

**Langzeitsicherheitliche  
Bewertung der CO<sub>2</sub>-  
Untergrundspeicherung**





Gesellschaft für Anlagen-  
und Reaktorsicherheit  
(GRS) mbH

## Langzeitsicherheitliche Bewertung der CO<sub>2</sub>- Untergrundspeicherung

Projekt CO<sub>2</sub>-UGS-Risk

Abschlussbericht

Jörg Mönig  
Klaus-Peter Kröhn

Juni 2009

### **Anmerkung:**

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Vertrages No. 03 G 0622 B mit dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) erstellt.

Die Arbeiten wurden von der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH durchgeführt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt alleine bei den Autoren.

**GRS - 250**  
**ISBN 978-3-939355-25-0**

**Deskriptoren:**

CO<sub>2</sub>-Untergundspeicherung, Einzelprozesse, FEP, Sicherheitsanalyse, Szenarienanalyse

## Zusammenfassung

Im Rahmen des FuE-Vorhabens wurden die langfristig möglichen Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Speicherung in geeigneten, tiefen salinen Aquiferen untersucht und bewertet. Dabei wurde die CO<sub>2</sub>-Menge, die bei einem 40-jährigen Betrieb eines modernen mit Braunkohle betriebenen Doppelblockkraftwerkes mit 2 x 800 MW elektrischer Leistung anfällt, zugrundegelegt. Der Kenntnisstand zu den bei der CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung auftretenden Prozessen wurde bewertet und vorhandene Kenntnislücken aufgezeigt.

Mit Blick auf einen Zeitraum von Hunderten bis Tausenden von Jahren erscheint die Normalentwicklung sicher. Das komplexe Verhalten bei der CO<sub>2</sub>-Einleitung mit der Ausbildung einer eigenen Phase, die im Kontakt mit dem salinen Aquifer komplizierte Strömungsmuster aufweist, wird gut verstanden. Auch unter idealen Bedingungen für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquiferen wird ein überraschend großes Grundwasservolumen durch den Druckanstieg infolge einer CO<sub>2</sub>-Injektion beeinflusst. Im Vergleich zu diesem Volumen ist das Volumen des injizierten CO<sub>2</sub> sehr klein. Das Speicherpotenzial eines Standortes wird dadurch begrenzt. Undichtigkeiten in dem Aquitard oberhalb des Speichergesteins, durch die CO<sub>2</sub> entweichen kann, führen zu gestörten Entwicklungen. Damit diese Undichtigkeiten von der CO<sub>2</sub>-Blase überhaupt erreicht werden können, müssen sich diese relativ nahe an der Injektionsstelle befinden, d. h. zum Ausschluss dieses Szenarios müsste nur ein vergleichsweise kleiner Bereich geologisch besonders gut charakterisiert werden.

Bisher unbeachtet geblieben ist dagegen die Möglichkeit, dass größere Mengen an stark salzhaltigem Grundwasser infolge des hydraulischen Überdrucks durch Undichtigkeiten außerhalb dieses eng begrenzten Bereichs in höhere Grundwasserstockwerke oder gar bis in die Biosphäre gelangen können. Die damit verbundene Versalzung höherer, süßwasserführender Grundwasserstockwerke könnte erhebliche Schäden bei der Trinkwassergewinnung oder in der Landwirtschaft verursachen. Dieser Vorgang kann im gesamten Bereich erhöhten hydraulischen Drucks ausgelöst werden, der um ein Vielfaches größer ist als die entstehende CO<sub>2</sub>-Blase. Daher müssen aussagekräftige numerische Modelle für die CO<sub>2</sub>-Injektion und -Speicherung das gesamte unter Druck gesetzte Grundwassersystem umfassen.



## Abstract

Within this project the long-term effects of CO<sub>2</sub> storage in suitable, deep saline aquifers were investigated and assessed. This assessment was based on the amount of CO<sub>2</sub> that is produced by a modern twin-block lignite-fired coal plant with 2 x 800 MW electrical power generation during a forty year operation. The state of knowledge regarding the processes that can occur during CO<sub>2</sub> underground storage was evaluated and gaps in the scientific understanding were identified.

The normal evolution appears to be safe considering a time period of several hundred and thousand of years. The complex behavior during CO<sub>2</sub> injection with the formation of an independent CO<sub>2</sub> phase, which in contact with the saline aquifer will lead to complex flow patterns, are fairly well understood. Even under ideal conditions for CO<sub>2</sub> storage in deep aquifers a surprisingly large groundwater volume is affected by the pressure increase owing to the CO<sub>2</sub> injection. In comparison to this volume, the volume of the injected CO<sub>2</sub> is very small. The storage capacity of a site is limited. Fractures in the aquitard above the storage horizon, which could lead to CO<sub>2</sub> leakage, result in altered evolution scenarios of the site. Such features would need to be located close to the injection point in order to allow CO<sub>2</sub> to reach the fractures at all. In order to preclude such a scenario only a limited area needs to be characterized well.

In contrast, the chance was disregarded in the past that larger amounts of saline groundwater may leak into higher groundwater storeys through the cap rock owing to the high hydraulic pressure. The ensuing salinization of higher groundwater storeys could impair significantly the drinking water catchment or the agriculture. This process could occur in the whole area with an enhanced hydraulic pressure. This area is larger by a multiple of the CO<sub>2</sub> bubble. Therefore, meaningful numerical models for CO<sub>2</sub> injection and CO<sub>2</sub> storage must consider the whole pressurized groundwater system.



# Inhaltsverzeichnis

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Einleitung</b> .....   | <b>1</b>  |
| 1.1      | Motivation und Zielsetzung .....                                | 1         |
| 1.2      | Bedeutung einer Langzeitsicherheitsbewertung.....               | 1         |
| <b>2</b> | <b>Betriebliche Erfahrungen und Randbedingungen</b> .....       | <b>5</b>  |
| 2.1      | Beschreibung geeigneter CO <sub>2</sub> -Speicherfälle .....    | 5         |
| 2.1.1    | Speicherung in Kohleflözen – Das Projekt RECOPOL.....           | 5         |
| 2.1.2    | Speicherung in Kohleflözen – Allison Unit.....                  | 9         |
| 2.1.3    | Speicherung in Offshore-Aquiferen – Sleipner-Gasfeld.....       | 13        |
| 2.1.4    | Speicherung in Gasfeldern - On-shore Gasfeld In Salah .....     | 16        |
| 2.1.5    | CO <sub>2</sub> -Speicherprojekte in Deutschland.....           | 18        |
| 2.2      | Erfordernisse beim Betrieb einer Untergrundspeicheranlage ..... | 18        |
| 2.2.1    | Druckgrenzen bei der Injektion .....                            | 18        |
| 2.2.2    | Maximaler Injektionsdruck .....                                 | 19        |
| 2.2.3    | Optimale Bohrungsanordnung .....                                | 25        |
| 2.2.4    | Monitoring der Speicherdichtheit.....                           | 33        |
| <b>3</b> | <b>Relevante Einzelprozesse</b> .....                           | <b>43</b> |
| 3.1      | Vorgehensweise .....  | 43        |
| 3.2      | Korrosionsprozesse .....  | 44        |
| 3.2.1    | Betriebsphase.....  | 44        |
| 3.2.2    | Endverwahrung einer Bohrung .....                               | 47        |
| 3.2.3    | Korrosion des Zementsteins durch CO <sub>2</sub> .....          | 51        |
| 3.2.4    | Endverschluss einer CO <sub>2</sub> -Bohrung .....              | 52        |
| 3.3      | Permeabilitätsverhältnisse .....                                | 53        |
| 3.4      | Diffusionsverhältnisse .....                                    | 57        |
| 3.5      | Thermodynamische Zustandsgleichungen.....                       | 58        |
| 3.6      | FEP-Zusammenstellung .....                                      | 64        |
| 3.6.1    | Menschliche Handlungen.....                                     | 66        |
| 3.6.2    | Vorgehensweise .....  | 67        |
| 3.6.3    | Auswertung der Befragungsergebnisse .....                       | 68        |

|          |  |            |
|----------|--|------------|
| <b>4</b> | <b>Szenarien für die CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung in Aquiferen und Kohleflözen .....</b> | <b>77</b>  |
| 4.1      | Allgemeines.....   | 77         |
| 4.2      | Methodische Aspekte der Szenarienanalyse .....   | 77         |
| 4.3      | Prinzipielle Wegsamkeiten für den CO <sub>2</sub> -Transport.....                                | 79         |
| 4.3.1    | Areale Migration durch die Deckschicht.....  | 79         |
| 4.3.2    | Lineare Migration durch eine tektonische Störung .....   | 80         |
| 4.3.3    | Punktuelle Migration längs einer Bohrung.....  | 80         |
| 4.3.4    | Laterale Migration in der Speicherschicht .....  | 81         |
| 4.3.5    | Erfahrungen aus der Erdgasspeicherung.....   | 82         |
| 4.4      | Versagensszenarien in der Betriebsphase.....   | 83         |
| 4.5      | Szenarien für die CO <sub>2</sub> -Untergrundspeicherung in einem Aquifer .....                  | 85         |
| 4.5.1    | Beschreibung des Referenzszenario .....  | 86         |
| 4.5.2    | Szenarien mit gestörten Entwicklungen .....  | 87         |
| 4.6      | Szenarien für nicht-abbaubare Kohleflöze .....   | 88         |
| <b>5</b> | <b>Bewertung von CO<sub>2</sub>-Migrationsvorgängen .....</b>                                    | <b>91</b>  |
| 5.1      | Bewertung der Störfallszenarien für die Betriebsphase.....                                       | 91         |
| 5.1.1    | CO <sub>2</sub> -Eruption aus Gasbohrung .....   | 91         |
| 5.1.2    | CO <sub>2</sub> -Ausbruch aus Erdboden.....  | 97         |
| 5.2      | Szenarien für die Nachbetriebsphase bei einem Aquifer-Speicher.....                              | 97         |
| 5.2.1    | Modell der generischen Speichersituation .....   | 97         |
| 5.2.2    | Kurzzeitige Auswirkungen der CO <sub>2</sub> -Einleitung .....                                   | 104        |
| 5.2.3    | Langzeitauswirkungen der CO <sub>2</sub> -Einleitung.....  | 122        |
| 5.2.4    | Schlussfolgerungen .....   | 132        |
| 5.2.5    | Weiterer Forschungsbedarf .....  | 134        |
|          | <b>Literaturverzeichnis.....</b>   | <b>139</b> |
|          | <b>Abbildungsverzeichnis.....</b>  | <b>145</b> |
|          | <b>Tabellenverzeichnis.....</b>  | <b>149</b> |
|          | <b>Anhang A: Ableitung der Werte für den spezifischen Speicherkoeffizienten .....</b>            | <b>151</b> |
|          | <b>Anhang B: Spezifische FEP-Beschreibungen .....</b>  | <b>153</b> |
| B.1      | Projekt CO2Trap.....   | 153        |

|     |                  |     |
|-----|------------------|-----|
| B.2 | CDEAL .....      | 156 |
| B.3 | RECOBIO.....     | 162 |
| B.4 | CSEGR.....       | 164 |
| B.5 | CO2CRS .....     | 164 |
| B.6 | CHEMKIN.....     | 167 |
| B.7 | BENCHMARKS ..... | 168 |



# **1 Einleitung**

## **1.1 Motivation und Zielsetzung**

Die langfristige unterirdische Speicherung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), mit der die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre verringert werden kann, ist für Mensch und Umwelt mit einer Reihe von potentiellen Gesundheits- und Sicherheitsrisiken behaftet. Diese Risiken sind bereits Gegenstand einer Reihe von internationalen F&E-Projekten gewesen. Die bisherigen Betrachtungen betreffen im Wesentlichen die Aspekte der Betriebssicherheit. Bewertungen der langfristigen Risiken sind nur in wenigen Fällen erfolgt, auch weil es bisher nur einige Standorte gibt, bei denen CO<sub>2</sub> im großen Maßstab im tiefen Untergrund gespeichert wird. Da die Versenkung von CO<sub>2</sub> im tiefen Untergrund zunehmend als eine wichtige Handlungsoption angesehen wird, gewinnen die Aspekte der langfristigen Sicherheit und Auswirkung derartiger Maßnahmen an Bedeutung.

Die allgemeine Zielsetzung des Projektes bestand darin, eine grundlegende Vorgehensweise zur Durchführung von Sicherheitsbewertungen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im tiefen Untergrund zu entwickeln, die auf typische Standortssituationen in Deutschland anwendbar ist.

Umfangreiche Erfahrungen existieren weltweit und in Deutschland in der Bewertung von langfristigen Risiken im Zusammenhang mit der Speicherung von radioaktiven Abfällen im tiefen Untergrund. Die für diese Sicherheitsbewertungen verwendeten Methoden können in adaptierter Form auch bei der Bewertung der langfristigen Risiken von CO<sub>2</sub>-Untergundspeicherung eingesetzt werden.

## **1.2 Bedeutung einer Langzeitsicherheitsbewertung**

Für Endlager mit hochradioaktiven Abfallstoffen ist ein Sicherheitsnachweis zu führen. Ein umfassender Sicherheitsnachweis entsteht nach /BAT 07/, /NEA 04/ durch die Zusammenführung aller Argumente und Analysen zur Begründung der Sicherheit des Endlagersystems sowie zum Vertrauen in die Sicherheitsaussage (Safety Case). Dabei

wird in der Regel unterschieden nach Sicherheitsnachweisen für die Betriebsphase und der Phase nach Verschluss des Endlagers (Langzeitsicherheitsnachweis).

Bestandteil des Langzeitsicherheitsnachweises ist die Langzeitsicherheitsanalyse als standortspezifische Analyse der Funktion des Endlagersystems. Sie umfasst als Hauptschritte die Szenarientwicklung, die Konsequenzenanalyse sowie den Vergleich der Ergebnisse mit vorgegebenen Schutzziele.

Im Schritt Szenarientwicklung werden mögliche zukünftige Entwicklungen des Endlagers identifiziert und beschrieben. Einer Szenarientwicklung liegen Ziel und Zweck eines Endlagerprojektes, existierende Regularien, das geologische Umfeld, die Abfalltypen, das Einlagerungskonzept und ein zeitlicher Rahmen zugrunde. Sie berücksichtigt insbesondere die Sicherheitsfunktionen der verschiedenen Barrieretypen. Szenarien stellen den Argumentationsrahmen für eine möglicherweise gewollte einseitige Vorgehensweise oder zur Erläuterung von Schwächen in Sicherheitsanalysen. Unter einer Szenarientwicklung versteht man die Identifizierung, ausführliche Beschreibung und Auswahl von möglichen Szenarien des Endlagersystems, die für eine verlässliche Beurteilung der Sicherheit von Endlager für radioaktive Abfälle relevant sind.

Unterschiede in der Szenarientwicklung im Vergleich internationaler oder nationaler Endlagerprojekte beruhen auf den sich aus den verschiedenen Wirtsgesteinen und der sich aus den spezifischen Standorten ergebenden Voraussetzungen, aber auch auf unterschiedlichen methodischen Ansätzen mit eventuell vorgegebenen Regularien. In der Regel unterscheiden sich bei den verschiedenen Endlagerprojekten die verwendeten Begriffe und ihre Definitionen /NEA 01/. Generell gilt aber, dass die Beschreibung der wahrscheinlichsten und erwarteten zukünftigen Entwicklung des Endlagersystems und der spezifischen Abfälle Bestandteil einer Szenarientwicklung sein muss.

Die im Schritt Szenarientwicklung identifizierten Szenarien werden dann in der Konsequenzenanalyse bewertet. In der Regel werden dazu numerische Modelle verwendet, mit denen die Einzelprozesse und Ereignisse, die in dem jeweils betrachteten Szenario eine Rolle spielen, in abstrahierter Form abgebildet werden. Mit der Konsequenzenanalyse ermittelt man quantitative Indikatoren als Bewertungsgrößen, auf deren Basis die Sicherheit des Gesamtsystems (Sicherheitsindikatoren) durch Vergleich mit entsprechenden Maßstäben bewertet bzw. das Verhalten des Systems (Performance-

indikatoren) besser verstanden werden kann. Zur Durchführung der numerischen Modellrechnungen müssen geeignete konzeptionelle Modelle entwickelt und in mathematische Modelle umgesetzt werden sowie die erforderlichen Modellparameter bestimmt werden.

Die hier für Endlager für radioaktive Abfälle im tiefen Untergrund allgemein beschriebene Vorgehensweise wurde im Rahmen des Projektes auf die Belange der CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung adaptiert. Abb. 1.1 zeigt in allgemeiner Form die Stellung der Szenarienentwicklung im Rahmen einer Sicherheitsnachweisführung. Das Schema wurde für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle abgeleitet /MAU 07/, kann aber auch für die Belange der CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung verwendet werden.

Im Rahmen der Arbeiten war nicht eine Sicherheitsanalyse für einen konkreten Standort eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers vorgesehen. Vielmehr wurden methodische Aspekte anhand einer exemplarischen Anwendung des Instrumentariums für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in einem tiefen Aquifer betrachtet. Im Vordergrund der Bewertungen standen dabei die langfristigen Auswirkungen, es wurden aber auch Aspekte der Betriebssicherheit betrachtet. Eine weitere Zielsetzung war es schließlich, Lücken in den für eine Sicherheitsanalyse erforderlichen Daten und Parametern sowie notwendige methodische Weiterentwicklungen zu identifizieren.

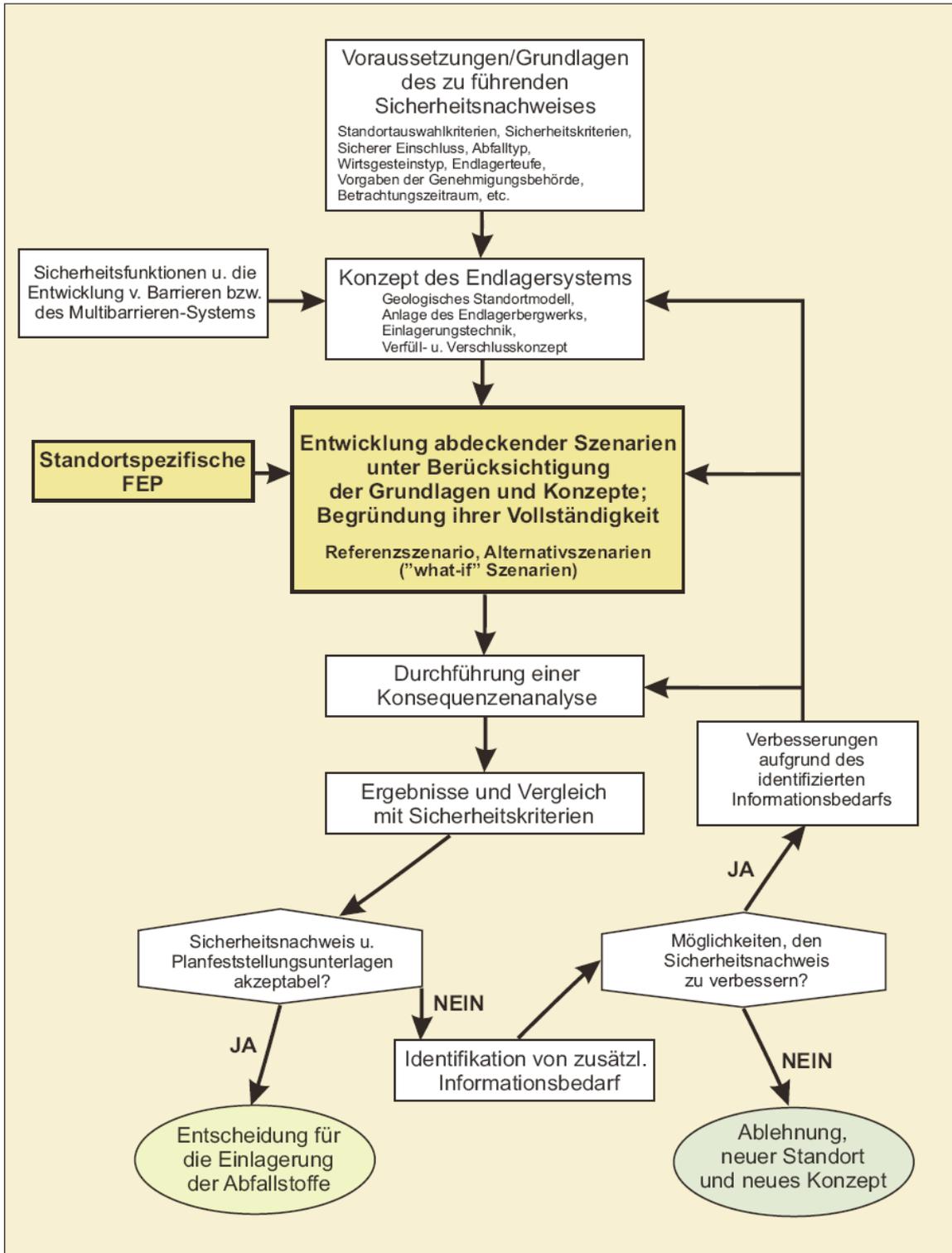


Abb. 1.1 Allgemeines Konzept einer Sicherheitsnachweisführung (aus /MAU 07/)

## 2 Betriebliche Erfahrungen und Randbedingungen

### 2.1 Beschreibung geeigneter CO<sub>2</sub>-Speicherfälle

#### 2.1.1 Speicherung in Kohleflözen – Das Projekt RECOPOL

##### 2.1.1.1 Allgemeine Informationen

Ziel des Projektes RECOPOL ('Reduction of CO<sub>2</sub> emission by means of CO<sub>2</sub> storage in coal seams in the Silesian Coal Basin of Poland') ist der Nachweis der Machbarkeit der CO<sub>2</sub> Speicherung in Kohle unter Europäischen Bedingungen bei gleichzeitiger Erhöhung der Methanproduktion (ECBM-Enhanced Coal Bed Methane). Die Bohrplätze befinden sich in Polen in der Nähe von Katowice im Schlesischen Kohlebecken und sind ca. 150 m voneinander entfernt. Im Rahmen des Projektes wurde eine Injektionsbohrung niedergebracht und eine bestehende Produktionsbohrung überarbeitet (siehe Abb. 2.1).

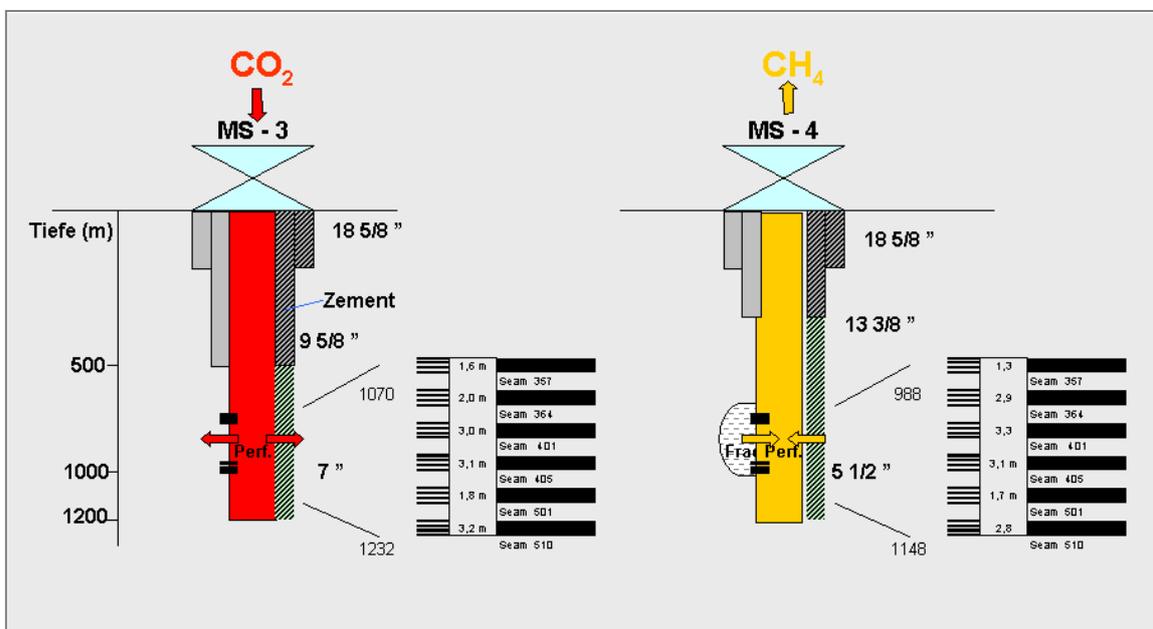


Abb. 2.1 Recopol-Bohrungen

### **2.1.1.2 Speichereigenschaften**

Die für die Injektion/Produktion ausgewählten Kohleflöze liegen im Bereich der Injektionsbohrung in einer Teufe von 1.070 - 1.230 m und im Bereich der Produktionsbohrung in einer Teufe von 990 - 1.150 m. Die Injektion von CO<sub>2</sub> erfolgte in drei Kohleflöze mit einer Gesamtmächtigkeit von ca. 4 m. Die initiale Permeabilität der Kohle lag zwischen 0,01 - 0,1 mD.

