

Orywall, Kölbel, Eggeling, Münch:
CO₂-Speicherung im Untergrund



CO₂-Speicherung im Untergrund

Dipl.-Geol. Pia Orywall,
Dr. Thomas Kölbel,
B.Sc. Lena Eggeling,
Professor Dr. Wolfram Münch,
alle: Vorstandsbereich Technik, Forschung & Innovation, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, Deutschland



Die Reduktion der CO₂-Emissionen ist ein richtungsweisendes energiepolitisches Ziel, das in Deutschland zunehmend an Bedeutung gewinnt. Neben weiter verbesserten Technologien, der verstärkten Installation und Nutzung von erneuerbaren Energien und gesteigerter Energieeffizienz bietet sich die Option, das bei der Stromproduktion und bei anderen technischen Prozessen – etwa in der Stahl- oder Zementindustrie – anfallende CO₂ abzuscheiden und dem Kohlenstoffkreislauf langfristig zu entziehen. Neben einer industriellen Rohstoffgewinnung unter Einsatz des abgeschiedenen CO₂ oder dessen Lagerung am Meeresgrund bietet die Einspeicherung in geeignete geologische Gesteinsformationen eine interessante und gangbare Alternative.



Geological CO₂ Storage: *A main guide in the energy policy of Germany is the reduction of CO₂ emissions, which get more and more important. Beside more improved technology the increasing installation of renewable energies takes part in the economic development. During the energy production and for other technical processes, like the cement industry, it is possible to separate the CO₂. This gives the long-term option to separate the CO₂ from the carbon cycle. Interesting and thinkable options are the industrial material extraction, the seabed deposit or the injection in geological rock formations.*



Die Reduktion von CO₂-Emissionen ist ein wichtiges energiepolitisches Ziel, und die Wege, dieses zu erreichen, sind vielfältig. Eine Abtrennung des CO₂ aus dem Rauchgasstrom ist der erste Schritt, der in kleinem Maßstab schon gegangen wird und der künftig auch großtechnisch durchgeführt werden soll.

Mehrere Optionen wie die mineralische Karbonatisierung, um das CO₂ zu binden, die Speicherung am Meeresgrund oder die unterirdische Speicherung in geologischen Formationen existieren. Vor einer großtechnischen Umsetzung geologischer CO₂-Speicher sind jedoch noch einige Forschungsaufgaben zu bewältigen. Über die gesamte Prozesskette stellen alle Schritte von der Standortvorerkundung über die laufende Einspeisung bis hin zur Stilllegung des Speichers zentrale Herausforderungen dar. Hydrochemische, hydraulische, thermische und mechanische Fragestellungen im Multiphasensystem sind hier von besonderer Relevanz.

Besondere Bedeutung besitzt dabei die Frage nach der Speicherkapazität. Der Fokus liegt hier auf produzierenden Erdgas- und Erdölfeldern, bei denen das CO₂ zur Verbesserung der Produktivität – Stichwort Enhanced Oil/Gas Recovery – eingesetzt werden kann. Andere Überlegungen ziehen ausgebeutete Erdgas- und Erdöllagerstätten in Betracht. Hinsichtlich des Speichervolumens besitzen jedoch saline Tiefenaquifere das weitaus größte Potenzial relevante Mengen CO₂ aufzunehmen.

Verfahren zur Kohlendioxidabtrennung

Kohlendioxid aus dem Rauchgasstrom von Kraftwerken kann mit drei verschiedenen Verfahren abgeschieden werden:

- ➔ Post Combustion,
- ➔ Pre Combustion und
- ➔ Oxyfuel.

Dabei wird das CO₂ vor (Pre Combustion) beziehungsweise nach (Post Combustion) der Verbrennung aus dem Gasstrom abgeschieden, oder die Verbrennung wird in einer Sauerstoffatmosphäre (Oxyfuel) durchgeführt. Nach der Abtrennung wird der Wassergehalt weitgehend aus dem Gasstrom entfernt, um korrosive Prozesse in den verschiedenen Anlagenteilen, wie zum Beispiel Pipelines, zu vermeiden [1, 2]. Nach der Abscheidung kann das CO₂ über unterschiedliche Transportarten (Schiff, Pipeline, Tankwagen) zu der vorgesehenen Speicherlokalität/Weiterverarbeitung befördert werden.

Chemisch-physikalische Eigenschaften des CO₂

Das Verhalten von CO₂ in der Lagerstätte steht im Zentrum zahlreicher Forschungsprojekte. Je nach eingesetzter Abscheidetechnik ist verschiedenen Beimischungen, wie etwa SO_x oder NO_x, Beachtung zu schenken. Ein weiterer Faktor ist die mineralogisch-chemische Zusammensetzung der Gesteine im Untergrund, mit denen das CO₂ in Kontakt kommt und Wechselwirkungen stattfinden können.

