Leibniz Online, Nr. 21 (2016)
Zeitschrift der Leibniz-Sozietät e. V.
ISSN 1863-3285

Peter Knoll

Gebirgsmechanisch-seismologische Fragen im Zusammenhang mit der Fracking-Technologie

Vortrag, gehalten auf dem Herbstkolloquium des Arbeitskreises Geo-, Montan-, Umwelt-Weltraum- und Astrowissenschaften der Leibniz-Sozität am 13. 10. 2015 in Berlin

Abstract

Die starke Zunahme der flüssigkeitsinduzierten Seismizität in jenen Regionen der USA, in denen auch die Fracking-Technologie zur Kohlenwasserstoffgewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten in den letzten Jahren stark zugenommen hat, war für das US Geological Survey Veranlassung, in einer 2015 veröffentlichten Studie, die Auswirkungen verschiedener technischer Maßnahmen auf die Seismizität einer Region näher zu untersuchen. Es bestand das Ziel, die aus der Induzierten Seismizität resultierende zusätzliche seismische Gefährdung einzuschätzen und für bestimmte Regionen möglichst zu prognostizieren. In Deutschland herrscht die Meinung vor, dass die durch Fracking induzierte Seismizität kaum die „Fühlbarkeitsschwelle“ an der Erdoberfläche erreicht. In den USA werden aber in bestimmten Gebieten, in denen die natürliche Seismizität – wie auch in Deutschland – niedrig ist, flüssigkeitsinduzierte seismische Ereignisse (wahrscheinlich überwiegend durch Fracking und die damit verbundenen Folgeprozesse verursacht) beobachtet mit Magnituden $M > 3$ (bis max. $M \approx 5$). Diese Ereignisse besitzen lokal sehr wohl ein Schadenspotential für die Erdoberfläche (s. im Text: Bild 1a).

Die Schwierigkeit bei der Systematisierung dieser induzierten seismischen Ereignisse und bei der Erarbeitung geeigneter Modelle für ihre Analyse besteht darin, dass die Prozesse nicht allein von den natürlichen Bedingungen an einem Standort bestimmt werden, sondern dass technische, wirtschaftliche und politische Einflüsse (Petersen et al., 2015) Entstehung und Verlauf wesentlich bestimmen. Letztere Faktoren sind allerdings einer naturwissenschaftlichen Bewertung nicht zugänglich und lassen sich nicht in seismologische Modellbildungen einbeziehen. Die Folge davon ist, dass die für natürliche Beben bewährten Verfahren der wahrscheinlichkeitstheoretischen Analyse und Modellbildung allein nicht zielführend sind.

Im Beitrag wird ein Weg der besseren Beschreibung und Prognose darin gesehen, die induzierte Seismizität nicht als seismischen Vorgang allein zu betrachten, sondern sie als gebirgsmechanischen Bruchvorgag in den obersten Bereichen der Erdkruste zu sehen, der primär von den natürlichen Bedingungen (tektonischer Spannungszustand, tektonische Struktur sowie Festigkeits- und Verformungseigenschaften der anstehenden Gesteine und des Gebirgsverbandes) bestimmt wird und bei dem weiterhin technische Faktoren auslösende und den Ablauf bestimmende Einflüsse ausüben. Die eigentlichen Ursachen, der Verlauf und die Modellbildung werden dabei in erster Linie von den natürlichen Bedingungen im Wechselspiel mit technisch-technologischen Faktoren (z.B. Drücke und Mengen der injizierten Frackflüssigkeiten) bestimmt. So ist auch die freigesetzte Energie technologieinduziert, aber in ihrer Quantität tektonisch bestimmt. Der von McGarr, 2014 gefundene Zusammenhang allein zwischen freigesetzter Energie (maximale Magnitude bzw. maximales seismisches Moment der Ereignisse) und dem Volumen der verpressten Fluide ist somit schwer verständlich und physikalisch nicht eindeutig erklärbar.

Das kombiniert gebirgsmechanisch-seismologische Herangehen erfordert jedoch die interdisziplinäre Analyse der Prozesse und natürlich auch die Verfügbarkeit der technischen Parameter der Fracking-Prozesse selbst. Letztere ist leider aus wirtschaftlichen und politischen Gründen oft nicht im erforderlichen Maße gegeben.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass es hilfreich sein könnte, den Bruchvorgang im Herd der Ereignisse als 2-komponentigen Vorgang zu betrachten, einmal ohne und einmal mit Einbeziehung präexistenter geologischer Störungen in den Bruchablauf. Das führt auf einen komplexen Herdvorgang. Die genannten komplexen gebirgsmechanischen Vorgänge unter Mitwirkung einer bestimmten Art tektonischer Störungen (der „potentiellen" geomechanischen Schwächeflächen nach Knoll, 1978) können auch Konsequenzen für den Aufstieg der Fracking-Flüssigkeit und somit auch der darin enthaltenen Chemikalien in entferntere Gebirgsbereiche, schlimmstenfalls in die oberflächennahen Grundwasserhorizonte, haben.

Ansatzpunkte für eine mögliche Analyse werden im Beitrag genannt.

Einführung und Problemdarstellung

Zu Fragen der induzierten Seismizität wurde in der Leibniz-Sozietät bereits wiederholt Stellung genommen (Knoll, 2013 und 2014). Dafür, dass das Thema jetzt erneut aufgeworfen wird, gibt es vor allem zwei Gründe:

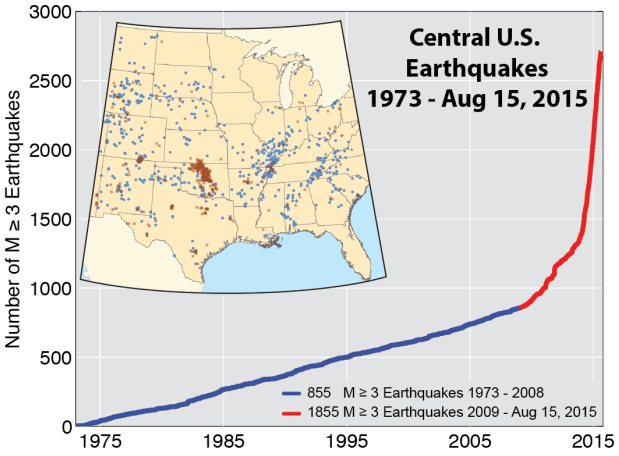
(1) Die Kohlenwasserstoff-Fördertechnologie „Fracking" aus sogenannten „unkonventionellen" Erdöl- und Erdgaslagerstätten nimmt in der Welt – vor allem in den USA – einen immer breiteren Raum ein und dort wie auch in anderen Ländern erhebt sich die Frage nach den damit verbundenen Nutzeffekten und Risiken mit erheblicher Schärfe. In Deutschland beschäftigt man sich von Seiten der Regierung mit der Einführung von Regelungen für Anwendung und Erprobung des Verfahrens (BMU, 2014; BMWi, 2015) begleitet von z.T. heftigen Einsprüchen (Zentrum für Gesundheit, 2015) und Protesten (Spiegel, 2013 und Spiegel-Online, 2015) in der Öffentlichkeit.

(2) Weil das so ist, werden weltweit Forschungen durchgeführt, die diese nicht ganz einfachen Fragen beantworten sollen. In den USA wurde z.B. von der höchsten geowissenschaftlichen Autorität, dem USGS (U.S. Geological Survey) im Rahmen des seit längerer Zeit laufenden Projekts „U.S. Geological Survey National Seismic Hazard Model (NSHM)" ein Update dieses Projektes durchgeführt, um neue Methoden, Input-Modelle und Daten zur Abschätzung des „seismic hazard ground shaking" für natürliche Erdbeben, ergänzt durch induzierte Erdbeben, zusammenzustellen und zu erörtern (Petersen et al., 2015). Auf die damit verbundenen Fragestellungen und Probleme wird hier im Abschnitt 2 „Fracking-Technology ..." näher eingegangen. Über die genannten US-Aktivitäten ist im Internet unter dem Titel „New Insight on Ground Shaking from Man-Made Earthquakes" (USGS, 2015) am 23. 04. 2015 berichtet worden.

Wesentliche Aussage der USGS-Information ist ein Diagramm, das in Abb. 1a wiedergegeben ist und hier einem korrespondierendes Diagramm (Abb. 1b) aus einer anderen Publikation gegenübergestellt wurde. Es enthält eine aus der mehrjährigen Fracking-Praxis in den USA abgeleitete sehr interessante Information, die viele Debatten um das Auftreten Induzierter Seismizität bei der Fracking-Technologie und ihrer möglichen Energiefreisetzung neu befeuern könnte. Seit etwa 2009 wird in den USA die Fracking-Technologie verstärkt zur unkonventionellen Kohlenwasserstoff-Gewinnung eingesetzt (Abb. 1b). Abb. 1a zeigt, dass die Zahl der registrierten Erdbeben im betreffenden Gebiet synchron zu dieser Entwicklung ebenfalls steil angestiegen ist. Dabei wurden in Abb.1a nur Beben mit Magnituden M > 3, also mit größeren Energiefreisetzungen, dargestellt (d.h. die unter der Fühlbarkeitsschwelle liegenden Ereignisse sind in Abb. 1a überhaupt nicht enthalten). Es ist bekannt, dass sich die natürliche Seismizität in einem bestimmten Gebiet niemals in so kurzer Zeit (2009 bis 2015) derart stark ändern kann, weil sich die tektonischen Bedingungen, die die natürlichen Beben bestimmen, in so kurzen Zeiträumen nicht derart stark ändern. Der Anstieg kann daher nur mit Induzierter Seismizität (konkret: flüssigkeitsinduzierte Seismizität in der Form der injektionsinduzierten Seismizität, s. Knoll, 1992a) in Zusammenhang gebracht werden.

Um die Auswahl „M > 3" in Abb. 1a etwas zu relativieren sei daran erinnert, dass im Saarland die Magnitude eines bergbauinduzierten seismischen Ereignisses der Größe M = 4 am 23. 02. 2008 (Knoll und Kowalle, 2009) ausreichte, um den Steinkohlenbergbau in einem bestimmten Feldesteil des Bergwerkes Saar (Abbaufeld Primsmulde-Süd) von einem auf den anderen Tag komplett einzu-

stellen, obwohl es sich um das produktivste und effektivste Abbaufeld innerhalb der gesamten Deutschen Steinkohle handelte.



