

# MAGS Einzelprojekt 5

Modellierung der Auftrittswahrscheinlichkeiten  
fluidinduzierter Erdbeben mit einer gegebenen  
Magnitudo bei der Stimulation geothermischer Systeme

Freie Universität Berlin  
FR Geophysik

17. September 2013



# Zielstellung

Erarbeitung eines Modellierungsansatzes zur Vorhersage der  
Magnituden-Auftretenswahrscheinlichkeit

# Zielstellung

Erarbeitung eines Modellierungsansatzes zur Vorhersage der Magnituden-Auftretenswahrscheinlichkeit

↓  
Analyse beobachteter  
fluidinduzierter Seismizität



↓  
Simulationen fluid-  
induzierter Seismizität

## Datenkataloge

- ▶ hydraulische Stimulationen (Basel, Cooper Basin, Soultz, u.a.)
- ▶ Produktionsbetrieb (Landau, Unterhaching)
- ▶ *fracking* (Barnett, Cotton Valley, Horn River)

## Analytisch / Numerisch

- ▶ Porendruck-Diffusion  
→ Spannungsänderungen
- ▶ Poroelastische Kopplung  
→ Spannungsänderungen
- ▶ Geomechanik  
→ kritische Porendrücke

# Zielstellung

Erarbeitung eines Modellierungsansatzes zur Vorhersage der Magnituden-Auftretenswahrscheinlichkeit

↓  
Analyse beobachteter  
fluidinduzierter Seismizität



↓  
Simulationen fluid-  
induzierter Seismizität

## Datenkataloge

- ▶ hydraulische Stimulationen (Basel, Cooper Basin, Soultz, u.a.)
- ▶ Produktionsbetrieb (Landau, Unterhaching)
- ▶ *fracking* (Barnett, Cotton Valley, Horn River)

## Analytisch / Numerisch

- ▶ Porendruck-Diffusion  
→ Spannungsänderungen
- ▶ Poroelastische Kopplung  
→ Spannungsänderungen
- ▶ Geomechanik  
→ kritische Porendrücke



1. Bestimmung von Skalierungsrelationen
2. Identifikation kontrollierender Parameter

# Resultat

Analyse beobachteter  
fluidinduzierter Seismizität



Simulationen fluid-  
induzierter Seismizität



Erarbeitung eines Modellierungsansatzes zur Vorhersage der  
Magnituden-Auftretenswahrscheinlichkeit

1. Skalierungsrelationen



2. kontrollierende Parameter

- ▶ Gutenberg-Richter - Gesetz
- ▶ Omori - Gesetz
- ▶ Poisson-Prozess
- ▶ stimuliertes Reservoirvolumen

- ▶ Fluidvolumen  
(bzw Fließrate)
- ▶ Seismogenic Index

# Fluidvolumen

- ▶ Physikalisches Modell: Triggering fluidinduzierter seismischer Ereignisse



Darcy Gesetz + Kontinuitätsgleichung (Massenerhaltung)

↪ Diffusionsprozess der Relaxation von Porendruckperturbationen

- ▶ Ereignisanzahl  $N$  proportional zur injizierten Fluidvolumen  $V_I$ :

$$\log N \propto \log V_I$$

# Fluidvolumen

- ▶ Physikalisches Modell: Triggering fluidinduzierter seismischer Ereignisse

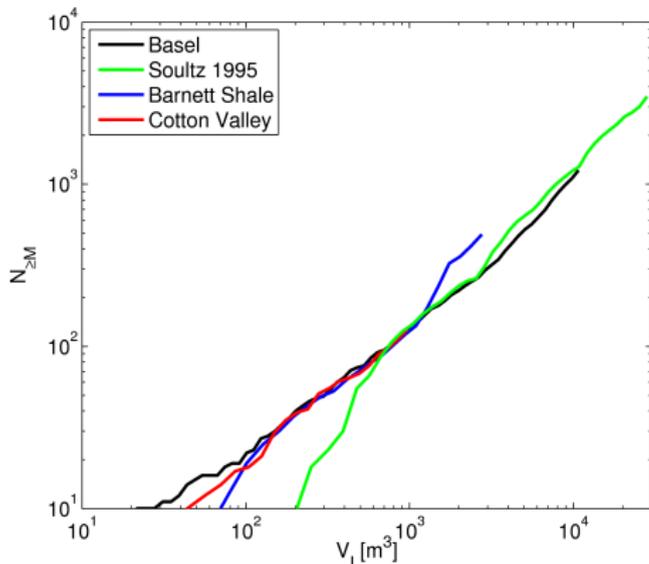


Darcy Gesetz + Kontinuitätsgleichung (Massenerhaltung)

↪ Diffusionsprozess der Relaxation von Porendruckperturbationen

- ▶ Ereignisanzahl  $N$  proportional zur injizierten Fluidvolumen  $V_I$ :

$$\log N \propto \log V_I$$



## Beobachtung

geothermische Reservoirs:

Basel ( $M = 0.7$ )

Soutz ( $M = -1.2$ )

Kohlenwasserstoffreservoirs:

Barnett Shale ( $M = -2.9$ )

Cotton Valley ( $M = -2.1$ )

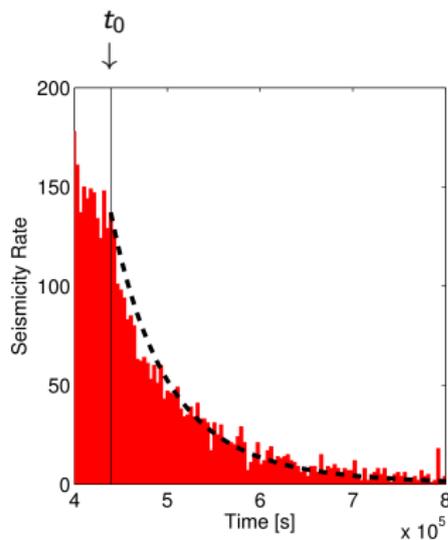
# Omori - Gesetz

- ▶ Globale Seismologie: Omori - Gesetz beschreibt empirisch die *aftershock*-Aktivität nach einem Erdbeben

