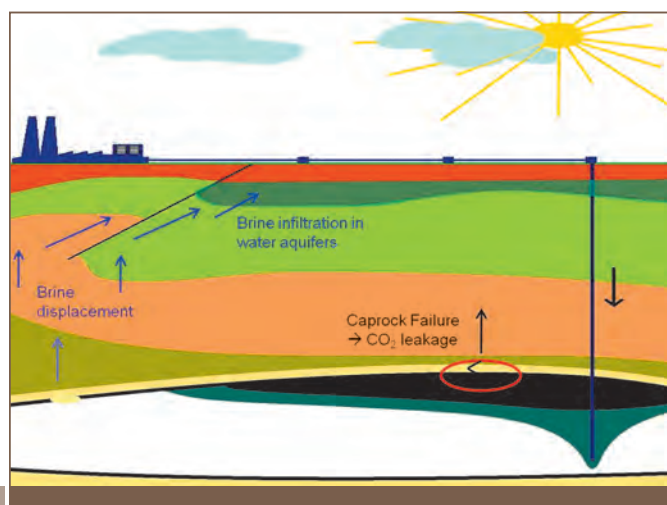


# Wie Grundwasser durch Speicherung von Gasen im Untergrund beeinträchtigt wird

## Eine Bestandsaufnahme



Prinzipielle Gefährdungsszenarien, ausgelöst durch Injektion von Kohlendioxid in tiefe geologische Formationen: Deckschichtversagen und Entweichen des Gases in weniger tiefe Schichten, Salzwasserdrängung und Migration in trinkwasserrelevante Aquifere.

Der natürliche Untergrund wird im Industriezeitalter intensiv genutzt. Neben der Gewinnung von Rohstoffen wie Gas, Kohle, Öl, Metallen oder Trinkwasser, um nur ein paar prominente Vertreter zu nennen, gewinnt die Speicherung und Deponierung von Stoffen im Untergrund zunehmende Bedeutung. Damit geht oftmals ein Risiko für das Grundwasser einher, welches ein wichtiges Schutzgut für die Trinkwasserversorgung darstellt. In diesem Beitrag soll die Grundwassergefährdung durch Speicherung von Gasen im Untergrund beleuchtet werden, insbesondere als Folge der derzeit intensiv diskutierten CCS (Carbon Capture and Storage) Technologie. Das Wissen darüber ist aufgrund der Komplexität der Prozesse noch sehr begrenzt, und großer Forschungsbedarf ist vorhanden.

### 1. Einleitung

Die Speicherung von Gasen im Untergrund wird derzeit sehr intensiv im Rahmen einer nachhaltigen Energieversorgung diskutiert. Die Abkehr vom Atomstrom in Deutschland stellt die Nutzung anderer Energieträger wieder verstärkt in den Vor-

dergrund. In jedem Fall müssen die Kapazitäten regenerativer Energie sehr massiv ausgebaut werden. Dennoch ist zu erwarten, dass konventionelle Kraftwerkstechnologien zur Verfeuerung von Kohle oder Erdgas (Methan) noch sehr lange benötigt werden. Kohlekraftwerke sind für ihren hohen Ausstoß an klimaschädlichem Koh-

lendioxid stark in die Kritik geraten, dennoch muss davon ausgegangen werden, dass gerade diese Art der Energieerzeugung aufgrund der weltweit großen Kohlevorkommen noch sehr lange genutzt wird. Ein einseitiger Verzicht auf Kohleverbrennung in Staaten wie Deutschland wäre für das globale Klimaproblem nur ein Tropfen auf den heißen Stein, solange in anderen Ländern wie zum Beispiel China oder Indien nach wie vor eine Vielzahl neuer Kohlekraftwerke in Betrieb gehen. Als eine Möglichkeit, die Kohleverbrennung klimafreundlicher zu gestalten, wird deshalb derzeit intensiv an der so genannten CCS-Technologie geforscht. CCS steht für *Carbon Capture and Storage* und umfasst die Abtrennung des bei der Verbrennung entstehenden Kohlendioxids ( $\text{CO}_2$ ) sowie dessen Speicherung in tiefen geologischen Gesteinsformationen, vor allem in salinen Aquiferen, d.h. Salzwasser führenden Grundwasserleitern. Während für diese Technologie noch eine ganze Reihe von Risiko- und Machbarkeitsuntersuchungen durchzuführen sind, ist ein wichtiges Thema die mögliche Gefährdung von Grundwasserressourcen durch diese Art der Nutzung des natürlichen Untergrunds.

Durch die Injektion großer Mengen an Kohlendioxid wird aus den entsprechenden geologischen Formationen ursprünglich vorhandenes Salzwasser verdrängt. Die Injektion erfordert je nach Permeabilität (Durchlässigkeit) des Reservoirs hohe Drücke. Dementsprechend kann ein Teil des benötigten Porenraums für das  $\text{CO}_2$  durch Kompression von Gestein und Fluiden erzeugt werden, der andere Teil muss durch Verdrängung von Salzwasser gewonnen werden. Es hängt sehr stark von den großräumigen hydrogeologischen Gegebenheiten ab, wohin dieses Salzwasser migriert, und ob es möglicherweise trinkwasserrelevante Schichten in geringerer Tiefe erreicht. Des Weiteren sind im *Worst-Case* einer  $\text{CO}_2$ -Leckage mögliche Einflüsse der geochemischen Milieuveränderungen zu befürchten, was beispielsweise zur Freisetzung von Schwermetallen führen könnte. Das Wissen über derartige Vorgänge ist noch sehr begrenzt. Die Absicht dieses Beitrags ist daher, einen Überblick über bisherige Arbeiten auf diesem Gebiet zusammen zu fassen und sie in einen Zusammenhang zur aktuellen Forschung der *Arbeitsgruppe CO<sub>2</sub>-Speicherung* am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystem-

## SUMMARY

*Gas storage in the subsurface has become an important technology for power/energy supply. Natural gas, pumped through pipelines from countries like Russia, is stored in caverns but in particular in the pore space of permeable subsurface layers in order to buffer potential times of power and energy deficiencies. The storage of carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ) has a different purpose: the  $\text{CO}_2$  is captured from fossil-fueled power plants and injected into deep geologic formations in order to reduce the concentration of this greenhouse gas in the atmosphere. Due to the still abundant availability of coal it is very probable that this source of energy will be used also for the century ahead. Thus, capturing and storing  $\text{CO}_2$  (CCS) is a technology that might be necessary to be implemented on large scales to mitigate global warming. CCS requires injection of large amounts of  $\text{CO}_2$  into the subsurface, and results in a high-pressure displacement of resident brine. There are two principal risks for groundwater (drinking water resources) associated with CCS; 1) the intrusion of displaced brine in shallow drinking water aquifers, 2) the intrusion of  $\text{CO}_2$  into such aquifers. In both cases, complex hydraulic and geochemical processes need to be understood in order to assess these risks.*

modellierung zu stellen. Hier wird bereits seit gut zehn Jahren an Modellkonzepten gearbeitet, die eine numerische Simulation von Prozessen bei der Injektion von  $\text{CO}_2$  in geologische Formationen ermöglichen.

