

Geo-Energie: Konventionelle und unkonventionelle fossile Ressourcen

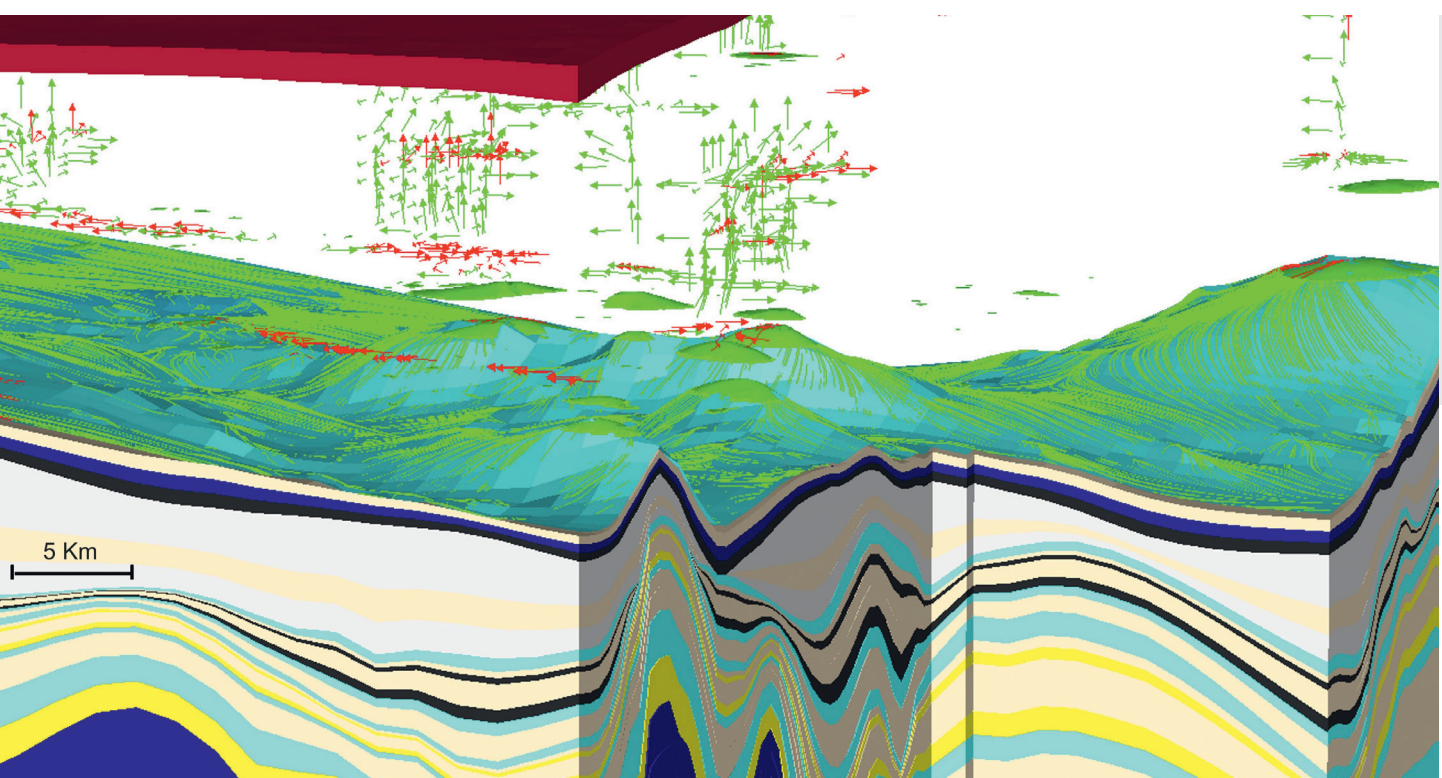
Brian Horsfield, Rolando di Primio, Hans-Martin Schulz
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

Despite the upcoming shift in energy sources towards the environmentally friendly and renewable, conventional oil and gas resources should not be neglected. Fossil fuels are the current main energy source worldwide, accounting for over 75% of the total energy budget. Though considerable investments in renewable energy have been made in recent years the dominance of fossil fuels will remain for many years to come. The long-term availability of fossil fuels depends on both effective production techniques of existing known resources, and on new fossil resource discoveries.

As far as conventional resources are concerned the exploitation of fossil fuels is becoming more and more expensive; most of the extreme exploration acreage (deep water, sub-salt, climatically hostile environment) is only economically viable at high prices. This implies that pre-drill prediction of oil vs. gas occurrence and oil quality is crucial for exploration economics.

Unconventional energy coming on stream in the USA, and now under rapid development globally, has brought about a fundamental change in global energy resource distribution. Creative geological thinking and basic geoscientific research is needed to understand the fundamental nature and interdependencies of the processes leading to shale gas formation. The project "Gas Shales in Europe (GASH)" and research carried out within the joint research project GeoEn (funded by BMBF) under the coordination of GFZ are the first major scientific initiatives in Europe that are focussed on exploration and production of shale gas putting major emphasis on the investigation of environmental impacts.

At the same time basic research approaches focus on how oil and gas fields are charged, and which natural factors control the petroleum quality, gas concentrations and which methods ease the extraction from shales.



Energie – ein wichtiges Gut

In ihrem „New Policy“-Szenario prognostiziert die Internationale Energiebehörde (IEA) einen Anstieg des weltweiten Primärenergiebedarfs zwischen 2008 und 2035 um 36 %, von ungefähr 12 300 Millionen Tonnen Öläquivalent (Mtoe) auf über 16 700 Mtoe, was einer durchschnittlichen Steigerungsrate von 1,2 % pro Jahr entspricht. Die Europäische Kommission hat in ihrem strategischen Energierückblick 2007 gefordert, dass „ein vielfältiges Portfolio an sauberen, effizienten und emissionsarmen Energietechnologien“ benötigt wird, um die europäische Energieversorgung vor der Vulnerabilität des internationalen Energiemarkts zu schützen und um die Versorgungssicherheit sowie die Umweltverträglichkeit auf Dauer zu gewährleisten. Das Ziel, die fossilen Energieträger durch erneuerbare Energien komplett zu ersetzen, wird jedoch durch technische und ökonomische Rahmenbedingungen in absehbarer Zeit nicht erreichbar sein. Daher wird in den nächsten Dekaden ein vielfältiger Energiemix aus fossilen und erneuerbaren Energien vorherrschen. Laut IEA-Studie wird der Primärenergiebedarf in der Europäischen Union konstant bleiben; jedoch wird vorausgesagt, dass der Anteil an kohlenstoffarmen Kraftstoffen, wie zum Beispiel Erdgas, von heutzutage 23 % auf 37 % im Jahr 2035 ansteigen wird. In Deutschland werden dann 80 % der benötigten Energie durch die Verbrennung von Erdgas, Erdöl sowie Kohle und nur 20 % durch Wasserkraft, Atom-, Wind-, Sonnen- sowie geothermische Energie bereitgestellt.

Links: Numerische Modellierung von Erdöl- und Erdgasmigration (jeweils grüne und rote Linien und Pfeile) und Akkumulation (grüne und rote Flächen) im Bredasdorp Becken, Südafrika

Left: Numerical simulation of oil and gas migration (green and red lines and arrows respectively) and accumulation (green and red areas respectively) in a the Bredasdorp basin, South Africa

Forschungskonzept

Der am Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ etablierte Forschungsschwerpunkt zur organischen Geochemie basiert auf dem Betrieb hochmoderner Laboratorien und einem integrierten Lehr- und Forschungsplan in Zusammenarbeit mit Universitäten, der Industrie sowie Institutionen wie der Europäischen Union, DFG und BMBF. Das GFZ beschäftigt sich dabei in seinem Industrie-Partnerschafts-Programm (IPP), an dem sich deutsche und internationale Energieunternehmen beteiligen, mit integrierten Ansätzen der Energie- und Umweltforschung zur Nutzung unkonventioneller Energieträger.

Das Programm ist weltweit eines der größten seiner Art und gründet auf die partnerschaftliche Zusammenarbeit, bei der die wissenschaftliche Unabhängigkeit der Forschungspartner gewahrt bleibt. Die in diesem Zusammenhang erarbeiteten wissenschaftlichen Ergebnisse können einerseits durch die Wirtschaftspartner genutzt werden und bieten andererseits die Grundlage für eine transparente und informierte Diskussion im gesellschaftlichen Umfeld. Auf diese Weise leistet das GFZ einen wesentlichen Beitrag zur Bewältigung der aktuell im Zusammenhang mit der Energiewende diskutierten Herausforderungen und erfüllt damit den Auftrag der Helmholtz-Gemeinschaft, für die Beantwortung drängender gesellschaftlicher Fragen in den Bereichen Erdsystemdynamik, Risikovorwarnung, Klimawandel sowie Ressourcenverfügbarkeit Wissen bereitzustellen. Die gemeinsam mit der Industrie entwickelten Forschungsansätze bieten hierbei vielfältige Vorteile: Zum einen eröffnet das IPP den Zugang zu wertvollem Probenmaterial und zu geologischen Informationen, die der Wissenschaft sonst nicht zur Verfügung stünden. Andererseits ermöglichen die im Rahmen des IPP bereitstehenden Mittel vor allem jungen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern am GFZ eine intensive internationale Vernetzung und eine exzellente Weiterbildung.

Wir erforschen vor allem die Dynamik des Kohlenstoffkreislaufs in Sedimentbecken und die Dimension der Kohlenstoffvorräte; fossile Energieträger spielen dabei eine wesentliche Rolle. Sie entstehen, wenn Kohlendioxid von photosynthetisch aktiven Organismen sowohl in terrestrischen als auch in aquatischen Ökosystemen fixiert und in komplexe biochemische Verbindungen umgewandelt wird, die für die Lebensfunktionen dieser Organismen erforderlich sind. Nach dem Absterben der Organismen werden diese organischen Verbindungen durch mikrobielle und chemische Prozesse überwiegend zu Kohlendioxid reoxidiert. Das langfristige Schicksal des organischen Materials, das nicht abgebaut und in Sedimenten abgelagert wird, wird weitgehend durch tektonische Ereignisse gesteuert. In den sich über geologische Zeiträume absenkenden Sedimentbecken werden immer neue Sedimentschichten abgelagert und versenkt, so dass in diesen Schichten hohe Drücke und Temperaturen entstehen. Unter diesen Bedingungen werden die organischen Bestandteile wie Algenreste,



Kontakt: B. Horsfield
(horsf@gfz-potsdam.de)

Pflanzen etc. erst zu einer homogenen organische Masse, dem Kerogen umgewandelt, das bei weiter steigendem Druck und steigender Temperatur zu Erdöl und Erdgas zersetzt wird. Organischreiche Sedimentgesteine, die Erdöl oder Erdgas generieren können, werden Muttergesteine genannt. Erdöl und Erdgas entstehen im Untergrund, in der Regel ab Temperaturen über etwa 100 °C. Bei einem normalen geothermischen Gradienten findet man das „Ölfenster“, d. h. der Tiefen- oder Temperaturbereich, in dem überwiegend Erdöl generiert wird, in etwa zwischen 3 und 4,5 km Tiefe. Bei größeren Tiefen/Temperaturen entsteht überwiegend Erdgas. Die Grenzwerte (Temperatur/Druck), bis zu denen die Kohlenwasserstoffgenese erfolgt, sind nicht genau definiert, aber ab etwa 200 bis 250 °C werden wahrscheinlich nur noch sehr geringe Mengen generiert.

