

Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen

Stefan Knopf, Franz May, Christian Müller und Johannes Peter Gerling

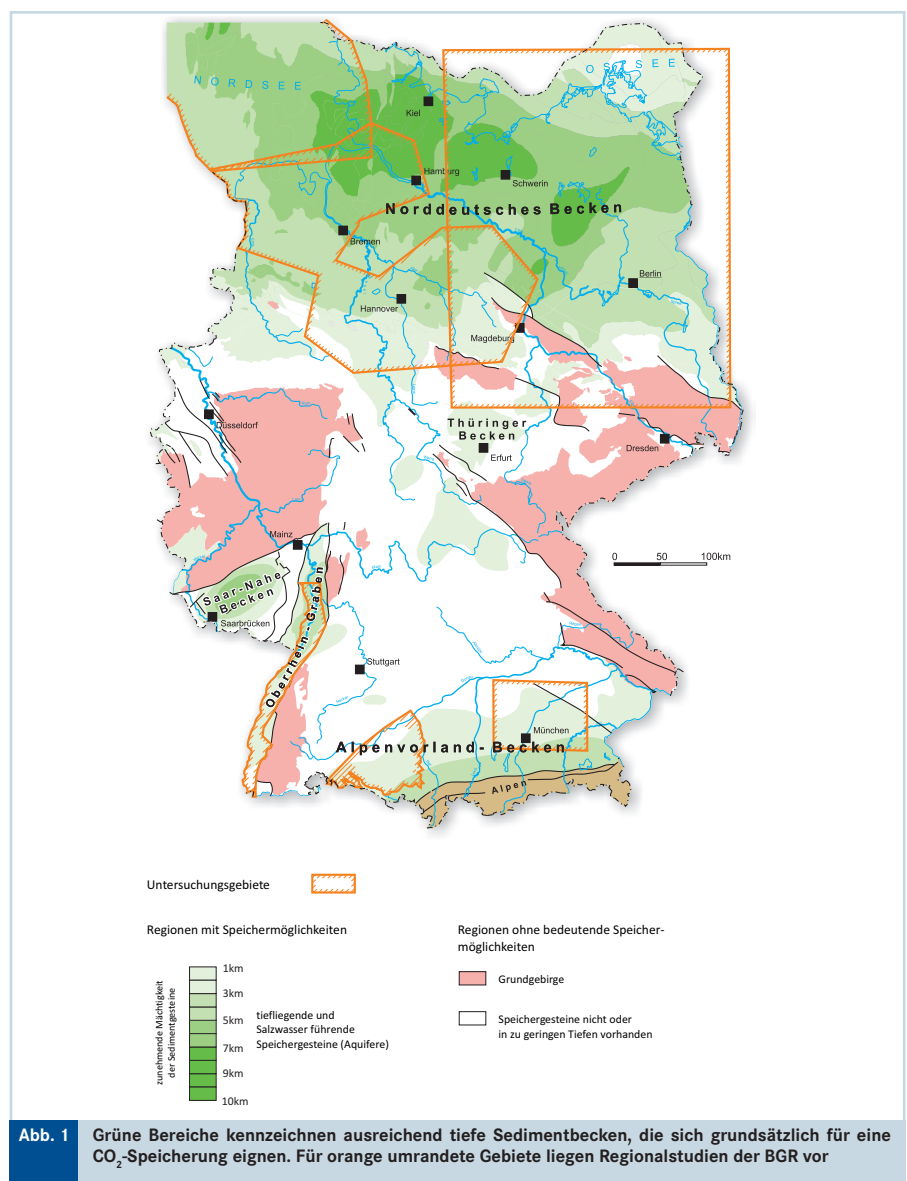
Die Abtrennung von CO₂ aus Verbrennungsgasen und eine nachfolgende Speicherung in Gesteinsschichten in mehr als 800-1 000 m Tiefe ist eine der Optionen zur Minderung der Treibhausgasemissionen. In Deutschland werden pro Jahr insgesamt etwa 375 Mio. t CO₂ aus großen industriellen Punktquellen emittiert, die jeweils mit mehr als 1 Mio. t/a zur Emissionslast beitragen. Die Neuberechnung ergibt, dass in tiefen salinaren Aquiferen ausreichend Speicherraum für einen klimawirksamen Anteil der CO₂-Emissionen aus den großen Punktquellen für weit mehr als eine Kraftwerksgeneration vorhanden ist.