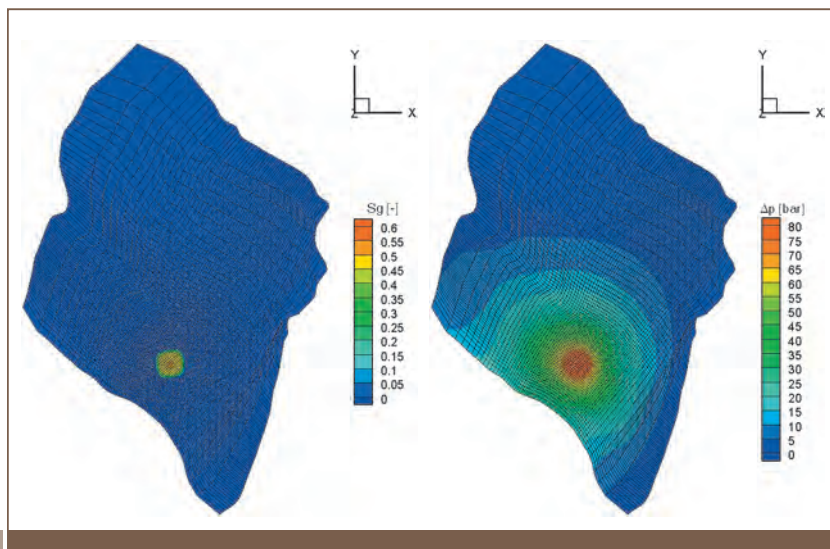
Der Untergrund ist jedoch nicht nur für mögliche  $\text{CO}_2$ -Speicherprojekte von Interesse, sondern auch durch konkurrierende Nutzung für die Speicherung von Erdgas, die Geothermie, die Endlagerung nuklearer Abfälle etc. Insbesondere Erdgasspeicherung in Porenspeichern im Untergrund kann im Zuge der Energiewende eine verstärkte Bedeutung erhalten. Während diese Technologie von den großen Energieversorgern bereits seit geraumer Zeit zum Aufbau von kurzfristig verfügbaren Gasreserven eingesetzt wird, kann sie in der Zukunft genutzt werden, um Überkapazitäten von erneuerbaren Energiequellen (Windkraft, Solarstrom, etc.) in stofflich speicherbare Energie in Form von Methan umzuwandeln und im Untergrund zu speichern. Auch in diesem Fall werden, ähnlich wie bei der  $\text{CO}_2$ -Speicherung, große Porenvolumina benötigt, und es ist zu untersuchen, welche Auswirkungen dies auf das Grundwasser haben kann.

## 2. Druckerhöhung und Salzwasserverdrängung

### 2.1 Druckerhöhung und Druckausbreitung

Während der Injektion von überkritischem  $\text{CO}_2$  in den Untergrund, typischerweise in Tiefen von mehr als 700 bis 1000 Metern, erhöht sich der Druck im Speichergestein

zuerst lokal rund um die Injektionsstelle. Im weiteren Verlauf breitet sich die Druckerhöhung dann radial von der Bohrstelle in die Speicherschicht aus und die Zone des Überdrucks wandert zu den Randgebieten der Speicherformation. Durch die Verteilung und Ausbreitung der Überdrücke im Gebiet wird die Druckanomalie nach Abschalten der Injektion allmählich wieder abgebaut [1]. Je nach Injektionsrate und Injektivität sind Druckerhöhungen in einer Größenordnung von 10 bis 100 bar zu erwarten.



Ausbreitung des Kohlendioxids als Phase (links, dargestellt ist die Phasensättigung des Porenraums) und Ausbreitung der Druckerhöhung in Folge der Injektion (rechts). Die laterale Ausdehnung des Gebiets beträgt etwa 40 km x 40 km. Es wird deutlich, dass Druckerhöhungen eher auf regionaler Skala stattfinden, während sich das Gas selbst wesentlich weniger weit ausbreitet [2].

Echte Messdaten und praktische Erfahrungen zur Druckausbreitung sind derzeit noch nicht vorhanden, da Projekte in der entsprechenden Größenordnung erst einzeln im Entstehen sind, weshalb sämtliche Erkenntnisse vorerst noch auf mathematisch-numerischen Simulationen beruhen. Hierzu gibt es aber bereits eine Reihe von Arbeiten, unter anderem auch aus der Arbeitsgruppe am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung. Die Beobachtung von Druckerhöhungen in lateraler Richtung in Simulationen ist bis zu einer Entfernung von 200 Kilometern von der Injektionsstelle möglich [3]. Nach Ende der Einspeisung beginnt sich der Überdruck um die Injektionsstelle herum relativ schnell zu moderaten Werten hin abzubauen, während sich die Ausmaße des von der Druckerhöhung beeinflussten Gebiets noch weiterhin vergrößern [3], [2]. Weiterhin wird beobachtet, dass sich der restliche Drucküberschuss sehr persistent hält und sich daher die endgültige Relativierung der Druck-

anomalie zurück zu den ursprünglichen Bedingungen zeitlich lange hinauszögert. So baut sich zum Beispiel der Großteil des Drucküberschusses nach etwa nochmals der gleichen Zeit, die die Injektion andauerte, ab, wohingegen die endgültige Rückkehr zu Anfangsbedingungen einige Jahrhunderte dauert [1].

Die Druckausbreitung in vertikaler Richtung bzw. in über der Speicherschicht liegende Aquifere verhält sich stark abhängig von den Permeabilitäten der darüber liegenden Deckschichten. So wird in Modellierungen beobachtet, dass eine sehr niedrige Deckschichtdurchlässigkeit von etwa  $10^{-20}$  m<sup>2</sup> keine vertikale Druckmigration durch diese Schicht zulässt und sich der Überdruck infolge dessen nur über eine seitliche Ausbreitung relativieren kann. Dies bedeutet, dass sich das Einflussgebiet des Drucküberschusses in der Speicherschicht vergrößert, aber sich in höher liegenden wasserführenden Schichten praktisch keine Druckerhöhung bemerkbar macht. Im Gegenzug lässt sich bei Permeabilitäten von  $10^{-17}$  m<sup>2</sup> und größer eine stärkere Druckausbreitung in vertikaler Richtung verzeichnen. In diesem Fall sind die seitlichen Ausmaße des von der Druckerhöhung beeinflussten Gebiets aber wesentlich geringer [4]. Auch [5] beschreiben stark variierende Druckausbreitungen infolge verschiedener Deckschicht- und Speicherschicht-Permeabilitäten. Beispielsweise wurde in einem System mit zwei Deckschichten, eine mit höherer Permeabilität unmittelbar über der Speichereinheit und eine zweite weiter oben liegende mit geringerer Durchlässigkeit, das Druckabbauverhalten simuliert. Dabei kann beobachtet werden, dass die direkt darüber liegende Deckschicht einen Druckabbau in der Speicherschicht zulassen würde, es aber weiter oben in einem flachen Aquifer, unterhalb der zweiten Deckschicht mit der geringeren Durchlässigkeit, zu einem vermehrten Druckaufbau kommt, und sich dort der Grundwasserspiegel erheblich anheben könnte [5].

Infolge vertikaler Druckausbreitung werden Druckhöhenanstiege in darüber liegenden Schichten von bis zu 25 Metern beobachtet [1]. Auch in flachen, gespannten Aquiferen kann ein erheblicher Druckzuwachs von einigen bar in einem Gebiet von großer Ausdehnung verzeichnet werden [5].

## 2.2 Salzwasserverdrängung

Wie schon erwähnt, kann der für das injizierte CO<sub>2</sub> benötigte Porenraum durch Kompression von Gestein und Fluiden sowie durch Verdrängung von Salzwasser frei werden. In der frühen Phase der Injektion dominiert die Kompressibilität; das langsame Abklingen der Druckspitzen wird dann von der Salzwasserverdrängung begleitet. Für den Salzwasserfluss durch die Deckschicht (*Caprock*) hindurch ist deren Permeabilität von entscheidender Bedeutung. Bereits ein kleiner Fluss durch die Deckschicht kann den Drucküberschuss in der Speicherformation abmildern. Dennoch besitzen solche Deckschichten, die einen geringen Wasserfluss zulassen, immer noch ein volles Rückhaltevermögen bezüglich des Kohlendioxids. Die totalen Durchflussmengen durch die Deckschicht können für sich betrachtet zwar signifikant sein, jedoch finden sie verteilt über das ganze Reservoir, d.h. über sehr große Flächen statt, und es kommt so zu keiner größeren Wasserverdrängung in flache Aquifere hinein [3], [6]. Auch innerhalb der Speicherschicht sind die lateralen Fließgeschwindigkeiten und Transportdistanzen überschaubar im Bereich von wenigen Hundert Metern innerhalb von 100 Jahren. Da dies verglichen mit der regionalen Grundwasserströmung keine großen Geschwindigkeiten bzw. Distanzen sind, wird dies als vernachlässigbar eingeschätzt [4]. Zu beachten wäre hier im Einzelfall vielmehr, ob sich durch den Druckanstieg innerhalb der Speicherformation eine Veränderung oder Umkehrung der ursprünglichen Grundwasserfließrichtung einstellt, und ob sich dadurch Veränderungen auf hydrogeologische Gegebenheiten einstellen, wie z.B. Änderung des Basisabflusses zu Oberflächengewässern oder Änderung der Grundwasserneubildung.