In diesem Beitrag präsentieren wir zwei Typen von Kohlenwasserstoffressourcen, konventionelle und unkonventionelle

Lagerstätten. Erdöl und Erdgas, die aus den Tonsteinen austreten, können aufgrund ihrer Auftriebskraft durch darüber liegende, poröse Gesteinsformationen migrieren. Die Akkumulation von Erdöl und Erdgas in strukturellen oder stratigrafischen Fallen kann zur Entstehung wirtschaftlich nutzbarer Lagerstätten führen. Solche Lagerstätten nennt man „konventionell“. Stehen keine geologischen Fallenstrukturen zur Verfügung, migrieren das Erdöl und Erdgas weiter bis an die Erdoberfläche. So können am Meeresboden und in den Permafrostgebieten der Nordhalbkugel große Mengen migrierenden natürlichen Gases in Gashydraten gebunden werden. Diese stellen einerseits eine potenzielle Energiequelle dar (vgl. dazu den Beitrag von Schicks et al. in diesem Heft) und spielen andererseits eine möglicherweise wichtige Rolle im Klimageschehen, weil durch die Gashydratbildung und -feisetzung die atmosphärischen Konzentrationen des Treibhausgases Methan über geologische Zeiträume kontrolliert werden. Daher

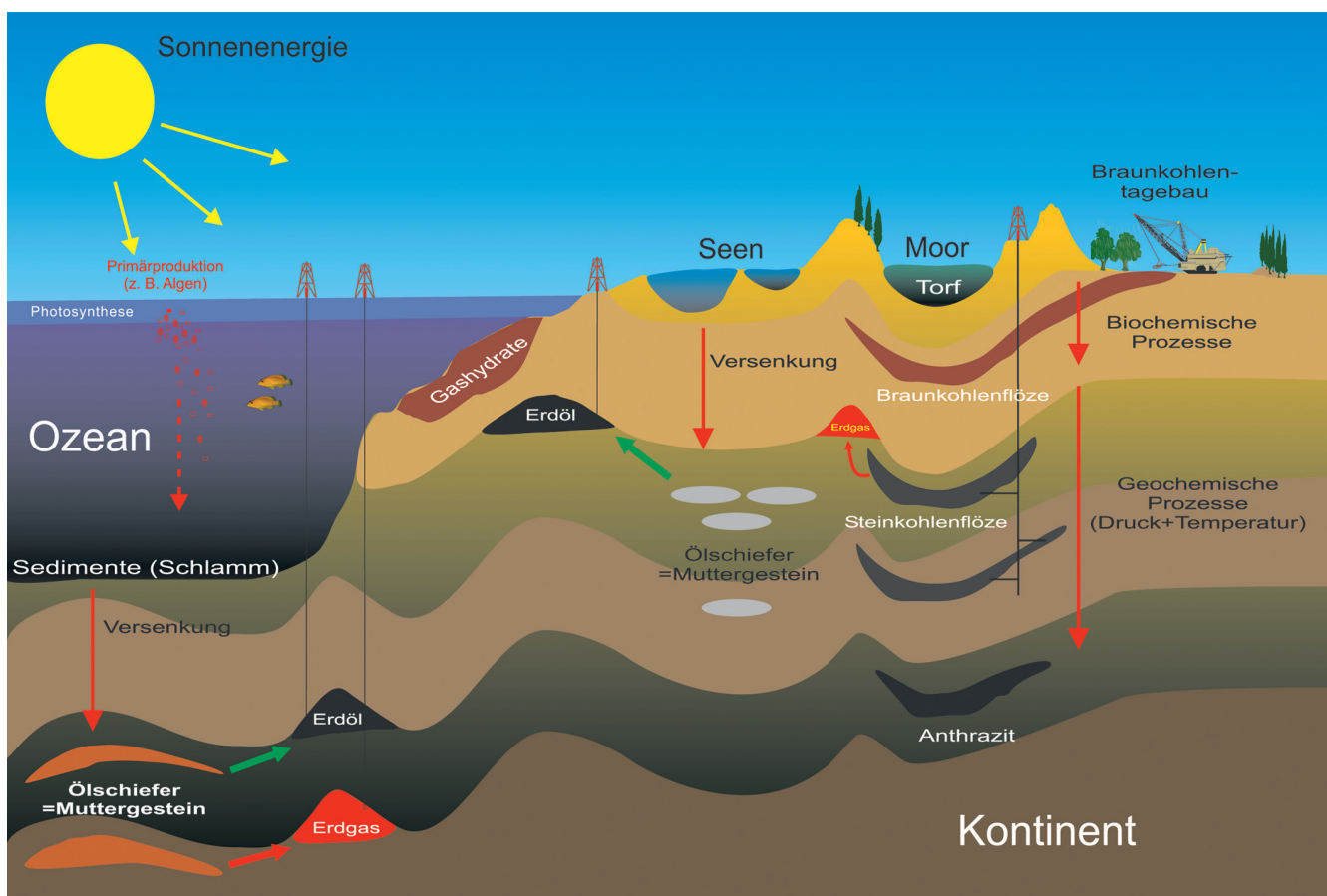


Abb. 1: In Meeren wandelt sich das abgelagerte organische Material im Lauf von Jahrmmillionen in makromolekulare Strukturen, das Kerogen, um. Bei ausreichendem Druck und Temperaturen über 100 °C bildet sich Erdöl und Erdgas, das durch poröses Gestein wandert und sich zu Lagerstätten anreichert.

Fig. 1: In the course of millions of years the organic material that has built-up in the oceans transforms to macromolecular structures, namely to keregene. Under sufficient pressure and with prevailing temperatures of over 100 °C petroleum and natural gas is formed which, in turn, wanders through porous rock accumulating to natural gas and oil deposits.

zeigt dieser Zusammenhang gleichzeitig, dass Energie- und Klimaforschung untrennbar mit einander verbunden sind. Verbleibt das Erdöl oder Erdgas in den Tonsteinen, nennt man es „unkonventionell“. Erst seit kurzem können diese nur schwer zugänglichen in Form von Fluiden festgelegten Stoffe mit neu entwickelten Technologien ökonomisch gefördert werden.

Die Erkundung und Förderung der konventionellen und der unkonventionellen Ressourcen setzt intensive Forschungsarbeiten voraus. Dabei geht es im Wesentlichen um zwei Faktoren: Zum einen geht es um den mikrobiellen Abbau und die strukturchemischen Veränderungen des organischen Materials in den ehemaligen Ablagerungsräumen und zum anderen spielen physikochemische Prozesse eine Rolle. Letztgenannte beeinflussen die partielle Umwandlung des Kerogens zu Kohlenwasserstoffen sowie deren Verteilung zwischen Tonsteinen und Trägersystemen durch Sorption und unterschiedliches Phasenverhalten (z. B. Viskosität). Daneben kommt es bei der Erkundung und Förderung insbesondere unkonventioneller Erdgasressourcen zunehmend darauf an, Umweltauswirkungen zu untersuchen und Konzepte sowie Technologien zu entwickeln, um negative Einflüsse auf die Umwelt und damit auf den Menschen zu vermeiden. Grundwasserschutz, Verringerung von Treibhausgas-Emissionen und effiziente Flächennutzung sind einige der Themen, die nicht nur im dicht besiedelten Europa für eine nachhaltige Nutzung dieser fossilen Ressourcen von großer Bedeutung sind.

Konventionelle Ressourcen

Für die Erdölindustrie wird es immer wichtiger, die chemischen, physikalischen und biologischen Prozesse, die die Entstehung, Migration, Lagerstättenbildung und den Abbau des Erdöls kontrollieren, sehr genau zu verstehen, um die Fündigkeit und damit die Wirtschaftlichkeit eines Explorationsvorhabens einschätzen zu können. Denn die Exploration verlagert sich zunehmend in Regionen und geologische Tiefen, in denen der ökonomische Aufwand, Erdöl und Erdgas zu finden, steigt. Unsere IPP-Projekte zielen daher auf die Nutzung der aktuellsten und modernsten Forschungsansätze und Vorgehensweisen, um die Dimension und die Qualität entsprechender Reservoirs zu charakterisieren.

Neben dem Ziel, den weltweiten Energiebedarf abzudecken, muss die moderne Kohlenwasserstoffexploration und -produktion in besonderer Weise die Bedürfnisse des Umweltschutzes und der nachhaltigen Nutzung von Ressourcen berücksichtigen. Besonders Erdgas wird als die saubere Energiequelle für das Europa des 21. Jahrhunderts angesehen, da es bei gleichem Energieinhalt im Vergleich zur Verbrennung von Kohle nur die Hälfte und im Vergleich zur Verbrennung von Erdöl nur zwei Drittel des Treibhausgases CO_2 freisetzt. Deshalb wird zurzeit überlegt, die Forschungsförderung der Europäischen Union auf die Erforschung der Entstehung und Ausbeutung konventioneller und unkonventioneller Gaslagerstätten auszuweiten.

