

Thermo-hydro-mechanische Simulation des Reservoirverhaltens zur Abschätzung des Potenzials induzierter Seismizität bei Förderung und Injektion

Thermal-hydraulic-mechanical Simulation of a Reservoir for Assessing the Potential of Induced Seismicity during Depletion and Injection

Von T. MEIER und T. BACKERS*

Abstract

Both injection and depletion may cause seismic events. The present study numerically investigates the influence of injection and depletion on the stress distribution in the rock mass and on faults in a reservoir. For this purpose, generic subsurface models were simulated fully thermally, hydraulically and poroelastically coupled under different operating conditions. Irrespective of the operating condition, destabilising areas could be located on the faults and in the rock mass, which cannot be explained by the principle of the effective stress, as they are located in areas without changed pore-fluid pressure; poroelasticity appears to be the driving mechanism for fault destabilisation. At chosen boundary conditions, the changes are in the double-digit percentage range. The presented workflow also allows for the estimation of the destabilised areas and thus allows estimation of the expected magnitude with the aid of correlations.

Kurzfassung

Durch Injektion aber auch Förderung können seismische Ereignisse ausgelöst werden. Im vorliegenden Artikel wird der Einfluss von Injektion und Förderung auf die Spannungsverteilung im Gebirge und auf Störungen in einem von einer Deckschicht überlagerten Reservoir numerisch untersucht. Dazu wurden generische Untergrundmodelle unter verschiedenen Betriebszuständen thermisch, hydraulisch und poroelastisch gekoppelt simuliert. Dabei konnten unabhängig vom Betriebszustand destabilisierende Bereiche auf den Störungszonen und im Gebirge lokalisiert werden, die nicht durch das Prinzip der Effektivspannung erklärbar sind, da sie außerhalb der Bereiche liegen, welche durch eine Veränderung des

Porenfluiddruckes beeinflusst werden; vielmehr ist Poroelastizität der maßgebliche Mechanismus, der induzierte seismische Ereignisse triggert. Unter den gewählten Randbedingungen liegen die Veränderungen der Störungsstabilität im zweistelligen Prozentbereich. Der präsentierte Workflow erlaubt ferner die flächenmäßige Abschätzung der destabilisierten Bereiche und damit eine Abschätzung der zu erwartenden Magnitude mit Hilfe von Korrelationen.

1 Einleitung

Auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Die Linke (Drucksache 18/5834, 19. 08.2 015) nach Erdbebenrisiken der Erdgasförderung wurde durch die Bundesregierung (Drucksache 18/6073, 23. 09. 2015) ein Zusammenhang zwischen Erdgasförderung und Erdbeben hergestellt. Hierbei wurde dargestellt, dass bei in jüngerer Zeit im Bereich niedersächsischer Erdgasfelder aufgetretenen Beben der Zusammenhang zwischen Förderung und Seismizität als wahrscheinlich oder sogar sehr wahrscheinlich einzustufen ist. So seien seit 1993 in Norddeutschland im Bereich der Erdgasfelder insgesamt 56 Beben durch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) dokumentiert worden; einige hiervon waren zu spüren. Wie die Anfrage der Fraktion Die Linke belegt, ist das Thema der induzierten Seismizität in der Öffentlichkeit nicht mehr nur ein Thema der Geothermie (Beispiele: St Gallen [1, 2]) sondern auch der Kohlenwasserstoffindustrie (z. B. Rothenburg [3]; Ems-tek [4]).

Aus der aktuellen Forderung einer generellen Umweltverträglichkeitsprüfungspflicht für Fracking-Maßnahmen lässt sich ableiten, dass zukünftig für jede untertägige Maßnahme eine Beurteilung des Potenzials induzierter Seismizität zu erbringen ist. Darüber hinaus ist das öffentliche Interesse und die resultierende Beteiligung an den Bewilligungsverfahren durchaus prominent (z. B. <http://www.kein-fracking-in-der-heide.de>);

<http://www.nofracking.de>). Daher ist es notwendig Analyseansätze zu entwickeln, welche das Potenzial seismischer Aktivität beim Betrieb einer Lagerstätte abschätzen und die zugrundeliegenden Mechanismen identifizieren.

Jegliche Änderung des Fluidvolumens im Untergrund, wie sie zum Beispiel im Rahmen der Entwicklung von geothermalen oder fossilen Reservoiren durch die Injektion oder Förderung herbeigeführt wird, alterieren lokal das Spannungsfeld und können nahegelegene Störungen reaktivieren [5]. Unter der Annahme, dass ein Fluidmassentransport den Reservoirdruck alteriert, definiert die Durchlässigkeit des Gebirges die Reichweite dieses Einflusses und lässt sich durch die Ausbildung einer mikroseismischen Aktivität verfolgen [6].

Dagegen lassen sich einige seismische Ereignisse nur bedingt durch einen Volumentransport erklären; in diesen Fällen ist der Abstand zwischen dem Injektions- oder Förderpunkt und der Lokation der seismischen Aktivität zu groß (z. B. Basel [7]). Als möglicher Mechanismus wurde Poroelastizität identifiziert [8, 9].

