

Gasausbreitung in unverritztes Steinsalz

Hydro-mechanisch
gekoppelte Modellrechnungen
mit dem Simulationstool TFC

Gasausbreitung in unverritztes Steinsalz

Hydro-mechanisch
gekoppelte Modellrechnungen
mit dem Simulationstool TFC

Stephan Hotzel

August 2014

Anmerkung:

Dieser Bericht wurde im Rahmen des FE-Vorhabens „Forschung und Entwicklung zu gekoppelten THMC-Prozessen in der Übergangsphase nach Verschluss eines Endlagers für wärmeentwickelnde radioaktive Abfälle“ 3610 R 03230 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) erstellt.

Die Arbeiten wurden von der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor. Die hierin geäußerten Meinungen müssen nicht mit der Meinung des Auftraggebers übereinstimmen.

Deskriptoren:

Endlager, Gasausbreitung, FLAC3D, Kopplung, Steinsalz, TFC, THM, TOUGH2

Kurzfassung

Bei der geologischen Endlagerung radioaktiver Abfälle kann es möglicherweise zu einem Eindringen von Gas in das Gebirge kommen. Die dabei auftretenden Prozesse sind Gegenstand der aktuellen Forschung. In der vorliegenden Arbeit wird das von der GRS entwickelte Simulationstool TFC verwendet, um eine Reihe von hydro-mechanisch (HM) gekoppelter Prozesse, die hier eine Rolle spielen könnten, anhand eines stilisierten Gasinjektionsversuchs in Steinsalz zu modellieren. Simuliert wird die Zeit ab Bohrlocherstellung, die sog. Ausgasungsphase und die anschließende Injektionsphase, wobei Steinsalz als klassisches poröses Medium modelliert wird. Für die Abhängigkeiten der hydrodynamischen (H) Parameter von mechanischen (M) Zustandsänderungen (M→H-Kopplung) und der mechanischen Parameter von hydrodynamischen Zustandsänderungen (H→M-Kopplung) werden jeweils verschiedene physikalische Modelle in Form unterschiedlicher Kopplungsfunktionen angesetzt: Für die M→H-Kopplung wird sowohl eine direkte Abhängigkeit der Permeabilität von der minimalen Effektivspannung angenommen als auch alternativ eine poroelastische Spannungs-Porositäts-Beziehung mit anschließender Porositäts-Permeabilitätsbeziehung. Für die H→M-Kopplung wird sowohl Unabhängigkeit zwischen totalen Spannungen und Porendruck angenommen als auch alternativ eine poroelastische H→M-Kopplung.

Die Simulationen zeigen, dass bei angenommener Abhängigkeit der Permeabilität von der minimalen Effektivspannung in der Ausgasungsphase ein Permeabilitätsminimum im konturnahen Gebirgsbereich entsteht, das sich in der Injektionsphase nicht auflösen kann und einen äußerst geringen Gasfluss ins Gebirge zur Folge hat. Bei einer rein poroelastischen HM-Kopplung ist die Ausgasung besonders gering und auch in der Injektionsphase lässt sich mit dieser Kopplung keine verstärkte Gasinjektion erreichen. Offensichtlich sind die im Rahmen der linear-elastischen Biot-Theorie erzeugten Porenraumänderungen dafür zu klein. Keine der in den verschiedenen Rechnungen getroffenen Modellannahmen führt zu einer tatsächlich großen plötzlich ins Gebirge eindringenden Gasmenge. Allerdings zeigen die hier präsentierten Rechnungen trotz der nur kleinen ins Gebirge injizierten Gasmengen teilweise eine unerwartet große Reichweite des Injektionsgases. Darüber hinaus belegt eine Modellrechnung mit reduziertem Bohrlochdurchmesser, dass Effekte der Bohrlochkontur skalenabhängig sind und deshalb nur eingeschränkt von kleinskaligen Versuchen auf die Dimensionen eines Endlagers übertragbar sind.

Abstract

Geological disposal of radioactive waste may give rise to gas injection into the host rock. The processes involved are subject of current research. In this study, the recently developed modelling tool TFC of GRS is used to model a number of coupled hydro-mechanical processes which may play a role in this scenario by means of a stylised gas injection experiment in rock salt. The simulation includes the gas emission phase, starting at the time of drilling the borehole, and the actual gas injection phase of the experiment. Rock salt is modelled as porous medium. Dependencies of hydrodynamic (H) parameters on mechanical (M) state changes (M→H-coupling) and of mechanical parameters on hydrodynamic state changes (H→M-coupling) are modelled by a number coupling functions. As to M→H-coupling, direct dependency of permeability on minimum effective stress is assumed as well as, alternatively, a poroelastic stress-porosity relationship with subsequent porosity-permeability relationship. As to H→M-coupling, independency between total stress and pore pressure is assumed as well as, alternatively, a poroelastic pore pressure vs. total stress relationship.

Assuming direct dependency of permeability on effective stress, the simulations show that near the contour a permeability minimum develops in the emission phase, which does not vanish in the injection phase and which yields a very low gas flow. Assuming a mere poroelastic HM-coupling, gas emission is exceptionally low and also during the injection phase no enhanced gas injection can be achieved with this type of coupling. Apparently, pore volume changes in the framework of Biot's theory of poroelasticity are too small to result in such an effect. None of the various modelling assumptions results in a sudden injection of an actually large amount of gas. However, some simulations reveal an unexpected range of the injection front. Furthermore, a simulation with reduced bore hole diameter proves a scale dependency of effects of the contour, indicating a limited transferability of results from small scale experiments to repository scale conditions.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zielsetzung	1
2	Das Simulationstool TFC	3
2.1	Kurzbeschreibung des Programms	3
2.2	H→M- und M→H-Kopplung und der Biot-Parameter.....	4
3	Modellrechnungen: Basisfall	9
3.1	Modellannahmen	9
3.1.1	Modellgebiet	9
3.1.2	Mechanik	11
3.1.3	Hydraulik	11
3.1.4	Hydro-Mechanische-Kopplung.....	12
3.2	Simulationsablauf	12
3.2.1	Hydraulische Druckbeaufschlagung.....	13
3.2.2	Mechanischer Spannungsverlauf im Gebirge.....	15
3.3	Basisrechnung	19
3.3.1	HM-Kopplungsparameter.....	19
3.3.2	Rechenergebnisse	21
3.3.2.1	Ausgasungsphase	22
3.3.2.2	Gasinjektionsphase	26
4	Analyse der Auswirkung von Einzelprozessen in Modellrechnungen.....	33
4.1	Zeitlich verzögerte Verheilung.....	33
4.1.1	HM-Kopplungsparameter.....	34
4.1.2	Rechenergebnisse	35
4.1.3	Variante ohne Verheilung	36
4.2	Verheilung mit Hysterese.....	37
4.2.1	HM-Kopplungsparameter.....	38

4.2.2	Rechenergebnisse.....	38
4.3	H→M-Kopplung und Biot-Parameter.....	40
4.3.1	HM-Kopplungsparameter.....	40
4.3.2	Rechenergebnisse bei Variation des Biot-Parameters.....	41
4.3.3	Variante mit vertikal verschiebbaren Gitterpunkten und Auflast	44
4.4	Gerichtete Permeation.....	46
4.4.1	HM-Kopplungsparameter.....	47
4.4.2	Rechenergebnisse.....	47
4.5	Variation des M→H-Kopplungsgesetzes.....	48
4.5.1	HM-Kopplungsparameter.....	49
4.5.2	Rechenergebnisse.....	50
4.6	Zum Injektionsdruck als mechanischer Randbedingung	51
4.6.1	Rechenergebnisse.....	52
5	Diskussion der Ergebnisse und offene Fragen	55
5.1	Ausgeströmte und injizierte Gasmengen	57
5.1.1	Ausgasungsphase	57
5.1.2	Injektionsphase.....	58
5.2	Reichweite der Gasinjektion	60
5.3	Effekte der Bohrlochkontur	61
5.4	Weitere Effekte der HM-Kopplung	63
6	Zusammenfassung	65
	Literaturverzeichnis.....	69
	Abbildungsverzeichnis.....	73

1 Einleitung und Zielsetzung

Um gekoppelte thermo-hydro-mechanische (THM) Prozesse in einem Endlager für radioaktiven Abfall analysieren zu können, wurde in der GRS im Vorhaben SR 2548 (3605R02548) das thermo-hydrodynamische Rechenprogramm TOUGH2 mit dem thermo-mechanischen Rechenprogramm FLAC3D gekoppelt /NAV 08/. In mehreren fallspezifischen Anwendungen konnte die Leistungsfähigkeit dieses Ansatzes demonstriert werden /JAV 08a/ /JAV 08b/. Im Vorhaben 3609R03210 wurde auf dieser Basis das Simulationstool TOUGH2-FLAC3D-Coupling (TFC) entwickelt, in welchem die Methode der Kopplung von TOUGH2 und FLAC3D aufgegriffen und in ein flexibles Rechenwerkzeug überführt wurde. Dafür wurden u. a. fallspezifische Codeteile der Entwicklungen aus SR 2548 eliminiert und durch flexible Dateneingabemöglichkeiten und Datenvorbehandlungsschritte ersetzt. Eine erste Anwendung von TFC folgte im Projekt „Auswirkungen der Gasbildung im Endlager auf den einschlusswirksamen Gebirgsbereich“, wo die GRS begleitende Simulationsrechnungen zum Gasinjektions-Großversuch des Instituts für Gebirgsmechanik (Leipzig) im Salzbergwerk Merkers durchführte /POP 12/. Eine ausführliche Beschreibung des Programms TFC in Form eines Handbuchs findet sich in /HOT 14/.

In den vergangenen Jahren erhielt die Frage nach den Konsequenzen eines Gasdruckaufbaus (durch u. a. Korrosion) in einem Endlager besondere Beachtung. Insbesondere die Frage nach einem möglichen Integritätsverlust des Wirtsgesteins bzw. des einschlusswirksamen Gebirgsbereichs wurde diskutiert. Da das Wirtsgestein bei einer Endlagerung in Steinsalz den vollständigen Einschluss der radioaktiven Abfälle herbeiführen soll und auch bei einer Endlagerung in Tonstein den Hauptanteil der Rückhaltung der Radionuklide gewährleisten soll, hätte ein Integritätsverlust der Gesteinsbarriere durch Gasdruckaufbau erhebliche Folgen für die Langzeitsicherheit des Endlagers. In mehreren Gasinjektionsexperimenten und einer Vielzahl von Modellierungsarbeiten wurde der Gastransport in Steinsalz und Tonstein bereits untersucht. Bei der Modellierung ging es häufig darum, einen konkreten Anwendungsfall (ein Experiment oder ein generisches Endlagermodell) zu simulieren.

In der vorliegenden Arbeit wird TFC verwendet, um eine Reihe von hydrodynamisch-geomechanisch gekoppelter Prozesse, die beim Gastransport durch intaktes Steinsalz eine Rolle spielen könnten, zu modellieren. Dabei steht nicht die Simulation eines einzelnen Anwendungsfalles im Fokus, sondern die Untersuchung, welche beobachtbaren

Phänomene bei verschiedenen Grundannahmen bzgl. der relevanten Prozesse auftreten können.

Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der eigentlichen Kopplung, d. h. auf denjenigen Prozessen, die für die (**hydro-mechanische**) HM-Kopplung verantwortlich sind und die bei rein hydrodynamischen oder rein mechanischen Rechnungen nicht auftreten oder eine untergeordnete Rolle spielen. Damit soll ein Feld ausgeleuchtet werden, das im Vergleich zu anderen Bereichen bisher wenig untersucht wurde, und wo die Erfahrungen der im Umgang mit Rechenwerkzeugen vertrauten Anwender im Bereich Langzeitsicherheitsanalysen noch vergleichsweise klein sind. Für diese Aufgabe ist das Programm TFC besonders gut geeignet, weil es für die hydrodynamische und für die mechanische Seite der Rechnungen jeweils auf bekannte Standardwerkzeuge zurückgreift und darüber hinaus die zusätzlichen, für die Kopplung zuständigen Prozesse unter die Kontrolle des Anwenders stellt.

Dabei geht es auch um die Frage, inwieweit die den Standardwerkzeugen zugrunde liegenden Modellvorstellungen – wie z. B. der kontinuierliche vernetzte Porenraum – in der Lage sind, die in der Realität auftretenden Phänomene beim Gastransport in Steinsalz zu beschreiben. Hier wird diese Frage ohne Vorfestlegungen, aus phänomenologischer Sicht beleuchtet.

Im folgenden Kapitel 2 wird das Programm TFC kurz vorgestellt und die hier gewählte Aufteilung der eigentlich integralen HM-Kopplung in $H \rightarrow M$ -Kopplung und $M \rightarrow H$ -Kopplung erläutert und begründet. In Kapitel 3 werden die Modellannahmen und der modellierte stilisierte Gasinjektionsversuch vorgestellt, und es wird eine Basisrechnung durchgeführt und analysiert. In Kapitel 4 folgen dann weitere Modellrechnungen mit alternativen $H \rightarrow M$ - und/oder $M \rightarrow H$ -Kopplungsvarianten, wobei die Ergebnisse jeweils diskutiert und mit der Basisrechnung verglichen werden. Kapitel 5 greift das Gesamtbild auf, das sich aus den Rechenfällen zusammensetzen lässt, und zeigt offene Fragen auf. Im abschließenden Kapitel 6 werden die Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst.

2 Das Simulationstool TFC

Zum Simulationstool TFC (TOUGH2-FLAC3D-Coupling) gehören im weiteren Sinne die Standard-Rechenwerkzeuge TOUGH2 /PRU 99/ und FLAC3D /ITA 09/ sowie alle zusätzlichen Steuerungsdateien und Programmcode-Teile, die zur Durchführung eines TFC-Rechenlaufs erforderlich sind. Im engeren Sinne bezeichnet TFC das Werkzeug, das die eigentliche Kopplung von TOUGH2 und FLAC3D bewerkstelligt, und zwar sowohl in programmtechnischer Hinsicht – die Logistik der Programmaufrufe – als auch in modelltechnischer Hinsicht – die Verknüpfung der hydrodynamischen (genauer: fluiddynamischen) mit den mechanischen Prozessen.

In diesem Kapitel wird die Funktionsweise von TFC vorgestellt. Dafür wird TFC im engeren Sinne und in modelltechnischer Hinsicht beschrieben. Eine ausführliche, auch programmtechnische Beschreibung von TFC findet sich in der Unterlage /HOT 14/. Bezüglich der Rechenwerkzeuge TOUGH2 und FLAC3D sei auf die Programm-Handbücher /PRU 99/ und /ITA 09/ verwiesen.

2.1 Kurzbeschreibung des Programms

TFC koppelt TOUGH2 und FLAC3D sequentiell, d. h. in jedem Zeitschritt werden die thermo-hydrodynamischen (TH) Gleichungen und die mechanischen (M) Gleichungen nacheinander gelöst. Jeder komplette Zeitschritt besteht demnach aus einem TH-Zeitschritt und einem anschließenden M-Zeitschritt, wobei die in der TH-Rechnung ermittelten neuen Parameter in dieser M-Rechnung bereits berücksichtigt werden, soweit sie für diese eine Rolle spielen (sog. „TH→M-Kopplung“, s. u.). Die in der M-Rechnung ermittelten neuen Parameter, die in den hydrodynamischen Rechnungen eine Rolle spielen, werden in der folgenden TH-Rechnung, d. h. im nächsten Zeitschritt berücksichtigt (sog. „M→H-Kopplung“).

Durch diese sequentielle Programmabfolge und Abarbeitung von jeweils bestimmten physikalischen¹ Prozessen wird die eigentlich integrale THM-Kopplung in eine TH→M

¹ Mittelbar werden von TOUGH2 auch vereinzelte chemische Effekte abgebildet (z. B. Löslichkeiten gemäß Henry-Gesetz, ggf. Ausfällung, Sorption, Metallkorrosion).

und eine M→H-Kopplung aufgespaltet. Dabei bezeichnet „TH→M-Kopplung“ die Art und Weise, in welcher die in dem TH-Zeitschritt berechneten Änderungen von thermischen und hydrodynamischen Parametern die mechanische Rechnung beeinflussen. Entsprechend bezeichnet „M→H-Kopplung“ die Art und Weise, in welcher die in der M-Rechnung ermittelten Änderungen von mechanischen Parametern die (nächstfolgende) thermo-hydrodynamische Rechnung beeinflussen. Die M→H-Kopplung wird nicht als M→“T“H-Kopplung bezeichnet, weil davon ausgegangen wird, dass mechanische Spannungs- und Dehnungsänderungen auf die Temperatur direkt einen vernachlässigbaren Einfluss haben. Die M→H-Kopplung stellt vielmehr den Einfluss der geänderten mechanischen Parameter auf die hydrodynamischen Parameter dar. Lediglich mittelbar können die mechanischen Parameter, über die beeinflussten hydrodynamischen Parameter, in der nachfolgenden TH-Rechnung auch die thermischen Parameter beeinflussen. Dieser Effekt soll mit dem Begriff „M→H-Kopplung“ aber nicht thematisiert werden. In der umgekehrten Kopplungsrichtung, TH→M, können hingegen tatsächlich thermische und hydrodynamische Parameter getrennt und unabhängig voneinander direkten Einfluss auf die mechanischen Größen haben.

Da in der hier vorliegenden Arbeit thermische Prozesse nicht betrachtet werden, d. h. der TOUGH2-Programmteil in isothermer Konfiguration genutzt wird und die TH-Rechnungen tatsächlich rein hydrodynamische Rechnungen sind, wird auch die TH→M-Kopplung zu einer tatsächlichen H→M-Kopplung.

2.2 H→M- und M→H-Kopplung und der Biot-Parameter

In der sequentiellen Kopplung von TOUGH2 und FLAC3D werden zunächst von TOUGH2 im k-ten H-Zeitschritt neue Porendrücke, $p(t_k)$, sowie $\Delta p = p(t_k) - p(t_{k-1})$ berechnet. Im anschließenden k-ten M-Zeitschritt werden von FLAC3D aus dem Zustand zum Zeitpunkt t_{k-1} und den zuvor errechneten H-Parametern Δp neue Spannungen und Dehnungen zum Zeitpunkt t_k errechnet. Dazu wird zunächst die Spannung im M-Zustand so manipuliert, wie es die Porendruckänderung bewirkt hätte, wenn der M-Zustand ansonsten konstant gehalten worden wäre. Wie dies geschieht, hängt von der ausgewählten H→M-Kopplungsvariante ab (s. u.). Der so entstandene mechanische Ungleichgewichtszustand wird dann durch eine M-Rechnung $t_{k-1} \rightarrow t_k$ mit FLAC3D aufgelöst.

Die für den nachfolgenden (k+1-ten) H-Zeitschritt relevanten M-Parameter – hier „M→H-Kopplungsparameter“ genannt – sind die Hauptspannungen, σ_{\min} , σ_{med} und σ_{\max} , (optional auch die Normalspannungen in einem fest vorgegebenen Koordinatensystem, σ_{xx} , σ_{yy} und σ_{zz}) und die volumetrische Dehnung, ε , jeweils zum Zeitpunkt t_k . Die isotrope Spannung, σ , wird als arithmetisches Mittel der drei Normalspannungen berechnet; σ ist negativ für Kompression. $\Delta\sigma$ und $\Delta\varepsilon$ bezeichnen jeweils die Differenzen bzgl. Zeitpunkt t_{k-1} . TOUGH2 modifiziert je nach M→H-Kopplungsvariante (s. u.) die Porosität und/oder Permeabilität anhand der eingelesenen M-Parameter. Die Auswirkung eines so vorgegebenen geänderten Porenraumvolumens auf den Porendruck wird von TOUGH2 unter Maßgabe des Massenerhalts des Fluids im k+1-ten Zeitschritt berücksichtigt.

Ein Modell, das der in TFC implementierten HM-Kopplung zugrunde liegt, ist das der sog. Poroelastizität nach /BIO 41/. Die „Grundlagen der Poroelastizität“ sind im Kompendium von /DET 93/ zusammengefasst. Sie basieren auf den folgenden grundlegenden Modellannahmen:

- Linearität: Die Beziehungen zwischen Spannungen und Dehnungen sind linear.
- Elastizität: In einem geschlossenen Belastungs-Entlastungs-Zyklus wird keine Energie verbraucht.
- Isotropie: Die Materialeigenschaften des porösen Mediums sind isotrop. Das beinhaltet auch, dass Spannungs-Dehnungs-Relationen im Fluid nur die isotrope Komponente betreffen und dass Scherspannungen an der Kontaktzone von Fluid und Festkörper unberücksichtigt bleiben.
- Quasi-statische Prozesse: Es können nur Deformations- und Fließprozesse betrachtet werden, die die Annahme eines Druckausgleichs zwischen benachbarten Poren bzw. in einem Gitterelement rechtfertigen.

Allgemein wird im Rahmen der Biot-Theorie der Poroelastizität die Wechselwirkung zwischen den Spannungen im porösen Medium, auch Matrix genannt², und dem Porendruck auf der Grundlage von linear-elastischen Beziehungen beschrieben. Dabei geht der sog. Biot-Parameter, α , sowohl in die Beziehung zwischen Porendruck p , Fluidinhalt ζ und volumetrischer Dehnung ε (2.1)³ als auch in den volumetrischen Teil des Spannungs-Dehnungs-Gesetzes (2.2)⁴ ein.

$$\Delta\zeta = \alpha\Delta\varepsilon + \frac{1}{M}\Delta p \quad (2.1)$$

$$\Delta\sigma + \alpha\Delta p = K\Delta\varepsilon \quad (2.2)$$

Der dabei auftretende inverse Biot-Modul, $\frac{1}{M}$, mit $[M] = [p]$, entspricht einem Speicherkoeffizienten der (fluidgesättigten) Matrix, der die Fluidaufnahme (in Fluidvolumen pro Matrixvolumen) pro Porendruckerhöhung beschreibt, wenn die volumetrische Dehnung konstant gehalten wird. Demgegenüber ist der dimensionslose Biot-Parameter α , $\alpha \in [0,1]$, eine Materialkonstante allein des Feststoffgerüsts. Er beschreibt das Verhältnis von Fluidaufnahme zu volumetrischer Dehnung, wenn der Porendruck auf seinem ursprünglichen Wert verbleibt (drainierte Versuchsbedingungen).⁵ K ist der drainierte Kompressionsmodul (d. h. der Kompressionsmodul des Feststoffgerüsts).

² Begriffliche Abgrenzung: In der Literatur wird „Matrix“ uneinheitlich sowohl für das reine Feststoffgerüst als auch – wie hier – für das Gesamtsystem „fluidgefülltes Feststoffgerüst“ verwendet. Der Begriff „Feststoffgerüst“ steht hier für die dezidiert „leere Matrix“. Das Feststoffgerüst spannt den vernetzten Porenraum auf. Seine Module sind idealerweise nicht vom Fluid (und dessen Zustandsgrößen) abhängig. Der vernetzte Porenraum zeichnet sich dadurch aus, dass er der einzige Raum ist, der dem Fluid im Modellgebiet zur Verfügung steht, und dass er durch die Vernetzung einen Druckausgleich im Fluid prinzipiell erlaubt. Das Fluid kann flüssig und/oder gasförmig sein, wird im Rahmen der Biot-Theorie aber homogenisiert betrachtet (d. h. es gibt an jedem Ort *einen* für die Poroelastizität relevanten Porendruck). Ebenso wird das Material (die sog. *Körner*) des Feststoffgerüsts als homogener Feststoff betrachtet, der selbst keine Hohlräume enthält, die dem Fluid zur Verfügung stünden.

³ Hier wird von einem gesättigten Medium bei konstanter Temperatur ausgegangen.

⁴ Der deviatorische Teil des elastischen Spannungs-Dehnungs-Gesetzes bleibt vom Fluid gänzlich unbeeinflusst.

⁵ Für ein homogenes und isotropes Festkörpergerüst mit vollvernetztem Porenraum – ein sog. ideales poröses Material – ergibt sich der Biot-Parameter aus den Kompressionsmodulen des Feststoffgerüsts, K , und der Körner, K_s , gemäß $\alpha = 1 - K/K_s$ („s“ für engl.: solid) /DET 93/, und die Porosität, ϕ , folgt der Zustandsgleichung $K\Delta\phi = (\Delta\sigma + \Delta p)(\alpha - \phi)$. Es kann gezeigt werden, dass dann der Biot-

Entsprechend den poroelastischen Zustandsgleichungen sind folgende H→M-Kopplungsbeziehungen als Anwender-Optionen in TFC implementiert (weitere Details in /HOT 14/):

- Poroelastische H→M-Kopplung: Die totalen Spannungen werden nach Gleichung (2.2) (mit $\Delta\varepsilon = 0$) folgendermaßen modifiziert (der Index „H“ steht für die durch die hydrodynamische Veränderung verursachte Störung des mechanischen Gleichgewichtszustands):

$$\sigma_{jj}(t_{k-1}) \rightarrow \sigma_{jj}(t_{k-1})^H = \sigma_{jj}(t_{k-1}) + \Delta\sigma_{jj}^H, \text{ wobei } \Delta\sigma_{jj}^H = -\alpha\Delta p \quad (2.3)$$

- Verschwindende H→M-Kopplung: Die totalen Spannungen sind unabhängig von Änderungen des Porendrucks und der Temperatur. (Dies entspricht in der Biot-Theorie dem Fall $\alpha \ll 1$.)

Der Biot-Parameter bestimmt demnach die Stärke der H→M-Kopplung.

