

---

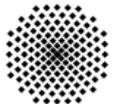
# ***Nutzung des Untergrunds zur Speicherung von Kohlendioxid in tiefen salinaren Aquiferen***

Holger Class, Rainer Enzenhöfer

*Stuttgart, 25. Februar 2010*

*24. Trinkwasserkolloquium:*

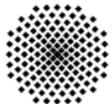
*“Grundwasser und Grundwasserleiter – Nutzungskonflikte und Lösungsansätze”*



# Übersicht

---

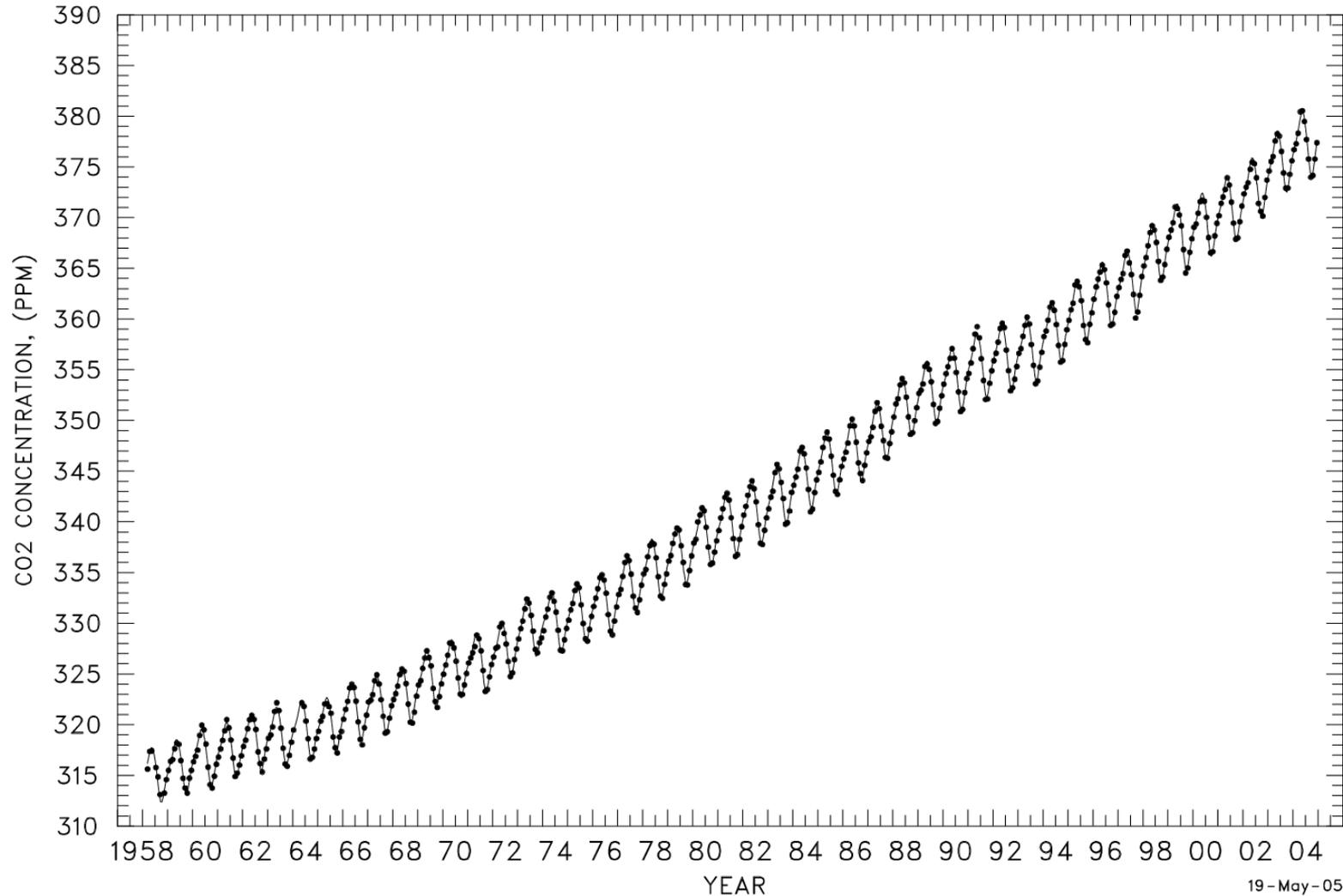
- Allgemeine Einführung: Die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage): eine Möglichkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen
- Speichermechanismen im Aquifer: Prozesse, Zeit- und Raumskalen
- Modelle und Simulationswerkzeuge: Möglichkeiten und Limitierungen
- Bewertung von Risiken und Gefährdungsszenarien mit Hilfe von Simulationsmodellen



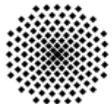
# CO<sub>2</sub> Konzentration in der Atmosphäre

MAUNA LOA OBSERVATORY, HAWAII  
MONTHLY AVERAGE CARBON DIOXIDE CONCENTRATION

MLO-145



Keeling &  
Whorf,  
2005



---

Was hat die geologische Speicherung von Kohlendioxid mit Trinkwasser zu tun?

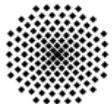
**Eigentlich nichts!**

Gibt es einen Nutzungskonflikt zwischen geologischer Speicherung von Kohlendioxid und Trinkwassergewinnung aus Grundwasser?

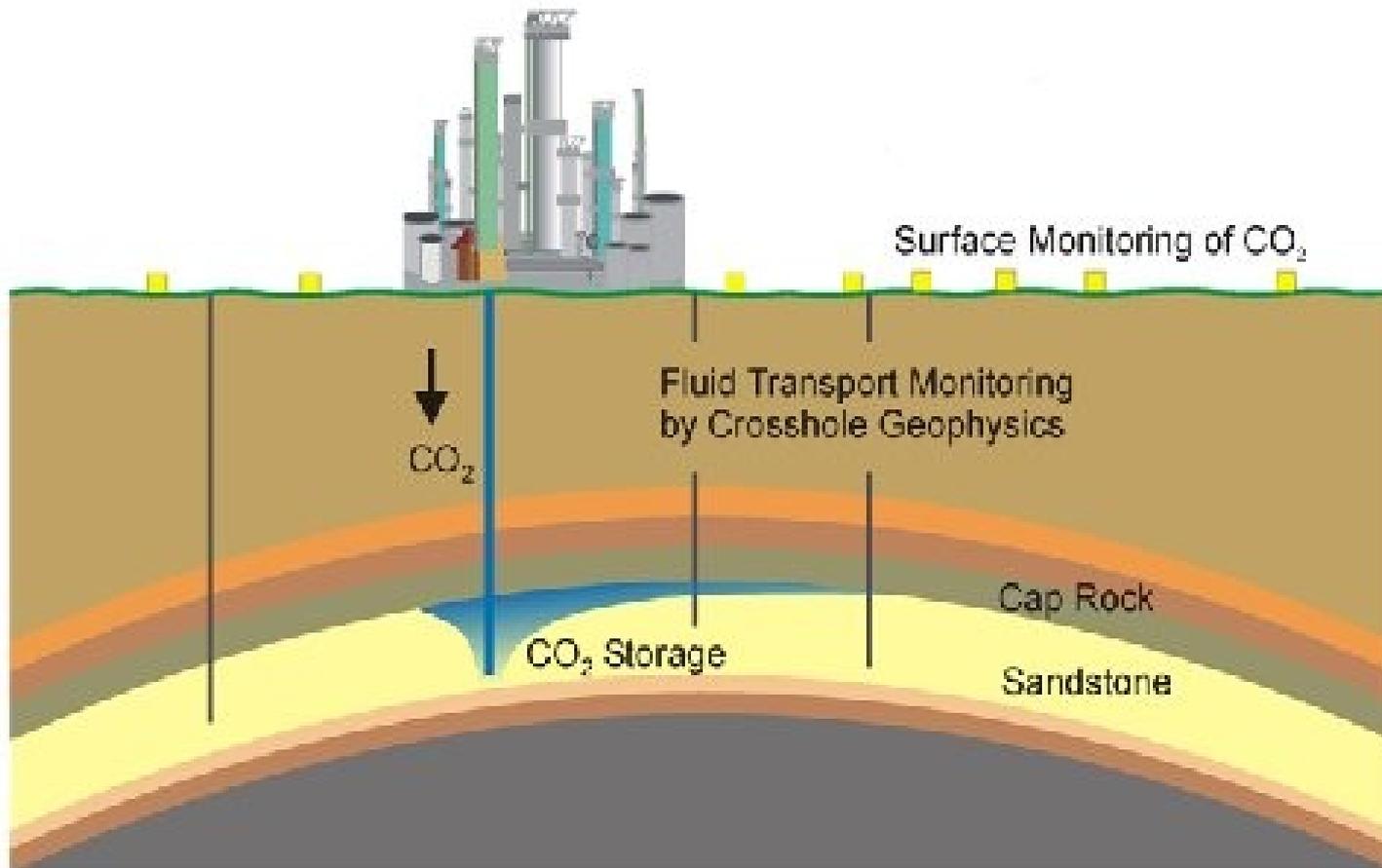
**Eigentlich nicht!**

Was heißt „eigentlich nicht“?

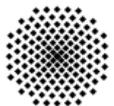
**CO<sub>2</sub> wird in großen Tiefen und nicht in Trinkwasseraquiferen gespeichert**



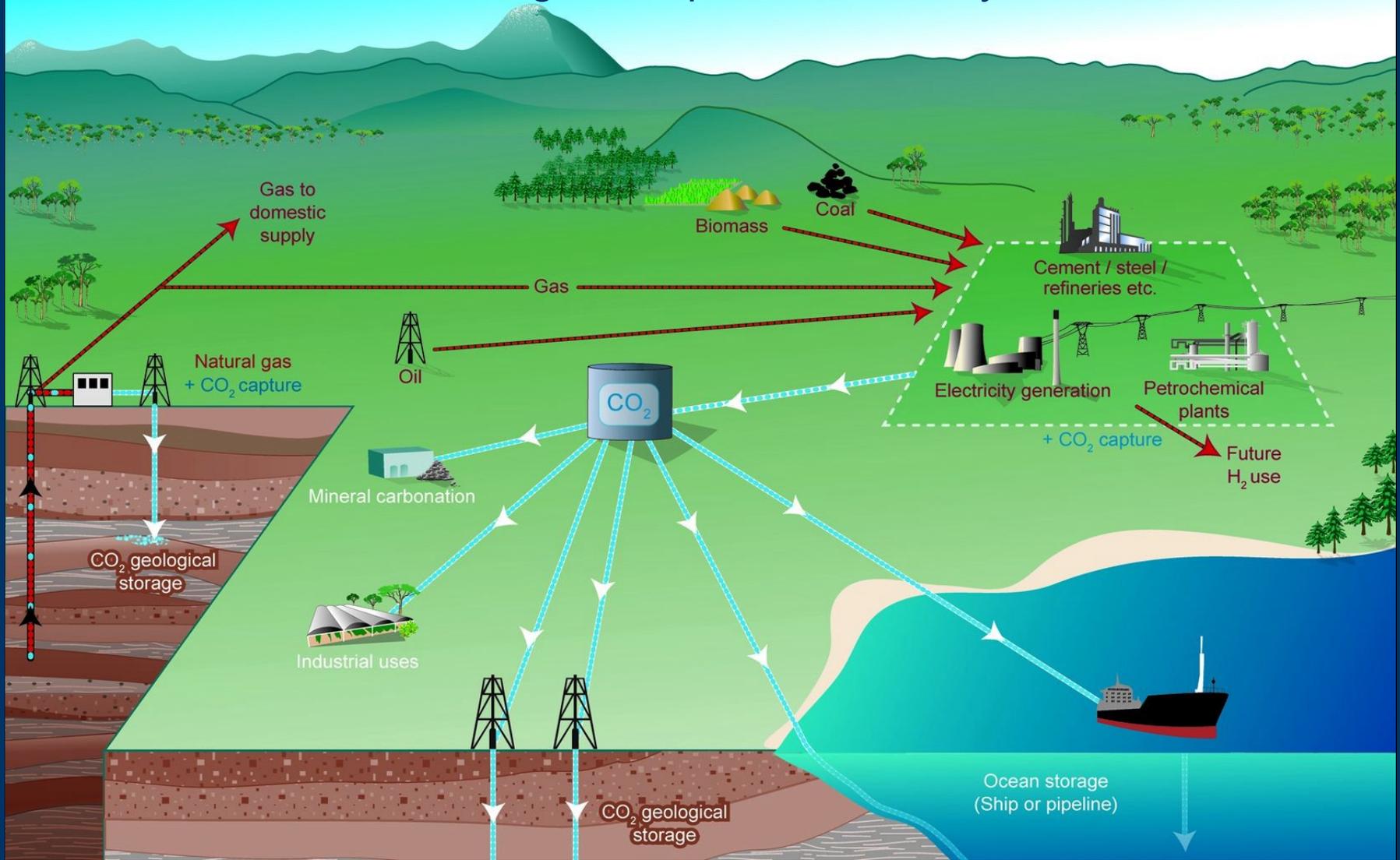
# CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinaren Aquiferen



*CO<sub>2</sub> is captured in a power plant and stored in a deep saline aquifer. (CO<sub>2</sub>Sink project)*

