



Doctoral Thesis

## Characterization of CO<sub>2</sub> plumes in deep saline formations using fluid pressure tomography

**Author(s):**

Hu, Linwei

**Publication Date:**

2017

**Permanent Link:**

<https://doi.org/10.3929/ethz-a-010884142> →

**Rights / License:**

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#) →

This page was generated automatically upon download from the [ETH Zurich Research Collection](#). For more information please consult the [Terms of use](#).

DISS. ETH NO. 23694

# **Characterization of CO<sub>2</sub> plumes in deep saline formations using fluid pressure tomography**

A thesis submitted to attain the degree of  
DOCTOR OF SCIENCES of ETH ZURICH  
(Dr.sc. ETH Zurich)

Presented by

LINWEI HU

M.Sc., Georg-August-Universität Göttingen

born on November 19, 1986

citizen of Hainan, China

accepted on the recommendation of

Prof. Dr. Simon Löw, examiner

Prof. Dr.-Ing. Rainer Helmig, co-examiner

Prof. Dr. Peter Bayer, co-examiner

2017

## Abstract

Geological carbon dioxide storage (GCS) is a promising technique for cutting down anthropogenic carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions by storing CO<sub>2</sub> in natural geological media. Short- and long-term monitoring techniques are required for tracking the CO<sub>2</sub>-induced changes of the “invisible” subsurface, following up the fate of the disposed CO<sub>2</sub>. Monitoring techniques are also crucial for being able to immediately react to potential CO<sub>2</sub> leakage from the geological reservoir and for formulating remediation strategies. For this purpose, geophysical methods are extensively used. However, a major pitfall of most geophysical methods is that they merely provide indirect information on flow properties. This yields uncertainties especially for the estimation of CO<sub>2</sub> saturation. This PhD thesis introduces an alternative approach, fluid pressure tomography, which has potential to overcome this by direct linkage of the observed signals and the inversion procedure to the flow regime.

Due to the complications of CO<sub>2</sub> properties, CO<sub>2</sub> sequestration involves more complexities than single-phase flow. The primary concern of this work is to develop a single-phase proxy, which can significantly reduce the computing burden of full multiphase simulation and accelerate the inversion procedure. In this proxy, CO<sub>2</sub> and brine are assumed as a phase mixture, neglecting the secondary processes, such as thermal and chemical processes. Disposal of CO<sub>2</sub> in the brine-rich formations alters the mixed-phase flow properties. The mixed-phase specific storage increases greatly with increased CO<sub>2</sub> saturation, since CO<sub>2</sub> is much more compressible than brine. In contrast, variations in the mixed-phase conductivity are relatively small. Similar to the ratio of the mixed-phase conductivity and specific storage, mixed-phase diffusivity can change by up to two orders of magnitude, which can be recognized by fluid pressure tomography. Implementation of pressure tomography involves brine or CO<sub>2</sub> injections as sources, and pressure measurements in different locations as receivers. Pressure transients at the observations are utilized for travel-time based inversion, which yields the structural information of the subsurface. Plume development is inferred by comparing and clustering the inverted diffusivity tomograms acquired at different times. The CO<sub>2</sub> saturation of the identified plume is then derived by calibrating the measured pressures based on the single-phase proxy. A synthetic homogeneous case is used for demonstrating the feasibility of the method.

Applying pressure tomography not only to the storage formation, but also to the above aquifer, can detect potential CO<sub>2</sub> leakage occurred at different times. A no-leakage case is simulated as a reference to be compared with various leaky cases. It is demonstrated that pressure responses and hydraulic travel times in storage formation and the aquifer above provide a first insight in the leakage type. Comparison of the diffusivity tomograms in both storage formation and above aquifer among no-leakage and leaky cases can localize the leakage. Furthermore, the influence of data noise and well distance is examined. Results indicate that the noise has an impact on the inversion results and leakage detectability. Increase of well distance also weakens the detectability of CO<sub>2</sub> leakage, since it reduces the inversion resolution.

In the last part of this work, pressure tomography is conducted in heterogeneous formations, in comparison with crosswell seismic tomography under comparable conditions. Hydraulic travel times show much larger relative spread than seismic tomography, which allows pressure tomography to better resolve the more complicated geometries. Moreover, from the inverted tomograms, these two approaches show different capability for resolving the aquifer structure and the CO<sub>2</sub> plume. Pressure tomography delineates the structure of the initial CO<sub>2</sub>-free formation better than seismic tomography, because it directly relates to formation permeability. For the post-injection periods, however, seismic tomography can always depict the main part of the plume, while pressure tomography is more influenced by the heterogeneity of the aquifer. Joint clustering of pressure and seismic tomography results combines the advantages of these two approaches. The plume shape is better identified, and also the estimation error of plume CO<sub>2</sub> saturation is reduced.

This work reveals the theoretical potential of the new concept of “time-lapse pressure tomography” to further adapt the single-phase hydraulic tomography to a two-phase flow system in a time-lapse manner. Based on the single-phase proxy, the tomographical inversion and calibration of the flow properties become rapid and computationally efficient. With the promising theoretical results, the methodology introduced here is ready for field applications future.