Zu erwähnen ist, dass die bisher zitierten Autoren sowohl in der Speicherformation als auch in den darüber liegenden Aquiferen nur sehr geringfügige Änderungen des Salzgehalts beschreiben [4], [1], [3]. Am ehesten besteht eine lokal begrenzte Gefahr der Verunreinigung von Frischwasser, wenn Salzwasser aus der Speicherformation durch hochleitende Klüfte und Verwerfungen oder durch schlecht abgedichtete Bohrungen in höher gelegene Schichten gepresst wird [3], [7]. Dies muss

durch sorgfältige Untersuchung und Auswahl der Projektstandorte vermieden werden.

## 3. CO<sub>2</sub> im Grundwasser

Im Rahmen von Risikostudien zur CCS Technologie ist auch die Möglichkeit des Aufstiegs von Kohlendioxid aus der Speicherschicht in flachere (oberflächennahe) Aquifere in Betracht zu ziehen. Prinzipiell sind drei Wege des Aufstiegs von Kohlendioxid in höher liegende Wasser führende Schichten geben; 1) entlang alter oder stillgelegter Brunnen/Bohrungen und deren Gehäuse, 2) entlang geologischer Verwerfungen und Gesteinsspalten, oder 3) durch die darüber liegende Deckschicht hindurch, wobei letzteres als unwahrscheinlich gilt [8]. Grundsätzlich gilt hier, dass die Leckage von CO<sub>2</sub> ins Grundwasser eigentlich als so genanntes Restrisiko bezeichnet werden müsste. Dem Austritt entlang von stillgelegten Brunnen kann durch gewissenhafte Ingenieursarbeit entgegengewirkt werden; der Aufstieg entlang von Störungen und durch die Deckschicht lässt sich durch sorgfältige Standortauswahl vermeiden. Dies bedeutet, dass die nachfolgenden Untersuchungen vom schlechtmöglichsten Szenario (*Worst-Case*) ausgehen.

Der Eintritt des CO<sub>2</sub> in höher liegende Grundwasserleiter und die damit einhergehende Lösung des Gases in der Wasserphase kann zu erheblichen Veränderungen der Geochemie des Aquifers führen. Dies beinhaltet eine Versauerung des Grundwassers, welches durch einen gesunkenen pH-Wert angezeigt wird; dadurch resultierend eine teilweise Auflösung von Mineralien aus dem Umgebungsgestein, das wiederum die Freisetzung von hohen Konzentrationen an Spurenelementen bewirkt. Dies könnte eine Kontaminierung des Grundwassers auslösen und somit auch eine Gefährdung des Trinkwassers darstellen [9].

Ein Entweichen des Fluids entlang von Bohrlöchern kann durch Korrosion der Brunnengehäuse oder durch Schädigung des Zementverschlusses geschehen. Beide Vorgänge könnten durch eine Veränderung des Umgebungswassers durch gelöstes CO<sub>2</sub> oder salzhaltiges Grundwasser an sich hervorgerufen werden [9]. Das Versagen eines Brunnens wird für die Ermög-

lichung eines  $\text{CO}_2$ -Aufstiegs als größte Gefahr genannt [10], wobei es in salinen Aquiferen weniger stillgelegte Bohrungen gibt als beispielsweise in Kohle-, Öl- oder Gasfeldern [9]. Mechanismen, die eine Reaktivierung von geologischen Verwerfungen oder Gesteinsspalten bewirken können, die sich so zu bevorzugten Fließpfaden ausbilden, hängen von der individuellen geomechanischen Situation ab. Um eine genauere Abschätzung des Risikos zu betreiben, müssen die eventuellen Leckageraten entlang der Bruchlinien quantifiziert werden [11].

Die Löslichkeit von  $\text{CO}_2$  in Wasser ist stark abhängig von der Temperatur, dem herrschenden Druck und dem Salzgehalt des Wassers.  $\text{CO}_2$  ist in Frischwasser besser löslich als in salinem Grundwasser [12]. In Simulationen, in denen Kohlendioxid direkt in einen flachen Aquifer eingeleitet wurde, löste sich das Gas nach dem Kontakt mit Grundwasser unmittelbar und vollständig darin auf [13].

Bei der Hydrolyse von  $\text{CO}_2$  entsteht zuerst Kohlensäure, welche dann zum größten Teil zu Wasserstoff-Ionen ( $\text{H}^+$ ) und Hydrogencarbonat-Ionen ( $\text{HCO}_3^-$ ) dissoziiert. Dies bedeutet, dass bei der Lösung der Säure in Wasser Wasserstoff-Ionen freigesetzt werden, wodurch ein Überschuss dieser Ionen entsteht. Dieses vermehrte Vorhandensein von  $\text{H}^+$ -Ionen spiegelt sich im pH-Wert des Grundwassers wieder, da dieser ein Maß für die  $\text{H}^+$ -Ionenkonzentration ist. In allen Versuchen und Simulationen des  $\text{CO}_2$ -Eindringens in Grundwasser wurde ein sofortiger Abfall des pH-Werts nachgewiesen [12], [13], [14]. Die Abnahme des pH-Werts ist in jedem Fall stark abhängig vom Partialdruck (auch stellvertretend für die Menge) des  $\text{CO}_2$ , mit dem dieses in den Aquifer eintritt [13], [14]. Daraus können sich Minderungen des pH-Werts um bis zu drei Einheiten [15], [16] ergeben.

Zusätzlich entstehen bei der Lösung von  $\text{CO}_2$  in Wasser erhöhte Konzentrationen von Hydrogencarbonat-Ionen, welche zusammen mit dem gelösten  $\text{CO}_2$  ( $\text{CO}_{2(\text{aq})}$ ), der Kohlensäure ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) und dem Carbonat-Ion ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) zu den gesamten anorganisch gebundenen Kohlenstoffen zählen [13].

#### 4. Geochemie: pH-Wert und Mineralogie

Nachfolgend wird eine Übersicht der Literatur über geochemische Aspekte, die sich aus pH-Wert Änderungen resultieren, gegeben. Für die Autoren ist dieses Fachgebiet noch ein NEUES, es zeigt sich jedoch, dass eine Verknüpfung geochemischer Prozesse mit Strömungs- und Transportprozessen (Transport der reaktiven Komponenten) notwendig ist.

