

# System Erde

## GFZ-Journal

**GFZ**

Helmholtz-Zentrum  
**POTSDAM**

2011 – Heft 2

SCHWERPUNKT

# Geo-Energie





*GFZ-Bohranlage InnovaRig beim Abteufen einer Geothermie-Bohrung nahe Dürrnhaar, Bayern*

Foto: Andreas Jurczyk, GFZ

## Impressum

**Herausgeber:**

Prof. Dr. Dr. h.c. Reinhard F. Hüttl  
Dr. Stefan Schwartze

Helmholtz-Zentrum Potsdam  
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ  
Telegrafenberg  
14473 Potsdam

**Redaktion:**

Dr. Dietlinde Friedrich (Koordination)  
Dr. Bernd Uwe Schneider  
Franz Ossing (V.i.S.d.P.)

**Layout:**

UNICOM Werbeagentur GmbH

Grit Schwalbe, GFZ

**Druck:**

Druckerei Arnold, Großbeeren

© Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ 2011  
Alle Abbildungen GFZ soweit nicht anders vermerkt.

ISSN 2191-8589

# Inhalt

- 6** GEOWISSENSCHAFTEN UND ENERGIEWENDE  
*Reinhard F. Hüttl und Bernd Uwe Schneider*
- 8** DER AUSSTIEG AUS DER ATOMENERGIE UND DIE ENERGIEBILANZ DEUTSCHLANDS  
*Reinhard F. Hüttl und Franz Ossing*
- 16** GEO-ENERGIE: KONVENTIONELLE UND UNKONVENTIONELLE FOSSILE RESSOURCEN  
*Brian Horsfield, Rolando di Primio, Hans-Martin Schulz*
- 32** FORSCHUNGSPLOTTFORM GROSS SCHÖNEBECK  
TECHNOLOGIEENTWICKLUNG FÜR EINE EFFIZIENTE WÄRME- UND STROMBEREITSTELLUNG AUS TIEFER ERDWÄRME  
*Ernst Huenges*
- 44** GEOLOGISCHE CO<sub>2</sub>-SPEICHERUNG AM PILOTSTANDORT IN KETZIN – SICHER UND VERLÄSSLICH  
*Michael Kühn, Thomas Kempka, Axel Liebscher, Stefan Lüth, Sonja Martens, Cornelia Schmidt-Hattenberger*
- 52** EINGESCHLOSSENE RESSOURCE: METHAN IN NATÜRLICHEN GASHYDRATEN  
*Judith Maria Schicks, Manja Luzi, Erik Spangenberg*
- 60** QUERSCHNITTSTHEMA GEO-ENERGIE  
INNOVATIVE BEITRÄGE DER GEOWISSENSCHAFTEN ZUR ENERGIEFORSCHUNG  
*Magdalena Scheck-Wenderoth, Rita Streich, Simona Regenspurg, Hilke Würdemann, Mauro Cacace, Rolando di Primio, Klaus Bauer, Thomas Kempka*

## 74 Netzwerk

- 74 GeoEn: Spitzenforschung in den Neuen Ländern
- 75 Geothermische Wärmereservoire unter Berlin
- 76 Geothermieforschung für Europa
- 76 Netzwerktreffen der Internationalen Energie Agentur IEA
- 77 Industrie-Partnerschaftsprogramm
- 78 Helmholtz-Alberta Initiative
- 79 Geo trifft Mathe: Helmholtz-Kolleg GeoSim

79 GFZ-Untertagelabor in Freiberg

80 Seismic Prediction While Drilling (SPWD)

81 Bohrkerne aus dem Toten Meer

81 Neues Virtuelles Institut ICLEA

82 Zentralasiatisches Klima-Messnetz in Bishkek feierlich eingeweiht

83 Aktuelle Projekte: PROTECTS, CADY, KOMFOR

84 Sonderbriefmarke für Emil Wiechert

## 85 Ausgezeichnet

## 88 Bücher

# Editorial

## Geo-Energie: Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem



Das Erdbeben vom 11. März dieses Jahres erschütterte Japan als hochentwickelte Industrienation bis ins Mark und zeigte erneut die Wichtigkeit der Geowissenschaften für die Katastrophenvorsorge. Ohne das gut organisierte japanische Katastrophenmanagement hätte diese Katastrophe, das steht außer Zweifel, noch weitaus größere Schäden verursachen können. Trotzdem hat dieses Tsunami- und Erdbeben-Desaster weitreichende Folgen. Die Havarie der kerntechnischen Reaktoren von Fukushima führte weltweit zu einem Nachdenken über die Sicherheit und das Risiko der Nutzung von Atomenergie. In Deutschland berief die Bundeskanzlerin die „Ethik-Kommission

Sichere Energieversorgung“ ein, die innerhalb kurzer Frist einen Vorschlag zur Umgestaltung des deutschen Energiesystems vorlegen. Darin spielen die Geowissenschaften implizit wie explizit eine wichtige Rolle. Dies ist Anlass genug, in dieser Ausgabe des „GFZ-Journals“ das Thema der Geo-Energie auszuleuchten.

Die Begrifflichkeit „Geo-Energie“ ist eigentlich trivial: letztlich ist alle Energie, die wir nutzen, Geo-Energie, d. h. sie hat ihren endogenen oder exogenen Ursprung im System Erde. Das gilt für die Nutzung von Geothermie, Sonne, Wind, Wasser, Gezeiten, Biomasse, aber auch für die fossilen Brennstoffe, die nichts anderes sind als Sonnenenergie im Langzeitspeicher Millionen Jahre alter Pflanzen bzw. mikrobieller Biomasse. Geo-Energie ist also ein originäres Thema der Geowissenschaften.

Beispielsweise kommen bei der Exploration von Rohstoffen, speziell energetischer Geo-Ressourcen, zahlreiche geowissenschaftliche Methoden und Verfahren zur Anwendung, etwa Seismologie, Magnetotellurik oder geologische Ansätze. Geowissenschaftliche Studien umfassen zudem die Erforschung und effiziente Nutzung energetischer Ressourcen und deren Weiterverarbeitung sowie Fragen der Lagerung von Abfallstoffen aus dieser Nutzung. Mit der Geothermie steht eine im Prinzip unendliche Energiequelle aus dem Erdkörper zur Verfügung. Methan als vergleichsweise umweltfreundlicher fossiler Energieträger findet sich in klassischen Lagerstätten, aber auch als überwiegend marine Methanhydrate oder als „Shale Gas“ (Schiefergas) bzw. als in Sandstein gebundenes „Tight Gas“. CO<sub>2</sub> als Restprodukt bei der Nutzung fossiler Brennstoffe bereitet als Treibhausgas Probleme, die durch die geologische Speicherung dieses Gases entschärft werden können. Alle diese Themen werden am Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ bearbeitet.

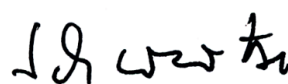
Auch das Wissen um die Vorkommen von Erdöl- und Erdgaslagerstätten ist direktes Resultat geologischer Forschung. Da aber das Anbohren solcher Vorkommen teuer ist, stellt sich jeweils die Frage, ob sich diese Maßnahme an einer bestimmten Lokation lohnt. Die Sedimentbeckenanalyse vereint die Forschung über die Entstehung von Beckenstrukturen mit geo-biologischen Fachdisziplinen. Daraus können Modellvorstellungen über Entwicklung, Alter und Alterungsprozesse der Kohlenwasserstoffe in diesen Vorkommen abgeleitet werden. „Oil Quality Prediction“ wird so präziser und damit die Förderung dieser Rohstoffe effizienter. Ein interessanter Nebenaspekt in diesem Forschungsbereich ist die Tiefe Biosphäre, also Archaeen und bakterielle Lebewesen kilometertief im Gestein der Erdkruste, deren Metabolismus auf Kohlenwasserstoffumsätzen basiert, unabhängig von Sonne und Sauerstoff. Dieses sind weitere Arbeitsfelder im Bereich Geo-Energie am GFZ.

Desweiteren spielt bei der Förderung von Energierohstoffen geowissenschaftliche Grundlagenforschung eine wesentliche Rolle. So wurden mit dem Forschungsprogramm „Kontinentale Tiefbohrung der Bundesrepublik“ (KTB) zahlreiche Technologien entwickelt, die inzwischen bei dem industriellen Bohren nach Erdöl und Erdgas routinemäßig eingesetzt werden. Es ist heute möglich, Bohrungen gezielt unterirdisch in die gewünschte Richtung abzulenken, ein Verfahren, das beim KTB-Programm entwickelt wurde und ohne das viele Kohlenwasserstoff-Lagerstätten nicht genutzt werden könnten. Als aktuelle Entwicklung aus dem über Jahrzehnte gesammelten Know-how hat das GFZ zusammen mit internationalen Partnern das wissenschaftliche Kontinental-Bohrprogramm ICDP entwickelt. Zudem wurde in Kooperation mit dem Unternehmen Herrenknecht Vertical die Bohranlage InnovaRig entwickelt, eines der modernsten Bohrgeräte der Welt.

In kaum einer Wissenschaft liegen Grundlagenforschung und angewandte Forschung – wenn diese Trennung überhaupt sinnvoll ist – so nahe beieinander wie in den Geowissenschaften. Wir Menschen leben nicht nur auf, sondern auch von der Erde; denn das Leben auf diesem Planeten, zu dem auch der Mensch gehört, ist Teil des Gesamtsystems Erde. Das Anwachsen der Welt-Bevölkerung auf neun Milliarden Menschen bis 2050 verdeutlicht dabei vor allem eines: es ist notwendig, diesen Planeten möglichst gut kennen und verstehen zu lernen, damit eine nachhaltige Existenz des „Homo sapiens“ auf seinem Heimatplaneten gesichert bleibt. So gesehen sind die Geowissenschaften zentrale Leitwissenschaften der nächsten Dekaden.



Prof. Dr. Reinhard F. Hüttl  
Wissenschaftlicher Vorstand



Dr. Stefan Schwartze  
Administrativer Vorstand

# Geowissenschaften und Energiewende

Reinhard F. Hüttl und Bernd Uwe Schneider

Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

Die infolge der Reaktorhavarie von Fukushima in Deutschland beschlossene Energiewende stellt die Akteure aus Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und Wissenschaft vor die Herausforderung, neue Lösungsansätze für eine sichere Energieversorgung unseres Landes zu erarbeiten. Dabei ist eine gleichermaßen umweltgerechte, ökonomisch günstige, quantitativ und qualitativ permanent verfügbare sowie gesellschaftlich akzeptierte Energieversorgung zu gewährleisten.

Um den damit verbundenen Ansprüchen gerecht zu werden, sind die Anstrengungen im Bereich der Energieforschung noch stärker thematisch zu fokussieren und zu bündeln. Zudem ist Raum für innovative systemische Ansätze zu schaffen. Bereits vor den Ereignissen in Japan haben die nationalen Wissenschaftsakademien acadtech und Leopoldina gemeinsam mit der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften (BBAW) im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung ein „Konzept für ein integriertes Energieforschungsprogramm für Deutschland“ erarbeitet und hierbei die nachfolgend genannten prioritären Forschungsfelder (Auszug) definiert:

- Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen, insbesondere im Kontext systemischer Strukturen (z. B. energieeffiziente Stadt)
- Innovative Technologien im Bereich alternativer Energieträger (z. B. Photovoltaik, tiefe Geothermie, Solarthermie, Windenergie, unkonventionelle Energieträger)
- Nachwachsende Energieträger
- Intelligente und verlustarme Energienetze sowie innovative elektrische, thermische, mechanische und stoffliche Speichertechnologien
- Batterieforschung
- Neue Materialien für den Einsatz unter extremen Bedingungen

Parallel dazu hatte die Helmholtz-Gemeinschaft im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums eine Studie zum Thema „Eckpunkte und Leitlinien zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik der Bundesregierung“ vorgelegt, die ebenfalls diese Themen aufgreift und weitergehende Forschungsaufgaben wie z. B. nukleare Sicherheit benennt.

Diese Forschungsschwerpunkte machen bereits deutlich, dass die zukünftige Energieversorgung einerseits regionalspezifische Unterschiede berücksichtigen muss und andererseits vor der Aufgabe steht, unterschiedliche Formen der Energiebereitstellung systemisch zu integrieren. Auch wird der Beitrag der geowissenschaftlichen Forschung, namentlich des Deutschen

GeoForschungsZentrums GFZ, als eines von sechs im Forschungsbereich Energie der Helmholtz-Gemeinschaft tätigen Helmholtz-Zentren sichtbar.

Die von der Bundesregierung nach Fukushima etablierte Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“, in der mit seinem Wissenschaftlichen Vorstand auch das GFZ vertreten war, modifizierte und erweiterte das oben genannte Konzeptpapier deutlich. Der Abschlussbericht spricht sich in diesem Zusammenhang dafür aus, dass die mit der Energiewende verbundene Einführung und der Ausbau neuer Technologien in enger Abstimmung mit den davon betroffenen gesellschaftlichen Gruppierungen erfolgen soll und dass die Umsetzung der geplanten Energiewende durch einen Monitoring-Prozess zu flankieren ist. Dieser Monitoring-Ansatz soll ergänzende Maßnahmen empfehlen, Verzögerungen bei den geplanten Umsetzungsmaßnahmen sichtbar machen, Fehlentwicklungen aufzeigen bzw. diesen vorbeugen und die Möglichkeit schaffen, neue Technologien sowie neues Wissen in den Energiewende-Prozess einfließen zu lassen.

Die Übertragung technologischer Innovationen in die Praxis stößt hierbei auf regionaler Ebene häufig auf spezifische Probleme und greift auf überregionaler Ebene in der Regel in bestehende wirtschaftliche Kreisläufe ein. An dieser Stelle seien als Beispiele regional unterschiedlich ausgeprägte Vorbehalte gegen den Ausbau der Windenergie, die Nutzung des geologischen Untergrunds zur CO<sub>2</sub>-Speicherung, die geologische Lagerung radioaktiven Materials aus dem Rückbau von Atomkraftwerken oder die auf absehbare Zeit erhöhten Preise für die Bereitstellung von elektrischer Energie aus Photovoltaik genannt. Auch wird nicht alles, was im Zuge der Energiewende wünschenswert wäre, finanzierbar, technisch machbar oder in umweltverträglicher Form umsetzbar sein. Letztlich stellt sich mit dem Ausstieg aus der Kernenergie innerhalb eines Jahrzehnts auch die Frage, ob der bestehende Energiebedarf bis zur Einführung alternativer Technologien durch die verstärkte Nutzung fossiler Energieträger kompensiert und damit eine temporäre Zunahme des Treibhausgasausstoßes in Kauf genommen werden muss.

Aus geowissenschaftlicher Sicht lassen sich zahlreiche Bezüge zu den im Rahmen der Energiewende diskutierten Fragen herstellen. Als Großforschungszentrum leistet das GFZ im Sinne einer vorsorgenden Forschung relevante Beiträge zur Energiewende, z. B. zur Nutzung der tiefen Geothermie, zur Nutzung des unterirdischen Raums für verschiedene Speicherezwecke sowie zur Kennzeichnung von Reservoiren mit

konventionellen und unkonventionellen Energieträgern. Zu allen drei Forschungsschwerpunkten wurden am GFZ spezielle Forschungszentren etabliert, um die Forschungskompetenzen intern und in Kooperation mit externen Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft zu bündeln und auf nationaler und internationaler Ebene zu vernetzen. Denn diese Themen sind im Hinblick auf die Erreichung der gesteckten Energieversorgungs- und Klimaziele und die Verfügbarkeit von Geo-Energieressourcen nicht nur im nationalen, sondern auch im internationalen Kontext von größter Bedeutung und letztlich auch nur so lösbar. Hierbei stehen Fragen zur Verfügbarkeit heimischer Ressourcen und deren wirtschaftliche Nutzbarkeit, zur Sicherheit der stofflichen Speicherung im geologischen Untergrund, zur Rückholbarkeit gespeicherter Stoffe, deren Interaktion mit Fluiden und dem Festgestein ebenso wie die Frage der Bildung und Qualität energetisch nutzbarer Ressourcen im Mittelpunkt des Interesses. Da die Vorkommen fossiler Ressourcen global unterschiedlich verteilt sind und die bestimmten Folgewirkungen der Ressourcennutzung i. d. R. nicht vor nationalen Grenzen Halt machen, stellt sich gleichzeitig die Frage, wie der Zugang zu den Rohstoffen und deren möglichst gerechte Verteilung sichergestellt werden kann, welche Standards bei der Exploration von Reservoiren international eingehalten werden müssen und für welche Zwecke die Rohstoffe im Hinblick auf eine optimale Rohstoffeffizienz jeweils eingesetzt werden sollen.

Der Einsatz von Gas für den Betrieb von Gas- und Dampfkraftwerken (GuD-Kraftwerke) im Wechselspiel mit der Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen gehört derzeit zu den energieeffizientesten Ansätzen, um grundlastfähige und nicht-grundlastfähige Energieträger komplementär zu koppeln. Erdgas aus konventionellen und unkonventionellen Erdgas-Ressourcen sowie Methanhydrate werden damit im Hinblick auf die Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in den nächsten Jahrzehnten die wichtigsten fossilen Energieträger darstellen. Ihre umweltfreundliche Erschließung ist daher außerordentlich wichtig für die Bereitstellung von Wärme und Strom und die Integration nicht-grundlastfähiger erneuerbarer Energien in das Energieversorgungssystem.

Von ständig zunehmender Bedeutung ist zudem die Tiefe Geothermie, die als heimischer, grundlastfähiger Energieträger für die Wärme- und Stromversorgung genutzt werden kann und sich damit ebenfalls für die Einbindung in das Energienetz bzw. den Kraftwerksbetrieb hervorragend eignet. Das große Interesse an einer Förderung der Tiefen Geothermie

kommt in der aktuell durch die Akademie der Technikwissenschaften *acatech* koordinierten Initiative zu einem nationalen Geothermie-Bohrprogramm zum Ausdruck, durch das die geothermischen Potenziale des geologischen Untergrunds in Deutschland systematisch erfasst und in enger Kooperation mit der Wirtschaft nutzbar gemacht werden sollen.

Zu diesen Ansätzen gehört auch die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung – insbesondere „enhanced gas“ und „oil recovery“ –, mit der sich gleichzeitig neue Forschungsperspektiven einer stofflichen Wiedernutzung (Carbon Capture & Utilization – CCU) verbinden. Technologische Entwicklungen in diesem Bereich werden gerade angesichts des nach Stilllegung von Atomkraftwerken verstärkten Einsatzes fossiler Energieträger – zumindest als Brückentechnologien – umso bedeutsamer. „Clean-Coal-Technologien“ einerseits und die Nutzung des geologischen Untergrunds als Energiespeicher und -lieferant andererseits unterstreichen den Stellenwert der geowissenschaftlichen Forschung für die zukünftige Energieversorgung.

Das in dieser Ausgabe des GFZ-Journals thematisierte Konzept der Geo-Energie befasst sich hierbei nicht nur mit der Bereitstellung und Speicherung von Energie. Es spricht gleichzeitig relevante Querschnittsthemen an, die für die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Eingriffen in den geologischen Untergrund und für die Bewertung der damit verbundenen Chancen und Risiken eine wesentliche Rolle spielen. Es sind daher gerade diese Querschnittsthemen, die den zukünftigen Forschungsbedarf im Bereich der grundlagen- und anwendungsorientierten Geoforschung widerspiegeln.

## Weiterführende Literatur

- **„Konzept für ein integriertes Energieforschungsprogramm für Deutschland“**  
[http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende\\_Projekte/Konzept\\_fuer\\_ein\\_integriertes\\_Energieforschungsprogramm.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Projekte/Laufende_Projekte/Konzept_fuer_ein_integriertes_Energieforschungsprogramm.pdf)
- **„Eckpunkte und Leitlinien zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik der Bundesregierung“**  
[http://www.helmholtz.de/fileadmin/user\\_upload/publikationen/pdf/Energie\\_Empf\\_BmWiz009\\_Web.pdf](http://www.helmholtz.de/fileadmin/user_upload/publikationen/pdf/Energie_Empf_BmWiz009_Web.pdf)
- **Abschlussbericht der Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“**  
[http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2011/05/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission,property=publicationFile.pdf](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2011/05/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission,property=publicationFile.pdf)

# Der Ausstieg aus der Atomenergie und die Energiebilanz Deutschlands

Reinhard F. Hüttel und Franz Ossing  
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

*Germany's political decision to refrain from the further use of nuclear energy by the year 2022 has far reaching implications for this highly industrialized nation. Not only the production of electricity but the whole energy supply system is subject to this most ambitious reorganization of Germany's energy structure. Industry as well as private households, i.e. production as well as consumption behaviour will have to face a profound change.*

*In their report to the Chancellor of the Federal Republic of Germany, the members of the Ethics Commission for a Safe Energy Supply present an elaborate proposal of measures to facilitate the complete shutdown of nuclear power plants in Germany within the period of only one decade. In this article we analyse the energy balance of Germany and how the results of the study carried out by the Ethics Commission are quantitatively reflected related to Germany's energy consumption.*





Im Jahr 2022 soll das letzte deutsche Atomkraftwerk vom Netz gehen. Diese politische Entscheidung wurde durch Empfehlungen vorbereitet, welche die „Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung“ (EK) im Mai 2011 der Bundeskanzlerin überreichte. Die Ethik-Kommission wurde nach der Tsunami- und Reaktorkatastrophe vom 11. März 2011 von Fukushima, Japan, durch die Bundeskanzlerin mit dem Ziel einberufen, Alternativen zur Energieversorgung zu entwickeln, die nicht auf der Nutzung der Nukleartechnologie beruhen.

Schon vorher war der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland politisch beschlossen worden, lediglich die Zeitspanne bis zum endgültigen Ausstieg unterschied die politischen Lager. Die Reaktor-Havarie von Fukushima führte zu einer Neuorientierung: wenn in einer technologisch so hoch entwickelten Nation wie Japan der Störfall einer einzigen energieliefernden Anlage derart große Schäden verursacht, dass davon – neben den vielfältigen menschlichen Tragödien – die gesamte nationale Ökonomie mit Auswirkungen bis hin zum Weltmarkt berührt wird, ist das Grund genug, erneut über das so genannte „Restrisiko“ nachzudenken. Die Ethik-Kommission formuliert das so: „Der Ausstieg ist nötig und wird empfohlen, um die Risiken, die von der Kernkraft in Deutschland ausgehen, in Zukunft auszuschließen. Er ist möglich, weil es risikoärmere Alternativen gibt.“ (Abschlussbericht der EK, S. 10)

Der Ausstieg aus der Atomenergie ist dabei nicht nur als Verzicht auf eine spezielle Art der Stromerzeugung zu verstehen. Es handelt sich nicht nur um die Elektrizität als eine Teilkomponente der End- oder Nutzenergie. Der Wegfall dieses Teils des Energiesystems Deutschlands hat Implikationen für die Energieversorgung unserer Gesellschaft. „Die Ethik-Kommission betont, dass die Energiewende nur mit einer gemeinsamen Anstrengung auf allen Ebenen der Politik, der Wirtschaft und der Gesellschaft gelingen wird“ (EK, S. 11) und schlägt dafür ein „Gemeinschaftswerk ‚Energiezukunft Deutschland‘“ vor (ebd., S. 20ff). Es geht um nichts Geringeres als den Umbau des gesamten Energiesystems einer hochentwickelten Industrienation, wobei eine wesentliche Rahmenbedingung der Erhalt von Stabilität und Wohlstand des Gemeinwesens ist: „Der Ausstieg soll so gestaltet werden, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und des Wirtschaftsstandortes nicht gefährdet wird.“ (ebd., S. 10) Was diese Energiewende in Zahlen ausgedrückt bedeutet, soll anhand der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland verdeutlicht werden.

## Der Energiefluss in Deutschland

Abbildung 1 zeigt vereinfacht den Energiefluss Deutschlands. Die energetischen Rohstoffe bilden die Basis der Primärenergie; im Jahr 2009 betrug das Primärenergieaufkommen Deutschlands 13 398 Petajoule (PJ). Bei der Umwandlung in nutzbare Energieformen (Endenergie) gingen davon 3212 PJ verloren, das sind immerhin 24 % der eingesetzten Primärenergie. Diese Zahl verdeutlicht bereits die Notwendigkeit der von der Ethik-Kommission (EK) eingeforderten Steigerung der Energieeffizienz. Darauf wird unten näher eingegangen.

Als Endenergie stehen 8714 PJ zur Verfügung. Diese gehen zu 26 % (= 2264 PJ) in den industriellen Verbrauch, zu 29 % (= 2541 PJ) in den Verkehr, zu 29 % (= 2497 PJ) in den Verbrauch durch die Privaten Haushalte (PHH) und zu 16 % (= 1411 PJ) in den Bereich Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Diese auf den ersten Blick recht gleichmäßige Verteilung der Endenergie unter die Verbrauchssektoren wird allerdings dadurch verschoben, dass etwa 56 % des Energieverbrauchs im Verkehr (2008) von den Privaten Haushalten verursacht wird (Statistisches Bundesamt, 2011, S. 7; vgl. auch BMVBS 2011, S. 296 bis 301). Damit sind die Privaten Haushalte der größte Einzelposten unter den Endenergieverbrauchern. Die Lebensweise unserer Gesellschaft ist also ein bestimmender Faktor für den Energieverbrauch und folglich auch für die Umgestaltung des Energiesystems. Zu Recht weist die EK auf die notwendige „Verbindung von technischer Effizienz mit dem Verhalten der Konsumenten (Lebensstile)“ (EK, S. 66) hin.

Von der Endenergie muss die Nutzenergie unterschieden werden, also die Energiemenge, die tatsächlich für die jeweils gewünschte Energiedienstleistung verwendbar ist. Bei der Umwandlung der Endenergie in Nutzenergie für Energiedienstleistungen geht etwa die Hälfte der Endenergie verloren. Insgesamt wird nur ein Drittel der Primärenergie in Nutzenergie umgewandelt (UBA 2011). Auch dieses ungünstige Nutzungsverhältnis ist ein Ansatzpunkt für die Verbesserung der Energieeffizienz.

## Energiefluss und Energieträger

Der Verzicht auf die Nutzung der Atomenergie ist, energetisch ausgedrückt, der Verzicht auf Uran als Primärenergieträger und auf die davon abhängende Stromproduktion als Energieform der Endenergie. Die Kernkraft hatte einen Anteil von 1472 PJ (~11 %) am Energieaufkommen im Inland. Dieser Primärenergieanteil geht vollständig in die Stromproduktion ein. Obwohl Kernkraftwerke beträchtliche Mengen an Wärme erzeugen,



**Kontakt:** R. F. Hüttl  
(huettl@gfz-potsdam.de)

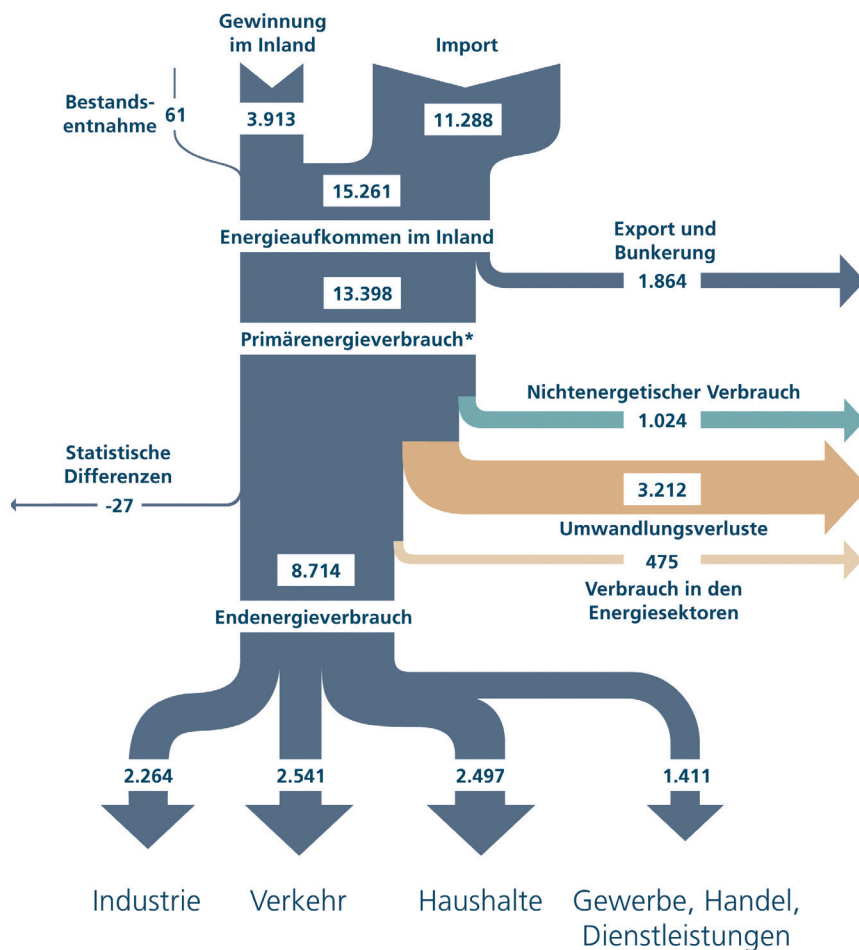


Abb. 1: Vereinfachtes Energieflussbild für die Bundesrepublik Deutschland (2009, in Petajoule PJ). Die hier genannten Zahlen sind eine erste Näherung; die detaillierte Aufschlüsselung (vgl. Abb. 2) weicht geringfügig von diesen Zahlen ab. Der Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt bei 8,7 % (1320 PJ). Quelle: AG Energiebilanzen

Fig. 1: Simplified energy flow chart for the Federal Republic of Germany (2009, in Petajoule PJ). The values reported here are first approximations; the detailed breakdown (see Figure 2) differs slightly from these numbers. The percentage of renewable energy carriers in primary energy consumption is 8.7% (1320 PJ). Source: AG Energiebilanzen

Rechts: Abb. 2: Energieflussbild Deutschlands (2009) nach Sektoren und Energieträgern; in TeraJoule (TJ). Quelle: AG Energiebilanzen 2011

Right: Fig. 2: Energy flow chart for Germany (2009) by sectors and energy carriers; in TeraJoule (TJ). Source: AG Energiebilanzen 2011

wird diese Wärme, soweit sie nicht direkt zur Stromerzeugung genutzt wird, nicht verwendet, sondern über Kühltürme an die Umwelt abgegeben. Nach Auskunft des „Informationskreises Kernenergie“ war das im Jahr 2003 stillgelegte Kernkraftwerk Stade das erste Kernkraftwerk in der Bundesrepublik Deutschland, das außer Strom auch Wärme bereitstellte. Ab 1984 wurde Fernwärme für einen benachbarten Salinenbetrieb ausgekoppelt. Im Kernkraftwerk Greifswald wurden in den Blöcken 1 bis 4 jeweils 75 MWth ausgekoppelt und zur Wärmeversorgung der Stadt genutzt. Andere Kernkraftwerke in Deutschland sind nicht in die Fernwärmeversorgung eingebunden. Kernenergie dient also ausschließlich der Stromerzeugung.

Welche über die Stromversorgung hinausgehenden Implikationen das Stilllegen der Kernkraftwerke hat, hebt die EK an vielen Stellen hervor. Die Energiebilanz der Bundesrepublik unterfüttert dieses Argument mit deutlichen Zahlen. Abbildung 2 zeigt den Energiefluss Deutschlands, aufgeschlüsselt nach Sektoren und nach Energieträgern/-formen.

Nach Umwandlung, Exporten, Bunkerung und Nichtenergetischem Verbrauch bleiben für die Nutzung als Endenergie rund 8700 PJ in Form verschiedener Energieträger und -formen. Öle, Gase und Strom sind hier die wichtigsten Aufkommensformen.

Das war nicht immer so: in den frühen Jahren der alten Bundesrepublik war Stein- und Braunkohle für die häusliche

Wärmeherstellung der wesentliche Energieträger. Nichts charakterisiert den Werdegang der Bundesrepublik von einer Montanindustrie-geprägten Gesellschaft der Nachkriegszeit zur heutigen modernen Waren- und Dienstleistungsgesellschaft deutlicher als der veränderte Energiemix. Die Tabellen 1 und 2 zeigen diesen Wandel deutlich: 1950 war die Kohle mit 88 % der dominierende Primärenergieträger, Öle und Gase spielten nur eine untergeordnete Rolle. Im Jahr 1988 waren die Rollen bereits komplett getauscht, Öl mit 40 % und Gas mit 16 % haben die Braunkohle (8 %) beiseite gedrängt, mit 19 % ist die (Import-)Steinkohle nur noch gleichberechtigter Partner. Durch die Wiedervereinigung Deutschlands ergibt sich für das Jahr 2009 ein Wiederanstieg des Braunkohlenanteils auf 11 %.

Noch drastischer spiegelt sich dieser gesellschaftliche Veränderungsprozess in der Endenergie wider. War 1950 mit 45,8 % das Verarbeitende Gewerbe der größte Endenergieverbraucher der alten Bundesrepublik, so stellten 1988 die Haushalte und Kleinverbraucher mit über 42 % den größten Verbraucher an Endenergie dar (AG Energiebilanzen). Nach Energieträgern aufgeschlüsselt wird dieser Veränderungsprozess erst recht deutlich (Tab. 2): 1950 heizten die Deutschen ihre Wohnungen mit Kohle (74 % der Endenergie) und betrieben damit noch Dampfheizer. 1988 ist die Kohle bei knapp 8 % der Endenergie angelangt, die wichtigsten Endenergieträger sind Heizöl (22 %), Treibstoff (27,5 %), Gas (21 %) und Strom. Interessant ist die Entwicklung des Stromverbrauchs: von knapp 5 % (1950) steigt der Anteil



Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Öle	Gase	Aqua (*)	Kernbrennstoffe	Rest	Summe
1950	73,0	15,2	4,6	0,1	5,0	0,0	2,1	100,0
1955	71,9	14,9	8,5	0,3	3,3	0,0	1,1	100,0
1960	60,8	13,8	20,9	0,5	3,1	>0,0	0,9	100,0
1965	43,2	11,3	40,5	1,4	2,6	>0,0	0,9	100,0
1970	28,8	9,1	52,7	5,5	2,5	0,6	0,8	100,0
1975	19,1	9,9	52,2	14,2	2,2	2,0	0,4	100,0
1980	20,0	10,0	45,1	16,5	1,9	3,7	2,7	100,0
1985	20,8	9,4	39,4	15,5	1,5	10,7	2,7	100,0
1988	19,3	8,1	40,2	16,2	1,5	12,0	2,6	100,0
<b>2009</b>	<b>11,1</b>	<b>11,2</b>	<b>34,5</b>	<b>21,9</b>	<b>8,9 (**)</b>	<b>11,0</b>	<b>1,4</b>	<b>100,0</b>

Tab. 1: Primärenergieverbrauch der westlichen Bundesrepublik Deutschland (in %); 2009: heutige Bundesrepublik;

(\*) Aqua = Wasserkraft + Stromaußenhandelsaldo; (\*\*) nur Erneuerbare Energien; Quelle: AG Energiebilanzen

Table 1: Primary energy consumption of the western Federal Republic of Germany (in %); 2009: present-day Germany;

(\*) Aqua = hydroelectric power + electricity power balance of trade, (\*\*) renewable energy only; Source: AG Energiebilanzen

Jahr	Kohlen <sup>a</sup>	davon Braunkohle	Öle	Treibstoffe <sup>b</sup>	Gase <sup>c</sup>	Fernwärme	Strom	Rest	Summe
1950	74,3	11,5	0,6	4,4	9,2	0,5	4,8	6,2	100,0
1955	69,2	10,7	2,5	7,2	11,0	0,5	6,0	3,6	100,0
1960	53,6	9,3	12,8	11,1	11,0	1,1	8,0	2,3	100,0
1965	34,3	6,0	29,4	15,2	8,8	1,4	9,1	1,7	100,0
1970	19,5	3,2	38,3	17,7	11,2	1,9	10,6	0,7	100,0
1975	11,0	1,5	36,9	20,9	15,6	1,9	13,3	0,4	100,0
1980	9,8	1,2	30,3	23,1	19,0	2,2	14,8	0,8	100,0
1985	9,9	1,2	24,3	24,5	20,7	2,6	16,6	1,3	100,0
1988	7,8	0,8	22,3	27,5	21,4	2,5	17,3	1,2	100,0
<b>2009</b>	<b>4,1</b>	<b>0,9<sup>d</sup></b>	<b>10,3</b>	<b>28,4</b>	<b>25,1</b>	<b>5,1</b>	<b>20,5</b>	<b>6,5</b>	<b>100,0</b>

Tab. 2: Endenergieverbrauch, westliche Bundesrepublik Deutschland (in %), 2009: heutige Bundesrepublik

<sup>a</sup> Summe Steinkohle + Braunkohle; <sup>b</sup> Diesel, Benzin, Kerosin; <sup>c</sup> incl. Naturgase, <sup>d</sup> incl. Staub- und Trockenkohle; Quelle: AG Energiebilanzen

Table 2: Final Energy Consumption, western Federal Republic of Germany (in %), 2009: present-day Germany

<sup>a</sup> sum of coal + lignite; <sup>b</sup> diesel, gasoline, kerosene; <sup>c</sup> incl. natural gas, <sup>d</sup> including dust coal and dry coal; Source: AG Energiebilanzen

der Elektrizität an der Endenergie auf 17 % (1988). Für Deutschland im Jahr 2009 liegt der Wert bei knapp 21 %. Gerade unter dem Aspekt des Ausstiegs aus dem Atomstrom bedarf dieser Entwicklungsgang näherer Betrachtung.

Diese gewachsenen Strukturen des Primär- wie des Endenergieverbrauchs prägen auch das Energiesystem der Bundesrepublik von 2009. Bemerkenswert ist der Anstieg der Erneuerbaren Energien auf über 8,9 % des Primärenergieverbrauchs; ihr Beitrag zur Endenergie liegt bei 5,3 % (AG Energiebilanzen).

## Strom als universaler Energieträger

„Verbraucher wollen keine Energie ‚an sich‘, sondern sie wollen Energiedienstleistungen, ...“ (EK, S. 42). Die Energie-

wandlung und ihre Bereitstellung für den industriellen und individuellen Verbrauch sind nicht einfach ein Schlüsselsektor der technischen Struktur unserer Gesellschaft. Energie ist das Rückgrat der materiellen Entwicklung der Produktion, ein universal genutztes Produktionsinstrument, das weder in Form noch in Menge ersetzbar ist. Nicht nur die moderne Industrie hängt von der Energie ab, Energie ist auch die Basis für die Nutzung von Haushaltsgeräten, Freizeiteinrichtungen und den Verkehr. Der Energiesektor ist daher als Teil der Infrastruktur von zentraler Bedeutung für die Wirtschaft und das private Leben. Jede Energienutzung setzt eine ganz bestimmte Bereitstellung von Energie voraus (Ossing et al., 1991).

Der mit dem Begriff „Wirtschaftswunder“ bezeichnete Veränderungsprozess der alten Bundesrepublik von einer eher monostrukturierten, von Kohle, Stahl und Landwirtschaft gepräg-

ten Gesellschaft zur heutigen exportorientierten Wirtschaftsnation mit ihren vielfältigen Waren- und Dienstleistungssektoren erforderte einen grundsätzlichen Wandel im Energiesystem. Die klassischen Energieträger Stein- und Braunkohle waren im Endenergiesektor nicht flexibel genug einsetzbar. Die Elektrizität als Energieform besitzt gerade die hier erforderliche vielseitige Nutzbarkeit. Insofern drückt der oben beschriebene Zahlenwert des Stromanteils an der Endenergie von 21 % als rein quantitative Angabe die Bedeutung der Elektrizität für moderne Gesellschaften nur unvollständig aus.

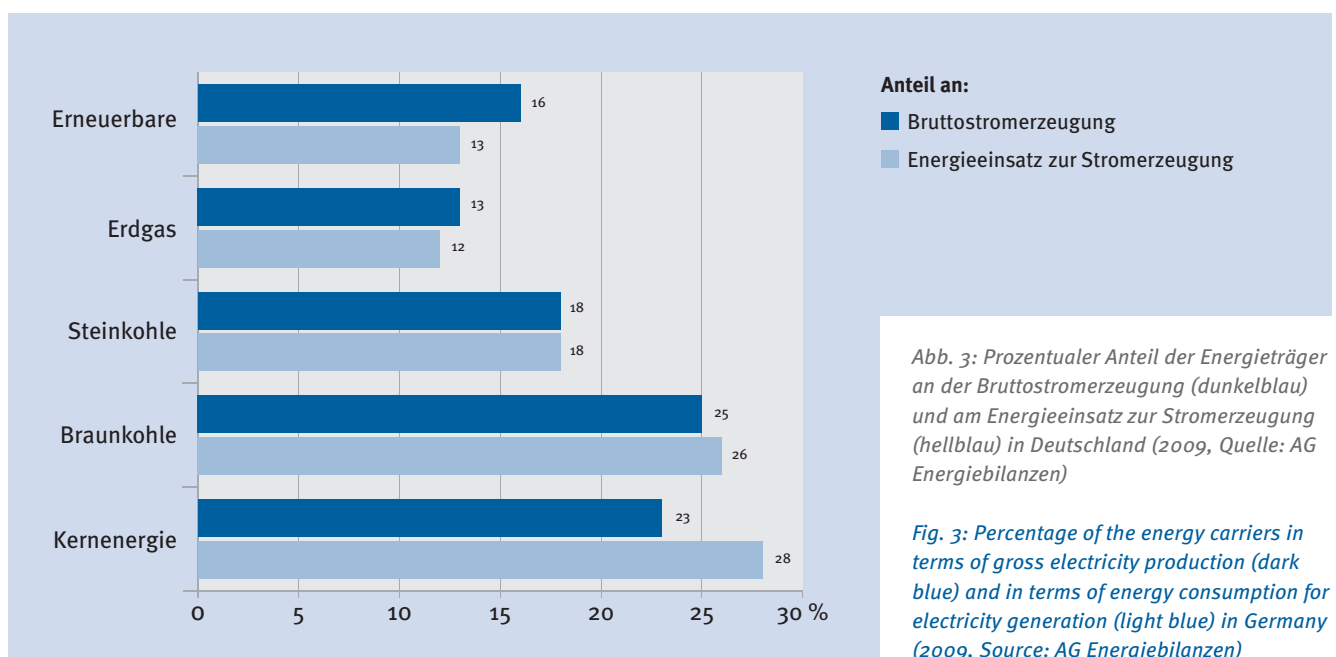
Gerade der Rückblick auf die Entwicklung Deutschlands seit dem Zweiten Weltkrieg zeigt: Unsere technische Zivilisation ist ohne Elektrizität nicht denkbar. Vom Kühlschrank über industrielle Fertigungsstraßen und öffentliche Servicebereitstellungen bis zum computergesteuerten Verkehr ist unser gesamtes Alltagsleben und unsere technische Infrastruktur von elektrischen Anlagen und Geräten abhängig, welche die komplexen Abläufe einer hoch industrialisierten Gesellschaft erst möglich machen. Damit ist der Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernenergie nicht nur ein entscheidender Einschnitt in das Gesamtsystem der Energieversorgung, sondern auch ein tiefer Eingriff in die Grundstrukturen unserer Gesellschaft: „Der zu bildende Konsens muss langfristig Bestand haben und den Blick auf eine Energieversorgung richten, die schnellstmöglich auf Kernenergie verzichtet und Deutschlands Wege in eine nachhaltige Entwicklung sowie zu neuen Wohlstandsmodellen befördert.“ (EK, S. 22)

Betrachtet man den Stromverbrauch Deutschlands im Jahr 2009, so stehen für den elektrischen Endenergieverbrauch 1783 PJ zur Verfügung. Davon gehen 720 PJ (41 %) in die indus-

trielle Verwendung, 1006 PJ (56 %) in die Privaten Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. Die restlichen, verschwindenden 57 PJ (3 %) nutzt der Verkehr. Gerade diese letzte Zahl wird sich jedoch deutlich verändern, wenn die Vorschläge der EK nach Ausbau der Elektromobilität unter den Gesichtspunkten der Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Elektrizitätsspeicherung umgesetzt werden.

Woher kommt der Strom? Insgesamt wurden nach Angaben der AG Energiebilanzen 2009 zur Stromerzeugung 5205 PJ an Primärenergie eingesetzt, davon waren 1472 PJ (28 %) Nuklearbrennstoffe. Das entspricht etwa dem Anteil der Braunkohle (1369 PJ, 26 %), gefolgt von der Steinkohle (923 PJ, 18 %) und Gasen (614 PJ, 12 %). Die Erneuerbaren Energien liegen ebenfalls in dieser Größenordnung (662 PJ, 13 %).

Zum Ersatz der Kernenergie schlägt die EK den Bau moderner fossiler Kraftwerke als Übergangsphase auf dem Weg zur vollständigen Nutzung nachhaltiger Energieträger vor, mit der deutlichen Maßgabe: „Der Ausstieg aus der Kernenergie darf nicht zu Lasten des Klimaschutzes gehen.“ (EK, S. 81) Wege dazu bestehen in der Ablösung der Kohleverstromung durch die verstärkte Nutzung von Gaskraftwerken sowie den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Auch die Nutzung der CCS- und CCU-Technologien (Carbon Capture and Storage bzw. Carbon Capture Utilization) gehört zu diesem Instrumentarium (vgl. dazu den Beitrag von Kühn et al. in diesem Heft). Die oben genannten Zahlen werden sich also deutlich verschieben müssen. Das wiederum setzt nicht nur verändertes Konsumentenverhalten, sondern auch eine neue Investitionsplanung der Energieunternehmen voraus. Alte Kohlekraftwerke mit niedrigem Wirkungsgrad müssen dazu vom Netz genommen werden, aber



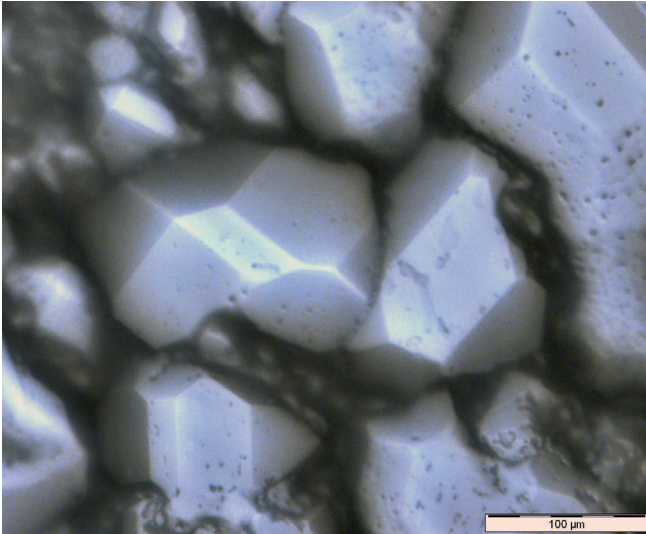


Abb. 4: Methan als Gashydrat (oben: synthetisiert im Laborversuch am GFZ; vgl. dazu den Beitrag von Schicks et al. in diesem Heft) und als Shale Gas sind noch weitgehend ungenutzte Energieressourcen. Ihre geologische Erforschung und die Entwicklung umweltgerechter Fördermethoden müssen weiter vorangetrieben werden.

Fig. 4: Methane as a gas hydrate (above: synthesized in a lab experiment at the GFZ; see the article by Schicks et al. in this issue) and as shale gas are still largely untapped energy resources. Its geological exploration and the development of environmentally sound production methods must be continued.

im Sinne der Effizienzsteigerung sollten die „derzeit im Bau befindlichen oder planungsrechtlich zugelassenen Gas- und Kohlekraftwerke [...] ans Netz gebracht werden.“ (EK, S. 84)

### Energieeffizienz: Schließen der Lücke

„Die effiziente Stromnutzung steht erst in ihren Anfängen“ (EK, S. 65); was hier vom Endenergieträger Strom formuliert wird, gilt für weite Bereiche unseres Energiesystems. Wir hatten gesehen, dass etwa ein Viertel der eingesetzten Primärenergie durch Umwandlungsverluste verloren geht. Zudem kommt bei der Umwandlung der Endenergie in Nutzenergie für Energiedienstleistungen nur noch etwa die Hälfte der Endenergie beim Endnutzer an. Von der eingesetzten Primärenergie wird letztlich nur ein Drittel tatsächlich genutzt. In Zahlen heißt das: von den 13 398 PJ Primärenergie gehen rund 8900 PJ verloren. Energieeffizienz bedeutet, diese riesigen Verluste deutlich zu reduzieren (vgl. dazu auch Fratzscher/Stephan, 2000).