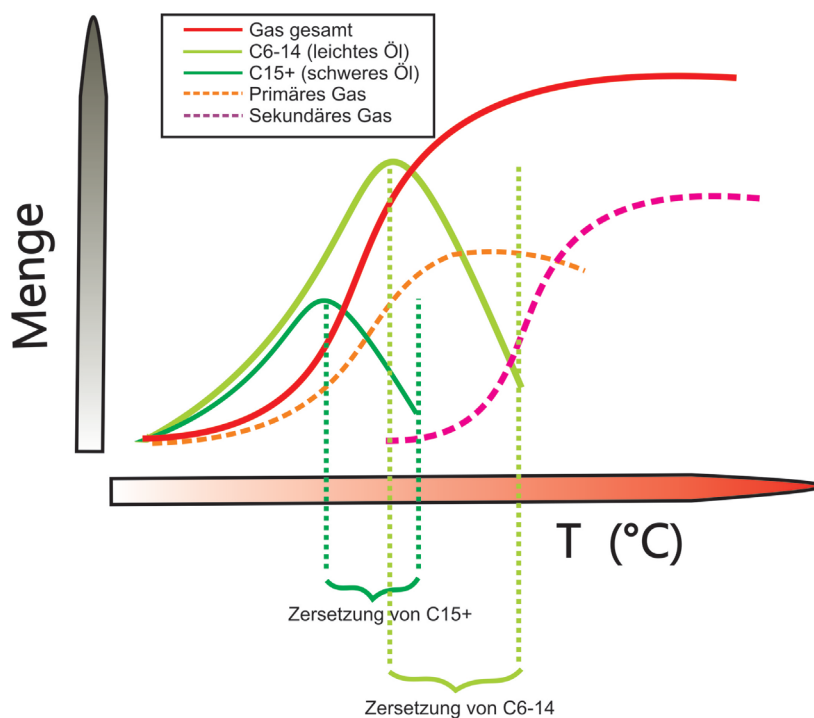


Abb. 2: Genese und Zersetzung von Kohlenwasserstoff-Komponentengruppen (primäres und sekundäres Gas, leichtes (C6-14) und schweres (C15+) Öl) unter experimentellen Bedingungen. Durchgezogene Linien zeigen gemessene Konzentrationen, gestrichelte Linien errechnete Konzentrationen.

Fig. 2: Generation and cracking of hydrocarbon component groups (primary and secondary gas, light oil (C6-14) and heavy oil (C15+)) under experimental conditions. Bold lines show measured yields, dashed lines calculated yields.

Die Forschungsarbeiten des GFZ befassen sich hierbei mit den folgenden Aspekten:

- Vorhersage der Qualität des zu findenden Erdöls
- Verbessertes Verständnis der Prozesse, die zur Entstehung von Erdgas führen
- Großräumige Untersuchung ausgewählter Sedimentbecken der Erde
- Mögliche Auswirkungen von natürlichen Kohlenwasserstoffemissionen auf das Klima

Vorhersage der Erdölzusammensetzung

Die Kosten für die Erschließung und Förderung von Erdölvorkommen hängen zum großen Teil von der Qualität des Erdöls ab. Diese wird durch die Dichte, die Viskosität, den Schwefelgehalt sowie den Anteil an schwerflüchtigen Bestandteilen bestimmt. Je geringer diese Eigenschaften sind, umso hochwertiger ist das Erdöl.

Kohlenwasserstoffe in tiefen Reservoirs findet man in gasförmigem (Erdgaslagerstätte) oder flüssigem Zustand (Erdöllagerstätte). Ebenso häufig treten aber auch beide Phasen gemeinsam in einer Lagerstätte auf (2-Phasen-Lagerstätten). Bei der Produktion und dem damit verbundenen Druck- und Temperaturabfall ändern sich die Phasenzustände der Kohlenwasserstoffe (KW): aus einem „nassen“ Erdgas kann Öl ausfallen (Kondensat), und aus Erdöl entweicht Gas. Lagerstätten, die „trockenes“ Gas enthalten, produzieren keine flüssige Phase, da sie fast vollständig aus gasförmigen Kohlenwasserstoffen bestehen.

Die hochwertigsten Erdöle sind sogenannte leichte Öle (von niedriger Dichte) oder Kondensate. Wie bereits erwähnt, sind Kondensate ein Ausfallungsprodukt einer produzierten Gasphase. Daher ist der Kondensatgehalt von der Zusammensetzung der ursprünglichen Gasphase abhängig. Ein grundlegendes Verständnis der vom Muttergestein im Untergrund generierten KW-Zusammensetzung sowie deren späterer Alteration ist also wichtig, um Vorhersagen der zu erwartenden Erdölqualität im Reservoir machen zu können. Da auf dem Weg vom Muttergestein zum Reservoir auch signifikante Druck- und Temperaturänderungen stattfinden, ist ein genaues Verständnis des Phasenverhaltens der Fluide essentiell, da es die Fraktionierung der Phasen, ihre Eigenschaften und daraus resultierende Migrationsmechanismen, Geschwindigkeiten und Volumina kontrolliert.

In den letzten sieben Jahren konnte in zwei verwandten IPP-Projekten die Vorhersage der Erdölqualität erheblich vorangebracht werden. Die im Rahmen der Projekte Predicting Petroleum Composition (IPP-PVT) und Predicting Petroleum Quality (IPP-PPQ) entwickelten chemischen Modelle ermöglichen eine Beschreibung der Reaktionskinetik der Erdölgenese und der thermischen Zersetzung zu Gas bei höheren Temperaturen und erlauben damit eine genaue Vorhersage der Zusammensetzung der generierten Fluide (di Primio und Horsfield, 2006).

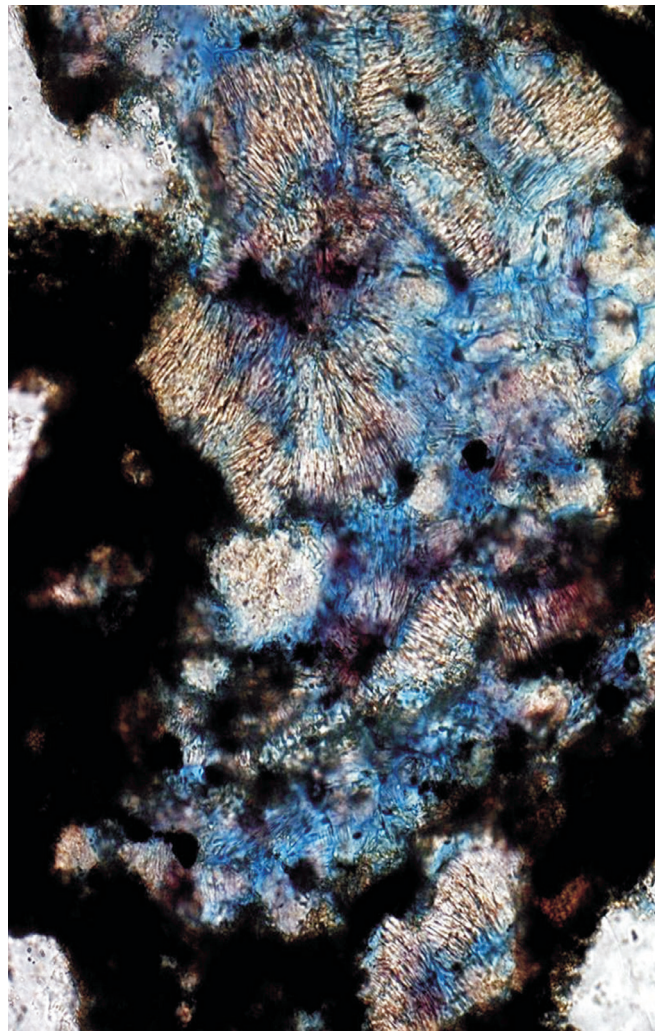


Abb. 3: Kaolinit in ölgefülltem Porenraum einer Sandsteinprobe aus einer Erdöllagerstätte im Haltenbanken-Gebiet, offshore Norwegen (durchlichtmikroskopische Aufnahme eines Dünnschliffs). Die Ausfällung von Kaolinit ist eine Folge der Veränderung des chemischen Milieus auf Grund des biologischen Abbaus von Kohlenwasserstoffen in der Lagerstätte.

Fig. 3: Kaolinite in the hydrocarbon saturated pore space of a sandstone from a reservoir in Haltenbanken, offshore Norway (thin section microphotograph). The precipitation of Kaolinite results from changes in the chemical environment in the reservoir due to the biodegradation of petroleum.

Durch geeignete Pyrolyseverfahren werden Muttergesteinsproben unter Sauerstoffausschluss kontrolliert aufgeheizt, um KW gezielt freizusetzen sowie Pyrolyse-Produkte zu generieren und damit die Prozesse der KW-Genese zu simulieren. Die dabei entstehenden KW werden entweder pauschal oder auf molekularer Ebene quantifiziert. Durch die Verwendung von sowohl offenen (generierte Produkte werden direkt detektiert und quantifiziert) als auch geschlossenen Pyrolysemethoden (generierte Produkte bleiben im Temperaturfeld und können weiter reagieren) wurden auch Sekundärreaktionen generiert, mit denen z. B. die thermische Zersetzung von Erdöl zu Erdgas nachvollzogen werden kann. Abbildung 2 zeigt die Genese und teilweise Zersetzung der drei Komponentengruppen Gas (primäres und sekundäres), leichtes (C₆₋₁₄) und schweres Öl (C₁₅₊) bei verschiedenen Heizraten. Über die molekulare

Identifizierung einzelner Verbindungen in diesen Experimenten können z.B. der Schwefelgehalt des generierten Erdöls und die Veränderung im Zuge der Reifung des Muttergesteins genau bestimmt werden.