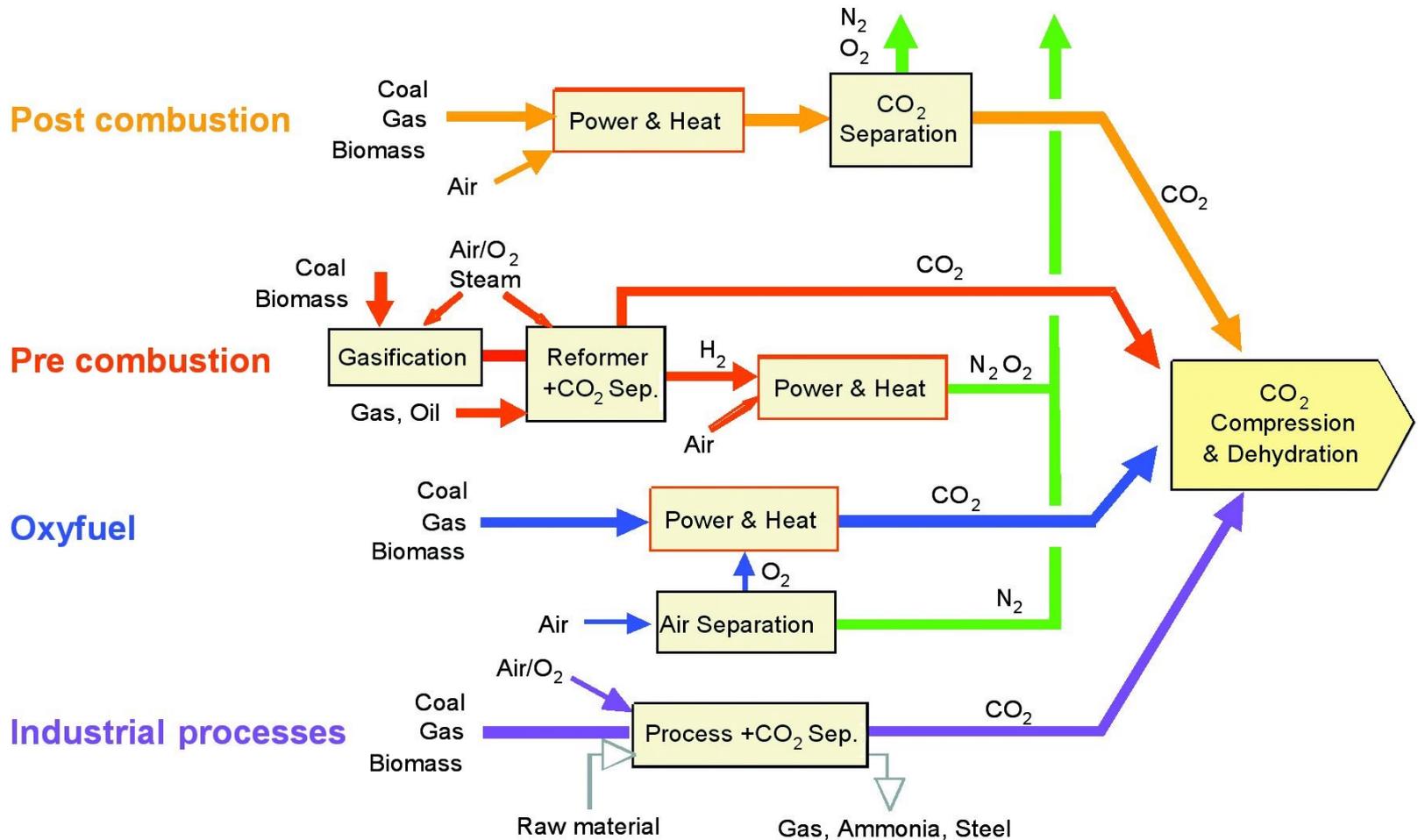


# Schematic diagram of possible CCS systems



SRCCS Figure TS-1

# Overview of CO<sub>2</sub> capture processes and systems

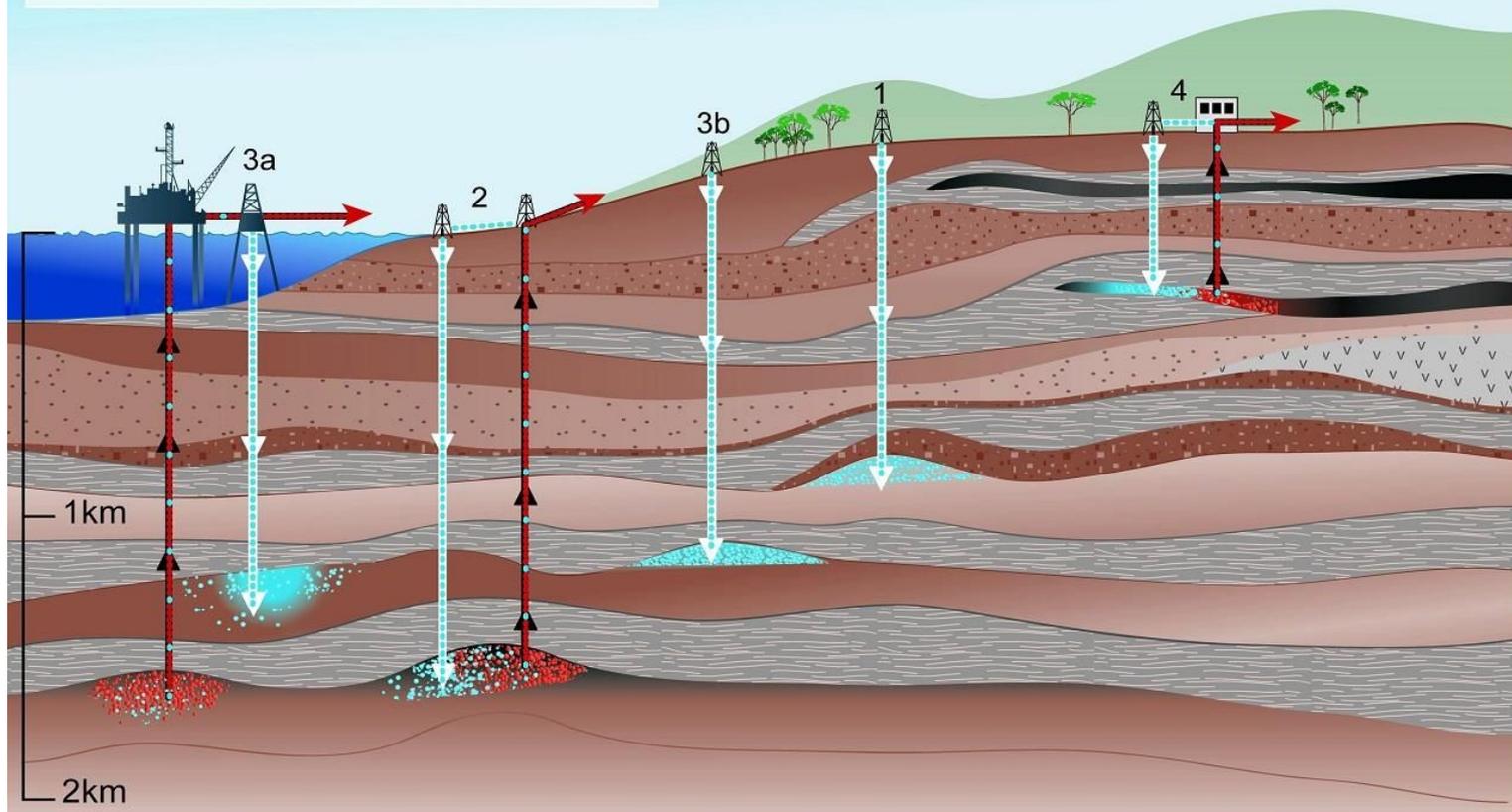


SRCCS Figure TS-3

# Geologische Speicheroptionen

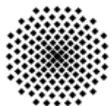
## Overview of Geological Storage Options

- 1 Depleted oil and gas reservoirs
- 2 Use of CO<sub>2</sub> in enhanced oil and gas recovery
- 3 Deep saline formations — (a) offshore (b) onshore
- 4 Use of CO<sub>2</sub> in enhanced coal bed methane recovery



© Intergovernmental Panel on Climate Change (2005)

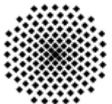
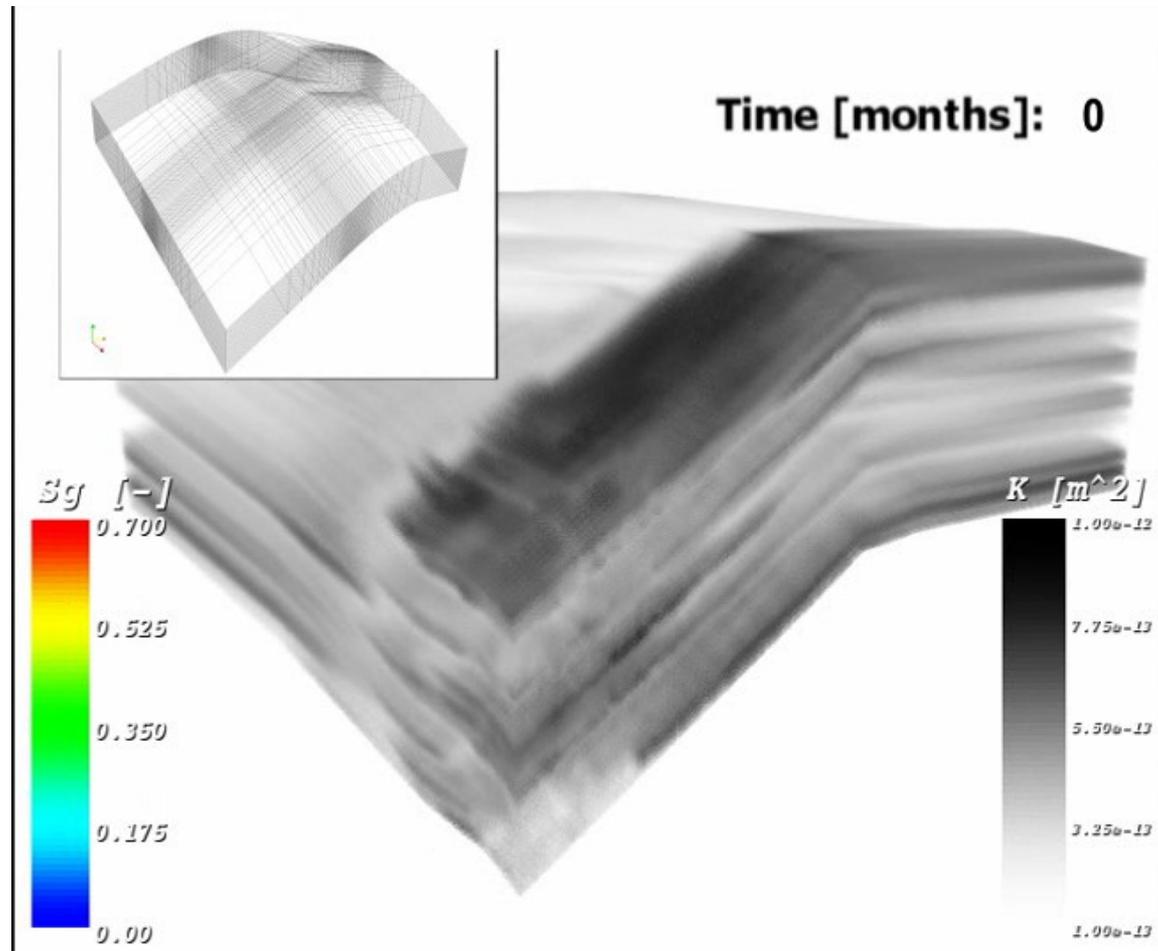
Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung



