MAGS EP5 - Stand der Arbeit

FU Berlin, FR Geophysik

8. Oktober 2012

Themen

1. *Seismogenic Index*
2. Modellierung Dipol (Produktion/Zirkulation)
3. Modellierung heterogener Permeabilitätsverteilung
4. Nichtlineare Diffusion (backfront-Analyse)

Seismogenic Index - tabellarisch

Lokation (Jahr/Typ)	Fluid [m^3]	Σ
Basel (2006/EGS)	10 800	0.4
Cooper (2003/EGS)	14 600	-0.9
Ogachi (1991/EGS)	10 100	-2.6
Ogachi (1993/EGS)	20 700	-3.2
Soultz (1993/EGS)	25 900	-2.0
Soultz (1995/EGS)	28 500	-3.8
Soultz (1996/EGS)	13 500	-3.1
Soultz (2000/EGS)	23 400	-0.5
KTB (1994/SCI)	86	-1.65
KTB (2004-05/SCI)	64 130	-4.2
Paradox V. (1997-2000/WD)	$1.7 \cdot 10^6$	-2.6
Barnett (FRAC)	2840	-9.2
Cotton V. A (FRAC)	1020	-6.2
Cotton V. B (FRAC)	950	-4.4
Cotton V. C (FRAC)	333	-9.4

$$\Sigma = log_{10} N - log_{10} V_I + bM$$

Seismogenic Index:

- Aufnahme neuer Datensätze
- Analyse Korrelationen

EGS: Enhanced Geothermal System, SCI: Scientific, WD: Waste Disposal, FRAC: Hydraulic Fracturing

Seismogenic Index - tabellarisch

Seismogenic Index: neue Datensätze

- MAGS Daten: Unterhaching
- weitere Daten: hydro-fracking
- Daten aus McGarr (2012): (im Wesentlichen) waste-disposal Injektionen

EGS: Enhanced Geothermal System, HYD: Hydrothermal System, SCI: Scientific, WD: Waste Disposal, FRAC: Hydraulic Fracturing

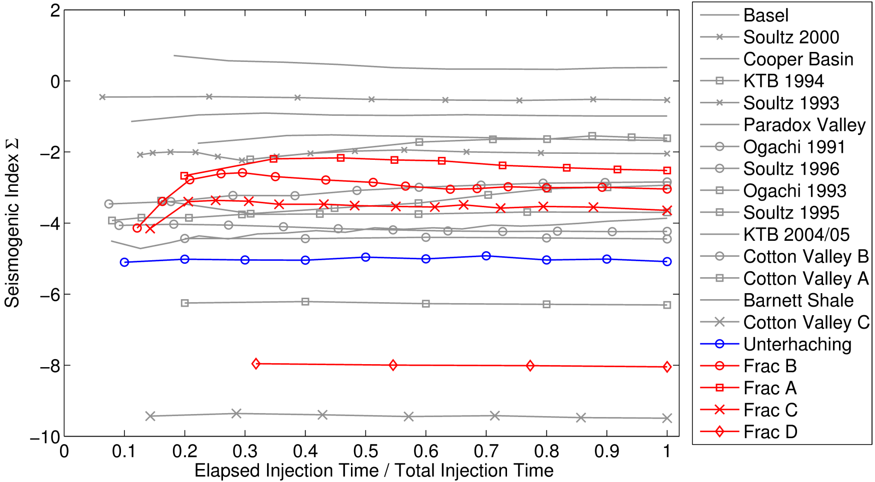
Lokation (Typ)	Fluid [m^3]	Σ
Unterhaching (HYD)	$8.2\cdot10^6$	-5.0
Data A (FRAC)	3160	-2.9
Data B (FRAC)	2200	-2.3
Data C (FRAC)	2750	-3.5
Data D (FRAC)	2700	-8.0

$$\Sigma = log_{10} N - log_{10} V_I + bM$$

Lokation (Typ)	Fluid [m^3]	Σ
Raton Basin 1 (WD)	$5\cdot10^6$	-0.1
Raton Basin 2 (WD)	$2.9\cdot10^6$	-0.2
Raton Basin 3 (WD)	400 000	-0.1
RM Arsenal (WD)	630 000	0.3
POH (WD)	$1.1\cdot10^6$	0.0
GAK (WD)	630 000	0.0
ASH 1 (WD)	330 000	-0.6
ASH 2 (WD)	60 000	-0.4
YOH (WD)	80 000	0.0
GAR (FRAC)	9000	-0.6
BUK (FRAC)	3000	-0.8

