

Ergebnisse der Modellierung für typische geologische Situationen (Settings)

Teil 2: Modellierung von Szenarien für den Transport von Fracking-Flüssigkeiten im Untergrund

Abstract des Vortrags von Prof. Dr. Rainer Helmig, Münster, 24. Februar 2012

1. Ausbreitung der Fracking-Flüssigkeit

Fracking Flüssigkeit wird verwendet, um Klüfte in der gasführenden Schicht unter hohen Drücken zu erzeugen und so die Permeabilität des Systems für Methangas zu erhöhen. Breitet sich eine Kluft (oder Klüfte) über die Grenzen der gasführenden Schicht in darüber liegende Schichten aus, kann Fracking-Flüssigkeit in Richtung der Grundwasserleiterströmen. Treibende Kräfte sind in diesem Fall die hohen Drücke (*Szenario 1*).

Ist Fracking-Flüssigkeit bereits in einen Grundwasserleiter eingedrungen ist, z.B. durch einen Störfall, kann ein Transport über große Zeiträume hinweg entlang eines schwachen natürlichen hydraulischen Gradienten erfolgen (*Szenario 2*). Dieser Fall wird in einem großräumigen Modellgebiet für das Münsterländer Kreidebecken beschrieben.

Ausbreitung beim Fracking-Vorgang (Szenario 1)

Das Modellgebiet mit typisierten hydrogeologischen Verhältnissen, die sich aus Bohrprofilen verschiedener Standorte in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen ableiten, verläuft in der Vertikalen von der Grenze der gasführenden Schicht mit einer Barrierschicht am unteren Rand bis einschließlich zur obersten grundwasserführenden Schicht. Am unteren Rand des Modellgebiets wird ausgehend von den natürlichen Verhältnissen der beim Fracking-Prozess benötigte Druck angelegt (in den Simulationen 50-150 bar Überdruck für einen Zeitraum von 2h, siehe Abb. 1). Die Wegsamkeit wird als vertikal ausgerichtete Zone orthogonal zum horizontalen Schichtverlauf eingebaut (Abb. 2). Die zentrale Annahme ist, dass eine vor dem Fracking-Prozess vorhandene oder durch den Fracking-Prozess gebildete Wegsamkeit die gasführende Schicht mit den darüber gelegenen Schichten verbindet. Bei diesen Simulationen handelt es sich somit um eine grobe Überschätzung der eigentlich am Standort zu erwartenden Bedingungen (Worst-Case). Beispielhaft wird das Ausbreitungsverhalten der Fracking-Flüssigkeit für verschiedene Wegsamkeiten untersucht, wobei hier ein besonderes Augenmerk auf die Permeabilität und die effektive Porositätsverteilung sowie auf die vertikale Ausdehnung und den Durchmesser der Wegsamkeit gelegt wird.