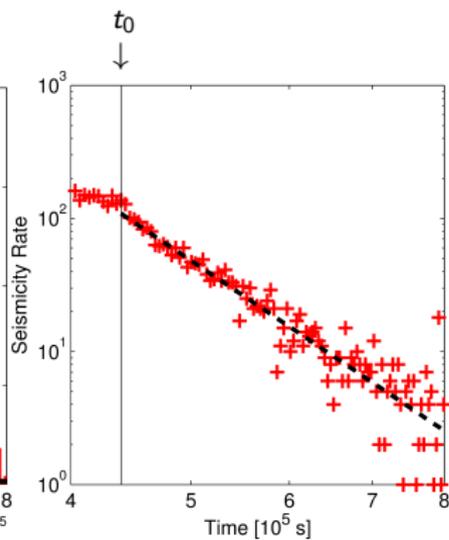
# Omori - Gesetz

- ▶ Globale Seismologie: Omori - Gesetz beschreibt empirisch die *aftershock*-Aktivität nach einem Erdbeben
- ▶ Abklingverhalten der fluidinduzierten seismischen Ereignisse folgt einem modifizierten Omori - Gesetz:

$$R(t > t_0) = \frac{R(t_0)}{(t/t_0)^p}$$



(linear)



(logarithmisch)

Datenbeispiel:

Basel Stimulation,  
Abklingen der Seis-  
mizitätsrate nach dem  
shut-in mit  $p \approx 7$

# Poisson-Prozess (PP)

- ▶ Poisson-Prozess ist ein Prozess der nur unabhängige Ereignisse enthält

# Poisson-Prozess (PP)

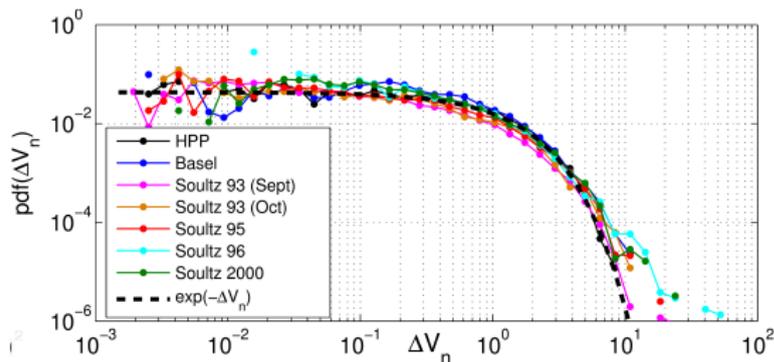
- ▶ Poisson-Prozess ist ein Prozess der nur unabhängige Ereignisse enthält
- ▶ Analyse der Wartezeiten aufeinanderfolgender fluidinduzierter seismischer Ereignisse:

# Poisson-Prozess (PP)

- ▶ Poisson-Prozess ist ein Prozess der nur unabhängige Ereignisse enthält
- ▶ Analyse der Wartezeiten aufeinanderfolgender fluidinduzierter seismischer Ereignisse:
  - ▶ während Phasen konstanter Aktivität → Homogener PP
  - ▶ im gesamten Katalog (zeit-abhängig) → Inhomogener PP

# Poisson-Prozess (PP)

- ▶ Poisson-Prozess ist ein Prozess der nur unabhängige Ereignisse enthält
- ▶ Analyse der Wartezeiten aufeinanderfolgender fluidinduzierter seismischer Ereignisse:
  - ▶ während Phasen konstanter Aktivität → Homogener PP
  - ▶ im gesamten Katalog (zeit-abhängig) → Inhomogener PP
- ▶ Analyse im Fluidvolumen-Bereich, *inter event volume*  $\Delta V_I$  → Homogener PP



$$W(n, \lambda_{V_I}, V_I) = \frac{(\lambda_{V_I} V_I)^n}{n!} e^{-\lambda_{V_I} V_I}$$

$$pdf(\Delta V_I) = e^{-\Delta V_I}$$

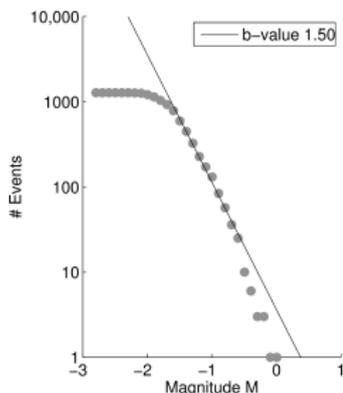
- ⇒ aufeinanderfolgende Ereignisse stehen in keiner kausalen Beziehung zueinander
- ⇒ Änderungen in der Seismizitätsrate in Folge von Änderungen in der Fließrate und NICHT durch *aftershock*-Aktivität

# Gutenberg-Richter - Gesetz

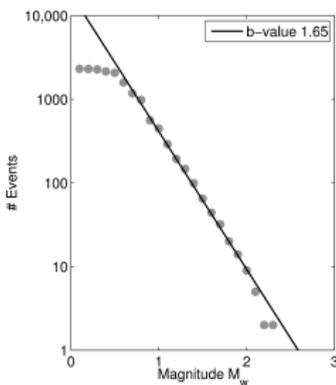
- ▶ Magnitudenhäufigkeits-Verteilung → Gutenberg-Richter Statistik
- ▶ Gutenberg-Richter Gesetz für fluidinduzierte seismische Ereignisse:

Ereignisanzahl ( $N \propto V_I$ ) \* Gutenberg-Richter Wahrscheinlichkeit

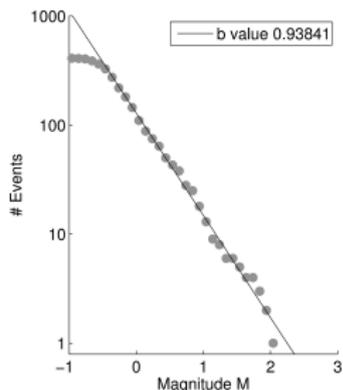
$$\log_{10} N_{\geq M} = \text{constant} + \log_{10} V_I - b M$$