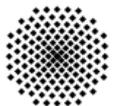
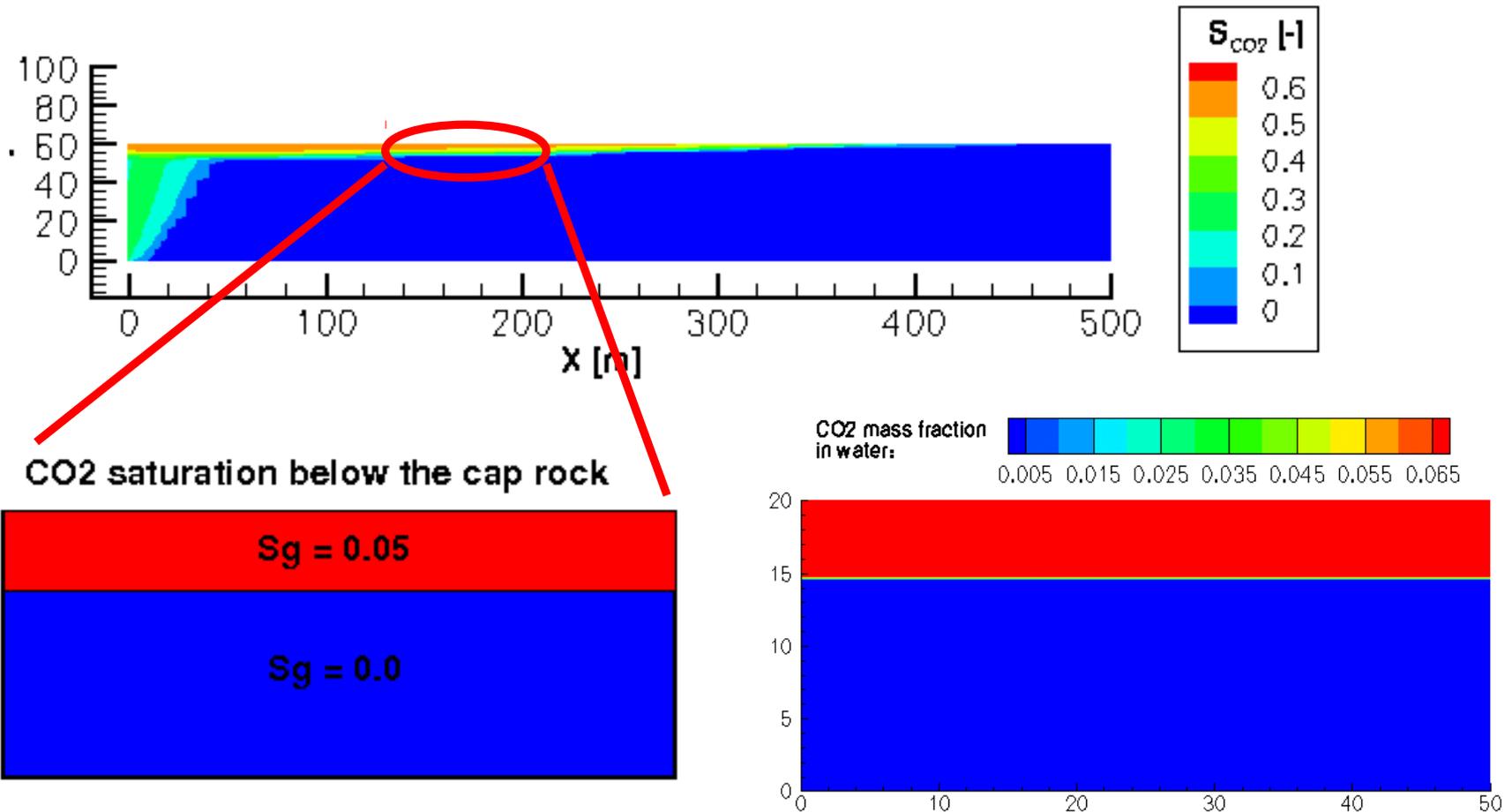
Universität Stuttgart



# Structural Trapping – Mehrphasenströmung

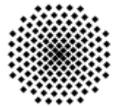
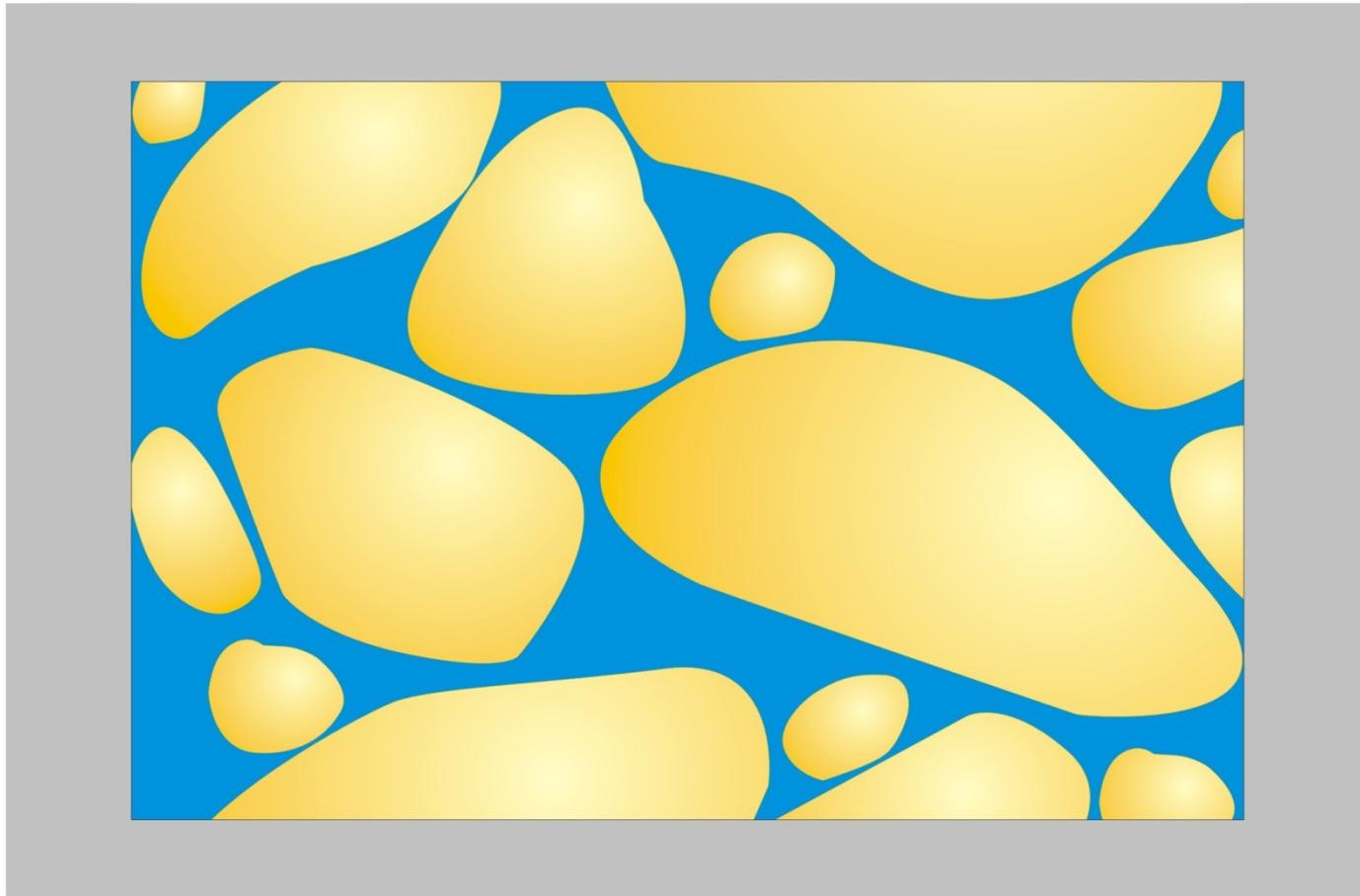


# Solubility Trapping – Komponententransport

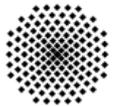
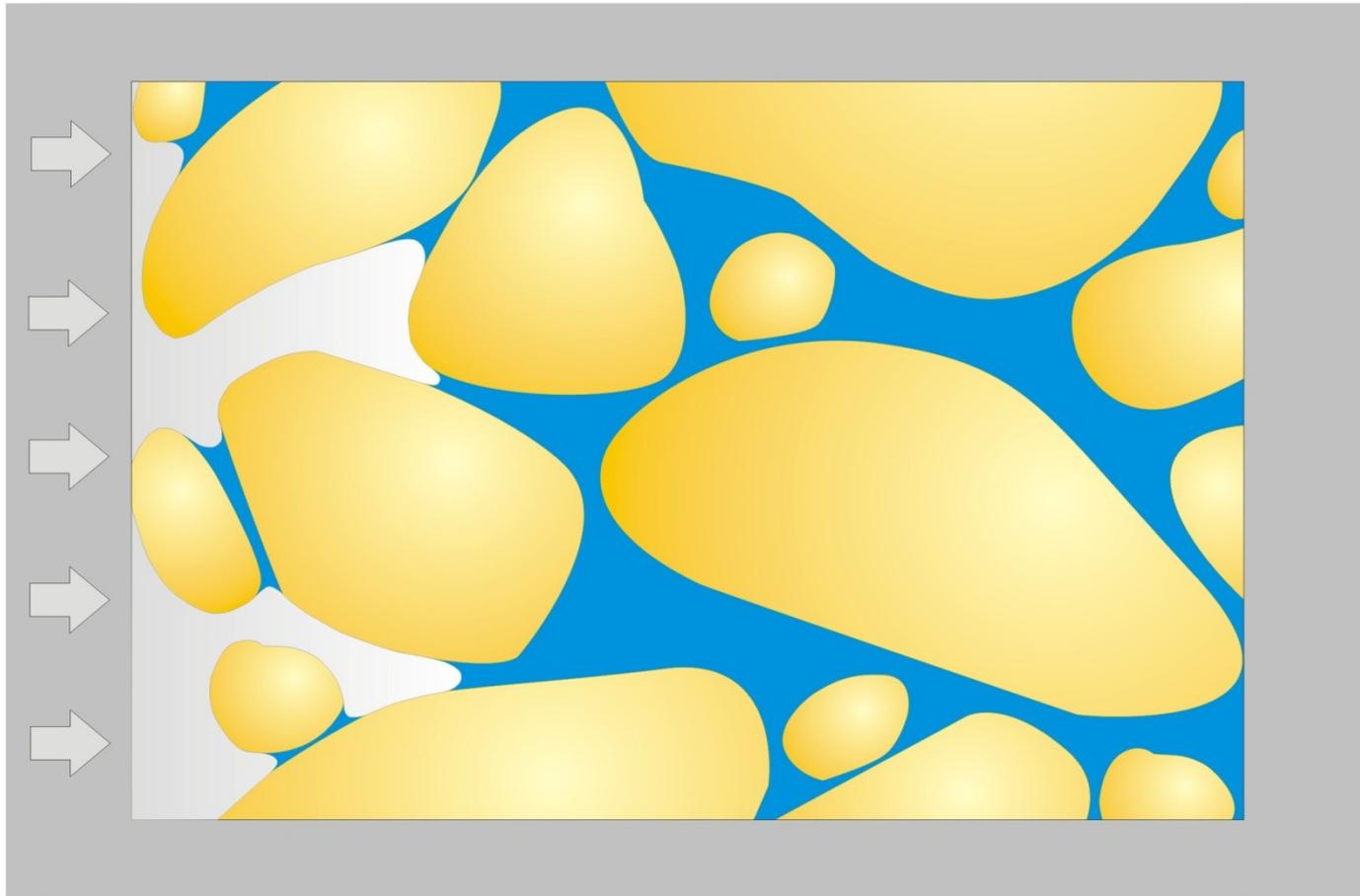


# Residual Trapping

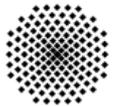
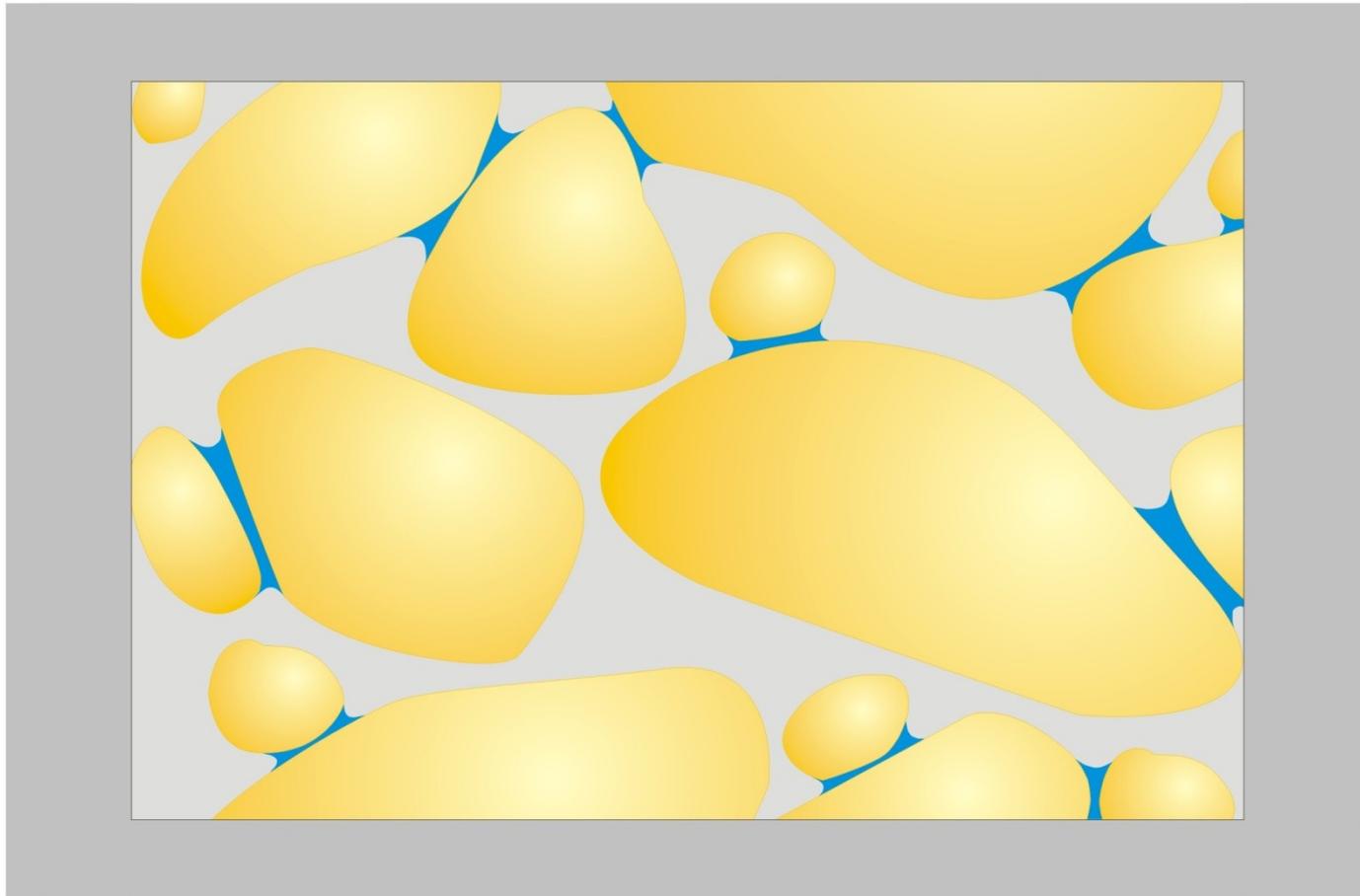
---