Die Ergebnisse dieser Projekte erlauben nun erstmalig die Verwendung experimentell ermittelter Werte zur Vorhersage von KW-Zusammensetzungen in natürlichen Erdölen, für die Modellierung des davon abhängigen Phasenverhaltens und für die Kennzeichnung der thermischen Zersetzung zu Gas bei höheren geologischen Temperaturen. In Kombination mit der numerischen Rekonstruktion der Sedimentbeckenentwicklung zeigen die Ergebnisse, dass eine genaue Vorhersage der zu erwartenden Erdöl- und Erdgas-Zusammensetzung und Qualität im Reservoir vor Beginn einer Bohrung möglich ist. In vielen Erdöllagerstätten ist die ursprüngliche Zusammensetzung des Rohöls durch biologische und abiotische Prozesse wie z.B. biologischer Abbau, Deckgesteinsleckage, evaporative Fraktionierung oder Auswaschung modifiziert worden. Da diese Prozesse zu einer Verminderung der Ölqualität führen und die Produktion des Erdöls erschweren, sind sie auch von großer ökonomischer Bedeutung. Biologisch degradierte KW werden häufig in Reservoiren gefunden, die in ihrer geologischen Geschichte eine maximale Temperatur von 80 °C erreicht haben. Reservoire, die in der Vergangenheit tiefer lagen und höheren Temperaturen ausgesetzt waren, zeigen auch nach einer Abkühlung keine Biodegradation. Da dieses Phänomen weltweit beobachtet werden kann, wurde die Theorie der thermischen

Sterilisierung von Reservoiren aufgestellt (Wilhelms et al., 2001). In unserem IPP-Projekt Bioactivity in Petroleum Systems (BioPetS Risk) haben wir mit Hilfe solcher empirischer Theorien sowie neuester Erkenntnisse aus der Erforschung der Tiefen Biosphäre ein numerisches Modell entwickelt, welches das Risiko der Biodegradation für bestimmte Reservoire ermittelt. Dabei wird die geologische Versenkungs- und Füllungs-geschichte des Reservoirs unter Verwendung von Modellen zur Vorhersage der Zusammensetzung, wie sie z. B. in den PVT- und PPQ-Projekten entwickelt wurden, rekonstruiert. Eine einfache, ergänzende Beschreibung der unterschiedlichen Anfälligkeit der einzelnen Komponenten oder Komponentengruppen für bakterielle Degradation als Funktion der Zeit und der Temperaturgeschichte erlaubt dann eine zusammenfassende Aussage über den Zeitpunkt und den Grad der Degradation im Reservoir. Dieser Ansatz ist aktuell in einem kommerziellen Beckensimulationsprogramm integriert und für Energieunternehmen verfügbar gemacht worden.

In einem weiteren IPP-Projekt (BioPetS Flux) wurden integrierte Modelle für die Vorhersage und Quantifizierung des Umfangs sekundärer Alterationsprozesse in Erdöllagerstätten entwickelt. Hauptziel des Projekts war ein verbessertes Verständnis der Ursachen und Auswirkungen von Heterogenitäten in Erdöllagerstätten. Als Modellsystem diente ein Erdölfeld im Haltenbanken-Gebiet vor der Küste Norwegens. Mit dem im Rahmen des Projekts neu entwickelten regionalen Erdölssystemmodell kann die geologische Geschichte dieses Ölfelds

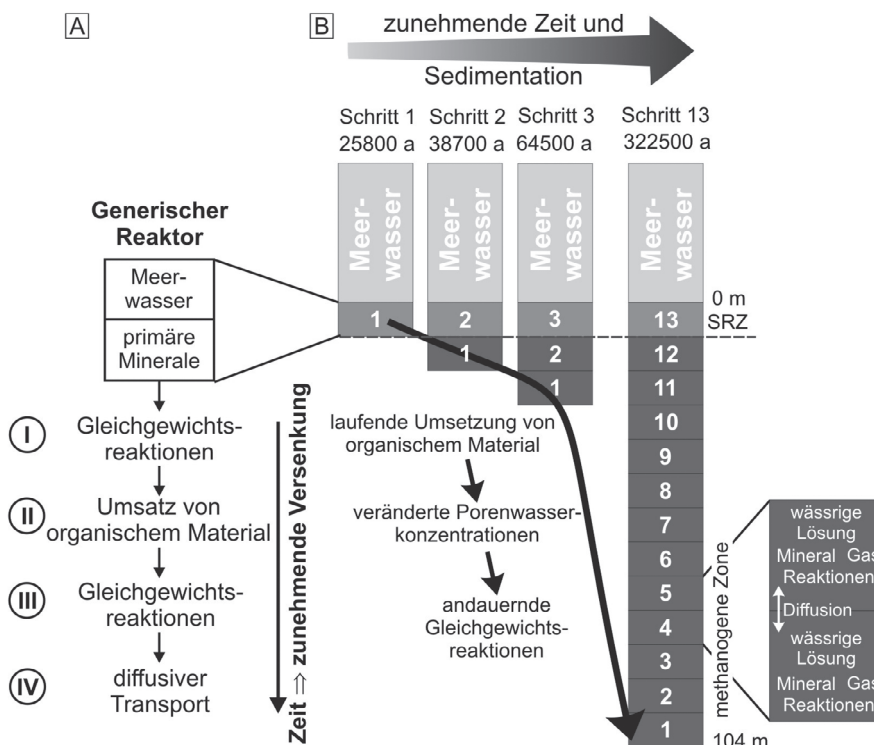


Abb. 4: Berechnungsschema zur Bildung biogenen Methans mit dem Programm PHREEQC. Bei jedem Zeitschritt werden Gleichgewichtsreaktionen auf Einzelzellebene berechnet, in dem in jeder Zelle die vorhandene Mineralzusammensetzung und das Porenwasser in ein chemisches Gleichgewicht gebracht wird. Danach wird ein bestimmter Anteil organischen Materials umgesetzt und dann bei Neueinstellung des chemischen Gleichgewichts die Speziesverteilungen bestimmt. Die Umsetzung des organischen Materials folgt irreversiblen Redoxreaktionen, und die Modelle berücksichtigen einen diffusiven Stofftransport.

Fig. 4: Calculation scheme of the PHREEQC model. At each time step, equilibrium reactions are calculated at singular cell level followed by remineralisation of a defined amount of organic carbon and calculation of species distribution. The remineralisation of organic matter induces irreversible redox reactions. The time step is ends with calculations of new equilibrium conditions resulting from diffusion and sediment burial. The next time step begins with "cell by cell" equilibrium calculations.

rekonstruiert werden. Untersuchungen an Erdölen und Reservoirgesteinen (Abb. 3) lieferten neuartige Einblicke in die Mechanismen und Effekte der in der Lagerstätte ablaufenden physikalischen, chemischen und biologischen Vorgänge und für deren Einfluss auf die Zusammensetzung und somit die Qualität des Erdöls. So spielt z. B. die unterschiedliche Vermischung von in der Lagerstätte biologisch abgebautem und frisch aus dem Trägergestein nachgeliefertem Erdöl eine wichtige Rolle bei der Ausbildung von chemischen Gradienten und Heterogenitäten. Auch neue methodische Ansätze zur organisch-geochemischen Charakterisierung von Erdöllagerstätten wurden entwickelt, erprobt und angewandt, so z. B. anhand von Lagerstätten-Asphaltenen. Mit der Methode der kompositionellen Kinetik und der Nutzung von substanzspezifischen Kohlen- und Wasserstoffisotopensignaturen an Asphaltenen lassen sich Aussagen über die qualitative und quantitative Charakterisierung von Alterationseffekten machen.

Entstehung von Erdgas

Erdgas entsteht nicht nur geogen aus der thermischen Zersetzung sedimentierten organischen Materials. Bei geringen Versenkungstiefen von Sedimenten mit organischen Partikeln kann auch der bakterielle Abbau im anoxischen Milieu (biogen) zur Entstehung von kommerziellen Mengen fast reinen Methans führen. Die Entstehung dieses biogenen Gases war bisher schlecht vorhersagbar und quantifizierbar. Ziel des Projekts Biogenic Methane Potential (BioMeP) war es, ein Instrument zu entwickeln, mit dem sowohl freie und im Porenwasser gelöste Methangehalte, aber auch Gashydrate in fester Form vorhergesagt werden können.

Beim Umsatz organischen Materials in marinen Sedimenten werden in einem bestimmten Verhältnis Kohlendioxid und Methan gebildet. Es konnte an Sedimentproben aus dem „Leg 204“ des Ocean Drilling Programms (ODP) gezeigt werden, dass das gebildete, gelöste Kohlendioxid mit der Alkalinität des Porenwassers korreliert werden kann und der resultierende Koeffizient ein quantitatives Maß für die Umsatzrate des organischen Materials ist (Arning et al., 2011). Mit der Umsatzmenge des organischen Materials können so in numerischen Modellen die Bildungsmengen biogenen Methans quantitativ dargestellt werden (Abb. 4). In Computersimulationen werden Modellrechnungen durchgeführt, bei denen chemische Reaktionen im Ausgangssediment durch den oxidativen Umsatz organischen Materials angetrieben werden. Dabei kommt es neben der Bildung von Methan auch zu Änderungen des Wasserchemismus, z. B. der Änderung des pH-Werts, aber auch der Lösung oder Ausfällung von Mineralphasen. Derartige Modellsysteme können dann in zeitlicher Auflösung betrachtet werden, um diese diagenetischen Prozessabfolgen als Folge der Sedimenttiefe – also der Zeit – aufzulösen. Mit Hilfe der

Kalibrierung an rezenten bis jungen Meeressedimenten war es in einem nächsten Schritt möglich, Vorratsmengen biogenen Methans und die Fixierung als Hydrat im Amazonasfächer vor Brasilien vorherzusagen.

Diese Werkzeuge ermöglichten die Entwicklung eines numerischen Vorhersageinstruments für komplexe diagenetische Prozesse in marinen Sedimenten und liefern Hinweise für die Quantifizierung der Phasenzustände von Methan aber auch anderer Gase wie Kohlendioxid oder Schwefelwasserstoff. Darüber hinaus können Mineralreaktionen quantifiziert werden. Ein wichtiges Anwendungsfeld für diese Werkzeuge bezieht sich auf die Ermittlung von Massenbilanzen für Stoffumsätze. Daneben lässt sich diese Modellierungsplattform für die Vorhersage von Hydratvorkommen zur besseren Planung von Bohrungen im Offshore-Bereich nutzen.

Wie oben bereits diskutiert und in Abbildung 2 dargestellt, entsteht thermisch generiertes Erdgas überwiegend aus zwei Prozessen: direkt aus der thermischen Zersetzung organischen Materials (primäres Gas) und aus der Zersetzung primär generierten Erdöls bei höheren Temperaturen (sekundäres Gas). Bei unseren Untersuchungen haben wir eine dritte thermische Quelle von Erdgas gefunden, die aus Produkten der Rekombination organischen Materials und generierter Produkte (Reaktionen zweiter Ordnung) während der thermisch kontrollierten Reifung spezifischer Muttergesteinsarten entsteht. Dieses neu generierte Material zerfällt bei Temperaturen über 200 °C zu Gas (Erdmann und Horsfield, 2006). Im IPP-Projekt High Temperature Methane (HitMe) haben wir die spezifische organische Fazies von Muttergesteinen identifiziert, die ein solches Gas in einer sehr späten Entwicklungsphase generieren kann. Auch die Reaktionskinetik konnte ermittelt werden, womit nun ein neuer Ansatz für die Quantifizierung dieses Gaspotenzials konventioneller und unkonventioneller Erdölssysteme möglich ist.

