E-11–1,0E-7		1,0E-11–1,0E-7					
Magri et al. (2009)	5,0E-04						1,0E-09					
Mathia et al. (2013)											0,04–0,1	
Reutter (2011)	1,0E-05–1,0E-03 ^{*a} 1,0E-07–1,0E-05 ^{*b}				<1,0E-5		1,0E-07–1,0E-05 ^{*e}	1,0E-09–1,0E-07		<1,0E-5		
Rivera et al. (1996)								1,0E-12–1,0E-11				
Spitz & Moreno (1996) ^c			2,0E-07–4,7E-04	0,26–0,53	1,0E-10	0,34–0,57					0,34	
NiKo Modell^d	5,0E-04	0,3	5,0E-05	0,2	1,0E-09	0,1	1,0E-07	0,1	1,0E-09	0,1	1,0E-08	0,1

*a Quartäre Sande und Kiese

*b Quartäre Schluffe und Tone

*c Lithologiebezogene Mittelwerte/Standardwerte

*d Horizontale Durchlässigkeit, Anisotropie $K_h/K_v = 10$ (Ausnahme Posidonienschiefer: $K_h/K_v = 100$)

*e Tone und Schluffe des Tertiär (u.a. Hamburg-Formation, Unterer Glimmerton, Chatt-Schluffe, Helmstedt-Formation)

*f Messkampagnen: horizontale Durchlässigkeit von Rupelton mit alternierenden Sand- und Tonschichten; Anisotropie von $K_h/K_v = 12-340$

*g Im regionalen Grundwassermodell von Nordostbelgien genutzte horizontale Durchlässigkeiten; Anisotropie von $K_h/K_v = 80$

*h Aus Bohrkernen ermittelte durchschnittliche Durchlässigkeit (geometrisches Mittel) der Wealden-Formation in Nordostengland

Quelle	Oberjura (Malm)				Mitteljura (Dogger)				Unterjura (PS)		Unterjura (Lias)	
	Mergelstein		Sandstein		Tongestein		Sandstein		Tongestein		Tongestein	
	k_f [m/s]	φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	φ_{eff} [-]	k_f [m/s]	φ_{eff} [-]
Sauter et al. (2012)	1,0E-07 ^m	0,01–0,001	1,0E-07 ^k	0,01	1,0E-09	0,001						
Baltes (1998)	1,0E-08–1,0E-09	0,002 ^l	5,0E-08–5,0E-09	0,07–0,12 ^l	5,0E-11	0,005			5,0E-10	<0,005		
Fein et al. (2001)	1,0E-08	0,01	1,0E-08	0,01			1,0E-06–1,0E-07	0,03–0,10				
Förster (1997)					0,16			0,26		0,17		0,12
Ghanizadeh et al. (2014)									5,4E-15–1,8E-09	0,03–0,166		
Klaver et al. (2012)										0,033–0,037		
Mathia et al. (2013)										0,004–0,035		
Rauppach et al. (2008)							<6,3E-06 3,7E-06–9,6E-05					
Reutter (2011)	1,0E-07–1,0E-03 ^l				1,0E-09–1,0E-07		1,0E-05–1,0E-03				1,0E-09–1,0E-07	
Rivera et al. (1996)	1,0E-09–1,0E-08				1,0E-12		1,0E-08				1,0E-12	
Engelhardt (1960)							3,2E-05–1E-06					
Wolfgramm et al. (2008)								0,2–0,3				
NiKo Modell^d	1,0E-07	0,1	1,0E-06	0,15	1,0E-09	0,05	1,0E-06	0,15	1,0E-10	0,01	1,0E-09	0,01

^l Niedersächsische Mergel- und Kalksteine des Oberjura (z.B. Eimbeckhäuser Plattenkalk, Heersumer Schichten)

^k $k_h/k_v = 100$

^l Abgeleitete effektive Porositäten (Porenradius >0,04 μm), über Quecksilberporosimetrie bestimmt (Erzstandort)

^m Horizontale Durchlässigkeit; $k_v = 1,0E-11$ m/s, $k_f/k_v = 10000$

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>