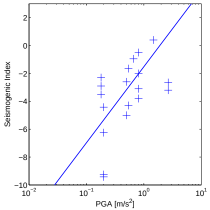
$$\Sigma = bM_{max} - log_{10} V_I$$

Seismogenic Index - graphisch

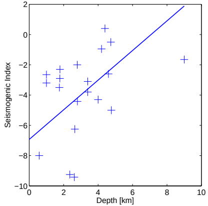


Seismogenic Index - Korrelationen

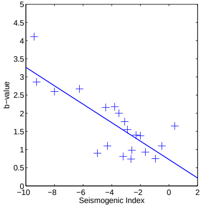
a - $CC \approx 0.65$



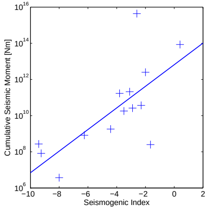
b - $CC \approx 0.4$



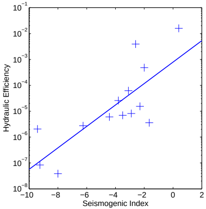
c - $CC \approx 0.79$



d - $CC \approx 0.9$



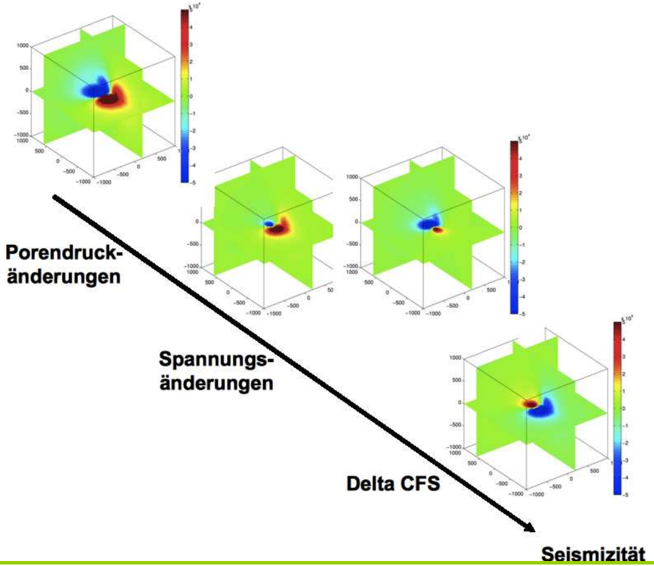
e - $CC \approx 0.79$



- a: PGA (tectonic seismicity): GSHAP hazard map [Giardini et al., 2003]
- b: depth of stimulated reservoir and induced seismicity
- c: $b-$value of the frequency magnitude distribution
- d: cumulative seismic moment release
- e: seismic energy normalised to hydraulic energy

Modellierung - Produktion

Modellierung der Porenfluiddruck- und Spannungsänderungen (poroelastische Kopplung) als Dipol (Injektionsbohrung - Förderbohrung)



Modellierung - Parameter

Abmessung x, y, z	$3000\ m$
Abstand Dipol Δ_{Dipol}	$100\ m$
Zeit	$t1 = 30$ Tage, $\Delta_{t1} = 2$ Tage $t2 = 12$ Monate, $\Delta_{t2} = 1$ Monat $t3 = 10$ Jahre, $\Delta_{t3} = 1$ Jahr
Permeabilität, isotrop anisotrop	$\kappa = 5 \cdot 10^{-16}\ m^2$ $\kappa = diag(500, 10, 1) \cdot 10^{-18}\ m^2$
Fliessrate	$q = 50\ l/s$
Young Modul	$E = 90\ GPa$
Bulk Modul, grain material Wasser	$K_{gr} = 200\ GPa$ $K_{fl} = 2.25\ GPa$
Viskosität($150\ ^\circ C$)	$\eta = 1.75\ Pa\, s$
Porosität	$\phi = 0.05$
Poisson Zahl	$\nu = 0.28$

$\Rightarrow$ Porenfluiddruckänderungen $p(r, t)$

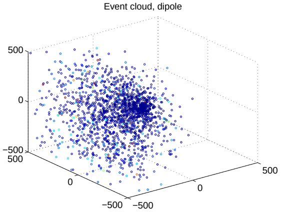
$\Rightarrow$ Spannungsänderungen $\sigma_{i,j}(r, t)$, $i, j = 1, 2, 3$