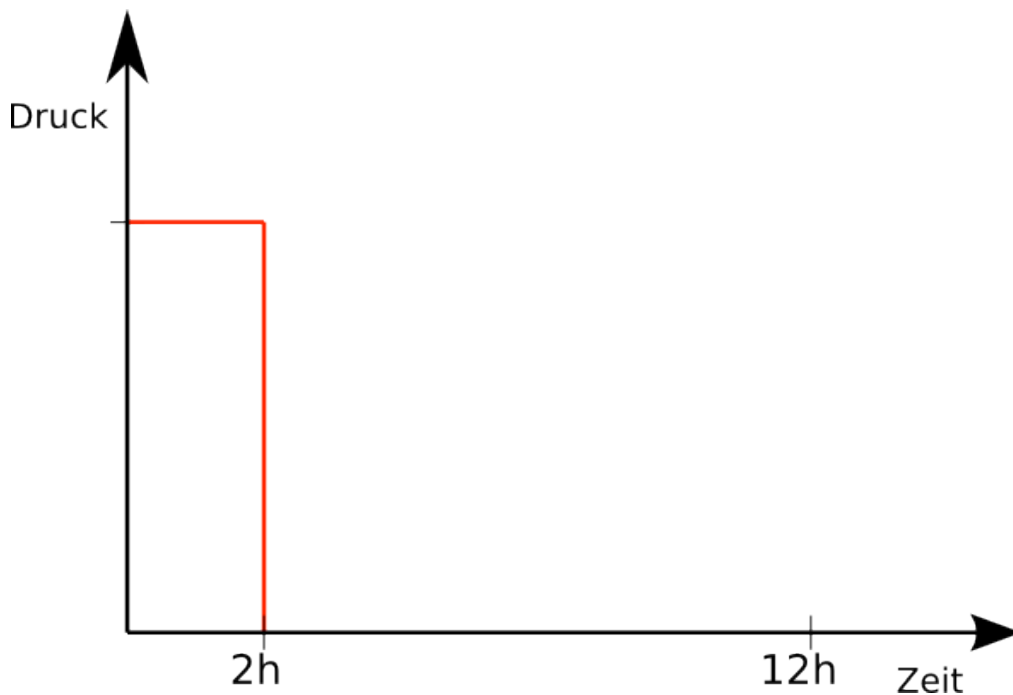


Abbildung 1: Druckverlauf über die Zeit am Festpotentialrand. Der maximale Druck beim Fracking Prozess wird in der Simulation für 2 Stunden aufrecht erhalten.

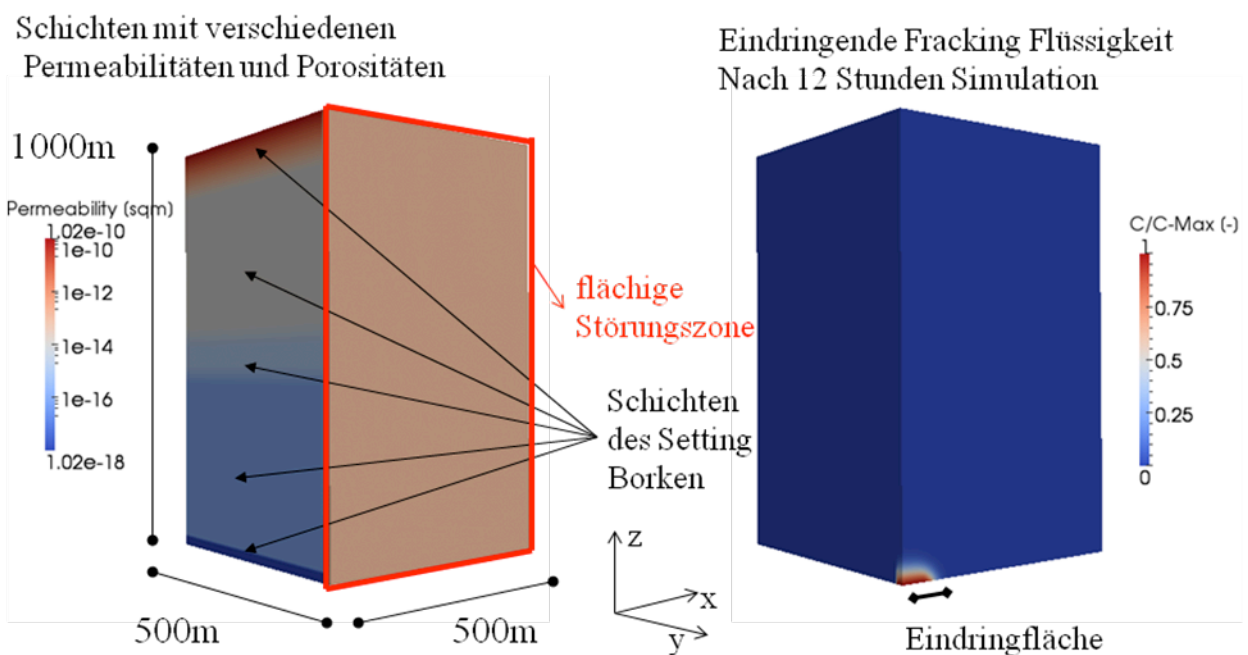


Abbildung 2: Szenario 1 Aufbau - Auf der linken Seite ist die Permeabilitätsverteilung sowie die Dimensionierung des Modell Gebietes zu sehen. Rechts ist die normierte Konzentration des idealen Tracers nach dem Fracking Prozess aufgetragen.