In diesem Beitrag wird anhand von generischen Modellen, welche sich in ihren Parametern an typischen Reservoirgesteinen des Nordwestdeutschen Beckens orientieren, ein effizienter Workflow zur gekoppelten hydro-thermisch-mechanischen Simulation mittels der Finite-Elemente-Methode (FEM) vorgestellt. Weiterhin wird das geomechanische Systemverhalten diskutiert und die Implikationen für den Betrieb einer Lagerstätte abgeleitet.

2 Modellierung

In einem ersten Schritt wurden an exemplarischen Horst- und Grabenstrukturen verschiedene Injektions- und Entnahmeszenarien simuliert, um die wesentlichen Effekte darstellen zu können. Im zweiten Schritt wurde der Workflow an einem komplexen Strukturmodell angewendet, um

* Tobias Meier, Dr. Tobias Backers, geomecon GmbH, Berlin (E-mail: solutions@geomecon.de)

die Interaktion von Injektion und Förderung auf die Störungsstabilität zu bestimmen. Als Software wurde das auf der FEM basierende Softwarepaket COMSOL Multiphysics verwendet. Die thermischen, hydraulischen und mechanischen Modelle sind voll gekoppelt simuliert. Im Folgenden sind der Aufbau der Modelle, die Randbedingungen und die Modellparameter dargestellt.

2.1 Strukturbau

Die *generischen Untergrundmodelle* sind durch drei steil einfallende Störungen definiert, welche jeweils einen Horst (Abb. 1) bzw. Graben bilden. Die Injektions- bzw. Entnahmestrecke liegt dabei leicht geneigt und zentral unterhalb einer Deckschicht. Die Modelle haben eine vertikale Erstreckung von 1.500 m und eine Himmelsfläche von 1 km². Das Reservoir liegt in etwa 3,5 km Teufe.

Das *komplexe Untergrundmodell* (Abb. 2) zeichnet sich durch eine Dominanz E–W bis SW–NE streichender, steil einfallender Störungszonen aus. Das Modell hat eine vertikale Erstreckung von 2,5 km und eine Himmelsfläche von 150 km²; das Reservoir liegt ebenfalls in etwa 3,5 km Teufe. Es sind zwei Open-hole-Sektionen für Förderung und Injektion integriert (siehe Detailansicht in Abb. 2). Die Grenze zwischen Deckschicht und Reservoir ist durch eine flächenhafte Funktion definiert, die es erlaubt komplexe Modellkörper, wie sie aus geologischen Modellierungsprogrammen exportiert werden können, numerisch abzubilden.

2.2 Randbedingungen

Die Auflast der Gebirgssäule (Vertikalspannung SV) wird durch eine Neumannbedingung (SV = 50 MPa) auf den oberen Rand modelliert; die anderen Modellränder sind mit einer Dirichletbedingung definiert. Die gewählten mechanischen Randbedingungen erlauben eine gravitative Setzung des Modells bei behinderter Seitenausdehnung; die dadurch induzierten Horizontalspannungen werden normal zu den Streichrichtungen der Störungszonen um 10 MPa reduziert (SH) und in Streichrichtung der Störungszonen unverändert belassen (SH). Das anliegende Spannungsfeld entspricht somit einem Abschiebungsregime (SV > SH > Sh) für das Reservoir mit Spannungsgradienten von SV = 18,4 MPa/km, SH = 15,5 MPa/km und Sh = 13,0 MPa/km. Der Porendruckgradient ist mit 9,81 MPa/km und der geothermische Gradient mit 30 K/km vorgegeben. Den Modellrändern werden Porendruck und Tempe-

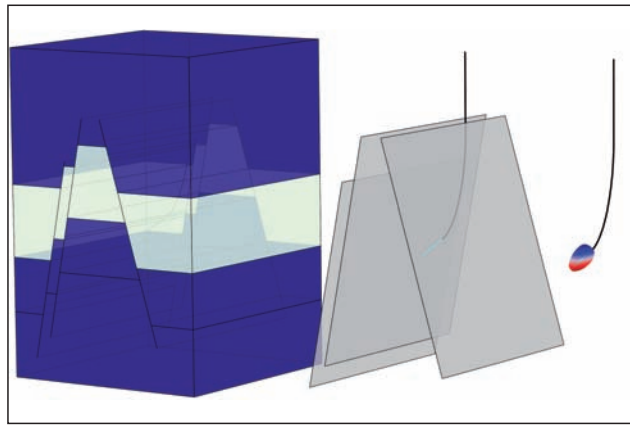


Abb. 1 Generische Horststruktur mit gering-permeabler Deckschicht (grün) und permeablem Gebirge im Hangenden und Liegenden (blau). Injektion oder Entnahme erfolgen entlang einer leicht geneigten Injektionsstrecke unterhalb der Deckschicht. Links: Gesamtmodell; Mitte: Störungen und Bohrung isoliert, Injektionsstrecke ist türkis dargestellt; Rechts: Bohrung mit Isofläche erhöhten Porendrucks

ratur entsprechend des Gradienten vorgegeben; hierdurch wird eine Temperatur- und Druckkommunikation erlaubt. Über die Open-hole-Sektion wird ein Fluid verpresst oder gefördert; die Raten sind mit 570 l/h und die Temperaturpreizung ist bei Injektion mit 16 K vorgegeben.

