

# Projekt CO<sub>2</sub>-Drucksimulation

A-0602015.A

Regionale Druckentwicklung  
bei der Injektion von CO<sub>2</sub>  
in saline Aquifere



Abschlussbericht

Hannover, April 2010

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE  
HANNOVER

Projekt CO<sub>2</sub>-Drucksimulation  
Regionale Druckentwicklung bei der Injektion von CO<sub>2</sub>  
in saline Aquifere

Autoren:

Frauke Schäfer, Lena Walter\*,  
Holger Class\*, Christian Müller

\* Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystem-  
modellierung (LH<sup>2</sup>), Universität Stuttgart

Auftraggeber:

BMWi

Datum:

15.04.2010

---

Inhaltsverzeichnis	Seite
Zusammenfassung	3
1 Einleitung	6
1.1 Hintergrund	6
1.2 Projektziel	6
2 Geologisches Modell	7
2.1 Datenbasis	7
2.2 Horizontmodell	8
2.3 Geozelluläres Modell	9
2.4 Geophysikalische Parameter	13
2.4.1 Gesteinsparameter	13
2.4.2 Reservoirparameter	15
3 Numerische Simulation	16
3.1 Injektionsprogramm	16
3.2 Kompositionelle („multiphase flow“) Modellierung	17
3.3 Szenarien	18
4 Ergebnisse	20
4.1 Szenario 1 (Referenz-Szenario MUFTE)	20
4.2 Szenario 2	23
4.3 Szenario 3	24
4.4 Szenario 4	25
4.5 Szenario 5	26
4.6 Szenario 6 (Referenz-Szenario ECLIPSE)	27
4.7 Szenario 7	30
4.8 Szenarien 8 und 9	31
4.9 Simulation über 100 Jahre	33
5 Diskussion der Ergebnisse	35
5.1 Vergleich der Szenarien	35
5.2 Vergleich MUFTE und ECLIPSE	41
5.3 Auswirkungen des Drucks auf die Speicherkapazität	44
6 Schlussfolgerungen	50
Literaturverzeichnis	53
Tabellenverzeichnis	55
Abbildungsverzeichnis	56

---

## Zusammenfassung

Autor(en):	Frauke Schäfer, Lena Walter, Holger Class, Christian Müller
Titel:	Regionale Druckentwicklung bei der Injektion von CO <sub>2</sub> in saline Aquifere
Stichwörter:	Buntsandstein, CO <sub>2</sub> -Speicherung, Druck, Nordostdeutsches Becken, numerische Simulation, Speicherkapazität

Bei der numerischen Simulation von CO<sub>2</sub>-Speicherung wird meist nur der Bereich der Speicherstätte selbst simuliert. Die Auswirkungen auf benachbarte Strukturen, an denen möglicherweise konkurrierende Nutzungsansprüche bestehen, ist bisher nicht ausreichend untersucht worden. Wenn man davon ausgeht, dass das CO<sub>2</sub> in der designierten Speicherstruktur verbleibt, ist für benachbarte Strukturen des Speicherhorizonts nur die Druckveränderung relevant. In diesem Projekt wird daher die regionale Druckentwicklung bei der fiktiven Injektion von CO<sub>2</sub> in eine typische Struktur des Nordostdeutschen Beckens und die Auswirkungen auf eine Nachbarstruktur numerisch simuliert. Verschiedene Szenarien insbesondere in Bezug auf die Randbedingungen des Systems, aber auch auf Permeabilität, Gesteinskompressibilität und Injektionstemperatur, sollen Klarheit über den Einfluss dieser Parameter auf die Druckausbreitung liefern. Gleichzeitig findet ein Vergleich zwischen den Simulationswerkzeugen MUFTE-UG (LH<sup>2</sup>) und Petrel/ECLIPSE300 (BGR) statt.

Das geologische Ausgangsmodell basiert auf realen geologischen Informationen, während das Injektionsprogramm fiktiv ist. Das geologische Modell stellt eine typische geschlossene Antiklinalstruktur im Nordostdeutschen Becken dar.

Es repräsentiert in vereinfachter Form die Stratigraphie des Mittleren Buntsandsteins. Der Speicherhorizont ist ein 20 m mächtiger Sandstein, der in tonsteinreiche Gesteinsserien im Hangenden und Liegenden eingeschaltet ist. Im strukturellen Top der Antiklinale werden über eine einzige, vertikale Injektionsbohrung insgesamt 25 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> mit einer konstanten Rate von 2,5 Millionen Tonnen pro Jahr in den Speicherhorizont injiziert. Nach Ende der Injektion (10 Jahre) wird die Simulation weitere 30 Jahre aufrecht erhalten. Zwei Simulations-szenarien untersuchen auch die Langzeitentwicklung über 100 Jahre.

Mit Hilfe der Simulationswerkzeuge ECLIPSE300-CO2STORE und MUFTE-UG wird der Druck in einer Nachbarstruktur, die in etwas mehr als 30 km Entfernung liegt, prognostiziert. Die Nachbarstruktur repräsentiert einen zweiten potenziellen Speicherort. Weitere Druckmesspunkte liegen in 1, 5 und 10 km Entfernung zur Injektionsbohrung. Sicherheitsrelevante Aspekte (zulässige Maximaldrücke) für den eigentlichen Speicher und die Injektionsbohrung werden in dieser Studie vernachlässigt – sie können über eine geeignete Injektionsstrategie kontrolliert werden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Modellgrenzen (offen, halboffen oder geschlossen), die Gesteinskompressibilität und die Permeabilität den größten Einfluss auf die regionale Druckentwicklung haben. Die Anisotropie der Permeabilität hat nur im Nahbereich der Bohrung einen nennenswerten Einfluss. Die Temperatur des injizierten CO<sub>2</sub> beeinflusst das regionale Druckgeschehen nicht. Die Ergebnisse beider Simulationswerkzeuge sind dabei gut vergleichbar. Die Wahl der Simulationsparameter hat einen sehr viel größeren Einfluss auf das Ergebnis als das verwendete Werkzeug.

Im Bereich der eigentlichen Speicherstätte steigt der Überdruck schnell und fällt nach Ende der Injektion exponentiell ab. Je weiter man sich vom Speicherort entfernt, desto später macht sich der Überdruck bemerkbar, und baut sich auch langsamer wieder ab. In gut 30 km Entfernung zum Injektionsort wird das Druckmaximum in offenen Systemen erst etwa 5 Jahre, in halboffenen Systemen etwa 10-15 Jahre und in geschlossenen Szenarien mehrere Jahrzehnte nach Ende der Injektion erreicht.

Die Speicherkapazität einer gegebenen Struktur hängt nicht nur von den ihr eigenen statischen Speichereigenschaften (z.B. dem verfügbaren Porenvolumen)

ab, sondern auch von der dynamischen Reaktion des gesamten hydraulischen Systems auf die Speicherung. Hier ist insbesondere der regional erzeugte Überdruck zu nennen, der eine Funktion der Größe und Grenzen des Aquifers und der Anzahl weiterer Speicherstätten (oder Förderbetriebe) innerhalb desselben ist.

## **1 Einleitung**

### **1.1 Hintergrund**

Dieses Projekt basiert auf einer Initiative von BMWi und BMBF mit dem Ziel, einen Nachweis zu erbringen, dass in Deutschland Methodenkompetenz zur numerischen Simulation der Druckentwicklung bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung vorhanden ist. BGR wurde Anfang 2009 dazu aufgefordert, gemeinsam mit dem Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung (LH<sup>2</sup>) der Universität Stuttgart ein entsprechendes Projekt durchzuführen und die Ergebnisse zu veröffentlichen. Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des Projekts zusammen.

### **1.2 Projektziel**

Bei standortspezifischen Untersuchungen von potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichern wird bisher nur die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> und die damit einhergehende Druckentwicklung im Bereich der eigentlichen Speicherstätte simuliert und prognostiziert. Die Auswirkungen auf benachbarte Strukturen, an denen möglicherweise konkurrierende Nutzungsansprüche bestehen, ist bisher nicht ausreichend untersucht worden. Wenn man davon ausgeht, dass das CO<sub>2</sub> in der designierten Speicherstruktur verbleibt, ist für benachbarte Strukturen des Speicherhorizonts nur die Druckveränderung relevant.

In diesem Projekt wird daher die regionale Druckentwicklung bei der fiktiven Injektion von CO<sub>2</sub> in eine typische Struktur des Nordostdeutschen Beckens und die Auswirkungen auf eine Nachbarstruktur numerisch simuliert. Verschiedene Szenarien insbesondere in Bezug auf die Randbedingungen des Systems, aber auch auf Permeabilität, Gesteinskompressibilität und Injektionstemperatur) sollen Klarheit über den Einfluss verschiedener Parameter auf die Druckausbreitung liefern.

Gleichzeitig findet ein Vergleich zwischen den Simulationswerkzeugen MUFTE (LH<sup>2</sup>) und Petrel/ECLIPSE300 (BGR) statt.

Viele Simulationen haben sich bereits an stark vereinfachten 3D-Modellen (Würfel, „Tortenstücke“, Zylinder u.ä.) mit den grundsätzlichen Fragen bei der Injektion von CO<sub>2</sub> befasst – inklusive der Druckentwicklung. Beispielhaft sei hier die Arbeit von Birkholzer (2007) genannt. Dem gegenüber stehen ortsspezifische Simulationen

an durch die Kohlenwasserstoffexploration intensiv erkundeten Einzelstrukturen, bei denen die geophysikalischen Parameter und die geologische Heterogenität recht detailliert bekannt sind. Beispiele hierfür sind Sleipner und In Salah.

Die hier vorliegende Studie beschreitet einen Mittelweg: das geologische Ausgangsmodell ist ein reales Beispiel aus dem Nordostdeutschen Becken, bei dem die Mächtigkeiten der Speicher- und Barrieregesteine möglichst realitätsnah modelliert und nur leicht vereinfacht wurden. Ähnliches gilt für die Gesteinsparameter, die, soweit vorhanden, der Literatur zur regionalen Geologie entnommen wurden. Doch stößt man hierbei schon auf Grenzen, so dass meist nur Schätz- oder Durchschnittswerte zur Anwendung kommen können. Dies gilt insbesondere für die wichtigen Parameter Porosität und Permeabilität. Nicht in die Realität eines echten CO<sub>2</sub>-Speicherbetriebs übertragbar ist hingegen das hier gewählte Injektionsprogramm, das stark vereinfacht ist und speziell dem Simulationszweck der *regionalen* Druckentwicklung dient. Um die Drücke direkt an der Injektionsbohrung korrekt vorherzusagen, bedürfte es eines völlig unterschiedlichen Modellieransatzes.

Ziel der vorliegenden Studie ist es, qualitative und quantitative Vorhersagen zur regionalen Druckentwicklung in der Nähe von CO<sub>2</sub>-Speicherstandorten zu machen, die für den gesamten norddeutschen Raum anwendbar sind. Der Maßstab der Betrachtung liegt im Bereich einiger Kilometer bis 10er Kilometer rund um den Injektionsort.

## **2 Geologisches Modell**

### **2.1 Datenbasis**

Datenquelle für das geologische Modell ist das Geophysikalische Kartenwerk der DDR (Reinhardt et al. 1960-1991). Es enthält 13 Isohypsenkarten und 8 Isopachenkarten der wichtigsten seismischen Reflektorhorizonte auf dem Gebiet der ehemaligen DDR. Die tiefenkonvertierten Isohypsenkarten wurden in den vergangenen Jahren von der BGR digitalisiert und georeferenziert.

Für die Modellierung wurden zwei benachbarte Antiklinalstrukturen im Mittleren Buntsandstein ausgewählt, deren Scheitelpunkte etwa 32 km voneinander entfernt



liegen. Die Modellgrenzen werden im NW und SW durch eine größere Störungszone und im NE und SE durch eine Landesgrenze definiert. Der entsprechende Ausschnitt wurde aus der von der BGR digitalisierten Version des Geophysikalischen Kartenwerks der DDR (Reinhardt et al. 1960-1991) entnommen und in Petrel (©Schlumberger Information Solutions) importiert.

## 2.2 Horizontmodell

Die importierten Isohypsen der seismischen Reflektoren X1 (Top Zechsteinsalinar) und S1 (Top Rötosalinar) wurden in Petrel zunächst zu vollständigen Horizonten interpoliert (Abb. 1).

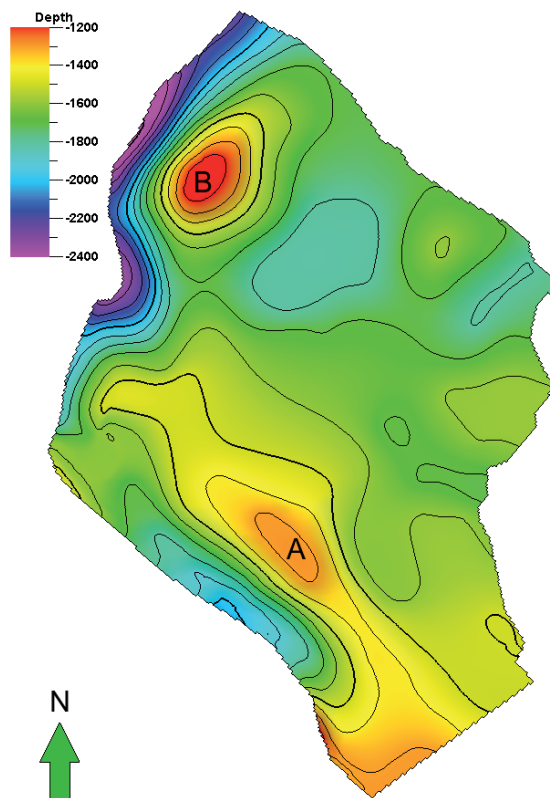


Abb. 1: Darstellung der zwei Antiklinalstrukturen (A und B) im seismischen Reflektorhorizont S1.

Die beiden seismischen Reflektorhorizonte begrenzen das Modell nach oben und unten, das somit in etwa dem stratigraphischen Intervall des Buntsandsteins entspricht. Dazwischen wurden drei weitere Horizonte eingefügt, um die Internstratigraphie des Buntsandsteins in vereinfachter Form abzubilden.

Dabei entspricht der hier modellierte Speicherhorizont in etwa dem Volpriehausen-Sandstein, das Liegende unter dem Speicher den Tonsteinen des Unteren Buntsandsteins und das Hangende den Wechselfolgen des Mittleren Buntsandsteins. Das Ausgangsmodell besteht demnach aus fünf Horizonten (Tabelle 1).

Tabelle 1: Modellhorizonte.

Name	Abstand zum nächsthöheren Horizont (m)	Bedeutung
Top Rötalinär (S1)	--	Obergrenze des Modells
Basis Rötalinär	58	Basis Barrieregestein / Top Wechselfolge
Top Sandstein	167	Top Speichergestein
Basis Sandstein	20	Basis Speichergestein / Top Tonsteinfolge
Top Zechsteinsalinär (X1)	350	Untergrenze des Modells

Diese fünf Horizonte sind Ausgangspunkt für die Erstellung des 3D-Gitters für die numerische Simulation. Sie wurden dem Institut für Hydromechanik und Hydromodellierung der Universität Stuttgart (LH<sup>2</sup>) in Form von xyz-Koordinaten zur Verfügung gestellt. Die weitere Bearbeitung erfolgte parallel: an der BGR mit den Programmen Petrel und ECLIPSE300-CO2STORE und am LH<sup>2</sup> mit MUFTE-UG.

### 2.3 Geozelluläres Modell

Ein erster Unterschied zwischen den beiden Simulationswerkzeugen ist die Art des 3D-Gitters. Während Petrel/ECLIPSE mit Zellen arbeitet und die jeweiligen petrophysikalischen Eigenschaften dem Schwerpunkt der Zelle zuordnet, arbeitet MUFTE mit den Knoten (oder Kreuzungspunkten) des Gitters. Ein weiterer Unterschied ist die Orientierung, Größe und Form der Zellen. Dadurch ergeben sich leichte Unterschiede in der Topographie und Tiefenlage des statischen Ausgangsmodells. Auch die lateralen Modellgrenzen unterscheiden sich etwas voneinander, vor allem am Südrand des Modells (Abb. 2 und 3).

Die horizontale Auflösung des Petrel-Gitters ist höher als im MUFTE-Modell, die vertikale Auflösung dagegen vergleichbar.

Die Auflösung des Petrel-Modellgitters beträgt in der Horizontalen konstant 200 x 200 m; die Form der Gitterzellen ist immer quadratisch. In der Vertikalen schwankt die Zellgröße je nach Mächtigkeit der modellierten Schicht (Abb. 4).

Das geozelluläre Grundmodell enthält insgesamt 857 038 Zellen. Ein großer Anteil dieser Zellen ist jedoch bei der Simulation inaktiv – z.B. außerhalb der sichtbaren Modellgrenzen (Petrel ergänzt die unregelmäßigen Modellgrenzen virtuell zu einem Rechteck). Weiterhin wurden zur Optimierung der Rechenzeit unwichtige Zellen an den Modellrändern bewußt inaktiviert oder zu einem größeren Gitter zusammengefasst.

Die Auflösung des MUFTE-Modellgitters variiert kontinuierlich: sie nimmt sowohl in der Horizontalen mit zunehmendem Abstand zum Injektionsort als auch in der Vertikalen mit zunehmendem Abstand zum Injektionshorizont (dort jeweils höchste Auflösung) in Richtung der Modellgrenzen ab (Abb. 3 und 5). Außerdem ist die Form des Gitters den Modellgrenzen angepasst und dadurch verzerrt. Das geozelluläre Grundmodell enthält insgesamt 99028 Zellen.

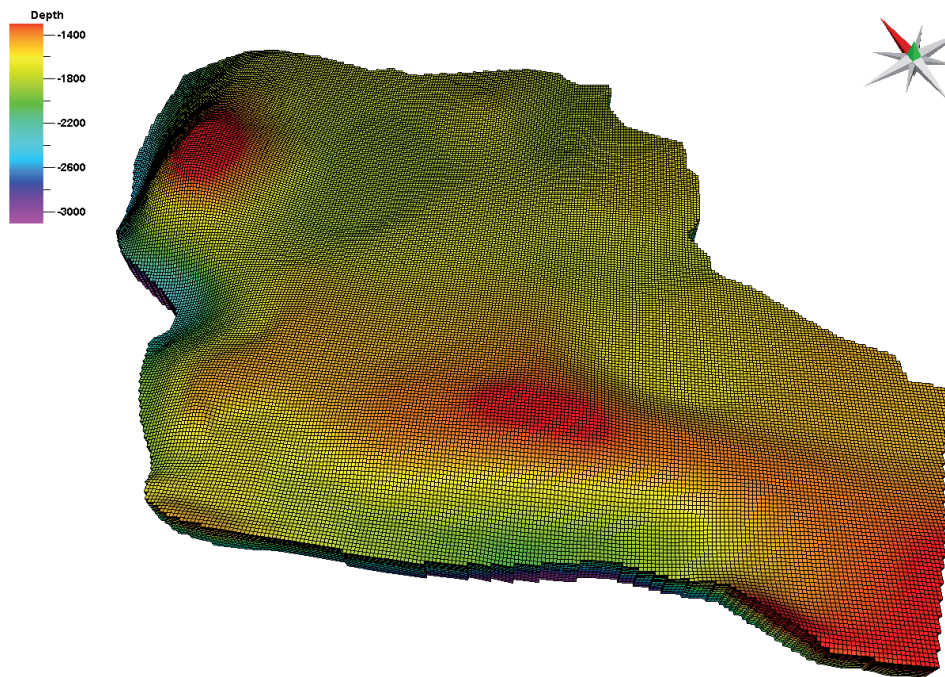


Abb. 2: Mit Petrel erzeugtes 3D-Gitter in der Aufsicht (4-fach überhöht). Rote Spitze des Koordinatensterns zeigt nach Norden.