Folgende M→H-Kopplungsbeziehungen sind als Anwender-Optionen in TFC implementiert (weitere Details in /HOT 14/):

- Poroelastische M→H-Kopplung: Die Porosität wird, in Abhängigkeit von den im vorangehenden H- bzw. M-Zeitschritt berechneten Porendruck- und Spannungsänderungen, folgendermaßen modifiziert (vgl. Fußnote 5), wobei die Porendruckänderung erst im nachfolgenden (k+1-ten) H-Zeitschritt wirksam wird:

$$\phi(t_{k-1}) \rightarrow \phi(t_k) = \phi(t_{k-1}) + \Delta\phi, \text{ wobei } \Delta\phi = \frac{\Delta\sigma + \Delta p}{K} (\alpha - \phi(t_{k-1})) \quad (2.4)$$

- Da stets $\alpha > \phi$ gilt, liegt der rechte Term in Klammern immer zwischen 0 und 1. Ein großer Biot-Parameter ist demnach notwendig für eine starke M→H-Kopplung. Allerdings ist die *Biot'sche* M→H-Kopplung erst mit der Rückwirkung der Porositätsänderung auf den Porendruck (die TOUGH2-intern berechnet wird) vollständig, und diese ist in erster Linie abhängig von der Kompressibilität des Fluids.

Parameter α stets größer als $3\phi/(2+\phi)$ sein muss (/HAS 61/, zitiert nach /DET 93/), also insbesondere $\alpha > \phi$.

- Die Permeabilität kann (Anwender-Option) in Form einer Potenzfunktion von der Porosität abhängig gemacht werden. Diese Option ist im Prinzip unabhängig davon, wie die Porositätsänderung zustande kommt, allerdings ist die genannte Porositätsabhängigkeit gemäß Biot-Theorie die z. Zt. einzige als Anwender-Option implementierte Porositätsabhängigkeit.
- Verschwindende M→H-Porositätsabhängigkeit: Die Porosität bleibt während des gesamten TFC-Rechenlaufs konstant. Dies entspricht näherungsweise einem verschwindenden Biot-Parameter.
- Direkte M→H-Permeabilitätsabhängigkeit: Die *Permeabilität*, k , ist direkt von der Effektivspannung abhängig, ohne dass ein Materialversagen, eine Schädigung oder eine Porositätsannahme ausgewiesen wird.
 - Dieser Typ der Kopplungsbeziehung geht über den Gültigkeitsbereich des Poroelastizitätsmodells hinaus. Er impliziert eine Änderung in der Morphologie des Porenraumes, etwa das Erschließen zuvor nicht zugänglicher Fließwege oder einen Verheilungsprozess.
 - Mehrere Varianten dieses Kopplungstyps wurden für diese Studie implementiert. Sie sind in jeweils eigenen Unterkapiteln von Kap. 3 bzw. Kap. 4 beschrieben.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei einer HM-Kopplung nach dem poroelastischen Modell der Biot-Parameter die Stärke der Kopplung steuert.

Eine weitgehende Entkopplung kommt zustande, wenn der Biot-Parameter einen kleinen Wert annimmt (insbesondere muss dann auch die Porosität klein sein, siehe Fußnote 5). Programmtechnisch kann der Fall der vollständigen Entkopplung durch Auswahl der entsprechenden Kopplungsoption realisiert werden, in welcher auf dann unnötige Wertzuweisungen verzichtet wird. Zusätzlich implementierte phänomenologische Kopplungsbeziehungen, die auf experimentelle Befunde zurückgehen, die über die poroelastische Biot-Theorie hinausgehen, sind die Poro-Perm-Beziehung in Form einer Potenzfunktion (z. B. /WIE 12/) und die Permeabilitätsabhängigkeit von der Effektivspannung in Form einer Tangens-Hyperbolicus-Funktion /POP 12/.

3 Modellrechnungen: Basisfall

3.1 Modellannahmen

3.1.1 Modellgebiet

Die gekoppelten hydraulisch-mechanischen Modellrechnungen nutzen ein Gitternetz, das im Rahmen des Projektes „Auswirkungen der Gasbildung im Endlager auf den einschlusswirksamen Gebirgsbereich“ entwickelt wurde /POP 12/. In dem genannten Projekt wurde in einem Gasinjektions-Großversuch im Salzbergwerk Merkers die Gasausbreitung im Salzgebirge untersucht. Die GRS war an diesem Projekt in Form von begleitenden Simulationsrechnungen beteiligt.

Das Modellgebiet ist ein Segment eines Hohlzylinders mit Innenradius 65 cm, Außenradius 50 m, Höhe 10 cm und Öffnungswinkel $11,25^\circ$. Es ist in radialer Richtung unterteilt in 50 Elemente, deren radiale Ausdehnung von innen nach außen logarithmisch gleichförmig zunimmt. Das erste (konturnächste) Element hat eine lineare Ausdehnung in radialer Richtung von 1,0 cm und ein Volumen von 126 cm^3 , das 50. Element hat eine Ausdehnung von 6,0 m und ein Volumen von $5,6 \text{ m}^3$. Aus Symmetriegründen sind die Gitterpunkte des Modellgebietes ausschließlich in radialer Richtung verschiebbar. Wegen seiner Form wird das Modellgebiet auch „Tortenstück“ genannt. Es ist in Abb. 3.1 dargestellt.

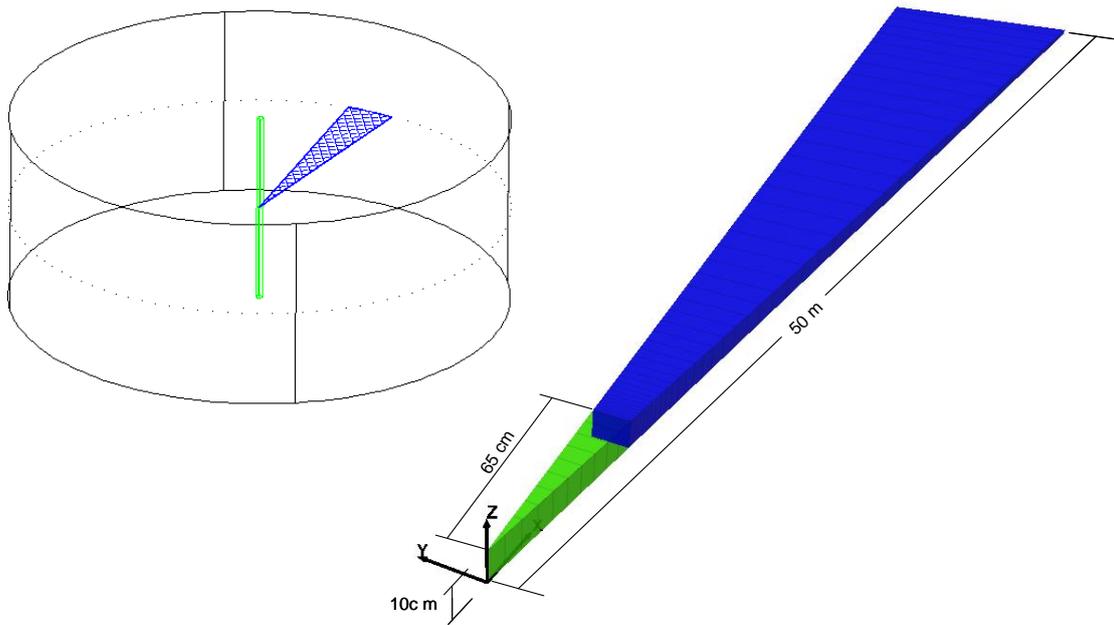


Abb. 3.1 Modellgebiet „Tortenstück“

Rechte Abb.: „Tortenstück“ mit Innenradius 65 cm (die gelb-transparenten Elemente sind Hilfselemente für die Gittererstellung, die dann gelöscht werden), Außenradius 50 m, Höhe 10 cm, Öffnungswinkel 11,25°, Element-Anzahl 50. (Eine Abnahme der Höhe und eine Verkürzung der Elemente zum äußeren Rand hin wird durch die stark perspektivische Darstellung nur vorgetäuscht.) Linke Abb.: Zur Veranschaulichung der Lage des Modellgebietes relativ zu dem Druck-beaufschlagten vertikalen Bohrloch (Abbildung aus /POP 12/). Das Koordinatensystem zeigt mit seiner x-Achse in radialer und mit der z-Achse in axialer Richtung.

Die geometrische Beschränkung auf ein quasi eindimensionales Modellgebiet war im IfG-Projekt durch die Symmetriebedingungen am Versuchsstandort motiviert (Bohrlochlänge groß im Vergleich zum Bohrdurchmesser und nahezu achsensymmetrisches Spannungsfeld). Für die hier präsentierten Modellierungen ist dieses Modellgebiet ebenfalls ideal, weil es durch die kleine Zahl von Gitterelementen, Knotenpunkten und Verbindungsflächen die typische Rechenzeit eines Rechenlaufes trotz der numerisch aufwändigen Kopplung der Programmteile TOUGH2 und FLAC3D in einem akzeptablen Rahmen hält (von typischerweise einigen Stunden auf PC mit CPU T9600@2.8GHz).

3.1.2 Mechanik

Das mechanische Modell ist durch eine äußere Spannungsrandbedingung (am äußeren Modellrand bei $R = 50$ m) in Höhe des angenommenen Gebirgsdrucks gekennzeichnet. Als Gebirgsdruck wird in den hier präsentierten Rechnungen 6,8 MPa vorgegeben.

Die Spannungsrandbedingung an der Kontur ist zeitabhängig und gleich dem Gasdruck im Bohrloch (s. u.).

Als Materialgesetz für das Steinsalz wird der einfache Potenz-Ansatz für das Kriechen nach Norton /NOR 29/ (zitiert nach /ITA 09/, Stoffgesetz „mechanical power“ in FLAC3D) verwendet. Schädigungsprozesse werden darin nicht abgebildet.

3.1.3 Hydraulik

Um potentielle Kapillardruck-Effekte zunächst unberücksichtigt zu lassen, erfolgen sämtliche hydraulische Rechnungen einphasig (nur Luft, kein Wasser).

Als Anfangszustand wird für unverritztes Steinsalz Gas-gesättigter Porenraum unter lithostatischem Druck (hier 6,8 MPa) angenommen.

Das unverritzte Steinsalz hat eine Porosität $\varphi_0 = 0,2 \%$ und eine Permeabilität $k_0 = 10^{-22} \text{ m}^2$. Diese Werte werden als Ausgangswerte den hydraulischen Rechnungen zugrunde gelegt, solange Porosität bzw. Permeabilität nicht in Abhängigkeit vom mechanischen Zustand berechnet werden (M→H-Kopplung, s. Kap. 2.2). Als Temperatur wird $T = 17 \text{ °C}$ angesetzt (isotherme Rechnungen).

Die für die hydraulische Rechnung benötigte Geometrie (Volumina und Verbindungsflächen) der 50 Elemente und des Bohrlochs bleibt generell unabhängig von der Mechanik und zeitlich konstant. Die im mechanischen Modell errechneten (kleinen) Gitterpunktverschiebungen und Elementvolumenänderungen werden bzgl. ihren Auswirkungen auf die Porosität und das Porenraumvolumen berücksichtigt (abhängig von der Kopplungsvariante, s. jeweiliges Unterkapitel).

3.1.4 Hydro-Mechanische-Kopplung

In der vorliegenden Studie werden unterschiedliche Kopplungsvarianten verwendet und in ihren Auswirkungen untersucht. Jeder Variante ist im Folgenden ein eigenes Unterkapitel gewidmet. Die jeweiligen Annahmen zur hydro-mechanischen Kopplung (HM-Kopplung) sind dort beschrieben.

Abgesehen von der H→M- und der M→H-Kopplung, die jeweils lokal die gegenseitige Beeinflussung der hydraulischen und mechanischen Zustandsparameter beschreiben, beeinflusst die Hydraulik die Mechanik noch auf eine andere Art und Weise: An der Bohrlochkontur wirkt der Gasdruck im Bohrloch wie ein mechanischer Stützdruck, also als zeitabhängige mechanische Randbedingung. Der Gasdruck im Bohrloch wird in manchen Simulationsabschnitten in der hydraulischen Rechnung ermittelt, in anderen Abschnitten wird er der hydraulischen Rechnung als Randbedingung vorgegeben (siehe dazu Unterkapitel 3.2). In allen Fällen wird der im Bohrloch herrschende Gasdruck (nachfolgend auch: „Bohrlochdruck“) der mechanischen Rechnung als Spannungsrandbedingung vorgegeben. Die prinzipiell vorhandene gegenseitige Wirkung einer Radialverschiebung der Kontur auf den Gasdruck im Bohrloch – durch dessen relative Volumenänderung (diese liegt in der Größenordnung 0,01 %) – wird vernachlässigt.

3.2 Simulationsablauf

Als Ausgangszustand wird für unverritztes Steinsalz Gas-gesättigter Porenraum unter lithostatischem Druck angenommen. Die mechanische Rechnung startet mit einem isostatischen Gleichgewichtszustand („Gebirgsdruck“) unmittelbar vor Ausbruch der Bohrung. Der Ausbruch der Bohrung markiert den Start der Rechnung und wird im mechanischen Modell durch Löschen der zentralen Zylinderelemente (gelb in Abb. 3.1) und Setzen der mechanischen Spannungsrandbedingung an der Kontur (s. o.) umgesetzt. Im hydraulischen Modell wird, wie nachfolgend für die Ausgasungsphase beschrieben, zum Start der Rechnung die Druckrandbedingung an der Kontur auf 1 bar gesetzt.

Um die Phase zu berücksichtigen, die stets zwischen Erstellung eines Bohrlochs und Beginn einer Druckbeaufschlagung liegt, wird zunächst die Ausgasung vom Gebirge ins Bohrloch simuliert. Als Randbedingung gilt während dieser Zeit Atmosphärendruck (1 bar = 0,1 MPa) im Bohrloch. Diese sogenannte *Ausgasungsphase* dauert ein Jahr.

Daran anschließend folgt bis zum Ende der Simulation (bei $t = 5 \cdot 10^7 \text{ s} = 578 \text{ Tage}$) die *Injektionsphase* (Hydraulische Druckbeaufschlagung in mehreren Stufen).

3.2.1 Hydraulische Druckbeaufschlagung

Die Druckbeaufschlagung der Injektionsphase wird als zeitabhängige Druck-Randbedingung im Bohrloch folgendermaßen formuliert: In vier Zyklen erfolgt zunächst jeweils ein zeitlich linearer Anstieg der Bohrlochdruck-Randbedingung auf vorgegebene Werte – 1, 3, 5 und schließlich 7 MPa. Dies kann als Druck-geregelte Belastungsvorgabe bezeichnet werden. Während dieser – hier *Kompressionsphasen* genannten – Zeitabschnitte wird das Bohrloch für das Hydraulik-Modell nicht als Teil eines geschlossenen Modellgebietes behandelt, sondern als Druckrandbedingung (eines offenen Systems) an der Kontaktfläche zum innersten Element des Tortenstücks (d. h. an der Kontur). Der erste Druckanstieg geschieht an nur einem Tag. Die anderen drei Anstiege dauern jeweils eine Woche. Zwischen den Kompressionsphasen wird in sogenannten *Haltephasen* der Bohrlochdruck gemäß der Fluss-Bilanz zwischen Bohrloch und Gebirge auf Basis einer Null-Fluss-Randbedingung an allen Modellrändern berechnet, wobei in diesen Phasen das Bohrloch als ein Element des hydraulischen Modellgebietes behandelt wird (geschlossenes System). In diesen Phasen wird demnach der Bohrlochdruck für das Hydraulikmodell *nicht* als Randbedingung vorgegeben, sondern mit diesem berechnet. (Für das mechanische Modell ist der jeweilige Druck im Bohrloch *immer* Spannungsrandbedingung an der Kontur.) Die Haltephasen dauern jeweils zwei Wochen, bzw. die letzte bis zum Ende der Simulation.

Abb. 3.2 stellt den Simulationsablauf grafisch dar. Die in die Modellrechnungen als Druckvorgabe einfließenden Bohrlochdrücke sind in der Abbildung als Sternchen gekennzeichnet, die zugehörigen Zeitmarken als senkrechte Linien. Für die Modellrechnungen wird die Injektionsphase in vier Injektionszyklen strukturiert. Die Injektionsphase beginnt mit dem ersten Injektionszyklus 1 Jahr nach Bohrerherstellung. Die unterschiedlich langen Injektionszyklen bestehen jeweils aus einer Kompressionsphase und einer Haltephase. In der Kompressionsphase wird der Gasdruck im Bohrloch zwischen einem Zeitpunkt t_{Start} und einem Zeitpunkt t_{Stopp} linear (d. h. mit konstanter Rate $\Delta p/\Delta t$) auf einen vorgegebenen Zielwert $p(t_{\text{Stopp}})$ angehoben. In der Haltephase wird kein Gas dem Bohrloch zugeführt oder entnommen, und der sich einstellende Bohrlochdruck wird in der Modellrechnung je nach Gasaustausch zwischen Bohrloch und Gebirge ermittelt. Da das Ende der Haltephase eines Injektionszyklus' mit dem

Beginn der Kompressionsphase des nächsten Zyklus' zusammenfällt, ist der Bohrlochdruck zu diesen Zeitpunkten $p(t_{\text{start}})$ nicht a priori bekannt. Eine Ausnahme ist lediglich der erste Zyklus, weil er unmittelbar an die Ausgasungsphase anschließt, während welcher das Gas im Bohrloch Atmosphärendruck hat.

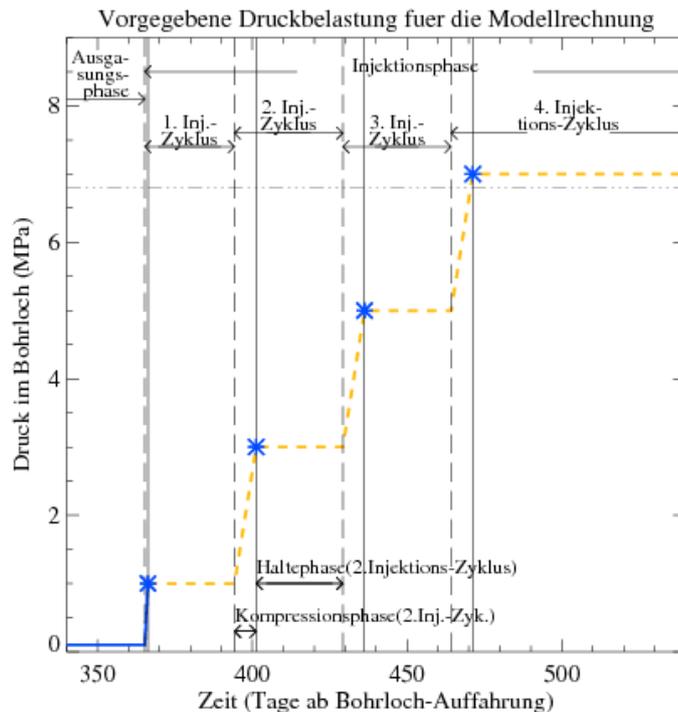


Abb. 3.2 Druckvorgaben für die Modellrechnungen

Gestrichelte Hilfslinien markieren die vier Zeitpunkte, bei denen die Injektionszyklen in den Modellrechnungen beginnen. Durchgezogene Hilfslinien markieren die Zeitpunkte, bei denen die jeweiligen Gas-Injektionen enden. Symbole auf diesen Linien markieren die zugehörigen Bohrlochdrücke, die am Ende der jeweiligen Gas-Injektionen erreicht sein sollen. Nur die in dieser Abbildung blau gekennzeichneten Bohrlochdrücke sind fixe Randbedingungen für die hydrodynamische Rechnung. Der orange gestrichelte Druckverlauf entspricht dem hypothetischen Bohrlochdruckverlauf bei ausbleibendem Gasaustausch zwischen Gebirge und Bohrloch während der Haltephasen (Permeabilität Null). Er ist hier eingezeichnet zur Veranschaulichung des ungefähr zu erwartenden Bohrlochdruckverlaufes. Die horizontale Hilfslinie markiert den angenommenen Gebirgsdruck (= Anfangsporendruck).

Als Gebirgsdruck wird in den hier präsentierten Rechnungen 6,8 MPa angenommen. In Verbindung mit den vorgegebenen Druckstufen bis maximal 7,0 MPa im Bohrloch bedeutet die Annahme 6,8 MPa, dass ein Injektionsversuch modelliert wird, bei dem die Druckbeaufschlagung bis knapp über den umliegenden Gebirgsdruck realisiert wird.

3.2.2 Mechanischer Spannungsverlauf im Gebirge

Da der im Bohrloch herrschende Druck wie ein mechanischer Stützdruck wirkt, wird auch der Spannungszustand im Gebirge durch die Druckvorgaben im Bohrloch maßgeblich beeinflusst. Der Spannungszustand im Gebirge wiederum hat – je nach angewendetem Kopplungsmodell – signifikanten Einfluss auf die hydraulischen Eigenschaften des Gesteins und somit auf die Ergebnisse der hier vorgestellten Gasinjektionsrechnungen. Um die in den nachfolgenden Kapiteln präsentierten Ergebnisse besser interpretieren zu können, sollen deshalb die Grundzüge der Spannungsentwicklung hier vorab vorgestellt werden (wenngleich die Spannungsentwicklung im Detail in den HM-gekoppelten Rechenfällen unterschiedlich ist).

In denjenigen nachfolgenden Rechenfällen, wo für die H→M-Kopplung angenommen wird, dass der Einfluss des Porendrucks auf die Mechanik vernachlässigt werden kann, wird der mechanische Spannungsverlauf im Gebirge ausschließlich durch den zeitlichen Verlauf des Bohrlochdruckes bestimmt. Für diese Fälle kann der exakte Spannungszustand im Gebirge bei fest vorgegebenem Bohrlochdruckverlauf also durch eine rein mechanische Rechnung ermittelt werden.

Abb. 3.3 zeigt die zeitliche Entwicklung des Spannungsverlaufs⁶ rund um das Bohrloch bis 1 Jahr nach seiner Erstellung, d. h. bis zum Beginn der Injektionsphase. Dargestellt sind die Radial-, Tangential-, und Axialspannung, wobei dies aus Symmetriegründen auch die Hauptspannungen sein müssen. Die elastische Reaktion des Gebirges auf den Ausbruch der Bohrung zeigt sich im Abfall der Radialspannung auf den Wert des an der Kontur herrschenden Gasdrucks (0,1 MPa) und den Anstieg der Tangentialspannung um denselben Betrag, um den die Radialspannung abgefallen ist. Im weiteren zeitlichen Verlauf führt das Kriechen zu einem Absinken der Tangential- und der Axialspannung an der Kontur.

⁶ Gemäß allgemeiner (und FLAC3D'scher) Konvention haben kompressive Spannungen negative Zahlenwerte. Da in den hier präsentierten Rechnungen alle totalen Hauptspannungen im Kompressionsbereich liegen (also negativ sind), werden in dieser Arbeit dennoch weniger starke kompressive Hauptspannungen als „kleiner“ und stärkere kompressive Spannungen als „größer“ bezeichnet. Dementsprechend ist auch die hier verwendete (und auch sehr gebräuchliche) Definition von „kleinster“ und „größter Hauptspannung“ (die „größte Hauptspannung“ hat demnach den kleinsten Zahlenwert der drei Hauptspannungen). Zur Konformität mit diesem Sprachgebrauch sind die im Text genannten und in den Abbildungen gezeigten Werte Druckspannungen und positiv und entsprechend als $|\sigma|$ bzw. $-\sigma$ zu verstehen. Ein in Formeln oder Text verwendetes Formelzeichen für die Spannung, σ , folgt jedoch stets der allgemeinen Konvention.

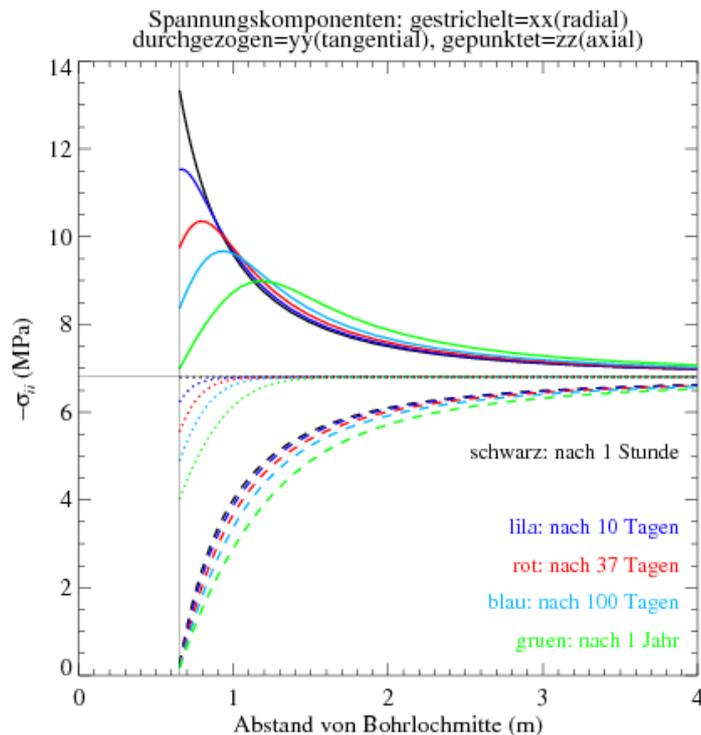


Abb. 3.3 Spannungsverläufe⁷ zu verschiedenen Zeitpunkten bei rein mechanischer Rechnung bzw. für die Rechenläufe ohne H→M-Kopplung

Die Farben stehen für unterschiedliche Zeitpunkte ab Bohrloch-Erstellung (= Beginn der Rechnung). Bei $t = 1$ Std. entspricht die Gebirgsspannung noch weitgehend derjenigen eines rein elastischen Materialgesetzes. Zu späteren Zeitpunkten bewirkt das Kriechen eine deutliche Spannungumlagerung im Bereich bis ca. 1 m hinter der Kontur. Horizontale und vertikale Hilfslinien markieren den hier angenommenen Gebirgsdruck (6,8 MPa: Randbedingung bei $R = 50$ m) bzw. die Bohrlochkontur ($R = 0,65$ m).