Der kritische Punkt des CO₂ liegt bei 31 °C und 73,8 bar/7,38 MPa. Darüber befindet sich der Stoff im überkritischen Zustand [3], (Bild 1).

Aufgrund der vorherrschenden Druck- und Temperaturverhältnisse in der Tiefe hat das CO₂ dort eine höhere Dichte als an der Oberfläche. In einer Tiefe von mehr als 800 m, mit einem somit auflastenden hydrostatischen Druck von rund 80 bar und einer dort vorherrschenden Temperatur von durchschnittlich 30 bis 40 °C, befindet

sich das CO₂ im überkritischen Zustand. Dabei erreicht man eine Dichte von rund 700 kg/m³ (Bild 1) und kann eine optimale Ausnutzung des Porenraums gewährleisten [4]. Dieser Zustand ist im Hinblick auf die Injektion in Aquiferstrukturen, Erdöl-/Erdgasfeldern oder auch bei Kohlenflözen attraktiv.

Speichervarianten

Mineralische Karbonatisierung

Bei der mineralischen Karbonatisierung wird das CO₂ dauerhaft chemisch gebunden. Das entstehende Produkt kann etwa im bautechnischen Bereich (unter anderem als Rohstoff für Zement) wieder verarbeitet werden, oder es wird aufgehaldet und solcherart deponiert (Bild 2).

Die chemische Reaktion lässt sich als eine wässrige Umsetzung des CO₂ mit Silikaten beschreiben (endothert und träge). Sie führt zur Bildung von Carbonaten. Verwendet werden dabei natürliche Minerale wie Olivin (Mg, Fe)₂(SiO₄), Serpentin Mg₆(Si₄O₁₀)(OH)₈ und Wollastonit (Ca₃Si₃O₉) [6]. Beispielhaft ist hier die chemische Reaktion von CO₂ mit Olivin aufgeführt [7]:
$$\text{Mg}_2\text{SiO}_4 + 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{MgCO}_3 + \text{H}_4\text{SiO}_4$$

Um die notwendige reaktive Oberfläche zu erhalten, werden die infrage kommenden Minerale in einem ersten Schritt aufgemahlen. Das CO₂ muss – je nach Umsetzungsprozess – auf maximal 150 beziehungsweise 500 °C vorgewärmt werden. Um eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit zu erreichen, muss verhältnismäßig viel Energie investiert werden [8]. Die technische Machbarkeit dieses Verfahrens wurde in mehreren Pilotprojekten demonstriert, eine Umsetzung unter wirtschaftlichen Kriterien steht noch aus.

Speicherung am Meeresgrund

Eine weitere Variante ist die Speicherung des CO₂ am Meeresgrund (Bild 3). Denkbar ist die Einlagerung in Gashydratlagerstätten, aber auch die Injektion in Tiefseesedimente ist in der Diskussion. Dieser Ansatz basiert auf der Gegebenheit, dass die Dichte von CO₂ ab Tiefen größer circa 3.000 m über der des umgebenden Meerwassers liegt.

Der Abbau von Methanhydraten in der Tiefsee bietet eine zusätzliche Möglichkeit zur Speicherung von CO₂ (Bild 3). Hierbei würde das CO₂ in die ausgeförderten Porenräume injiziert werden [8]. Bei den gegebenen Temperatur-/Druckverhältnissen ist die Konsistenz des CO₂ als „eisartig“ zu beschreiben. In dieser Form ist das Risiko einer Mobilisierung als gering einzustufen [10].

Geologische Formationen

Für eine langfristige Lagerung beziehungsweise Speicherung in geologischen Formationen kommen prinzipiell Kohlenflöze, Erdgas-/Erdölgaslagerstätten und tiefe Aquifere infrage (Bild 4).

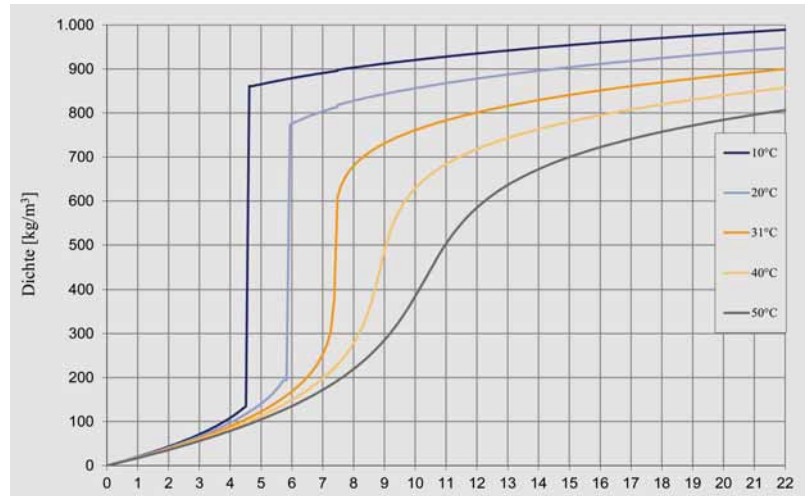


Bild 1. Druckabhängige Dichte von CO₂ bei verschiedenen Temperaturen [3].