Dass die CO₂-Speicherung eine zentrale Rolle in den internationalen Klimaschutzbemühungen spielen kann, ist inzwischen unbestritten (siehe z. B. [1]). In Deutschland sind nur zwei CO₂-Speichertypen relevant, nämlich erschöpfte Erdgasfelder und saline Aquifere.

Letztere sind soleführende und poröse Gesteinsschichten im tiefen Untergrund, die von Barrieregesteinen überlagert werden. Diese verhindern ein Entweichen des CO₂. Die großen Erdgasfelder, mit einem kumulierten Speichervolumen von 2,75 Mrd. t CO₂, haben durch ihre Existenz über Millionen Jahre das Rückhaltevermögen für Erdgas und Kondensat bereits nachgewiesen. Speichervolumina und -eigenschaften sind durch die Fördergeschichte gut bekannt. Dabei wären alte, bereits verfüllte Förderbohrungen ggf. aufzuwältigen und für den Zweck der CO₂-Speicherung erneut abzudichten.

Geowissenschaftler der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) haben in den letzten Jahren anhand von Regionalstudien die CO₂-Speicherkapazität in salinaren Aquiferen in Deutschland fortlaufend konkretisiert. Stufenweise kann so der Kenntnisstand über die Speicherkapazitäten verdichtet werden. Eine erste Extrapolation von Abschätzungen der CO₂-Speicherkapazität im Alpenvorland-Becken und im Oberrheingraben hatte im Jahr 2003 die Speicherkapazität für Deutschland insgesamt auf 33 ± 10 Mrd. t CO₂ beziffert [2]. Auf Basis einer weiteren Regionalstudie in Nordostdeutschland wurde die Kapazitätsabschätzung im Jahr 2005 auf 20 ± 8 Mrd. t CO₂ aktualisiert [3].

Inzwischen hat die BGR weitere regionale Studien erstellt. In die Betrachtung lässt



sich nun auch der deutsche Nordseesektor miteinbeziehen. Dabei wurden auch standortbezogene Speichereigenschaften wie die flächenhafte Ausdehnung des Speichers,

die Mächtigkeit des Speicherhorizontes und die Porosität erfasst. Dadurch ist die BGR jetzt in der Lage, für Standorte in den bisher untersuchten Gebieten mittels Monte-

Carlo-Simulationen als Zwischenstand der laufenden Untersuchungen eine neue Kapazitätspotenzialberechnung vorzulegen. Diese ermöglicht die Berücksichtigung von Unsicherheiten einzelner Parameter und die Angabe von Wahrscheinlichkeiten für das Berechnungsergebnis.

Vorkommen und Ausbildung salinärer Aquifere

Für die CO₂-Speicherung nutzbare saline Aquifere sind in Deutschland an die großen Sedimentbecken mit ausreichenden Tiefen gebunden. Das größte Sedimentbecken ist das Norddeutsche Becken mit einer maximalen Sedimentmächtigkeit von mehr als 10 km und einer Verbreitung im gesamten Norddeutschen Raum. Es birgt den größten Anteil der CO₂-Speicherkapazität in Deutschland (Abb. 1). Darüber hinaus gibt es Speicherpotenziale im Alpenvorland-Becken, im Oberrheingraben, im Saar-Nahe Becken, im Thüringer Becken, im Münsterländer Kreidebecken und im Fränkischen Becken.