Die Tangentialspannung bleibt zu jedem Zeitpunkt und in jeder Gebirgstiefe die größte⁸ Hauptspannung, nimmt aber im zeitlichen Verlauf – zunächst in unmittelbarer Konturnähe, später bis zu einigen Dezimetern hinter der Kontur – ab. Durch das kontinuierliche Absinken der Tangentialspannung an der Kontur wandert die Position des Spannungsmaximums von der Kontur (zum Zeitpunkt $t = 0$) bis etwa einen halben Meter hinter die Kontur (bei $t = 1$ Jahr). In größeren Gebirgstiefen nimmt die Tangentialspannung mit der Zeit noch leicht zu.

⁷ siehe auch Fußnote 6, Seite 19

⁸ siehe auch Fußnote 6, Seite 19

Die Radialspannung bleibt zu jedem Zeitpunkt und in jeder Gebirgstiefe die kleinste Hauptspannung. Sie bleibt an der Kontur konstant bei 0,1 MPa (weil der Bohrlochdruck konstant bleibt) und steigt in radialer Richtung streng monoton an. Unter diesen Randbedingungen nimmt sie im zeitlichen Verlauf (außer an der Kontur selbst) kontinuierlich ab, wobei der Abfall im Bereich $1 \text{ m} < R < 2 \text{ m}$ besonders deutlich ist.

Die bis hierher genannten Spannungsumlagerungen sind (abgesehen von der elastischen Reaktion bei $t = 0$) allein auf das Kriechen zurückzuführen, da die Spannungsrandbedingungen während der Ausgasungsphase konstant bleiben. In der Gasinjektionsphase kommt es hingegen zu großen, aufgeprägten Spannungsumlagerungen durch die veränderliche Spannungsrandbedingung an der Kontur (=vorgegebener Gasdruck im Bohrloch). Dies ist in Abb. 3.4 zu sehen, wo die temporalen Spannungsverläufe im Konturelement und in 40 bzw. 145 cm Gebirgstiefe dargestellt sind. Dabei ist in der Gasinjektionsphase ab dem Zeitpunkt $t = 1 \text{ Jahr} + 1 \text{ Tag}$ der vereinfachte Bohrlochdruckverlauf zugrunde gelegt, der dem Grenzfall verschwindender Gesteinspermeabilität entspricht (orange Linie in Abb. 3.2).

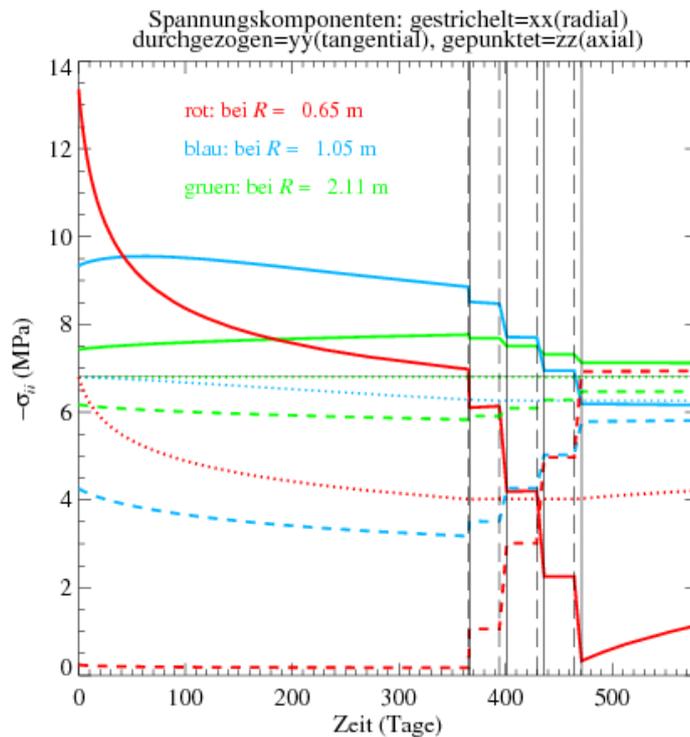


Abb. 3.4 Temporale Spannungsverläufe bei rein mechanischer Rechnung (bzw. für die Rechenläufe ohne $H \rightarrow M$ -Kopplung) in der Ausgasungsphase und in der anschließenden Gasinjektionsphase

Für die Gasinjektionsphase gelten die hier dargestellten Spannungen exakt nur bei zusätzlicher Annahme eines verschwindend kleinen Gasaustauschs zwischen Bohrloch und Gebirge (d. h. bei einem Bohrlochdruckverlauf gemäß der orangenen Kurve aus Abb. 3.2). Die Farben stehen für drei unterschiedliche Abstände von der Bohrlochmitte – rot: an der Kontur – blau: 40 cm hinter der Kontur – grün: 1,5 m hinter der Kontur. Vertikale bzw. horizontale Hilfslinien haben dieselbe Bedeutung wie in Abb. 3.2 bzw. Abb. 3.3.

In Abb. 3.4 sind in der Ausgasungsphase die (bereits in Abb. 3.3 in anderer Darstellung gezeigten) Spannungsumlagerungen durch Kriechen zu sehen. In der Injektionsphase kommt es an der Kontur zu einem Stufen-ähnlichen Anstieg der Radialspannung und einem nahezu gleichgroßen Stufen-ähnlichen Abfall der Tangentialspannungen. Während die Radialspannung als Randbedingung dem anliegenden Gasdruck im Bohrloch streng folgt, ist an der Tangentialspannung weiterhin der Effekt des Kriechens zu erkennen (bei $t > 470$ Tage nun deutlich in entgegengesetzter Richtung). Im 3. Injektionszyklus wechseln die Radial- und die Tangentialspannung ihre Positionen als kleinste bzw. größte Hauptspannung. Für einen Moment kommt es dann zu einem annähernd isotropen Spannungszustand. Nach dem 4. Injektionszyklus ist der Spannungszustand im Konturelement hingegen bereits wieder weit entfernt von einem isotropen, und dies

obwohl der Stützdruck aus dem Bohrloch wieder den Wert des ursprünglichen Gebirgsdrucks erreicht hat. Hier zeigt sich deutlich der Effekt der Pfadabhängigkeit durch den explizit zeitabhängigen Term des Materialgesetzes – das Kriechen.

Einige Dezimeter hinter der Kontur liegen die Verhältnisse bereits anders: Hier bleibt die Tangentialspannung über die ganze Injektionsphase hinweg größte Hauptspannung. Die Radialspannung holt sie (bis zu den hier maximal aufgeprägten Bohrloch-Drücken von 7 MPa) betragsmäßig nicht mehr ein. Einen weiteren Meter ins Gebirge hinein befindet man sich bereits im Übergangsbereich zum vom Bohrloch nur noch schwach beeinflussten Gebirge.

3.3 Basisrechnung

In der vorliegenden Arbeit werden für die M→H-Kopplung und für die H→M-Kopplung jeweils mehrere Varianten vorgestellt und diskutiert. Dazu wird zunächst ein einzelner Rechenfall im Detail ganz vorgestellt, um als Referenz zu dienen. Nachfolgend werden dann die Unterschiede zu dieser Basisrechnung herausgestellt.

Als Basisfall soll hier diejenige Rechnung dienen, die auf demselben HM-Parametersatz basiert, der für die Simulationsrechnungen zum Großversuch im Salzbergwerk Merkers /POP 12/ verwendet wurde. Diese Rechnung nimmt gegenüber den anderen in dieser Arbeit vorgestellten Rechnungen ansonsten keine Sonderstellung ein. Die Wahl speziell dieses Parametersatzes als Basisfall ist dem Umstand geschuldet, dass die Rechenergebnisse mit diesem Parametersatz bereits im o. g. Projekt im Detail analysiert wurden.

3.3.1 HM-Kopplungsparameter

Für die M→H-Kopplung, d. h. die Abhängigkeiten der hydraulischen Parameter von den mechanischen Parametern, werden die Modellannahmen getroffen, dass

- die Porosität ϕ unabhängig von der Mechanik und zeitlich und räumlich konstant ist ($\phi \equiv \phi_0$) und dass
- die Permeabilität $k = k(\sigma_{\min, \text{eff}})$ direkt von der Effektivspannung abhängt. Insbesondere sind Permeabilität und Porosität nicht voneinander abhängig.

Diese Annahmen gründen auf /POP 07/. Die dabei verwendete Kopplungsfunktion lautet:

$$k(\sigma_{\min, \text{eff}}) = \hat{k}(\sigma_{\min, \text{eff}}) = 10^{-21,2+0,05 \frac{\sigma_{\min, \text{eff}}}{\text{MPa}} + 2 \tanh(4 \frac{\sigma_{\min, \text{eff}}}{\text{MPa}})} \text{ m}^2, \quad (3.1)$$

wobei die minimale Effektivspannung ($\sigma_{\min, \text{eff}} \equiv \sigma_{\min} + p$) gemäß physikalischer Konvention für Kompression negativ ist. Die Funktionsparameter stammen aus /POP 07/ (dort Abb. 4-33, „Test 2“). Mit \hat{k} ist hier genau diese Funktion bezeichnet, während die jeweils verwendete Permeabilität k in nachfolgenden Beispielen unterschiedlich gewählt wird. Die Funktion $\hat{k}(\sigma_{\min, \text{eff}})$ ist in Abb. 3.5 grafisch dargestellt.

Für die H→M-Kopplung, d. h. die Abhängigkeit des mechanischen Spannungszustands von den hydraulischen Parametern, wird angenommen, dass wegen der niedrigen Porosität der Einfluss des Porendrucks auf die Mechanik vernachlässigt werden kann. Damit ist gemeint, dass Änderungen des Porendrucks keine Änderungen der totalen Hauptspannungen hervorrufen. Der zeitliche Verlauf der totalen Spannungen ist deshalb in dieser Beziehung unabhängig von der Hydraulik. *Effektivspannungen* werden zwar berechnet, weil sie für die M→H-Kopplung benötigt werden (s. o.). Sie haben jedoch keinen Einfluss auf die Entwicklung der totalen Spannungen, weil das verwendete Materialmodell keine Schädigung und kein Versagen beinhaltet, für welche die Effektivspannungen relevant wären.

An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass – wengleich der *Porendruck* die totalen Spannungen hier nicht beeinflusst – der *Bohrlochdruck* die totalen Spannungen via mechanische Randbedingung auch hier durchaus beeinflusst (s. Unterkapitel 3.1.4)

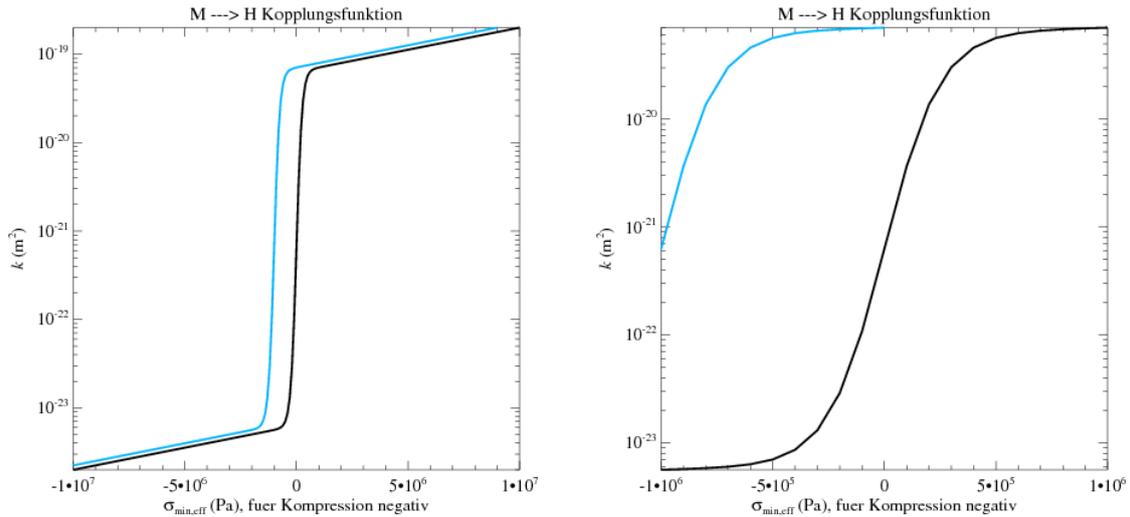


Abb. 3.5 Kopplungsfunktion Effektivspannung→Permeabilität

Auf der rechten Seite ist der zentrale Bereich vergrößert dargestellt. Die Funktionsparameter stammen aus Unterlage /POP 07/:

$\log(k/m^2) = -23,2 + 4,0(1+\tanh(4,0(\sigma_{\min,\text{eff}}/MPa)))/2 + 0,05(\sigma_{\min,\text{eff}}/MPa)$.⁹ Der blaue Funktionsgraph bezieht sich auf eine in Kap. 4.2 vorgestellte Variante (Erläuterungen s. dort).

3.3.2 Rechenergebnisse

Aus programmtechnischer Sicht muss zwischen Ausgasungsphase und Injektionsphase nicht unterschieden werden. Weder ist ein manuelles Eingreifen im Programmablauf am Ende der Ausgasungsphase erforderlich, noch sind unterschiedliche physikalische Prozesse für Ausgasungs- und Injektionsphase programmiert. Dass in den folgenden Unterkapiteln dennoch zunächst die Ergebnisse für die Ausgasungsphase und anschließend die Ergebnisse für die Gasinjektionsphase vorgestellt werden, dient der besseren Darstellbarkeit. Unterschiedliche Phänomene sind in der Ausgasungsphase und in der Injektionsphase von Wichtigkeit.

Der Rechenlauf simuliert eine Zeit ab Auffahrung des Bohrlochs (= Beginn des Kriechens und der Ausgasung bei $t = 0$) von 19 Monaten (Ende der Simulation bei

⁹ In dieser Formel und in dem dargestellten Grafen ist die Effektivspannung gemäß allgemeiner Konvention verwendet und für kompressive Spannungen negativ. Deshalb ist $\sigma_{\min,\text{eff}} \equiv \sigma_{\min} + (\text{plus!})$ Porendruck. Trotz dieser Konvention bezeichnet σ_{\min} die in ihrem Betrag kleinste kompressive totale Hauptspannung bzw. – falls Zugspannungen auftreten – die stärkste totale Hauptspannung im Zugbereich.

$t = 5 \cdot 10^7$ s). Dabei beginnt die Injektionsphase mit dem Start des 1. Injektionszyklus 365,25 Tage nach Bohrloch-Erstellung. In diesem Rechenlauf wurde die simulierte Zeit in 6371 Zeitschritten durchlaufen, d. h. 6371 erfolgreiche TOUGH2→FLAC3D→TOUGH2-Iterationszyklen wurden durchgeführt. In jedem TOUGH2→FLAC3D-Zeitschritt führt FLAC3D für die Berechnung des Kriechvorgangs durchschnittlich 200 Unter-Zeitschritte durch, so dass insgesamt die Gebirgsmechanik mit über 1,2 Mio. FLAC3D-„Steps“ berechnet wurde.

Aufgrund der Modellannahmen (s. Unterkapitel 3.3.1) wird der Kriechprozess vom TOUGH2-seitig berechneten *Porendruck* nicht direkt beeinflusst. Er wird hingegen sehr stark beeinflusst vom TOUGH2-seitig berechneten bzw. per hydraulische Randbedingung vorgegebenen *Bohrlochdruck* (denn dieser wirkt als mechanische Randbedingung an der Kontur). Aber selbst wenn der Kriechprozess gänzlich unbeeinflusst von der hydraulischen Entwicklung abläufe (während der gesamten Ausgasungsphase ist dies wegen des auf 0,1 MPa fixierten Bohrlochdrucks der Fall), so müsste dennoch der Kriechprozess synchron zur hydraulischen Entwicklung berechnet werden, um die für die M→H-Kopplung benötigten Minimalspannungen an exakt den 6371 Zeitpunkten bereitzustellen.

3.3.2.1 Ausgasungsphase

Die Entwicklung des Porendrucks im Gebirge nach Erstellung des Bohrlochs zum Zeitpunkt $t = 0$ ist in Abb. 3.6 dargestellt. Zu sechs verschiedenen Zeitpunkten ist das radiale Profil des Porendrucks aufgezeichnet. Zur leichteren Orientierung sind die Bohrlochkontur bei 0,65 m und die Porendruck-Anfangsbedingung (AB) bei 6,8 MPa als dünne Linien eingefügt.

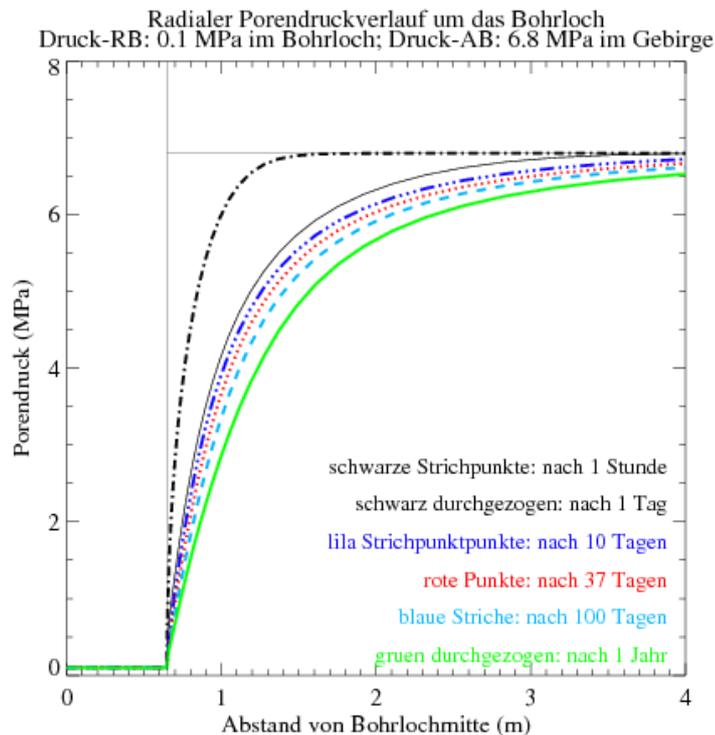


Abb. 3.6 Radialer Porendruckverlauf zu sechs verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungsphase

Ein Abfall des Porendrucks von mindestens 10 % bezogen auf die Anfangsbedingung reicht bereits nach einem Tag einen Meter weit ins Gebirge hinein. Zu diesem Zeitpunkt sind bereits 0,52 kg Luft (entsprechend 0,44 m³ bei 1 bar, 20 °C) pro Meter Bohrlochlänge und bezogen auf den Vollkreis¹⁰ aus dem Gebirge in das Bohrloch ausgegast. Die weitere Ausgasung geschieht dann sehr viel langsamer. Nach einem Jahr ist der 10 %-ige Abfall des Porendrucks lediglich einen weiteren Meter ins Gebirge vorgedrungen.

Die Erklärung für die schnelle anfängliche Ausgasung zu Beginn und die relativ langsame Ausgasung später kann aus der nachfolgenden Abbildung herausgelesen werden. In Abb. 3.7 werden die radialen Verläufe des Porendrucks und der minimalen Hauptspannung miteinander verglichen. Die Linien (ob durchgezogen oder gestrichelt) geben den Verlauf des Porendrucks wieder; ihre Farben und Linienmuster entsprechen

¹⁰ Wegen des Modellgebiets als schmales „Tortenstück“ mit geringer Höhe ist der für das Modellgebiet berechnete Wert um den Faktor 320 kleiner. Sämtliche im Text genannten Werte sind auf den Vollkreis und 1 m Bohrlochlänge bezogen.

denen aus der vorangegangenen Abbildung, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit nur drei der zuvor sechs Zeitpunkte dargestellt sind. Die Symbole (Dreieck, „+“ und „x“) geben den Verlauf der minimalen Hauptspannung wieder; ihre Farben entsprechen den Farben der korrespondierenden Porendruck-Linien, jeweils zum entsprechenden Zeitpunkt.

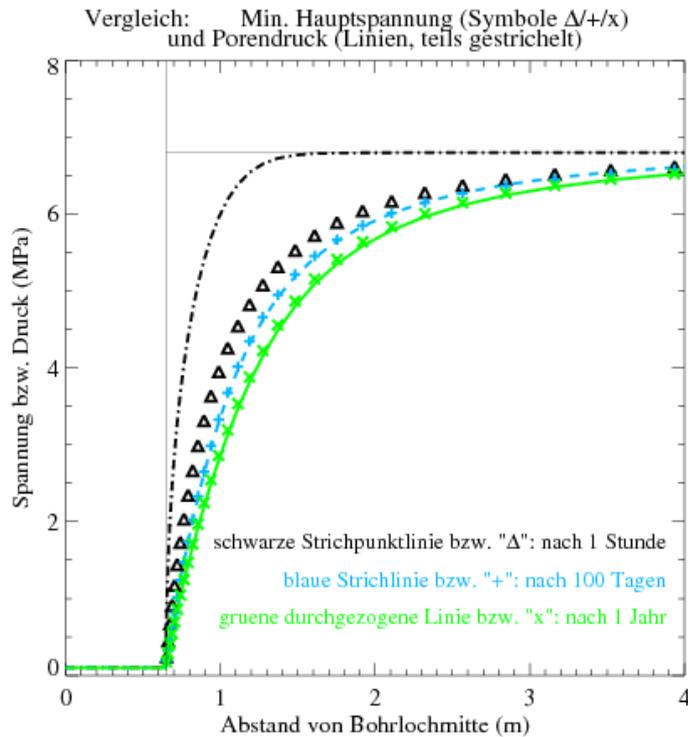


Abb. 3.7 Vergleich der radialen Verläufe des Porendrucks und der minimalen Hauptspannung zu drei verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungsphase

Man erkennt, dass kurz nach dem Beginn der Rechnung das Porendruckprofil deutlich über dem Spannungsprofil liegt, während zu späteren Zeitpunkten Porendruck- und Spannungsprofil fast identisch sind.

Zu Beginn der Rechnung, mit dem Erstellen der Bohrung, fällt die minimale Hauptspannung zur Bohrlochkontur hin durch den elastischen Teil des Materialgesetzes instantan gegen den Wert ab, der als Randbedingung an der Bohrlochkontur anliegt; in diesem Fall 0,1 MPa (zur zeitlichen Entwicklung der Radialspannung s. Abb. 3.4). Dann liegt der Porendruck weit über der minimalen Hauptspannung und die Kopplungsfunktion (s. Abb. 3.5) liefert eine relativ große Permeabilität im Bereich $k = 10^{-20}$ bis 10^{-19} m^2 . Die Luft kann nun relativ schnell aus

dem konturnahen Bereich ausgasen; aber eben nicht unendlich schnell, weshalb der Porendruck noch einige Zeit deutlich größer als die Radialspannung ist (schwarze Kurve in Abb. 3.7). In den folgenden Stunden und Tagen ist die Ausgasung so stark, dass der Porendruck bis auf die Werte der minimalen Hauptspannung absinkt. Nun drosselt die Kopplungsfunktion den Ausgasungsprozess durch eine um Größenordnungen reduzierte Permeabilität.

Die weitere Entwicklung des Porendrucks und der minimalen Hauptspannung, ab etwa 10 bis 100 Tage nach Auffahrung des Bohrlochs, wird durch einen anderen Prozess dominiert: Kriechen. Wäre das Materialgesetz rein elastisch und würden die Radialspannungen nicht mit der Zeit zurückgehen, würden die Porendrücke durch die Ausgasung langsam aber sicher unter die Radialspannungen abfallen, wobei die dadurch weiter absinkende Permeabilität den Ausgasungsprozess schließlich praktisch stoppen würde. Durch den Kriechprozess aber sinken die Radialspannungen langsam ab und die Porendrücke folgen, gesteuert durch die Kopplungsfunktion, synchron (blaue und grüne Kurve in Abb. 3.7). Wichtig ist, dass sich die Radialspannungen unabhängig von den Porendrücken entwickeln (keine $H \rightarrow M$ -Kopplung). Es sind die Porendrücke, die sich über die starke $M \rightarrow H$ -Kopplung, den Radialspannungen angleichen.

Die Permeabilitätsentwicklung ist in Abb. 3.8 nochmals explizit dargestellt. Die bereits angesprochene große Permeabilität zu Beginn der Simulation und die Abflachung der Kurve ab etwa $t = 60$ Tage sind im linken Diagramm zu erkennen. Im rechten Diagramm ist der radiale Verlauf der Permeabilität zu vier verschiedenen Zeitpunkten dargestellt.