Die Ansatzpunkte ergeben sich aus dem Energieflussbild: einerseits muss die Nutzung der Primärenergie effizienter werden, zum anderen ist im Energieverbrauch der Endnutzer noch ein gewaltiges Sparpotential enthalten. „In der Vergangenheit hat die Energiepolitik den Schwerpunkt im Wesentlichen auf das Angebot gelegt. Jetzt kommt es darauf an, die Nachfrageseite mit gleicher Priorität anzugehen. [...] Effizienzpotentiale (sind) die Ressource der Zukunft.“ (EK, S. 65f)

Es zeigt sich, dass auch die Energieeffizienz der Kernkraft nicht optimal ist: der nukleare Energieeinsatz beträgt 28% der zur Stromerzeugung eingesetzten Energie. Zur Brutto-Stromerzeugung in Deutschland tragen die AKW aber nur mit 23% bei. Gase und Erneuerbare Energien schneiden hier prozentual besser ab (Abb. 3). Beim Lückenschluss durch das Abschalten

der AKW kommt dem „Erdgas [...] die tragende Funktion zu. [...] Erdgas ist der CO<sub>2</sub>-ärmste fossile Energieträger [...]“ (EK, S. 82) und, wie sich hier zeigt, auch ein effizienter. Das Erdgas hat für die Übergangsphase also eine wichtige Funktion. Deutschland produzierte 2009 lediglich 13% seines Erdgasbedarfs selbst. Die Auffindung und Nutzung von unkonventionellen Erdgasquellen (Shale gas) kann in Europa zu einer Steigerung der zur Verfügung stehenden Methanmengen beitragen. Dafür sind aber die geologische Erforschung und die Entwicklung umweltgerechter Fördermethoden voranzutreiben (vgl. dazu den Beitrag von Horsfield et al. in diesem Heft).

Zwar sind die Erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung bereits sehr effizient, aber im Gesamtbild des Energieflusses spielen sie mit 8,7% Anteil am Primärenergieverbrauch und knapp 6% Teilhabe am Endenergieverbrauch immer noch eine Randrolle. Sie werden aber bereits jetzt „weltweit [...] als Erfolgsgeschichte angesehen. Das Wachstum ihrer Strombereitstellung in den letzten 20 Jahren ist beachtlich.“ (EK, S. 75). Gerade ihre hohe Flexibilität und Zielgenauigkeit werden als wesentliche Elemente der Innovation im Energiesektor betrachtet. Die EK verweist aber auch auf die Probleme, die bei den Erneuerbaren Energien noch zu bewältigen sind; dazu gehören insbesondere die Verbesserung bzw. Neuentwicklung von Energiespeichertechnologien, die ausgewogene Balance zwischen zentraler und dezentraler Energieversorgung und die damit zusammenhängende Notwendigkeit des Neubaus einiger Tausend Kilometer von modernen Hochspannungsleitungen (EK, S. 65-90).

Speziell für die Geothermie gilt, dass ihr Potential noch völlig brachliegt: als Stromerzeuger taucht sie mit 0,1008 PJ (= 0,028 TWh) in der Energiebilanz gar nicht auf. Ihr Beitrag zur Wärmeversorgung liegt bei zu vernachlässigenden 18 PJ (~ 0,1 % des Primärenergieverbrauchs), im Wesentlichen ist dieses oberflächennahe Geothermie. Allerdings gibt es hier



Abb. 5: Die GFZ-Bohranlage InnovaRig beim Abteufen einer Geothermiebohrung in Dürrenhaar/Bayern

Fig.5: The GFZ drill rig system InnovaRig sinking a geothermal well in Dürrenhaar, Bavaria

eine positive Entwicklung: hatten im Jahr 2000 lediglich 0,8 % der neu gebauten Wohnungen eine Wärmepumpe, so stieg dieser Wert auf fast 24 % im Jahr 2009 (AG Energiebilanzen; UBA 2011). Insgesamt aber gilt für die Erdwärme, dass ihr riesiges Potential für die Wärme- und Elektrizitätsversorgung noch weitgehend ungenutzt ist; hier besteht Nachholbedarf (vgl. dazu den Beitrag von Huenges in diesem Heft).

## In eine innovative Zukunft

Der Blick in die Energiebilanzen der Bundesrepublik unterfüttert die anstehende Energiewende mit klaren Zahlen. Dass das derzeitige Energiesystem eines grundlegenden Umbaus bedarf, ist längst bekannt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind dabei nur der eine Aspekt, der viel schwerer wiegende Gesichtspunkt ergibt sich durch den Blick auf die Ressourcen der Zukunft. Kohle wird noch lange Zeit vorhanden sein, Peak Oil, also der Zeitpunkt des globalen Ölfördermaximums, kann heute bereits erreicht sein – klar ist jedenfalls, dass die aufstrebenden

Schwellenländer ihre Ansprüche auf die Rohstoffe und deren Nutzung bereits anmelden und das in Zukunft auch verstärkt weiter tun werden.

Die Lösung des Energieproblems kann daher langfristig nur global stattfinden und wird letztlich auf Nachhaltigkeit orientieren müssen. „Der Blick in die Vergangenheit läßt erkennen, daß der Übergang zu einem neuen Energiesystem von strategischer Bedeutung für die gesellschaftliche Entwicklung war.“ (Sieferle, S. 15). Dieser bereits 1982 geäußerte Gedanke hat Aktualität: wir stehen möglicherweise an der Schwelle zu einer grundlegenden Umgestaltung unseres (globalen) Energiesystems. „Dies ist eine große Chance, umfasst aber auch Herausforderungen. Die internationale Gemeinschaft verfolgt mit großem Interesse, ob es Deutschland gelingt, den Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zu schaffen.“ (EK, S. 11) Deutschland befindet sich im Bereich nachhaltiger Technologien und Verfahren anerkannt im globalen Spitzenfeld. Die Ethik-Kommission sieht daher „Deutschland in der ganzen Breite der Gesellschaft längst auf dem Weg in eine Zukunft, die die Nutzung der Kernkraft verzichtbar macht. [...] Ein zunehmend größerer Teil der Unternehmen richtet seine Geschäftsfelder auf das nachhaltige Wirtschaften aus. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie gibt ihr viele weitere Chancen.“ (ebd., S. 12) Diese Perspektive geht weit über die Grenzen Deutschlands hinaus.

## Literatur

- AG Energiebilanzen: „Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland“; <http://www.ag-energiebilanzen.de/> Daten; Berichte
- BMVBS Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (Hrsg., 2011): „Verkehr in Zahlen 2010/2011“, Hamburg
- Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung (EK, 2011): „Deutschlands Energiewende – Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft“; Bericht an die Bundeskanzlerin, Berlin, 30. Mai 2011, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/05/2011-05-30-bericht-ethikkommission.html>
- Fratzscher, W., Stephan, K. (Hrsg., 2000): „Strategien zur Abfallenergieverwertung. Ein Beitrag zur Entropiewirtschaft“, Forschungsbericht der Interdisziplinären Arbeitsgruppe der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften, Braunschweig/Wiesbaden
- Ossing, F., Polster, W., Thomasberger, C., Voy, K. (1991): „Innere Widersprüche und äußere Grenzen der materiellen Lebensweise - Aspekte der ökologischen Entwicklung“, in: Voy, K., Polster, W., Thomasberger, C. (Hrsg.): „Gesellschaftliche Transformationsprozesse und materielle Lebensweise. Beiträge zur Wirtschafts- und Gesellschaftsgeschichte der Bundesrepublik Deutschland (1949-1989)“, Bd. 2, Marburg
- Sieferle, R. P. (1982): „Der unterirdische Wald. Energiekrise und Industrielle Revolution“, München
- UBA Umweltbundesamt (2011): „Daten zur Umwelt“: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodent=2700> Energie
- Statistisches Bundesamt (Hrsg., 2011): „Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Transportleistung und Energieverbrauch im Straßenverkehr 2000 – 2008; Ausgewählte Ergebnisse zum Methodenbericht“, bearb. H. Mayer, P. Fehrentz

# Geo-Energie: Konventionelle und unkonventionelle fossile Ressourcen

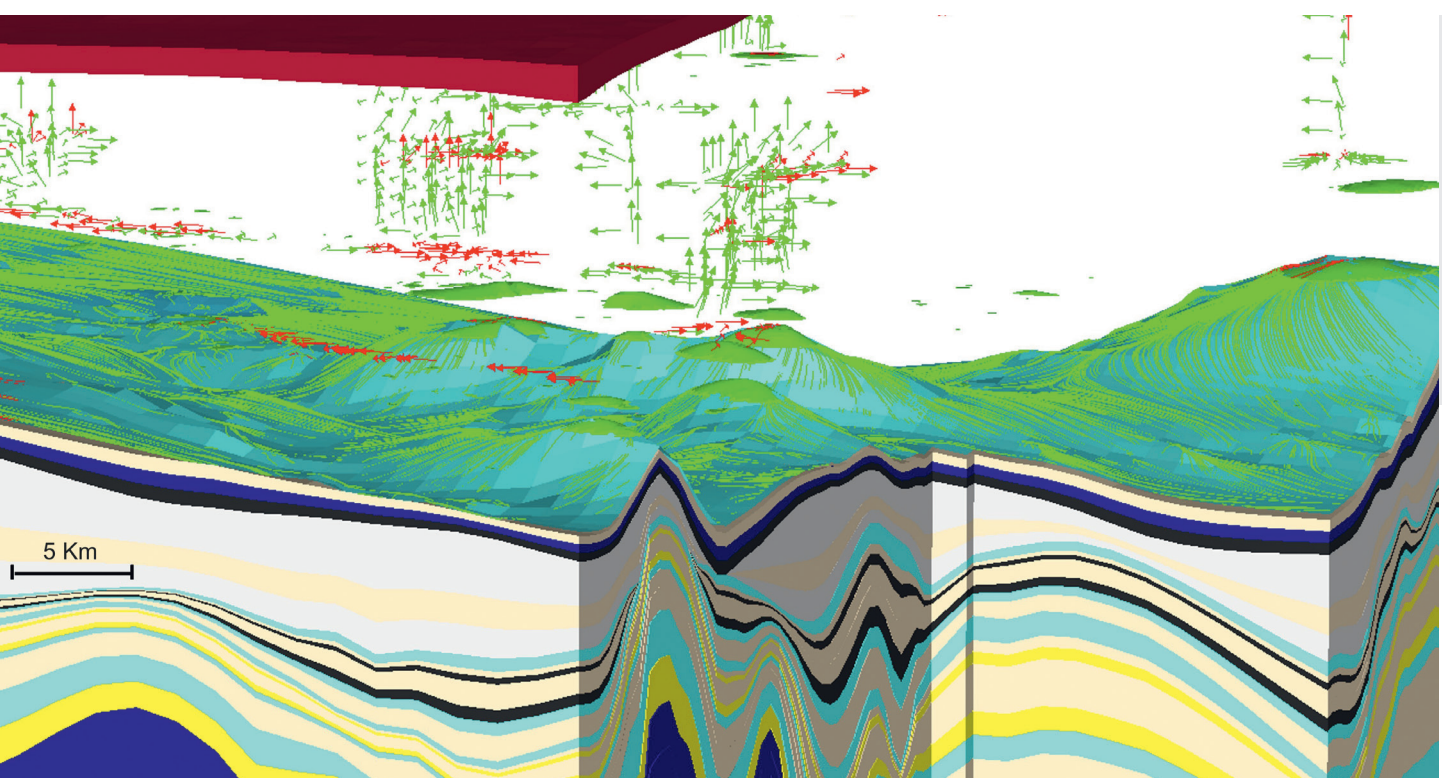
Brian Horsfield, Rolando di Primio, Hans-Martin Schulz  
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

*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

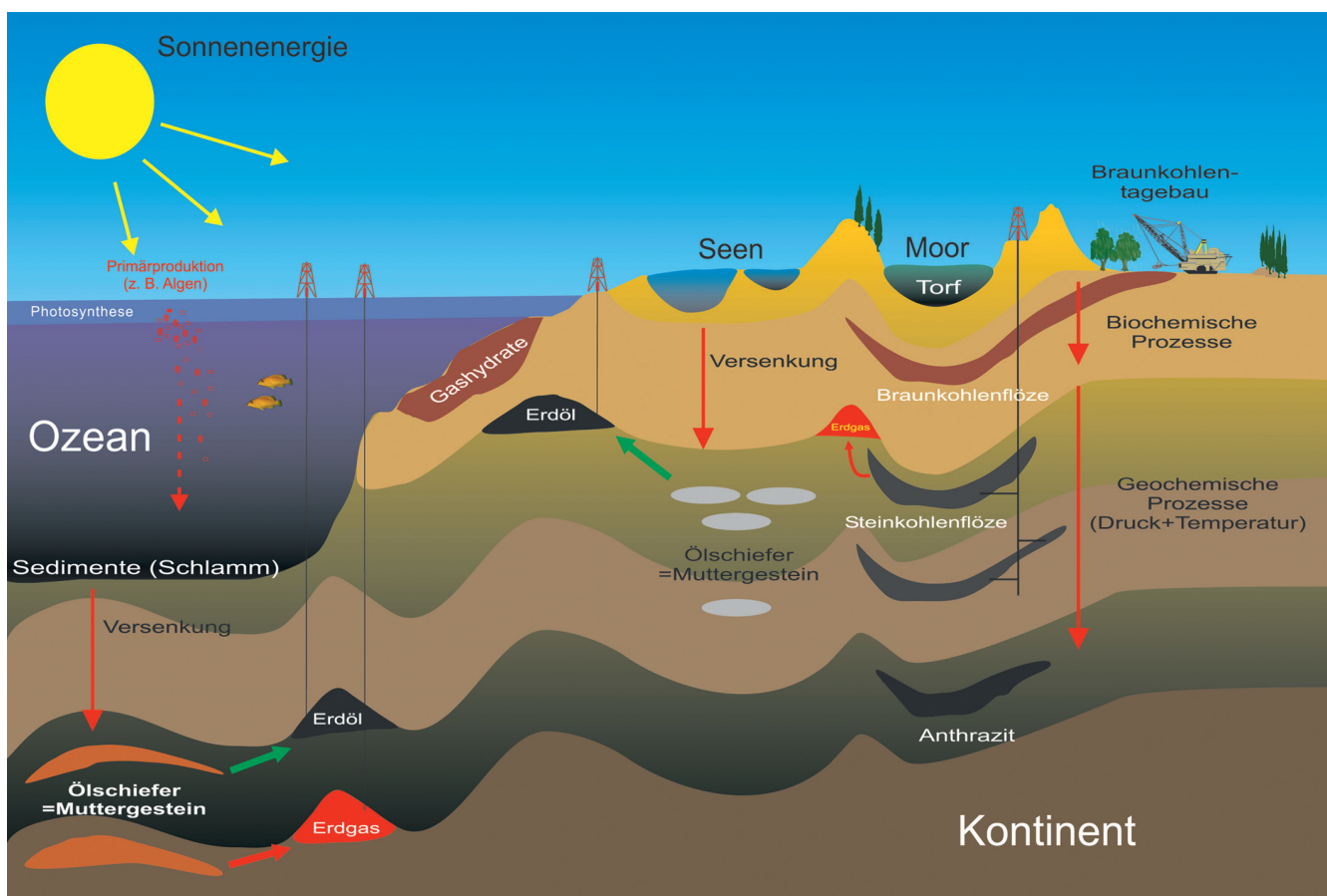


Abb. 1: In Meeren wandelt sich das abgelagerte organische Material im Lauf von Jahrmmillionen in makromolekulare Strukturen, das Kerogen, um. Bei ausreichendem Druck und Temperaturen über 100 °C bildet sich Erdöl und Erdgas, das durch poröses Gestein wandert und sich zu Lagerstätten anreichert.

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  $\text{CO}_2$  freisetzt. Deshalb wird zurzeit überlegt, die Forschungsförderung der Europäischen Union auf die Erforschung der Entstehung und Ausbeutung konventioneller und unkonventioneller Gaslagerstätten auszuweiten.

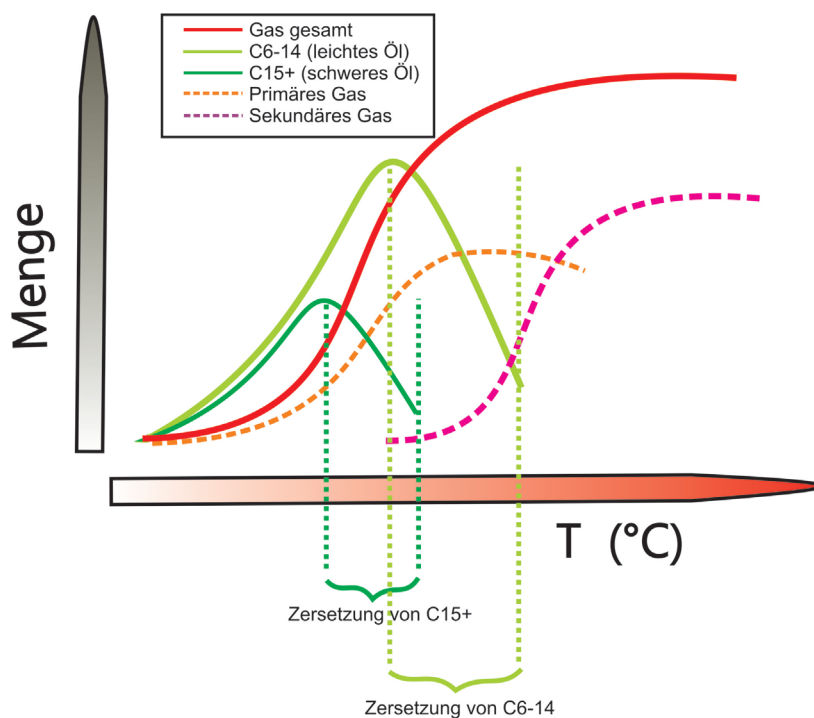


Abb. 2: Genese und Zersetzung von Kohlenwasserstoff-Komponentengruppen (primäres und sekundäres Gas, leichtes (C6-14) und schweres (C15+) Öl) unter experimentellen Bedingungen. Durchgezogene Linien zeigen gemessene Konzentrationen, gestrichelte Linien errechnete Konzentrationen.

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).

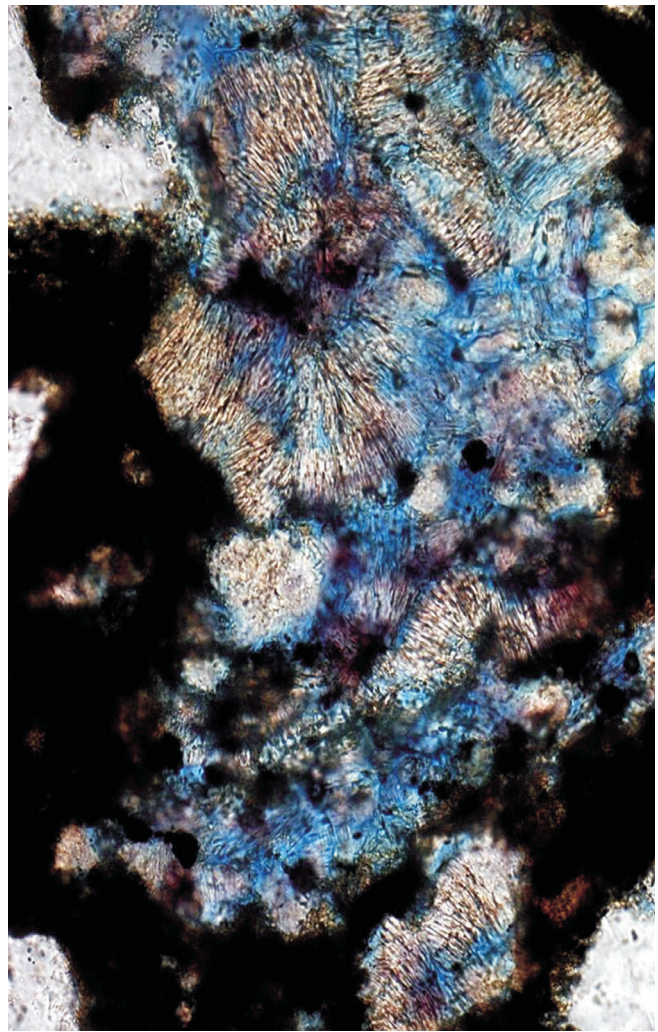


Abb. 3: Kaolinit in ölgefülltem Porenraum einer Sandsteinprobe aus einer Erdöllagerstätte im Haltenbanken-Gebiet, offshore Norwegen (durchlichtmikroskopische Aufnahme eines Dünnschliffs). Die Ausfällung von Kaolinit ist eine Folge der Veränderung des chemischen Milieus auf Grund des biologischen Abbaus 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 (C<sub>6-14</sub>) und schweres Öl (C<sub>15+</sub>) 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

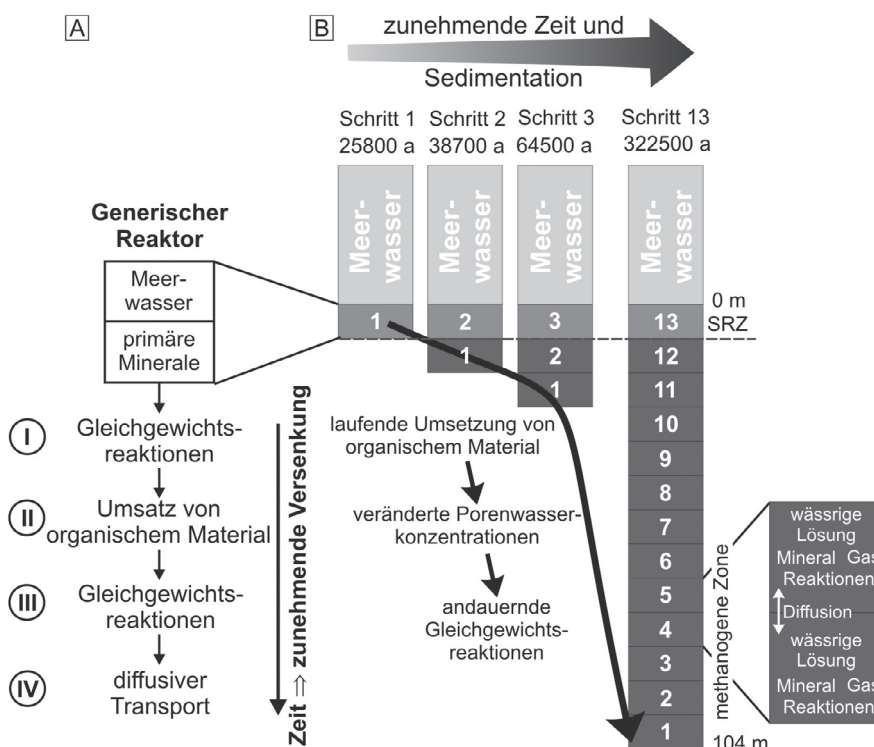


Abb. 4: Berechnungsschema zur Bildung biogenen Methans mit dem Programm PHREEQC. Bei jedem Zeitschritt werden Gleichgewichtsreaktionen auf Einzelzellebene berechnet, in dem in jeder Zelle die vorhandene Mineralzusammensetzung und das Porenwasser in ein chemisches Gleichgewicht gebracht wird. Danach wird 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. m<sup>3</sup> (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-

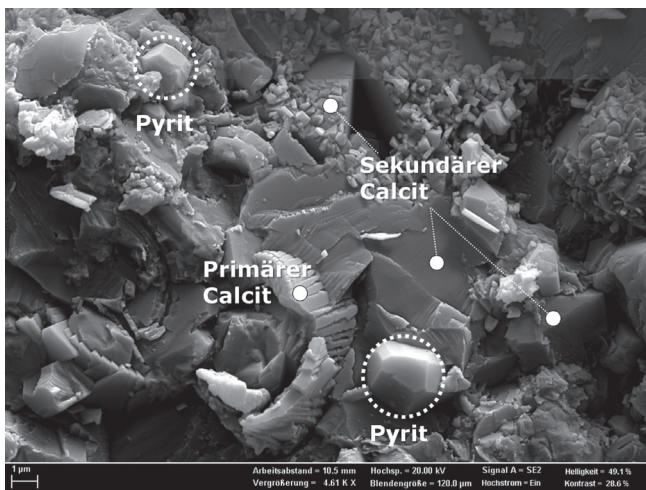


Abb. 10: Mineralische Neubildungen (hier: Pyrit und sekundäres Karbonat) verleihen einem möglichen Gas Shale die nötige mechanische Stabilität, um es hydraulisch aufbrechen zu können.

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

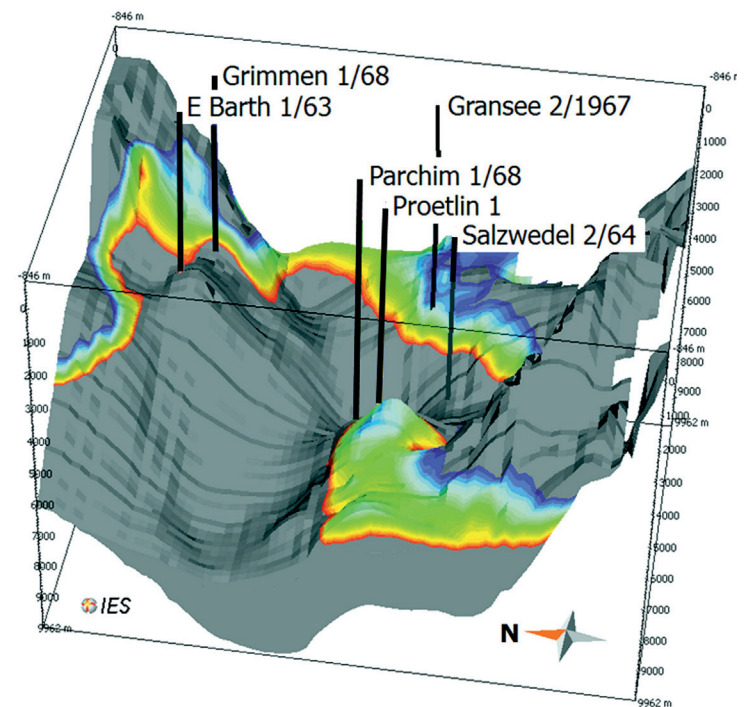


Abb. 11: Tiefenlage des Oberkarbons in Nordost-Deutschland (grau). Blaue Farben zeigen eine thermische Reife von 1,2 % Vitrinitreflexion (Beginn thermischer Gasbildung), rote Farben verweisen auf 2,5 % Vitrinitreflexion (Ende der wesentlichen thermischen Gasbildung).

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).

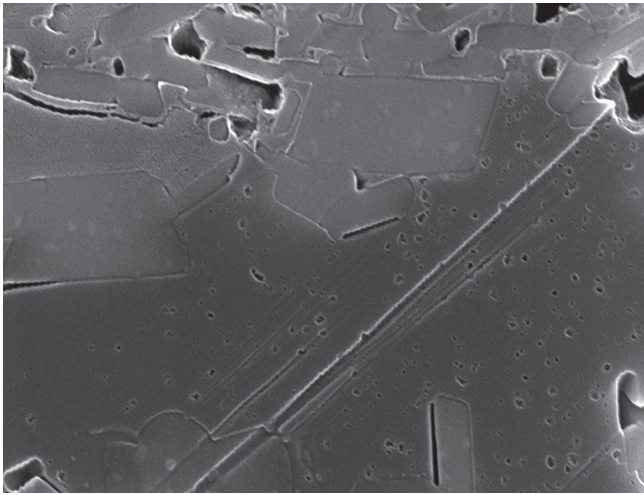


Abb. 12: Nanometer-große Poren werden in Gas Shales dann gebildet, wenn Pyrobitumina thermisch zersetzt werden. Diese Poren können freie Methangasphasen beinhalten und ein kontinuierliches Netzwerk an Wegsamkeiten bilden, entlang derer das Gas desorbieren kann. Raster-elektronenmikroskopische Aufnahme.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

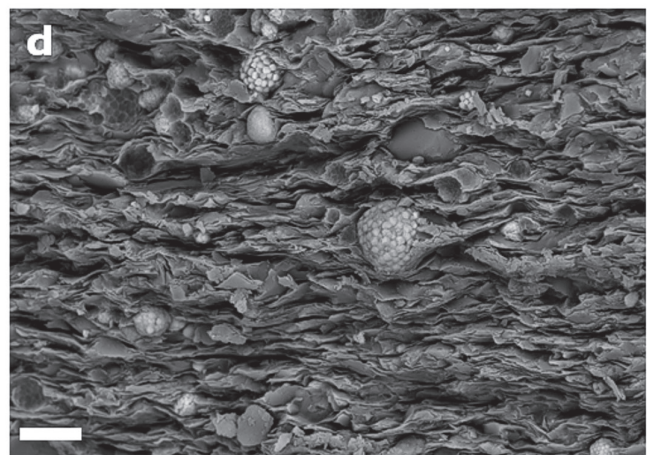
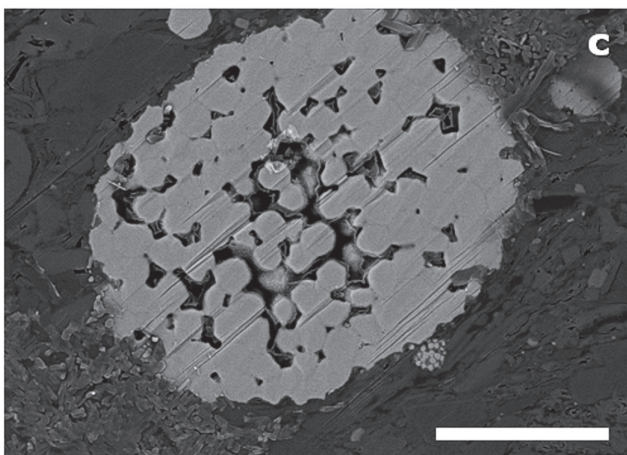
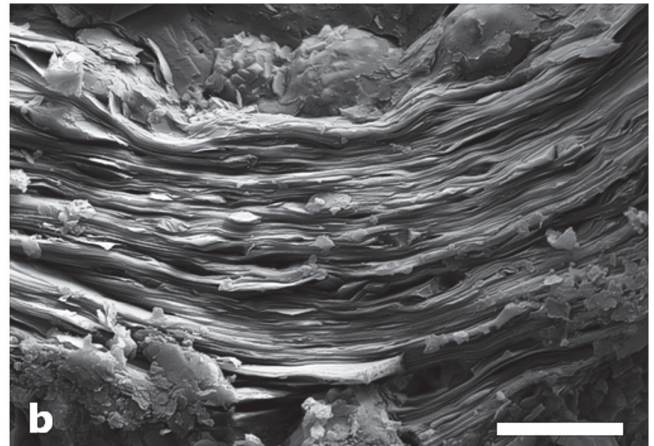
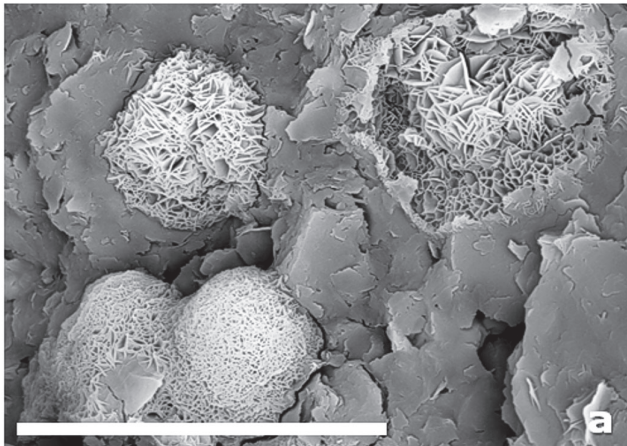


Abb. 13: Gas Shales sind im Allgemeinen dichte Gesteine (b, d), jedoch kann Porosität auch in der Mineralmatrix auftreten (a, c). Rasterelektronenmikroskopische Aufnahmen. Die Balkenlänge in den einzelnen Bildern entspricht 10 Mikrometern.

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 CO<sub>2</sub>-Speicherung. Hydraulisch aufgebrochene Gas Shales können auch aufgrund ihrer hohen Adsorptionskapazitäten gegenüber Gasphasen als potenzielle CO<sub>2</sub>-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](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.

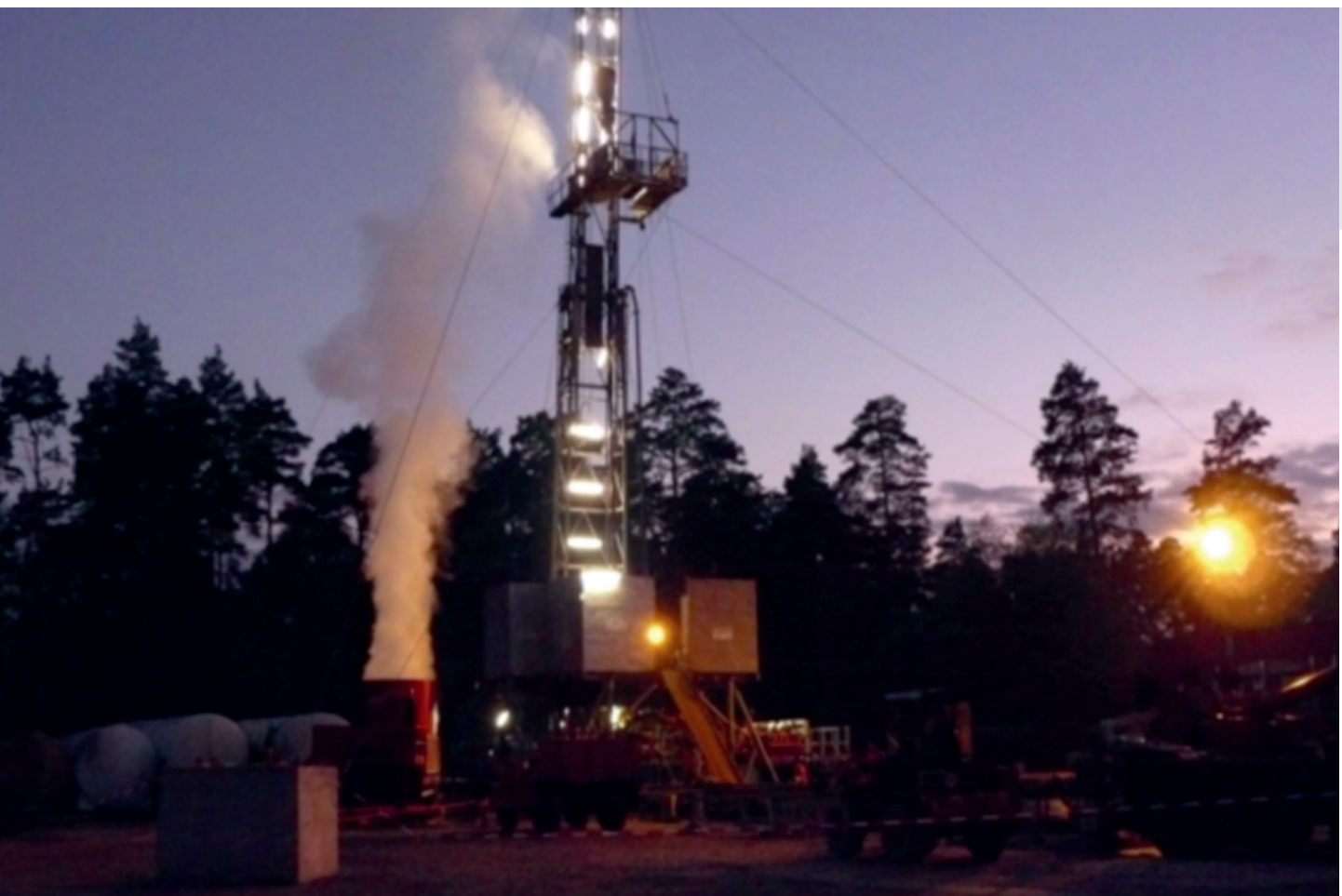
# Forschungsplattform Groß Schönebeck

Technologieentwicklung für eine effiziente Wärme- und Strombereitstellung aus tiefer Erdwärme

Ernst Huenges

Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

*The increased demand for a base-load energy supply from renewable sources and ambitious climate protection goals brought up the challenge of integrating deep geothermal energy as a key element in the future energy mix. Research is needed with regard to exploration, development and productivity-enhancing methods to achieve a reliable and economic plant operation. The complexity of geothermal systems has to be considered using a holistic approach taking into account the whole chain from the development of the reservoir to the provision of kilowatt-hours generated energy. In Central Europe, the so-called Enhanced Geothermal Systems (EGS) comprise the prevailing key technology for geothermal power production. EGS are preferentially applied to rock fabrics that are susceptible to artificial stimulation to improve permeability and increase rock capacity for convective heat exchange. The GFZ runs a major test site for the development of geothermal technologies in Groß Schönebeck, northeast of Berlin. This research platform is designed as a modular system to facilitate both heat and energy supply and the parallel testing of various experimental approaches under in situ conditions. It is unique in the world, as it represents the first 4.400 m deep geothermal borehole doublet giving access to low porous sediments. Results obtained under these conditions open up a perspective for the application of respective technologies worldwide.*





Das weltweit verfügbare technische Potenzial geothermischer Stromerzeugung wird in dem im Mai 2011 publizierten Special Report Renewable Energy Sources (SRREN) des Weltklimarats IPCC (Edenhofer et al., 2011) auf 100 bis 1000 EJ/Jahr und das für geothermische Wärmebereitstellung auf 50 bis 500 EJ/Jahr geschätzt. Dem steht ein weltweiter Bedarf an Elektrizität von 61 EJ und an Wärme von 164 EJ im Jahr 2008 gegenüber.

Bei dem aktuellen Stand der Technologie ist der finanzielle und technische Aufwand zur Erschließung tiefer geothermischer Ressourcen im Vergleich zu fossilen Energieträgern noch mit deutlich höheren Bereitstellungskosten verbunden. Erdwärme zeichnet sich jedoch besonders dadurch aus, dass sie zur Grundlastversorgung geeignet ist. Sie steht, anders als Wind und Sonne, unabhängig von Klima und Jahreszeit kontinuierlich zur Verfügung. Darüber hinaus sind mit geothermischer Energiebereitstellung nur sehr geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden, auch unter Berücksichtigung der energetischen Aufwendungen für den Anlagenbau (Abb.1). Die Erdwärme ist somit nicht nur eine ökologisch sinnvolle, sondern angesichts steigender Erdgas- und Erdölpreise auch eine ökonomisch interessante Alternative.

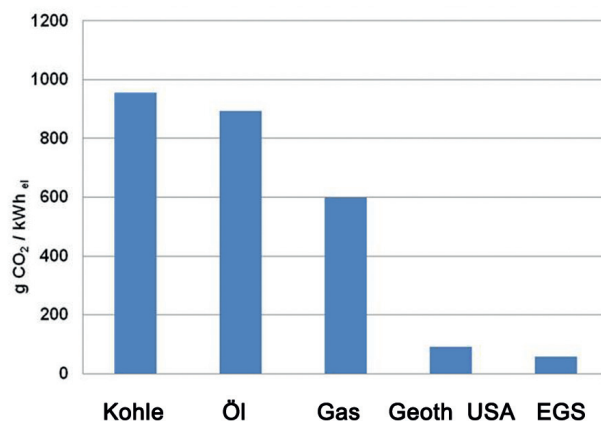


Abb. 1: CO<sub>2</sub>-Emissionen verschiedener Energieträger (Daten kompiliert in Edenhofer et al., 2011). Der Geothermie-Wert (Geotherm\_USA) wurde in hydrothermalen Anlagen mit offenen Systemen bestimmt; der EGS-Wert (Enhanced Geothermal Systems) wurde auf der Basis von Lebenszyklusanalysen berechnet.

Fig. 1: CO<sub>2</sub>-emissions from several energy carriers (data compiled by Edenhofer et al., 2011). Geothermal determine in hydrothermal plants with open systems (Geotherm\_USA) and EGS (Enhanced Geothermal Systems) calculated based on life cycle assessment

Produktionstest im In-situ-Geothermieforschungslabor  
Groß Schönebeck nach Stimulationsarbeiten 2007

Productiontest in the in-situ Geothermal laboratory  
Groß Schönebeck after stimulation treatments 2007

## Energie aus heimischen Quellen

Aus Erdwärme kann Energie in Form von technisch nutzbarer Wärme oder elektrischem Strom bereitgestellt werden (Technologieüberblick in Huenges, 2010). Die geothermische Fündigkeit ist dabei nicht auf vulkanische Gebiete beschränkt. So sind Heißwasser führende Gesteinsschichten, sogenannte hydrothermale Systeme, überall in der Erdkruste verfügbar.

Weltweit werden derzeit mehr als 11 Gigawatt elektrische Leistung aus geothermischen Anlagen bereitgestellt (Goldstein et al., 2011), wobei die Nutzung der Erdwärme in Mitteleuropa noch eine untergeordnete Rolle spielt, hier kann nur Italien bedeutende geothermische Kraftwerke vorweisen, im Jahr 2009 mit einer elektrischen Leistung von 843 MW<sub>el</sub>.

Auch in Deutschland gibt es auf dem Gebiet der geothermischen Strombereitstellung eine positive Entwicklung. Die dazu erforderlichen Wandlungstechnologien wurden in den letzten Jahren entwickelt (Übersicht in Saadat et al., 2010). Die installierte Leistung hat mittlerweile 7 MW<sub>el</sub> erreicht.

In Deutschland eignen sich für die tiefe Geothermie bevorzugt drei Regionen: das Süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken. Es gibt einige Regionen mit hydrothermalen Lagerstätten in Tiefen bis etwa



Kontakt: E. Huenges  
(huenges@gfz-potsdam.de)

3000 m, denen über Tiefbohrungen das meist salzhaltige Wasser entzogen wird. Da dieses Wasser Temperaturen zwischen 60°C und 120°C aufweist, eignet es sich allerdings kaum für eine effektive Produktion von elektrischem Strom und wird daher vorwiegend für die Wärmebereitstellung genutzt. Dazu wird dem Tiefenwasser an der Erdoberfläche mit Wärmeübertragern die Wärme entzogen und in Nah- oder Fernwärmenetze eingespeist. In diesen Temperaturbereichen bietet sich eine Vielzahl von Nutzungsmöglichkeiten an: Heizzentralen, die Nah- und Fernwärme für Wohngebiete und Industrieenanwendungen bereitstellen sowie Haushalte und Kleinverbraucher versorgen. Auch für die direkte Nutzung der Thermalwässer als Heil- und Badewasser gibt es in Deutschland Beispiele.

Ab 4000 m Tiefe stößt man im Untergrund häufig auf über 150°C heiße Gesteinsformationen. Sie enthalten das bei weitem größte Reservoir an geothermischer Energie, das derzeit technisch zugänglich und auch für die Stromerzeugung geeignet ist.

Hohe Zuwachsraten sind in Deutschland besonders in der geothermischen Wärmebereitstellung zu verzeichnen. Seit 2008 wurde mehr als ein Gigawatt installiert, wovon sich 160 MWth auf große Geothermieanlagen verteilen (Abb. 2). Einige Gemeinden in Süddeutschland nutzen heißes Wasser aus der Tiefe für die zentrale Wärmeversorgung, so z. B. in Erding, Pullach und Unterschleißheim. In Mecklenburg-Vorpommern tragen geothermische Anlagen bereits seit den 90er Jahren zur Wärmeversorgung bei.

Auch der Untergrund von Berlin bietet potenzielle Nutzhorizonte für geothermische Energiebereitstellung (Abb. 3). Im März 2011 fanden seismische Messungen auf dem Gelände des ehemaligen Tempelhofer Flughafens im Auftrag der GASAG und unter wissenschaftlicher Begleitung des Deutschen GeoForschungsZentrums GFZ statt. Sie liefern Informationen zur geologischen Beschaffenheit des tieferen Untergrunds und sind die Basis für weitere Untersuchungen zur Erkundung des geothermischen Potentials der Metropolenregion Berlin-Brandenburg.

### Entwicklung geothermischer Technologien

Das am *Internationalen Geothermiezentrum* (ICGR) des GFZ koordinierte Programm Geothermische Technologien spiegelt den Anspruch der Helmholtz-Gemeinschaft wider, mit ökonomisch und ökologisch tragbaren Lösungen zu einer sicheren und nachhaltigen Energieversorgung beizutragen.

Geothermische Energiebereitstellung erfordert in der Regel mindestens zwei Bohrungen sowie einen nachhaltigen Thermalwasserkreislauf und eine obertägige Anlage. Übertage wird der Thermalwasserkreislauf geschlossen. Über die erste Bohrung (Förderbohrung) wird das Wasser aus der Tiefe gefördert und nach seiner thermischen Nutzung im Kraftwerk über die zweite Bohrung (Injektionsbohrung) wieder in den Speicher geleitet. Die Energie wird in der Regel über einen

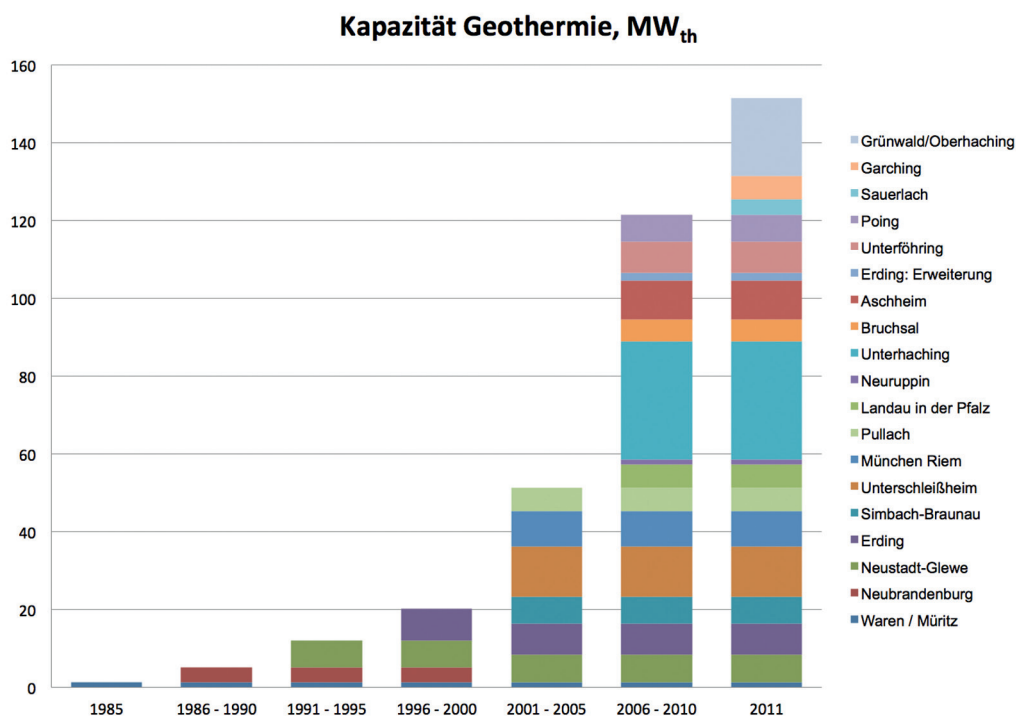


Abb. 2: Wärmekapazität in MWth aus Geothermie in Deutschland mit Bohrungen > 1000 m (Daten laut Auskunft bzw. aus Webauftritt der Betreiber zusammengestellt)

Fig. 2: Capacity of geothermal heat provision in Germany with boreholes > 1000 m (data compiled from webpresentations of operators)

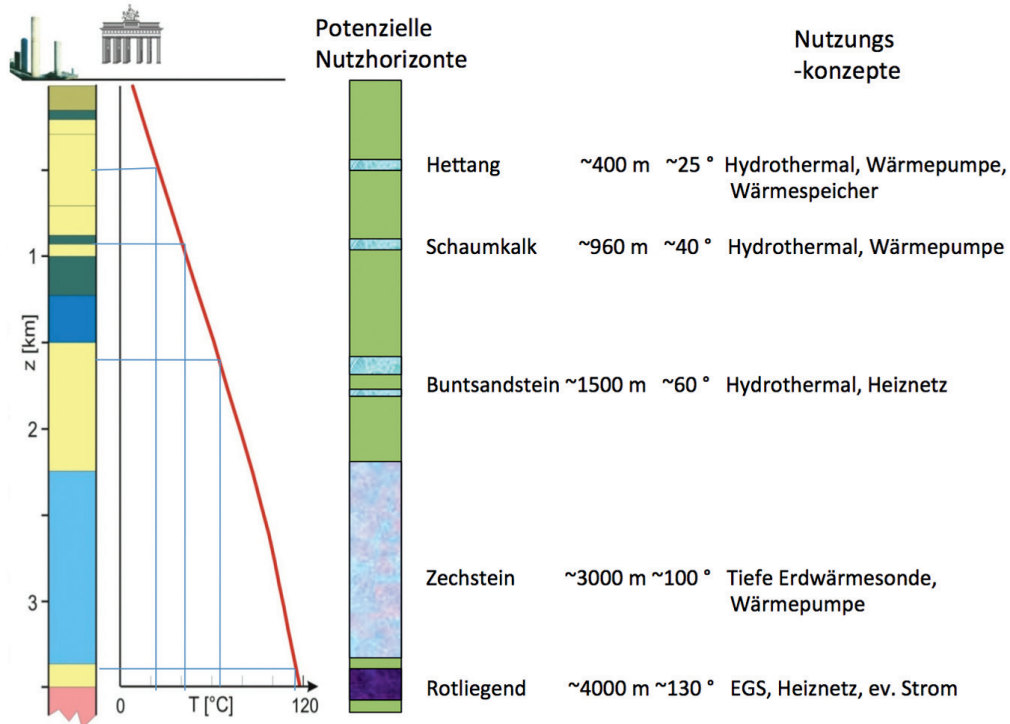


Abb. 3: Untergrund Berlin/Potsdam: (von links nach rechts) Mögliches vereinfachtes lithologisches Profil der Sedimentabfolge bis zum Rotliegendem, mögliche Nutzhorizonte und Nutzungskonzepte (Daten aus der Bohrung Potsdam 13)

Fig. 3: Berlin/Potsdam: (from left to right). Simplified lithological profile with a sequence of sediments down to Rotliegendem, potential horizons for utilisation and concepts for use (data from the well Potsdam 13)

Wärmeübertrager an den jeweiligen Abnehmer weitergegeben und das ausgekühlte Wasser in die Lagerstätte zurückgeführt. Die Nutzung des Untergrunds hängt im besonderen Maß von der effizienten Bewirtschaftung des Reservoirs ab. Dazu muss das Gesamtsystem aus Bohrung und Reservoir im Untergrund qualitativ und quantitativ verstanden werden. Mit diesem Verständnis können die Prozesse in der Bohrung, im bohrlochnahen Bereich sowie im Reservoir kontrolliert und gezielte Maßnahmen zur Produktivitätssteigerung nicht fündiger Bohrungen durchgeführt werden.

