

## **Bildungs- und Zerfallsbedingungen von Gashydraten bei CO<sub>2</sub>-Injektionen in ausgeförderten Erdgaslagerstätten**

A. Tamaskovics, N.-A. Kummer, M. Amro, H. Alkan  
TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, Germany

Die Injektion und anschließende dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> in salinen Aquiferen, Salzkavernen und erschöpften Erdgaslagerstätten gilt als eine der Schlüsseltechnologien zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre. Die ersten beiden Speicheroptionen sind sehr verbreitet und es gibt Erfahrungen auf diesem Gebiet. Dies gilt nicht bei erschöpften Erdgaslagerstätten, bei denen der Lagerstättendruck während der Förderung auf einen sehr niedrigen z.B. 10% des initialen Drucks fällt.

Die erschöpften Erdgaslagerstätten bieten wichtige Vorteile, wie ein großes Fassungsvermögen aufgrund des geringen Porendrucks. Außerdem ist der Untergrund gut bekannt, da Bohrlochdaten, und Modellierungen der Lagerstätte, usw. bereits vorliegen, so dass das Verhalten der Lagerstätte relativ vorhersehbar ist. Des Weiteren ist die Infrastruktur (teilweise) vorhanden.

Auf der anderen Seite gilt es, bestimmte Herausforderungen zu meistern.

Eine dieser Herausforderungen des technischen Injektionsprozesses von Hochdruck- und kaltem CO<sub>2</sub> in eine Niederdrucklagerstätte führt zu starker Abkühlung und möglicher Hydratbildung und Verstopfung der Fließwege mit Gashydrat im bohrlochnahen Bereich, was Injektivitätsprobleme auslösen kann.

Zur Untersuchung von CO<sub>2</sub> Hydrat unter lagerstättenähnlichen Bedingungen wurde an der TU Bergakademie Freiberg ein Gashydrat-Versuchsaufbau errichtet. Die damit durchgeführten Experimente werden vorgestellt. Neben den Versuchen mit CO<sub>2</sub> und Wasser wurde außerdem der Einfluss der Hauptkomponente von Gasspeichern, CH<sub>4</sub> ebenso wie künstliches Lagerstättenwasser berücksichtigt. Auch N<sub>2</sub> und O<sub>2</sub> wurden in geringen Mengen dem CO<sub>2</sub> zugesetzt, da diese Gase Begleitgase aus der CO<sub>2</sub>-Sequestration sind. Im Beitrag werden die Untersuchungsmethode und die Ergebnisse der Experimente vorgestellt, eingeordnet und diskutiert.

Insbesondere das Phasenverhalten von CO<sub>2</sub> unter Injektionsbedingungen und der Einfluss der Sole unterschiedlicher Konzentrationen führt zu interessanten Versuchsergebnissen, die zur Abschätzung der metastabilen Zone von CO<sub>2</sub>-Hydraten beiträgt, und hilft Blockierungseffekten vorzubeugen und einen sicheren Einspeisungsprozess zu ermöglichen. So konnte ermittelt werden, dass die Salzkonzentration der Sole einen stärkeren hemmenden Einfluss auf die Gashydratstabilität hat als die Gasphasenzusammensetzung.

### References:

[jgsce] TAMASKOVICS, A.; KUMMER, N.-A.; AMRO, M.; ALKAN, H., (2023), Experimental investigation on the stability of gas hydrates under near-wellbore conditions during CO<sub>2</sub> injection for geologic carbon storage, Elsevier B.V., Gas Science and Engineering, <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.205101>