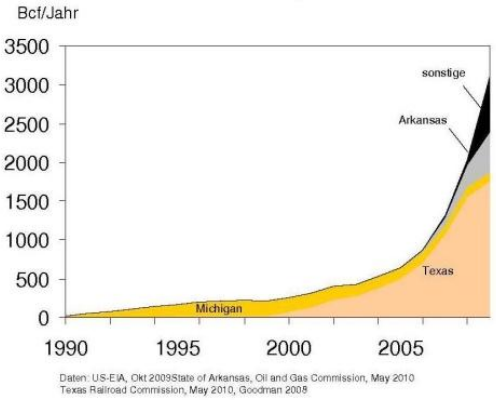


Abb. 1a (links): Kumulative Anzahl der Erdbeben mit Magnituden M ≥ 3,0 im zentralen und östlichen Teil der USA (von 1973 bis 2014; USGS, 2015 und Rubinstein J. L. and Mahani, A. B.; 2015). Die Erdbeben-Rate begann etwa 2009 zu wachsen und beschleunigte sich 2013-2014 stark

Abb. 1b (rechts): Shale-Gas-Förderung (mittels Fracking-Technologie) in den USA seit 1990, nach Zittel, 2010 (einige Daten wurden von Zittel nach Kuuskra, 2009 geschätzt)

Es liegt nahe, die Zusammenhänge, die u.a. bei der Anwendung der Fracking-Technologie zu einer derart deutlichen Zunahme der Induzierten Seismizität führen können, etwas näher zu betrachten. Dabei muss beachtet werden, dass es sich bei Induzierter Seismizität um einen Vorgang handelt, der nicht allein von den natürlichen (geologischen, tektonischen etc.) Bedingungen in einem Gebiet abhängt, sondern entscheidend von technischen, ökonomischen und politischen Faktoren bestimmt wird, die sich im Gegensatz zu natürlichen Bedingungen, innerhalb sehr kurzer Zeit stark verändern können, so dass die Induzierte Seismizität einer statistischen Bearbeitung kaum zugänglich ist. In der jüngsten US-Studie (Petersen et al., 2015) wird bzgl. der Entwicklung seismologischer Modelle für die Bewertung der seismischen Gefährdung durch flüssigkeitsinduzierte seismische Ereignisse dazu formuliert:
„... The final model will be released after further consideration of the reliability and scientific acceptability of each alternative input model. ***Forecasting the seismic hazard from induced earthquakes is fundamentally different from forecasting the seismic hazard for natural, tectonic earthquakes. This is because the spatio-temporal patterns of induced earthquakes are reliant on economic forces and public policy decisions regarding extraction and injection of fluids****. As such, the rates of induced earthquakes are inherently variable and nonstationary."* (Petersen et al., 2015, Abstract, S.1, Hervorhebungen: P.K.)).

Fracking-Technology zur Kohlenwasserstoffgewinnung aus „unkonventionellen" Lagerstätten.

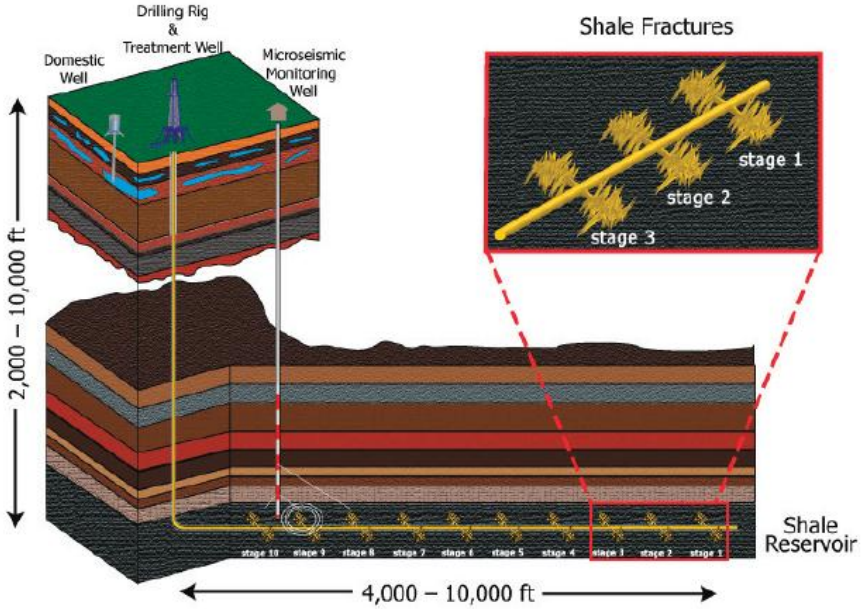
Kern der Fracking-Technologie ist es, in impermeablen Gesteinen „gefangene" Kohlenwasserstoffe durch das Erzeugen künstlicher Risse in diesem impermeablen Speicher-Gestein mobil zu machen, um sie dem Aufschlussbohrloch zuführen und zur Erdoberfläche fördern zu können. Dieser einfach klingende Vorgang muss von der Erdoberfläche aus über tiefe Bohrlöcher, die in die Lagerstättentiefe (bei Erdgas in Mitteleuropa einige tauschend Meter) führen, realisiert werden.

Hauptmerkmale des Verfahrens sind deshalb (s. Abb. 2a und 2b):

- Ein tiefes Bohrloch ist herzustellen, das von der Oberfläche aus die Grundwasserhorizonte durchteuft und mehr oder weniger vertikal einige 1000 m in die Tiefe geführt und dort nach Erreichten des geologischen Zielhorizontes (in mehreren „Ästen") in die Horizontale umgelenkt wird, so dass es innerhalb der impermeablen, aber gasführenden Schicht über große Entfernungen ± horizontal weiter vorangetrieben werden kann. (Abb. 2b). Das Durchteufen

der Grundwasserhorizonte muss so erfolgen, dass das Bohrloch keinen „hydraulischen Kurzschluss“ zwischen dem Grundwasserhorizont und den tieferen Gebirgsschichten herstellt.

- Eine Technologie wird eingesetzt, die durch die Beaufschlagung des Bohrloches von der Oberfläche aus mit hohem Flüssigkeitsdruck (Frackflüssigkeit) an den vorgesehenen Stellen des gasführenden impermeablen Gesteins Risse erzeugt. Diese Risse breiten sich von der Injektionsstelle (perforierte Bohrlochverrohrung) in das Gebirge aus, sollen aber bei der Ausbreitung zwingend auf die gasführende Schicht beschränkt bleiben (schematisch: Abb. 2d).
- Eine technische Verfahrensweise wird angewandt, die sicherstellt, dass die erzeugten Risse sich nicht wieder vollständig schließen, damit sie nach Absenken des hohen Druckes für die Lagerstättenfluide (Gas bzw. Öl) durchlässig bleiben und Fließwege für die vorher eingeschlossenen Fluide darstellen. Das wird dadurch gewährleistet, dass der Flüssigkeit feinkörnige feste Stoffe (in der Regel feinkörniger Kies oder Keramikpartikel) beigefügt werden. (Abb. 2c. kleiner Ausschnitt).
- Der Frackflüssigkeit werden weitere Stoffe (z.T. nicht umweltverträgliche Chemikalien) zugesetzt, die geeignet sind, die feinkörnigen Feststoffe so lange „in der Schwebe“ zu halten, bis sie den geplanten Ort im neuen Riss erreicht haben, die es verhindern, dass Mikroorganismen, die mit der Frackflüssigkeit in die Risse gelangen oder vor Ort eingeschlossen waren, sich in dem künstlichen feuchtwarmen Milieu im Riss sich so vermehren, dass der Effekt der „Permeabilisierung“ des Muttergesteins wieder rückgängig gemacht wird („*Die Frac-Flüssigkeit enthält demnach krebserregende, hormonverändernde und stark wassergefährdende Toxine, nämlich: Tetramethylammoniumchlorid, Petroleumdestillate, Octylphenol und Biozide aus der Gruppe der Isothiazolinone* (Zentrum für Gesundheit, 2015) und schließlich sollen die Zusätze die Fließfähigkeit der Frackflüssigkeit erhöhen.
- Die Frackflüssigkeit wird mit dem mobilisierten Gas zur Oberfläche zurückgeführt. Dort erfolgen die Trennung der Bestandteile, die Entsorgung der mit den Chemikalien angereicherten und nicht wiederverwendbaren Teile der Frackflüssigkeit (Sonderabfall) und die Abführung des Nutzgases. Die genannten Arbeiten erfordern erhebliche technische Mittel für die Injektion, die Förderung des Gas-Flüssigkeitsgemisches, die Trennung der Komponenten diese Gemisches, die Sicherung der Wiederverwendbarkeit von Teilen der Frackflüssigkeit sowie die Entsorgung der anfallenden nicht weiter verwendbaren Restflüssigkeiten, die i.d.R. flüssigen Sonderabfall darstellen (Abb. 3 vermittelt einen Eindruck von den Dimensionen).



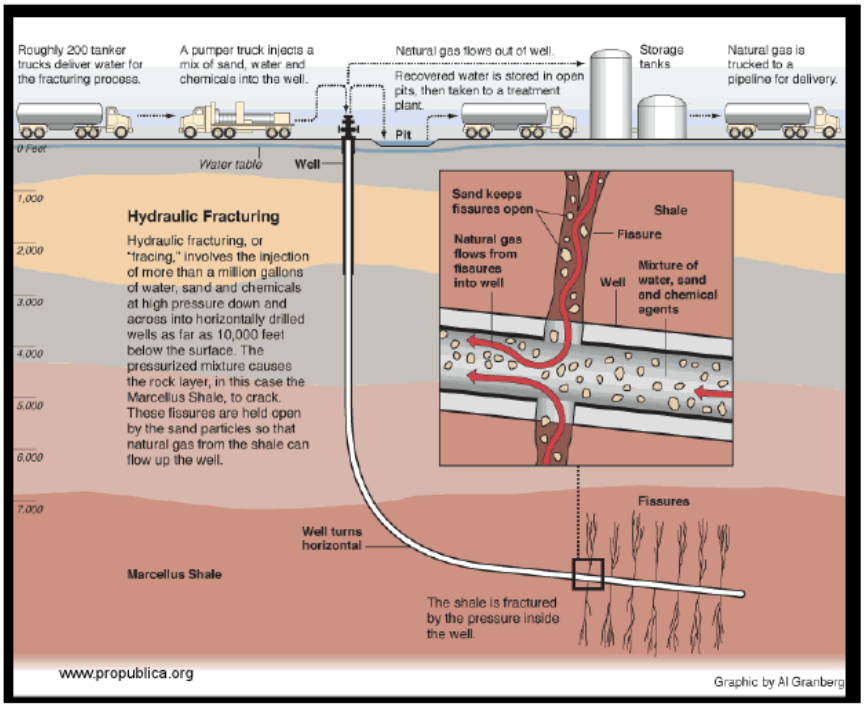


Abb. 2a: Schema einer Fracking Bohrstelle (National Research Council, 2013; S.87). Im oberen Teil des vertikalen Bohrlochs ist das Durchteufen des grundwasserführenden Horizonts dargestellt, die horizontal abgelenkte Bohrung verläuft in der gasführenden Gesteinsschicht (shale reservoir), dort werden die Frackrisse (shale fractures in kleinen Bild) erzeugt.

