

GEOFOKUS



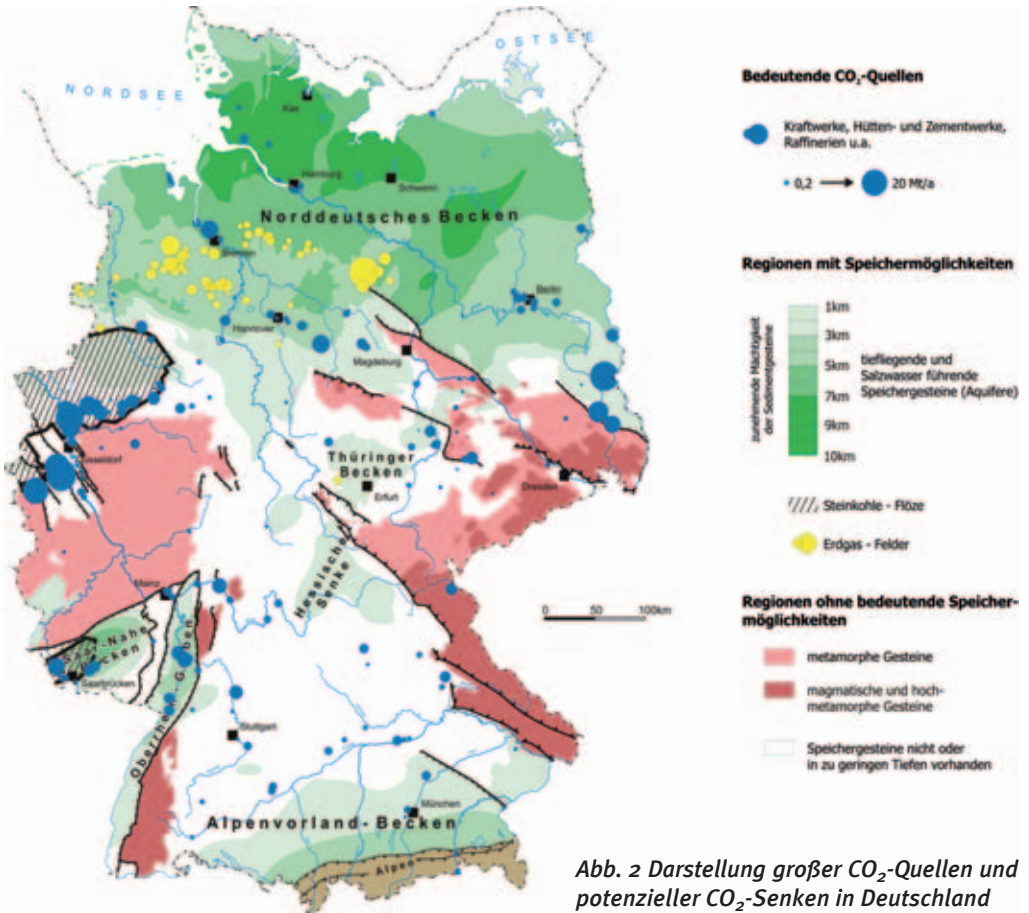
Die dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland – Aktuelle Forschungsergebnisse und Perspektiven

Ludwig Stroink¹, J. Peter Gerling², Michael Kühn¹, Frank Schilling³

Die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion der anthropogenen CO₂-Emissionen leisten. Es liegt an uns, diese technisch machbare Technologie ökologisch akzeptabel und sicher für die Bevölkerung zu nutzen. Anthropogenes CO₂ wird insbesondere dann freigesetzt, wenn Kohle, Erdöl, Erdgas oder Biomasse verbrannt wird. Heute liegt die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre mit circa 380 ppm deutlich über dem vorindustriellen Niveau von rund 280 ppm. Falls der Anstieg der anthropogenen CO₂-Emissionen nicht deutlich reduziert werden sollte, erwarten die meisten Klimaexperten Konzentrationen von über 700 ppm bis Ende dieses Jahrhunderts. Die Folgen könnten eine globale Erwärmung, eine Zunahme extremer Wittersituationen und irreversible Schäden für viele Ökosysteme sein. Das Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) hält eine maximale Erwärmung der mittleren Oberflächentemperatur der Erde um maximal 2 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit für noch tolerabel. Um dieses Ziel zu realisieren, müssen die globalen CO₂-Emissionen weltweit zunächst stabilisiert und bis 2050 auf etwa die Hälfte der Werte von 1990 reduziert werden.

