

## Einfluss der Reservoirpermeabilität auf gasbasierte Temperaturspeicherung

D. Bücken<sup>1,2</sup>, T. Backers<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Ruhr Universität Bochum, Arbeitsgruppe „Ingenieurgeologie und Felsmechanik“, Institut für Geologie, Mineralogie und Geophysik, Bochum, Germany, <sup>2</sup>Geomecon GmbH, Berlin, Germany

Im Zuge der Energiewende werden innovative und sichere Methoden der Energieerzeugung und -speicherung immer wichtiger. In diesem Zusammenhang untersuchen wir hybride Druck- und Temperaturspeicherung unter Verwendung von überkritischem CO<sub>2</sub> im sogenannten “supercharged hybrid gas-based energy storage (SH-GES)” Verfahren [1]. Dabei werden zwei poröse, durch undurchlässige Formationen begrenzte Reservoirs betrachtet: ein unteres Reservoir, in dem das erhitzte und komprimierte Gas gespeichert wird, und ein oberes Reservoir, in dem das Gas nach Abkühlung und Dekompression in den Oberflächenanlagen zwischengespeichert wird. Der Einfluss der Reservoirpermeabilität auf die thermische Speicherung wird mittels vollgekoppelter thermohydraulischer Simulationen in COMSOL Multiphysics untersucht. Für diese wird ein von geringpermeablen Formationen umgebenes, 50 m mächtiges generisches Reservoir in 2500 m Teufe modelliert, welches das untere Reservoir im SH-GES-Betrieb darstellt. Über eine offene Bohrlochstrecke von 40 m wird mit 25 kg/s über eine Dauer von 1,5 Jahren überkritisches CO<sub>2</sub> in das wassergesättigte Reservoir gepresst. Das CO<sub>2</sub> wird mit einer Temperaturdifferenz von + 50 K relativ zur initialen Reservoirtemperatur injiziert. Somit wird das Reservoir für den späteren zyklischen Betrieb konditioniert. Im Zuge der Modellierung wurde die Reservoirpermeabilität in 10 Stufen zwischen 50 mD und 4000 mD variiert.

Bei niedrigen Permeabilitäten stellen sich höhere Drücke ein als bei hohen Permeabilitäten. Zudem ist das gashaltige Reservoirvolumen für niedrige Permeabilitäten geringer als für hohe; die Gassättigung der gashaltigen Reservoirbereiche ist für niedrige Permeabilitäten jedoch höher. Das injizierte Gas muss bei niedrigen Permeabilitäten einen höheren Druck aufbauen, um sich innerhalb des Reservoirs zu verteilen, und akkumuliert sich daher räumlich begrenzter und konzentrierter. Bei hohen Permeabilitäten verteilt sich das Gas über größere Bereiche. Dies wirkt sich insbesondere auf die Temperaturverteilung im Reservoir aus (s. Abb. 1). Das Reservoirvolumen welches sich um  $\geq 1$  K erwärmt ist für das 4000 mD Szenario um den Faktor 2 größer als für das 50 mD Szenario; das Reservoirvolumen welches sich um  $\geq 50$  K erwärmt ist hingegen für das 4000 mD Szenario um den Faktor 4,7 kleiner als für das 50 mD Szenario. Zur effizienten Energiespeicherung könnten niedrigpermeable Reservoirs also interessant sein, da in ihnen höhere Drücke gespeichert werden können, und größere Bereiche maximal erhitzt werden können. Diese hochoberhitzten Bereiche sind perspektivisch durch die geringere Mobilität des Gases in niedrigpermeablen Reservoirs zudem räumlich und zeitlich stabiler.

[1] Bücken, D., & Backers, T. (2023). Hybrid CO<sub>2</sub> Based Thermo-Mechanical Underground Energy Storage — A Numerical Geomechanical Review. ISRM-15CONGRESS-2023-468.

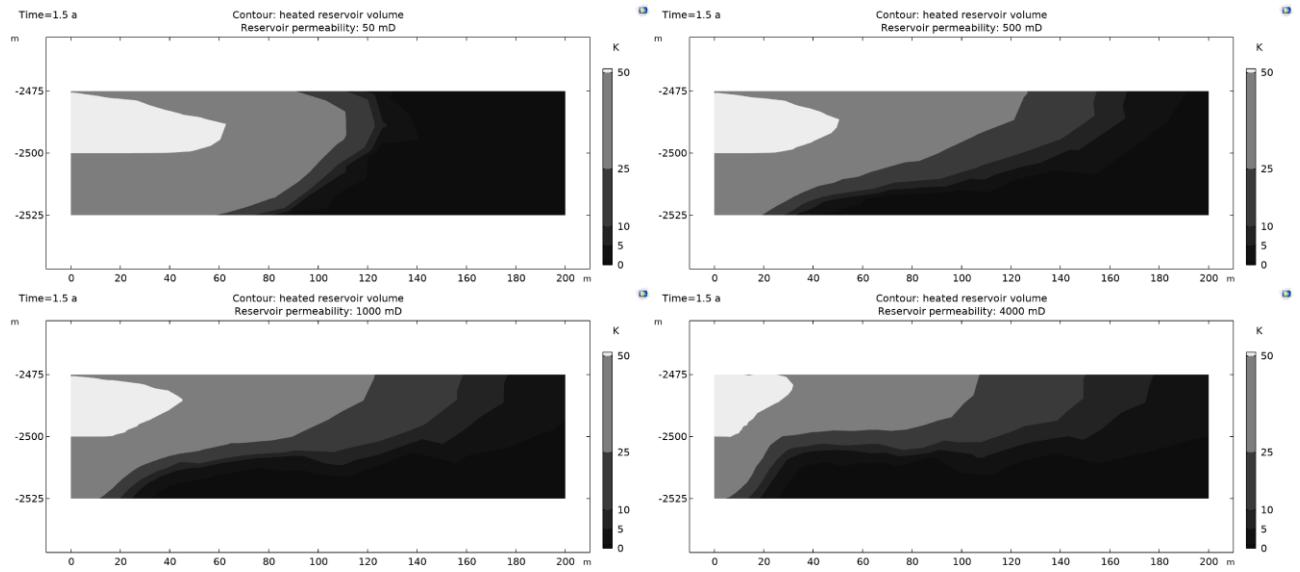


Abb.1: Erhitzte Reservoirbereiche in Abhängigkeit der Permeabilität. Das Bohrloch befindet sich links. Lediglich ein 200 m breiter Bereich des Reservoirs ist dargestellt.