Abb.2b: Prinzipdarstellung des unterirdischen Teils der Gesamttechnologie mit Detaildarstellung der Wirkungsweise des der Frackflüssigkeit zugesetzten Stützmittels (ProPublica, 2015; kleines Bild)

Aus diesen Hauptmerkmalen resultieren die **Risiken** des Verfahrens:

- Das Durchteufen und dauerhafte Abdichten oberflächennaher grundwasserführender Schichten durch das vertikale Aufschlussbohrloch, durch das die chemikalienhaltige Frackflüssigkeit nach unten und das chemikalien- und gashaltige Fördergemisch über lange Zeiträume wieder nach oben geführt wird. Risiko: dauerhafte Abdichtung des Bohrlochs gegen die Grundwas-

serschichten. Dieses Risiko ist jedoch nicht fracking-spezifisch sondern in ähnlicher Weise mit allen Tiefbohrungen verbunden.

- Sicherstellung, dass die erzeugten Risse ausschließlich in der gashöffigen und ursprünglich impermeablen Gesteinsschicht verbleiben und nicht „nach oben" in grundwasserführende Horizonte „durchschlagen". Risiko: Beherrschung der Rissausbreitung in der gasführenden Gesteinsschicht, deren geologisch-tektonische Struktur (inklusive eventueller präexistenter geologischer Störungen) nur begrenzt bekannt ist, Vermeidung des „Durchschlagens" in oberflächennahe grundwasserführende Horizonte, ggf. unter Nutzung präexistenter und permeabler geologischer Störungen. Die Spannungs-Bedingungen für die Frackriss-Ausbreitung nach oben, d.h. in Bereiche mit geringeren Horizontalspannungen verbessern sich grundsätzlich.

- Sicherstellen, dass die neu erzeugten und „flüssigkeitsgängigen" Risse keine Verbindung zu natürlichen, präexistenten tektonischen Störungen erhalten mit der Folge, dass über die Störungen die Frackflüssigkeit über große Entfernungen (ggf. auch nach oben in grundwasserführende Horizonte) transportiert werden kann. Weiterhin ist zu verhindern, dass die Frackflüssigkeiten tektonische Störungen erreichen, die sogenannte „potentielle Schwächeflächen" im gebirgsmechanischen Sinne sind (Knoll et al.,1978) und zum Herd energiereicher induzierter seismischer Ereignisse werden können. Risiko: Möglichst kein Anschluss präexistenter ausgedehnter tektonischer Störungen durch Frackrisse an die Frackflüssigkeit.

- Wenn potentielle Schwächeflächen durch die Frackflüssigkeiten erreicht werden, sind als Sekundäreffekte flüssigkeitsinduzierte seismische Ereignisse mit größeren Magnituden (M > 3) ebenso möglich, wie bruchbedingte neue Fließverbindungen zu grundwasserführenden Horizonten. Risiko: Beherrschung der maximalen Energiefreisetzung bei der Induzierten Seismizität.

- Schadlose Entsorgung der Fracking-Restflüssigkeiten und der Lagerstättenwässer nach Abtrennung des Gases über Tage. Risiko: Die schadlose Endlagerung von Abfallflüssigkeit, da die Abfallflüssigkeit Merkmale eines Sonderabfallstoffes aufweisen kann. Diese Endlagerung wird oft durch Verpressen in den tiefen Untergrund realisiert, wobei dabei alle oben genannten Risiken, insbesondere die Entstehung energiereicher Induzierter Seismizität) erneut zu besorgen sind.

Die Hauptmerkmale und Risiken der Fracking-Technologie werden bis heute in Informationsmaterialien nicht umfassend beschrieben und durch komplexe wissenschaftliche Untersuchungen nicht ausreichend aufgeklärt. Die umfassende und allgemeine Beschreibung und ihre Aufklärung sind schwierig, weil die konkreten bestimmenden Faktoren sehr standortabhängig sind. Die Hauptmerkmale sind aber in keiner Weise weder rein technologischer noch rein seismologischer Natur. Sie erfordern komplexe geologische, tektonische und bruchphysikalische (gebirgsmechanische) Untersuchungen (Knoll, 2014).

Neuere Untersuchungsergebnisse im Einzelnen

Zur weiteren Verdeutlichung der oben dargestellten Zusammenhänge sollen einige der neuesten Publikationen über Untersuchungsergebnisse zum Thema Induzierte Seismizität betrachtet werden.

Der international bekannte und erfahrene Seismologe des USGS, Arthur McGarr, veröffentlichte jüngst (McGarr 2014) den Beitrag „Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection". Dort nimmt er einleitend zu dem lange Zeit umstrittenen Vorgang der „Fluid-Induced-Seismicity" Stellung.

Im Abstract dieser Arbeit führt er u.a. aus:

„Activities involving fluid injection include
(1) hydraulic fracturing of shale formations or coal seams to extract gas and oil,

(2) disposal of wastewater from these gas and oil activities by injection into deep aquifers, and (3) the development of enhanced geothermal systems by injecting water into hot, low-permeability rock.
Of these three operations, wastewater disposal is observed to be associated with the largest earthquakes, with maximum magnitudes sometimes exceeding 5." (Hervorhebung: P.K.)

Seine Einschätzung wird u.a. auch von früheren europäischen Erfahrungen gestützt (Knoll, 1990). Bei der Analyse der flüssigkeitsinduzierten Seismizität, die im Zusammenhang mit Fracking Arbeiten in der US-amerikanischen Öl- und Gasindustrie aufgetreten sind, stützte sich McGarr auf National Research Council, 2013 und stellte fest:

„Of the seven main shocks of magnitude (M) 4, or greater, that occurred east of the Rocky Mountains during 2011, six are reported to have been induced by activities associated with oil and gas production; the only natural earthquake, according to the reports, was the M5.8 event near Mineral, Virginia:
(1) 27 February M4.7 Guy, Arkansas (Wastewater ... injection);
(2) 23 August M5.3 Trinidad, Colorado (Wastewater injection; ...);
(3) 23 August M5.8 Mineral Virginia (tektonisch, P.K.)
(4) 11 September M4.3 Cogdell, Texas (Fluid injection for enhanced oil recovery ...)
(5) 20 October M4.8 South Texas (Conventional natural gas production from Fashing field);
(7) 31 December M4 Youngstown Ohio (Wastewater injection ...)."

Weiter zieht McGarr daraus die Schlussfolgerung:

*„Accordingly, there is a need to **understand how these anthropogenic earthquakes are induced*** (Hervorhebung: P.K.) *and the extent to which they augment the earthquake hazard, especially in the central and eastern United States where much of the modern oil and gas boom is occurring and where the natural level of seismicity is relatively low."*

Bei dieser Schlussfolgerung ist besonders der erste Teil (Notwendigkeit der Aufklärung der Entstehungsbedingungen flüssigkeitsinduzierter Erdbeben durch Fracking) von Bedeutung, weil er Erkenntnisse zum gebirgsmechanischen Bruchvorgang und damit zu den **Entstehungsbedingungen** der induzierten Beben liefern kann; der zweite Teil (Erhöhung der Seismizität eines Gebietes) weist mehr auf die **Folgen bzw. Begleiterscheinung** der induzierten Seismizität hin.

Mit der Feststellung:

*„From unconventional reservoirs, gas or oil is typically produced from a low-permeability formation … by injecting fluid under pressure to **either propagate cracks through the rock** (hydraulic fracture) **or to stimulate slip across preexisting faults** (hydroshear) to enhance permeability and allow gas or oil to flow more readily into the well bore."* (Hervorhebung: P.K.)

trifft der Autor wichtige sachliche Unterscheidungen und spricht damit die wesentlichen beiden (gebirgsmechanischen) Mechanismen der Entstehung flüssigkeitsinduzierter seismischer Ereignisse an:

(1) Primäre Rissentstehung durch hydraulic fracturing in druckbeaufschlagten (quasi-homogenen) spröden Gesteinen. Dadurch entstehen Risse relativ begrenzter Ausdehnung und Energiefreisetzung. Dieser Mechanismus kann aus gebirgsmechanischer Sicht nicht zu energiereichen Bruchvorgängen führen und wird bei Frac-Untersuchungen zur Spannungsmessung (oberflächennah und in Tiefbohrungen) vielfach dazu genutzt, den Ausbreitungsprozess und die Ausbreitungsrichtung der Frac-Risse messtechnisch mit Hilfe seismoakustischer Lokalisierungen zu verfolgen.

(2) Die injizierte Frackflüssigkeit erreicht über die zunächst gebildeten kleinen primären Risse nach (1) eine ausgedehnte und präexistente geologischen Störungszone in der Umgebung der Injektionsstelle. Die Druckflüssigkeit kann je nach den konkreten gebirgsmechanischen und hydraulischen Eigenschaften der Störungszone entweder die Festigkeit im Störungsbereich durch

Gesteinsdurchfeuchtung herabsetzen, durch die Störungszone abfließen oder den Porendruck in der Störungszone solange erhöhen, bis – im Zusammenwirken mit dem dort herrschenden Gebirgsdruck – die Scherfestigkeitsgrenze auf der Störung erreicht ist und eine plötzliche Energiefreisetzung in Form eines (größeren) seismischen Ereignisses erfolgt. Die Energie dieses Ereignisses wird dann aber weder durch den Druck der Frackflüssigkeit noch durch das injizierte Flüssigkeitsvolumen allein, sondern hauptsächlich durch die im Störungsbereich vorher gespeicherte tektonische Energie direkt bestimmt.[1]

Diese prinzipielle Zweiteilung des Bruchvorgangs beim Fracking ist eine wesentliche Schlussfolgerung, die von McGarr in seiner Analyse aber nicht weiterverfolgt wird, sie korrespondiert mit der in Deutschland in jüngster Zeit verwendeten Zweiteilung in „direkt induzierte Ereignisse“ und „ausgelöste (getriggerte) Erdbeben“ (Forschungsverbund MAGS, 2015).