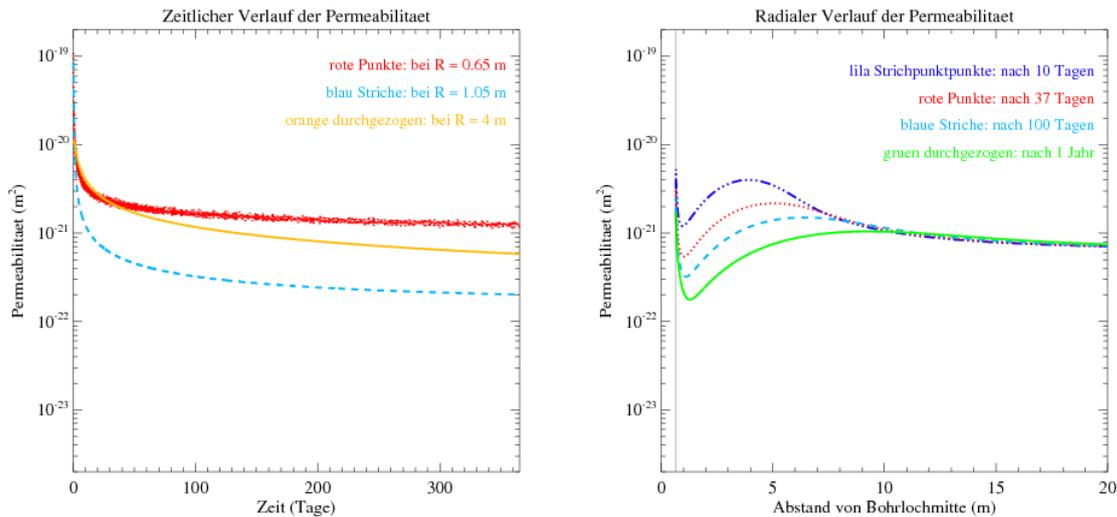


Abb. 3.8 Radiale und zeitliche Verläufe der Permeabilität während der Ausgasungsphase.

Man erkennt, dass das radiale Permeabilitätsprofil ein Minimum durchläuft. Dieses liegt zunächst bei $x \approx 1$ m, wandert aber über das Jahr etwas nach außen bis etwa 1,5 m Abstand von der Bohrlochmitte. Das Permeabilitätsminimum ist der Flaschenhals der Ausgasung und unmittelbar bestimmend für die Ausgasungsgeschwindigkeit. Es kann in dem Bereich von einigen Dezimetern hinter der Kontur entstehen, weil hier die Radialspannung nicht nahe Null liegt (wie direkt an der Kontur) und zusätzlich das Radialspannungsprofil nicht flach (wie weit weg von der Kontur) sondern steil verläuft. In diesem Bereich schafft es die Ausgasung am besten, den Porendruck in die Nähe oder leicht unter die Minimalspannung zu drücken, so dass sich ein Minimum in der Permeabilität einstellt. Die Lage und die Tiefe des Permeabilitätsminimums hängen demnach mittelbar vom Kriechprozess ab.

3.3.2.2 Gasinjektionsphase

Nach 1 Jahr Ausgasung beginnt die Gasinjektionsphase. Die Druckbeaufschlagung geschieht in vier Injektionszyklen wie in Unterkapitel 3.2.1 beschrieben. Der Gasdruck (Porendruck) im Gebirge in der Injektionsphase ist in Abb. 3.9 dargestellt. Zu sieben verschiedenen Zeitpunkten ist das radiale Profil des Porendrucks aufgezeichnet. Wie in

früheren Abbildungen sind die Bohrlochkontur bei 0,65 m und die Druck-Anfangsbedingung bei 6,8 MPa als dünne Linien eingefügt.¹¹

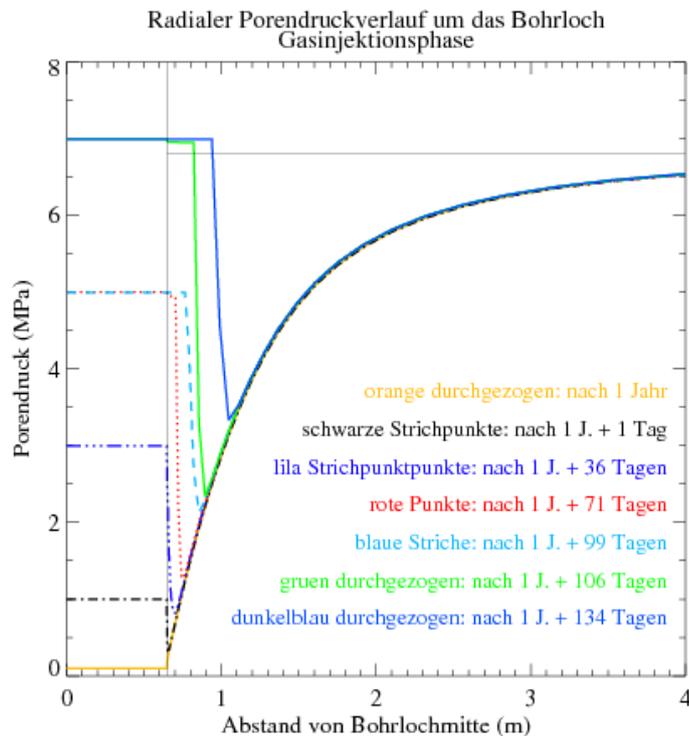


Abb. 3.9 Radialer Porendruckverlauf zu verschiedenen Zeitpunkten während der Injektionsphase

Man erkennt, dass sich kurz hinter der Kontur ein tiefes Druck-Minimum ausbildet, das nur äußerst langsam abgebaut (d. h. aufgefüllt) wird. An dieser Situation ändert sich auch im 4. Injektionszyklus nichts, bei dem der Bohrlochdruck bis auf über den Gebirgsdruck angehoben wird. Bis 4 Wochen nach Ende der 4. Kompressionsphase ($t = 1 \text{ J} + 134 \text{ Tage}$) sind lediglich 0,22 kg Luft (entsprechend $0,19 \text{ m}^3$ bei 1 bar, $20 \text{ }^\circ\text{C}$) ins Gebirge eingedrungen.

Ursache für die Ausbildung des Minimums ist der Effekt des Bohrlochdrucks als Spannungs-Randbedingung für den mechanischen Zustand, denn dadurch führt der

¹¹ Die Farbkodierung der Zeitpunkte in der Injektionsphase ist nicht mit der Farbkodierung in den Abbildungen zur Ausgasungsphase identisch. In allen Fällen steht die Farbfolge orange→schwarz→lila→rot→blau→grün→dunkelblau für eine zeitliche Ordnung früher→später.

Druckanstieg im Bohrloch zum Anstieg der minimalen Hauptspannung¹² im konturnahen Bereich (s. Abb. 3.4). Ein Anheben der Minimalspannung führt wegen der M→H-Kopplung $k = k(\sigma_{\min, \text{eff}})$ lokal zu einem Absinken der Permeabilität, jedenfalls dann, wenn der Porendruck nicht lokal um denselben Betrag steigt. Nun geschieht jedoch die Anhebung der Minimalspannung hinter der Kontur immer mit einem zeitlichen Vorsprung gegenüber einer entsprechenden Erhöhung des Porendruckes, denn sie geschieht immer im elastischen Sinne sofort, während sich der Porendruck erst über einen advektiven Fluss-Prozess ausbreiten muss. Die Permeabilität sinkt deshalb hinter der Kontur bei jeder Druckerhöhung im Bohrloch zunächst einmal ab,¹³ so dass kein Gas aus dem Bohrloch diesen Bereich passieren und tiefer ins Gebirge eindringen kann.

Die Permeabilitätsentwicklung in der Injektionsphase ist in Abb. 3.10 dargestellt und zeigt diesen Effekt nochmals im Detail. Die Farben der Linien entsprechen denen aus der vorangegangenen Abbildung zu den entsprechenden Zeitpunkten. Auf der rechten und der linken Seite sind dieselben Daten dargestellt; lediglich der dargestellte Bereich der x-Achse ist unterschiedlich, um die dargestellten Permeabilitätsverläufe einfacher mit Abb. 3.8 (Permeabilitäten Ausgasungsphase) bzw. Abb. 3.9 (Porendrucke Injektionsphase) vergleichen zu können.

¹² d. h. ihres Betrages, s. a. Fußnote 6, Seite 19

¹³ Diese Situation ändert sich grundlegend erst dann, wenn die Hauptspannung in radialer Richtung nicht mehr die minimale Hauptspannung ist. Im Konturelement ist dies bei einem Bohrlochdruck über 3,6 MPa der Fall (s. Abb. 3.4), 20 cm hinter der Kontur erst bei einem Bohrlochdruck über 5,5 MPa.

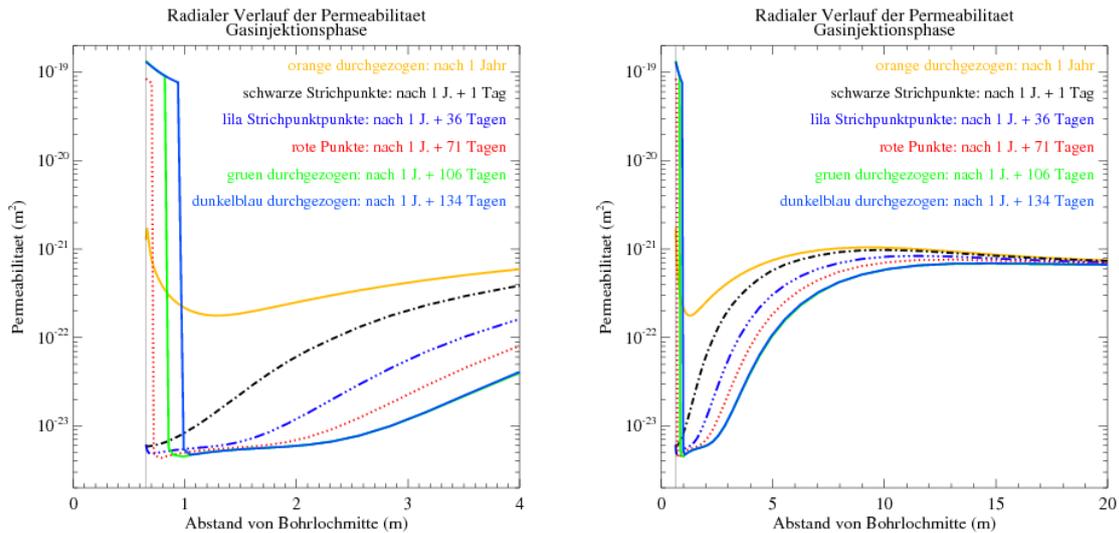


Abb. 3.10 Radialer Permeabilitätsverlauf zu verschiedenen Zeitpunkten während der Injektionsphase

Auf der linken Seite ist der konturnahe Bereich vergrößert dargestellt.

Die erste dargestellte Linie (orange, zu Beginn der Injektionsphase) ist identisch mit der letzten dargestellten Linie von Abb. 3.8 (am Ende der Ausgasungsphase). Neben dem bereits in der Ausgasungsphase existierenden Permeabilitätsminimum entsteht ein neues, um etwa eineinhalb Größenordnungen tieferes Minimum. Es entsteht sehr früh – bereits im 1. Injektionszyklus – und noch konturnäher als das alte Minimum, wie auf dem linken Diagramm zu erkennen ist. Erst bei einem Bohrlochdruck von 5 MPa (dritte Druckstufe, rot) werden zumindest die ersten Dezimeter Salzgestein mit Gas „aufgefüllt“ (d. h. Porendruck \approx Bohrlochdruck), so dass die Permeabilität hier um vier Größenordnungen ansteigt. Die Ursache dafür, dass sich der Permeabilitätsverlauf im 3. Injektionszyklus qualitativ ändert, ist nur zu einem kleinen Teil der weiter gestiegene Porendruck-Gradient, der den advektiven Darcy-Fluss antreibt, und auch nicht die längere Zeitspanne, die der (wegen der kleinen Permeabilität minimale) Gasfluss andauert. Vielmehr herrscht bei einer mechanischen Druck-Randbedingung von etwa 3,6 MPa ein nahezu isotroper Spannungszustand im Konturelement (s. Abb. 3.4). Bei einer weiteren Anhebung der radialen Druck-Auflast wird die Tangentialspannung zur minimalen Hauptspannung, und in weiterer Folge sinkt die Minimalspannung mit zunehmender Druck-Auflast (während sie bis dahin anstieg). Dadurch ändert sich $\sigma_{\min, \text{eff}}$ nun sehr schnell und wechselt vom Kompressions- in den Zugbereich. Gerade in dem Bereich $\sigma_{\min, \text{eff}} \approx 0$ ist die Permeabilität mit besonders hoher Potenz von $\sigma_{\min, \text{eff}}$

abhängig (vgl. Abb. 3.5), so dass es zu dem Permeabilitätssprung um vier Größenordnungen kommen kann.

Bereits wenige Dezimeter hinter der Kontur wird der isotrope Spannungszustand auch in der vierten und höchsten Druckstufe nicht erreicht. Dies ist in Abb. 3.4 zu sehen, es lässt sich aber auch in Abb. 3.10 erkennen und zwar daran, dass in diesem Bereich (Bohrlochabstand 1,2 m bis 10 m) die Permeabilitäten mit steigendem Bohrlochdruck bei praktisch gleichbleibendem Porendruck immer weiter absinken; hier ist also nach wie vor die ansteigende Radialspannung und nicht die absinkende Tangentialspannung die minimale Hauptspannung.

Trotzdem kann das Gas – wenngleich sehr langsam – weiter in das Gebirge vordringen. Wie ein Vergleich der grünen und der dunkelblauen Kurve in Abb. 3.10 zeigt, geschieht dies in den Haltephasen der höheren Druckstufen durchaus, obwohl sich die totalen Spannungen in diesen Phasen praktisch nicht verändern.¹⁴ Das Gas schafft sich über die Zeit auch selbst die notwendigen höheren Permeabilitäten, denn wenn der Gasdruck in einem Bereich anfängt zu steigen, steigen über $\sigma_{\min, \text{eff}}$ auch die Permeabilitäten, das Gas kann immer leichter eindringen, und der Gasdruck-Anstieg beschleunigt sich selbst, bis er nahezu schlagartig in diesem Bereich auf Bohrlochdruckniveau emporschnellt.

Die Geschwindigkeit, mit der dieses Vordringen stattfindet, hängt sehr stark von den modellierten physikalischen Details dieses Eindringprozesses ab, aber auch – vor allem dort, wo mikrophysikalische Prozesse in dem gewählten kontinuumsmechanischen Modell nicht abgebildet werden (können) – von den numerischen Details. So treten bei dem beschriebenen Vordringen des Gases extrem hohe Permeabilitätssprünge zwischen benachbarten Gitterelementen auf (s. Abb. 3.10, links). Hier bekommt eine große Bedeutung, wie die Permeabilität zweier Nachbarelemente für die Berechnung des Gasflusses zwischen diesen Elementen gemittelt werden soll.¹⁵ Ebenso die Frage, ob die räumliche Auflösung bei dem aus 50 Elementen bestehenden Gitternetz ausreichend ist. Eine Detailanalyse dieser Aspekte ist jedoch nicht

¹⁴ Lediglich durch den Kriechprozess kommt es stets zu kleinen Spannungsumlagerungen.

¹⁵ In den hier präsentierten Modellrechnungen wurde das harmonische Mittel gewählt, das für die hydraulische Kontinuumsmechanik als das natürliche Wichtungsverfahren angesehen werden kann.

Bestandteil der vorliegenden Arbeit, die sich auf die Beschreibung der beobachteten Phänomene einer HM-gekoppelten Gasinjektionsmodellierung unter Verwendung unterschiedlicher physikalischer Kopplungsgesetzmäßigkeiten beschränkt.

Abb. 3.11 zeigt den Gasaustausch zwischen Gebirge und Bohrloch für die gesamte Simulation. Die Vorzeichenkonvention ist so gewählt, dass negative Werte eine negative Massenbilanz für das Gebirge bedeuten. Der Nullpunkt der Massenbilanz ist im linken Diagramm auf den Nullpunkt der Zeitachse (= Simulationsbeginn = Erstellung des Bohrlochs) geeicht. Im rechten Diagramm auf den Beginn der Injektionsphase. Die Massenbilanz ist angegeben pro Meter Bohrlochlänge (s. a. Fußnote 10, S. 23).

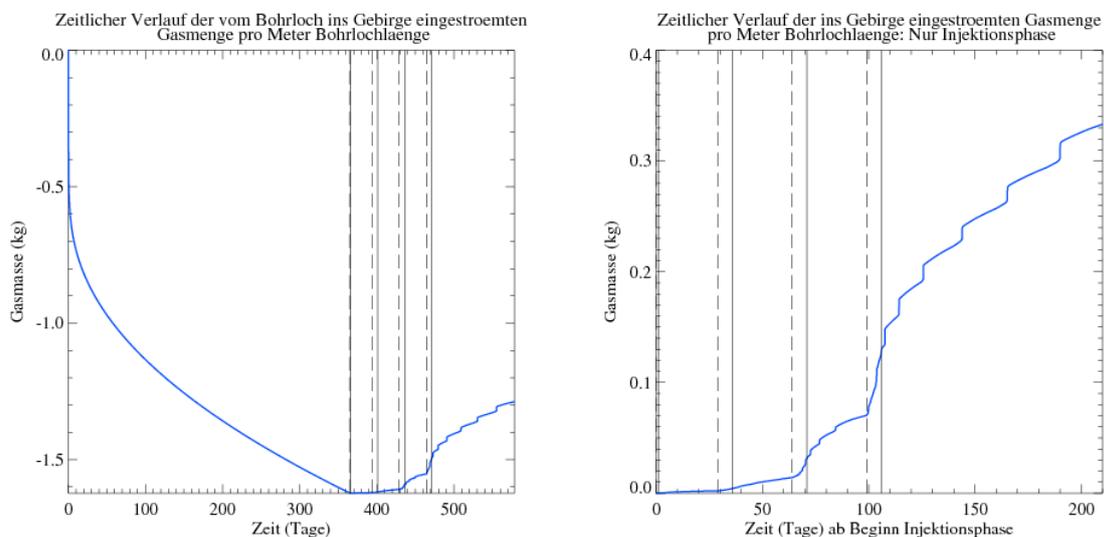


Abb. 3.11 Aus dem Bohrloch ins Gebirge abgeströmte Gasmenge pro Meter Bohrlochlänge

Senkrechte Hilfslinien kennzeichnen die Zeitpunkte der Kompressions- und Haltephasen der vier Injektionszyklen (vgl. Abb. 3.2).

Man erkennt einen sehr steilen Abfall der linken Kurve in den ersten Tagen der Rechnung. Anschließend wird die Kurve deutlich flacher um von $t = 50$ bis 365 Tage mit fast konstanter Steigung bis auf $-1,6$ kg abzusinken. Hier zeigt sich wieder die bereits oben in der Diskussion zu Abb. 3.7 beobachtete Zweiteilung der Ausgasungsphase: Im ersten Teil mit hoher Ausgasungsrate wird die Geschwindigkeit des Prozesses von der (hohen) Permeabilität im konturnahen Bereich bestimmt. Im zweiten Teil mit niedrigerer Ausgasungsrate wird die Geschwindigkeit des Prozesses letztlich von der Kriechgeschwindigkeit gesteuert.

Nachdem das Bohrloch verschlossen ist, ist die Gasbilanz über eine genaue Messung der injizierten Gasmenge und des Gasdrucks im Bohrloch (bei angenommener Verlustfreiheit) prinzipiell bestimmbar. Deshalb ist im rechten Diagramm von Abb. 3.11 die Massenbilanz nochmals alleine für die Injektionsphase dargestellt. Zur genauen zeitlichen Orientierung sind die Zeitpunkte der Kompressions- und Haltephasen der vier Injektionszyklen gekennzeichnet.

Zu Beginn der Injektionsphase, wenn das Bohrloch verschlossen und der Gasdruck im Bohrloch auf 1 MPa angehoben wird, kommt der Ausgasungsprozess augenblicklich zum Stillstand. Der Grund dafür liegt nicht darin, dass der Bohrlochdruck bereits zu einem Bereich mit einem in das Gebirge weisenden Porendruck-Gefälle geführt hätte. Vielmehr wird durch die Anhebung der Minimalspannung ein Permeabilitätsminimum erzeugt, das eine Gasströmung in seinem Bereich praktisch unterbindet (s. Abb. 3.10).

Auch in den darauffolgenden Injektionszyklen kann nur sehr wenig Gas ins Gebirge eindringen. Lediglich in einem kleinen Gesteinsbereich von wenigen Dezimetern Tiefe wird der Porendruck auf Bohrlochdruck angehoben. Der dort verfügbare Porenraum ist jedoch insgesamt so klein, dass dem Bohrloch nur so wenig Gas entzogen wird, dass der Bohrlochdruck in den Haltephasen nur unmerklich absinkt.

4 Analyse der Auswirkung von Einzelprozessen in Modellrechnungen

4.1 Zeitlich verzögerte Verheilung

Die Begriffe der „Schädigung“ und „Verheilung“ von Steinsalz werden in der Literatur meist im Rahmen des Dilatanzkonzeptes von Steinsalz verwendet (z. B. /EBE 07/). Demnach führt ein deviatorischer Spannungszustand jenseits der sogenannten Dilatanzgrenze – hervorgerufen z. B. durch die Auffahrung einer Bergwerksstrecke – zu Dilatanz und zu Schädigung, die mit einer Permeabilitätserhöhung einhergehen. Kommt es, z. B. durch geeignete Verfüllmaßnahmen, zu einer (teilweisen/weitgehenden) Wiederherstellung des ursprünglichen, nahezu isotropen Druckspannungszustands, so kommt es mit der Kompaktion zu einer der Dilatanz entgegengesetzten Entwicklung: Verheilung.

Die in dieser Arbeit verwendete $M \rightarrow H$ -Tangens-Hyperbolicus-Kopplungsfunktion (s. Kap. 3.3.1) basiert jedoch nicht auf dem Modell eines solchen Dilatanzprozesses, sondern auf Fluiddruck-induzierten Prozessen. Die Kopplungsfunktion entstand aus einer rein phänomenologischen Beschreibung der gemessenen Permeabilitätsentwicklung in einer Gasinjektions-Versuchsreihe im Labor /POP 07/. Die dafür gewählte eindeutige Beziehung zwischen Permeabilität und Differenzdruck¹⁶ enthält keinen Term, der eine explizit zeitliche Entwicklung oder die Historie der vorhergehenden Spannungsentwicklung beinhaltet. Dahinter steht die Vorstellung, dass die druckgetriebene Permeabilitätsentwicklung auf einem elastischen Prozess, z. B. einer vollständig reversiblen Korngrenzenvernetzung beruhen könnte.

In dieser Arbeit soll, losgelöst von den ablaufenden physikalischen Prozessen, jede Zunahme der Permeabilität im zeitlichen Versuchsablauf als „Schädigung“ und jede Abnahme der Permeabilität als „Verheilung“ bezeichnet werden. In der in Kapitel 3.3 verwendeten Kopplungsfunktion sind demnach Schädigung und Verheilung gleicher-

¹⁶ Ursprünglich aufgestellt wurde diese Beziehung zwischen den Größen Permeabilität (über die Gesteinsprobe gemittelt) und Differenzdruck, wobei letztere die Differenz zwischen der Minimalspannung der Probe und des aufgetragenen Gasinjektionsdrucks bezeichnete /POP 07/. In /POP 12/ wurde dann dieselbe Funktion als lokale Beziehung zwischen (lokaler) Permeabilität und minimaler Effektivspannung (Differenz zwischen Minimalspannung und lokal wirkendem Porendruck) angesetzt.

maßen und ununterscheidbar enthalten, da in der Funktion selbst keine zeitliche Richtung vorgegeben ist. In diesem und im nachfolgenden Unterkapitel wird diese Symmetrie aufgehoben, indem die Verheilung explizit zeitlich abhängig gemacht wird (Kap. 4.1) bzw. durch Hysterese von der Permeabilitäts-Vorgeschichte abhängig gemacht wird (Kap. 4.2).

4.1.1 HM-Kopplungsparameter

Alle Parameter sind identisch mit denen des Basisfalls (s. Kap. 3.3.1), außer dass die zeitlich verzögerte Verheilung in die M→H-Kopplungsfunktion mittels einer Verheilungs-Halbwertszeit $T_{1/2}$ folgendermaßen implementiert wird:

$$k(\sigma(t + \Delta t), t + \Delta t) = k(\sigma(t), t) + \Delta k \quad (4.1)$$

mit

$$\Delta k = \begin{cases} \Delta \tilde{k} & \text{für } \Delta \tilde{k} \geq 0 \\ \Delta \tilde{k} \left(1 - 2^{-\frac{\Delta t}{T_{1/2}}} \right) & \text{für } \Delta \tilde{k} < 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

wobei

$$\Delta \tilde{k} = \hat{k}(\sigma(t + \Delta t)) - k(\sigma(t), t) \quad (4.3)$$

Der Übersichtlichkeit halber ist hier $\sigma_{\min, \text{eff}}$ mit σ abgekürzt. Bei $t = 0$ wird der Ausgangswert $k = 10^{-22} \text{ m}^2$ angesetzt.

In jedem Zeitschritt wird demnach bei abnehmender Permeabilität die zeitunabhängige Permeabilitätsabnahme $\Delta \tilde{k}$ (neu minus alt) um einen Anteil gemindert, der aus dem Verhältnis von Zeitschrittgröße zu Verheilungs-Halbwertszeit berechnet wird. Wenn also z. B. in einem Zeitschritt die Permeabilität durch eine Änderung der effektiven Minimalspannung gemäß der zeitunabhängigen Kopplungsfunktion des Basisfalls um $4 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ gefallen wäre, dann würde sie gemäß der hier angewendeten zeitlich verzögerten Verheilung in demselben Zeitschritt um $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ fallen, wenn dieser Zeitschritt eine Länge von genau $T_{1/2}$ gehabt hätte, bzw. um $3 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$, wenn dieser Zeitschritt doppelt so lang gewesen wäre. Im umgekehrten Fall der Schädigung würde die Per-

meabilität wie im Basisfall ohne zeitliche Verzögerung auf einen Wert ansteigen, der der neuen minimalen Effektivspannung zugeordnet ist.