##### 4.1 Grundprinzipien des Carbonat-Puffers

Die Beeinträchtigung des chemischen Gleichgewichts im Grundwasser, welches durch den Überschuss an  $\text{H}^+$ -Ionen, also einer Versauerung, entstanden ist, versucht das System durch vermehrte Auflösung von vorrangig kalkhaltigem Gestein auszugleichen. Diese Vorgänge nennt man Neutralisation oder auch den Puffer-Mechanismus des aquatischen Systems. Das Kalzit, die häufigste Form des Calciumcarbonats ( $\text{CaCO}_3$ ), spielt dabei eine wichtige Rolle, da es gut löslich ist und es deshalb schnell zu einer Bindung der Wasserstoff-Ionen kommt, die zur Neutralisation des Grundwassers führen. Bei der Reaktion von Kalzit mit Wasserstoff-Ionen entstehen als Produkte die Kationen  $\text{Ca}^{2+}$  und abermals Hydrogencarbonat-Ionen ( $\text{HCO}_3^-$ ), welche die Alkalinität des Grundwassers erhöhen. Die Alkalinität ist das Säurebindungsvermögen einer Lösung, also die Fähigkeit Wasserstoff-Ionen zu binden. Durch die Lösung der Carbonat-Mineralien, also des Kalzits, aber auch die langsamere Lösung des Dolomits, erhält das System eine Rückfederung zum chemischen Gleichgewicht und der pH-Wert steigt wieder [14], [16]. Die dabei entstehenden, hohen Konzentrationen an Kationen ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ) und an gesamtem anorganisch gebundenem Kohlenstoff sind ein guter Indikator für den Ablauf dieser Puffer-Reaktion [17].

Der relativ raschen Auflösung von Karbonaten steht eine sehr viel langsamere Zersetzung von Silikaten, wie zum Beispiel Feldspate und Schichtsilikate gegenüber [12]. Ein Aquifer, dessen Gestein Carbonat-Mineralien enthält, weist eine hohe Alkalinität und dadurch ein hohes Potenzial zur Pufferung von pH-Wertänderungen

auf [13], wohingegen ein Aquifer mit Mangel an Carbonaten diese Kapazität nicht besitzt [18]. Dadurch hält sich in einem schlecht gepufferten System über längere Zeit ein niedriger pH-Wert und das angesäuerte Wasser löst weit mehr Mineralien aus dem Umgebungsgestein auf [12]. Dieser Mechanismus kann zu hohen Konzentrationen von Spurenelementen im Grundwasser führen. Demnach sind die Schlüsselvariablen zur Prognose der Reaktion des Aquifers auf CO<sub>2</sub>-Eintritt die Zusammensetzung des Gesteins und die darin enthaltenen Mineralien, beispielsweise Karbonate, Silikate, Oxide und Schichtsilikate [12].

#### 4.2 Erhöhte Lösung von Mineralien und Freisetzung von Spurenelementen

Mit Hilfe von drei verschiedenen Methoden und Herangehensweisen wird versucht, die möglichen Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Lösung in für Trinkwassergewinnung genutzten Grundwasserleitern zu definieren und Parameter zur Risikobewertung und frühzeitigen Entdeckung von CO<sub>2</sub>-Intrusion zu bestimmen; 1) mit Simulationen des Stofftransports und der geochemischen Reaktionen, 2) in Laborversuchen und 3) in Feldversuchen mit gezielter CO<sub>2</sub>-Einspeisung in Aquifere.

In Modellierungen der Reaktionspfade und der geochemischen Transporte wurden die Puffer-Kapazitäten verschiedener Grundwasserleiter anhand ihrer Mineralienzusammensetzung bestimmt. Im Detail beschreiben [12] die Reaktionen von diversen Aquifergesteinen auf CO<sub>2</sub>-Lösung in Wasser. Dabei wurde bei rein quarzhaltigem Aquifergestein ein hoher Abfall des pH-Werts, aber keine Änderung der Bicarbonat-Konzentration beobachtet. Ein Grundwasserleiter aus Quarzgestein in Verbindung mit Kalzit verzeichnete dagegen eine sehr kleine, kaum messbare Reduzierung des pH-Werts, aber einen Anstieg der Bicarbonat-Konzentration; während Quarz in Kombination mit Albit deutlich langsamere Reaktionen sowie Ausfällung von Kaolinit und die Mobilisierung von Natrium-Ionen und Bicarbonat hervorrief [12]. Ähnliches wird auch schon von [13] berichtet, die Simulationen der Puffer-Kapazitäten von Galenit in Kombination mit Quarz oder Kalzit beschreiben. Dabei stellte sich bei dem Aquifer aus

Galenit- und Quarzmineralien, aufgrund der schlechten Pufferung des Systems, eine starker Abfall des pH-Werts und eine erhöhte Mobilisierung von Blei (in Galenit enthalten) ein. Dies resultierte in einer 100fach erhöhten Konzentration im Vergleich zu Ausgangswerten. Hingegen erfuhr das mit Kalzit angereicherte System nur einen kurzen pH-Wert Rückgang und baldige Abfederung durch Carbonatlösung, woraus sich eine geringere totale Masse an gelöstem Blei (60fach erhöht) ergab. Nach einer achtjährigen CO<sub>2</sub>-Intrusion wurde das *Action Level* der US EPA von 0,015 mg/l für Blei überschritten, allerdings nur innerhalb eines kleinen Gebiets [13].

Auch in anderen Studien wurden die Reaktionen von Galenit (als Quelle von Blei), aber auch von Pyrit, als Quelle von mobilisiertem Arsen, auf CO<sub>2</sub>-Lösung in verschieden zusammengesetzten Aquiferen und darauf folgend die Minderung des pH-Werts simuliert. Diese Autoren stellen eine vermehrte Lösung von Pyrit fest und eine daraus resultierende Erhöhung der Konzentration von freiem Arsen, das nach einem konstanten Einstrom des CO<sub>2</sub> über 100 Jahre das *Maximum Contaminant Level* der US EPA von 0,01 mg/l überstieg [19]. Für Blei wurde der Grenzwert in dieser Simulation nicht überschritten, es lagen aber deutlich erhöhte Werte vor [18]. Weiterhin wurde bei sehr großen Zugabemengen an CO<sub>2</sub> beobachtet, dass gesteigerte Konzentrationen von Barium und Zink auftreten können [19]. In Laborversuchen, in denen verschiedenste, flache Aquifergesteine mit CO<sub>2</sub> versetzt wurden, konnten zwei verschiedene Vorgänge von Kationenmobilität beobachtet werden: 1) Eine Freisetzung von Kationen, die einen starken Anstieg und eine spätere Stabilisierung der Konzentration während der Zugabe von CO<sub>2</sub> bewirken. Dazu gehören Calcium, Magnesium, Strontium, Mangan und Barium, deren Werte in den Studien teilweise um das 200fache erhöht waren. 2) Ein Freiwerden von Kationen, deren Konzentration durch Lösungsprozesse erst ansteigt, dann aber, noch während der CO<sub>2</sub>-Injektion, zu niedrigeren Werten als der ursprünglichen Konzentration zurückkehrt, was daher eine geringere Gefahr darstellen würde. Diese als Typ II bezeichneten Elemente sind unter anderem Eisen, Aluminium, Molybdän, Uran, Vanadium, Arsen,

Chrom, Cäsium, Rubidium, Nickel und Kupfer [20].

Allerdings unterscheiden sich diese Ergebnisse von denen von [15], die unter oxidierenden Bedingungen für Eisen, Aluminium, Uran und andere deutlich höhere Konzentrationen verzeichnen. Zudem wurden starke Schwankungen der Konzentration einiger Erdalkalimetalle und auch starke, späte Anstiege (nach mehr als 300 Tagen) der Konzentrationen von anderen Elementen beobachtet, die die Notwendigkeit von langzeitigen Versuchen deutlich machen [15].

Auch in Feldversuchen wurden die simulierten und bisher beobachteten Mechanismen, wie der Abfall des pH-Werts und eine erhöhte Löslichkeit von Mineralien, bestätigt. Bei der direkten Einleitung von CO<sub>2</sub> in einen trinkwasserrelevanten Grundwasserleiter wurde eine rasche Zunahme der Konzentration von freien Calcium- und Magnesium-Kationen durch eine vermehrte Lösung der Mineralien Kalzit und Dolomit, sowie eine höhere Konzentration an gelöstem Mangan und Eisen festgestellt, jedoch in allen Fällen unterhalb des *Maximum Contaminant Level* [21]. In einem anderen Feldversuch zur Speicherung von CO<sub>2</sub> in tiefen, salinen Aquiferen mit Beobachtung des darüber liegenden trinkwasserrelevanten Grundwasserleiters wurde in diesem ebenfalls von leicht erhöhten Konzentrationswerten der Elemente Mangan und Eisen berichtet. Dies und das zusätzliche Vorhandensein eines Indikators zeugten von einem Aufstieg des CO<sub>2</sub> aus der tieferen Speicherschicht in den Grundwasserleiter. Dieser Vorgang wurde einer anfänglichen Leckage entlang eines Brunnens zugeschrieben, die nach einigen Monaten zurückging [14].