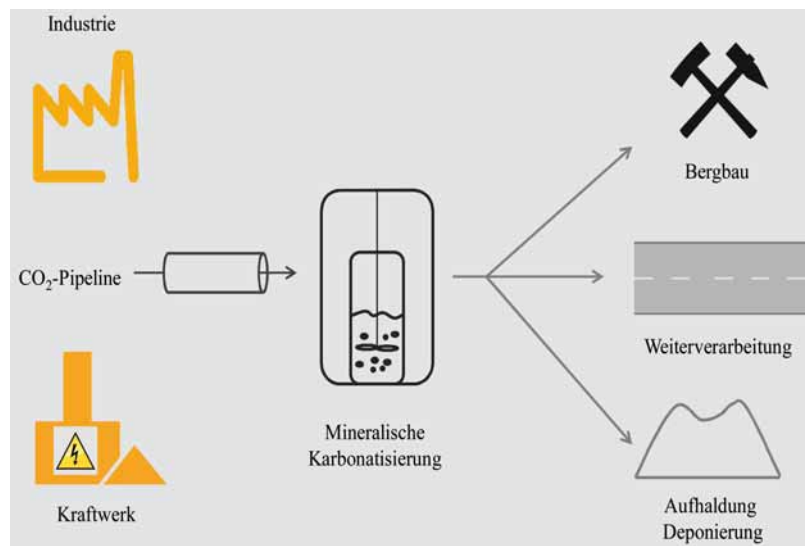
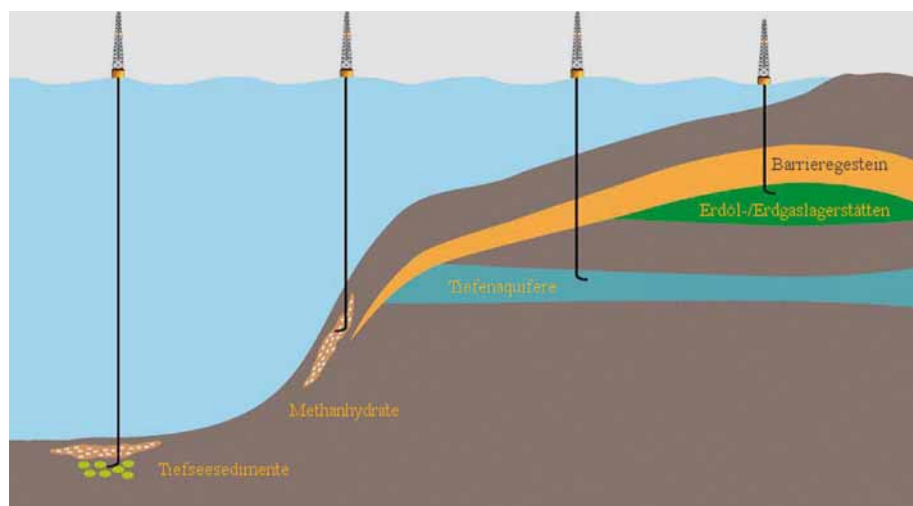


Bild 2. Mineralische Karbonatisierung.

Das CO₂ wird über die Transportvariante Pipeline zu einer verarbeitenden Anlage befördert. Dort wird es unter Verwendung von mineralischen Rohstoffen chemisch gebunden. Das Produkt kann zum Beispiel in dem Bergwerk, in dem der benötigte Rohstoff abgebaut wurde, deponiert, im Straßenbau verarbeitet (je nach Qualitätsanforderung) oder aufgehaldet werden [5].

Bild 3. Speichervarianten Offshore [9].



