

# Ausbildung von Permeabilitätsanisotropie durch hydromechanische Druckänderung in Reservoirgestein

S. F. Biebricher, M. Feinendegen

Lehrstuhl für Geotechnik im Bauwesen und Institut für Grundbau, Bodenmechanik, Felsmechanik und Verkehrswasserbau, RWTH Aachen University, Aachen <biebricher@geotechnik.rwth-aachen.de>

---

## KURZFASSUNG

---

Unsicherheiten bei der Exploration von Kohlenwasserstoffreservoirien kann mit einer Teilkopplung von geologischen, geomechanischen und bruchmechanischen Modellen begegnet werden. Durch ein Simulations-Kopplungs-Interface kann etablierte Software herstellerübergreifend genutzt werden, ohne dass zusätzliche Erweiterungen seitens der Hersteller notwendig sind. Bei dieser Kopplung auftretende Maßstabeffekte werden mit zwei eigens entwickelten Triaxialgeräten zur Untersuchung der geomechanisch-hydraulischen Zusammenhängen von Festgesteinen betrachtet.

*Schlagworte: Co-Simulation, Maßstabeffekte, Geomechanik*

## 1 EINLEITUNG

Die Exploration von tiefliegenden Kohlenwasserstoffreservoirien ist mit großen Unsicherheiten bezüglich der geologischen und geomechanischen Eigenschaften des Untergrundes verbunden. Informationen über die hydraulischen Eigenschaften des Reservoirs lassen sich auch mit großem Aufwand nur stichprobenartig anhand von Probebohrungen und am Kernmaterial durchgeführten Laborversuchen gewinnen.

Mittels stochastischer Modelle werden die vorhandenen Daten auf die Fläche des Reservoirs extrapoliert (Jensen, Hinkley, und Lake 1987; Richardson, Sangree, und Sneider 1987) und für Simulationen verwendet. Hierbei kommt es unweigerlich zu Maßstabeffekten, welche einer genaueren Betrachtung bedürfen. Zur numerischen Modellierung der Reservoirs werden üblicherweise, separate Modelle erstellt: ein Reservoirmodell (Temperatur und Mehrphasenströmung), ein geomechanisches Modell (Spannungen und Verformungen) und ein Bruchmechanikmodell (Risswachstum) (Settari und Walters 2001). Die Abhängigkeiten von

Spannungen, Verformungen und hydraulischen Eigenschaften lassen sich insbesondere bei produktionsinduzierten Setzungen beobachten: Bei gering verdichteten Reservoirien kann die Produktion sich durch die Kompaktion des Wirtsgesteins verbessern, es kann jedoch auch zu einer Verringerung der Reservoirpermeabilität, zu Oberflächensetzungen oder zu Schäden an der Bohrlochausrüstung kommen (Longuemare u. a. 2002; Settari 2002). Vereinfachende Annahmen der Einzelmodelle und daraus resultierende Ungenauigkeiten können durch eine vollständige Kopplung untereinander aufgelöst werden. Hierfür bedarf es jedoch eines hohen technischen Aufwands und einer eigens dafür entworfenen Software, welche erneut auf ein spezifisches Problem zugeschnitten ist. Eine Teilkopplung hingegen bietet die Möglichkeit, Experten mit etablierten Softwaresuiten arbeiten zu lassen und dennoch auftretende Ungenauigkeiten zu minimieren (Elmekati und Shamy 2010; Gomes u. a. 2017; Settari und Walters 2001).

Für diesen Zweck wurde ein universelles Simulations-Kopplungs-Interface zur Kopplung

beliebiger Softwaresuiten entwickelt. Durch interne Schnittstellen lassen sich auch die Ergebnisse von Laborversuchen an die Simulationen koppeln und auftretende Maßstabeffekte berücksichtigen. Weiterhin wurden zur Untersuchung der Maßstabeffekte Triaxial-Versuchsgeräte entwickelt, welche eine kontinuierliche Permeabilitätsmessung ermöglichen. Der Beitrag stellt Erkenntnisse aus einem vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Verbundprojekt vor.

## 2 RESERVOIR-SIMULATION

### 2.1 Stand der Technik

Zur Simulation von Kohlenwasserstoffreservoirien gibt es bereits seit den frühen 1990er Jahren Bemühungen, einzelne Fachgebiete miteinander zu verbinden (Tortike und Ali 1993). In den vergangenen Jahren wurden zur Integration geomechanischer Verhaltensweisen bereits einige Teilkopplungssysteme, bzw. -workflows entwickelt (Elmekati und Shamy 2010; Longuemare u. a. 2002; Settari und Walters 2001). Diese sind jedoch meist an bestimmte Softwaresuiten gebunden (Elmekati und Shamy 2010; Inoue u. a. 2014) oder müssen zunächst vom Hersteller in die Software integriert werden (FMI 2014; MpCCI 2017).