Eine solche Maßnahme ist die hydraulische Stimulation, ein in der Geotechnologie seit langem gängiges Verfahren. Sie wird eingesetzt, wenn die natürliche Durchlässigkeit des Gesteins gering, der Wasserdurchsatz zu niedrig und die Fläche für einen effektiven Wärmeaustausch zu klein ist. Durch Stimulation werden künstliche Risse erzeugt und die Wegsamkeiten in den Gesteinen potenzieller Nutzhorizonte damit erhöht. Dabei wird in kurzer Zeit unter hohem Druck ein Fluid, meist Wasser, über eine Bohrung verpresst. Der Druck des Fluids überschreitet die im Gebirge vorherrschenden Spannungen, erweitert vorhandene Risse im Gestein, verbindet sie und erzeugt neue Klüfte.

Falls nötig, wird das Stimulationsfluid zur Sicherung der Rissöffnung mit sogenannten Stützmitteln versetzt, zum Beispiel mit Keramikkugeln von etwa 1 mm Durchmesser (Zimmermann et al., 2011). Diese lagern sich in den Rissen ein und halten sie offen, wenn der Druck nachlässt. Dadurch entsteht ein weit verzweigtes Kluftsystem, das dem Thermalwasser neue Fließwege zur Förderbohrung schafft.

Durch Stimulation werden sogenannte „Enhanced“ oder auch „Engineered Geothermal Systems“ (EGS) zur Wirtschaftlichkeit geführt (Huenges, 2010). Etwa 95% des geothermischen Potentials in Deutschland sind mit dieser Technologie erschließbar. Zu den EGS gehören auch die früher so genannten Hot Dry Rock (HDR)-Systeme. Im Unterschied zu den hier dargestellten EGS-Systemen wird bei einem HDR-System Wasser von der Oberfläche in trockene Gesteinsschichten gepumpt. Das Wasser nimmt die Wärme des Untergrunds über die natürlichen oder zuvor durch Stimulation künstlich geschaffenen Wärmetauscherflächen auf und transportiert sie an die Oberfläche.

Die Geomechanik bildet bei der Entwicklung von EGS eine Schlüsselkompetenz. Bohrtechnische Erschließung und hyd-

raulische Stimulation erfordern umfangreiche Kenntnisse des wirksamen Spannungsfeldes, woran intensiv am GFZ geforscht wird. Wegsamkeiten sind hauptsächlich entlang von Trennflächensystemen zu erwarten, die je nach Ausrichtung zum Spannungsfeld in der Tiefe offen, d.h. potenziell wasserführend oder geschlossen sind.

Risse öffnen sich in Richtung des geringsten Widerstands bzw. der geringsten Spannungsrichtung (Zugrisse, blau in Abb.4), wohingegen Risse, an denen Scherbewegungen stattfinden (Scherrisse, braun in Abb. 4), in einem Winkel von  $\pm 30^\circ$  zu den Rissflächen der Zugrisse stehen. Ist die Richtung der größten Spannung im Untergrund vertikal (dickster Pfeil bei Sv, Vertikalspannung), besteht ein „normal faulting“ oder Abschiebungsregime. Zugrisse sind vertikal und öffnen sich in Richtung der minimalen horizontalen Spannung (Sh). Ist Sv größer als Sh, aber kleiner als die maximale horizontale Spannung (dickster Pfeil bei SH), öffnen sich die Zugrisse auch in Richtung Sh, sind also immer noch vertikal, die Scherrisse sind aber auch vertikal, es besteht ein „Strike-slip“-Regime. Wenn Sv die geringste Spannung ist, sind die Zugrisse horizontal. Diese Orientierung der Risse hat entscheidende Bedeutung sowohl für Wasserwegsamkeiten als auch für die Stabilität einer Bohrung.

Abbildung 4 zeigt diesen Zusammenhang zwischen tektonischem Regime und den natürlichen oder potenziell generierbaren Trennflächen (Bruhn et al. in Huenges (ed.) 2010, S. 46).

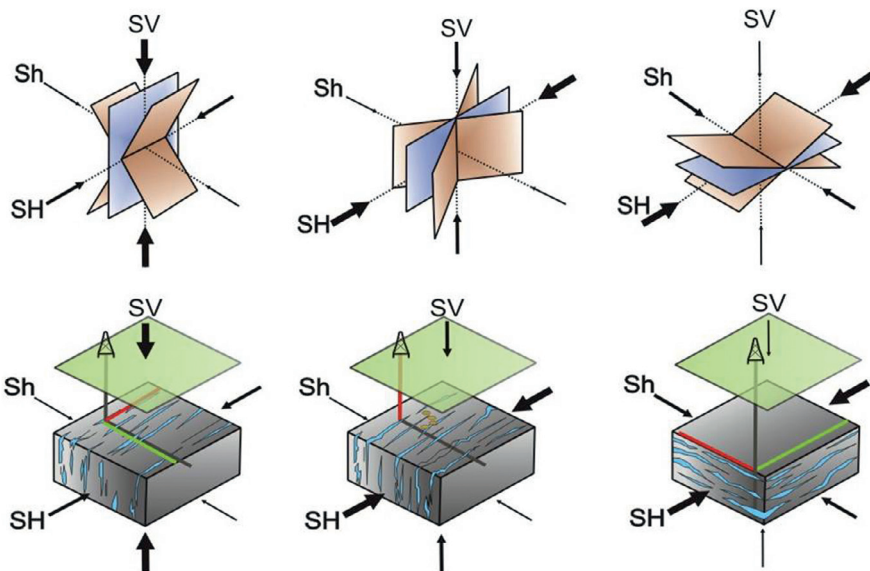


Abb. 4: Geometrische Beziehung zwischen Spannungsachsen, tektonischem Regime und Rissflächen. Oben: Scherrisse (braun), Zugrisse (blau). Tektonisches Regime von links nach rechts: „normal faulting“ ( $SH > SV > Sh$ ); unten: Bohrlochpfade, der stabilste Pfad ist grün, der weniger stabile rot gekennzeichnet, abhängig von dem Verhältnis der Vertikalspannung (SV) zur maximalen horizontalen Hauptspannung (SH).

Fig. 4: Geometrical relation between stress axes, stress regimes, and fracture planes. Brown: shear fractures; blue: tensile fractures. Stress regimes from left to right: normal ( $SH > SV > Sh$ ), orientation of tensile fractures in normal faulting, strike-slip faulting, and reverse faulting regime. Red drill path is least stable; green drill path is most stable. In strike-slip regimes, the most stable drill path depends on the stress ratios of SV and SH.

## Forschung im Geothermielabor Groß Schönebeck

Um neue technologische Ansätze in der praktischen Anwendung zu entwickeln und zu testen, sind Demonstrationsanlagen unverzichtbar. Das GFZ hat im Rahmen seines Forschungsprogramms Geothermische Technologien im brandenburgischen Groß Schönebeck ein wissenschaftliches Untertagelabor, das In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck eingerichtet. Es ist weltweit die einzige Einrichtung zur Untersuchung der geothermischen Nutzungspotenziale in sedimentären Großstrukturen des Norddeutschen Beckens. Zwei mehr als vier Kilometer tiefe Bohrungen erschließen geothermisch interessante Horizonte in Tiefen zwischen 4100 und 4300 Metern bei Temperaturverhältnissen um  $150^\circ\text{C}$ . Das Labor ermöglicht hydraulische In-situ-Experimente und Bohrlochmessungen, die Aufschluss über die geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse in der Tiefe geben. Moderne Labor- und Messtechnik kommt hier zum Einsatz sowie innovative tomographische Verfahren der geophysikalischen Tiefensondierung, die durch neue Ansätze zur Modellierung von Geoprozessen ergänzt werden.

Alle Stufen geothermischer Energiebereitstellung, von der Erschließung des Reservoirs bis zur Energiewandlung im Kraftwerk, sind Gegenstand der wissenschaftlichen Untersuchungen.

## Bohrungen und Bohrungsverlauf

Beim Niederbringen der Bohrungen wurden Erfahrungen der Kohlenwasserstoffindustrie genutzt. Die Methoden konnten jedoch nicht unverändert übernommen werden, da geothermische Anwendungen ein anderes Anforderungsprofil haben. So wurde mit einem großen Durchmesser gebohrt, um Reibungsverluste bei der Thermalwasserförderung zu mindern und höhere Förderraten zu erzielen (Huenges und Moeck, 2007). Speicherschädigungen beim Bohren mussten verhindert und neue Lösungen für spezifische Spülungstechnik eingesetzt werden. Durch eine gezielte Ablenkung der Bohrung im Speicherbereich wurden maximale Reservoirzuflussflächen erschlossen. Dabei kam spezielle untertägige Messtechnik zur Steuerung von Richtbohrtechnik zum Einsatz.

Vor dem Ausbau der Bohrungen zu einer Dublette und der Durchführung von Stimulationsmaßnahmen muss die Geometrie des EGS geklärt sein. Wie bereits erwähnt, ist die Kenntnis des Spannungsfeldes im Reservoir von großer Bedeutung. Wie an vielen geothermischen Standorten ist auch in Groß Schönebeck die vertikale Spannung nicht die kleinste Hauptspannung im Reservoirbereich. Daher war davon auszugehen, dass die durch Stimulation erzeugten Risse einen vertikalen Verlauf nehmen würden.

Die Ausrichtung des potenziellen Rissystems (seriell, parallel, Abb. 5) in einem EGS bestimmt maßgeblich die Nachhaltigkeit. Die serielle Option entspricht dabei dem klassischen HDR-Ansatz, bei dem der Transport von Flüssigkeiten fast ausschließlich den Weg über künstlich geschaffene Risse

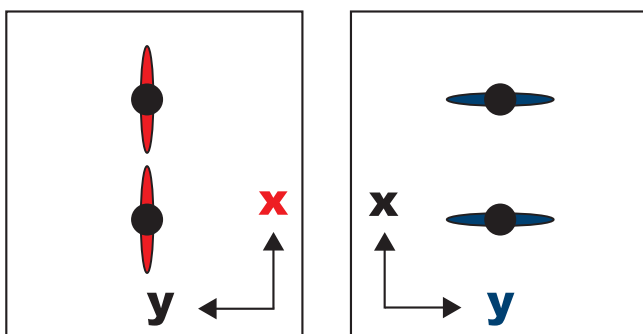


Abb. 5: Zielpunkte von Bohrungen im Reservoir und Rissausbreitungen in der Draufsicht. Links serielle und rechts parallele Anordnung. In der Nutzung nimmt der Thermalwasserkreislauf entweder ausschließliche künstliche (links) oder sowohl künstliche als auch natürliche Wege durch das Reservoir (rechts).

*Fig. 5: Top views of conceptual arrangements of bottom hole positions in relation to fracture propagations. Left a serial arrangement with fractures along the connection line of both wells and right a parallel arrangement. Both wells in a thermal loop have in the serial arrangement dominantly artificial pathways whereas in the parallel arrangement, the fluid flow has to pass the rock on natural pathways.*

nimmt und die Durchlässigkeit des umliegenden Gesteins eine untergeordnete Rolle spielt. Der parallelen Ausrichtung kommt Bedeutung in Systemen mit natürlicher Durchlässigkeit zu, in denen der Transport des Thermalwassers über bohrlochnahe, künstliche Risse in das durchlässige Gestein erfolgt. Mit dem Richtbohrverfahren kann je nach den Gegebenheiten eine optimale Anbindung des Reservoirbereichs im unteren Bohrungsabschnitt erreicht werden.

Der Verlauf der in Groß Schönebeck neu abgeteufte Bohrung wurde so ausgelegt, dass die Verbindungslinie zwischen den Endpunkten der Bohrungen senkrecht zur Hauptspannung ausgerichtet ist. Die anschließende Stimulation erzeugt Risse in Richtung der Hauptspannung (Abb. 4). Dies entspricht der parallelen Ausrichtung in Abbildung 5. Vor diesem Hintergrund zielte das Bohrkonzept am Standort Groß Schönebeck auf die Anlage parallel ausgerichteter Risse. Dadurch war das Reservoir für die anschließenden hydraulischen Stimulationsmaßnahmen optimal vorbereitet.

## Hydraulische Stimulation

Die Parameter der hydraulischen Stimulationsexperimente sind in Abbildung 6 zusammengefasst. Die Eigenschaften der verschiedenen Gesteinsformationen bestimmten dabei das jeweilige Behandlungsverfahren. Die Vulkanite wurden nach einem anderen Konzept stimuliert, als die darüber liegenden Sandsteine. Sogenannte „Packer“ trennten die einzelnen Abschnitte hydraulisch, so dass die Experimente unabhängig voneinander ausgeführt werden konnten. Vulkanitgesteine sind in ihren mechanischen Eigenschaften den Graniten am ähnlichsten. Stimulationsmaßnahmen im europäischen Forschungsprojekt Soultz-sous-Forêts zeigten, dass Granite mit der hydraulischen Stimulation mit massiver Wasserinjektion erfolgreich stimuliert werden können. Daher wurde diese Technik auch in Groß Schönebeck eingesetzt. Insgesamt wurden 13 000 m<sup>3</sup> Wasser verpresst.

Die Modellierungen auf Basis der Messergebnisse (Zimmermann et al., 2010) zeigten, dass durch die Stimulation eine Risslänge von  $X_f \leq 250$  m und eine Rissbreite von  $W_f \sim 1$  mm generiert wurden (Abb. 7). Der Erfolg der Produktivitätssteigerung ist abhängig von der Selbststützung der Risse nach Druckentlastung, was Gegenstand weiterer Untersuchungen ist.

Bei der hydraulischen Stützmittelstimulation in Groß Schönebeck wurde ein Gel mit einer Viskosität von 100 bis 1000 cP verwendet (Zimmermann et al., 2011). Das Gel, ein vernetztes, hochviskoses Polymer, transportiert die Stützmittel bis in das Reservoir, ohne dass sie im Bohrloch sedimentieren können. Ferner unterstützt das Gel durch seine hohe Viskosität die Rissbildung, ohne dass es in die Gesteinsmatrix diffundiert. Das Gel verliert nach einiger Zeit im Reservoir durch das Einwirken einer injizierten Säure oder durch Temperatureinwirkung

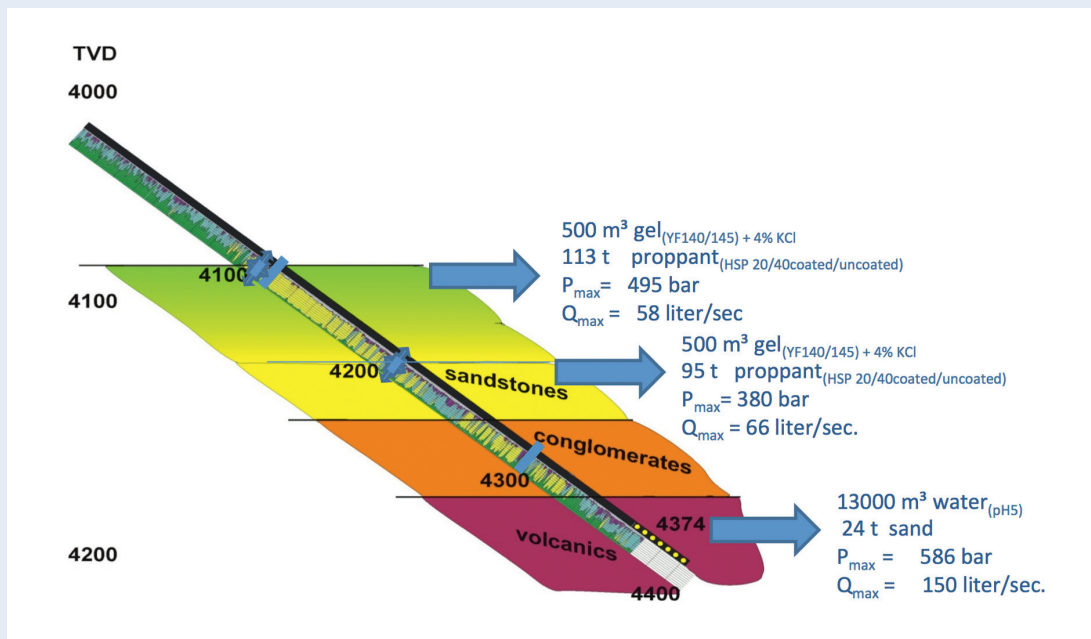


Abb. 6: Hydraulische Stimulationen im Reservoir der Bohrung Groß Schönebeck 4. Es wurden drei Behandlungen von unten nach oben in hydraulisch getrennten Bohrlochbereichen durchgeführt. Aufgeführt sind die jeweils eingesetzten maximalen Pumpraten, der dadurch erzielte Maximaldruck am Bohrlochkopf, die Zusammensetzung der Stützmittel und die Fluidbezeichnung und -menge (Zimmermann et al., 2010).

Fig. 6: Hydraulic stimulation in the well Groß Schönebeck 4 with three treatments in hydraulic separated horizons. TVD = true vertical depth. The given parameters are the fluid description and amount, the amount and composition of the proppants, the maximum pressure at the well head, and the maximum pumping rate. The direction of generated fracture follows the existing stress field (Abb. 4).

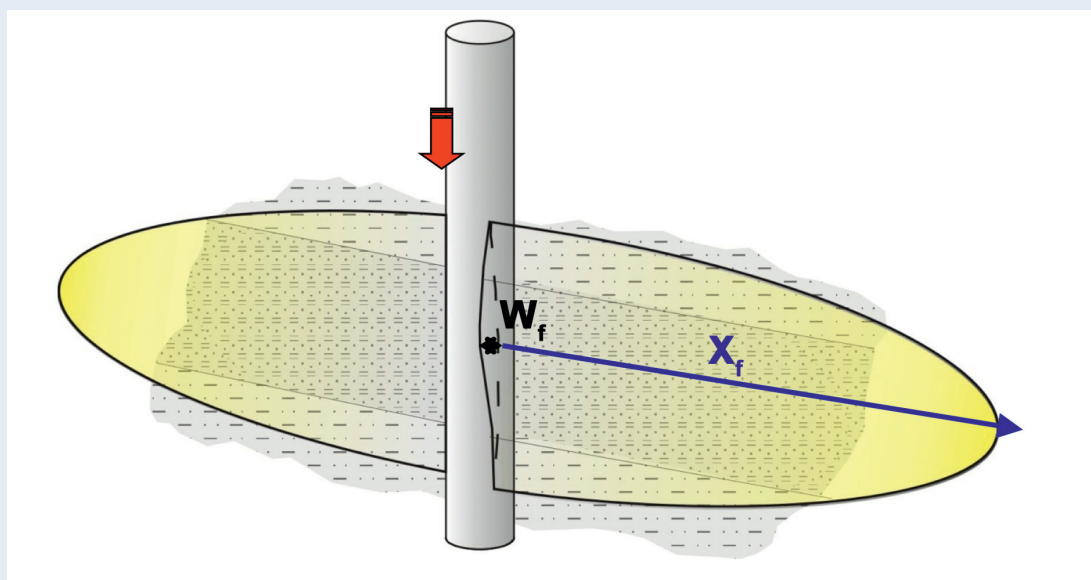


Abb. 7: Bohrung mit künstlichem Riss mit Rissweite  $W_f$  und Risslänge  $X_f$  als Ergebnis einer hydraulischen Stimulation

Fig. 7: Artificial fracture with fracture width  $W_f$  and fracture length  $X_f$  generated by waterfrac technique in a normal faulting or strike-slip faulting tectonic regime (Abb. 4)

seine Vernetzung, wird niedrigviskos und damit transportabel. Eine Stützmittelkonzentration von 200 bis 2000 g/l sorgt für eine nachhaltige stabile Rissweite. Die Behandlung erwirkte eine Risslänge von  $X_f = 50$  bis 150 m und eine Rissweite  $W_f = 5$  bis 25 mm und ist damit für eine Vielzahl von Formationen mit hoch varianter Permeabilität geeignet. Die Stimationsparameter können während der Behandlung gut korreliert werden.

Die Produktivität der Bohrung wurde nach den Behandlungen in einem Kurzzeittest überprüft. Die anfängliche Produktivität von  $2,4 \text{ m}^3/(\text{h MPa})$  war nach der Behandlung auf einen Wert von 13 bis  $15 \text{ m}^3/(\text{h MPa})$  gestiegen, d. h. es wurde ein Faktor von etwa sechs erreicht. Die Nachhaltigkeit der Produktivität ist Gegenstand eines Langzeitzirkulationsexperiments in Groß Schönebeck.

## Induzierte Seismizität

Wie dargestellt, ist der Einsatz von Stimulationsmaßnahmen an vielen Standorten die Voraussetzung, um eine wirtschaftliche Nutzung der geothermischen Lagerstätte zu erreichen. Bei der Stimulation werden seismische Effekte niedriger Intensität erzeugt, über deren Erfassung die Wirkung der Wasserinjektion in der Tiefe geometrisch abgebildet werden kann. Moeck et al. (2009) konnten mit den in Groß Schönebeck gewonnenen

Daten zeigen, dass die Bewegungsbahnen in den unter Gebirgsspannung stehenden Gesteinseinheiten im stimulierten Speicherbereich rekonstruiert werden können.

Im Rahmen von Stimulationsmassnahmen muss sichergestellt werden, dass Gefährdungen ausgeschlossen werden. Dafür ist ein grundlegendes Verständnis der induzierten Seismizität erforderlich. Major et al. (2007) haben als Mechanismus induzierter Seismizität einerseits Scherungen als Folge der Verringerung der effektiven Belastung im deviatorischen Spannungsfeld und andererseits die darauf folgende volumetrische Reorganisation im Reservoir identifiziert. Darüber hinaus kann thermoelastische Belastung an der Rissfläche eine Rolle spielen oder auch die chemische Veränderung der Rissfläche einen Einfluss auf die Reibung haben.

Vor geothermischen Nutzungsvorhaben müssen daher umfangreiche geologische Voruntersuchungen und ein seismisches Monitoring durchgeführt werden, auf deren Basis eine Gefahrenabschätzung vorgenommen und Szenarien zur Risikominimierung entwickelt werden können.

Ein Beispiel für induzierte Seismizität ist das Projekt in Basel (Häring et al., 2007), bei dem ein seismisches Ereignis mit der Magnitude 3,4 zu einer Vielzahl von Beschwerden aus der Bevölkerung und letztendlich zur Beendigung des Projekts

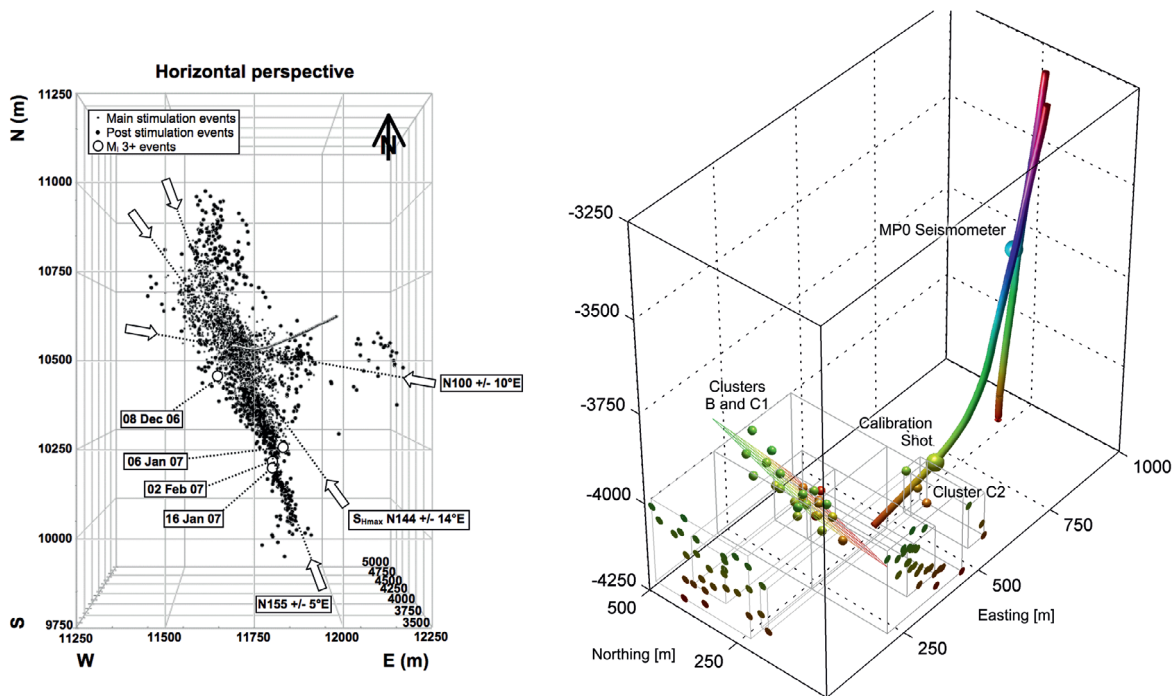


Abb. 8: Relocalisierung seismischer Ereignisse nach massiver Stimulation; links Horizontalperspektive Basel nach den Experimenten im Dezember 2006 (Häring et al. 2008) und rechts nach der massiven Wasserinjektion 2007 in Groß Schönebeck (Kwiatic et al., 2010)

Fig. 8: Relocation of seismic events after massive stimulation; left: horizontal perspective Basel after the treatment December 2006 (Häring et al. 2008) and right: after the waterfrac treatment 2007 in Groß Schönebeck (Kwiatic et al., 2010)

geführt haben. Der Erkenntnisgewinn für die Technologieentwicklung hinsichtlich der Abbildung des Reservoirs im Zuge dieses Ergebnisses war groß. Abbildung 8 (links) zeigt die lokalisierten seismischen Ereignisse in dem granitischen Untergrund nach der Stimulationsbehandlung, die den in Abbildung 4 dargestellten Rissgeometrien entsprechen.

Bei den in Groß Schönebeck vorgenommenen Stimulationsbehandlungen wurde eine maximale Magnitude von -1 beobachtet (Abb. 8 rechts). Damit ist eine mehr als vier Größenordnungen niedrigere Magnitude als bei dem in Basel durchgeführten Experiment induziert worden. Die geringe Magnitude wird bedingt durch die Eigenschaften der Gesteine, in denen der Riss erzeugt wurde (Vulkanite) sowie der Gesteine, die das Signal weitertransportieren (Sand- und Tonsteine). Dennoch konnten Kwiatec et al. (2010) trotz der geringen Magnitude die seismischen Ereignisse lokalisieren. Die seismisch abgebildete Struktur, ein vertikaler Riss in Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung (Abb. 8 rechts), entspricht den vorangegangenen Betrachtungen aus der Analyse der hydraulischen Stimulation.

Wichtig im Rahmen der Voruntersuchungen sind vor allem die Größe und die Orientierung des lokalen Spannungsfeldes sowie das Ausmaß und die Ausrichtung der lokalen Klüfte und Störungen. Die Bodenbewegung, die von einem seismischen Ereignis einer bestimmten Größenordnung induziert werden kann, hängt nicht nur von der Quelle, sondern auch von den lokalen Bodenverhältnissen ab (Bommer et al., 2001). Bauschäden sind bei einer Magnitude kleiner als 5,0 (Richter Skala) eher unwahrscheinlich. Menschen nehmen jedoch seismische Ereignisse geringer Magnitude wahr. Sie fühlen bereits Bodenbewegungen, die von einem seismischen Ereignis der Magnitude 3 verursacht werden. Das kann zu Beschwerden und Protesten führen und ist in der Kommunikation solcher Projekte zu berücksichtigen.

Mit dem Thema Induzierte Seismizität beschäftigt sich das unter der Projektleitung des GFZ stehende europäische Projekt GEISER. Dabei stehen die Analyse induzierter Seismizität geothermischer Reservoirs in Europa, das Verständnis der Geomechanik und der Prozesse bei induzierter Seismizität, die Einschätzung der Konsequenzen sowie die Entwicklung von Strategien zur Handhabung induzierter Seismizität im Mittelpunkt des wissenschaftlichen Interesses.

## Forschungsschwerpunkte in Groß Schönebeck

Beim Aufbau der Forschungsplattform Groß Schönebeck wurden in den Thermalwasserkreislauf spezielle Installationen integriert, die die Durchführung von Experimenten unter den natürlichen Bedingungen des geförderten Thermalwassers ermöglichen (Abb. 9).

Während der Langzeitzirkulation werden die Untertageprozesse von einem wissenschaftlichen Beobachtungsprogramm begleitet. In beiden Bohrungen werden alle wichtigen hydraulischen Daten – Druck, Volumenstrom, etc. – ebenso erfasst, wie ein zeitlich hoch aufgelöstes Temperaturprofil. Neben der konventionellen Bestimmung der Temperatur kommt ein neu entwickeltes hybrides Bohrlochmesssystem zum Einsatz, das die gleichzeitige Nutzung elektrischer und faseroptischer Sensorik ermöglicht.

Materialuntersuchungen stellen einen weiteren Forschungsschwerpunkt dar. Die hohe Salinität geothermaler Fluide kann verstärkt zur Korrosion von Materialien in geothermischen Anlagen und damit zu massiven Beeinträchtigungen des Betriebs führen. In den Kreislauf sind daher verschiedene chemische Monitoringsysteme eingebunden, u. a. ein am GFZ entwickeltes Fluidmonitoringsystem (FluMo), das die chemischen und physikalischen Eigenschaften des Thermalwassers in Echtzeit erfasst. Ein Gasmonitoringsystem ermöglicht zudem gaschromatographisch und massenspektrometrisch die Online-Messung relevanter Gase.

Um eine für diese physiko-chemischen Bedingungen geeignete und zudem kostengünstige Werkstoffauswahl treffen zu können, werden in Kooperation unter anderem mit der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) und der Firma Schmidt+Clemens Untersuchungen zur Materialqualifizierung durchgeführt. Die dafür konzipierte Korrosionsteststrecke besteht aus einem System von Rohrleitungen, die vom Hauptstrang des obertägigen Thermalwasserkreislaufs abzweigend werden (Abb. 9). Durch diese Versuchsanordnung kann die Korrosionsbeständigkeit diverser metallischer Werkstoffe unter In-situ-Bedingungen anhand elektrochemischer Messungen getestet werden. An diversen Anschlüssen werden Modellkomponenten (Rohrleitungen), Materialcoupons, Sensoren und auch ein Wärmetauscher mit unterschiedlichen Plattenmaterialien installiert, die zeitabhängige Informationen über den Korrosionsprozess liefern.





Abb. 9: Geothermie-Forschungsplattform Groß Schönebeck

Oben links: Einbau der Förderpumpe in die Bohrung GtGrSk 4/05, 2010; oben rechts: Einbau eines sogenannten Y-Tools, das Bohrlochmessungen während der Thermalwasserproduktion ermöglicht; unten links: Der in den Thermalwasserkreislauf integrierte sechssträngige Korrosionsbypass (Foto: M. Renner, Bayer Technology Services); unten rechts: Bohrlöchkopf der Injektionsbohrung E GrSk3/90

Fig. 9: Geothermal Research-platform Groß Schönebeck

Upper left: Installation of the production pump; upper right: installation of the y-tool, which enable logging while pumping; lower left: the corrosion-test-equipment (photo: M. Renner, Bayer Technology Services); lower right: well head of the injection well

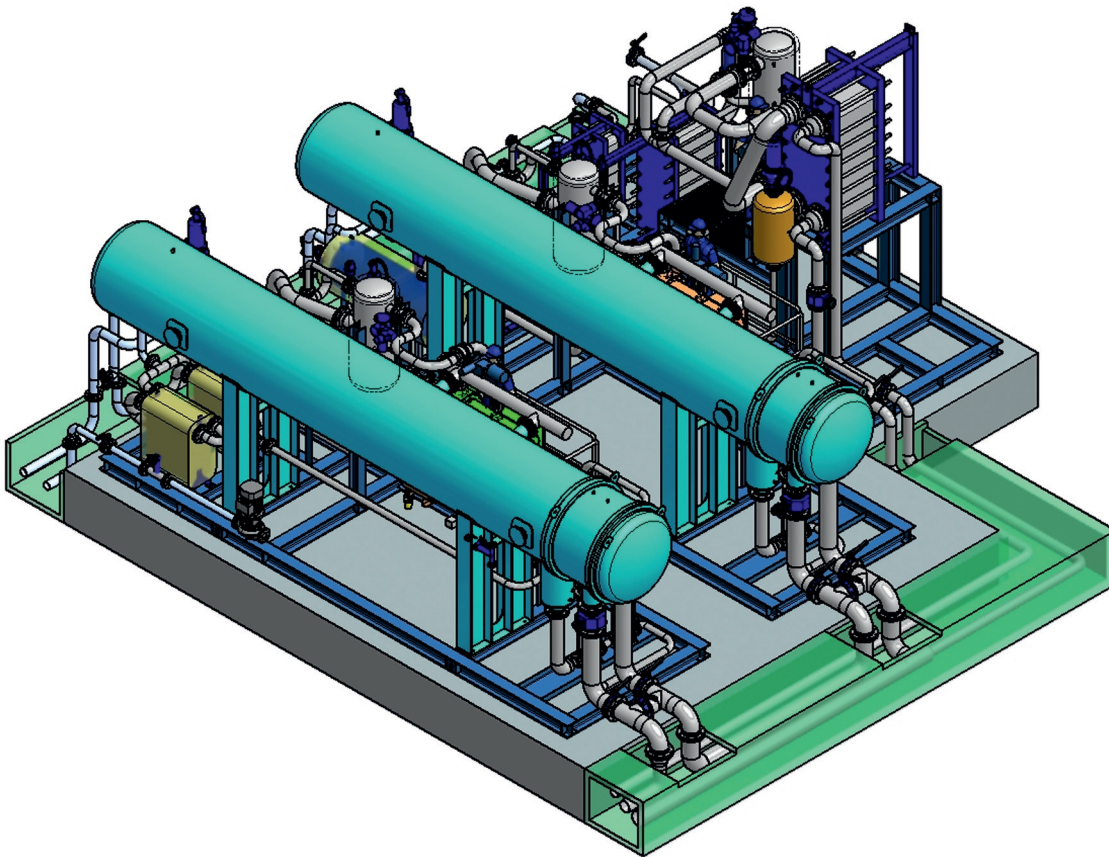


Abb. 10: Dreistufige modulare Organic-Rankine-Cycle-Anlage, konzipiert für das Forschungskraftwerk Groß Schönebeck (Illustration: Dürr Cyplan Ltd.)

Fig. 10: Three steps Organic-Rankine-Cycle research plant Groß Schönebeck (Illustration: Dürr Cyplan Ltd.)

## Forschungskraftwerk im Aufbau

Das für Groß Schönebeck konzipierte Forschungskraftwerk basiert auf dem Organic Rankine Cycle (ORC). Die Wärme des geförderten Thermalwassers wird dabei auf ein zweites Arbeitsmedium übertragen, welches schon bei geringen Temperaturen verdampft. Der entstehende Dampf treibt eine Turbine und den angekoppelten Generator an. Obwohl die ORC-Technik in vielen Bereichen etabliert ist, zeigt sich aus den Erfahrungen geothermischer Kraftwerke, dass bei der Auslegung und beim Betrieb der Anlagen noch vielfältige Herausforderungen bestehen.

Das Kraftwerk in Groß Schönebeck wird daher mit einer dreistufigen ORC-Anlage ausgestattet, die die Entwicklung von flexiblen Fahrweisen z. B. in Teillast erlaubt (Abb. 10). Der Kraftwerksblock gliedert sich modular in drei auf der Arbeitsmittelseite getrennte Kreisläufe mit Vorwärmer, Verdampfer, Turbogenerator, ggf. Rekuperator, Kondensator und Speisepumpe (Kranz et al., 2010). Diese drei Kraftwerksmodule werden seriell mit dem heißen Medium beaufschlagt, wodurch

jedes Modul für andere Prozessparameter ausgelegt ist. Auf diese Weise wird im Hinblick auf die Optimierung der Energieübertragung eine vergleichende Analyse der mit unterschiedlichen Arbeitsmitteln beaufschlagten Kreisläufe möglich. Durch Veränderungen im Zwischenkreis ist zudem die Beeinflussung der Heißwassertemperatur möglich.

## Ausblick

Die marktfähige Nutzung der tiefen Geothermie zur Strombereitstellung erfordert technologische Weiterentwicklungen auf allen Stufen des Gesamtsystems. Die Herausforderung besteht dabei in einem effizienten Zusammenspiel aller Einzelkomponenten und Teilprozesse geothermischer Systeme, um die Planungssicherheit und die Betriebseffizienz geothermischer Anlagen zu erhöhen. Hier besteht ein großer Entwicklungsbedarf, um von der vorwettbewerblichen Demonstration zu einer breiteren Marktdurchdringung zu gelangen.

## Literatur

- Bommer, J.J., Georgallides, G., Tromans, I.J. (2001): Is there a near-field for small to moderate magnitude earthquakes? - *Journal of Earthquake Engineering*, 5, 3, 395–423, 10.1142/S1363246901000455.
- Bruhn, D., Manzella, A., Vuataz, F., Faulds, J., Moeck, I., Erbas, K. (2010): *Exploration Methods*. – In: Huenges, E. (Eds.), *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development and Utilization*, Weinheim, Wiley, 37-111.
- Goldstein, B., Hiriart, G., Bertani, R., Bromley, C., Gutiérrez-Negrín, L., Huenges, E., Muraoka, H., Ragnarsson, A., Tester, J., Zui, V., (2011): *Geothermal Energy*. - In: Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Seyboth, K., Matschoss, P., Kadner, S., Zwickel, T., Eickemeier, P., Hansen, G., Schlömer, S., von Stechow, C. (Eds), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge, Cambridge Univ. Press., 51 p.
- Häring, M. O., Schanz, U., Ladner, F., Dyer, B. C. (2008): Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. - *Geothermics*, 37, 5, 469-495, 10.1016/j.geothermics.2008.06.002.
- Huenges, E., Moeck, I., Geothermal Project Group (2007): Directional drilling and stimulation of a deep sedimentary geothermal reservoir. - *Scientific Drilling*, 5, 47-49, 10.2204/iodp.sd.5.08.2007.
- Kranz, S., Saadat, A., Frick, S., Francke, H., Thorade, M. (2010): *Forschungskraftwerk Groß Schönebeck: Anlagenkonzept und Forschungsziele*, Der Geothermie Kongress 2010 (Karlsruhe, Germany 2010).
- Kwiatek, G., Bohnhoff, M., Dresen, G., Schulze, A., Schulte, T., Zimmermann, G., Huenges, E. (2010): Microseismicity induced during fluid-injection: A case study from the geothermal site at Groß Schönebeck, North German Basin. - *Acta Geophysica*, 58, 6, 995-1020, 10.2478/s11600-010-0032-7.
- Moeck, I., Kwiatek, G., Zimmermann, G. (2009): Slip tendency analysis, fault reactivation potential and induced seismicity in a deep geothermal reservoir. - *Journal of Structural Geology*, 31, 10, 1174-1182, 10.1016/j.jsg.2009.06.012.
- Saadat, A., Frick, S., Kranz, S., Regenspurg, S. (2010): Energy use of EGS reservoirs. - In: E. Huenges (Ed.), *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development and Utilization*, Berlin, Wiley, 303-372.
- Zimmermann, G., Moeck, I., Blöcher, G. (2010): Cyclic waterfrac stimulation to develop an enhanced geothermal system (EGS): Conceptual design and experimental results. - *Geothermics*, 39, 1, 59-69, 10.1016/j.geothermics.2009.10.003.
- Zimmermann, G., Blöcher, G., Reinicke, A., Brandt, W. (2011): Rock specific hydraulic fracturing and matrix acidizing to enhance a geothermal system - Concepts and field results. - *Tectonophysics*, 503, 1-2, 146-154, 10.1016/j.tecto.2010.09.026.

# Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung am Pilotstandort in Ketzin – sicher und verlässlich

Michael Kühn, Thomas Kempka, Axel Liebscher, Stefan Lüth, Sonja Martens, Cornelia Schmidt-Hattenberger  
Deutsches GeoForschungszentrum GFZ, Potsdam

*In the context of climate policy, the storage of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) in deep geological formations is seen as a potential means to reduce anthropogenic greenhouse gas emissions and mitigate respective global warming effects. However, residents living near possible storage sites are concerned about this technology: Is it feasible to store CO<sub>2</sub> safely and on the long term without endangering humans or the environment? Science and technology can provide answers to this question. In this context the GFZ driven experimental pilot site at Ketzin demonstrates the safe and reliable injection of CO<sub>2</sub> into a saline aquifer on the research scale. The work carried out so far has fostered the development and evaluation of monitoring technology which can serve as the basis for management rules and safety standards and emphasize the general geological feasibility of the technology. A central question for further research is to determine which storage capacities can be realized while adhering to the required standards and termination criteria for each individual storage location.*



## Grundlagen der CO<sub>2</sub>-Speicherung

Die Nutzung fossiler Rohstoffe zur Energiegewinnung und für industrielle Prozesse der Stahl-, Zement- und Chemieindustrie setzen große Mengen des Treibhausgases Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) in die Atmosphäre frei. Hier greift der Mensch in den globalen Kohlenstoffkreislauf ein. Dies gilt als eine wesentliche Ursache der seit Beginn der Industrialisierung beobachteten Klimaveränderung. Unter dem Kohlenstoffkreislauf versteht man Umwandlungs- und Transportprozesse kohlenstoffhaltiger Verbindungen auf lokaler, regionaler oder auch globaler Ebene. Die Kenntnis dieses Kreislaufs einschließlich seiner Teilprozesse bildet eine grundlegende Voraussetzung, um die Auswirkungen des vom Menschen verursachten Anteils an der globalen Klimaänderung abschätzen und darauf angemessen reagieren zu können. Der jährliche Ausstoß von fast 30 Gigatonnen (1 Gt = 1 Milliarde Tonnen) CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre entspricht einer Kohlenstoffmenge von ungefähr 8 Gt. Der Vergleich mit der Gesamtmenge von 800 Gt Kohlenstoff in der Atmosphäre verdeutlicht die Dimension des anthropogenen Einflusses auf den globalen Kohlenstoffhaushalt (Kühn, 2011).

Eine zentrale gesellschaftliche Aufgabe ist es daher, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre zu reduzieren. Drei Handlungsoptionen können dabei unterschieden werden: i) Der Wechsel zu CO<sub>2</sub>-freien bzw. -armen, alternative Energiequellen, ii) die Reduzierung des Energiebedarfs sowie iii) die Abscheidung des CO<sub>2</sub> aus den industriellen Prozessen mit anschließender langfristiger, sicherer Speicherung in geologischen Strukturen des Untergrunds.

Um das in Industrieprozessen abgetrennte CO<sub>2</sub> in klimarelevanten Mengen und langfristig sicher in den Untergrund einzubringen und zu speichern, eignen sich als Speicherraum vor allem poröse Gesteine. Die wichtigsten Speicheroptionen sind dabei:

- 1) Tiefe, Salzwasser führende Grundwasserleiter (saline Aquifere)
- 2) Fast erschöpfte Erdöl- und Erdgaslagerstätten, aus denen mit Hilfe des eingebrachten CO<sub>2</sub> noch zusätzliche Mengen Erdöl bzw. Erdgas gefördert werden können; diese Methoden werden als „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) bzw. „Enhanced Gas Recovery“ (EGR) bezeichnet.
- 3) Erschöpfte Erdöl- und Erdgaslagerstätten; sie bieten Raum für die Einlagerung von CO<sub>2</sub>.

Nach aktuellen Schätzungen liegen die Speicherkapazitäten in Deutschland in salinen Aquiferen zwischen 6 Gt und 12 Gt (Knopf et al., 2010) und 2,5 Gt in leergeförderten Erdgaslagerstätten (May et al., 2003). Alle anderen Optionen spielen hier nur eine untergeordnete Rolle. Die international zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten können nur grob abgeschätzt werden und liegen z. B. für saline Aquifere im Bereich von 2000 Gt bis 11 000 Gt CO<sub>2</sub> und maximal 900 Gt für erschöpfte Erdöl- und Erdgaslagerstätten (IPCC, 2005). Trotz der großen Ungenauigkeit dieser Abschätzungen zeigen die Werte, dass saline Aquifere sowohl national als auch international die größten Speicherkapazitäten aufweisen. Angesichts der jährlichen Emissionen von mehr als 30 Gt CO<sub>2</sub> weltweit ist ein möglicher klimarelevanter Effekt der CO<sub>2</sub>-Speicherung deshalb nur zu erzielen, wenn eine CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinen Aquiferen sicher und nachhaltig umgesetzt werden kann. Diese CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinen Aquiferen zu untersuchen und die wissenschaftlichen Voraussetzungen für ihre Umsetzung zu schaffen, ist ein zentraler Forschungsauftrag des Deutschen GeoForschungsZentrums GFZ.

Eine geeignete Speicherstätte erfordert ein Speichergestein, das durch mindestens eine darüber liegende für das CO<sub>2</sub> undurchlässige Deckschicht abgeschlossen wird. Die Deckschicht hält das CO<sub>2</sub> zurück, das aufgrund seiner im Vergleich zum Formationswasser geringeren Dichte aufsteigt. Bei den potenziellen Speichergesteinen handelt es sich im Wesentlichen um Sandsteine mit ausreichender Porosität und Permeabilität, die hohe CO<sub>2</sub>-Aufnahmeraten erwarten lassen. Das CO<sub>2</sub> wird über Bohrungen mit Pumpen als dichtes Fluid unter Druck in das Gestein injiziert. Die Injektion von CO<sub>2</sub> erhöht den Porenfluiddruck in der Speicherstätte, da der durch das Gestein dem CO<sub>2</sub>-Strom entgegengebrachte Fließwiderstand, je nach Permeabilität des Gesteins, überwunden werden muss. Die Überwachung dieser Druckerhöhung ist eine der zentralen Aufgaben beim Betrieb eines CO<sub>2</sub>-Speichers. So kann sichergestellt werden, dass es nicht zu einer Schädigung des Reservoir- oder Deckgesteins oder aber zu einer Reaktivierung vorhandener Störungen kommt. Die verschiedenen Prozesse, die nach Einbringen des CO<sub>2</sub> in das Speichergestein zu berücksichtigen sind, werden in unterschiedlichen Zeiträumen wirksam. Auf der kürzesten Zeitskala von Jahren, während der Injektion und direkt danach, steigt das eingebrachte CO<sub>2</sub> nach oben, weil seine Dichte geringer ist als die des umgebenden Porenwassers. Das aufgestiegene CO<sub>2</sub> sammelt sich unterhalb des undurchlässigen Deckgesteins, das häufig aus Ton- bzw. Salzgestein besteht. Über viele Jahrzehnte hinweg wird das CO<sub>2</sub> aufgrund der sehr engen Porenquerschnitte und der damit einhergehenden hohen Kapillarkräfte in diesen Gesteinen zurückgehalten und kann trotz der Dichtedifferenz zum Umgebungswasser nicht weiter aufsteigen. Das Gas kann nur dann

*Tag der offenen Tür am Pilotstandort Ketzin, 19. Mai 2011*

*Open House at the pilot site Ketzin, May 19, 2011*



**Kontakt:** Michael Kühn  
(mkuehn@gfz-potsdam.de)

wieder durch andere Fluide verdrängt werden, wenn diese unter erhöhtem Druck in die Speicherformation einströmen. Unabhängig davon wird sich immer ein Teil des gespeicherten CO<sub>2</sub> in Wasser lösen und zur Bildung von Kohlensäure führen. Auf einer Zeitskala von tausend Jahren werden Anteile des CO<sub>2</sub> durch den Prozess der Karbonatisierung in mineralischer Form gebunden. Durch diese auch unter natürlichen Bedingungen ablaufende Mineralisierung zu Karbonaten ist das CO<sub>2</sub> dauerhaft gebunden. Durch diese Prozesse wird das CO<sub>2</sub> über lange Zeiträume hinweg immer fester an das Gestein gebunden und damit dauerhaft und sicher gespeichert.