Orywall, Kölbl, Eggeling, Münch:
CO₂-Speicherung im Untergrund

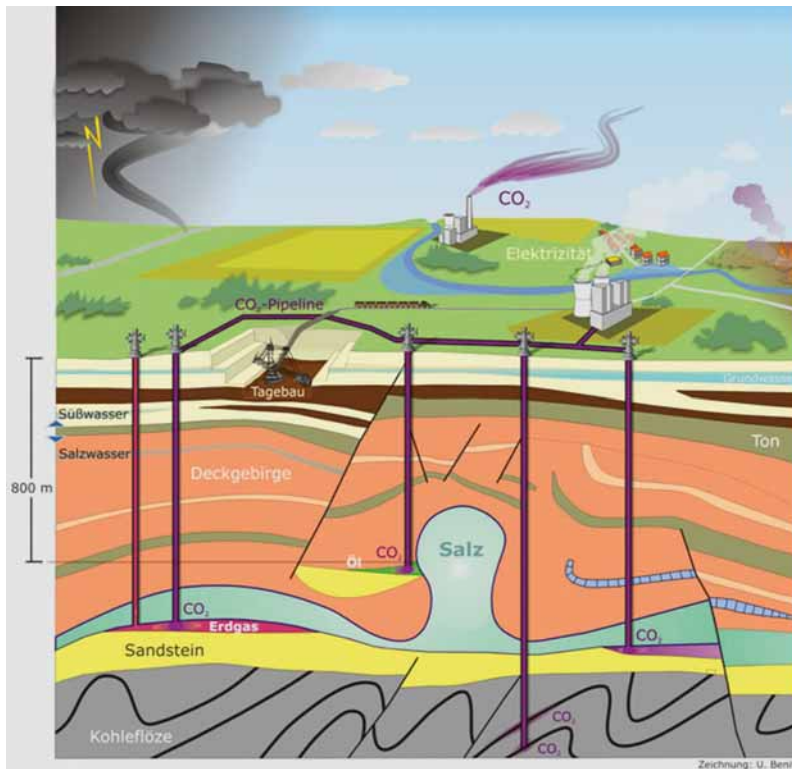


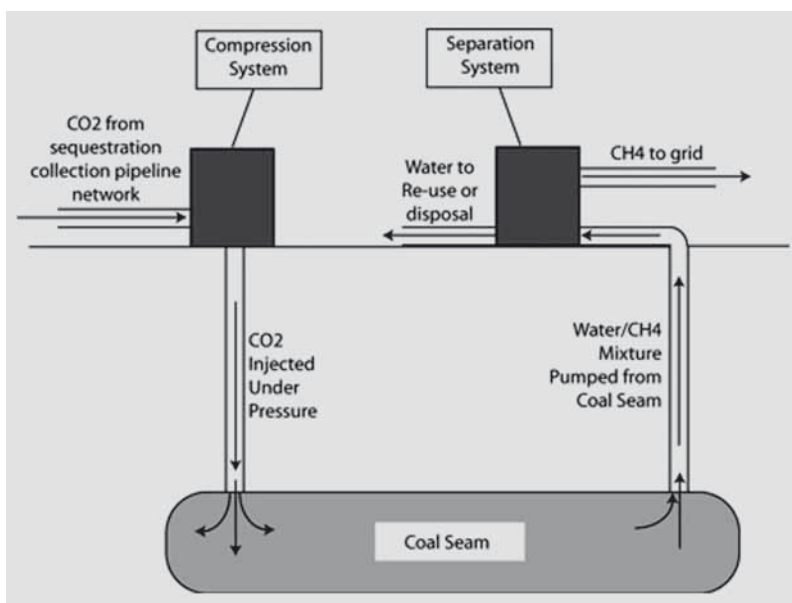
Bild 4. Mögliche geologische Speicherlokalitäten [11].

**Kohlenflöze –
Enhanced Coal Bed Methane (ECBM)**

Die Speicherung von CO₂ in Kohlenflözen hat die Mobilisierung von Flözgas als zusätzliches Ziel. Hierbei wird das CO₂ in schwer zugängliche und/oder ökonomisch unrentable Kohlenflöze gepresst. Dort sorbiert es aufgrund seiner besseren

Bild 5. Verfahrensschema für ECBM.

Das CO₂ wird über eine Pipeline angeliefert und vor Ort komprimiert. Unter Druck wird es über eine Injektionsbohrung in die Kohlenflöze eingepresst, dabei wird das CH₄ aus den Porenräumen ausgetrieben. Über eine zweite Bohrung wird das Flözgas gefördert, übertägig separiert und in Pipelines zum Nutzer/Verbraucher transportiert. (Quelle: MGSC)



Adsorptionseigenschaften gegenüber Methan auf der Oberfläche der Kohle. Das vorhandene Flözgas (Methan) wird verdrängt, ausgetrieben und kann als Energiequelle gefördert werden (Bild 5). Nachteilig ist das vergleichsweise geringe Speicherpotenzial von Kohlenflözen [12, 13].

Erdöl-/Erdgaslagerstätten – Enhanced Oil/Gas Recovery (EOR, EGR)

Erdöl- und Erdgaslagerstätten sind grundsätzlich gut geeignet für die Speicherung von CO₂. Von besonderem Vorteil sind das undurchlässige Deckgebirge und die Option, durch Druckerhöhung in der Lagerstätte und durch die Eignung von CO₂ als Lösemittel die Produktivität eines aktiven Felds zu verbessern [13]. In Produktion befindliche Kohlenwasserstofflagerstätten weisen eine ausgebaute Infrastruktur auf; ihre Speicherformation ist in der Regel ausreichend permeabel und porös. Zudem wurde im Rahmen der Exploration mit aufwändigen Untersuchungen ein zumeist sehr detailliertes Bild der lokalen Stratigraphie und geologischen Lagerungsverhältnisse gewonnen. Negative Aspekte sind die vergleichsweise geringere Speicherkapazität und potenzielle Leckagepfade über Altbohrungen. Ein bekanntes Beispiel für die CO₂-Speicherung in einer ausgeförderten Erdöllagerstätte ist das Pilotprojekt Weyburn-Midale im kanadischen Saskatchewan. Dort wurde seit dem Jahr 2000 in mehreren Phasen CO₂ injiziert.