Horn River, Fracking:  
4.5 Stunden  
≈ 1300 Ereignisse



Basel, Stimulation:  
Dez 2006, 6 Tage  
≈ 2300 Ereignisse



Unterhaching, Produktion:  
Jan 2010 - Apr 2013  
≈ 470 Ereignisse

# Seismogenic Index

- ▶ zur quantitativen Beschreibung der seismotektonischen Gegebenheiten an einer Reservoirlokation
- ▶ Kombination von vier unbekanntem standortspezifischen Parametern:

$$constant = a + \log_{10} \left( \frac{\zeta}{C_{max} S} \right) \equiv \Sigma$$

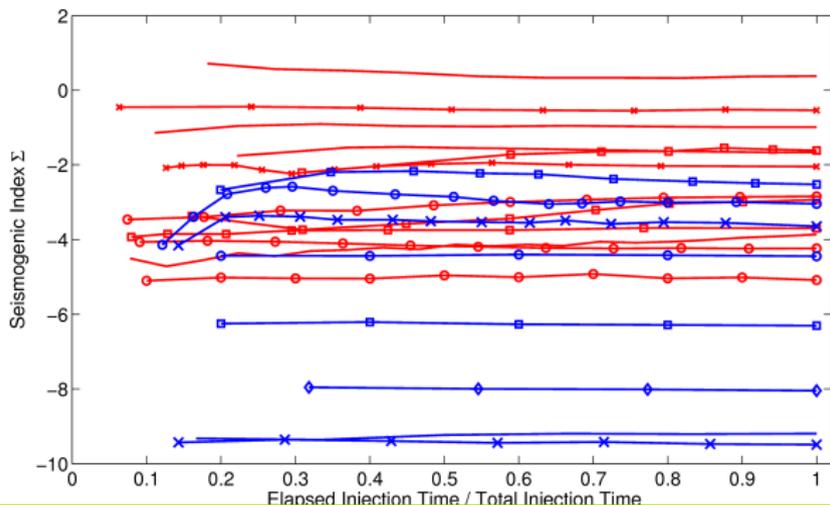
Bruchvolumenkonzentration  $\zeta$ , Maximum kritischer Porendrücke  $C_{max}$ ,  
poroelastisches Modul  $S$ ,  $a$ -Wert der Gutenberg-Richter Wahrscheinlichkeit

# Seismogenic Index

- ▶ zur quantitativen Beschreibung der seismotektonischen Gegebenheiten an einer Reservoirlokation
- ▶ Kombination von vier unbekanntem standortspezifischen Parametern:

$$constant = a + \log_{10} \left( \frac{\zeta}{C_{max} S} \right) \equiv \Sigma$$

Bruchvolumenkonzentration  $\zeta$ , Maximum kritischer Porendrücke  $C_{max}$ ,  
 poroelastisches Modul  $S$ ,  $a$  – Wert der Gutenberg-Richter Wahrscheinlichkeit



location (type)	$\Sigma$
Basel (2006/EGS)	0.4
Cooper (2003/EGS)	-0.9
Ogachi (1991/EGS)	-2.6
Ogachi (1993/EGS)	-3.2
Soultz (1993/EGS)	-2.0
Soultz (1995/EGS)	-3.8
Soultz (1996/EGS)	-3.1
Soultz (2000/EGS)	-0.5
KTB (1994/SCI)	-1.65
KTB (2004-05/SCI)	-4.2
Paradox (1997-2000/WD)	-2.6
Unterhaching (HYD)	-4.8

Barnett Shale (FRAC)	-9.2
Cotton V. A (FRAC)	-6.2
Cotton V. B (FRAC)	-4.4
Cotton V. C (FRAC)	-9.4
Canada, BC, A (FRAC)	-2.9
Canada, BC, B (FRAC)	-2.3
Canada, BC, C (FRAC)	-3.5
Australia (FRAC)	-8.0

# SeisComP3

Analyse beobachteter  
fluidinduzierter Seismizität



Simulationen fluid-  
induzierter Seismizität



Erarbeitung eines Modellierungsansatzes zur Vorhersage der  
Magnituden-Auftretenswahrscheinlichkeit



Fluidvolumen  $V_f$ , Seismogenic Index  $\Sigma$ ,  $b$ -Wert,  $p$ -Wert, HPP



Implementierung als Modul in SeisComP3: Echt-Zeit Überwachung  
EP3 - Detektionsalgorithmus + EP5 - Vorhersage-Modell

# Weitere Fragestellungen

Erarbeitung eines Modellierungsansatzes zur Vorhersage der  
Magnituden-Auftretenswahrscheinlichkeit

Welchen Einfluss haben:

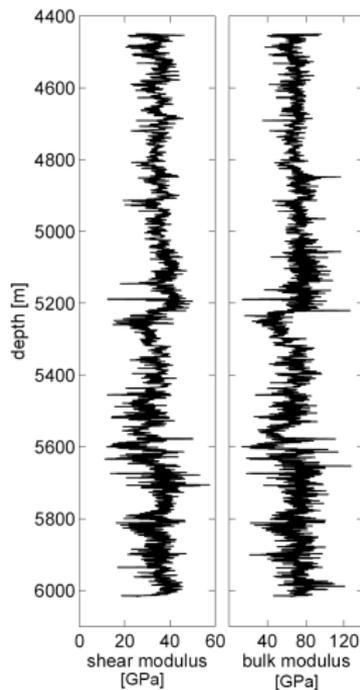
- ▶ elastische und hydraulische Heterogenität
- ▶ nichtlineare Diffusionsprozesse
- ▶ Reservoir im Produktionsbetrieb
- ▶ Größe des stimuliertes Reservoirvolumen

auf fluidinduzierte Seismizität?