Aktuelle Prognosen zeigen, dass national wie international in den nächsten Jahrzehnten mit einem steigenden Energiebedarf zu rechnen ist. Kohle wird nach Einschätzung der Internationalen Energie Agentur (IEA) auch zukünftig eine wichtige Rolle spielen. Neben Einsparmaßnahmen, einer effizienteren Energieerzeugung und dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien gilt die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ (CCS: Carbon Capture and Storage) als eine wichtige Option, anthropogene CO₂-Emissionen deutlich zu reduzieren. Darüber hinaus könnten die CCS-Technologien auch bei CO₂-intensiven Industrieprozessen wie der

Stahl- oder Zementerzeugung eingesetzt werden. Mit CCS ausgestattete Anlagen zur Erzeugung von Bioenergie würden gar zu »negativen CO₂-Bilanzen« beitragen. CCS kann damit ein wichtiges Element im Portfolio der CO₂-Vermeidungstechnologien werden, auch wenn mittelfristig regenerative Energien in Deutschland und weltweit den Energiemix dominieren werden. Durch den Export dieser Klimaschutztechnologie können sich zudem attraktive wirtschaftliche Perspektiven für die deutsche Industrie eröffnen. Die CCS-Technologie besteht aus drei Prozessschritten: CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung. Sie sind eine Kette, in der jedes Glied unmittelbar in das andere greift. Die sichere CO₂-Speicherung ist dabei entscheidend, um die Technologie erfolgreich einsetzen zu können. Auf »benachbarten« Technologiefeldern, wie der Suche und unterirdischen Speicherung von Erdgas und Erdöl, hat Deutschland bereits eine jahrzehntelange Erfahrung und ein großes technologisches »Know-how«. Dabei werden ebenfalls hohe Sicherheitsanforderungen erfüllt. Dank dieser Wissensbasis lässt sich schon heute sagen, dass die unterirdische Speicherung von CO₂ für Mensch und Umwelt generell risikoarm umgesetzt werden könnte, wenn wir verantwortungsvoll mit dieser neuen Technik umgehen. Erste Ergebnisse an Pilotstandorten im Forschungsmaßstab sind vielversprechend. Für eine fundierte Bewertung der Technologie sind aber weitere Untersuchungen unerlässlich. Die Entwicklung und Erprobung der CCS-Technologie ist daher eine Maßnahme in dem integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung mit dem Ziel, den Bau von Demonstrationskraftwerken möglich zu machen. In Deutschland werden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur CCS-Thematik im Wesentlichen durch die beiden Bundesministerien für Bildung und Forschung (BMBF) und Wirtschaft



und Technologie (BMWi) koordiniert und gefördert. Die unterirdische Speicherung von CO₂ und die damit verbundenen Forschungsarbeiten werden im Wesentlichen durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des FuE-Programms GEOTECHNOLOGIEN gefördert. Entsprechend dem interdisziplinär und institutionell breit gefächerten Ansatz sind deutschlandweit 37 Universitäten und außeruniversitäre Einrichtungen an entsprechenden Forschungsprojekten beteiligt. Auf diese Weise wird eine unabhängige wissenschaftliche Expertise bereit gestellt. Alle Forschungsarbeiten werden in enger Abstimmung mit internationalen Forschergruppen durchgeführt.

Was ist Kohlendioxid und wie wirkt es?

Kohlendioxid (CO₂) ist ein geruch- und farbloses Gas. Es ist lebenswichtiger Bestandteil unserer Atmosphäre und in Lebensmitteln (z.B. Mineralwasser) enthalten. Erst in höheren Konzentrationen ist CO₂ gesundheitsgefährdend. Konzentrationen über 20 % können innerhalb von 20 bis 30 Minuten zum Tode führen. CO₂ ist schwerer als Luft und kann sich in Bodennähe sammeln, verwirbelt aber bereits bei geringer Luftbewegung.

CO₂ ist weder brennbar noch explosiv. Es wird daher auch als Löschesubstanz in Feuerlöschern eingesetzt. Es handelt sich also um ein harm-

loseres Gas als Stadtgas oder Erdgas, die mit vergleichbarer Technologie in vergleichbaren Speichern gelagert werden.

Natürliche CO₂-Ausgasungen sind allgegenwärtig. So geben Böden infolge mikrobieller Aktivitäten erhebliche Mengen CO₂ ab. Messungen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen im brandenburgischen Ketzin ergaben, dass pro Jahr 4.000 Tonnen CO₂ pro Quadratkilometer im biogenen CO₂-Kreislauf mit der Atmosphäre ausgetauscht werden.

Speicherpotenziale in Deutschland

Die Speicherung von CO₂ erfolgt in der Regel in Gesteinsformationen, die mehr als 800 Meter unterhalb der Erdoberfläche bzw. des Meeresbodens liegen. Aufgrund der hier herrschenden Druck- und Temperaturverhältnisse hat das CO₂ eine um etwa den Faktor 300 größere Dichte als bei Atmosphärenbedingungen. Dadurch kann der vorhandene Porenraum der Speichergesteine optimal genutzt werden. Kohlendioxid verhält sich unterhalb dieser Tiefe wie eine Flüssigkeit mit sehr geringer Viskosität.

Für die geologische CO₂-Speicherung (Abb. 1, Titelseite) in Deutschland sind hinsichtlich ihrer Kapazitäten – (ausgeförderte) Erdgasfelder und tiefe Sole führende Gesteinsschichten (sogenannte salinare Aquifere) die mit Abstand aussichtsreichsten Speicheroptionen. Eine CO₂-Speicherung in tiefen, nicht abbaubaren Kohleflözen unter gleichzeitiger Gewinnung von Flözgas kommt in Deutschland wegen der Kohlequalitäten (geringe Permeabilitäten) und damit verknüpfter geringer Injektionsraten zurzeit nicht in Betracht. Ausgeförderte Erdölfelder sind in Deutschland in der Regel zu klein.