Abb. 3 zeigt das Prinzip eines solchen zweiteiligen Vorgangs, das sehr an die Prinzipdarstellungen tektonischer Gebirgsschläge (Knoll et al., 1980) und tektonisch geprägter flüssigkeitsinduzierter Ereignisse (Knoll et al. 1992) erinnert. Damit werden zwei grundsätzlich verschiedene Entstehungsmechanismen flüssigkeitsinduzierter seismischer Ereignisse dargestellt, die sich sicher nicht mit den gleichen physikalischen Modellen beschreiben lassen.

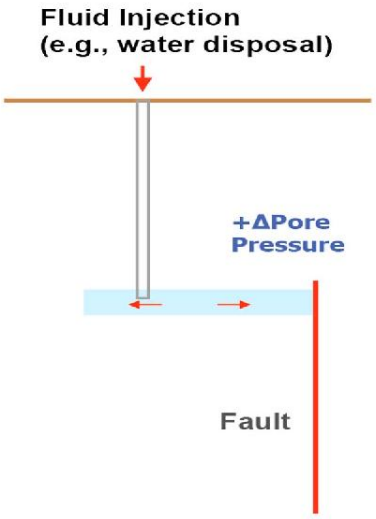


Abb. 3a: Schematische Darstellung eines wahrscheinlichen Mechanismus für die Entstehung energiereicherer flüssigkeitsinduzierter seismischer Ereignisse unter Mitwirkung geologischer Störungszonen in der Umgebung eines Injektionsbohrloches (McGarr, 2014). Die von McGarr in seinem Bild 1 in McGarr, 2014 gewählte Bildunterschrift lautet etwa: Abfallflüssigkeit wird in einen tiefen Aquifer injiziert, wodurch der Anstieg des Proendruckes in einer benachbarten Störungszone hervorgerufen wird. Der Anstieg des Porendruckes reduziert die effektiven Normalspannungen, die auf die Störungszone wirken, reduziert dadurch die Störungs-Festigkeit und fördern ein „earthquake-slip“ entlang der Störung.

Ergänzend sollen zu dem Schema von Abb. 3a noch Messergebnisse aus der jüngeren Fachliteratur (National Research Council, 2013, dort Fig. E.3) hinzugefügt werden (Abb. 3b).

[1] Eine Unterscheidung in „induzierte“ und „getriggerte“ Ereignisse wurde sowohl von McGarr et al., 2002 als auch von Dahm et al., 2003 bereits getroffen; sie lehnt sich stark an die Unterscheidung an, die Knoll et al., 1980 für bergbauindizierte Ereignissen bereits getroffen haben.

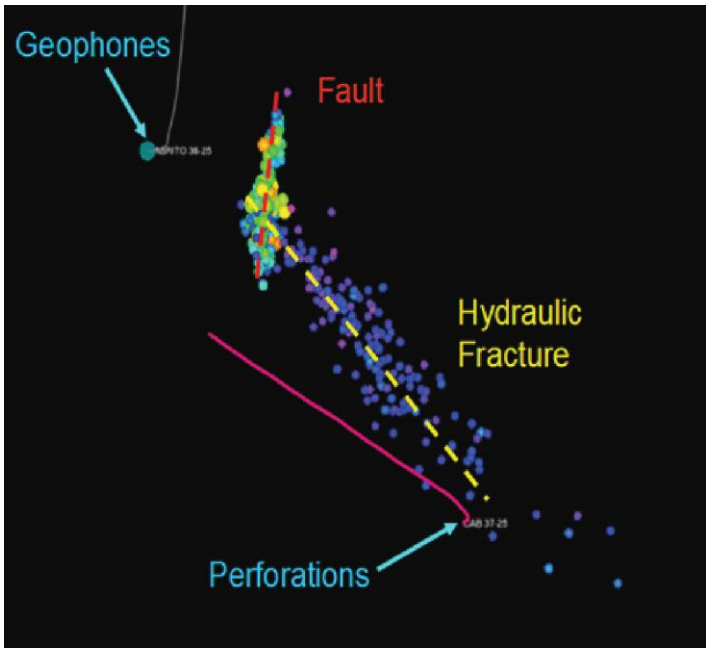


Abb.3b: *Messergebnisse als Beispiel für die Reaktivierung einer Störung entsprechend Bild 3a während des Hydraulic Fracturing (National Research Council, 2013, dort Fig. E.3). Dort heißt es in der Bildunterschrift etwa: Beispiel für die Reaktivierung einer Störung während des hydraulic fracturing Vorganges. Das Bild ist die Draufsicht auf eine Mikroseismicity-Situation (die farbigen Punkte unterscheiden sich bzgl. der Magnitude: die blauen Punkte stehen für kleine Magnituden). Die Projektion des Verlaufes des Fracturing-Bohrlochs im Grundriss ist durch die pinkfarbene Linie repräsentiert und die Perforationsstelle (= Injektionsstelle) ist gekennzeichnet. ... Die blauen Punkte zeigen das Wachstum der hydraulischen Rissbildung vom Bohrloch nach NW, dann den Eintritt in eine kleinere Störung im Reservoir („Fault") und deren Aktivierung, erkennbar durch die Änderung der Bruch-Orientierung nach N und das Auftreten von Ereignissen größerer Magnitude (gelbe Punkte); nach Maxwell et al. 2008.*

Bedauerlicherweise verfolgt McGarr diesen Ansatz nicht weiter, sondern versucht im Weiteren die flüssigkeitsinduzierten seismischen Ereignisse beider Typen ohne Unterscheidung ausschließlich mit seismologischen Mitteln über die Analyse ihrer Auswirkungen auf das seismische Regime eines Gebietes zu beschreiben. Das ist allein deshalb kaum umsetzbar, weil mit dem ersten Typ deutlich geringere Energiemengen freigesetzt werden (fehlende Freisetzung der im Gebirge gespeicherten tektonischen Energie) als mit dem zweiten Typ (teilweise Freisetzung der im Gebirge gespeicherten tektonischen Energie).

Deshalb kann seinem pessimistischen Resumè prinzipiell nur eingeschränkt zugestimmt werden:

„Ideally, it would be useful to be able to predict in advance of a planned injection activity whether there will be induced seismicity of any consequence. For instance, perhaps the magnitude distribution of the induced earthquakes could be forecast based on various factors including the fluid injection parameters and the rheologies of the geologic formations in the vicinity of the injection interval. Currently, however, our understanding of how, or whether, a given injection activity induces earthquakes is inadequate to make this sort of prediction, beyond having a general sense of the factors that seem to favor a significant seismic response."

McGarr versucht somit im Weiteren allein mit den seismischen Ereignissen ohne Unterscheidung, ob sie durch die erste (Rissbildung ohne Mitwirkung tektonischer Störungen) oder zweite Art zustande kommen, mit Hilfe einer statistischen Untersuchung die Auswirkungen induzierter seismischer Ereignisse in einem bestimmten Gebiet auf die Seismizitätsentwicklung zu beschreiben. Dabei konzentriert er sich nicht auf alle instrumentell bestimmbaren seismischen Ereignisse, sondern nur auf einige an der Erdoberfläche „fühlbare", d.h. auf energiereichere Ereignisse, bei denen erfahrungsgemäß die Mitwirkung tektonischer Störungen gegeben ist. Dadurch bleiben wesentliche Details des

gebirgsmechanischen Bruchvorganges außerhalb der Betrachtungen und die Datensätze müssen deshalb in sich inhomogen sein.

Seine wesentlichsten Schlussfolgerungen

„In brief summary, the main conclusions of this study are as follows:

1. *So far, it appears that maximum seismic moments are limited based on the total volume injected in the environs of the induced earthquakes according to equation (13).* [(13): $M_{0(max)} = G\Delta V$; $M_{0(max)}$: maximales seismisches Moment, G: Laméscher Parameter, ΔV: injiziertes Fluid- Volumen]
2. *An upper bound to seismic moment for a given fluid injection activity is estimated as $M_o(max) = GAV$ based on the assumption that fluid is injected into a saturated formation that deforms seismically with an earthquake distribution having a Gutenberg-Richter magnitude-frequency distribution with a b value of 1. A higher b value would result in a lower maximum moment …..*
3. *This upper bound increases with time as long as the corresponding injection activities continue. ...“* (McGarr, 2014, Conclusions, S. 1018).

sind bei Ereignissen mit Beteiligung tektonischer Störungen, die er offensichtlich einschließt, gebirgsmechanisch nicht nachvollziehbar da über Störungen des Typs „ausgeprägte Störungszonen“ aseismische Verschiebungen stattfinden sowie größere Flüssigkeisvolumina abfließen können, während in Störungen des Typs „potentielle Störungen“ bereits kleinere Flüssigkeitsvolumina Porendruckerhöhungen mit nachfolgendem Versagen und Energiemission bewirken können (Störungskategoriesierung nach Knoll, 1978).

So besteht das „update“ 2015 der Seismizitätsbewertung in den USA von 2014 (Petersen et al. 2015) lediglich darin, dass in die nach üblichen internationalen Regeln hergestellte Seismizitätskarte der USA, auch die Seismizität durch induzierte Ereignisse mit aufgenommen wurde. In der ursprünglichen Karte waren nur die natürlichen Beben mit größeren Wiederholungsperioden berücksichtigt wurden und das mögliche Auftreten induzierter Beben wurde dadurch berücksichtigt, dass in der Karte Gebiete (Polygone) eingegrenzt wurden, in denen mit induzierten Beben zu rechnen ist, ohne (wegen der völlig anderen Wiederholungsperioden) weitere Seismizitätsdaten dafür anzugeben (Abb. 4a). Im „update“ (Abb. 4b) dagegen wurden die induzierten Beben formal wie natürliche Beben unter *„Verwendung zeitlich Poisson-verteilter Daten, d.h. von Datensätzen statistisch unabhängiger Ereignisse“* (Grünthal, 1991, S. 25-26) behandelt. Diese Voraussetzung sollte aber für induzierte seismischer Ereignissen, also für Ereignisse, die von technischen, wirtschaftlichen und politischen Faktoren bestimmt werden, kaum zu erfüllen sein.

