

## Geologische Speicherung und dauerhafte Fixierung von CO<sub>2</sub> in salinen Aquifere – Chancen und Risiken

Michael Kühn, Liebscher, A. & Zentrum für CO<sub>2</sub>-Speicherung

Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Zentrum für CO<sub>2</sub>-Speicherung, mkuehn@gfz-potsdam.de; alieb@gfz-potsdam.de

Die globale Mitteltemperatur steigt seit Beginn des industriellen Zeitalters signifikant an. Dieser Temperaturanstieg korreliert mit einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Konzentrationen in der Atmosphäre und impliziert einen ursächlichen Zusammenhang zwischen Klimawandel und CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Nutzung fossiler Brennstoffe. Eine zentrale Option zur Reduktion und Vermeidung dieser CO<sub>2</sub>-Emissionen ist die CCS-Technologie – Abscheidung, Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub>. Die Speicherung erfolgt in geologischen Formationen wie leergeförderten Erdöl- bzw. -gasfeldern oder tiefliegenden, salzwasserführenden Gesteinsschichten (saline Aquifere). Abschätzungen zeigen, dass saline Aquifere sowohl national als auch global das größte Speicherpotential besitzen. So betragen die nationalen Speicherkapazitäten in Erdöl- und -gasfeldern nur ~2,4 Gt CO<sub>2</sub> gegenüber 20 ± 8 Gt CO<sub>2</sub> in salinen Aquifere.

Die zentrale Anforderung an alle Arten der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung ist es, Leckagen aus dem Speicherkomplex zu verhindern und eine dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicherung sicherzustellen, um negative Auswirkungen auf das Klima sowie mögliche Gesundheits- und Umweltrisiken auszuschließen. Leckagen können punktuell an (Alt)bohrungen oder (re)aktivierten Störungen sowie flächenhaft durch das Deckgestein auftreten (Abb. 1). Um das Verhalten und die Ausbreitung des injizierten CO<sub>2</sub> im Speicherhorizont zu überwachen und potenzielle Leckagen frühzeitig zu detektieren, sind umfangreiche geophysikalische und geochemische Monitoringtechniken notwendig.

Neben der Leckage von CO<sub>2</sub> und den damit verbundenen Gefahren können bei der Speicherung in salinen Aquifere weitere Risiken entstehen. Das injizierte CO<sub>2</sub> verdrängt die in den Speicherhorizonten vorhandenen salinen Formationsfluide (Abb. 1). Diese primär lateral verdrängten Formationsfluide können die Deckschichten durchdringen und/oder entlang von Störungen in höher gelegene Grundwasserhorizonte aufsteigen. Bedenkt man, dass bei der industriellen CO<sub>2</sub>-Speicherung die CO<sub>2</sub>-Fahnen im Speicherhorizont laterale Ausdehnungen im 10er bis 100er km<sup>2</sup> Maßstab erreichen werden, ist von einer entsprechend weitreichenden Verdrängung und Mobilisierung der Formationsfluide auszugehen. Neben einem potenziellen Aufstieg in höher gelegene Horizonte kann diese Verdrängung der Formationsfluide auch einen limitierenden Faktor für die Kapazitätsberechnungen darstellen. Eine genaue Kenntnis, Bewertung und Überwachung der Ausbreitung der Formationsfluide ist deshalb für eine sichere, dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicherung unerlässlich.

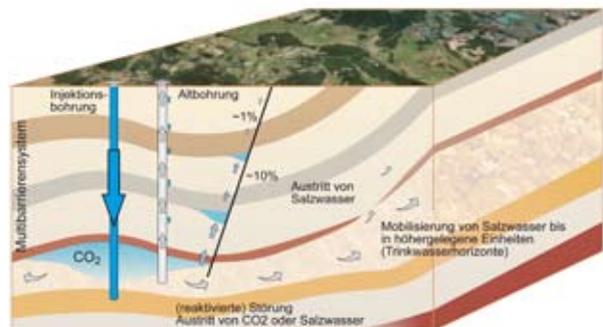


Abb. 1: Schematische Darstellung potenzieller Risiken bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinen Aquifere. Altbohrungen sowie (re)aktivierte Störungen stellen dabei mögliche Leckagewege für das CO<sub>2</sub> dar. Zusätzlich führt die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Untergrund zu einer Verdrängung und Mobilisierung von salzhaltigen Formationsfluiden, die eventuell in höher gelegene Grundwasserhorizonte aufsteigen können.