### Wie sicher ist die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung für Mensch und Umwelt?

Das CO<sub>2</sub> wird unterhalb eines undurchlässigen Deckgesteins in die Speicherformation eingebracht. Eine notwendige Forderung an zukünftige Speicher ist die Existenz eines sogenannten Multibarrierensystems, das sich durch weitere potenzielle Speicher- und Deckgesteine oberhalb des Speicherkomplexes auszeichnet (Abb. 1). Sowohl aktive als auch stillgelegte Boh-

rungen können Migrationswege sein, weil sie erstens eine direkte Verbindung zwischen der Erdoberfläche und dem Speicher darstellen und zweitens künstliche Materialien enthalten (Verrohrung und Zementierung), die langfristig korrodieren können. Außer den Bohrungen gibt es auch potenzielle natürliche Leckagewege entlang von Klüften oder Störungen.

Ein weiterer Effekt der CO<sub>2</sub>-Einbringung ist die Salzwaterverlagerung. Das in das Speichergestein eingebrachte CO<sub>2</sub> verdrängt das im Porenraum befindliche Salzwater. Es muss daher für jeden potenziellen Standort sichergestellt werden, dass das Salzwater nicht über Migrationspfade in die potenziellen Trinkwaterreservoirs der flachen Grundwaterleiter gelangt und dort das Trinkwater kontaminiert.

Um die Sicherheit der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung zum jetzigen Zeitpunkt abzuschätzen, werden u.a. zwei Analoga herangezogen: Zum einen handelt es sich um Erfahrungen mit natürlichen CO<sub>2</sub>-Lagerstätten bzw. -quellen und zum anderen um Standorte, an denen Gasspeicherung in porösen Gesteinen bereits seit Jahrzehnten und in großem Umfang durchgeführt wird. Die unterirdische, geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> ist

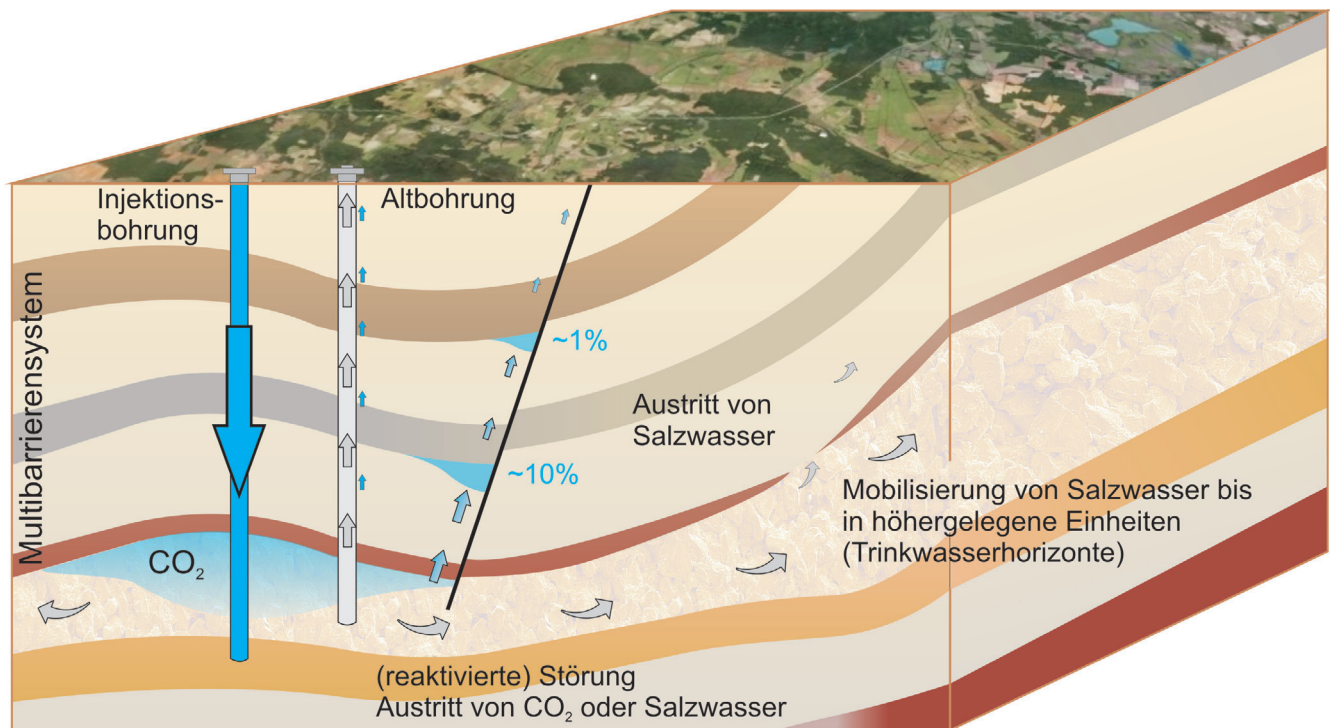


Abb. 1: Prinzip der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung mit einem Multibarrierensystem. Dargestellt sind außerdem potenzielle anthropogene und natürliche Leckagewege für das CO<sub>2</sub>. Es handelt sich dabei um aktive als auch bereits stillgelegte Bohrungen. Leckagewege natürlichen Ursprungs können entlang von Klüften und Störungen im Gestein existieren. Darüber hinaus ist der Prozess der ggf. auftretenden Salzwaterverlagerung abgebildet.

Fig. 1: Schematic of CO<sub>2</sub> storage with multibarrier system. Potential leakage pathways are given. These could be anthropogenic, active and abandoned wells, as well as natural conduits like fractures and faults. Furthermore saltwater displacement is displayed as process to be assessed prior to injection

ein natürliches Phänomen. Weltweit gibt es schon seit Tausenden bis Millionen von Jahren natürliche CO<sub>2</sub>-Lagerstätten. Diese natürlichen Speicherstätten belegen, dass Speichergesteine CO<sub>2</sub> für geologisch lange Zeiträume aufnehmen und Deckgesteine dieses effizient zurückhalten können. Neben der natürlichen Speicherung liefert auch die Gasspeichertechnik Erkenntnisse für eine geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung. Die Technik zur Speicherung großer Erdgasmengen in tiefen unterirdischen Gesteinsformationen zum Ausgleich von saisonalen Bedarfsschwankungen hat sich für Deutschland seit Jahrzehnten im Rahmen der Erdgasversorgung bewährt.

Die beiden angeführten Analoga machen einerseits deutlich, dass CO<sub>2</sub> langfristig in den Speichergesteinen verbleibt und dass es andererseits möglich ist, die Verfahren technisch zu beherrschen und sicher zu betreiben. Trotzdem müssen die Sicherheitsrisiken einer CO<sub>2</sub>-Speicherung individuell für jede Speicherstätte vor Beginn der eigentlichen Injektion durch umfangreiche und detaillierte Erkundungsmaßnahmen untersucht werden. Eine generalisierbare Sicherheitseinschätzung ist aufgrund der gegebenen Variabilitäten des geologischen Untergrunds nicht möglich. Alle CO<sub>2</sub>-Speicherstätten müssen aus betrieblichen, sicherheits- und umwelttechnischen sowie gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Gründen überwacht werden. Dies stellt sicher, dass das Hauptziel einer langfristig sicheren geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> erreicht wird.

## Technologien zur Reservoirüberwachung

Bei der Reservoirüberwachung wird die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Untergrund sowohl qualitativ als auch quantitativ überwacht sowie eventuelle Leckagen detektiert und idealerweise auch quantifiziert. Für die Reservoirüberwachung kommen verschiedene geophysikalische Methoden wie Seismik und Geoelektrik in Betracht. Da diese Methoden spezifische Vor- und Nachteile haben, ist eine sinnvolle Reservoirüberwachung nur mit einer Kombination unterschiedlicher Methoden möglich. Welche Kombination dabei den Anforderungen einer spezifischen Speicherlokalität am besten gerecht wird, muss individuell untersucht und entschieden werden.

Alle geophysikalischen Methoden beruhen auf der Messung physikalischer Parameter, die durch die Injektion von CO<sub>2</sub> verändert werden. Wird im Untergrund das initiale Formationswasser im Porenraum der Gesteine durch CO<sub>2</sub> ersetzt, ändern sich u. a. Schallgeschwindigkeit, Dichte und elektrische Leitfähigkeit des Gesamtsystems Gestein/Formationswasser/CO<sub>2</sub>. Daher kann das injizierte CO<sub>2</sub> mit geophysikalischen Methoden nicht direkt nachgewiesen werden, sondern ausschließlich indirekt über beobachtete Änderungen spezifischer physikalischer Parameter. Aus diesem Grund benötigen

geophysikalische Methoden vor allem eine Nullmessung, die den initialen Zustand vor Beginn der CO<sub>2</sub>-Injektion darstellt. In regelmäßigen Abständen durchgeführte Wiederholungsmessungen nach Beginn der Injektion erlauben dann, die durch die CO<sub>2</sub>-Injektion bedingten Veränderungen im Vergleich zur Nullmessung zu detektieren.

Geochemische Methoden sind die einzige Möglichkeit, CO<sub>2</sub> direkt im Reservoir nachzuweisen. Hierzu werden die Reservoirfluide (salines Formationswasser, injiziertes CO<sub>2</sub>) in Beobachtungsbohrungen beprobt und anschließend an der Oberfläche analysiert. Die Fluide werden dabei auf ihre Gaszusammensetzung, ihre anorganische und organische Zusammensetzung sowie ihre Isotopensignatur geprüft. Neben der Überwachung der Reservoirfluide sowie Fluiden in flachen, im ersten oberhalb des Speichersystems befindlichen Aquifer, kann eine chemische Überwachung des Oberbodens durchgeführt werden.

Die numerische Reservoirsimulation stellt eine zentrale Methode zur Beurteilung und Vorhersage der Sicherheit einer Speicherlokalität sowie der langfristigen Ausbreitung des injizierten CO<sub>2</sub> dar. Im Vorfeld der Speicherung sind numerische Simulationen in Verbindung mit einem geologischen Modell die einzige Möglichkeit, sicherheitsrelevante Aspekte einer Speicherlokalität zu charakterisieren. Im Verlauf der Speicherung werden diese Modelle anhand der Ergebnisse der verschiedenen Überwachungsmethoden validiert und gegebenenfalls weiter optimiert. Ziel ist die Entwicklung numerischer Modelle, welche die Ergebnisse der Überwachungsmethoden reproduzieren („history-matching“-Methode). Basierend auf den so evaluierten Modellen wird die Ausbreitung des injizierten CO<sub>2</sub> während, aber auch nach Beendigung der Injektion prognostiziert. Diese Vorhersagen wiederum erlauben, das Überwachungskonzept an neue Gegebenheiten anzupassen.

## Pilotstandort Ketzin

Die unterirdische, geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> wird nahe der Stadt Ketzin/Havel im Westen Berlins durch das GFZ in Kooperation mit Partnern aus Wissenschaft und Industrie in einem praktischen Feldversuch untersucht (Abb. 2). Für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung wurden im Jahr 2007 drei neue Bohrungen bis in eine Tiefe von jeweils etwa 800 m niedergebracht (Prevedel et al. 2009). Eine dieser Bohrungen (Ktzi 201) dient zur Injektion und Beobachtung des CO<sub>2</sub>, die beiden anderen (Ktzi 200 und Ktzi 202) werden ausschließlich zur Beobachtung der Injektion und der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung genutzt. Der international einmalige Versuchs- und Erprobungsstandort Ketzin umfasst alle Stadien eines Speicherstandorts: die Vorerkundung, den Aufbau der Infrastruktur, das Erstellen der Bohrungen, die CO<sub>2</sub>-Injektion, die Reservoirüberwachung, die numerische Modellierung, begleitende Laborarbeiten sowie die Öffentlichkeitsarbeit (Abb. 4). Dabei werden standortspezifische und standortunabhängige Fragestellungen zur

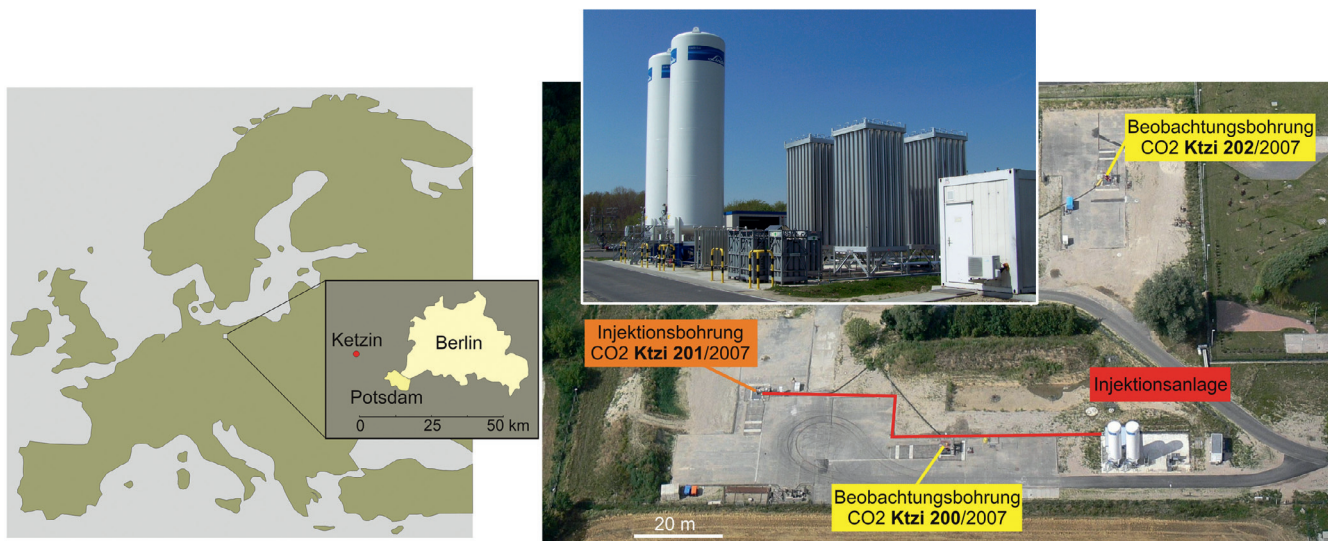


Abb. 2: Pilotstandort zur geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung im Havelländischen Ketzin bei Berlin und Potsdam (links); Luftbild des Standorts mit Injektionsanlage und Bohrungen (rechts)

Fig. 2: Ketzin pilot site for the geological storage of CO<sub>2</sub>, near Berlin and Potsdam (left). Aerial view of the site showing the injection facility and wells (right)

geowissenschaftlichen und ingenieurwissenschaftlichen Forschung behandelt. Der Schwerpunkt der Arbeiten in Ketzin liegt auf der Reservoirüberwachung.

Die geologischen Zielhorizonte für die CO<sub>2</sub>-Speicherung am Standort Ketzin sind poröse Sandsteinschichten in 620 m bis 650 m Tiefe (Förster et al. 2006). Die Speichersandsteine werden von rund 240 m mächtigen abdichtenden Tonsteinen überlagert. Seit Juni 2008 wird am Standort Ketzin lebensmittelreines CO<sub>2</sub> über die Injektionsbohrung in den Untergrund eingespeist; bis November 2011 sind insgesamt etwa 55 000 Tonnen CO<sub>2</sub> eingelagert worden. Das wissenschaftliche Begleitprogramm ist vor allem auf die Entwicklung und die Nutzung von Überwachungsmethoden fokussiert (Schilling et al. 2009, Würdemann et al. 2010). Es werden geophysikalische und geochemische Messungen in der Injektionsbohrung und den zwei Beobachtungsbohrungen durchgeführt. Die Untersuchung der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung erfolgt mit seismischen und geoelektrischen Methoden von der Erdoberfläche aus. Es werden theoretische Vorhersagemodelle eingesetzt, mit deren Hilfe die unterirdische Ausbreitung des CO<sub>2</sub> abgeschätzt und vorhergesagt und die Dichtigkeit sowie Sicherheit des Reservoirs beurteilt werden können.

## Verlässliche CO<sub>2</sub>-Injektion in Ketzin

Der Injektionsprozess in Ketzin verläuft sicher und verlässlich seit Juni 2008 (Martens et al., 2011). Die Aufnahmefähigkeit des porösen Sandsteins ist so hoch, dass der von der Bergbehörde genehmigte maximale Verpressdruck zu jeder Zeit unterschritten wurde. Auf Basis der gewonnenen Felddaten und der im Labor bestimmten Gesteinsparameter wird mit Hilfe der numerischen Simulationsprogramme der Injektionsprozess und die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Reservoir nachvollzogen sowie die Sensitivität bezüglich der Heterogenität der hydraulischen Parameter untersucht.

Die wissenschaftlichen Erfahrungen am Standort Ketzin beruhen insbesondere auf einem geochemischen und geophysikalischen Überwachungsprogramm (Giese et al. 2009), das im internationalen Vergleich zum Modernsten und Umfangreichsten zählt. Einzigartig ist hierbei nicht nur die Kombination verschiedener Methoden wie Geoelektrik, Seismik, Temperatur- und Drucküberwachung sowie Fluid- und Gasbeprobung, sondern auch die Kombination unterschiedlicher Messanordnungen mit einem unterschiedlichen zeitlichen und räumlichen Auflösungsvermögen innerhalb der einzelnen Methoden. Diese Kombination hat eine erfolgreiche und für zukünftige Projekte vielversprechende Tomographie des Untergrunds ermöglicht. Mit Hilfe der oben aufgeführten Messverfahren lässt sich die Ausbreitung des Kohlenstoffdioxids im Untergrund gut abbilden bzw. nachvollziehen (Abb. 5).



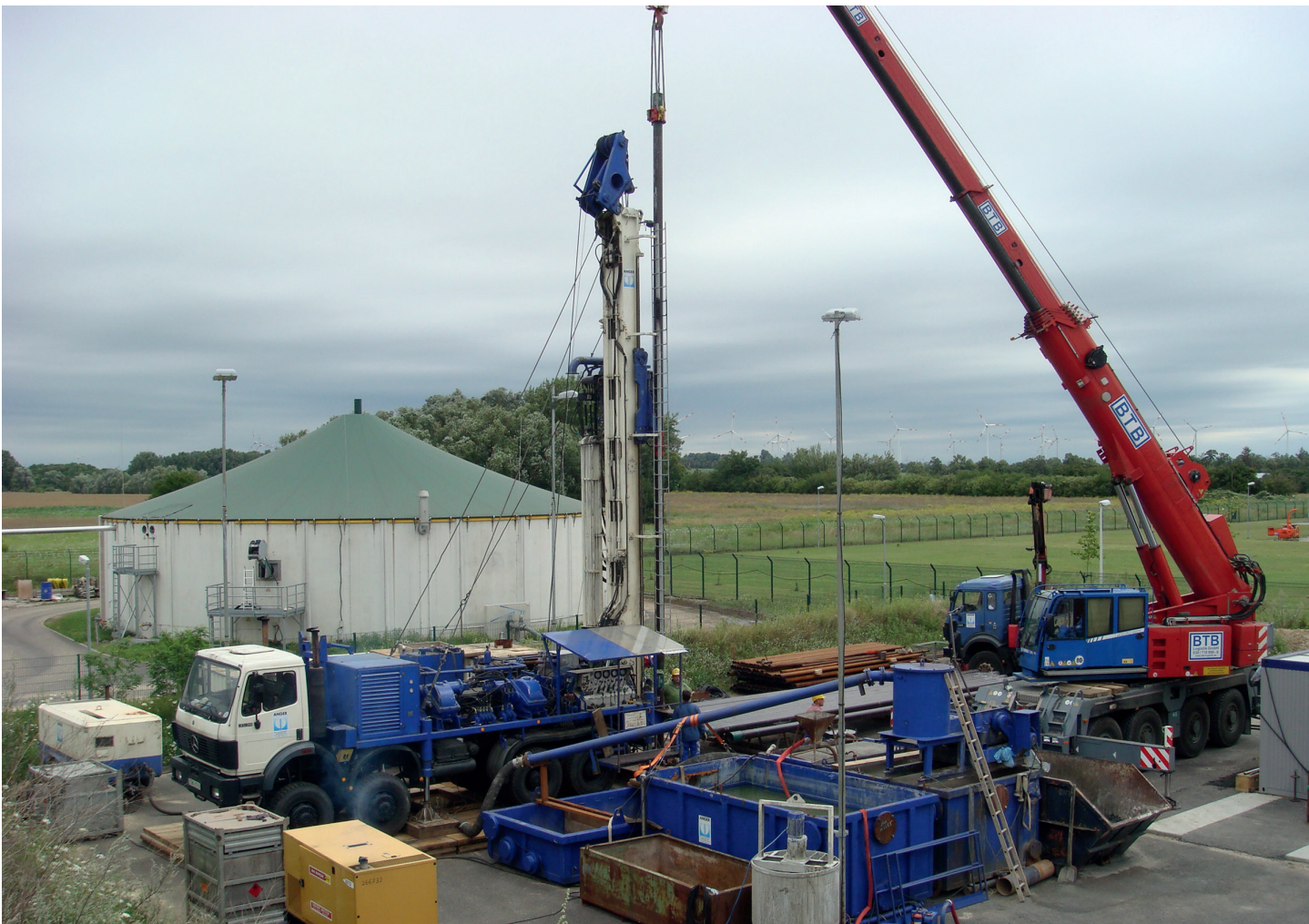


Abb. 3: Bohrarbeiten für die Pegelbohrung am Pilotstandort Ketzin, Juli 2011

Fig. 3: Drilling of shallow observation well at the pilot site Ketzin, July 2011

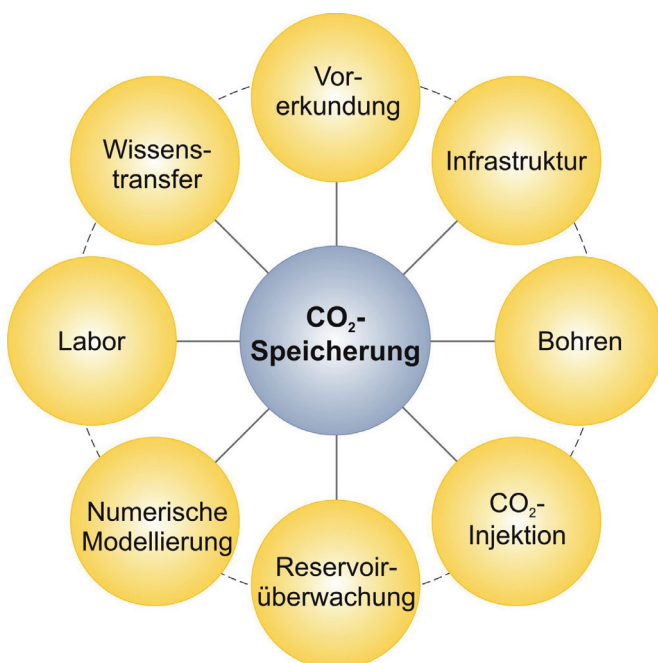


Abb. 4: Ketzin umfasst alle Stadien eines Speicherstandorts.

Fig. 4: Ketzin covers all aspects of a storage site.

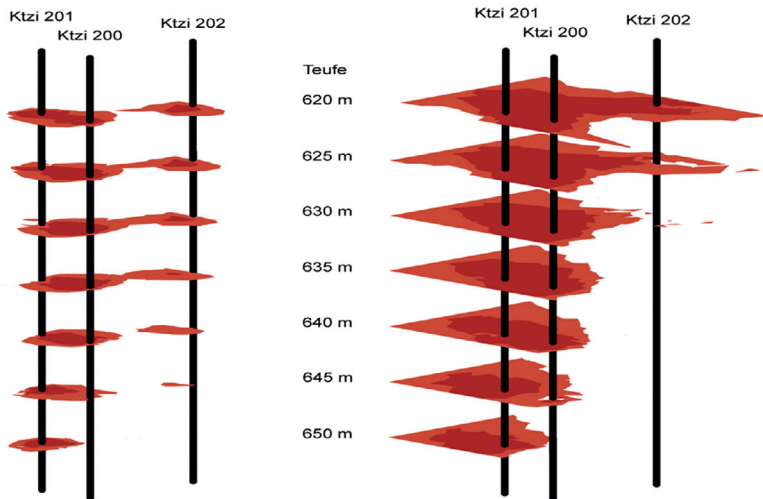
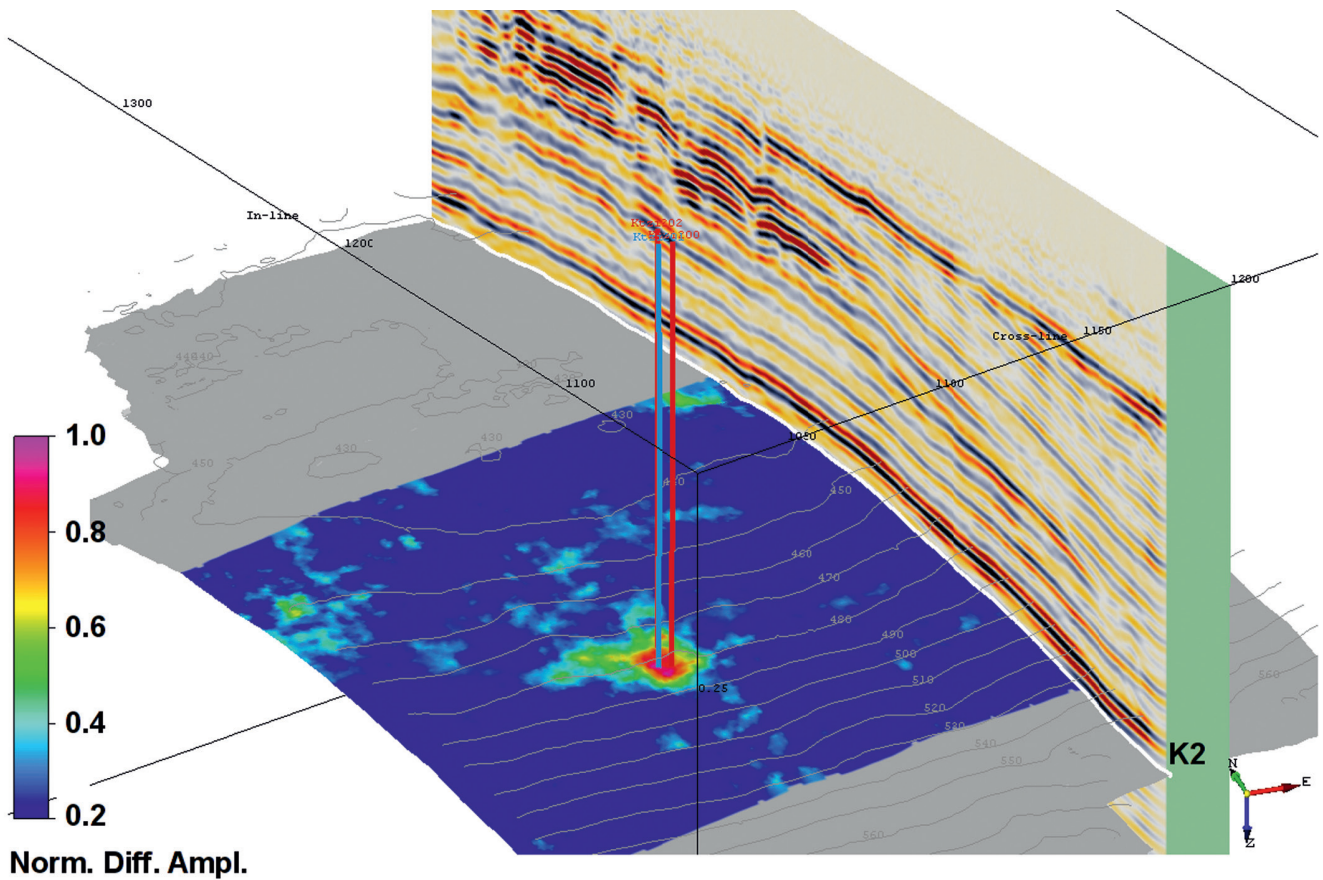


Abb. 5: Basierend auf dem Vergleich zwischen Nullmessung und Wiederholungsmessungen lässt sich die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Untergrund mit Hilfe geophysikalischer Verfahren abbilden. Seismische Messungen in Ketzin (oben) zeigen die Veränderungen elastischer Eigenschaften des Gesteins, die durch den Eintrag von CO<sub>2</sub> entstehen (Oktober 2009; ca. 22 500 t CO<sub>2</sub> gespeichert). Geoelektrische Messungen (links) zeigen Veränderungen des spezifischen Widerstands des Gesteins aufgrund der CO<sub>2</sub>-Injektion (November 2008; 4 500 t CO<sub>2</sub> und April 2009 13 500 t CO<sub>2</sub>).

Fig. 5: Comparison of the geophysical base line and repeat measurements enables the visualization of CO<sub>2</sub> migration in the subsurface. Seismic measurements in Ketzin (above) display changes in the elastic properties of the rock due to CO<sub>2</sub> injection (October 2009; ca. 22 500 t CO<sub>2</sub> stored). Geoelectric measurements (left) outline changes in the specific resistivity of the rocks as a result of the CO<sub>2</sub> (November 2008; 4 500 t CO<sub>2</sub> and April 2009; 13 500 t CO<sub>2</sub>).

## Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Mensch greift über stetig steigende anthropogen verursachte CO<sub>2</sub>-Emissionen wesentlich in den natürlichen Kohlenstoffkreislauf der Erde ein. Im Rahmen der Klimapolitik wird daher die Lagerung von CO<sub>2</sub> in tiefen Gesteinsschichten erwogen. Die Senken, in denen es langfristig gespeichert werden soll, sind tiefe, salzwasserführende Grundwasserleiter. Oberhalb der porösen Sandsteinspeicher, in die das CO<sub>2</sub> eingebracht wird, muss eine Deckschicht das aufsteigende Gas zurückhalten. Mit der Zeit werden wesentliche Teile des CO<sub>2</sub> kapillar im Porenraum gebunden, als Kohlensäure im Wasser gelöst bzw. zu Karbonaten mineralisiert. Durch umfangreich eingesetzte Überwachungsmethoden muss eine Gefährdung für Mensch und Umwelt bei dieser neuen Technologie ausgeschlossen werden. Dazu ist auch eine intensive, lokations-spezifische Voruntersuchung möglicher Leckagewege eine wichtige Voraussetzung.

Am Beispiel des vom GFZ betriebenen Pilotstandorts Ketzin kann belegt werden, dass die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung im Forschungsmaßstab sicher und verlässlich durchführbar ist. Auch eine zuverlässige Überwachung einer Speicherstätte ist möglich. Die zentrale Frage für die nahe Zukunft wird nun sein, wie groß in Deutschland die tatsächlich zu realisierende Speicherkapazität bei Einhaltung der zu fordernden Sicherheitsstandards sowie der für jede Speicherstätte individuell zu definierenden Abbruchkriterien sein wird.

Das eigentliche Anwendungsgebiet von CCS (Carbon Capture and Storage), insbesondere auch der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub>, wird in den Ländern liegen, die auf längere Sicht weiter Kohle als Energiequelle nutzen werden. Die OECD geht von weiterhin steigendem Einsatz von Kohle in den nächsten Dekaden aus. Neben den USA sind die BRICS-Staaten (Brasilien, Russland, Indien, China und Südafrika) auch zukünftig als Kohlenutzer mit zunehmend wachsendem Verbrauch anzusehen. Die aus diesem Energiekonsum stammenden CO<sub>2</sub>-Emissionen müssen deutlich minimiert werden. Dazu ist die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> ein mögliches Mittel.

## Literatur

- Förster, A., Norden, B., Zinck-Jørgensen, K.; Frykman, P., Kulenkampff, J., Spangenberg, E., Erzinger, J., Zimmer, M., Kopp, J., Borm, G., Juhlin, C-G., Cosma, C., Hurter, S. (2006): Baseline characterization of the CO<sub>2</sub>SINK geological storage site at Ketzin, Germany. - *Environmental Geosciences* 133, 3, 145–161, 10.1306/eg.02080605016.
- Giese, R., Henningses, J., Lüth, S., Morozova, D., Schmidt-Hattenberger, C., Würdemann, H., Zimmer, M., Cosma, C., Juhlin, C., CO<sub>2</sub>SINK Group (2009): Monitoring at the CO<sub>2</sub>SINK Site: A concept integrating geophysics, geochemistry and microbiology. - *Energy Procedia* 1, 2251-2259, 10.1016/j.egypro.2009.01.293.
- Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M., Meyer, L. A. (Eds)(2005): IPCC (2005) IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Eds: B. Metz, O. Davidson, H.C. de Coninck, M. Loos, L.A. Meyer) Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 Seiten.
- Knopf, S., May, F., Müller, C., Gerling, J.P (2010): Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen - *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60, 4, 76-80.
- Kühn, M. (2011): CO<sub>2</sub>-Speicherung: Chancen und Risiken. - *Chemie in unserer Zeit*. 45, 2, 126-138, 10.1002/ciuz.201100538.
- Martens, S., Liebscher, A., Möller, F., Würdemann, H., Schilling, F., Kühn, M., Ketzin Group (2011): Progress report on the first European on-shore CO<sub>2</sub> storage site at Ketzin (Germany) - Second year of injection. - *Energy Procedia*, 4, 3246-3253, 10.1016/j.egypro.2011.02.243.
- May, F., Brune, S., Gerling, J.P., Krull, P. (2003): Möglichkeiten zur untertägigen Speicherung von CO<sub>2</sub> in Deutschland: eine Bestandsaufnahme. - *Geotechnik*, 26, 3, 162-172.
- Prevedel, B., Wohlgemuth, L., Legarth, B., Henningses, J., Schütt, H., Schmidt-Hattenberger, C., Norden, B., Förster, A., Hurter, S. (2009): The CO<sub>2</sub>SINK boreholes for geological CO<sub>2</sub>-storage testing. - *Energy Procedia*, 1, 1, 2087-2094, 10.1016/j.egypro.2009.01.272.
- Schilling, F. R., Borm, G., Würdemann, H., Möller, F., Kühn, M., CO<sub>2</sub>SINK Group (2009): Status Report on the First European on-shore CO<sub>2</sub> Storage Site at Ketzin (Germany). - *Energy Procedia*, 1, 1, 2029-2035, 10.1016/j.egypro.2009.01.264.
- Würdemann, H., Möller, F., Kühn, M., Heidug, W., Christensen, N. P., Borm, G., Schilling, F. R. (2010): CO<sub>2</sub>SINK-From site characterisation and risk assessment to monitoring and verification: One year of operational experience with the field laboratory for CO<sub>2</sub> storage at Ketzin, Germany. - *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 6, 938-951, 10.1016/j.ijggc.2010.08.010.

# Eingeschlossene Ressource: Methan in natürlichen Gashydraten

Judith Maria Schicks<sup>1</sup>, Manja Luzi<sup>2</sup>, Erik Spangenberg<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam, <sup>2</sup>Institute for Advanced Sustainability Studies e.V., Potsdam

*The presence of natural gas hydrates at all active and passive continental margins has been proven. Their global occurrence as well as the fact that huge amounts of methane and other lighter hydrocarbons are stored as natural gas hydrates has led to the idea of using hydrate bearing sediments as an energy resource. However, natural gas hydrates remain stable as long as they are in mechanical, thermal and chemical equilibrium with their environment. Thus, for the production of gas from hydrate bearing sediments, at least one of these equilibrium states must be disturbed e.g. by depressurization, heating or addition of chemicals such as CO<sub>2</sub>. Depressurization, thermal or chemical stimulation may be used alone and also in combination. Producing hydrocarbons from hydrate bearing sediments by CO<sub>2</sub> injection, in particular, suggests the potential of an almost greenhouse gas neutral use of this unconventional natural gas resource. In any case, the exploitation of natural gas hydrates is a technical challenge. The GFZ was already involved in the first real production test at the Mallik test site in Canada in 2001/2002 using thermal stimulation. Within the framework of the German joint research project SUGAR scientists from GFZ German Research Centre for Geosciences developed and tested an innovative method using in situ combustion for thermal stimulation on a pilot plant scale. Preliminary results are quite promising: this kind of thermal stimulation, combined with depressurization may be an efficient method to produce gas from natural gas hydrate deposits.*



Fossile Energieträger wie z.B. Kohle, Erdöl und Erdgas decken derzeit den überwiegenden Teil des Energiebedarfs und werden auch in naher Zukunft eine wesentliche Rolle bei der Energieversorgung spielen. Im Vergleich zu Kohle oder Erdöl ist Erdgas mit seinem Hauptbestandteil Methan ein vergleichsweise sauberer Energielieferant, da bei der Verbrennung vorwiegend Wasser und Kohlendioxid entstehen und keine Rußpartikel oder andere Rückstände freigesetzt werden. Als unkonventionelle Methanquelle rückt die Nutzung natürlicher Gashydrate weltweit zunehmend in den Mittelpunkt des Interesses. Gashydrate sind kristalline, eisähnliche Feststoffe, die aus einem dreidimensionalen Netzwerk aus Wassermolekülen bestehen. Die Wassermoleküle sind über Wasserstoffbrückenbindungen miteinander verbunden und bilden dabei Käfigstrukturen aus (Abb. 1). Die Käfige werden durch eingeschlossene Gastmoleküle stabilisiert; sie verhindern, dass die Käfige aufgrund der Wechselwirkungen der gegenüberliegenden Wassermoleküle kollabieren (Sloan & Koh, 2008). Als Gastmoleküle sind vorwiegend unpolare Verbindungen wie z. B. die in natürlichen Gashydraten vorkommenden leichteren Kohlenwasserstoffe geeignet.

Seit 2001 befassen sich Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler des Deutschen GeoForschungsZentrums GFZ mit Gashydraten. Ein Schwerpunkt liegt auf der Grundlagenforschung, bei der neben natürlichen Proben auch Hydrate definierter Zusammensetzung im Labor synthetisiert und analysiert werden. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen bilden die Basis für eine bessere Vorhersage hinsichtlich des Verhaltens natürlicher Gashydrate auf Änderungen ihrer Umgebung wie z. B. bei einer globalen Erwärmung. Aber auch die angewandte Forschung mit Blick auf die Gewinnung des hydratgebundenen Methans wurde in den letzten Jahren vorangetrieben. Seit 2008 beteiligt sich das GFZ an dem vom IFM-GEOMAR koordinierten nationalen Verbundprojekt „SUGAR – submarine Gashydrate Lagerstätten – Erkundung, Abbau und Transport“. In den Teilprojekten „Numerische Simulation des Hydratabbaus“ und „Weiterentwicklung und Test der In-situ-Oxidation als Methode zur Gasgewinnung aus hydratführenden Sedimenten“ werden am GFZ Methoden zum Einsatz im Bohrloch bis hin zum Abbau von natürlichen Hydratlagerstätten entwickelt.

## Hydratvorkommen in der Natur

Natürlich vorkommende Gashydrate wurden erstmals 1969 in ihrer geologischen Umgebung untersucht (Sloan & Koh, 2008). Für die Bildung von Gashydraten sind erhöhte Drücke, niedrige Temperaturen sowie ausreichende Mengen an Wasser und Gas erforderlich. Die notwendigen Druck- und Tempera-

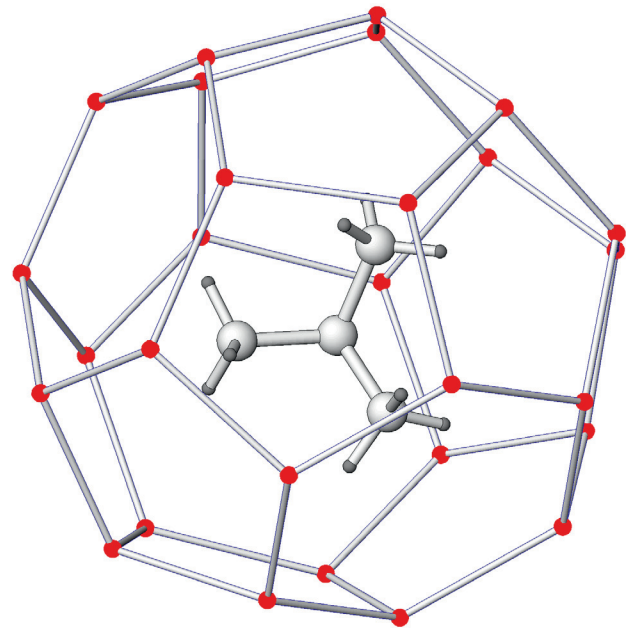


Abb. 1: Wassermoleküle (rot) bilden über Wasserstoffbrücken Käfigstrukturen aus, die durch eingeschlossene Gasmoleküle (grau) stabilisiert werden.

Fig. 1: Water molecules (red) arranged in hydrogen bonded cavities which are stabilized by incased gas molecules (grey).

turbedingungen sind zum Beispiel in Permafrostgebieten oder am Meeresboden gegeben. Natürliche Gashydrate enthalten überwiegend Methan. Dieses Methangas entsteht durch den mikrobiellen Abbau organischen Materials in Sedimenten der Ozeanböden oder durch die mikrobielle Kohlendioxid-Reduktion. Thermogene Umwandlungsprozesse in tieferen Sedimentschichten, die häufig mit Erdöllagerstätten gekoppelt sind, sind eine weitere mögliche Kohlenwasserstoffquelle. In diesen Fällen können in den natürlichen Gashydraten auch höhere Kohlenwasserstoffe nachgewiesen werden. Solche Mischhydrate, die neben Methan auch höhere Kohlenwasserstoffe enthalten, sind bei anderen Druck- und Temperaturbedingungen stabil als reine Methanhydrate; im Allgemeinen sind Mischhydrate in einem deutlich weiteren Bereich stabil. Die Stabilitätsbereiche für ein Mischhydrat, welches neben Methan auch Ethan und Propan enthält, werden in Abbildung 2 beschrieben. Diese veränderten Stabilitätsbedingungen erschweren einerseits die Destabilisierung dieser Verbindungen und damit die Gewinnung des eingeschlossenen Gases. Andererseits kann die Mächtigkeit einer hydratführenden Sedimentschicht



Kontakt: J. Schicks  
(schick@gfz-potsdam.de)

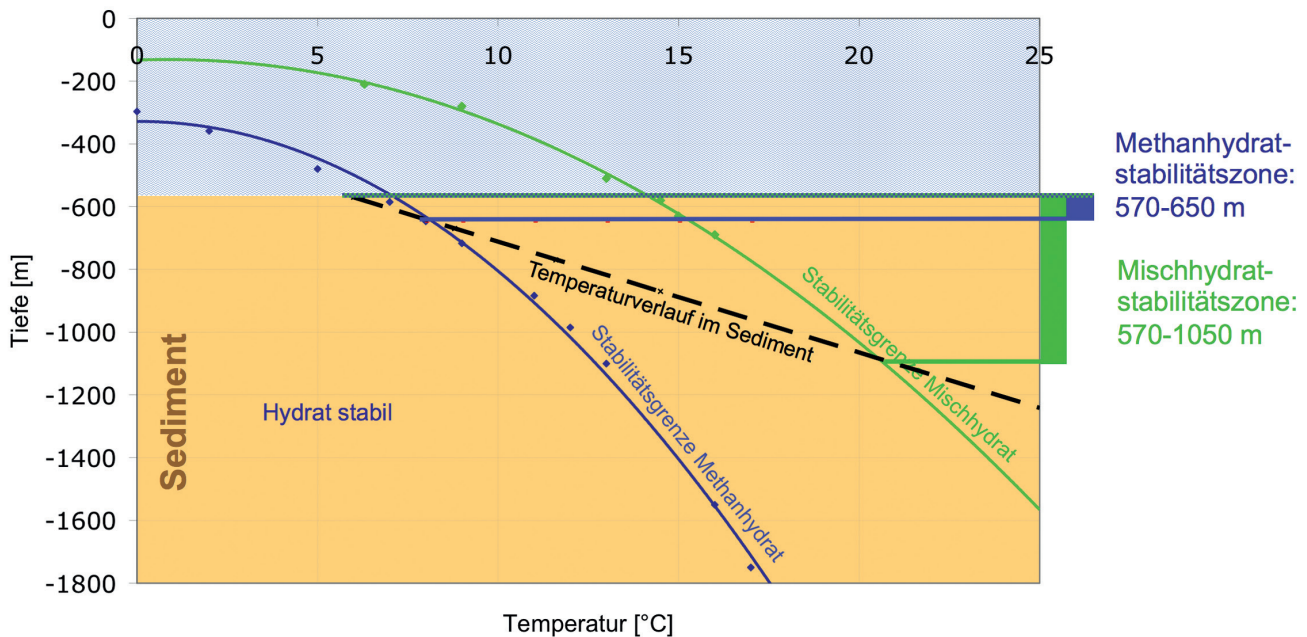


Abb. 2: Gashydratstabilitätszonen in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der Hydrate. Die Stabilitätsgrenzen für Mischhydrat (grüne Kurve) liegen bei gegebenem Druck (Tiefe) bei höheren Temperaturen als bei Methanhydrat (blaue Kurve). Entsprechend ist die Mischhydrat-Stabilitätszone mächtiger als für reines Methanhydrat.

Fig. 2: Gas Hydrate Stability Zone in dependency of hydrate composition: at given pressure (depth) the phase boundary for mixed hydrates (green) are shifted to higher temperatures as compared to pure methane hydrate (blue).

in Anwesenheit von reinem Methanhydrat deutlich geringer ausfallen im Vergleich zu einer Sedimentschicht, die Mischhydrate enthält. Das wird auch in Abbildung 2 deutlich. Unter den angenommenen Temperaturbedingungen (Temperaturverlauf im Sediment) wäre die hydratführende Sedimentschicht mit reinem Methanhydrat nur 80 m dick. Ein Mischhydrat wäre aber auch noch bei Druck- und Temperaturbedingungen in 1050 m Tiefe stabil. Die Mächtigkeit einer solchen mischhydratführenden Sedimentschicht könnte dann 480 m betragen, sofern ausreichend Gas vorhanden ist, um Hydrate zu bilden.

Da an den Kontinentalrändern durch die hohe Planktonproduktion und entsprechende Sedimentationsraten reichlich organisches Material zur Verfügung steht, können dort in den Sedimenten besonders große Mengen Methan entstehen. Gashydrate sind daher weltweit an allen aktiven und passiven Kontinentalrändern zu finden. Sie kommen aber auch im Schwarzen Meer, im Kaspischen Meer oder im Baikalsee vor, wo ähnliche Randbedingungen vorliegen (Kvenvolden & Lorentzen 2001). Abbildung 3 zeigt die weltweit nachgewiesenen sowie vermuteten Gashydratvorkommen.