Vom gebirgsmechanischen Standpunkt liegen in McGarr, A. (2014) und Petersen et al. (2015) bzgl. induzierter Ereignisse sicher eindeutige seismologische Messbefunde vor, das Vorgehen, sie statistisch genauso zu behandeln wie natürliche Ereignisse ist nicht hilfreich. Bei den induzierten Ereignissen wird somit allein der beschreibende Charakter von gemessenen Erscheinungen bewertet, ohne Rückschlüsse auf die zu Grunde liegenden Bruchvorgänge in den Herden zu ziehen. Das Beispiel lässt somit keine Schlüsse auf den Entstehungsmechanismus der induzierten Seismizität und somit auch nicht auf Ursachen, Prognosen und Vermeidungsmaßnahmen zu.

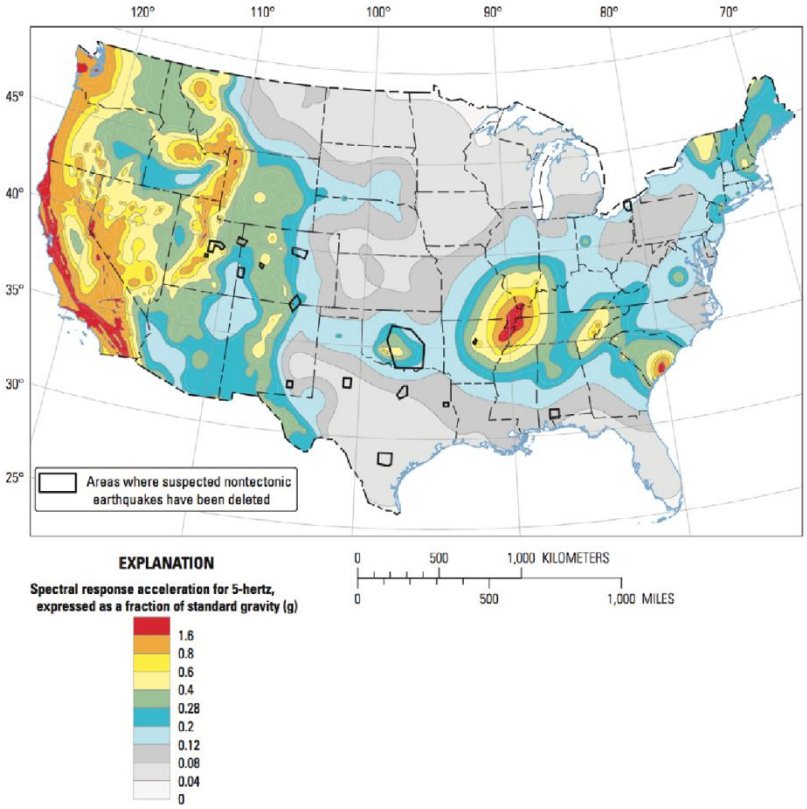


Abb. 4a: Die „2014 United States National Seismic Hazard Maps“ (5-Hz spectral acceleration, 2-percent probability of exceedance in 50 years or 0.04-percent probability of exceedance in 1 year). Gebiete, in denen Induzierte Seismizität infolge Flüssigkeitsinjektion, Bergbau und konventionelle Gewinnung von Erdöl und Erdgas zu erwarten ist, wurden aus dem Gefährdungsmodell ausgeschlossen und werden als Polygone dargestellt. (Petersen et al. (2015), Fig.1)

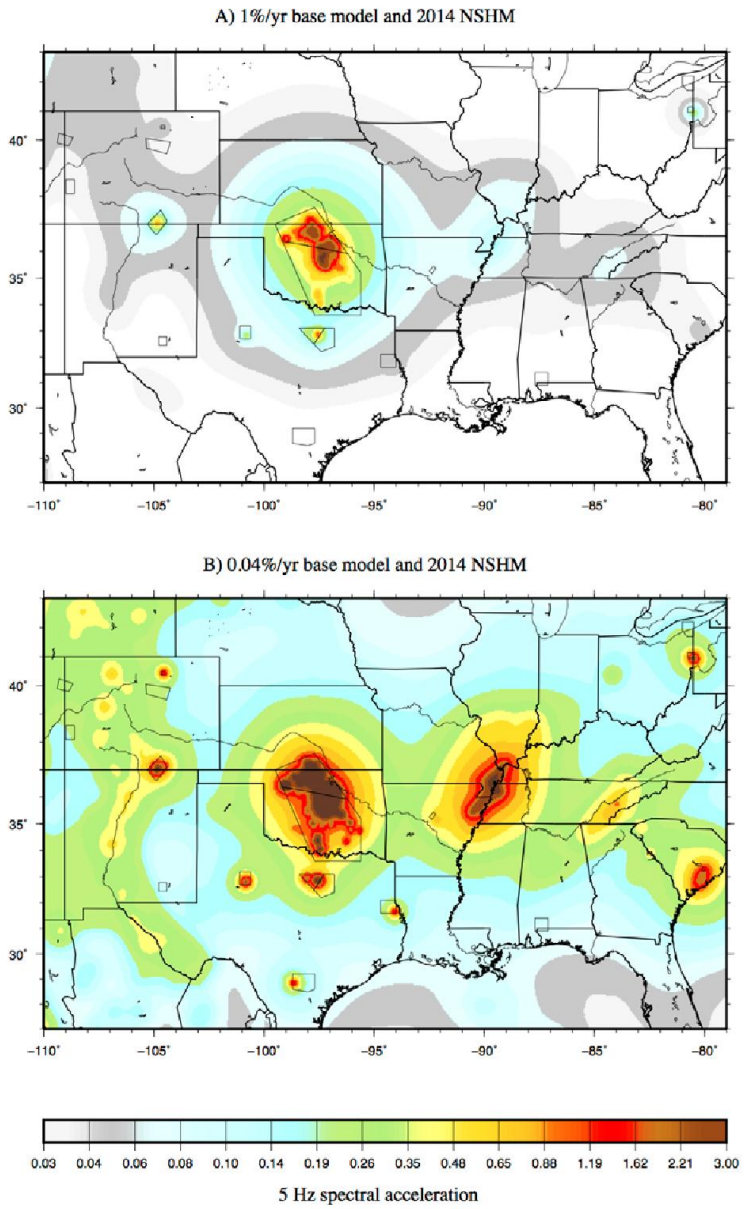


Abb. 4b: Die Abbildung zeigt die Gefährdungskarte „2014 NSHM" (Abb. 5b) kombiniert mit der Gefährdung durch induzierte Seismizität (uniform hazard maps for 1-percent (top) and 04-percent (bottom) probability of exceedance in 1 year). Dieses Basis-Modell basiert auf dem Modell von 2014 (vgl. Abb. 5b) mit Magnituden, die größer sind als die sogen. Minimum-Magnitude M_{min} 2.5, einem b-Wert 1.0, 5 km Glättung usw. (Petersen et al. (2015), Fig.13).

Flüssigkeitsinduzierte Seismizität als gebirgsmechanischer Bruchvorgang mit seismischer Äußerung

Der Gebirgsverband stellt sich im obersten, technisch zugänglichen Teil der Erdkruste als inhomogener und anisotroper deformierbarer Festkörper dar. In ihm herrscht ein Spannungszustand, der aus dem Eigengewicht der das Gebirge bis zur betrachteten Tiefe bildenden Gesteinsschichten resultiert (petrostatischer Anteil) und der außerdem tektonische Restspannungen enthält. Die resultierenden Komponenten des Hauptspannungszustandes sind σ_v, σ_h und σ_H (s. Abb. 5).

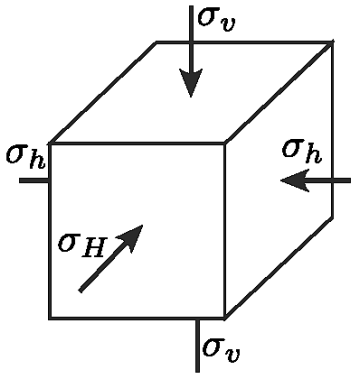


Abb. 5: Komponenten der Grundspannungszustandes im Gebirge: σ_v – Vertikalspannung; σ_h - minimale Horizontalspannung; σ_H - maximale Horizontalspannung;

Zahlreiche Inhomogenitäten (z.B. geologische Störungen) haben den Charakter gebirgsmechanischer Schwächeflächen („Sollbruchstellen“). Sie geben den wirkenden Spannungen durch Versagen und Deformationen solange nach, bis sich ein neuer quasi-statischer Gleichgewichtszustand in ihrer Umgebung eingestellt hat. Die Beanspruchungszustände entlang einer Störung werden in der Gebirgsmechanik vereinfacht durch das MOHR-COULOMB-Kriterium grafisch verdeutlicht (Abb. 6).

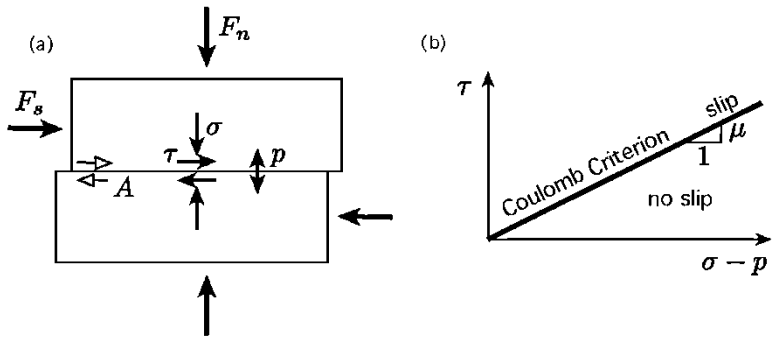


Abb. 6a: Scherung eines geklüfteten Blocks, der einer Normalkraft F_n und einer Scherkraft F_s ausgesetzt ist. In der Kluft wirkt der Porendruck p. Entlang der Kluft wird Scherung ausgelöst, wenn die Scherspannung τ bei Vernachlässigung einer Kohäsion auf der Fläche gleich dem Reibungswiderstand $R = \mu (\sigma - p)$ ist, wobei $(\sigma - p)$ die effektive Spannung und μ der Reibungskoeffizient auf der Kluft ist.