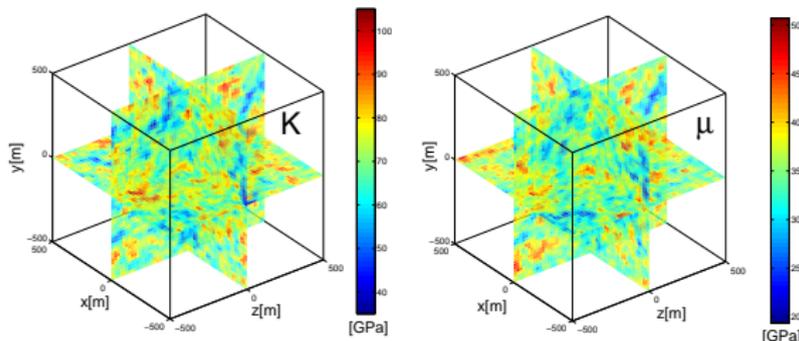
# Elastische Heterogenität

Geomechanische Modellierung kritischer Porendrücke:

Kann die Bruchfestigkeit aus Bohrloch-Logs bestimmt werden?



(KTB Hauptbohrung)



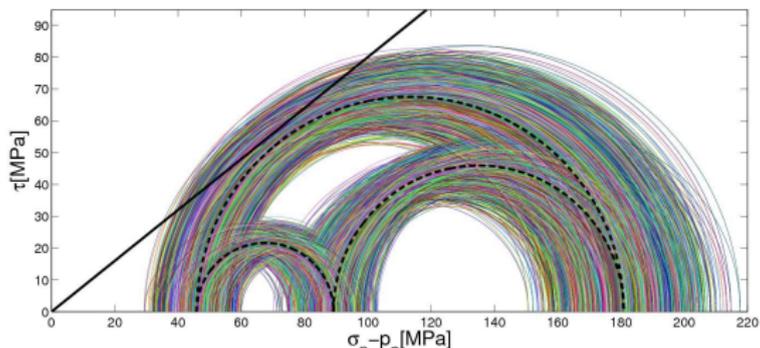
Realisierung durch Zufallsmedium:

Heterogenitäten in den elastischen Gesteinseigenschaften beschrieben durch fraktale Skalierung

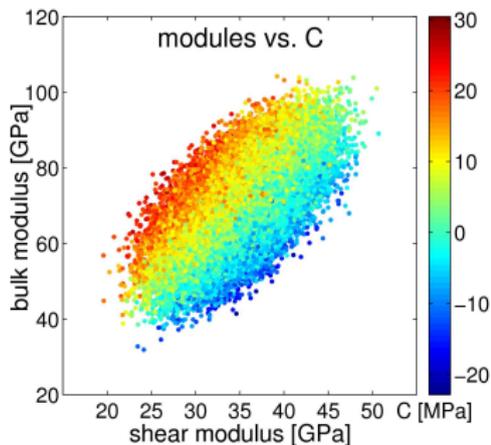
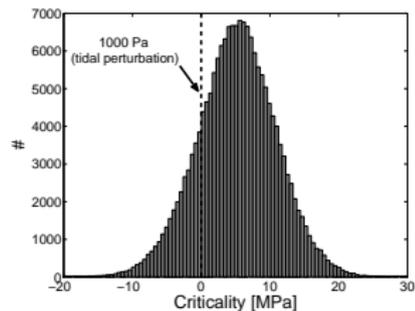
⇒ 3D Volumen räumlich korrelierter Fluktuationen der elastischen Module  $K$  und  $\mu$ , Input für Spannungsmodellierung in Abaqus

# Elastische Heterogenität

## Heterogene Spannungsverteilung



## kritische Porendrücke (Bruchfestigkeit)

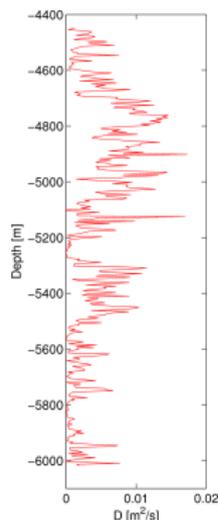


Elastische Eigenschaften,  
Spannungszustand und  
Bruchfestigkeit sind  
stark korreliert!

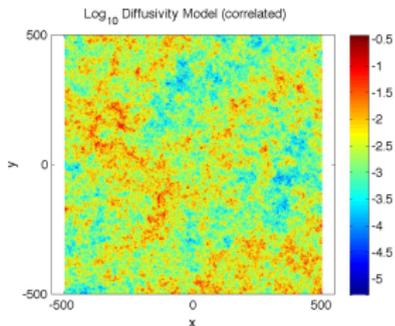
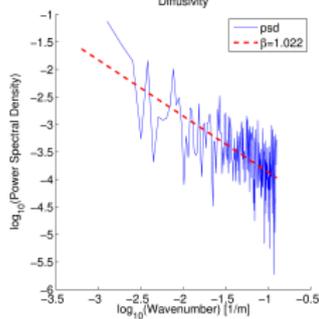
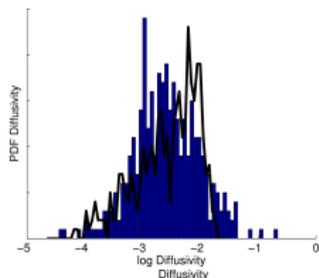
# Hydraulische Heterogenität

Modellierung von Porendruck und Seismizität:

Welchen Einfluss hat heterogene Verteilung der Permeabilität?