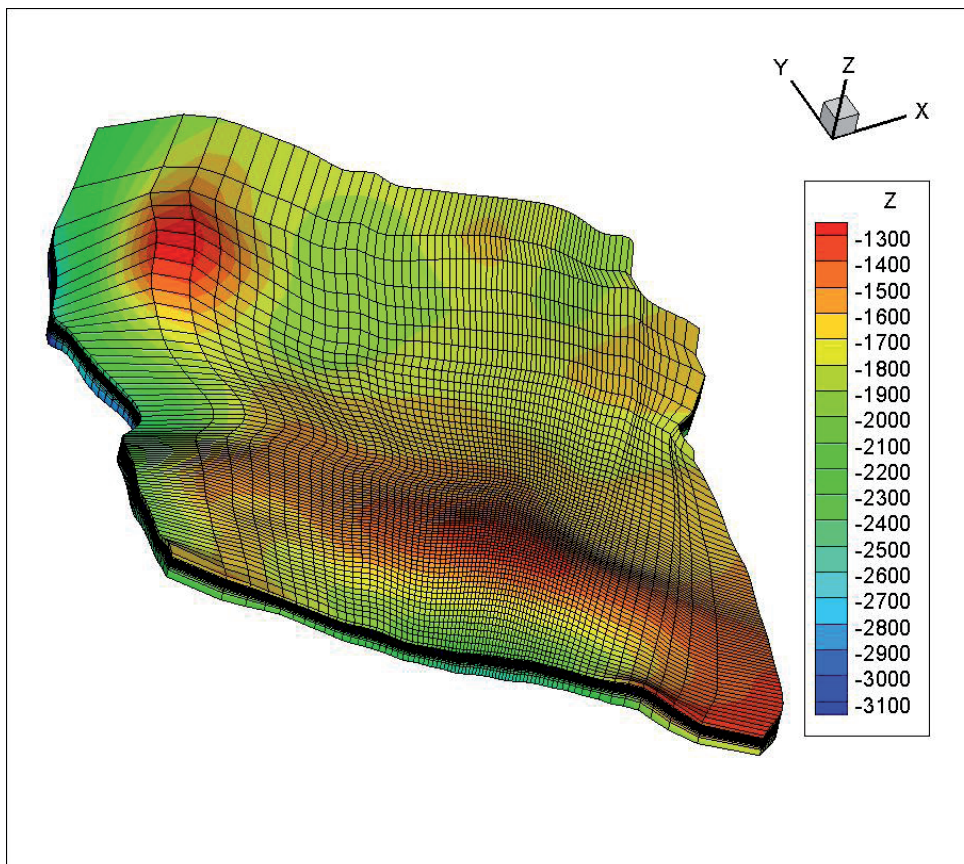


Abb. 3: Mit MUFTE erzeugtes 3D-Gitter in der Aufsicht (4-fach überhöht). Die Y-Achse des Koordinatensystems ist Norden.

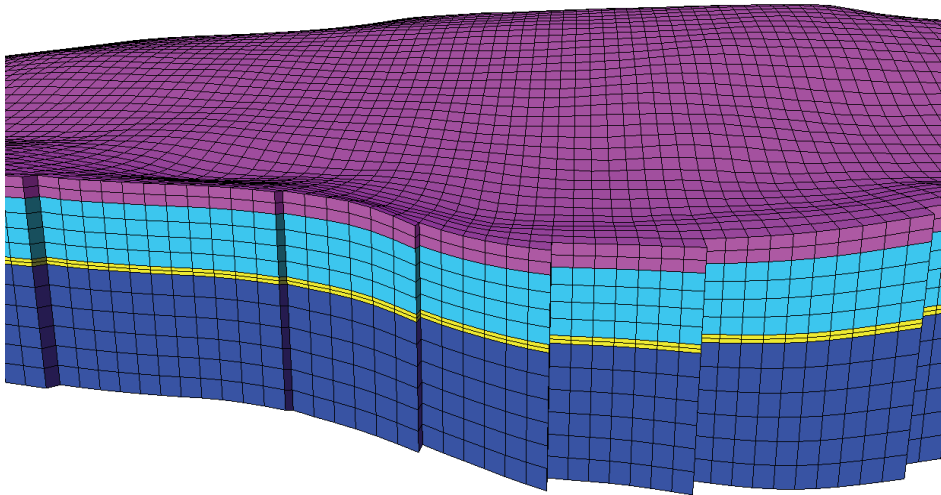


Abb. 4: Mit Petrel erzeugtes 3D-Gitter, Querschnitt (4-fach überhöht). Rote Spitze des Koordinatensterns zeigt nach Norden.

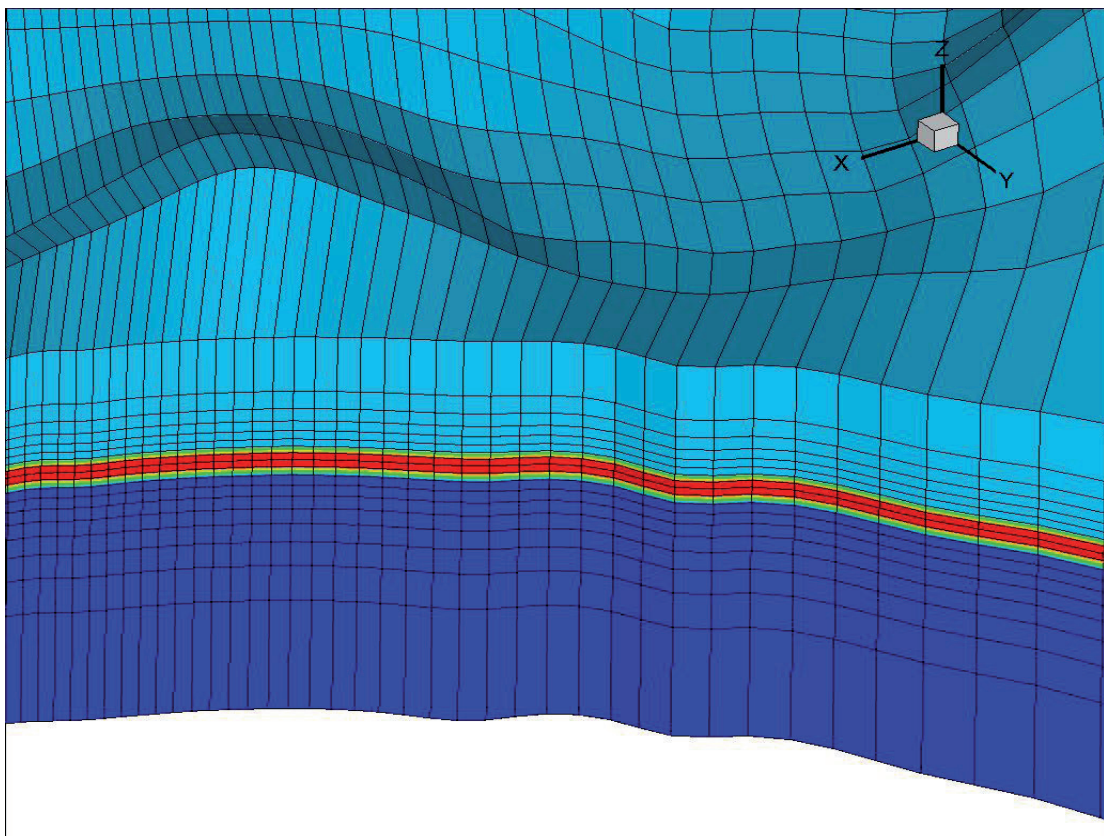


Abb. 5: Mit MUFTE erzeugtes 3D-Gitter, Querschnitt (16-fach überhöht). Die in Abb. 4 pinkfarbene Modellschicht (Barrieregestein) ist hier nicht dargestellt. Die Y-Achse des Koordinatensystems ist Norden.

## 2.4 Geophysikalische Parameter

Die so entstandenen geozellulären Modelle wurden mit geophysikalischen Parametern unterlegt, die so weit wie möglich die realen Bedingungen eines Buntsandstein-Speichers im Nordostdeutschen Becken widerspiegeln sollen.

### 2.4.1 Gesteinsparameter

Das Barrieregestein (pinkfarben in Abb. 4) wurde als impermeabel (Permeabilität = 0) angenommen. Deshalb wird die entsprechende Modellschicht sowohl von MUFTE als auch ECLIPSE bei der Simulation ignoriert – es findet kein Fluss durch diese Schicht hindurch statt. Die Porositäten und horizontalen Permeabilitäten der drei übrigen Modellschichten sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die vertikalen Permeabilitäten betragen ein Zehntel der horizontalen Permeabilitäten ( $K_v/K_h=0,1$ ).

Tabelle 2: Porosität und Permeabilität.

Modellschicht	Nutzporosität (%)	horizontale Permeabilität (mD)
Wechselfolge	7	0.1
Sandstein – Speicherhorizont	22	110
Tonsteinfohle	5	0.01

Die relative Permeabilität des Sandstein-Speicherhorizonts gegenüber Gas und Wasser ist in Abb. 6 dargestellt. Die Gesteine im Liegenden und Hangenden sind eher Tonstein-betont. Für sie wurden daher eigene Korrelationskurven verwendet (Abb. 7). Abbildung 8 stellt die Kapillardruck-Sättigungsbeziehung dar.

Die Gesteinskompressibilität beträgt  $4,5 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$  (aus Harris 2006, zitiert in Birkholzer 2007).

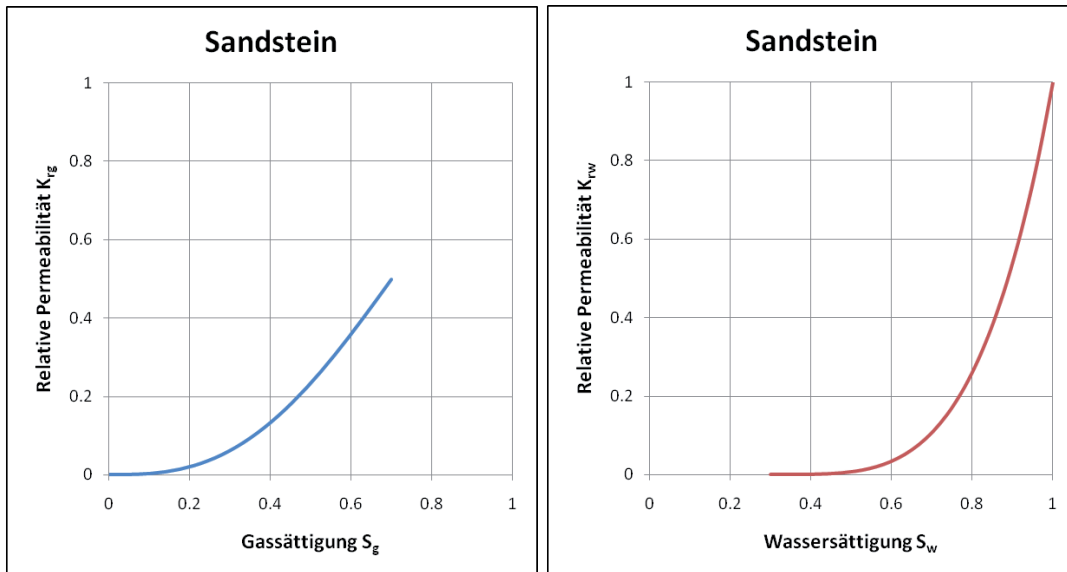


Abb. 6: Relative Permeabilitäten für den Sandstein-Speicherhorizont.

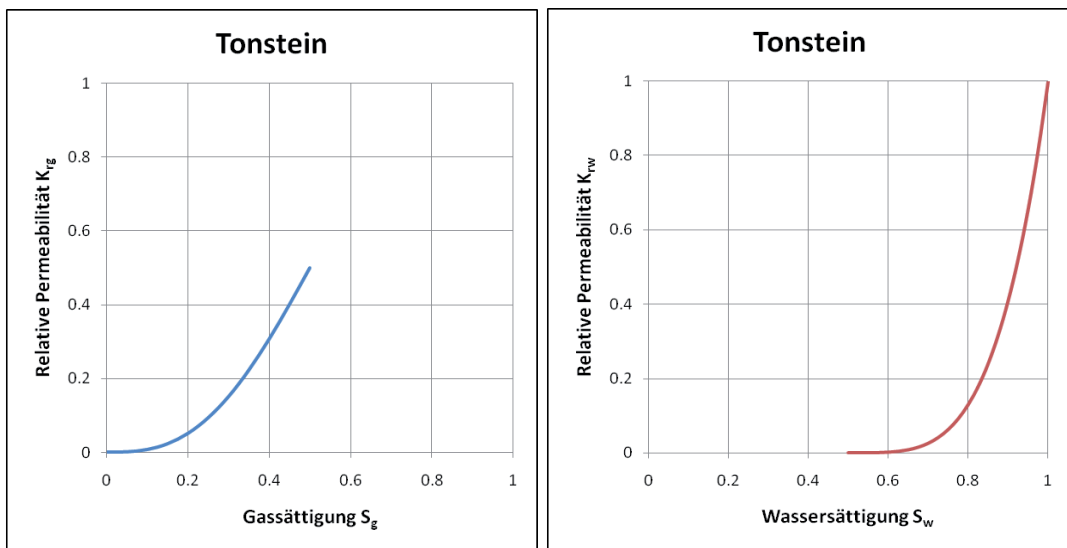


Abb. 7: Relative Permeabilitäten für die Tonstein-betonen Gesteine im Liegenden und Hangenden des Speichergesteins.

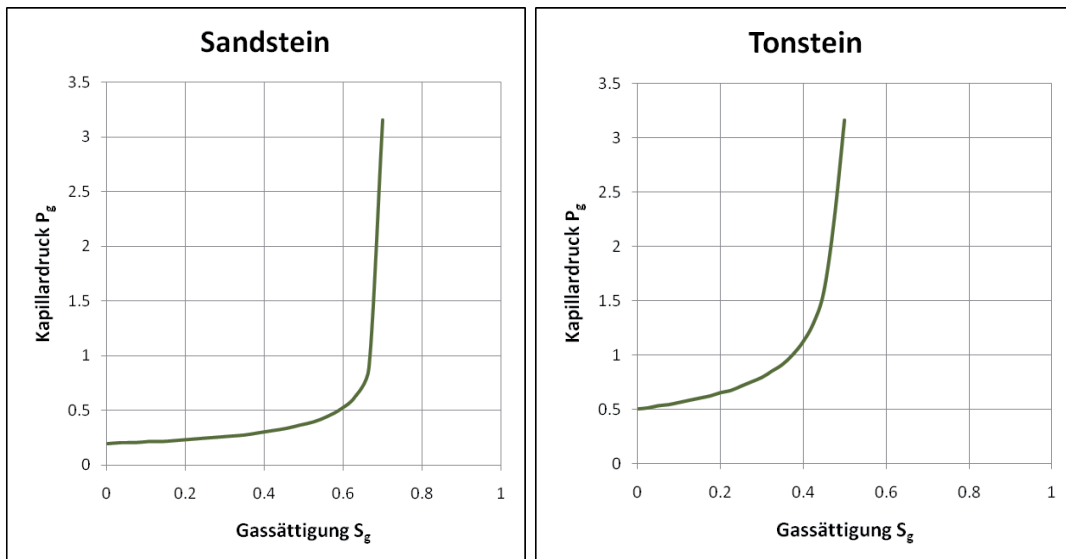


Abb. 8: Kapillardruck für die CO<sub>2</sub>-Phase im Sandstein-Speicherhorizont (links) und die Tonsteinbetonten Gesteine im Liegenden und Hangenden (rechts).

## 2.4.2 Reservoirparameter

Die wichtigsten Parameter für die im Porenraum enthaltenen Fluide (Flüssigkeiten *und* Gase) sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Es wird davon ausgegangen, dass der Porenraum vor Beginn der Injektion zu 100% mit Sole gefüllt ist, d.h. es ist initial keine Gasphase und keine CO<sub>2</sub>-Komponente vorhanden.

Tabelle 3: Reservoirparameter (aus Diener et al. 1990).

Initialdruck	hydrostatisch
Initialtemperatur	Geothermischer Gradient 40°/km
Salinität des Formationswassers	334 g/l



### 3 Numerische Simulation

#### 3.1 Injektionsprogramm

Das gewählte Injektionsprogramm orientiert sich an der Größenordnung einer industriellen CO<sub>2</sub>-Speicherung, ist aber rein fiktiv. Es dient lediglich dazu, Erkenntnisse über die *großräumige* Druckentwicklung bei der Injektion industrieller Mengen von CO<sub>2</sub> zu gewinnen und berücksichtigt in keiner Weise die Sicherheitsanforderungen eines realen CO<sub>2</sub>-Speicherbetriebs. Schon der Maßstab des Modellgitters lässt erkennen, dass über lokale Druckverhältnisse an der Bohrlokation und damit relevante Strategien für den sicheren Betrieb keine Aussagen gemacht werden können. Abbildung 2 zeigt die hohe Auflösung des Modells im regionalen Maßstab, die aber bei einer Zellgröße von 200 x 200 m immer noch um das Hundert- bis Tausendfache zu grob ist für eine korrekte Modellierung der Drücke im Bohrungsbereich, für die ein Maßstab im cm- bis m-Bereich angebracht wäre.

Simuliert wurde die Injektion von 25 Millionen Tonnen reinen Kohlendioxids über einen Zeitraum von 10 Jahren. Die Injektion erfolgt über eine einzige, vertikale Bohrung in die Hochlage von Struktur A (Abb. 9) mit einer konstanten Injektionsrate von 2,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Auch hier liegt ein bedeutender Unterschied zur Injektionsstrategie eines realen Speicherbetriebs: in der vorliegenden Modellierung wird die Injektionsrate vorgegeben, um neutral die resultierende Druckverteilung zu messen. In realen Speicherbetrieben sollten dagegen maximal zulässige Drücke vorgegeben sein, an die man die Injektionsrate im Sinne der Speichersicherheit anpassen muss.