Molekularer Stickstoff ist eine in Gasreservoirs häufig anzutreffende Komponente, durch die Qualität und Ertrag von Kohlenwasserstoffvorkommen beträchtlich gemindert werden kann. Im Rahmen des von vier Industriepartnern finanzierten IPP-Projekts Nitrogen in Natural Gas Reservoirs (NGEN) wurden die mit Stickstoff verbundenen Risiken in Sedimentbecken bewertet. Hierbei standen Fragestellungen zur Herkunft des Stickstoffs aus potenziellen Ausgangsgesteinen sowie die Wechselwirkung mit Fluiden und deren Migration im Vordergrund.

Aufgrund ihrer mineralogischen und kristallchemischen Eigenschaften kommen sowohl detritische Minerale (Kalifeldspat, Glimmer) als auch authigen gebildete Tonminerale (Illit) als Ammonium-haltige Mineralphasen in Tonsteinen in Betracht. Die untersuchten oberkarbonischen Schiefer aus verschiedenen Bohrungen im Norddeutschen Becken weisen

Gesamtstickstoffgehalte von bis zu 2000 ppm auf. Der Anteil an anorganisch fixiertem, d. h. in Form von Ammonium vorliegendem Stickstoff kann bis zu 90% betragen. Die Stickstoff-Isotopenverhältnisse der Schiefer liegen im Durchschnitt bei $+3,0\text{‰}$ $\delta^{15}\text{N}$, während alterierte Schiefer isotopisch höhere Werte von bis zu $+6,5\text{‰}$ und deutlich geringere Stickstoffgehalte aufweisen. Dies belegt, dass durch Fluid-Gesteins-Wechselwirkungen ein Teil des Stickstoffs aus den Sedimenten abgeführt werden kann, was mit einer deutlichen Isotopenfraktionierung im residualen Gestein einhergeht.

Untersuchungen an Gesteinsproben sowie Alterationsexperimente belegen, dass ein Teil des Ammoniums im Zuge von Fluid-Gesteins-Wechselwirkungen freigesetzt werden kann. Die Analyse von Stickstoff-Isotopenverhältnissen in gasreichen Fluideinschlüssen in Kluftmineralen in Schiefen zeigt ferner, dass mehrfache Alterationen der Schiefer zu signifikanter Mobilisierung und Isotopenfraktionierung von Stickstoff geführt haben. Zusammenfassend lässt sich daher sagen, dass Bereiche von Sedimentbecken, in denen komplexe Absenkungs- und Hebungsvorgänge und damit verbundene erhöhte Fluidmigrationen erfolgt sind, ein höheres Risiko zur Stickstoffanreicherung in Gasreservoiren aufweisen.

Vom Erdölssystem zum Klima: Regionale Studien und globale Wechselwirkungen

Die vorgestellten Forschungsergebnisse sind am GFZ auch eine wichtige Grundlage für die Untersuchung von Sedimentbecken und ihrer Entwicklungsgeschichte. Die Fragestellungen reichen hierbei von der Untersuchung der Genese-, Migrations- und Akkumulationsdynamik von Erdöl (z. B. in Haltenbanken, offshore Norwegen), über beckenweite Muttergesteinsuntersuchungen (Syrien, offshore Angola) bis hin zum Versuch, globale Methanemissionen aus Sedimentbecken über die letzten 100 Millionen Jahre zu quantifizieren. Sedimentbecken an Land und in Meeresregionen sind wichtige Quellen und Senken für Treibhausgase. Die Treibhausgasemissionen aus thermisch getriebenen, in großer Tiefe stattfindenden Prozessen und auch aus biologischen Prozessen der Tiefen Biosphäre stellen einen bedeutenden, jedoch noch sehr unzureichend quantifizierten Beitrag zum globalen Kohlenstoffkreislauf dar. Auf geologischen Zeitskalen spielen die Ablagerung und Versenkung organischen Materials eine übergeordnete Rolle für die Genese und Migration von Erdöl und Erdgas. Diese Kohlenwasserstoffe können, wenn sie die Oberfläche erreichen, signifikant die Gesamtbilanz des Kohlenstoffkreislaufs



Abb. 5: Probennahme jurassischer Muttergesteine in Aufschlüssen des Australbeckens, Argentinien

Fig. 5: Sampling of Jurassic source rocks in outcrops of the Austral Basin, Argentina

beeinflussen und gegebenenfalls sogar eine Rolle in der Klimageschichte spielen. Ein tieferes Verständnis der Dynamik von der Genese, Migration, Akkumulation und Leckage von Kohlenwasserstoffen ist daher nicht nur aus rein geologischer Sicht von Interesse. Vielmehr ist denkbar, dass die Freisetzung von Treibhausgasen aus temperaturabhängigen und biologischen Reaktionen im geologischen Untergrund einen wesentlichen Beitrag zur Klimadynamik des Systems Erde leistet. Die Quantifizierung dieser Prozesse stellt die Geowissenschaften vor eine neue Herausforderung und unterstreicht deren Bedeutung für die Klimaforschung. In unseren Untersuchungen benutzen wir neueste Beckenmodellierungsansätze, gekoppelt mit geochemischen Techniken, um Genese-Transport-Sequestrierungssysteme in Sedimentbecken weltweit von der Gegenwart bis über das Känozoikum hinaus zu untersuchen. Die Untersuchung der über geologische Zeiträume ablaufende Prozesse (Millionen von Jahren) ist wichtig, um alle quantitativ signifikanten Prozesse des Kohlenstoffkreislaufs, die sowohl Ressourcen als auch das Klima beeinflussen, einzubeziehen und mögliche Zeiträume mit verstärkten natürlichen Emissionen zu identifizieren (Kroeger et al., 2011).

Zurzeit untersuchen wir die Entwicklungsgeschichte von Sedimentbecken in Brasilien und Argentinien (Abb. 5), West- und Südafrika, Norwegen, in der Barentssee, im Norddeutschen Becken und Kanada (on- und offshore). Unsere Ergebnisse deuten darauf hin, dass durch geogene Prozesse verursachte Emissionen sehr groß sein können, dass aber hierfür ein Zusammenspiel zahlreicher Mechanismen erforderlich ist, damit signifikante Methanmengen über kurze Zeiträume an die Atmosphäre abgegeben werden. Diese Mechanismen könnten z. B. tektonischer Natur sein und/oder auch der Zersatz signifikanter Gashydratmengen. In der Barentssee zeugen unzählige Vertiefungen am Meeresboden, sogenannte Pockmarks, von einem regionalen Leckage-Ereignis, das auf den Wechsel zwischen glazialen und interglazialen Perioden der letzten Eiszeiten zurückzuführen ist (Cavanagh et al., 2006). Nach unseren Untersuchungen könnten die freigesetzten Methanmengen dabei Werte von 200 Tg und mehr erreicht haben. Dies wird auch durch Methankonzentrationen in den Klimaarchiven grönländischer Eiskerne belegt.

Unkonventionelle Ressourcen

Eine wichtige zukünftige Gasressource sind sogenannte unkonventionelle Gasvorkommen. Dazu werden das kohlenbürtige Methan (CBM: Coal Bed Methane), Gas aus dichten Sandsteinspeichern (Tight Gas), „Shale Gas“ (Gas in dichten Tongesteinen) und Gashydrate gezählt.

In den USA stammen heute bereits mehr als 40% der Erdgasproduktion aus unkonventionellen Gasvorkommen. Die schnellsten Produktionsanstiege verzeichnet hierbei das Shale Gas. Nach Angaben der EIA (US Energy Information Administration) wurden in 2009 bereits etwa 14% des inländischen Gasverbrauchs aus diesen Vorkommen gedeckt. Die EIA prognostiziert, dass dieser Anteil bis 2035 auf 45% ansteigen soll. In Europa wurde Shale Gas bis vor drei Jahren nur wenig Beachtung geschenkt. Zu möglichen Shale Gas-Ressourcen kursieren sehr unterschiedliche Schätzungen. Die jüngsten Schätzungen für Europa (ohne Russland) liegen bei 18 Bill. m³ (EIA, 2011). Vor diesem Hintergrund hat das GFZ wesentliche Initiativen zur Erforschung von Shale Gas als unkonventionelle Erdgasressource gestartet.

In den USA, dem Shale Gas-„Mutterland“, wurde die Shale Gas-Produktion vor allem durch kleine bis mittelständische Firmen ohne flankierende Forschung vorangetrieben. Im Gegensatz dazu entwickelte sich in Europa mit dem steigenden Interesse an dieser unkonventionellen Gasressource eine enge Kooperation zwischen wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Partnern. In Europa wurden feinkörnige Gesteine mit hohem Gehalten an organischem Kohlenstoff bislang ausschließlich auf ihre Funktion als konventionelle Erdöl- und Erdgasmuttergesteine hin untersucht. Aus diesem Grund fehlen in Europa wichtige, grundlegende Daten zur Beurteilung Shale Gas-höffiger Areale, wie z. B. mineralogische Zusammensetzung, Porosität oder Gasinhalte. Darüber hinaus sind viele Prozesse, die zur Bildung von Shale Gas-Lagerstätten führen, weitgehend unbekannt. Dementsprechend fehlen numerische Vorhersageinstrumente.

Grundlagenorientierte Forschungsprojekte zu diesen offenen Fragen werden am GFZ mit öffentlicher Förderung durchgeführt und durch Kooperationsvorhaben mit der Energiewirtschaft gezielt ergänzt. Ein Beispiel für ein solches Industrie-gefördertes Großprojekt zum Thema Shale Gas ist das Projekt Gas Shales in Europe (GASH).

Dieses Kooperationsvorhaben wird durch die European Sustainable Operating Practices-Initiative (ESOP) ergänzt, das sich mit der Verminderung bzw. gänzlichen Vermeidung möglicher Umweltauswirkungen bei der Erkundung und Produktion von Shale Gas widmet. Diese Kollaboration zwischen dem GFZ, dem Gas Technology Institute (GTI) und dem Environmentally Friendly Drilling program (EFD) Europe erarbeitet Projekte zu nachhaltiger Betriebspraxis bei der Shale Gas-Produktion und entwickelt umweltfreundliche, technologische Lösungen und verbesserte Sicherheitsstandards.

Mit Blick auf die hierzu in Politik und Gesellschaft zunehmend diskutierte Frage möglicher negativer Umweltwirkungen werden auf der geplanten web-basierten Shale Gas Information Plattform SHIP Ergebnisse aus der Forschung, technologische Entwicklungen, sowie noch offene Forschungsfragen präsentiert und besprochen, um eine differenzierte Meinungsbildung auf wissenschaftlich-sachlicher Grundlage zu fördern. Grundlage dieser Initiative ist ein vom GFZ initiiertes Netzwerk internationaler Experten, die sich mit ihrem Know-how auf SHIP auch der öffentlichen Diskussion stellen werden.