Abb. 6b: Grafische Darstellung des COULOMB-Kriteriums: es findet keine Scherverschiebung statt, solange sich der „Punkt“ $(\sigma - p, \tau)$ unterhalb der kritischen Linie „COULOMB Criterion“ mit dem Anstieg μ befindet (National Research Council 2013, Fig.2)

In Knoll, 2014, Abschnitt 2, wurde bereits kurz auf die gebirgsmechanischen Aspekte der Induzierten Seismizität im Allgemeinen hingewiesen. Nachfolgend sollen vor allem jene Aspekte, die für flüssigkeitsinduzierte seismische Ereignisse bestimmend sind, zusammenfassend wiedergegeben werden. Zunächst wird eine geologische Störung angenommen, die eine gewisse Rauigkeit aufweist, mit Porenflüssigkeit gefüllt und einer Scherspannung sowie einer Normalspannung ausgesetzt ist (Abb. 7a). In der Darstellung der wirkenden Kräfte sowie der Richtungsbeziehungen ergibt sich die Situation in Abb. 7b.

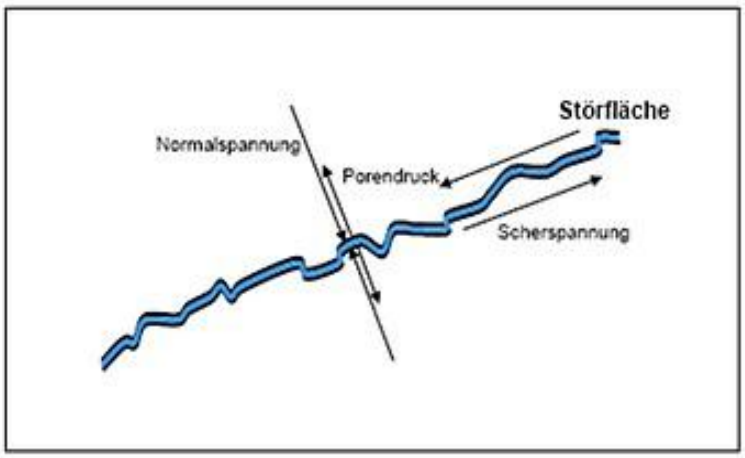


Abb. 7a: Schematische Darstellung einer flüssigkeitsgefüllten Kluft in einer Störungsfläche des Typs „potentielle gebirgsmechanische Schwächefläche“ (nach GtV, 2014, Forschungsverbund MAGS, 2015)

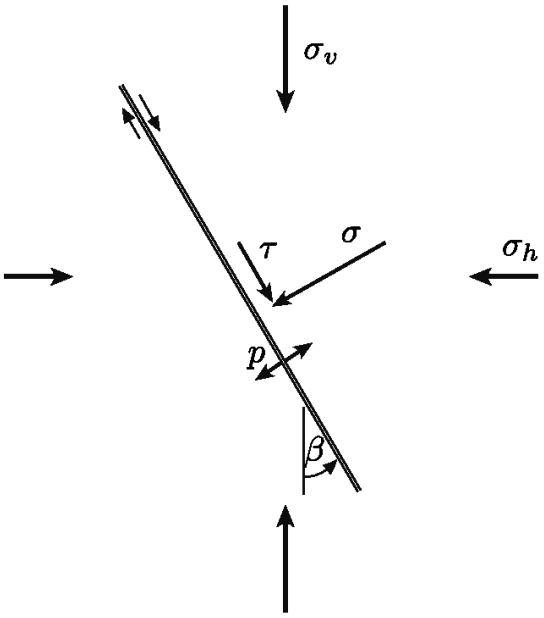


Abb. 7b: Die Normal- und Scherspannungen σ und τ, die an einer tektonischen Störung im Gebirge wirken, hängen primär von den vertikalen und horizontalen Spannungen σ_v und σ_h, die aus den natürlichen Grundspannungszustand im Gebirge resultieren, ab. Sie werden durch den Winkel β bestimmt, der die Raumstellung der Störung (hier ist der ebene Fall dargestellt) beschreibt. Innerhalb der Störung wirkt der Porenwasserdruck p (National Research Council 2013, Fig. G.2)

Wenn z.B. beim Fracking durch die Flüssigkeitsinjektion, nachdem die injizierte Flüssigkeit im Gebirge die Störungszonen erreicht hat, eine Porendruckänderung Δ*p* und ggf. auch eine Spannungsänderung Δ*S* auf der Störungsfläche hervorgerufen werden, verschiebt sich der Punkt (P_o , S_o), der im MOHR-schen Diagramm die ursprünglich gegebene Beanspruchung auf der Störung repräsentiert, im Diagramm um Δ*p* und Δ*S* näher an die Grenzgerade „Slip Criterion“ heran und kann sie bei ausreichendem Δ*p* erreichen. In diesem Falle wird das System instabil und eine Scherbewegung wird auf der Störungsfläche initiiert (Abb. 8). Diese Scherbewegung kann allmählich ablaufen, wenn die gebirgsmechanischen Eigenschaften der Störung dem Typ „ausgeprägte geomechanische Schwächefläche“ zuzuordnen sind; sie kann aber auch plötzlich (sprödbruchartig) erfolgen, wenn die Störung durch den Typ „potentielle geomechanische Schwächefläche“ (Knoll, 1978) repräsentiert wird. In Abb. 9

sollen die unterschiedlichen Verhaltensweisen der Störungstypen potentielle und ausgeprägte gebirgsmechanische Schwächefläche an Hand der Stress-Strain-Kurve eines Druckversuches an einer Gesteinsprobe im Labor verdeutlicht werden.

Wenn man eine kompakte und ungestörte Gesteinsprobe belastet, erhält man z.B. den Kurvenzug A‘ – F – F‘ – E – E‘ im Stress-Strain-Diagramm. Das Diagramm zeigt, dass zunächst die Gesteinsprobe deformiert wird (A‘ - F) und dabei makroskopisch kompakt bleibt. Wird sie weiter deformiert, sinkt das Lastaufnahmevermögen schnell ab (F – F‘ – E), bis es das Niveau der Restfestigkeit E – E‘ erreicht und die Probe dabei auf einer sich im Verlaufe des Deformationsprozesses neu gebildeten geneigten Bruchfläche entlang gleitet. Bei weiterer Deformation wird die dann noch zugeführte Deformationsenergie in Reibung der Bruchstücke entlang der Bruchfläche umgesetzt, ohne dass zu einer weiteren Desintegration der Probe kommt. Der Festigkeitsabfall F – E kann jedoch auch sehr plötzlich erfolgen, ausgedrückt in einem etwa senkrechten Abfall der Deformationskurve F – F´-E. Der Bruch der Gesteinsprobe ist dann mit einer heftigen (seismischen) Energieemission verbunden, wenn die äußere Beanspruchung nicht gleichermaßen schnell absinkt.

Hat die Probe bereits vor der Belastung eine geneigte Trennfläche (z.B. eine präexistente geologische Störungsfläche), dann verläuft die Deformation entlang der Kurve A‘‘ – F‘ – E – E‘. Auch hier kann das Versagen der gestörten Probe mit heftiger Energieemission verbunden sein, wenn der Abfall F‘ – E sehr steil verläuft und die äußere Belastung nicht schnell genug abklingen kann. Dieser Fall kann im Gebirge eintreten und stellt den Fall eines seismischen Ereignisses dar. Die dabei emittierte Energie speist sich aus der vorher im Gesteinsmaterial gespeicherten Deformationsenergie (in situ: gespeicherte tektonische Energie). Der hier am Beispiel einer Erhöhung der äußeren Belastung dargestellte Bruchvorgang entlang einer präexistenten Inhomogenität kann ebenso bei gleichbleibender äußerer Belastung, aber zunehmendem Porendruck innerhalb der Störung eintreten (vgl. Abb. 9).

Der Vollständigkeit halber wird hinzugefügt, dass der entsprechende Versagensmechanismus mit induziertem seismischem Ereignis auch beim Flüssigkeitsentzug (also bei schnell abfallendem Proendruck) aus dem Gebirgsvolumen, das eine Störung der betrachteten Art enthält, eintreten kann (Abb. 10).

Die Darstellung der prinzipiellen Abläufe im Herd flüssigkeitsinduzierter seismischer Ereignisse im Gebirge weist auf die maßgeblichen Einflussfaktoren hin und liefert Ansatzpunkte für die Bewertung eines Gebirgsvolumens in der Umgebung von Injektionsbohrlöchern bzgl. seines Potentials für die Entstehung induzierter seismischer Ereignissen. In der Gebirgsmechanik stehen heute leistungsfähige Instrumentarien zur Verfügung, um bei Kenntnis bzw. fundierten Schätzungen der Einflussparameter Näherungsrechnungen über Bruchentstehung, Bruchverlauf und emittierte Energie durchführen zu können (Hou, M.Z. et al, 2014).

Bei derartigen gebirgsmechanischen Näherungsrechnungen mit Mechanisch-Hydraulisch-Thermischen Berechnungsmodellen, MHT-Modellen) können die Ergebnisse seismologischer Analysen, wie z.B. die Abschätzung der Herdflächengröße, der Spannungsabfall im Herd beim Ereignis (stress drop), die Orientierung der Herdfläche im Raum, die beim Ereignis umgesetzte Energie, die möglichst genaue Lokalisierung des Ereignisses u.a. sehr hilfreich sein und dazu beitragen, die gebirgsmechanischen Modelle zu qualifizieren. Seismologische Untersuchungen allein können jedoch die Einzelheiten gebirgsmechanischer Bruchprozesse nicht klären und somit auch keine qualifizierten Hinweise für die Aufklärung des Bruchmechanismus, die Prognose dieser Ereignisse in Abhängigkeit von der geologischen Situation und ggf. für ortsbezogene Maßnahmen zur Beherrschung und Vermeidung dieser Ereignisse liefern.