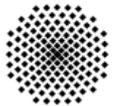
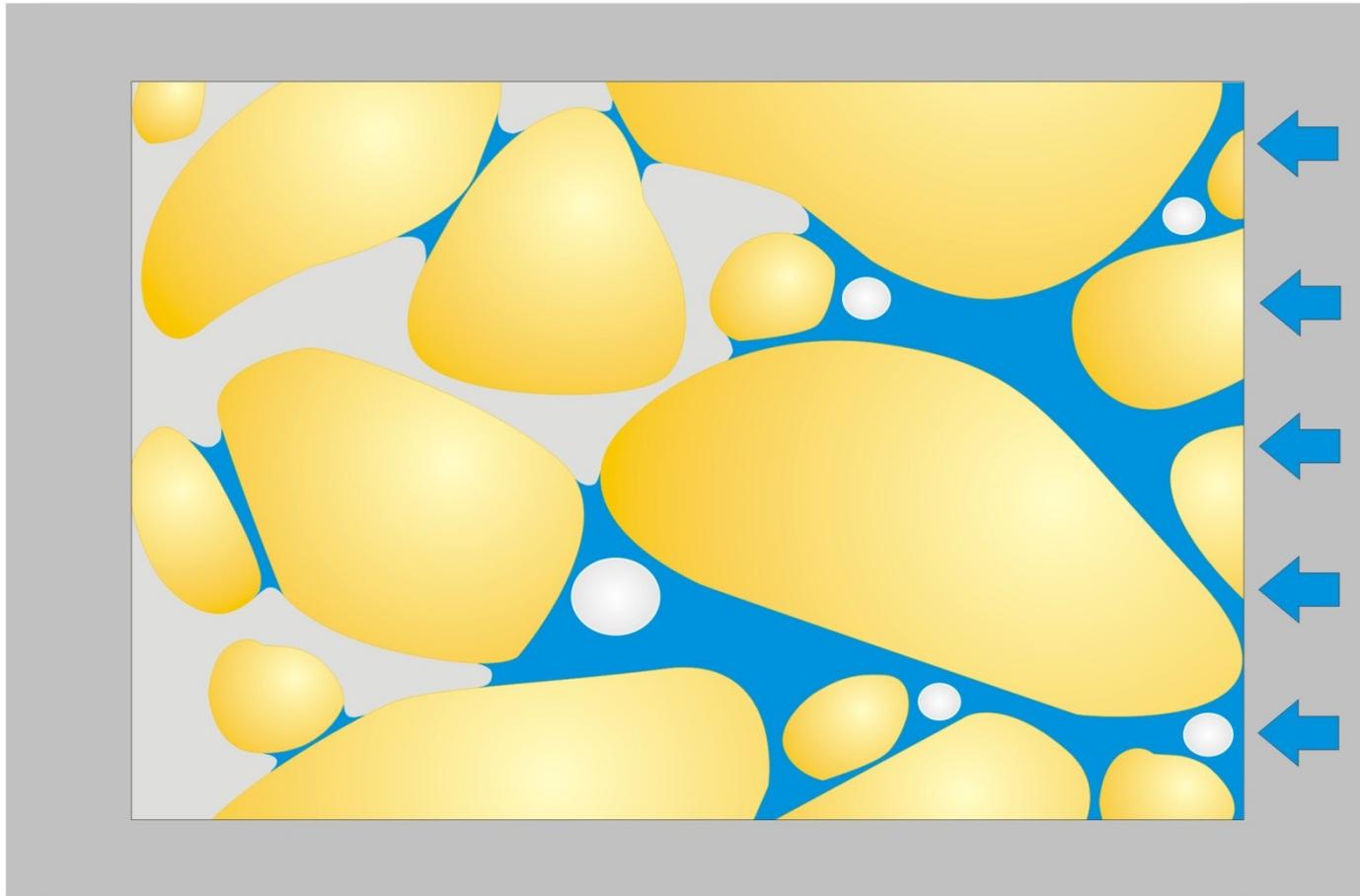
# Residual Trapping



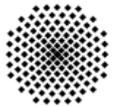
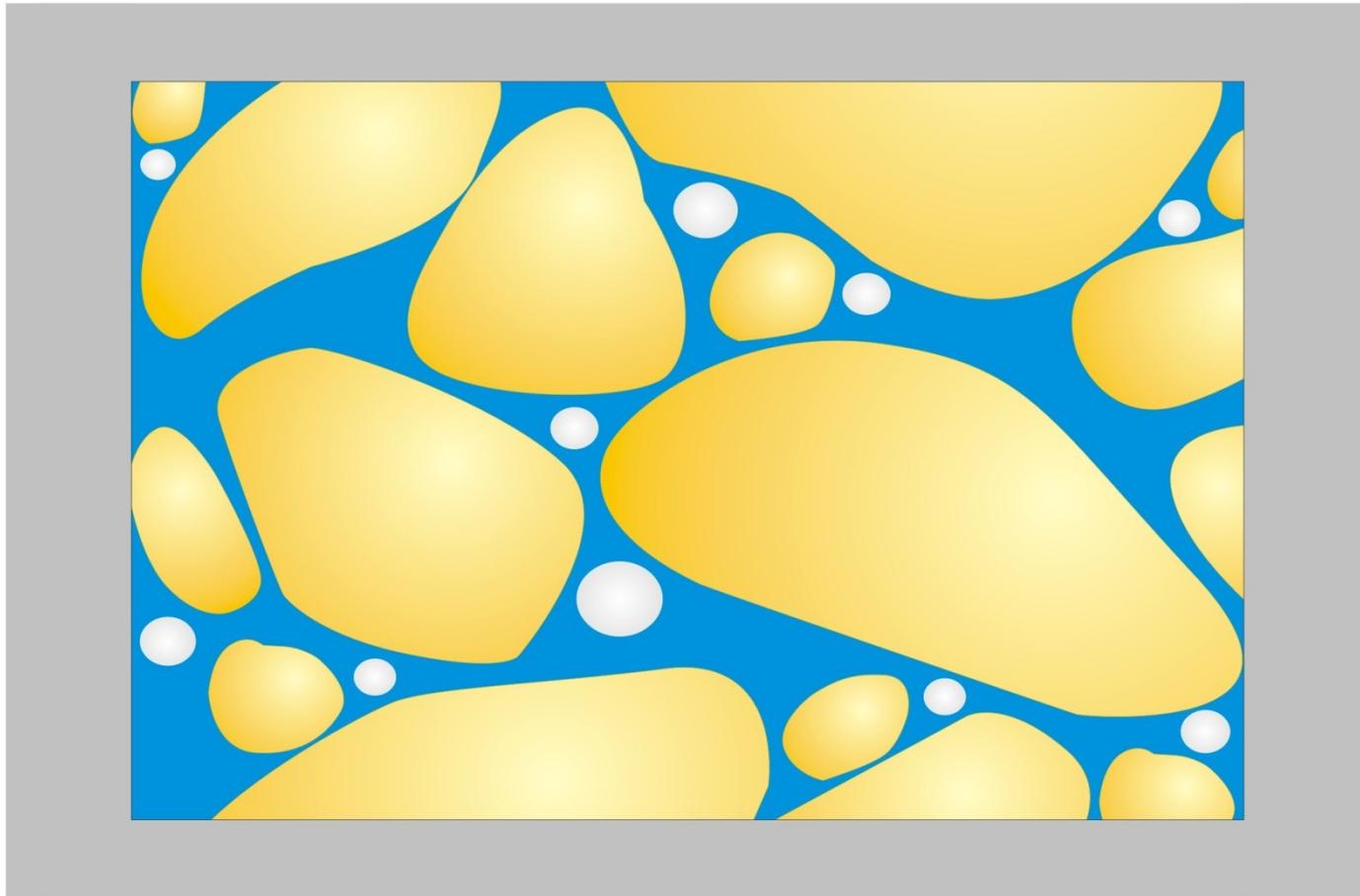
# Residual Trapping



# Residual Trapping

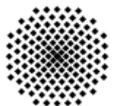
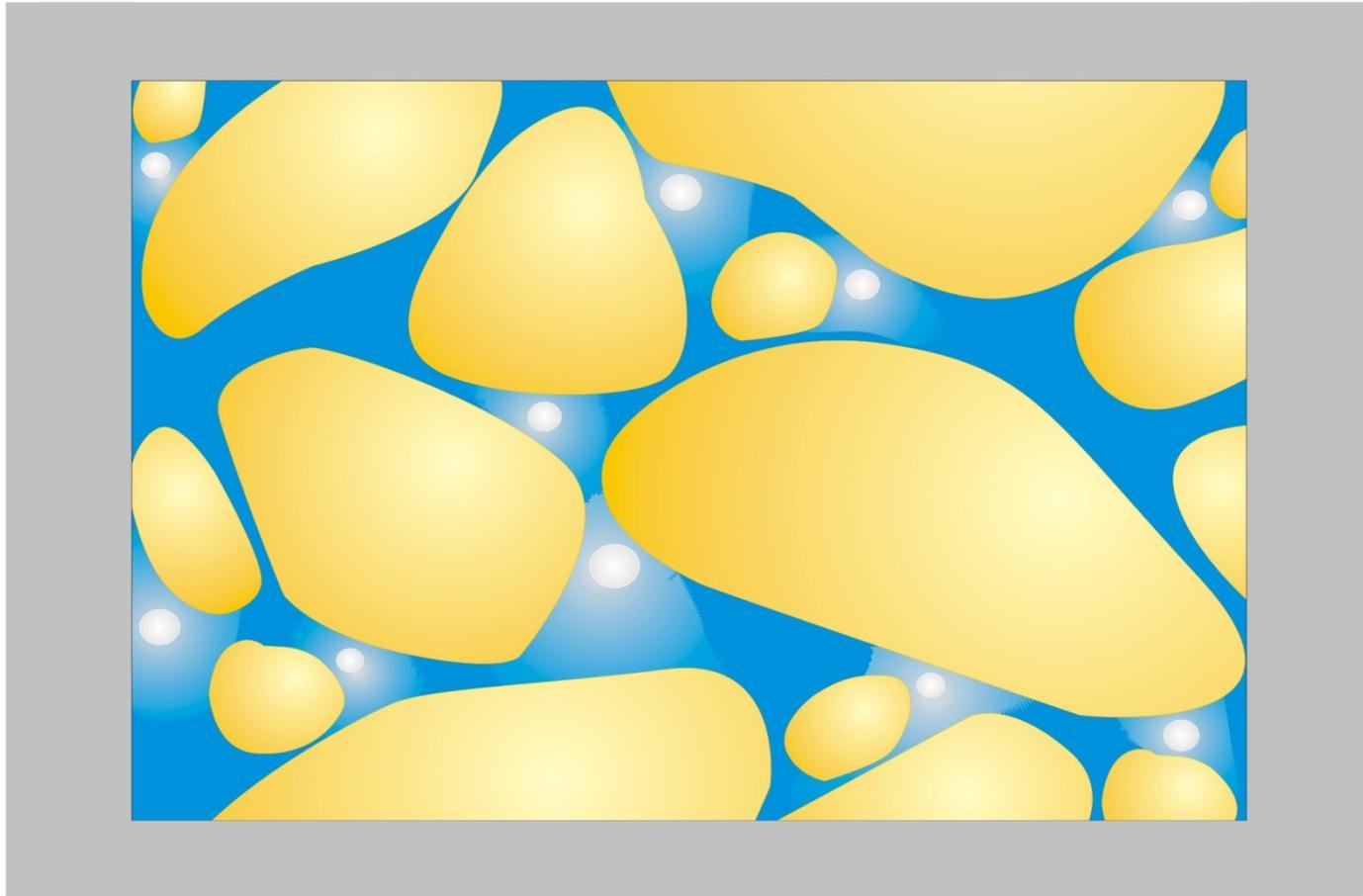