- Website der Informationsplattform SHIP (ab Januar 2012): <http://www.shale-gas-information-platform.org>

Shale Gas-Vorkommen bilden sich, wenn in einem mehr als etwa 50 Meter mächtigen, feinkörnigen Sediment mit hohem Gehalten an organischem Kohlenstoff die Gasbildung fortgeschritten ist und dieses Sediment gleichzeitig selbst als Speichermatrix und als Migrationsbarriere wirkt. Das Gas kann dann in den feinkörnigen Gesteinen gelöst im Porenwasser, gebunden an organische Partikel und die Mineralmatrix, aber auch als freie Gasphase auftreten. Welche Methanphase angetroffen wird, hängt von den Entstehungsmechanismen ab. Es gibt jedoch keinen einheitlichen Prototyp für Shale Gas-Systeme und auch keine stratigrafische Altersbindung (Curtis, 2002; Jenkins und Boyer II, 2008). In allen Systemen stammt



Abb. 6: Die Einlagerung von Proppants gewährleistet, dass sich erzeugte Risse im Gestein („Fracs“) nicht wieder schließen, und dass der Gasfluss zum Bohrloch aufrechterhalten wird (Abb. aus Reinicke et al., 2011).

Fig. 6: The embedment of proppants ensures that fracs are kept open, and that gas flow to the wellbore is maintained (modified after Reinicke et al., 2011).

das Gas aus dem eingelagerten marinen organischen Material. Shale Gas tritt in den USA in unterschiedlichen Sedimentbecken auf, die jeweils eine individuelle geologische Entwicklung durchlaufen haben. Alle Einflussfaktoren, die in der geologischen Geschichte zur Shale Gas-Bildung beitragen, unterscheiden sich in den verschiedenen Sedimentbecken sehr deutlich. So gibt es Shale Gas-Systeme, deren Gas durch Temperatureinwirkung gebildet wurde (sogenanntes thermisches Gas), aber auch flachlagernde Systeme, deren Gasursprung durch bakterielle Aktivität erklärt werden kann (sogenanntes bakterielles Methan). Der Großteil der ökonomisch relevanten Shale Gas-Systeme führt jedoch thermisch gebildetes Gas.

Gas Shales sind „dicht“, d. h. die Gesteine weisen nur äußerst geringe Permeabilitäten im Nanodarcy-Bereich auf. Um das Gas fördern zu können, wird eine hydraulische Aufschlussmethode praktiziert, das sogenannte Fracking, mit dem im Gestein künstliche Wegsamkeiten geschaffen werden, über die Gas freigesetzt werden kann. Dafür wird eine Suspension unter hohem Druck in das Gestein gepresst. Die eingepresste Suspension enthält kleine, druckstabile Partikel (Proppants), die schließlich in den induzierten Rissen verbleiben und so ermöglichen, dass entlang dieser Risse das Gestein entgast (Abb. 6).

Gas Shales in Europe (GASH)

Das vom GFZ initiierte und koordinierte Projekt Gas Shales in Europe (GASH) integriert führende europäische Forschungseinrichtungen und Universitäten, europäische geologische Dienste sowie Energiefirmen aus Nordamerika und Europa. Ein Baustein von GASH ist die Zusammenstellung Shale Gas-relevanter Daten unterschiedlicher stratigrafischer Horizonte durch mehr als 30 europäische geologische Dienste und die Verwaltung in einer Datenbank, die über ein geografisches Informationssystem abrufbar sind (European Black Shale Database, EBSD). Zu solchen Datensätzen gehören z. B. der Gehalt an organischem Kohlenstoff, die thermische Reife, die mineralogische Zusammensetzung, Porositätsdaten oder auch Gasgehalte in den Horizonten.

Darüber hinaus werden in GASH im Bereich der Grundlagenforschung Forschungsprojekte mit unterschiedlichen geowissenschaftlichen Disziplinen bearbeitet. Dies erfolgt auf unterschiedlichen Skalen und hat kleinst- bis großmaßstäb-



Abb. 7: Ein frischer Bohrkern des Alaunschiefers wird aus dem Gestänge gezogen und in die Kernkisten zur weiteren Bearbeitung gelegt. Die Bohrarbeiten auf Bornholm im August 2010 waren für die Öffentlichkeit von großem Interesse. Die Aktivitäten wurden gefilmt und waren noch am selben Abend im lokalen Fernsehen zu sehen.

Fig. 7: A fresh drilling core of the Alum Shale is being pulled out of the drilling pipe, and is being transferred into core boxes for further analysis. The drilling activities on Bornholm island during August 2010 caused great interest of the public. The activities were recorded and have been broadcasted in the local TV the same evening.

liche Prozessrekonstruktionen und physikochemische Analysen zum Ziel. Drei potenzielle Gas Shales wurden für die Forschungsarbeiten ausgewählt („natural laboratories“):

- I. Kambro-ordovizische Alaunschiefer Nordeuropas inklusive Norddeutschland
- II. Unterjurassische Posidonienschiefer
- III. Sedimente des Unterkarbons mit hohem organischen Anteil

Ein wichtiges Element ist die Verfügbarkeit frischen Probenmaterials, das dem Zustand im Untergrund entspricht und das realitätsnahe Analyseergebnisse liefert. Aus diesem Grund teufte das GFZ in enger Kooperation mit dem Geologischen Dienst von Dänemark und Grönland (GEUS) im Sommer 2010 eine Forschungsbohrung auf Bornholm ab, um frisches Probenmaterial des Alaunschiefers zu Untersuchungszwecken zur Verfügung zu stellen (Abb. 7). Eine weitere Bohrung zur Gewinnung frischen Probenmaterials des Posidonienschiefers ist für 2011 in Norddeutschland geplant.

Die Gesteine, die ein Shale Gas-System aufbauen, sind lateral und vertikal heterogen aufgebaut (Abb. 8). Solche Heterogenitäten vom Meter- bis in den Nanometer-Bereich, die sich auch in chemischen und physikalischen Unterschieden widerspiegeln, sind eine Folge unterschiedlicher Erosions- und Ablagerungsbedingungen sowie darauf folgender diagenetischer Prozesse während der Beckengeschichte. Es ist Aufgabe der Grundlagenforschung im GASH-Projekt, diese Heterogenitäten auf ihre Entstehungsprozesse zurückzuführen, die heutigen physikalischen und chemischen Unterschiede räumlich darzustellen und hinsichtlich der Produktionseigenschaften in numerische Modelle zu integrieren.

Das in den feinkörnigen Sedimenten eingelagerte organische Material ist Quelle, aber auch Speicher des Shale Gases. Es zeigte sich, dass z. B. in einer etwa 30 m mächtigen Gas Shale-Einheit des Posidonienschiefers gänzlich unterschiedliche Gaspotenziale existieren, die zu unterschiedlichen Zielhorizonten für Horizontalbohrungen genutzt werden können, um eine maximale Gasausbeute zu gewährleisten. Es zeigte sich aber auch, dass der Alaunschiefer Nordeuropas schon bei geringeren Drücken (entspricht geringeren Tiefenlagen) ein höheres Methan-Sorptionsvermögen als der Posidoni-



Abb. 8: Laterale und vertikale Heterogenitäten in Gas Shales spiegeln Unterschiede im Gasgehalt und in der mechanischen Stabilität wider.

Fig. 8: Lateral and vertical heterogeneities in gas shales reflect variations of gas content and brittleness.



Abb. 9: Kluftsysteme in Gas Shales können das hydraulische Aufbrechen erleichtern.

Fig. 9: Fracture systems can facilitate hydraulic fracturing of gas shales.

enschiefer hat. Allerdings ist der Gasgehalt von Gas Shales das Resultat eines komplexen Ineinandergreifens weiterer Faktoren. So wird z.B. das maximale Sorptionsvermögen des Alaunschiefers durch eine höhere Bergfeuchte auf bis zu 20% der ursprünglichen Sorption stark herabgesetzt, aber auch durch die unterschiedlichen Sorptionskapazitäten verschiedener Tonminerale beeinflusst.

Eine weitere grundlegende Frage betrifft das Phasenverhalten des Methans in der Gesteinsmatrix: welcher Methananteil ist an der Gesteinsmatrix adsorbiert und welcher Anteil existiert als freie Gasphase? Aus diesem Grund werden druck- und temperaturabhängige Adsorptionsmessungen durchgeführt und diese mit CT-NMR-Messungen gekoppelt. Letztere Analysen zeigen, welche Methanphase wo im Gestein auftreten kann. Kleinskalige Heterogenitäten in Gas Shales (wie z. B. der Gehalt organischen Materials und dessen thermische Reife) haben auch Einfluss auf die petrophysikalischen Eigenschaften. Detaillierte Ergebnisse von Laboruntersuchungen an Bohrkernmaterial werden in Modellrechnungen integriert, um diese dann im beckenweiten Maßstab hinsichtlich der magnetotellurischen und seismischen Tiefenprofile interpretieren zu können.

Tonige Gesteine reagieren auf mechanische Beanspruchung anders als z. B. meist härtere Sand- oder Kalksteine. Ökonomisch bedeutsame Gas Shales weisen jedoch jeweils einen gewissen Anteil an mechanisch stabilisierenden Bestandteilen wie Quarz oder Kalk auf. Diese verleihen dem Gestein die nötige Stabilität, um es zur Gasförderung aufzubrechen. Aller-

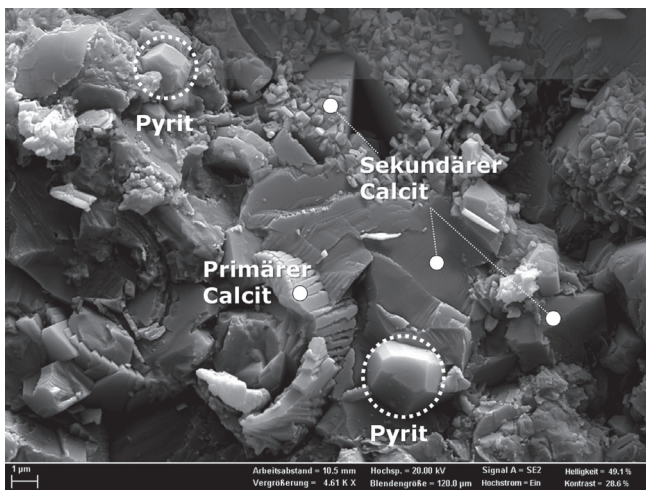


Abb. 10: Mineralische Neubildungen (hier: Pyrit und sekundäres Karbonat) verleihen einem möglichen Gas Shale die nötige mechanische Stabilität, um es hydraulisch aufbrechen zu können.