Eine im Vergleich zu den Zeitskalen der Basisrechnung sehr kleine Verheilungshalbwertszeit (z. B. $T_{1/2} < 1$ Minute) würde zu Modellierungsergebnissen führen, die sich von der Basisrechnung kaum unterscheiden. Eine sehr große Halbwertszeit (z. B. $T_{1/2} > 1$ Jahr) würde einer Kopplungsfunktion ohne Verheilung entsprechen (Permeabilität könnte nur zu- aber nicht abnehmen). Um den Effekt einer zeitlich verzögerten Verheilung für den hier präsentierten Modellierungsfall zu zeigen, wurde in der nachfolgenden Rechnung $T_{1/2} = 1$ Woche gewählt.

4.1.2 Rechenergebnisse

Die Unterschiede zum Basisfall sind sowohl zu frühen Zeitpunkten ($t \lesssim T_{1/2}$) als auch zu späten Zeitpunkten ($t \gg T_{1/2}$) beträchtlich. In Abb. 4.1 ist der Porendruck- und Permeabilitätsverlauf während der Ausgasungs- und Injektionsphase dargestellt. Ein Vergleich mit den entsprechenden Abbildungen des Basisfalls (Abb. 3.6, Abb. 3.8, Abb. 3.9, Abb. 3.10) zeigt, dass die Permeabilität wegen der verzögerten Verheilung in den ersten Wochen sehr hoch bleibt, weil bei niedriger Minimalspannung der absinkende Porendruck nicht sofort mit einer absinkenden Permeabilität einhergeht. Entsprechend stark ist in den ersten Wochen die Ausgasung, was an dem stark erniedrigten Porendruckverlauf, bis in mehrere Meter Gebirgstiefe hinein zu erkennen ist. Dieser niedrige Porendruck, nun weit unterhalb der Minimalspannung, führt dazu, dass nach einigen Wochen, wenn die Verheilung schließlich voranschreitet, eine extrem niedrige Porosität erreicht wird. Die so entstandene Sperrschicht von mehreren Metern Mächtigkeit lässt keine weitere Ausgasung in der Ausgasungsphase mehr zu (ab $t = 37$ Tagen liegen die Druckkurven hintereinander).

Die zunächst naheliegende Vermutung, dass eine zeitlich verzögerte Verheilung zu einem stets höheren Gasfluss führt als eine sofortige Verheilung, ist also nicht (immer) richtig. In der hier vorgestellten HM-gekoppelten Versuchsmodellierung führt die verzögerte Verheilung in Verbindung mit der gewählten Effektivspannungs-abhängigen M→H-Kopplungsfunktion nach einer kurzen Ausgasungswelle (die aber experimentell kaum nachweisbar wäre) zu einem verringerten Gasfluss. Durch die große Mächtigkeit der Sperrschicht ist auch in der Injektionsphase das Vordringen des Injektionsgases ins Gebirge im Vergleich zur Basisrechnung noch weiter erschwert. Insgesamt liegen

die aus- und eingeströmten Gasmengen in derselben Größenordnung wie in der Basisrechnung.

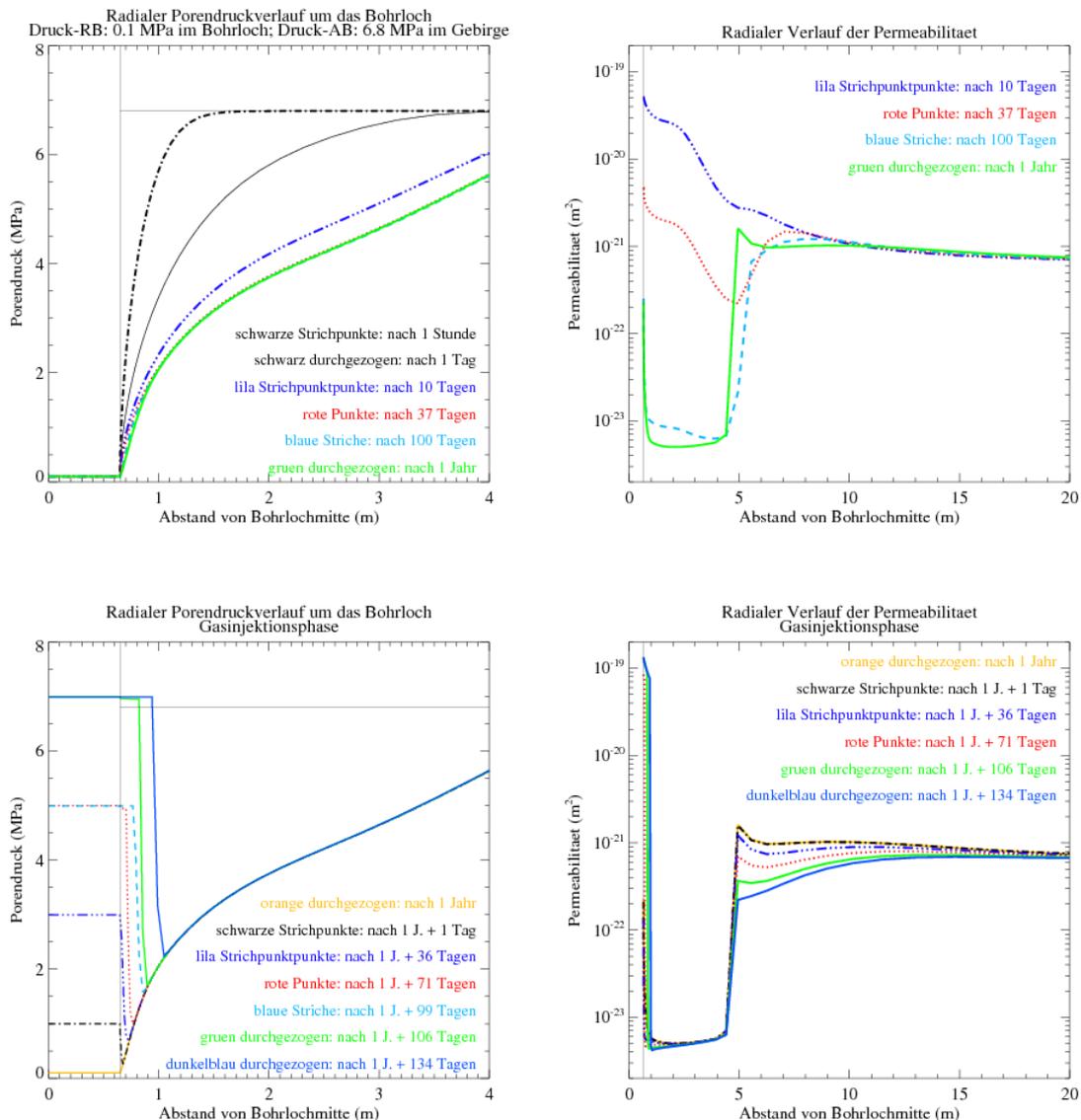


Abb. 4.1 Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) in der Modellrechnung mit zeitlich verzögerter Verheilung ($T_{1/2} = 1$ Woche)

4.1.3 Variante ohne Verheilung

Ein Rechenfall ganz ohne Verheilung kann u. a. als Rechenfall mit zeitlich verzögerter Verheilung mit sehr großer Verheilungshalbwertszeit umgesetzt werden. Abb. 4.2 zeigt

den Porendruckverlauf für diesen Rechenfall. Die Permeabilität erreicht gleich zu Versuchsbeginn, wenn die radiale Hauptspannung absinkt und der Porendruck noch auf seinem Ausgangswert steht, ihre höchsten Werte. Da sie in dieser Variante nicht wieder absinken darf, liegen die Permeabilitätskurven aller Zeitpunkte übereinander und werden hier nicht gezeigt. In dieser Versuchsvariante tritt der erwartete hohe Gasfluss zu jeder Versuchsphase tatsächlich ein (20 kg in der Ausgasungsphase, 10 kg in der Injektionsphase), was an den niedrigen Porendrücken bis in mehrere Meter Gesteinstiefe abzulesen ist.

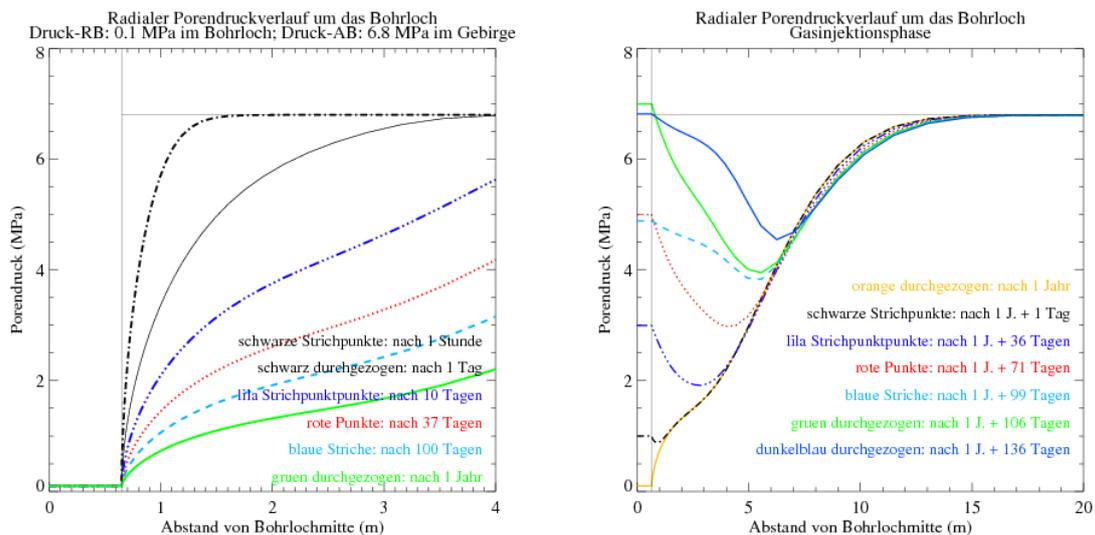


Abb. 4.2 Radialer Porendruckverlauf zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (links) und Injektionsphase (rechts) in der Modellrechnung ohne Verheilung

4.2 Verheilung mit Hysterese

Eine andere Methode der Differenzierung zwischen Schädigung und Verheilung ist die Einführung eines Hystereseparameters in die $M \rightarrow H$ -Kopplungsfunktion. Als Hysterese bezeichnet man allgemein ein Systemverhalten, bei dem der Systemzustand von früheren Zuständen des Systems abhängt (Pfadabhängigkeit), oder konkreter, das Verharren eines Systems in einem Zustand auch nach Reduzierung der ursprünglichen Anregung.

4.2.1 HM-Kopplungsparameter

Alle Parameter sind identisch mit denen der Basisrechnung (s. Kap. 3.3.1), außer dass in die M→H-Kopplungsfunktion ein Hystereseparameter folgendermaßen implementiert wird:

$$k(\sigma(t), t) = \begin{cases} \hat{k}(\sigma(t)) & , \text{ falls } \hat{k}(\sigma(t)) \geq k_{\max} \\ \min\{\hat{k}(\sigma(t) + \sigma_{\text{Hys}}), k_{\max}\} & \text{sonst} \end{cases} \quad (4.4)$$

wobei

$$k_{\max} = \max\{k(\sigma(\hat{t}), \hat{t}) : \hat{t} < t\} \quad (4.5)$$

Wieder ist $\sigma_{\min, \text{eff}}$ mit σ abgekürzt, und $k(t=0) = 10^{-22} \text{ m}^2$. Die Bedeutung des Hystereseparameters ist in Abb. 3.5 veranschaulicht. Dort entspricht der schwarze Funktionsgraf $\hat{k}(\sigma)$ und der blaue Funktionsgraf einer Funktion $\check{k}(\sigma) = \hat{k}(\sigma + \sigma_{\text{Hys}})$, mit $\sigma_{\text{Hys}} = 1 \text{ MPa}$. Die hier gewählte Kopplungsfunktion bewegt sich stets zwischen oder auf diesen beiden Grafen: Wenn die Permeabilität gemäß \hat{k} einen neuen Maximalwert erreichen würde, dann gilt \hat{k} . Ansonsten gilt \check{k} , es sei denn, \check{k} würde den bisherigen Maximalwert übertreffen, dann bleibt es beim bisherigen Maximalwert.

4.2.2 Rechenergebnisse

Abb. 4.3 zeigt Porendruck und Permeabilität für diesen Rechenfall. In der Ausgasungsphase ist der qualitative Unterschied zur Basisrechnung nicht besonders groß, allerdings liegen die Permeabilitäten um eine knappe Größenordnung höher als in der Basisrechnung, und die Ausgasung ist entsprechend größer (6 kg). In der Injektionsphase bildet sich auch hier ein Permeabilitätsminimum aus, das fast genauso tief ist wie in der Basisrechnung. Dementsprechend ist die injizierte Gasmenge zunächst wieder sehr klein. Allerdings ist hier nun der Wiederanstieg der Permeabilität bei ansteigendem $\sigma_{\min, \text{eff}}$ deutlich erleichtert, so dass noch während der Versuchszeit (bei $t = 540$ Tagen) das Druck- und Permeabilitätsminimum vollständig verschwinden kann. Anschließend kann dann eine relativ große Gasmenge (2 kg) in das Gebirge strömen und den Porendruck in den ersten Metern hinter der Kontur wieder bis fast auf das Ausgangsniveau anheben.

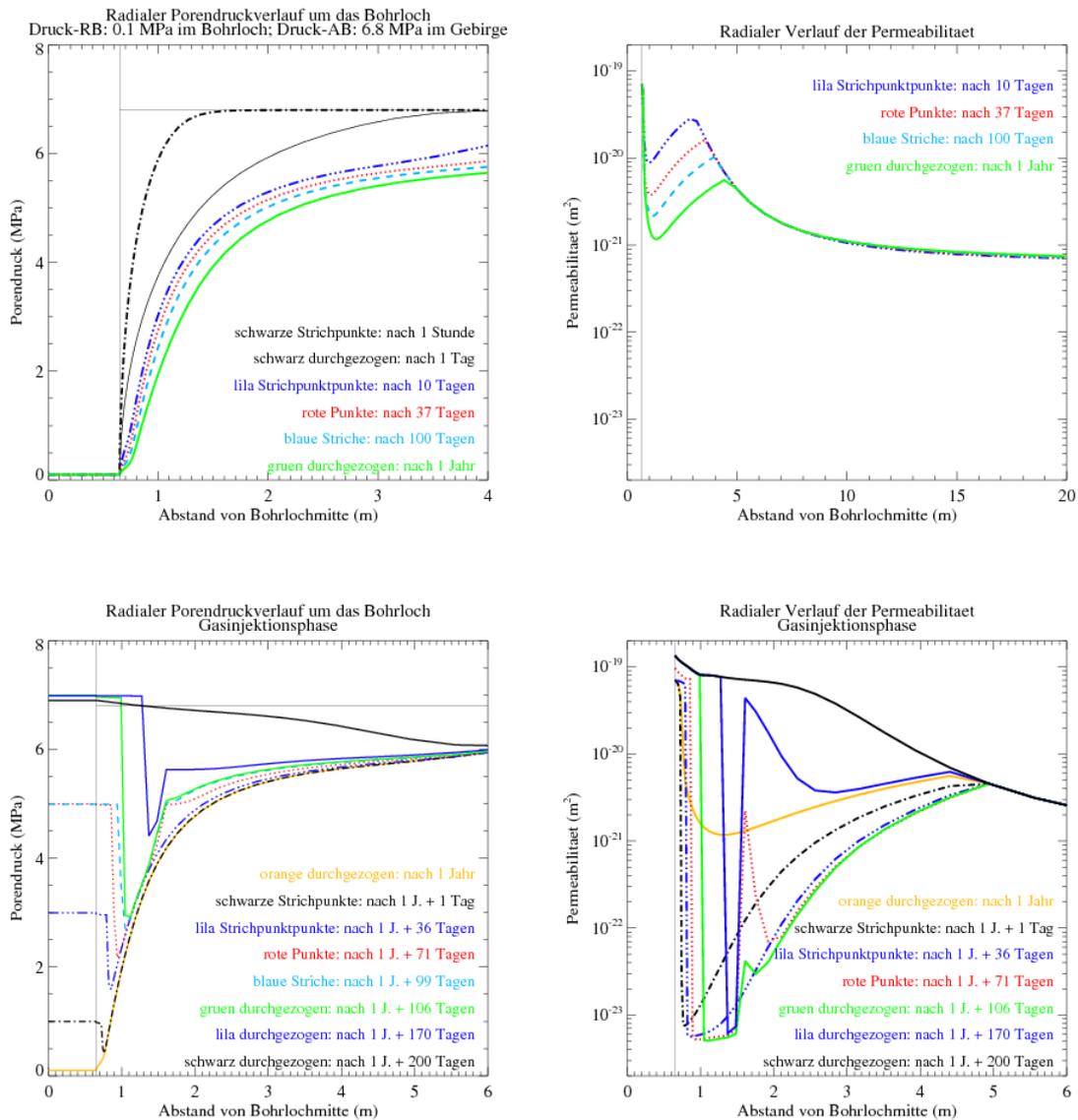


Abb. 4.3 Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) in der Modellrechnung mit Hystereseparameter ($\sigma_{Hys} = 1$ MPa)

Bei den unteren Diagrammen ist die x-Achsen-Skalierung anders gewählt als in den oberen Diagrammen (und in Abb. 4.1), um den räumlichen Bereich, in dem die im Text beschriebenen Phänomene während der Injektionsphase stattfinden, vollständig abzubilden. Um den zeitlichen Verlauf optimal auszuleuchten, sind zusätzliche Zeitpunkte dargestellt.

4.3 H→M-Kopplung und Biot-Parameter

Die bisherigen Modellrechnungen hatten gemein, dass von einer vernachlässigbaren H→M-Kopplung ausgegangen wurde, d. h. dass der Einfluss des Porendrucks auf die Mechanik vernachlässigt werden kann.

Wie in Kap. 2.2 skizziert, wird in der Biot-Theorie der Poroelastizität die Wechselwirkung zwischen den Spannungen im isotropen porösen Medium und dem Porendruck des in der Matrix befindlichen Fluids auf der Grundlage von linear-elastischen Beziehungen beschrieben /BIO 41/, /DET 93/. Im Rahmen der Biot-Theorie entsprechen die bisherigen Rechenfälle mit vernachlässigbarer H→M-Kopplung dem Grenzfall eines verschwindenden Biot-Parameters, denn für $\alpha = 0$ wird das elastische Spannungs-Dehnungsgesetz unabhängig vom Porendruck.¹⁷ Demgegenüber führt ein Biot-Parameter größer Null zu einer mehr oder weniger starken H→M-Kopplung, so dass der Biot-Parameter hier effektiv die Rolle einer H→M-Kopplungsstärke¹⁸ spielt.

4.3.1 HM-Kopplungsparameter

Alle Parameter sind identisch mit denen der Basisrechnung (s. 3.3.1), außer dass die H→M-Kopplung nicht mehr vernachlässigt, sondern entsprechend Gleichung (2.3) berücksichtigt wird. Eine Änderung des Porendrucks führt zu einer Änderung der totalen Spannungen und induziert entsprechende Verformungen des porösen Mediums. Durch die in radialer Richtung unterschiedlich starken Porendruckänderungen können so auch Scherspannungen induziert werden, so dass nicht nur elastische Verformungen auftreten, sondern auch das Kriechen beeinflusst werden kann.

Um im Rahmen der Biot-Theorie konsistent zu bleiben, wird auch die M→H-Kopplung ergänzt, indem die Porosität in jedem Gitterelement in jedem Iterationsschritt entspre-

¹⁷ Siehe Gleichung (2.2). Allerdings ist ein verschwindender Biot-Parameter nur dann mit dem Modell eines idealen porösen Mediums vereinbar, wenn auch die Porosität gegen Null geht (siehe dazu Fußnote 5, Seite 10).

¹⁸ Die M→H-Kopplung gemäß Biot-Theorie ist auch im Falle $\alpha \approx 1$ relativ schwach, wenn der Biot-Modul klein bleibt. Wegen des hier verwendeten hochkompressiblen Fluids (Luft) ist dies hier der Fall, d. h. Fluidbewegungen und auftretende Porendruckgradienten werden wenig durch die auftretenden volumetrischen Dehnungen beeinflusst. Die in dieser Studie verwendete starke M→H-Kopplung über die Permeabilität ist jedoch eine nicht-lineare Kopplung außerhalb der Biot-Theorie.

chend der mechanisch berechneten Verformungen (s. Gleichung (2.4)) modifiziert wird. Die daraus resultierenden Porendruckänderungen sind jedoch sehr klein im Vergleich zu den sonstigen im Versuchsgebiet auftretenden Porendruckgradienten, so dass die M→H-Kopplung im Wesentlichen auch weiterhin durch die Kopplungsfunktion des Basisfalls, $\hat{k}(\sigma_{\min, \text{eff}})$, bestimmt wird.

4.3.2 Rechenergebnisse bei Variation des Biot-Parameters

Abb. 4.4 zeigt Porendruck und Permeabilität für die Rechnungen mit Biot-Parameter $\alpha = 1$. Darüber hinaus wurden Rechnungen mit Biot-Parameter $\alpha \in \{10^{-5}; 3 \cdot 10^{-3}; 0,2; 0,5; 0,99999\}$ durchgeführt. Die Werte $\alpha = 0,00001$, $\alpha = 0,003$ und $\alpha = 0,99999$ wurden erfolgreich zur Konsistenzprüfung der Software durchgerechnet, d. h. die Ergebnisse entsprechen in den ersten beiden Fällen denen ohne H→M-Kopplung („ $\alpha = 0$ “)¹⁹ und im letzteren Fall denen mit $\alpha = 1$ ²⁰. Die Ergebnisse der Rechnungen mit $\alpha = 0,2$ und $\alpha = 0,5$ liegen in allen präsentierten physikalischen Parametern zwischen den Ergebnissen mit $\alpha = 0$ und $\alpha = 1$ und werden deshalb aus Platzgründen hier nicht einzeln vorgestellt. Das heißt nicht, dass die Ergebnisse für $0 < \alpha < 1$ immer durch einfache lineare Interpolation aus $\alpha = 0$ und $\alpha = 1$ abgeschätzt werden könnten, denn obwohl der Biot-Parameter linear in die Gleichungen (2.3) und (2.4) eingeht, ist das Gesamtproblem weiterhin nicht-linear (M→H-Kopplung, Materialgesetze, ggf. weitere Phänomene). Im Einzelfall könnten spezielle Werte des Biot-Parameters durchaus komplexe Effekte nach sich ziehen, allerdings sind solche in dem hier gerechneten Beispielfall nicht aufgetreten.

¹⁹ Ein ideales poröses Material hat einen Biot-Parameter $\alpha > 3\phi/(2+\phi)$ geht (siehe dazu Fußnote 5, Seite 10). Wegen $\phi_0 = 0,002$ gilt hier also $\alpha > 0,002997$. Der Fall „ $\alpha = 0$ “ steht insofern für einen Grenzfall und wird hier – nach erfolgreich durchgeführter Konsistenzprüfung – mit den im Basisfalls beschriebenen Annahmen identifiziert.

²⁰ In FLAC3D sind die Fälle $\alpha = 1$ (Standardfall) und $0 < \alpha < 1$ grundlegend unterschiedlich implementiert, so dass das Konsistenzprüfungsergebnis nicht trivial war.

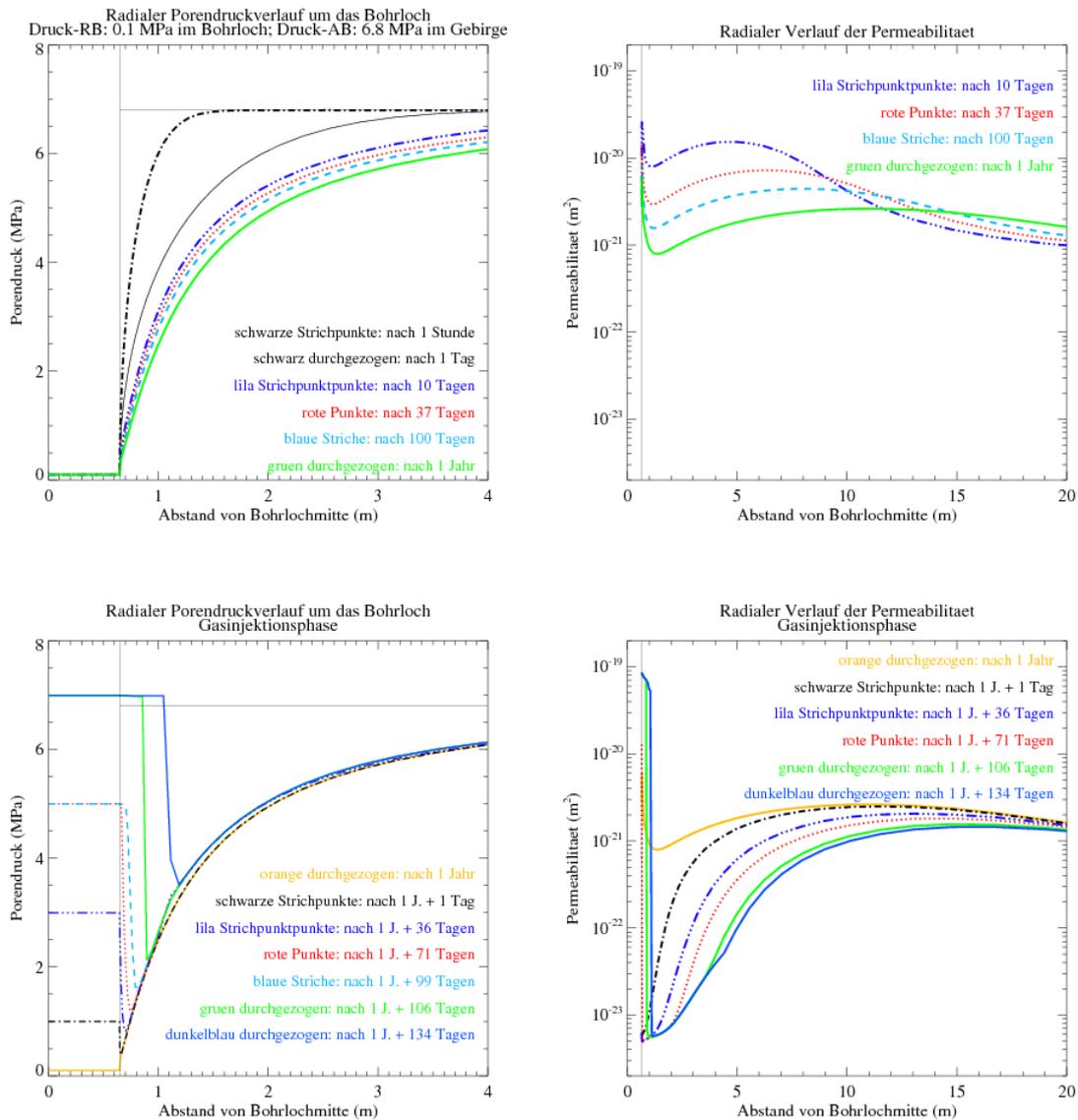


Abb. 4.4 Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) in der Modellrechnung mit einem Biot-Parameter $\alpha = 1$

Im Rahmen der Biot-Theorie wird bei $\alpha = 0$ das Spannungs-Dehnungsgesetz unabhängig vom Porendruck, insofern entspricht $\alpha = 0$ dem bisherigen Basisfall.