Das CO₂-Speicherpotenzial in den deutschen Erdgaslagerstätten ist von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) im Rahmen der EU-Projekte GESTCO und GeoCapacity bestimmt worden. Demnach liegt das abgeschätzte Gesamtpotenzial für 39 Erdgasfelder bei circa 2,8 Gt CO₂ (1 Gigatonne = 1 Mrd. Tonnen). Die CO₂-Speicherkapazität salinärer Aquifere in Deutschland wird mit 12–28 Gt CO₂ abgeschätzt (Stand: 1.1.2006).

Mit einer Sedimentmächtigkeit von regional mehr als 10.000 Metern und einer Ausbreitung über den gesamten norddeutschen Raum besitzt das Norddeutsche Becken das mit Abstand größte Potenzial zur tiefen geologischen CO₂-Speicherung. Darüber hinaus gibt es CO₂-Speicherpotenziale im Molassebecken nördlich der Alpen, im Oberrheingraben, im Saar-Nahe-Becken, im Thüringer Becken, in der Münsterländer Oberkreidemulde und in der Hessischen Senke (Abb. 2).

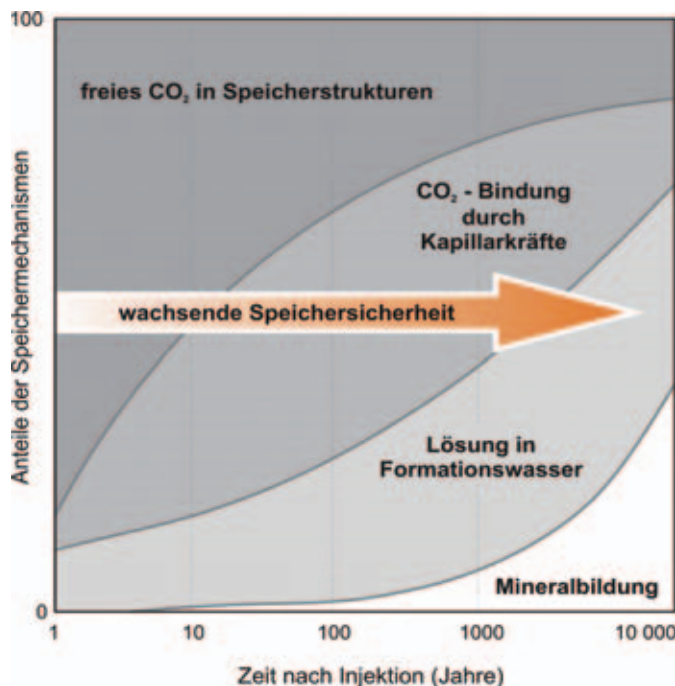
Noch sind die bestehenden Angaben über die Speicherpotenziale in Deutschland zu ungenau. Um eine detaillierte Bilanzierung des CO₂-Gesamtspeicherpotenzials im tieferen Untergrund Deutschlands vornehmen zu können, ist ein umfassendes und tiefgreifendes Verständnis zur Verbreitung und Qualität von Speicher- und Abdeckgesteinen zwingend erforderlich – und zwar in einer bundesweit einheitlichen Systematik. Daher wird gegenwärtig das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und einem Industriekonsortium geförderte Projekt »Speicher-Kataster« gemeinsam von der BGR und den staatlichen geologischen Diensten der Länder durchgeführt. Ein weiterer Baustein ist das kürzlich von BGR, LBEG und BSH begonnene Projekt »Geopotenzial der deutschen Nordsee«, in dem u.a. auch für diesen Raum das Speicherpotenzial erarbeitet wird.

Sicherheit eines CO₂-Speichers – potenzielle Leckagepfade

Die derzeit technologisch wichtigste Option zur geologischen Speicherung von CO₂ sind tiefliegende poröse Sandsteine. Die Poren der Sandsteine sind entweder mit Restgas (im Falle von Erdgaslagerstätten) oder mit Salzwasser, sogenannte Solen, gefüllt.

Um Umweltrisiken auszuschließen, muss verhindert werden, dass entweder CO₂ aus der Speicherschicht austritt oder Solen in höher gelegene Trinkwasserleiter oder Oberflächen-gewässer gelangen. Der Speicher muss daher durch eine oder besser gleich mehrere für Fluide und Gase sehr gering durchlässige Schichten aus Ton- oder Salzgestein abgedichtet sein

Abb. 3: Effektive Wirkung bzw. Änderung der Anteile der verschiedenen Speichermechanismen mit fortschreitender Zeit (nach IPCC)



(Multi-Barriere-System). Darüber hinaus ist ein Verständnis der hydraulischen Systeme über große Bereiche eine wesentliche Voraussetzung, um die Verunreinigung von Trinkwasser zu vermeiden. Entsprechend den Empfehlungen des IPCC sind nur minimale Verluste erlaubt, die nicht mehr als 0,01 Prozent pro Jahr betragen sollten, um einen effektiven Beitrag zur Reduktion des anthropogenen Ausstoßes des Treibhausgases CO₂ zu erzielen. Rein rechnerisch bedeutet dies, dass selbst nach 1000 Jahren weniger als 10 Prozent des ursprünglich eingelagerten CO₂ entwichen sein dürfen; eine Menge, die langfristig von den natürlichen CO₂-Kreisläufen verarbeitet werden kann. Neben der intensiv überwachten Betriebsphase des Speichers ist daher auch die Langzeitsicherheit von Speichern zu bewerten.