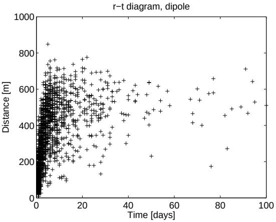
<u>Modelle:</u>

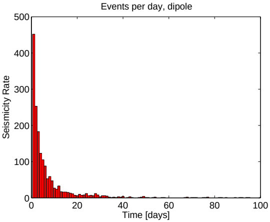
- Ausrichtung Dipol
- unterschiedliche Raten für Injektion und Förderung

Modellierung - Synthetische Ereignisse

Vergleich Kritikalität – Änderungen CFS → Seismizität

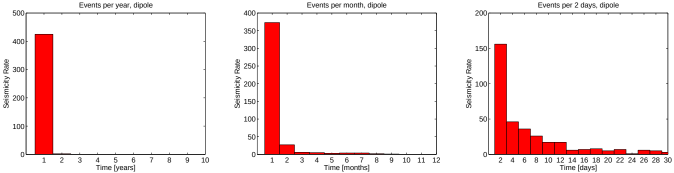




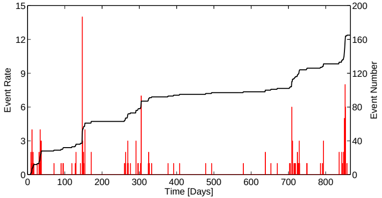


Modellierung - Synthetische Ereignisse, Unterhaching

Seismizitätsrate: konstante Fliessraten $\longrightarrow$ Gleichgewichtszustand



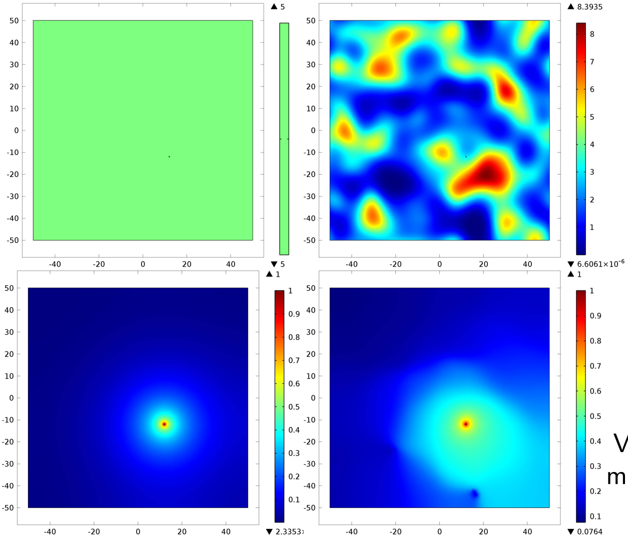
Unterhaching: Seismizität infolge Änderungen in Fliessraten ?



$\longrightarrow$ Daten aus Unterhaching zur Kalibrierung der Modell-Parameter

Modellierung - Heterogenitäten in Permeabilität

homogen | heterogen



2D Modelle

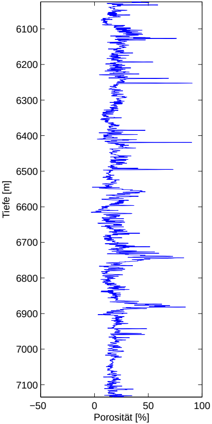
Mediumsdiffusivität

Porenfluiddruck-Verteilung nach Injektion mit 1 MPa Injektionsdruck

Modellierung - Heterogenitäten in Permeabilität

Ausblick: realistische Modelle durch Bestimmung der Verteilung der Mediumsdiffusivität aus Bohrlochmessungen

Porosität



KTB Hauptbohrung

→

Permeabilität

$$\kappa = C_C \frac{\phi^m}{(1-\phi)}$$

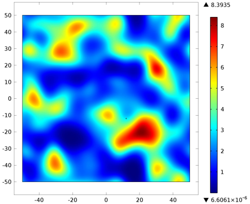
Costa (2006, GRL):

Permeabilität-Porosität Beziehung basierend auf fraktaler Porenraumgeometrie

C_C: Geometriefaktor
m: Archie Exponent

→

Diffusivität



Giardini, D., Grünthal, G., Shedlock, K. M., and Zhang, P. (2003).
International Handbook of Earthquake & Engineering Seismology, volume 81 of *International Geophysics Series*, chapter The GSHAP Global Seismic Hazard Map, pages 1233–1239.
Academic Press, Amsterdam.