Durch die Mobilisierung tiefliegender Salzgesteine kam es in der geologischen Vergangenheit im Norddeutschen Becken zur Ausbildung von Salzstöcken und Salzkissen – gleichzeitig wurden die darüber liegenden Gesteinsschichten, inklusive der Aquifere, deformiert. Für die Speicherung von CO₂ in salinaren Aquifere werden bevorzugt die Antiklinalen (Aufwölbungen) oberhalb der Salzkissen in Betracht gezogen. In einer Speicherstruktur wird das Speichergestein (z. B. ein Sandstein) von einem Barrieregestein (Ton- oder Salzgestein) überlagert. Dabei müssen Speicher- und Barriereformation strukturell so angeordnet sein, dass sich das CO₂ aufgrund seines natürlichen Auftriebs im Top der Struktur sammelt und ein vertikales und laterales Entweichen des CO₂ verhindert wird. Die Speicherkapazität in einer derartigen Struktur entspricht dem Porenvolumen des Reservoirgesteins zwischen dem Scheitel und der Basis (Spillpoint).

Abb. 2 zeigt einen schematischen Schnitt durch das Norddeutsche Becken mit Antiklinalstrukturen (Aufwölbungen) nach [4]. Salinare Aquifere (gepunktete gelbe Schichten) bilden oberhalb der Salzkissen geschlossene potenzielle Speicher für CO₂

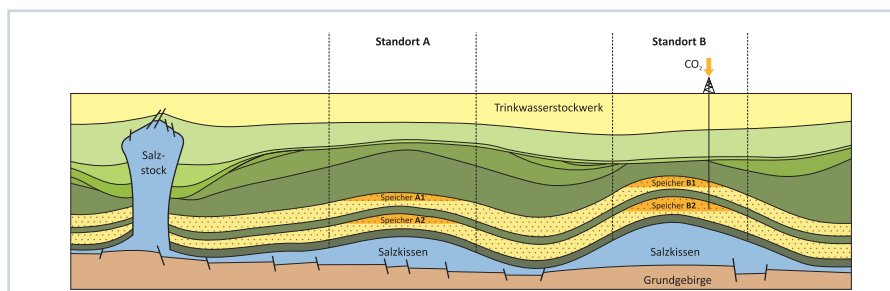


Abb. 2 Schematischer Schnitt durch das Norddeutsche Becken mit Antiklinalstrukturen (Aufwölbungen). Dargestellt ist ein Multi-Speicher-Konzept

(orange eingefärbt). Beide Antiklinalen (Standorte A und B) enthalten im Schema jeweils zwei übereinander angeordnete Speicher (Multi-Speicher-Konzept).

Der Schwerpunkt der BGR-Arbeiten liegt in der vorliegenden Arbeit in der Abschätzung des CO₂-Speicherpotenzials in solchen Antiklinalstrukturen. Eine andere, bisher seltener erwogene Option ist die Injektion des CO₂ in die Aquiferebereiche in den Senken (Synklinalen) zwischen Antiklinalstrukturen [5] – in diesem Fall kann sich das CO₂ über einen weiteren Bereich bis in die benachbarten Antiklinalen ausbreiten. Das vollständige Inventar aller Salzstrukturen in Norddeutschland wurde 2008 publiziert [6].

Regionalstudien als Basis der Bewertung

In den vergangenen Jahren wurde von der BGR im Rahmen mehrerer Regionalstudien das CO₂-Speicherpotenzial in Speicherstrukturen abgeschätzt. Die Ergebnisse dieser Studien bilden die Grundlage für das hier mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation bewertete CO₂-Speicherpotenzial. Nachfolgend werden die einzelnen Regionalstudien kurz vorgestellt und auf den heterogenen Kenntnisstand hingewiesen.