Die Deckschichten unmittelbar über einer Speicherstruktur stellen die erste Barriere für eine CO₂-reiche Gasphase dar. Modellvorstellungen über den CO₂-Transport gehen davon aus, dass

CO₂ durch langsamen Aufstieg im porösen Speicher die »dichten« Abdeckformationen erreicht, sich darunter sammelt und lateral ausbreitet. Solche »Cap Rocks« haben im Falle von Erdöl- und Erdgaslagerstätten über Millionen von Jahren ihre weitgehende Dichtigkeit bewiesen. (Überkritisches) CO₂ sowie kohlensäurehaltige Salzwässer reagieren mit den Tongesteinen jedoch anders als Kohlenwasserstoffe und können unter bestimmten Umständen die Dichtigkeit von Deckschichten herabsetzen, z.B. durch die Lösung von Kalzit aus kalkhaltigen Deckgesteinen (z.B. Mergel). Bei der Speicherung von CO₂ sind vor allem die langsamen Reaktionen für die Langzeitsicherheit von Bedeutung. Allerdings wurden bislang erst wenige experimentelle Untersuchungen zur Geschwindigkeit der möglichen Reaktionen durchgeführt. Ihnen wird in den laufenden Forschungsprojekten daher besondere Bedeutung zugemessen. Die Reaktionsraten für viele natürliche Minerale werden schon bald besser bekannt

sein, so dass auch Computersimulationen für eine verlässliche Prognose von Gesteinsumwandlungen gezielter einsetzbar sind.

Viele Experimente, aber auch die meisten geochemischen Modellierungen, berücksichtigen ausschließlich den Einfluss von reinem CO₂ auf Formationswässer sowie Speicher- und Deckgesteine. Der Einfluss von in CO₂ gelösten Spurenelementen wie SO₂ und NO₂ auf die Formationswässer und -gesteine ist daher Gegenstand verschiedener Forschungsprojekte. Industriell abgeschiedenes CO₂ enthält in geringem Maße Verunreinigungen mit N₂, Ar, O₂, SO₂, NO_x, H₂S etc. Selbst Spuren von SO₂ und NO₂ reagieren mit den Formationswässern zu Säuren, wie Schwefel- oder Salpetersäure. Sie könnten die Speichergesteine intensiver als Kohlensäure verändern. Bei Quarz-dominierten Sandsteinen und Salzschiefern sind auch bei verunreinigtem CO₂ keine ausgeprägten Alterationsprozesse zu erwarten.

Deckschichten können durchlässiger werden, wenn der Injektionsdruck die Festigkeit des Gesteins im lokalen Spannungsfeld überschreitet und Risse gebildet werden. Umfangreiche Kenntnisse zum geomechanischen Verhalten von Sand- und Tonsteinen konnten in der Erdöl- und Erdgasproduktion und bei der tiefen geothermischen Energiegewinnung erworben und für die geologische CO₂-Speicherung genutzt werden. Hier werden Gesteine gezielt »gefract«, um die Produktionsraten zu erhöhen. Die Bedingungen zur Bildung und Ausbreitung von Rissen in Gesteinen sind daher grundsätzlich bekannt, in heterogen zusammengesetzten Gesteinsformationen aber nicht immer präzise vorherzusagen. Welchen Einfluss die Injektion von CO₂ auf die Festigkeitseigenschaften von Reservoir und Deckschichten hat, wird in Forschungsprojekten derzeit untersucht.

In den Speichergesteinen werden die schwach-sauren und an Kohlensäure reichen Formationswässer mit zahlreichen Gesteinsbestandteilen chemisch reagieren und falls schwerlösliche Karbonate als Reaktionsprodukte entstehen, wäre das eingespeiste CO₂ endgültig fixiert und für Millionen Jahre dem Kohlenstoffkreislauf

entzogen (Abb. 3). Mögliche Reaktionen zwischen CO₂, Gestein und Formationswässern sind aus oberflächennahen Prozessen und experimentellen Untersuchungen bekannt. Die chemisch-mineralogischen Prozesse und petrophysikalischen Veränderungen in großen Tiefen sind Gegenstand verschiedener nationaler und internationaler Forschungsvorhaben.