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

Freie Universität Berlin

MAGS

Back front Signatures of Nonlinear Pore Pressure Diffusion

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

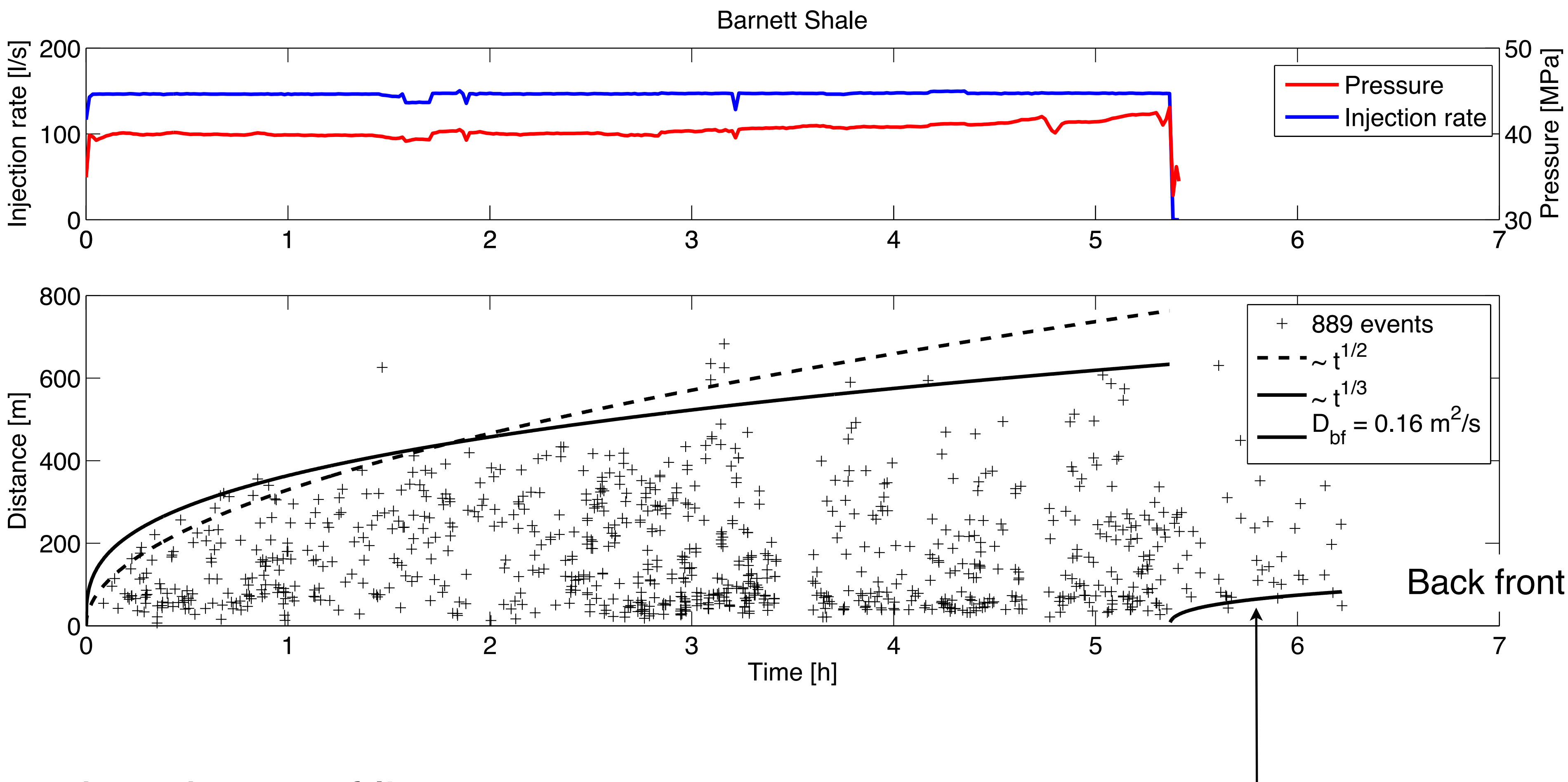
Projektträger für

PtJ Projektträger Jülich Forschungszentrum Jülich

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Back front of seismicity

Data are courtesy of S. Maxwell (formerly at Pinnacle Technologies, now at Schlumberger)