Tiefenaquifere

Eine ausreichende Ausdehnung der Gesteinsformationen, deren Kluft- und Porenräume mit heißen und zumeist auch hochsalinaren Fluiden gefüllt sind, ist in diesem Fall bedeutend für eine CO₂-Speicherung. Solche Einheiten sind wegen ihrer vergleichsweise hohen Speicherkapazität zur Injektion von erheblichen CO₂-Volumina attraktiv. Im Gegensatz zu den bereits diskutierten Gas-/Öllagerstätten ist die lokale Geologie in der Regel weit weniger gut untersucht.

Bei der Injektion in Aquifere wird das dortige Fluid durch das CO₂ verdrängt. Die Betrachtung der lateralen Ausdehnung ist deshalb nicht nur auf die CO₂-Ausbreitung beschränkt. Das vorhandene Formationswasser, das seitlich weit verdrängt wird, und dessen Druckerhöhung, sollten miteinbezogen werden [4].

Geologische Anforderungen an Speicher- und Barrieregesteine

Potenzielle Speichergesteine

Vereinfachend lässt sich sagen, dass die Permeabilität und die Porosität einer Speicherformation mit der Teufe abnehmen. Gleichzeitig steigt der natürliche Fluiddruck in salinaren Aquifere, und die Bohrkosten nehmen mit zunehmender Teufe zu. Daher sind übertiefe CO₂-Speicher in

der Regel nicht wirtschaftlich. Wegen des vergleichsweise geringeren Volumens ist es sinnvoll, CO₂ als überkritische Phase einzuspeichern und die Tiefengrenze von 800 m einzuhalten. Als möglicher Zielhorizont für die Injektion von CO₂ werden Gesteine mit einer ausreichenden vertikalen sowie lateral zusammenhängenden Ausdehnung in Betracht gezogen.

Sandsteine mit einer hohen kompositionellen Reife (einem hohen Anteil relativ großer Quarzkörner) und einem maximalen Porenvolumen können ideale Speichergesteine sein. Sie sollten möglichst undeformiert im Untergrund vorliegen und nicht metamorph überprägt sein [14].

Potenzielle Barrieregesteine

Die Aufgabe eines Barrierekomplexes ist die hydrodynamische Isolierung von Speicherhorizonten lateral und vertikal. Ihre Permeabilität muss somit sehr gering sein. Zudem muss eine ausreichende mechanische Stabilität gegenüber dem Speicherdruck während des Betriebs gewährleistet sein. Besonders geeignet erscheinen daher Salz- und Tongesteine [14]. Salzgesteine etwa besitzen einen isotropen Spannungszustand bei hoher Viskoplastizität. Sie neigen daher grundsätzlich weniger zur Rissbildung beziehungsweise zu mechanisch induzierten Sekundärpermeabilitäten. Steigender Druck und steigende Temperatur begünstigen das viskose Deformationsverhalten. Bei Tonsteinen ist die ausgeprägte Gefügeanisotropie von Vorteil. Änderungen der Druck- und Temperaturbedingungen können bei Tonsteinen allerdings zu irreversiblen mineralogischen und chemischen Veränderungen führen.

CO₂-Speicherkataster-Deutschland

Ziel des Projekts war die Ausweisung untersuchungswürdiger Gebiete mit Vorkommen von salzwasserführenden Aquiferen (als Speichergesteine) und Barrieregesteinen im tieferen Untergrund nach bundesweit einheitlichen speichergeologischen Kriterien [14]. Dabei ist die Abgrenzung zwischen den Speicher- und Barrieregesteinen eine komplexe Aufgabenstellung. Eine klare lithologische Grenze ist oft schwer zu definieren, da durch vorhandene Wechsellagerungen in Speichergesteinen auch geringdurchlässige tonige Zwischenlagen existieren oder in den Barrieregesteinen poröse Horizonte zu finden sind [15].

Ein Ergebnis aus dem Forschungsprojekt ist in dem Bild 6 aufgeführt: Die Verbreitung der möglichen Speicher- und Barrieregesteine in Süddeutschland. Um eine CO₂-Speicherung im Untergrund sicher durchzuführen, sollten die Speichergesteine (blau) mit Barrieregesteinen (orange) bestmöglich überdeckt sein. Dies ist im Bereich des Molassebeckens, des Oberrheingrabens und von Rheinland-Pfalz in den geologischen Formationen des Tertiärs gegeben. Im Molassebecken und im Oberrheingraben befinden sich weitere relevante Zonen in Teilen der