Fig. 10: Mineral precipitations (here: pyrite and secondary carbonate) enhance the mechanical stability of a gas shale and enable efficient hydraulic fracturing.

dings müssen die entstandenen Risse offen gehalten werden. Laufende Forschungsprojekte untersuchen dahingehend potenzielle europäische Gas Shales. Es ist das Ziel, das Produktionsverhalten und die Reaktion rissstabilisierender Stützmittel mit dem Gestein zu testen (Reinicke et al., 2011). Ein wichtiger Mosaikstein für die Interpretation geomechanischer Experimente ist die tektonische Vorbelastung des Gesteins. Dabei ist auch interessant, in welcher Form und Intensität strukturelle Elemente auftreten (Abb. 9). Eine detaillierte Analyse solcher Störungs- und Kluftmuster kann für zukünftige Bohrungen ausgewertet werden, um die gerichtete Intensität der hydraulischen Druckstimulierung („Frac“) zu optimieren.

Biogene Methangassysteme können sich auch in europäischen Sedimentbecken entwickelt haben. Sie wurden bereits im Posidonienschiefer der Hils-Mulde nachgewiesen. Organisch-reiche Sedimente, wie der Posidonienschiefer und der kambro-ordovizische Alaunschiefer Nordeuropas, werden derzeit untersucht. Erste Ergebnisse zeigen, dass diese Gesteine Gas-Potenziale aufweisen (Abb. 10).

- Mehr Informationen über GASH im Internet:
<http://www.gas-shales.org>

GeoEn: Shale Gas-Forschung für Deutschland

GeoEn ist der Name eines BMBF-geförderten Verbundprojekts, an dem neben dem GFZ die Universitäten Potsdam und Cottbus beteiligt sind (vgl. dazu den Beitrag zum Forschungsverbund GeoEn in der Rubrik „Netzwerk“). Ein Teilbereich dieses Projekts widmet sich der Frage, ob es es in Ostdeutschland ein Shale Gas-Potenzial gibt und wenn ja, in welchen Gesteinen und in welcher Tiefe? Drei Teilprojekte des GeoEn-Projekts gehen dieser Frage nach und konzentrierten sich zunächst auf die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg

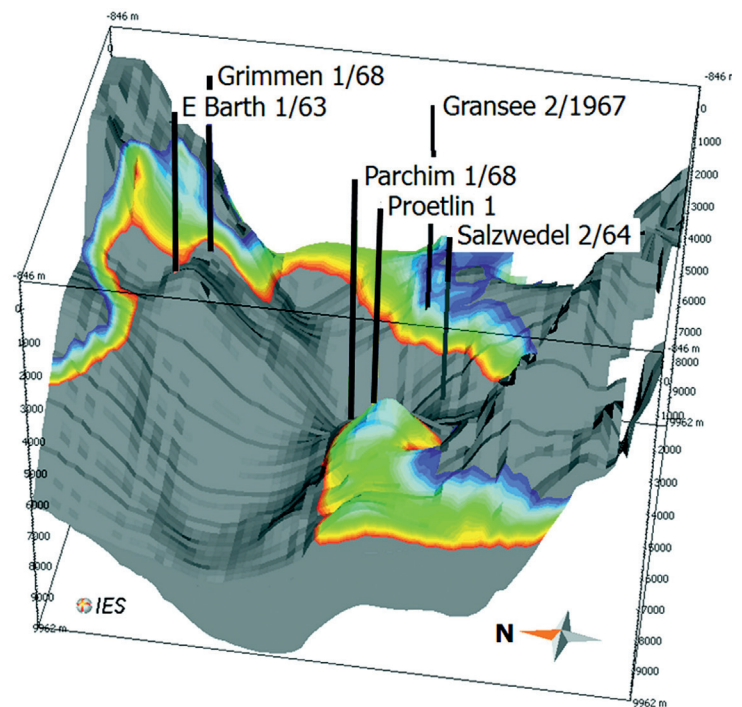


Abb. 11: Tiefenlage des Oberkarbons in Nordost-Deutschland (grau). Blaue Farben zeigen eine thermische Reife von 1,2 % Vitrinitreflexion (Beginn thermischer Gasbildung), rote Farben verweisen auf 2,5 % Vitrinitreflexion (Ende der wesentlichen thermischen Gasbildung).

Fig. 11: Depth map of top lower Carboniferous sediments in NE Germany (grey). Blue colours point to a thermal maturity of 1.2 % vitrinite reflection (start of thermogenic gas generation), red colours indicate 2.5 % vitrinite reflection (end of main thermogenic gas generation).

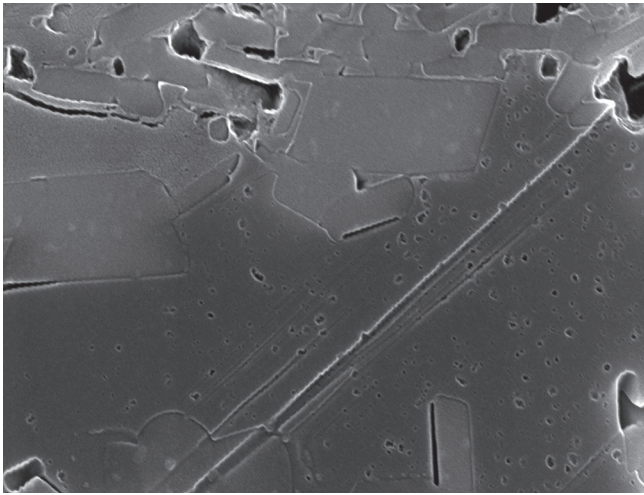


Abb. 12: Nanometer-große Poren werden in Gas Shales dann gebildet, wenn Pyrobitumina thermisch zersetzt werden. Diese Poren können freie Methangasphasen beinhalten und ein kontinuierliches Netzwerk an Wegsamkeiten bilden, entlang derer das Gas desorbieren kann. Raster-elektronenmikroskopische Aufnahme. Untere Bildkantenlänge entspricht ungefähr 2,5 Mikrometern.

Fig. 12: Nanometre-size pores result from thermal decomposition of pyrobitumens in gas shales. They can contain free methane gas, and can form a network for gas migration if the pores are connected. Scanning electron microscopic picture. Lower picture edge is around 2.5 micrometres in length.

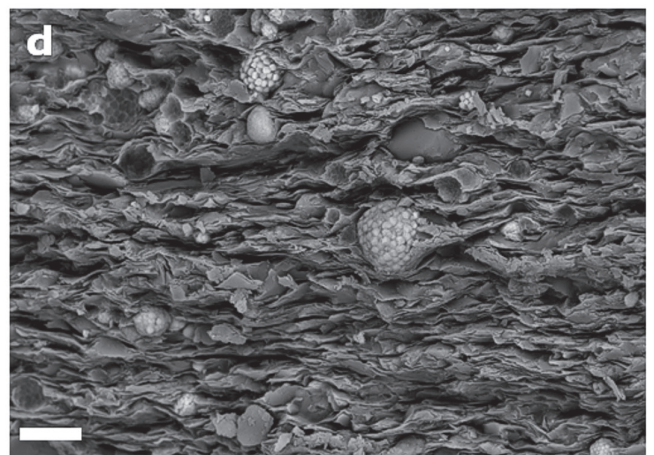
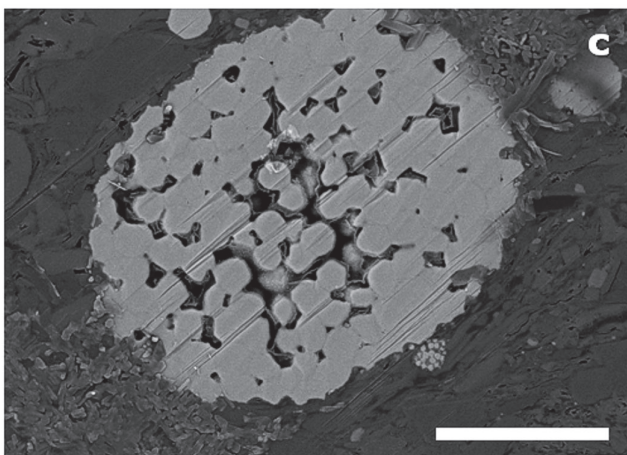
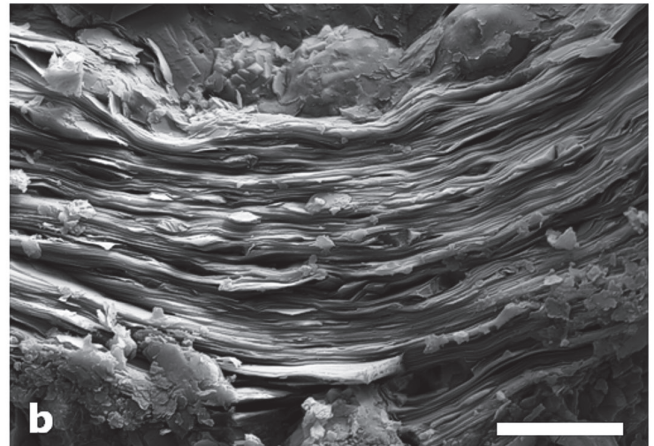
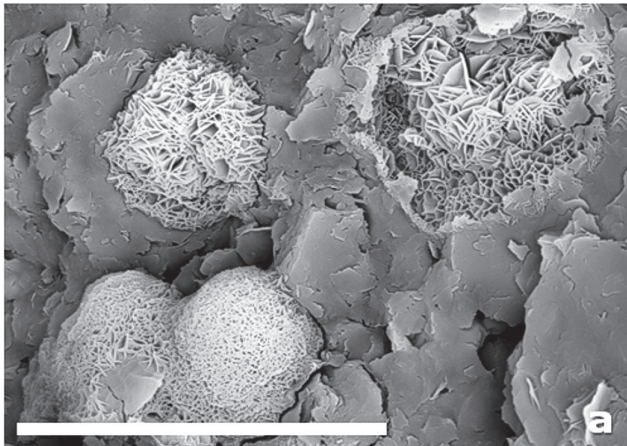


Abb. 13: Gas Shales sind im Allgemeinen dichte Gesteine (b, d), jedoch kann Porosität auch in der Mineralmatrix auftreten (a, c). Rasterelektronenmikroskopische Aufnahmen. Die Balkenlänge in den einzelnen Bildern entspricht 10 Mikrometern.