Der Zielhorizont der Injektion ist die Sandsteinschicht (gelb in Abb. 4, rot in Abb. 5). Im Simulator MUFTE ist der Injektionsort ein einzelner Knoten. In Petrel besteht die Sandsteinschicht aus zwei Schichten (Abb. 4), wobei aber nur in die untere injiziert wird, um dem Knotenmodell von MUFTE möglichst nahe zu kommen. In ECLIPSE ist der Injektionsort eine einzelne Zelle.

Nach Ende der Injektion wird die Simulation weitere 30 Jahre aufrechterhalten, um zu beobachten, wie sich der Druck wieder abbaut. Die Simulation läuft also insgesamt über 40 Jahre.

Gemessen wird der Druck in der benachbarten Struktur B (Abb. 9). Die Entfernung zum Injektionsort beträgt im MUFTE-Modell ca. 31 km und im Petrel-Modell ca. 32 km. Weitere Druckmesspunkte liegen auf einer Verbindungslinie zwischen den beiden Strukturen in 1, 5 und 10 km Entfernung vom Injektionsort (Abb. 9).

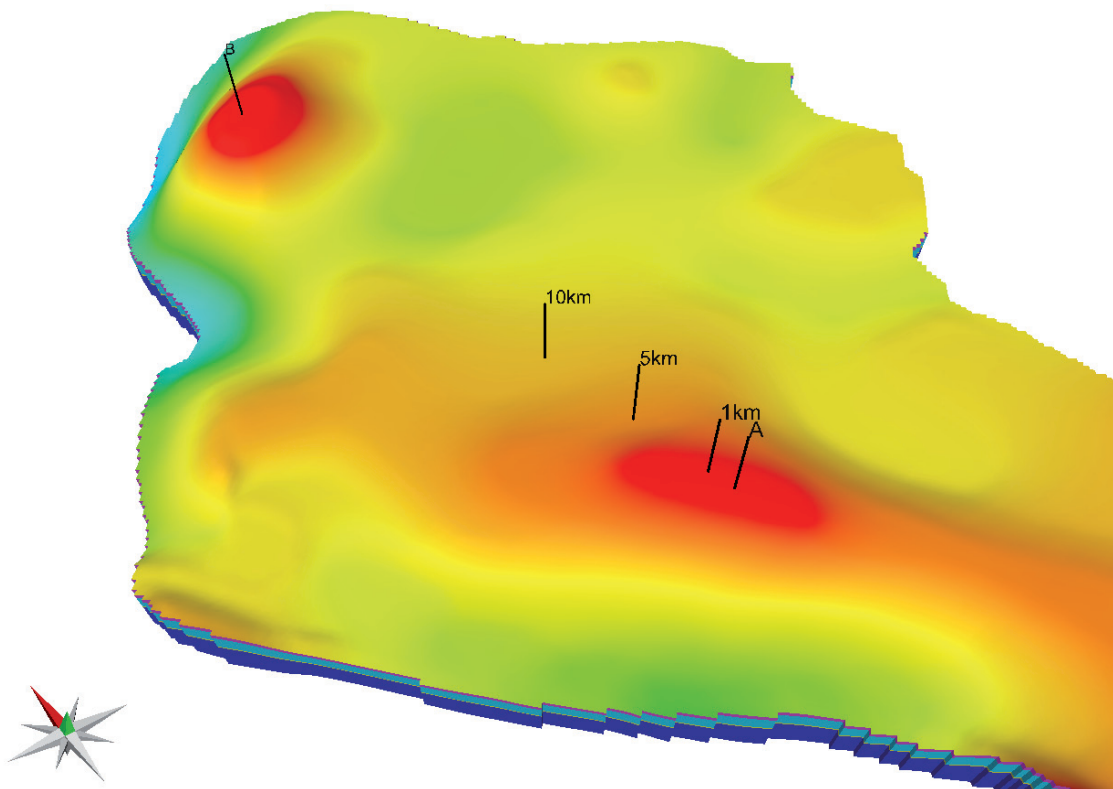


Abb. 9: Injektionsort (A) und Druckmesspunkte (1km, 5km, 10km und B). Rote Spitze des Koordinatensterns zeigt nach Norden.

### 3.2 **Kompositionelle („multiphase flow“) Modellierung**

Das modellierte Fluidsystem enthält initial die Komponenten Wasser (H<sub>2</sub>O) und Salz (NaCl) in flüssiger Phase. Mit Beginn der Injektion wird die Komponente Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) in überkritischer Phase dem System hinzugefügt.

ECLIPSE300 und das darin enthaltene Modul CO2STORE berechnen nun für jeden Zeitschritt den Anteil einer jeden Komponente in jeder Phase in jeder 3D-Gitterzelle. Es wird dabei angenommen, dass das Salz in der flüssigen Phase gelöst verbleibt. Die Berechnung der Anteile von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>O erfolgt nach Spycher & Pruess (1998).

Die zugrundeliegenden Gleichungen (Darcy-Fließgesetz und Massen-bilanzgleichung) sind für Drücke bis 600 bar und Temperaturen von 12 – 100°C kalibriert.

Auch MUFTE-UG berechnet Stoffflüsse mit bis zu drei Komponenten in drei Phasen in porösen Medien (Class et al. 2002). Die Lösung von CO<sub>2</sub> in salzigem Formationswasser wird nach Duan & Sun (2003) berechnet, die Lösung von Wasser in CO<sub>2</sub> als konstant angenommen (Bielinski 2007). Die Gleichungen können für beliebige Druck- und Temperaturbereiche kalibriert werden.

### **3.3 Szenarien**

Die Simulation verschiedener Szenarien erfolgte unabhängig voneinander an der BGR und am LH<sup>2</sup>. Einige Parameter des jeweiligen Referenz-Szenarios wurden unterschiedlich gewählt, was zum Teil an den Möglichkeiten der Simulatoren, zum Teil aber auch an der Wahl des Bearbeiters lag.

Einer der wichtigsten Parameter für den Druck sind die Modellgrenzen. In offenen Systemen wird sich kein so großer Überdruck aufbauen wie in vollständig geschlossenen. Aus geologischer Sicht ist deshalb für reale Speicherlokationen immer einzuschätzen, inwieweit der Speicher randlich offen oder geschlossen ist. In Norddeutschland können Störungen oder Salzmauern Aquifere in geschlossene oder halboffene Kompartimente unterteilen. Aus diesem Grunde wurden halboffene, offene und geschlossene Modellrandbedingungen simuliert (Szenarien 1 bis 3).

Ein weiterer wichtiger Parameter, für den aber in Norddeutschland wenige bis keine „echten“ geologischen Informationen vorliegen, ist die Gesteinskompressibilität. Aus diesem Grunde wurde für das Referenz-Szenario 1 ein Standard-Laborwert für Sandstein verwendet (aus Harris 2006). Ein zusätzliches Szenario prüft die Auswirkungen von inkompressiblem Gestein auf den Druck (Szenario 4).

In einem weiteren Szenario (Szenario 5) wurde die Temperatur des injizierten CO<sub>2</sub> variiert.

Diese Szenarien (1 bis 5) wurden am LH<sup>2</sup> modelliert. Bei der BGR wurden die Auswirkungen unterschiedlicher Permeabilitäten auf die Druckausbreitung untersucht (Szenarien 6 bis 9).

Im Folgenden werden zunächst noch einmal die hier vorgestellten Modellszenarien im Überblick aufgelistet und anschließend die Ergebnisse vorgestellt.

### *MUFTE-Simulation*

Szenario 1: (Referenz-Szenario MUFTE)

- westliche Grenze geschlossen (Neumann-Randbedingung), östliche Grenze offen (Dirichlet-Randbedingung)
- Injektionstemperatur = 35°C
- Alle übrigen Parameter siehe Kapitel 2.4.

Variationen (alle übrigen Parameter entsprechen Szenario 1):

Szenario 2: alle Grenzen geschlossen (Neumann)

Szenario 3: alle Grenzen offen (Dirichlet)

Szenario 4: Gestein inkompressibel

Szenario 5: Injektionstemperatur = Reservoirtemperatur

### *ECLIPSE-Simulation*

Szenario 6: (Referenz-Szenario ECLIPSE)

- entspricht Szenario 2 (alle Grenzen geschlossen), außer:
- Injektionstemperatur = Reservoirtemperatur.

Variationen (alle übrigen Parameter entsprechen Szenario 6):

Szenario 7: Permeabilität ist isotrop ( $K_v/K_h=1$ )

Szenario 8: Permeabilität  $K_h = 220\text{mD}$

Szenario 9: Permeabilität  $K_h = 550\text{mD}$

## 4 Ergebnisse

### 4.1 Szenario 1 (Referenz-Szenario MUFTE)

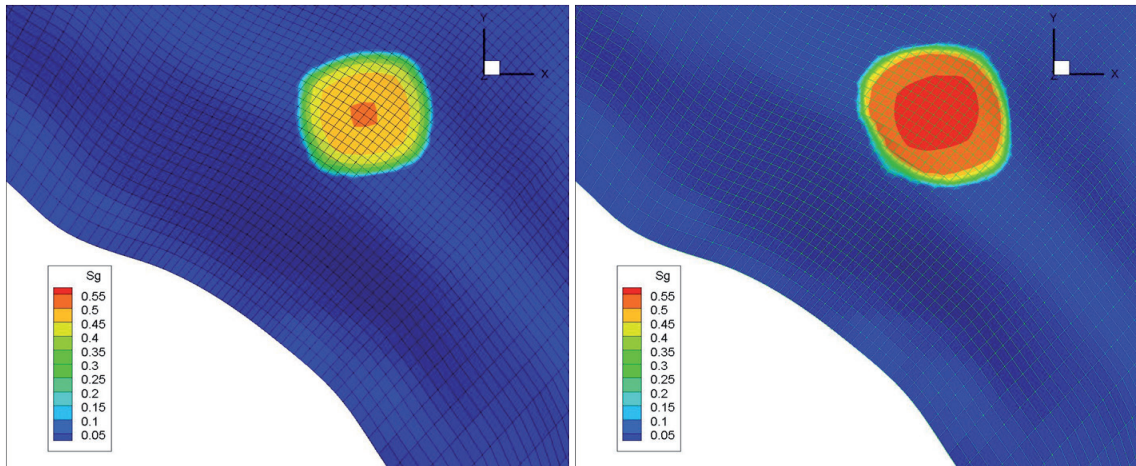


Abb. 10: CO<sub>2</sub>-Sättigung am Top des Sandstein-Speicherhorizonts nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts).

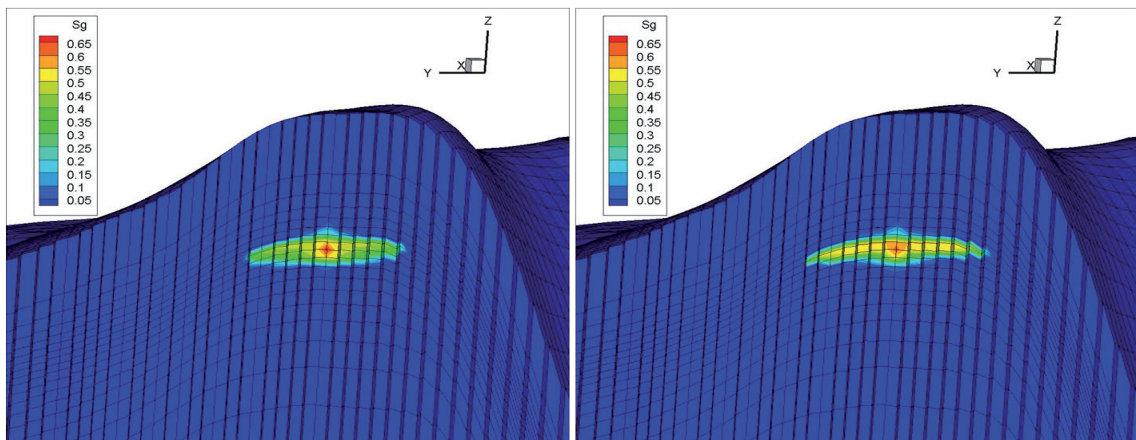


Abb. 11: CO<sub>2</sub>-Sättigung im Querschnitt nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts). Darstellung 16-fach überhöht.

Abbildung 10 zeigt die CO<sub>2</sub>-Sättigung am Top des Sandstein-Speicherhorizonts nach 10 (Ende der Injektion) und 40 Jahren. Solange injiziert wird, ist die CO<sub>2</sub>-Fahne rund (die flachen Seiten sind ein Effekt des Modellgitters). Nach Ende der Injektion passt sich die CO<sub>2</sub>-Fahne den topographischen Konturen der Speicherstruktur an.

Abbildung 11 zeigt die CO<sub>2</sub>-Sättigung im Querschnitt nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts). Das CO<sub>2</sub> akkumuliert bevorzugt im Sandstein-Speicherhorizont, dringt aber auch in das weniger permeable Hangende (Wechselfolge) und Liegende (Tonsteinfohle) ein.

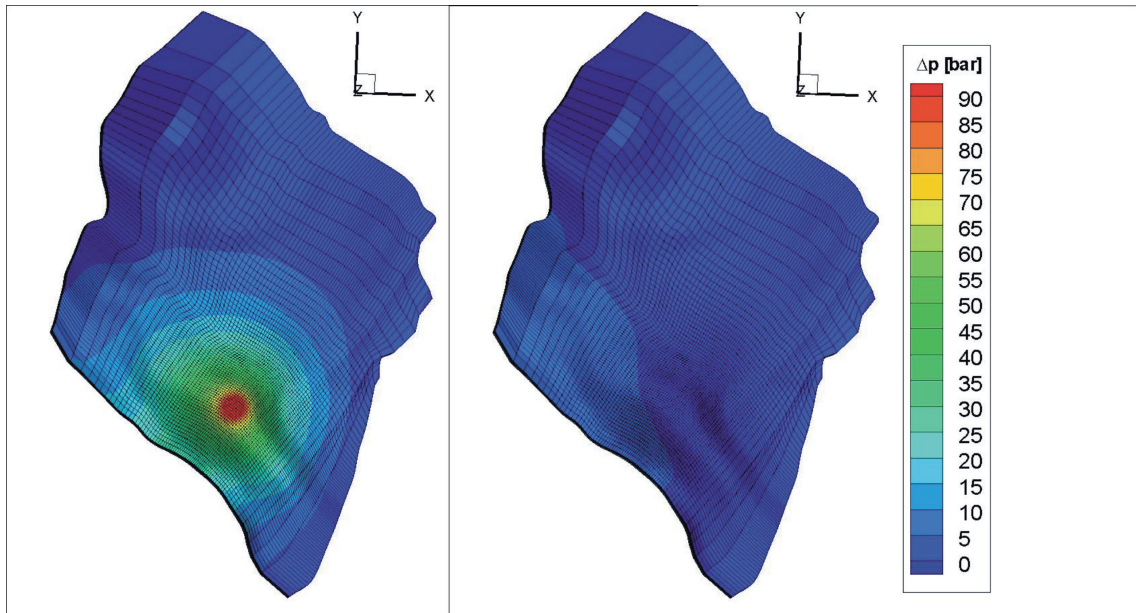


Abb. 12: Überdruck ( $\Delta p$ ) im Speicherhorizont nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 (rechts) Jahren.

Abbildung 12 zeigt die Druckdifferenz zum hydrostatischen Initialdruck im Speicherhorizont nach 10 (Ende der Injektion) und 40 Jahren. Der Überdruck reicht zu beiden Zeitpunkten bis an alle Modellränder und beträgt mindestens einige bar (0-5 bar nach der Farbskala).

Abbildung 13 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an den verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg (*maximum pressure increase* in Abb. 13) an jedem Messpunkt. In der Nähe des Injektors (bis 5 km Entfernung) fällt die Druckspitze mit dem Ende der Injektion (nach 10 Jahren) zusammen. In 10 km Entfernung wird der Maximaldruck erst 1-2 Jahre, in der Nachbarstruktur B (ca. 31 km Entfernung) sogar erst 10-15 Jahre nach Ende der Injektion erreicht. Am Ende der Simulation (nach 40 Jahren) fällt der Druck an allen vier Messpunkten immer noch ab. Da das System nach einer Seite hin offen ist, ist zu erwarten, dass sich der Überdruck irgendwann vollständig abgebaut haben wird.

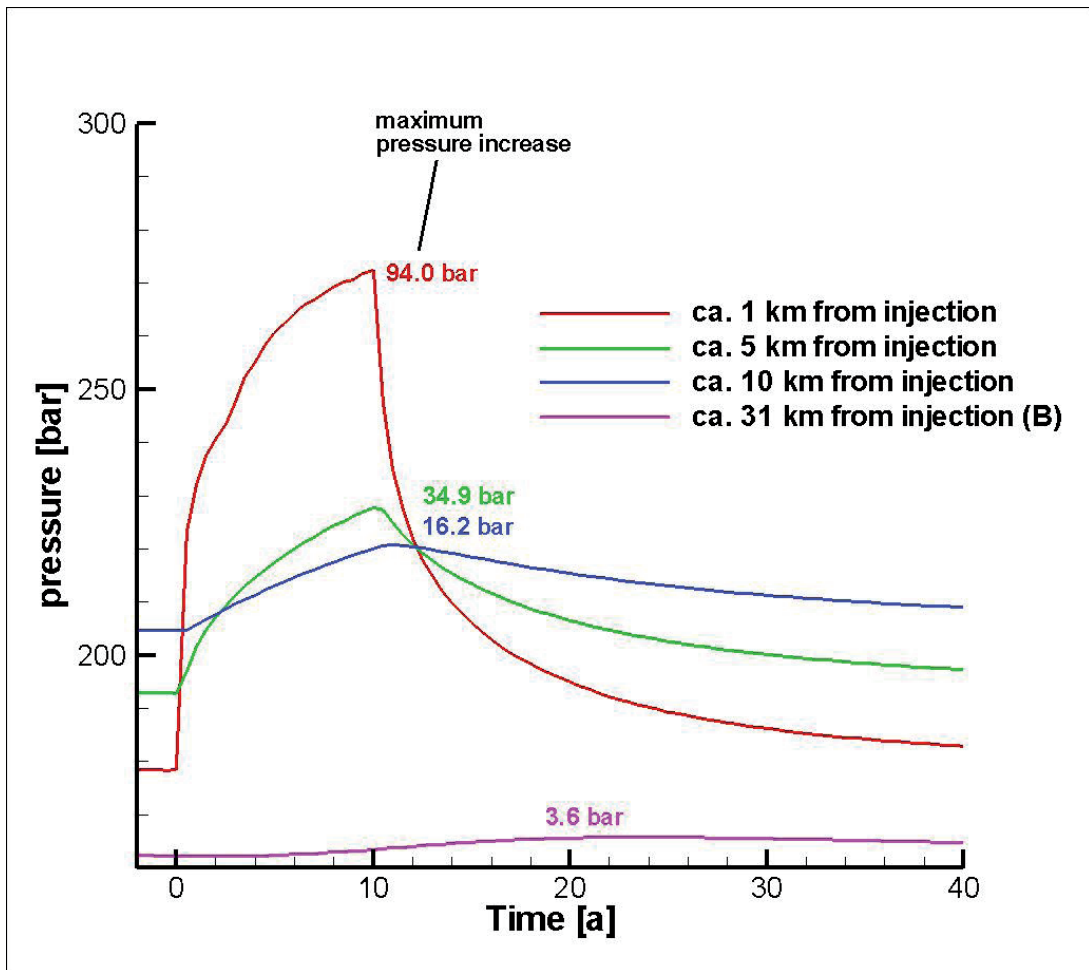


Abb. 13: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 1.