2.3 Modellansätze

Die geomechanischen Modellansätze sind im Folgenden kurz umrissen; weitergehende Erläuterungen sind der Literatur zu entnehmen (z. B. [10, 11]).

2.3.1 Gebirge

Das Gebirge wird poroelastisch modelliert, d. h. die Verformung des Porenraumes (Trennflächenvolumens) durch Fluiddruckänderungen wird mit berücksichtigt (z. B. [12]). Das Materialgesetz liefert somit ein realistisches Abbild untertägiger Prozesse gegenüber der reinen Superposition des Porendrucks innerhalb des Effektivspannungskonzeptes. Der Fluidtransport wird dabei mit Hilfe des Darcy-Gesetzes für laminares Fließen modelliert.

2.3.2 Störungshydraulik

Entlang der Störungen liegt eine erhöhte Permeabilität sowie eine erhöhte thermische Leitfähigkeit vor. Zusätzlich sind die Störungszonen als dünne, elastische Schichten definiert, welche die Verschiebung ober- und unterhalb der Störungzone entkoppeln. Dabei werden Steifigkeiten von 656 GPa/m senkrecht und 34 GPa/m parallel zur Schichtung angesetzt. Die Störungszonen haben eine effektive Öffnungsweite von 1 cm. Die weiteren Materialparameter sind Tabelle 1 zu entnehmen.

2.3.3 Beschreibung der Störungsstabilität

Aus der Mechanik ist bekannt, dass existente Flächen sich bewegen, wenn die wirkende Scherspannung auf der Fläche den aktivierbaren Widerstand gegen Scherdeformation überschreitet. Hierbei ist der aktivierte Scherwiderstand abhängig von der auf die Fläche wirkenden Normalspannung. Unter der Annahme, dass dieses Konzept sich auch auf Störungen übertragen lässt, wird im Folgenden die Stabilität einer Störung durch einen normierten Mohr-Coulomb-Ansatz beschrieben. Hierbei wird für die Störungen räumlich aufgelöst der Reibungsbeiwert μ durch

$$\mu = \frac{\tau}{\sigma_n}$$

berechnet, wobei τ die effektive Scherspannung und σ_n die wirkende effektive Normalspannung ist (siehe z. B. [13]).

Für Gestein und auch neu generierte Trennflächen im Gestein wurde der kritische Reibungsbeiwert für das Gesteinsversagen, bzw. die Trennflächenreaktivierung bestimmt. So wurde durch [14] ein genereller Trend mit $\mu = 0,85$ für Gesteine bei Umlagerungsspannungen von <200 MPa abgeleitet, der Reibungsbeiwert von Trennflächen liegt in ähnlichen Größenordnungen [1].

Für regionale Störungen oder Störungszonen sind die kritischen Reibungsbeiwerte nicht bekannt bzw. direkt ableitbar. Unter der Annahme eines initial stabilen Systems

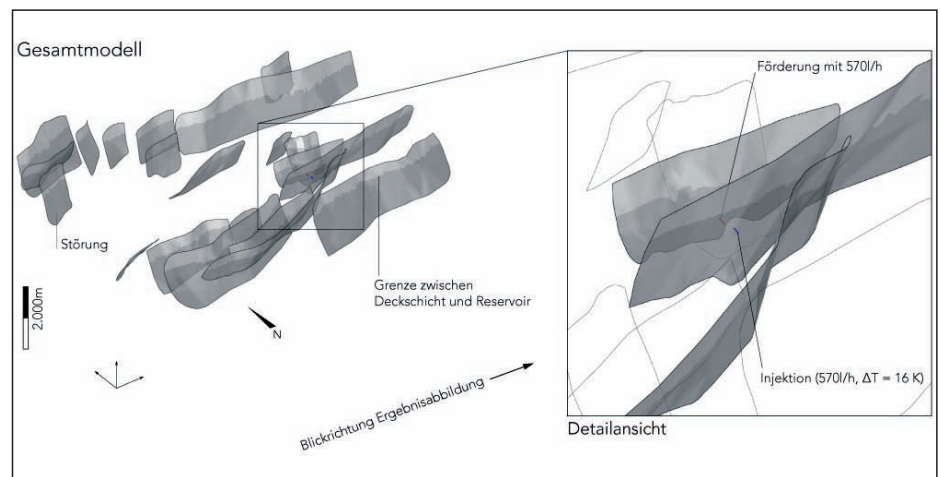


Abb. 2 Untergrundmodell mit hauptsächlich E–W streichenden Störungen. Die Grenzfläche zwischen Reservoir und Deckgebirge ist auf den Störungen gezeigt. Die Injektions- bzw. Förderstrecke liegen nördlich und südlich einer Störung (Detailansicht). Die Blickrichtung der Ergebnisdarstellung (Abb. 4 und 5) ist angedeutet. Die Förder- und Injektionsbedingungen sind angegeben