Fig. 13: Gas shales are normally dense (b, d), but can exhibit porous regions locally (a, c). Scanning electron microscopic pictures. White bar in each picture is 10 micrometres in length.

und Sachsen-Anhalt. Günstig erwies sich hier der Zugang zu vorhandenem Bohrkernmaterial tiefer Forschungsbohrungen der DDR, das heute in den Kernlagern der geologischen Dienste zugänglich ist. Später wurden die Teilprojekte auch auf Nordrhein-Westfalen ausgedehnt.

Ein wichtiges Sedimentpaket im Untersuchungsraum stellt das Unterkarbon dar, das teilweise organisches Material führt (Hartwig et al., 2010). Vor allem die Alaunschiefer wurden als potenzielle Shale Gas-Zielhorizonte identifiziert. Sie sind reich an organischem Kohlenstoff und weisen bereichsweise ideale thermische Maturitäten auf. Selbst thermisch „überreife“ Intervalle in diesen Gesteinen zeigen noch deutliche Signale einer internen Gasführung. D. h. auch Gesteine, denen bislang nur ein geringes Shale Gas-Potenzial zugewiesen wurde, können potenzielle Zielhorizonte für Shale Gas-Exploration sein, da diese auch Gesamtporositäten von mehr als 4% aufweisen, in denen freie Methangasphasen existieren können. Diese Alaunschiefer des Unterkarbons wurden in einem tiefen Vorlandbecken abgelagert, in das zeitweise Erosionsmaterial in Form von Trübeströmen eingelagert wurde. Insbesondere solche Wechsellagerungen sind für Frac-Aktivitäten interessant, da die Gesteine durch Einlagerung des Erosionsmaterials mechanisch verfestigt wurden. Durch Anwendung der Kohlenwasserstoff-Beckenmodellierung mit dem Software-Paket Petromod konnte nachgewiesen werden, dass hinsichtlich der thermischen Reife ein Shale Gas-Potenzial in einem Bereich südwestlich von Rügen auftritt, sich dann südwärts erstreckt und nördlich von Berlin weiter nach Westen reicht (Abb. 11).

Ein wichtiger Aspekt für die Förderbarkeit des Shale Gas sind die kleinsten Poren, sogenannte Nanoporen, in denen freies Gas auftreten kann. Auffälligerweise kommen diese Kleinstporen in den produktiven Bereichen z. B. des Barnett Shales in Texas vor (Loucks et al., 2009). Am GFZ konnte im Rahmen des GeoEn-Projekts erstmalig nachgewiesen werden, dass diese Nanoporen ausschließlich in thermisch generierten Festbitumina gebildet werden (Bernard et al., 2011; Abb. 12). Diese Nanoporen haben unmittelbare Konsequenzen auf die Förderbarkeit des Gases. Je intensiver sie die Gesteinsmatrix durchsetzen, umso eher entsteht eine Permeabilität für den Gasfluss. Aber auch die mineralische Gesteinsmatrix kann Porenräume konservieren, z. B. in Pyritkristallen (Abb. 13).

Forschung zu unkonventionellen KW-Ressourcen – Entwicklung eines wissenschaftlichen Fundaments

Das GFZ beschreitet mit der Grundlagenforschung zum Thema Shale Gas wissenschaftliches Neuland und hat sich durch die beiden beschriebenen Großprojekte ein Alleinstellungsmerkmal in Europa geschaffen. In Kooperation mit zahlreichen europäischen, aber auch nordamerikanischen Partnern wird hier grundlegenden Fragen zum Prozessverständnis für das Auftreten von europäischen Shale Gas-Lagerstätten, Rekonstruktion dieser Vorkommen in Raum und Zeit sowie Vorhersagen über konkrete Gasreserven nachgegangen. Langjährige Erfahrungen der Arbeiten im IPP des GFZ, in dessen Rahmen grundlegende Arbeiten zur Erdgasbildung und -vorhersage bearbeitet wurden, bilden hierfür ein wissenschaftliches Fundament. Zukünftig wird es diese Schnittstelle zwischen Industrie und Grundlagenforschung ermöglichen, Industriedaten mit wissenschaftlichen Modellen zu überprüfen und Messmethoden zu kalibrieren. Zugang zu frischem Kernmaterial aus Tiefen > 1 km wird hierbei essentiell sein und wertvolle praxisrelevante und wissenschaftliche Einblicke eröffnen. Ergebnisse der Shale Gas-Forschung haben aber auch einen direkten Bezug zu anderen, ebenfalls am GFZ laufenden Forschungsarbeiten, wie z. B. der geologischen CO₂-Speicherung. Hydraulisch aufgebrochene Gas Shales können auch aufgrund ihrer hohen Adsorptionskapazitäten gegenüber Gasphasen als potenzielle CO₂-Speicherhorizonte in Erwägung gezogen werden.

Aber nicht nur Erdgas kann aus dichten, tonigen Gesteinen gefördert werden. Auch Erdöl, das sogenannte Shale Oil, wird mit ähnlichen Techniken wie das Shale Gas erschlossen (Stichwort Fracking). Zurzeit erfährt diese unkonventionelle Erdölressource ein ähnliches Interesse in den USA wie vor einigen Jahren das Shale Gas. Diesem Thema wird sich zukünftig das GFZ im Rahmen der Erforschung unkonventioneller Kohlenwasserstoff-Vorkommen in Europa verstärkt widmen.

Ausblick

In den Empfehlungen der Ethik-Kommission der Bundesregierung „Sichere Energieversorgung“ (vgl. dazu den Beitrag von Hüttl und Ossing in diesem Heft) wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der geplante Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland nicht zu Lasten des Klimaschutzes gehen darf. Neben dem Einsatz erneuerbarer Energien wird daher generell die Steigerung der Energieeffizienz beim Einsatz fossiler Energieträger, und insbesondere der verstärkte Ausbau der Gas-basierten Energiebereitstellung empfohlen. Dabei gilt es, die Versorgungssicherheit durch die Erschließung zusätzlicher Quellen zu sichern. Somit steht auch weiterhin die Untersuchung der Prozesse, die zur Entstehung und Ansammlung speziell von Erdgas, aber auch von hochwertigen flüssigen Kohlenwasserstoffen führen, im Zentrum unserer Forschung.

Danksagung

Die hier dargestellten Ergebnisse sind ein Gemeinschaftswerk der Sektion 4.3 *Organische Geochemie* des GFZ. Folgende Personen gebührt darüber hinaus besonderer Dank: Zahie Anka, Esther Arning, Sylvain Bernard, Alex Hartwig, Ingo Kapp, Dorit Kerschke, Volker Lüders und Heinz Wilkes.

Literatur

- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Tabelle Primärenergieverbrauch 2010: Stand 02/2011.
- Arning, E.T., Yunjiao, F., van Berk, W., Schulz, H.M. (2011): Organic carbon remineralisation and complex, early diagenetic solid-aqueous solution-gas interactions: Case study ODP leg 204, Site 1246 (Hydrate Ridge). - *Marine Chemistry*, Vol. 126, pp. 120-131
- Bernard, S., Horsfield, B., Schulz, H.-M., Wirth, R., Schreiber, A. & Sherwood, N. (2011): Geochemical evolution of organic-rich shales with increasing maturity: a STXM and TEM study of the Posidonia Shale (Lower Toarcian, northern Germany). - *Marine and petroleum geology*, 10.1016/j.marpetgeo.2011.05.010.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Ed.) (2010): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2010. (http://www.geozentrum-hannover.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie-Kurzstudie2010.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
- Cavanagh, A., di Primio, R., Scheck-Wenderoth, M., Horsfield, B. (2006): Severity and timing of Cenozoic exhumation in the southwestern Barents Sea. - *Journal of the Geological Society*, 163, 5, 761-774, 10.1144/0016-76492005-146.
- Curtis, J. B. (2002): Fractured shale-gas systems. - *AAPG Bulletin*, 86, 11, 1921-1938, 10.1306/61EEDDBE-173E-11D7-8645000102C1865D.
- Erdmann, M.; Horsfield, B. (2006): Enhanced late gas generation potential of petroleum source rocks via recombination reactions: Evidence from the Norwegian North Sea. - *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70, 15, 3943-3956, 10.1016/j.gca.2006.04.003.
- Hartwig, A., Könitzer, S., Boucsein, B., Horsfield, B., Schulz, H.-M. (2010): Applying classical shale gas evaluation concepts to Germany—Part II: Carboniferous in Northeast Germany. - *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, Suppl. 3, 93-106, 10.1016/j.chemer.2010.05.013.
- Jenkins, C. D., Boyer II, C. M. (2008): Coalbed- and Shale-Gas Reservoirs. - *Journal of Petroleum Technology*, 60, 2, 92-99.
- Kroeger, K.F., di Primio, R., Horsfield, B. (2011): Atmospheric methane from organic carbon mobilization in sedimentary basins - the sleeping giant?. *Earth Science Reviews*, 107, 3-4, 423-442, 10.1016/j.earsci-rev.2011.04.006.
- Locks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., Jarvie, D. M. (2009): Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer-Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale. - *Journal of Sedimentary Research*, 79, 848–861, 10.2110/jsr.2009.092.
- NOVAS Consulting (2010): Shale Gas in Europe: a Technical Review.
- Reinicke, A., Blöcher, G., Zimmermann, G., Huenges, E., Dresen, G., Stanchits, S., Legarth, B. & Makurat, A. (2011): Mechanically Induced Fracture Face Skin - Insights from Laboratory Testing and Numerical Modeling, (Conference Paper SPE 144173-MS), 9th SPE European Formation Damage Conference (Noordwijk, The Netherlands 2011). 10.2118/144173-MS.
- di Primio, R., Horsfield, B. (2006): From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction. - *AAPG Bulletin*, 90, 7, 1031-1058, 10.1306/02140605129.
- U.S. Energy Information Administration (2011): World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States. U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.
- Wilhelms, A., Larter, S. R., Head, I. M., Farrimond, P., Di Primio, R., Zwach, C. (2001): Biodegradation of oil in uplifted basins prevented by deep-burial sterilization. - *Nature*, 411, 6841, 1034-1037, 10.1038/35082535.