## 4.2 Szenario 2

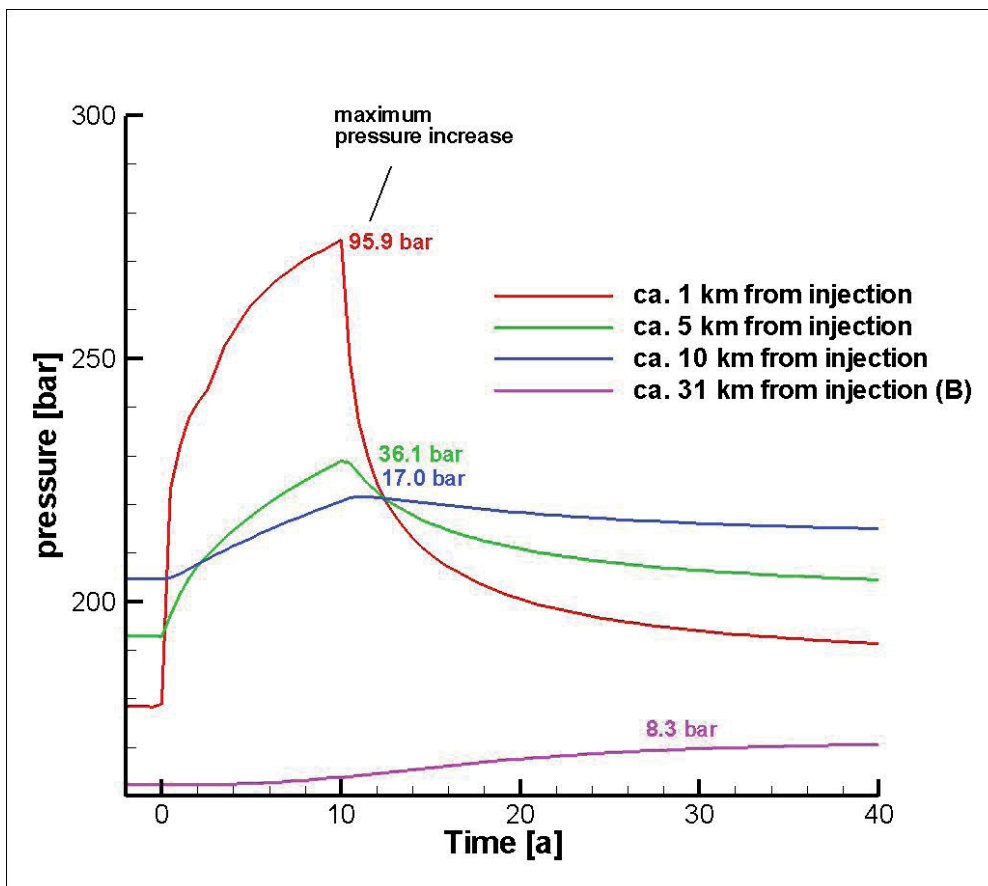


Abb. 14: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 2.

In Szenario 2 wurden alle Modellgrenzen als geschlossen (Neumann-Randbedingung) modelliert. Abbildung 14 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg (*maximum pressure increase* in Abb. 14) an jedem Messpunkt. Interessanterweise sind geschlossene Modellgrenzen vor allem für die weit vom Injektor entfernten Modellbereiche (Nachbarstruktur) relevant: während der Druckanstieg in bis zu 10 km Entfernung nur 1-2 bar höher ist als im halboffenen System (Szenario 1), ist er in 31 km Entfernung um fast 5 bar erhöht. Hier steigt der Druck am Ende der Simulation (nach 40 Jahren) immer noch an, so dass der Maximaldruck noch gar nicht erreicht ist. An den injektionsnäheren Messpunkten ist hingegen nur noch ein residualer Überdruck vorhanden; er beträgt etwa 10-15 bar bei langsam fallender Tendenz.



### 4.3 Szenario 3

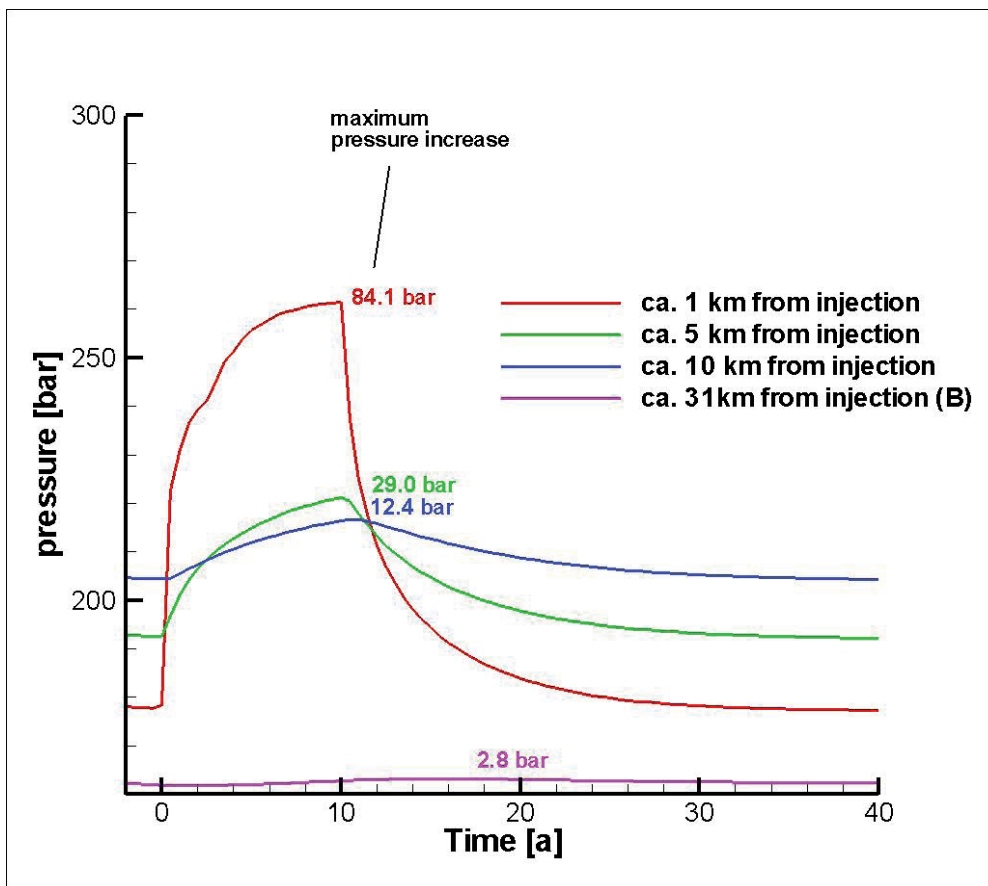


Abb. 15: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 3.

In Szenario 3 wurden alle Modellgrenzen als offen (Dirichlet-Randbedingung) modelliert. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg (*maximum pressure increase* in Abb. 15) an jedem Messpunkt. Wie erwartet ist hier der Druckanstieg sichtbar geringer als in den Szenarien 1 und 2. Die Druckmaxima liegen zwar immer noch in einer ähnlichen Größenordnung wie im geschlossenen System, werden allerdings im Gegensatz dazu wieder vollständig abgebaut. Im offenen Modellsystem liegt der Druck 30 Jahre nach Ende der Injektion wieder beim hydrostatischen Ausgangsdruck.

#### 4.4 Szenario 4

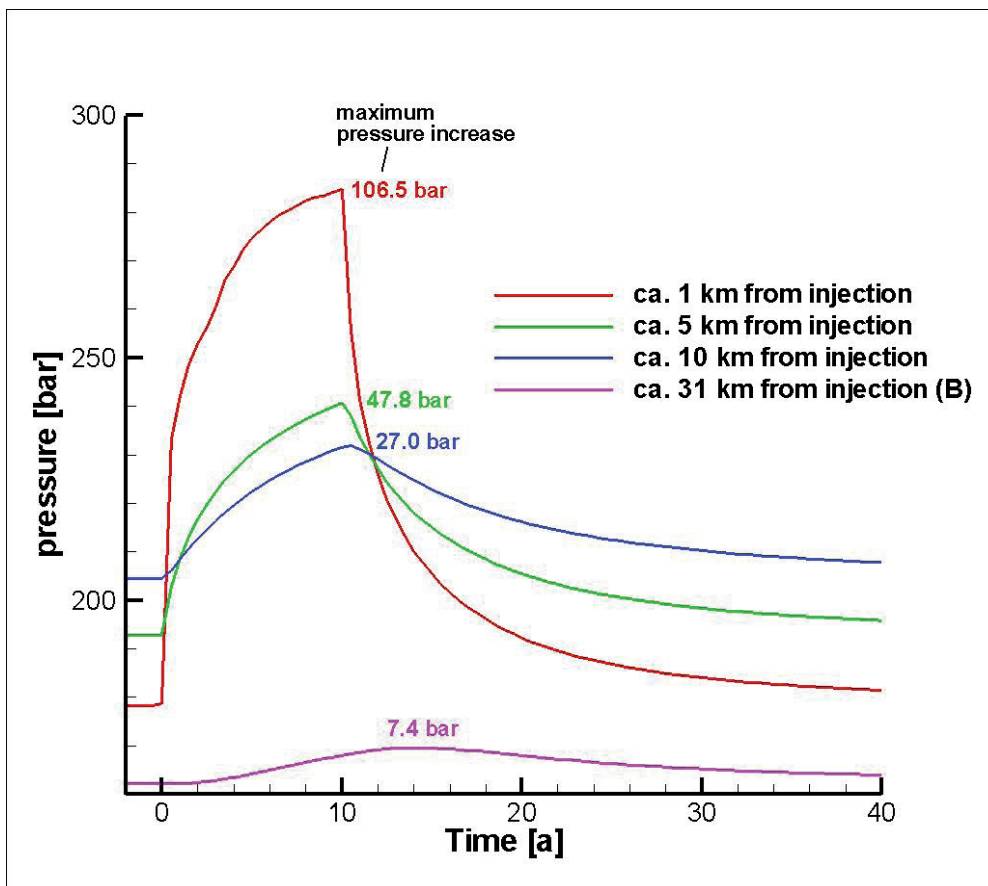


Abb. 16: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 4.

Szenario 4 hat außer der Gesteinskompressibilität die gleichen Parameter wie Szenario 1. Im gesamten Modell wurde das Gestein als inkompressibel modelliert. Abbildung 16 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg (*maximum pressure increase* in Abb. 16) an jedem Messpunkt. Alle Druckmaxima sind gegenüber Szenario 1 deutlich erhöht. Allerdings scheint sich der Überdruck auch deutlich schneller wieder abzubauen, was insbesondere an der 31km-Kurve deutlich wird. Ein leichter Residualüberdruck von rund 5 bar bleibt aber auch hier (nach 40 Jahren) noch bestehen; er liegt damit in der gleichen Größenordnung wie bei Szenario 1.

#### 4.5 Szenario 5

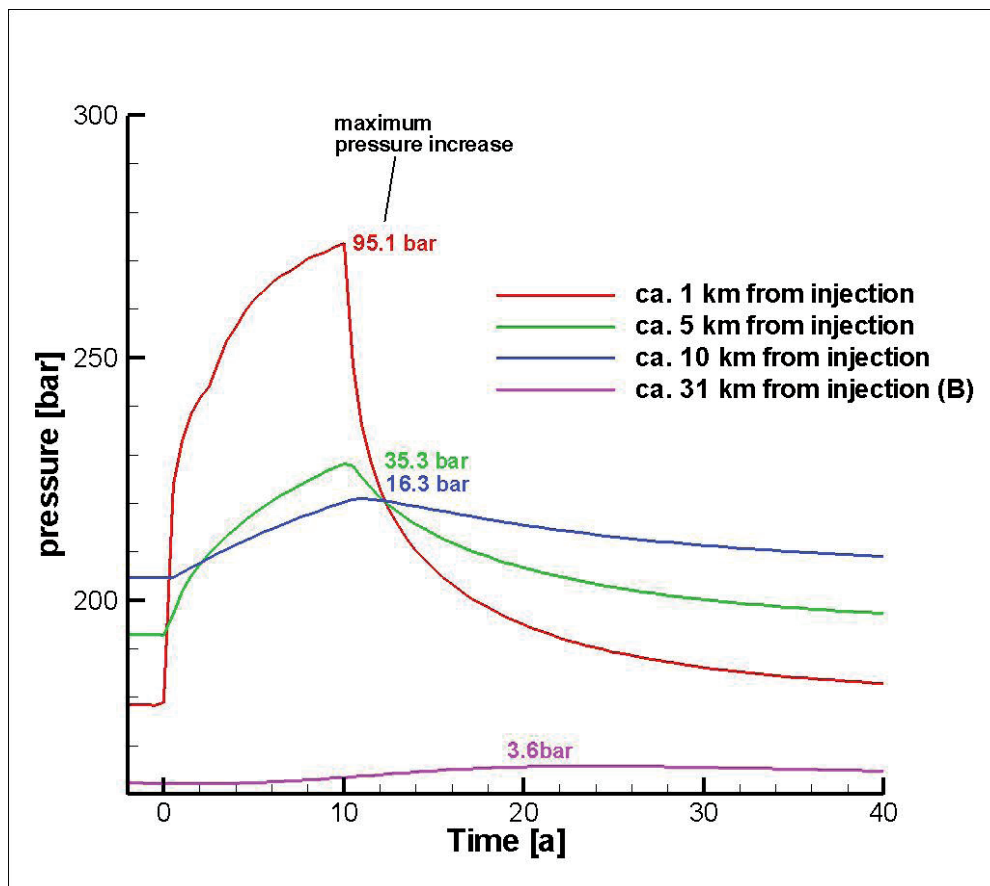


Abb. 17: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 5.

Szenario 5 hat außer der Temperatur des injizierten CO<sub>2</sub> die gleichen Parameter wie Szenario 1. Das Modell wurde mit einer Temperatur des injizierten CO<sub>2</sub>, die gleich der Reservoirtemperatur in etwa 1500 m Tiefe ist (ca. 60°C), simuliert. Abbildung 17 zeigt die Entwicklung des absoluten Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg (*maximum pressure increase* in Abb. 17) an jedem Messpunkt. Die Kurven unterscheiden sich kaum von Szenario 1; lediglich in unmittelbarer Nähe des Injektors (1 km) ist der Überdruck um etwa 1 bar erhöht.

#### 4.6 Szenario 6 (Referenz-Szenario ECLIPSE)

Szenario 6 ist das Referenz-Szenario der BGR-Simulationsreihe. Es hat bis auf die Injektionstemperatur die gleichen Parameter wie Szenario 2.

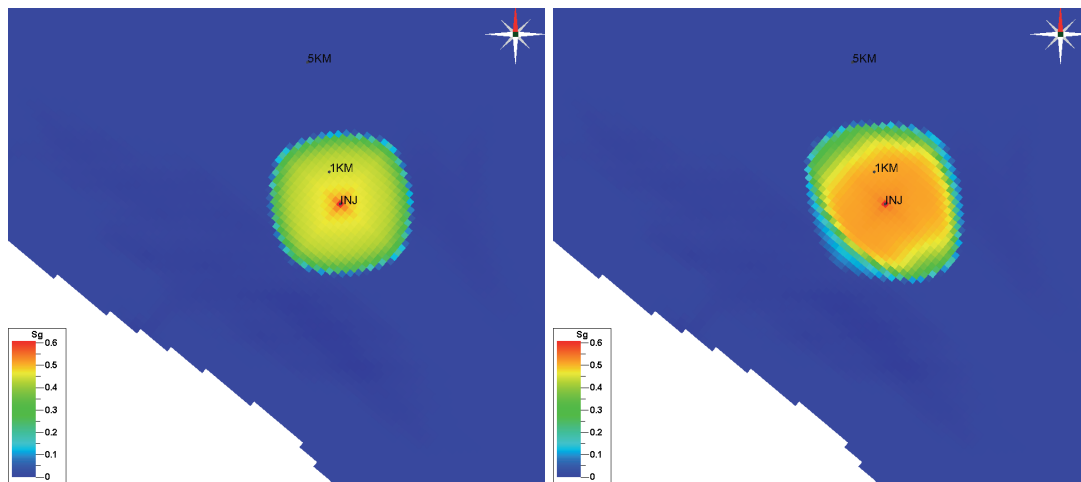


Abb. 18: CO<sub>2</sub>-Sättigung am Top des Sandstein-Speicherhorizonts nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts).

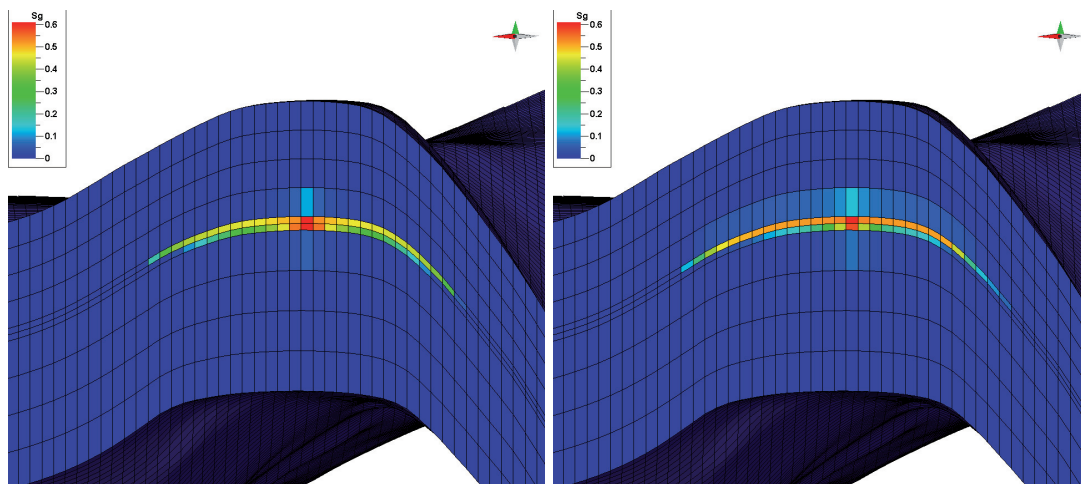


Abb. 19: CO<sub>2</sub>-Sättigung im Querschnitt nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts). Darstellung 10-fach überhöht.