Biogeochemische Wechselwirkungen im tiefen Untergrund, der sogenannten »tiefen Biosphäre«, und die dort vorherrschenden anaeroben Stoffwechselprozesse sind erst seit wenigen Jahren in den Fokus der Forschung gerückt. Im Zusammenhang mit der CO₂-Speicherung sind die biogeochemischen Prozesse von Interesse, an denen CO₂ beteiligt ist. Dies gilt im Besonderen für (i) die sekundäre Methanbildung, (ii) die CO₂-fixierende Sulfatreduktion und (iii) den mikrobiellen Einfluss auf die Karbonatbildung. Die Methanbildung interessiert unter dem Aspekt der langfristigen CO₂-Umwandlung zu einem Energierohstoff. Die autotrophe Sulfatreduktion ist verknüpft mit einer unerwünschten Sauerstoffbildung und der Korrosion an Bohrungen. Die biogene Karbonatbildung stellt einen wesentlichen Aspekt zur Erhöhung der Speichersicherheit dar. Die Charakterisierung mikrobieller Lebensgemeinschaften im tiefen Untergrund wurde in den letzten Jahren durch neue kultivierungs-unabhängige Untersuchungsmethoden vorangetrieben. In dem GEOTECHNOLOGIEN-Projekt RECOBIO wurden in tiefen erdgasführenden Formationen aktive Mikroorganismen (Archaea oder »Urmikroorganismen« und Bakterien) in den Formationswässern nachgewiesen. Die Archaeen waren nahezu vollständig den Methanbildnern zuzuordnen, die Bakterien den CO₂-fixierenden, sulfatreduzierenden Formen. Im Rahmen des CO₂SINK-Projekts wurden mit molekularbiologischen Methoden ebenfalls aktive Bakterien und Archaeen nachgewiesen, darunter auch verschiedene sulfatreduzierende Arten, die autotroph mit Wasserstoff und CO₂ leben können. Erste Laborexperimente zeigen, dass an den Silikatmineralen der Sandsteine Wasserstoff für die Mikroorganismen zur Verfügung steht. Infolge der CO₂-Einwirkung erhöht

sich die Menge des verfügbaren Wasserstoffs noch. Dies ist eine wichtige Voraussetzung für die biogeochemische CO_2 -Transformation zu Methan (CH_4).

Von Bedeutung für die Speichersicherheit sind auch natürliche Störungen, das heißt Flächen, die in der Regel verschiedene Gesteinsformationen »durchschneiden« und an denen Gesteinspakete gegeneinander versetzt sind. Störungen können bis an die Erdoberfläche reichen und möglicherweise Wegsamkeiten mit erhöhter Durchlässigkeit für CO_2 darstellen. Meist zeichnen sich Störungen jedoch durch eine geringe Permeabilität aus und bilden so Fließbarrieren – beispielsweise gilt das für alle Erdölfelder in der süddeutschen Molasse. In jedem Fall ist es für die Beurteilung der Eignung eines Standorts unerlässlich, das Inventar der Störungen im Bereich des Speichers vollständig zu erfassen und zu charakterisieren. Zur Erkundung von Störungen im Untergrund werden vor allem seismische Verfahren eingesetzt. Diese in der Erdöl- und Erdgassuche etablierte Technologie wird im Rahmen des GEOTECHNOLOGIEN-Programms derzeit erfolgreich optimiert, insbesondere was das Auflösungsvermögen dieser Verfahren betrifft. Zur Erfassung geologisch junger, noch aktiver Störungen werden geodätische Verfahren und Fernerkundungsmethoden eingesetzt. Sie messen Bewegungen der Erdoberfläche mit einer erheblich besseren Auflösung. Die Reaktionsmechanismen zwischen CO_2 aus Industriequellen und dem umgebenden Gestein sind bislang nur teilweise verstanden und werden daher aktiv untersucht. Angesichts der mannigfaltigen Einflussgrößen, wie der wechselnden Zusammensetzung von Gesteinen und Formationswässern, Verunreinigungen des injizierten CO_2 -Stroms sowie unterschiedlicher Druck- und Temperaturbedingungen im Untergrund, werden derzeit weltweit geochemische Laborexperimente durchgeführt, um zu einem quantitativen Verständnis der Alterationsreaktionen in Deck- und Speichergesteinen zu gelangen.

Geomechanische Prozesse werden im Zusammenhang mit der CO_2 -Speicherung erst seit

kurzem wissenschaftlich untersucht. Besondere Bedeutung kommt den Deckschichten zu, die bei Überschreitung eines maximalen Injektionsdruckes brechen können. Neben einem detaillierten Prozessverständnis können numerische Modellierungen zum komplexen Bruchverhalten im realen Untergrund helfen, die bei Speicheroperationen auftretende Mikroseismizität zu steuern und zu reduzieren.

Die verschiedenen Prozesse der biogeochemischen Wechselwirkungen in der »tiefen Biosphäre« sind in ihren Anfängen erfasst. Es bedarf vertiefender Untersuchungen, um diese Mechanismen, insbesondere im Zusammenhang mit der CO_2 -Speicherung, besser zu verstehen. Zum einen, um ihre mittel- bis langfristigen Auswirkungen auf die CO_2 -Speicherung genauer extrapolieren zu können, zum anderen, um kurzfristige Auswirkungen im Speicherbetrieb besser zu verstehen und damit adäquat reagieren zu können.