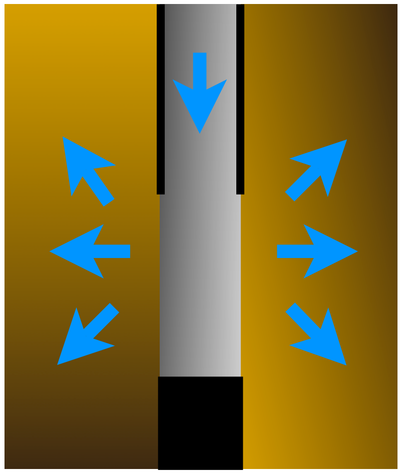
Based on theory of linear poro-elasticity:

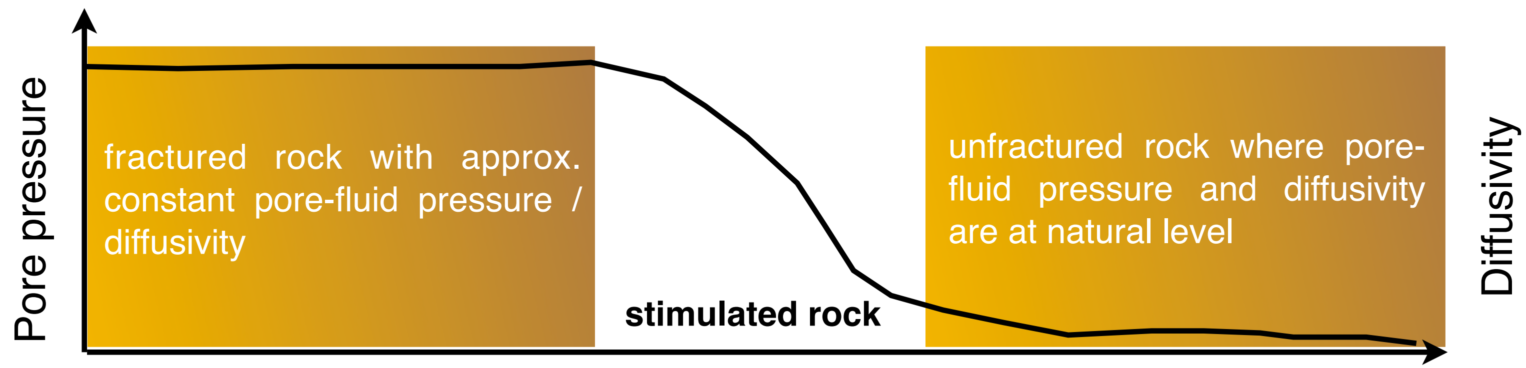
$$r_{bf} = \sqrt{2\,d\,D_{bf}\,t\left(\frac{t}{t_0} - 1\right) ln\left(\frac{t}{t - t_0}\right)}$$

⟶ Back front of seismicity
(Parotidis et al., 2004)