System	Serie	Stufe	Bayern (Nord)		Molassebecken		Oberrheingraben		Rheinland-Pfalz	
			Speicher	Barriere	Speicher	Barriere	Speicher	Barriere	Speicher	Barriere
Quartär	Holozän									
	Pleistozän									
Tertiär	Pliozän									
	Miozän									
	Oligozän	Chatt								
		Rupel								
	Eozän									
Palaozän										
Kreide	Oberkreide	Maastricht								
		Campan								
		Santon								
		Coniac								
		Turon								
	Unterkreide	Senoman								
		Alb								
		Apt								
		Barème								
		Hauterive								
Jura	Oberjura	Valangin								
		Barras/Wealden								
		Titon								
	Mitteljura	Kimmeridge								
		Oxford								
		Calov								
		Bathon								
		Bajoc								
	Untejura	Aalen								
		Toarc								
Trias	Keuper	Pienabach								
		Sinemur								
		Hettang								
		Oberkeuper								
	Muschelkalk	Knollenmergel								
		Sandsteinkeuper								
		Gipskeuper								
	Buntsandstein	Unterkeuper								
		Oberer Muschelkalk								
		Mittlerer Muschelkalk								
Permokarbon	Unterer Muschelkalk									
	Rot									
	Solling									
	Hardegsen									
	Detfurth									
	Volpnehusen									
	Quickborn									
Zechstein	Bernburg									
	Galvörde									
	Fulda									
	Friesland									
	Ohre									
Rotliegend	Aller									
	Lüne									
	Staufurt									
	Werra									
Karbon	Rotliegend									
	Oberkarbon									

Bild 6. Verbreitung der Speicher- und Barrierekomplexe in Süddeutschland [14].

Trias. Begrenzt auf das Molassebecken finden sich noch explizit im Buntsandstein mächtige Zonen und im Rotliegend passende Gegebenheiten. Das Rotliegend wiederum ist auch in Gebieten von Rheinland-Pfalz mit Speicher- und Barrieregesteinen ausgewiesen [14].

Diese vereinfachte Aufführung der vorhandenen geologischen Horizonte lässt weitere ausschlaggebende Parameter wie eine ausreichende Porosität und Permeabilität der lokalen Gegebenheiten und die ausreichende laterale Ausdehnung außer Acht.

Explizit im Oberrheingraben ist diese lateral zusammenhängende Verbreitung sicherlich eingeschränkt. Durch die dortigen tektonischen Beanspruchungen des Gesteins existieren viele kleinere Fallenstrukturen, die oftmals durch Störungen getrennt sind [14].

CO₂-Bindungen im Untergrund

Die Speichermechanismen, die das CO₂ in den geologischen Formationen halten, sind abhängig

Orywall, Kölbl, Eggeling, Münch:
CO₂-Speicherung im Untergrund

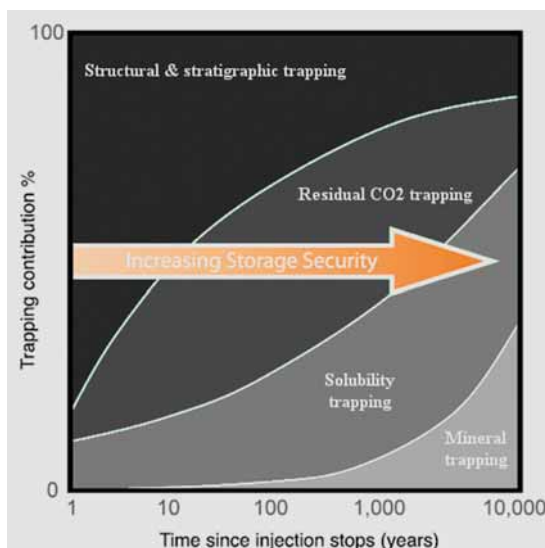


Bild 7. Speicherarten des CO₂ im Gestein.

Der orangefarbene Pfeil stellt die Sicherheit/Dichtigkeit des Speichers dar. Dieser zeigt, dass die Verweilzeit und somit die unterschiedlichen chemisch-mineralogischen Reaktionen ausschlaggebend für die Zunahme der Speichersicherheit sind [5].

von der dortigen Verweilzeit (Bild 7). Die erste Form der CO₂ Rückhaltung – die strukturellen Gegebenheiten (structural and stratigraphic trapping) – ist auch ausschlaggebend für die Wahl der Lokalität. Darauf folgend wird das CO₂ theoretisch vor allem über die kapillaren Bindungen (residual trapping) in den Porenräumen gehalten. Während einer längeren Verweilzeit löst sich der Stoff im Formationswasser (solubility trapping), reagiert mit der Gesteinsmatrix und fällt aus. Die schlussendlich schematisch dargestellte Phase, in der das CO₂ an die dortigen Gesteine gebunden wird, benötigt die längste Zeit (mineral trapping) [5].

Überwachung von Speichern

Um höchste Sicherheitsstandards zu gewährleisten, ist jede CO₂-Lagerstätte mit einem geeigneten Monitoringkonzept während des Betriebs und in einer Nachsorgephase zu überwachen (Bild 8).