Eine häufig verwendete Methode, natürliche Gashydratvorkommen aufzuspüren, ist die geophysikalische Detektion eines sogenannten Boden-simulierenden Reflektors (BSR),

der parallel zur Struktur des Meeresbodens verläuft und die untere Grenze des Hydratstabilitätsfelds beschreibt. Diese charakteristische Reflexion wird aber nur dann beobachtet, wenn der Hydratgehalt innerhalb der Gashydratstabilitätszone und der Gasgehalt unterhalb der Gashydratstabilitätszone ausreichend hoch sind. Das Fehlen eines BSR bedeutet daher nicht zwangsläufig, dass in den Sedimenten kein Hydrat vorhanden ist; möglicherweise ist nur der Gasgehalt im Sediment unterhalb der Gashydratstabilitätszone zu gering. Ein weiterer Nachteil des Verfahrens ist, dass nur die untere Grenze der gashydratführenden Schicht nachgewiesen wird. Über die obere Grenze sowie den Sättigungsgrad innerhalb des hydratführenden Sediments kann keine Aussage getroffen werden. Die Hydratsättigung hängt dabei wesentlich von der Korngröße des Sediments ab. So kann in grobkörnigen Sedimenten, wie etwa Sandlagen, eine 80 bis 100%ige Hydratsättigung im Porenraum vorliegen, in feineren Sanden und Schluffen beträgt die Sättigung nur noch 15 bis 40%.

Der Hydratgehalt eines Sediments kann durch Modellierungen abgeschätzt werden; zur genauen Bestimmung sind jedoch Probenahmen notwendig. Hier gibt die Analyse von Bohrkernen aus hydratführenden Sedimenten einen direkten Hinweis auf Formen, in denen die Gashydrate jeweils vorliegen. Diese können sehr unterschiedlich sein: Neben feinverteilten Kris-

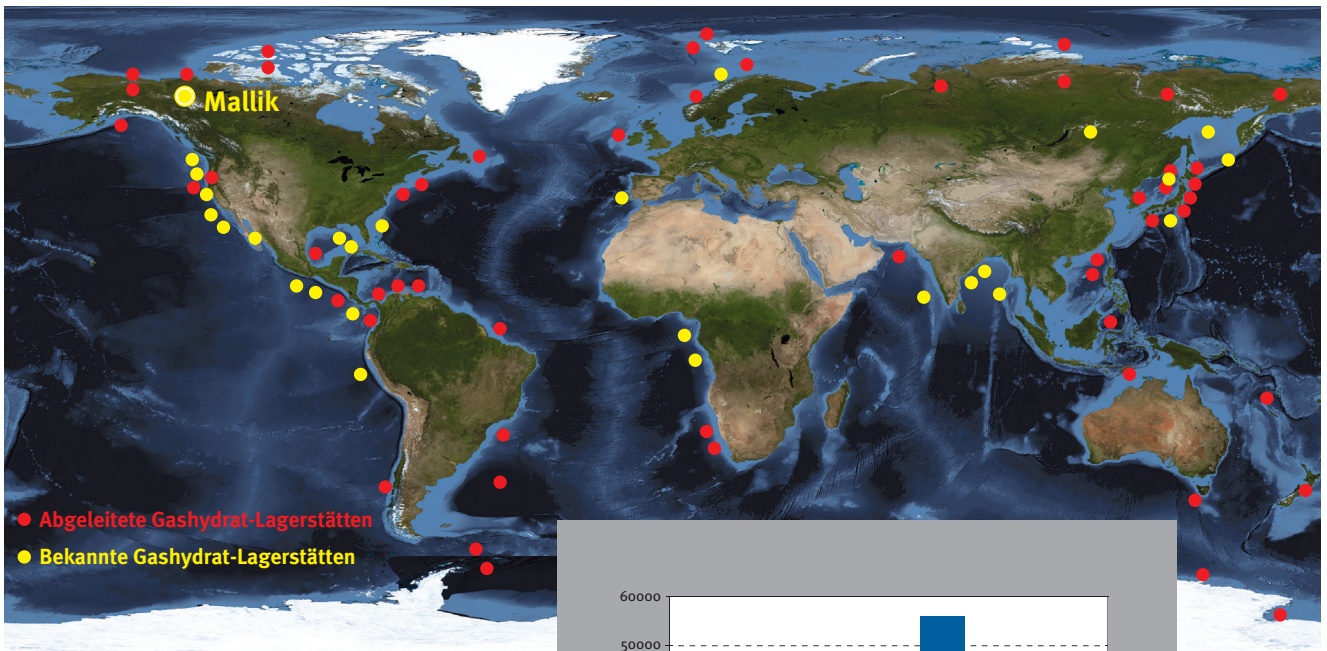
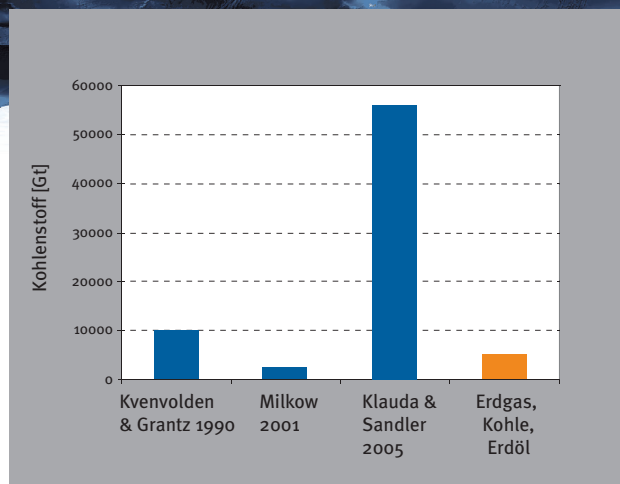


Abb. 3: Weltkarte: Vermutete und nachgewiesene Hydratvorkommen; Grafik: Drei Literaturwerte zum vermuteten Gehalt an hydratgebundenem Kohlenstoff im Vergleich zum Kohlenstoffgehalt bekannter Erdgas-, Erdöl- und Kohlereserven

Fig. 3: Inferred and known hydrate deposits. Small Fig.: Three examples for calculated amount of carbon bonded in natural hydrate deposits compared to known natural gas, oil and coal deposits



tallen im Porenraum sind weiße Klümpchen oder Knöllchen ebenso zu beobachten wie massive reine Lagen von mehreren Zentimetern bis Dezimetern Dicke (Abb. 4).

### Natürliche Gashydrate als Energieträger

Natürliche Gashydrate können beachtliche Mengen Methan enthalten: ein Kubikmeter natürliches Hydrat enthält bei 273,15 K etwa 164 m<sup>3</sup> Methan. Diese Tatsache sowie die weltweite Verbreitung der Gashydrate führen dazu, dass enorme Mengen Methan in den natürlichen Vorkommen vermutet werden. Die Mengenabschätzungen schwanken jedoch signifikant. Da bisher keine Methode existiert, mit der flächendeckend die Mächtigkeit hydratführender Sedimentschichten und deren Hydratsättigung bestimmt werden kann, beruhen die Abschätzungen des globalen Kohlenstoffgehalts in Hydraten auf sehr unterschiedlichen Annahmen. Die Kalkulationen von Kvenvolden und Grantz (1990) basieren beispielsweise auf seismischen Studien im Nordpolarmeer. Dabei legen die

Autoren den BSR dieser Region zugrunde und nehmen an, dass auf etwa 75% der Fläche des Nordpolarmeers in einer Tiefe zwischen 400 bis 2800 m Gashydrate vorkommen. Basierend auf diesen Kalkulationen extrapolieren sie das globale Gashydratvorkommen und berechnen ein Volumen von etwa 20 x 10<sup>15</sup> m<sup>3</sup> hydratgebundenem Methangas. Dies entspricht etwa 10 000 Gt gebundenem Kohlenstoff. Klauda und Sandler (2005) legen ihren Kalkulationen ein thermodynamisches Modell zugrunde, aus dem sich die maximal mögliche Mächtigkeit der hydratführenden Sedimentschicht bei gegebenen Druck- und Temperaturbedingungen bestimmen lässt. Berücksichtigt werden in dem Modell die lokalen Temperaturen wie auch die Salinität des Wassers und der Massentransport des organischen Kohlenstoffs. Die Autoren gehen bei ihren Kalkulationen ferner von einer 3,4%igen Hydratsättigung im Sedimentporenraum aus. Basierend auf diesen Annahmen errechnen Klauda und Sandler über 55 000 Gt hydratgebundenen Kohlenstoff. Weit weniger optimistisch sind die Abschätzungen von Milkov und Sassen (2001). Sie beziehen sich auf die konkreten Gashydratvorkommen im Golf von Mexiko und übertragen diese

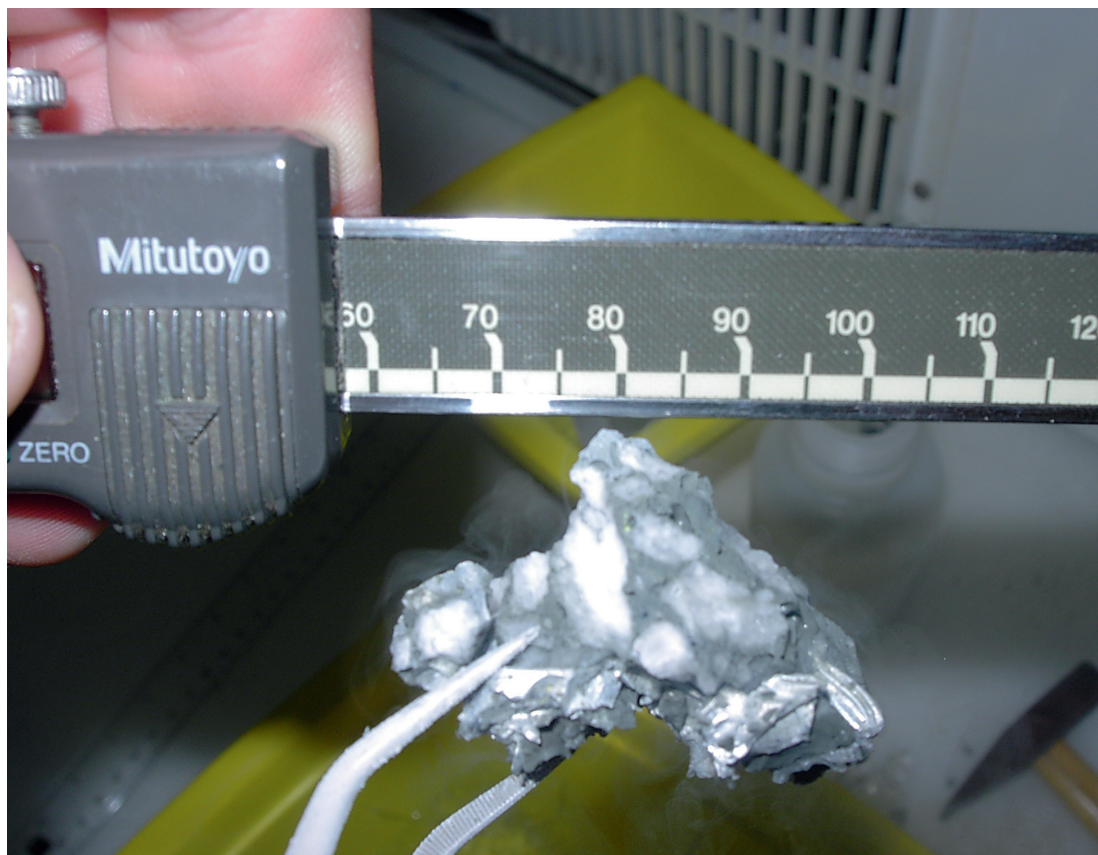


Abb. 4: Hydratknöllchen (weiß) im Sediment einer natürlichen Hydratprobe, die im Rahmen der IODP-Expedition 311 eingeholt wurde. Die Probe ist etwa 4 cm breit.

Fig. 4: Natural hydrate sample taken at the IODP-Expedition 311. Sample size: 4 cm

Werte auf Lokationen mit ähnlich günstigen Bedingungen für die Hydratbildung. In Abbildung 3 sind die drei Kalkulationsergebnisse basierend auf variierenden Annahmen aufgeführt.

### Energieressource der Zukunft?

Die wissenschaftliche Gemeinschaft orientiert sich überwiegend an dem von Kvenvolden und Grantz (1990) vorhergesagten Wert von etwa 10 000 Gt Kohlenstoff, der in Form von Methan in natürlichen Hydratvorkommen gebunden sein könnte. Wie in Abbildung 3 ersichtlich wird, ist dies doppelt so viel Kohlenstoff wie in allen bekannten Erdöl-, Erdgas- und Kohlereserven vermutet wird. Diese enormen Mengen an Methan lassen Gashydrate auch als Energieressource immer interessanter erscheinen. Da das Hydrat zum Teil sehr feinverteilt in den Porenräumen des Sediments vorliegt, ist die Gewinnung des Methangases aus Gashydraten aber mit enormen technischen Herausforderungen verbunden. Ein Ziel ist, nur das Methangas, nicht aber das Wasser oder das Sediment zu fördern. Dazu muss das Hydrat im Sediment zersetzt

und das freigesetzte Methangas kontrolliert gefördert werden.

Damit sich das Hydrat zersetzt, muss das Gleichgewicht zwischen Hydrat und Umgebung gestört werden. Dazu können z. B. Druck und/oder Temperatur der Umgebung so verändert werden, dass die Stabilitätsbedingungen nicht mehr erfüllt werden; dies wird durch thermische Stimulation oder Druckabsenkung erreicht (Abb. 5). Erstmals wurde im Winter 2001/2002 in Mallik, Kanada, ein kontrollierter Produktionstest unter Beteiligung von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern des GFZ vorgenommen. In Abbildung 3 ist die Lage markiert (großer gelber Punkt). Hier wurden am nordöstlichen Rand der Northwestern Territories drei Bohrungen niedergebracht. Neben der Bohrung 5L-38, in der auch die thermische Stimulation durchgeführt wurde, sind auch zwei Beobachtungsbohrungen niedergebracht worden. Letztere wurden genutzt, um Veränderungen in der Bohrlochumgebung während der thermischen Stimulation zu detektieren. Bei der erfolgreichen Kernung der 5L-38 Bohrung konnten mehrere gashydratführende Sedimentschichten in einem Tiefenintervall von etwa 900 bis 1100 m nachgewiesen werden (Bauer et



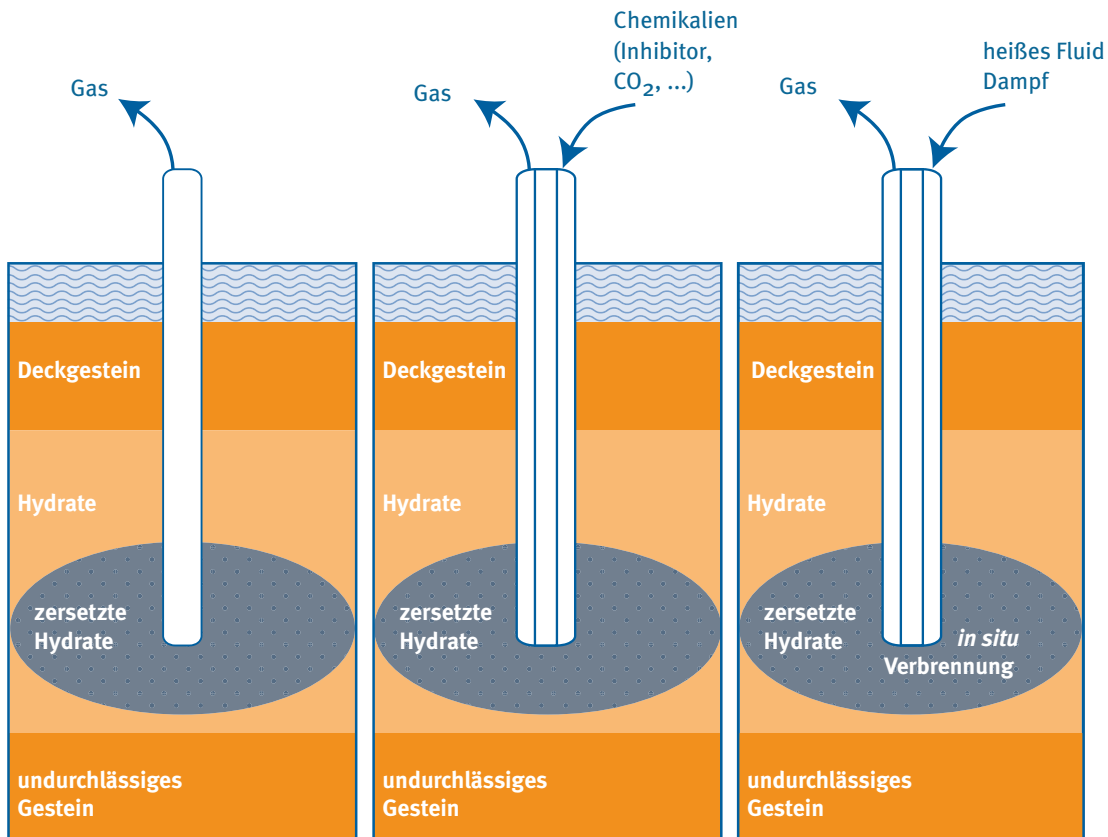


Abb. 5: Prinzipielle Methoden zur Methangewinnung aus natürlichen Hydratvorkommen

Fig. 5: Principle methods for natural gas hydrate exploitation

al., 2005). Anschließend wurden die ersten Produktionstests mittels thermischer Stimulation durchgeführt. Bei den Tests wurde ein Fluid mit definierter Temperatur in die Bohrung eingebracht, was zur Zersetzung der Gashydrate führte (Hancock et al., 2005). Innerhalb von 124 Stunden konnten so 470 m<sup>3</sup> Methangas gefördert werden.

Obwohl bei den Tests gezeigt wurde, dass eine Produktion von Methan aus natürlichen Gashydraten mit diesem Verfahren prinzipiell möglich ist, muss einschränkend erwähnt werden, dass das Verfahren derzeit nicht effizient genug ist. 2007 und 2008 wurde im Rahmen einer kanadisch-japanischen Kooperation – ebenfalls in Mallik – die Druckerniedrigung als Produktionsmethode getestet. Nach anfänglichen Schwierigkeiten konnten im Jahr 2008 während einer sechstägigen kontinuierlichen Förderung durch Druckerniedrigung 13 000 m<sup>3</sup> Methangas aus dem hydratführenden Sediment gewonnen werden (Yamamoto & Dallimore, 2008). Obwohl diese Ergebnisse sehr vielversprechend erscheinen, kann nur ein Langzeittest zeigen, ob diese Methode für eine effiziente Gasgewinnung aus hydratführenden Sedimenten geeignet ist, denn eine

Abkühlung der Formation – bedingt durch den endothermen Zersetzungsprozess der Hydrate – kann die Produktionsraten langfristig negativ beeinflussen. Eine dritte Methode, Gashydrate im Sediment zu zersetzen, ist die chemische Stimulation (Abb. 5). Dabei wird das chemische Gleichgewicht durch die Zugabe von Salz, Inhibitoren wie z. B. Methanol oder auch Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) gestört. CO<sub>2</sub> ist ebenfalls ein guter Hydratbildner und kann das Methan im Hydratkäfig „ersetzen“.

Auch unabhängig von der Gasproduktion aus natürlichen Methanhydraten wird die Einlagerung von CO<sub>2</sub> in Form von Gashydraten als Alternative zur geologischen Speicherung (siehe Artikel von Kühn et al. in diesem Heft) diskutiert. Die Kombination aus Methanföderung bei gleichzeitiger CO<sub>2</sub>-Einlagerung hätte den Vorteil, dass die Nutzung des Methans aus natürlichen Gashydraten in diesem Fall mehr oder weniger klimaneutral wäre. Für diese Produktionsmethode ist ein Feldtest für 2012 in Alaska geplant.

## Methodenentwicklung am GFZ

Das GFZ entwickelt innovative Methoden für die Förderung von Gas aus hydratführenden Sedimenten. Bereits im Jahr 2006 ließ es einen neuartigen Ansatz für die Nutzung natürlicher Gashydrate als Energiequelle patentieren. Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler des GFZ entwickeln aus diesem Ansatz derzeit ein Verfahren, das die Abwärme der katalytischen Verbrennung von Methan in einem Wärmetauscher für die Zersetzung der Gashydrate im Sediment nutzt. Der Reaktor wird im Bohrloch in die hydratführenden Sedimentschichten verbracht. Dort wird dann die nötige Wärme für die Hydratzersetzung durch eine flammenlose, katalytische Oxidation von Methan in situ erzeugt. Im Rahmen des Forschungsverbands SUGAR wird dieses Verfahren im Pilotmaßstab am GFZ getestet. In der ersten Phase des Projekts wurden mehrere Reaktorprototypen und verschiedene Katalysatoren entwickelt und hinsichtlich ihrer Eignung untersucht. Dabei werden zwei Reaktionsrouten bevorzugt: die partielle und die totale Oxidation von Methan. Bei der partiellen Oxidation wird Methan zu Synthesegas ( $\text{CO} + \text{H}_2$ ) umgewandelt. Synthesegas ist ein Energieträger, der zur Erzeugung von Elektrizität oder für die Synthese von Chemikalien wie Methanol eingesetzt werden kann. Bei der totalen Oxidation wird Methan zu  $\text{CO}_2$  und Wasser verbrannt. Bei dieser Reaktion wird im Vergleich zur partiellen Oxidation erheblich mehr Energie freigesetzt. Unter Berücksichtigung üblicher Energieverluste müssten für den Aufbau eines Lagers etwa 10% des gefördert Methans für die totale Oxidation eingesetzt werden. Entscheidend ist dabei das Zusammenspiel von Katalysator und Reaktorgeometrie. Die Oxidationsreaktion am Katalysator soll dabei autotherm und stabil außerhalb der Explosions- oder Selbstzündungsgrenzen des Methans ablaufen. Die sehr heißen Reaktionsprodukte müssen die Wärme über eine geeignete Reaktorgeometrie möglichst quantitativ an die Umgebung abgeben, um das Verfahren effizient zu machen.

Für den Reaktortest wurde ein Reservoirsimulator entwickelt. Er hat ein Volumen von 425 l und kann bis zu einem Druck von 250 bar betrieben werden (Abb. 6). Hier werden realitätsnah und reproduzierbar Gashydrate in Sedimenten aus der gesättigten wässrigen Phase erzeugt (Schicks et al., 2011). Dieser am GFZ entwickelte und erstmalig erprobte experimentelle Aufbau ist hinsichtlich des großen Probenvolumens und der technischen Ausstattung weltweit einmalig.

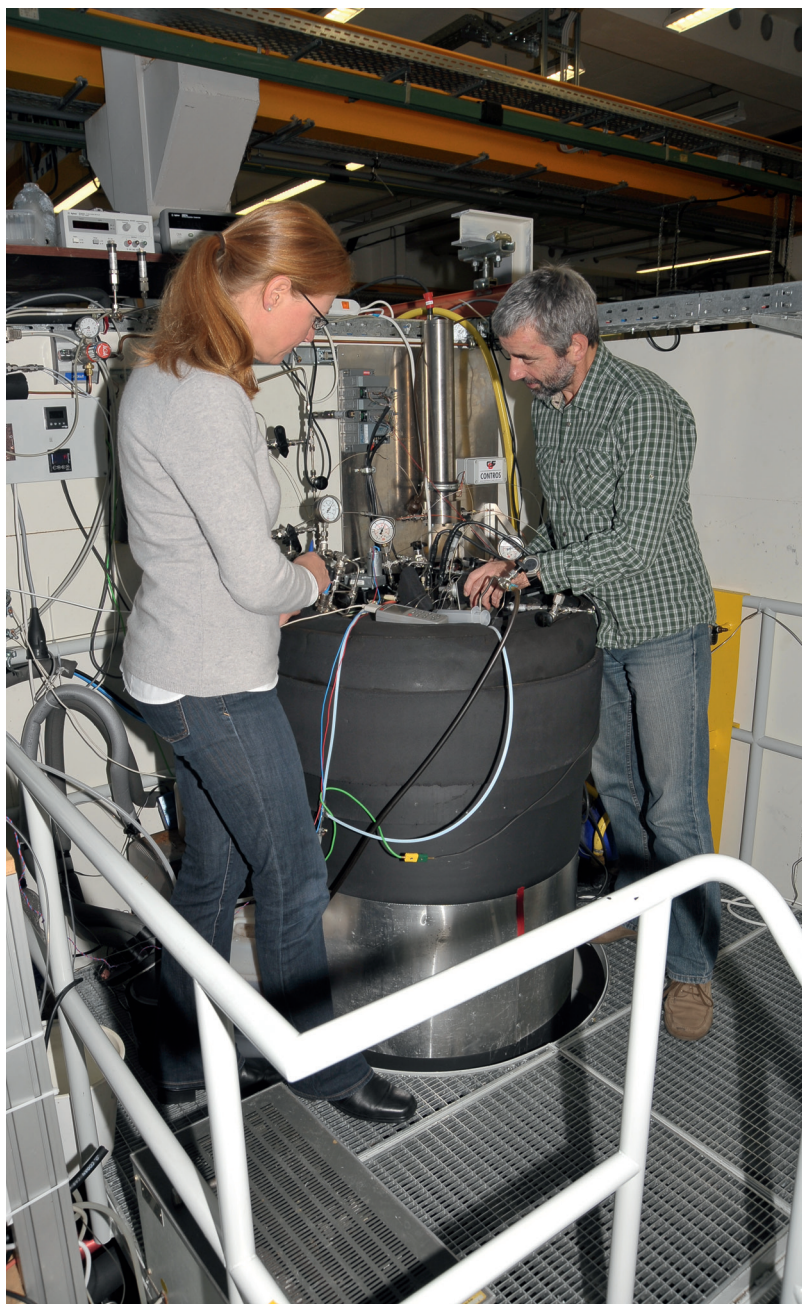


Abb. 6: Der großvolumige Reservoirsimulator kann bis zu einem Druck von 250 bar und Temperaturen über  $-10^{\circ}\text{C}$  betrieben werden. Diverse Pumpen sorgen für den Aufbau des Poren- und Umgebungsdrucks. Hier können Gashydrate in Sedimenten unter realitätsnahen Bedingungen erzeugt und Abbaumethoden getestet werden.

Fig. 6: This reservoir simulator can be used at p-T conditions up to 250 bars and  $-10^{\circ}\text{C}$ , respectively. Several pumps are used to induce defined pore pressure and confining pressure. This experimental set up permits the formation of gas hydrates in sediments under realistic conditions as well as the test of production methods.

Die bisherigen Ergebnisse der Tests sind sehr vielversprechend, zeigen aber auch weiteren Optimierungsbedarf. Für die zweite Phase des SUGAR-Projekts sind eine Weiterentwicklung des Reaktors zur Bohrlochsonde sowie ein Feldtest vorgesehen.

In einem wesentlich kleineren Maßstab untersuchen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler des GFZ aktuell die Gewinnung von Methan aus Methanhydraten bei gleichzeitiger Injektion von CO<sub>2</sub>. Diese Experimente werden in kleinvolumigen (< 0,5 ml) Druckzellen durchgeführt und in situ mittels Raman-Spektroskopie und Röntgendiffraktometrie analysiert. Dazu werden Methanhydrate, aber auch komplexe Mischhydrate, die neben Methan auch Ethan oder Propan enthalten, einer CO<sub>2</sub>-Atmosphäre ausgesetzt. Es zeigt sich, dass sich alle untersuchten Hydrate – unabhängig von ihrer Struktur oder Zusammensetzung – in der CO<sub>2</sub>-Atmosphäre in ein CO<sub>2</sub>-reiches Hydrat umwandeln. Leider zeigt sich auch, dass dieser Prozess umkehrbar ist und sich das CO<sub>2</sub>-reiche Hydrat in Anwesenheit einer kohlenwasserstoffreichen Umgebung wieder in ein Methan- bzw. Kohlenwasserstoffhydrat umwandelt, wobei das CO<sub>2</sub> aus den Hydraten wieder freigesetzt wird (Schicks et al., 2011). Natürliche Hydratvorkommen werden durch stetig nachfließende Kohlenwasserstoffe aus der Umgebung gespeist, wobei die Mengen sehr unterschiedlich sein können. Wenn das Methan aus hydratführenden Sedimenten mittels CO<sub>2</sub>-Injektion gefördert wird, besteht daher die Gefahr, dass das CO<sub>2</sub>, das an Stelle des Methans nun in den Hydratkäfigen eingeschlossen ist, wieder freigesetzt wird, da die Austauschreaktion umkehrbar ist. In jedem Fall sollte diese mögliche Einschränkung bei der Produktionsmethode von Methan aus natürlichen Hydraten durch Injektion von CO<sub>2</sub> berücksichtigt werden.

Im Rahmen des SUGAR-Projekts werden alle Produktionsmethoden allein und in Kombination nicht nur hinsichtlich ihrer Realisierbarkeit und Effizienz getestet, sondern auch ihr möglicher Einfluss auf die Umwelt wird untersucht. Denn neben dem Ziel einer langfristigen Energieversorgung ist es ein wichtiges Anliegen unserer Forschung, für künftige Generationen eine intakte Umwelt zu erhalten.

## Literatur

- Bauer, K., Pratt, R. G., Weber, M., Ryberg, T., Haberland, C., Shimizu, S. (2005): The Mallik 2002 cross-well seismic experiment: project design, data acquisition, and modelling studies. - In: Dallimore, S. R., Collett, T. S. (Eds.), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Canada*, GSC Bulletin, 585, 14.
- Hancock, S., Collett, T. S., Dallimore, S. R., Satoh, T., Inoue, T., Huenges, E., Hennings, J., Weatherill, B. (2005): Overview of thermal-stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. - In: Dallimore, S. R., Collett, T. S. (Eds.), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Canada*, GSC Bulletin, 585.
- Klauda, J.B., Sandler, S.I. (2005): Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment. - *Energy and Fuels*, 19, 2, 459-470, 10.1021/ef0497980.
- Kvenvolden, K. A., Lorenson, T. D. (2001): The global occurrence of natural gas hydrates. - In: Paull, Charles K., Dillon, William P. *Natural Gas Hydrates: Occurrence, Distribution, and Detection (Geophysical Monograph)*, 124, 3–18.
- Kvenvolden, K. A., Grantz A. (1990): Gas hydrates of the Arctic Ocean region. - In: Grantz, A., Johnson, L., Sweeney, J. F. (Eds.), *The Arctic Ocean Region: The Geology of North America*, Geological Society of America, Boulder, Colorado, 539–549.
- Milkov, A.V., Sassen, R. (2001): Estimate of gas hydrate resource, northwestern Gulf of Mexico continental slope. - *Marine Geology*, 179, 1, 71–83, 10.1016/S0025-3227(01)00192-X.
- Schicks, J. M., Spangenberg, E., Giese, R., Steinhauer, B., Klump, J., Luzi, M. (2011): New approaches for the production of hydrocarbons from hydrate bearing sediments. - *Energies*, 4, 1, 151-172, 10.3390/en4010151.
- Sloan, E.D., Koh, C.A. (2008): *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. - 3rd ed. - Boca Raton, CRC Press, 721 p.
- Yamamoto, K., Dallimore, S. (2008): Aurora-JOGMEC-NRCan Mallik 2006-2008 Gas Hydrates Research Project Progress. - *Fire in the Ice: Methane Hydrate Newsletter*, 8, 3.

# Querschnittsthema Geo-Energie

## Innovative Beiträge der Geowissenschaften zur Energieforschung

Magdalena Scheck-Wenderoth, Rita Streich, Simona Regensburg, Hilke Würdemann,  
Mauro Cacace, Rolando di Primio, Klaus Bauer, Thomas Kempka  
Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam

*The provision of appropriate technologies is a major challenge in the ecological and sustainable use of geological resources. At the same time, there is an increasing awareness that innovative technologies are needed to allow for an environmentally sound and economically feasible exploitation of geo-reservoirs. This applies for both traditional and for more recent efforts of utilizing the geological underground, e.g. for geothermal energy production, storage of CO<sub>2</sub> or other gases, the exploitation of gas shales and the storage of heat and chill. Most approaches with respect to lowering the environmental impact and improving the productivity of a reservoir and for monitoring physical, biological and chemical changes in such reservoirs currently under discussion can be looked upon as cross-cutting issues as they contribute to the various or even all areas mentioned above. The geoenergy concept focuses, in particular, on these cross-cutting issues and, at the same time, highlights the gaps in knowledge and respective research needs. Thus, a holistic approach is required that integrates exploration, exploitation and utilisation of potential reservoirs with innovative concepts for monitoring. Accordingly, the research fields of the cross-cutting topics described below focus on methodological development applicable in equal measure to the utilisation of geothermal energy and of shale gas as well as to the use and monitoring of CO<sub>2</sub> storage. Complementary, new modelling approaches need to be developed that allow for the simulation of the involved processes to predict the occurrence and physical properties of potential reservoirs and the changes that may be induced by their utilisation. In addition, interactions between the different kinds of reservoir use need to be anticipated as well as related aspects of synergy or competition (CO<sub>2</sub>-Storage vs. Shale Gas vs. Geothermal).*

Wissenschaftliche Bohrung zur Erforschung  
von Gashydrat führenden Sedimenten, Mallik,  
Kanada, 2002



Steigende Ansprüche an die umweltverträgliche und nachhaltige Nutzung geologischer Ressourcen stellen die Geowissenschaften vor neue technologische Herausforderungen. Bereits im Vorfeld entsprechender Maßnahmen ist ein grundlegendes Verständnis des geologischen Untergrunds und der mit der Nutzung einhergehenden Prozesse erforderlich. Hierzu müssen komplexe wissenschaftliche und technische Fragestellungen erörtert und standortspezifisch unterschiedliche Maßnahmen abgeleitet werden. Dies kann nur durch gesamtheitliche Ansätze erreicht werden, die von der Erkundung und Erschließung, über die Bewirtschaftung potenzieller Reservoirs bis hin zu innovativen Monitoring-Konzepten alle relevanten geowissenschaftlichen Fachdisziplinen nutzt und zusammenführt. Aus dieser integrierten Herangehensweise leiten sich eine Reihe von Querschnittsthemen ab, die über alle Nutzungsarten hinweg einzeln oder in Kombination eingesetzt werden können, um den gesellschaftlichen, ökologischen und ökonomischen Ansprüchen im Hinblick auf die Nutzung des geologischen Untergrunds gerecht zu werden. Gleichzeitig leitet sich aus diesen Ansprüchen vor dem Hintergrund der aktuellen Veränderungen im Energiesektor ein zunehmender Forschungsbedarf ab. Dies betrifft insbesondere die im Kontext des Energiewandels diskutierten Nutzungsformen, zu denen u. a. die Exploration und Nutzung potentieller geothermischer Lagerstätten, die Shale Gas-Produktion, die CO<sub>2</sub>-Speicherung sowie die Kälte- und Wärmespeicherung gehört. Hierzu gehören auch Modellierungsansätze, um ablaufende Prozesse simulieren, Vorhersagen über das Vorkommen und die Eigenschaften der Reservoirs treffen und deren nutzungsbedingte Entwicklung abschätzen zu können. Darüber hinaus sind Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Nutzungsarten des Untergrunds und daraus entstehende Synergien bzw. Konkurrenzsituationen (CO<sub>2</sub>-Speicherung/Shale Gas vs. Geothermie) zu bedenken.

Nachfolgend sollen die verschiedenen für die Geo-Energie bezogene Nutzung des Untergrundes relevanten Querschnittsthemen vorgestellt und der damit einhergehende Forschungsbedarf verdeutlicht werden.

## Erkundung, Erschließung und Überwachung (Monitoring)

Zur Erkundung von potentiellen Geo-Energie-Standorten muss zunächst die räumliche Verteilung von geologischen Schichten mit unterschiedlichen Eigenschaften erfasst werden. Zusätzlich müssen die betrachteten Reservoirtypen und die in den Reservoirs ablaufenden Prozesse verstanden werden. Daher umfassen die entsprechenden Arbeiten ein weites Spektrum räumlicher Skalen und reichen von der Analyse ganzer Sedimentbecken bis zu mikroskopischen Untersuchungen von Gesteins- und Fluidproben. Ebenso reichen auch die betrachteten zeitlichen Skalen von geologischen Zeiträumen bis zur Untersuchung von Änderungen der Reservoirs während der wirtschaftlichen Nutzung. Dazu werden am Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ neben Methoden der Sedimentbeckenanalyse, die geophysikalische Lagerstätten erkundung, die Bestimmung von thermodynamischen, hydraulischen, biologischen, chemischen und kinetischen Reservoirseigenschaften, sowie verschiedene Monitoring-Methoden und Untersuchungen zur Geomechanik und Bohrlochstabilität eingesetzt.

Eine besondere Neuentwicklung betrifft die geophysikalische Lagerstätten erkundung. Hier wurden neue Erkenntnisse zur Reservoir erkundung mit aktiven elektromagnetischen Methoden und mit seismischen Verfahren gewonnen, die künftig für verschiedene Geo-Energie-Fragestellungen von Nutzen sein werden.

## Reservoir erkundung mit aktiven elektromagnetischen Methoden

Die elektrische Leitfähigkeit von Gesteinen hängt wesentlich von den Leitfähigkeiten der Porenfluide, der Porosität und der Porenvernetzung ab. Daher sind elektrische und elektromagnetische Verfahren besonders zur Charakterisierung des Fluidgehalts in Reservoirgesteinen geeignet. In Gebieten mit starken elektromagnetischen Störfeldern, wie sie z. B. durch Pipelines, Hochspannungsleitungen oder elektrifizierte Bahnanlagen erzeugt werden, kommen Verfahren zum Einsatz, die mit aktiven Quellen arbeiten (Controlled-Source Magnetotellurik – CSMT). Mit aktiven elektromagnetischen Verfahren lassen sich elektrisch schlecht leitende Schichten erfassen, wie sie etwa entstehen, wenn bei CO<sub>2</sub>-Injektionen leitfähiges Porenwasser durch schlecht leitendes CO<sub>2</sub> verdrängt wird. Umgekehrt können auch gute Leiter nachgewiesen werden, wie sie z. B. für geothermische Reservoirs charakteristisch sind. Unter günstigen Umgebungsbedingungen sollte außerdem die interne Leitfähigkeitsvariabilität von Schwarzschieferhorizonten auflösbar sein; dies kann zur Charakterisierung des Reifegrads der eingeschlossenen Kohlenwasserstoffe beitragen.



**Kontakt:** M. Scheck-Wenderoth  
(leni@gfz-potsdam.de)

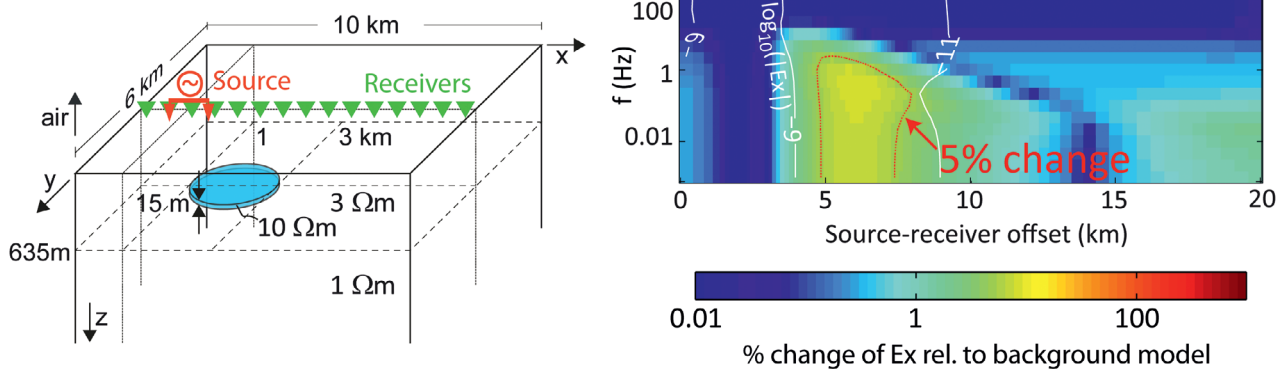


Abb. 1: Änderung des elektrischen Feldes für das dargestellte Leitfähigkeitsmodell mit einem scheibenförmigen „CO<sub>2</sub>-Reservoir“ (blau), relativ zum elektrischen Feld für ein Modell ohne das CO<sub>2</sub>-Reservoir. Bei Frequenzen unter 1 Hz und Quell-Empfänger-Distanzen von rund 5 bis 8 km wäre die Änderung messbar.

Fig. 1: Change of the electric field for the displayed electrical conductivity model containing a disk-shaped anomaly that represents a CO<sub>2</sub> reservoir, relative to the electric field for a model not containing the CO<sub>2</sub> reservoir. The reservoir would be detectable at frequencies less than 1 Hz and source-receiver distances of about 5-8 km.

Im Rahmen des vom GFZ federführend koordinierten und durch das BMBF innerhalb des Programms „Spitzenforschung und Innovation in den Neuen Bundesländern“ als Verbundprojekt geförderten Vorhabens GeoEn wurde mit Simulationsrechnungen das Auflösungsvermögen für verschiedene Zielstrukturen untersucht (Streich et al., 2010). Entsprechende Software, mit der elektromagnetische Felder in 3D auf dem Rechencluster des GFZ berechnet werden können, wurde für diese Studien neu entwickelt (Streich, 2009; Streich und Becken, 2011). Die Simulationsrechnungen zeigen beispielsweise, dass Leitfähigkeitsänderungen durch Einspeisung größerer Mengen CO<sub>2</sub> von der Erdoberfläche grundsätzlich messbar sind (Abb. 1). Um kleinere Mengen, wie das derzeit am CO<sub>2</sub>-Teststandort Ketzin injizierte Volumen, direkt aufzulösen, müsste Strom näher am CO<sub>2</sub>-Reservoir, also in einem Bohrloch eingespeist werden. Hier kann CSMT wichtige Hinweise zur Leitfähigkeit in der Umgebung des CO<sub>2</sub>-Speichers geben und so dazu beitragen, die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> vorherzusagen sowie Störungszonen zu identifizieren, die besonders aufmerksam überwacht werden müssen, um einer Leckage salinärer Porenfluide in höhergelegene Aquifere vorzubeugen.

Um aktive CSMT-Messungen durchführen zu können, wurde in einer Industriekooperation ein neuartiger Stromsender entwickelt, der mit einem Dreiphasenstrom arbeitet und dadurch eine besonders hohe Effizienz erreicht. Anders als mit bisher gebräuchlichen Dipolsendern lässt sich damit auch die Polarisationsrichtung der eingespeisten Ströme im Feld sehr einfach ohne logistisch aufwändigen Umbau des Senders ändern.

Der neue Sender hat im Herbst 2010 einen ersten umfangreichen Praxistest bei einer Feldmessung in der Umgebung des CO<sub>2</sub>-Speichers Ketzin erfolgreich bestanden (Streich et al., 2011). Bei dem dort vorhandenen sehr hohen elektromagnetischen Rauschpegel zeigt sich ein weiterer Vorteil des neuen Stromsenders: Durch statistische Auswertung von verschiedenen polarisierten Stromsignalen lassen sich auch noch bei starkem Rauschen die eingespeisten Signale extrahieren und somit auswertbare Daten gewinnen (Abb. 2). Derzeit werden die in Ketzin gemessenen Daten weiter ausgewertet, um die Verteilung der elektrischen Leitfähigkeit im Untergrund zu bestimmen.

## Reservoir-Erkundung mit seismischen Verfahren

Seismische Erkundung ist traditionell ein wesentliches Werkzeug bei der Auffindung und Charakterisierung von Reservoiren. Am GFZ werden seit einigen Jahren insbesondere nicht-konventionelle Reservoirtypen, wie Gashydrate, Gasschiefer und geothermische Reservoire, mit neuen und am GFZ weiterentwickelten Methoden untersucht. Im Rahmen des Mallik-Projekts (Kanada, 2002) wurde zum ersten Mal ein seismisches Cross-hole-Experiment in Gashydrat-führenden Sedimenten durchgeführt. Dabei konnte unter In-situ-Bedingungen eine seismisch ungewöhnliche Kombination aus erhöhten Geschwindigkeiten und erhöhter seismischer Absorption nachgewiesen werden (Bauer et al., 2008). Daraus kann für dieses spezielle Geomaterial auf Wechselwirkungen zwischen Korngerüst und Porenfüllung geschlossen werden. Für die seismische Charakterisierung von Gasschiefern wurde am GFZ ein integriertes Konzept entwickelt, das unter Einbeziehung

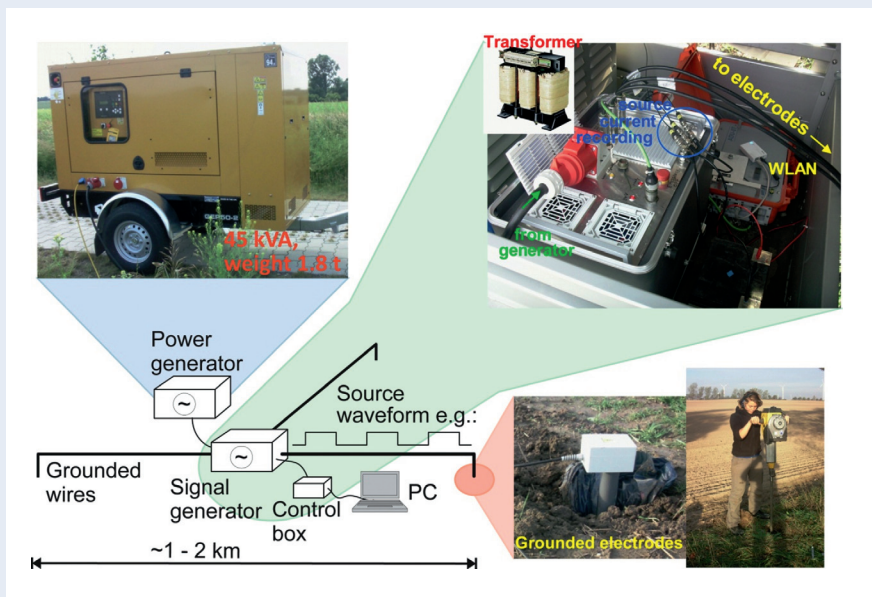


Abb. 2: Schematische Skizze und Feldaufbau des neuen Drei-Phasen-Stromsenders, bestehend aus einem handelsüblichen Stromaggregat, einem Trenntransformator, Signalgenerator und Steuerelektronik sowie drei geerdeten, isolierten Stahlelektroden, die durch bis über 1 km lange Kabel mit dem Signalgenerator verbunden sind.

Fig. 2: Principle sketch and field setup of a new three-phase generator, consisting of a standard power generator, a transformer, signal generator with control unit and three grounded, insulated steel electrodes, which are connected to the generator via copper cables that may be more than 1 km long.

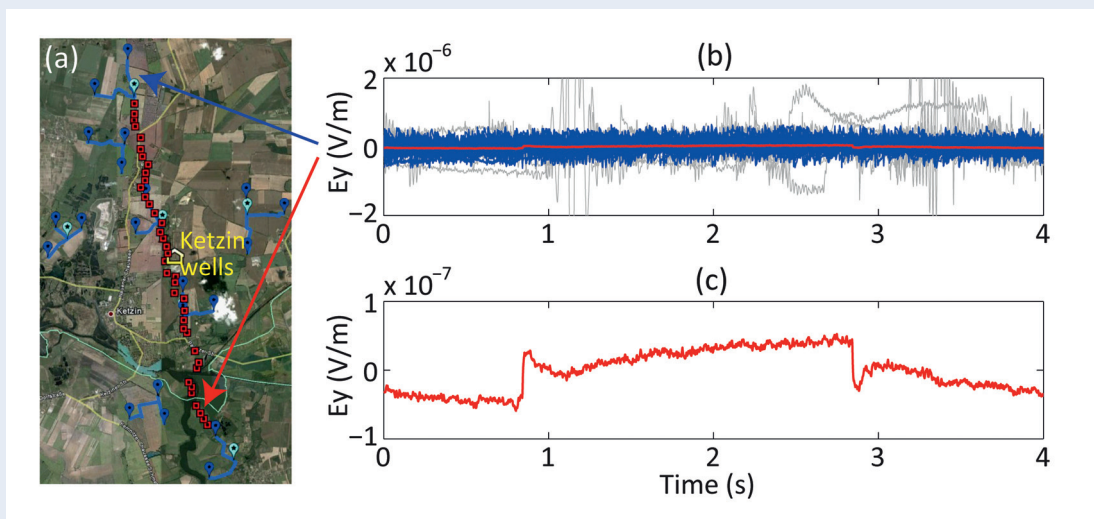


Abb. 3: (a) Messanordnung für das CSMT-Feldexperiment in Ketzin. Sender sind blau, Empfänger rot dargestellt. (b) Datenbeispiel für einen Sender und Empfänger im Abstand von 10,5 km. In den Rohdaten (grau und blau) ist das Quellsignal nicht sichtbar. Nach statistischer Selektion „guter“ Daten (blau) und Stapelung ergibt sich die rote Summenspur (vergrößert in (c)). In der Summenspur sind das eingespeiste Rechtecksignal und dessen Verformung durch die Ausbreitung im Untergrund deutlich erkennbar.