# Residual Trapping



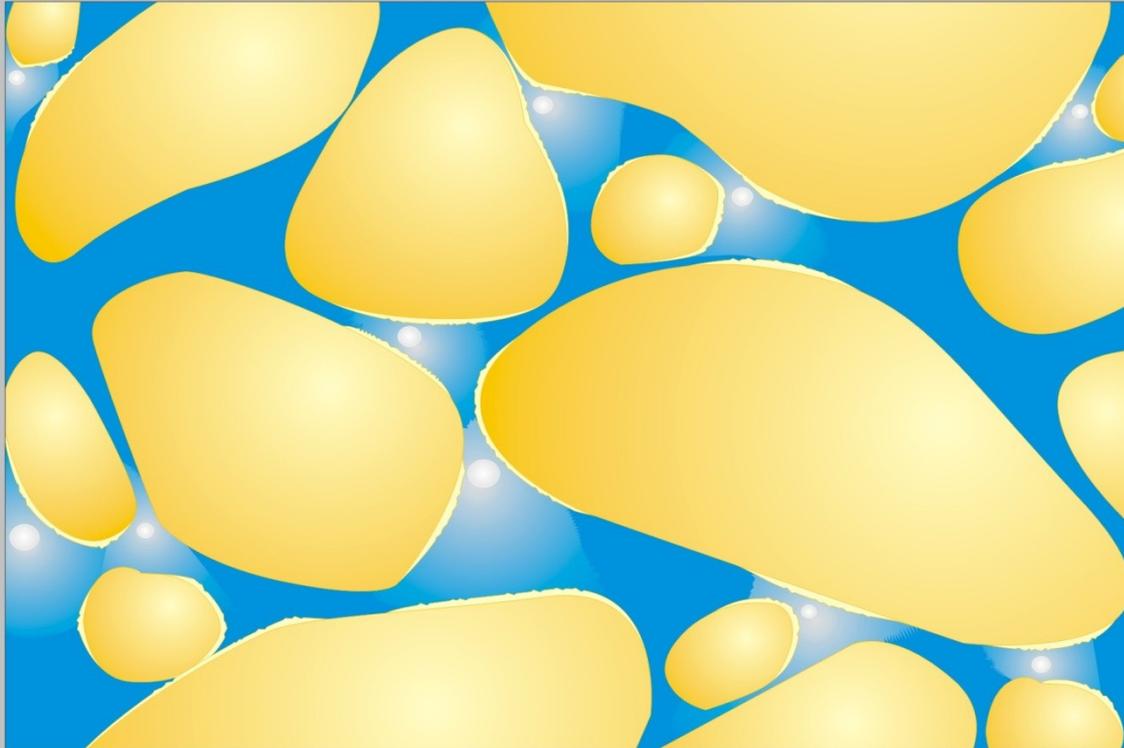
# Residual Trapping

---

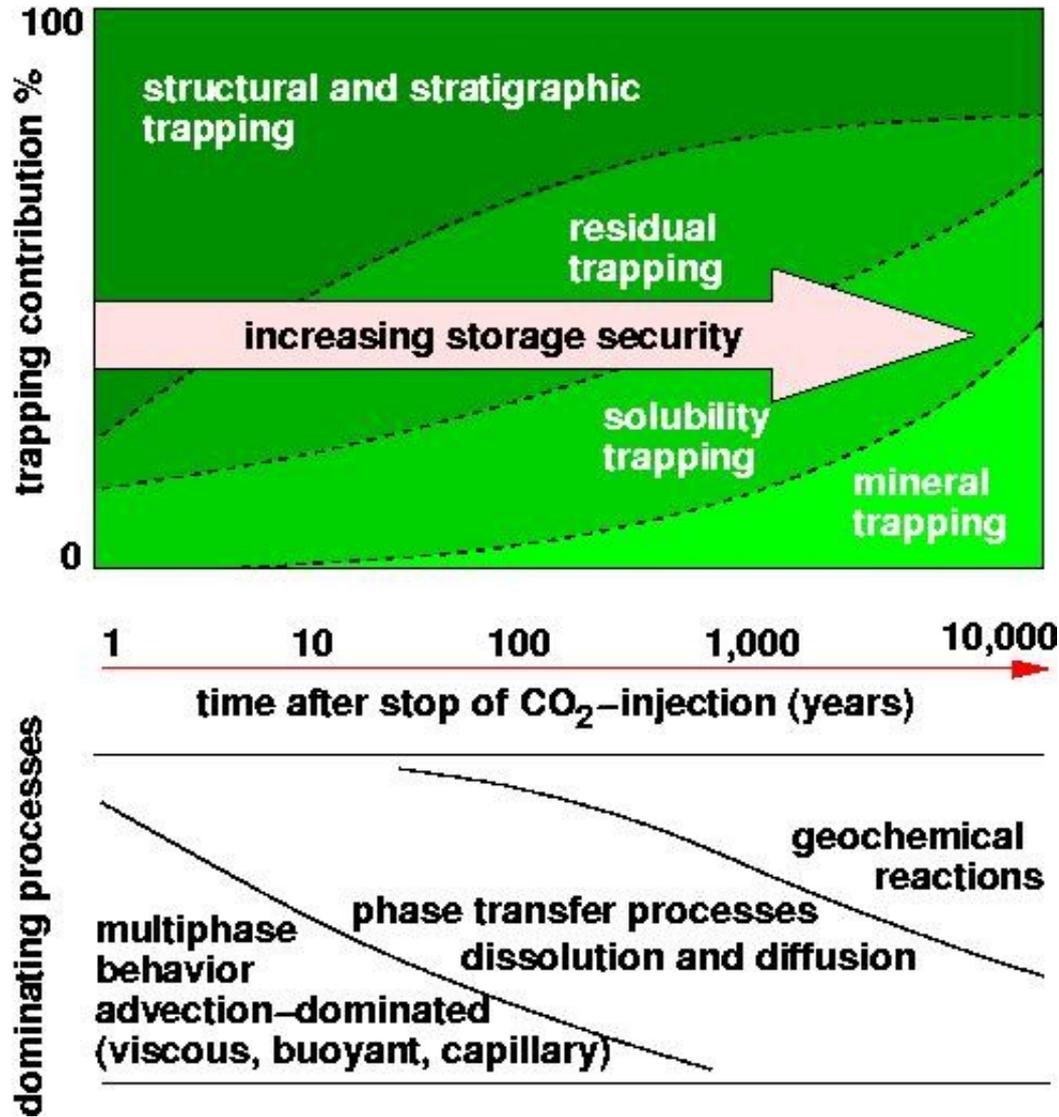


# Residual Trapping

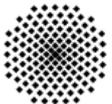
---



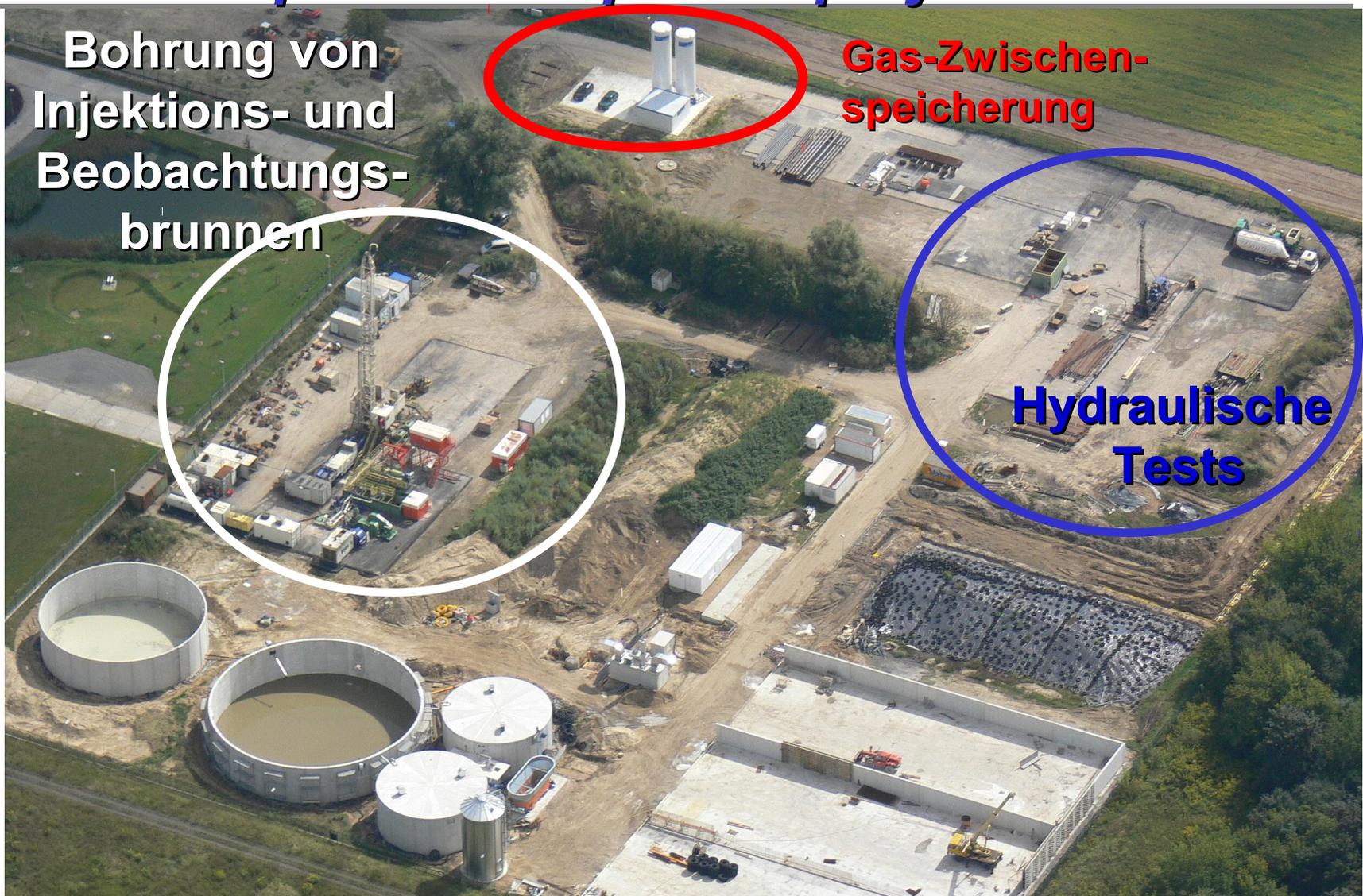
# Speichermechanismen und Zeitskalen



modified  
after IPCC, 2005



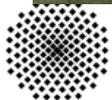
# Beispiel: Pilot-Speicherprojekt Ketzin



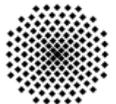
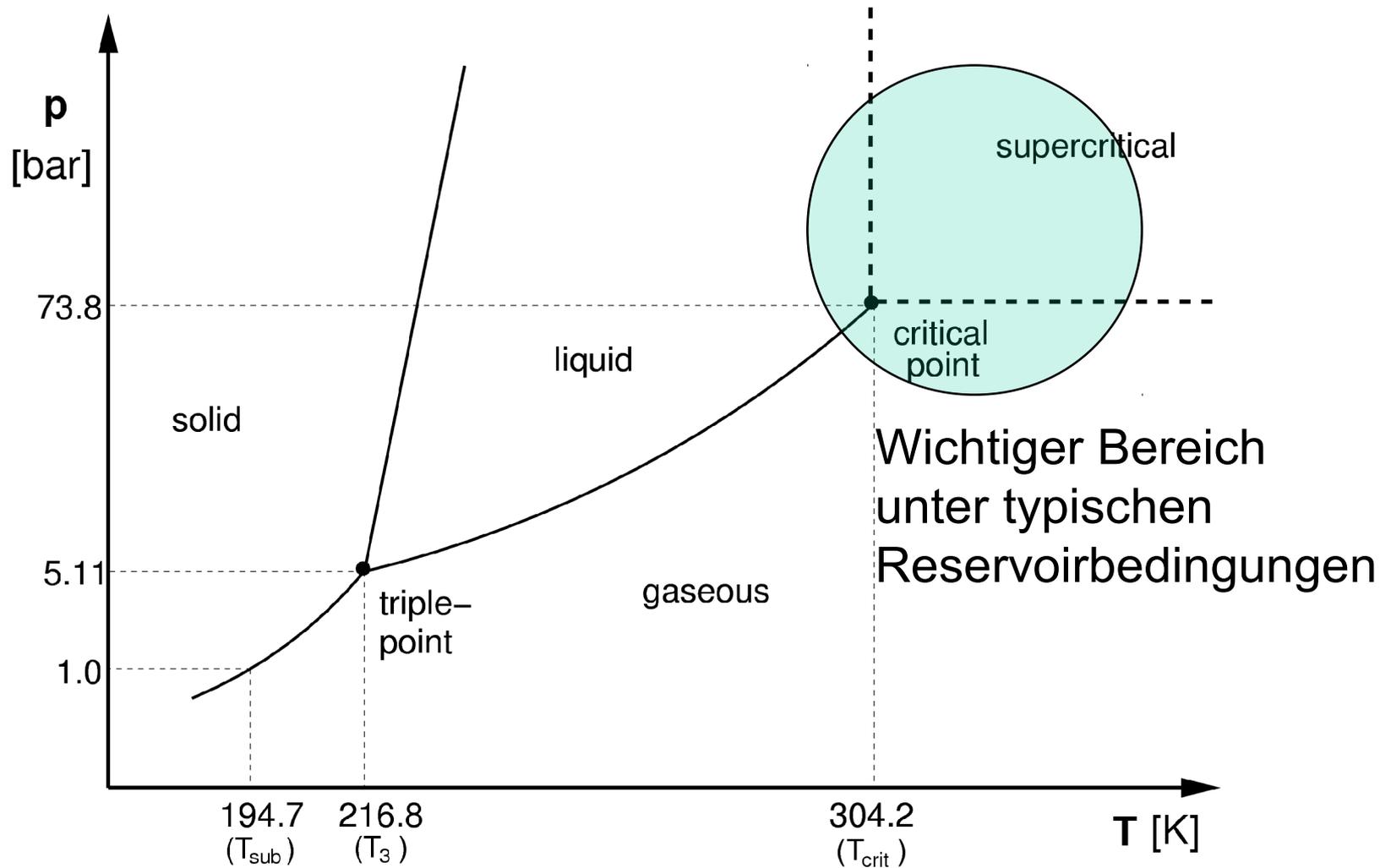
Bohrung von  
Injektions- und  
Beobachtungs-  
brunnen