Abb. 18 zeigt die CO<sub>2</sub>-Sättigung am Top des Sandstein-Speicherhorizonts nach 10 (Ende der Injektion) und 40 Jahren. Solange injiziert wird, ist die CO<sub>2</sub>-Fahne rund (die flachen Seiten sind ein Effekt des Modellgitters). Nach Ende der Injektion passt sich die CO<sub>2</sub>-Fahne den topographischen Konturen der Speicherstruktur an. Abb. 19 zeigt die CO<sub>2</sub>-Fahne im Querschnitt nach 10 und 40 Jahren.

Das CO<sub>2</sub> akkumuliert am Top des Sandstein-Speicherhorizonts (dünne Lagen), dringt aber auch in das weniger permeable Hangende (Wechselfolge) und Liegende (Tonsteinfohle) ein.

Abbildung 20 zeigt die Druckdifferenz zum hydrostatischen Initialdruck im Speicherhorizont nach 10 (Ende der Injektion) und 40 Jahren. Nach 10 Jahren hat der Überdruck den Nordrand des Modells noch nicht erreicht. Nach 40 Jahren hat sich modellweit ein Überdruck von etwa 5 – 10 bar eingestellt.

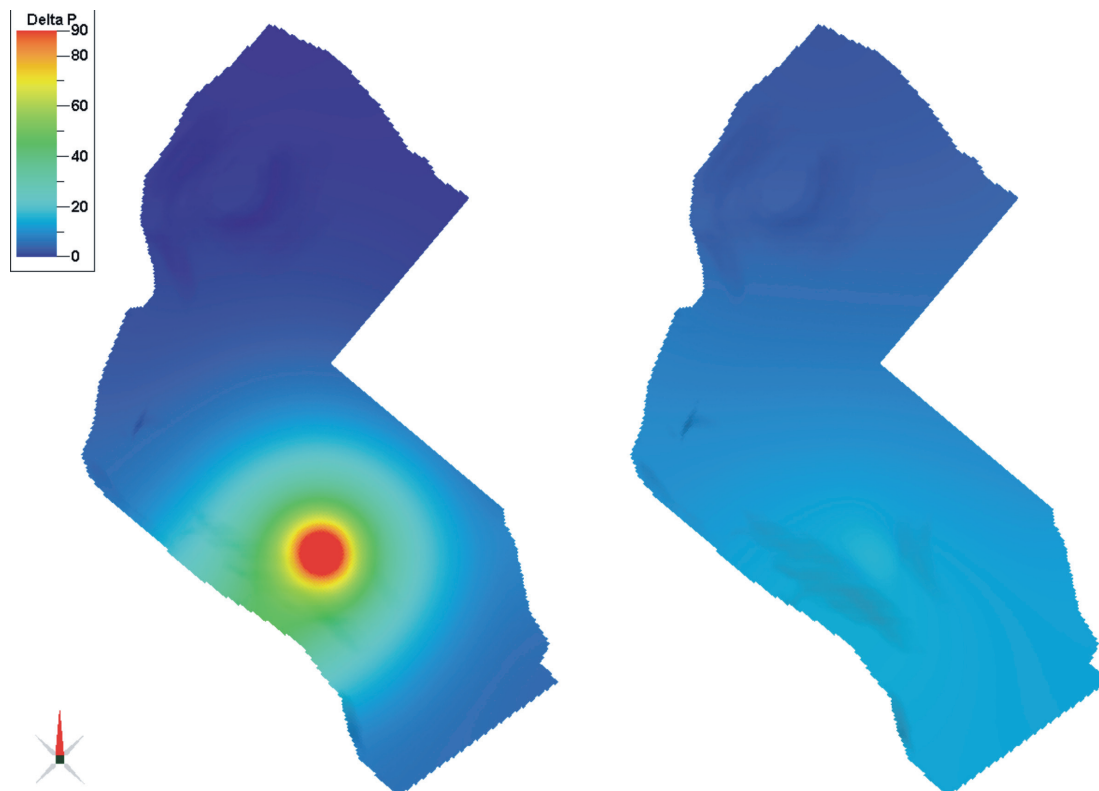


Abb. 20: Überdruck ( $\Delta P$ , bar) im Speicherhorizont nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts).

Abbildung 21 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an den verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg an jedem Messpunkt. In der Nähe des Injektors (bis 5 km Entfernung) fällt die Druckspitze mit dem Ende der Injektion (nach 10 Jahren) zusammen. In 10 km Entfernung wird der Maximaldruck erst 1-2 Jahre, in der Nachbarstruktur B (32 km Entfernung) sogar erst am Ende der Simulation erreicht. Da das System allseitig geschlossen ist, ist zu erwarten, dass sich irgendwann ein modellweit einheitlicher Überdruck im Bereich von wenigen bar einpendeln wird (siehe auch Kapitel 5.1.2.).

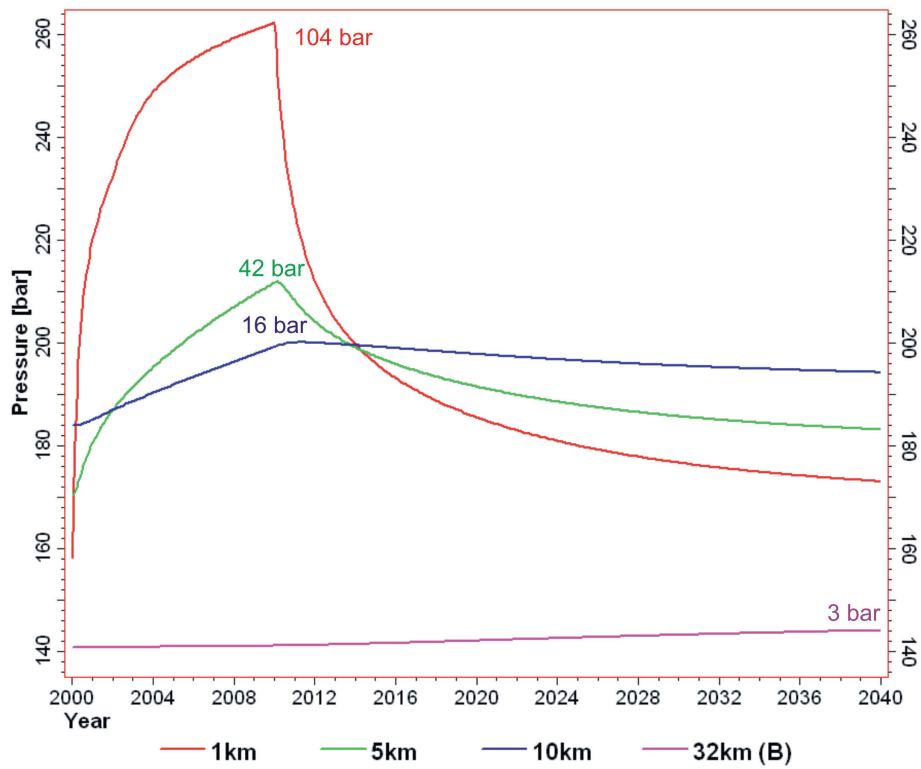


Abb. 21: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 6.

## 4.7 Szenario 7

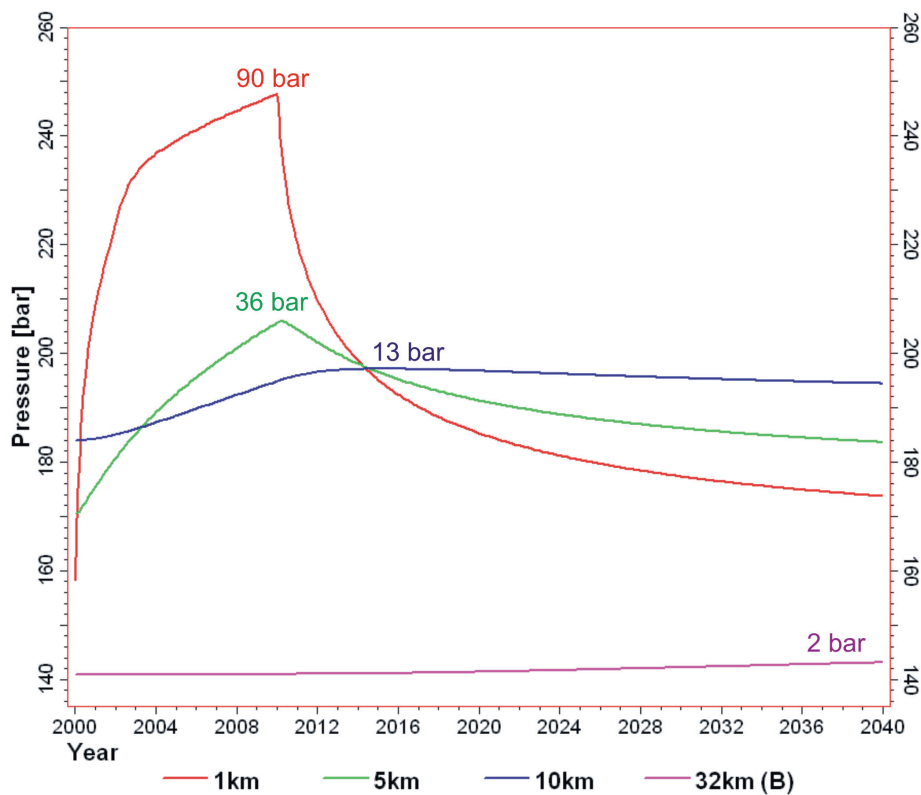


Abb. 22: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 7.

Szenario 7 untersucht, wie sich die Anisotropie der Permeabilität auf die Druckausbreitung auswirkt. Während alle anderen Szenarien von einer anisotropen Permeabilität der Gesteinsschichten ausgehen (d.h. die horizontale Permeabilität  $k_h$  ist zehnmal höher als die vertikale Permeabilität  $k_v$ , oder  $k_v/k_h=0,1$ ), ist die Permeabilität in Szenario 7 isotrop (110 mD). Abbildung 22 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an den verschiedenen Messpunkten. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg an jedem Messpunkt. Im Vergleich zu Szenario 6 zeigt sich, dass die Anisotropie der Permeabilität sich vor allem im Nahfeld der Bohrung ( $< 10\text{km}$ ) auf den Druck auswirkt. Der Druckanstieg in der Nachbarstruktur wird hiervon kaum noch beeinflusst. Weil sich das Drucksignal in Szenario 7 verstärkt auch in vertikale Richtung ausbreiten kann, ist es in horizontaler Richtung „langsamer“: das Druckmaximum erreicht den Messpunkt in 10 km Entfernung erst nach rund 5 Jahren.

#### 4.8 Szenarien 8 und 9

Die Szenarien 8 und 9 untersuchen die Auswirkung höherer Permeabilitäten auf die Druckausbreitung. Abbildung 23 zeigt die Entwicklung des Drucks über die Zeit an den verschiedenen Messpunkten bei einer horizontalen Permeabilität des Speicherhorizonts von 220 mD, Abbildung 24 bei 550mD. Der angegebene Druckwert ist der maximale Druckanstieg an jedem Messpunkt. Im Vergleich zum Referenz-Szenario 6 (Abb. 20) ist zu erkennen, dass bessere Permeabilitäten zu einer Abmilderung der Druckspitze im Nahbereich, aber zu einer Erhöhung des Drucks in der Entfernung führen. Der Druck verteilt sich besser.

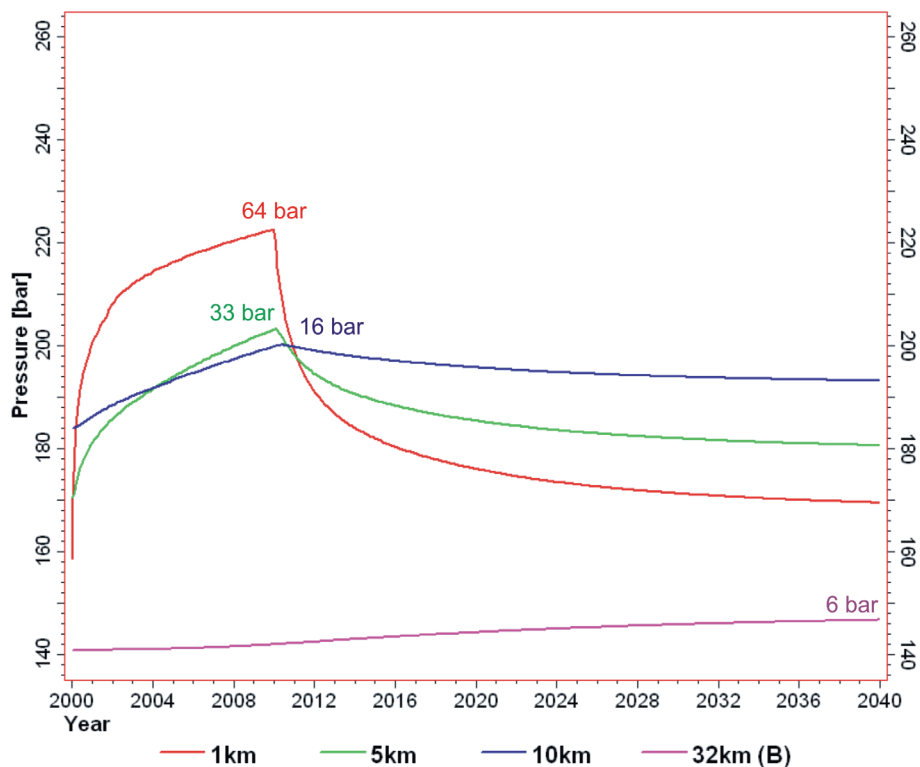


Abb. 23: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 8.



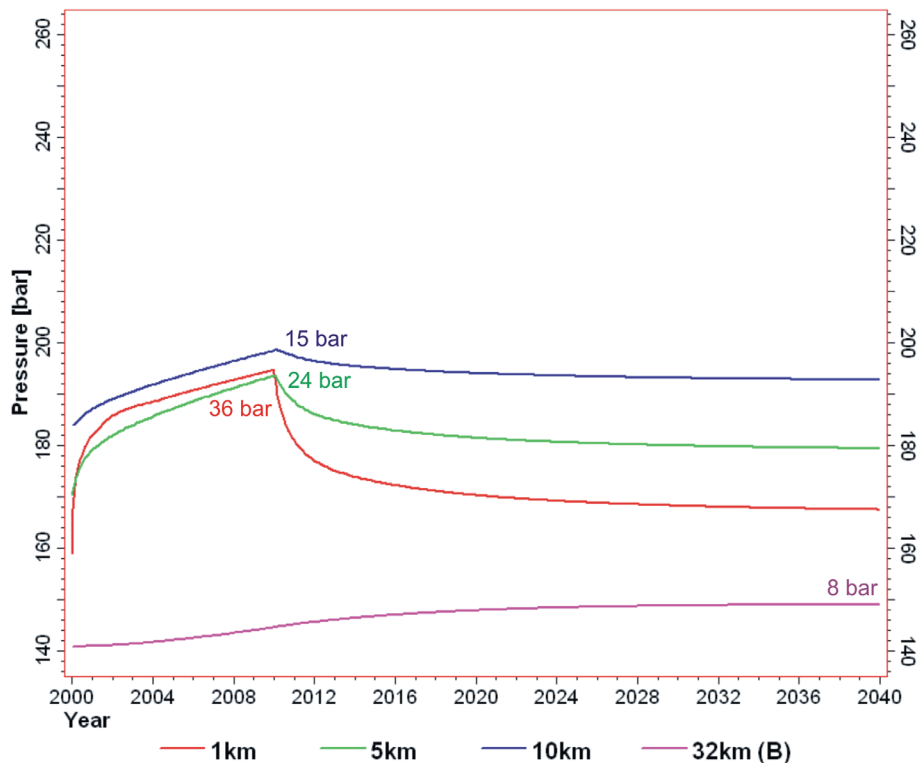


Abb. 24: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 9.

Es wurde auch versucht, niedrigere Permeabilitäten des Speicherhorizonts zu simulieren, da die Speichergesteine im Norddeutschen Becken oft sehr dicht sind. Es stellte sich jedoch heraus, dass sich unterhalb von etwa 75 mD die Injektivität rapide verschlechterte, so dass die gewünschte Menge von 25 Mio t CO<sub>2</sub> nicht mehr injiziert werden konnte. Dies liegt an den in ECLIPSE vorgegebenen Grenzdrücken an der Bohrung: wird ein bestimmter, selbst gewählter Grenzwert überschritten (hier die Obergrenze des kalibrierten Bereichs, d.h. 600 bar), so regelt ECLIPSE automatisch die Injektionsrate herunter. Dadurch wird die Gesamtinjektionsmenge nicht mehr erreicht. So konnte bei einer Permeabilität des Speichergesteins von 11 mD nur gut ein Zehntel der anvisierten Menge CO<sub>2</sub> injiziert werden, bei 55 mD waren es statt der gewünschten 25 Mio t nur 22,5 Mio t. Durch die geringeren Mengen an injiziertem CO<sub>2</sub> sind die entstehenden Drücke ebenfalls geringer und können nicht mit den anderen Szenarien verglichen werden.

#### 4.9 Simulation über 100 Jahre

Da in den geschlossenen Modellen (Szenario 2 sowie Szenarien 6-8) der Druck in der Nachbarstruktur am Ende der Simulation (40 Jahre insgesamt bzw. 30 Jahre nach Ende der Injektion) noch stieg, stellte sich die Frage, nach wie vielen Jahren sich der Druck stabilisiert und in welcher Höhe. Deshalb wurden die Szenarien 2 und 6 nochmals über 100 Jahre gerechnet. Abbildung 25 zeigt die langfristige Druckentwicklung für Szenario 2, Abbildung 26 für Szenario 6. Der angegebene Druckwert ist der noch bestehende Überdruck nach 100 (Abb. 25) bzw. 110 Jahren (Abb. 26) an jedem Messpunkt.