### **2.1.1.3 Anlagentechnik**

Das CO<sub>2</sub> wurde als technisches Gas (-20 °C, 22 bar) per Trucklieferung bereitgestellt und in zwei Tanks gespeichert. Der für die Injektion notwendige Druck (7 - 14 MPa) wurde durch eine Kolbenpumpe erzeugt. Der Pumpe ist ein Vorwärmer nachgeschaltet, der die Temperatur, des zu injizierenden Kohlendioxides, über Null °C anheben kann um Eisbildung in der Bohrung zu vermeiden. Das Arrangement der Injektionsanlage ist in Abb. 2.2 dargestellt.

Die Obertageanlage an der Produktionsbohrung besteht im Wesentlichen aus folgenden Komponenten:

- Wasserpumpe
- Wassertank
- Abscheider
- Gas Mengenummessung
- Fackel

Die Bohrungsausrüstung erfolgte konventionell. Es wurden keine speziellen Legierungen bzw. inhibierenden Fluide eingesetzt. Die Bohrungskomplettierung ist in Abb. 2.1 dargestellt.



**Abb. 2.2** Injektionsplatz MS-3

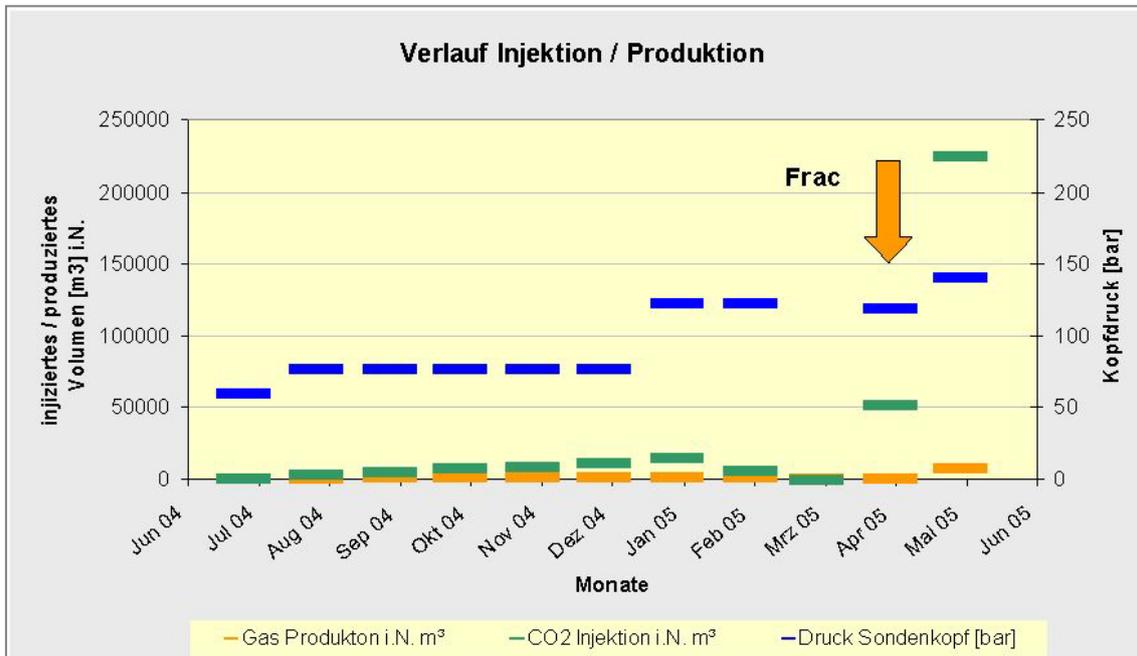
#### **2.1.1.4 Betriebserfahrungen**

Der Betrieb kann in drei Phasen untergliedert werden:

1. Inbetriebnahmephase (Juli 2004)
2. Erste Injektionsphase (August 2004 - März 2005)
3. Zweite Injektionsphase

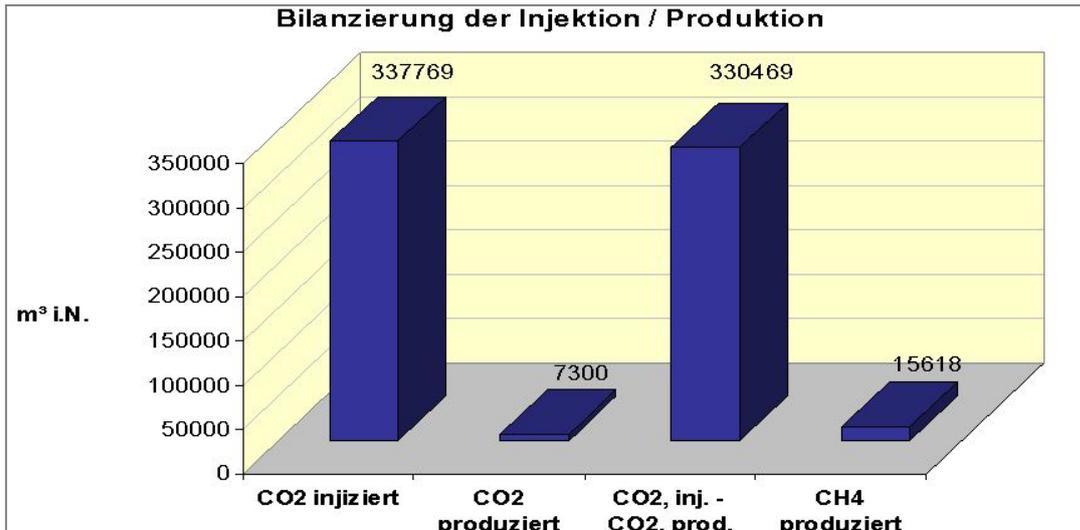
Die Inbetriebnahmephase war durch häufige Starts und Stopps sowie durch die Modifikation der Anlage gekennzeichnet. In der ersten Injektionsphase wurde pro Tag maximal eine Tonne CO<sub>2</sub> injiziert. Der Kopfdruck schwankte zwischen 70 und 120 bar. Ein kontinuierlicher Betrieb war Aufgrund der geringen Kohlepermeabilität nicht möglich. Um eine stationäre Injektion zu erreichen wurde Mitte April 2005 ein Frac realisiert. Es erfolgte die Injektion von ca. 50 m<sup>3</sup> Flüssigkeit und ca. 3 m<sup>3</sup> Sand. Nach dem Frac war

ein kontinuierlicher Betrieb möglich, der die zweite Injektionsphase charakterisiert. Der Kopfdruck betrug 14 MPa und das injizierte Volumen pro Tag belief sich auf ca. 15 t CO<sub>2</sub>. Die Betriebsphasen sind in Abb. 2.3 dargestellt.



**Abb. 2.3** Injektionsverlauf

Neben der Erhöhung der Injektivität war nach dem Frac auch ein deutlicher Anstieg der CO<sub>2</sub> Konzentration in der Produktionsbohrung zu verzeichnen. Die CO<sub>2</sub> Konzentration stieg von unter 10 % Vol. auf über 90 % Vol. an. Eine signifikante Steigerung der Methanproduktion, die auf die CO<sub>2</sub>-Injektion zurückzuführen ist, konnte nicht nachgewiesen werden. Die Bilanzen des injizierten CO<sub>2</sub> und des produzierten CH<sub>4</sub> und des wieder freigesetzten CO<sub>2</sub> sind in Abb. 2.4 dargestellt.



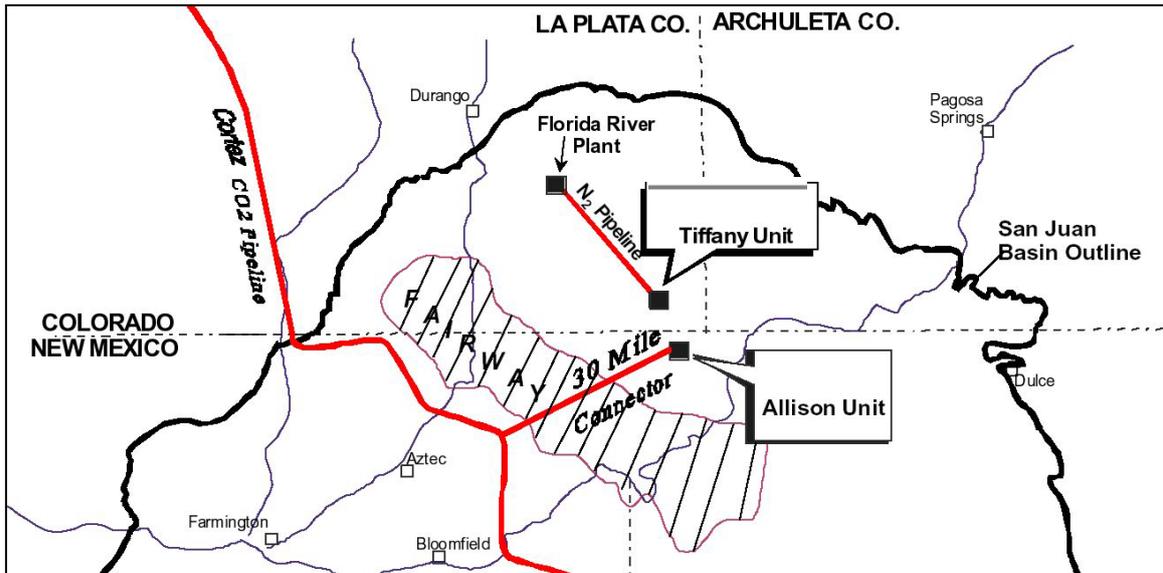
**Abb. 2.4** Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Injektion und Gasproduktion

Die gespeicherte CO<sub>2</sub> Gesamtmenge beläuft sich auf ca. 330.000 m<sup>3</sup> und entspricht in etwa der Tagesemission eines 2000 MW<sub>el</sub> Kohlekraftwerkes. Die produzierte Methanmenge von ca. 15.000 m<sup>3</sup> deckt den Jahresbedarf von fünf Einfamilienhäusern.

## 2.1.2 Speicherung in Kohleflözen – Allison Unit

### 2.1.2.1 Allgemeine Informationen

Ziel der CO<sub>2</sub> Injektion in der Allison Unit ist die Steigerung der Coal Bed Methane (CBM) Produktion. Die Allison Unit befindet sich in New Mexico in der Grenzregion zu Colorado (siehe Abb. 2.5). Seit 1989 wird durch Burlington Resources CBM gefördert und ab 1995 wird zur Steigerung der Produktion CO<sub>2</sub> injiziert. Das Gas stammt aus dem McElmo Dome einer natürlichen CO<sub>2</sub> Lagerstätte im Südwesten von Colorado. Die Lagerstätte wurde mit 44 Produktionsbohrungen angezapft und liefert pro Tag ca. 31 Mio. m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>. Das geförderte CO<sub>2</sub> wird durch eine 800 km lange Pipeline (Cortez Pipeline siehe Abb. 2.5) nach Texas transportiert um dort die Ölproduktion zu erhöhen. Der Verlauf der Pipeline führt nahe (ca. 50 km) an der Allison Unit vorbei. Es wurde eine Stichleitung DN 100 gelegt, welche CO<sub>2</sub> zur Allison Unit transportiert. Das angelieferte CO<sub>2</sub> wird über vier Injektionsbohrungen in die Kohle gepresst. 16 Bohrungen stehen für die Methanproduktion zur Verfügung und eine Bohrung wird zu Messzwecken herangezogen.



**Abb. 2.5** Lage der Allison Unit

### 2.1.2.2 Speichereigenschaften

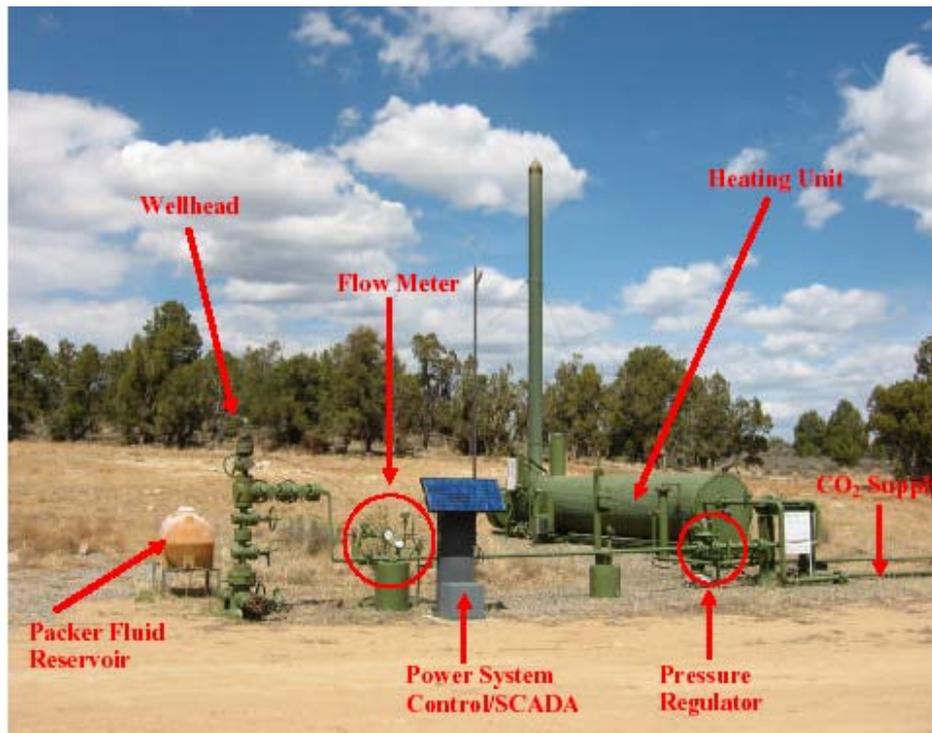
Die Injektion erfolgt in die Fruitland Formation. Die Formation hat eine Mächtigkeit von 13 Metern und wird durch eine Schieferschicht abgeschlossen. Die Formation liegt in einer Tiefe von 950 m und hat einen Reservoirdruck von 11,5 MPa.

### 2.1.2.3 Anlagentechnik

In Abb. 2.6 ist der Aufbau der Obertageanlage einer Injektionsbohrung dargestellt. Die Obertageanlage der Injektionsbohrungen bestehen aus folgenden Komponenten:

- Vorwärmer
- Druckregler
- SCADA-System
- Durchflussmesser und
- Sondenkopf

Der Vorwärmer bringt das CO<sub>2</sub> auf Reservoirtemperatur (49 °C) um mechanische Spannungen in der Bohrungsverrohrung zu minimieren. Über den Druckregler wird ein kontinuierlicher Injektionsdruck eingestellt und das injizierte Volumen wird über das Durchflussmessgerät kontrolliert. Die Steuerung der Komponenten erfolgt über die SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) Einheit. Der Sondenkopf stellt die Schnittstelle zwischen der Obertageanlage und der Bohrung dar.

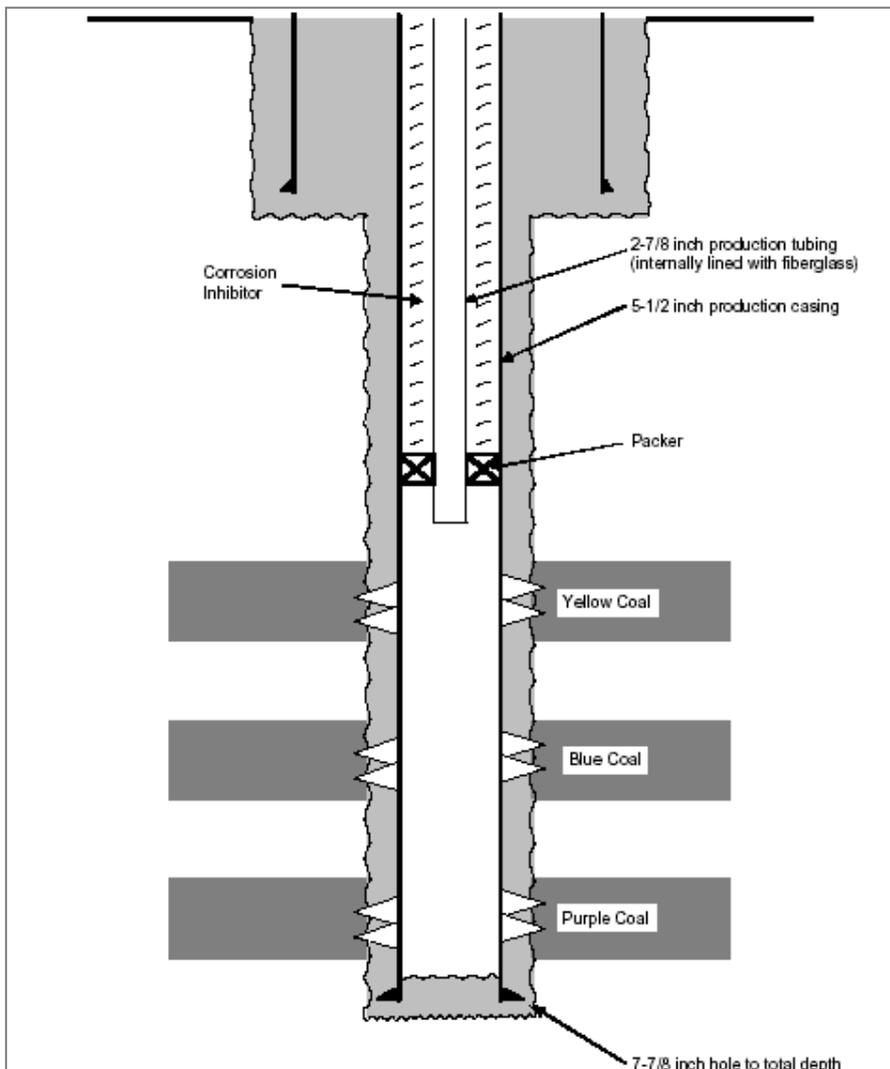


**Abb. 2.6** Obertageanlage einer Injektionsbohrung in der Allison Unit

Die Obertageanlage der Produktionsbohrungen ist zentral. Das Gas aus den 16 Bohrungen wird in dieser zentralen Obertageanlage getrocknet, von CO<sub>2</sub> befreit und verdichtet. Seit dem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Konzentration auf 15 % Vol. erfolgt die Abtrennung des Kohlendioxides über chemische Absorption.

Die CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen wurden konventionell niedergebracht. Der Bohrungsdurchmesser beträgt 7 7/8". Für das 5 1/2" Casing wurden keine speziellen Legierungen verwendet. Für die Bohrungskomplettierung wurde ein Fiberglas beschichtetes 5 1/2" Tubing verwendet um Korrosion zu vermeiden. Der Ringraum zwischen Casing und

Tubing wurde mit einem korrosionshemmenden Fluid gefüllt. Eine typische Bohrung ist in Abb. 2.7 dargestellt.

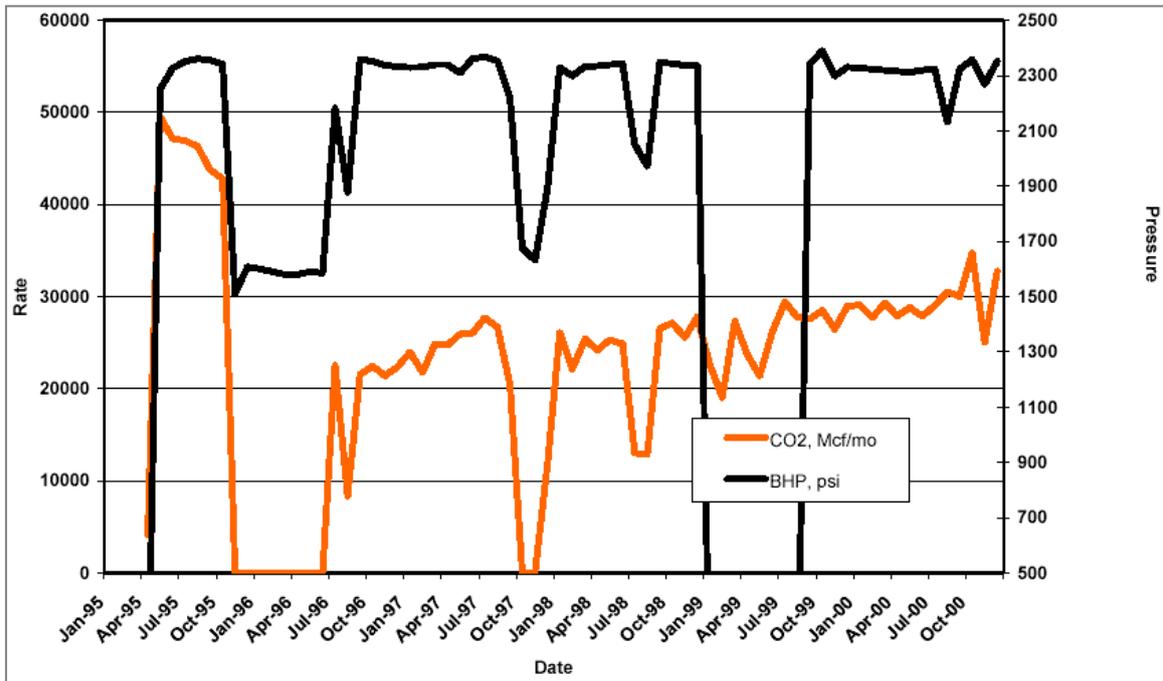


**Abb. 2.7** Schema einer CO<sub>2</sub> Injektionsbohrung in der Allison Unit

#### 2.1.2.4 Betriebserfahrungen

Die Kapazität der Allison Unit beläuft sich auf 242 Mio. m<sup>3</sup> pro Quadratkilometer. Über einen Zeitraum von sechs Jahren wurden ca. 300.000 t CO<sub>2</sub> injiziert. In der gleichen Zeit wurden ca. 23.000 t CO<sub>2</sub> produziert. Es wurden also ca. 277.000 t CO<sub>2</sub> in der Formation gespeichert. Der Kopfdruck lag in der Injektionsperiode bei ca. 16,0 MPa. Die initiale Injektivität von 45.000 m<sup>3</sup>/d sank nach 6 Monaten auf ca. 20.000 m<sup>3</sup>/d (siehe auch

Abb. 2.8). Dieser Effekt wird durch sogenanntes „differential swelling“ erklärt. Die „Schwellung“ der Kohle durch die Injektion von CO<sub>2</sub> ist größer als durch das ursprünglich gespeicherte Methan und so verringert die Permeabilität.



**Abb. 2.8** Injektionsverlauf (Druck / Volumen) in der Allison Unit

Es wird keine obertägige CO<sub>2</sub>-Überwachung durchgeführt. Die Betreiber gehen davon aus, dass keine unkontrollierte CO<sub>2</sub>-Abgabe an die Oberfläche zu erwarten ist.