In der Ausgasungsphase haben Porendruck und Permeabilität qualitativ einen ähnlichen Verlauf wie in der Basisrechnung (d. h. wie bei $\alpha = 0$). Allerdings sind die Permeabilitäten nun deutlich höher – insbesondere fällt auf, dass das Permeabilitätsminimum bei $x \approx 1$ m weniger tief ist und dass die Permeabilität im konturfernen Gebirgsbereich ($x > 15$ m) zu späteren Zeitpunkten ansteigt, während sie in der Basisrechnung dort praktisch konstant bleibt. Der Porendruck fällt

dementsprechend schneller ab als in der Basisrechnung und nach einem Jahr ist etwa die dreifache Gasmenge ausgeströmt. In der Injektionsphase sind die Unterschiede zur Basisrechnung unbedeutender als in der Ausgasungsphase. In dieser Versuchsphase wird etwa 40 % mehr Gas in das Gebirge gepresst als in derselben Versuchsphase in der Basisrechnung.

Der Permeabilitätsanstieg im konturfernen Bereich und die stärkere Ausgasung sind zunächst getrennte Phänomene, gehen aber auf dieselbe Ursache zurück: Da der konturferne Bereich hydraulisch keine Rolle spielt (d. h. der Porendruck verändert sich während der gesamten Simulation praktisch nicht), muss der Permeabilitätsanstieg hier an einem Absinken der in die Kopplungsfunktion (3.1) eingehenden Hauptspannung liegen. Das Absinken der Hauptspannung im konturfernen Bereich muss wiederum von einer Spannungsänderung im konturnahen Bereich herrühren, denn nur über die mechanische Anbindung kann sich eine Zustandsänderung im hier betrachteten Zeitraum (bei den hier auftretenden Permeabilitäten) bis in den konturfernen Bereich auswirken. Die Spannungsabsenkung im konturnahen Bereich ist letztendlich durch die in diesem Rechenlauf erstmals berücksichtigte H→M-Kopplung ausgelöst. Sie wird durch den Abfall des Porendrucks hervorgerufen (s. Gleichung (2.4)). Über die (M→H-)Kopplungsfunktion führt eine abgesenkte Minimalspannung zu einer größeren Permeabilität, die zu einer verstärkten Ausgasung führt. Durch die mechanische Anbindung in radialer Richtung pflanzt sich die Spannungsabsenkung bis in konturfernere Bereiche fort. Der konturferne Bereich trägt im betrachteten Zeitraum von 1 Jahr zwar noch nicht zur Ausgasung bei (d. h. der Porendruck bleibt dort konstant), die Spannungsabsenkung und Permeabilitätserhöhung sind jedoch bis dorthin sichtbar.

In Abb. 4.5 ist die zeitliche Entwicklung des Spannungsverlaufs während der Ausgasungsphase dargestellt. Ein Vergleich mit Abb. 3.3 zeigt das Ausmaß der Spannungsabsenkung die durch die poroelastische H→M-Kopplung mit $\alpha = 1$ hervorgerufen wird. Auch die Kriechgeschwindigkeit wird durch die (räumlich inhomogene) Spannungsabsenkung beeinflusst. Während ohne Beeinflussung durch das Fluid ($\alpha = 0$) die Kontur innerhalb eines Jahres 0,16 mm weit in das Bohrloch kriecht, so wird für $\alpha = 1$ nur noch ein Wert von 0,06 mm errechnet.²¹

²¹ Der hier (und in der Biot-Theorie) berücksichtigte Einfluss des Fluids auf die Matrix beschränkt sich auf die mechanische Anbindung zwischen Fluiddruck und Spannung im Festkörpergerüst. Etwaige Einflüsse

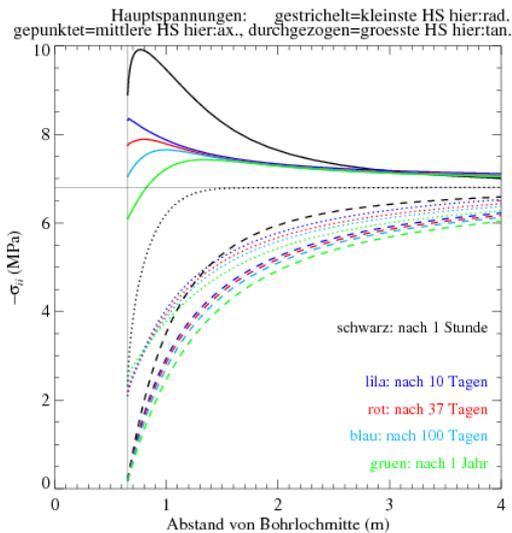


Abb. 4.5 Spannungsverläufe bei H→M-Kopplung mit $\alpha = 1$

In der hier dargestellten Ausgasungsphase ist die kleinste Hauptspannung (HS) identisch mit der Radialspannung, die mittlere HS ist identisch mit der Axialspannung und die größte HS ist identisch mit der Tangentialspannung.

4.3.3 Variante mit vertikal verschiebbaren Gitterpunkten und Auflast

Den bisher vorgestellten Rechenfällen liegt dasselbe Modellgebiet zugrunde. Seine Gitterpunkte sind u. a. in axialer Richtung nicht verschiebbar. Diese geometrische Zwangsbedingung folgt aus Symmetriegründen für das auf das „Tortenstück“ reduzierte Gebiet, denn das quasi 1-dimensionale Modellgebiet entspricht der Näherung eines unendlich langen (rotationssymmetrischen) Zylinders. Alternativ kann eine axiale Dehnung/Stauchung zugelassen und die Randbedingung in z-Richtung als konstante Auflast (von 6,8 MPa = Anfangsbedingung) formuliert werden. Auf diese Weise kann man eine mögliche Wirkung einer späteren Aufhebung der z-Symmetrie durch ein zweidimensionales Modellgebiet vorwegnehmen. Unterschiedliche Modellierungsergebnisse zwischen den beiden Formulierungen sind vor allem dann zu erwarten, wenn die Axialspannung (oder auch die gemittelte Spannung bzw. der isotrope Spannungsanteil) die hydraulischen Größen beeinflussen kann (was durch die M→H-Kopplungsfunktion $\hat{k}(\sigma_{\min,eff})$ gegeben ist) und wenn eine Porendruckänderung

se des Fluids auf die Eigenschaften des Festkörpergerüsts selbst (auf deren Module oder darüber hinaus auf andere Aspekte des Materialgesetzes, wie z. B. „Feuchtekriechen“) sind darin nicht enthalten.

die Axialspannung beeinflussen kann. Letzteres war in den Rechnungen der Unterkapitel 3.3 bis 4.2 nicht der Fall. In der Biot-Theorie der hydro-mechanischen Wechselwirkung beeinflussen sich der isotrope Spannungszustand und der Porendruck jedoch gegenseitig, weshalb an dieser Stelle die Auswirkung einer zugelassenen Dehnung/Stauchung untersucht werden soll:

Es zeigt sich, dass die Unterschiede klein, aber doch deutlich sind. So strömt etwa in der Ausgasungsphase 23 % *weniger* Gas aus dem Gebirge heraus als bei dem ursprünglichen Modellgebiet. Dass die Ausgasung durch die höhere (weil konstante) Vertikalspannung reduziert wird, mag überraschen, wird doch der Porenraum verringert, so dass eigentlich eine größere Gasmenge als zuvor ausgepresst werden sollte. Die Erklärung liefert Abb. 4.6, wo die Spannungen und die Permeabilität während der Ausgasungsphase zu sehen sind: Die erhöhte Vertikalspannung führt (außer unmittelbar an der Kontur) auch zu einer leicht erhöhten Minimalspannung, wodurch die Permeabilität reduziert und infolgedessen die Ausgasung verlangsamt wird. Interessant ist, dass dieser Effekt tatsächlich erst durch die Anbindung des Porendrucks an die gemittelte Spannung (also einem Biot-Parameter $\alpha > 0$) entsteht. Ohne diese ist die Minimalspannung bei beiden Modellgebieten nahezu identisch (ohne Abbildung).

Dass die Unterschiede klein sind, liegt wohl daran, dass die wichtigste nicht-lineare hydraulisch-mechanische Wechselwirkung im gewählten Beispiel – die Kopplungsfunktion (3.1) – nicht direkt von der axialen Spannung oder der gemittelten Spannung abhängt. Der indirekte Einfluss der Axialspannung, ob wie im gezeigten Beispiel über die anderen Spannungskomponenten oder über die Dehnung bzw. Porositätsänderung, ist zu schwach, um größere hydraulische Effekte zu bewirken.

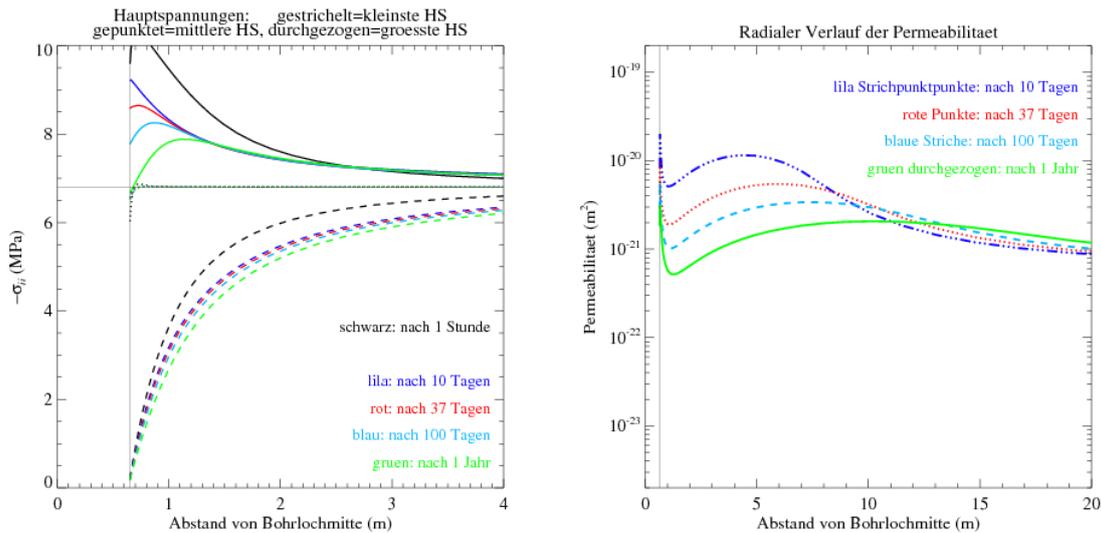


Abb. 4.6 Radiale Spannungs- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) während der Ausgasungsphase bei einem Modellgebiet mit vertikal verschiebbaren Gitterpunkten

Durch die konstante Auflast ist die Axialspannung höher als zuvor, aber auch die anderen beiden Hauptspannungen sind leicht erhöht (vgl. Abb. 4.5), so dass die Permeabilität reduziert (vgl. Abb. 4.4) und die Ausgasung verlangsamt wird.

4.4 Gerichtete Permeation

Das experimentell belegte Phänomen, dass Gas bei Überschreiten eines Druckschwellwertes ins Gebirge eindringen kann, ohne dass es zu einem Gasfracereignis kommt, wird von /POP 07/ „Permeation“ genannt. Die Modellvorstellung, dass es dabei durch den Gasdruck zu einem Freischalten von Fließwegen mit einer weitgehend reversiblen Permeabilitätszunahme (aber ohne Porositätszunahme) in einem bereits ursprünglich vorhandenen Porenraum kommt, liegt auch den hier vorgestellten Modellrechnungen zugrunde. Da die Permeation bei dem hier gewählten Modellgebiet nur in radialer Richtung erfolgen kann, ist es naheliegend, dafür ursächlich nur solche Spannungskomponenten in Betracht zu ziehen, die senkrecht auf dieser Ausbreitungsrichtung stehen. Gerade die minimale Hauptspannung, die bisher in die Kopplungsfunktion (3.1) einging, ist jedoch weitgehend mit der Radialspannung identisch, die parallel zur Permeationsrichtung steht. In diesem Unterkapitel soll nun die Richtung der auslösenden Spannungskomponente berücksichtigt werden.

4.4.1 HM-Kopplungsparameter

Im Vergleich zur Basisrechnung (s. Kap. 3.3.1), wird in der M→H-Kopplungsfunktion die Minimalspannung durch die minimale senkrecht zur Gasströmungsrichtung stehende Spannungskomponente ersetzt:

$$k = \hat{k}(\max(\sigma_{yy,\text{eff}}, \sigma_{zz,\text{eff}})), \quad (4.6)$$

wobei die max-Funktion wegen der negativen Vorzeichenkonvention für kompressive Spannungen verwendet wird.

4.4.2 Rechenergebnisse

Abb. 4.7 zeigt Porendruck und Permeabilität für diesen Rechenfall, wobei hier das Modellgebiet mit vertikal verschieblichen Gitterpunkten und konstanter Auflast (s. Kap. 4.3.3) verwendet wurde. Ein Vergleich mit den entsprechenden Abbildungen des Basisfalls (Abb. 3.6, Abb. 3.8, Abb. 3.9, Abb. 3.10) zeigt, dass die Ausgasung nun viel kleiner ist als zuvor (um einen Faktor 16). Die Ursache liegt in der extrem niedrigen Permeabilität unmittelbar an der Kontur, die dadurch zustande kommt, dass im Konturelement ein niedriger Gasdruck (durch die rasche Ausgasung an der Kontur) mit einer hohen wirkenden Spannung (hier $-\sigma_{zz} \approx 6,5$ MPa) zusammentrifft.

In der Injektionsphase steigt die Permeabilität dann in Konturnähe um viele Größenordnungen an, weil die Tangentialspannung abnimmt (und im 4. Injektionszyklus ein Minimum von $-\sigma_{yy} \approx 0,7$ MPa erreicht) und gleichzeitig der Porendruck ansteigen kann. So ergibt es sich, dass nach dem 4. Injektionszyklus eine genauso große Gasmenge in das Gebirge einströmen kann wie im Basisfall. Da aber zuvor viel weniger Gas ausgeströmt war, ist auch die Injektionsphase dem Basisfall keineswegs hydraulisch ähnlich. Wegen der nur schwach Gas-entleerten Gesteinsporen kann sich kein Permeabilitätsminimum wie im Basisfall ausbilden, das die weitere Gasinjektion stoppen könnte. Stattdessen kann durch die hohe Permeabilität das Gas schnell eindringen und durch das Vordringen des Gases steigt wiederum die Permeabilität. Die Injektionsfront kann hier mehrere Meter tief in das Gebirge eindringen. In diesem Punkt unterscheidet sich dieser Rechenlauf von allen zuvor präsentierten Modellierungsergebnissen. Dieses wichtige Ergebnis wird in Kapitel 5 nochmals aufgegriffen.

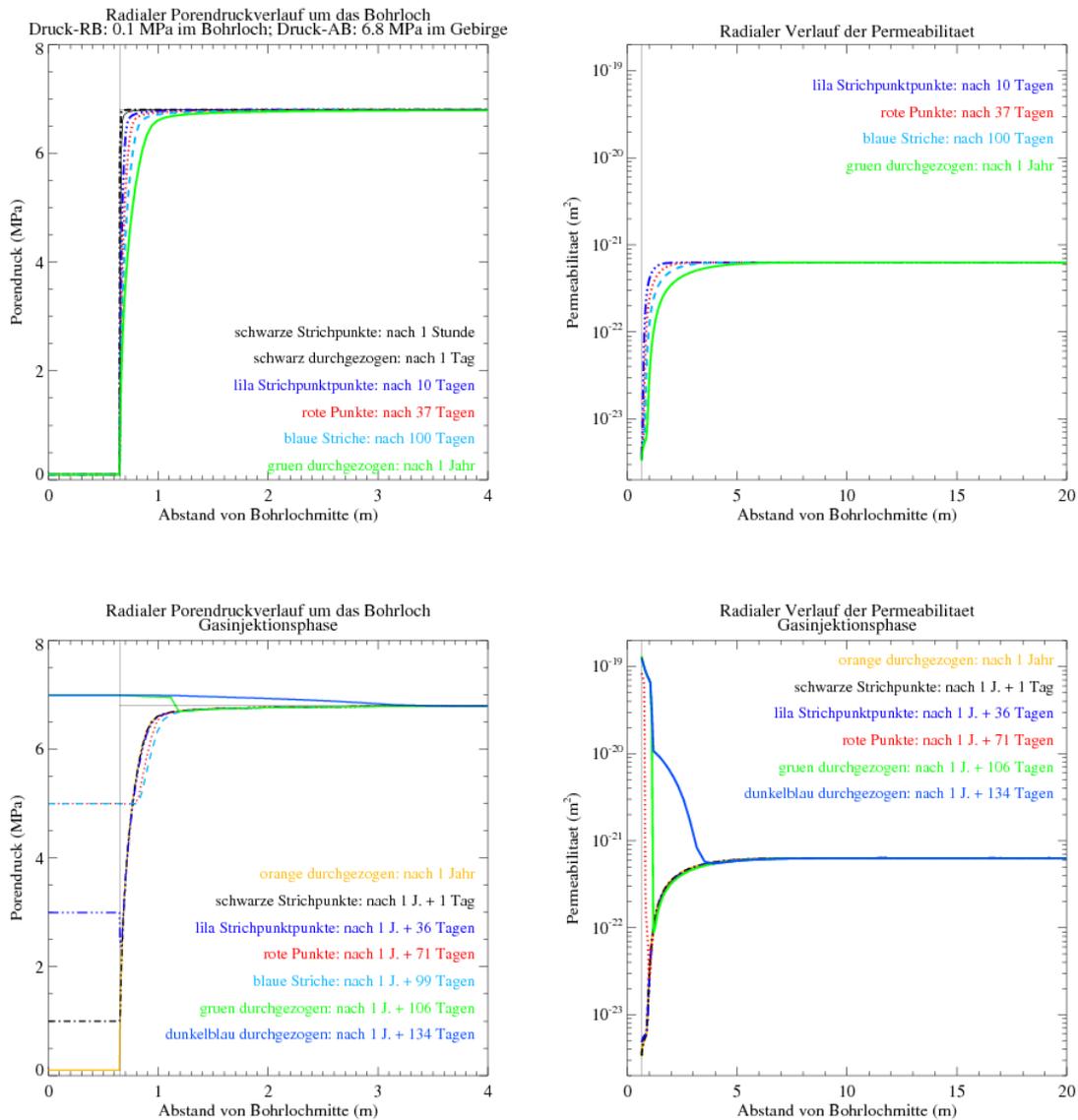


Abb. 4.7 Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) bei Berücksichtigung der wirksamen Spannungsrichtungen, d. h. senkrecht zur Gasausbreitungsrichtung, in der $M \rightarrow H$ -Kopplungsfunktion

4.5 Variation des $M \rightarrow H$ -Kopplungsgesetzes

Zentraler Bestandteil der Modellannahmen dieser Arbeit ist die $M \rightarrow H$ -Kopplungsfunktion (3.1), die von einer Gas-Permeation ins Gebirge aufgrund einer lokalen (im Basisfall

reversiblen) Permeabilitätserhöhung durch lokale Überschreitung einer Spannungs-komponente (im Basisfall der minimalen Hauptspannung) ausgeht. In diesem Kapitel 4 wurde diese Kopplungsfunktion variiert, ohne die Grundannahmen zu ändern.

Allein in diesem Unterkapitel 4.5 soll eine grundsätzlich andere M→H-Kopplungsfunktion verwendet werden. Durch Verwendung einer alternativen Kopplung soll in erster Linie untersucht werden, welche der Rechenergebnisse besonders typisch für die ursprünglich gewählte Form der M→H-Kopplung sind. Andere Rechenergebnisse können dann eher mit anderen Modelleigenschaften (z. B. der geometrischen Symmetrie, dem homogenen und primordial Gas-gesättigten Porenraum, dem schädigungsfreien Materialmodell, etc.) in Verbindung stehen.

4.5.1 HM-Kopplungsparameter

Im Vergleich zur Basisrechnung (s. Kap. 3.3.1), wird die M→H-Kopplungsfunktion $k = k(\sigma_{\min, \text{eff}})$ ersetzt durch eine M→H-Kopplung

$$k = k(\phi) \propto \phi^m. \quad (4.7)$$

Der hauptsächlich phänomenologisch motivierte Ansatz, die Permeabilität als Potenzfunktion der Porosität darzustellen, ist in der Literatur weit verbreitet. So leiten etwa /MÜL 99/ in ihrer statistischen Datenanalyse für kompaktierten Salzgrus Porositäts-exponenten zwischen 3,8 und 5,3 (mit Proportionalitätskonstanten von $1,3 \cdot 10^{-10} \text{ m}^2$ bzw. $7,5 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2$, abhängig vom Feuchtegrad bei der Kompaktion) ab.

Es muss betont werden, dass die Porositätsänderung bei der plastischen Kompaktion von Salzgrus auf einen grundsätzlich anderen Prozess zurückgeht als die hier modellierte Porositätsänderung gemäß Biot-Theorie, die aus dem linear-elastischen Spiel der Matrixspannung und des Porendrucks errechnet wird. Die Porosität und die Porositäts-änderungen sind hier viel kleiner als dort, und die Permeabilität ist hier unterhalb der Nachweisgrenze für einen klassischen Durchströmungsversuch (intaktes Steinsalz gilt als dicht). Die Motivation für die Verwendung eines solchen Porositäts-Permeabilitäts-ansatzes in Verbindung mit der poroelastischen Theorie liegt zum einen darin, dass der hier gewählte Ansatz der Modellbeschreibung von Steinsalz als klassisches poröses Medium die Berücksichtigung eines Einflusses errechneter Porositätsänderungen auf die Permeabilität konsequenterweise nach sich zieht (solange nicht deren Vernachläss-

sigung gerechtfertigt ist). Zum anderen ist die Verwendung eines Porositäts-Permeabilitätsansatzes in Form einer Potenzfunktion zur hydro-mechanischen Kopplung von Strömungsprozessen so weit verbreitet, dass allein deshalb die Untersuchung der Auswirkungen dieses Ansatzes im vorliegenden Gasinjektions-Versuchsfall von besonderem Interesse ist.

Da betrachtet werden soll, inwieweit das experimentell beobachtete Phänomen einer relativ plötzlichen Gasinjektion bei Überschreiten eines Druckschwellwertes allein auf der Basis der Biot-Theorie in Verbindung mit einer M→H-Kopplung nach Gleichung (4.7) modelliert werden kann, wird hier ein relativ hoher Porositätsindex von $m = 5,0$ angenommen. Bei einer Referenz-Porosität und Permeabilität von $\phi_0 = 0,2 \%$ bzw. $k_0 = 10^{-22} \text{ m}^2$ lautet in der Formulierung von /MÜL 99/ die gewählte Proportionalitätskonstante $3,125 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2$. Außerdem werden die Druckstufen um jeweils 1 MPa erhöht, um im letzten Injektionszyklus einen Porendruck deutlich über der Gebirgsspannung und somit eine größere Porositätszunahme zu erzeugen. Ebenfalls zur Maximierung der Porositätsunterschiede wird ein Biot-Faktor von $\alpha = 1$ angesetzt (siehe Gl. (2.4)) und das Modellgebiet mit vertikal verschieblichen Gitterpunkten und konstanter Auflast (siehe 4.3.3) verwendet

4.5.2 Rechenergebnisse

Abb. 4.8 zeigt Porendruck und Permeabilität für diesen Rechenfall. Ein Vergleich mit den entsprechenden Abbildungen des Basisfalls (Abb. 3.6, Abb. 3.8, Abb. 3.9, Abb. 3.10) zeigt, dass die Ausgasung nun kleiner ist als zuvor (um einen Faktor 4), weil die Permeabilität durchgehend wenig vom Referenzwert abweicht und in Konturnähe noch etwas darunter liegt. Auch in der Injektionsphase steigt die Permeabilität nur wenig und nur in unmittelbarer Konturnähe über den Referenzwert an, so dass es zu keinem verstärkten Gaseindringen kommt. Offensichtlich sind die im Rahmen der linear-elastischen Biot-Theorie in Kombination mit dem gewählten Materialmodell erzeugten Porositätsänderungen – selbst bei einem relativ großen Porositätsindex – dafür zu klein.