Für eine Abschätzung der Speicherkapazität in Baden-Württemberg standen Datensätze mit regional unterschiedlicher Datendichte und Qualität über Verbreitung, Mächtigkeit und Eigenschaften der Gesteinsschichten zur Verfügung. Für den Nördlichen Oberrheingraben, etwa zwischen Karlsruhe und Mannheim, ist der Aufbau des Untergrundes durch viele Erdölerkundungsbohrungen gut bekannt. Weniger gut bekannt sind der südliche Oberrheingraben und der schwäbi-

sche Anteil am Alpenvorland-Becken. Aus den regionalen Schichtenfolgen wurden die prinzipiell als Speichergesteine in Frage kommenden Schichten ausgewählt und deren Porenvolumen berechnet. Dabei wurden keine Einzelstrukturen untersucht, sondern pauschal angenommen, dass sich 5 % des Porenvolumens der Aquifere in geeigneten Fallenstrukturen befindet.

In den nachfolgend dargestellten Untersuchungsgebieten erfolgte dagegen die Bewertung einzelner Speicherstrukturen über ihre flächenhafte Ausdehnung, Mächtigkeit der Speicherhorizonte und Speichergesteinsporosität. Grundlagen hierfür waren der „Geotektonische Atlas von Nordwest Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor“ von 2001 [4], der „Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik“ von 1984 [7] sowie der „Bayerische Geothermieatlas“ von 2004 [8].

Im östlichen Alpenvorland-Becken richtete sich die Untersuchung auf saline Aquifere aus dem Tertiär und dem Mesozoikum in Tiefen von mehr als 1 000 m. Dabei sollten die Speicherformationen eine kumulierte Sandsteinmächtigkeit von mindestens 10 m aufweisen. Im Untersuchungsraum sind neun potenzielle Speicher an sieben Standorten identifiziert und erfasst worden. Abschließend wurden die Kapazitäten für sämtliche Speicher ohne Anwendung weiterer einschränkender Kriterien berechnet.

Das östliche Norddeutsche Becken wurde mit dem Ziel evaluiert, für ein virtuelles Kraftwerk Antiklinalstrukturen mit Speicherkapazitäten von mehr als 400 Mio. t zu identifizieren. Untersucht wurden saline Aquifere des Mesozoikums in Tiefen zwischen 800 m und 4 000 m. Die Min-

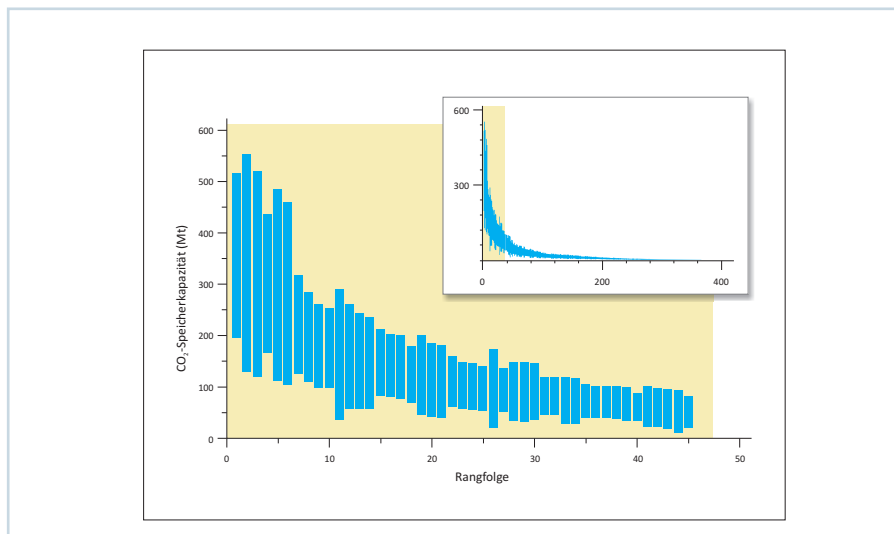


Abb. 3 Rangfolge der 45 Speicher mit einem Medianwert von mindestens 50 Mio. t als Teilmenge aller untersuchten 408 Speicher (kleine Abb.)

destanforderungen an die potenziellen Speicherstrukturen waren eine kumulierte Sandsteinmächtigkeit von 20 m und Porositäten von 20 %. Insgesamt ließen sich 27 potenzielle Speicher an 24 Standorten ermitteln. Nicht eingeflossen in die Bewertung ist bspw. der potenzielle Speicherhorizont Rotliegend von Nordostdeutschland.