Fig. 3: (a) Field layout of the CSMT survey in Ketzin. Blue symbols indicate transmitters and red squares indicate receivers. (b) Data example for a receiver located 10.5 km from the transmitter. The source signal is not visible in the raw data (gray and blue). The red trace in (b) (magnified in (c)) results from statistical selection and stacking of “good” (blue) data. In the stacked trace, the transmitted square-wave signal is clearly visible. The deformation of the square-wave is indicative of the subsurface electrical conductivity.

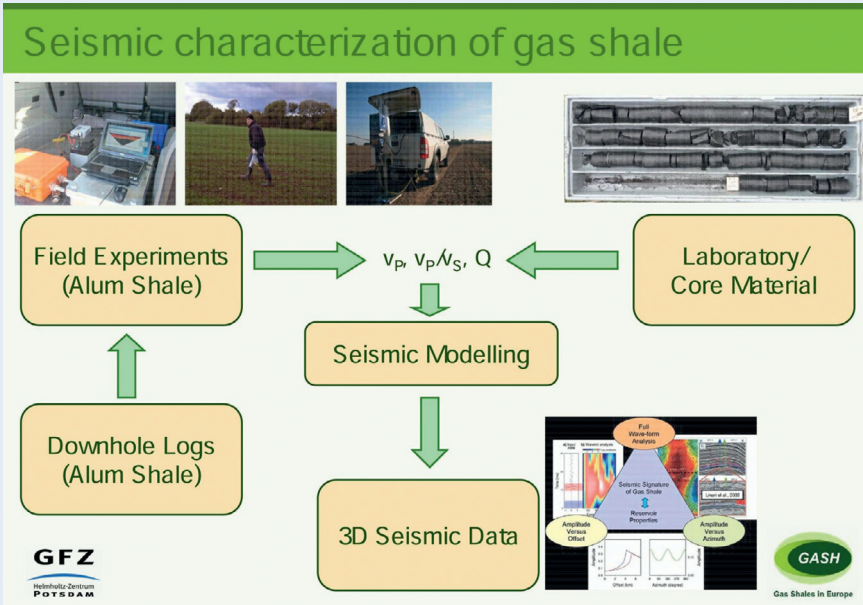


Abb. 4: Integriertes Konzept zur Charakterisierung von Gasschiefern mit Hilfe von seismischen Verfahren

Fig. 4: Integrated work flow to characterize gas shales using a broad range of seismic methods at different scales

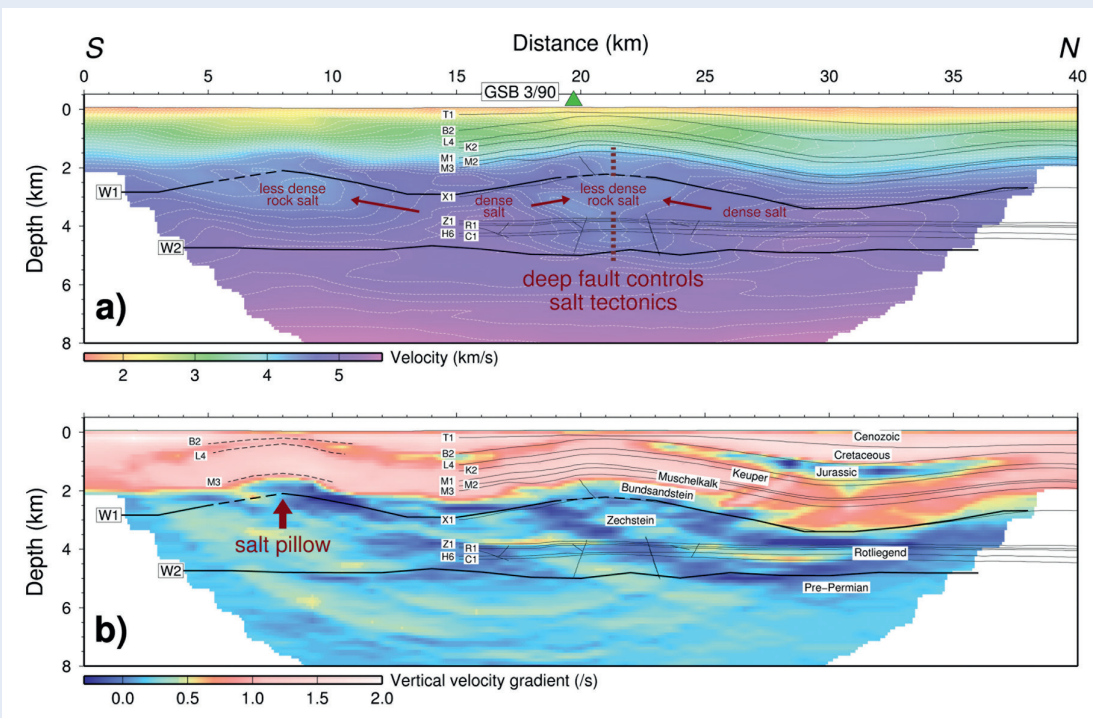


Abb. 5: Seismische Struktur im Umfeld der Geothermie-Bohrung Groß Schönebeck abgeleitet mit tomographischen Verfahren

Fig. 5: Seismic P velocity and vertical velocity gradient structure around the geothermal research well at Groß Schönebeck (NE German basin) using tomographic methods



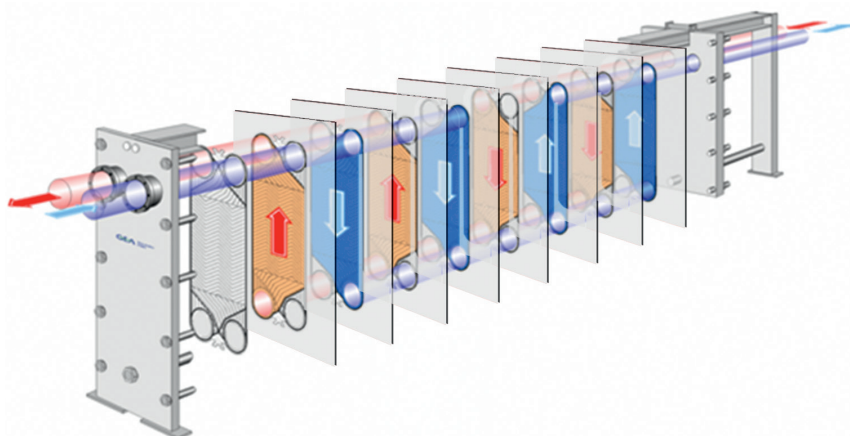


Abb. 6: Plattenwärmeübertrager am Geothermiestandort Groß Schönebeck (Quelle: GEA Ecoflex)

Fig. 6: Plate heat exchanger at the geothermal research laboratory Groß Schönebeck (source: GEA Ecoflex)

von Petrophysik, Bohrlochdaten, oberflächennaher und tiefer Geophysik sowie seismischer Modellierung eine verbesserte Identifizierung von Anomalien in Gasschiefern (sogenannte sweet spots) ermöglicht (Abb. 4).

Bei der geothermischen Erkundung setzen wir eine breite Palette von bekannten und neu entwickelten Methoden in verschiedenen Skalenbereichen und geologischen Umgebungen ein. So wurden am Standort Groß Schönebeck erste Erfahrungen mit tomographischen Methoden gesammelt (Abb. 5). Als wichtigste Ergebnisse dieses methodischen Ansatzes konnten (a) tiefe Wegsamkeiten im Umfeld der Bohrung nachgewiesen werden, (b) bisher nicht bekannte allgemein gültige Effekte der Salztektunik abgebildet und (c) Zusammenhänge zwischen seismischen Geschwindigkeiten sowie Temperaturen modelliert werden (Bauer et al., 2010). An einem vergleichbaren Standort im Polnischen Becken analysierten wir 3D reflexionsseismische Daten. Dabei konnte durch kombinierte Anwendung von Common Reflection Surface Stack-Methoden und speziellen Signalform-Analysen Störungssysteme im Reservoir mit hoher Auflösung abgebildet werden.

## Nutzungstechnologien und Wechselwirkungen

Die Forschung zu diesem Querschnittsthema befasst sich mit der konkreten Umsetzung der Forschungsergebnisse in Nutzungstechnologien. Die gewonnenen Erkenntnisse und Daten werden so aufgearbeitet, dass parallel zur Grundlagenforschung auch die technische Umsetzung von Anfang an bedacht wird. Sowohl die Geothermie, als auch die CO<sub>2</sub>-Speicherung und die Nutzung von Gasschiefern greifen auf die Ressource „tiefer Untergrund“ zurück. Jede Erkenntnis, die in einem der Teilgebiete gewonnen wird, stellt indirekt auch für die anderen Kernthemen einen unmittelbaren Wissensgewinn dar. Vor allem die Kernthemen Geothermie und CO<sub>2</sub>-Speicherung greifen auf ähnliche Bohrtechniken und Daten über die Beschaffenheit des Untergrunds zurück, so dass sich spürbare Synergieeffekte ergeben. Auch weisen die Wärmetransportvorgänge und die Injektion von Fluiden

in den Untergrund bei der geothermischen Nutzung und bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung grundsätzlich ähnliche Effekte auf und bieten Möglichkeiten zur gegenseitigen Ergänzung. Ähnliches gilt für die künstliche Erhöhung der Gesteinsdurchlässigkeit in Reservoirbereichen durch Fracturing in den Bereichen Geothermie und Shale Gas. Neben physiko-chemischen Effekten können auch mikrobiologische Prozesse die Nutzung von Reservoiren beeinflussen. All diese Aspekte werden in unterschiedlichen Arbeitsgruppen am GFZ untersucht. So wird beispielsweise das Verhalten von Formationsfluiden und deren Wechselwirkung mit technischen Anlagen analysiert, wobei hierzu neue Erkenntnisse an dem Geothermie-Versuchsstandort Groß Schönebeck gewonnen wurden.

## Charakterisierung geothermischer Fluide und ihrer Wechselwirkungen mit Materialien in geothermischen Anlagen und Reservoirgesteinen

Die für den Rotliegendesandstein charakteristische hohe Salinität und der hohe Gasanteil des Thermalfluids stellen für die langfristige Nutzung geothermischer Energie im Nordostdeutschen Becken eine besondere geotechnologische Herausforderung dar. Für diese Bedingungen müssen angepasste Technologien entwickelt werden, die die Korrosion minimieren und gleichzeitig den Wärmeaustausch optimieren. Am Geothermie-Standort Groß Schönebeck werden diese Themen mit geochemischen und verfahrenstechnischen Methoden bearbeitet.

Zur Abschätzung des Gefährdungspotentials durch Korrosion werden in den Anlagenkomponenten von Groß Schönebeck Materialuntersuchungen zum Einfluss von Korrosion und Ausfällungen auf Funktionalität und Langzeitbeständigkeit der technischen Ausrüstungen durchgeführt. Weitere Untersuchungen betreffen die katalytische Verbrennung von Schwachgasen, Untersuchungen und Modellierungen zum Wärmeübergang beim Phasenübergang und zur Mehrphasenströmung im Thermalkreis. Die geochemischen Verfahren beinhalten ferner ein intensives Monitoring der Fluidchemie mit einem eigens hierfür entwickelten fluidchemischen Monitoringsystems (Flu-



Abb. 7: Konzept von FluMo (mobile Fluidmonitoring-Einheit) zur online Messung chemo-physikalischer Parameter von geothermalen Fluiden

Fig. 7: Concept of FluMo (mobile fluid monitoring unit) for online measurement of chemo-physical parameters of geothermal fluids

Mo), sowie Untersuchungen von Radionukliden in den Fluiden und Mineralausfällungen.

Als Bindeglied zwischen Thermalwasserkreislauf und Kraftwerkskreislauf hat der Wärmeübertrager entscheidenden Einfluss auf die Leistungsfähigkeit und die Zuverlässigkeit der energetischen Nutzungskette. Für die zuverlässige Berechnung von Wärmeübertragern für geothermische Anwendungen in Deutschland und eine darauf aufbauende Optimierung werden Zustands- und Transportgrößen der Fluide und ein Modell des Wärmeübertragers mit Wärmeübergang und Druckverlust benötigt, wobei alle genannten Bereiche bisher noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Am Standort Groß Schönebeck kann das entwickelte Modell schließlich validiert werden (Abb. 6).

Bei der Förderung des Thermalwassers aus dem Reservoir und bei der obertägigen Nutzung kommt es wegen des Anteils an freiem Gas im Fluid zur partiellen Entgasung der gelösten Gase sowie zu Phasenübergängen. Durch die großen Dichteunterschiede zwischen Gas- und Flüssigphase hat der Gasanteil

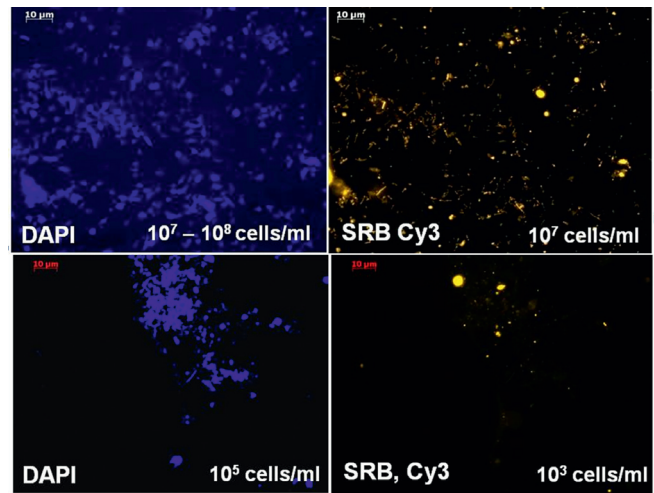


Abb. 8: Höhere Zahl aktiver Zellen im Sumpf der Injektionsbohrung im Gegensatz zu der Beobachtungsbohrung. DAPI: alle Zellen, SRB: Sulfatreduzierende Bakterien. Oben: Injektionsbohrung (Ktzi 201), unten: Beobachtungsbohrung (Ktzi 200)

Fig. 8: higher number of cells in the injection well in contrast to the observation well at the Ketzin site for CO<sub>2</sub> sequestration. DAPI: all cells, SRB: Sulfate reducing bacteria. Upper panel: injection well (Ktzi 201), lower panel: observation well (Ktzi 200)

großen Einfluss auf die hydrostatischen Drücke im gesamten Thermalwasserkreis. Zusammen mit den Unterschieden in der Viskosität und der Kompressibilität können erhebliche oszillierende Druckschwankungen entstehen, die die Funktionalität beeinträchtigen und die Sicherheit der gesamten geothermischen Anlage gefährden können. Die Auslegung eines Thermalwasserkreislaufs mit dem üblichen Einphasenmodell ist daher durch den vernachlässigten Gasanteil mit großem Fehler behaftet. Alternativ soll daher mit einem am GFZ entwickelten Programm die mehrphasige Strömung in allen betroffenen Komponenten modelliert und die Auswirkung auf die Funktionalität betrachtet werden.

Trotz umfangreicher Datenlage, sind viele Reaktionen der hochsalinaren geothermischen Fluide noch nicht im vollen Umfang bekannt. Um unter In-situ-Bedingungen in geothermischen Anlagen die wichtigsten chemo-physikalischen Eigenschaften des Fluids bestimmen zu können, wurde ein mobiles fluidchemisches Monitoringsystem (FluMo) entwickelt (Abb. 7). Das Gerät kann an unterschiedlichen Lokationen einer geothermischen Anlage angeschlossen werden und ermöglicht

eine Online- und In-situ-Messung diverser Parameter (Druck, Temperatur, pH-Wert, Redoxpotential, Sauerstoffgehalt, Dichte, Massenstrom). Die gemessenen Daten werden über einen Controller direkt gespeichert und können nach Bedarf ausgewertet werden. Auf diese Weise werden umfangreiche Daten zur Fluidbeschaffenheit und Entwicklung generiert, die chemische Reaktionen erkennen lassen und die, nach Vergleich mit geeigneten Laborexperimenten, in eine geochemische Modellierung einfließen können.

Da sich natürliche Radionuklide in den Ausfällungen von geothermischen Anlagen anreichern können, besteht die Gefahr der Kontamination von Anlagenteilen und erfordert ggf. einen besonderen Arbeitsschutz. Daher ist eine Quantifizierung und ein genaues Verständnis der Mobilität der Radionuklide erforderlich, was derzeit ebenfalls am Geothermie-Standort Groß Schönebeck erfolgt.

### Mikrobielles Geo-Engineering

Am Beispiel des Untertagelabors zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in Ketzin und verschiedener geothermischer Anlagen im Norddeutschen Becken sowie im Molassebecken wird auch die Bedeutung mikrobiologischer Stoffwechselfvorgänge für die technische Nutzung des Untergrunds deutlich. In allen bisher untersuchten Reservoiren konnten Mikroorganismen trotz z. T. extremer Umweltbedingungen nachgewiesen werden (Abb. 8). Erste Studien zeigen, dass Mikroorganismen sowohl die Injektivität im bohrlochnahen Bereich, die Mineralbildung im Reservoir als auch die Beständigkeit der verwendeten Materialien erheblich beeinflussen können. Häufig waren die Stoffumsatzraten aufgrund extremer Bedingungen im Habitat wie geringe Nährstoffverfügbarkeit oder hohe Temperatur niedrig, so dass

ein Nachweis mikrobieller Stoffwechselaktivität über Veränderungen in der Fluidchemie allein nicht hinreichend genau war. In Verbindung mit dem Nachweis von Stoffwechselprodukten, wie z. B. sulfidische Ausfällungen, konnten molekularbiologische Verfahren aufgrund ihrer hohen Sensitivität auch bei niedrigen Stoffumsatzraten Hinweise auf die im Untergrund ablaufenden Prozesse liefern.

Bei einem Wärmespeicher dominierten Sulfatreduzierer (*Desulfotomaculum*, *Desulfobalobium*, *Candidatus Desulfurudis audaxviator*) in der kalten Bohrung und waren vermutlich für Korrosion an der Pumpe und Ausfällungen von Pyrit verantwortlich, die zu Betriebsstörungen führten. An einem Kältespeicher zeigte die temporäre Zunahme eines Schwefeloxidierenden Bakteriums (*Thiothrix*) während einer Betriebsstörung eine erhöhte Verfügbarkeit von Elektronenakzeptoren wie Nitrat oder Sauerstoff an, obwohl keine signifikante Änderungen der Verfügbarkeit im Fluid nachgewiesen werden konnte (Lerm et al., 2011).

### Modellierung und Simulation

Sowohl bei der Erkundung nach geeigneten Standorten für CO<sub>2</sub>-Speicherung, Shale Gas-Vorkommen oder geothermischen Ressourcen als auch zur Einbindung der CO<sub>2</sub>-Prozesskette, ist eine Kenntnis der physikalischen Beschaffenheit des Untergrunds und seines Verhaltens Voraussetzung. Benötigt wird nicht nur eine Vorhersage, wo optimale Voraussetzungen für einen potentiellen Geo-Energie-Standort vorliegen, sondern auch ein Prozessverständnis wie Strömung, Wärmeausbreitung, Stofftransport, chemische Reaktionen und mechanische Deformationen das Reservoir beeinflussen. Ein wichtiger

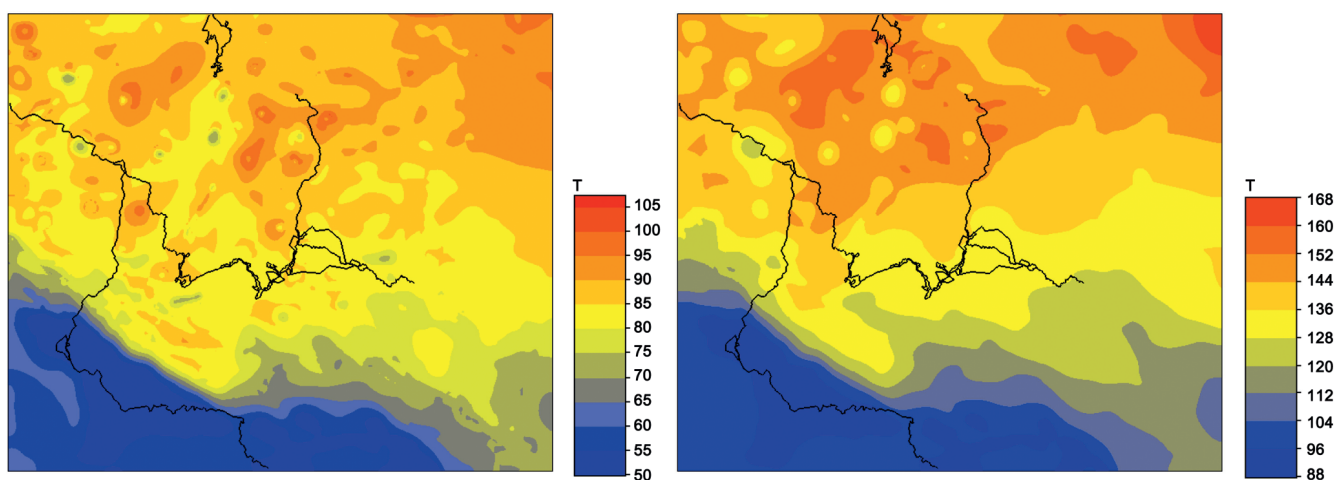


Abb. 9: Modellierte Temperaturverteilung im Untergrund von Brandenburg in einer Tiefe von 2000 m (links) und 4000 m (rechts) in °C (Noack et al., 2010)

Fig. 9: Modelled temperature distribution in the subsurface of Brandenburg in a depth of 2000 m (left) and 4000 m (right) in °C

Faktor in diesem Zusammenhang ist der zeitliche Rahmen der ablaufenden Prozesse.

Die heutige Beschaffenheit eines Reservoirs ist das Resultat von Prozessen, die über Millionen von Jahren abgelaufen sind. Ein Verständnis dieser Prozesse ist beispielsweise für die Erkundung nach Kohlenwasserstoffen, z. B. Shale Gas, relevant. Ebenso kann die Nutzung von Reservoiren Auswirkungen auf den Untergrund haben, die noch Dekaden bis Jahrhunderte andauern können. Entsprechend kann die ökonomisch und ökologisch sinnvolle Nutzung von Reservoiren nicht ausschließlich auf Echtzeitexperimente aufgebaut werden, da diese zu lange Zeiträume umfassen. Die dreidimensionale Simulation der natürlichen Vorgänge ist somit ein wesentliches Werkzeug bei der nachhaltigen Nutzung von Geo-Energie, stellt allerdings noch immer große Herausforderungen an die methodische Entwicklung. Entsprechend bündelt das Forschungsfeld „Modellierung und Simulation“ Arbeiten, die die Erstellung von Modellen und deren Nutzung zur Vorhersage in der Erkundung und Nutzung von Reservoiren beinhalten, aber auch die Weiterentwicklung von numerischen Simulationsmethoden vorantreiben. Konsequenterweise umfasst dieses Querschnittsthema verschiedene Aspekte der Prozessmodellierung, die gemeinsam relevant sind, um die Potenziale der Reservoirnutzungen abschätzen zu können. Dazu sind numerische Simulationen von der regionalen Skala über die Skala von Reservoiren, bis zur Skala von Strömungsprozessen erforderlich, die mittels Basisdaten validiert werden können.

Im Sinn der Validierung und Optimierung von Prozessabläufen fließen umgekehrt Ergebnisse der numerischen Simulationen in das Design der Prozesskette ein.

### Modellierung des gekoppelten Wärme- und Fluidtransports

Für alle Nutzungsarten von Geo-Energie spielt die Temperaturverteilung im Untergrund eine Schlüsselrolle. Entsprechend ist es zur Erkundung der Hauptmechanismen, die das geothermische Feld steuern, erforderlich, die zugrunde liegenden physikalischen Prozesse zu identifizieren und deren Interaktion zu verstehen. Da aus lokalen Temperaturmessungen und Informationen zur Fluidbewegung kostspieliger Bohrungen weder umfassende Einschätzungen zum Wärmefluss noch zu Fluidbewegungen im Untergrund getroffen werden können, liefern numerische Simulationen einen wichtigen Beitrag in diesem Kontext. Vorhersagen zur regionalen Temperaturverteilung im Untergrund (Abb. 9) sind beispielsweise für die Exploration nach Geo-Energie-Standorten hilfreich. Darüber hinaus ermöglichen numerische Simulationen des gekoppelten Fluid- und Wärmetransports eine Quantifizierung der beteiligten Prozesse. Besonders das Wechselspiel zwischen hydrogeologischen Bedingungen, physikalischen Gesteins- und Grundwassereigenschaften sowie Wärmetransport kann systematisch untersucht werden. Solche Simulationen berücksichtigen sowohl den strukturellen Aufbau der geologischen Schichten und

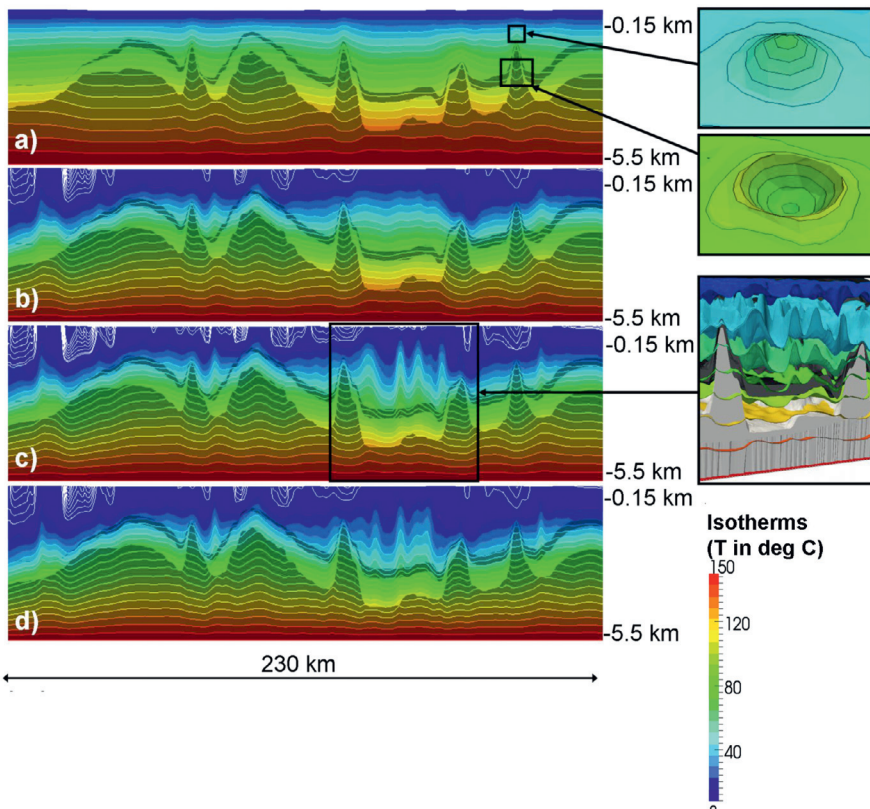


Abb. 10: Profile aus unterschiedlichen 3D-Simulationen des thermischen Feldes (Kaiser et al., 2011) für das Nordostdeutsche Becken mit Isothermen: a) konduktives Regime mit Schornsteineffekt über Salzdiapiren, b) advektives Regime durch regionalen Grundwasserfluss, c) erzwungene Konvektion, d) erzwungene Konvektion gekoppelt mit Viskositäts-effekten. Schattierte Bereiche zeigen Konturen des impermeablen Zechsteinsalzes (unten) und des Muschelkalks; vertikale Überhöhung 1:10.

Fig. 10: Cross sections through different 3D Simulations of the thermal field (Kaiser et al., 2011) for the Northeast German Basin. a) conductive regime with chimney-effect above salt diapirs, b) advective regime induced by regional groundwater flow, c) forced convection, d) forced convection coupled with viscosity effects. Shaded areas show contours of the impermeable Zechstein salt and Muschelkalk. Vertical exaggeration 1:10

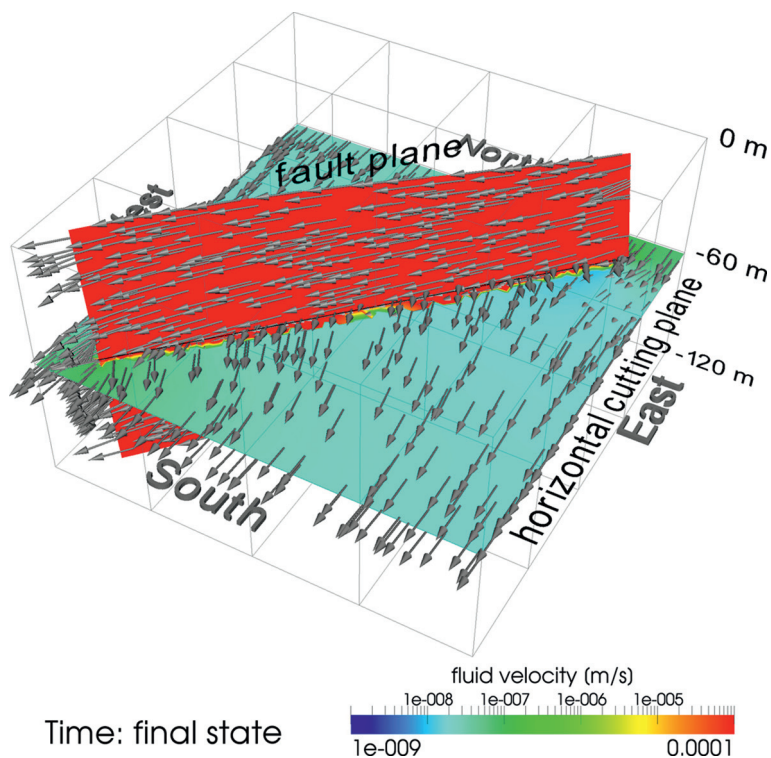


Abb. 11: Berechnetes Geschwindigkeitsfeld von Fluiden in einem synthetischen 3D-Modell, in dem eine geologische Schicht von einer einfallenden Störung durchschnitten wird. Die höchsten Geschwindigkeiten treten entlang der Störung auf, die deutlich durchlässiger als die umgebende Matrix ist. Die Pfeile stellen die Fließrichtung dar, die hinterlegten Farben den Betrag der Geschwindigkeit.

Fig. 11: Calculated velocity field of fluid in a synthetic 3D model with a geological layer cut by a dipping fault. Highest velocities occur along the fault which is distinctly more permeable than the surrounding matrix. Arrows show direction of flow, colours illustrate absolute velocity.

damit die räumliche Verteilung von thermischen und hydraulischen Gesteinseigenschaften, als auch die physikalischen Prozesse, die den Wärmetransport kontrollieren.

Ergebnisse thermohydraulischer numerischer Simulationen im Nordostdeutschen Becken (Cacace et al., 2010; Kaiser et al., 2011; Noack et al., 2010) zeigen, dass der Wärmetransport durch mehrere überlagerte Mechanismen erfolgt (Abb.10). Eine besondere Rolle spielt hier das permische Zechsteinsalz, welches aufgrund seiner starken Mobilisierung in den letzten 200 Millionen Jahren in einer Vielfalt von Salzstrukturen vorliegt. Das Salz weist eine hohe Wärmeleitfähigkeit im Vergleich zu den überlagernden Sedimenten auf und ist hydraulisch undurchlässig. Entsprechend kann die durch das Salz verursachte Temperaturanomale insbesondere im konduktiven thermischen Feld beobachtet werden, wo im Bereich von Salzdiapiren effektiver Wärme transportiert wird und es zum sogenannten Schornsteineffekt kommt. Im Gegensatz dazu wird das Temperaturfeld in den hydraulisch durchlässigen Schichten zusätzlich von aktiver Grundwasserzirkulation in räumlich variablen Intensitäten beeinflusst. Welcher Fluidtransportmechanismus das Temperaturfeld maßgeblich kontrolliert, ist vom Gefälle der Grundwasserstände und von Aquifermächtigkeiten abhängig. Ein steiles Gefälle des Grundwasserstands

induziert einen starken druckgetriebenen Grundwasserfluss, der das Temperaturfeld kühlt, während mächtige Grundwasserleiter gute Voraussetzungen für dichtegetriebene Strömungen (thermale Konvektion) bieten und das Temperaturfeld in oberflächennahen Bereichen erwärmt. Da die Kombination aus mächtigen Sedimentschichten in Verbindung mit schwachen Grundwasserständen im Nordostdeutschen Becken begrenzt sind, hat thermale Konvektion einen lokalen Charakter, der nicht beckenweit vorhergesagt wird. Im Gegensatz dazu trägt der druckgetriebene Grundwasserfluss beckenweit zu einer Abkühlung des Systems in den wasserdurchlässigen sedimentären Schichten bei.

Für die Nutzung von Reservoiren spielt auch der Einfluss geologischer Störungen auf den Fluid- und Wärmetransport eine entscheidende Rolle. Geologische Störungen entstehen infolge tektonischer Spannung, lithostatischem oder Fluiddruck und sind aufgrund potentieller Fluidwegsamkeiten für ingenieurwissenschaftliche, geotechnische und hydrogeologische Anwendungen von großer Bedeutung. Viele Öl-, Gas-, Geothermie- und Wasserreservoirs befinden sich in gestörten geologischen Systemen. Störungen und Klüfte können hydraulisch als bevorzugte Bahnen oder als Barrieren für den Fluidfluss wirken. Dabei ist die Durchlässigkeit von Störungen von

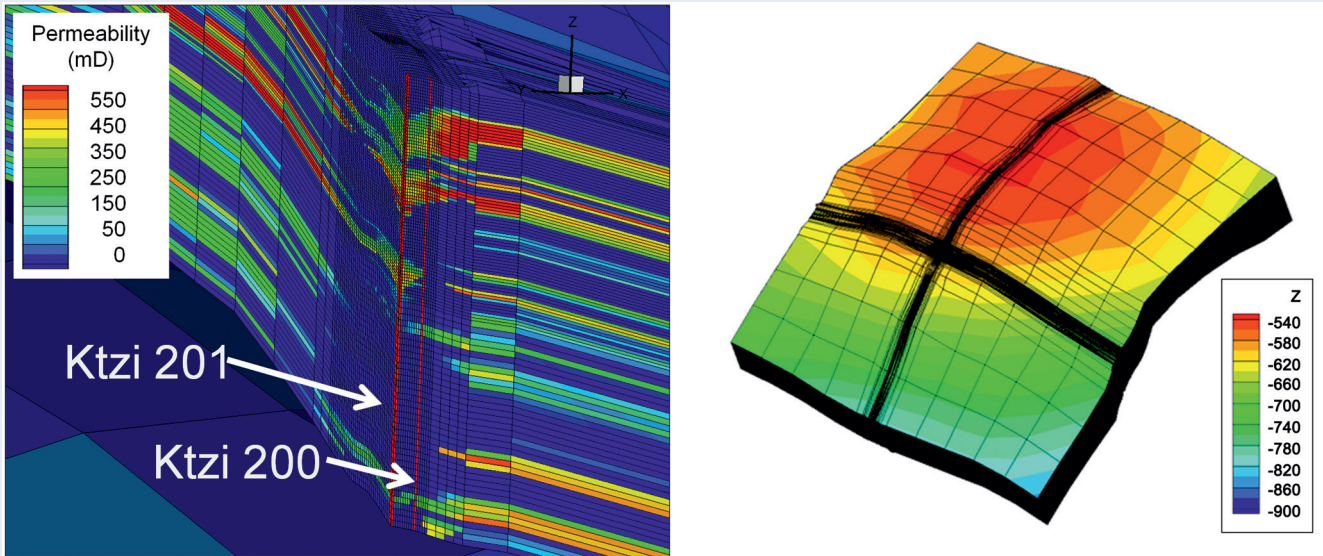


Abb. 12: Durch hohe Permeabilitäten gekennzeichnete Sandsteinkanäle in der Stuttgart-Formation am Pilotstandort Ketzin (links) sowie die Teufenlage und Diskretisierung des derzeit verwendeten numerischen Modells mit einer Ausdehnung von 5 x 5 km und ca. 306 000 Elementen (rechts)

Fig. 12: Sandstone channels in the Stuttgart formation at the Ketzin pilot site determined by high permeabilities (left) as well as depth and discretization of the current numerical model with a size of 5 km x 5 km involving about 306.000 elements (right)

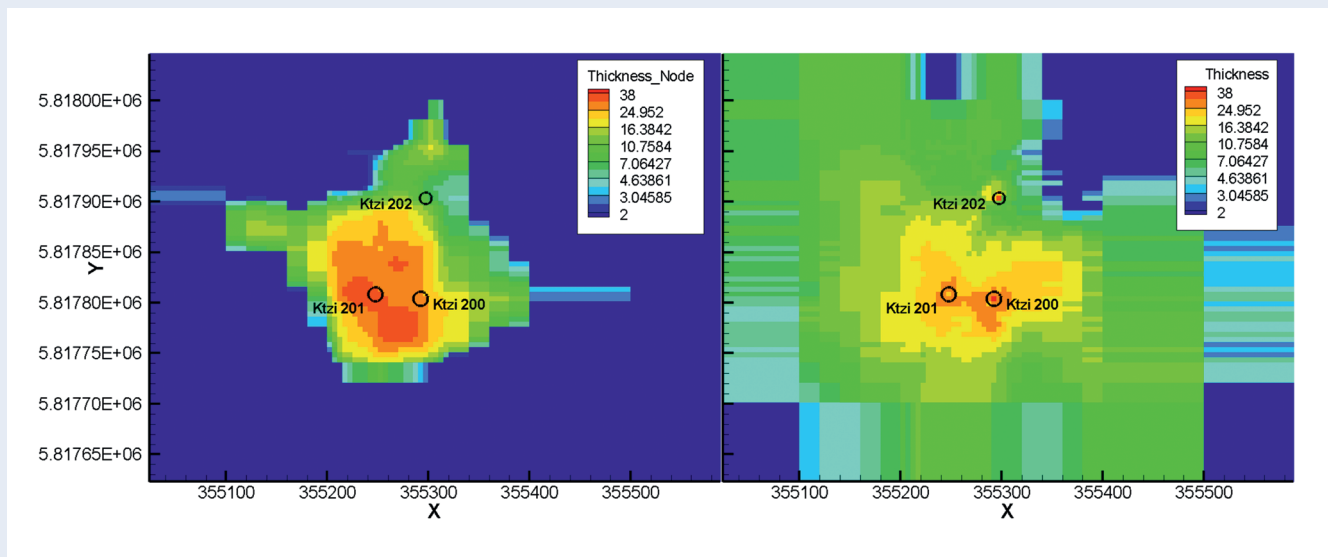


Abb. 13: Verteilung der Mächtigkeiten des gasförmigen CO<sub>2</sub> im Nahbereich der drei Bohrungen am Pilotstandort Ketzin basierend auf den skalierten Differenzen der Reflexionsamplituden aus der 4D-Seismik (nach Kazemeini et. al, 2010, links) und der Vergleich aus der numerischen Modellierung nach einer Injektionszeit von etwa 500 Tagen (Oktober 2010). Relevante Verteilungen der Mächtigkeit können durch die numerischen Modellierungen gut abgebildet werden.

Fig. 13: Distribution of thickness of gaseous CO<sub>2</sub> in the near-well area at the Ketzin pilot site based on scaled reflection amplitudes resulting from 4D seismics (after Kazemeini et. al, 2010, left) and the results from dynamic simulations after 500 days of CO<sub>2</sub> injection (October 2010). Relevant thickness concentrations produced by the dynamic simulations are in good agreement with the geophysical results.

der Geometrie und Beschaffenheit der Störungsfüllung sowie ihrer Orientierung zur Hauptspannung abhängig.

Die Herausforderung in der Modellierung von Prozessen, die in solchen gestörten Gesteinen auftreten, liegt in deren numerischer Abbildung. So waren Modellierungsansätze bisher entweder auf den zweidimensionalen Raum beschränkt oder wurden zu orthogonalen Störungssystemen vereinfacht, die nur aus vertikalen und horizontalen Störungselementen bestehen.

Mithilfe einer am GFZ neu entwickelten Technik zur Generierung unstrukturierter 3D-Finite-Elemente-Netze (Blöcher et al., 2010), können sowohl einfallende als auch sich kreuzende Störungen in unstrukturierten tetraedrischen Netzen abgebildet werden. Die generierten Finite-Elemente-Netze können unmittelbar in die numerische open source Software „OpenGeoSys“ importiert werden, um gekoppelte Prozesse zu simulieren. Erste Ergebnisse aus solchen 3D-Simulationen von Störungsgeometrien zeigen, dass die Störungen einen erheblichen Einfluss auf den Fluid- und Wärmefluss haben, indem sie das hydrostatische Druck-, Geschwindigkeits-, und Temperaturfeld lokal beeinflussen (Abb. 11). Diese Hinweise werden von 3D-Simulationen des realen, komplexeren Strukturinventars am Geothermie-Standort Groß Schönebeck bestätigt.

### Dynamische Simulation der Kohlenstoffdioxid-Speicherung am Pilotstandort Ketzin

Dynamische Multi-Phasen-, Multi-Komponenten-Simulationen (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O und NaCl) dienen der Planung des CO<sub>2</sub>-Speicherbetriebs und der Vorhersage des Speicherungsverhaltens unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen, wie z. B. variierenden CO<sub>2</sub>-Injektionsraten, dem Einfluss der Heterogenität der Speicherformation und von geologischen Störungssystemen auf die CO<sub>2</sub>-Ausbreitung. Im Vorfeld der CO<sub>2</sub>-Injektion am Pilotstandort Ketzin wurden dynamische Simulationen zur Abschätzung der Porendruckentwicklung in der Speicherformation durchgeführt, u. a. zur Risikoabschätzung und Erlangung der bergrechtlichen Injektionsgenehmigung (Kempka et al., 2010). Nach und seit Injektionsbeginn werden weiterführende und regelmäßige Prognosen des Speicherungsverhaltens erfolgreich eingesetzt. Durch Bohrloch- und geophysikalische Wiederholungsmessungen (z. B. 4D-Seismik, Elektrische Widerstandstomographie, etc.) konnten die ursprünglichen geologischen 3D-Modelle (Abb. 12) mit Hilfe der neuerlich verfügbaren Daten erweitert, so dass die Druckentwicklung im Reservoir, die Ankunftszeiten des CO<sub>2</sub> in den beiden Beobachtungsbohrungen sowie die durch die 4D-Seismik bestimmte CO<sub>2</sub>-Ausbreitung mithilfe der dynamischen Modelle gut abgebildet werden kann (Abb. 13). Die Übereinstimmung zwischen Überwachungsdaten und dynamischer Computersimulation ist eine wesentliche Forderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für den sicheren Betrieb eines CO<sub>2</sub>-Speichers und auch für die Übertragung der Verantwortlichkeit für einen Speicher nach seiner Verwahrung an den Staat, die für Ketzin damit bereits gegeben wäre.

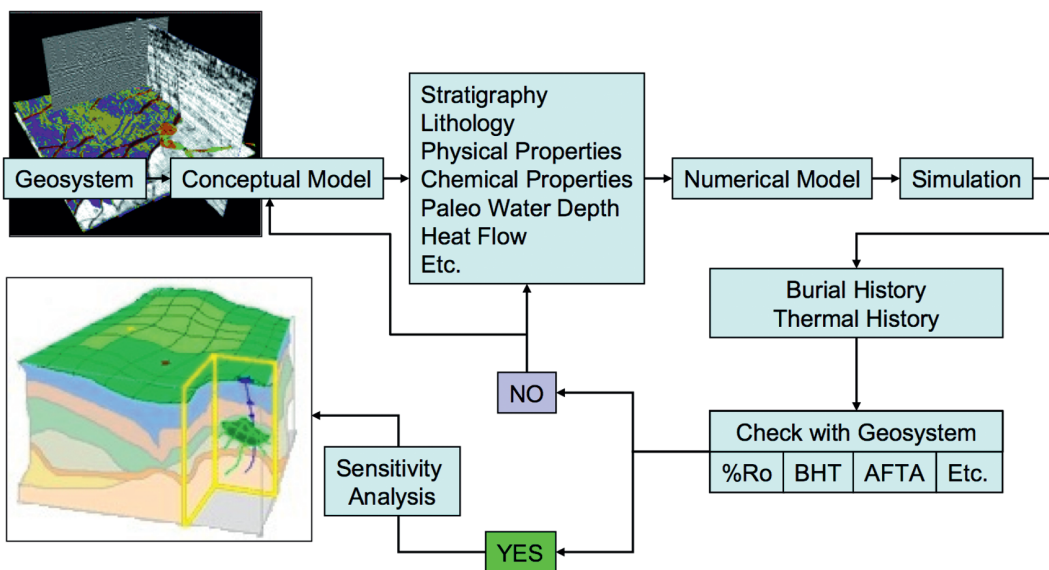


Abb. 14: Flussdiagramm der Erdölsystemmodellierung

Fig. 14: Flow chart for petroleum system modeling

## Kohlenwasserstoffe in der Beckenmodellierung

Sedimentbecken beinhalten auch die wichtigsten Speicher für fossile Brennstoffe. Um diese Lagerstätten zu finden, muss man ihre Entstehungsgeschichte und alle sich dabei abspielenden geologischen, chemischen, biologischen und physikalischen Prozesse rekonstruieren, die über Jahrmillionen der Beckenentwicklung auf enorm variierenden räumlichen und zeitlichen Skalen verlaufen. Dieses Spezialgebiet der Sedimentbeckenmodellierung, die Erdölsystem-Modellierung, wird auch für die Erkundung von Shale Gas eingesetzt.

Um die Genese von Erdöl oder Erdgas in der numerischen Simulation nachzuvollziehen, müssen die beteiligten chemischen Prozesse beschrieben und quantifiziert werden. Dies wird am GFZ durch die detaillierte Charakterisierung der chemischen Reaktionen unter Verwendung von Labormethoden erreicht. Dabei können wir sowohl die Art der ablaufenden chemischen Reaktionen bestimmen, als auch Vorhersagen zur Zusammensetzung der entstehenden Fluide, abhängig von sich verändernden Temperaturen, machen. Solche Beschreibungen werden in Beckenmodelle implementiert und erlauben Rückschlüsse darauf, wo und wann welche Kohlenwasserstoffe (Erdöl oder Erdgas) generiert wurden, ob sich diese später im Untergrund bewegt haben und welche physikalischen Eigenschaften diese Fluide haben.

Eingangsdaten für die Erdölsystem-Modellierung (Abb. 14) sind geologische Daten aus Bohrungen oder Tiefenkarten, die auf der Auswertung seismischer Daten basieren. Je nach Datengrundlage kann man die Entwicklung des Beckens in verschiedenen Dimensionen nachbilden. Ein Beckenmodell wird durch die zeitliche Abfolge von Ereignissen definiert, die beispielsweise Ablagerungs- oder Erosions-Phasen beschreiben. Jede Sedimentablagerung muss hinsichtlich des Sedimenttyps (z.B. Tonstein, Kalkstein, Sandstein) sowie der Entwicklung der physikalischen und chemischen Eigenschaften der Ablagerung beschrieben werden. Weitere wichtige Faktoren sind Kompaktionsverhalten (Verringerung der Porosität und Permeabilität im Zuge der Versenkung), thermische Leitfähigkeit und Kapazität, radiogenes Wärmepotential sowie die Anisotropie dieser Eigenschaften. Auch die Randbedingungen des Modells müssen definiert werden. Hierzu gehören die Tiefe des Ablagerungsraums (Meerestiefe, Seetiefe), die Temperaturentwicklung an der Sedimentoberfläche sowie der Wärmeeintrag am Boden des Beckens.

Basierend auf den oben aufgeführten Definitionen resultiert die Simulation der Beckenentwicklung in einer Reproduktion des jetzigen Zustands des Beckens, eine Vorhersage, die verifizierbar ist. Dazu benutzt man Kalibrationsdaten, also Messungen von Größen, die für den heutigen Zustand des Beckens charakteristisch sind oder bestimmte Paläozustände anzeigen. Ist ein Beckenmodell kalibriert, muss auch die Sen-

sitivität der Vorhersagen untersucht werden. Die Sensitivität ist ein Maß für die mögliche Variabilität der Eingangsparameter die eine Kalibration erlauben.