Gas-Zwischen-  
speicherung

Hydraulische  
Tests



# Phasendiagramm von $\text{CO}_2$



# *p-T-Bedingungen und zugehörige Fluideigenschaften*

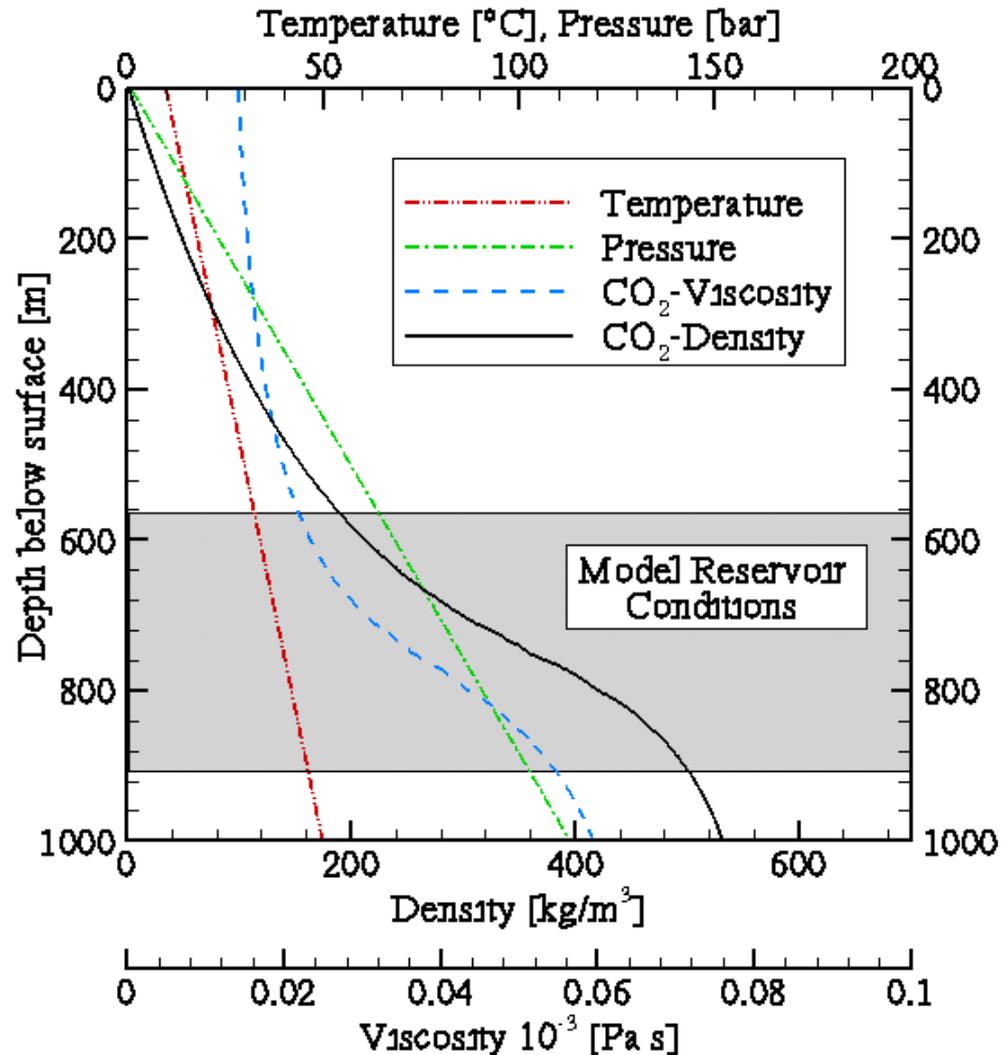
Typisches Reservoir-  
beispiel:

Speicherstandort Ketzin:  
Zielhorizont in einer  
Tiefe zwischen 600 m  
und 900 m

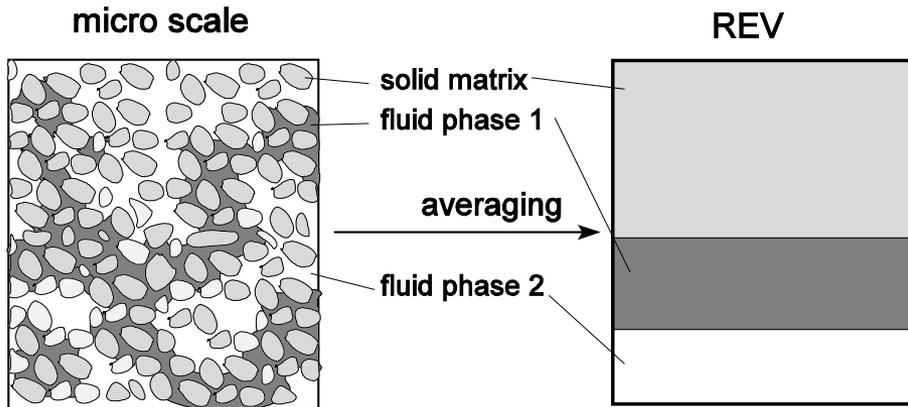
Bedingungen in der Tiefe:

Kritischer Druck von CO<sub>2</sub>:  
73.8 bar, d.h. etwa in einer  
Tiefe von 700 m.

Kritische Temperatur von  
CO<sub>2</sub>: 31 °C, zugehörige  
Tiefe hängt vom  
geothermischen Gradienten  
ab (hier: 4 K/100 m)



# Simulationsmodelle:



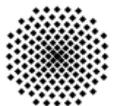
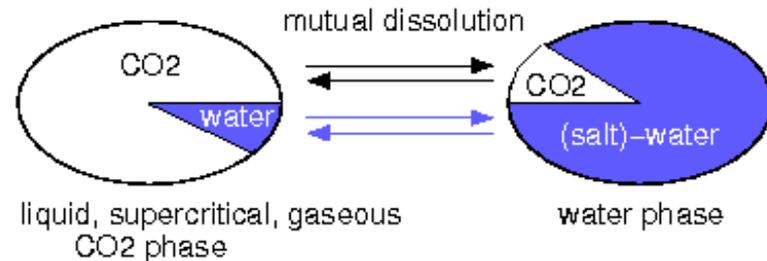
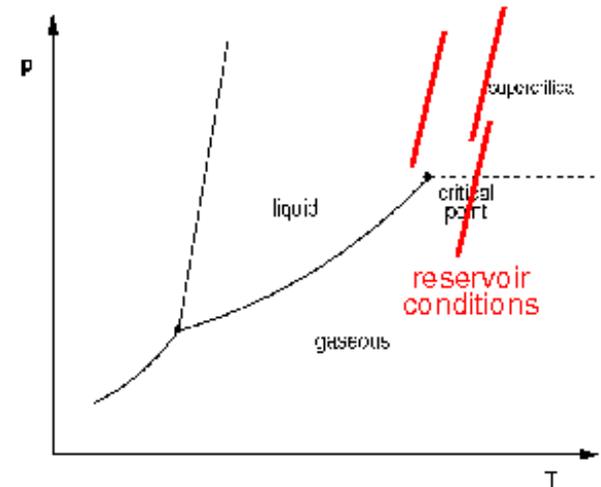
$$\underbrace{\frac{\partial(\sum_{\alpha} \phi \rho_{\text{mass},\alpha} X_{\alpha}^{\kappa} S_{\alpha})}{\partial t}}_{\text{storage term}}$$

$$- \sum_{\alpha} \nabla \cdot \left\{ \frac{k_{r\alpha}}{\mu_{\alpha}} \rho_{\text{mass},\alpha} X_{\alpha}^{\kappa} \mathbf{K} (\nabla p_{\alpha} - \rho_{\text{mass},\alpha} \mathbf{g}) \right\}$$

advective transport (Darcy)

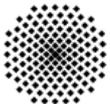
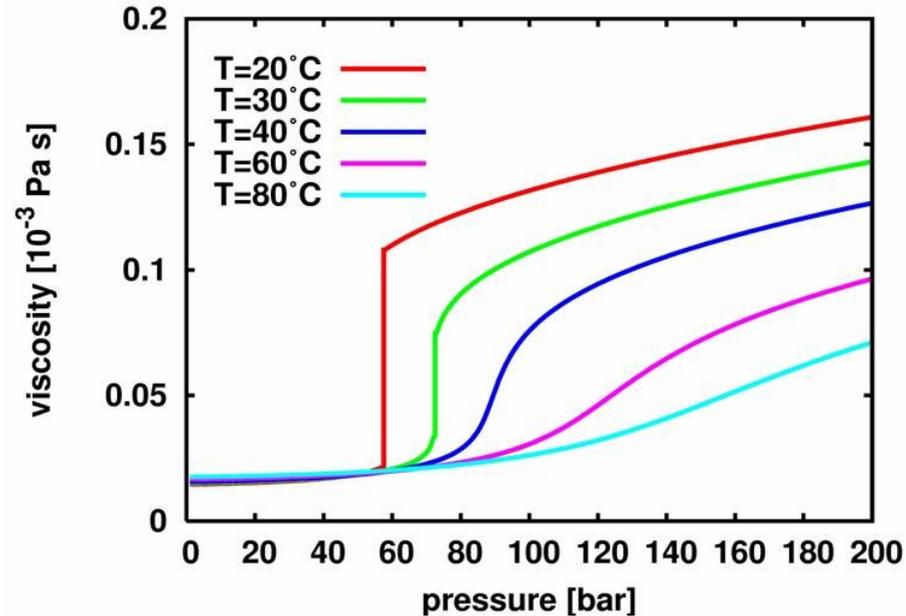
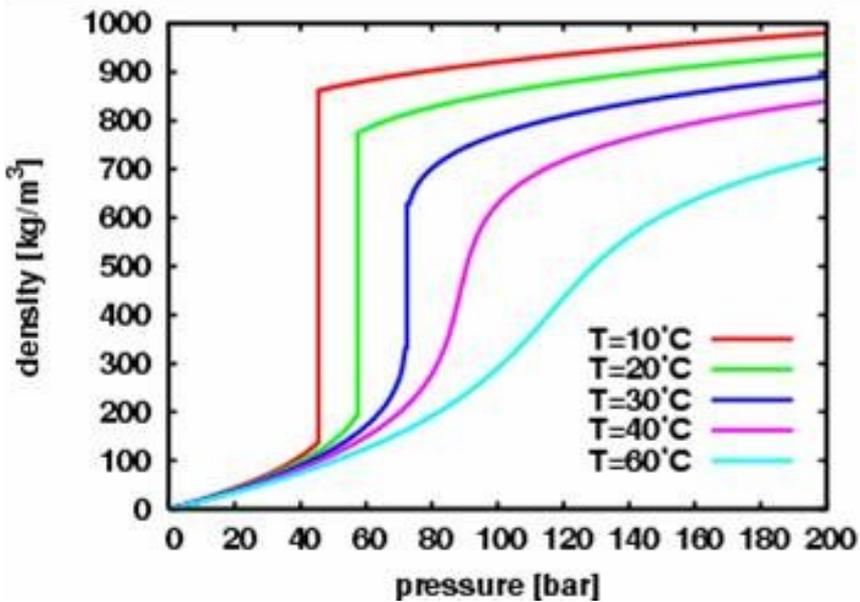
$$- \sum_{\alpha} \nabla \cdot \left\{ D_{\text{pm}}^{\kappa} \rho_{\text{mass},\alpha} \nabla X_{\alpha}^{\kappa} \right\} = 0$$