Der westliche Teil des Norddeutschen Beckens wurde im Rahmen einiger Regionalstudien daraufhin untersucht, geeignete Speicherstrukturen (zumeist Antiklinalstrukturen) zu identifizieren, grob zu charakterisieren und ihre CO₂-Speicherkapazität zu bewerten. Es wurden die salinaren Aquifere des Mesozoikums und des jüngeren Paläozoikums in Tiefen zwischen 1 000 m und ca. 4 000 m untersucht. Dabei sollten die Speicherformationen eine kumulierte Sandsteinmächtigkeit von mindestens 10 m aufweisen. Berechnet wurden die Kapazitäten nur für Strukturen mit einer flächenhaften Ausdehnung von mindestens 10 km². Insgesamt wurden 96 potenzielle Speicher an 74 Standorten identifiziert.

Im deutschen Sektor der Nordsee wurden potenzielle Speicherstrukturen in salinaren Aquiferen erfasst und ihre Speicherkapazitäten rechnerisch bewertet. Der nordwestlichste Teil des Sektors (der sog. „Entenschnabel“) war bisher nicht Gegenstand der Untersuchung. Zwischen Schichten des späten Paläozoikums und des Tertiärs wurden in Tiefen zwischen 800 und mehr

als 5 500 m fünf geologische Horizonte als potenzielle Speicher in Betracht gezogen: Oberes Rotliegend, Mittlerer Buntsandstein, Keuper, Jura und Mittleres Eozän. Insgesamt ließen sich 262 potenzielle Speicher an mehr als 100 Standorten identifizieren. Bei der Berechnung der Speicherkapazität konnten aufgrund der geringen Datendichte keine weiteren Ausschlusskriterien angewandt werden. Das größte Potenzial besteht in den möglichen Speichern des Mittleren Buntsandsteins.

Berechnung der CO₂-Speicherkapazitäten

Die ersten Abschätzungen zur CO₂-Speicherkapazität in Deutschland basierten auf dem theoretischen Potenzial anhand einer flächenhaften Bewertung von möglicherweise geeigneten Aquiferformationen. Auf Grundlage der aus ersten Regionalstudien erzielten Ergebnisse erfolgte dann eine Extrapolation auf die Gesamtverbreitung der tiefen Sedimentbecken (Mächtigkeit > 1 000 m) in Deutschland [2, 3].

Für die hier vorgestellten Untersuchungsgebiete Norddeutschland, Nordsee und östliches Alpenvorland-Becken wurden potenzielle Speicherstrukturen identifiziert. Das Speicherpotenzial im Oberrheingraben und im westlichen Alpenvorland-Becken dagegen ist bisher nicht speicherstruktur-spezifisch ermittelt worden. Dort wurde unter Verwendung eines angenommenen

regionalen Speicherstrukturanteils von 5 % eine Abschätzung des strukturspezifischen Speicherpotenzials vorgenommen.

Die Berechnung der CO₂-Speicherkapazität erfolgte nach der Formel:

$$K = A * M * \theta * \rho * E$$

Hierbei gilt: K = CO₂-Speicherkapazität; A = flächenhafte Ausdehnung des Speichers bis zum Spillpoint; M = Nettomächtigkeit der Speicherformation; θ = Porosität des Speichergesteins; ρ = CO₂-Dichte; E = Flutungseffizienz.

Dieses Berechnungsprinzip findet mittlerweile in dieser oder ähnlicher Form auch international Verwendung [9]. Es berücksichtigt ausschließlich den volumetrischen Anteil der Speicherkapazität – also die Masse an CO₂, die im Porenvolumen des Speichergesteins Platz hätte – unter Vernachlässigung der untergeordneten Lösung von CO₂ im Formationswasser oder der langsamen Umwandlung des gespeicherten CO₂ in Karbonat. Ein kritischer Parameter dieser Formel ist die Flutungseffizienz „E“, die den Anteil des Porenvolumens im Speichergestein angibt, der vom CO₂ effektiv ausgefüllt werden kann. Denn es ist zu erwarten, dass infolge von Heterogenitäten im Speichergestein Teilbereiche des Speichers nicht vom CO₂ erreicht werden und somit nicht zur Speicherkapazität beitragen. Die Flutungseffizienz ist dabei kein ausschließlich gesteinspezifischer Faktor, sondern hängt auch von der technischen Auslegung und der Anzahl der Injektionsbohrungen ab.