Des Weiteren wurde eine detaillierte Analyse von Wasserproben eines Grundwasserleiters durchgeführt, welcher sich oberhalb eines, seit mehreren Jahrzehnten mit der Technik der erweiterten Ölförderung (*Enhanced Oil Recovery*) genutzten und daher mit großen Mengen an CO<sub>2</sub> angereicherten Ölfelds befindet. Vergleiche von Wasserproben des Aquifers innerhalb und außerhalb des Ölfelds zeigten keinen wesentlichen Unterschied des pH-Werts oder einen Anstieg der Kationenkonzentration. Eindringen von gasförmigem CO<sub>2</sub> in den Grundwasserleiter ließ sich dadurch nicht nachweisen [16].

Es darf hier nicht unerwähnt bleiben, dass in die hier zitierten Simulationsstudien auch

Faktoren teils erheblicher Unsicherheit eingeflossen sind. Dabei anzuführen wäre zum Beispiel die Schwierigkeit der exakten Bestimmung von Reaktionskinetiken, die letztlich die Konzentrationen der mobilisierten Spurenelemente im Grundwasser bestimmen. Diese sind in der vorhandenen Literatur teilweise mit großer Varianz beziffert oder beziehen sich auf im Labor gemessene Werte, die unter natürlichen Bedingungen sehr unterschiedlich sein können [13]. Zudem zu nennen sind die numerische Diffusion und Dispersion bei der Transportmodellierung, die eine Ungenauigkeit der Lösung hervorrufen und als weiterer Unsicherheitsfaktor wirken. Des Weiteren können die Ergebnisse aus einigen Laborexperimenten eher als ein *Worst-Case-Szenario* gesehen werden, da relativ hohe Mengen an CO<sub>2</sub> auf kleine Gesteinsvolumina trafen, welches in einem realen Leckage-Ereignis unrealistisch wäre [20]. Diese Faktoren führen zu der Erkenntnis, dass weitere, längerfristige Experimente, im Besonderen Feldversuche notwendig sind, um eine größere Datenbasis zu generieren [11].

#### 4.3 Änderung der Desorptions- und Adsorptionsprozesse von Spurenelementen

Adsorption beschreibt die Anreicherung von Molekülen und Ionen an der Oberfläche eines Feststoffs, in diesem Fall an der Oberfläche von Mineralien. Diese hängt stark von der elektrischen Ladung der Oberfläche ab, welche wiederum vom pH-Wert des aquatischen Systems bestimmt wird. Im Gegenzug dazu beschreibt die Desorption die Loslösung der Ionen von der Mineralienoberfläche.

In einigen, hier bereits zitierten Studien wurden zusätzlich die Prozesse der Adsorption und Desorption untersucht. Diese könnten vielleicht sogar größere Auswirkungen auf die langfristige Mobilisierung von hohen Mengen an Elementen haben als die Auflösung von Mineralien [20], [18]. So wird beispielsweise bei dem Schwermetall Blei und dem Halbmetall Arsen eine erhöhte Loslösung von der Oberfläche von Tonmineralien beobachtet, welche erheblich deren Konzentrationen im aquatischen System beeinflussen [18]. Beide Elemente zeigen primär eine erhöhte Desorption, aber in unterschiedlicher Größenordnung. In Bezug auf Blei ist

diese so stark, dass sich in einer Simulation eine Übersättigung des Grundwassers einstellte. Dies führt dazu, dass sich trotz weiterem Abfall des pH-Werts das Mineral Galenit (als Donator von Blei) nicht weiter auflösen kann und es daraus resultierend zu einer Ausfällung von weiterem Galenit kommt, welches die Konzentration an gelöstem Blei wiederum reduziert. Bei Arsen findet die Desorption nicht in so hohem Maße statt, so dass daraus keine Übersättigung resultiert und es weiterhin zu einer Lösung von Arsenopyrit mit gleichzeitig stattfindender Desorption von Arsen kommt [22]. Dies verursacht deutlich höhere Konzentrationen von freiem Arsen, die zu einer langfristigen Kontamination führen könnten. Allerdings kommt es nach einem Wiederanstieg des pH-Werts durch das Mineralien-Puffersystem wieder zu einer erneuten Adsorption der vorher mobilisierten Kationen. Auch stromabwärts des Intrusionsorts von CO<sub>2</sub> unterstützt die Adsorption die Verringerung der Konzentration von freien Kationen und wirkt sich somit stabilisierend auf die Konzentration aus [18], [19]. Dies wird beispielsweise auch bei den Metallen Eisen und Aluminium beobachtet, wodurch sich möglicherweise eine Relativierung der Kationen-Freisetzung ergibt [20]. Insgesamt wird eine komplexe Interaktion aller Prozesse (Desorption/Adsorption, Lösung/Ausfällung) beobachtet, welche sehr stark von der Gesteinszusammensetzung des Aquifers abhängt [22].

## 5. Aktuelle Forschung der Autoren zu diesem Thema

Wie schon eingangs erwähnt, befindet sich die Forschung zu Auswirkungen der unterirdischen Gasspeichertechnologien auf das Grundwasser noch ziemlich am Anfang. Die vorherigen Abschnitte dieses Beitrags zeigen, dass es bereits einige relevante Studien gibt. Sie zeigen aber vor allem, dass noch viel Forschungsbedarf besteht und detaillierte Vorhersagen selbst im Einzelfall aufgrund der enormen Komplexität der Prozesse äußerst schwierig sind. Es kommt hinzu, dass Daten (oder Modellparameter), sowohl hydraulische als auch geochemische, erfahrungsgemäß nur begrenzt verfügbar sind.

Der Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung arbeitet bereits seit mehr als zehn Jahren an der Entwick-

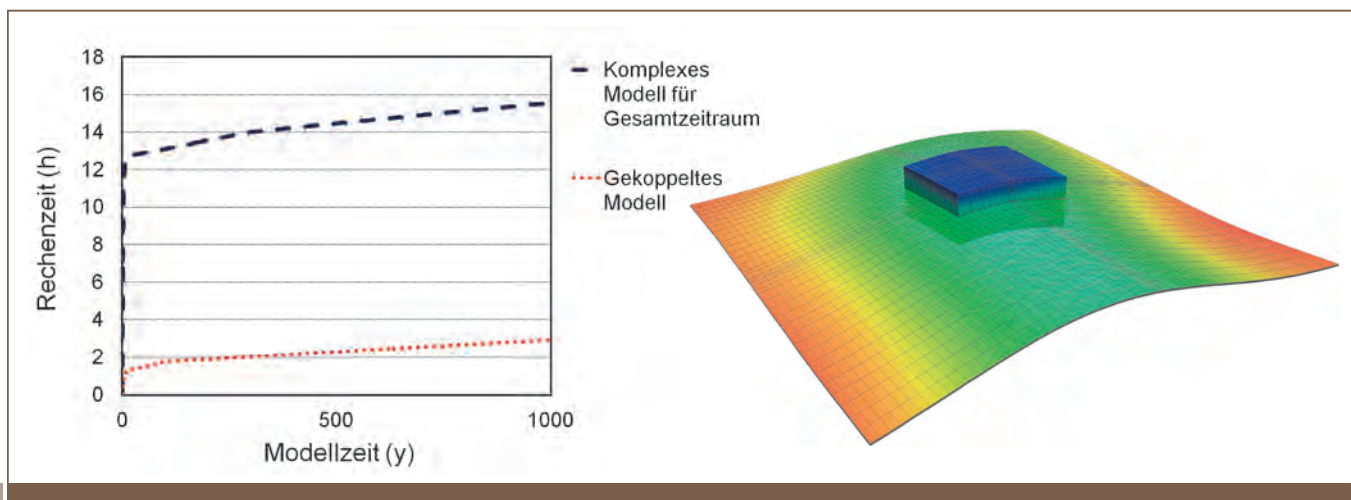
lung von Modellkonzepten und Simulationswerkzeugen, um die Prozesse bei der Speicherung von Gasen im Untergrund bzw. allgemein deren Migration durch den Untergrund zu beschreiben. Dabei liegt der spezielle Fokus auf der Modellierung von Mehrphasenströmungen durch poröse Medien. Aktuelle Arbeiten umfassen dabei einerseits eine Verbesserung der Prozessgenauigkeit und die Anwendung der Modelle auf großer Skala, andererseits die Einbeziehung von Unsicherheiten auf verschiedenen Ebenen.