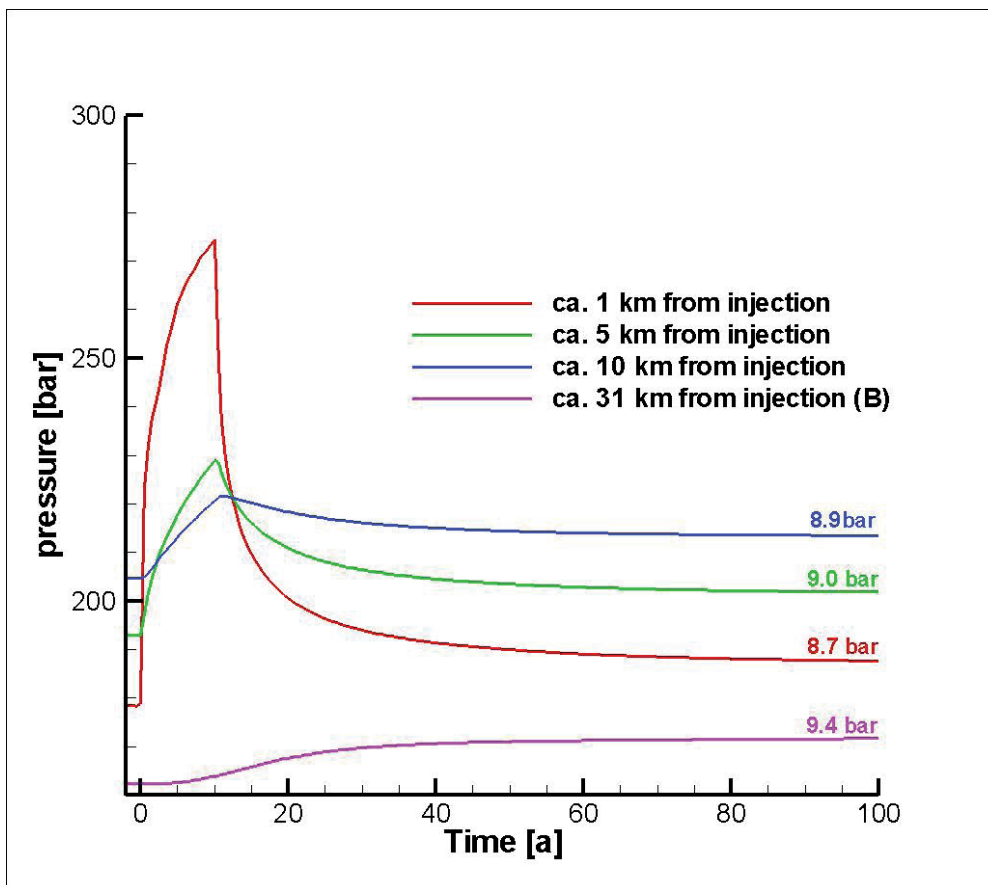


Abb. 25: Langfristige Druckentwicklung an verschiedenen Messpunkten, Szenario 2.

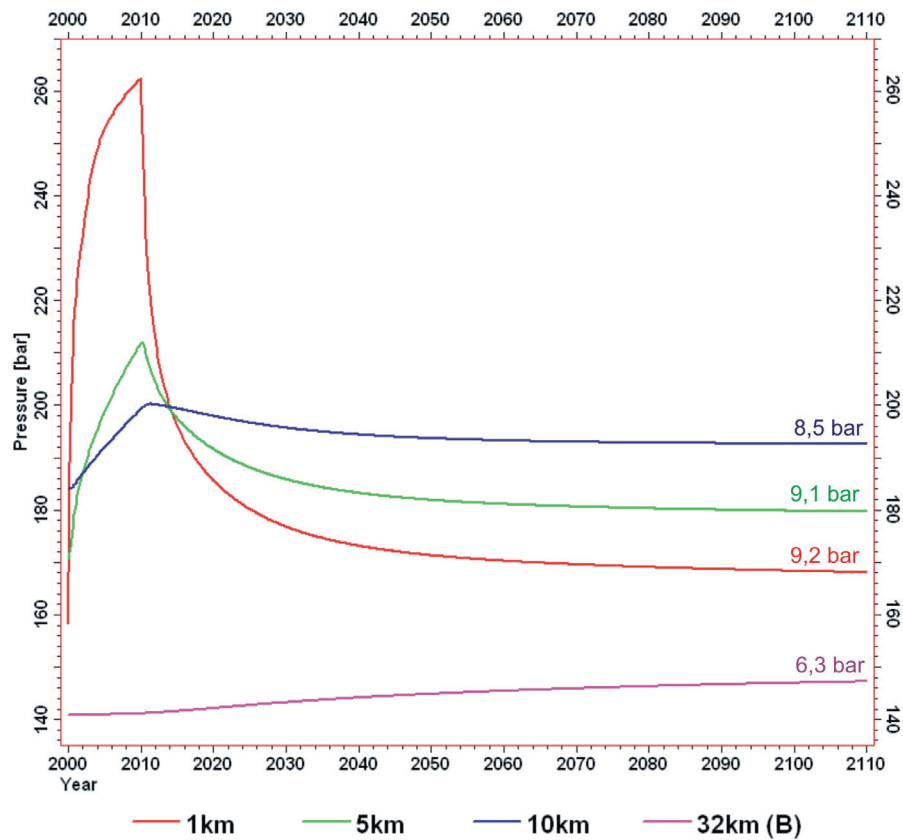


Abb. 26: Langfristige Druckentwicklung an verschiedenen Messpunkten, Szenario 6.

In beiden Szenarien pendelt sich der Überdruck nach mehreren Jahrzehnten modellweit bei etwa 9 bar ein. In Szenario 2 geschieht dies schneller als in Szenario 6. Dies ist insbesondere an der Steigung der violetten Kurve (Struktur B), aber auch an den gemessenen Überdrücken am Ende der Simulation zu erkennen. In Szenario 6 ist die Equilibrierung 100 Jahre nach Ende der Injektion offenbar noch nicht ganz erreicht.

## 5 Diskussion der Ergebnisse

### 5.1 Vergleich der Szenarien

Die Parameter der neun modellierten Szenarien (vgl. Kap. 2.4 und 3.3) sind zum Vergleich noch einmal in Tabelle 4 zusammengefasst. Die Szenarien 1 bis 5 wurden am LH<sup>2</sup> mit MUFTE, die Szenarien 6 bis 9 an der BGR mit ECLIPSE modelliert.

Abbildung 27 zeigt die Druckentwicklung für alle Szenarien in der Nachbarstruktur B in 31 bzw. 32 km Entfernung. Abbildung 28 zeigt die Druckentwicklung für alle Szenarien in 10 km Entfernung von der Injektionsbohrung, Abb. 29 in 5 km und Abb. 30 in 1 km Entfernung. Tabelle 5 fasst die Simulationsergebnisse in numerischer Form zusammen.

Tabelle 4: Szenarien und ihre Parameter.

Szenario	Randbedingung	K <sub>h</sub> (mD)	K <sub>v</sub> /K <sub>h</sub>	T <sub>inj</sub> (°C)	Kompressibilität
1	halboffen (im W Neumann, im E Dirichlet)	110	0,1	35	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
2	geschlossen (Neumann)	110	0,1	35	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
3	offen (Dirichlet)	110	0,1	35	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
4	halboffen (s.o.)	110	0,1	35	0
5	halboffen (s.o.)	110	0,1	=Reservoir	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
6	geschlossen (Neumann)	110	0,1	=Reservoir	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
7	geschlossen (Neumann)	110	1	=Reservoir	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
8	geschlossen (Neumann)	220	0,1	=Reservoir	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar
9	geschlossen (Neumann)	550	0,1	=Reservoir	4,5x10 <sup>-5</sup> 1/bar

Tabelle 5a: Simulationsergebnisse, Szenarien 1-5.

Szenario	Entfernung (km)	$\Delta P_{\max}$ (bar)	$\Delta P_{40J}$ (bar)	$\Delta P_{100J}$ (bar)
1	1	94	5	-
	5	35	4	-
	10	16	4	-
	31	4	3	-
2	1	96	12	9
	5	36	12	9
	10	17	10	9
	31	8	8	9
3	1	84	0	-
	5	29	0	-
	10	12	0	-
	31	3	0	-
4	1	107	3	-
	5	48	3	-
	10	27	3	-
	31	7	2	-
5	1	95	4	-
	5	35	4	-
	10	16	4	-
	31	4	3	-

Tabelle 5b: Simulationsergebnisse, Szenarien 6-9.

Szenario	Entfernung (km)	$\Delta P_{\max}$ (bar)	$\Delta P_{40J}$ (bar)	$\Delta P_{100J}$ (bar)
6	1	104	15	9
	5	42	13	9
	10	16	10	9
	32	3	3	6
7	1	90	17	-
	5	36	13	-
	10	13	10	-
	32	2	2	-
8	1	64	12	-
	5	33	10	-
	10	16	9	-
	32	6	6	-
9	1	36	10	-
	5	24	9	-
	10	15	9	-
	32	8	8	-

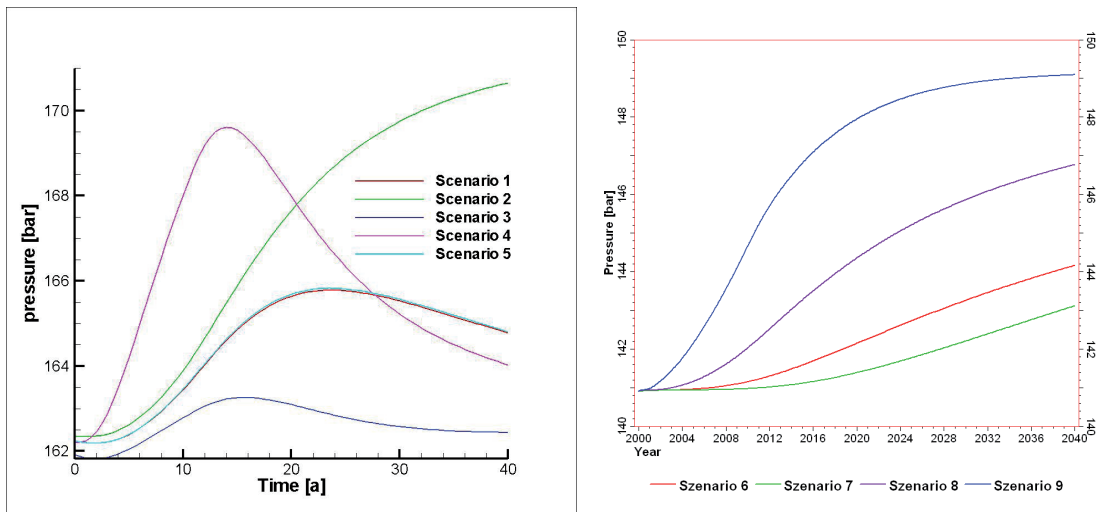


Abb. 27. Druckentwicklung in der Struktur B (31 bzw 32 km Entfernung). Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).

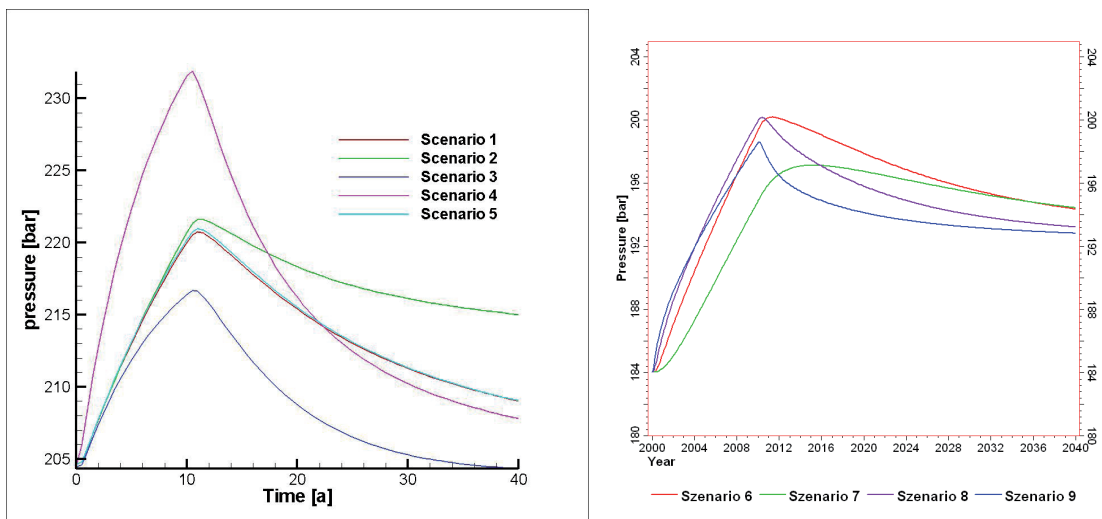


Abb. 28: Druckentwicklung in 10 km Entfernung. Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).

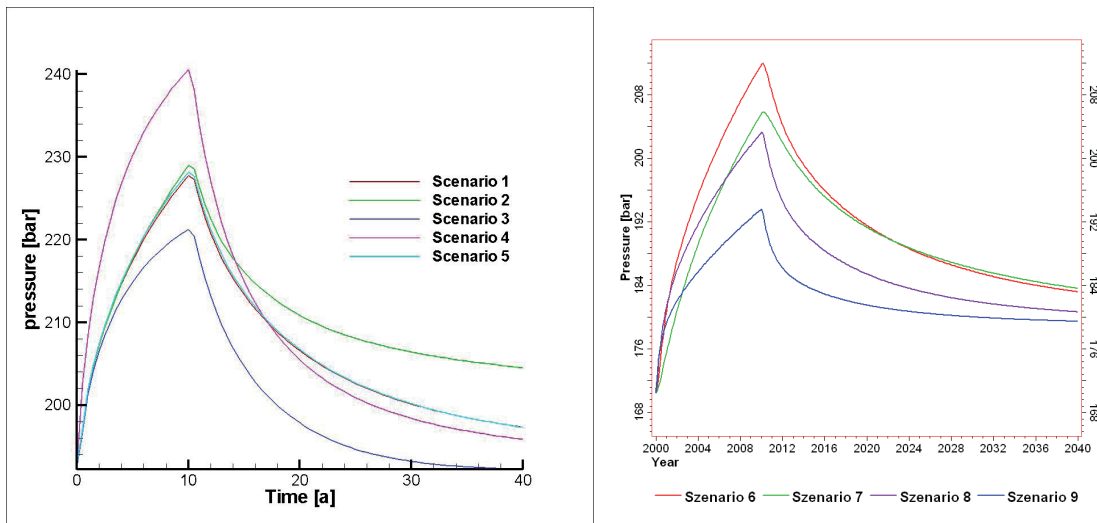


Abb. 29: Druckentwicklung in 5 km Entfernung. Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).

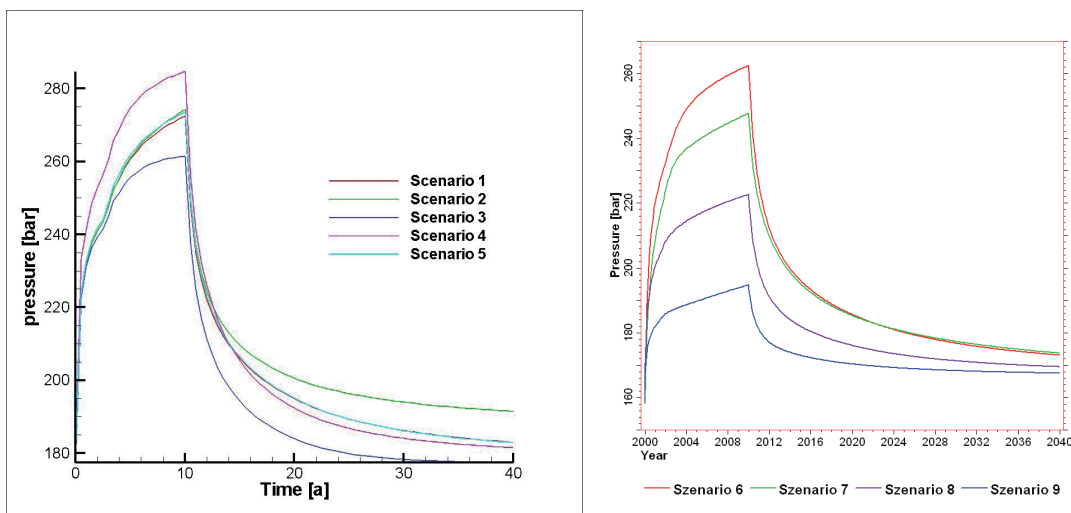


Abb. 30: Druckentwicklung in 1 km Entfernung. Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).

Es lassen sich grundlegende Unterschiede zwischen den offenen und halboffenen Szenarien (1, 3, 4, 5) einerseits und den geschlossenen Szenarien (2, 6, 7, 8, 9) andererseits erkennen. In großer Entfernung zum Injektor (Nachbarstruktur B, Abb. 27) ist dies am deutlichsten an der Steigung der Kurven zu erkennen: In allen offenen oder halboffenen Szenarien wird das Druckmaximum einige Jahre nach Ende der Injektion erreicht; danach fällt der Überdruck wieder ab. In allen geschlossenen Szenarien mit Neumann- Randbedingungen an allen Seiten (Szenarien 2, 6, 7, 8, 9) steigt der Druck am Ende der Simulation (30 Jahre nach Ende der Injektion) hingegen weiterhin an.



Das offene Modell mit Dirichlet-Randbedingungen an allen Seiten (Szenario 3) ist das einzige Modell, in dem der Überdruck innerhalb der Simulationslaufzeit von 40 Jahren wieder vollständig abgebaut wird. In den halboffenen Modellen (Westgrenze Neumann-Randbedingung, Ostgrenze Dirichlet; Szenarien 1, 4, 5) sinken die Überdrücke am Ende der Simulation weiterhin. Es ist zwar zu erwarten, dass sie sich im Laufe der Zeit vollständig abbauen werden, allerdings bedeutet eine geschlossene Systemgrenze offenbar schon eine Verzögerung von mehreren Jahrzehnten. In den geschlossenen Modellen kann sich der Überdruck nicht restlos abbauen; er pendelt sich bei den hier gewählten Modellparametern früher oder später bei rund 9 bar über dem Initialdruck ein (vgl. Abb. 25 und 26).

Das inkompressible Modell (Szenario 4) produziert die höchsten Überdrücke, zumindest im Nahbereich der Injektionsbohrung in bis zu 10 km Entfernung (Abb. 28-30). Die Druckfront erreicht die Nachbarstruktur schneller als in allen anderen Szenarien, aber der Überdruck wird auch deutlich schneller wieder abgebaut (Abb. 27).

Variation der Temperatur des injizierten CO<sub>2</sub> (Szenario 5) beeinflusst das regionale Druckgeschehen nicht. Die Kurven von Szenario 1 und 5 sind so gut wie deckungsgleich (Abb. 27 bis 29). Einzig in unmittelbarer Nähe des Injektors und während der Injektionsphase erzeugt eine höhere Injektionstemperatur minimal höhere Drücke (Abb. 30).

Die Isotropie oder Anisotropie der Permeabilität wirkt sich in unterschiedlicher Form auf die Druckentwicklung in Raum und Zeit aus (Szenario 7). Im Nahbereich der Injektion ( $\leq 5$  km) führen allseitig gleich gute (=isotrope) Permeabilitäten vor allem während der Injektionsphase zu deutlich verringerten Druckanstiegen (vgl. Szenarien 6 und 7 in Abb. 29 und 30). Regional gesehen wirkt sich die Anisotropie der Permeabilität vor allem auf die Geschwindigkeit der Druckwelle aus (Abb. 27 und 28) – der Druckabbau nach Ende der Injektionsphase scheint dagegen nicht so stark beeinflusst zu sein (Abb. 28-30).