## 2.1.3 Speicherung in Offshore-Aquiferen – Sleipner-Gasfeld

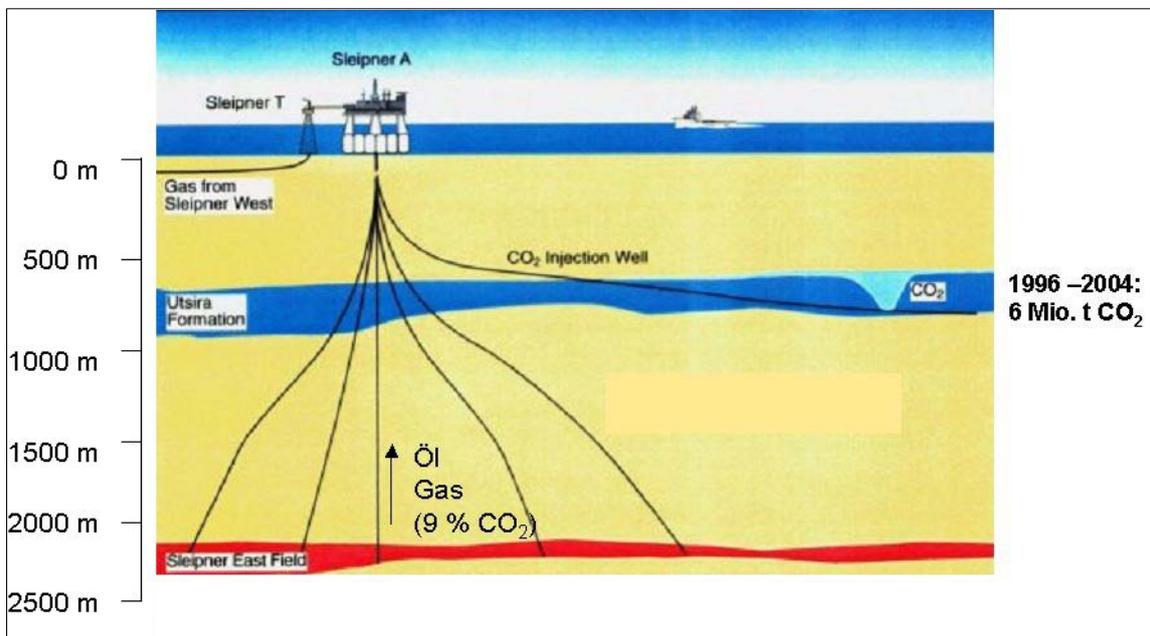
### 2.1.3.1 Allgemeine Informationen

Die erste kommerzielle CO<sub>2</sub>-Untertagespeicherung wurde im Sleipner-Feld realisiert. Das Sleipner-Feld befindet sich ca. 250 km vor der Norwegischen Küste. Das von Statoil aus diesem Gasfeld geförderte Erdgas enthält einen hohen (ca. 9 % Vol.) CO<sub>2</sub> Anteil. Dieser muss, um die internationalen Lieferbedingungen für Erdgas zu erfüllen, auf ca. 2,5 % Vol. reduziert werden. Die Abtrennung des Kohlendioxides erfolgt auf der Bohrplattform.

Für die Entsorgung des CO<sub>2</sub> existierten zwei Möglichkeiten:

1. Ausblasen in die Atmosphäre und
2. Reinjektion in einen Aquifer über dem Gasfeld.

Da für die Belastung der Atmosphäre mit CO<sub>2</sub> in Norwegen seit den 90er Jahren eine Steuer (ca. 50 US\$/tCO<sub>2</sub>), vergleichbar mit dem CO<sub>2</sub> Emissionshandel, abgeführt werden muss, entschied sich Statoil für die zweite Variante und konnte so wertvolle Informationen über die CO<sub>2</sub>-Speicherung gewinnen. Die CO<sub>2</sub>-Injektion ist in Abb. 2.9 schematisch dargestellt.



**Abb. 2.9** Sleipner-Gasfeld

### 2.1.3.2 Speichereigenschaften

Die CO<sub>2</sub> Speicherung erfolgt in lockerem Sandstein der Utsira Formation (1 - 8 Darcy). Die Formation ist 250 m mächtig und wird durch eine 80 m dicke Schieferschicht abgeschlossen. Der Speicher hat eine Größe von ca. 32.000 m<sup>2</sup> und befindet sich in einer Tiefe von ca. 800 - 1.000 m unter dem Meeresspiegel.

Die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> von der Injektionsstelle erfolgt nach oben gerichtet. Eine Verteilung des injizierten überkritischen Kohlendioxids erfolgt an der Schieferschicht, so dass eine „Hutform“ (siehe Abb. 2.9) entsteht.

Ausbreitungssimulationen haben gezeigt, dass CO<sub>2</sub> langfristig im Porenwasser gelöst wird und sich durch den eintretenden Dichteunterschied am Boden der Formation sammeln wird. Aus diesem prognostiziertem Verhalten wird die Langzeitsicherheit des Speichers untermauert.

### 2.1.3.3 Anlagentechnik

Die CO<sub>2</sub> Abtrennung erfolgt auf der Sleipner T-Plattform durch chemische Adsorption (Abb. 2.10). Das mit CO<sub>2</sub> verunreinigte Erdgas wird in einer Hochdruck-Adsorptionskolonne mit Aminen versetzt, welche das CO<sub>2</sub> binden. Das reine Erdgas wird aus dem Prozess ausgeschleust und die mit CO<sub>2</sub> beladenen Amine werden in einer Separationskolonne durch Wärmebehandlung regeneriert. Das abgetrennte flüssige CO<sub>2</sub> wird in die Formation gepumpt. Es existiert eine Injektionsbohrung. Für die Bohrung wurde ein rostfreier Stahl eingesetzt. Das 7" Casing ist im Bereich der Formation auf einer Länge von 100 m perforiert.



**Abb. 2.10** Teil der Obertageanlage für die CO<sub>2</sub> Injektion

#### **2.1.3.4 Betriebserfahrungen**

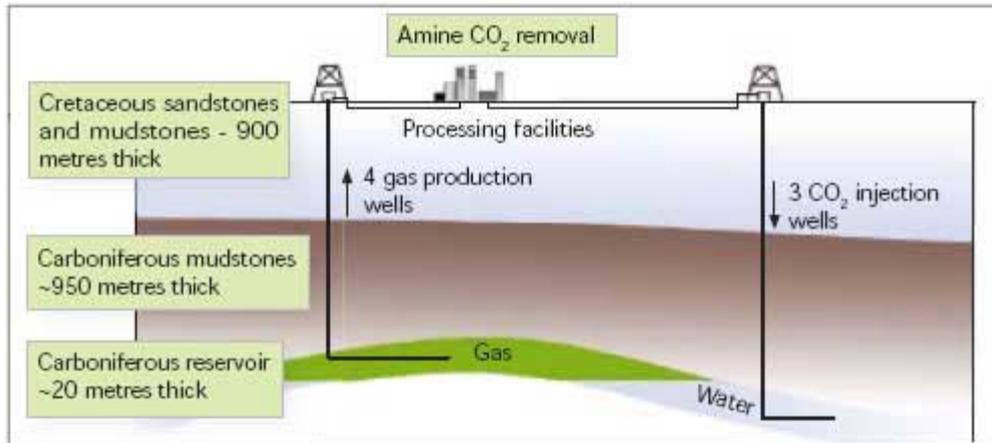
Der Injektionsstart erfolgte 1996. Es werden täglich ca. 2.700 t CO<sub>2</sub> in den Speicher eingebracht, was einer Jahresinjektion von ca. 1 Mt entspricht. Von Oktober 1996 bis Anfang 2004 wurden ca. 6 Mt Kohlendioxid in die Formation gepumpt. Es wird erwartet, dass im Rahmen des Projektes insgesamt ca. 20 Mt CO<sub>2</sub> gespeichert werden. Die Injektion erfolgt bei einem Kopfdruck von 6 - 8 MPa.

Die Überwachung der CO<sub>2</sub> Ausbreitung im Aquifer erfolgt durch seismische Messung. Vor der Inbetriebnahme wurde eine Ausgangsmessung aufgenommen, die mit den Daten von zwei weiteren Messungen (1999/2001) verglichen wurden. Leckagen konnten nicht identifiziert werden. Die seismischen Untersuchungen wurden im Rahmen des durch die EU kofinanzierten Projektes SACS (Saline Aquifer CO<sub>2</sub> Storage Project – 1996 - 2002) durchgeführt. Die Auswertung der Ergebnisse im Rahmen des Projektes indizierte auch keine zukünftig zu erwartende Leckagen.

#### **2.1.4 Speicherung in Gasfeldern - On-shore Gasfeld In Salah**

##### **2.1.4.1 Allgemeine Informationen**

Das In Salah Gasfeld befindet sich in der Algerischen Zentral-Sahara. Die Speicherung von CO<sub>2</sub> im In Salah Gas Feld wird von einem Firmenkonsortium (Sonatrach, BP and Statoil) realisiert. Es existieren starke Parallelen zu der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Sleipner Aquifer. Das aus dem Gas Feld In Salah geförderte Erdgas enthält einen hohen CO<sub>2</sub> Anteil (ca. 10 % Vol.) der aus kommerziellen Gründen auf 0,3 % Vol. reduziert werden muss. Das anfallende CO<sub>2</sub> wird in die, den Speicher nach unten abschließende, Wasserschicht injiziert (siehe Abb. 2.11). Das Novum des Projektes ist, dass die Injektion parallel zur Erdgasproduktion ausgeführt wird.



**Abb. 2.11** Injektionsschema In Salah

#### 2.1.4.2 Speichereigenschaften

Die Injektion erfolgt in das Krechba Feld, eines der drei Speicherfelder. Das Feld ist eine Antiklinale und das Gas führende Reservoir ist ein Sandstein. Es wird davon ausgegangen, dass das CO<sub>2</sub> nach dem Abbau des Erdgases in den eigentlichen Speicher migriert.

#### 2.1.4.3 Anlagentechnik

Die Obertageanlage besteht im Wesentlichen aus einer Gastrennung, Gasmengenmessung und einer Kompressorstation.

#### 2.1.4.4 Betriebserfahrungen

Seit der Inbetriebnahme in 2004 wurden ca. 1,2 Mio. t CO<sub>2</sub> re-injiziert. Mit den durchgeführten Überwachungsmaßnahmen werden die folgenden drei Ziele verfolgt:

- Optimierung der Erdgasförderung
- Überwachung der CO<sub>2</sub> Ausbreitung zur Untermauerung der Langzeitsicherheitsstudien
- Früherkennung von evtl. Undichtheiten

### **2.1.5 CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte in Deutschland**

Gegenwärtig (2008) wird in Deutschland die unterirdische Speicherung von CO<sub>2</sub> im Rahmen von F&E-Projekten durchgeführt bzw. geplant.

Ein F&E-Projekt der EU ist auf der Lokation des ehemaligen Erdgasspeichers Ketzin, westlich Berlins, angelaufen. Das Projektziel ist die Injektion von technischem CO<sub>2</sub> über 3 Bohrungen (1 Betrieb, 2 Beobachtung) in den Schilfsandstein Ketzin (Teufe 600 - 700 m) und damit die Erbringung des Nachweises der CO<sub>2</sub>-Speicherbarkeit in einem On-shore-Aquifer. Der Speicherbetrieb wurde 2008 aufgenommen.

Darüber hinaus wurde aus Bohrungen der Rhön im 20. Jahrhundert reines CO<sub>2</sub> für die Lebensmittelindustrie aus dem Rotliegenden unter dem Zechstein in ca. 800 m Teufe gefördert. Die CO<sub>2</sub>-Förderung ist infolge Vorratserschöpfung stillgelegt worden, jedoch sind nicht alle Bohrungen verfüllt. Eine geologische CO<sub>2</sub>-Wirtschaft existiert in Deutschland also nicht. Die BGR Hannover hat an den Bohrungen geochemische Messungen im Rahmen ihrer CO<sub>2</sub>-Projektarbeiten durchgeführt und dokumentiert. Diese CO<sub>2</sub>-Lagerstätten unter dem Zechstein beweisen die Langzeitstabilität geologischer CO<sub>2</sub>-Speicher. Die Bodenluftmessungen zeigen erhöhte CO<sub>2</sub>-Konzentrationen an Störungen, jedoch keine Anomalien oder Schwankungen an.

## **2.2 Erfordernisse beim Betrieb einer Untergrundspeicheranlage**

Nachfolgend werden die Randbedingungen, die sich aus den betrieblichen Erfordernissen bei der Planung und dem Betrieb einer Untergrundspeicheranlage verschiedener Speichertypen ergeben, beschrieben. Dies umfasst die Druckgrenzen, die beim Einleiten von CO<sub>2</sub> in den Speicherhorizont berücksichtigt werden müssen, sowie die Anordnung und Anzahl der Bohrlöcher.

### **2.2.1 Druckgrenzen bei der Injektion**

Während der CO<sub>2</sub>-Injektion bewegt sich der Bohrungs-Injektionsdruck an der Bohrlochsohle zwischen der oberen und unteren Grenze:

Der **maximale** Injektionsdruck muss unterhalb des gebirgsmechanischen Aufreißdruckes (Fracdruckes) der Speicher- und Deckschicht, unterhalb des hydrostatischen Amplitudendruckes der geologischen Struktur und unterhalb des Aufreißdruckes am Verbund Rohrschuh-Zement-Gebirge liegen. Eine Drucküberschreitung kann zu Injektionsgasverlusten außerhalb der CO<sub>2</sub>-Speicherstruktur führen wie Erfahrungen aus der Erdgas-Untergroundspeicherung belegen.

Die CO<sub>2</sub>-Injektion bewirkt einen Verdrängungsprozess in der Speicherschicht:

- Im Aquifer-Untergroundspeicher CO<sub>2</sub> gegen Wasser, das aus der Speicherstruktur verpresst wird;
- In Gas/Öl-Reservoiren gegen den aktuellen Lagerstättendruck und gegen die teilweise vorhandenen Flüssigkeiten Öl und Wasser.

Die Medienverdrängung erfordert also einen Mindest-Injektionsdruck, um den CO<sub>2</sub>-Speicher füllen zu können.

Zwischen diesen beiden Werten muss sich der Injektions-Betriebsdruck an der Bohrungssohle bewegen, der sich beim Aquifer-Untergroundspeicher um den maximalen Druck schwankend bewegt, beim Gas/Öl-Reservoir vom minimalen Druck bis zum maximalen Druck kontinuierlich ansteigt. Der Sohlendruck ist eine Funktion des Bohrlochkopfdruckes und wird durch eine Berechnungsmethodik oder durch Druckmessungen bestimmt. Er liegt über dem Bohrlochkopfdruck je nach den thermodynamischen Bedingungen in der CO<sub>2</sub>-„Säule“ im Bohrloch. Die Bohrungsausrüstung Casing, Tubing, Packer, Kopf muss auf den maximalen Druck plus Sicherheitsbeiwert dimensioniert werden.

### **2.2.2 Maximaler Injektionsdruck**

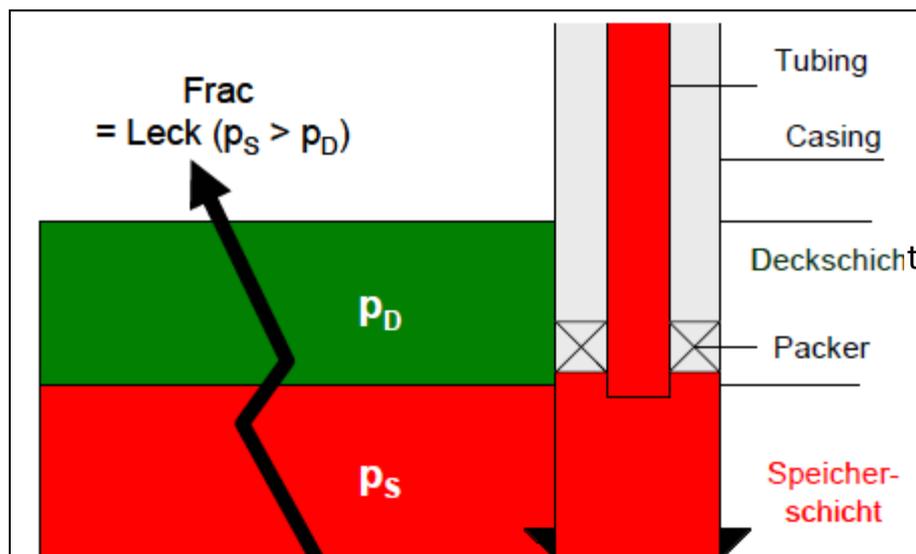
Von den 3 Komponenten

- Fracdruck Speicher- und Deckschicht
- Hydrostatischer Überdruck der Strukturamplitude
- Fracdruck Bohrungsschuh-Zement-Gebirge

werden die beiden ersten als relevant im Folgenden betrachtet; die dritte ist so bohrtechnisch dimensioniert, dass sie sicherheitsmäßig über den beiden anderen liegt.

### 2.2.2.1 Fracdruck Speicher-Deckschicht

Die gebirgsmechanische Stabilität der Gesteine in der Speicher- und Deckschicht hängt von deren geologisch bedingten, lithomechanischen Eigenschaften ab. Ein sprödes Gestein (reiner Sandstein, Karbonate) bricht bzw. reißt eher als ein plastisches Gestein (Tonstein, Salz). Wenn das künstliche Aufreißen der Speichergesteine (Fracen) von der Bohrung aus eine fließstimulierende Technologie in der Öl- und Gasförderung ist, so ist ein Fracen im CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher ein sicherheitsgefährdendes Ereignis. Die in Teufen tiefer 500 m erzeugten Risse verlaufen vertikal, also auch in die Deckschicht(en) hinein. Daraus entsteht ein CO<sub>2</sub>-Leitkanal nach oben, der die geologische Speicherdichtheit aufhebt und die Bergbausicherheit des CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers nicht mehr gewährleistet, wie in Abb. 2.12 skizziert.



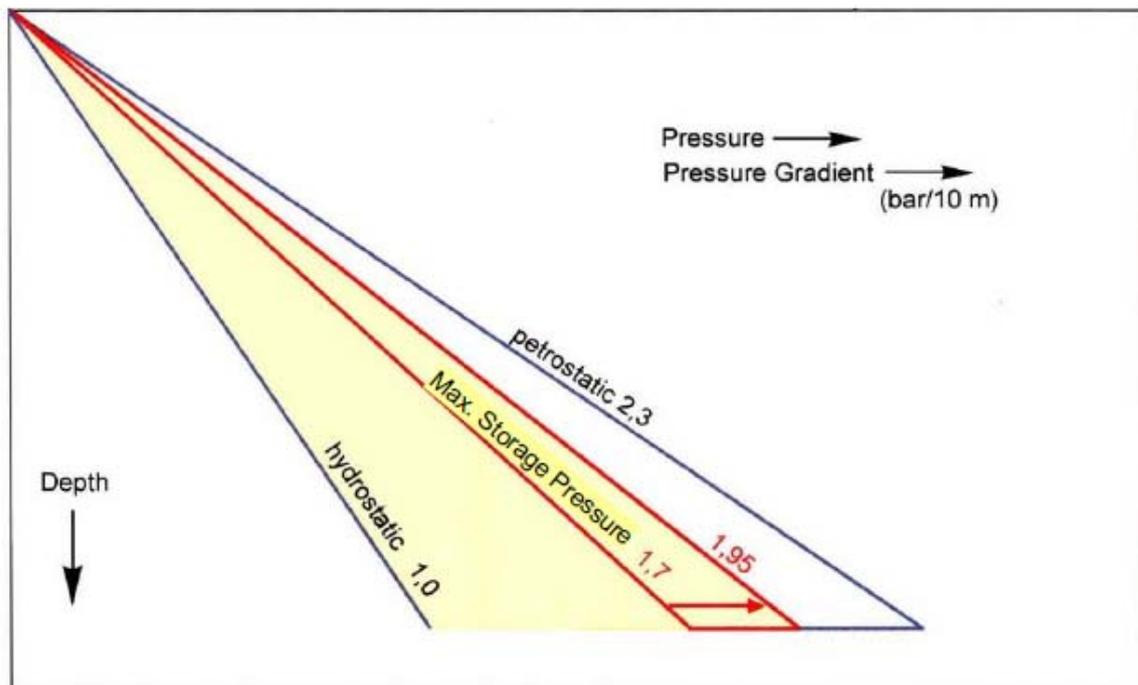
**Abb. 2.12** Frac aus Speicherschicht durch Deckschicht ( $p_S$  = Speicherdruck,  $p_D$  = petrostatischer Druck der Deckschicht)

Deshalb müssen der maximale Injektionsdruck und ebenso der Speicherenddruck nach der Betriebsphase jedenfalls unter dem kritischen Fracdruckgradienten liegen. Aus

jahrzehntelanger Erfahrung der Öl/Gas-Förderindustrie wurden die kritischen Fracdruckgradienten ermittelt:

- 0,17 bar/m für sprödes Gestein (min. Gradient)
- 0,23 bar/m für plastisches Gestein (max. Gradient)

Die initialen hydrostatischen Gradienten der Speicherschichtfüllungen Öl, Gas oder Wasser liegen normalerweise zwischen 0,1 - 0,12 bar/m, erreichen in Sonderfällen hoher tektonischer Einspannung auch 0,14 bar/m. Der Wert 0,23 bar/m entspricht dem Standardwert des petrostatischen Druckgradienten, also der Gesteinsüberlagerung. Zwischen hydrostatischem und petrostatischem Gradienten ist also der betriebssichere Injektions- wie Speicherdruck festzulegen, wie in Abb. 2.13 skizziert.



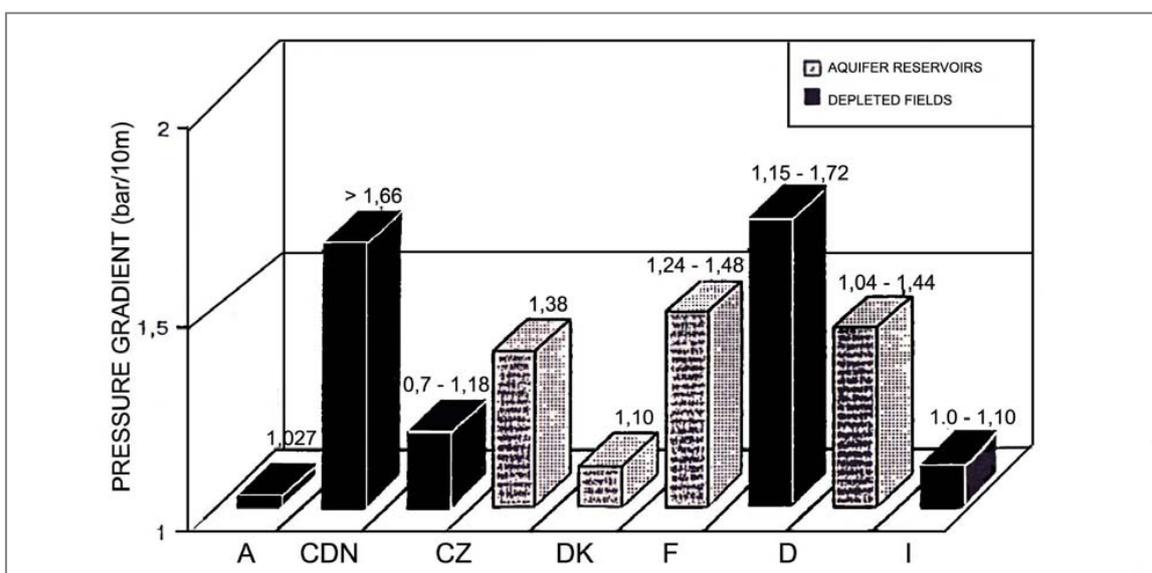
**Abb. 2.13** Speicher- und Druckgradienten

Ein Gradient unter dem Minimalwert 0,17 bietet die notwendige Bergbausicherheit. Nur im Falle der Erdgas-Untergrundspeicherung in Salzkavernen wird auf Gradienten bis zu 2,0 bar/m gegangen, um das geometrische Kavernenvolumen maximal speicherintensiv zu nutzen. Erdgas-Untergrundspeicher in Porenraumspeichern werden mit Gradientenspektren entsprechend der Tab. 2.1 betrieben. Weitere Beispiele solcher Druckgradienten sind in Abb. 2.14 gezeigt.

In jedem konkreten CO<sub>2</sub>-Speicherfall ist also der maximale Druckgradient zu bestimmen und vom Bergamt genehmigen zu lassen. Für die Bestimmung dieses Druckgradienten steht eine Reihe von Methoden zur Verfügung, die für Erdgas-Untergrundspeicher erprobt und anwendbar sind. Sie bedarf deshalb keiner weiteren Entwicklung.