(z. B. definiert durch keine bzw. geringe Mikroseismizität) in dem alle Flächen sich nicht bewegen (Reibungsgleichgewicht), wird daher in den Simulationen die Veränderung vom initialen Zustand als Reaktivierungspotenzial R_{pot} dargestellt, also

$$R_{pot} = \frac{\Delta\mu}{\mu}$$

Zusätzlich wird das Dilatanzpotenzial (siehe [13]), gegeben durch

$$\psi = \frac{\sigma_1 - \sigma_n}{\sigma_1 - \sigma_3}$$

wobei σ_1 die größte Hauptnormalspannung und σ_3 die kleinste Hauptnormalspannung sind, und dessen Veränderung D_{pot}

$$D_{pot} = \frac{\Delta\psi}{\psi}$$

untersucht.

2.4 Materialparameter

Die Parameter für die implementierten Gebirgsschichten sind in Tabelle 1 gegeben. Das Fluid hat eine Dichte von 1.000 kg/m^3 , eine dynamische Viskosität von $0,001 \text{ Pa}\cdot\text{s}$ und eine Kompressibilität von $4,4 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}$. Die thermische Leitfähigkeit des Fluids wird temperaturabhängig simuliert.

3 Ergebnisse

Die Simulationen zeigen, dass sich unabhängig vom Betrieb des Reservoirs (Injektion und Förderung) auf den Störungen lokal Bereiche ausbilden, die entweder de- oder stabilisiert werden. Ebenso zeigt sich deutlich, dass sich ein räumlicher Zusammenhang zwischen den Bohrungen und den lokal alterierten Bereichen nicht durch eine Porendruckänderung, wie es ein Effektivspannungskonzept vorhersagt, erklären lassen. Im Folgenden werden zunächst an den einfachen Untergrundmodellen die Ergebnisse erläutert; abschließend wird das Beispiel des komplexen Störungsinventars diskutiert.

3.1 Einfache Untergrundmodelle

Bei der Injektion in eine Horststruktur zeigt sich eine Erhöhung des Reaktivierungspotenzials um etwa 10 % oberhalb der Injektionsstrecke (Abb. 3 links oben), d. h. dass die Störungsbereiche oberhalb der openhole Sektion instabiler werden. Der umgekehrte Fall tritt bei der Förderung (Abb. 3 rechts oben) auf; hier ist das Reaktivierungspotenzial oberhalb der Open-hole-Sektion reduziert, die Störung wird dort um etwa 4 % gegenüber dem Ausgangszustand stabiler. Interessanterweise tritt auch eine leichte Erhöhung des Potenzials auf der entferntesten Störungsfläche im Bereich der Deckschicht auf. Das Dilatanzpotenzial wird in beiden Fällen nur leicht alteriert. Bei der Injektion in eine Grabenstruktur wird das Reaktivierungspotenzial um etwa 12 % unterhalb der Open-hole-Sektion erhöht (Abb. 3 links un-