Die verwendeten Berechnungsparameter weisen erhebliche Unsicherheiten auf, die z. B. in regional geringer Verfügbarkeit von Informationen zur Tiefengeologie begründet sein können. Teilweise mussten die Parameter daher geschätzt oder angenommen werden (z. B. anhand von weiter entfernt liegenden Bohrungen). Um die Unsicherheiten der berechneten Speicherkapazitäten darstellen zu können, sind für alle Berechnungen Monte-Carlo-Simulationen mit jeweils 10 000 Durchläufen durchgeführt worden. Im Ergebnis wird für jede Berechnung die Speicherkapazität für simulierte Wahrscheinlichkeiten von 90 %, 50 % und 10 % angegeben.

Für die hier erfolgte Bewertung des CO₂-Speicherpotenzials in salinaren Aquiferen in Deutschland sind die Berechnungen der Regionalstudien basierend auf aktuellen Erkenntnissen ergänzt und neu durchgeführt worden. Es handelt sich also um eine methodische Aktualisierung, nicht um eine Konkretisierung aufgrund neuer oder zusätzlicher Basisdaten. Die Parameter Fläche, Mächtigkeit und Porosität sind jeweils mit Fehlerbereich (Normal- oder Gleichverteilung) struktur- oder regionalspezifisch bestimmt worden. Die Berechnung der CO₂-Dichten hingegen erfolgte nur für die Gebiete Nordwestdeutschland und östliches Alpenvorland-Becken strukturspezifisch anhand der lokalen Temperatur- und Druckgradienten. Ansonsten ist ein Wert von $625 \pm 75 \text{ kg/m}^3$ (Normalverteilung) angenommen worden. Der mittlere Effizienzfaktor aller Speicherstrukturen wurde mit einem Wertebereich zwischen 5 % und 20 % angenommen, bei einer schiefen Dreiecksverteilung mit einem Häufigkeitsmaximum zwischen 7,5 % und 8 %. Im Einzelfall ist es durchaus möglich, dass der Effizienzfaktor einer Struktur Werte von mehr als 20 % erreichen kann.

Das Ergebnis der Neubewertung

Die Teilresultate der Regionalstudien wurden für die Ermittlung des hier vorgestellten Gesamtpotenzials zusammengefasst. Dies beinhaltet die Berechnungen für 408 diskrete Speicher aus den Regionen Norddeutschland, deutscher Nordseesektor und östliches Alpenvorland-Becken sowie die flächenhaften Berechnungen je Speichergesteinseinheit mit einem angenommenen Speicherstrukturanteil von 5 % aus den Regionen Oberrheingraben und westliches Alpenvorland-Becken.

Insgesamt ergeben die Berechnungen eine Speicherkapazität von 9,3 Mrd. t CO₂ – mit einer simulierten Wahrscheinlichkeit von 50 % (Medianwert). Bei 90 % Wahrscheinlichkeit beträgt die Speicherkapazität 6,3 Mrd. t und 12,8 Mrd. t bei 10 % Wahrscheinlichkeit.

Die genannte Gesamtspeicherkapazität berücksichtigt nicht das gesamte Bundesgebiet, sondern nur die bisher von der BGR bearbeiteten Untersuchungsgebiete. So sind im Norddeutschen Becken etwa 77 % (Festland ohne Inseln), im Oberrheingraben ca.