diffusive/dispersive transport

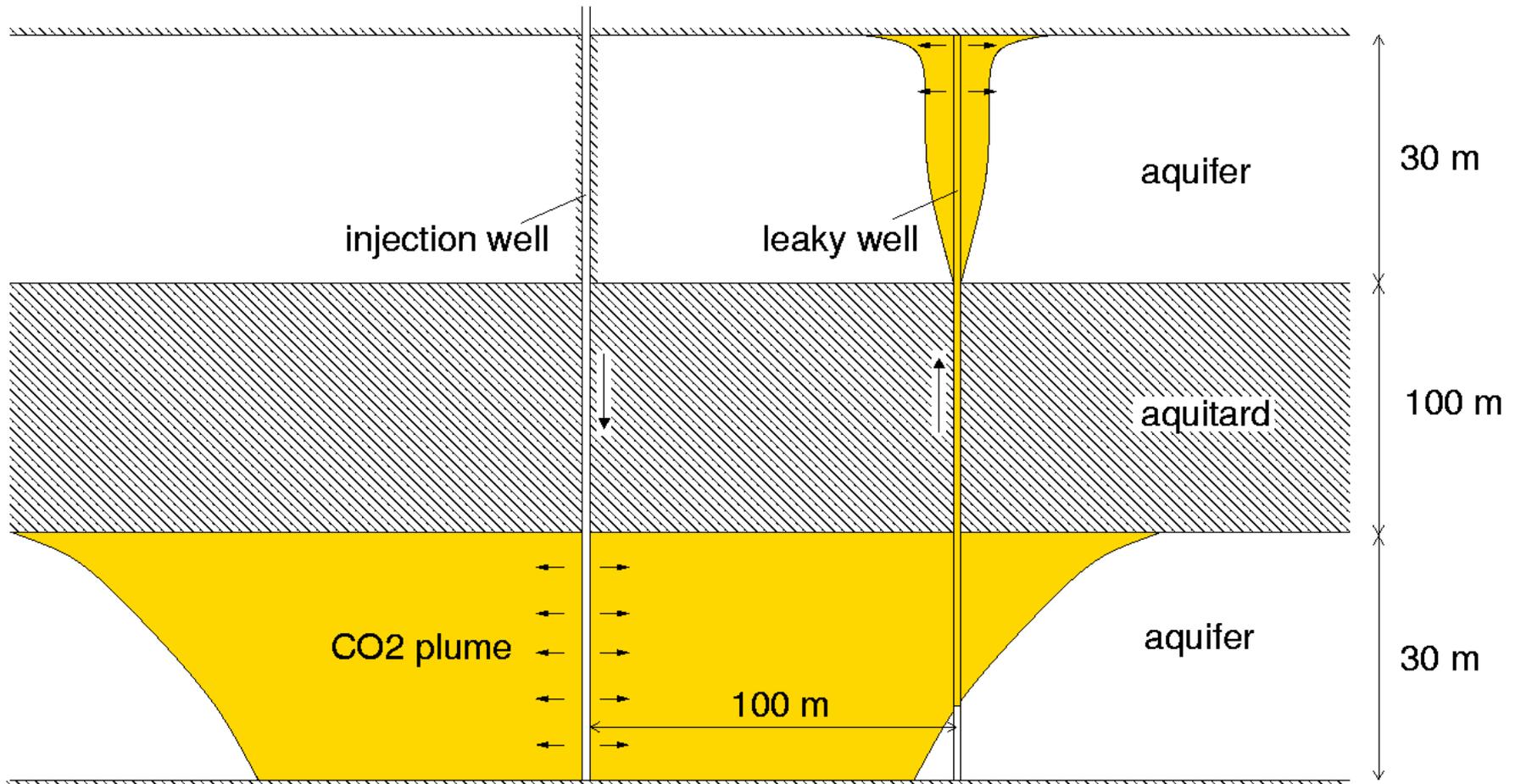


# Fluideigenschaften

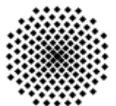
Starke Variation der Fluideigenschaften für Reservoir-typische Bedingungen von Druck und Temperatur



# Beispielszenario 1

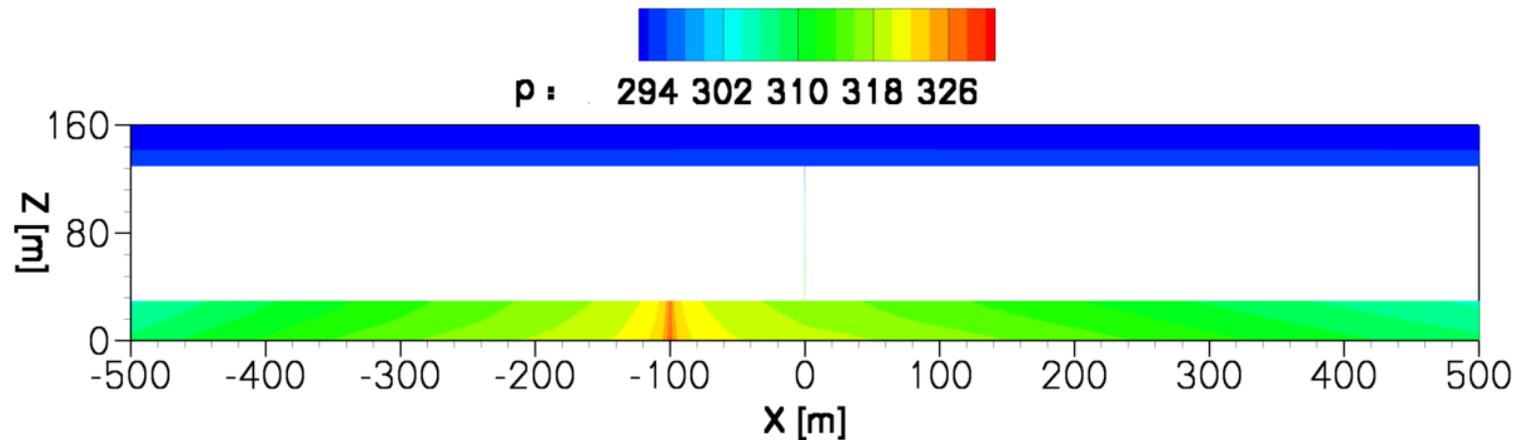
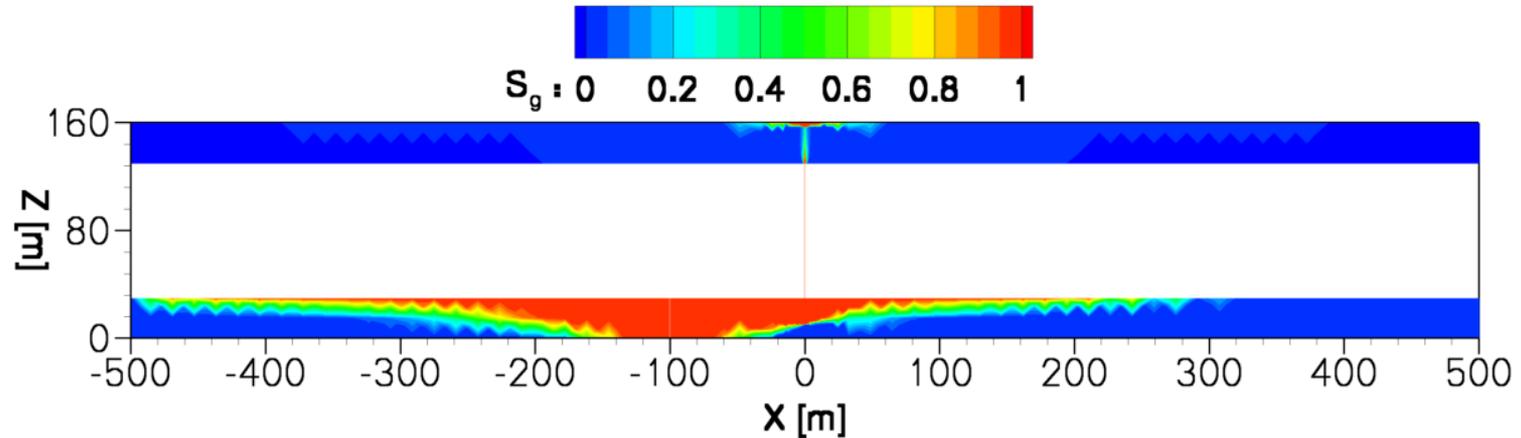


Injektion und Leckage durch einen 100 m entfernten “undichten” Brunnen, der eine Verbindung zum nächsten Aquifer herstellt.

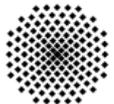


# Beispielszenario 1 ( $t = 80$ Tage)

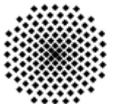
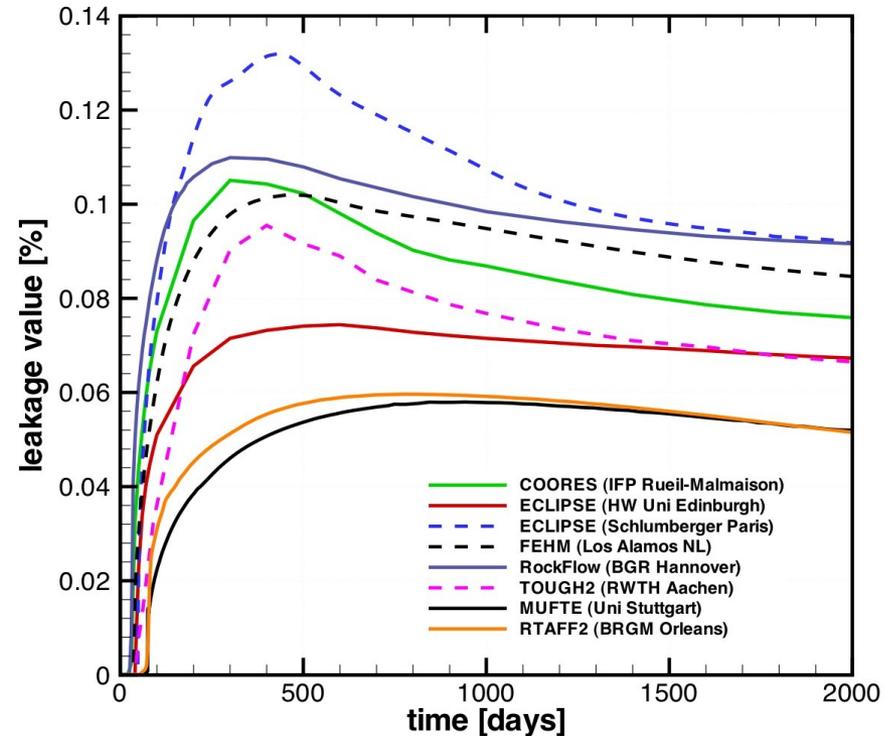
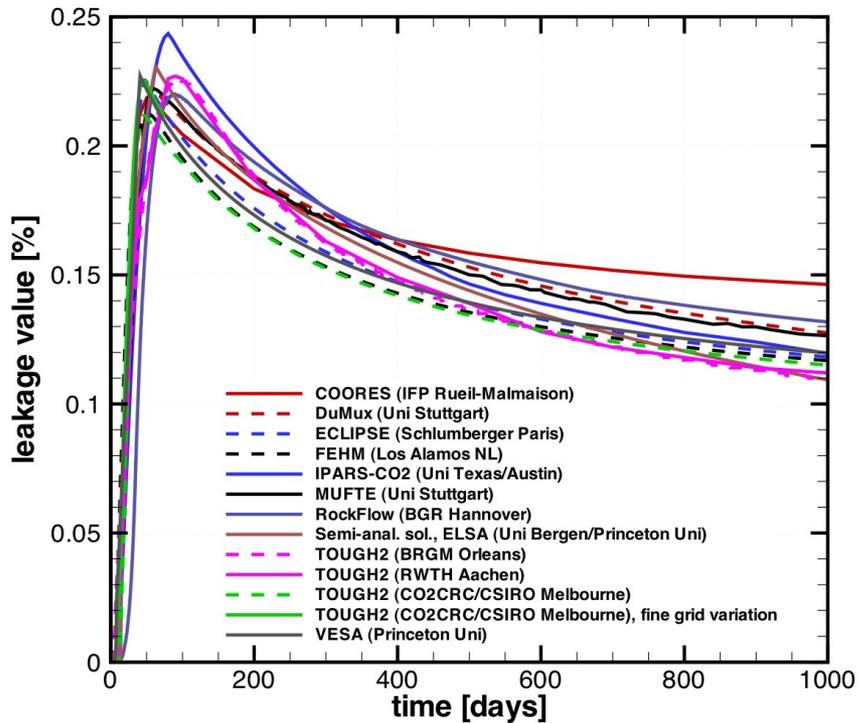
Sättigung [-]



Druck [bar]