Monitoringkonzepte können an unterschiedlichen Kriterien ausgerichtet sein. In dem Bild 8 ist beispielhaft die Aufgliederung in Projektphasen dargestellt. Andere mögliche Anforderungen können zum Beispiel physiko-chemische Prozesse, mögliche Leckagepfade, Überwachungsdauer oder Einsatzmöglichkeiten der Methoden (marin/terrestrisch) sein.

Bild 8. Die unterschiedlichen Phasen, die bei der CO₂-Injektion betrachtet werden müssen.



Die Monitoringmethoden können generell nach ihrem Einsatzort klassifiziert werden. Wie in dem Bild 9 dargestellt, gibt es Überwachungsmethoden in der Atmosphäre, an der Geländeoberfläche und im Untergrund (oberflächennah und tief). Leckagen und chemische Reaktionen, die damit detektiert und überwacht werden, können im bohrlochnahen Umfeld der Injektionsbohrung auftreten. Denkbar sind aber auch Fluidwegigkeiten an tektonischen Strukturelementen oder Altbohrungen aus der Gas-/Ölexploration. In der Erprobung sind daher unterschiedlichste Methoden wie zum Beispiel Lasermessungen aus der Luft, Gasmessungen auf der Grasnarbe, Fluxmessungen, Grundwasserüberwachung mittels regelmäßiger Probenahme, hyperspektrale Bildgebung, Tiltmetermessungen oder geophysikalische Messmethoden [12].

Forschungsprojekte der EnBW AG

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe, beschäftigt sich seit langem in verschiedenen nationalen und internationalen Forschungsprojekten mit allen relevanten Fragestellungen im Themenfeld CCS (Carbon Capture and Storage). Neben kraftwerksspezifischen und transporttechnischen Herausforderungen sind geowissenschaftliche Fragestellungen Schwerpunkt. Ziel der Anstrengungen ist es, ausreichende Speicherkapazitäten sicherzustellen sowie den nachhaltigen und sicheren Betrieb eines CO₂-Speichers langfristig zu garantieren.

Das Forschungsprojekt CO₂-Speicherkataster (Projektkoordinator: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover) hatte zur Aufgabe, die Speicher- und Barrieregesteine deutschlandweit zu definieren, um daraus Schlüsse auf mögliche zukünftige Speicherlokaltäten ziehen zu können. Ein weiteres Projekt, bei dem sich die EnBW AG engagiert hat, ist das international aufgestellte Projekt MUSTANG (Projektkoordinator Universität Uppsala). Inhalt dessen ist unter anderem die Entwicklung und Erprobung von Monitoringsystemen, die das Verhalten und die Bewegung des CO₂ im Untergrund dokumentieren.

Quellenverzeichnis

[1] COORAL: Zwischenbericht zum Projekt COORAL „CO₂-Reinheit für die Abscheidung und Lagerung“. Hannover, BAM, BGR; MLU Halle, TUHH IET, TUHH ITV, Hannover, (2011).