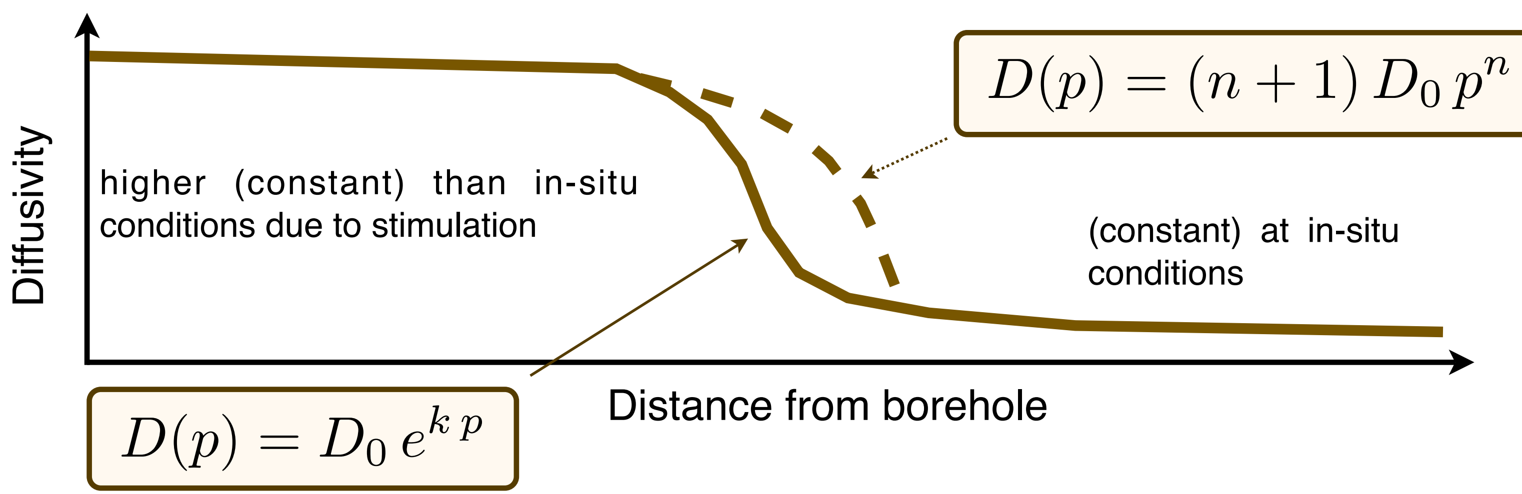
Nonlinear fluid-rock interaction

Observation:





Model:



Spatio-temporal pore pressure evolution

$$D(p) = D_0 \, e^{k\,p}$$

- Rocks with a non-negligible initial diffusivity
- Granitic rock
- Geothermic reservoirs