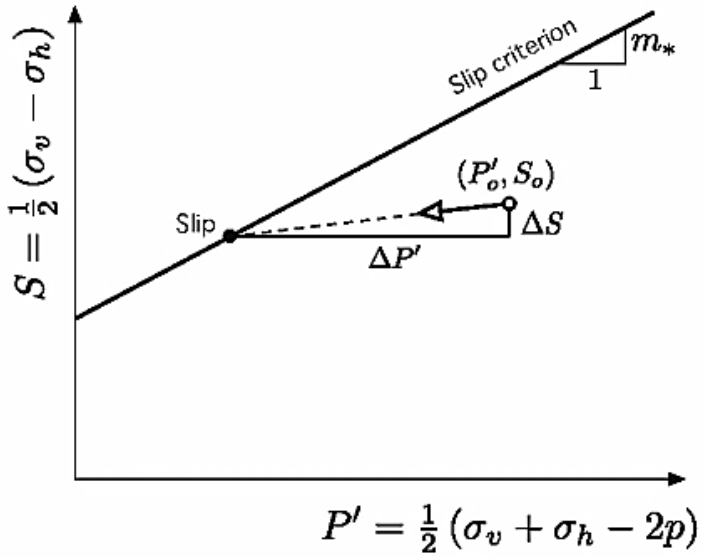


Abb. 8: Spannungs- und Porendruckänderungen ΔS bzw. Δp, dargestellt im MOHRschen Diagramm einer Störungsfläche für den Ausgangszustand der Beanspruchung (P´₀, S₀) und den resultierenden Grenzzustand „Slip". Die Grenzgerade „Slip criterion" repräsentiert den Grenzzustand der Gleitsicherheit auf einer Störungsfläche; auf der Abszisse sind die Scherspannungen S und auf der Ordinate die Normalspannungen P (ohne Porendruck) bzw. P' (mit Porendruck) aufgetragen. Der Anstieg m_o der Grenzgeraden hängt ab von den Reibungsverhältnissen auf der Störungsfläche, repräsentiert durch den Reibungskoeffizienten μ und der Störungsneigung β. Dargestellt ist der ebene Fall (National Research Council 2013, Fig. G.3)

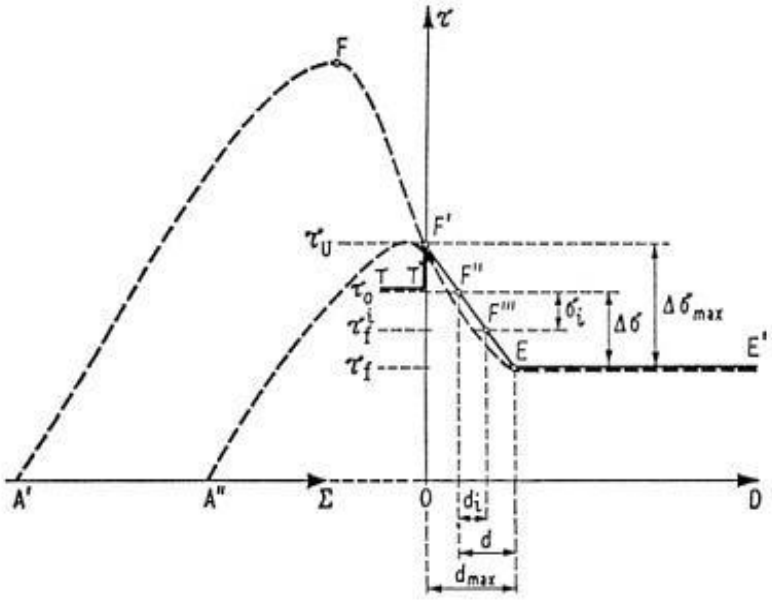


Abb. 9: Schematische Darstellung der Festigkeitsverhältnisse entlang einer tektonischen Störungszone, die den Charakter einer „potentiellen bzw. ausgeprägten gebirgsmechanischen Schwächefläche" hat, hier dargestellt an Ergebnissen von Laborversuchen an Gesteinsproben (Knoll et al., 1978). Der Kurvenzug A''-F'-E-E' steht für das Verformungs- und Bruchverhalten einer potentiellen Schwächefläche; der Kurvenzug A''-E-E' für das einer Ausgeprägten Schwächefläche (Der Kurvenzug (A''- E ist im Bild nicht ausgezogen).

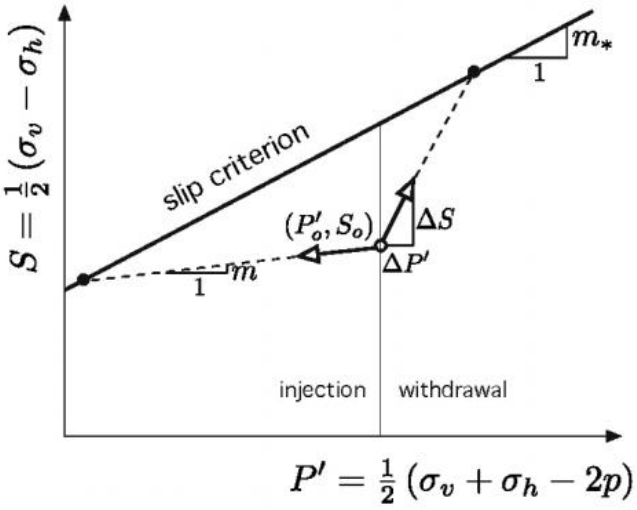


Abb. 10: Veränderungen der effektiven Spannungen in einem Reservoir, die durch die Injektion bzw. den Entzug von Flüssigkeiten erzeugt werden (National Research Council, 2013, Fig. G.1)

Eine wesentliche Gefährdungsmöglichkeit bei flüssigkeitsinduzierten Ereignissen, die unter Mitwirkung geologischer Störungen ablaufen, kann - neben der Erschütterungswirkung - auch darin bestehen, dass die aktivierten Bereiche der präexistenten und vor dem seismischen Ereignis nicht permeablen Störungen den geologischen Zielhorizont (das impermeable Speichergestein) im Zuge ihres induzierten Versagens verlassen und in die angrenzenden, bis hin zu den grundwasserführenden Schichten „durchschlagen" können. Das hängt von den Gebirgsspannungsverhältnissen, von den Injektionsteufen und von der konkreten geologischen Situation ab.

Mit den oben dargestellten gebirgsmechanischen Zusammenhängen werden in Verbindung mit den seismologischen Untersuchungsbefunden 2-komponentige Herdvorgänge bei den flüssigkeitsinduzierten seismischen Ereignissen, wie sie beim Fracking vorkommen, nahegelegt:

Komponente 1: Flüssigkeitsdruckinduzierte Rissausbreitung in unmittelbarer Umgebung der Injektionsstelle, mit begrenzter Reichweite, eingeschränkt auf die Mächtigkeit der gasführenden Schicht nach dem Schema von Abb. 3a in unmittelbarer Umgebung des Injektionsbohrloches. Dieser Vorgang ist das eigentliche Ziel der Fracking-Technologie.

Komponente 2: Ausbreitung der Injektionsbereiche nach Komponente 1 bis die Risse eine präexistente geologische Störung erreichen, die Frac-Flüssigkeit dort eindringt und den Kluftwasserdruck *p* in der Störung erhöht. Dann kann unter bestimmten Bedingungen die Festigkeitsgrenze in der Störung erreicht werden und energiereiche Scherbrüche können entstehen. Dieser Prozess ist eine risikoerhöhende Begleiterscheinung der Fracking-Technologie. Sie wird von den Modellvorstellung, die in Abb. 3a wiedergegeben sind, und von Messungen (s. Abb. 3b) gestützt. Sie führt zu energiereicheren seismischen Ereignissen.

Bilanz und Ausblick

I. Flüssigkeitsinduzierte seismische Ereignisse durch Injektion oder Extraktion von Fluiden in den bzw. aus dem tiefen Untergrund werden zur Stimulierung des Abbaus von Kohlenwasserstofflagerstätten, zur Endlagerung von Abfallflüssigkeiten, bei der Endlagerung von CO_2 im Rahmen der CCS-Technologie oder bei der Fracking-Technologie für die KW-Gewinnung aus unkonventionellen Lagerstätten beobachtet. Dabei kommt es zur induzierten Seismizität, die unter bestimmten Bedingungen zu fühlbaren Ereignissen an der Erdoberfläche, z.T. mit Schadenspotential führen kann.
II. Die flüssigkeitsinduzierte Seismizität weist grundsätzliche einen 2-komponentigen Herdvorgang auf. Sie findet primär im homogenen und isotropen Gebirge in der Umgebung der Injektionsstelle

statt, die entstehenden seismischen Ereignisse sind in aller Regel energiearm. Dieser Prozess ist der eigentlich angestrebte Prozess bei der Fracking-Technologie; in seinem Ergebnis wird das einbezogene Gebirge von kleinen Risssystemen durchsetzt und mobilisiert vorher im impermeablen Gebirge immobile Flüssigkeits- oder Gaseinschlüsse. Dieser Prozess kann durch mikroseismische Überwachung einer Injektionsbohrung kontrolliert werden. Sekundär können durch die Rissbildungen im Primärprozess präexistente geologische Störungszonen angeschlossen werden, wodurch diese unter erhöhten Porendruck geraten und in Abhängigkeit vom Gebirgsspannungszustand und der Raumstellung der Störung in den mechanischen Grenzzustand geraten und versagen. Sind die gebirgsmechanischen Eigenschaften der Störung so geartet, das ein *plötzliches* Versagen eintritt, können die gespeicherten tektonischen Restspannungen ausgelöst und energiereiche seismische Ereignisse entstehen. Dieser Prozess kann durch mikroseismische Überwachung einer Injektionsbohrung praktisch nicht kontrolliert werden.

III. Auf die primär eintretenden seismischen Ereignisse lassen sich offensichtlich die Analysemöglichkeiten der klassischen Seismologie für natürliche, nicht induzierte Ereignisse mit Erfolg anwenden, wenn man die zusätzlichen anthropogenen Einflüsse technischer, wirtschaftlicher und politischer Art im Auge behält. Ihre messtechnische Überwachung mittels seismischer Arrays kann allerding nicht als zuverlässiges Sicherungs- und Kontrollverfahren zur Vermeidung größerer Ereignisse dienen.