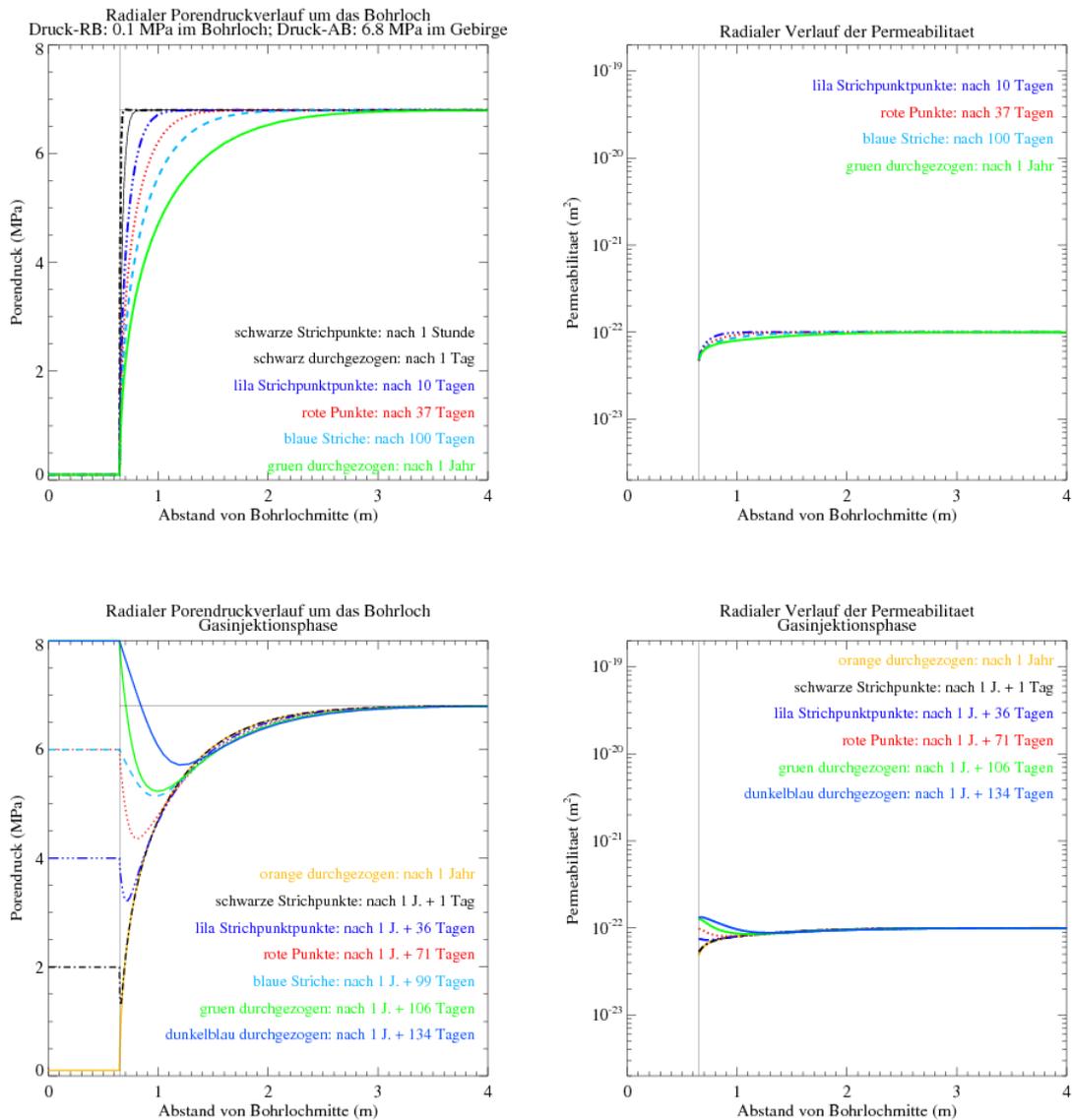


Abb. 4.8 Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) bei $M \rightarrow H$ -Kopplung via Porositäts-Permeabilitätsbeziehung (mit $m = 5$) und $H \rightarrow M$ -Kopplung via Biot-Theorie (mit $\alpha = 1$)

Die in die $M \rightarrow H$ -Kopplung eingehenden Porositätsschwankungen werden ebenfalls gemäß Biot-Theorie berechnet. Die Injektionsdruckstufen sind um 1 MPa höher gewählt als im Basisfall und in Kap. 3.2.1 beschrieben.

4.6 Zum Injektionsdruck als mechanischer Randbedingung

Bei sämtlichen hier präsentierten Rechnungen wurde der Gasdruck im Bohrloch der mechanischen Rechnung als Spannungsrandbedingung vorgegeben (s. Kap. 3.1.4). In

der Basisrechnung zeigte sich, dass unter Berücksichtigung der Ausgasungsphase, welche zu einem teilentgasten Porenraum als Anfangszustand der Injektionsphase führt, und im Zusammenspiel mit der gewählten Kopplungsfunktion die ansteigende Spannungsauflast an der Kontur ein Eindringen des Injektionsgases in das Gebirge verhindert (Abb. 3.9 und Abb. 3.10). Dieser Effekt ist aber ein Effekt der offenen Kontur. Er sollte verschwinden, wenn das Gas (z. B. über feine Risse) direkt in den Porenraum eingebracht werden könnte, wenn das Injektionsbohrloch einen sehr kleinen Durchmesser hätte, oder auch wenn das Salz durch die abstützende Wirkung eines Verfüllmaterials einen isotropen Spannungszustand zu Injektionsbeginn hätte.

Um diese Vermutung anhand von Modellrechnungen zu verifizieren, werden hier abschließend zwei weitere Rechnungen durchgeführt. Bei der ersten wird mit den ansonsten selben Parametern der Basisrechnung die Spannungsrandbedingung an der Kontur nicht an den Bohrlochdruck gekoppelt, sondern konstant gehalten. Bei der zweiten wird im Modellgebiet das Bohrloch um einen Faktor 10, von 130 cm auf 13 cm Durchmesser verkleinert, während die Spannungsrandbedingung wie in der Basisrechnung an den Bohrlochdruck gekoppelt bleibt.

4.6.1 Rechenergebnisse

Abb. 4.9 zeigt den Porendruck in der Injektionsphase für diese beiden Rechenfälle. Ein Vergleich des linken Diagramms mit Abb. 3.9 des Basisfalls bestätigt, dass die Ausbildung des Permeabilitätsminimums, die das Gaseindringen verhindert, ausbleiben würde, wenn die Spannungsrandbedingung nicht mit dem Bohrlochdruck ansteigen würde.

Das rechte Diagramm zeigt den Porendruckverlauf in der Modellrechnung mit kleinerem Bohrdurchmesser. In mehrerer Hinsicht stellt diese Rechnung einen Zwischenschritt zwischen der Basisrechnung mit der offenen Bohrlochkontur und einer Rechnung mit direkter Gasinjektion in den Porenraum (ohne Bohrloch, Kontur und Ausgasungsphase) dar:

- Bereits in wenigen Dezimetern Entfernung von der Bohrlochmitte herrschen wieder weitgehend isotrope Spannungsverhältnisse: Der Gebirgsbereich mit Hauptspannungen, die mehr als 10 % von der Gebirgsspannung abweichen, ist auf $r \leq 0,2$ m begrenzt und vergrößert sich durch Kriechen innerhalb des Ausgasungsjahres auf $r \leq 0,25$ m; in der Basisrechnung (s. Abb. 3.3) erstreckt sich dieser Bereich bis $r \leq 2,0$ m (2,5 m) zu Beginn (Ende) der Ausgasungsphase.

- Die Ausgasung ist viel schwächer als im Basisfall (wegen der niedrigeren Permeabilität aufgrund der höheren Minimalspannung und wegen der kleineren zur Verfügung stehenden durchströmbaren Fläche) und beträgt nach einem Jahr nur 4 % der entsprechenden Gasmenge im Basisfall.
- Die Porendruckminima, die sich in jedem Injektionszyklus einstellen, sind nur sehr schmal und verschwinden jeweils rasch. Am Ende des letzten Injektionszyklus, der den Gasdruck über den Gebirgsdruck anhebt, ist der zuvor ausgegaste Porenraum wieder ungefähr auf den Ausgangsdruck aufgefüllt, das Permeabilitätsminimum ist verschwunden, und die Injektionsfront hat sich weit in das Gebirge hinein ausgelehnt.

Daraus folgt, dass bei den Modellannahmen, die für diese Studie getroffen wurden, die Größe des Bohrlochs ein für die Gasausbreitung zentraler Parameter ist.

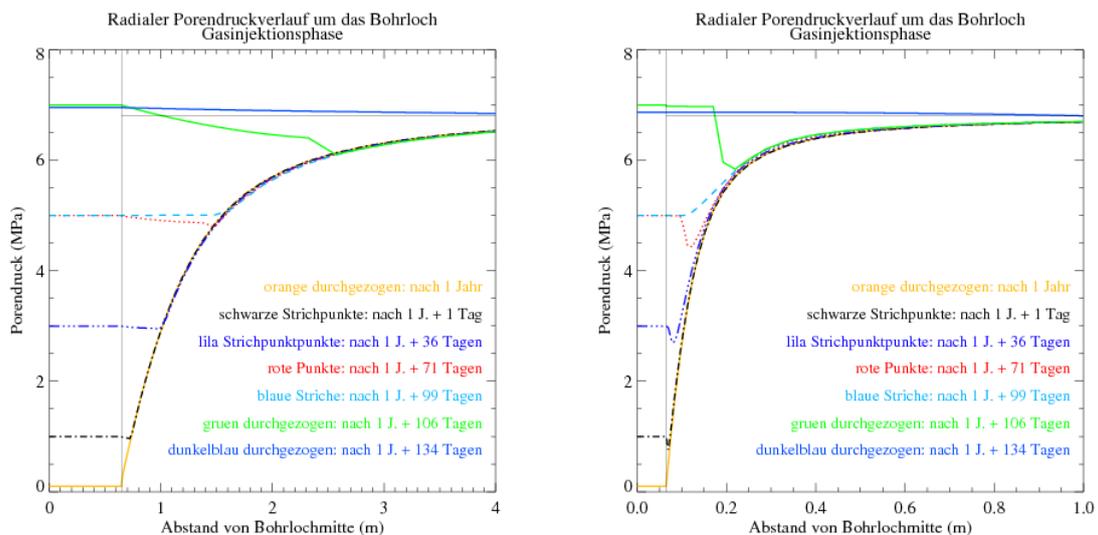


Abb. 4.9 Radiale Porendruckverläufe für Modellrechnungen mit einer konstanten Spannungsrandbedingung an der Kontur (links) bzw. mit einem kleineren Bohrloch (und normaler Gasdruck-abhängiger Spannungsrandbedingung, rechts)

Man beachte die unterschiedliche x-Achsen-Skalierung im rechten Diagramm, auch im Vergleich mit Abb. 3.9.

5 Diskussion der Ergebnisse und offene Fragen

In der vorliegenden Arbeit wurde das Simulationstool TFC verwendet, um eine Reihe von hydro-mechanisch gekoppelter Prozesse, die beim Gastransport durch intaktes Steinsalz eine Rolle spielen könnten, zu modellieren. Dabei stand nicht die Simulation eines einzelnen Anwendungsfalles im Fokus, sondern die Untersuchung, welche beobachtbaren Phänomene bei verschiedenen Grundannahmen bzgl. der relevanten Prozesse auftreten können. Ausgehend von einer Basisrechnung wurden in der vorliegenden Arbeit verschiedene Modellannahmen sukzessive abgeändert, erweitert oder variiert. Einige Modellmerkmale gelten jedoch für alle Modellrechnungen dieser Arbeit, insbesondere die folgenden:

- Das Modellgebiet ist ein Hohlzylindersegment aus einem homogenen Material. Als Materialmodell für Steinsalz wird hydrodynamisch ein klassisches poröses Medium mit 0,2 % Porosität und mechanisch ein Kriechgesetz nach /NOR 29/ (zitiert nach /ITA 09/, Stoffgesetz „mechanical power“ in FLAC3D) verwendet. Im Materialgesetz wird kein Materialversagen ausgewiesen.
- Das auf der Bohrlochseite des Zylindersegments injizierte Gas kann (außer am Bohrloch) nicht aus dem Modellgebiet entweichen. Als zugängliches Volumen steht dem injizierten Gas lediglich der Porenraum zur Verfügung, der zu Simulationsbeginn mit Luft unter Gebirgsdruck (Anfangsbedingung) befüllt ist. Der verfügbare Porenraum ändert sein Volumen allenfalls geringfügig (in der Basisrechnung gar nicht), nämlich entsprechend der poroelastischen Biot-Theorie, deren linear-elastischer Bereich diesbezüglich nicht verlassen wird.
- Im Simulationsablauf geht der Injektionsphase mit stufenartiger Druckbeaufschlagung eine einjährige Ausgasungsphase voraus, wo im Bohrloch Atmosphärendruck herrscht und wo grundsätzlich dieselben Strömungs- und Kopplungsprozesse angesetzt werden wie in der Injektionsphase.

Modellmerkmale der Basisrechnung von Kap. 3.3, die in den Modellrechnungen zur Analyse der Auswirkung von Einzelprozessen von Kap. 4 abgeändert wurden, sind die folgenden:

- M→H-Kopplung: Die Permeabilität, k , ist direkt von der Effektivspannung abhängig, ohne dass ein Materialversagen, eine Schädigung oder eine Porositätsannahme ausgewiesen wird. Die dabei verwendete Kopplungsfunktion zwischen der Effektiv-

spannung und der Permeabilität, \hat{k} , ist eine Tangens-Hyperbolicus-Funktion (dargestellt in Abb. 3.5); sie geht auf experimentelle Befunde aus Durchströmungsversuchen im Labormaßstab zurück (Kap. 3.3.4 in /POP 07/).

- Die im Basisfall verwendete Kopplungsfunktion, \hat{k} , wird in den alternativen Rechnungen variiert bzw. ergänzt durch die Einführung einer zeitlich verzögerten Verheilung (Verheilung benötigt Zeit), einer Verheilungshysterese (Verheilung benötigt zusätzliche Kompression) und einer Richtungsabhängigkeit der Spannungs-Permeabilitäts-Beziehung (Permeabilitätsrelevant sind nur Spannungs-komponenten senkrecht zur Gasausbreitungsrichtung).
- In einem alternativen Rechenfall wird eine grundsätzlich andere M→H-Kopplung verwendet, indem die direkte, nicht-lineare Spannungs-Permeabilitäts-Beziehung durch die poroelastische Spannungs-Porositäts-Beziehung mit anschließender Porosität-Permeabilitäts-Abhängigkeit ersetzt wird. (Da die durch poroelastische Kopplung verursachte Porositätsänderung an keiner Stelle und zu keinem Zeitpunkt mehr als 15 % beträgt, weicht die Permeabilität nie um mehr – und meist deutlich weniger – als ein Faktor 2 von der Referenzpermeabilität ab.)
- H→M-Kopplung: Die totalen Spannungen sind unabhängig vom Porendruck. In diesem Sinne gibt es also keine H→M-Kopplung. Die Annahme, dass der Einfluss des Porendrucks auf die Mechanik vernachlässigt werden kann, entspricht in der Biot-Theorie dem Grenzfall eines verschwindenden Biot-Parameters. Der Biot-Parameter steuert die Stärke der Kopplung nach dem poroelastischen Modell. (Für die M→H-Kopplung wird in der Basisrechnung eine Kopplung außerhalb der Biot-Theorie verwendet, s. o.)
 - In alternativen Rechenfällen wird der Biot-Parameter, α , zwischen 0 und 1 variiert. Ein Biot-Parameter von 1 entspricht einem inkompressiblen Feststoff und einer – im poroelastischen Modell – harten Fluid-Matrix-Anbindung, d. h. Änderungen des Porendrucks implizieren betragsgleiche Änderungen der totalen Spannung der Matrix. (Aufgrund der o. g. Verwendung des Materialmodells nach Norton ohne Ausweis eines Materialversagens führen auch höchste Porendrücke nicht zu einer Schädigung im Materialmodell, in diesem Sinne ist also die hier verwendete H→M-Kopplung auch mit $\alpha = 1$ nicht als stark zu bezeichnen. Stark ist sie im Rahmen des poroelastischen Modells.)

- Geometrische Randbedingungen: In der Basisrechnung entspricht die Sperrung der Gitterpunkte für Verschiebungen in axialer Richtung (Bohrlochrichtung) dem Bild eines unendlich langen Bohrlochs.
 - In einer alternativen Rechnung wird die Verschiebung in axialer Richtung zugelassen, und es wird als zusätzliche Randbedingung eine konstante Auflast in Höhe des lithostatischen Drucks vorgegeben. Diese realitätsnähere Formulierung der vertikalen Randbedingung ist dann notwendig, wenn die in dieser Modellrechnung auftretenden vertikalen Verschiebungen groß bzw. für den mechanischen Spannungszustand relevant sind. Dies ist in den Rechenfällen mit großem Biot-Parameter der Fall, weil die poroelastische Kopplung als einziger der modellierten Prozesse in der Lage ist, auf die vertikalen totalen Spannungen Einfluss zu nehmen, die wiederum der Auslöser für eine vertikale Stauchung/Dehnung sind.
- Spannungsrandbedingung an der Bohrlochkontur: In der Basisrechnung wird der Gasdruck im Bohrloch als Spannungsrandbedingung an der Bohrlochkontur vorgegeben. Der Bohrlochdruck wirkt somit als Stütze für die Kontur, die im Zusammenspiel mit der gewählten M→H-Kopplungsfunktion ein Eindringen des Injektionsgases in das Gebirge verhindert und das Injektionsverhalten maßgeblich bestimmt.
 - In einer alternativen Rechnung wird das Bohrloch auf ein Zehntel seines ursprünglichen Durchmessers verkleinert, wodurch sich die Effekte der offenen Bohrlochkontur verringern sollten.

Die auf Basis dieser Modellmerkmal-Bandbreite mit TFC erzielten Rechenergebnisse werden nachfolgend in ihrer Gesamtheit diskutiert und eingeschätzt.

5.1 Ausgeströmte und injizierte Gasmengen

5.1.1 Ausgasungsphase

Die in der Ausgasungsphase aus dem Gebirge in das Bohrloch ausgeströmte Gasmenge ist in fast allen Rechenfällen recht klein. Im Basisfall beträgt sie insgesamt nur 1,6 kg (in einem Jahr, pro Meter Bohrlochlänge und bezogen auf den Vollkreis, s. Abb. 3.11). Etwa die Hälfte davon strömt bereits in den ersten Tagen aus und ist deshalb experimentell nicht messbar. Nach einigen Monaten erreicht die Ausgasungs-

rate aber ein Quasi-Niveau, das nur noch langsam absinkt und von der Kriechgeschwindigkeit gesteuert wird (Ursache ist die starke Kopplung der Permeabilität an die effektive Minimalspannung über die M→H-Kopplungsfunktion \hat{k}). Diese Rate, bzw. deren weiterer Abfall mit der Zeit, wären prinzipiell experimentell bestimmbar in dem Sinne dass genügend Zeit wäre, die erforderliche Messanlage aufzubauen und das Bohrloch abzudichten. Wichtige hier getroffene Grundannahmen – z. B. poröses Medium mit 0,2 % Porosität, luftgesättigter Anfangszustand mit Porendruck gleich Gebirgsdruck, M→H-Kopplungsfunktion mit dementsprechender Permeabilität – wären somit überprüfbar. Allerdings würden extrem hohe Anforderungen an die Messgenauigkeit gestellt, da die Basisrechnung nach einigen Monaten eine Ausgasungsrate von lediglich zwei Gramm Luft pro Tag voraussagt. Das hieße, dass sich der Bohrlochdruck bei konstanter Temperatur durch die Ausgasung – aber ohne Berücksichtigung der Volumenreduktion des Bohrlochs durch Konvergenz – um 1 mbar pro Tag erhöhen würde. Die relative Volumenreduktion durch Kriechen liegt in der gleichen Größenordnung und wäre entsprechend zu berücksichtigen. Dem Verfasser ist kein Insitu-Experiment in Steinsalz bekannt, bei dem die Messung einer solchen Ausgasungsrate versucht worden wäre.

Nur in den Rechenfällen mit Hystereseparameter und ganz ohne Verheilung sind die ausgeströmten Gasmengen größer. Dort strömt vier- bzw. zwölfmal so viel Gas aus dem Gebirge ins Bohrloch wie in der Basisrechnung.

5.1.2 Injektionsphase

Die in der Injektionsphase in das Gebirge gepresste Gasmenge ist ebenfalls in den meisten Rechenfällen sehr klein. Sie liegt in etwa in derselben Größenordnung wie die ausgeströmte Gasmenge, in manchen Rechenfällen auch ein bis zwei Größenordnungen darunter, insbesondere dann, wenn die M→H-Kopplungsfunktion in Verbindung mit dem Gasdruckaufbau im Bohrloch zu einer Sperrschicht mit extrem niedriger Permeabilität im Gebirge führt. Im Basisfall strömt nur ein Fünftel der ausgeströmten Gasmenge wieder in das Gebirge hinein (s. Abb. 3.11). In einigen Rechenfällen bildet sich keine Sperrschicht aus oder sie verschwindet rasch, so in den Modellrechnungen ohne Verheilung oder mit Hystereseparameter. Auch hier wird jedoch immer noch bis zum Ende der modellierten Injektionsphase weniger Gas in das Gebirge gebracht als dem Gebirge zuvor in der Ausgasungsphase verloren ging.

Bei aller Unterschiedlichkeit der in dieser Arbeit beobachteten Phänomene bei HM-gekoppelten Gasinjektionsmodellierungen, die sich in Prozessdetails unterschieden, muss zunächst als Gemeinsamkeit der Modellierungsergebnisse zur Kenntnis genommen werden, dass in keinem Rechenlauf eine große, in einem experimentellen Aufbau relevante Gasmenge – z. B. in Größenordnung der sich im Bohrloch befindlichen Gasmenge – in das Gebirge eindringt. Die Ursache hierfür dürfte darin liegen – und das haben alle Modelle in dieser Arbeit gemeinsam –, dass in den Modellgebieten kein Raum oder Porenraum erreichbar ist, in den das Gas leicht einströmen kann. Weder gibt es einen „sekundären Porenraum“, der beim Überschreiten eines Druckschwellwertes durch das injizierte Fluid neu entsteht (siehe z. B. /NAV 13/), noch enthält das Modellgebiet eine andere Senke, wie z. B. einen künstlichen oder natürlichen Hohlraum, in den das Fluid abströmen könnte, nachdem es einmal bis dorthin vorgedrungen wäre. Der primäre Porenraum, der dem Injektionsgas offen steht, steht aber anfänglich bereits unter einem Porendruck in Höhe des Gebirgsdrucks (6,8 MPa). Um in diesen Porenraum schnell vorzudringen, ist neben einer hohen Permeabilität auch ein Druckgradient in die richtige Richtung notwendig, d. h. ein Bohrlochdruck von deutlich über 6,8 MPa. Und prinzipiell kann kein Injektionsgas mit einem Druck unter 6,8 MPa ins Gebirge eindringen, außer in den konturnahen Gebirgsbereich, der in der Ausgasungsphase ausgegast ist, d. h. in den „frei gewordenen“ Porenraum. Letzterer ist allerdings sehr klein ist, und er kann nur die der ausgeströmten Gasmenge entsprechenden Menge Injektionsgas aufnehmen – nicht genug um den Bohrlochdruck merklich abzusenken.

In verschiedenen Fluidinjektionsexperimenten, z. B. /POP 07/, /POP 12/, /RÖS 08/, wird bei einem Fluiddruck irgendwo oberhalb der Gebirgsspannung ein plötzlicher Druckabfall in der Injektionskammer/-bohrung gemessen, d. h. eine so große Fluidmenge dringt plötzlich in das Gebirge ein, dass der Bohrlochdruck stark abfällt. Oder anders ausgedrückt: Fluid mit einem Druck auch unterhalb der Gebirgsspannung dringt in das Gebirge ein. Genau dieses letztere Szenario ist aber bei den hier verwendeten Rechenmodellen ausgeschlossen. Damit es stattfinden könnte, müssten eine oder mehrere der folgenden Modelleigenschaften vorhanden sein:

1. Primärer Porenraum, der nicht nur zugänglich, sondern auch „frei“ ist, d. h. gefüllt mit einem Gas bei einem Porendruck, der deutlich niedriger ist als der Bohrlochdruck nach dem plötzlichen Druckabfall.
2. Die Möglichkeit, dass sekundärer Porenraum neu entsteht.

3. Eine Senke im Modellgebiet, wie z. B. ein künstlicher oder natürlicher Hohlraum, in den das Fluid abströmen kann.

Die erste Modelleigenschaft betrifft die Anfangsbedingungen, die zweite die implementierten Prozesse und die dritte das Modellgebiet.