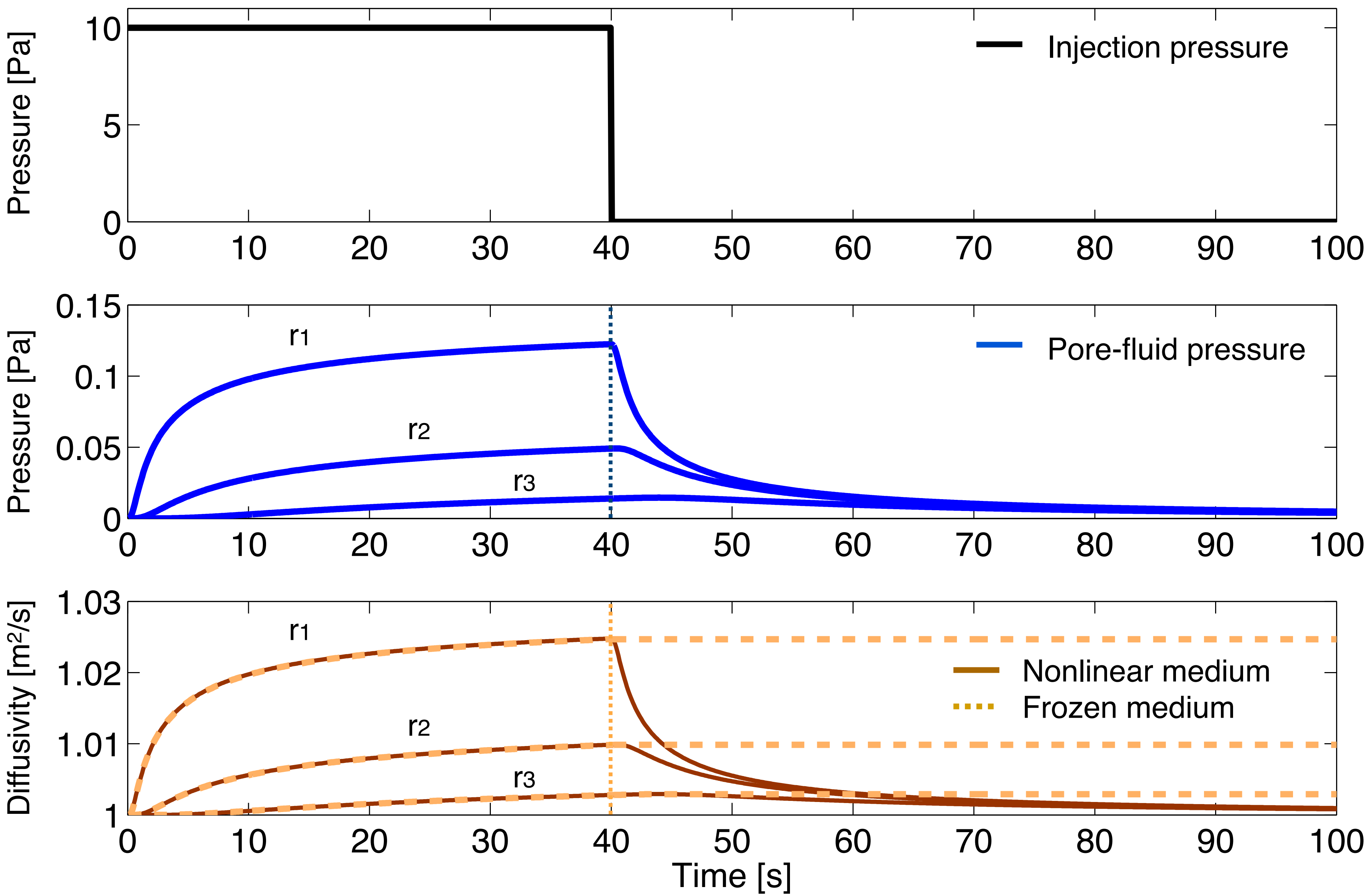
$$D(p) = (n+1)\, D_0 \, p^n$$

- Rocks with almost insignificant initial diffusivity
- Shales

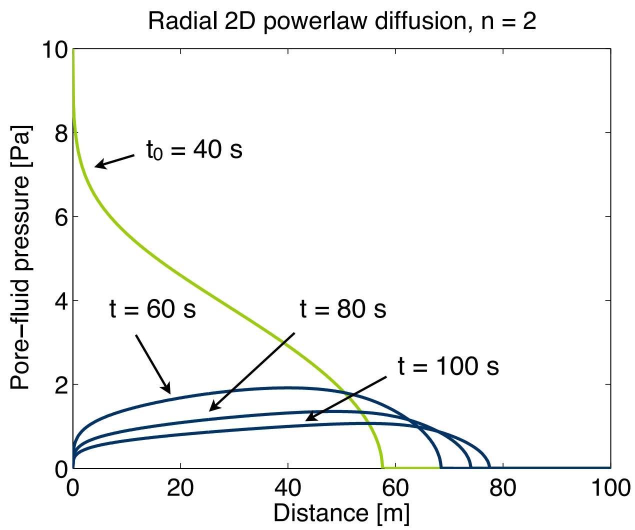
$$\frac{\partial \, r^{d-1} \, p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(D(p) \, r^{d-1} \, \frac{\partial p}{\partial r} \right)$$

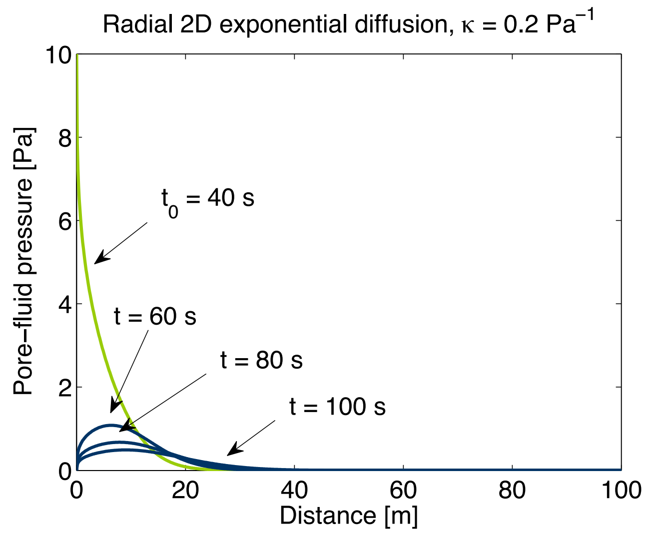
Shapiro and Dinske (2009)
Hummel and Shapiro (2012)