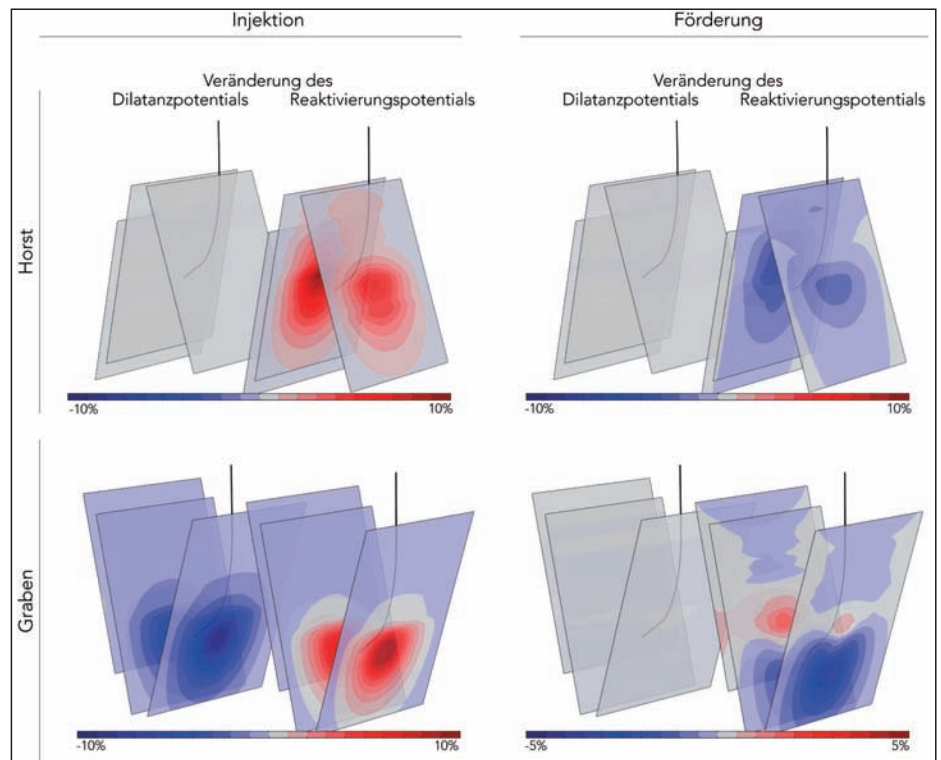


Abb. 3 Darstellung der relativen Veränderung des Dilatanz- und Reaktivierungspotenzials in einer Horst- (oben) und Grabenstruktur (unten) während Injektion (links) und Förderung (rechts)

ten), d. h. dass Störungsbereiche unterhalb der Injektionsstrecke deutlich instabiler werden. Im Falle der Förderung (Abb. 3 rechts unten) werden die Störungen unterhalb der Open-hole-Strecke stabiler (etwa 4 %) und oberhalb instabiler (etwa 2 %). Das Dilatanzpotenzial wird während der Injektion signifikant erniedrigt (etwa 10 %), bei Förderung treten nur leichte Variationen auf.

3.2 Komplexes Untergrundmodell

Es wurden Simulationen für die Injektion, Förderung und auch dualen Betrieb für das in Abbildung 2 dargestellte komplexe Untergrundmodell durchgeführt. Die folgenden Abbildungen und Ausführungen beziehen sich auf die in der Detailansicht der Abbildung 2 dargestellten Störungszonen, die eine vergleichbare Orientierung bzgl. des Spannungsfeldes zur vereinfachten Grabenstruktur des vorangegangenen Kapitels (vgl. Abb. 3) besitzen. Für isolierten Szenarien (Förderung oder Injektion) treten daher

auch tendenziell die gleichen Verteilungen auf, wie sie bereits für die isolierte Grabenstruktur beobachtet wurden. So zeigt sich zum Beispiel ein erhöhtes Reaktivierungspotenzial während der Injektion bei annähernd unverändertem Dilatanzpotenzial. Während der Förderung reduziert sich hingegen das Reaktivierungspotenzial unterhalb der Open-hole-Sektion. Das Dilatanzpotenzial bleibt auch in diesem Szenario annähernd unverändert ($< 0.1 \%$).

Beim dualen Betrieb zeigen sich jedoch differenzierte Muster im Reaktivierungs- und Dilatanzpotenzial (Abb. 4). So ist zum Beispiel das Reaktivierungspotenzial auf der mittleren Störung (welche zwischen den beiden Bohrungen liegt) oberhalb der Open-hole-Strecken räumlich klar begrenzt erhöht. Ebenso ist in Abbildung 4 die Erhöhung der Normalspannung (Grüntöne, analog Dilatanzpotenzial) dargestellt; unterhalb der Open-hole-Sektionen ist diese für die mittlere Störung erhöht, die Störung ist somit dort stabiler. Auf der nördlichen Störung, welche subparallel zur mittleren Störung nahe der Förderbohrung verläuft, ist die Normalspannung großflächig erhöht, somit ist die Störung weiträumig stabilisiert. Demgegenüber ist auf der Störung mit mäandrierendem Verlauf, welche den Bereich der Injektion nach Süden be-

Tabelle 1 Eigenschaften der Gesteinsschichten

	Deckgebirge	Hangendes/Liegendes	Störungszonen
Elastizitätsmodul [GPa]	15	25	–
Querkontraktionszahl [1]	0,3	0,25	–
Permeabilität [mD]	0,001	0,1	100
Porosität [%]	1	10	30
Dichte [kg/m ³]	2.500	2.600	1.200
thermische Leitfähigkeit [W/m K]	0,9	1,7	2,5
thermische Ausdehnungskoeffizient [1/K]	6E-06	7,7E-06	–