### 5.1 Modellkopplung als effiziente Methode zur Simulation auf großen Zeit- und Raumskalen

Die Beschreibung der Auswirkungen von CO<sub>2</sub> Speichervorhaben auf das großskalige Fließgeschehen im Salzwasseraquifer und in angrenzenden Schichten erfordert die Simulation sehr großer Gebiete (bis zu 100 km in lateraler Ausdehnung). Für die Beschreibung des Langzeitverhaltens des injizierten CO<sub>2</sub> ist häufig eine Simulation von Zeiträumen bis zu 1000 Jahren erforderlich. Im Zusammenhang mit der Komplexität der physikalischen Prozesse führt dies zu einem großen rechnerischen Aufwand, so dass in der Regel mit vereinfachten Modellen gearbeitet werden muss.

Eine Möglichkeit, diese Einschränkungen teilweise zu umgehen und auch auf großen Skalen alle relevanten Prozesse zu beschreiben, stellt die Modellkopplung dar [23]. Dabei wird die Tatsache ausgenutzt, dass sich die dominierenden physikalischen Prozesse über die Zeit und im Raum ändern. Dadurch können Teilgebiete bzw. zeitliche Perioden mit unterschiedlichen Modellen beschrieben werden. Für die Gesamtsimulation kann dann anstelle eines Modells, das die gesamte Komplexität abdeckt, eine Kombination aus miteinander gekoppelten Modellen verwendet werden. Auf diese Weise können zum Beispiel die Auswirkungen geomechanischer und hydraulischer Prozesse im Nahfeld des Injektionsbrunnens auf das großräumige Fließgeschehen im Fernfeld effizient ohne Vernachlässigung relevanter Prozesse simuliert werden.





Das linke Bild zeigt einen Rechenzeitvergleich zwischen einem zeitlich sequentiell gekoppelten Modellansatz mit jeweils an die variierenden Erfordernisse adaptierter Modellkomplexität und einem Referenzmodell, das die volle Komplexität über die gesamte Berechnungsdauer beschreibt. Der Rechenzeitgewinn ist offensichtlich. Das rechte Bild zeigt ein Gitter für ein räumlich gekoppeltes Modell. Im Nahfeld der Injektion werden dabei mehrere Schichten des vertikalen geologischen Aufbaus berücksichtigt, um geomechanische Prozesse zu beschreiben, während im Fernfeld nur der Speicherhorizont selber modelliert wird.

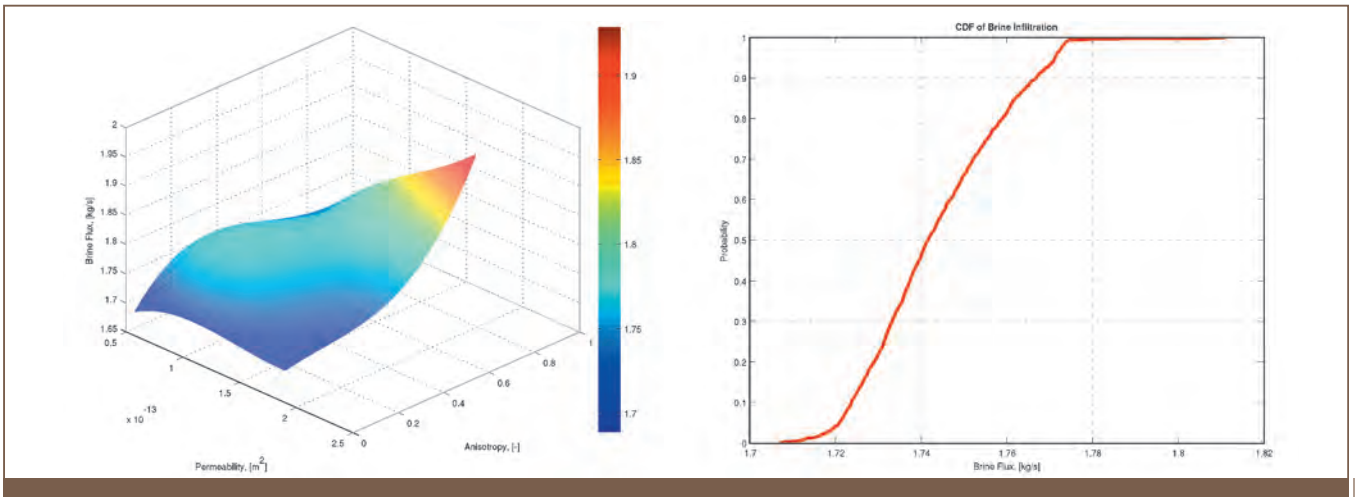
## 5.2 Konzepte zur Risikoabschätzung für Systeme mit Unsicherheiten auf unterschiedlichen Ebenen

Die Abschätzung der bereits beschriebenen Risiken wie CO<sub>2</sub>-Leckage [24] und Lösung von CO<sub>2</sub> im Grundwasser oder Salzwasser-Verdrängung und -infiltration in Grundwasserleiter und deren Auswirkungen auf das Grundwasser ist ein wichtiger Bereich der Forschungsarbeiten für die CO<sub>2</sub>-Speicherung. Fehlende Daten im geologischen Aufbau, aber auch Vereinfachungen in den Modellen führen zu Unsicherheiten, die für die Risikobetrachtung berücksichtigt werden müssen. Die unterschiedlichen Ebenen von Unsicherheiten (zum Beispiel statistische Unsicherheiten oder Unsicherheiten durch die Auswahl der Modellszenarien [25]) müssen identifiziert, eingeordnet und schließlich untersucht werden. Es werden ganzheitliche Methoden entwickelt, um die Risiken auf den verschiedenen Ebenen abzuschätzen. Dabei wird einerseits der am Lehrstuhl entwickelte numerische Simulator Dumux ([www.dumux.org](http://www.dumux.org)) verwendet, dessen Leistungsfähigkeit für Strömungs- und Transportprozesse bei der Gasspeicherung bereits in einer internationalen Vergleichsstudie nachgewiesen wurde [26]; andererseits werden statistische Methoden wie die Integrative Probabilistic Collocation Method [27] eingesetzt. Zusätzlich werden analytische Abschätzungen angewendet, um zum Beispiel Vorgänge wie das Einströmen von Salzwasser in grundwasserführende Schichten aufgrund Druckabsenkungen durch Trinkwasserförderung zu untersuchen.