**Tab. 2.1** Gradientenspektren für Erdgas-Untergrundspeicher

| Untergrundspeichertyp | Geologische Situation                  | Gradient  |
|-----------------------|--|---|
| Aquifer               | Tiefliegend und plastische Deckschicht | 0,15 bar/m  |
|                       | Flachliegend und spröde Deckschicht    | 0,13 bar/m  |
| Gas/Öl-Reservoir      |  | Initial bis max. 0,16 bar/m wenn Salz-Deckschicht vorhanden |



**Abb. 2.14** Angewendete Druckgradienten in verschiedenen Ländern mit Erdgas-Untergrundspeichern

### 2.2.2.2 Hydrostatischer Überdruck der Strukturamplitude

Der CO<sub>2</sub>-Injektionsdruck darf nicht zum CO<sub>2</sub>-Ausfließen aus der Speicherstruktur (spill point) in geologische Nachbarstrukturen führen, so dass eine laterale Leckstelle ebenso wie eine vertikale zur Speicherundichtheit und Bergsicherheitsgefährdung führt. Ein solches „Überdrücken“ der Speicherstrukturbedingungen ist früher in einigen Erdgas-Untergrundspeichern negativ aufgetreten. Die Druck-Balance gemäß Abb. 2.15 muss deshalb in der Speicherstruktur gewahrt bleiben.

Für Gas/Öl-Reservoire ist die Druckbalance beim initialen Reservoirdruck gewahrt, weil das Reservoir in geologischer Zeit seine Dichtheit im Druckgleichgewicht nachgewiesen hat. Erst bei der wirtschaftlich günstigsten Erhöhung des Speicherdruckes über den initialen Reservoirdruck zwecks vergrößerter Speicherkapazität stellt sich die Frage der Druckbalance von neuem. Für Aquifer-UGS muss aus der geologischen Strukturanalyse die Druckbalance und damit der maximale Speicherdruck als ein Hauptparameter bestimmt und bergamtlich nachgewiesen werden. Ein laterales Leck in benachbarte, unkontrollierte Strukturen löste die Speicherintegrität auf.

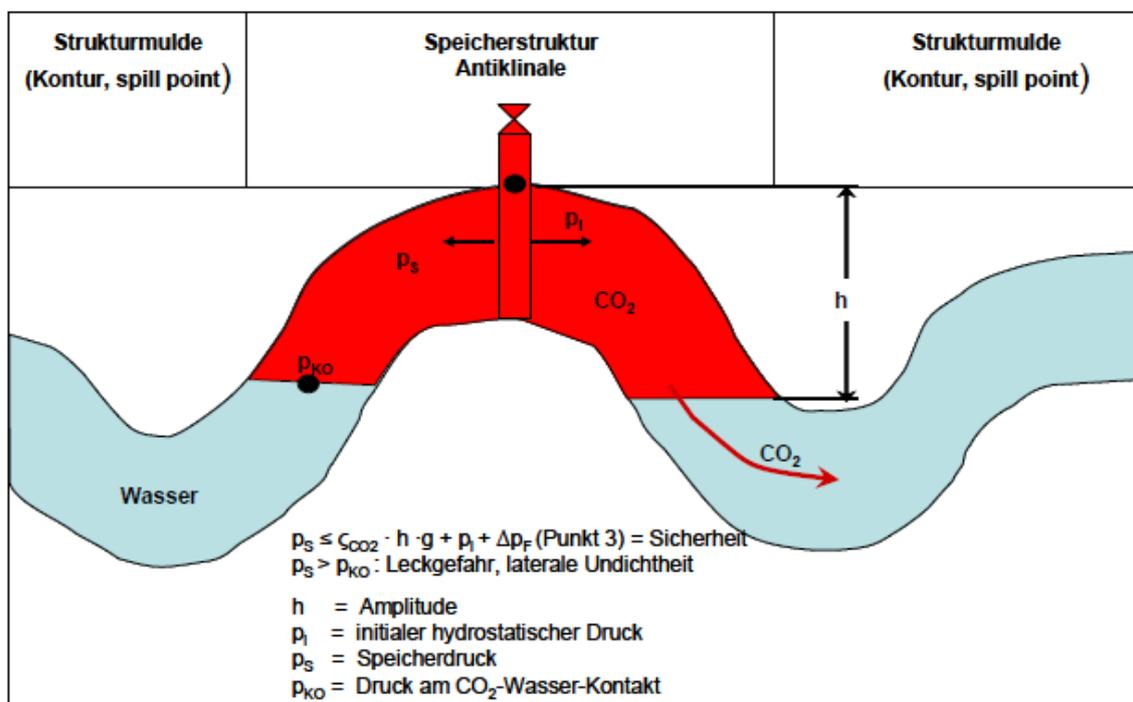


Abb. 2.15 Schematische Darstellung der Druckbalance in der Speicherstruktur

## Minimaler Injektionsdruck

Die CO<sub>2</sub>-Injektion erfordert die Überschreitung des Verdrängungsdruckes des initialen Speichermediums; Im Weiteren wird der ungünstigste Verdrängungsfall: Aquifer-Untergundspeicher unter initialen hydrostatischen Bedingungen mit Verdrängung von CO<sub>2</sub>-Gas gegen Wasser, angenommen. Die CO<sub>2</sub>-Wasser-Verdrängung in der Speicherschicht wird bestimmt von

- viskosen Fließkräften und
- Phasen-Kapillarkräften.

Letztere sind in einer hochporösen und -permeablen Speicherschicht oft vernachlässigbar. Die viskosen Kräfte werden hauptsächlich von der CO<sub>2</sub>-Injektionsrate und der Speicherpermeabilität gemäß Darcy-Gesetz bestimmt. Dadurch baut sich gemäß Abb. 2.16 an der Verdrängungsfront ein Frontdruck auf, der die Verdrängung initiiert und erhöht.

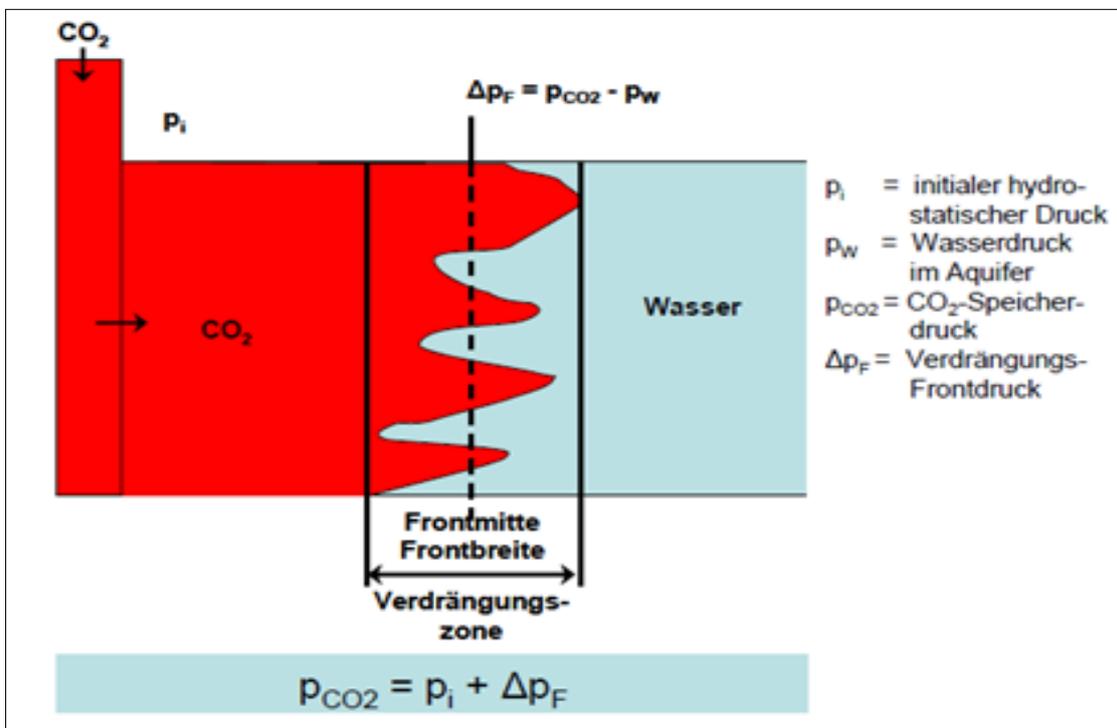


Abb. 2.16 Frontschema CO<sub>2</sub>-Wasser

Erst die Überwindung des Frontdruckes führt zur kontinuierlichen CO<sub>2</sub>-Injektion; entsprechend muss die Injektionsrate reguliert werden. Zu geringe Raten starten nicht oder unterbrechen den Verdrängungsprozess. Andererseits muss stets kontrolliert werden, dass nicht zu hohe Injektionsraten und hoher Frontdruck ein Überschreiten des maximalen Injektionsdruckes bewirken.

Die optimale Verdrängungsgeschwindigkeit und Frontdruckregulierung wird in der Speicherplanung auf zwei Wegen vorgenommen:

- Laborative Strömungsversuche CO<sub>2</sub> – Wasser an Gesteinskernen zur Messung der Frontbedingungen und Phasenpermeabilitäten
- Simulation der Speichertechnologie in 3D-Reservoirmodellen

Diese Methodik ist aus der Erdgas-Untergrundspeicherung erprobt, weshalb eine prinzipielle Entwicklung nicht erforderlich ist. Jedoch müssen die Modellinputs der speziellen CO<sub>2</sub>-Thermodynamik angepasst sein.

### **2.2.3 Optimale Bohrungsanordnung**

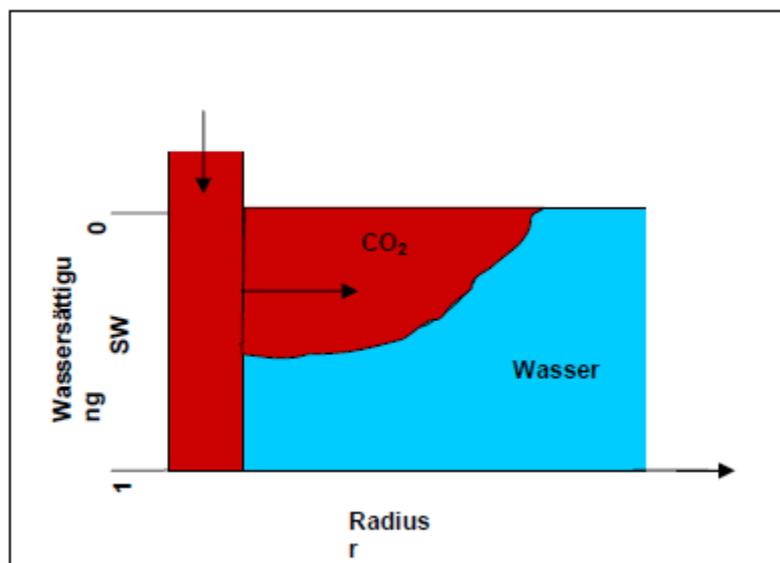
Die CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen sind so in der geologischen Speicherstruktur zu lozieren, dass

- eine minimale Bohrungszahl für die Injektion gebraucht wird (jede Bohrung stellt eine Risikostelle der technischen Speicherdichtheit dar und ist eine Kostenposition),
- eine maximale CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Porenraum erreicht wird durch eine hohe CO<sub>2</sub>-Sättigung in den Poren und eine geringe Sättigung des initialen zu verdrängenden Mediums (jede Verdrängung hinterlässt eine Restsättigung hinter der Verdrängungsfront, die nicht reduzierbar ist, die aber durch das optimale Injektionsregime minimiert werden muss) und
- eine hohe Injektionsrate pro Bohrung fahrbar ist, wodurch wenige Bohrungen gebraucht werden, die ein weiteres Feldleitungssystem vermeiden und Obertage von einem Cluster ausgehen (Hochleistungsbohrungen sind heute Horizontal- statt Vertikalbohrungen).

Auch hier kann wiederum die moderne Speichertechnologie der Erdgas-Untergrundspeicherung adaptiert werden. Beobachtungsbohrungen zur Druck- und Medienkontrolle sind prinzipiell nicht erforderlich; Sie stellen eher ein Dichtheitsrisiko dar. Die Monitoringmöglichkeiten in den CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen sind ausreichend, um die Kontrolle der Bergbausicherheit eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers vorzunehmen. Deshalb werden Beobachtungsbohrungen hier nicht betrachtet.

### 2.2.3.1 CO<sub>2</sub>-Wasser-Verdrängung in Aquifer-UGS

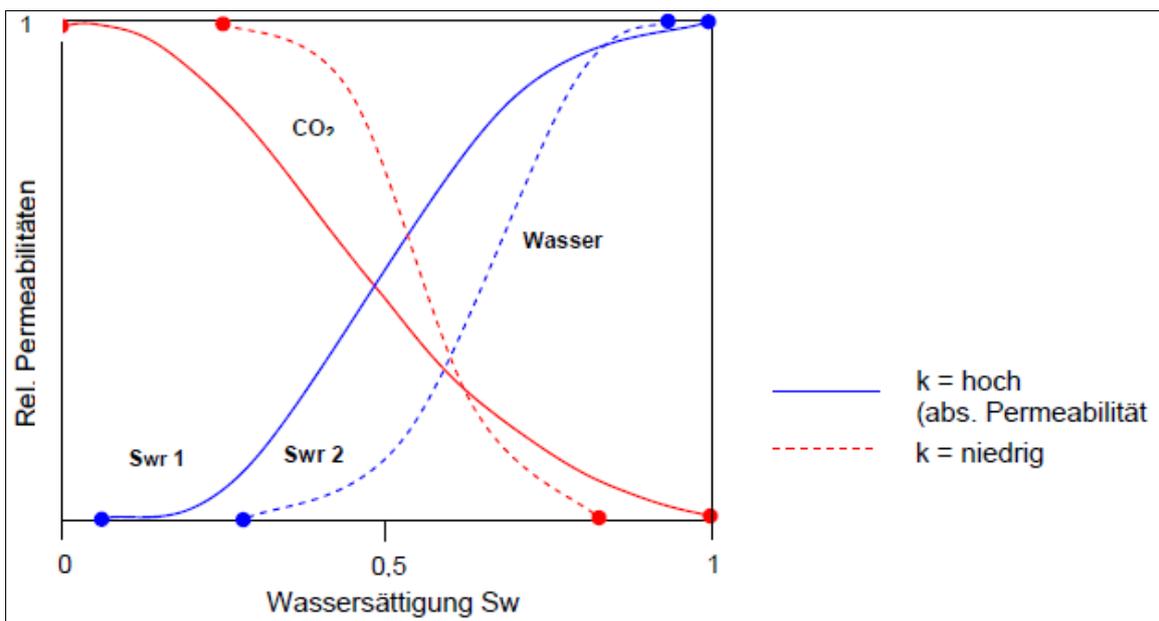
Bei diesem Speichertyp kommt es besonders auf die möglichst hohe Verdrängungswirkung an, denn nach dem Durchgang der Verdrängungsfront ist eine spätere Nachverdrängung des Wassers wie bei der jahreszyklischen Erdgas-Untergrundspeicherung nicht mehr möglich. Erfahrungen von dieser zeigen, dass die Frontsättigungen zwischen 40 - 60 % in der einmaligen Erstverdrängung auftreten (Abb. 2.17).



**Abb. 2.17** Schematische Darstellung einer CO<sub>2</sub>-Wasser-Verdrängungsfront

Der Verdrängungswirkungsgrad ist entscheidend auch von den geologischen Speichereigenschaften im Reservoir abhängig, z. B.

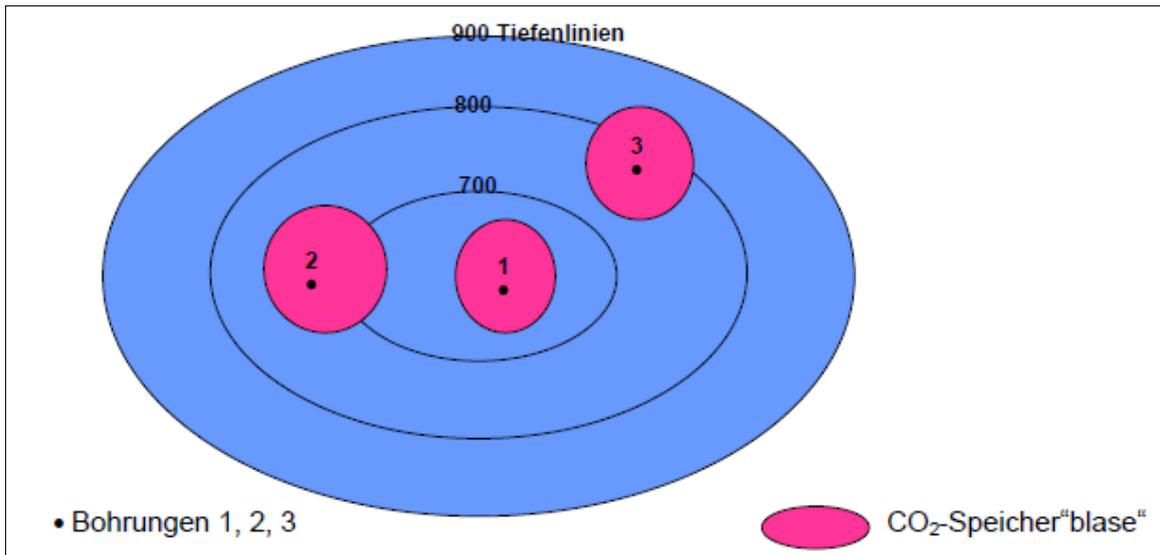
- heterogene Permeabilitätsverteilung über die Speichermächtigkeit führt zum „Fingering“ der Verdrängungsfront mit Inselbildung hinter der Front und somit zum geringen Verdrängungswirkungsgrad.
- geringere Permeabilitäten erhöhen die immobile Restwassersättigung hinter der Front, wie aus den in Abb. 2.18 dargestellten Messkurven der relativen Permeabilitäten ersichtlich wird.



**Abb. 2.18** Relative Permeabilitäten CO<sub>2</sub>-Wasser bei unterschiedlichen absoluten Permeabilitäten

Die immobile Restwassersättigung  $S_{wr1}$  bei hohen absoluten Permeabilitäten ist geringer als bei niedrigen Permeabilitäten ( $S_{wr2}$ ). Im hochpermeablen Speicher wird also mehr Wasser im Zweiphasenfluss CO<sub>2</sub>-Wasser verdrängt als im niedrigpermeablen. Wichtiger noch als die Verdrängungseffektivität an der Front ist die gleichmäßige, idealerweise radialsymmetrische Frontausbildung über die Speicherfläche. Es ist eine homogene CO<sub>2</sub>-Speicher“blase“ zu schaffen, die keine Wasserinseln einschließt. Das ist durch das sogenannte „Einherdregime“ der sukzessiven Einschaltung von Injektionsbohrungen während des laufenden Injektionsprozesses gemäß Abb. 2.19 zu gestalten.



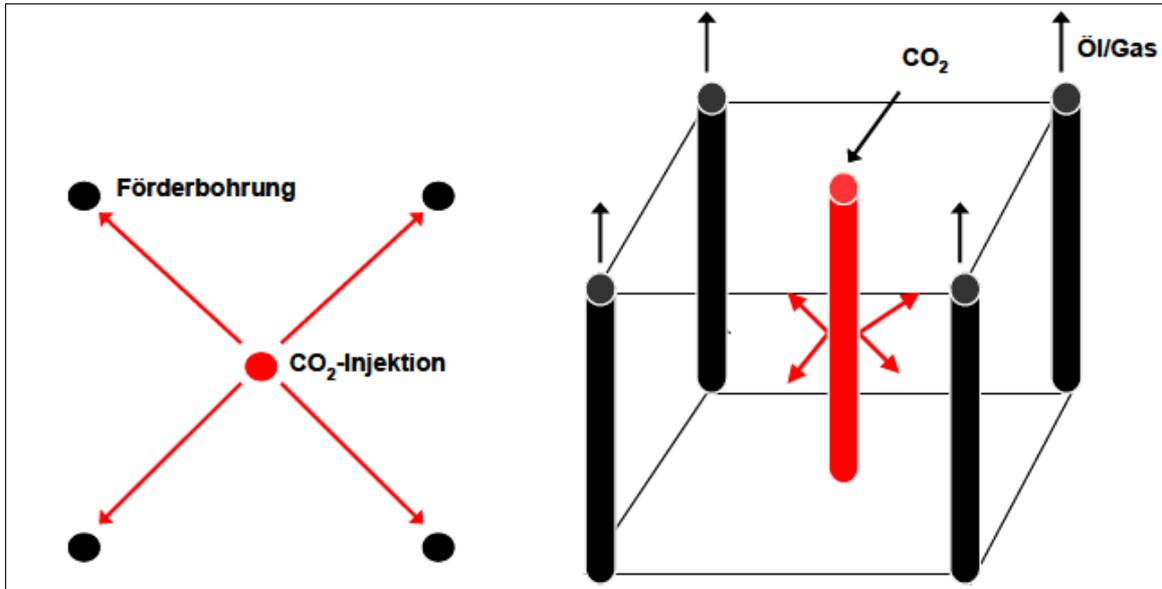


**Abb. 2.20** Antiklinale-Speicherstruktur in Draufsicht (Mehrherdregime)

### 2.2.3.2 Öl/Gasflutung in Lagerstätten

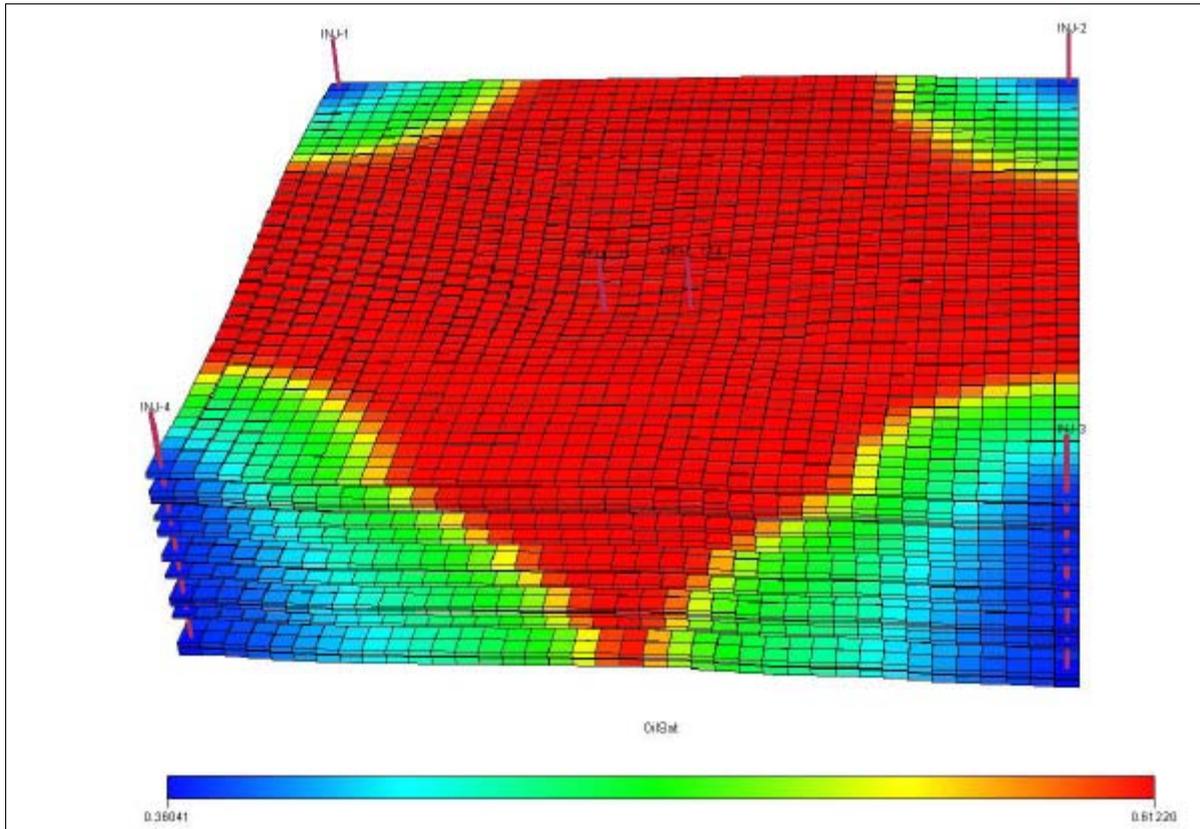
Die Nutzung von erschöpften Öl/Gas-Lagerstätten zur CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung bietet die Möglichkeit der zusätzlichen Öl/Gas-Gewinnung in einem Flutungs-Verdrängungsprozess, wodurch die Wirtschaftlichkeit des CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers gesteigert werden kann.