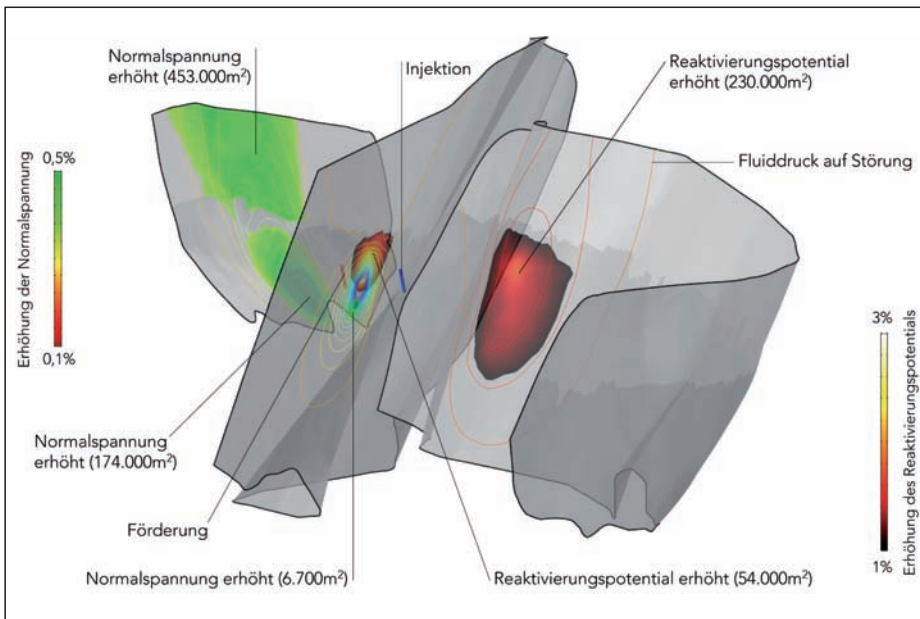


Abb. 4 Darstellung der durch die zeitgleiche Injektion und Förderung induzierten Erhöhung der Normalspannung (Grüntöne), was einer Stabilisierung der Störungsflächen gleich kommt, und Erhöhung des Reaktivierungspotenzials (Rottöne), was destabilisierte Bereiche ausweist (Blickrichtung nach Osten, vgl. Position der Störungen im Gesamtmodell in Abb. 2). Auf der zentralen Störungsfläche zeigen sich im Hangenden der Bohrungen destabilisierte Bereiche, während im Liegenden kleinere Bereiche stabilisiert sind; dagegen ist die Alteration des Fluiddruckes auf den Störungen konzentrisch ausgebildet und deckt sich nicht mit den mechanischen Markern

grenzt, keine Normalspannungserhöhung erkennbar. Stattdessen ist dort das Reaktivierungspotenzial großflächig erhöht. Somit zeigt die Simulation exemplarisch, dass zwar auf einer proximalen Störung das Reaktivierungspotenzial als Maß für die Destabilisierung von Störungen deutlich erhöht sein kann; allerdings im vorliegenden Fall eher kleinräumig (ca. 54.000 m²). Demgegenüber zeigen sich großflächige Erhöhungen im Reaktivierungspotenzial (ca. 230.000 m²) auf distalen Störungsflächen. In Abbildung 4 ist ebenso die Verteilung des Fluiddruckes auf den Störungen in Form von Isolinien dargestellt. Es deutet sich an, dass die räumliche Veränderung des Porenfluiddruckes weder zur Verteilung des Reaktivierungspotenzials noch zur Normalspannung deckungsgleich ist. Das Maximum der Normalspannungsänderung sollte bei einem reinen Effektivspannungsmodell kongruent mit der Porenfluiddruckverteilung sein; im vorliegenden Fall, in dem poroelastisch modelliert wurde, zeigen die Simulationen ganz klar eine Überlagerung der Mechanismen und somit eine räumlich konträre Verteilung der Stabilisierungs- und Destabilisierungsmuster. Weiterhin lässt sich

die Veränderung der Spannungen im Gebirge zwischen den Großstörungen räumlich betrachten. Abbildung 5 zeigt die Erhöhung der maximalen Normal- und Scherspannung in der Nähe der Injektions- und Förderstrecken. Im nördlichen Kompartiment, in dem gefördert wird, ist die Normalspannung erhöht, somit sind potenzielle Trennflächen stabilisiert. Im südlich gelegenen Injektionskompartiment ist die maximale Scherspannung auf ungünstig orientierten Trennflächen erhöht und wirkt daher destabilisierend auf die Flächen. Auch hier ist die Form der beiden Isoflächen nicht gleich der Isolinien des Reservoirdruckes, was auf den poroelastischen Effekt zurückzuführen ist. Der Einfluss der Deckschichten auf die Normal- und Scherspannungsänderung ist ebenso klar erkennbar.

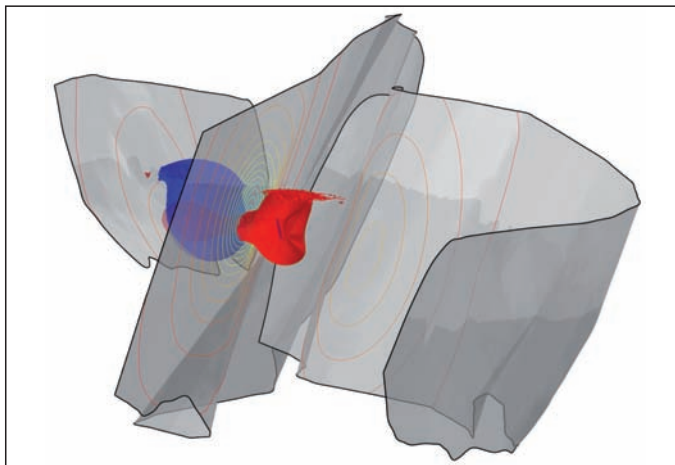


Abb. 5 Darstellung der im dualen Betrieb induzierten Erhöhung der maximalen Normal- (blau) und Scherspannung (rot) um je 1 bar (Blickrichtung nach Osten). Beide Isoflächen sind unregelmäßig und durch die überlagernde Deckschicht (hellgrau) in ihrer Ausbildung beeinflusst. In Abbildung 2 ist die Position der drei Störungen innerhalb des Gesamtmodells gezeigt