### 2.2 Entwurf des Kopplungs-Interface

Das Ziel des entworfenen Simulations-Kopplungs-Interface ist es, Simulationen herstellerunabhängig mit vorhandenen Schnittstellen zu verbinden, sodass seitens der Hersteller keine Eingriffe in die Programmierung notwendig sind. Das CLI (command line interface) eignet sich hervorragend für diese Zwecke, da es universell ist und sowohl auf Unix als auch auf Windows-Systemen angesprochen werden kann. Die Programmierung des Interface wurde systemunabhängig in der Skriptsprache Python 3.7 umgesetzt. Das modular aufgebaute Interface verbindet sich mit verschiedenen Engine-Objekten (z. B. Simulia Abaqus oder Pace3D) und speichert die Netzdaten für jeden Iterationsschritt in unabhängigen Grid-Objekten, wodurch eine vollkommene Auflösung der Strukturen der Softwaresuiten erzielt wird, was wiederum die Grundlage der Vielseitigkeit der entwickelten Software ist.

### 2.3 Datenaustausch der Einzelmodelle

Die räumliche Ausdehnung der Reservoirie und die unterschiedlichen Anforderungen der Teildisziplinen, wie beispielsweise der Geomechanik (großzügige Randbereiche) oder der Hydraulik (möglichst hochauflösend) machen es notwendig, zur Minimierung der Berechnungszeiten die Einzelmodelle an diese Anforderungen anzupassen. Die Modelle enthalten zudem vereinfachende Annahmen und es werden unterschiedliche physikalische Modellansätze, wie die Diskrete-Elemente-Methode oder die Finite-Elemente-Methode, verwendet. Bei einer Verbindung von Modellen müssen diese teils widersprüchlichen Eigenheiten beim Datenaustausch berücksichtigt werden.

Sind die Koordinaten zu jedem Datenpunkt einer Simulation bekannt, so lassen sich diese von einem Koordinatensystem  $A$  in ein Koordinatensystem  $B$  übertragen. Es wurde eine Methode entwickelt, welche zu jedem Punkt in  $B$  die nächstgelegenen Punkte in  $A$  in einem festgelegten Radius findet. Diese Punkte aus  $A$  und ihre Entfernung werden in einer Transformationsmatrix  $T_{BA}$  gespeichert. Aus dem Kehrwert der Entfernung und dem Wert der Datenpunkte lässt sich ein gewichteter arithmetischer Mittelwert berechnen, welcher für jeden Punkt in  $B$  bestimmt werden kann.

### 2.4 Zeitliche Diskretisierung und Kopplungsansätze

Am Beispiel der hydromechanisch gekoppelten Simulation einer Gasförderung soll das Vorgehen einer Teilkopplung erläutert werden. Die die geomechanische und die hydraulische Berechnung werden getrennt voneinander durchgeführt. Dabei beginnt die hydraulische Simulation mit der Berechnung eines initialen Porendrucks  $u$ . Diese Porendruckverteilung wird an das geomechanische Modell übergeben und es werden die Spannungen  $\sigma$  und die Verformungen  $\varepsilon$  berechnet. Die daraus resultierende Porosität  $\Phi$  wird erneut an das hydraulische Modell übergeben, um eine neue Porendruckverteilung aufgrund der sich ändernden Druckverhältnisse durch die Gasproduktion zu bestimmen.

Bei der zeitlichen Diskretisierung wird im Allgemeinen zwischen einer expliziten und einer

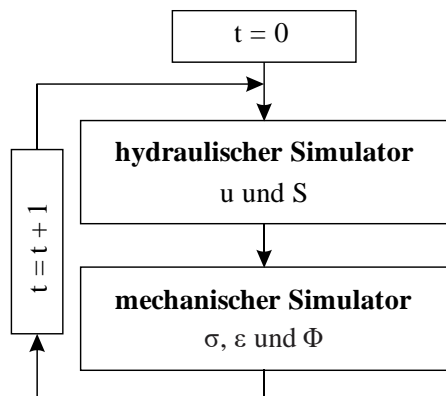


Abbildung 1 Ablaufdiagramm einer teilgekoppelten Simulation (explizite Formulierung)