(KTB  
Hauptbohrung)



Realisierung durch Zufallsmediums:

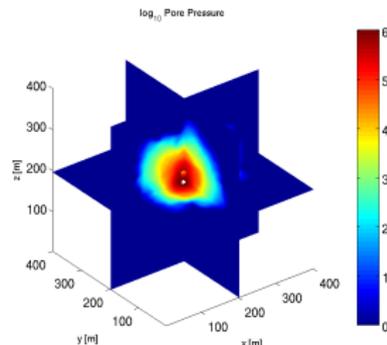
Heterogenitäten in den hydraulischen Gesteinseigenschaften beschrieben durch fraktale Skalierung

⇒ 3D Volumen räumlich korrelierter Fluktuationen der hydraulischen Diffusivität  $D$ , Input für Porendruckmodellierung in Comsol

# Hydraulische Heterogenität

## Modell Setups:

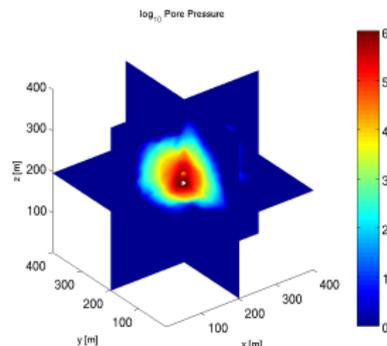
- ▶ 2D Modelle mit fraktaler Dimension 2.1-2.9
- ▶ 3D Modelle mit fraktaler Dimension 3.1-3.9
- ▶ verschiedene Quellgeometrien und -stärken
- ▶ verschiedene Simulationszeiten, inklusive shut-in



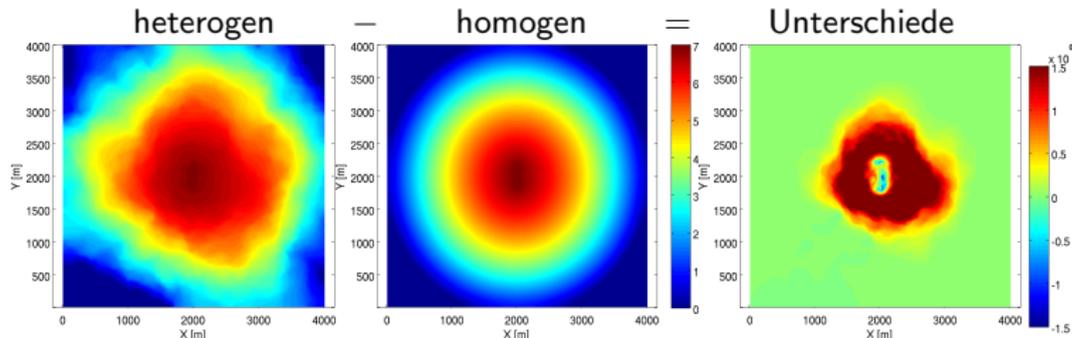
# Hydraulische Heterogenität

## Modell Setups:

- ▶ 2D Modelle mit fraktaler Dimension 2.1-2.9
- ▶ 3D Modelle mit fraktaler Dimension 3.1-3.9
- ▶ verschiedene Quellgeometrien und -stärken
- ▶ verschiedene Simulationszeiten, inklusive shut-in



Beispiel: Injektion, 20 Tage mit 10 MPa Injektionsdruck

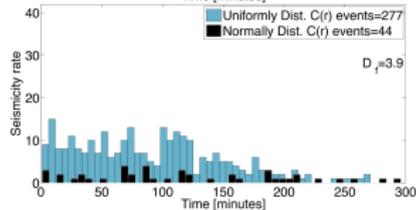
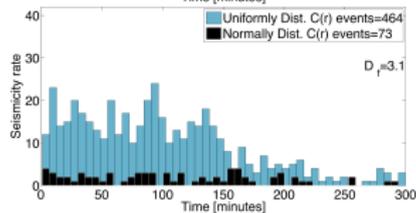
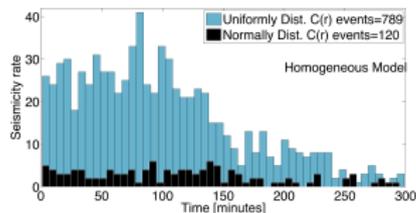


Unterschiede von mehr als 1 MPa Porendruckperturbation gegenüber homogenen Modell!

# Hydraulische Heterogenität

## Einfluss auf induzierte seismische Ereignisse

### Seismizitätsrate

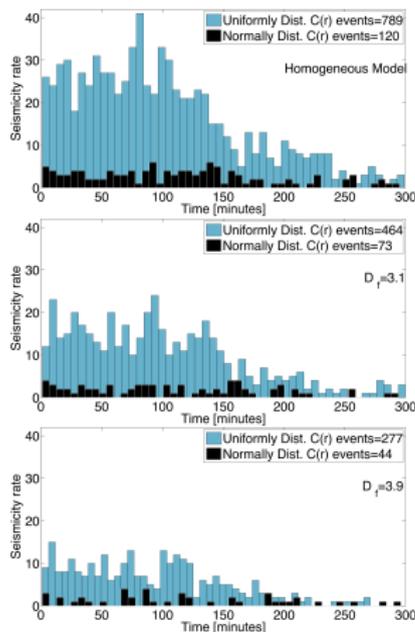


Abnahme in der Rate um Faktor 3

# Hydraulische Heterogenität

## Einfluss auf induzierte seismische Ereignisse

### Seismizitätsrate

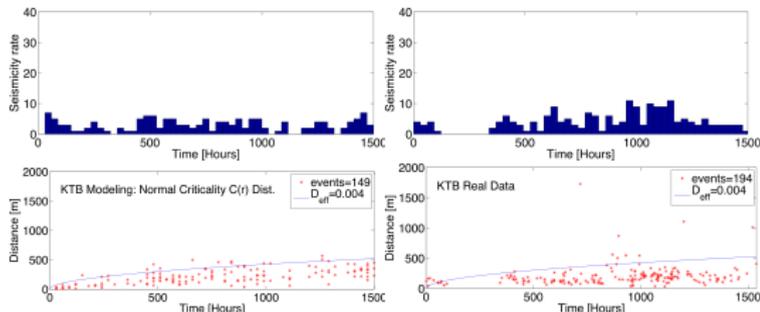


### Beispiel KTB

Bohrloch-Log  $\longleftrightarrow$  fraktales Medium

↑  
Kriging

- ▶ Fluidinjektion KTB 2000
- ▶ Dauer 60 Tage, Fließrate 30 – 90 l/min
- ▶ 273 Ereignisse (@ 5.3 km: 194)



Abnahme in der Rate um Faktor 3

Simulation

Beobachtung

# Nichtlineare Diffusionsprozesse

lineare Porendruckdiffusion:

*triggering front:*

$$r = \sqrt{4\pi Dt}$$

nichtlineare Porendruckdiffusion:

*triggering front:*

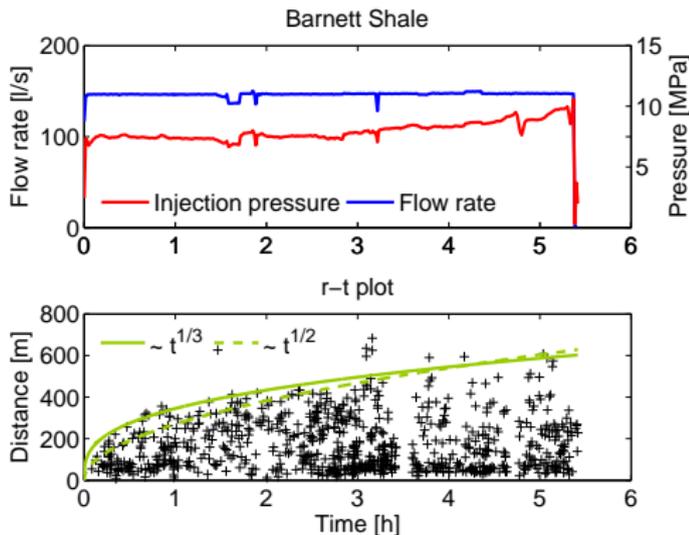
$$r \propto \sqrt[3]{t}$$

(Abhängigkeit der Permeabilität vom Porendruck in Form eines Potenzgesetzes)

Gültig für Fracking induzierte Seismizität.

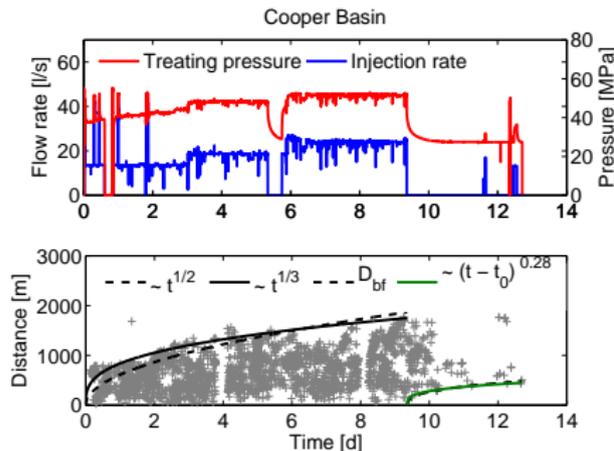
Wie ist dieses im Fall hydraulischer Stimulation geothermischer Reservoirs?

Wie kann die Seismizität nach dem shut-in interpretiert werden?

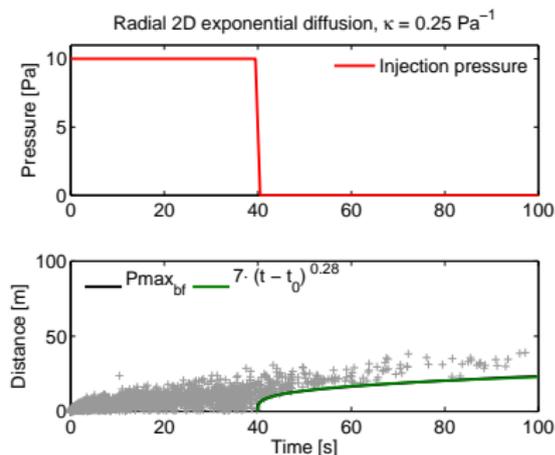


# Nichtlineare Diffusionsprozesse

## Reale Daten



## Numerische Simulationen



### Annahmen - nach shut-in:

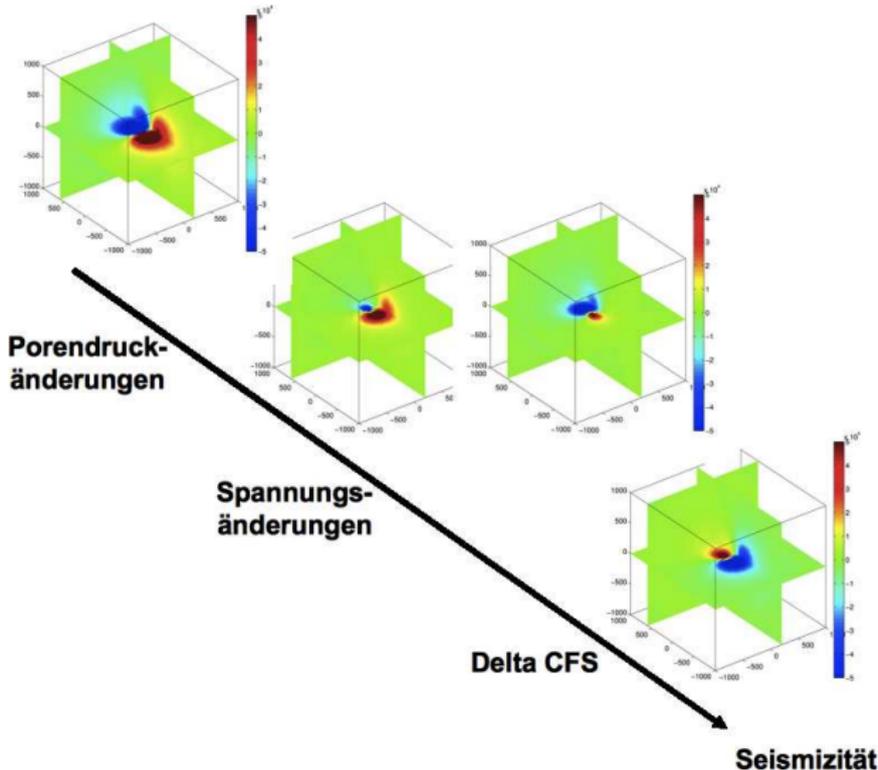
- ▶ Ereignisse nur durch monoton ansteigenden Porendruck
- ▶ elastische und hydraulische Homogenität
- ▶ druckunabhängiger hydraulischer Transport