Die Temperaturverteilung auf den Störungszonen (Abb. 5) zeigt eine im Wesentlichen konzentrische Verteilung, was bei den angesetzten isotropen Materialeigenschaften zu erwarten ist. Hier zeigt sich ganz klar der Unterschied zwischen poroelastischer Deformation, welche keinen Volumentransport des Fluid benötigt, und Temperaturverteilung. Signifikante Änderungen im Temperaturverlauf beim Übergang zwischen der Deckschicht und dem Reservoir sind auf den Störungszonen nicht zu beobachten. Generell ist die Temperaturveränderung auf der mittleren und damit zur Injektionsbohrung am nächsten gelegenen Störung am Größten.

4 Diskussion

Die thermo-hydro-mechanischen Simulationen von Injektion und Förderung in den einfachen und komplexen Untergrundmodellen zeigen sehr deutlich die Notwendigkeit der Berücksichtigung poroelastischer und thermischer Effekte bei der geomechanischen Reservoirbetrachtung. Mit Fokus auf die Reaktivierung von Störungen und Trennflächen lässt sich durch den vorgestellten Ansatz eine klare Trennung von Porendruckbedingungen und poroelastisch induzierten Spannungsänderungen als Mechanismus darstellen. So wurden in den Simulationen zur Veranschaulichung isotrope Permeabilitäten und thermische Parameter angenommen, was auch zu konzentrischen Temperatur- und Reservoirdruckveränderung führte. Demgegenüber sind die Spannungsveränderungen von der Alteration des Porenfluiddruckes entkoppelt, was der Grundannahme des Effektivspannungskonzeptes widerspricht. In den Simulationen zeigt sich klar die Divergenz des Einflusses von thermischen, hydraulischen und mechanischen Effekten. Während Porendruckänderungen nur einen kleinräumigen Einfluss hatten, zeigen die generischen Simulationen einen räumlich weiterreichenden, poroelastischen Effekt. So zeigen auch Störungen eine Destabilisierung, welche außerhalb des durch den Porenfluiddruck alterierten Bereiches liegen. Damit wäre die Reaktivierung distaler Störungen (auch im Hangenden oder Liegenden) erklärbar. Zu beachten ist, dass die hier angenommenen Förder- bzw. Injektionsraten eher moderat bis gering sind. Höhere Injektions- und Förderraten würden zu deutlicheren Änderungen in den Spannungen und Temperaturen führen und demzufolge auch das Reaktivierungs- und Dilatanzpotenzial dementsprechend beeinflussen. Mit Hilfe des präsentierten Workflows lassen sich realistisch Flächenanteile auf Störungszonen bestimmen, die durch den Betrieb der Lagerstätte destabilisiert werden. Hieraus lässt sich unter vereinfachenden Annahmen eine Abschätzung der möglichen Erdbebenmagnituden (zum Beispiel durch eine Korrelation nach [15]) zumindest in erster Annäherung vornehmen.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Der vorgestellte Ansatz zeigt deutlich die Notwendigkeit auf, den Strukturbaubau und die maßgeblichen geomechanischen Mechanismen bei der Beurteilung des geomechanischen Systemverhaltens eines Reservoirs und umliegender Strukturen zu berücksichtigen. In der vorliegenden Arbeit wurde exemplarisch gezeigt, dass

- durch sowohl Injektion als auch Förderung die Stabilität von Störungen negativ beeinflusst werden kann
 - die lokale Veränderung des Reservoirdrucks auch distale Strukturen mit beeinflussen kann
 - nur eine komplexe gekoppelte thermisch-hydraulisch-poroelastische Simulation die Mechanismen unter Berücksichtigung des Strukturbaus und somit das Systemverhalten korrekt abbilden kann
 - eine Methodik besteht, seismogene Störungen zu identifizieren
- und dieses numerisch vorab beurteilt und geplant werden kann. Hierzu ist es notwendig das Spannungsfeld durch eine skalenübergreifende Modellierung abzuschätzen und auch weitere Monitoringergebnisse wie Mikroseismizität zu berücksichtigen. Darüber hinaus lässt sich mit einem solchen Modell eine Vielzahl von weiteren geomechanischen Fragen, wie
- Subsidenz und Hebung, welche sich auf überlagernde Störungen und die Tagesoberfläche auswirken könnte
 - Entwicklung des Trennflächeninventars durch den Betrieb der Lagerstätte, hier insbesondere
 - die Entstehung neuer Trennflächen
 - die Integrität der Deckschichten
 - die Aktivierung der Trennflächen [16] oder
 - das Wachstum der Trennflächen [1]
 - das Potenzial der Bildung von Kompaktionsbändern durch Förderung
 - Spannungsumlagerungen durch die geologischen Strukturen zur Planung des Spü-

lungsfensters oder der Komplettierung von Bohrungen sowie

- Analyse der großräumigen störungsinduzierten Spannungsumlagerungen für die Identifikation stärker geklüfteter Gebirgsbereiche zur Landepunktoptimierung [17] beleuchten.