Für das Injektionsregime gelten dabei die analogen Grundsätze des Einherd- oder Mehrherdregimes. Allerdings wird die Lagerstätte in virtuelle Flutungsblöcke eingeteilt, um innerhalb der Einzelblöcke das Einherdregime zu fahren (Abb. 2.21). Auf diese Weise kann simultan über mehrere Bohrungen CO<sub>2</sub> injiziert und Öl/Gas gefördert werden. Die Förderbohrungen werden dann auf CO<sub>2</sub>-Betrieb umgestellt, wenn die CO<sub>2</sub>-Blase durchgebrochen ist. Zu den ohnehin vorhandenen Bohrungen in der Öl/Gas-Lagerstätte werden wenige zusätzliche CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen geteuft.



**Abb. 2.21** 5-Bohrungssystem in einer Öl/Gas-Lagerstätte mit CO<sub>2</sub>-Injektion

Das Beispiel eines Reservoir-Simulationsergebnisses zeigt Abb. 2.22 für einen solchen Flutungsblock, indem die umgekehrte Verdrängungsrichtung von außen nach innen dargestellt wird.

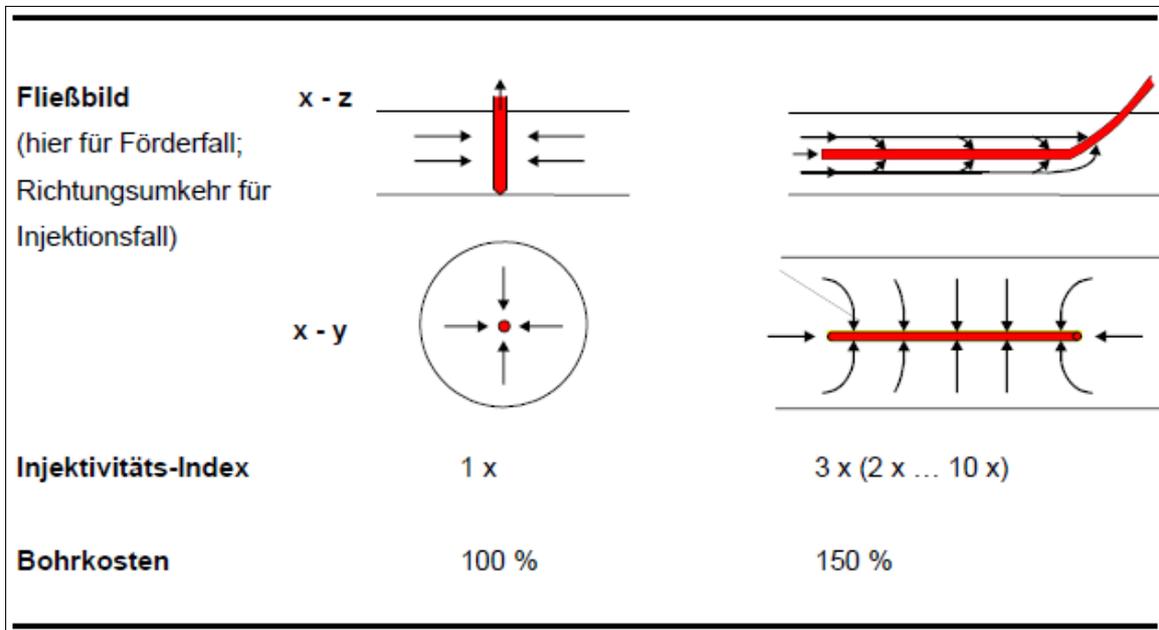


**Abb. 2.22** 5-Punkt-Bohrungssystem (4 Injektionsbohrungen außen, 2 Förderbohrungen innen) mit Verteilung der Ölsättigung im Reservoirblock

### 2.2.3.3 Horizontalbohrungen

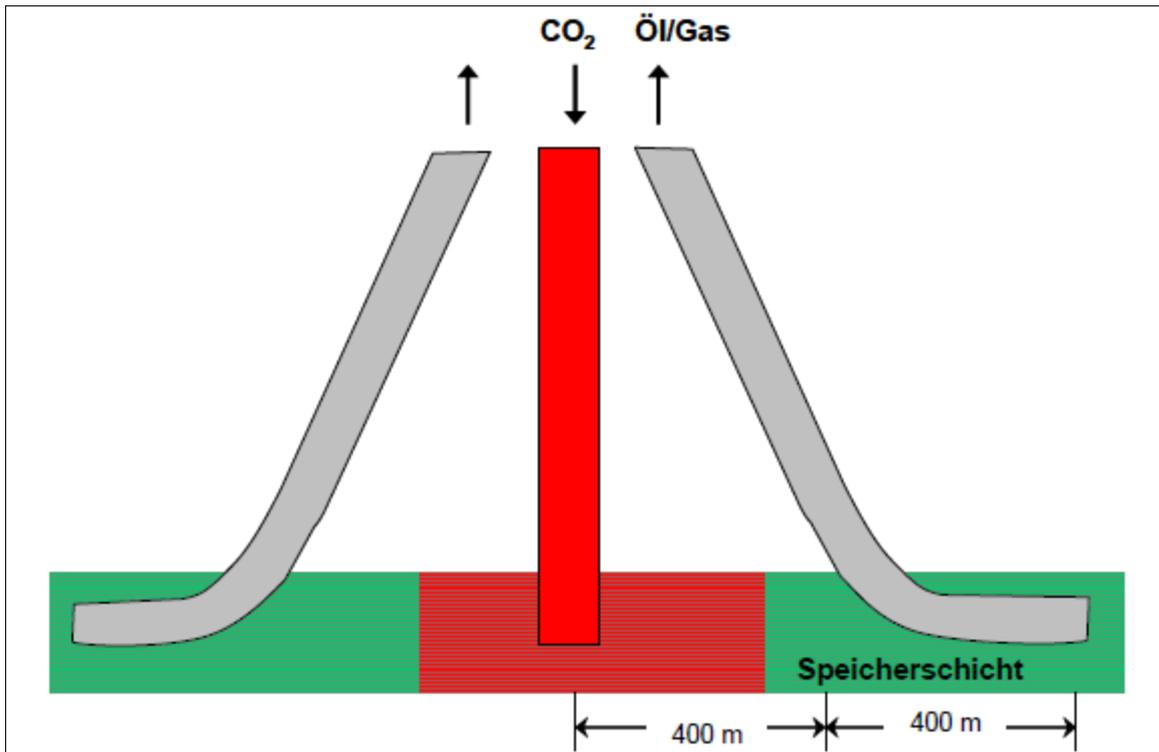
Horizontalbohrungen stellen heute im Vergleich zu den Vertikalbohrungen die leistungsfähigste Bohrungstechnologie dar. Moderne Erdgas-Untergrundspeicher sind nur noch mit Horizontalbohrungen ausgerüstet. Abb. 2.23 skizziert diesen Vergleich. Die Injektivität einer Horizontalbohrung ist im Mittel dreimal höher (min - max = 2x - 10x) gegenüber einer Vertikalbohrung. Weil aber die Bohrkosten einer Horizontalbohrung nur 50 % höher als für eine Vertikalbohrung sind, kann im Mittel der Investaufwand für Bohrungen in einem Untergrundspeicher halbiert werden. Das ist ein bedeutender ökonomischer Vorteil. Der Bergbausicherheits-Vorteil von Horizontalbohrungen ist die Minimierung der Bohrungsanzahl. Jede Bohrung kann im Verbund Rohr-Zement-Gebirge ein Dichtheitsrisiko werden, weshalb die Bohrungsanzahl zu minimieren ist. Im günstigsten Fall kann ein CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher mit zwei Hochleistungs-Horizontalbohrungen betrieben werden, deren Monitoring auch in der

Nachbetriebsphase sicherer und rationeller als bei vielen Vertikalbohrungen zu leisten ist.



**Abb. 2.23** Injektivitätsvergleich zwischen Vertikal- und Horizontalbohrungen

Ein weiterer technisch-ökonomisch-ökologischer Vorteil liegt im Bohrungsplatz obertage: Die wenigen Horizontalbohrungen können von einem Bohrungsplatz an der CO<sub>2</sub>-Injektionsanlage auf die Speicherfläche verstreut gebohrt werden, wie in Abb. 2.24 skizziert. Dadurch entfällt ein oberirdisches Trassensystem für Leitungen, Wege und Plätze, das Land verbraucht und Kosten verursacht. Die ökologische Akzeptanz für eine kleine, kompakte Ober- und Untertageanlage eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers ist dann konfliktärmer gegeben.



**Abb. 2.24** Horizontalbohrungsblock in Öl/Gas-Lagerstätten

#### 2.2.4 Monitoring der Speicherdichtheit

Die Dichtheit der Bohrungen eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers gegenüber einer vertikal migrierenden CO<sub>2</sub>-Leckage wird an und nahe der Bohrung überwacht. Die Monitoring-Methoden des 40-jährigen Gasspeicherbetriebes werden dabei selektiv zur Kontrolle eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers übernommen. Es gibt bisher keine neue, eigens für CO<sub>2</sub> entwickelte Monitoring-Methode mit Qualitätssprung. Es kann auch bezweifelt werden, dass demnächst ein völlig neues, aussagekräftiges Verfahren zusätzlich verfügbar ist, weil auf diesem Gebiet langjährige Untersuchungen bereits stattgefunden haben. Es gab verschiedene Fälle der Erdgas-Untergrundspeicherung mit nachgewiesenermaßen undichten Bohrungen, in deren Konsequenz der Untergrundspeicher aufgegeben oder in seinen Speicherparametern entscheidend reduziert werden musste. Dieser wirtschaftliche Zwang hat frühzeitig zu umfangreichen und relativ ergebnisabgeschlossenen Forschungen geführt.

Die jahrzehntelange Erfahrung aus der Erdgas-Untergrundspeicherung führte auch zur gegenwärtigen Schlussfolgerung: Nicht jedes verfügbare Monitoring-Verfahren lässt sich

wirtschaftlich zweckmäßig einsetzen; hinsichtlich Aussagekraft und Wirtschaftlichkeit hat sich heute eine Verfahrenspriorität herausgebildet. Nachfolgend werden kurz Charakteristika aller Monitoring-Methoden dargestellt und die Effektivität jeder Methode bewertet, woraus sich das Paket der Monitoring-Verfahren für CO<sub>2</sub>-UGS darstellt.

#### **2.2.4.1 Beobachtungsbohrungen**

Dieses Verfahren nutzt nichtbetriebene Extra-Bohrungen zur Vermessung von Speicher- und Dichtheitsparametern. Die Beobachtungsbohrungen lassen sich einteilen in

- Speicher-Beobachtungsbohrungen in der CO<sub>2</sub>-Blase
- Wasser-Beobachtungsbohrungen in der Speicherschicht außerhalb der CO<sub>2</sub>-Blase
- Wasser-Beobachtungsbohrungen an der Speicherstruktur-Kontur (spill point)
- Deckgebirgs-Beobachtungsbohrungen als Indikatoren oberhalb der Speicherschicht

Aus dieser Aufzählung ergibt sich, dass mehr Beobachtungsbohrungen als Injektionsbohrungen existieren können. Eine Vielzahl von Beobachtungsbohrungen bringt aber entscheidende Nachteile mit sich, da

- jede Bohrung zum Dichtheitsrisiko werden kann (in der Praxis der Untergrundspeicherung gibt es Beispiele, wo tatsächlich die fünffache Zahl von Beobachtungsbohrungen im Vergleich zu den Betriebsbohrungen zur Speicherundichtheit führte),
- jede Beobachtungsbohrung nur Punktmessungen im Speicherreservoir erlaubt - ein 3D-Monitoring erfordert viele Beobachtungsbohrungen - und
- viele Beobachtungsbohrungen die Wirtschaftlichkeit eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers senken oder verhindern.

Die Philosophie vieler Beobachtungsbohrungen in den früheren Jahrzehnten existiert heute nicht mehr. Die dynamischen Methoden des entwickelten Reservoir-Engineering machen heute Beobachtungsbohrungen überflüssig. Moderne Erdgas-Untergrund-

speicher nutzen deshalb keine Beobachtungsbohrungen. In einem CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher muss erst recht die Bohrungsanzahl minimiert werden, weil das langfristige Leckage-Risiko größer als in einem Erdgas-Untergrundspeicher ist. Ein Monitoring über Beobachtungsbohrungen sollte daher entfallen oder nur im Spezialfall einer besonderen Geologie Anwendung finden.

#### **2.2.4.2 Seismik**

Im porösen, wasserführenden Speichergestein lässt sich durch eine 3D- bzw. 4D-Seismik von Obertage aus die Speichergasblase identifizieren. Mit diesem in den neunziger Jahren angewendeten Verfahren kann die Verfahrensmachbarkeit geophysikalisch-technisch nachgewiesen werden, die unter den Namen bekannt sind:

- 2D seismic imaging
- 3D seismic imaging
- time-lapse 4D seismic
- high resolution seismic methods

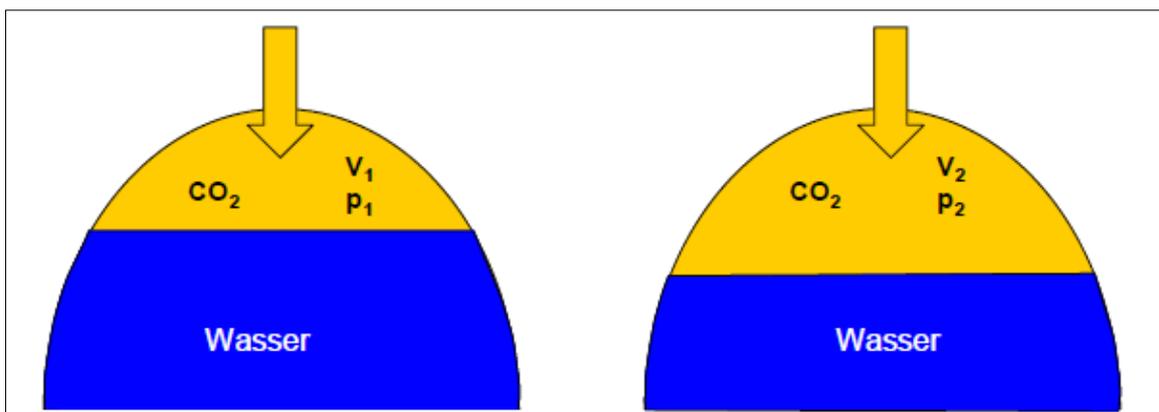
Diese Gasblasen-Seismik verlangt hohe Messkosten, die die Wirtschaftlichkeit eines Untergrundspeichers belasten. Außerdem liefert die 3D-Reservoirsimulation mittels erprobter reservoirmechanischer Software ähnlich Ergebnisse zur Gasblasenausbreitung mit 5 - 10 % Kosten der seismischen Messungen. Solche Messungen bestätigten in der Vergangenheit die Ergebnisse der Reservoirsimulation und lieferten keine wesentlichen neuen Erkenntnisse. Im gegenwärtigen F/E-Stadium der CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung ist diese Methode anwendbar, deren Kosten für eine Routineanwendung auf industrielle CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher zu hoch sind. Nur in Spezialfällen einer unkontrollierten CO<sub>2</sub>-Ausbreitung empfiehlt sich diese Seismik.

#### **2.2.4.3 Reservoirsimulation**

Die Reservoirmechanik der Untergrundspeicherung ist durch die breite Nutzung verschiedener Speichermodelle bestimmt.

#### 2.2.4.4 0D-Materialbilanz

Die Reservoirbetrachtung eines Untergrundspeichers als „Tank“ mit mittleren Reservoirparametern führt zur Massenbilanzierung in einer Druck-Masse-Relation. Diese auch als Inventarrechnung bezeichnete Methode kann einerseits zur geologisch-technischen Betriebsführung und andererseits zur Speicherdichtheitskontrolle (Integritäts-Monitoring) genutzt werden. Methodisch wird die 0D-Materialbilanz im folgenden Abb. 2.25 skizziert. Abweichungen im Bohrungsergebnis können u. a. die Ursache in Speicheränderungen oder Speicherundichtheiten haben. Durch einen History Match Prozess, indem die berechneten Speicherdrücke mit den feldgemessenen auf Abweichungen verglichen werden, wird der Betrieb des CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers im Normal- oder Abweichungsfall charakterisiert. Bei Abweichungen wird durch weitere geologisch-reservoirmechanische Untersuchungen die Ursache zu definieren sein.



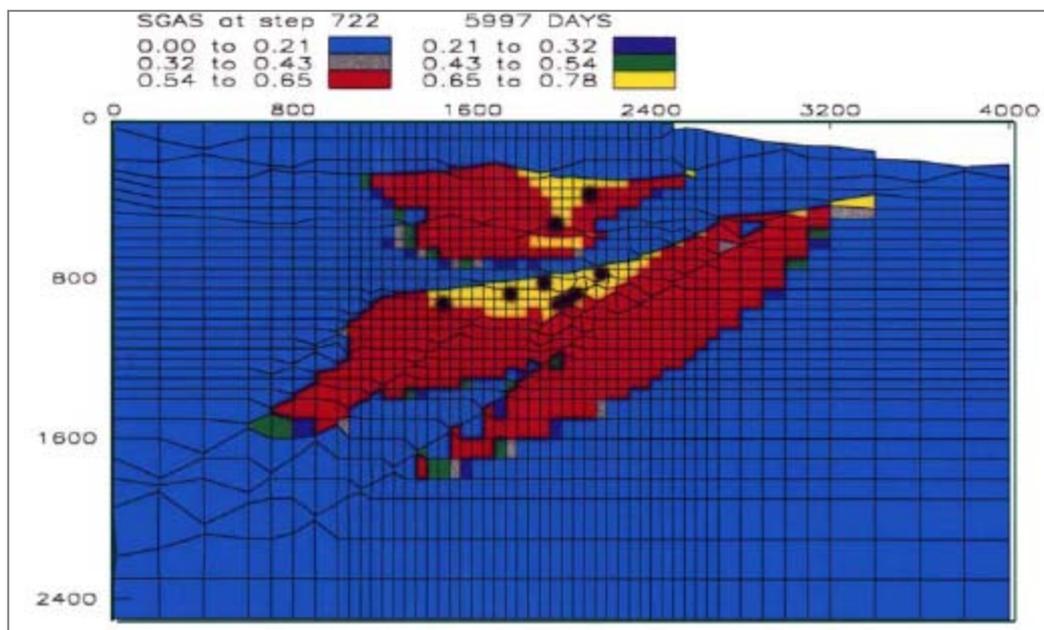
**Abb. 2.25** Schema eines 0D-Reservoirtank während der CO<sub>2</sub>-Injektion

#### 2.2.4.5 2D/3D-Reservoirmodelle

Reservoirmodelle sind das wichtigste Instrument für die Planung und das Monitoring eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers. Jeder Untergrundspeicher und jede Öl/Gas-Lagerstätte wird heute durch ein 2D- oder 3D-Reservoirmodell dargestellt, mit dem die Betriebstechnologien simuliert werden. Neben den Druck-Masse-Berechnungen analog einem Materialbilanzmodell zur Inventarkontrolle liefert das mehrdimensionale Reservoirmodell weitere Daten zum Monitoring des CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers:

- zeitabhängige, örtliche Druckverteilungen in der Speicherschicht und im Deckgebirge für die CO<sub>2</sub>-Speicherblase sowie für das Randwasser im Aquiferbereich und damit an allen Punkten, wo früher Beobachtungsbohrungen niedergebracht wurden,
- zeitabhängige, örtliche Sättigungsverteilungen in der Speicherschicht zwischen CO<sub>2</sub> und Wasser (bzw. Restgas/Restöl), womit die Konturierung der CO<sub>2</sub>-Speichergasblase dargestellt wird, und
- Druck- und Sättigungsentwicklungen an und in allen existierenden Bohrungen.

Durch Vorgabe von geologischen Modellen können Speicherszenarien simuliert werden, um in Min-Max-Betrachtungen quantitative Auswirkungen auf die Speicherdichtheit bzw. -sicherheit zu demonstrieren. Mittels History Match Simulationen wird der Soll-Ist-Vergleich durchgeführt, wodurch evtl. CO<sub>2</sub>-Verluste im Speicher verifizierbar werden. Das Beispiel einer Erdgasblase in einem Aquifer-Untergroundspeicher zeigt Abb. 2.26 als zweidimensionale Draufsicht.



**Abb. 2.26** Gassättigungsverhalten in einem Erdgas-Aquifer-Untergroundspeicher

### 2.2.4.6 Kopfdruckmessungen an Bohrungen

Die kontinuierliche Messung der Bohrungskopfdrücker liefert primäre Monitoringparameter, die sowohl direkt für die Bewertung der Bohrungsdichtheit als auch indirekt für die Anwendung des Reservoirmodells wichtige Inputs sind. Wie in Abb. 2.27 dargestellt sind die drei wichtigen Drücke gemeinsam mit den Temperaturen zu messen:

- Tubingdruck  $p_T$  (im Injektionsbetrieb und bei Stillstand)
- Ringraumdruck Casing – Tubing  $p_{R1}$  (als Ruhedruck; falls ein Druckaufbau eintritt, besteht eine Undichtheit am Packer oder im Tubing)
- Ringraumdruck Casing-Zementation  $p_{R2}$  (als Ruhedruck, ein Druckanstieg belegt eine Undichtheit im Casing oder Zementmantel)

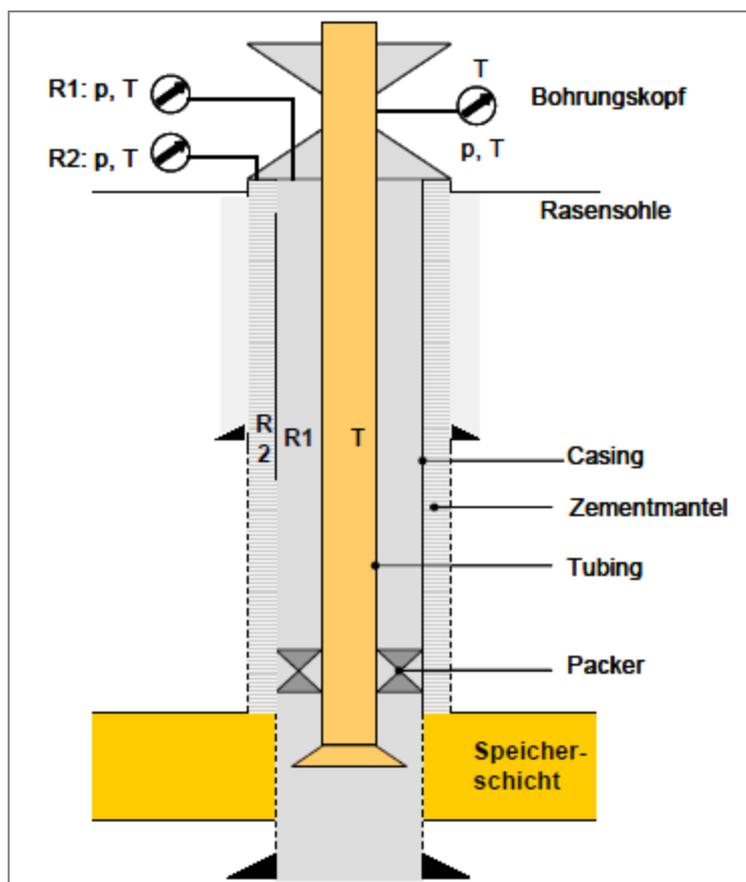


Abb. 2.27 Ringraummessungen bei einer CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrung

An allen drei Druckmessräumen ist ebenfalls ein Gashahn zur Gasprobennahme zu installieren, um besonders in R1 und R2 evtl. Gasleckagen auf ihre chemische Zusammensetzung analysieren zu können. Aus der p-T-Messung im Tubing kann durch ein verifiziertes Softwareprogramm vom Kopf auf die Bohrlochsohle p-T umgerechnet werden, so dass diese Parameter an der Bohrlochwand zur Speicherschicht und damit auch am Casing Rohrschuh sowie unter dem Zementmantel R1 quantifiziert werden können. Sohlenmessungen p-T mit am Drahtseil im Tubing einfahrbaren Messgeräten sind dann nur selten erforderlich, um die Rechenwerte punktweise zu bestätigen. Jede Einfahrt stellt auch ein Risiko eines Abrisses und Verstopfung im Tubing dar.