Die absolute Permeabilität (Szenarien 8 und 9) beeinflusst die Modellergebnisse in erster Linie durch die besseren Durchflussgeschwindigkeiten im Speichergestein. Dadurch wird der Überdruck sehr schnell und effektiv verteilt: die Druckspitzen im Bereich der Injektionsbohrung sind deutlich geringer, die Druckwelle kommt früher in der Nachbarstruktur an und die modellweite Equilibrierung von rund 9 bar

Überdruck (vgl. Abb. 25 und 26) ist in Szenario 9 schon nach 40 Jahren erreicht (Abb. 27-30).

## 5.2 Vergleich MUFTE und ECLIPSE

Aus Tabelle 4 und den vorgestellten Ergebnissen lässt sich ein Vergleich zwischen den mit MUFTE-UG und ECLIPSE300/CO<sub>2</sub>STORE modellierten Szenarien ableiten. Szenario 2 (MUFTE) und Szenario 6 (ECLIPSE) haben genau die gleichen Modellparameter – bis auf die Injektionstemperatur. Diese hat aber nach Abb. 27-30 und Tabelle 5a keinen nennenswerten Einfluss auf das regionale Druckgeschehen. Somit sind diese beiden Szenarien direkt vergleichbar. In Abb. 31 werden die Ergebnisse beider Modellszenarien (vgl. Abb. 14 und 21) noch einmal gegenübergestellt.

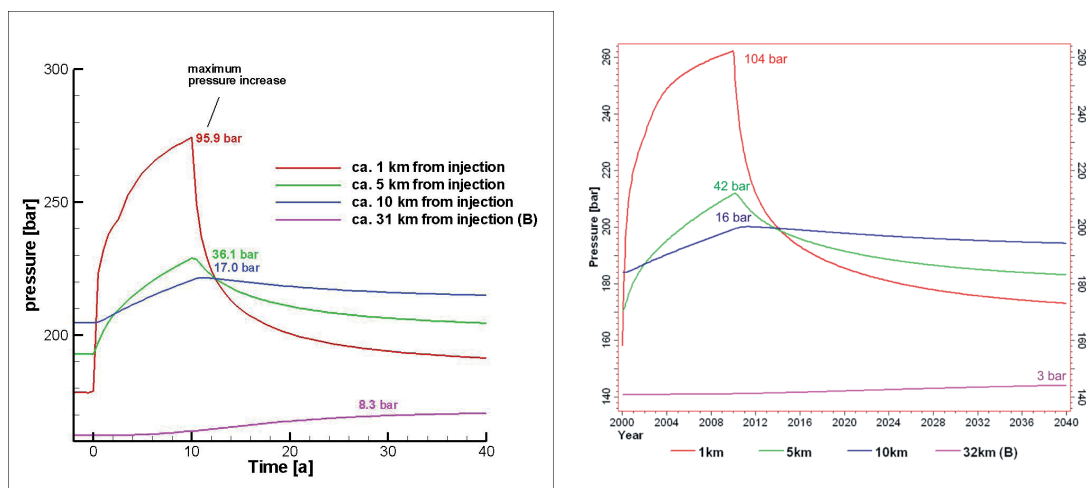


Abb. 31: Szenario 2 (MUFTE, links) und Szenario 6 (ECLIPSE, rechts) im direkten Vergleich.

Die Form der Kurven (d.h. die Druckentwicklung über die Zeit) und die Größenordnung der Überdrücke ähneln sich sehr. Es gibt allerdings sichtbare Unterschiede in den maximalen Überdrücken. Schon der Initialdruck liegt im ECLIPSE-Modell rund 20 bar höher als im MUFTE-Modell. Langfristig gesehen pendelt sich der residuale Überdruck aber in beiden Szenarien nach 100 Jahren bei knapp 9 bar ein (Abb. 25 und 26). Interessanterweise ist dies auch bei Szenario 9 (ECLIPSE) der Fall, dort allerdings aufgrund der deutlich besseren Permeabilitäten schon nach 40 Jahren (Abb. 24). Grundsätzlich scheinen beide Modellierwerkzeuge also vergleichbare Ergebnisse zu erzielen; der Unterschied liegt im Detail und muss in den unterschiedlichen Funktionsweisen der Simulatoren gesucht werden.

Hier kann insbesondere die unterschiedliche Art der Raum-Diskretisierung (Modellgitter), aber auch die Umsetzung der Initialparameter in die Reservoirbedingungen (vgl. Initialdruck) und die verwendeten Zustandsgleichungen genannt werden.

Abbildung 32 zeigt die Auswirkungen der unterschiedlichen Raum-Diskretisierung auf Größe und Form der CO<sub>2</sub>-Fahne. Im ECLIPSE-Modell hat die CO<sub>2</sub>-Fahne eine größere horizontale, aber geringere vertikale Ausdehnung als im MUFTE-Modell.

ECLIPSE arbeitet mit nur einem Gitter, während in MUFTE ein Finite-Elemente-Gitter (FEM) von einem Finite-Volumen-Gitter (FVM) überlagert ist (Abb.33). Das ECLIPSE-Gitter entspricht von der Geometrie her dem FEM in MUFTE. Jeder Knoten des FEM ist von einer FVM-Zelle umgeben. In MUFTE werden die physikalischen Größen wie Druck, CO<sub>2</sub>-Sättigung etc. jeweils für die FVM-Zellen berechnet. Dies führt zu einem größeren Speicherpotenzial innerhalb der Injektionsschicht. Im vorliegenden Fall wird der simulierte Speicherhorizont um 50% mächtiger als im ECLIPSE-Modell (drei Volumenzellen in der Vertikalen statt zwei). Dieser Unterschied im Speicherpotenzial ließe sich durch Gitterverfeinerung leicht relativieren.

Die Beschreibung der Stoffflüsse wird hierdurch jedoch nicht beeinflusst und wird analog zu ECLIPSE abgebildet.

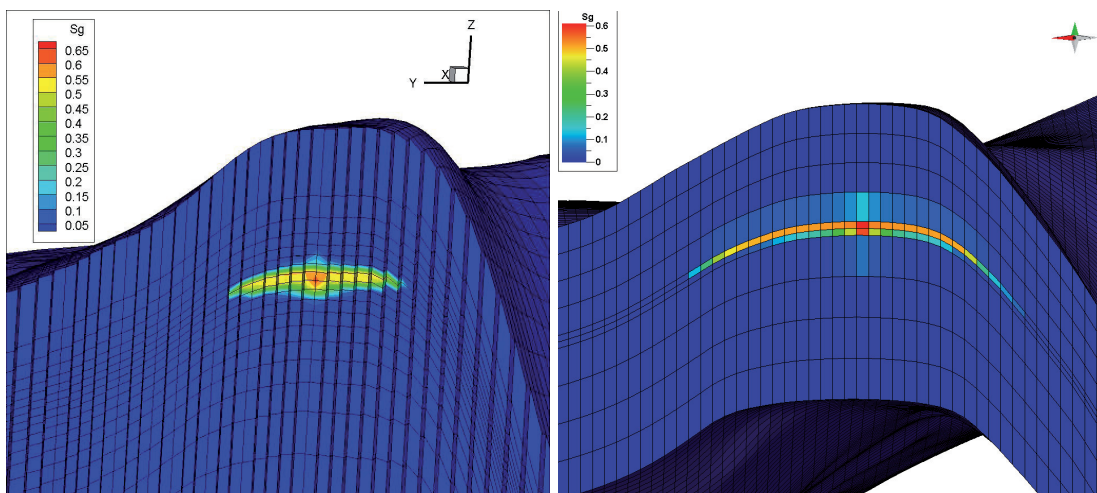


Abb. 32: CO<sub>2</sub>-Fahne im Querschnitt nach 40 Jahren. Links das MUFTE-Modell (16-fach überhöht), rechts das ECLIPSE-Modell (10-fach überhöht).

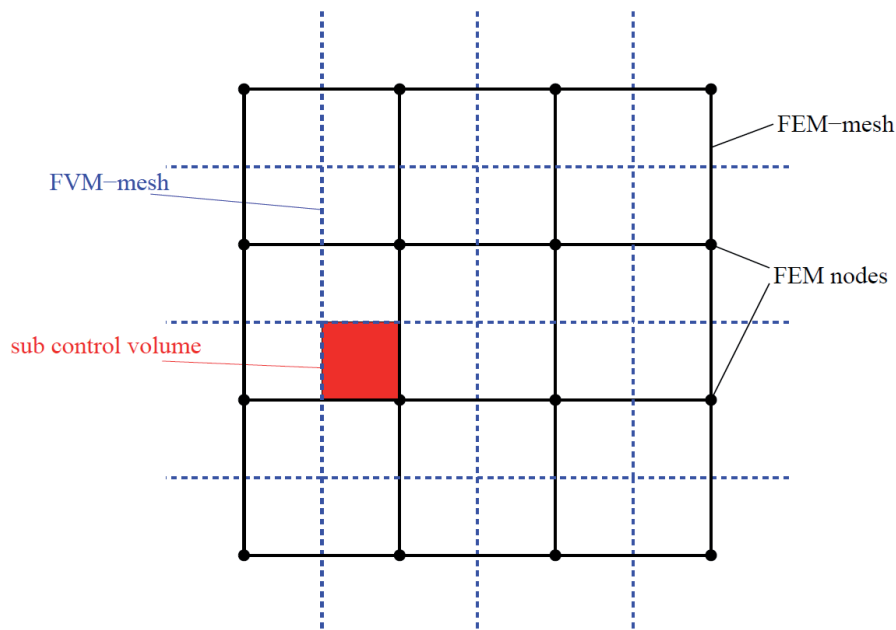


Abb. 33: Prinzip der sich überlagernden Finite-Elemente- (FEM) und Finite-Volumen-Gitter (FVM) in MUFTE-UG.

Das erhöhte Speicherpotenzial im MUFTE-Modell dürfte auch der Hauptgrund dafür sein, dass Szenario 2 im Nahbereich der Injektionsbohrung deutlich niedrigere Überdrücke zeigt als Szenario 6 (Abb. 31). Warum im Gegensatz dazu der Druckanstieg in der Nachbarstruktur B in Szenario 6 deutlich langsamer ist als in Szenario 2 (Abb. 31), hängt indirekt ebenfalls damit zusammen: der höhere Druck im Reservoir erzeugt eine stärkere Gesteinskompression, d.h. der Porenraum erweitert sich. Dies vermindert die Geschwindigkeit der Druckfront. In Abb. 27 sind es nur zwei Szenarien, bei denen das Druckmaximum in der Nachbarstruktur B schon nach wenigen Jahren erreicht ist: das inkompressible Szenario 4 und das nach allen Seiten offene Szenario 3, in dem deutlich niedrigere Überdrücke herrschen als in allen anderen Szenarien.

### 5.3 Auswirkungen des Drucks auf die Speicherkapazität

Anhand des vorgestellten Modells lässt sich beispielhaft aufzeigen, wie sich regionale Druckerhöhungen auf die Speicherkapazität auswirken können. Nach rein geometrischen Kriterien kann die Speicherkapazität  $m_{\text{CO}_2}$  wie folgt ausgerechnet werden (z.B. Meyer et al. 2008, U.S. Department of Energy, 2008):

$$(a) \quad m_{\text{CO}_2} = A_{\text{sp}} \times D \times \Phi \times E \times \rho_{\text{CO}_2}$$

$A_{\text{sp}}$  ist die Fläche des Speichers (hier  $33,12 \times 10^6 \text{ m}^2$ ),  $D$  seine kumulative Mächtigkeit (20 m),  $\Phi$  seine Nutzporosität (22 %),  $E$  die Speichereffizienz und  $\rho_{\text{CO}_2}$  die Dichte des CO<sub>2</sub> unter Reservoirbedingungen (ca.  $630 \text{ kg/m}^3$ , Ergebnis aus der numerischen Simulation). Aus Speichermächtigkeit, -fläche und Nutzporosität lässt sich zunächst der verfügbare Porenraum  $V_{\text{sp}}$  berechnen. In geschlossenen Antiklinalen, in denen die laterale Verbreitung der CO<sub>2</sub>-Fahne durch die Struktur kontrolliert wird, wird die verfügbare Speicherfläche durch die tiefste rundum geschlossene Isohypse definiert.

Die Speichereffizienz  $E$  ist eine Fraktion des Porenvolumens und hängt von vielen Faktoren ab, z.B. der geologischen Heterogenität des Speichergesteins, den Druckbedingungen im Speicher sowie der Anzahl und Verteilung der Bohrungen. Sie kann a priori nur geschätzt werden. Im IPCC-Bericht über CCS (IPCC, 2005) werden Werte von 2 - 6 % für europäische Speicher angegeben. Aus Gasspeichern sind höhere Effizienzwerte bekannt; Meyer et al. (2008) rechnen daher mit Speichereffizienzen von 6, 20 und 40 %. Auf diese Art lassen sich für die hier betrachtete Speicherstruktur A (Abb. 1) mit Gleichung (a) folgende Speicherkapazitäten vorhersagen:

Tabelle 6: Volumetrische Speicherkapazitäten.

Speichereffizienz (%)	Speicherkapazität (Mio t CO <sub>2</sub> )
2	1,8
6	5,5
20	18,4
40	36,7

In der numerischen Simulation wurden 25 Mio t CO<sub>2</sub> injiziert (Kapitel 3); dies entspricht bei der gegebenen Größe der Speicherstruktur einer Speichereffizienz von 28,6%.

Van der Meer & Yavuz (2009) benutzen eine andere Methode zur Berechnung von Speicherkapazitäten. Sie unterscheiden zwischen „verfügbarem Speicherraum“ (*Available Space* in Abb. 34) und „beeinflusstem Raum“ (*Affected Space* in Abb. 34). Ersteres bezeichnet den verfügbaren Speicherraum in einer bestimmten Speicherstruktur, zweiteres den Raum, der durch Druckerhöhung betroffen ist. Nach van der Meer & Yavuz (2009) muss die maximale Speicherkapazität statt mit der Effizienz  $E$  einer bestimmten Speicherstruktur mit der maximal tolerierbaren Druckerhöhung im gesamten beeinflussten Raum (*Affected Space* in Abb. 34) und der Gesteins- und Fluidkompressibilität berechnet werden:

$$(b) \quad m_{\text{CO}_2} = A_b \times D \times \Phi \times \rho_{\text{CO}_2} \times (c_f + c_g) \times \Delta P$$

$A_b$  ist die vom Speicherbetrieb beeinflusste Fläche (hier  $2,449 \times 10^9 \text{ m}^2$ ),  $D$  die kumulative Mächtigkeit des Speichers,  $\Phi$  seine Nutzporosität,  $\rho_{\text{CO}_2}$  die Dichte des CO<sub>2</sub> unter Reservoirbedingungen,  $c_f$  die Kompressibilität des Formationswassers,  $c_g$  die Gesteinskompressibilität der Speicherformation und  $\Delta P$  die maximal tolerierbare regionale Druckerhöhung. Die Gesteinskompressibilität beträgt  $4,5 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$  (aus Kapitel 2.4.1), die Kompressibilität für hochsalinare Wässer in 1500 m Tiefe ist  $3,3 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$  (nach Rowe & Chou, zitiert in Thibeau & Mucha 2009).

Der beeinflusste Raum ( $V_b = A_b \times D$ ) oder *Affected Space* (Abb. 34) ist deutlich größer als die Speicherstruktur (*Available Space* in Abb. 34) und die eigentliche CO<sub>2</sub>-Fahne (*Used Space* in Abb. 34). In der Realität hängt er von den geologischen Grenzen des Aquifers bzw. des hydraulischen Systems ab (Abb. 34, rote Beschriftung). Im vorliegenden Modell wurde die gesamte Modellfläche als beeinflusste Fläche  $A_b$  definiert, da das Drucksignal alle Modellgrenzen erreicht hat (vgl. Abb. 12 und 20).

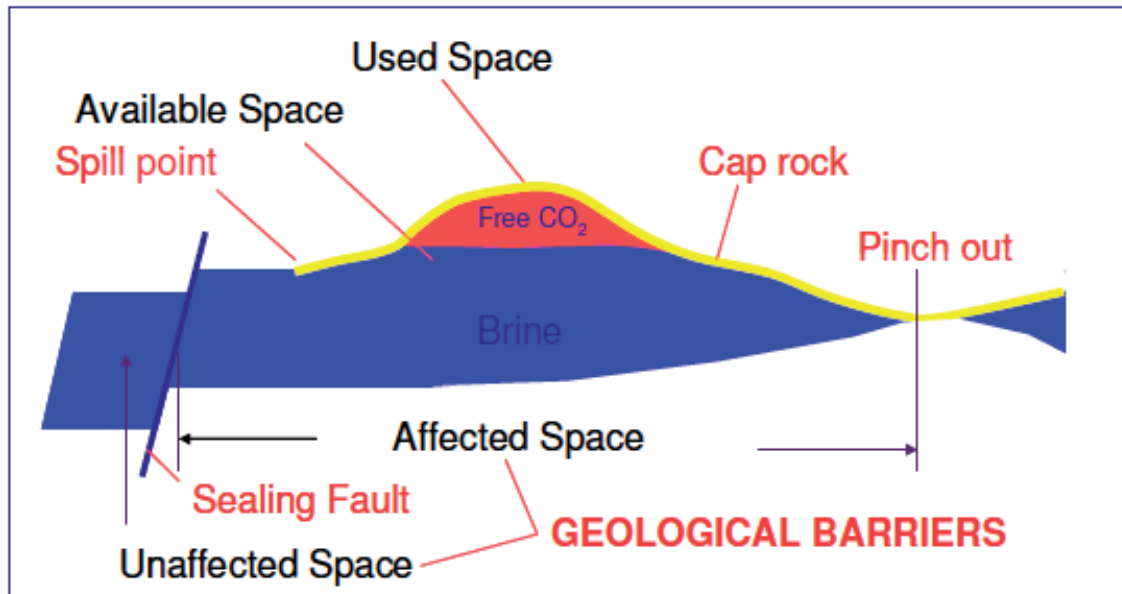


Abb. 34: Speicherkapazitätsberechnung nach van der Meer & Yavuz (2009).

Es ist wichtig festzustellen, dass es sich bei  $\Delta P$  um den *regionalen* (durchschnittlichen) Druckanstieg zur Berechnung von Speicherkapazitäten handelt, nicht um sicherheitsrelevante Maximaldrücke in der Nähe der Injektionsbohrung (vgl. Dose, 2008). Letztere lassen sich über eine geeignete Injektionsstrategie kontrollieren. Zur Erinnerung: Die hier vorliegende Simulation benutzt eine grob vereinfachte Injektionsstrategie, weil sicherheitstechnische Aspekte im Umfeld der Bohrung nicht Ziel der Untersuchung waren.

Je nachdem, welche regionale Druckerhöhung man zu tolerieren bereit ist, ergeben sich nach Formel (b) folgende Speicherkapazitäten für die Speicherstruktur A:

Tabelle 7: Speicherkapazitäten nach van der Meer & Yavuz (2009).