Einige Aspekte der vorliegenden Arbeit wurden im Rahmen der durch das BMWi geförderten Verbundprojekte HydroStim (Fkz 0325279) und MAFA (Fkz 0325673B) erarbeitet. Prof. Georg Dresen stand für Diskussionen zur Verfügung. Roman Rahner hat im Rahmen seiner durch die geomecon GmbH betreuten und finanzierten Masterarbeit die Grundlagen zusammengetragen. Wir danken den genannten Personen und der Institution für ihren Beitrag.

Referenzen

- [1] M. Alber, T. Backers: Erforschung der Mechanismen und Simulation hydraulisch induzierter Risse in geklüfteten Gesteinen für die Optimierung des Aufschlusses geothermischer Lagerstätten; Abschlussbericht zum Verbundprojekt 0325279A/0325279B, Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2015).
- [2] I. Moeck, T. Bloch, R. Graf, S. Heuberger, P. Kuhn, H. Naef, M. Sonderegger, S. Uhlig, M. Wolfgramm: The St. Gallen Project: Development of Fault Controlled Geothermal Systems in Urban Areas. *Proceedings World Geothermal Congress* (2015).
- [3] T. Dahm, F. Krüger, K. Stammler, K. Klinge, R. Kind, K. Wylegalla, J. R. Grasso: The 2004 Mw 4.4 Rotenburg, northern Germany, earthquake and its possible relationship with gas recovery. *Bulletin of the Seismological Society of America* 97(3), 691–704 (2007).
- [4] M. Bischoff, C. Bönnemann, L. Ceranna, J. Fritz, N. Gestermann, M. Pasternak, T. Plenefisch: Kurzbericht zum Erdbeben beim Emstek (Landkreis Cloppenburg) am 19.12.2014 – Seismologische Auswertung. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik & Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover (2015).
- [5] J. E. Streit, R. R. Hillis: Estimating fault stability and sustainable fluid pressures for underground storage of CO₂ in porous rock. *Energy* 29(9–10), 1445–1456 (2004).
- [6] S. A. Shapiro: *Fluid-Induced Seismicity*. Cambridge University Press, Cambridge 2015.
- [7] M. O. Häring, U. Schanz, F. Ladner, B. C. Dyer: Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system. *Geothermics* 37(5), 469–495 (2008).
- [8] J. B. Altmann, B. I. R. Müller, T. M. Müller, O. Heidbach, M. R. P. Tingay, A. Weißhardt: Pore pressure stress coupling in 3D and consequences for reservoir stress states and fault reactivation. *Geothermics*, 52, 195–205 (2014).
- [9] E. Gaucher, M. Schoenball, O. Heidbach, A. Zang, P. A. Fokker, J.-D. van Wees, T. Kohl: Induced seismicity in geothermal reservoirs: A review of forecasting approaches. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 52, 1473–1490 (2015).
- [10] E. Holzbecher, P. Oberdorfer, F. Maier, Y. Jin, M. Sauter: Simulation of Deep Geothermal Heat Production. Excerpt from the Proceedings of the 2011 COMSOL Conference, Stuttgart (2011).
- [11] E. Holzbecher, P. Oberdorfer: Rock Deformation due to Geothermal Heat Production – a Modelling Study. *Oil Gas European Magazine*, 40, 25–26 (2014).
- [12] E. Detournay, A.H.-D. Cheng: Fundamentals of poroelasticity, Chapter 5 in *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects*, Vol. II, Analysis and Design Method, ed. C. Fairhurst, Pergamon Press, 1993, S. 113-171.
- [13] D. A. Ferrill, J. Winterle, G. Wittmeyer, D. Sims, S. Colton, A. Armstrong, A. P. Morris: Stressed Rock Strains Groundwater at Yucca Mountain, Nevada. *GSA Today*, 9(5), 1–7 (1999).
- [14] J. Byerlee: Friction of Rocks. *Pure and Applied Geophysics PAGEOPH*, 116(4–5), 615–626 (1978).
- [15] D. L. Wells, K. J. Coppersmith: New Empirical Relationships among Magnitude, Rupture Length, Rupture Width, Rupture Area, and Surface Displacement. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 84(4), 974–1002 (1994).
- [16] T. Backers, T. Meier, G. Dresen: Simulationsansatz zur Abschätzung des Risikos induzierter Seismizität. *Der Geothermiekongress*, Essen (2013).
- [17] T. Backers: Fault Tips as Favorable Drilling Targets for Geothermal Prospecting. *World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia (2015).