Ohne eine dieser drei Modelleigenschaften ist ausgeschlossen, dass Gas unterhalb des Porendrucks des im Porenraum vorhandenen Gases in das Gebirge eindringt. Es war aber nicht a priori ausgeschlossen, dass oberhalb des Anfangsporendruckes eine durchaus große Gasmenge schnell in das Gebirge eindringt. Die in dieser Arbeit erzielten Rechenergebnisse zeigen jedoch, dass das nicht der Fall ist; jedenfalls nicht im Rahmen der hier untersuchten Varianten der $M \rightarrow H$ -Kopplungen: Weder mit Hilfe einer Tangens-Hyperbolicus-Funktion mit steiler Permeabilitätsabhängigkeit von der Effektivspannung noch mit Hilfe eines maximalen Biot-Parameters von $\alpha = 1$ in Verbindung mit einem großen Porositätsindex von $m = 5,0$ in der Porositäts-Permeabilitätsbeziehung (im Rahmen der poroelastischen Porenraumvariation) kann die plötzliche Injektion einer größeren Gasmenge in das Gebirge modelliert werden.

5.2 Reichweite der Gasinjektion

Neben der im vorigen Abschnitt diskutierten Gasmenge ist auch die Reichweite des ins Gebirge injizierten Gases von großem Interesse. Während in den meisten Rechenfällen diese Reichweite in den Grenzen jenes Bereiches bleibt, der in der Ausgasungsphase teilentgast war, und meist weniger als einen Meter ausmacht, beträgt die Reichweite in dem Modell mit der richtungsabhängigen $M \rightarrow H$ -Kopplungsfunktion mehrere Meter. Und diese Reichweite wird in diesem Rechenfall nach Überschreiten der Gebirgsspannung relativ plötzlich erreicht. Insofern ist dieser Rechenfall besonders interessant, obwohl die injizierte Gasmenge dort unauffällig und mit dem Basisfall identisch ist.

Die Reichweite des injizierten Gases bekommt dann eine große Bedeutung, wenn eine der drei in Kap. 5.1 aufgeführten Modellerweiterungen in Betracht gezogen wird. Ein Hohlraum in einer entsprechenden Entfernung vom Bohrloch, den das Injektionsgas erreichen könnte, würde das Modellierungsergebnis stark abändern. Wenn gleichzeitig die Permeabilität entlang des Gaspfades zwischen dem Injektionsbohrloch und der Injektionsfront hoch ist, würde das Erreichen einer Senke für das Injektionsgas dazu

führen, dass schlagartig eine große Menge Gas vom Injektionsbohrloch in den Hohlraum strömen könnte. Gerade in dem genannten Rechenfall ist die Permeabilität ab einem gewissen Zeitpunkt nach Überschreiten der minimalen Hauptspannung tatsächlich hoch (siehe Abb. 4.7). Außerdem liegt die modellierte Reichweite des Injektionsgases hier in der Größenordnung, in der sich typischerweise bei einem Großversuch Bohrungen für Messdetektoren des Versuchsaufbaus tatsächlich befinden.

Die Hypothese, dass die Berücksichtigung von Hohlräumen noch im Abstand von vielen Metern (bis möglicherweise zehner Meter) vom Injektionsbohrloch grundsätzlich andere Modellierungsergebnisse zur Folge haben würde, hätte weitreichende Konsequenzen. Sie würde bedeuten, dass mit Messgerät ausgestattete Neben-Bohrungen, die ein Injektionsexperiment begleiten, die Ergebnisse des Injektionsversuchs stark abändern im Vergleich zu einem tatsächlich ungestörten Gebirge. Die Vereinfachung des Modellgebietes zu Injektionsbohrloch auf der einen und Gebirge auf der anderen Seite bzw. im rotationssymmetrischen Sinn als Bohrloch und (bis zum Modellrand ausgedehntes) umgebendes Gebirge wären dann unzulässig, weil sie zentrale Aspekte der Versuchsanordnung nicht abbildeten. Der Überprüfung dieser Hypothese durch Modellrechnungen mit TFC steht nichts im Wege, allerdings konnte sie im Rahmen dieser Arbeit nicht mehr geleistet werden. Besonders wertvoll wäre eine experimentelle Überprüfung dieser Hypothese, beispielsweise durch die Wiederholung eines Injektionsexperimentes mit verfüllten Messbohrungen (die zeitliche Entwicklung des Bohrlochdruckes wäre weiterhin messbar).

5.3 Effekte der Bohrlochkontur

In vielen der vorgestellten Modellrechnungen stellt sich ein Permeabilitätsminimum ein, das für den Gasfluss zwischen Gebirge und Bohrloch zeitbestimmend ist. Es tritt sowohl in der Ausgasungsphase als auch in der Injektionsphase auf. Ursache ist die Abhängigkeit der Permeabilität von der Effektivspannung in der $M \rightarrow H$ -Kopplungsfunktion \hat{k} . Dabei kommt es weniger auf die genaue Form der Funktion an als darauf, dass mit zunehmender Effektivspannung bzw. abnehmendem Porendruck die Permeabilität stark, d. h. mit hoher Potenz, abnimmt. Das Permeabilitätsminimum stellt sich wenige Dezimeter hinter der Kontur ein, weil hier der Porendruck niedrig und die minimale Kompressionsspannung relativ hoch ist. In der Injektionsphase vertieft und verbreitert sich das Minimum zusätzlich durch die mechanisch stützende Wirkung des Bohrlochdruckes auf die Kontur (minimale Kompressionsspannung nimmt zu).

Das strömungsbestimmende Permeabilitätsminimum ist also ein kombinierter Effekt der mechanischen Auswirkung der offenen Bohrlochkontur, der hydrodynamischen Rand- und Anfangsbedingungen und der M→H-Kopplungsfunktion. Dabei wird implizit angenommen, dass die Bohrlochkontur trotz der Spannungsumlagerungen bei Erstellung des Bohrlochs und der späteren Druckbeaufschlagung intakt bleibt, denn eine Materialschädigung ist im verwendeten mechanischen Stoffgesetz nicht implementiert. Mechanisch geht der Effekt des Permeabilitätsminimums auf den elastischen Teil des Stoffgesetzes zurück. Sollte in der Realität die Bildung einer größeren Auflockerungszone dazu führen, dass Gas über alternative Fließwege den Bereich des Permeabilitätsminimums passieren und bis dahinter ins Gebirge eindringen kann, dann wäre das Permeabilitätsminimum nicht mehr zeitbestimmend für den Gasfluss vom oder ins Gebirge. Das Strömungsverhalten insbesondere in der Injektionsphase, wenn das Permeabilitätsminimum besonders tief ist, würde sich ändern, und zwar nicht nur das Strömungsverhalten im Bereich der Auflockerungszone selbst, sondern auch das Strömungsverhalten im ungeschädigten Gebirge dahinter. In Kombination mit den sonstigen Modellmerkmalen dieser Arbeit hätte demnach eine Auflockerungszone Auswirkungen deutlich über den Bereich ihrer eigenen Ausdehnung hinaus.

Neben einer möglichen Auflockerungszone gibt es weitere Faktoren, die die Eigenschaften der intakten Bohrlochkontur abändern würden. Zu nennen wäre hier die Bohrlochgeometrie. Wie die Modellrechnung mit reduziertem Bohrlochdurchmesser zeigt, sind Effekte der Bohrlochkontur, die eben nicht nur destabilisierend sondern auch stabilisierend sein können, skalenabhängig. Bei abnehmendem Bohrlochdurchmesser gibt es einen fließenden Übergang zum Modellfall einer direkten Gasinjektion ins Gebirge – ohne Bohrloch, ohne Spannungsumlagerung, ohne Ausgasung, ohne Kriechen. Umgekehrt dürften sich bei zunehmendem Bohrlochdurchmesser die Effekte der Bohrlochkontur verstärken. Welche Prozesse in das physikalische Modell Eingang finden können, muss im Einzelfall entschieden werden und hängt sicherlich von den verfügbaren Rechenwerkzeugen ab. Vorsicht ist jedoch geboten bei der vermeintlichen Bewertung der Wichtigkeit von physikalischen Prozessen auf Basis von kleinskaligen Injektionsexperimenten. Die Übertragbarkeit von im kleineren Maßstab gewonnenen Versuchsergebnissen auf ein Endlager dürfte zumindest für die skalenabhängigen Kontureffekte begrenzt sein.

5.4 Weitere Effekte der HM-Kopplung

Abschließend sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass auch relativ einfach strukturierte Gesetzmäßigkeiten einer HM-Kopplung, wie sie in dieser Arbeit zugrunde gelegt wurden, in einer HM-gekoppelten Simulationsrechnung Effekte nach sich ziehen können, die im Vorfeld nicht unbedingt mit den implementierten Gesetzmäßigkeiten assoziiert wurden. Neben den oben diskutierten permeabilitätssenkenden Effekten der Bohrlochkontur sind in dieser Arbeit an zwei weiteren Stellen überraschende Effekte sichtbar geworden:

Zum einen hat das Modell einer zeitlich verzögerten Verheilung („Verheilung“ hier im Sinne von Permeabilitätsreduktion nach Anstieg der Effektivspannung) zu einem niedrigeren Gasfluss geführt als das Basismodell mit instantaner Verheilung. Das liegt daran, dass die Anfangsbedingung des gasgefüllten Porenraums bei einer zeitlich verzögerten Verheilung nach der Bohrlöcherstellung eine kurze Ausgasungswelle zulässt (die aber experimentell kaum nachweisbar wäre; ihre Dauer liegt in der Größenordnung der Verheilungs-Halbwertszeit). Diese führt nach schließlich erfolgter Verheilung zu einem neuen Ausgasungszustand mit lokal reduziertem Porendruck, der in Verbindung mit der Effektivspannungs-abhängigen Kopplungsfunktion ein vertieftes und verbreitertes Permeabilitätsminimum nach sich zieht. Zu der zunächst erwarteten verstärkten Gasströmung kommt es (abgesehen von der kurzen Ausgasungswelle) weder in der Ausgasungs- noch in der Injektionsphase.

Zum anderen führt eine poroelastische H→M-Kopplung (mit einem Biot-Parameter $\alpha = 1$ oder jedenfalls mit einem nicht-verschwindenden Biot-Parameter) in der Ausgasungsphase zu einem reduzierten Kriechen der Bohrlochkontur. Die Kriechgeschwindigkeit ist zwar kein in einem Injektionsexperiment im Vordergrund stehender Parameter. Es ist jedoch zunächst überraschend, dass die poroelastische Kopplung, die ausschließlich den isotropen Anteil des Spannungszustands betrifft und den deviatorischen Anteil unberührt lässt, überhaupt auf das Kriechen einen Einfluss haben kann, das vom deviatorischen Anteil des Spannungstensors gesteuert wird. Dies ist jedoch der Fall, weil die mechanische Randbedingung an der Kontur mit fixierter Radialspannung zu Spannungsumlagerungen führt, welche auch eine reduzierte Deviatorspannung nach sich ziehen.

6 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wurde das von der GRS entwickelte Simulationstool TFC verwendet, um eine Reihe von hydro-mechanisch (HM) gekoppelter Prozesse, die beim Gastransport durch intaktes Steinsalz eine Rolle spielen könnten, zu modellieren. Ziel der Arbeit war die Beschreibung der beobachteten Phänomene einer HM-gekoppelten Gasinjektionsmodellierung unter Verwendung unterschiedlicher physikalischer Kopplungsgesetzmäßigkeiten. Dabei lag der Schwerpunkt auf der eigentlichen Kopplung, d. h. auf denjenigen Prozessen, die für die HM-Kopplung verantwortlich sind und die bei rein hydrodynamischen oder rein mechanischen Rechnungen nicht auftreten oder eine untergeordnete Rolle spielen. Darüber hinaus ging es um die Frage, inwieweit die zugrunde liegenden Modellvorstellungen in der Lage sind, die in der Realität auftretenden Phänomene beim Gastransport in Steinsalz zu beschreiben. Ausgehend von einer Basisrechnung, der ein stilisierter Gasinjektionsversuch zugrunde liegt, wurden weitere Simulationsrechnungen mit alternativen Kopplungsvarianten durchgeführt und deren Ergebnisse mit denen der Basisrechnung verglichen.

Simuliert wurde die Zeit ab Bohrlocherstellung, die sog. Ausgasungsphase und die anschließende Injektionsphase, so dass als Anfangsbedingung ungestörtes Steinsalz angenommen werden konnte. Das physikalische Modell ist in Ausgasungs- und Injektionsphase dasselbe. In der Basisrechnung wird für die $M \rightarrow H$ -Kopplung, also der Abhängigkeit der hydrodynamischen (H) Parameter von mechanischen (M) Zustandsänderungen, eine direkte Abhängigkeit der Permeabilität von der minimalen Effektivspannung auf Basis einer Tangens-Hyperbolicus-Funktion angesetzt. In weiteren Simulationsrechnungen wird die $M \rightarrow H$ -Kopplungsfunktion ergänzt durch die Einführung einer zeitlich verzögerten Verheilung („Verheilung“ im Sinne von Permeabilitätsreduktion), einer Verheilungshysterese und einer Richtungsabhängigkeit der Spannungs-Permeabilitäts-Beziehung. Alternativ wird diese nicht-lineare Spannungs-Permeabilitäts-Beziehung ersetzt durch die poroelastische Spannungs-Porositäts-Beziehung mit anschließender Porositäts-Permeabilitätsbeziehung in Form einer Potenzfunktion. Für die $H \rightarrow M$ -Kopplung, also der Abhängigkeit der mechanischen Parameter von hydrodynamischen Zustandsänderungen, wird im Basisfall Unabhängigkeit zwischen totalen Spannungen und Porendruck postuliert. In den alternativen Simulationsrechnungen wird eine poroelastische $H \rightarrow M$ -Kopplung angenommen.

Die wichtigsten Ergebnisse dieser Simulationsrechnungen mit TFC lassen sich folgendermaßen zusammenfassen.

- Durch die Simulation der Zeitspanne zwischen Bohrlocherstellung und Beginn der Gasinjektion als Ausgasungsphase ergibt sich der hydro-mechanische (Anfangs-) Zustand zu Beginn der Injektionsphase als Entwicklung des offenen Bohrlochs unter denselben Gesetzmäßigkeiten, die auch in der Injektionsphase angenommen wurden. Bei angenommener Abhängigkeit der Permeabilität von der minimalen Effektivspannung in der Basisrechnung entsteht in der Ausgasungsphase ein Permeabilitätsminimum im konturnahen Gebirgsbereich, das sich in der Injektionsphase nicht auflösen kann und einen äußerst geringen Gasfluss vom und ins Gebirge zur Folge hat. Dabei wird implizit angenommen, dass die Bohrlochkontur bei Erstellung des Bohrlochs und der späteren Druckbeaufschlagung intakt bleibt und insbesondere der Bereich des Permeabilitätsminimums nicht über alternative Fließwege passiert werden kann.
- Modifikationen der M→H-Kopplungsfunktion, die vermeintlich zu einem stärkeren Gasfluss führen würden, haben auf die Gesamtgasmenge, die ins Gebirge eindringt, nur begrenzten Einfluss. Keine der in der Basisrechnung oder den alternativen Rechnungen getroffenen Modellannahmen führt zu einer großen (d. h. den Bohrlochdruck deutlich absenkenden), plötzlich über einem Druckschwellwert ins Gebirge eindringenden Gasmenge. Stattdessen wird – z. B. durch Einführung einer Verheilungshysterese – zwar die Ausgasung verstärkt, so dass in der Injektionsphase mehr ausgegaster Porenraum zur Verfügung steht, aber das auf diese Weise dem Injektionsgas leichter zugängliche Porenraumvolumen ist eben begrenzt.
- Die getesteten Modifikationen der M→H- und H→M-Kopplungsfunktionen haben durchaus Einfluss auf die Reichweite des injizierten Gases. Besonders interessant ist dabei der Fall der richtungsabhängigen M→H-Kopplungsfunktion: Hier ist die in das Gebirge eingeströmte Gasmenge zwar nicht größer als im Basisfall, aber sie ist größer als die zuvor aus dem Gebirge ausgeströmte Gasmenge. Und das Gas dringt relativ plötzlich mehrere Meter in das Gebirge ein, deutlich über den zuvor von der Ausgasung betroffenen Bereich hinaus. Und die Permeabilität entlang des Fließweges ist relativ hoch. In der Konsequenz heißt das, dass bei diesen Modellannahmen auch eine große Gasmenge leicht in das Gebirge eindringen könnte, wenn das Modellgebiet um eine Gassenke im entsprechenden Abstand vom Bohrloch ergänzt würde. Sind solche Hohlräume an einem realen Versuchsstandort vorhanden (z. B. benachbarte Messbohrungen oder Schächte), sollten diese bei ei-

ner Modellierung unbedingt mitberücksichtigt werden, auch wenn ihr Abstand die Dimensionen des Bohrlochs übersteigt.

- Mit einer rein poroelastischen HM-Kopplung ist die Ausgasung nochmals um einen Faktor 4 kleiner als in der Basisrechnung, und auch in der Injektionsphase lässt sich keine verstärkte Gasinjektion erreichen. Offensichtlich sind die im Rahmen der linear-elastischen Biot-Theorie in Kombination mit dem gewählten Materialmodell erzeugten Porenraumänderungen – selbst bei einem größtmöglichen Biot-Faktor $\alpha = 1$ und einem Porositätsexponenten $m = 5,0$ – dafür zu klein.
- Wie die Modellrechnung mit reduziertem Bohrlochdurchmesser zeigt, sind Effekte der Bohrlochkontur, die nicht nur destabilisierend sondern auch stabilisierend sein können, skalenabhängig. Bei zunehmendem Bohrlochdurchmesser verstärken sich die Effekte der Bohrlochkontur (Spannungsumlagerung, Ausgasung, Kriechen, ggf. mit Auswirkungen auf die Permeabilität). Die Übertragbarkeit von im kleineren Maßstab gewonnenen Versuchsergebnissen auf ein Endlager dürfte für diese skalenabhängigen Kontureffekte begrenzt sein.

Zukünftig kann TFC verwendet werden, um reale Versuchsergebnisse von Gasinjektionsversuchen in Steinsalz oder auch Tonstein zu modellieren. Ausgehend von den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit sollte dabei besonderes Augenmerk darauf gelegt werden, einen ausreichenden Umfang und eine ausreichende Detailtreue des Modellgebietes bzgl. der geometrischen und geomechanischen Verhältnisse der Versuchsumgebung zu realisieren, um sämtliche verfügbaren Gassenken zu berücksichtigen.

Literaturverzeichnis

- /BIO 41/ Biot, M. A.: General Theory of Three-Dimensional Consolidation. Journal of Applied Physics, Vol. 12, S. 155-164, 1941.
- /DET 93/ Detournay, E., Chen, A. H. D.: Fundamentals of Poroelasticity. In: Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects, Vol. II, Analysis and Design Method, Vol. II, Fairhurst, C. (Editor), Pergamon Press, 1993.
- /EBE 07/ Eberth, S.: Modellansätze zum Verheilungsverhalten von Steinsalz und ihre Anwendung auf Querschnittsabdichtungen im Salinargebirge Technische Universität Clausthal, Clausthal, 2007.
- /HAS 61/ Hashin, Z., Shtrikman, S.: Note on a Variational Approach to the Theory of Composite Elastic Materials. Journal of The Franklin Institute Laboratories, Vol. 271, S. 336-341, 1961.
- /HOT 14/ Hotzel, S.: Das THM-Simulationstool TFC. in Vorbereitung, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, 2014.
- /ITA 09/ ITASCA: FLAC3D: Fast Lagrangian Analysis of Continua in 3 Dimensions. 4. Edition, Version 4.0, ITASCA Consulting Group Inc., Minneapolis, Minnesota, USA, 2009.
- /JAV 08a/ Javeri, V.: Three Dimensional Analysis of Combined Gas, Heat and Nuclide Transport in a Repository in Clay Rock including Coupled Thermo-Hydro-Geomechanical Processes. Physics and Chemistry of the Earth – Clays in Natural and Engineered Barriers for Radioactive Waste Confinement Vol. 33, No. Supplement 1, S. S252-S259, 2008a.
- /JAV 08b/ Javeri, V., Baltes, B.: Three Dimensional Analyses of Combined Gas, Heat and Nuclide Transport in a Repository Considering Thermo-Hydro-Geo-Mechanical Processes. S. 1264-1271, The 12th International Conference of International Association for Computer Methods and Advances in Geomechanics (IACMAG): Goa, India, 2008b.

- /MÜL 99/ Müller-Lyda, I., Birthler, H., Fein, E.: Ableitung von Permeabilitäts-Porositätsrelationen für Salzgrus. GRS-148, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Braunschweig, 1999.
- /NAV 08/ Navarro, M., Baltés, B., Beuth, T., Bracke, G., Fischer, H., Fischer-Appelt, K., Hotzel, S., Javeri, V., Kindt, A., Lambers, L., Larue, J., McStocker, B., Oppermann, U., Schrödl, E.: Verfolgung und Bewertung der Fortentwicklung des Standes von Wissenschaft und Technik beim Nachweis der Langzeitsicherheit von Endlagern. Abschlussbericht zum Vorhaben SR 2548, GRS-A-3418, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Köln, 2008.
- /NAV 13/ Navarro, M.: Modelling Gas and Water Flow Through Dilating Pathways in Opalinus Clay: The HG-C and HG-D Experiments, A study within the Euratom 7th Framework Programme Project FORGE. GRS-306, ISBN 978-3-939355-85-4, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Cologne, 2013.
- /NOR 29/ Norton, F. H.: Creep of Steel at High Temperatures. McGraw-Hill Book Company, New York, 1929.
- /POP 07/ Popp, T., Wiedemann, M., Böhnelt, H., Minkley, W., Manthei, G.: Untersuchungen zur Barriereintegrität im Hinblick auf das Ein-Endlager-Konzept. Abschlussbericht der Vorhabens: SR 2470, Institut für Gebirgsmechanik (IFG), Leipzig, 2007.
- /POP 12/ Popp, T., Weise, D., Salzer, K., Wiedemann, M., Günther, R. M., Minkley, W., Philipp, J., Dörner, D., Hotzel, S.: Auswirkungen der Gasbildung im Endlager auf den einschlusswirksamen Gebirgsbereich – Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben (FKZ) 3609R03222. 242 Seiten, Institut für Gebirgsmechanik, Leipzig, 2012.
- /PRU 99/ Pruess, K., Oldenburg, C. M., Moridis, G.: TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. LBNL-43134, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California, USA, 1999.

- /RÖS 08/ Rösli, U., Trick, T.: Mt. Terri HG-C Experiment Phase 2, Hydraulic and gas test series in BGS2 borehole and deformation measurements in BGS3 and BGS4 boreholes. In: Mt. Terri Phase 13 Report TN 2008-80, 2008.
- /WIE 12/ Wiczorek, K., Lerch, C., Müller-Hoeppe, N., Czaikowski, O., Navarro, M.: Zusammenstellung von Stoffparametern für Salzgrus. Technischer Bericht, Vorläufige Sicherheitsanalyse für den Standort Gorleben, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Braunschweig, 2012.

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3.1	Modellgebiet „Tortenstück“	10
Abb. 3.2	Druckvorgaben für die Modellrechnungen	14
Abb. 3.3	Spannungsverläufe zu verschiedenen Zeitpunkten bei rein mechanischer Rechnung bzw. für die Rechenläufe ohne H→M-Kopplung	16
Abb. 3.4	Temporale Spannungsverläufe bei rein mechanischer Rechnung (bzw. für die Rechenläufe ohne H→M-Kopplung) in der Ausgasungsphase und in der anschließenden Gasinjektionsphase.....	18
Abb. 3.5	Kopplungsfunktion Effektivspannung→Permeabilität	21
Abb. 3.6	Radialer Porendruckverlauf zu sechs verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungsphase.....	23
Abb. 3.7	Vergleich der radialen Verläufe des Porendrucks und der minimalen Hauptspannung zu drei verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungsphase	24
Abb. 3.8	Radiale und zeitliche Verläufe der Permeabilität während der Ausgasungsphase.	26
Abb. 3.9	Radialer Porendruckverlauf zu verschiedenen Zeitpunkten während der Injektionsphase.....	27
Abb. 3.10	Radialer Permeabilitätsverlauf zu verschiedenen Zeitpunkten während der Injektionsphase.....	29
Abb. 3.11	Aus dem Bohrloch ins Gebirge abgeströmte Gasmenge pro Meter Bohrlochlänge.....	31
Abb. 4.1	Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) in der Modellrechnung mit zeitlich verzögerter Verheilung ($T_{1/2} = 1$ Woche).....	36

Abb. 4.2	Radialer Porendruckverlauf zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (links) und Injektionsphase (rechts) in der Modellrechnung ohne Verheilung	37
Abb. 4.3	Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) in der Modellrechnung mit Hystereseparameter ($\sigma_{Hys} = 1$ MPa).....	39
Abb. 4.4	Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) in der Modellrechnung mit einem Biot-Parameter $\alpha = 1$	42
Abb. 4.5	Spannungsverläufe bei H→M-Kopplung mit $\alpha = 1$	44
Abb. 4.6	Radiale Spannungs- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) während der Ausgasungsphase bei einem Modellgebiet mit vertikal verschiebbaren Gitterpunkten	46
Abb. 4.7	Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) bei Berücksichtigung der wirksamen Spannungsrichtungen, d. h. senkrecht zur Gasausbreitungsrichtung, in der M→H-Kopplungsfunktion	48
Abb. 4.8	Radiale Porendruck- (links) und Permeabilitätsverläufe (rechts) zu verschiedenen Zeitpunkten während der Ausgasungs- (oben) und Injektionsphase (unten) bei M→H-Kopplung via Porositäts-Permeabilitätsbeziehung (mit $m = 5$) und H→M-Kopplung via Biot-Theorie (mit $\alpha = 1$)	51
Abb. 4.9	Radiale Porendruckverläufe für Modellrechnungen mit einer konstanten Spannungsrandbedingung an der Kontur (links) bzw. mit einem kleineren Bohrloch (und normaler Gasdruck-abhängiger Spannungsrandbedingung, rechts)	53