Das dargestellte p-T-Monitoring ist in der Injektions-Betriebsphase an einem CO<sub>2</sub>-Untergroundspeicher durchzuführen. In der Nachbetriebsphase sollte das Monitoring solange erfolgen, bis die Bohrung endverwahrt ist.

#### **2.2.4.7 Geophysikalische Logs in Bohrungen**

Dieses Logging ist ein wichtiges geologisches Erkundungstool während und nach dem Bohren für die Speicherschicht und das Deckgebirge. Auf diese Standard-Erkundung wird hier nicht eingegangen. Wenn die Injektionsbohrungen eines CO<sub>2</sub>-Untergroundspeichers komplettiert sind, werden die Log-Möglichkeiten zum geologischen Monitoring stark eingeschränkt, weil der Casing eingebaut und zementiert wurde, der Tubing die direkte Kontaktmöglichkeit zum Casing ausschließt.

Folgende Log-Methoden bleiben anwendbar:

- Casing: Zement-Bond-Log (CBL), Wanddickenmessung (USIT)
  - jedoch nur als Nullmessung vor dem Tubingebau, um eine Basismessung bei eventuellen späteren Bohrungsreparaturen zu besitzen. Das CBL ist wichtig, um die Qualität der Zementation vor der Inbetriebnahme und eine eventuelle Nachzementation zu bewerten.
- Tubing: Wanddickenmessung (USIT) zur Korrosionskontrolle

- Speicherschicht: Neutron-Logs (NL) zur CO<sub>2</sub>-Sättigungsmessung
  - Die NL sind für das Monitoring der Speicherdichtheit nicht zwingend erforderlich. Sie geben lediglich ein Messprofil der CO<sub>2</sub>-Sättigung, damit der Speicherkapazitätsausnutzung an.

Keinesfalls sollten Log-Messeinrichtungen am Casing außen im zu zementierenden Ringraum installiert werden, die eine einwandfreie Ringraumzementation beeinträchtigen können. Eine undichte Primärzementation R1 stellt ein erhebliches Risiko für die Nutzbarkeit eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers dar.

#### **2.2.4.8 Geochemische Bodenluft-Analysen**

Etwa 2 m tiefe Schnüffelbohrungen um die Injektionsbohrungen eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers herum bieten die Möglichkeit, die abgesaugte Bodenluft chemisch zu analysieren und auf evtl. CO<sub>2</sub>-Leckagen zu prüfen. Ein solches Bodenluft-Monitoring wurde bei den Erdgas-Untergrundspeichern (Methan-Kontrolle) vor etwa 30 Jahren wegen Mehrdeutigkeit der Messergebnisse und unscharfer Monitoringsicherheit in Abstimmung mit den Bergämtern eingestellt. Diese Methode wird bei laufenden F/E-Projekten zur CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung angewendet und dient dabei eher akzeptanzfördernd als dem eindeutigen Monitoring. Bei dieser Monitoring-Methode sind aufwändige Untersuchungen zur Trennung von originärem und eventuell leckiertem CO<sub>2</sub> in der Bodenluft zu machen, die für ein wirtschaftliches Routine-Monitoring an industriellen CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichern ausscheiden.

Andere Methoden, wie die Bohrkopfdruckmessungen dienen zur schnellen und eindeutigen Detektion einer gefahrbringenden, merklichen CO<sub>2</sub>-Leckage an der Bohrung, während eine schwache, ungefährliche CO<sub>2</sub>-Migration an die Oberfläche nicht mit eindeutiger Sicherheit quantifiziert zu bestimmen ist. Die geochemischen Bodenluftanalysen können nicht als sicheres und wirtschaftliches Monitoring an Bohrungen eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers empfohlen werden.

#### **2.2.4.9 Monitoring in der Nachbetriebsphase**

Die vorgenannten Monitoring-Verfahren beziehen sich hauptsächlich auf die Betriebsphase eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers bis zur maximalen Speicherfüllung und zum Speicherdruck, bei denen der CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher verfüllt und aufgelassen wird. Zuverlässig und wirtschaftlich kann das Monitoring mit folgenden Methoden durchgeführt werden, die sich langfristig in der Praxis beim Monitoring von Erdgas-Untergrundspeichern bewährt haben:

- Kopfdruckmessungen
- Reservoirmodellierungen
- Ausgewählte Bohrungslogs

Eine wichtige Anforderung an die Monitoring-Verfahren ist die Eindeutigkeit des Ergebnisses. Dabei sollten nur die notwendigen und nicht alle möglichen Verfahren eingesetzt werden.

Solange die Bohrungen in der Nachbetriebsphase zugänglich bleiben und p-T-Messwerte liefern können, ist ein aussagekräftiges Monitoring mit diesen Methoden weiter möglich. Nach dem Verfüllen der Bohrungen, denen im Verwahrungszustand der Bohrungskopf und die Casings bis 2 m unter Rasensohle abgeschnitten wurden, existiert keine Monitoring-Möglichkeit mehr. Zwar ließe sich die Bodenluftanalyse über den Bohrplätzen fortsetzen, jedoch muss dabei von einem nicht-aussagekräftigen Messverfahren gesprochen werden:

- Die Dichtheit der Bohrungsverwahrung wird am Verwahrungsende begutachtet und im Falle von Leckagen repariert. Eine kurzfristige Bodenluftmessung stellt den trivialen Nicht-Leckagefall fest, weil dann die Zementation noch nicht korrodiert ist.
- Eine langfristige Bodenluftmessung über Hunderte bzw. Tausende von Jahren, wenn eine Verschlusskorrosion eintreten könnte, bleibt wirtschaftlich fragwürdig und ist ein gegenwärtig ungelöster juristisch-organisatorischer Fall.

Eine praktisch sichere Monitoring-Methode der Nachbetriebsphase existiert also nicht.



## **3 Relevante Einzelprozesse**

### **3.1 Vorgehensweise**

In die Bewertung der Sicherheit einer CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung an einem konkreten Standort muss die zukünftige Systementwicklung über einen langen Betrachtungszeitraum einfließen. Die unterschiedlichen denkbaren Entwicklungen werden über Szenarien beschrieben, die eine Art von „Drehbuch“ darstellen, wie die Prozesse in einem Endlagersystem ablaufen. Ein Szenario ist durch eine bestimmte Kombination von Eigenschaften oder Merkmalen, Ereignissen und Prozessen (abgekürzt FEP, abgeleitet von den englischen Bezeichnungen Features, Events und Processes) eindeutig charakterisiert, die die betrachtete zukünftige Entwicklung des Endlagersystems beeinflussen können.

Wegen der Bedeutung von FEP für die Definition von Szenarien hat auf internationaler Ebene die NEA eine FEP-Datenbank für die Endlagerung radioaktiver Abfälle aufgebaut und darauf basierend ein allgemeines Schema für die Klassifizierung eines FEP-Katalogs abgeleitet /NEA 00/. Dieses Schema basiert auf Erfahrungen aus verschiedenen Endlagerprojekten mit unterschiedlichen Abfallspezifikationen und Wirtsgesteinstypen auf der ganzen Welt und somit auf dem internationalen Stand von Wissenschaft und Technik. Dieses Klassifizierungsschema kann als Ausgangspunkt für die Erstellung von standortspezifischen FEP-Katalogen genutzt werden. Es kann ferner als Referenz dienen, um zu prüfen ob wichtige FEP vergessen wurden, und somit einen Beitrag leisten, dem Ziel eines möglichst vollständigen spezifischen FEP-Katalogs näher zu kommen.

Ausgehend von diesem FEP-Katalog für radioaktive Abfälle wurde auch ein generischer FEP-Katalog für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im tiefen Untergrund erstellt, der eine sehr ähnliche Struktur aufweist /SAV 04/. Diese Datenbank kann von registrierten Nutzern online und kostenfrei über die Internet-Seite von Quintessa ([www.quintessa.org](http://www.quintessa.org)) eingesehen werden.

Diese Datenbank diente als Ausgangs- und Referenzpunkt für die Arbeiten im Projekt CO<sub>2</sub>-UGS-Risk. Ziel war es eine umfassende Liste der für die deutschen Speicheroptionen relevanten FEP zusammenzustellen. Ein wichtiger Ausgangspunkt dafür waren

die umfangreichen Betriebserfahrungen, die in Deutschland und weltweit mit der Erdgasspeicherung im Untergrund bestehen. Diese Erfahrungen bieten einen guten Ansatzpunkt, um die Szenarien für eine mögliche CO<sub>2</sub>-Freisetzung sowie die dabei relevanten Prozesse zu identifizieren. Im Hinblick auf FEP werden die aktuellen internationalen Projekte zur CO<sub>2</sub>-Tiefenversenkung wie in den SLEIPNER-Aquifer von Statoil in der Nordsee, das RECOPOL-Projekt zur CO<sub>2</sub>-Einleitung in polnische Kohlenflöze, das ALLISON-USA-Projekt zur CO<sub>2</sub>-Einleitung in Kohlenflöze genauso ausgewertet wie die Erfahrungen mit der CO<sub>2</sub>-Förderung aus geologischen Speichern durch Tiefbrunnen. Diese Kenntnisse wurden von der Fa. DBI-GTI, Freiberg, im Unterauftrag zusammengestellt wurden.

Ferner wurden die Erfahrungen und Informationen aus den im Sonderforschungsbereich Geotechnologien „Nutzung des tiefen Untergrundes“ geförderten F&E-Verbundprojekte mit Bezug zur CO<sub>2</sub>-Speicherung ausgewertet. Dazu wurde ein Fragebogen entwickelt und an die Koordinatoren aller Verbundprojekte verteilt.

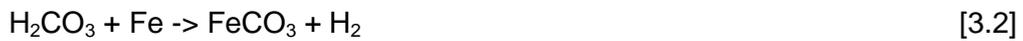
## **3.2 Korrosionsprozesse**

### **3.2.1 Betriebsphase**

Die bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung in der Betriebsphase relevanten Korrosionsprozesse sind an das Vorhandensein von freiem Wasser gebunden. Kann die Existenz von freiem Wasser und das Auskondensieren von Wasser, d. h. die Bildung einer wässrigen Phase im Betrieb, sicher ausgeschlossen werden, müssen an die verwendeten Materialien (Transport, Verdichtung, Injektion) keine besonderen Anforderungen hinsichtlich der Korrosionsresistenz gestellt werden.

Der Ablauf der Korrosionsprozesse hängt auch vom Reinheitsgrad des injizierten CO<sub>2</sub>-Gases ab. Die zurzeit als aussichtsreich gehandelten Separationsverfahren pre-combustion (CO<sub>2</sub>-Extraktion durch Dampfreforming), oxy-fuel separation (O<sub>2</sub> als Verbrennungsgas) oder post-combustion (z. B. CO<sub>2</sub>-Abtrennung über Wäscher oder Membranen) stellen ein Injektionsgas zur Verfügung, welches hinsichtlich der Reinheit die Annahme der CO<sub>2</sub>-Injektion (95 % CO<sub>2</sub>/ 5 % andere Gase) legitimiert.

Kohlendioxid reagiert in Anwesenheit von Wasser nach folgender Reaktionsgleichung zu Kohlensäure:



Die entstandene Kohlensäure reagiert mit Eisen zu Eisencarbonat und Wasserstoff (Gleichung 3.2). Durch diese Reaktion wird ein Materialabtrag ausgelöst, der bei den Bedingungen in der Speicherschicht (z. B. CO<sub>2</sub>-Partialdruck von 100 bar und T = 30 °C) 10 mm/a und mehr erreichen kann. Neben dem ungewünschten Korrosionsabtrag kann das zweite Reaktionsprodukt, der Wasserstoff, unter bestimmten Bedingungen Korrosionsprozesse induzieren bzw. forcieren /BOO 88/.

Wasserstoffbedingte Degradationsformen sind an die folgenden Voraussetzungen gebunden:

- Präsenz von Wasserstoff und
- Saubere Metalloberflächen, z. B. hervorgerufen durch dynamisch plastische Werkstoffverformungen oder
- Präsenz eines promotorenhaltigen Elektrolyten (z.B. H<sub>2</sub>S, CO, CO<sub>2</sub>, wässriges Kondensat).

Werden die Voraussetzungen erfüllt, können Stähle durch folgende Degradationserscheinungen geschädigt werden:

**Tab. 3.1** Formen der wasserstoffbedingten Degradation

| Art der Degradation                               | Symptome  | Folgen                 |
|---|---|------------------------|
| Materialversprödung durch Wasserstoff             | Reduzierte Zähigkeit                                    | HIC, HSCC              |
| HIC (hydrogen induced cracking)                   | Risse und Oberflächenblasen                             | Werkstoffversagen      |
| HSCC (Hydrogen induced stress corrosion cracking) | Risse   | Werkstoffversagen      |
| Beschleunigtes Risswachstum                       |   | Reduzierte Lebensdauer |
| Ausbreitung von Kaltrissen                        | Risswachstum in der Wärmeeinflusszone von Schweißnähten | Werkstoffversagen      |

Das wirksamste Mittel zur Vermeidung von wasserstoffinduzierter Degradation ist daher das Ausschließen der dafür notwendigen Voraussetzungen. Hinsichtlich der Bohrungsausrüstung bedeutet dies insbesondere die Injektion von ausreichend trockenem CO<sub>2</sub> und durch eine geeignete Materialauswahl die CO<sub>2</sub>-bedingte Korrosion auszuschließen und damit die Präsenz von Wasserstoff zu verhindern. Verschiedene technische Maßnahmen sind geeignet, die CO<sub>2</sub> initiierte Korrosion zu reduzieren bzw. zu verhindern, auch wenn das CO<sub>2</sub> nicht hinreichend trocken ist, um eine Korrosion von konventionellen Ausrüstungsteilen auszuschließen:

- Korrosionsinhibitoren
- Schutzüberzüge aus unterschiedlichen Materialien
- Kathodischer Korrosionsschutz
- Einsatz geeigneter Materialien

Es bestehen prinzipiell vier Möglichkeiten um CO<sub>2</sub>-Korrosion und daraus resultierende H<sub>2</sub>-Degradation auf ein sicherheitstechnisch vertretbares Niveau zu reduzieren:

1. Erfüllen eines, noch zu definierenden Kriteriums, der ausreichenden „Trockenheit“ des zu injizierenden Mediums.
2. Einsatz von hochlegierten Stählen, um mögliche CO<sub>2</sub>-Korrosion auszuschließen.
3. Kombination von „normalen“ Kohlenstoffstählen und hochlegierten Stählen je nach Exposition mit korrosiven Medien.
4. Einsatz von „normalen“ Kohlenstoffstählen in Kombination mit Inhibitoren oder Schutzüberzügen.

Aufgrund der verschiedenen Vor-Ort-Situationen kann keine allgemeingültige Lösung für die Untertageausrüstung von CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen definiert werden. Vielmehr muss für jeden Anwendungsfall eine technisch sichere und wirtschaftlich tragbare Lösung gefunden werden.

### **3.2.2 Endverwahrung einer Bohrung**

Ein CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher muss langfristig auch über Hunderte und Tausende von Jahren seine Speicherintegrität bewahren, d. h. geologisch in den Deckschichten und technisch in den Bohrungen dicht bleiben, um eine Migration von CO<sub>2</sub> in die Hydro- und in die Biosphäre migrieren lassen /KRE 06/. Das ist gegenüber den Erdgas-Untergrundspeichern eine anspruchsvollere Forderung, weil die geologischen Speicherschichten folgende Bedingungen nach einer CO<sub>2</sub>-Füllung aufweisen:

- Hochdruck 100 - 200 bar
- Temperaturen 40 - 70 °C
- CO<sub>2</sub>-Feuchte wasserdampf-gesättigt

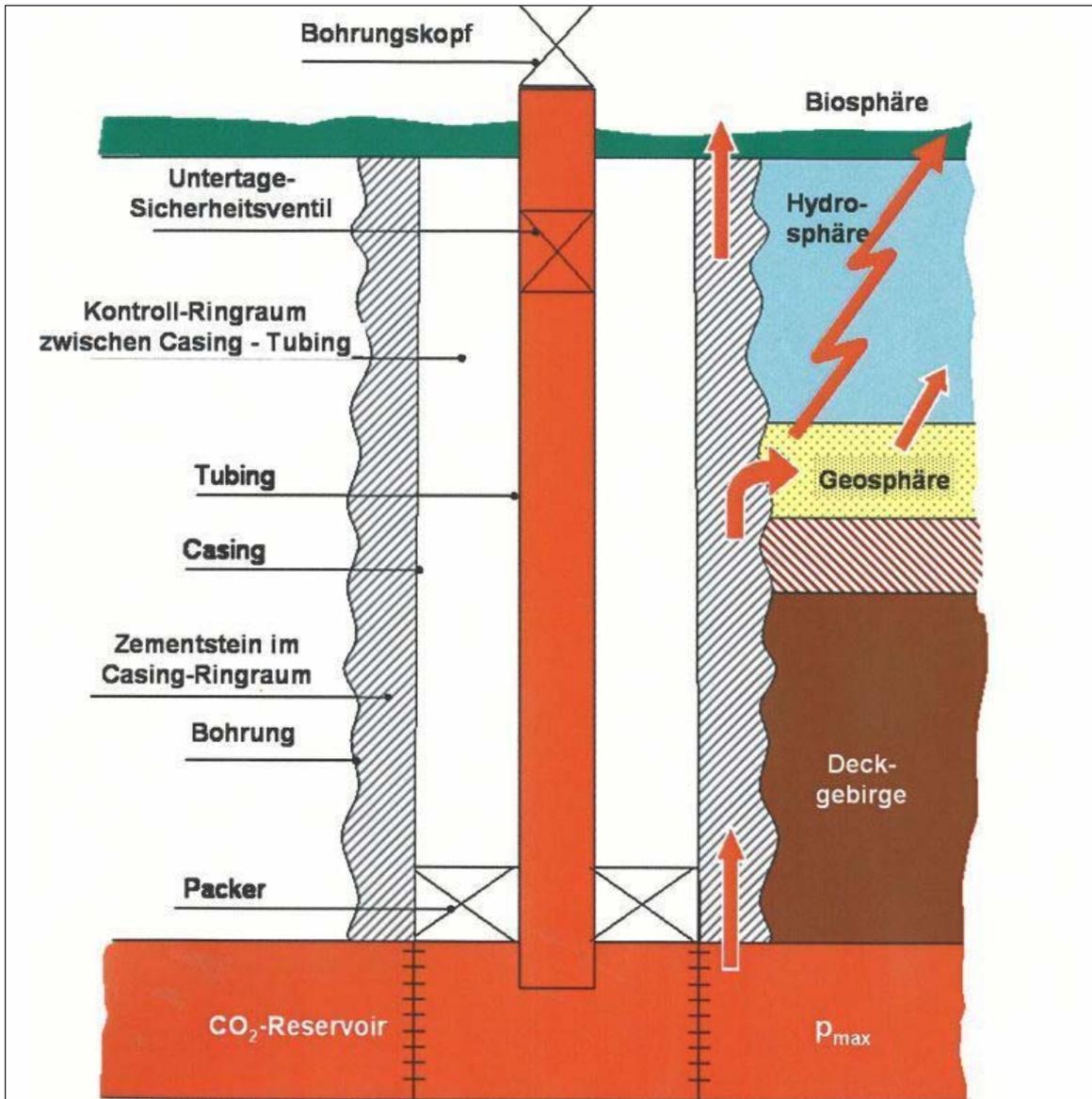
Damit ist eine aggressive Kohlensäure gespeichert, deren Korrosionspotenzial langfristig kontrolliert bleiben muss. Die CO<sub>2</sub>-Korrosion richtet sich auf zwei potentielle Angriffsstellen:

- die geologische Deckschicht unmittelbar über der CO<sub>2</sub>-Speicherschicht und

- die Bohrungen zur CO<sub>2</sub>-Injektion, die nach Speicherfüllung in bisheriger Technologie der Erdgas-Untergroundspeicher mit Zementsuspension verfüllt werden.

Die geochemischen Reaktionen zwischen CO<sub>2</sub> und den Gesteinsmineralien der Deckschicht(en) werden in Laborversuchen in verschiedenen Instituten untersucht. Diese Prozesse sollten aber kein hohes Risiko darstellen, da CO<sub>2</sub>-Lagerstätten seit geologischen Zeiträumen von 250 Mio. Jahren existieren. Die langfristige Dichtheit der Bohrungselemente Stahlrohre und Zementstein stellt das eigentliche Problem der sicheren Bohrungsintegrität dar.

Eine CO<sub>2</sub>-Bohrung ist schematisch nach Abb. 3.1 aufgebaut. Das Schutzrohr Casing bildet die freie Bohrung und ist zum umgebenden Gebirge mit einem speziellen Tiefbohrzement zementiert, der druckfest und gasdicht sein muss. Das Innenrohr Tubing ist das Injektionsrohr, das den Casing vor dem CO<sub>2</sub> unter Druck- und Temperaturänderungen schützt. Im Ringraum zwischen beiden befindet sich eine Korrosionsschutzflüssigkeit, die den hydrostatischen Druckausbau zwischen beiden Rohrtouren bildet. Ein Ringraumpacker mit Gummielementen schließt diesen Ringraum oberhalb der Speicherschicht dicht ab. Am Bohrungskopf ist der Ringraum oben dicht isoliert.



**Abb. 3.1** Schematischer Aufbau einer Bohrung

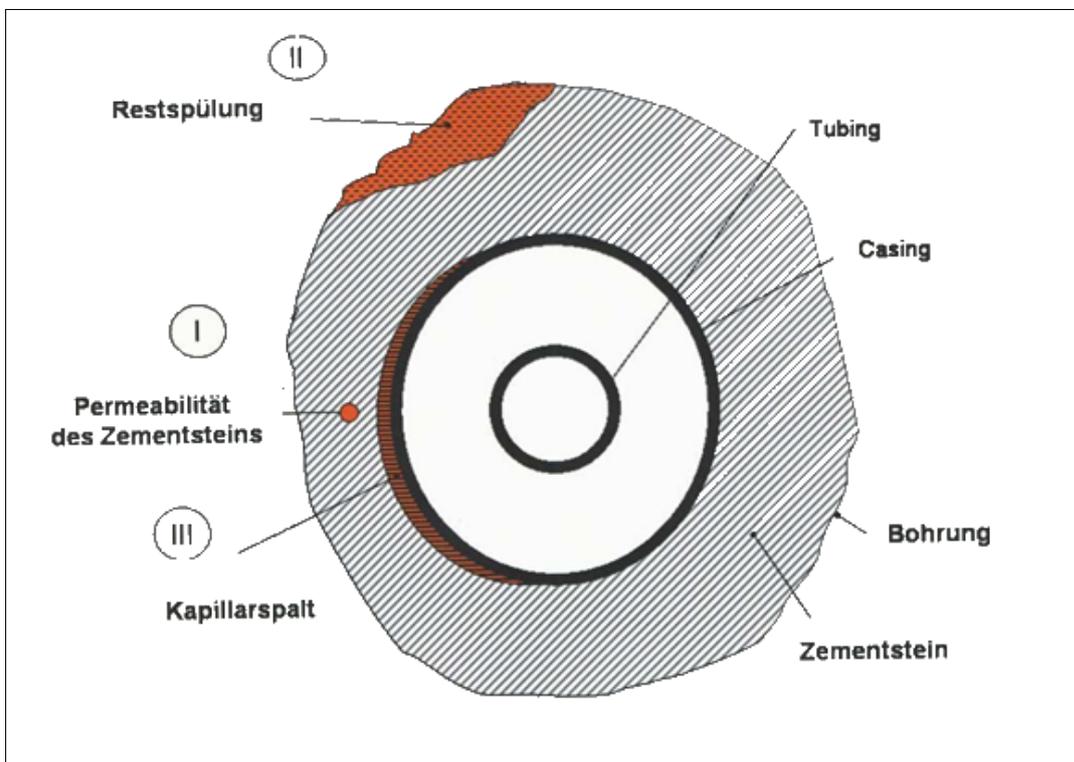
Wichtig für die permanente Dichtheit der Bohrung ist der zementierte Ringraum Casing-Zementsteinmantel-Gebirge. Erfahrungsgemäß aus der Erdgas-Untergrundspeicherung bestehen hier drei Problemstellen der Bohrungs(un)dichtheit (siehe Abb. 3.2):

- Permeabilität des Zementsteines : Ein dichter Zementstein muss Gas-Permeabilitäten unter  $10^{-2}$  mD (Millidarcy) oder  $10^{-17}$  m<sup>2</sup> aufweisen, um eine technisch gefährliche Gasmigration nach oben zu verhindern, die gemäß Abb. 3.1 zu einem Gaseinströmen in die Geo-, Hydro- und Biosphäre führen kann.