63 % und im Süddeutschen Alpenvorland-Becken ca. 44 % der Gesamtfläche der jeweiligen Beckenausdehnung bearbeitet worden. Der deutsche Nordseesektor wurde ohne den sog. „Entenschnabel“ beurteilt. Die bisher noch nicht untersuchten Gebiete in den o. g. Untersuchungsräumen, aber auch bisher nicht betrachtete kleinere Sedi-mentbecken (z. B. Thüringen Becken) lassen zusätzliches Speicherpotenzial erwarten.

Die berechneten Speicherkapazitäten der 408 potenziellen Speicher sind statistisch ausgewertet worden. Auf Basis der Größe der Speicherkapazität (Medianwert) ergab sich eine Rangfolge, die in Abb. 3 in abfallender Reihung aufgeführt ist. Für jeden Speicher ist der Wertebereich der Speicherkapazität zwischen 10 % und 90 % berechneter Wahrscheinlichkeit (blauer Balken) aufgetragen. Von den 408 Speichern weisen 45 eine Speicherkapazität (median) von mehr als 50 Mio. t CO₂ auf. Der Anteil der 45 Speicher an der berechneten Gesamtkapazität liegt bei ca. 65 %. Davon liegen 43 Speicher in Norddeutschland oder in der Nordsee. Weiterhin weisen sieben Speicher eine Kapazität von mehr als 200 Mio. t (median) auf. Fallweise liegen mehrere potenzielle Speicher innerhalb einer Struktur.

Ein Blick nach vorne

Die vorliegende Abschätzung bezieht sich auf das CO₂-Speicherpotenzial in Speicherstrukturen in den bisher untersuchten Gebieten (siehe Abb. 1). Gemeinsam mit den Staatlichen Geologischen Diensten der Bundesländer arbeitet die BGR im Projekt „Speicher-Kataster von Deutschland“ an der für ganz Deutschland systematisch einheitlichen Bewertung des CO₂-Speicherpotenzials. Komplementär dazu erarbeiten die BGR und die Staatlichen Geologischen Dienste der entsprechenden Anrainer-Bundesländer in den kommenden Jahren ein 3D-Untergrundmodell des deutschen Nordseesektors. Erst danach kann eine detaillierte Analyse von Einzelstrukturen – insbesondere unter Heranziehung aller den Staatlichen Geologischen Diensten vorliegenden Ergebnisse bisheriger Explorationstätigkeiten – vorgenommen werden.

Die Mehrzahl der bisher identifizierten potenziellen Speicherstrukturen hat natur-

gemäß eher kleine Kapazitäten. Zukünftig könnten gerade diese für kleine oder mittelgroße Emittenten als standortnahe CO₂-Speicher genutzt werden. Allerdings können diese kleineren Speicherstrukturen durch die Nutzung mehrerer benachbarter Strukturen oder von salinaren Aquiferen in verschiedenen Tiefen auch für die Speicherung großer CO₂-Mengen interessant werden. Möglich wäre es nämlich, bspw. durch eine Injektion in eine strukturelle Mulde mehrere benachbarte Standorte mit kleineren Antiklinalen gleichzeitig zu befüllen (siehe Abb. 2). Auch dies verdeutlicht die erheblichen nach wie vor bestehenden Unwägbarkeiten bei der Bezifferung möglicher Speicherkapazitäten.

Die hier vorgestellten Ergebnisse sind das Resultat einer statischen Betrachtung. Dabei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass eine Injektion von CO₂ in geologische Strukturen ein ggf. über mehrere Jahrzehnte währender dynamischer Vorgang ist. Dabei wird Formationswasser komprimiert und verdrängt sowie das Deckgebirge geomechanisch beansprucht. Hierzu sind später für jeden Standort detaillierte Untersuchungen und numerische Simulationen zur Beurteilung der tatsächlichen Standorteignung erforderlich. Aufgrund der regionalen Druckbeaufschlagung im Aquifer in der Umgebung eines Speichers können nicht alle Strukturen gleichermaßen für die Speicherung von CO₂ genutzt werden. Aussagen über die Größe des hydraulischen Einflussgebietes eines Speichers liefern numerische Simulationen.