Transport von Fracking-Fluid in einem Grundwasserleiter (Szenario 2)

Abb.2 zeigt den hydrogeologischen Schnitt durch das Münsterländer Kreidebecken. Dieser ist die Basis für das Modellgebiet mit einer Tiefe von ca. 2km und einer Längenausdehnung von ca. 100km. Im dargestellten Schnitt befindet sich über dem Karbon (gasführende Schicht) der Cenoman-Turon-Grundwasserleiter (überwiegend Kalksteine) mit einer guten hydraulischen Leitfähigkeit. Falls Fracking-Flüssigkeit in diesen Grundwasserleiter eindringt, kann sie entlang des natürlich herrschenden hydraulischen Gradienten transportiert werden. Die Fracking-Flüssigkeit wird im Modell als konservativer Tracer im Wasser transportiert, d.h. der Transport hat keinerlei

Einfluss auf die stattfindende Grundströmung und es findet kein Abbau oder Rückhalt von Stoffen statt. Dieser Transportprozess ist charakterisiert durch einen schwachen horizontalen hydraulischen Gradienten und geringe Fließgeschwindigkeiten. Durch den Einbau von Wegsamkeiten im Emscher Mergel soll analysiert werden, ob und unter welchen Bedingungen eine Ausbreitung in höher gelegene Grundwasserleiter erfolgen könnte.

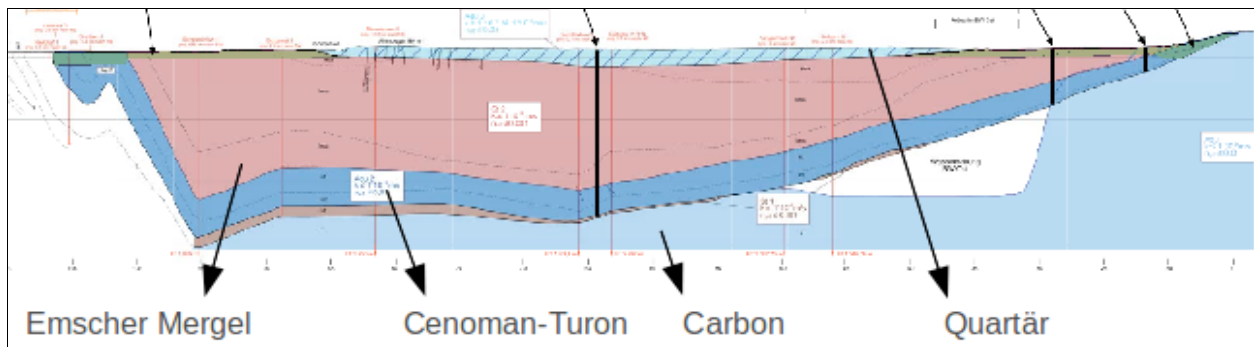
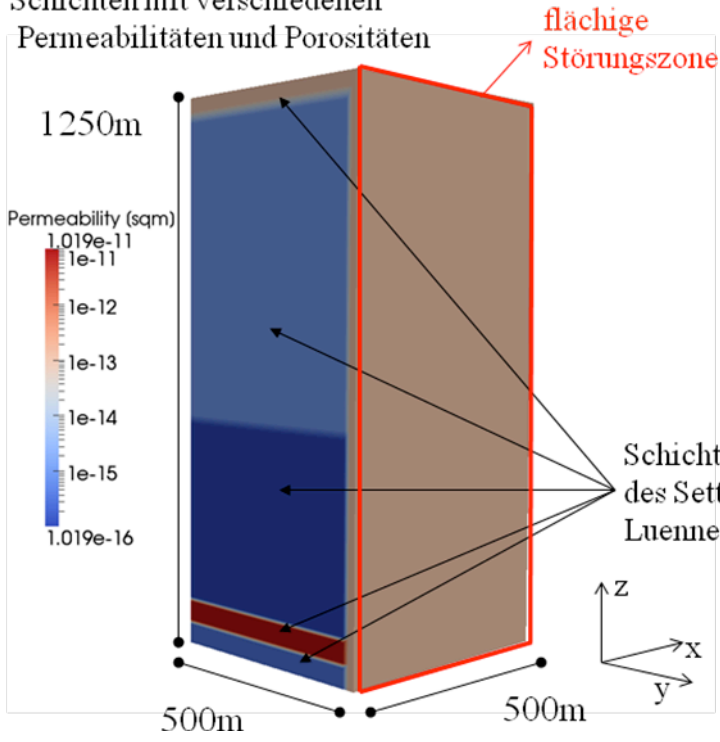