Prozessmodellierung zur Risikoabschätzung

Die mathematische Modellierung und Simulation, wie das Gestein auf die CO_2 -Injektion reagiert und wie sich das CO_2 im Untergrund ausbreitet, ist von fundamentaler Bedeutung für Risikoanalysen und die Beurteilung der Langzeitsicherheit eines Speichers. Hierzu müssen alle Transportprozesse sowie die Wechselwirkungen zwischen injiziertem CO_2 und den Speicher- bzw. Deckgesteinen berücksichtigt werden. Die Modellierung der CO_2 -Ausbreitung im Untergrund erfolgt in aller Regel auf der Basis eines Mehrphasensystems (Wasser, CO_2 , Gestein). Die Modellierung von Mehrphasenströmungen in porösen Medien, insbesondere im natürlichen Untergrund, ist in Wissenschaft und Praxis seit Jahrzehnten etabliert. Klassische Anwendungsfelder sind einerseits Erdöl- und Erdgaslagerstätten, z.B. zur Erhöhung der Produktion. Andererseits finden Modellierungen im Umweltsektor routinemäßige Anwendung, wie z.B. zur Vorhersage der Ausbreitung von Schadstoffen im Untergrund, oder bei thermisch unterstützten In-situ-Sanierungsverfahren, wie der Dampfinjektion.

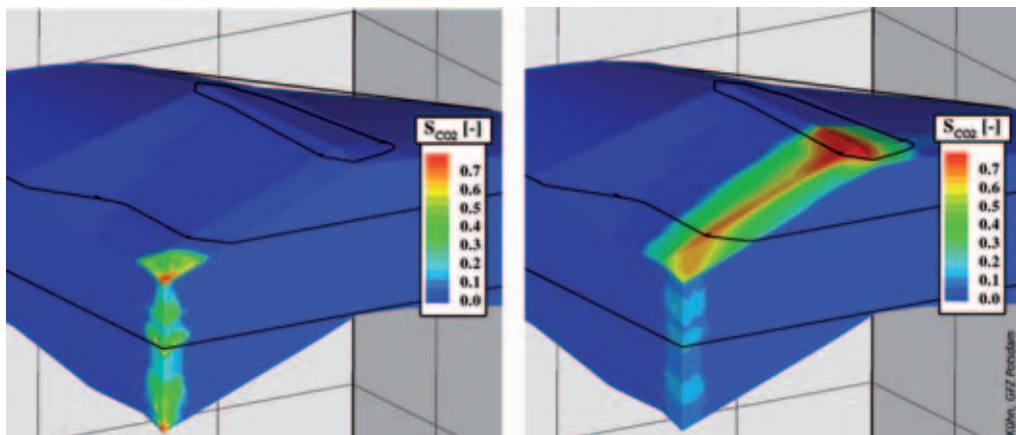


Abb. 4: CO_2 -Sättigung in einem salinen Aquifer 24 Monate (links) und 49 Monate (rechts) nach Injektionsbeginn

Bislang durchgeführte Forschungsarbeiten zur Simulation von geochemischen Prozessen bei der CO_2 -Speicherung konzentrierten sich hauptsächlich auf exemplarische und vereinfachte Modelle. Sie umfassen eindimensionale, zweidimensionale oder dreidimensionale Simulationen der Strömungs- und Transportvorgänge (Abb. 4). Hierbei wird offensichtlich, dass mit zunehmender Dimensionalität und Komplexität der Geologie (Mehrschicht-Modelle) eine Identifizierung der dominanten geochemischen Prozesse schwierig wird. Der Forschungsschwerpunkt der numerischen Modellierung liegt daher in der Weiterentwicklung und Kopplung von bestehenden Simulationsprogrammen. Für Langzeitbetrachtungen und Sicherheitsanalysen ist insbesondere eine gekoppelte thermo-hydro-mechanisch-chemische Modellierung (THMC) der beteiligten Prozesse notwendig, wie sie in dem GEOTECHNOLOGIEN-Projekt CO_2 -MoPa und dem Pilotprojekt CLEAN durchgeführt wird. Die Zuverlässigkeit von Simulationsergebnissen hängt maßgeblich davon ab, ob ein Modell ausreichend validiert bzw. verifiziert werden kann. Besondere Bedeutung haben in diesem Zusammenhang experimentelle Daten, die unter bestmöglich kontrollierten Bedingungen erzeugt

wurden. Die experimentellen Arbeiten können durch natürliche Analogie und numerische Modellvergleichsstudien ergänzt werden. Eine von der Universität Stuttgart im Rahmen des GEOTECHNOLOGIEN-Projekts BENCHMARK koordinierte Modellvergleichsstudie konnte zeigen, dass die derzeit verfügbaren Modelle in der Lage sind, die wesentlichen Prozesse übereinstimmend und mit nur kleinen Abweichungen abzubilden. Unsicherheiten in den Modellprognosen entstehen vorwiegend durch unterschiedliche Interpretation von Randbedingungen, Diskretisierungseffekten, Heterogenitäten und vor allem durch die Unsicherheit der Modelleingangsdaten.