## Zusammenfassung

Geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ) ist eine vielversprechende Technik, um anthropogene Emissionen zu reduzieren, indem man  $\text{CO}_2$  in natürlichen geologischen Medien lagert. Eine kurz- und langfristige Überwachung ist nötig, um die Ausbreitung von  $\text{CO}_2$  selbst sowie  $\text{CO}_2$ -induzierte Änderungen im „unsichtbaren“ Untergrund zu verfolgen. Überwachungstechniken sind auch wichtig, um möglichst schnell auf potenzielle Leckagen bzw. Undichtigkeiten des geologischen Reservoirs reagieren und um Sanierungsstrategien erarbeiten zu können. Aktuell werden primär geophysikalische Verfahren zu diesem Zweck verwendet. Allerdings ist ein Nachteil der meisten geophysikalischen Verfahren, dass sie nur indirekte Information über Fliesseigenschaften bieten. Dies ergibt Unsicherheiten insbesondere für die Abschätzung der  $\text{CO}_2$ -Sättigung im Reservoir. Vorliegende Dissertation zeigt einen alternativen Ansatz, (Fluid-)Druck-Tomographie, mit dem Potential, diese Problematik zu überwinden durch direkte Verknüpfung des beobachteten Signals und des Inversionsverfahren mit Eigenschaften des Strömungsregimes.

Die Simulation der Mehrphasenströmungsprozesse bei der  $\text{CO}_2$ -Sequestrierung ist deutlich anspruchsvoller als die Beschreibung von Einphasen-Systemen. Das Hauptanliegen dieser Arbeit ist, eine einphasige Näherung der Mehrphasenströmung zu entwickeln, und so mit deutlich reduziertem Rechenaufwand die iterative Inversion zu beschleunigen. In dieser Näherung werden  $\text{CO}_2$  und Sole als Phasengemisch angenommen, während untergeordnete Prozesse wie thermische und chemische Prozesse vernachlässigt werden. Die Sequestrierung von  $\text{CO}_2$  in solereichen Gesteinsformationen verändert die Mehrphasen-Fliesseigenschaften. Die spezifische Speicherkapazität von Mischphasen erhöht sich deutlich mit steigender  $\text{CO}_2$ -Sättigung, da  $\text{CO}_2$  viel stärker komprimierbar ist als eine Sole. Im Gegensatz dazu verändert sich die hydraulische Mischphasen-Leitfähigkeit kaum. Das Verhältnis der Mischphasen-Leitfähigkeit und der spezifischen Speicherkapazität ist die Diffusivität. Sie kann sich in Mehrphasensystemen um zwei Größenordnungen ändern, und dieser Parameter wird durch Druck-Tomographie bestimmt. Bei diesem Verfahren dienen  $\text{CO}_2$ -Injektionen in unterschiedlichen Tiefen als Quellen und Druckmessungen an verschiedenen Beobachtungspunkten als Empfänger. Druckänderungen an den Beobachtungspunkten werden für eine Laufzeit-basierte tomographische Inversion genutzt, um räumlich aufgelöst Diffusivität und damit die Struktur des Untergrunds zu bestimmen. Die Entwicklung der  $\text{CO}_2$ -Fahne wird durch Vergleich der invertierten Diffusivitäts-Tomogramme zu unterschiedlichen Zeiten (multitemporal) beobachtet. Die  $\text{CO}_2$ -Sättigung der Fahne wird dann abgeleitet, indem die gemessenen Drücke basierend auf der einphasigen Näherung kalibriert werden. Ein synthetischer homogener Fall wird zur Demonstration der Machbarkeit des Verfahrens verwendet.

Die Anwendung von Druck-Tomographie nicht nur auf das eigentliche Reservoir, sondern auch auf einen Grundwasserleiter im Hangenden, kann ein möglicherweise auftretendes  $\text{CO}_2$ -Leck erkennen. Hierzu wird als Referenz vorab ein Fall ohne Leck simuliert. Es wird gezeigt, dass Druck-Messungen und hydraulische Laufzeiten in Reservoir und Grundwasserleiter einen ersten

Einblick in die Art des Lecks geben. Es wird ebenso gezeigt, dass der Vergleich der Diffusivitäts-Tomogramme zwischen dichten und undichten Fällen ein Leck lokalisieren kann. Darüber hinaus wird der Einfluss von Störsignalen und die Rolle der Entfernung der Quelle untersucht. Störsignale haben klar einen Einfluss auf die Inversionsergebnisse und die Nachweisbarkeit des Lecks, da sie die Auflösung der Inversion beeinträchtigen.

Im letzten Teil dieser Arbeit wird Druck-Tomographie in heterogenen Formationen mit crosswell seismischer Tomographie unter vergleichbaren Bedingungen verglichen. Hydraulische Laufzeiten zeigen eine viel grössere relative Streuung als seismische Tomographie. Dies erlaubt eine bessere Auflösung von anspruchsvollen Strukturen mittels Druck-Tomographie. Darüber hinaus haben die beiden Ansätze eine unterschiedliche Eignung, gleichzeitig Heterogenität von Reservoir und CO<sub>2</sub>-Fahne aufzulösen. Druck-Tomographie bildet die Struktur der ursprünglichen, CO<sub>2</sub>-freien Formation besser ab als seismische Tomographie, weil sie sich direkt auf die hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs bezieht. Nach Injektion kann jedoch seismische Tomographie immer den Hauptteil der Fahne rekonstruieren, während die Druck-Tomographie durch die Heterogenität des Grundwasserleiters beeinflusst bzw. abgelenkt wird. Durch gemeinsames Clustering der Ergebnisse von Druck- und seismischer Tomographie können die Vorzüge der beiden Ansätze kombiniert werden. Sowohl die Form der Fahne als auch die CO<sub>2</sub>-Sättigung kann besser identifiziert werden.

Diese Arbeit zeigt das theoretische Potenzial dieses neuen Konzepts der multitemporalen Druck-Tomographie, über das eigentlich einphasige hydraulische Tomographie angewandt wird, um die Dynamik eines zweiphasigen Fließsystems abzubilden. Durch einphasige Näherung werden tomographische Inversion und Kalibrierung der Fliesseigenschaften stark beschleunigt. Mit den gezeigten vielversprechenden theoretischen Ergebnissen ist die hier eingeführte Methodik bereit für eine zukünftige Feldanwendung.