### Modellierungsansatz:

- ▶ Transformation und Normalisierung  
⇒ hydraulisch isotrop
- ▶ *frozen medium diffusivity* Modell

# Reservoir im Produktionsbetrieb: Modellierung

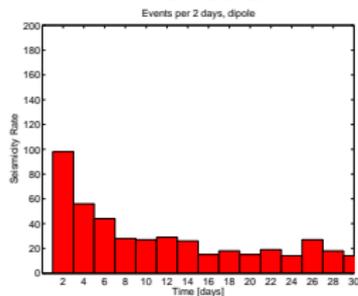
Modellierung der Porenfluiddruck- und Spannungsänderungen (poroelastisch) als Dipol (Injektionsbohrung - Förderbohrung) am Beispiel Unterhaching



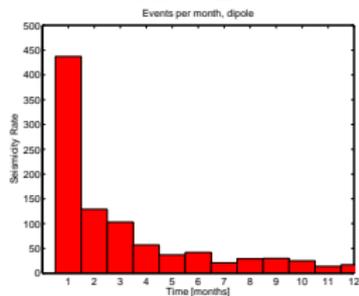
# Reservoir im Produktionsbetrieb: Ergebnisse

## Seismizitätsrate:

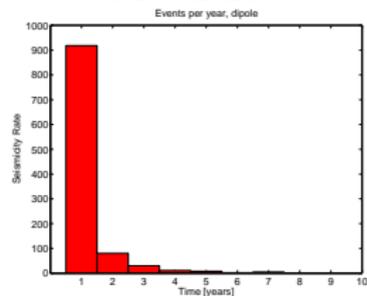
### Monat 1



### Jahr 1



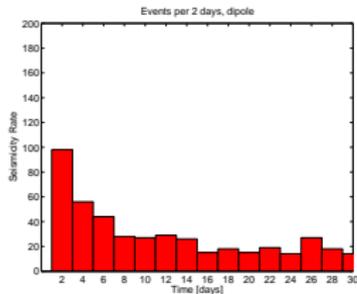
### Jahr 1-10



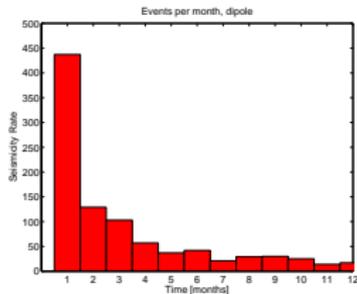
# Reservoir im Produktionsbetrieb: Ergebnisse

## Seismizitätsrate:

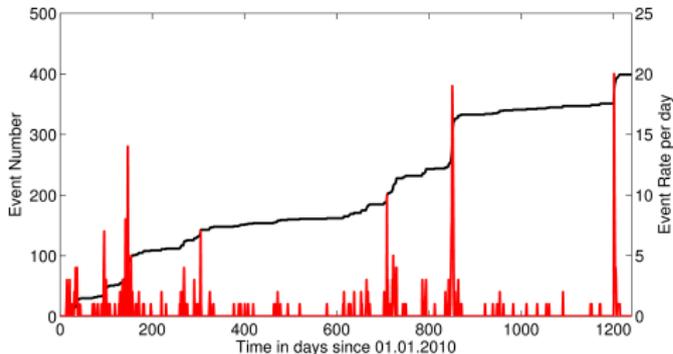
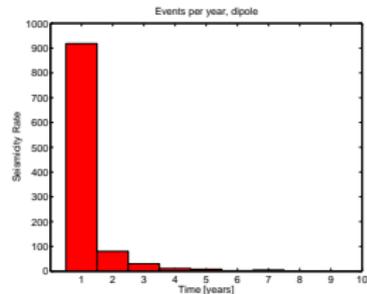
### Monat 1



### Jahr 1



### Jahr 1-10



## Unterhaching (Katalog EP2):

Seismische Aktivität als Folge von:

- ▶ Änderungen in Fließraten
- ▶ Pumpenstillstand
- ▶ Änderungen in Fluidtemperatur

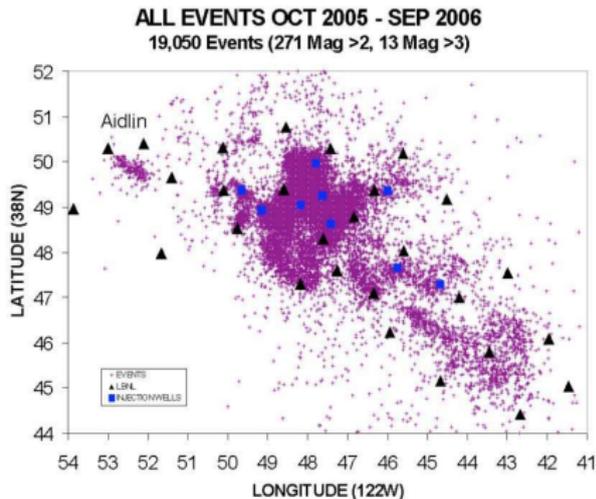
# Ausblick: MAGS → **MAGS 2**

hydraulische Stimulation → **Produktionsbetrieb**

geothermisches Reservoir → **geothermisches Feld**

Unterhaching  
↓  
Bayerische Molasse

Landau  
↓  
Südpfalz

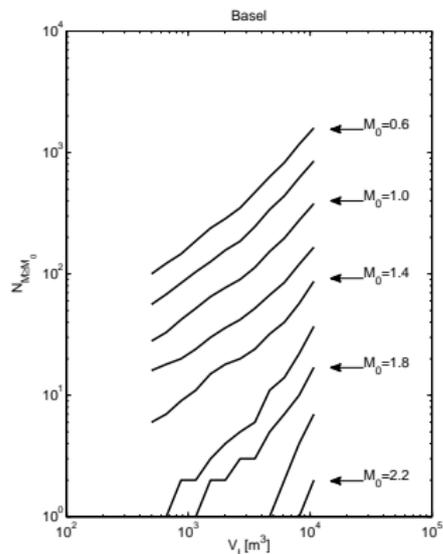


The Geysers, USA, Geothermiefeld  
22 Kraftwerke  
Produktion seit 1960  
(Quelle: Berkeley Lab)