## 5.3 Modellierung des Kalk-Kohlensäure-Gleichgewichts als Grundlage für pH-Wert abhängige Prozesse

Wie in den Kapiteln zuvor bereits ausführlich erläutert, führt die Injektion von CO<sub>2</sub> in den Untergrund zur Entstehung von Kohlensäure in der wässrigen Phase und in der Folge zu einem Abfall des pH-Werts. Dies kann weitreichende Folgen für die lokale Geochemie haben, da die chemischen Prozesse eine starke Abhängigkeit zum pH-Wert aufweisen. Die Stärke des pH-Abfalls wird maßgeblich vom Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht beeinflusst. Das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht ist das dominante Puffersystem im Untergrund. Wird CO<sub>2</sub> als Phase injiziert, sind die Konzentrationen von CO<sub>2</sub> und HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> in der angrenzenden wässrigen Phase stark erhöht. Mineralien die Karbonate enthalten, wie z.B. Calcit oder Dolomit lösen sich auf und verhindern somit ein starkes Abfallen des pH-Werts, man spricht von einem gepufferten System. Ein erniedrigter pH-Wert macht die wässrige Phase stark korrosiv, was sich nachteilig auf die Brunnenkonstruktion (Zement, Stahlrohr) auswirken kann. Durch das veränderte Milieu können auch schwermetallhaltige Mineralien aufgelöst oder adsorbierte Schwermetalle desorbiert werden. Die Schwermetalle sind somit mobil und können sich im Grundwasser ausbreiten.

Während die geochemischen Prozesse im Allgemeinen nahezu beliebige Komplexität erreichen können und die exakte lokale Zusammensetzung der Geochemie üblicherweise nur unzulänglich bekannt ist, ist die Modellierung des pH-Werts doch



O4

eine wichtige Voraussetzung, um Milieuv Veränderungen und deren Folgen zumindest qualitativ besser einzuschätzen. Es soll deshalb ein einfaches geochemisches Modell in den Simulator Dumux [28] integriert werden, das in der Lage ist, die hydraulischen Prozesse und die für das Kalk-Kohlensäure-Gleichgewicht relevanten Prozesse gemeinsam zu beschreiben. Dies kann dann die Grundlage sein, um nachfolgend detailliertere Untersuchungen für pH-Wert abhängige Problemstellungen durchzuführen.

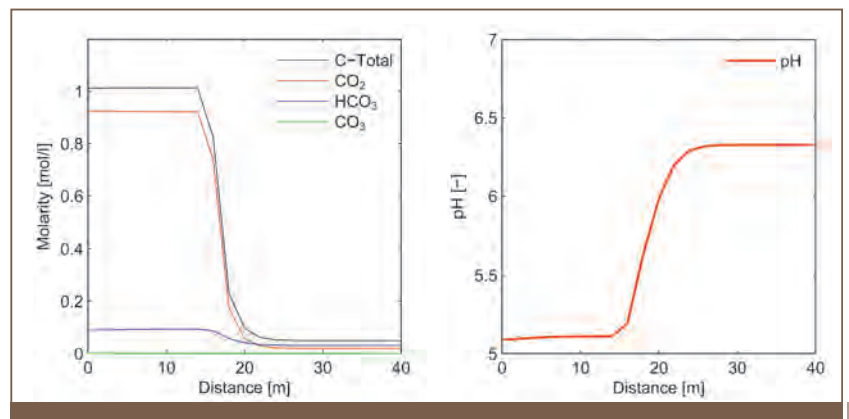
6. Fazit und Ausblick

Eine klimarelevante Einführung der CCS-Technologie müsste in einem sehr großen Stil erfolgen. Weltweit wäre eine große Zahl von Speicherprojekten erforderlich. Die Erfahrungen, vor allem in Deutschland, zeigen aber, dass es zunehmend schwierig wird, in der Gesellschaft Großprojekte und neue Technologien durchzusetzen. In diesem Beitrag wurde der Stand des Wissens sowie aktuelle Forschung vor allem aus technischer Sicht wiedergegeben, d.h. aus der Sicht von Ingenieuren und Wissenschaftlern, die sich intensiv mit der Materie befassen und Expertenwissen besitzen. Um einen gesellschaftlichen Konsens zu erreichen, müssen aber vor allem soziologische Aspekte mit berücksichtigt werden. Dies beinhaltet insbesondere die Kommunikation komplexer Sachverhalte und Erkenntnisse mit Entscheidungsträgern und nichtstaatlichen Organisationen (z.B. Umweltverbänden). Die Arbeitsgruppe CO<sub>2</sub>-Speicherung arbeitet inzwischen im Rahmen des Exzellenz-Clusters Simulation Technology auf dem

Gebiet der CO<sub>2</sub>-Speicherung mit der Gruppe des Stuttgarter Sozialwissenschaftlers und Risikoforschers Prof. Ortwin Renn zusammen. Diese Kooperation wurde weiterentwickelt in ein gemeinsames Projekt, in dem auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover eingebunden ist, und das voraussichtlich im Frühjahr 2012 beginnt. Darin sollen die Auswirkungen von Salzwassermigration, Gefährdung von Trinkwasservorkommen und gesellschaftliche Akzeptanz in einem technischen und sozialwissenschaftlichen Ansatz erforscht werden.

Während der Schwerpunkt dieses Beitrags sich mit Folgen der CO<sub>2</sub>-Injektion in geologische Formationen beschäftigt, sind die zu Grunde liegenden physikalischen/

Auswertung von Risiken mit Hilfe der Integrative Probabilistic Collocation Method (Oladyshkin et al., 2011). Das linke Bild zeigt exemplarisch den „Schaden“ (hier den Salzwasserzufluss in einen Trinkwasseraquifer) in Abhängigkeit von den Parametern Permeabilität (Durchlässigkeit) und Anisotropie des Gesteins. Das rechte Bild stellt dar, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein bestimmter Salzwasserzufluss unter- bzw. überschritten wird.



O5

geochemischen Prozesse, und damit auch die Modellierungsansätze, bei anderen Nutzungen des Untergrunds sehr ähnlich, zum Beispiel bei der Erdgasspeicherung, der Geothermie oder auch der Endlagerung radioaktiver Abfälle. Es scheint daher geboten, konkurrierende Nutzungsarten

Die Diagramme zeigen die Ausbreitung von in Wasser gelöstem CO<sub>2</sub> (Injektion bei 0m) und den daraus resultierenden pH-Wert Abfall (rechts) in einem gepufferten System. C-Total besteht hierbei aus der Summe aller gelösten C-Spezies (CO<sub>2</sub>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> und CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>).

im Untergrund aufeinander abzustimmen. Dazu müssen Einflussradien und Ausschlusskriterien entwickelt werden. Auch auf diesen Aspekten wird ein Schwerpunkt künftiger Forschungstätigkeit der Arbeitsgruppe liegen.

• Holger Class  
Kathrin Brauer, Alexander Kissinger  
Lena Walter, Melanie Darcis  
Bernd Flemisch, Anozie Ebigbo