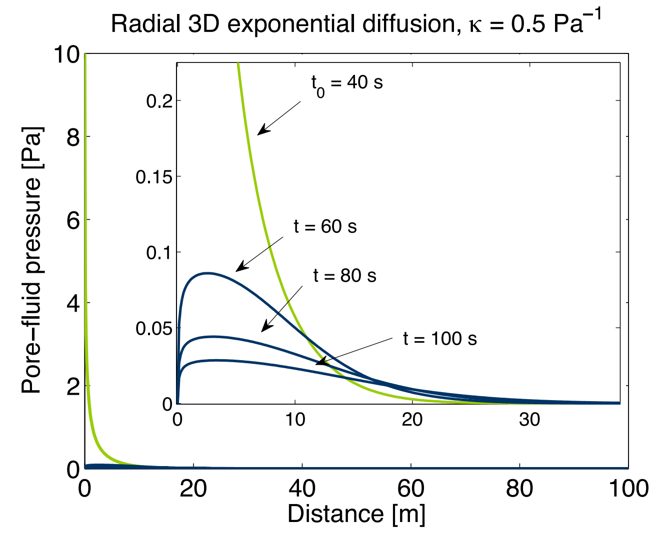
Hydraulic transport simulation

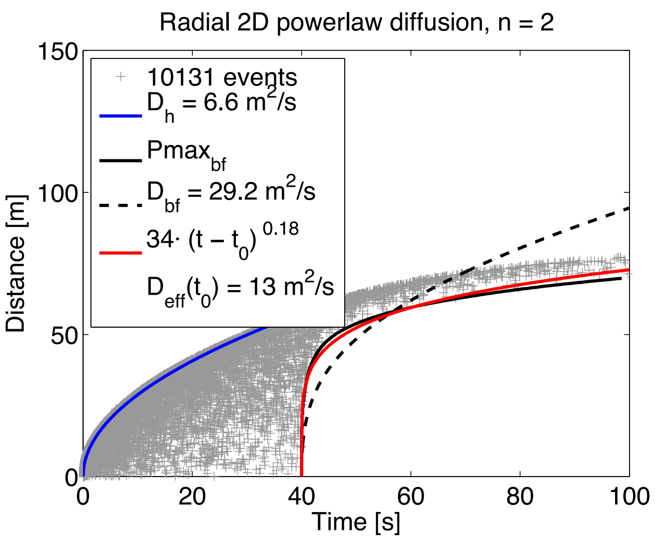


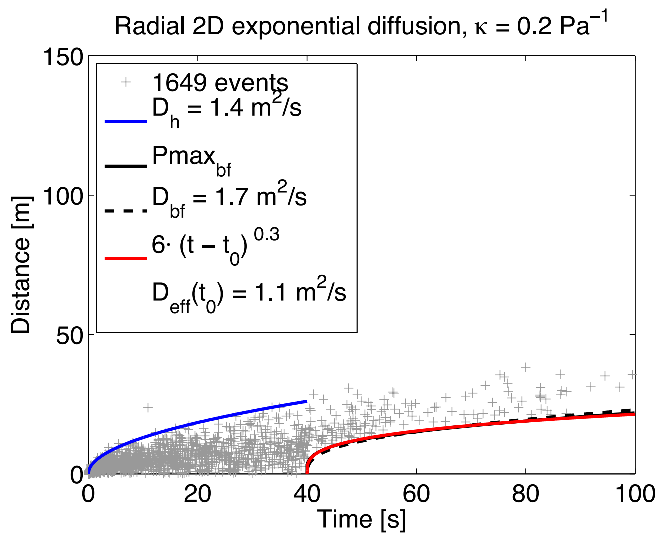
Results for frozen medium

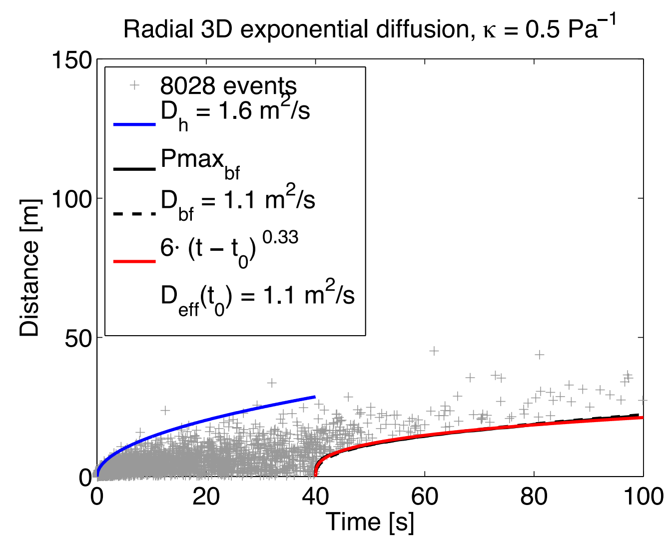












Real data example

Data are courtesy of H. Kaieda (CRIEPI)