In dem Pilotprojekt CO_2 SINK am Standort Ketzin besteht die einzigartige Möglichkeit, unterschiedliche Modellierungsansätze und Modellierungsprogramme an den realen Vorgängen im Untergrund zu »kalibrieren«. Dazu wurden die verschiedenen Modellierungsergebnisse mit den realen Beobachtungen verglichen sowie das Monitoring-Konzept aufgrund der Modellvorhersagen ausgelegt. Die in den Modellen prognostizierte Ankunft des (reinst) CO_2 in der ersten Beobachtungsbohrung in Ketzin (50 m Entfernung zur Injektionsbohrung) stimmt mit

den realen Messungen gut überein. Damit bilden Modellierungen eine unverzichtbare Basis für die Planung des Monitoring-Ablaufes und des Injektionsregimes. Der zusätzlich vorhandene Entwicklungsbedarf auf diesem Gebiet wird aber durch die Tatsache verdeutlicht, dass die Ankunft des CO_2 in der zweiten Beobachtungsbohrung im Vergleich zu der im Vorfeld durchgeführten Modellierung verspätet detektiert wurde. Viele Modelle basieren bislang auch auf reinem CO_2 . Für die Reaktionseigenschaften von verunreinigtem CO_2 gibt es bislang erst unzureichende Datensätze. Verschiedene Forschungsprojekte widmen sich daher diesem Thema.

Für eine belastbare Modellierung sind quantitative geochemische und geomechanische Eingangsdaten unerlässlich. Aktuelle Forschungsschwerpunkte liegen daher auf den im Speicher ablaufenden geochemischen Prozessen, wie z.B. der CO_2 -bedingten Gesteinsveränderung von Speicher- und Deckschichten, insbesondere unter dem Einfluss von verunreinigtem CO_2 . Geomechanische Prozesse wurden im Zusammenhang mit der CO_2 -Speicherung bislang zu wenig beachtet und werden daher sowohl im Labor- als auch im Feldmaßstab untersucht. Als kritisch werden die Auswirkungen des Injektionsdrucks und das unterschiedliche petrophysikalische Verhalten von CO_2 und H_2O auf die Speichersicherheit erachtet. Für die notwendige Kopplung von unterschiedlichen Modellen und deren geometrische Diskretisierung ist die Recheneffizienz ein weiterer relevanter Aspekt der Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Hierbei liegen die Bestrebungen im Wesentlichen in der Entwicklung von effizienten Rechenprozeduren und der Parallelisierung zum Einsatz des Höchstleistungsrechnens, um die komplexen und interagierenden Prozesse realitätsnah simulieren zu können.

Bohrlochsicherheit – Entwicklung CO_2 -resistenter Materialien

Eine mögliche Schwachstelle in der Sicherheitskette unterirdischer CO_2 -Speicher sind aktive bzw. stillgelegte CO_2 -Injektionsbohrungen so-

wie alte Erdgas- oder Erdölproduktionsbohrungen, die nicht für den Zweck der langfristigen CO_2 -Speicherung ausgelegt sind. In erschöpften Erdgaslagerstätten – die neben salinaren Aquiferen als bevorzugte CO_2 -Speicherstätten in Frage kommen – müssen Altbohrungen daher besonders intensiv untersucht werden.

In der Bohrindustrie liegen langjährige Erfahrungen im Umgang mit CO_2 vor. Seit Jahrzehnten werden Fluide, die CO_2 enthalten, sowohl produziert als auch in den Untergrund geleitet. Zur Produktionssteigerung von Erdöllagerstätten wird im Zuge sogenannter EOR-Maßnahmen (Enhanced Oil Recovery) CO_2 in die ölführenden Horizonte injiziert. Weiterhin sind seit vielen Jahren Sauergaslagerstätten in Betrieb, die H_2S und CO_2 in teilweise höheren Anteilen enthalten. Die Industrie betreibt inzwischen Bohrungen, um die aus dem Sauer gas abgetrennten sauren Bestandteile H_2S und CO_2 zurück in den Untergrund zu injizieren. Das insbesondere auch in Deutschland bestehende bohrtechnologische »Know-how« ist somit eine wichtige Grundlage für die sichere Langfristauslegung von CO_2 -Injektions- und Altbohrungen.

CO_2 an sich ist nicht korrosiv. Korrosion kommen kann, muss Wasser vorhanden sein. In Verbindung mit Wasser entsteht Kohlensäure (H_2CO_3). Die Kohlensäure führt bei direktem Kontakt mit metallischen Werkstoffen (Rohrtour) und den umliegenden Zementen zur Korrosion. Aus Falluntersuchungen lässt sich ableiten, dass bei metallischen Werkstoffen wie Stahl eine maximale Korrosion in einem Temperaturbereich von 60 bis 100 °C stattfindet: 25 mm/Jahr bei 65 °C und 1 MPa CO_2 -Druck und 250 mm/Jahr bei 82 °C und 16 MPa CO_2 -Druck bei den routinemäßig verwendeten Stählen.