# Beispielszenario 1

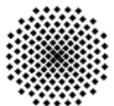


# Beispielszenario 1

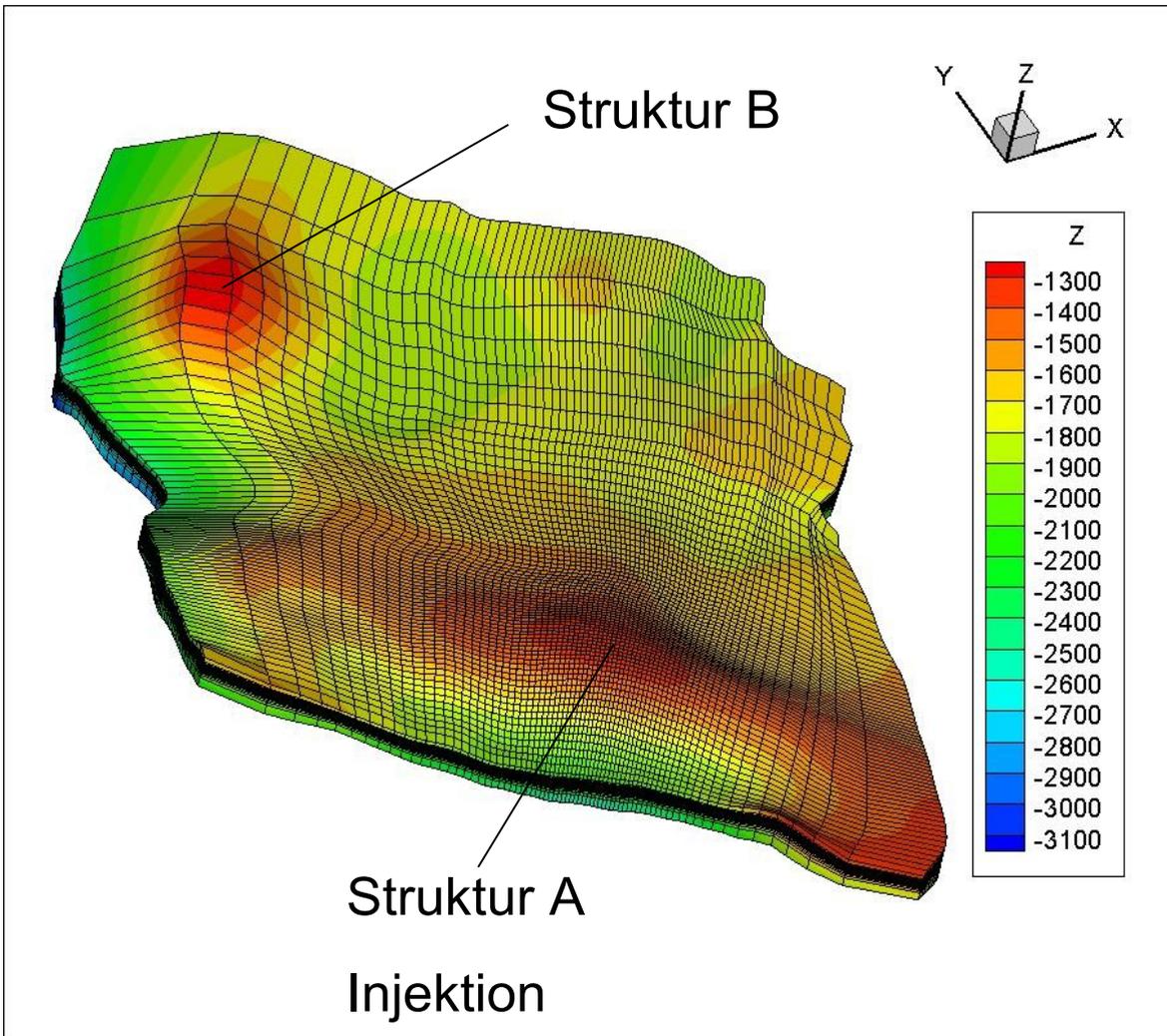
---

Beobachtungen:

- Durch den „undichten“ Brunnen entweicht etwa 0,1% der injizierten Menge und erreicht die höher gelegene nächste Aquiferstruktur
- Tatsächliche Quantifizierung von Leckagen extrem schwierig.
  - Lage und Durchlässigkeit von Störungen (Brunnen, Klüfte, Risse) meist unzureichend bekannt
  - Ausbreitungsprozesse sind extrem komplex und abhängig von Fluid- und Aquifereigenschaften



# Beispielszenario 2



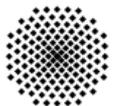
## Simulation:

Injektion in realistischer Größenordnung in eine ca. 1500 m tiefe Formation; Modellgebiet: ca.  $40 \times 40 \text{ km}^2 \times 100 \text{ m}$

## Ziel

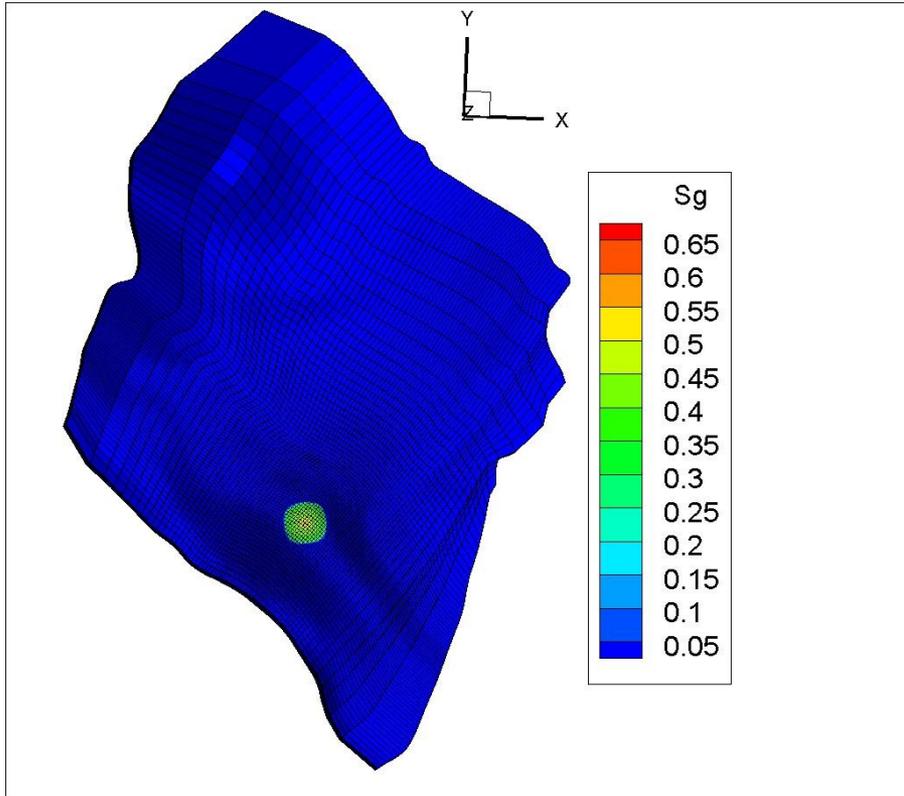
Abschätzung der Druck- und  $\text{CO}_2$ -Sättigungs-ausbreitung im salinaren Aquifer

Wird die 30 km entfernte Struktur B noch beeinflusst?

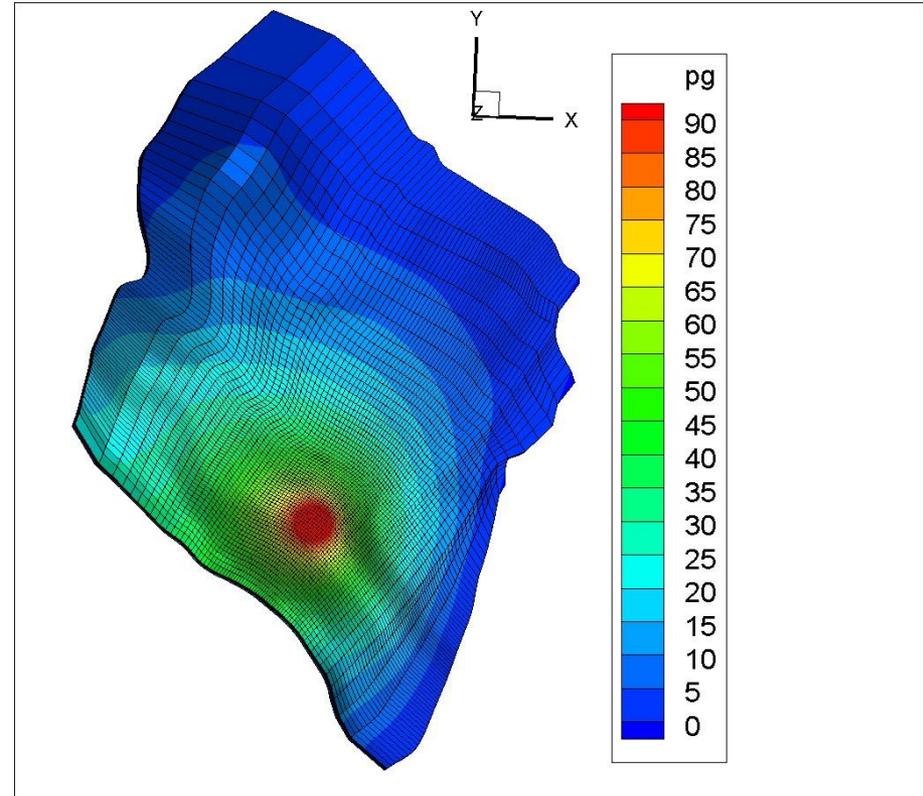


# Beispielszenario 2

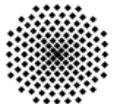
Nach 10 Jahren CO<sub>2</sub>-Injektion



Sättigung



Druck

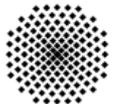


# Beispielszenario 2

---

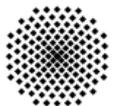
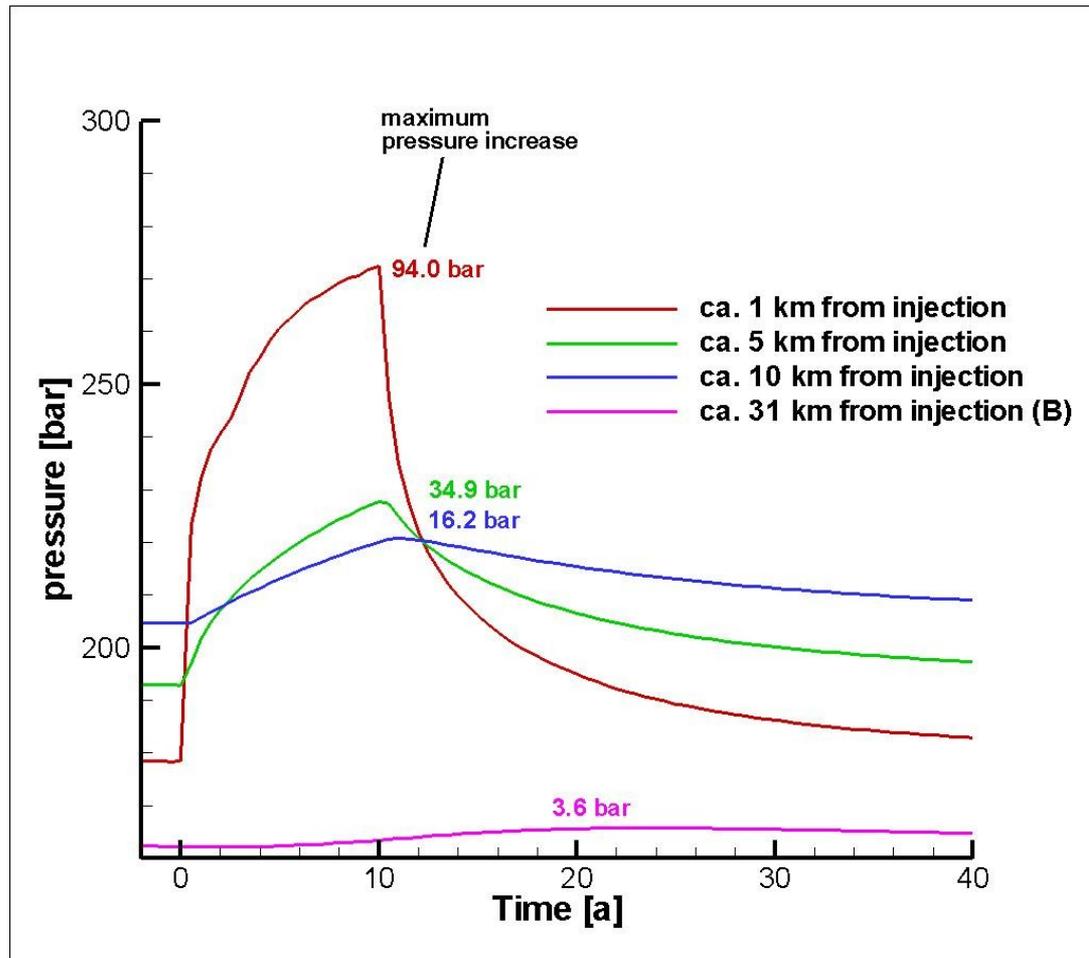
Beobachtungen:

- Ausbreitung des Kohlendioxids in der Speicherformation auf relativ begrenztem Raum im Bereich von mehreren hundert Metern bis wenigen Kilometern
- Druckanstieg regional feststellbar!



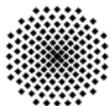
# Beispielszenario

- Druckanstieg in unterschiedlichen Entfernungen vom Injektionsort



# Geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>: Potentielle Risiken

- Leckagen
  - Aufsteigendes Kohlendioxid (als eigene Fluidphase) ist leichter als Wasser
  - Verdrängtes Salzwasser, das aus der Speicherformation entweicht
  - Transport von potentiellen Verunreinigungen des gespeicherten Gases
  
- Druckerhöhung im Aquifer
  - Hebungen, Risse, Spannungen
  - Verdrängung von schwerem Salzwasser durch Störungszonen hindurch in flachere (Trink-)Wasseraquifere. Durch den Druckanstieg im Aquifer wird Salzwasser verdrängt. Wohin? – Hängt von den hydrogeologischen Randbedingungen ab.



# Fazit

---

Gefährdungsszenarien für Trinkwasseraquifere können nachvollziehbar dargestellt werden und die wesentlichen Prozesse sind vermutlich ausreichend gut verstanden.

Aber: Eine Risikobewertung ist aufgrund der derzeit verfügbaren Daten und Rechenkapazitäten quantitativ noch nicht zuverlässig möglich.

Erfahrungen mit Pilotstandorten sind unerlässlich.