# Stimuliertes Reservoirvolumen

Beobachtung (Basel):

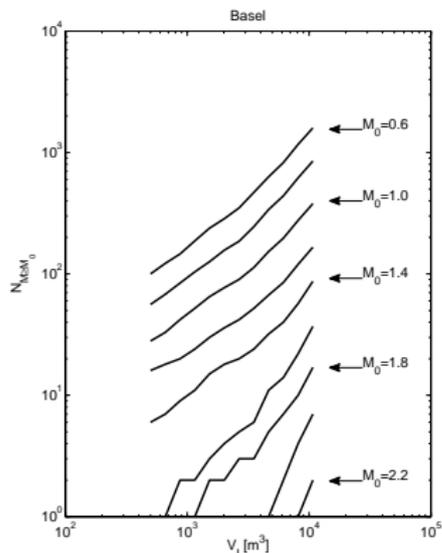
Unterrepräsentierung größerer  
Magnituden



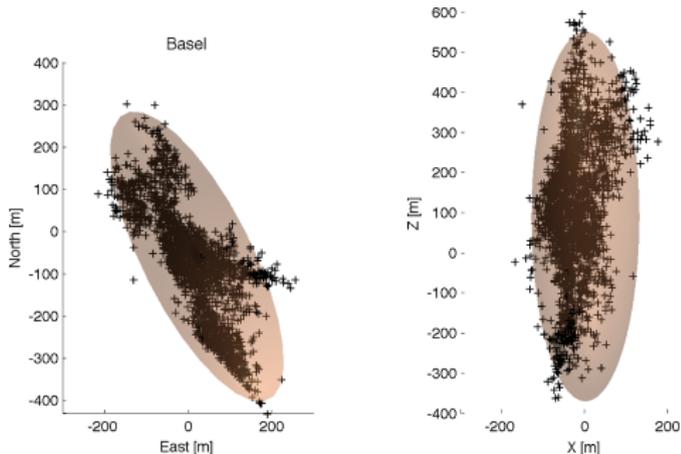
# Stimuliertes Reservoirvolumen

## Beobachtung (Basel):

Unterrepräsentierung größerer  
Magnituden



## Erklärung:



Größe und Geometrie (zeitabhängig)  
des perturbierten Reservoirvolumens  
⇒ Einfluss auf b-Wert und  $M_{max}$

# Danksagung

Das Verbundprojekt **MAGS** - Konzepte zur Begrenzung der mikroseismischen Aktivität bei der energetischen Nutzung geothermischer Systeme im tiefen Untergrund wird finanziert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und betreut vom Projektträger Jülich.

**Förderkennzeichen:** 0325191A-F



Projektträger für



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

Datenkataloge wurden zur Verfügung gestellt von:

Basel: M. Häring

Cooper Basin: H. Kaieda

Ogachi: H. Kaieda

Soultz: A. Jupe & G.E.I.E.)

Paradox Valley: K. Mahrer

Barnett Shale: S. Maxwell

Cotton Valley: J. Rutledge

Unterhaching: J. Wassermann

und den Sponsoren des *PHASE* Projektes.

# Ausgewählte aktuelle Publikationen

- ✓ Fluidinduzierte Seismizität, Grundlagen  
Shapiro & Dinske, 2009, JGR
- ✓ Nichtlineare Diffusion und Seismizität  
Hummel & Shapiro, 2012, GJI  
Hummel & Shapiro, 2013, Geophysics
- ✓ Magnitudenverteilung und Seismogener Index  
Shapiro et al, 2007, GRL  
Shapiro et al, 2010, Leading Edge  
Dinske & Shapiro, 2013, J Seismology  
Dinske et al, 2013, EAGE Expanded Abstracts (Amsterdam)
- ✓ Seismizitätsraten, Abklingen nach Injektionsende  
Langenbruch & Shapiro, 2010, Geophysics
- ✓ Wartezeiten-Analyse, Poisson-Prozess  
Langenbruch et al, 2011, GRL
- ✓ Modellierung heterogener Medien  
Langenbruch & Shapiro, 2013, EAGE Expanded Abstracts (Amsterdam)  
Dinske et al, 2013, EAGE Expanded Abstracts (London)

# Reservoir im Produktionsbetrieb: Modellparameter

Abmessung $x, y, z$ , Sampling	8000 m, 160 m
Abstand Dipol $\Delta_{Dipol}$	3798 m
Zeit	$t_1 = 30$ Tage, $\Delta_{t_1} = 2$ Tage $t_2 = 12$ Monate, $\Delta_{t_2} = 1$ Monat $t_3 = 10$ Jahre, $\Delta_{t_3} = 1$ Jahr
Permeabilität, anisotrop	$\kappa = \text{diag}(6, 600, 6) \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$
Fließrate	$q = 110 \text{ l/s}$
Young Modul	$E = 47 \text{ GPa}$
Bulk Modul, grain material	$K_{gr} = 76 \text{ GPa}$
Wasser	$K_{fl} = 2.25 \text{ GPa}$
Viskosität	$\eta = 1.9 \cdot 10^{-4} \text{ Pa s}$
Porosität	$\phi = 0.1$
Poisson Zahl	$\nu = 0.297$

(Rock Physics Handbook, Geschwindigkeit-Porosität Beziehung  
 Geschwindigkeit-Dichte Beziehung)

- Porenfluiddruckänderungen  $p(r, t)$
- Spannungsänderungen  $\sigma_{i,j}(r, t)$ ,  $i, j = 1, 2, 3$
- Hauptspannungen  $\sigma_i(r, t)$ ,  $i = 1, 2, 3$
- Normalspannung, Scherspannung
- Änderungen Coulomb-Failure-Stress (Annahme Reibungskoeffizient: 0.8)