IV. Die induzierten Ereignisse der zweiten Art, sind an konkrete lokale Faktoren geknüpft, wie Raumstellung der Störungen und ihre Beziehung zum Grundspannungszustand im Gebirge sowie die gebirgsmechanischen Eigenschaften der Störungen, so dass sie seltener eintreten und statistischen Analyseverfahren nicht zugänglich sind. Ihre Entstehungsbedingungen sollten lokal und so konkret wie möglich an den Standorten analysiert werden. Hierzu sind interdisziplinäre gebirgsmechanische, geologische und seismologische Forschungen erforderlich. Die Entstehung eines induzierten seismischen Ereignisses dieser Art ist als Bruchvorgang im Gebirge aufzufassen und gebirgsmechanische Modellvorstellungen (in Verbindung mit MHT-Berechnungsmodellen) müssen dafür als Basis für rechnerische Analysen entwickelt werden. Das gebirgsmechanische Instrumentarium für Modellrechnungen dieser Art, die Kenntnisse über den Grundspannungszustand im Gebirge und die Kenntnisse über die gebirgsmechanischen Eigenschaften verschiedener Störungszonen sind grundsätzlich vorhanden und können durch Rückrechnungen zahlreicher beobachteter und relativ gut untersuchter Fallbeispiele des zweiten Typs induzierter seismischer Ereignisse weiter vervollständigt werden. Damit erschließen sich auch Prognosemöglichkeiten größerer Ereignisse.

V. Der vorgestellte Beitrag hat das Ziel, ein weiteres Mal Impulse für das Voranschreiten der interdisziplinären gebirgsmechanisch-geologisch-seismologischen Forschung zu geben und um Verständnis bei den industriellen und staatlichen Einrichtungen zu werben, Datenmaterial für diesen Zweck großzügiger als bisher zur Verfügung zu stellen. Ein Vorankommen in dieser Richtung könnte auch ein Beitrag sein, mehr öffentliche Akzeptanz für jene technischen Prozesse zu erreichen, die mit induzierter Seismizität verbunden sein können. Eine hoffnungsvolle Entwicklung in diese Richtung ist z.B. mit dem Projekt (Hou, M.Z., et al., 2014) eingeleitet worden.

Literatur

Gutenberg, B., and C.F. Richter (1944), Frequency of earthquakes in California. Bulletin of the Seismological Society of America 34:185-188. 1944.

Knoll, P.; Schwandt, A.; Thoma, K. (1978), Die Bedeutung geologisch-tektonischer Elemente im Gebirge für den Bergbau, dargestellt am Beispiel des Werra-Kalireviers der DDR, Proc. 5th Int. Symp. on Salt, Hamburg, 1978; Northern Ohio Geol. Soc., Vol.1,1979), pp. 105-113

Knoll, P.; Thoma, K.; Hurtig, E. (1980), Gebirgsschläge und seismische Ereignisse in Bergbaugebieten; Rock Mech. Wien, Suppl. 10 (1980) 85-102

Knoll, P. (1990), The fluid-indiced seismic event of 13.03.1989 (first results); in MAURY; FOURMINTRAUX: Proc. Int. Symp. Rock at Great Depth, Pau 1989, Vol. III; A.A.Balkema, Rotterdam, 1990, S. 1415-1423

Grünthal, G. (1991), Die seismische Gefährdung im östlichen Teil Deutschland und deren Berücksichtigung in erdbebengerechten Baunormen; in P. Knoll und D. Werner (Hrsg), DGEB-Publikation Nr.5, Potsdam 1991, S. 9-37

Knoll,P. (Ed.) (1992a), Induced Seismicity, A.A. Balkema, Rotterdam, ISBN 90 5410 115 6, 469S, 1992a

Knoll,P. (1992b), The dynamic excess pore pressure concept – A new possible fracture mechanism für fluid-indiced seismic events; in: Knoll, P. (Ed.) (1992b), Induced Seismicity, Rotterdam etc; Balkema, S.275-286

Knoll, P., Kuhnt, W., Behrens, H.-J., Sievers, J. (1992): Experience in controlling the mining-induced seismicity in potash mining in the South-West Thuringa; in: Knoll, P. (Ed.) (1992), Induced Seismicity, Rotterdam etc; Balkema, S. 93-106

Simpson, D.W. and Narashimhan, T.N. (1992), Inhomogenieties in rock properties and their influence on reservoir induced seismicity, in: Knoll, P. (Ed.) (1992), Induced Seismicity, Rotterdam etc.; Baklava, S.345-359

McGarr, A., D. Simpson, and L. Seeker (2002), Case histories of induced and triggered seismicity, in *International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology, vol.* 81 A, pp. 647-661, Academic Press, San Francisco, Calif.

Dahm, T. u.a. (2003), DGG-FKPE-Arbeitsgruppe und externe Experten): Zur Diskriminierung induzierter Seismizität; DGG-Mitteilungen 2/2003, S. 5-9

Grünthal, G. (2004), Erdbeben und Erdbebengefährdung in Deutschland sowie im europäischen Kontext. Geografie und Schule, 151, 14-23

Grünthal, G. (2005), Die Erdbebenzonenkarte als Bestandteil der neuen DIN 4149, Tagungsband der DGEB-DIN-Gemeinschaftstagung, Beuth, 3-24.

Maxwell, S.C., J. Schemata, E. Campbell, an D. Quark. (2008), Mikroseismik Deformation rate mMonitoring. Society oft Petroleum Engineers (SPE) 116596-MS. SPE Annual Technical Conference an Exhibition, Denver, Colorado, September 21-24.

Knoll, P. and Kowalle, G. (2009), Analyse der Erschütterungsausbreitung bergbauindizierter seismischer Ereignisse auf geomechanischer Basis, 10.Geokinematischer Tag, Freiberg 2009, Schriftenreihe des Instituts für Markscheidewesen und Geodäsie an der TU Bergakademie Freiberg, Heft 2009-1; ISBN 978-3-86797-053-2; S. 104-124

V. A. Kuuskra, S. H. Stevens, Worldwide Gasshales and Unconventional Gas (2009), Advanced Resources International, Arlington, Virginia, A Status Report 12. Dezember, 2009

SGEIS-Report (2009), Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) prepared by the New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs. Draft, September 2009,
http://www.dec.ny.gov/energy/45912.html

Zittel, W. (2010): Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“; - Informationspapier von ASPO (Association for the Study of Peak Oil and Gas) Deutschland; 18. Mai 2010ASPO

BGR (2011), Fracking – Was ist das;
http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Downloads/Fracking.pdf?_blob=publicationFile&v=5

Spiegel (2012), Nr. 19, vom 7.12.2012, S.: 18: http://www.spiegel.de/spiegel/print/d-85586159.html

Zittel (2012), Feasible Futures for the Common Good. Energy Transition Paths in a Period of Increasing Resource Scarcities; Progress Report 1: Assessment of Fossil Fuels Availability

(Task 2a) and of Key Metals Availability (Task 2 b); Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, February 2012, Munich

Knoll, P. (2013), Wortmeldung zum Thema Induzierte Seismizität, http://leibnizsozietaet.de/wortmeldung-zum-thema-induzierte-seismizitat/

National Research Council (2013), *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies,* 225 p., National Academies Press, Washington, D. C., ISBN 978-0-309-25367-3, 300 S, [Available at http://www.nap.edu/download.php?record_id=13355

BMU (2014), Überblick über die geplante "Fracking"-Regelung; Stand: 04.07.2014: http://www.bmub.bund.de/themen/wasser-abfall-boden/binnengewaesser/fracking-regelung/

GtV (2014), Lexikon der Geothermie: Seismizität, Induzierte; http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/s/seismizitaet-induzierte.html

McGarr, A. (2014), Maximum magnitude earthquakes inducec by fluid injection, *J. Geophys Res. Solid Earth, 119,* 1008-1019, doi:10.1002/2013LB10597

Hou, M.Z., Weichmann, M.J., Gou, Y., Luo, X. (2014), Entwicklung numerischer Analysemodelle zur lokalen seismischen Gefährdungseinschätzung vor Bohrbeginn und langfristige Bewertung von Geothermiefeldern unter Berücksichtigung THM:C gekoppelter Prozesse; MAGS2 EP6, http://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Downloads/MAGS2_WS-2014-10_Muenchen_EP6.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Knoll, P. (2014), Induzierte Seismizität in Mitteleuropa – Gibt es Möglichkeiten für Prognose und Beherrschung? Sitzungsberichte der Leibniz-Sozietät Jhg. 2014, Band 120, S. 103-133 http://leibnizsozietaet.de/wp-content/uploads/2014/11/P.-Knoll-Induzierte-Seismizit%C3%A4t.pdf

Petersen, M.D.; Mueller, Ch.S.; Moschetti, M.P.; Hoover, S.M.; Rubinstein, J.L.; Llenos, A.L.;Michael, A.J.; Ellsworths, W.L.; McGarr, A.F.; Holland, A.A. and Anderson, J.G. (2015): Incorporating In(2015): duced Seismicity in the 2014 United Stats National Seismic Hazard Model – Results of 2014 Workshop and Sensitivity Studies: U.S. Geological Survey Open-File Report 2015-1070, 69p. http://dx.doi.org/10.3133/ofr20151070

BMWi 2015, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie, http://www.bmub.bund.de/themen/wasser-abfall-boden/binnengewaesser/wasser-binnengewaesser-download/artikel/entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-wasser-und-naturschutzrechtlicher-vorschriften-zur-untersagung-und-zur-risikominimierung-bei-den-verfahren-der-f/?tx_ttnews[backPid]=289

Forschungsverbund MAGS (2015), Seismizität in Deutschland, http://www.mags-projekt.de/MAGS/DE/Hintergrundinformation/Seismizitaet/seismizitaet_node.html

ProPublica (2015), Journalism in the public interest: http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national

Rubinstein J. L. and Mahani, A. B. (2015): Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced SeismicitySeismological Research Letters Volume 86, Number 4 July/August 2015; https://profile.usgs.gov/myscience/upload_folder/ci2015Jun1012005755600Induced_EQs_Review.pdf

Spiegel-onlie (2015), http://www.spiegel.de/thema/fracking/

U.S.G.S (2015), New Insight on Ground Shaking from Man-Made Earthquakes http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=4202#VYK8WQfntIBf, Released: 23.04.2015.

Zentrum für Gesundheit (2015), Die Wahrheit über Fracking und die Chemikalien, http://www.zentrum-der-gesundheit.de/fracking-chemikalien-ia.html

Adresse des Verfassers:
Prof: Dr. Peter Knoll, Berliner Straße 70, 14467 Potsdam; prof.knoll@t-online.de