An der Kontaktstelle CO<sub>2</sub>-Zementstein darf eine Erhöhung der Permeabilität durch Zementsteinkorrosion nicht unkontrolliert fortlaufend eintreten.

- Fließkanäle nach oben durch unvollständige Zementausfüllung des Ringraumes während der Bohrungszementage: Dieser Aspekt ist relevant für die eingesetzte Zementationstechnologie in der Bohrung und erfordert eine vollständige Verdrängung der Bohrungsspülung durch die Zementsuspension.
- Fließkanal im kapillaren Ringspalt zwischen Casing und Zementstein: Ein solcher Fließkanal kann entstehen, wenn Druck- und Temperaturänderungen auf den Casing wirken (die aber durch die Tubing-Packer-Konstruktion fernzuhalten sind) und die Haftfestigkeit Zementstein-Casing nicht hoch genug ist.

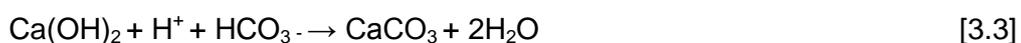
Von weiterer Bedeutung ist die Zementsteinqualität im Hinblick auf eine langzeitige Dichtheit über Tausende von Jahren gegenüber dem CO<sub>2</sub>-Angriff unter thermodynamisch aggressiven Druck-, Temperatur- und Feuchtebedingungen.



**Abb. 3.2** Problemstellen bei der Zementierung

### 3.2.3 Korrosion des Zementsteins durch CO<sub>2</sub>

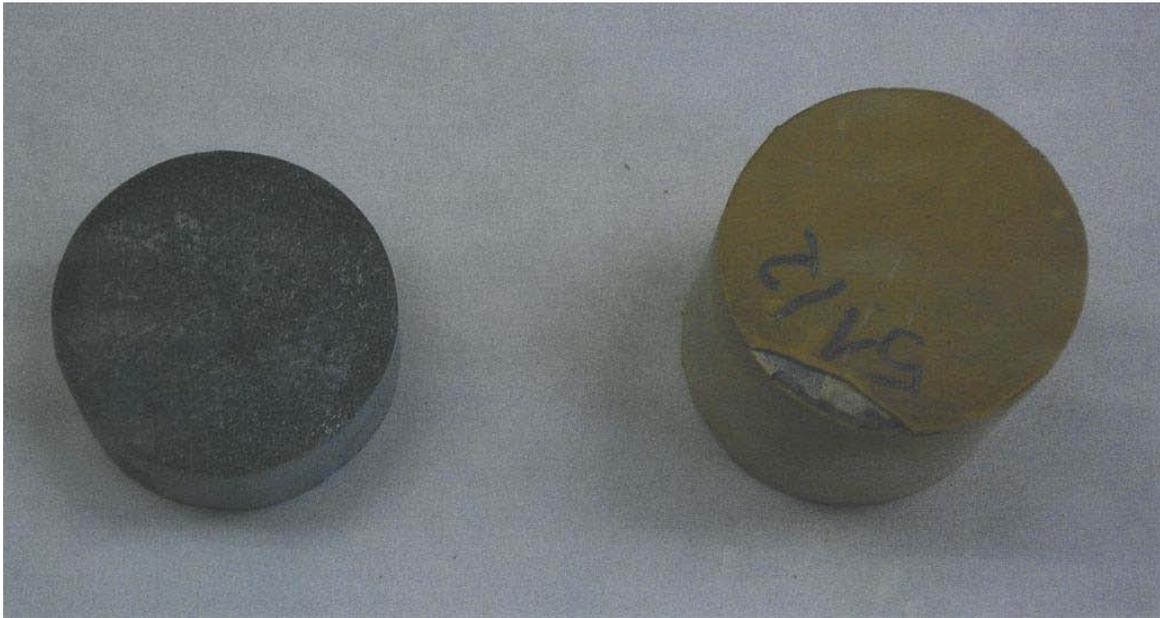
Die Korrosion von Zementsteinen in Bohrungen unter Einfluss von CO<sub>2</sub> ist ausführlich untersucht und beschrieben /ONA 84, NEL 90/. Ausgangspunkt ist die Bildung von Kohlensäure H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> bei Lösung des Kohlendioxids in Wasser. Etwa 1 % der physikalisch gelösten Kohlensäure dissoziiert, wobei Bicarbonat und Carbonat in einem vom pH-Wert bestimmten Verhältnis entstehen. Mit dem Eindringen des CO<sub>2</sub>-gesättigten Wassers in die Zementstruktur, kann dissoziierte Säure mit Calciumhydroxid und Calcium-Silikat-Hydratphasen (C-S-H-Gel) reagieren.



Unter Anwesenheit von freiem CO<sub>2</sub> folgen weitere Umsätze, es stellen sich u. a. von pH-Wert und Temperatur abhängige Gleichgewichte ein.



Als Zwischenstufe entstehen wasserlösliche Verbindungen, die die Zementmatrix verlassen können. Entstehendes Wasser wiederum unterstützt Lösungsprozesse. Insgesamt ist ein Angriff auf das Calciumhydroxid und die Calcium-Silikat-Hydrat-Phase zu verzeichnen. Analytisch sind diese Veränderungen gut durch dramatische Verschiebung des Ca-Si-Verhältnisses nachzuvollziehen. Abb. 3.3 zeigt die Veränderung eines Zementkernes nach vierwöchiger Lagerung in feuchtem, überkritischem CO<sub>2</sub>. Während links der Ausgangszustand erkennbar ist, ist beim eingelagerten Kern rechts die signifikante Veränderung der Oberfläche dargestellt. Im Schnitt ist eine Eindringtiefe von ca. 0,5 mm deutlich zu erkennen.



**Abb. 3.3** Zementkern vor und nach Einlagerung in feuchten überkritischen CO<sub>2</sub>

Die Permeabilität und Porosität des Zementes steigen, die Gasmigration könnte einsetzen. Mit Hilfe der Röntgenfluoreszenzspektrometrie kann gezeigt werden, dass der Ca-Gehalt von vor der Einlagerung im Vergleich zu nach der Einlagerung in CO<sub>2</sub> abnimmt, während gleichzeitig der Silicium-Anteil drastisch ansteigt. Die Form der entstehenden Oberflächenstruktur hängt vom Wassergehalt des CO<sub>2</sub> und der Versuchsdauer ab. Dieser CO<sub>2</sub>-Korrosionsprozess kann durch Additive wie Puzzolane verringert werden. Durch eine deutliche Absenkung der Permeabilität um den Faktor 10 bis 100 gegenüber herkömmlichen Ansätzen wird das Eindringen von Wasser in die Struktur verzögert und die Korrosionsrate gesenkt. Alternativ sind hoch aluminiumhaltige Zemente einsetzbar, die Vorteile gegenüber Portlandzementen aufweisen. Allerdings ergeben sich hierbei Probleme mit der gezielten Steuerung von Aushärt- und Fließverhalten unter Tage.

### 3.2.4 Endverschluss einer CO<sub>2</sub>-Bohrung

Nachdem ein CO<sub>2</sub>-Untergroundspeicher vollständig gefüllt ist, sind die Bohrungen endgültig zu verwahren und bergsicher zu verschließen. Dieser Verschluss muss langfristig dicht und integer sein, d. h. es darf zu keiner CO<sub>2</sub>-Migration in der Bohrung nach oben kommen /AND 06/.

Bohrungen in Erdgas-Untergroßspeicher und Gas/Öl-Lagerstätten werden durch wechselweise Zement und Spülungsbrücken im Casing verwahrt. Das ist die von den Bergämtern genehmigte Verwahrungstechnologie, die für CO<sub>2</sub>-Bohrungen infolge der potenziellen Zementkorrosion nicht übernommen werden kann.

Gegenwärtig bleibt noch Entwicklungsbedarf, den Bohrungsverschluss so herzustellen, dass eine CO<sub>2</sub>-Korrosion an Zement und Stahlrohren nicht eintritt. Bei einer Betrachtung der langfristigen Sicherheit ist daher von der Möglichkeit einer Korrosion an Bohrlochzement und Stahlrohren auszugehen.

### **3.3 Permeabilitätsverhältnisse**

Um einen sicheren Einschluss des CO<sub>2</sub>-Gases im Speicherhorizont zu gewährleisten, muss durch die geologische Situation ein schneller, advektiver Transport durch die Deckschicht nach Möglichkeit ausgeschlossen sein. Dafür sind die Permeabilitätsverhältnisse in der Deckschicht ausschlaggebend. Die quantitative Erfassung dieser Sperrwirkung über die Permeabilität nach dem bekannten Darcy-Gesetz stellt zugleich ein geowissenschaftliches Problem dar, auch wenn es mathematisch leicht erscheint. Für die geringpermeablen Deckschichten liegen bisher nicht ausreichend physikalisch erforschte Strömungsfunktionen und -parameter vor. Die Reservoirmechanik behilft sich hier auch noch mit der Analogieübertragung des Ein- und Zweiphasenflusses aus höherpermeablen Strömungsversuchen.

Für die Einphasenströmung Gas oder Wasser lassen sich an Gesteinskernen der Deckschicht im Labor noch die absoluten Permeabilitäten direkt messen. Diese Labor-messwerte stellen eine einfache Vergleichsbasis dar, obwohl ihre Übertragung in die geologische Realebene bereits mit den Scaling-Problemen behaftet ist:

- Upscaling vom cm<sup>2</sup>-Kern auf km<sup>2</sup>-Feld (Typ „Areale Migration durch das Deckgebirge“)
- keine realistische Kernentnahme aus Störungszonen machbar (Typ „Lineare Migration durch eine tektonische Störung“)

- Zementstein-Permeabilität im Labor am ungestörten Kern messbar, aber bedeutenderer Fall der Rissbildung und -strömung nur schwer realisierbar (Typ „Punktuelle Migration längs einer Bohrung“)

Trotz dieser Probleme wird jedoch der Reservoirmechanik Analogie aus der Gas-Öl-Wasser-Strömung weiter gefolgt. Der Kenntnisstand zu den absoluten Permeabilitäten kann wie folgt zusammengefasst werden:

**Tab. 3.2** Permeabilitäten verschiedener Schichten

| Gesteinsart            | Absolute Permeabilität |                     | Bewertung        |
|------------------------|------------------------|---------------------|------------------|
|                        | k [m <sup>2</sup> ]    | [mD]                |                  |
| <i>Deckschicht</i>     |                        |                     |                  |
| Steinsalz              | $< 10^{-21}$           | $< 10^{-6}$         | dicht            |
| Tone                   | $10^{-20} - 10^{-21}$  | $10^{-5} - 10^{-6}$ | dicht            |
| Schluffsteine          | $10^{-17} - 10^{-18}$  | $10^{-2} - 10^{-3}$ | relativ dicht    |
| Siltsteine             | $10^{-16} - 10^{-17}$  | $10^{-1} - 10^{-2}$ | fragwürdig dicht |
| tonige Sandsteine      | $10^{-16}$             | $10^{-1}$           | nicht dicht      |
| <i>Speicherschicht</i> |                        |                     |                  |
| Sandstein              | $10^{-14} - 10^{-12}$  | 10 - 1000           | übliche          |
| klüftige Karbonate     | $10^{-13} - 10^{-11}$  | 100 - 10000         | Speichergesteine |

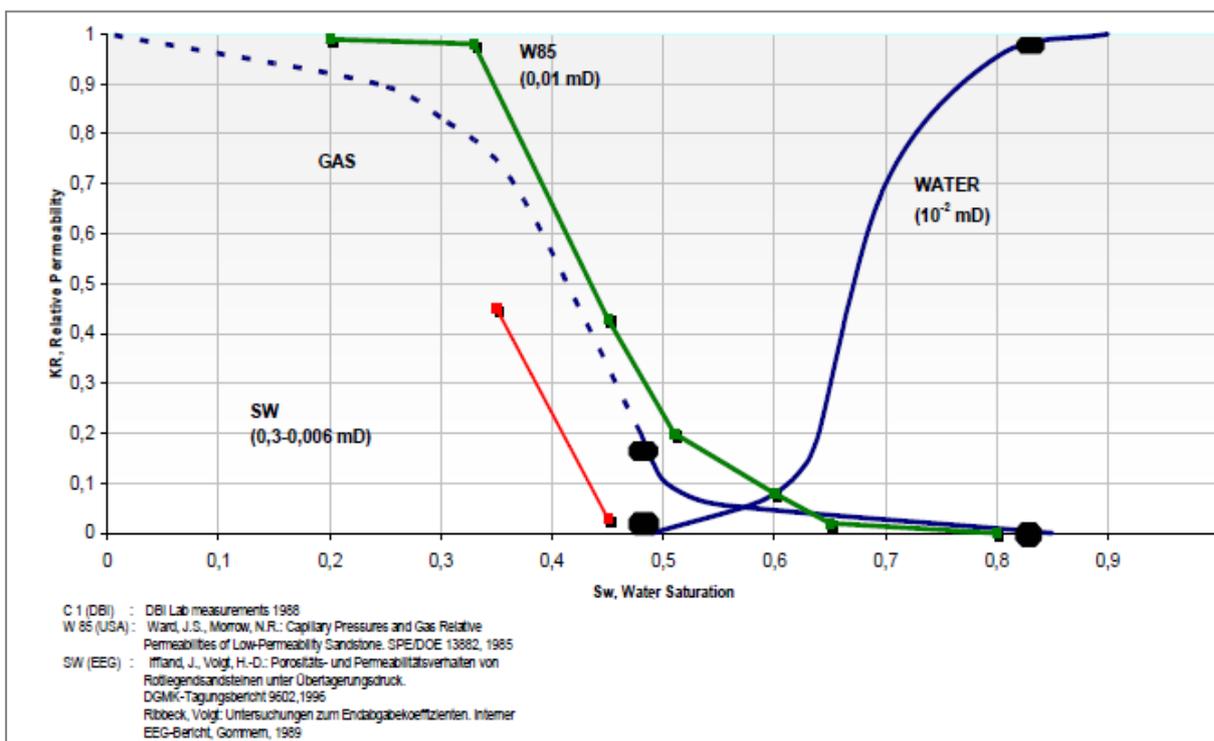
Die Deckschicht ist a priori vollständig wassergesättigt, ausgenommen die dichte Steinsalzschiefer. Damit entsteht an der Grenzfläche CO<sub>2</sub>-Speicherschicht zu wassergesättigter Salzschiefer die Bedingung einer Zweiphasenströmung

- Gas: Überkritisches CO<sub>2</sub> (als Gasphase betrachtet)
- Wasser: Initiale Wassersättigung

Diese Zweiphasenströmung wird reservoirmechanisch durch die bekannten Funktionen quantitativ markiert:

- Relative Permeabilitätsfunktionen/Phasenpermeabilitäten und
- Kapillardruckfunktion (Verdrängungsdruck),

die beide von den Gas-Wasser-Sättigungswerten im Porenraum abhängen. Diese Funktionen sind in Abb. 3.4 und Abb. 3.5 für einen extrem-geringpermeablen Dolomit ( $k = 8 \cdot 10^{-3}$  mD) wiedergegeben.

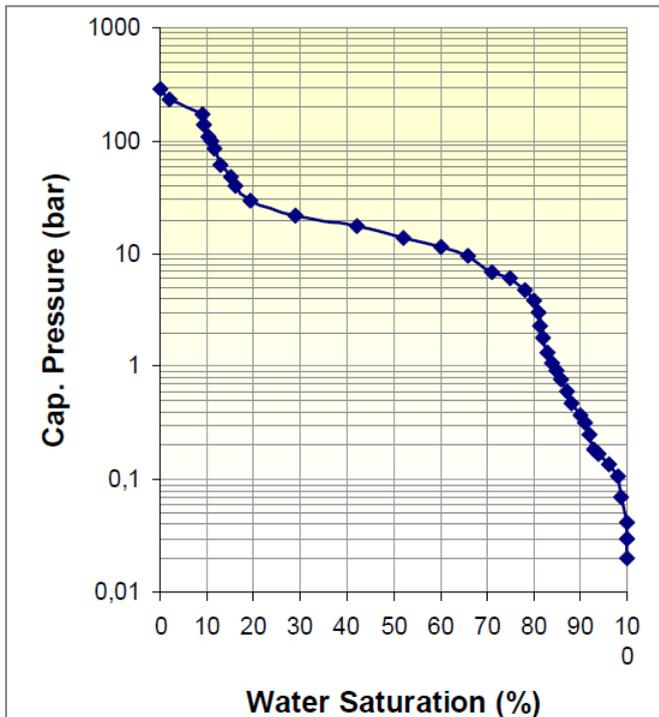


**Abb. 3.4** Relative Permeabilitäten Gas-Wasser (Extrem-geringpermeabler Dolomit  $k = 8 \cdot 10^{-3}$  mD)

Diese Abbildungen geben den internationalen Stand der Labormessungen an extrem geringpermeablen Gesteinen wieder. Es gibt leider nur diese (zu) wenigen Messungen, die sich über Monate bis Jahre Messzeit hinziehen. Sie wurden im Rahmen der Erdgasgewinnung aus geringpermeablen Lagerstätten zusammengestellt und in einem speziellen DGMK-F/EProjekt bestätigt.

Die Kapillardruckkurve zeigt für die Grenzfläche des  $\text{CO}_2$ -Gases (Oberkante Speicherschicht  $S_w = 0$ ,  $S_g = 1$ ) an der wassergesättigten Unterkante der Deckschicht ( $S_w = 1$ ,  $S_g = 0$ ) einen kapillaren Eindringdruck bzw. Verdrängungsdruck in der Größenordnung zwischen 200 - 300 bar. Dieser Sperrdruck ist völlig ausreichend, um einen Gasfluss in die Deckschicht zu verhindern, solange von dem deterministischen Modell einer strikten Grenzfläche ausgegangen wird. Dieses Modell ist in der

geologischen Realität so theoretisch nicht allein betrachtbar, weil durch Fingerbildung des Gases an der Grenzfläche diese stochastisch aufgelöst werden kann, wofür es allerdings reservoirmechanisch keine Berechnungsmethoden gibt.



**Abb. 3.5** Kapillardruckkurve Gas-Wasser (Extrem-geringpermeabler Dolomit  $k = 8 \cdot 10^{-3}$  mD)

Deshalb wird aus dem Bild der relativen Permeabilitätsfunktionen folgender Modellansatz entnommen:

Das CO<sub>2</sub>-Gas ist an der Unterkante der Deckschicht fingerartig eingedrungen und hat Gassättigungen von  $S_g = 0 - 0,1$  aufgebaut ( $S_w = 1 - 0,9$ ). In diesem Sättigungsbereich sind zwar bildgemäß keine Gasflüsse mehr messbar (Messgenauigkeit!), so dass „hinter“ der immobilen Restgassättigung von  $S_g = 0,16$ ;  $S_w = 0,84$  die relative Gaspermeabilität  $K_{rg} = 0$ , die relative Wasserpermeabilität  $K_{rw} = 1$  sind. Dennoch wird modellmäßig angenommen, dass in diesem „Nicht-Gasfluss-Bereich“ ein Wert  $K_{rg} = 0,01$  (also 1 % der absoluten Permeabilität) vorliegt. Das ist eine sehr konservative Annahme hinsichtlich der „Ermöglichung“ eines geringen Gasflusses, d. h. die absolute Sperrwirkung der Deckschicht wird zu 1 % aufgehoben. Dieses Modell ist erforderlich, um später deterministische Berechnungen der Migrationsszenarien durchzuführen.

### 3.4 Diffusionsverhältnisse

An Grenzflächen gleichen Drucks von Gas- und Wasserphase liegt keine Permeationsströmung (keine Advektion) vor, so dass die molekulare Diffusion zur bestimmenden Phasenströmung werden kann. Dieses Modell gilt für den Migrationstyp „Laterale Migration in der Speicherschicht“ an den Strukturflanken eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers, wenn das CO<sub>2</sub>-Gas in die Randbereiche bzw. Aquiferbereiche diffundieren, dort akkumulieren und eventuell gravitativ advektiv und strukturaufwärts migrieren könnte.

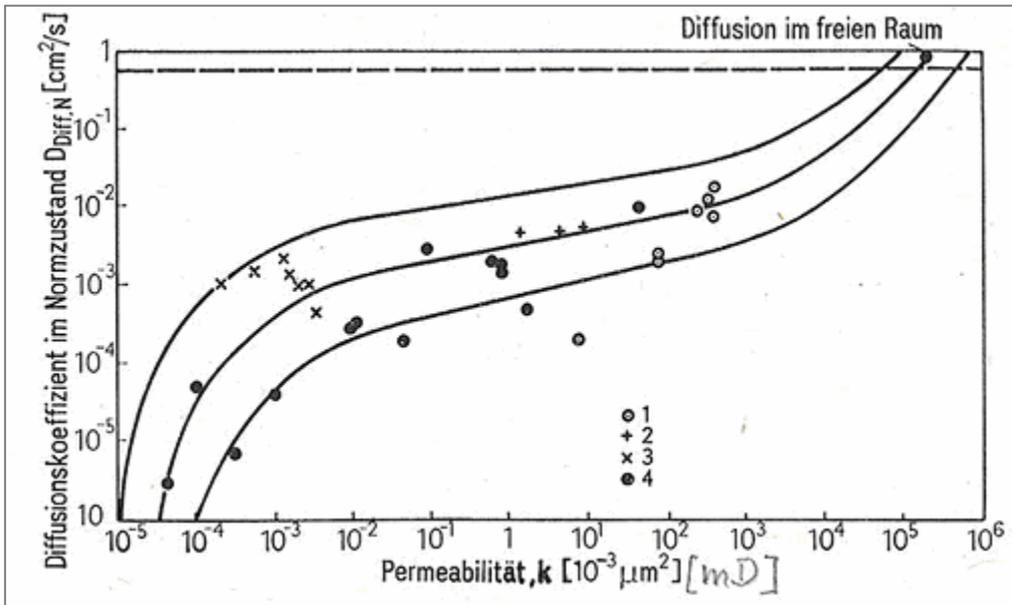
Die Berechnung dieser Diffusionsmigration wird gemäß Fick'schen Gesetz vom Diffusionsfaktor D und dem Konzentrationsgradienten bestimmt. Für den Diffusionsfaktor D liegen Labormessungen im porösen Gestein vor, die eine grobe Korrelation zur Permeabilität als den wichtigsten porenraumcharakterisierenden Parameter zulassen. Allerdings bleibt auch hier der Messfundus im extrem geringpermeablen Gestein unbefriedigend. Für K-Werte  $< 10^{-4}$  mD müssen die Korrelationsfunktionen extrapoliert werden.

Außerdem sind diese Kurven im trockenen Gestein aufgenommen wurden, so dass nicht die Wassersättigung in den Poren, sondern die Tortuosität der Porenverbindung die Diffusionsmessungen bestimmt hat.