Abbildung2: Zwei-dimensionaler hydrogeologischer Schnitt durch das Münsterländer Kreidebecken.

2. Methan-Migration

Die mögliche Migration von Methan im Zusammenhang mit dem Fracking Prozess ist ein immer intensiver diskutiertes Thema. Migrationspfade und Quellen können nur unzureichend beschrieben werden. Bisher gibt es allerdings nur wenige Studien, die sich mit den geo-physikalischen Zusammenhängen auseinandersetzen und die Datengrundlagen sind generell gering. In den Simulationen wird deshalb eine Abschätzung mit einem möglichst einfachen Modellaufbau entsprechend Szenario 1 vorgenommen. Kritisch für die Simulationen ist die Abschätzung der Eindringrate aus der gasführenden Schicht. Weil genauere Daten fehlen wird für die Simulationen wieder die Worst-Case Annahme getroffen, dass Wegsamkeiten zwischen der gasführenden Schicht und den darüber liegenden Schichten bestehen. Als freie Phase hat Methan eine wesentlich geringere Dichte als die Wasser Phase und Dichteunterschiede sind somit die treibende Kraft für den Migrationsprozess. Ob und wie weit sich das Methan ausbreiten kann, hängt stark vom Sättigungsgrad, von den geologischen Strukturen und den vertikalen Wegsamkeiten ab. Abbildung 3 gibt den Modellaufbau von Szenario 3 schematisch wieder. Simuliert wurden verschiedene Shale Gas Standorte in Niedersachsen mit einer Simulationsdauer von insgesamt 100 Jahren.

Schichten mit verschiedenen Permeabilitäten und Porositäten



Sättigung der Methanphase nach 4 Jahren

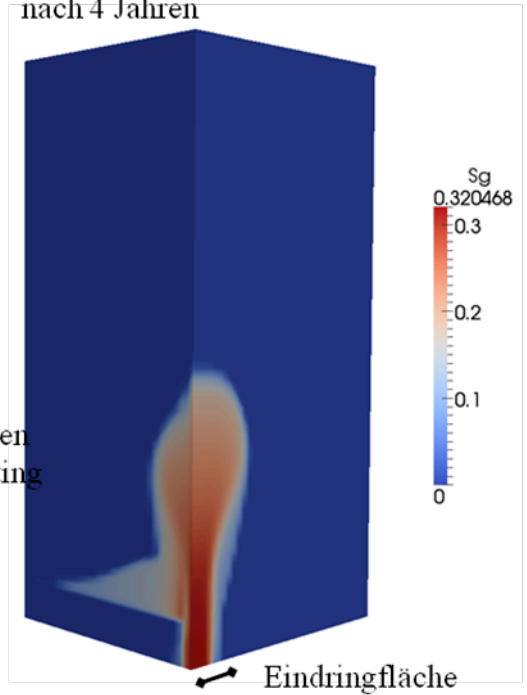


Abbildung 3: Szenario 3 Aufbau - - Auf der linken Seite ist die Permeabilitätsverteilung sowie die Dimensionierung des Modell Gebietes zu sehen. Rechts ist die Sättigung von Methan, welches durch die Störungszone aufsteigt aufgetragen.