iterativen Kopplung unterschieden (Longue-mare u. a. 2002; Settari und Walters 2001). Die explizite Formulierung (siehe Abbildung 1) gibt für die gekoppelten Modelle einen festen Zeitschritt an, in dem die Berechnungen durchgeführt werden sollen. Erst nach Ablauf dieses Zeitschritts werden die Daten zwischen den Modellen ausgetauscht. Bei der iterativen Kopplung wird derselbe Zeitschritt vorgegeben, jedoch tauschen die Modelle die Daten in jedem Inkrement aus. Trotz etwas geringerer Genauigkeit wurde aufgrund der erheblichen Minimierung der Rechenzeit eine explizite Formulierung gewählt. Die Länge des Zeitschritts ist hierbei ein Genauigkeitskriterium: je kleiner der Schritt, desto genauer die Ergebnisse.

### 3 GEOMECHANISCH-HYDRAULISCHE UNTERSUCHUNGEN

Es wurden bereits zahlreiche Untersuchungen zum Zusammenhang von Spannung und Permeabilität an Gesteinsproben (Alam u. a. 2014; Oda, Takemura, und Aoki 2002) sowie zum Zusammenhang von Spannung und Verformungsverhalten (Kwasniewski, Takahashi, und Li 2003; Singh und Huck 1972) durchgeführt. Untersuchungen, die Spannung, Verformung und Permeabilität gleichzeitig betrachten, sind aufgrund des komplexen Versuchsaufbaus kaum vorhanden (Nguyen u. a. 2014) und behandeln nur Proben mit einer maximalen Höhe von 80 mm.

Zur hydromechanischen Untersuchung von großen Gesteinsproben (Höhe 45 cm und Durchmesser 25 cm) wurde eine Großtriaxialgerät

entworfen. Auftretende Maßstabeffekte werden mit einer umgebauten konventionellen Triaxialzelle, durch Wiederholung der großmaßstäblichen Versuche, betrachtet.

#### 3.1 Großtriaxialgerät

Die entwickelte Großtriaxialzelle (siehe Abbildung 2) hat eine Gesamthöhe von 1,7 m und einen Durchmesser von 1,0 m. Die Konstruktion setzt sich aus Bassin, Druckzylinder, vertikalem Widerlager, Pumpen und einem Messcomputer zusammen. Die wassergesättigte Gesteinsprobe wird ins Bassin eingebaut. Das Bassin ist mit Flüssigkeit gefüllt, womit ein allseitiger Druck auf die Probe aufgebracht wird. Der Druckzylinder sitzt auf der Probe und erzeugt einen axialen Druck zur Komprimierung der Probe. Während der Versuchsdurchführung wird die Gesteinsprobe kontinuierlich axial mit einem Fluid durchströmt.

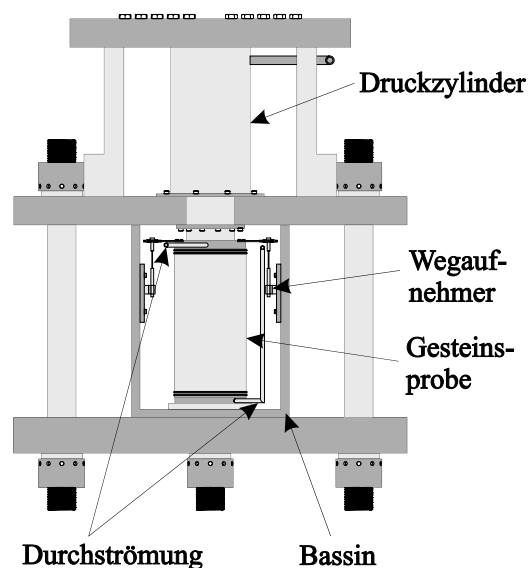


Abbildung 2 Skizze des Großtriaxialgerätes

Mit verbauten Magnetfeldsensoren wird die Verformung der Probe an zwei gegenüberliegenden Positionen bestimmt. Eine volumetrische Veränderung lässt sich anhand der im Bassin vorhandenen Flüssigkeit nachvollziehen. Mittels des gemessenen Durchflusses durch die Probe, dem Druckunterschied und der Temperatur des Fluids lässt sich auf Grundlage des Gesetzes von Darcy (Darcy 1856) die Permeabilität des Gesteins ermitteln. Zu Versuchsbeginn wird die Probe zunächst allseitig bis zu einer maximalen Spannung von 0,3 MPa belastet.

Anschließend werden der axiale und der radiale Druck in einem konstanten Verhältnis zueinander erhöht, bis die Probe zum Bruch kommt. Die Zelle wurde für gering verfestigte Sandsteine konzipiert und bringt eine maximale axiale Belastung von 50 MPa auf.