## Literatur

- NICOT, J. P. Evaluation of large-scale CO<sub>2</sub> storage on fresh-water sections of aquifers: An example from the Texas Gulf Coast Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2, Oktober 2008, Bd. 4, S. 582–593.
- SCHÄFER, F., et al., et al. The regional pressure impact of CO<sub>2</sub> storage: a showcase study from the North German Basin. *Environmental Earth Sciences*. 2011. In Press.
- BIRKHOLZER, Jens T. und ZHOU, Quanlin. Basin-scale hydrogeologic impacts of CO<sub>2</sub> storage: Capacity and regulatory implications. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 3, Dezember 2009, Bd. 6, S. 745–756.
- BIRKHOLZER, Jens T., ZHOU, Quanlin und TSANG, Chin-Fu. Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 3, März 2009, Bd. 2, S. 181–194.
- YAMAMOTO, Hajime, et al., et al. Numerical investigation concerning the impact of CO<sub>2</sub> geologic storage on regional groundwater flow. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 3, September 2009, Bd. 5, S. 586–599.
- PERSON, M., et al., et al. Assessment of basin-scale hydrologic impacts of CO<sub>2</sub> sequestration, Illinois basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 4, 2010, Vol. 5, pp. 840–854.
- ZHOU, Q., et al., et al. Modeling basin- and plume-scale processes of CO<sub>2</sub> storage for full-scale deployment. *Ground Water*. 48, 2010, Vol. 4, pp. 494–514.
- GAUS, Irima. Role and impact of CO<sub>2</sub>-rock interactions during CO<sub>2</sub> storage in sedimentary rocks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 4, Januar 2010, Bd. 1, S. 73–89.
- DAMEN, K., FAAIJ, A. und TURKENBURG, W. Health, safety and environmental risks of underground CO<sub>2</sub> storage – Overview of mechanisms and current knowledge. *Climatic Change*. 74, Januar 2006, Bde. 1–3, S. 289–318.
- NEWMARK, R. L., FRIEDMANN, S. J. und CARROL, S. A. Water Challenges for Geologic Carbon Capture and Sequestration. *Environmental Management*. 45, April 2010, Bd. 4, S. 651–661.
- MICHAEL, K., et al., et al. CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers I-Current state of scientific knowledge. *Energy Procedia*. 1, Februar 2009, Bd. 1, S. 3197–3204.
- WILKIN, R. T. und DIGIULIO, D. C. Geochemical Impacts to Groundwater from Geologic Carbon Sequestration: Controls on pH and Inorganic Carbon Concentrations from Reaction Path and Kinetic Modeling. *Environmental Science & Technology*. 44, Juni 2010, Bd. 12, S. 4821–4827.
- WANG, Sookyun und JAFFE, Peter R. Dissolution of a mineral phase in potable aquifers due to CO<sub>2</sub> releases from deep formations: effect of dissolution kinetics. *Energy Conversion and Management*. 45, November 2004, Bde. 18–19, S. 2833–2848.
- KHARAKA, Y. K., et al., et al. Potential environmental issues of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers: Geochemical results from the Frio-I Brine Pilot test, Texas, USA. *Applied Geochemistry*. 24, Juni 2009, Bd. 6, S. 1106–1112.
- LITTLE, Mark G. und JACKSON, Robert B. Potential Impacts of Leakage from Deep CO<sub>2</sub> Geosequestration on Overlying Freshwater Aquifers. *Environmental Science & Technology*. Oktober 2010.
- SMYTH, Rebecca C., et al., et al. Assessing risk to fresh water resources from long term CO<sub>2</sub> injection-laboratory and field studies. *Energy Procedia*. 1, Februar 2009, Bd. 1, S. 1957–1964.
- ASSAYAG, N., et al., et al. Water-rock interactions during a CO<sub>2</sub> injection field-test: Implications on host rock dissolution and alteration effects. *Chemical Geology*. 265, Juli 2009, Bde. 1-2, S. 227–235.
- ZHENG, L. G., et al., et al. On mobilization of lead and arsenic in groundwater in response to CO<sub>2</sub> leakage from deep geological storage. *Chemical Geology*. 268, November 2009, Bde. 3-4, S. 281–297.
- APPS, John A., et al., et al. Identification of thermodynamic controls defining the concentrations of hazardous elements in potable ground waters and the potential impact of increasing carbon dioxide partial pressure. *Energy Procedia*. 1, Februar 2009, Bd. 1, S. 1917–1924.
- LU, J. M., et al., et al. Potential risks to freshwater resources as a result of leakage from CO<sub>2</sub> geological storage: a batch-reaction experiment. *Environmental Earth Sciences*. 60, März 2010, Bd. 2, S. 335–348.
- KHARAKA, Y. K., et al., et al. Changes in the chemistry of shallow groundwater related to the 2008 injection of CO<sub>2</sub> at the ZERT field site, Bozeman, Montana. *Environmental Earth Science*. 60, März 2010, Bd. 2, S. 273–284.
- Zheng, L, et al., et al. Reactive transport simulations to study groundwater quality changes in response to CO<sub>2</sub> leakage from deep geologic storage. *Energy Procedia*. 1, 2009, Vol. 1, pp. 1887–1894.
- DARCIS, M., et al., et al. Sequential model coupling for feasibility studies of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers. *Oil & Gas Science and Technology –*

## DIE AUTOREN

DIE AUTOREN hinten v.l.: Alexander Kissinger, Holger Class, Melanie Darcis, Bernd Flemisch; vorne v.l.: Lena Walter, Kathrin Brauer

**Kontakt**

Universität Stuttgart, Institut für Wasser- und Umweltsystemmodellierung, Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung  
Pfaffenwaldring 61, D-70569 Stuttgart  
Tel. 0711/685-64749  
Fax 0711/685-60430  
E-Mail: holger.class@iws.uni-stuttgart.de  
Internet: <http://www.hydrosys.uni-stuttgart.de>

Rev. IFP Energies nouvelles. 66, 2011, Vol. 1, pp. 93–103.

24. KOPP, A., et al., et al. A contribution to risk analysis for leakage through abandoned wells in geological CO<sub>2</sub> storage. *Advances in Water Resources*. 33, 2010, Vol. 8, pp. 867–879.
25. WALKER, W., et al., et al. Defining uncertainty: a conceptual basis for uncertainty management in model-based decision support. *Integrated Assessment*. 4, 2003, pp. 5–17.
26. CLASS, H., et al., et al. A benchmark study on problems related to CO<sub>2</sub> storage in geological formations. *Computational Geosciences*. 13, 2009, pp. 409–434.
27. OLADYSHKIN, S., et al., et al. An integrative approach to robust design and probabilistic risk assessment for CO<sub>2</sub> storage in geological formations. *Computational Geosciences*. 15, 2011, Vol. 3, pp. 565–577.
28. FLEMISCH, B., et al., et al. DuMux: DUNE for multi- $\{$ phase, component, scale, physics, ... $\}$  flow and transport in porous media. *Advances in Water Resources*. 2011. In Press, Corrected Proof, Online verfügbar 9 April 2011.

**DR.-ING. HOLGER CLASS** studierte von 1992 bis 1997 an der Universität Stuttgart Bauingenieurwesen, promovierte dann an der Technischen Universität Braunschweig im Jahr 2000. Seitdem arbeitet er wieder an der Universität Stuttgart und habilitierte sich dort im Jahr 2008. Er ist verantwortlich für die Arbeitsgruppe CO<sub>2</sub>-Speicherung innerhalb des Lehrstuhls für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung.

**CAND.-ING. KATHRIN BRAUER** studiert seit 2006 an der Universität Stuttgart Bauingenieurwesen und absolvierte 2009 im Rahmen des Austauschprogramms zwischen dem Institut für Wasser- und Umweltsystemmodellierung und dem Department of Earth Sciences der University of Waterloo, Kanada einen Studienaufenthalt. Seit November 2010 arbeitet sie als studentische Hilfskraft am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung.

**DIPL.-ING. ALEXANDER KISSINGER** studierte von 2005 bis 2011 an der Universität Stuttgart Umweltschutztechnik. Seit September 2011 arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung.

**DIPL.-ING. LENA WALTER** studierte von 2003 bis 2008 an der Universität Stuttgart Umweltschutztechnik und arbeitet seitdem am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung als wissenschaftliche Mitarbeiterin.

**DIPL.-ING. MELANIE DARCIS** studierte von 2001 bis 2007 an der Universität Stuttgart Umweltschutztechnik. Seitdem ist sie als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung angestellt.

**DR. RER. NAT. BERND FLEMISCH** studierte Mathematik von 1997 bis 2001 an der Universität Augsburg und der Iowa State University. Zwischen 2001 und 2006 war er wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Stuttgart und promovierte dort Ende 2006 im Bereich Angewandte Mathematik. Seit 2007 ist er am Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung tätig und leitet dort die Entwicklung der lehrstuhleigenen Open-Source-Simulationssoftware Dumux ([www.dumux.org](http://www.dumux.org)).

**DR.-ING. ANOZIE EBIGBO** (nicht auf dem Bild) studierte Bauingenieurwesen an der Universität Stuttgart und promovierte hier im Jahr 2009.