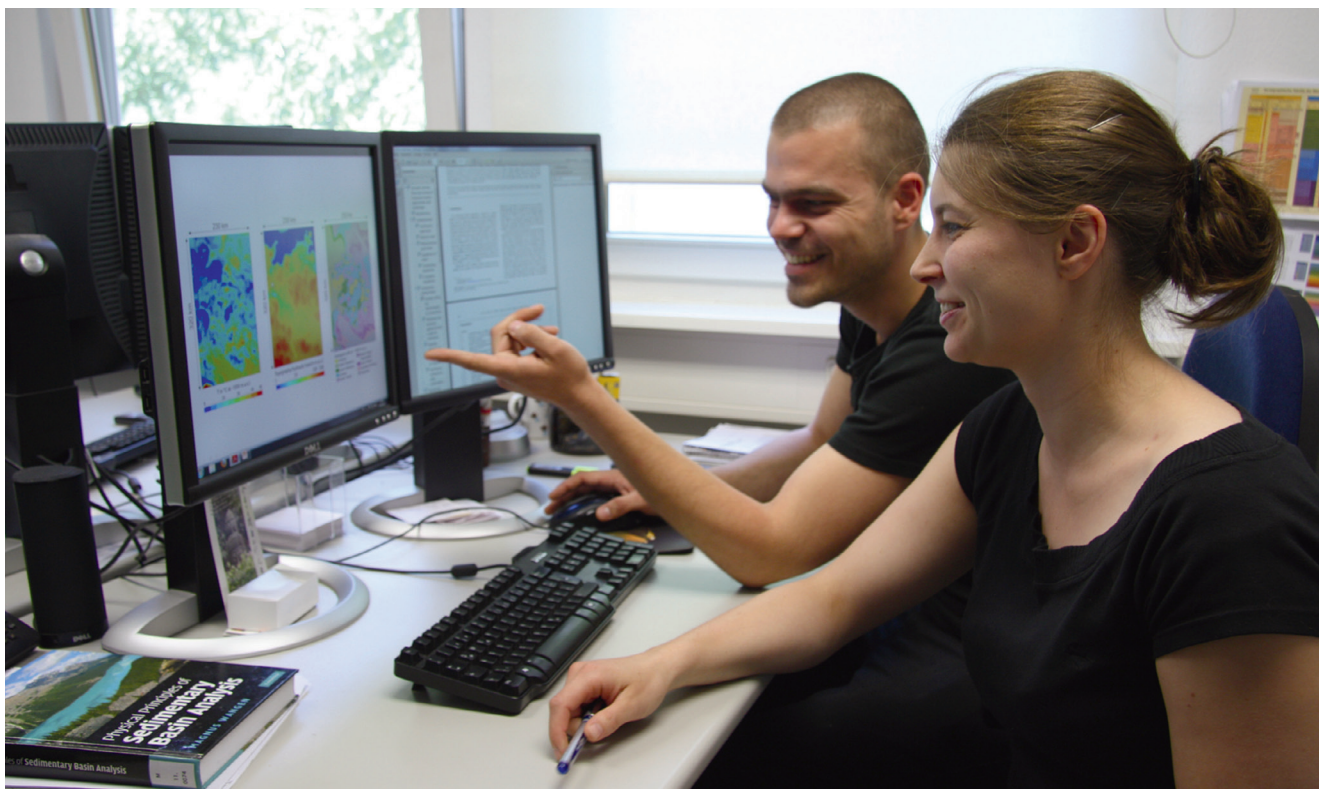
Die Erdölsystem-Modellierung wurde ursprünglich für konventionelle Erdölsysteme entwickelt. Entsprechend ist die Anwendung dieser Modelle für unkonventionelle Systeme wie Shale Gas noch relativ unerforscht. Da die Modellierung des Shale Gas-Potenzials noch in den Anfängen steckt, besteht Entwicklungsbedarf überwiegend in der korrekten Beschreibung der Gas-Genese, sowie der Retentions-Prozesse, die das Gas im Muttergestein festhalten.

Erste Expulsions- und Retentionsmodelle zeigen, dass im Nordostdeutschen Becken die Schichten des Karbons im richtigen Reifebereich für Shale Gas-Vorkommen auftreten. Diese Schichten sind aber im Hauptteil des Beckens zu tief versenkt (zwischen 3500 und über 5000m), um eine Gasförderung ökonomisch zu erlauben. Am nördlichen Rand, im Bereich der Insel Rügen, sind aber dieselben Schichten im richtigen Reifebereich in geringeren Teufenlagen zu finden. Hier wäre eine detailliertere, hochauflösende Untersuchung sinnvoll.

## Ausbildung und Geo-Energie

Der zu erzielende zusätzliche Nutzen aus den Synergien der Querschnittsthemen kann weiter gesteigert werden. Dazu bedarf es allerdings eines verstärkten Engagements in der Ausbildung qualifizierter Nachwuchskräfte, die themenübergreifend Geo-Energie-Forschung durchführen können. Erste Schritte hierzu sind bereits umgesetzt. So arbeiten zurzeit über 20 Nachwuchswissenschaftlerinnen und Nachwuchswissenschaftler an Geo-Energie-Fragestellungen am GFZ. Zusätzlich wird im Verbund Geo.X, der Berliner und Potsdamer Universitäten in Kooperation mit der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, die Basis für ein Ausbildungsziel „Geo-Energie-Master“ geschaffen.





## Literatur

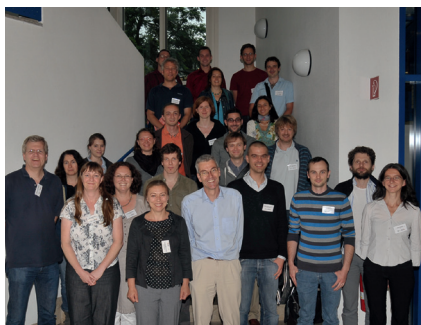
- Bauer, K., Moeck, I., Norden, B., Schulze, A., Weber, M., Wirth, H. (2010): Tomographic P-wave velocity and vertical velocity gradient structure across the geothermal site Gross Schoenebeck (NE German Basin): Relationship to lithology, salt tectonics, and thermal structure. - *Journal of Geophysical Research*, Vol. 115, B08312, 10.1029/2009JB006895.
- Bauer, K., Pratt, R. G., Haberland, C., Weber, M. (2008): Neural network analysis of crosshole tomographic images: The seismic signature of gas hydrate bearing sediments in the Mackenzie Delta (NW Canada). - *Geophysical Research Letters*, 35, L19306, 10.1029/2008GL035263.
- Blöcher, G., Cacace, M., Lewerenz, B., Zimmermann, G. (2010): Three dimensional modelling of fractured and faulted reservoirs: Framework and implementation. - *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, Suppl. 3, 145-153, 10.1016/j.chemer.2010.05.014.
- Cacace, M., Kaiser, B. O., Lewerenz, B., Scheck-Wenderoth, M. (2010): Geothermal energy in sedimentary basins: What we can learn from regional numerical models. - *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, Suppl. 3, 33-46, 10.1016/j.chemer.2010.05.017.
- Horsfield, B., Scheck-Wenderoth, M., Krautz, H. J., Mutti, M. (2010): Geoenery: From visions to solutions. - *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, Suppl. 3, 1, 10.1016/j.chemer.2010.06.002.
- Kaiser, B. O., Cacace, M., Scheck-Wenderoth, M., Lewerenz, B. (2011): Characterization of main heat transport processes in the Northeast German Basin: Constraints from 3-D numerical models. - *Geochemistry Geophysics Geosystems*, 12, C07011, 10.1029/2011GC003535.
- Kazemeini H., Juhlin C., Fomel S., (2010): Monitoring CO<sub>2</sub> response on surface seismic data; a rock physics and seismic modeling feasibility study at the CO<sub>2</sub> sequestration site, Ketzin, Germany. - *Journal of Applied Geophysics*, 71, 109-124, 10.1016/j.jappgeo.2010.05.004.
- Kempka, T., Kühn, M., Class, H., Frykman, P., Kopp, A., Nielsen, C. M., Probst, P. (2010): Modelling of CO<sub>2</sub> arrival time at Ketzin – Part I. - *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 6, 1007-1015, 10.1016/j.ijggc.2010.07.005.
- Lerm, S., Alawi, M., Miething-Graff, R., Wolfram, M., Rauppach, K., Seibt, A., Würdemann, H. (2011): Influence of microbial processes on the operation of a cold store in a shallow aquifer: impact on well injectivity and filter lifetime. - *Grundwasser*, 16, 2, 93-104, 10.1007/s00767-011-0165-x.
- Noack, V., Cherubini, Y., Scheck-Wenderoth, M., Lewerenz, B., Höding, T., Simon, A., Moeck, I. (2010): Assessment of the present-day thermal field (NE German Basin)- Inferences from 3D modelling. - *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, Suppl. 3, 47-62, 10.1016/j.chemer.2010.05.008.
- Streich, R. (2009): 3D finite-difference frequency-domain modeling of controlled-source electromagnetic data: direct solution and optimizations for high accuracy. - *Geophysics*, 74, 5, F95-F105, 10.1190/1.3196241.
- Streich, R., Becken, M. (2011): Electromagnetic fields generated by finite-length wire sources: comparison with point dipole solutions. - *Geophysical Prospecting*, 59, 2, 361-374, 10.1111/j.1365-2478.2010.00926.x.
- Streich, R., Becken, M., Ritter, O. (2010): Imaging of CO<sub>2</sub> storage sites, geothermal reservoirs, and gas shales using controlled-source magnetotellurics: modeling studies. - *Chemie der Erde - Geochemistry*, 70, Suppl. 3, 63-75, 10.1016/j.chemer.2010.05.004.
- Streich, R.; Becken, M.; Ritter, O. (2011): Electromagnetic characterization of CO<sub>2</sub> sequestration sites: feasibility studies and first field results from Ketzin, EAGE 73rd Conference and Exhibition, Extended Abstract L036 (Vienna, Austria 2011)

# Netzwerk

## GeoEn: Spitzenforschung in den Neuen Ländern

Das Verbundvorhaben GeoEn ist ein gemeinsames Projekt der Universität Potsdam (UP), der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus (BTU) und des Deutschen GeoForschungszentrums GFZ in Potsdam (Koordination). Es gehört zu den Projekten der Pilotphase des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Programms „Spitzenforschung und Innovation in den Neuen Ländern“. Eine erste Förderungsphase erfolgte vom 1. Oktober 2008 bis zum 31. Dezember 2010 mit einer Gesamtsumme von 7,1 Mio. Euro. Die aktuelle zweite Phase wurde 2010 erfolgreich beantragt und fördert das Vorhaben vom 1. Januar 2011 bis 30. September 2013 mit 5,77 Mio. Euro.

Das Vorhaben soll die Geoenergiebezogene Forschungskompetenz an den Standorten Potsdam und Cottbus weiter ausbauen und bündeln, Unternehmenskontakte und -kooperationen vertiefen, sowie die Ausbildung und Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses stärken. Der Verbund der Partner am GFZ, an der Universität Potsdam und an der Brandenburgisch Technischen Universität Cottbus hat sich in der ersten Phase von GeoEn jetzt etabliert und wird in der zweiten Phase erweitert. Die Hauptforschungsthemen CO<sub>2</sub>-Abscheidung, Transport und Nutzung, CO<sub>2</sub>-Speicherung, Shale Gas und Geothermie sind über drei Querschnittsthemen verbunden: (1) Erkundung, Erschließung und Überwachung, (2) Technologieentwicklung und Wechselwirkungen und (3) Modellierung und Simulation. Ein struktureller Mehrwert des Projekts ergibt sich aus der von allen Projektpartnern getragenen Ausbildung in Geoenergie-relevanten Themenfeldern und durch einen praxisnahen Wissens- und Technologietransfer. Ein wesentliches Ziel von GeoEn besteht in der Integration von Grundla-



*Teilnehmerinnen und Teilnehmer des gemeinsamen Workshops von GeoEn und INFLUINS am 30. Juni 2011 in Potsdam*

genforschung mit hoher internationaler Reputation und anwendungsorientierter Forschung. Damit soll in der zweiten Förderphase der Wissenstransfer in die Industrie und an mittelständische Unternehmen intensiviert und die Konzepte weiterentwickelt werden.

Hierbei spielt auch die enge Vernetzung mit anderen Projekten im Programm „Spitzenforschung und Innovation in den Neuen Ländern“ eine wichtige Rolle. So ergeben sich Synergien insbesondere mit dem Verbundvorhaben INFLUINS (Integrierte Fluidodynamik in Sedimentbecken). INFLUINS ist wie GeoEn ein strategisches Bündnis aus Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Landes- und Bundesbehörden und Unternehmen und wird am Fallbeispiel des Thüringer Beckens die gekoppelte Dynamik oberflächennaher und tiefer Fluid- und Stoffströme in Sedimentbecken auf relevanten Skalen untersuchen. Anlässlich eines ersten gemeinsamen Workshops am 30. Juni 2011 am GFZ wurden konkrete Kooperationsziele besprochen.

Weitere Vernetzungen im Programm „Spitzenforschung und Innovation in den Neuen Ländern“ sind mit dem Projekt PROGRESS (Potsdamer Forschungs- und Technologieverbund zu Naturgefahren, Klimawandel und Nachhaltigkeit) geplant. ■



### **Mitglieder des Lenkungsausschusses:**

GFZ: Prof. Dr. Dr. h.c. Reinhard F. Hüttl (*Vorsitz*), Universität Potsdam (UP): Präsidentin/Präsident, Brandenburgische Technische Universität Cottbus (BTU): Prof. Dr. Dr. Walter Zimmerli

### **Mitglieder des Direktoriums:**

Dr. Magdalena Scheck-Wenderoth (GFZ, *Sprecherin/Koordinatorin*)  
Prof. Dr. Maria Mutti (UP)  
Prof. Dr. Dieter Schmeißer (BTU)

### **Ansprechpartner für die Hauptforschungsthemen:**

*CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Transport:*  
Prof. Dr. Hans Joachim Krautz, BTU

*CO<sub>2</sub>-Nutzung:*  
Prof. Dr. Dieter Schmeißer, BTU

*CO<sub>2</sub>-Speicherung:*  
PD Dr. Michael Kühn, GFZ

*Geothermie:*  
Prof. Dr. Ernst Huenges, GFZ

*Shale Gas:*  
Prof. Dr. Brian Horsfield, GFZ

*Akzeptanzforschung:*  
Prof. Dr. Dr. h.c. Walter Zimmerli, BTU

### **Ansprechpartnerin für weitere Informationen:**

Dr. Michaela Bock, GFZ  
Telegrafenberg, C4, 14473 Potsdam  
E-Mail: mbock@gfz-potsdam.de

• **GeoEn-Website:**  
[www.geoen.de](http://www.geoen.de)

## Geothermische Wärmereservoirire unter Berlin

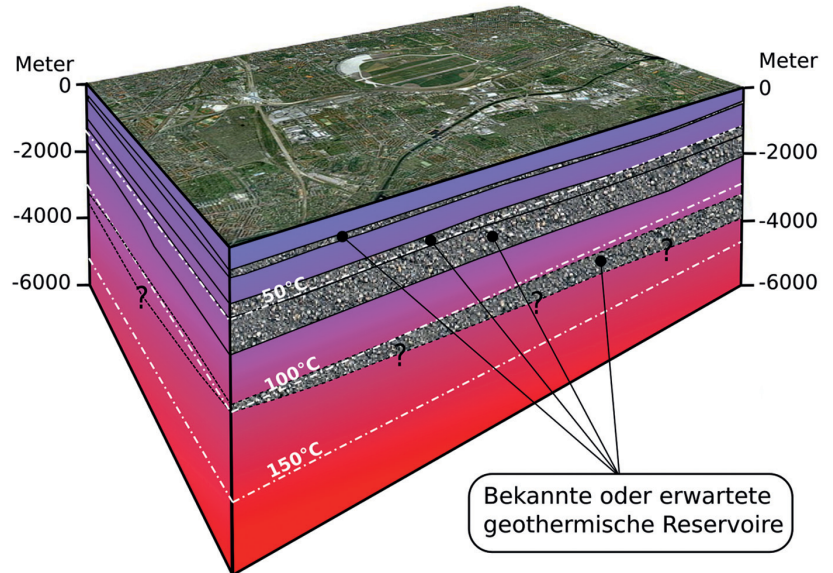
### EnergieAtlas Berlin

Unter diesem Namen startete im Juli 2011 ein Projekt unter Beteiligung des Deutschen GeoForschungsZentrums GFZ. Ziel des Projekts ist die Schaffung eines Entwicklungs- und Planungswerkzeugs zur integrierten Analyse der Energieversorgung Berlins. Dazu wird ein dreidimensionales Datenmodell erstellt, das den räumlichen Bezug von Verbrauchs- und Versorgungsstrukturen abbildet. Im Rahmen dieses Projekts entwickelt das GFZ ein Strukturmodell zur Abbildung bekannter und vermuteter geothermischer Reservoirire im Berliner Untergrund.

Die Erschließung geothermischer Ressourcen erfordert erhebliche Investitionen für die Erkundung und Aufsuchung der Speicherformationen. Ökonomisch erfolgreiche Erschließungskonzepte müssen auf optimale Weise in bestehende oder geplante Energie-Versorgungsstrukturen eingebettet werden. Für die Entwicklung von Versorgungsszenarien wird eine Datenbasis benötigt, die den räumlichen Bezug zwischen geothermischen Reservoiriren und möglichen Abnahmestrukturen abbilden kann. Diese erstmalige Berücksichtigung geothermischer Reservoirire in energiewirtschaftlichen Planungswerkzeugen ist eine wichtige Voraussetzung für eine erfolgreiche technisch-ökonomische Integration dieser Energiequelle.

Das Projekt EnergieAtlas verfügt über ein Budget von 500 000 Euro und wird mit Mitteln des European Institute of Technology (EIT) im Rahmen des Climate-KIC gefördert. ■

- Weitere Informationen zu dieser europäischen Initiative im Internet: [www.climate-kic.org](http://www.climate-kic.org)



*Schemaskizze bekannter oder vermuteter geothermischer Reservoirire im Bereich Berlin Schönefeld/Tempelhof. Die wissenschaftliche Erkundung und geologische Charakterisierung ist Bestandteil der laufenden Forschung am GFZ.*

### Erdwärme für Schöneberg

Geothermische Wärmequellen besitzen das Potential, einen signifikanten Beitrag zur städtischen Energieversorgung zu liefern. Der Untergrund der Metropole Berlin ist Teil eines weiträumigen Sedimentbeckens, welches Heißwasser-Reservoirire in porösen Tiefengesteinen in bis zu 5000 Meter Tiefe bietet. Derzeit leitet der Berliner Energieversorger GASAG ein Demonstrationsprojekt zur

Wärmeversorgung des EUREF-Forums, eines Gebäudekomplexes mit 165 000 Quadratmetern projektierte Geschossfläche in Berlin-Schöneberg. In diesem Zusammenhang führte das GFZ im März 2011 eine seismische Erkundung der Reservoirkapazitäten unter dem angrenzenden ehemaligen Flughafen Berlin-Tempelhof durch. Die Auswertung der Feldversuche dauert an. Im nächsten Explorationsschritt ist eine Erkundungsbohrung vorgesehen. ■



*Vibrator-LKW bei den seismischen Testmessungen auf dem Tempelhofer Feld, Berlin*

## Geothermieforschung für Europa

Am letzten Treffen der Mitglieder des Joint Programme of Geothermal Geoenergy (JPGE) in der European Energy Research Alliance (EERA; [www.eera-set.eu](http://www.eera-set.eu)) am 4. November 2011 an der ETH Zürich wurde Prof. Dr. Ernst Huenges, Leiter des *Internationalen Geothermiezentrum*s am GFZ zum *Chair* gewählt. Huenges kündigte an, die Kontakte der Forschungseinrichtungen im JPGE zur europäischen geothermischen Industrie zu intensivieren, um wissenschaftlich-technische Fragestellungen abstimmen und potenzielle Synergieeffekte nutzen zu können. Gemeinsam mit der Industrie soll bei der Europäischen Kommission für eine Aufwertung der Geothermieforschung in europäischen Rahmenprogrammen geworben und entsprechende Vorschläge eingebracht werden.

In der von der Helmholtz-Gemeinschaft gemeinsam mit anderen führenden europäischen Forschungseinrichtungen gegründeten EERA werden Forschungsprogramme zur Entwicklung neuer Energietechnologien gebündelt und Synergieeffekte genutzt. Die Allianz soll helfen, die energiepolitischen Ziele der EU, die im Strategic Energy Technology (SET)-Plan definiert wurden, zu erreichen. Mit dem SET-Plan soll u. a. die Entwicklung kohlenstoffarmer Energietechnologien vorangetrieben und ihr Marktanteil deutlich erhöht werden. Die Führungsrolle Europas in der Bereitstellung sowie Nutzung sauberer und effizienter Energietechnologien soll so weiter ausgebaut werden.

Das JPGE ist eines der ersten fest etablierten Programme innerhalb von EERA und wurde offiziell im Juni 2010 gestartet. Derzeit beteiligen sich 25 Forschungsinstitutionen aus elf EU-Ländern an diesem gemeinsamen Programm. Das Internationale Geothermiezentrum des GFZ ist Gründungsmitglied des JPGE. Weitere Gründungsmitglieder sind u. a. auch das Iceland Geosurvey (ISOR), Island, das Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM), Frankreich und die ETH Zürich, Schweiz. Gemeinsam sollen Projekte bearbeitet und Vorschläge zu eu-

ropäischen Rahmenprogrammen bei der Europäischen Kommission eingereicht werden. Das JPGE ist auch Sponsor der European Geothermal PhD Day, der diese Jahr bereits zum zweiten Mal statt fand (März 2011, Reykjavík; 2010, Potsdam).

**Joint Programme Scientific Secretariat:**  
Dr. David Bruhn ([dbruhn@gfz-potsdam.de](mailto:dbruhn@gfz-potsdam.de))  
und Ph.D. Isabella Nardini  
([nardini.i@cegl.it](mailto:nardini.i@cegl.it)) ■

## Netzwerktreffen der Internationalen Energie Agentur IEA

Gemeinsam mit den Organisatoren des Forschungsprogramms „Treibhausgase“ der Internationalen Energie Agentur (IEA-GHG) veranstaltete das Deutsche Geoforschungszentrum GFZ vom 7. bis 9. Juni 2011 den 7. Workshop des Netzwerks „CO<sub>2</sub>-Überwachung des geologischen Untergrunds“. Das jeweils jährlich stattfindende Treffen führt regelmäßig rund 90 Teilnehmer aus aller Welt zum Wissensaustausch in Schlüsselfragen der sicheren Speicherung von Kohlendioxid in salinen Aquiferen, Öl- und Gaslagerstätten sowie Kohleflözen zusammen. Gastgeber in diesem Jahr war das Zentrum für CO<sub>2</sub>-Speicherung am GFZ, das seit 2004 im Rahmen nationaler und europäischer Projekte das wissenschaftliche Verständnis der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> weiterentwickelt und die im Untergrund

ablaufenden Prozesse der CO<sub>2</sub>-Injektion und -Ausbreitung erforscht.

Thematischer Schwerpunkt des diesjährigen Netzwerktreffens bildete die Diskussion der Haftungskriterien, die nach Beendigung der CO<sub>2</sub>-Injektion für die Stilllegung eines Speichers gemäß der Richtlinie der Europäischen Kommission erfüllt sein müssen. Hierzu zählen die Gewährleistung der Dichtigkeit eines Speichers, die Übereinstimmung von numerischer Simulation mit dem tatsächlich beobachteten Verhalten des injizierten CO<sub>2</sub> sowie die nachgewiesene Entwicklung eines Speichers hin zur Langzeitstabilität. Bisherige Erfahrungen aus Test- und Pilotstandorten, wie z. B. in Australien, Japan, USA, Deutschland und Algerien, zeigen, dass seismische Wiederholungsmessungen die Nachvollziehbarkeit der Überwachungsergebnisse erhöhen. Vor allem kann durch die Kombination unterschiedlicher Methoden die Verlässlichkeit der Ergebnisse deutlich verbessert werden. Dennoch erfordern standortspezifische Unterschiede eine jeweilige Anpassung der Vorgehensweise. Dies wurde auch in der strategischen Entwicklung kommerzieller CCS-Projekte von Shell in Kanada und der Nordsee deutlich, bei denen die Kommunikation mit den regulierenden Behörden in der Planung des Überwachungssystems eine zunehmend wichtigere Rolle spielt. Die Experten waren sich darüber einig,



Teilnehmer des 7. Netzwerktreffens „Monitoring“ der IEA-GHG am GFZ in Potsdam

dass in der weiteren Entwicklung geeignete Überwachungsmethoden auch im Rahmen von „Clean Development Mechanism“ (CDM) und Emissions-Transfer-Systemen (ETS) zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Diesbezügliche Zusammenarbeit mit anderen Netzwerken des IEAGHG findet bereits statt.

Das IEAGHG-Programm besteht seit 1991 und wird von 19 Mitgliedstaaten der Internationalen Energieagentur IEA, der Europäischen Kommission, der OPEC sowie internationalen Förderern unterstützt. Es gliedert sich in gegenwärtig zehn Netzwerke, mit der Zielsetzung, Technologien zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen bei der Nutzung fossiler Energieträger zu evaluieren, internationale Zusammenarbeit in den Bereichen Forschung, Entwicklung und Demonstration zu fördern und gewonnenes Wissen zur Verfügung zu stellen. Neben seiner aktiven Beteiligung im Netzwerk CO<sub>2</sub>-Überwachung engagiert sich das Zentrum für CO<sub>2</sub>-Speicherung des GFZ auch im Netzwerk CO<sub>2</sub>-Modellierung des IEAGHG. ■

#### Kontakt

PD Dr. Michael Kühn  
E-Mail: mkuehn@gfz-potsdam.de

- Website der IEAGHG:  
<http://www.ieaghg.org>

## Industrie-Partnerschaftsprogramm

Der GFZ-Forschungsbereich „Organische Geochemie“ hat ein Industrie-Partnerschaftsprogramm (IPP) etabliert, um Kooperationen zwischen dem GFZ und deutschen sowie internationalen Erdöl- und Erdgasunternehmen zu intensivieren. Die wissenschaftliche Zusammenarbeit mit diesen Unternehmen im Rahmen des IPP ist für das Erreichen unserer Forschungsziele von grundlegender Bedeutung. Das IPP eröffnet den Zugang zu geologischen Proben und Informationen, die sonst in dieser Qualität und in diesem Umfang für Forschungsaktivitäten nicht zur Verfügung stehen. Durch eine Industriefinanzierung insbesondere im Rahmen dieses Programms wird jungen Nachwuchswissenschaftlerinnen und Nachwuchswissenschaftlern die Möglichkeit gegeben, ihre Doktorarbeit anzufertigen oder als Postdoc tätig zu sein. Darüber hinaus wird ihnen ein Forum geboten, in dem sie Kontakte für ihre zukünftige Berufslaufbahn aufbauen können. Der Industrie eröffnen diese Teilnahme an Kooperationen eine direkte Beteiligung an Aktivitäten im Bereich der Grundlagenforschung und damit eine Zusammenarbeit mit einer der größten und aktivsten akademischen Arbeitsgruppen in Europa.

Zwei unserer grundlegenden Forschungsthemen finden von Seiten der Industriepartner besondere Unterstützung: Ein Forschungsschwerpunkt bezieht sich auf Herkunft und das Verhalten geogener Fluide (Öl, Gas und saline Lösungen) im tiefen Untergrund sedimentärer Becken. Trotz der Verfügbarkeit grundlegender Konzepte zur Öl- und Gasbildung existieren deutliche Lücken im Verständnis der zugrunde liegenden Prozesse

und Mechanismen. Aktuelle Fortschritte in den Bereichen Modellierung sowie experimentelle Methoden ermöglichen hier neue Einblicke in grundlegende physikalische und chemische Prozesse, die über geologische Zeiträume ablaufen. Diese neuartigen Ansätze können den Industriepartnern dabei helfen, das hohe Explorationsrisiko zu senken und die Umweltverträglichkeit der Nutzungsmaßnahmen zu steigern.

Der zweite Schwerpunkt bezieht sich auf die Verbreitung mikrobieller Aktivitäten und Lebensräume in der Erdkruste. Bisher ging man davon aus, dass mikrobielle Prozesse nur in oberflächennahen Bereichen stattfinden und dass in größeren Tiefen und bei höheren Temperaturen (>50 °C) ausschließlich physikalische und chemische Prozesse ablaufen. Die Entdeckung eines mikrobiellen Lebens tief unterhalb der Erdoberfläche und dessen Ausdehnung öffnete jedoch in den letzten Jahren den Blick für eine bisher weitgehend unbekannte und nicht erforschte Biosphäre im tiefen geologischen Untergrund. Erste Abschätzungen zeigen, dass die Biomasse dieser sogenannten „Tiefen Biosphäre“ mit der Biomasse auf der Erdoberfläche vergleichbar ist, was ihre bis dato vernachlässigte Bedeutung für die Stoffkreisläufe der Erde unterstreicht. Die Erdölindustrie ist im Wesentlichen aus zwei Gründen an unserer Forschung zur Tiefen Biosphäre interessiert: Einerseits führt der biologische Abbau von Erdöl in Lagerstätten zu verminderter Qualität und geringerem ökonomischen Wert der Öle und erschwert gleichzeitig deren Förderung. Andererseits kommt es durch mikrobielle Abbauprozesse in der Tiefen Biosphäre zur Methangasproduktion und damit zur Entstehung neuer Energiequellen. ■



*Mit viel Elan wird hier Luft in einen porösen Sandstein gepumpt: das GFZ-Exponat auf dem Wissenschaftsschiff im „Jahr der Energie“ 2010 verdeutlicht das Prinzip der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung. Über 105 000 Gäste besuchten die „MS Wissenschaft“ im Energie-Jahr.*

#### IPP-Ansprechpartner

Prof. Dr. Brian Horsfield  
Deutsches GeoForschungsZentrum  
GFZ  
Telegrafenberg  
14473 Potsdam  
E-Mail: horsf@gfz-potsdam.de

## Helmholtz-Alberta Initiative

Am 8. April 2011 unterzeichneten in der Geschäftsstelle der Helmholtz-Gemeinschaft in Berlin Dr. Indira Samarasekera (Präsidentin der University of Alberta, UofA) und Prof. Dr. Jürgen Mlynek (Präsident der Helmholtz-Gemeinschaft) zusammen mit Vertretern der Helmholtz Zentren Potsdam (GFZ), Leipzig (UFZ), Jülich (FZJ), und Karlsruhe (KIT) den Konsortialvertrag zur ersten wissenschaftlichen Zusammenarbeit im Rahmen der im Jahr 2009 initiierten Helmholtz-Alberta Initiative (HAI).

Mit ihrer grundlagen- und anwendungsorientierten Forschung wollen die deutsch-kanadischen Partner in diesem Forschungsvorhaben relevante Lösungen für eine nachhaltig umweltgerechte und energieeffiziente Nutzung geologischer Ressourcen entwickeln. Die auf deutscher Seite durch Mittel des Impuls- und Vernetzungsfonds der Helmholtz-Gemeinschaft und Eigenbeteiligung der Zentren geförderte Zusammenarbeit ist in den Themenfeldern Erde, Energie und Umwelt angesiedelt und umfaßt die folgenden Teilprojekte:

- Optimierung der Aufbereitungsmethoden von Bitumen und Braunkohle und Entwicklung energiesparender Technologien
- Entwicklung und Einsatz von Technologien, die den Ausstoß von Klimagasen bei der Rohstoffgewinnung und -verarbeitung reduzieren
- Erschließung und Einsatz erneuerbarer Energiequellen, wie der Geothermie
- nachhaltiges Wassermanagement bei der Gewinnung und Aufbereitung von Rohstoffen
- Rekultivierung von Tagebauflächen

Im Jahr 2011 wurde zudem ein internationaler Vorstand (International Management Board) unter Vorsitz von Herrn Prof. Lorne Babiuk (Vizepräsident Forschung, University of Alberta) und Herrn Prof. Dr. Reinhard F. Hüttel (Wissenschaftlicher Vorstand und Vorstandsvorsitzender GFZ) etabliert, der durch einen wissenschaftlichen Beirat (Strategic Advisory Board) unterstützt wird. Neben den leitenden wissenschaftlichen Koordinatoren der Initiative (Dr. B. U. Schneider, GFZ und Alan Fair, UofA) sind diese

Gremien durch weitere führende Vertreter aus wissenschaftlichen Institutionen und der Wirtschaft beider Länder besetzt.

Eine breite Wahrnehmung konnte die Initiative Mitte September in Ottawa erfahren, im Rahmen der 21. Sitzung zum Regierungsabkommen zur deutsch-kanadischen, wissenschaftlich-technologischen Zusammenarbeit. Anlässlich des zudem 40jährigen Jubiläums des Regierungsabkommens wurde durch den deutschen Botschafter in Kanada, Herrn Dr. Georg Witschel, und dem Honorarkonsul für Alberta, Herrn Bernd Reuscher, das German-Canadian Centre for Innovation and Research (GCCIR) in Edmonton gegründet. Als Anlaufstelle für Wissenschafts- und Wirtschaftspartner steht somit am Standort der University of Alberta ein weiterer Initiator für deutsch-kanadische Partner zur Verfügung. Gemeinsame Unterstützung lieferten zudem Botschaft, Konsulat und GCCIR bei dem Ende September von der University of Alberta veranstalteten Wissenschaftsforum für Studierende und Doktoranden der Helmholtz-Alberta Initiative. Rund 120 Wissenschaftler (darunter ca. 40 Doktoranden) präsentierten hier ihre ersten Forschungsergebnisse und haben bewiesen, dass die Helmholtz-Alberta Initiative in ihrer gegenwärtigen Ausgestaltung und Wahrnehmung bereits ideale perspektivische Voraussetzungen als Plattform für wissenschaftliche Kooperationen von Mitgliedern und Partnern der Helmholtz-Gemeinschaft auf internationaler Ebene bietet. ■

- HAI-Website:  
[www.helmholtzalberta.ca](http://www.helmholtzalberta.ca)



Preisverleihung für die besten Präsentationen und Student-Awards des HAI-Wissenschaftsforums am 28. September 2011 an der University of Alberta (UofA) in Edmonton, Kanada. Von links nach rechts: Aida Tavara (UofA), Bernd Reuscher (Honorarkonsul der Bundesrepublik Deutschland, Edmonton), Dr. Allan Gray (UofA), Dr. Carl G. Amrhein (Provost and Vice-President/Academic, UofA), Lina Parra Galvis (UofA), Dr. Georg Witschel (Botschafter der Bundesrepublik Deutschland, Ottawa), Mareike Noah (GFZ), Dr. Lorne Babiuk (Vize-Präsident/Research, UofA), Victoria Collins (UofA). Foto: David Epp (UofA)

## Geo trifft Mathe: Helmholtz-Kolleg GeoSim

# GeoSim

Drei Partnereinrichtungen der Koordinierungsplattform Geo.X tragen das Helmholtz-Kolleg GeoSim, in dem während einer sechsjährigen Laufzeit junge Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler instituts- und fachübergreifend ausgebildet werden. Über das enge Zusammenspiel der Geowissenschaften mit der Mathematik sollen in dem im April 2011 gestarteten Förderprogramm neue Wege zum qualitativ und quantitativ verbesserten Verständnis des Systems Erde und seiner Subsysteme eröffnet werden. Die geowissenschaftlichen und mathematischen Arbeitsgruppen an der FU Berlin, der Universität Potsdam und dem Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ kombinieren dazu unter dem Dach von GeoSim geowissenschaftliche Grundlagenforschung zu dynamischen Prozessen, Geomonitoring und die daraus gewonnenen Geodaten mit mathematischer Modellierung und Computersimulation komplexer Systeme.

Einhergehend mit dem Ziel von Geo.X, die Geowissenschaften mit weiteren Wissenschaftsdisziplinen zu vernetzen, baut GeoSim die interdisziplinäre Zusammenarbeit zwischen den Geowissenschaften und der Mathematik in der Region von Berlin und Potsdam systematisch auf und aus. Dabei werden unterschiedliche Geoprozesse wie z. B. Erdbeben, Atmosphäre-Ozean-Interaktionen oder hydrologische Prozesse simultan mit Methoden beider Wissenschaftsdisziplinen betrachtet und gemeinsam neue Lösungen, Strategien und Tools entwickelt.

GeoSim wird mit jährlich 300 000 Euro aus dem Impuls- und Vernetzungsfond der Helmholtz-Gemeinschaft gefördert. Bis zu 50 Nachwuchswissenschaftlerinnen und -wissenschaftler erhalten die Chance, im Rahmen von GeoSim ein strukturiertes, interdisziplinäres Ausbil-

dungsprogramm zu durchlaufen. Seit dem 1. April 2011 haben 17 Stipendiaten aus acht Ländern und drei Kontinenten ihre Projekte im Kolleg begonnen. Die Beteiligung im GeoSim-Ausbildungsprogramm ist jedoch nicht auf die über das Kolleg geförderten Stipendiaten beschränkt: Auch Promovierende, die bereits ihre Forschung in einem verwandten Fachbereich aufgenommen haben, können sich für eine Teilnahme am Ausbildungsprogramm bewerben. ■

### GeoSim-Koordination

Dr. Karen A. Leever  
Tel.: +49 331 288-1326  
geosim@gfz-potsdam.de

• **GeoSim-Website:**  
[www.geo-x.net/geosim](http://www.geo-x.net/geosim)

## GFZ-Untertagelabor in Freiberg

Im Herbst 2011 werden die Arbeiten zur Erweiterung des GFZ-Untertagelabors im Lehr- und Forschungsbergwerk „Reiche Zeche“ der TU Bergakademie in Freiberg abgeschlossen. An dem neu geschaffenen Messstand zum dreidimensionalen Testen seismischer Instrumente sollen am GFZ neu entwickelte Bohrlochsonden zur hochauflösenden Erkundung des Untergrunds erprobt werden. Das Bergwerk wird bereits über viele Jahre

hinweg vom GFZ für die Entwicklung seismischer Vorauserkundungssysteme genutzt. Um einen Gebirgsblock wurden zahlreiche 3-Komponenten-Geophone in ein bis zwei Meter tiefe Bohrungen eingebracht, um seismische Wellen in allen Raumrichtungen zu registrieren.

Seit Beginn dieses Jahres wird ein 25 m langer und 30° ansteigender Stollen in den Berg gesprengt. Nach Erreichen einer Höhendifferenz von 10 m wird ein 125 m<sup>3</sup> großer Raum entstehen, von dem aus eine 70 m tiefe Bohrung abgeteuft wird. In dieser Bohrung soll ein am GFZ entwickelter Sonden-Prototyp für die hochauflösende seismische Erkundung des Bohrlochumfelds erstmals getestet werden. Für die Datenauswertung und technische Wartung der Geräte ist ein Messraum eingerichtet worden, über den Daten in Echtzeit an das GFZ übertragen werden.

Diese durch das Bundesumweltministerium geförderte Erweiterung des Untertagelabors schafft exzellente Bedingungen für die Entwicklung von Bohr- und Untertagesmesstechnik, die für die Exploration von geologischen Strukturen und zur Beobachtung von Reservoirgesteinen genutzt werden können. Diese Technologien sind für Geothermie- und CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte sowie zur Erschließung unkonventioneller Gaslagerstätten und für die Nutzung des geologischen Untergrunds von Bedeutung. ■



Ausbruch des ansteigenden Stollens (Steigort) im GFZ-Untertagelabor im Lehr- und Forschungsbergwerk „Reiche Zeche“ der TU Bergakademie in Freiberg

## Seismic Prediction While Drilling (SPWD)

„Vor der Hacke ist es duster“ – was im Tunnelbau gilt, ist für tiefe Bohrungen nicht anders. Es gibt zwar Methoden zur Erkundung der nahen Umgebung von Bohrungen, aber es fehlen Erkundungsmethoden, mit denen eine genaue Sondierung des Gesteins mehrere zehn bis hunderte Meter unterhalb von Bohrungen möglich ist.

Das Projekt Seismic Prediction While Drilling (SPWD) wird mit einem neuen seismischen Verfahren diese Lücke schließen. Ein am GFZ entwickelter Sonden-Prototyp ermöglicht eine hochauflösende seismische Erkundung der Bohrlochumgebung insbesondere im Hinblick auf die vorausschauende Erkundung im Tiefengestein. Eine Bohrung kann so z.B. zielgerichtet auf Heißwasser-führende Strukturen gelenkt werden. ■



Laborprototyp der SPWD-Sonde (unten) und Sonde bei Messungen in einem Bohrloch (oben) des GFZ-UntertageLabors im Lehr- und Forschungsbergwerk „Reiche Zeche“



## Netzwerke für Wissenschaftliches Bohren

Wissenschaftliches Bohren und das Messen geophysikalischer Daten in Bohrlöchern ist sehr aufwändig und wird vorwiegend von wissenschaftlichen Teams durchgeführt. Das GFZ koordiniert daher seine Forschungsaktivitäten rund um das Bohren in Netzwerken.

### ICDP

Im International Continental Scientific Drilling Program (ICDP) haben sich 21 Staaten zusammengeschlossen und führen unter Federführung des GFZ gemeinsam internationale wissenschaftliche Bohrprojekte durch.

#### Kontakt:

Dr. Ulrich Harms  
Tel.: +49 331 288-1085  
E-Mail: [ulrich.harms@gfz-potsdam.de](mailto:ulrich.harms@gfz-potsdam.de)

- ICDP-Website:  
[www.icdp-online.org](http://www.icdp-online.org)

### GESEP

In dem Deutschen Forschungsbohrkonsortium (GESEP) haben sich 16 deutsche Forschungsinstitute zusammengeschlossen. Das Netzwerk koordiniert See-, Land- und Eisbohraktivitäten und verwaltet die Gerätschaften.

#### Kontakt:

Carola Knebel  
Tel.: +49 331 288-28610  
E-Mail: [c.knebel@gesep.org](mailto:c.knebel@gesep.org)

- GESEP-Website:  
[www.gesep.org](http://www.gesep.org)

### CULTS

Auf Initiative des GFZ wurde im April 2011 das europäische Consortium of Underground Labs and Test Sites (CULTS) gegründet. Neben dem KTB-Tiefenlabor und dem GFZ-Untertagelabor gehören Betreiber von Testbohrungen in Italien, Finnland, Island und Spanien zu den Partnern der Initiative. Ziel ist eine Nutzung der verschiedenen Infrastrukturen in gemeinsamen Projekten und eine bessere internationale Sichtbarkeit.

#### Kontakt:

Jochem Kück  
Tel: +49 331 288-1087  
E-Mail: [jkueck@gfz-potsdam.de](mailto:jkueck@gfz-potsdam.de)





Bohrplattform bei der ICDP-Bohrung im Toten Meer, Dezember 2010

## Bohrkerne aus dem Toten Meer

Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus fünf Nationen (neben Deutschland aus Israel, Japan, Schweiz und USA) untersuchen mit einer Tiefbohrung im Toten Meer im Rahmen des International Continental Scientific Drilling Program (ICDP) den Untergrund unter dem tiefsten Becken der Welt – rund 50 Kilometer von Betlehem entfernt. In den Seesedimenten verbirgt sich die seismische und klimatische Geschichte des Heiligen Landes. Vom 6. bis 30. Juni und 17. Oktober bis 6. November 2011 wurden sämtliche Sedimentkerne der Tiefbohrung in den Laboren des GFZ geöffnet, beschrieben und mit modernen Scannerverfahren zerstörungsfrei analysiert. Insgesamt stehen nun 725 m der Sedimente für wissenschaftliche Untersuchungen zur Verfügung. Nach ersten Abschätzungen decken die von Dezember 2010 bis März 2011 erbohrten Sedimente ein Zeitintervall von 200 000 Jahren mit mindestens zwei Glazial/Interglazial-Abfolgen ab.

Prof. Dr. Achim Brauer, Leiter der Sektion 5.2 *Klimadynamik und Landschaftsentwicklung* am GFZ, ist einer der Initiatoren des Projekts und verantwortlicher Principle Investigator (PI) für die Öffnung und geologische Aufnahme der Kerne. Ihn und sein Team interessiert vor allem

die Klimaentwicklung in dieser für die Menschheitsgeschichte bedeutenden Region. Über diese Landbrücke wanderte der frühe Mensch mehrfach aus Afrika nach Norden und später spielte sich hier die biblische Geschichte ab. Die Kerne aus dem Toten Meer sind aber nicht nur ein einmaliges Archiv für natürliche Klimadynamik, sondern auch für seismische Ereignisse in dieser tektonisch aktiven Region, wie die häufigen Sedimentdeformationen zeigen, die durch Erdbeben verursacht wurden. Insgesamt zeigen die Sedimentkerne eine große Vielfalt von Warvenbildungen über Hochwasser- und Staubsturmfolgen bis hin zu Knollen aus elementarem Schwefel (Konkretionen) sowie laminierten und kompakten Salzabfolgen, die in der Form bisher nicht in Seesedimenten beschrieben sind. Eine spannende Aufgabe für die nächsten Jahre wird sein, die Entstehungsgeschichte dieser Ablagerungen zu verstehen und zu interpretieren. ■

## Neues Virtuelles Institut ICLEA

Die Helmholtz-Gemeinschaft fördert ab 1. Juli 2011 zwölf neue Helmholtz Virtuelle Institute. In diesen Instituten arbeiten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler eines Helmholtz-Zentrums insbesondere mit universitären Partnern an einem

gemeinsamen Forschungsthema. Das Virtuelle Institut, das unter Federführung des Deutschen GeoForschungsZentrums GFZ bewilligt wurde, trägt den Namen ICLEA (Virtual Institute of Integrated Climate and Landscape Evolution Analyses). Der Sprecher dieses Vorhabens ist Prof. Dr. Achim Brauer (GFZ). Die Ziele dieses Instituts sind ein umfassendes Verständnis der Entwicklung einer jungen Landschaft und der steuernden natürlichen und anthropogenen Prozesse seit ihrer Bildung durch die letzte Eiszeit.

Das methodische Konzept dieses neuen, interdisziplinären Ansatzes integriert rezente Beobachtungsdaten und lange Zeitreihen: es sieht die Verknüpfung von Geoarchiven (Seesedimente, Baumringe, Böden) mit hydrologischem Monitoring, Klimadaten und historischen Fernerkundungsdaten vor. Besonderer Wert wird auf Geo-Daten mit saisonaler Auflösung gelegt, um auch Informationen aus der geologischen Vergangenheit in einer für Menschen relevanten zeitlichen Dimension zu liefern. Das Norddeutsch-Polnische Tiefland dient dazu als natürliches Labor, wo ICLEA die vom GFZ etablierte Forschungsinfrastruktur im Rahmen des Forschungsverbunds TERENO (Terrestrial Environmental Observatories) nutzen wird. Partner in diesem Forschungsprojekt sind die Polnische Akademie der Wissenschaften (Torun), die Ernst-Moritz-Arndt Universität Greifswald und die BTU Cottbus. ■



Mithilfe von Flößen taufen Wissenschaftler Bohrungen in Binnenseen ab. Die Bohrkerne von Seesedimenten sind ein präzises Klima-Archiv.

## Zentralasiatisches Klima-Messnetz in Bishkek feierlich eingeweiht

Im Beisein der deutschen Botschafterin in Kirgisistan, Gudrun Sräga, dem Minister für Notstandssituationen der Kirgisischen Republik, Bolotbek Borbiev, der Stellvertretenden Außenministerin Kirgisistans, Dinara Kemelova, sowie Vertretern der anderen Zentralasiatischen Staaten und Afghanistans nahmen am 16. September 2011 deutsche und zentralasiatische Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler in der kirgisischen Hauptstadt Bishkek den ersten Teil eines regionalen Netzwerks hydrometeorologischer Monitoring-Stationen in Betrieb. Das Messnetz ist Teil der Forschungsarbeiten im Rahmen des CAWa-Projekts (siehe Infokasten).

Die wartungsarmen, automatisierten Stationen sind für den Betrieb in den schwer zugänglichen Hochgebirgsregionen Zentralasiens konzipiert, wie sie z. B. am Abramov-Gletscher im Alai-Gebirge auf 4100 m ü. NN vorherrschen. Die hydrometeorologischen Monitoring-Stationen tragen dazu bei, die Beobachtungslücke zu schließen, die in den zentralasiatischen Staaten durch die Degeneration des Messnetzwerks nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion entstand.