Die tatsächlich nutzbare Speicherkapazität wird letzten Endes auch davon abhängen, welche Überdrücke aus geomechanischer oder hydrogeologischer Sicht noch toleriert werden können [10]. Neben all diesen geotechnischen Fakten können zudem sozioökonomische Aspekte – insbesondere die öffentliche Akzeptanz in den Speicherregionen – die Nutzung des verfügbaren Porenvolumens im Untergrund maßgeblich beeinflussen.

Abschließend eine Bemerkung zu der immer wieder aufgeworfenen Frage nach der Reichweite der Speicherkapazitäten in Deutschland. Wenn bspw. ein signifikanter Anteil der CO₂-Emissionen aus den industriellen Großquellen in Höhe von 75 Mio. t CO₂

pro Jahr im Untergrund gespeichert werden soll, würde dies über die Laufzeit einer Generation großer Industriequellen von ca. 40 Jahren Speicherkapazitäten von etwa 3 Mrd. t erfordern. Die in diesem Zwischenergebnis berechneten potenziellen Speicherkapazitäten von mehr als 10 Mrd. t (2,75 Gt in Ergasfelder und 6,3-12,8 Gt in salinaren Aquiferen) in den von der BGR untersuchten Gebieten übersteigen diese Anforderungen bei weitem.

Anmerkungen

- [1] Socolow, R. H.; Pacala, S. W.: A Plan to Keep Carbon in Check. In: *Scientific American*, Vol. 295 (2006), No. 3., S. 50-57;
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): *Climate Change 2007: The Fourth Assessment Report*. Genf 2007; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi);
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm. Berlin, 5.12.2007;
International Energy Agency (IEA): *Energy Technology Perspectives 2008 – Scenarios and Strategies to 2050*. Paris 2008.
- [2] May, F.; Brune, S.; Gerling, P.; Krull, P.: Möglichkeiten zur untertägigen Speicherung von CO₂ in Deutschland – eine Bestandsaufnahme. In: *Geotechnik*, 26. Jg. (2003), Nr. 3, S. 162-172.
- [3] May, F.; Müller, Chr.; Bernstone, Chr.: How much CO₂ can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany? In: *VGB PowerTech*, 6/2005, S. 32-37.
- [4] Baldschuhn, R.; Binot, F.; Fleig, S.; Kockel, F.: Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. In: *Geologisches Jahrbuch, Reihe A, Heft 153*, 3 CDs. Hannover 2001.
- [5] Dose, T.: A Consistent Approach to CO₂ Storage Capacity Estimation for Deep Saline Formations. Vortrag auf der DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2008, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung. Celle, 10./11.4.2008.
- [6] Reinhold, K.; Krull, P.; Kockel, F.: Salzstrukturen Norddeutschlands, geologische Karte 1:500 000. BGR, Berlin/Hannover 2008.
- [7] Diener, I.; Katzung, G.; Kühn, P.; Oelsner, C.; Gläser, S.; Hurtig, E.; Schneider, D.; Zschernig, J.: *Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik*. Zentrales Geologisches Institut. Berlin 1984.
- [8] Fritzer, T.; Settles, E.; Dorsch, K.: *Bayerischer Geothermieatlas, Hydrothermale Energiegewinnung*. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie. München 2004.
- [9] U.S. Department of Energy: *Methodology for Development of Geologic Storage Estimates for Carbon Dioxide*, August 2008.
- [10] van der Meer, L. G. H.; Yavuz, F.: CO₂ storage capacity calculations for the Dutch subsurface. In: *Energy Procedia*, 1/2009, S. 2 615-2 622;
Birkholzer, J. T.; Zhou, Q.: Basin-scale hydrogeologic impacts of CO₂ storage: Capacity and regulatory implications. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 3 (2009), No. 6, S. 745-756.

Dipl.-Geowiss. S. Knopf, Dr. F. May, Dr. C. Müller, Dr. J. P. Gerling, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover
JohannesPeter.Gerling@bgr.de