Maximal tolerierbare regionale Druckerhöhung (bar)	Speicherkapazität (Mio t CO <sub>2</sub> )
10	4,2
7	3,0
5	2,1
3	1,3

Diese sehr niedrigen Speicherkapazitäten wären aber nur dann korrekt, wenn der Speicherhorizont durch absolut undurchlässige Barrieregesteine direkt unter-

halb und oberhalb vollständig isoliert wäre. Dies ist aber im vorliegenden Modell (und in fast allen potenziellen Speicherhorizonten Deutschlands) nicht der Fall. In Wirklichkeit sind die Speicherhorizonte in geringdurchlässige Tonstein- und Wechselfolgen eingebettet, über denen die eigentliche Barriere folgt (Rötsalinar, vgl. Kap. 2.2 und 2.4, Abbildung 4).

Da sowohl Hangendes als auch Liegendes eine geringfügige Porosität und Permeabilität aufweisen (Tabelle 2), kann sich der Druck auf die gesamte Gesteinssäule unterhalb der Barriere verteilen (Abb. 35), auch wenn das CO<sub>2</sub> in der eigentlichen Speicherformation verbleibt (Abb. 19) (vgl. Birkholzer et al. 2008, Chabora & Benson 2009). Der beeinflusste Raum  $V_b$  (*Affected Space*, Abb. 34) umfasst demnach nicht nur die eigentliche Speicherformation, sondern das gesamte Gestein unterhalb der Barriere. Der darin verfügbare Porenraum  $V_{b,por}$  kann wie folgt berechnet werden:

$$(c) \quad V_{b,por} = (A_b \times D_w \times \Phi_w) + (A_b \times D_{sp} \times \Phi_{sp}) + (A_b \times D_t \times \Phi_t)$$

Index w steht für die Wechselfolge im Hangenden, sp für den Speicherhorizont und t für die Tonsteinfoolge im Liegenden. Die Mächtigkeiten und Porositäten dieser drei Modellschichten können den Tabellen 1 und 2 (Kapitel 2) entnommen werden. Setzt man dieses Gesamt-Porenvolumen in Formel (b) ein, so ergibt sich:

$$(d) \quad m_{CO_2} = V_{b,por} \times \rho_{CO_2} \times (c_f + c_g)_{ges} \times \Delta P$$

Die Kompressibilität  $(c_f + c_g)_{ges}$  bezieht sich hier ebenfalls auf die gesamte Gesteinssäule. Im Prinzip müsste für jede Modellschicht, abhängig vom vorherrschenden Gestein, ein eigener Gesteins-Kompressibilitätswert benutzt werden. Hierfür lagen aber keine näheren Informationen vor. Deshalb wurde für alle Modellschichten die gleiche Gesteins-Kompressibilität  $c_g$  zugrunde gelegt. Die Kompressibilität der Formationswässer wurde als konstant angenommen.



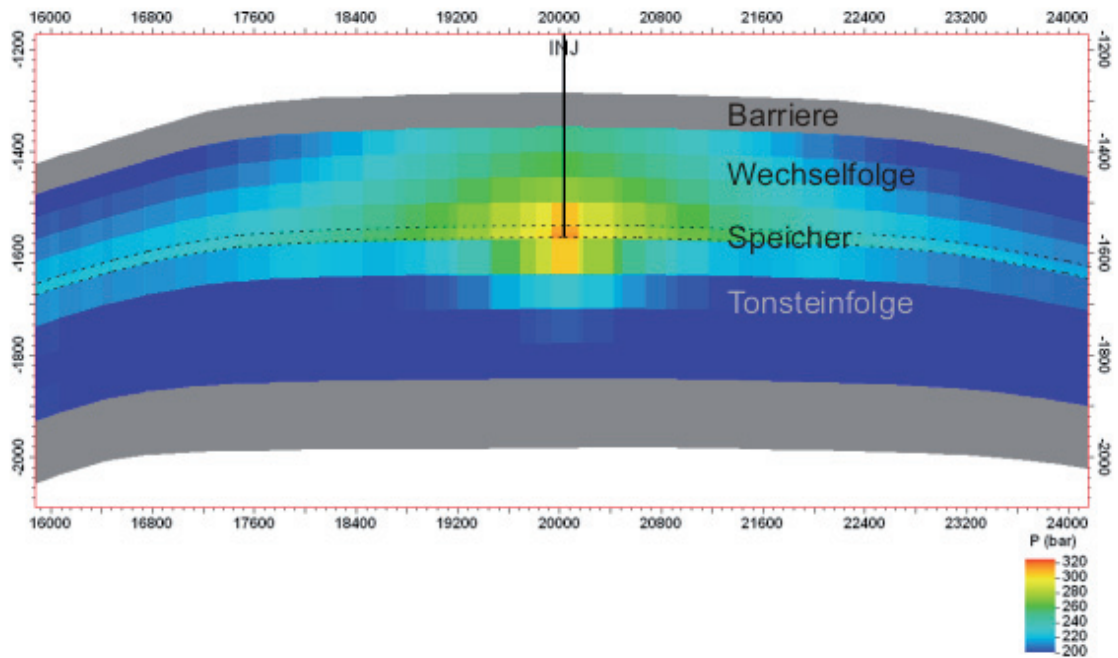


Abb. 35: Absoluter Druck am Ende der Injektionsphase (10 Jahre) im Profilschnitt, Szenario 6. Gestrichelt: Top und Basis der Speicherformation (Sandstein). Grau: undurchlässige Gesteine (Porosität und Permeabilität = 0). Profil 4-fach überhöht.

Nach Formel (d) ergeben sich so folgende Speicherkapazitäten für das Gesamtmodell:

Tabelle 8: Speicherkapazitäten nach Formel (d).

Maximal tolerierbare regionale Druckerhöhung (bar)	Speicherkapazität (Mio t CO <sub>2</sub> )
10	32,3
7	22,6
5	16,1
3	9,7

Wenn ein modellweiter, durchschnittlicher Überdruck von 10 bar tolerierbar ist, beträgt die maximale Speicherkapazität des gesamten Systems demnach gut 32 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>. Damit wäre die für Struktur A benötigte Speicherkapazität von 25 Millionen Tonnen nicht beeinträchtigt.

Würde jedoch in beide Nachbarstrukturen gleichzeitig (oder auch zeitlich versetzt) CO<sub>2</sub> injiziert und damit regional der Druck erhöht, würde sich die Speicherkapazität beider Speicherstätten entsprechend verringern. Dies gälte analog auch für multiple Speicherstandorte innerhalb einer hydraulischen Einheit.

## 6 Schlussfolgerungen

Aus der vorliegenden Modellierung und der anschließenden Diskussion können folgende Schlüsse gezogen werden:

1. Die wichtigsten Systemparameter für die Prognose von regionalen Überdrücken sind die Modellgrenzen (offen, halboffen oder geschlossen), die Gesteinskompressibilität und die Permeabilität.
2. Demnach ist in realen Speicherprojekten eine möglichst genaue Definition des hydraulischen Systems (geologische Grenzen des Aquifers) zu fordern, um die regionale Druckentwicklung adäquat prognostizieren zu können. In offenen hydrologischen Systemen kann sich der Überdruck nach Ende der Injektion innerhalb weniger Jahrzehnte wieder vollständig abbauen. Steht die Injektionsbohrung in der Nähe einer geschlossenen Aquifer-Grenze (z.B. dichte Störung, Fazieswechsel), verzögert sich der Druckabbau um mehrere Jahrzehnte, selbst wenn der Aquifer zur anderen Seite hin offen ist. In geschlossenen hydrologischen Systemen kann sich der Überdruck nicht abbauen (außer durch Geländehebung) und pendelt sich mehrere Jahrzehnte nach Ende der Injektion aquiferweit auf einem Niveau ein.
3. Die Gesteinskompressibilität hat deutliche Auswirkungen auf die Geschwindigkeit, mit der der regionale Druck ansteigt und nach Ende der Injektionsphase wieder absinkt. Sie sollte für jedes Speicherprojekt während der Erkundungsphase im Labor bestimmt werden.
4. Eine gute Permeabilität des Speichergesteins ist ebenfalls von Bedeutung, indem sie den Druck schnell und effektiv vom Injektionsort in den Speicher verteilt. Sie ändert allerdings nichts an residualen Überdrücken in allseits geschlossenen hydrologischen Systemen. Auch die regionale Permeabilität muss in der Erkundungsphase zuverlässig bestimmt werden.
5. Im Bereich der eigentlichen Speicherstätte steigt der Überdruck schnell und fällt nach Ende der Injektion exponentiell ab. Je weiter man sich vom Speicherort entfernt, desto später macht sich der Überdruck bemerkbar (und baut sich auch langsamer wieder ab). In gut 30 km Entfernung zum Injektionsort wird das Druckmaximum in

offenen Systemen erst etwa 5 Jahre, in halboffenen Systemen etwa 10-15 Jahre und in geschlossenen Szenarien mehrere Jahrzehnte nach Ende der Injektion erreicht.

6. Die Ergebnisse beider Simulationswerkzeuge sind gut vergleichbar. Die Wahl der Simulationsparameter hat einen sehr viel größeren Einfluss auf das Ergebnis als das Werkzeug.
7. Die Speicherkapazität einer bestimmten Struktur hängt nicht nur von ihrer eigenen Größe, sondern von den regional erzeugten Überdrücken ab. Diese wiederum sind eine Funktion der Größe und Grenzen des hydraulischen Systems und der Anzahl weiterer Speicherstätten (oder Förderbetrieben) innerhalb desselben.

---

**BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE  
HANNOVER**

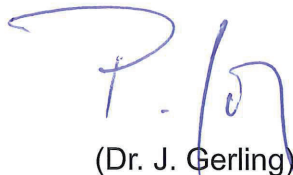
Im Auftrag



(Dr. V. Bräuer)  
- Direktor und Professor -  
Abteilungsleiter B3



(Dr. F. Schäfer)  
- Geologieoberrätin -  
Autorin



(Dr. J. Gerling)  
- Geologiedirektor -  
Fachbereichsleiter B3.3



(Dr. C. Müller)  
- Wissenschaftlicher Oberrat -  
Autor



(Dr. C. Müller)  
- Wissenschaftlicher Oberrat -  
Arbeitsbereichsleiter

(Dipl.-Ing. L. Walter)\*

- Wissenschaftliche Angestellte -  
Autorin

(Dr. H. Class)\*

- Akademischer Oberrat -  
Autor

\* Lehrstuhl für Hydromechanik und  
Hydrosystemmodellierung  
Universität Stuttgart -  
Institut für Wasserbau  
Pfaffenwaldring 61  
70569 Stuttgart

## Literaturverzeichnis

- BIELINSKI, A. (2007): Numerical Simulation of CO<sub>2</sub> Sequestration in Geological Formations.- Eigenverlag des Instituts für Wasserbau der Universität Stuttgart, 117 S.
- BIRKHOLZER, J. (2007): Research Project on CO<sub>2</sub> Geological Storage and Groundwater Resources: Large Scale Hydrological Evaluation and Modeling of the Impact on Groundwater Systems.- NETL Project Annual Report, 1.10.2006-30.9.2007, 87 S.
- BIRKHOLZER, J., ZHOU, Q., TSANG, C.-F. (2008): Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems.- Int. J. of Greenhouse Gas Control, 3, 181-194.
- CHABORA, E.R. AND BENSON, S.M. (2009): Brine Displacement and Leakage Detection Using Pressure Measurements in Aquifers Overlying CO<sub>2</sub> Storage Reservoirs.- GHGT-9, Energy Procedia, 1, 2405-2412.
- CLASS, H., HELMIG, R., BASTIAN, P. (2002): Numerical simulation of non-isothermal multiphase multicomponent processes in porous media.- 1. an efficient solution technique.- Adv. Water Resour., 25, 533-550.
- DIENER, I., PASTERNAK, G., STOLLENBERG, K., TESCH, M., TESSIN, R., TOLEIKIS, R. & WORMBS, J. (1990): Geologische Perspektivitätsbewertung für die Geothermienutzung in NE-Deutschland - Blatt Berlin/Frankfurt (Oder). - Unpublished report, UWG GmbH Berlin.
- DOSE, T. (2008): A consistent approach to CO<sub>2</sub> storage capacity estimation for deep saline formations.- DGMK Tagungsbericht 2008-1, 93-103.
- DUAN, Z. AND SUN, R. (2003): An Improved Model Calculating CO<sub>2</sub> Solubility in Pure Water and Aqueous NaCl Solutions from 273 to 533 K and from 0 to 200 bar.- Chem. Geol., 193, 257-271.
- HARRIS, J.M. (2006): Seismic monitoring of CO<sub>2</sub> sequestration.- GCEP Technical Report, Stanford University, Palo Alto, CA.

- IPCC (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)].- Cambridge University Press, 442 pp.
- MEYER, R., MAY, F., MÜLLER, C., GEEL, K., BERNSTONE, C. (2008): Regional search, selection and geological characterisation of a large anticlinal structure, as a candidate site for CO<sub>2</sub>-storage in northern Germany.- Environ. Geol., 54, 1607-1618.
- REINHARDT, H.-G. ET AL. (1960-1991): Regionales Kartenwerk (Reflexionsseismik).- unpublished atlas, VEB Geophysik Leipzig.
- SPYCHER, N. AND PRUESS, K. (1998): CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O mixtures in the geological sequestration of CO<sub>2</sub>.II. Partitioning in chloride brines at 12-100 C and up to 600 bar.- SPE 52607 SPE Reservoir Evaluation & Engineering, December 1998.
- THIBEAU, S. AND MUCHA, V. (2009): Have we overestimated saline aquifer CO<sub>2</sub> storage capacity?- Int. Conference on Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO<sub>2</sub> and Energy, Rueil-Malmaison, 27-29 May 2009.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY OFFICE OF FOSSIL ENERGY (2008): Carbon sequestration atlas of the United States and Canada.
- VAN DER MEER, L.G.H. AND YAVUZ, F. (2009): CO<sub>2</sub> storage capacity calculations for the Dutch subsurface.- Energy Procedia, Vol. 1, Issue 1, 2615-2622, GHGT-9.

Tabellenverzeichnis	Seite
Tabelle 1: Modellhorizonte.	9
Tabelle 2: Porosität und Permeabilität.	13
Tabelle 3: Reservoirparameter (aus Diener et al. 1990).	15
Tabelle 4: Szenarien und ihre Parameter.	35
Tabelle 5a: Simulationsergebnisse, Szenarien 1-5.	36
Tabelle 5b: Simulationsergebnisse, Szenarien 6-9.	37
Tabelle 6: Volumetrische Speicherkapazitäten.	44
Tabelle 7: Speicherkapazitäten nach van der Meer & Yavuz (2009).	46
Tabelle 8: Speicherkapazitäten nach Formel (d).	48



Abbildungsverzeichnis	Seite
Abb. 1: Darstellung der zwei Antiklinalstrukturen (A und B) im seismischen Reflektorhorizont S1.	8
Abb. 2: Mit Petrel erzeugtes 3D-Gitter in der Aufsicht (4-fach überhöht). Rote Spitze des Koordinatensterns zeigt nach Norden.	11
Abb. 3: Mit MUFTE erzeugtes 3D-Gitter in der Aufsicht (4-fach überhöht). Die Y-Achse des Koordinatensystems ist Norden.	11
Abb. 4: Mit Petrel erzeugtes 3D-Gitter, Querschnitt (4-fach überhöht). Rote Spitze des Koordinatensterns zeigt nach Norden.	12
Abb. 5: Mit MUFTE erzeugtes 3D-Gitter, Querschnitt (16-fach überhöht). Die in Abb. 4 pinkfarbene Modellschicht (Barrieregestein) ist hier nicht dargestellt. Die Y-Achse des Koordinatensystems ist Norden.	12
Abb. 6: Relative Permeabilitäten für den Sandstein-Speicherhorizont.	14
Abb. 7: Relative Permeabilitäten für die Tonstein-betonten Gesteine im Liegenden und Hangenden des Speichergesteins.	14
Abb. 8: Kapillardruck für die CO <sub>2</sub> -Phase im Sandstein-Speicherhorizont (links) und die Tonstein-betonten Gesteine im Liegenden und Hangenden (rechts).	15
Abb. 9: Injektionsort (A) und Druckmesspunkte (1km, 5km, 10km und B). Rote Spitze des Koordinatensterns zeigt nach Norden.	17
Abb. 10: CO <sub>2</sub> -Sättigung am Top des Sandstein-Speicherhorizonts nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts).	20
Abb. 11: CO <sub>2</sub> -Sättigung im Querschnitt nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts). Darstellung 16-fach überhöht.	20
Abb. 12: Überdruck ( $\Delta P$ ) im Speicherhorizont nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 (rechts) Jahren.	21
Abb. 13: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 1.	22
Abb. 14: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 2.	23
Abb. 15: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 3.	24
Abb. 16: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 4.	25

	Seite
Abb. 17: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 5.	26
Abb. 18: CO <sub>2</sub> -Sättigung am Top des Sandstein-Speicherhorizonts nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts).	27
Abb. 19: CO <sub>2</sub> -Sättigung im Querschnitt nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts). Darstellung 10-fach überhöht.	27
Abb. 20: Überdruck ( $\Delta P$ , bar) im Speicherhorizont nach 10 (Ende der Injektion, links) und 40 Jahren (rechts).	28
Abb. 21: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 6.	29
Abb. 22: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 7.	30
Abb. 23: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 8.	31
Abb. 24: Entwicklung des Drucks über die Zeit an verschiedenen Messpunkten, Szenario 9.	32
Abb. 25: Langfristige Druckentwicklung an verschiedenen Messpunkten, Szenario 2.	33
Abb. 26: Langfristige Druckentwicklung an verschiedenen Messpunkten, Szenario 6.	34
Abb. 27: Druckentwicklung in der Struktur B (31 bzw 32 km Entfernung). Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).	38
Abb. 28: Druckentwicklung in 10 km Entfernung. Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).	38
Abb. 29: Druckentwicklung in 5 km Entfernung. Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).	39
Abb. 30: Druckentwicklung in 1 km Entfernung. Links die Szenarien 1-5 (MUFTE), rechts die Szenarien 6-9 (ECLIPSE).	39
Abb. 31: Szenario 2 (MUFTE, links) und Szenario 6 (ECLIPSE, rechts) im direkten Vergleich.	41
Abb. 32: CO <sub>2</sub> -Fahne im Querschnitt nach 40 Jahren. Links das MUFTE-Modell (16-fach überhöht), rechts das ECLIPSE-Modell (10-fach überhöht).	42

	Seite
Abb. 33: Prinzip der sich überlagernden Finite-Elemente- (FEM) und Finite-Volumen-Gitter (FVM) in MUFTE-UG.	43
Abb. 34: Speicherkapazitätsberechnung nach van der Meer & Yavuz (2009).	46
Abb. 35: Absoluter Druck am Ende der Injektionsphase (10 Jahre) im Profilschnitt, Szenario 6. Gestrichelt: Top und Basis der Speicherformation (Sandstein). Grau: undurchlässige Gesteine (Porosität und Permeabilität = 0). Profil 4-fach überhöht.	48