### 3.2 Maßstabeffekte

Zur Untersuchung von Maßstabeffekten wird zusätzlich eine Triaxialzelle mit einer maximalen Probenhöhe von 8 cm so umgebaut, dass ebenfalls eine kontinuierliche Durchströmung und Permeabilitätsmessung während des Versuchsablaufs ermöglicht werden. Hiermit werden die zuvor an der Großtriaxialzelle durchgeführten Vorversuche am synthetischen Gestein wiederholt. Durch einen Vergleich der Ergebnisse sollen Maßstabeffekte untersucht werden, um diese bei den geomechanischen und hydraulischen Simulationen berücksichtigen zu können.

## 4 ZUSAMMENFASSUNG

Durch die universelle Kopplung beliebiger Simulationssoftware bietet sich die Möglichkeit, die für die Reservoirsimulation notwendige Verbindung geologischer und geomechanischer Prozesse herzustellen. Der direkte Vergleich von hydraulisch-geomechanischen Untersuchungen an Festgestein in unterschiedlichen Skalen erzeugt zudem ein besseres Verständnis auftretender Maßstabeffekte und kann unmittelbar in die Simulationskopplung einfließen.

## LITERATUR

- Alam, A. K. M. Badrul, Masaki Niioka, Yoshiaki Fujii, Daisuke Fukuda, und Jun-ichi Kodama. 2014. „Effects of Confining Pressure on the Permeability of Three Rock Types under Compression“. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 65:49–61.
- Darcy, Henry Philibert Gaspard. 1856. *Les Fontaines publiques de la ville de Dijon. Exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau, etc.* V. Dalamont.
- Elmekati, Ahmed, und Usama El Shamy. 2010. „A Practical Co-Simulation Approach for Multiscale Analysis of Geotechnical Systems“. *Computers and Geotechnics* 37(4):494–503.
- FMI. 2014. *Functional Mock-up Interface for Model Exchange and Co-Simulation*. Modelica Association.
- Gomes, Cláudio, Casper Thule, David Broman, Peter Gorm Larsen, und Hans Vangheluwe. 2017. „Co-simulation: State of the art“. *arXiv preprint arXiv:1702.00686*.
- Inoue, N., S. a. B. da Fontoura, G. L. Righetto, C. E. R. Lautenschlager, R. A. do C. Albuquerque, G. B. Meurer, und A. L. S. de Souza. 2014. „Reservoir Geomechanics Workflow“. *International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering*.
- Jensen, Jerry L., David V. Hinkley, und Larry W. Lake. 1987. „A Statistical Study of Reservoir Permeability: Distributions, Correlations, and Averages“. *SPE Formation Evaluation* 2(04):461–68.
- Kwasniewski, M., M. Takahashi, und X. Li. 2003. „Volume Changes In Sandstone Under True Triaxial Compression Conditions“. *International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering*.
- Longuemare, P., M. Mainguy, P. Lemonnier, A. Onaisi, Ch Gérard, und N. Koutsabeloulis. 2002. „Geomechanics in reservoir simulation: overview of coupling methods and field case study“. *Oil & gas science and technology* 57(5):471–483.
- MpCCI. 2017. *MpCCI CouplingEnvironment*. Sankt Augustin: Fraunhofer-Institute for Algorithms and Scientific Computing SCAL.
- Nguyen, V. H., N. Gland, J. Dautriat, C. David, J. Wassermann, und J. Guélard. 2014. „Compaction, Permeability Evolution and Stress Path Effects in Unconsolidated Sand and Weakly Consolidated Sandstone“. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 67:226–39.
- Oda, M., T. Takemura, und T. Aoki. 2002. „Damage Growth and Permeability Change in Triaxial Compression Tests of Inada Granite“. *Mechanics of Materials* 34(6):313–31.
- Richardson, J. G., J. B. Sangree, und R. M. Sneider. 1987. „Permeability Distributions in Reservoirs“. *Journal of Petroleum Technology* 39(10):1.197-1.199.
- Settari, A. 2002. „Reservoir Compaction“. *Journal of Petroleum Technology* 54(08):62–69.
- Settari, A., und Dale A. Walters. 2001. „Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling With Applications to Reservoir Compaction“. *SPE Journal* 6(03):334–42.
- Singh, Madan M., und Peter J. Huck. 1972. „Large Scale Triaxial Tests On Rock“. American Rock Mechanics Association.
- Tortike, W. S., und S. M. Farouq Ali. 1993. „Reservoir Simulation Integrated with Geomechanics“. *Journal of Canadian Petroleum Technology* 32(05).