Die zeitlich hoch aufgelösten und nahezu in Echtzeit per Satellit übermittelten Daten der neuen High-Tech-Stationen können sowohl für die Wetter- und Abflussvorhersage eingesetzt als auch für wissenschaftliche Fragestellungen, wie etwa die Abschätzung der Folgen des Klimawandels, oder die Überwachung von Hochgebirgsgletschern genutzt werden. Die Messstationen wurden von Spezialisten des GFZ entwickelt und gemeinsam mit Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern des ZAIAG aufgestellt. In der folgenden Phase soll das Netz auf andere Staaten in Zentralasien ausgedehnt werden, denn die Wasserprobleme der Region lassen sich nur grenzüberschreitend lösen – ein wichtiges Ziel des vom Auswärtigen Amt geförderten CAWa-Projekts. ■



*Vertreterinnen und Vertreter der deutschen und kirgisischen Regierung sowie der zentralasiatischen Wetterdienste weihen in Bishkek gemeinsam mit Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern des GFZ und des Zentralasiatischen Instituts für Angewandte Geowissenschaften (ZAIAG) den ersten Teil des CAWa-Messnetzes ein.*



*Die hydrometeorologische Messstation am Abramov-Gletscher wurde im August 2011 im Alai-Gebirge (Süd-Kirgisistan) in einer Höhe von 4100 m ü. NN errichtet.*

### **CAWa-Projekt: Wasser in Zentralasien**

Das CAWa-Projekt wird mit einer Laufzeit von Juli 2008 bis Dezember 2013 als Teil der „Deutschen Wasserinitiative für Zentralasien“ (sogenannter „Berliner Prozess“) vom Auswärtigen Amt der Bundesrepublik Deutschland gefördert. Das GFZ hat die Koordination des Projekts übernommen. Neben den technischen und wissenschaftlichen Aktivitäten haben Trainings- und Ausbildungsmaßnahmen für zentralasiatische Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler sowie Fachleute in dieser Kooperation einen großen Stellenwert.

- Nähere Informationen im Internet:  
[www.cawa-project.net](http://www.cawa-project.net)

## Aktuelle Projekte

### PROTECTS

#### *PROject for Training, Education and Consulting for Tsunami Warning Systems*

Im Jahr 2005 begann im Rahmen des Projekts German-Indonesian Tsunami Early Warning System (GITEWS) der Aufbau von Kernelementen eines Tsunamifrühwarnsystems für den Indischen Ozean mit Schwerpunkt in Indonesien. Im Rahmen dieses Projekts wurde unter Federführung des GFZ von einem Konsortium deutscher Forschungseinrichtungen (GFZ, AWI, DLR, HZG, GEOMAR, KDM, BGR, UNU-EHS und GIZ) ein Frühwarnsystem aufgebaut, das am 29. März 2011 an Indonesien übergeben wurde. Der Aufbau des Systems verfolgte einen sogenannten End-to-End-Ansatz, also die gesamte Warnkette von der Erfassung der Naturgefahr über die Entscheidungsunterstützung und die Warnungsdissemination bis hin zur Schulung und Ausbildung der lokalen Bevölkerung und die Gefährdungsvorsorge. In Indonesien sind eine Reihe von Partnern in das Projekt eingebunden, die wichtigsten sind BMKG, BAKOSURTANAL und BPPT. Weiterhin wurden Instrumentierungen die von Indonesien und verschiedenen Geberländern (China, Japan, USA, Frankreich) bereitgestellt wurden, in das System integriert. Insgesamt verfügt die Warn-Infrastruktur in Indonesien heute über etwa 300 Messinstrumente, die über das ganze Land verteilt sind, eine komplette Satellitenkommunikationsinfrastruktur sowie ein hochmodernes Warnzentrum.

Zusätzlich wurden Teilkomponenten eines Frühwarnsystems, insbesondere seismische Instrumentierung und Küstenpegel, in folgenden Ländern aufgebaut und über Satellitenkommunikation angebunden: Sri Lanka, Malediven, Madagaskar, Jemen, Iran, Pakistan, Indien, Thailand, Malediven, Kenia und Tansania.

Bereits während des Projekts GITEWS wurden Trainings- und Schulungsmaßnahmen in erheblichem Umfang durchgeführt. Es zeigte sich jedoch schon bald, dass für den nachhaltigen Betrieb und die Wartung der technischen Infrastruktur,

aber auch besonders für die Umsetzung aller Arbeitsabläufe und Maßnahmen im Rahmen einer vollständigen Warnkette die Ausbildung und Kapazitäten in den indonesischen Partneereinrichtungen, die für den Betrieb des Warnsystems zuständig sind, nicht ausreichen und hierfür ein spezielles Trainings- und Ausbildungsprogramm an die Aufbau- und Installationsphase anschließen muss. Diese Phase wird vom BMBF durch das Projekt PROTECTS gefördert und wird vom GFZ gemeinsam mit dem AWI, dem DLR und der GIZ bis 2014 durchgeführt.

Die Trainings- und Ausbildungseinheiten umfassen dabei verschiedene Module

- Geowissenschaftliche Grundlagen
- Instrumentierung (Seismometer, GPS, Küstenpegel, Bojen, Kommunikation)
- Softwaretraining (verschiedene Softwarepakete zur Datenanalyse, Datenbanksysteme, numerische Modellierung)
- Wartung, Instandsetzung und Betrieb von Feldstationen
- Satellitenkommunikation
- Gefährdungs- und Risikoanalyse
- Training der lokalen Bevölkerung (Wissenschaftliche Grundlagen (wie entsteht und was ist ein Tsunami, natürliche Indikatoren), Evakuierung, Prävention)

PROTECTS wird vom BMBF von 2011 bis 2014 mit einem Gesamtvolumen von rund 7,2 Mio. Euro finanziert.

### CADY

#### *Central Asian Climate Dynamics*

Der globale Klimawandel ist mit seinen Auswirkungen auf Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt eine der wichtigsten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Zentralasien ist zwar reich an Bodenschätzen, leidet aber an Wassermangel. Da die Landwirtschaft aller zentralasiatischen Länder stark auf künstliche Bewässerung angewiesen ist, werden die Klimaänderungen einen großen Einfluss auf die Wasserverfügbarkeit, die Energiesicherheit und die nachhaltige Entwicklung in der Region haben. Gleichzeitig wird auch das Ausmaß dieser Veränderungen, z. B. der Schweregrad von Dürren und Überschwemmungen, gravierende Auswirkungen für die Planung von Infrastrukturmaßnahmen und die Sicherung der Nahrungsmittelversorgung haben.

Das Projekt Central Asian Climate Dynamics (CADY) hat daher zum Ziel, die Klimavariabilität und den regionalen Wasserhaushalt des Holozäns in Asien zu rekonstruieren. Dies erfolgt in zwei Ost-West-Profilen, die die Hochebene von Tibet einbetten, und einem Nord-Süd-Profil, das diese Ebene durchquert. Der Hauptfokus der CADY-Untersuchungen liegt auf Zentralasien. Mit Forschungsdaten aus weiteren aktuellen Projekten wird zudem ein regional erweiterter Überblick über die Klimaänderungen (saisonal, extreme



*CADY: GFZ-Wissenschaftler Stefan Lauterbach bei der Probenahme für die Analyse der Sauerstoff- und Wasserstoff-Isotopenverhältnisse des Seewassers am Ufer des Chatyr Kol, Kirgistan*

Klimaereignisse, Fernauswirkungen) während des Holozäns erarbeitet.

Die im Projekt CADY beteiligten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler vertreten eine große Bandbreite an Kompetenzen in den Bereichen Geologie, Dendroklimatologie, Geochemie, Klimamodellierung und Biologie. Dies ermöglicht eine koordinierte und interdisziplinäre Betrachtungsweise der Klimaänderungen mithilfe zahlreicher Proxies und Datenreihen. Der Fokus liegt dabei auf ausgewählten Zeitabschnitten (z.B. die Frühholozäne Warmzeit, die Mittelalterliche Warmzeit, die Kleine Eiszeit). Mit der Kombination von Proxy-Daten und paläoklimatischen Modellsimulationen können die Mechanismen der Monsundynamik in dieser Region besser verstanden werden. Das Projekt wird am GFZ koordiniert. Projektpartner sind die FU Berlin, das Senckenberg Forschungsinstitut und Naturmuseum, die Friedrich-Schiller-Universität Jena, die TU Braunschweig und das MPI für Biogeochemie Jena.

CADY wird im Rahmen des BMBF-Programms Forschung für Nachhaltige Entwicklungen von 2011 bis 2014 mit rund 1 Mio. Euro finanziert.

### KOMFOR

#### *Kompetenzzentrum für Forschungsdaten aus Erde und Umwelt*

Die Verfügbarkeit wissenschaftlicher Daten ist ein wichtiger Schlüsselfaktor für die weitere Entwicklung der empirischen Wissenschaften. Dazu schrieb der Wissenschaftsrat bereits im Jahr 2000: „Künftig wird es darum gehen, technisch grundsätzlich überall und jederzeit verfügbares Wissen so zu organisieren, dass es überschaubar bleibt und zugleich die bewährten Qualitätsstandards der Wissenschaft gewahrt werden.“ Um dieses Ziel einer allgemeinen und nachhaltigen Verfügbarkeit von qualitätsgesicherten Daten zu gewährleisten ist es notwendig, ein organisatorisch und technisch kohärentes Gesamtsystem aus Datenarchiven, Bibliotheken und Verlagen zu schaffen. Ein solches System muss dabei sowohl den semantischen als auch strukturel-

len Hintergrund bieten, um die Heterogenität und Dynamik wissenschaftlicher Datenwelten abzubilden, als auch in der Wissenschaft anerkannte Wege zur Publikation von Daten schaffen.

Das Projekt Kompetenzzentrum für Forschungsdaten aus Erde und Umwelt (KOMFOR) ist als Bindeglied zwischen wissenschaftlichen Einrichtungen, Verlagen, Bibliotheken und einem bestehenden Archivnetzwerk für Daten aus Erd- und Umweltforschung geplant. Ziel ist die Verbesserung von Datenverfügbarkeit und -qualität durch verlässliche Publikationswege für wissenschaftliche Daten, die den Qualitätsstandards wissenschaftlichen Publizierens entsprechen. Dazu ist geplant, eine aus der Sicht der Nutzer einheitliche Instanz zu schaffen, welche wissenschaftliche Projekte, Institute, Forschergruppen oder auch einzelne Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler in allen Fragen des Datenmanagements begleitet – von der Projektplanungsphase über Datenerhebung, Qualitätssicherung, Registrierung und Langzeitarchivierung bis zur Publikation der Daten als Teil des Korpus wissenschaftlichen Wissens.

KOMFOR wird von der DFG im Rahmen der Ausschreibung Forschungsdateninfrastrukturen gefördert und vom Institut für Marine Umweltwissenschaften (MARUM) der Universität Bremen koordiniert. Am GFZ sind das Zentrum für Geoinformationstechnologie (CeGIT) und die Bibliothek an diesem Projekt beteiligt. In KOMFOR wird die langjährige Zusammenarbeit des deutschen Verbundes der World Data Center und des GFZ mit der Technischen Informationsbibliothek Hannover (TIB) fortgesetzt. Im Vorläuferprojekt Publikation und Zitierbarkeit wissenschaftlicher Primärdaten (STD-DOI) waren bereits die Grundlagen für die Veröffentlichung von Forschungsdaten mittels Digital Object Identifier (DOI ®) entwickelt worden. Aus diesen Arbeiten ging auch die Gründung von DataCite als internationalem Verbund für die Veröffentlichung von Forschungsdaten hervor.

Das GFZ koordiniert bzw. beteiligt sich zudem an vier ergänzenden Projekten aus der Ausschreibung Forschungsdateninfrastrukturen. Die am GFZ zum Schwerpunkt Forschungsdateninfrastrukturen geförderten Projekte werden von 2011 bis 2014 mit rund 360 000 Euro finanziert. ■

- Weitere Informationen zu Forschungsdaten am GFZ und zu Projekten in diesem Umfeld sind auf der Serviceseite „Forschungsdaten“ im GFZ-Portal zusammengefasst:  
<http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Services/Forschungsdaten>



#### Sonderbriefmarke für Emil Wiechert

Am 8. November 2011 wurde in Berlin offiziell eine Sonder-Briefmarke für Emil Wiechert vorgestellt, die seit dem 10. November an den Postschaltern verkauft wird. DGG-Schatzmeister Dr. Alexander Rudloff (GFZ) war eine der treibenden Kräfte dieser Aktion zum 150. Geburtstag des Gründervaters der Geophysik. ■

- <http://idw-online.de/de/news449918>

# Ausgezeichnet

## Neuer Administrativer Vorstand am GFZ



Dr. Stefan Schwartz

Am 30. November 2011 scheidet Dr. Bernhard Raiser altersbedingt aus dem Amt des Administrativen Vorstands des Deutschen GeoForschungsZentrums GFZ aus, sein Nachfolger ist **Dr. Stefan Schwartz**. Dr. Bernhard Raiser war seit Gründung des GFZ am 1. Januar 1992 Administrativer Vorstand. „Am Aufbau des GFZ und seinem rasanten Wachstum von 280 Mitarbeitern (1992) auf rund 1100 heute hat er entscheidenden Anteil“, sagte Prof. Reinhard Hüttl, Vorstandsvorsitzender des GeoForschungsZentrums. „Auch seine Verdienste um die bauliche Entwicklung des Telegrafenberges im Rahmen der Nutzergemeinschaft, deren Vorsitz er über viele Jahre inne hatte, sind unschätzbar.“ So hat Dr. Raiser von 1992 bis 1994 auch das PIK als Verwaltungsleiter im Nebenamt unterstützt. Daneben hat sich Bernhard Raiser von 1993 bis 2002 im DFN-Verein (Deutsches Forschungsnetz) engagiert, davon seit 1995 im Vorstand. Das GFZ ist Herrn Dr. Raiser für seine erfolgreiche Arbeit zu tiefem Dank verpflichtet.

Als Nachfolger tritt der promovierte Jurist, Dr. Stefan Schwartz, sein Amt als Administrativer Vorstand am 1. Dezember 2011 an. In der Helmholtz-Gemeinschaft ist Herr Dr. Schwartz kein Unbekannter: bevor er im Februar 2008 zum Kanzler der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster ernannt wurde, war er seit 2003

Administratives Vorstandsmitglied des Stiftungsvorstands des Max-Delbrück-Centrums für molekulare Medizin (MDC) in Berlin-Buch. Herr Dr. Schwartz wurde 1966 in Wuppertal geboren, ist verheiratet und hat drei Kinder. Reinhard Hüttl: „Das GFZ freut sich, dass Herr Dr. Schwartz als Administrativer Vorstand für das Deutsche GeoForschungsZentrum gewonnen werden konnte. Wir freuen uns auf die Zusammenarbeit.“

## Zwei Humboldt-Forschungspreisträger zu Gast am GFZ

Die Alexander von Humboldt-Stiftung verleiht jährlich an international anerkannte Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem Ausland den Humboldt-Forschungspreis und zeichnet damit das bisherige Gesamtschaffen dieser führenden Forscherpersönlichkeiten aus. Die Preisträger erhalten neben einem Preisgeld von 60 000 Euro auch die Möglichkeit, für insgesamt ein Jahr an einer deutschen Universität oder außeruniversitären Forschungseinrichtung zu arbeiten. Zwei Preisträger besuchten 2011 das GFZ.



Der Humboldt-Preisträger **Prof. Dr. Jean-Philippe Avouac**, Professor für Geologie und Direktor des Tectonics Observatory am California Institute of Technology, Pasadena, USA, besuchte von März bis September 2011 als Gast von Prof. Dr. Onno Oncken die Sektion 3.1 *Dynamik der Lithosphäre* des GFZ. Ein wichtiges Ziel seiner Forschung ist das bessere Verständnis von Zusammenhängen zwischen Deformationsprozessen in der Kruste, Erdbeben und der damit verbundenen Landschaftsentwicklung. Aktuell untersucht er orogene Prozesse im Himalaya, in Taiwan, im Tien Shan und auf Sumatra. Während seiner Zeit am GFZ untersuchte er gemeinsam mit

mehreren Arbeitsgruppen die mechanischen und kinematischen Vorgänge an konvergenten Plattenrändern, die mit starken Erdbeben zusammenhängen. Im Vordergrund standen dabei die Analyse seismologischer Beobachtungen und GPS-Vermessungen der Erdbeben von Südchile im Jahr 2010 und das jüngste Beben in Japan. Diese Daten geben neue Hinweise auf die Art der mechanischen Kopplung zwischen zwei Platten und ihre Ursachen.



Der Humboldt-Preisträger **Prof. Dr. Yehuda Ben-Zion**, Professor für Geowissenschaften an der University of Southern California, Los Angeles, USA,

forschte von März bis September 2011 als Gast von Prof. Dr. Georg Dresen in der Sektion 3.2 *Geomechanik und Rheologie* am GFZ. In seinen Forschungsarbeiten widmet sich der weltweit anerkannte Seismologe vor allem den physikalischen Vorgängen bei der Entstehung und Ausbreitung von Erdbeben. In Potsdam standen Studien zur Erdbebenaktivität an der Nordanatolischen Seitenverschiebung in der westlichen Türkei im Vordergrund, die am GFZ ein zentrales und langfristig angelegtes Forschungsthema mit Beteiligung verschiedener Arbeitsgruppen darstellt (Plattenrand-Observatorium Türkei). ■

## GFZ-Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler auf der EGU-Tagung in Wien ausgezeichnet

Vom 3. bis 8. April 2011 fand in Wien die Jahrestagung der European Geosciences Union (EGU) statt. Im Rahmen dieser Tagung wurden vier GFZ-Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler mit Preisen ausgezeichnet. **Prof. Dr. Hermann Lühr**, Sektion 2.3 *Erdmagnetfeld*, erhielt die Julius Bartels-Medaille. Die Auszeichnung wurde ihm als führender Wissenschaftler im Bereich der Boden- und

Weltraum-Magnetometrie in Europa verliehen, vor allem für seine Erfolge als Principal Investigator für die Magnetfeldmessungen mit dem im letzten Jahr verglühten Geoforschungssatelliten CHAMP (CHALLENGING Minisatellite Payload). Der Satellit versorgte die globale geowissenschaftliche Gemeinschaft über zehn Jahre hinweg mit einem einzigartigen und kontinuierlichen geodätisch-geophysikalischen Datensatz.

**Dr. Andreas Güntner** aus der Sektion 5.4 *Hydrologie* wurde mit dem „Union Service Award 2011“ für seine Erfolge als Koordinator des „Outstanding Young Scientist Poster Presentation Award“ und für seinen außerordentlichen Einsatz bei der Organisation von Sitzungen und Aktivitäten der EGU-Sektion Hydrological Sciences ausgezeichnet.

**Steffi Uhlemann** und **Prof. Dr. Bruno Merz**, ebenfalls Sektion 5.4 *Hydrologie*, erhielten den „Jim Dooce Best Paper Award for HESS for the year 2010“, gemeinsam mit Dr. A. Thielen. HESS (Hydrology and Earth System Sciences) ist ein interaktives Open Access-Journal der EGU. ■

### MoU mit China und Gastprofessur für Brian Horsfield

China betrachtet Shale Gas als eine wichtige Ressource, die zukünftig aus einer Vielzahl von Sedimentbecken produziert werden wird. Eine GFZ-Delegation, geführt von **Prof. Dr. Brian Horsfield**, Leiter der GFZ-Sektion 4.3 *Organische Geochemie*, reiste nach China, um die zukünftige Zusammenarbeit zu festigen. Am 16. April 2011 wurde ein Memorandum of Understanding mit der China University of Geosciences unterzeichnet. Brian Horsfield wurde anlässlich der Unterzeichnung als Zeichen der Anerkennung eine Gastprofessur verliehen. Überreicht wurde die Auszeichnung von Prof. Zhang Jinchuan, der als der chinesische Vater des Shale Gas angesehen wird. Das GFZ ist in China mittlerweile als das führende Institut auf dem Gebiet der Shale Gas-Forschung anerkannt. ■



### Auszeichnungen für Karina Hennig

Frau **Karina Hennig**, Doktorandin in der Sektion 5.2 *Klimadynamik und Landschaftsentwicklung*, wurde von der Gemeinschaft für Baumringforschung ([www.tree-ring.org](http://www.tree-ring.org)) mit dem Preis „Beste Diplom-/Masterarbeit 2010“ ausgezeichnet. Mit ihrer Arbeit „Dendroklimatologische Untersuchungen jahrringbildender Tropenhölzer in Indonesien“ konnte sie sich gegen Studenten der Archäologie, Klimatologie, Ökologie, Forst- und Geowissenschaften durchsetzen und so diesen internationalen Preis für sich entscheiden. Zudem wurde ihr Vortrag „Is there an additional value of stable-isotope records for dendroclimatic reconstructions from tropical Teak trees?“ auf der vom 11. bis 14. Mai 2011 in Orléans, Frankreich, abgehaltenen Konferenz „Baumringe in Archäologie, Klimatologie und Ökologie“ als beste Darbietung gewürdigt. Frau Hennig bewies, dass junge Nachwuchswissenschaftlerinnen und Nachwuchswissenschaftler bereits zu Beginn ihrer Karriere komplexe Forschungsinhalte gut verständlich auf einer internationalen Konferenz präsentieren können. ■

### Dresdner Grundwasserforschungspreis 2011 für Benjamin Creutzfeldt

Herr **Dr. Benjamin Creutzfeldt**, GFZ-Wissenschaftler in der Sektion 5.4 *Hydrologie*, wurde mit dem „Dresdner Grundwasserforschungspreis 2011“ für seine herausragende Dissertation „The effect of water storages on temporal gravity measurements and the benefits for hydrology“ ausgezeichnet. Der mit 5000 Euro dotierte Preis wurde von der Stiftung zur Förderung der „Wissenschaftlichen Schule Zunker-Busch-Luckner“ am 16. Mai 2011 auf den Dresdner Grundwassertagen hälftig an Herrn Creutzfeldt verliehen.

In einer im Februar 2007 gestarteten engen Kooperation zwischen dem Bundesamt für Kartographie und Geodäsie

(BKG) und dem GFZ wurde der Einfluss lokaler Änderungen im Wasserspeicher auf zeitliche Variationen des Erdschwerfelds, die mit einem supraleitenden Gravimetern am Geodätischen Observatoriums Wettzell gemessen werden, untersucht. Ziel dieser von Herrn Creutzfeldt in Rahmen seiner Promotion durchgeführten Studie war es, einerseits die Gravimetermessungen um diesen aus geodätischer Sicht störenden hydrologischen Einfluss zu bereinigen und andererseits den Nutzen von zeitabhängigen Schweremessungen für die Hydrologie zu erkunden. ■



### DFG-Preis an Katrin Kielsing

Katrin Kielsing ist eine der vier Bernd Rendel-Preisträgerinnen und Preisträger 2011.

Der mit je 2000 Euro dotierte Preis der Deutschen Forschungsgemeinschaft DFG wurde am 6. September 2011 im Rahmen der Jahrestagung der Geologischen Vereinigung in München verliehen.

Die Diplom-Geophysikerin ist Mitarbeiterin in der Sektion 2.1 *Erdbebenrisiko und Frühwarnung* am GFZ und beschäftigt sich in ihrer Promotion mit der Modellierung von durch Erdbeben hervorgerufenen Bodenbewegungen – eine wichtige Grundlage für die Abschätzung des seismischen Gefährdungspotenzials. Mit dem Bernd Rendel-Preis ehrt die DFG jährlich junge Forscherinnen und Forscher, die schon vor ihrer Promotion wichtige und originale Beiträge zur geowissenschaftlichen Grundlagenforschung geleistet haben. ■



### Friedrich-Becke-Medaille an Wilhelm Heinrich

**Prof. Dr. Wilhelm Heinrich**, Leiter der Sektion 3.3 *Chemie und Physik*

der *Geomaterialien* des GFZ, wurde für seine hervorragenden Verdienste um die mineralogischen Wissenschaften, insbe-

sondere auf dem Gebiet der experimentellen und analytischen Petrologie, mit der Friedrich-Becke-Medaille der Österreichischen Mineralogischen Gesellschaft ausgezeichnet. Die Verleihung erfolgte im Rahmen der gemeinsamen Tagung der Österreichischen Mineralogischen Gesellschaft, der Deutschen Mineralogischen Gesellschaft und der Deutschen Gesellschaft für Kristallographie am 20. September 2011 in Salzburg. ■

### Neue Helmholtz-Hochschul-Nachwuchsgruppe am GFZ

Die Helmholtz-Gemeinschaft hat am 26. September 2011 in einem strengen Auswahlverfahren 20 Nachwuchswissenschaftlerinnen und -wissenschaftler ausgewählt, die nun an Zentren der Helmholtz-Gemeinschaft ihre eigene Forschungsgruppe aufbauen können. Mit einem Jahresbudget von mindestens 250 000 Euro über fünf Jahre und der Option auf eine unbefristete Anstellung sind diese Stellen der ideale Einstieg in eine wissenschaftliche Karriere.



Am GFZ war **Dr. Torsten Sachs** aus der Sektion 4.2 *Anorganische und Isotopengeochemie* erfolgreich. Sein Projekt trägt den Namen TEAM (Trace Gas Exchange in the Earth-Atmosphere System on Multiple Scales) und beschäftigt sich mit dem klimarelevanten Austausch der Treibhausgase Kohlendioxid und Methan zwischen Land und Atmosphäre auf verschiedenen Zeit- und Raumskalen.

Die Leiterinnen oder Leiter einer Helmholtz-Nachwuchsgruppe können selbstständig forschen und auch Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter für ihre Arbeitsgruppe selbst auswählen. Das Programm verstärkt dabei die Vernetzung zwischen Helmholtz-Zentren und Partnerhochschulen. Die jungen Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler forschen an einem Helmholtz-Zentrum und halten Vorlesungen oder Seminare an der Partnerhochschule; damit qualifizieren sie

sich auch für eine Universitätskarriere. Die Nachwuchsgruppe von Sachs kooperiert mit der TU Braunschweig. ■

### Geothermielabor Groß Schönebeck: Ort im Land der Ideen 2011



Das GFZ-Geothermielabor. Prof. Dr. Reinhard Hüttl hält die Urkunde, rechts neben ihm Christina Nuhr („Initiative Deutschland – Land der Ideen“) und Daniel Becker (Deutsche Bank AG).

**Das Projekt „Geothermische Technologieentwicklung“** am Deutschen GeoForschungszentrum erhielt am 17. Oktober 2011 am Geothermie-Forschungsstandort des GFZ bei Groß Schönebeck die Urkunde als Preisträger im Wettbewerb „365 Orte im Land der Ideen“. Die Initiative unter der Schirmherrschaft des Bundespräsidenten Christian Wulff hat damit einen Teilbereich der Forschung des GFZ ausgezeichnet, der durch die Reaktor-katastrophe von Fukushima und die von der Bundeskanzlerin daraufhin einberufene Ethikkommission zur sicheren Energieversorgung an Aktualität gewann, die beim Einreichen der Wettbewerbsunterlagen Ende 2010 nicht absehbar war. Die Energiewende hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist auf gute Ideen angewiesen, die schnell umsetzbar sind. Die Geothermie ist als heimischer Energieträger für die Energiewende eine unverzichtbare Komponente. Sie ist im Gegensatz zu Wind, Wasser und Sonne stets gleichmäßig in Menge und Gehalt verfügbar und damit grundlasttauglich und eignet sich sowohl für die Wärme- als auch für die Stromversorgung. Um eine großtechnische Nutzung der tiefen Geothermie für die Wärme- und Stromversorgung auch in Deutschland zu erreichen, muss die noch junge Technologie optimiert werden. Zur Sicherung eines nachhaltigen Anlagenbe-

triebs sind noch viele Herausforderungen zu lösen. Das Besondere der Forschungsplattform Groß Schönebeck ist, dass der komplexe Prozess geothermischer Energiegewinnung – von der Erschließung der Wärmequelle bis zur Wandlung der Wärme in Nutzenergie – gemeinsam mit Partnern aus der Forschung und Industrie wissenschaftlich und experimentell begleitet wird und dabei den Bogen spannt von der Grundlagenforschung bis hin zur konkreten Anwendung. Jedes Jahr prämiert die Standortinitiative „Deutschland – Land der Ideen“ gemeinsam mit der Deutschen Bank unter der Schirmherrschaft des Bundespräsidenten Christian Wulff 365 Orte im Land der Ideen. ■

### Ernst Huenges zum Honorarprofessor bestellt

**Hon. Prof. Dr. Ernst Huenges** wurde am 22. Oktober 2011 zum Honorarprofessor für Geothermische Technologien an der Technischen Universität Berlin bestellt. Die Urkunde wurde ihm am 29. Oktober 2011 von Prof. Dr.-Ing. Paul Uwe Thamsen, dem 1. Vizepräsidenten der TU Berlin, überreicht. Huenges leitet seit 1994 die Sektion *Reservoirtechnologien* und das 2008 gegründete *Internationale Geothermiezentrum* am GFZ. ■

### Besuche



V.l.n.r.: Prof. Dr. Hermann Lühr, Dr. Oliver Bens, Dr. Jörn Lauterjung, Prof. Dr. Reinhard Hüttl, Prof. Sir John Beddington, Dr. Bernd Uwe Schneider

Am 7. Juli 2011 besuchte **Prof. Sir J. Beddington** das GFZ. In seiner Rolle als Government Chief Scientific Advisor der britischen Regierung berät er unabhängig den Premierminister und die wis-



Fabian Möller (GFZ), Botschafter Peter Tesch, der Ketziner Bürgermeister Bernd Lück und Bundestagsabgeordneter Prof. Dr.-Ing. Martin Neumann beim Rundgang über den Forschungsstandort Ketzin (v.l.n.r.; Foto: Wolfgang Balzer)

Dr. Marta Rovira und Prof. Dr. Reinhard Hüttl freuen sich auf die weitere Kooperation von CONICET und GFZ



senschaftlichen Regierungsabteilungen. Unter Begleitung des GFZ-Vorstands und leitender GFZ-Wissenschaftler informierte er sich schwerpunktmäßig über die GFZ-Forschungsthemen Erdbeben, Carbon Capture & Storage (CCS) und Welt- raumwetter sowie über das Tsunami- Frühwarnsystem.

Am 4. August 2011 besuchte der australische Botschafter **Peter Tesch** auf Initiative des FDP-Bundestagsabgeordneten Prof. Dr.-Ing. Martin Neumann den GFZ-Forschungsstandort Ketzin. Hier wird erstmals in Europa auf dem Festland die Injektion von CO<sub>2</sub> gezeigt. Die Besucher informierten sich über den Stand der For-

schungsarbeiten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung. Da in Australien ein Großteil der Stromerzeugung auf Kohle basiert, bei deren Verbrennung CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, sind die Australier an einer wissenschaftlichen Zusammenarbeit interessiert.

Die Präsidentin des argentinischen Forschungsrats für Wissenschaft und Technologie CONICET, Frau **Dr. Marta Rovira**, besuchte am 21. Oktober 2011 das GFZ und unterzeichnete eine Kooperationsvereinbarung zur Zusammenarbeit von CONICET und GFZ. Ziel dieser Vereinbarung ist der Ausbau bereits bestehender Kooperationen. ■

## Bücher

### Ein Planet voller Überraschungen

Reinhard F. Hüttl (Hrsg.)  
Spektrum Akademischer Verlag,  
2011 – 320 Seiten  
ISBN 978-3-8274-2470-9



#### Über dieses Buch sagt der Verlag:

Die Erde ist ein außergewöhnlicher Planet. Und seine Geheimnisse sind noch keineswegs entschlüsselt.

Lernen Sie das System Erde mit diesem Buch besser kennen und erfahren Sie, wie Geowissenschaftler heute die Strukturen, Prozesse und Wechselwirkungen unseres Heimatplaneten erforschen und zu welch überraschenden Entdeckungen sie dabei immer wieder kommen.

Einen Planeten wie die Erde gibt es im All nach unserem heutigen Wissen kein

zweites Mal. Unser Heimatplanet erweist sich bei näherer Betrachtung als ein einzigartiges System von Beziehungen und Wechselwirkungen zwischen den großen Teilsystemen Geosphäre, Atmosphäre, Hydrosphäre, Kryosphäre und Biosphäre. Deren überraschend fein abgestimmtes Zusammenspiel konnte Leben – einschließlich des Menschen – hervorbringen, das seinerseits wiederum die Teilsysteme modifiziert. Im Zuge der Erforschung dieses hochkomplexen Systems haben sich die Geowissenschaften in den letzten Jahrzehnten stark gewandelt. Ihre einzelnen Fachdisziplinen verstehen sich heute auch als Teilkomponenten einer systemischen Betrachtung. Und Themen wie Klimawandel und Ressourcenverknappung zeigen, dass moderne Geoforschung nicht nur faszinierend, sondern für den Menschen, der die Erde als Lebens- und Gestaltungsraum nutzt, unverzichtbar ist.

Dabei haben wir noch viel zu entdecken. Die Erkundung der Erde – sei es an deren direkt zugänglicher Oberfläche oder im tiefen Untergrund, sei es im

Labor oder bei der Beobachtung aus dem Weltraum – bringt ständig neue, erstaunliche Einsichten hervor. Aber es geht um mehr als packende Wissenschaft: Ohne geowissenschaftliche Forschung, die heute ein global vernetztes Unterfangen ist, sind Antworten auf die Herausforderungen einer ständig wachsenden Weltbevölkerung und einer zunehmenden Inanspruchnahme der natürlichen Lebensgrundlagen nicht zu finden. Große Forschungseinrichtungen wie das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ in Potsdam leisten hierfür bedeutende Beiträge. GFZ-Mitarbeiter gewähren in diesem ebenso spannend wie verständlich geschriebenen Buch faszinierende Einblicke in ihre Arbeit – eine Arbeit, die dem besseren Verständnis des Systems Erde dient und die Grundlagen für ein möglichst umfassendes Erdsystemmanagement liefert. ■

• <http://www.springer.com/spektrum+akademischer+verlag/spektrum-sachb%C3%BCcher/book/978-3-8274-2470-9>



## Management von Hochwasserrisiken

mit Beiträgen aus den RIMAX-Forschungsprojekten  
Bruno Merz, Ruth Bittner,  
Uwe Grünewald, Klaus Piroth (Hrsg.)  
2011, 248 Seiten  
ISBN: 978-3-510-65268-6



### Über dieses Buch:

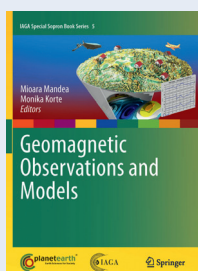
Dieses Buch hilft bei der praktischen Planung und konkreten Umsetzung/Implementation von Maßnahmen des Hochwasserrisikomanagements. Eingangs

machen die Autoren den Leser mit Begriffen, Zielen und Methoden des Hochwasserrisikomanagements vertraut und vermitteln einen Überblick über die gegenwärtig in Deutschland und Europa üblichen Vorgehensweisen des Hochwassermanagements. Im Kapitel „Methoden der Analyse des Hochwasserrisikos“ werden verfügbare Methoden der Risikoermittlung vorgestellt und u. a. die Möglichkeiten der Prognose und der Verknüpfung unterschiedlicher Ansätze, die Risikoermittlung, sowie die Bewertung dieser Risiken (risikobasierte Entscheidungen) diskutiert. Der überwiegende Teil (Kapitel 3) des Buches ist der Umsetzung von Maßnahmen des Hochwassermanagements gewidmet (u. a. Vorhersage- und Meldedienste, nutzbare Systeme, verfügbare Datenquellen, Vorgehen beim Aussprechen von Hochwasserwarnungen, Unsicherheiten und zu berücksichtigende Randbedingungen, technischer Hochwasserschutz, Deichinventar, Deichmonitoring off- u. online, Standsicherheit). Dezentrale Maßnahmen werden erläutert, ebenso wie lokale Schutzmaßnahmen, mobile Schutzanlagen, Führung der Einsatzkräfte sowie die notwendigen Kommunikationsmaßnahmen und viele andere Aspekte. Ein umfangreiches, aktuelles Literaturverzeichnis rundet den Band ab. Das Werk

fasst die praktischen Ergebnisse des Forschungsprogramms „Risikomanagement extremer Hochwasserereignisse (RIMAX)“ zusammen, das Extremereignisse, also seltene Hochwasser, die hohe wirtschaftliche Schäden verursachen, untersucht, um in enger Kooperation mit Praktikern Ansätze für die Risikobewertung und Schadensminimierung zu entwickeln. Es richtet sich in erster Linie an Praktiker in Verwaltung, Ingenieurbüros und Forschungseinrichtungen. ■

## Geomagnetic Observations and Models

Mioara Mandea, Monika Korte (Eds.)  
Springer, 2011 – 343 Seiten  
ISBN 978-90-481-9857-3

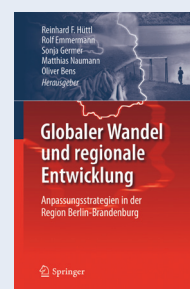


### About this book:

This volume provides comprehensive and authoritative coverage of all the main areas linked to geomagnetic field observation, from instrumentation to methodology, on ground or near-Earth. Efforts are also focused on a 21st century e-Science approach to open access to all geomagnetic data, but also to the data preservation, data discovery, data rescue, and capacity building. Finally, modeling magnetic fields with different internal origins, with their variation in space and time, is an attempt to draw together into one place the traditional work in producing models as IGRF or describing the magnetic anomalies. ■

## Globaler Wandel und regionale Entwicklung. Anpassungsstrategien in der Region Berlin-Brandenburg.

Reinhard F. Hüttl, Rolf Emmermann,  
Sonja Germer, Matthias Naumann,  
Oliver Bens (Hrsg.)  
Forschungsberichte Interdisziplinäre  
Arbeitsgruppen, Bd. 26  
Springer, 2011 – 198 Seiten  
ISBN 978-3-642-19477-1

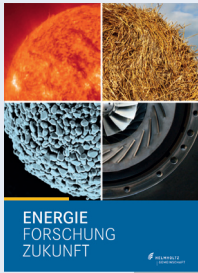


### Über dieses Buch:

Welche Auswirkungen hat der globale Wandel für die regionale Entwicklung? Welche Konsequenzen ergeben sich daraus in gesellschaftlicher, ökonomischer und politischer Hinsicht? Diesen drängenden Fragen geht der vorliegende Band mit Blick auf die Region Berlin-Brandenburg nach. Im Fokus stehen dabei die Verfügbarkeit, die nachhaltige Nutzung und der Schutz der Ressource Wasser. Die Experten der Arbeitsgruppe Globaler Wandel – Regionale Entwicklung der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften untersuchen die verschiedenen Dimensionen des globalen Wandels: Die Beiträge befassen sich mit den regionalen Auswirkungen des Klimawandels, mit dem Wandel von Landnutzungen und Aspekten innovativer Agrarwirtschaft sowie mit Auswirkungen des sozial- und raumstrukturellen Wandels auf Infrastrukturen. An die Analyse schließt die Erörterung von Handlungsoptionen und möglichen regionalen Anpassungsstrategien an. Angesprochen sind Akteure und Entscheider in Politik, Verwaltung und Wirtschaft sowie die interessierte Öffentlichkeit. Dabei steht die Region Berlin-Brandenburg im Mittelpunkt der Ausführungen; die Analysen und Empfehlungen sind jedoch auf eine generelle Übertragbarkeit auf vergleichbare Regionen hin angelegt. ■

## Broschüren aus der Helmholtz-Gemeinschaft:

### „Energie – Forschung – Zukunft“



#### Über diese Broschüre:

Bevölkerung und Wirtschaft nachhaltig mit Energie zu versorgen, stellt eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Daher suchen

Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler nach Lösungen, Energie in ausreichender Menge bereitzustellen – zuverlässig, bezahlbar und ohne unsere natürlichen Lebensgrundlagen zu gefährden. Die Energieforschung der Helmholtz-Gemeinschaft stellt sich in dieser Broschüre in seinem breitgefächerten Themenspektrum vor: Geothermie, Dünnschicht-Photovoltaik, Bioenergie, Fusion, Klimafreundliches thermisches Kraftwerk, Dezentrale Energiebereitstellung, Energieeffizienz in Verteilung und Anwendung, Nukleare Sicherheits- und Entorgungsforschung, Speichertechnologie, Elektromobilität, geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>. Es richtet hierbei sein Augenmerk auch auf die gesellschaftliche Dimension der Energieforschung und -technik.

### „Helmholtz-Roadmap für Forschungsinfrastrukturen Stand 2011“



#### Über diese Broschüre:

Diese Roadmap stellt eine innerhalb der Helmholtz-Gemeinschaft abgestimmte Liste derjenigen hervorragenden Forschungsinfrastrukturen (FIS) dar, die in

den nächsten Jahren für die Helmholtz-Gemeinschaft oder in den einzelnen For-

schungsbereichen für die Umsetzung des wissenschaftlichen Portfolios strategisch relevant sind. Diese Vorhaben werden in den sechs Forschungsbereichen der Gemeinschaft aus wissenschaftlicher Sicht und unter Einbeziehung wissenschaftspolitischer Betrachtungen als wünschenswert und notwendig erachtet. Die Roadmap der Helmholtz-Gemeinschaft orientiert sich dabei an Vorbildern, wie z. B. der ESFRI-Roadmap. Die in den einzelnen Forschungsbereichen abgestimmte Liste mit den aus heutiger Sicht in den nächsten zehn Jahren priorisierten Forschungsinfrastrukturen wird jeweils durch eine Übersicht des geplanten Errichtungszeitraums und der veranschlagten Investitionskosten sowie einem Kurzporträt für jede FIS ergänzt.

Beide Broschüren können kostenlos von der Website der Helmholtz-Gemeinschaft als PDF-Datei heruntergeladen oder als Druckexemplar bestellt werden. ■

- [www.helmholtz.de](http://www.helmholtz.de)

### Allianz der Wissenschaftsorganisationen

“Wir erforschen: Sicherheit”, 4. Band der Broschürenreihe; München, Sept. 2011, 48 S.



#### Über diese Broschüre:

Die Broschüre informiert über die Forschung zur Sicherheit, die die Einrichtungen der Allianz der Wissenschaftsorganisationen in Deutschland durchführen. Tsunami-Frühwarnsysteme, Hochwasser- und Erdbebenforschung sind einige der vorgestellten Themen. Die Broschüre ist im Internet abrufbar. ■

- [www.fraunhofer.de](http://www.fraunhofer.de)

## Aktuelle Scientific technical reports des GFZ



Heidbach, Oliver (2011): Spatial and temporal variability of the contemporary crustal stress pattern of the Earth – Scientific technical report, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ; 11/05; DOI: 10.2312/GFZ.b103-11055

Gruber, Christian (2011): A study on the Fourier composition of the associated Legendre functions: suitable for applications in ultra-high resolution – Scientific technical report, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ; 11/04; DOI: 10.2312/GFZ.b103-11041

Geese, Anne (2011): Earth’s magnetic field: observation and modelling from global to regional scale – Scientific technical report, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ; 11/03; DOI: 10.2312/GFZ.b103-11036

**Kuratorium**  
MinDirig Dr. Karl-Eugen Huthmacher (Vorsitzender)

**Wissenschaftlicher Beirat**  
Prof. R. Lüttke (Vorsitzender)

**Vorstand**  
Prof. Reinhard Hüttl (Vorsitzender)  
Dr. Stefan Schwartze

**Wissenschaftlicher Rat**  
Prof. M. Weber (Vorsitzender)

**Wissenschaftlicher Vorstandsbereich**  
Forschungsbereich Erde & Umwelt, F&E-Planung, Öffentlichkeitsarbeit  
Dr. O. Bens  
Forschungsbereich Energie, EU-Angelegenheiten, Technologietransfer  
Dr. U. Schneider

**Administrativer Vorstandsbereich**  
Rechtsangelegenheiten, Organisation und Controlling, Innenrevision

**Administration**  
Dr. S. Schwartze (Leiter)  
V1 Personal- und Sozialwesen  
Dr. B. Hörstrup  
V2 Haushalt und Finanzen  
C. Schippmann  
V3 Beschaffung und Materialwirtschaft  
M. Röpke  
V4 Allgemeine und technische Dienste  
Dr. M. Pestke

**Erdsystemanalyse** **Erdsystemmanagement** **Erdsystembeobachtung**

**Department 1**  
**Geodäsie und Fernerkundung**  
Prof. H. Kaufmann (kommissarisch)

**Department 2**  
**Physik der Erde**  
Prof. M. Weber

**Department 3**  
**Geodynamik und Geomaterialien**  
Prof. O. Oncken

**Department 4**  
**Chemie und Stoffkreisläufe der Erde**  
Prof. J. Erzinger

**Department 5**  
**Prozesse der Erdoberfläche**  
Prof. B. Merz

**Geoengineering-Zentren**

**Wissenschaftliche Infrastruktur und Plattformen**  
Sprecher  
Dr. J. Lauterjung

1.1 GPS/Galileo-Erdbeobachtungen  
Dr. J. Wickert (kommissarisch)

2.1 Erdbebenrisiko und Frühwarnung  
Prof. J. Zschau

3.1 Dynamik der Lithosphäre  
Prof. O. Oncken

4.1 Reservoir-technologien  
Prof. E. Huenges

5.1 Geoökologie und Geomorphologie  
N.N.

Zentrum für CO<sub>2</sub>-Speicherung  
Dr. M. Kühn

Modular Earth Science Infrastructure  
Prof. M. Weber

1.2 Globales Geomonitoring und Schwerefeld  
Dr. F. Flechtner, Dr. C. Förste (kommissarisch)

2.2 Geophysikalische Tiefensondierung  
Prof. M. Weber

3.2 Geomechanik und Rheologie  
Prof. G. Dresen

4.2 Anorganische und Isotopengeochemie  
Prof. J. Erzinger

5.2 Klimadynamik und Landschaftsentwicklung  
Prof. A. Brauer

Internationales Geothermiezentrum ICGR  
Prof. E. Huenges

Observatorien  
Prof. O. Oncken

1.3 Erdsystem-Modellierung  
Prof. M. Thomas

2.3 Erdmagnetfeld  
Prof. M. Weber (kommissarisch)

3.3 Chemie und Physik der Geomaterialien  
Prof. W. Heinrich

4.3 Organische Geochemie  
Prof. B. Horsfield

5.3 Hydrogeologie  
N.N.

Centre for Integrated Hydrocarbon Research CIHR (in Gründung)  
Prof. B. Horsfield

Wissenschaftliches Bohren  
Dr. U. Harms

1.4 Fernerkundung  
Prof. H. Kaufmann

2.4 Seismologie  
Prof. F. Tilmann

3.4 Oberflächennahe Geochemie  
Prof. F. v. Blanckenburg

4.4 Sedimentbecken-analyse  
Dr. M. Scheck-Wenderoth

5.4 Hydrologie  
Prof. B. Merz

Zentrum für Tsunami-Frühwarnung EWS  
Dr. J. Lauterjung

Rechenzentrum  
R. Kopischke

1.5 Geoinformatik  
Prof. D. Dransch

2.5 Geodynamische Modellierung  
Dr. S. Sobolev

3.5 Oberflächennahe Geochemie  
Prof. F. v. Blanckenburg

4.5 Geo-Mikrobiologie  
N.N.

5.5 Hydrologie  
Prof. B. Merz

Zentrum für GeoInformationsTechnologie CeGIT  
Prof. J. Wächter

Bibliothek und Informationsdienste LIS  
R. Bertelmann

2.6 Erdbebengefährdung und Spannungsfeld  
Dr. G. Grünthal

Personalrat  
Dr. H. Schelle

Gleichstellungsbeauftragte  
Dr. U. Weckmann

Organigramm des Deutschen GeoForschungszentrums GFZ, Stand: Dezember 2011

## **System Erde. GFZ-Journal (2011) Jahrgang 1, Heft 2**

[systemerde.gfz-potsdam.de](http://systemerde.gfz-potsdam.de)

### **Geowissenschaften und Energiewende**

*Reinhard F. Hüttl und Bernd Uwe Schneider*

6-7

### **Der Ausstieg aus der Atomenergie und die Energiebilanz Deutschlands**

*Reinhard F. Hüttl und Franz Ossing*

8-15

### **Geo-Energie: Konventionelle und unkonventionelle fossile Ressourcen**

*Brian Horsfield, Rolando di Primio, Hans-Martin Schulz*

16-31

### **Forschungsplattform Groß Schönebeck Technologieentwicklung für eine effiziente Wärme- und Strombereitstellung aus tiefer Erdwärme**

*Ernst Huenges*

32-43

### **Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung am Pilotstandort in Ketzin – sicher und verlässlich**

*Michael Kühn, Thomas Kempka, Axel Liebscher, Stefan Lüth,  
Sonja Martens, Cornelia Schmidt-Hattenberger*

44-51

### **Eingeschlossene Ressource: Methan in natürlichen Gashydraten**

*Judith Maria Schicks, Manja Luzi, Erik Spangenberg*

52-59

### **Querschnittsthema Geo-Energie Innovative Beiträge der Geowissenschaften zur Energieforschung**

*Magdalena Scheck-Wenderoth, Rita Streich, Simona  
Regenspurg, Hilke Würdemann, Mauro Cacace, Rolando  
di Primio, Klaus Bauer, Thomas Kempka*

60-73