Unter den Zementen neigen besonders die üblicherweise in der Öl- und Gasindustrie eingesetzten Portlandzemente zur Zersetzung, wenn sie sauren Gasen oder Wässern ausgesetzt werden (Karbonatisierung). Im Laborversuch liegen die Korrosionsraten bei < 0,1 bis 1,3 mm/Tag unter statischen Bedingungen und weisen eine deutliche Zeitabhängigkeit auf. Mit zunehmender Versuchsdauer verringert sich die Korrosions-

rate und lässt sich durch einen diffusionskontrollierten Reaktionsprozess beschreiben. Unter dynamischen Bedingungen (Ein- und Ausspeicherungsprozesse) liegen die Korrosionsraten um zwei Größenordnungen höher.

Derzeit werden verschiedene technische Lösungen geprüft, um die Langzeitsicherheit von neuen CO₂-Injektionsbohrungen und ein sicheres, aber preisgünstiges Management von alten und unzureichend verfüllten Bohrungen zu gewährleisten. So werden Zementsysteme mit höherer Elastizität entwickelt, um mechanischen Spannungen entgegenzuwirken. Spezielle additive sowie Kalziumfreie bzw. Portlandzementfreie oder -arme Rezepturen erhöhen die Beständigkeit gegen Karbonatauslaugung. Selbstheilungseffekte spielen eine möglicherweise bislang unterschätzte Rolle. Aus Reaktionsprozessen resultierende Mineralneubildungen können beispielsweise Zementrisse verheilen. In Laborexperimenten wird derzeit getestet, inwieweit sich die Sicherheitsingenieure das mechanische Verhalten von Ton- und Salzgesteinen zunutze machen können. Unter erhöhten Druck- und Temperaturverhältnissen reagieren diese Gesteine plastisch und »fließen« bei entsprechender Bohrlochauslegung in Freiräume, wo sie natürliche Barrieren ausbilden.

Selbstheilungseffekte müssen weiter erforscht werden. Dies geschieht in den GEOTECHNOLOGIEN-Projekten CSEGR, COSMOS und dem Pilotvorhaben CLEAN. Die Entwicklung von verbesserten metallischen Werkstoffen und Zementen muss ebenfalls weiter verfolgt werden. Von den metallischen Werkstoffen ist bekannt, dass eine Korrosion nur in Anwesenheit von Wasser stattfindet. Für die Einstellung der Feuchte im Injektionsstrom müssen daher belastbare Grenzwerte ermittelt werden. Ebenso ist bekannt, dass selbst kleinste Verunreinigungen im CO₂ signifikanten Einfluss auf die Korrosionsrate haben können. Ein besseres Verständnis dieser Abhängigkeiten ist Voraussetzung für die Langzeitsicherheit, nicht nur von Bohrungen. Um das Korrosionsverhalten von Zementen verlässlich beurteilen zu können, sind allgemeingültige Messstandards zu entwickeln.

Überwachung zukünftiger CO₂-Speicher

Neben der CO₂-Injektion in den zukünftigen Speicher muss auch das kurz-, mittel- und langfristige Verhalten des CO₂ im Untergrund genauestens beobachtet werden. Neben der Sicherheit während des Betriebes und in der Nachbetriebsphase muss sichergestellt sein, dass CO₂ nicht wieder in die Atmosphäre gelangt. Für den verantwortungsvollen Betrieb eines geologischen CO₂-Speichers ist daher ein an die lokalen Gegebenheiten angepasstes permanentes Beobachtungs- und Messprogramm erforderlich. Für die Überwachung und Beobachtung steht bereits heute eine große Anzahl hochentwickelter Technologien zur Verfügung. Weitere befinden sich in der Entwicklung. Da die räumliche Auflösung und die spezifische Sensitivität der einzelnen Verfahren keine gesicherten Aussagen zulassen, liegt der Schlüssel eines guten Überwachungskonzepts in der Kombination verschiedener Ansätze. Dabei sind detaillierte geologische Vorerkundungen und Modellsimulationen ebenso notwendig wie ein fundiertes Prozessverständnis und geeignete Interventionsstrategien.

Auch wenn inzwischen eine Vielzahl von bewährten Technologien zur Überwachung von CO₂-Speichern existiert, werden derzeit weitere – insbesondere echtzeitfähige – Verfahren entwickelt, getestet und in Pilotvorhaben eingesetzt. Sie erlauben einen immer detaillierteren Einblick in den Untergrund und die dort ablaufenden Prozesse.

Dieser Geofokusbeitrag entspricht weitgehend dem GEOTECHNOLOGIEN Science Report No. 14: „Die dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland – Aktuelle Forschungsergebnisse und Perspektiven“. Der kürzlich erschienene Gesamtbericht kann vom Koordinierungsbüro GEOTECHNOLOGIEN (www.geotechnologien.de/geotech@gfz-potsdam.de) bezogen werden.

- ¹ Helmholtz-Zentrum Potsdam Deutsches Geoforschungszentrum - GFZ
- ² Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe - BGR
- ³ Karlsruher Institut für Technologie - KIT