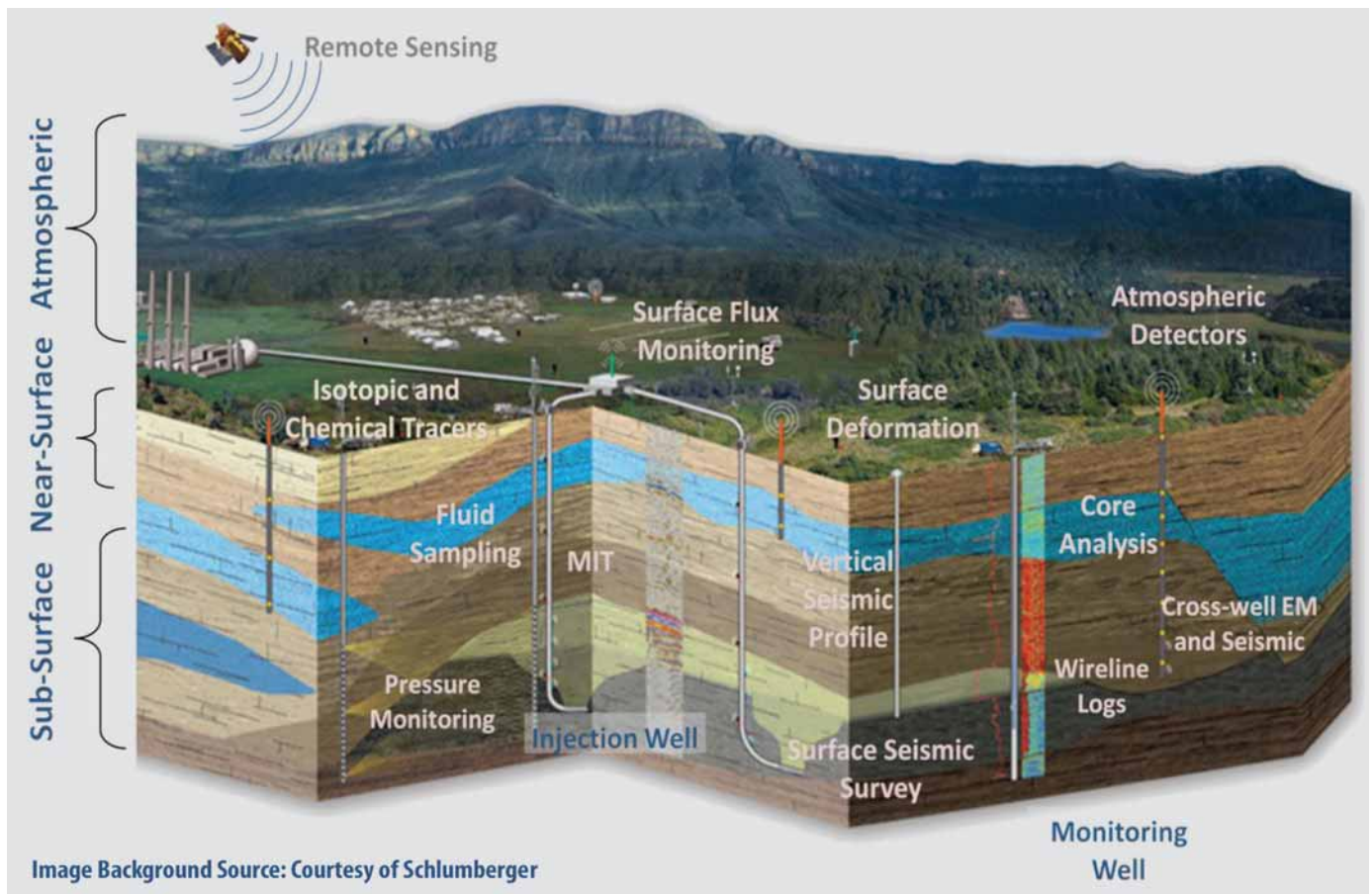


Image Background Source: Courtesy of Schlumberger

Bild 9. Überblick über die Überwachungsmethoden [12].

[2] Grünwald, R.: CO₂ Abscheidung und Lagerung bei Kraftwerken. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag, TAB, Sachstandsbericht zum Monitoring Nachhaltige Energieversorgung, Arbeitsbericht Nr. 120, (2007).

[3] Haumann, D.: Energie- und Treibhausbilanz der photokatalytischen Umwandlung von Kohlendioxid zu Methanol. Ruprechts-Karls-Universität Heidelberg, unveröffentlichte Diplomarbeit, (2009).

[4] Müller, C.; Reinhold, K. [Hrsg]: Geologische Charakterisierung tiefliegender Speicher- und Barrierehorizonte in Deutschland - Speicherkataster Deutschland, SDGG Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 244 Seiten, 124 Abbildungen, 20 Tabellen, (2011).

[5] Metz, B.; Davidson, O.; De Coninck, H.; Loos, M.; Meyer, L.: IPCC Special Report on Carbon Dioxide and Storage. Cambridge University Press, New York, (2005).

[6] Stosch, H.G.: Skript zur Kristalloptik, Mineralmikroskopie. Institut für Mineralogie und Geochemie der Universität Karlsruhe, Karlsruhe, (2008).

[7] O'Connor, W.K.; Dahlin, D.C.; Rush, G.E.; Gerdemann, S.J.; Penner, L.R.; Nilsen, D. N.: Aqueous Mineral Carbonation, Mineral Availability, Pretreatment, Reaction Parametrics and Process Studies. Final Report, Office of Process Development National Energy Technology Laboratory, Office of Fossil Energy, US DOE, Albany, (2005).

[8] Ausfelder, F.; Bazzanella, A.: Verwertung und Speicherung von CO₂. DECHEMA e.V., Diskussionspapier, (2008).

[9] Haeckel, M.: Sub-seabed CO₂ Storage: Impact on marine ecosystems, ECO₂, IFM GEOMAR, (2011).

[10] SUGAR, IFM GEOMAR: <http://www.ifm-geomar.de>.

[11] BGR: [http://bgr.bund.de/DE/Themen/CO₂Speicherung](http://bgr.bund.de/DE/Themen/CO2_Speicherung), (2008).

[12] DOE/NETL: Monitoring, Verification and Accounting of CO₂ stored in deep Geologic Formations, 311/081508, (2009).

[13] Kaldi, J. G.; Gibson-Poole, C. M.: Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects. Report No: RPT 08-1001, Canberra, (2005).

[14] Reinhold, K.; Müller, C.; Riesenberger, C. [Hrsg]: Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese-Speicherkataster. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin/Hannover, (2011).

[15] Chadwick, A.; Arts, R.; Bernstone, C.; May, F.; Thibeau, S.; Zweigel, P. [Hrsg.]: Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers - Observations and guidelines from the SACS and CO₂ Store projects. 267 S., British Geological Survey; Keyworth, (2008).