In den CO<sub>2</sub>-gasgefüllten Speicherschichten mit relativ hohen Permeabilitätswerten von  $K = 10 - 1000$  mD liegen Gassättigungswerte zwischen 50 - 80 % vor, so dass die immobilen Restwassersättigungen sich unter 20 % befinden. In einem solchen Fall liegt die CO<sub>2</sub>-Gaspermeabilität nahe bei der absoluten Gesteinspermeabilität, so dass eine K-Wert-Umrechnung unter solchen „trockenen“ Gesteinsbedingungen entfällt und das Diagramm in Abb. 3.6 der Labormessungen direkt genutzt werden kann. In Diffusionszonen im „nassen“ Aquiferbereich müsste dagegen zum Konzept der relativen Permeabilitäten analog zum Deckschichtmodell zurückgekehrt werden.

Nach der groben Abschätzung des Diffusionsfaktors bleibt der nächste Faktor, der Konzentrationsgradient  $\Delta C = 1$  wirkt nur zu Beginn der Diffusion am CO<sub>2</sub>-Wasser-Kontakt. In der ausgebreiteten Diffusionszone reduziert sich dieser Wert auf Größen von  $\Delta C = 0,1 \dots 0,01$  in der Mischzone CO<sub>2</sub>-Wasser, in der sich somit der Diffusions-„Antrieb“

stark reduziert. All diese nur kurz skizzierten Modellvorstellungen gehen quantitativ in die folgenden CO<sub>2</sub>-Migrationsberechnungen ein.



**Abb. 3.6** Korrelationsdiagramm Diffusionskoeffizient - Permeabilität für trockenes Speichergestein (1 Mittelsandstein, 2 Feinsandstein, 3 siltischer Feinsandstein, 4 Messwerte von Katz 1978)

### 3.5 Thermodynamische Zustandsgleichungen

Die mathematische Beschreibung der Bewegung von Kohlenstoffdioxid in tiefen Aquiferen ist schon dann sehr komplex, wenn dabei nur die allerwesentlichsten Prozesse berücksichtigt werden:

- Multiphasen-Multikomponentenfluss von Wasser, CO<sub>2</sub> und Salz,
- Transport der gelösten Komponenten (Wasser und CO<sub>2</sub>),
- Wärmefluss und
- Phasenübergänge.

Die Komplexität hat verschiedene Ursachen. Bereits die gut bekannte mathematische Beschreibung einer „einfachen“ Zweiphasenströmung beinhaltet zwei gekoppelte hoch-

gradig nichtlineare Massenerhaltungsgleichungen. Im Fall der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund muss außerdem auch eine Erhaltungsgleichung für die Wärmeenergie gelöst werden. Temperatureffekte werden vor allem durch die Injektion des superkritischen CO<sub>2</sub>, das bei der Injektion eine andere als die Umgebungstemperatur aufweist, durch Phasenübergänge und durch die geothermische Temperaturzunahme mit der Tiefe ausgelöst. Nicht-isotherme Bedingungen haben zur Folge, dass die Temperaturabhängigkeiten der Parameter in den Gleichungen berücksichtigt werden müssen. Damit werden weitere Nichtlinearitäten in die Gleichungen eingeführt. Dasselbe gilt sinngemäß auch für die Abhängigkeiten der Parameter vom hydraulischen Druck und von der Salinität des Grundwassers.

Während der Grad der Komplexität in den oben beschriebenen Fällen lediglich durch die Parameter in den Gleichungen erhöht wird, kann dies zusätzlich auch im Fall wechselnder Phasenzustände dadurch geschehen, dass unterschiedliche Gruppen von Erhaltungsgleichungen zu lösen sind. Wenn eine Phase durch Lösen oder Verdampfen verschwindet, muss die zugehörige Erhaltungsgleichung ebenfalls verschwinden und durch eine andere Gleichung ersetzt werden, die die weitere Bewegung der gelösten oder verdampften Masse beschreibt. Und umgekehrt. Um den Phasenzustand zu kontrollieren (Phasendiagnostik) müssen zusätzliche Parameter eingeführt und während einer Modellrechnung ständig überwacht werden.

Bei solch komplexen Strömungsvorgängen ist es für eine verlässliche Modellierung unerlässlich, die involvierten Parameter und deren Abhängigkeiten so genau wie möglich zu kennen. Aus diesem Grund wurde versucht, ein vollständiges Set von mathematischen Formulierungen zusammenzustellen, das bei der Modellierung der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund eine Rolle spielt. Den Schwerpunkt bilden dabei die entsprechenden thermodynamischen Zustandsgleichungen für Wasser und CO<sub>2</sub> als Funktion der Temperatur, des hydraulischen Drucks und der Salinität des Grundwassers. Daneben wurde auch großer Wert auf die Phasendiagnostik des Gemisches aus Wasser und CO<sub>2</sub> gelegt. Die Ergebnisse dieser Arbeiten sind im Bericht /KRO 08/ zusammengefasst.

Die in /KRO 08/ berücksichtigten Größen sind in Tab. 3.3 zusammengefasst. Dabei wurden nicht nur die Eigenschaften der reinen Stoffe – Wasser und CO<sub>2</sub> – erfasst. Bei Wasser wurden Formulierungen einbezogen, die den Einfluss von gelöstem Salz, von

gelöstem CO<sub>2</sub> und von gleichzeitig gelöstem Salz und CO<sub>2</sub> auf die jeweilige Größe beschreiben. Umgekehrt wurde auch der Einfluss von gelöstem Wasser im Kohlenstoffdioxid auf die jeweilige Größe untersucht. Als relevante Gültigkeitsbereiche für die mathematischen Formulierungen wurden die Werte aus Tab. 3.4 zugrunde gelegt.

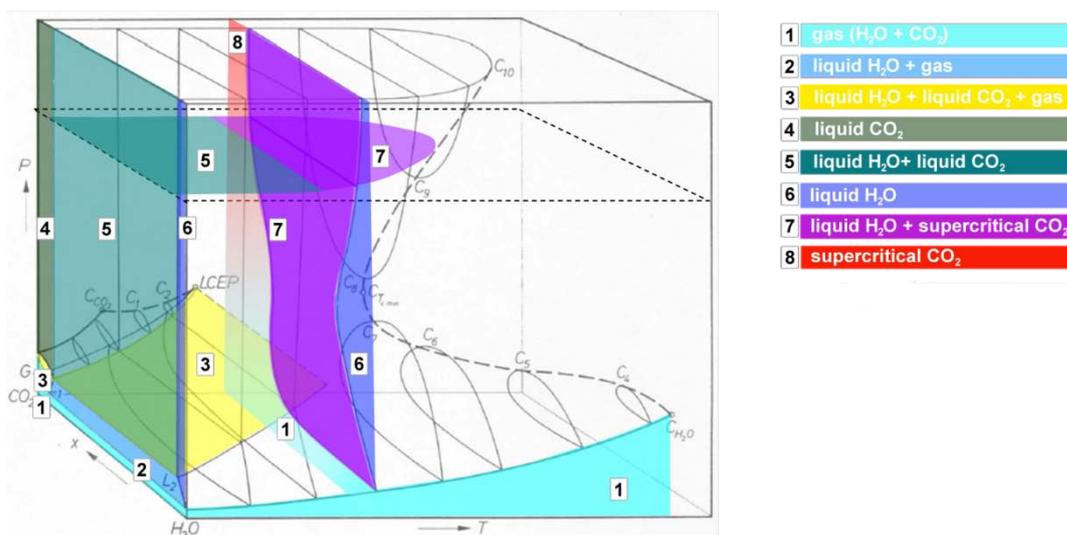
**Tab. 3.3** Prozesse und Parameter der CO<sub>2</sub> Bewegung im tiefen Untergrund

| Prozess    | Effekt         | Größe (Wasser und CO <sub>2</sub> )/Zustandsgleichung   |
|------------|----------------|---|
| Strömung   | Advektion      | Permeabilität<br>Relative-Permeabilitäts-Sättigungsbeziehung<br>Porosität<br>Viskosität<br>Dichte |
|            | Kapillardruck  | Kapillardruck-Sättigungsbeziehung   |
|            | Phasenübergang | gegenseitige Löslichkeit<br>Dampfdruck  |
| Transport  | Diffusion      | Diffusionskoeffizient<br>Porosität<br>Tortuosität   |
|            | Dispersion     | (gegenwärtig noch nicht bekannt /BIE 06/)   |
| Wärmefluss | Wärmeleitung   | Wärmekapazität<br>Wärmeleitfähigkeit<br>Enthalpie<br>geothermischer Gradient                      |

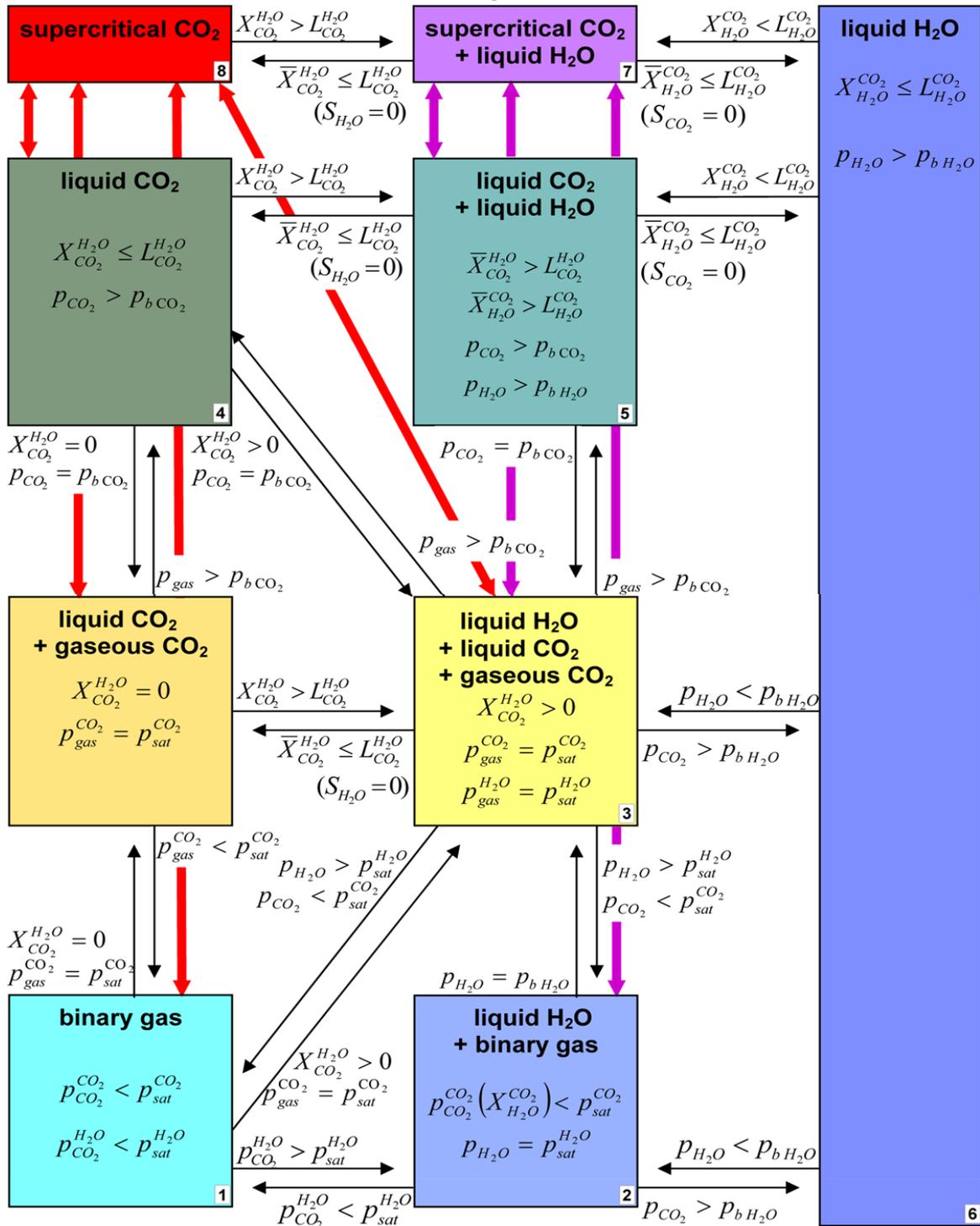
**Tab. 3.4** Prozesse und Parameter der CO<sub>2</sub> Bewegung im tiefen Untergrund

| Größe                          | Dimension | Wertebereich                |
|--------------------------------|-----------|-----------------------------|
| Druck                          | [MPa]     | $0.1 < p < 30$              |
| Temperatur                     | [°C]      | $10 < T < 100$              |
| Salzkonzentration              | [mol/kg]  | $0 < m_{H_2O}^{NaCl} < 6,0$ |
| CO <sub>2</sub> -Konzentration | [mol/kg]  | $0 < m_{H_2O}^{CO_2} < 1,0$ |

Einen Eindruck von der Komplexität der möglichen Phasenzustände eines Wasser-CO<sub>2</sub>-Gemisches gibt Abb. 3.7. Das aus ursprünglich aus /TÖD 63/ stammende Bild wurde in /KRO 08/ mit Farben unterlegt, um das Verständnis für die möglichen, unterschiedlichen Phasenzustände zu erhöhen. Mit Hilfe der zuvor diskutierten Parameter Dampfdruck  $p_{sat}$  und Löslichkeit  $L$  lassen sich dann im Vergleich mit dem aktuellen Druck bzw. Partialdruck  $p$  und der aktuellen Massenkonzentration  $X$  die Bedingungen für den Phasenübergang formulieren, wie sie in Abb. 3.7 zusammengestellt sind.



**Abb. 3.7** Phasendiagramm eines Wasser-CO<sub>2</sub>-Gemisches (unmaßstäblich); aus /TÖD 63/, Farbkodierung nach /KRO 08/



↕ - transition between sub- and supercritical state of CO<sub>2</sub> possible

Abb. 3.8 Mögliche Phasenzustände eines Wasser-CO<sub>2</sub>-Gemisches und Kriterien für den Phasenübergang; aus /KRO 08/, Farbkodierung wie in Abb. 3.7

Trotz großer Anstrengungen, eine Sammlung der genauesten Formulierungen zusammenzustellen, ist dies aus zwei Gründen nicht in jedem Fall gelungen. Erstens existieren in der Literatur für einzelne Größen weit mehr Ansätze, als im Lauf des Vorhabens beschafft und bewertet werden konnten. Zweitens wurde deutlich, dass hinsichtlich anderer Größen durchaus noch Wissenslücken bestehen:

- Die Eigenschaften der reinen Stoffe Wasser,  $\text{CO}_2$  und Salz sind erwartungsgemäß gut bekannt. Auch NaCl-Lösungen sind schon gut untersucht worden, wenngleich es Lücken bei sehr hohen Salinitäten oder niedrigen Temperaturen gibt. Sehr große Unsicherheit gibt es bei der Formulierung der Lösungswärme, die eine Komponente der Enthalpie von Salzlösungen ist. Die Relevanz dieser Größe ist jedoch unklar.
- Sehr wenige Hinweise konnten dagegen auf die Eigenschaften der  $\text{CO}_2$ -Phase mit gelöstem Wasser gefunden werden. Eine Ausnahme bilden dabei die exzellenten Formulierungen für die Löslichkeit von Wasser aus einer reinen Wasserphase oder aus Salzlösung. Da die Löslichkeit von Wasser in  $\text{CO}_2$  sehr gering ist, wird dieser Einfluss in den numerischen Modellen häufig vernachlässigt, z. B. /BIE 06/. Eine Rechtfertigung für diese Annahme steht jedoch noch aus.
- Formulierungen für die Eigenschaften von reinem Wasser oder Salzlösung mit gelöstem  $\text{CO}_2$  sind ebenfalls selten z. B. /GAR 03/. Besonders der Einfluss von  $\text{CO}_2$  auf die Viskosität bei höheren Drücken ist anscheinend noch nicht bekannt. Die lange Zeit verwendete einzige Quelle für einen entsprechenden Ansatz bezieht sich auf Tiefseebedingungen und kann deshalb keinesfalls bei der  $\text{CO}_2$ -Speicherung im Untergrund angewendet werden. Aber auch der Einfluss von  $\text{CO}_2$  auf die Wärmeleitfähigkeit und den Dampfdruck bedarf noch der Klärung.

Wie groß der Einfluss der fehlenden Daten und Formulierungen tatsächlich ist, lässt sich nicht auf theoretischem Wege einschätzen. Eine Größe wie die oben erwähnte Lösungswärme mag zwar stark variabel sein, aber vielleicht dennoch wenig Einfluss im Vergleich zur variablen Gemischzusammensetzung haben. Andererseits kann zum Beispiel die Dichte, die empfindliche Prozesse wie die dichtegetriebenen Strömung oder gar Fingering verursacht, bereits bei geringster Variation Änderungen des Strömungsvorgangs herbeiführen vgl. /ADA 02/. In diesem Fall wäre besonderer Wert auf die

realistische Wiedergabe der mathematischen Formulierung zu legen. Vor dem Hintergrund physikalisch und mathematisch komplexer Beziehungen, die bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung eine Rolle spielen, sollten diese Unsicherheiten beseitigt werden.

Trotz dieser Unzulänglichkeiten dürfte die Datensammlung in /KRO 08/ im Wesentlichen den gegenwärtigen Wissensstand widerspiegeln und insofern bislang einzigartig sein, als zu jeder benötigten Größe im Detail Ansatzfunktionen, zugehörige Konstanten und Gültigkeitsbereiche dokumentiert sind. Der Einfluss von Druck, Temperatur und gelösten Stoffen auf die jeweilige Größe wird zusätzlich durch graphische Darstellungen veranschaulicht.

### **3.6 FEP-Zusammenstellung**

Eine generische FEP-Datenbasis für die geologische CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung wurde von /SAV 04/ erstellt. Diese Datenbasis wurde auf der Basis einiger Expertentreffen zusammengestellt, in denen wichtige FEP und relevante Szenarios diskutiert wurden. Die Autoren wiesen zu Recht darauf hin, dass ein generischer FEP-Katalog nur als vorläufig angesehen werden kann. Er kann aber als Ausgangsbasis für die Erstellung eines spezifischen FEP-Katalogs für einen bestimmten Standort oder ein konkretes Projekt zur CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung dienen. Im Laufe eines solchen Projektes werden in der Regel zusätzliche Informationen zum Standort oder zu Prozessabläufen ermittelt, so dass der FEP-Katalog gegebenenfalls überarbeitet werden muss. Die Datenbasis und damit auch die davon abgeleiteten FEP-Kataloge weisen eine hierarchische Struktur auf, in der die einzelnen FEP Kategorien, Klassen und Unterklassen zugeordnet sind. Die generelle Struktur ist in Tab. 3.5 erläutert.

**Tab. 3.5** Allgemeine Struktur der FEP-Datenbasis

| Kategorie                             | Klassen   | Beschreibung   |
|---------------------------------------|---|--|
| 0 –<br>Bewertungsbasis                |   | Mit diesen FEP werden die Randbedingungen für die Bewertung festgelegt. Dabei wird angegeben, was und warum es bewertet werden soll. Damit können leicht die für die aktuelle Bewertung zu berücksichtigenden FEP bestimmt werden und auch die FEP, die außerhalb der jetzigen Zielsetzung der Bewertung liegen. |
| 1 –<br>Externe Faktoren               | 1 – Geologische Faktoren<br>2 – Klimatische Faktoren<br>3 – Zukünftige menschliche Handlungen                 | Mit diesen FEP werden die natürlichen und menschlichen Faktoren beschrieben, die außerhalb des Systemgebietes liegen. Diese FEP sind besonders für die Ableitung der Szenarien für die Entwicklung des Gesamtsystem von Bedeutung.   |
| 2 –<br>CO <sub>2</sub> -Speicherung   | 1 – Betriebsphase<br>2 – Nachbetriebsphase  | Mit diesen FEP werden betriebliche Aspekte des betrachteten Speicherkonzeptes sowie der Aspekte der Nachbetriebsphase detailliert.   |
| 3 –<br>CO <sub>2</sub> -Eigenschaften | 1 – CO <sub>2</sub> -Eigenschaften<br>2 – CO <sub>2</sub> -Wechselwirkungen<br>3 – CO <sub>2</sub> -Transport | FEP, die im Zusammenhang mit der weiteren Verhalten des eingeleiteten Fluids stehen. Die Eigenschaften können sich dabei sehr stark zwischen den Bedingungen an der Oberfläche oder in großer Tiefe unterscheiden und eine große Anzahl physikalischer und chemischer Prozesse kann von Bedeutung sein.          |
| 4 –<br>Geosphäre                      | 1 – Geologie<br>2 – Fluide<br>3 – Geochemie<br>4 – Ressourcen   | In diesen FEP wird der Ist-Zustand zur Geologie, Hydrogeologie und Geochemie des Speichersystems vor dem Beginn der CO <sub>2</sub> -Untergrundspeicherung beschrieben.  |
| 5 –<br>Bohrlöcher                     | 1 – Bohrlocherstellung und -komplettierung<br>2 – Abdichtungen und vergessene Bohrlöcher                      | FEP, die sich mit der Änderung des Systems durch menschliche Handlungen beschäftigen. Dabei werden Bohrlöcher betrachtet, die für die Untergrundspeicherung und andere Zwecke (z.B. menschliches Eindringen) erforderlich sind, werden betrachtet.   |

|                  |   |  |
|------------------|---|--|
| 6 – Umwelt       | 1 – terrestrisches Umfeld<br>2 – marines Umfeld<br>3 – Menschliche Handlungen   | Diese FEP sind von Bedeutung, wenn CO <sub>2</sub> in die dem Menschen zugängliche Biosphäre zurückkehrt. Die Umwelt und das menschliche Verhalten in diesem Umfeld muss beschrieben werden.                         |
| 7 – Einwirkungen | 1 – Systemverhalten<br>2 – Einwirkung auf die Umgebung<br>3 – Einwirkung auf Flora und Fauna<br>4 – Einwirkung auf Menschen | FEP mit Bezug zum Maßstab für die Sicherheitsbewertungen bzw. die Bewertung des Systemverhaltens. Dabei kann es sich um Einwirkungen auf den Menschen, die Flora und Fauna sowie auf die Umgebung insgesamt handeln. |

### 3.6.1 Menschliche Handlungen

Eine Reihe von FEP beschäftigt sich mit den Auswirkungen eines zukünftigen menschlichen Handelns. Im Allgemeinen wird davon ausgegangen, dass die Kenntnisse zu dem Untergrundspeicher und das Vorhandensein von Bohrungen einige Zeit erhalten bleibt. Bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle wird in Deutschland davon ausgegangen, dass das Wissen um das Endlager über einen Zeitraum von 500 Jahren erhalten bleibt und den handelnden Personen zugänglich ist /AKS 08/. Zukünftige Generationen müssen daher die Verantwortung für willentliche Aktionen übernehmen, die in Kenntnis des Untergrundspeichers und seines Gefährdungspotentials unternommen werden. Solche FEP werden in einem FEP-Katalog üblicherweise nicht behandelt.

Zukünftige menschliche Handlungen können aber die Sicherheit eines Untergrundspeichers beeinträchtigen und sind daher im Rahmen eines Langzeitsicherheitsnachweises zu behandeln. Es gibt aber keine wissenschaftliche Grundlage für eine belastbare Prognose der menschlichen Gesellschaft, ihrer Handlungsweisen und ihrer technologischen Fähigkeiten über einen Zeitraum hinaus, der mehr als ein paar Generationen umfasst /AKS 08/. Generell werden daher Verhaltensweisen der Gesellschaft und der Stand von Wissenschaft und Technik entsprechend der heutigen Situation unterstellt.

Ein zukünftiges unbeabsichtigtes Eindringen ist nicht auszuschließen. Da die geologische Situation die Speicherung von CO<sub>2</sub> zulässt, ist vorstellbar, dass auch zukünftige

Generationen ähnliche Konzepte verfolgen, entweder um bestimmte Gase von der Atmosphäre fernzuhalten oder um Gase aus wirtschaftlichem Interesse zu speichern. Mit Ausnahme des Wissenserhalts sind Gegenmaßnahmen gegen das unbeabsichtigte Eindringen nur begrenzt möglich.

Da eine belastbare Prognose der menschlichen Gesellschaft und ihrer Handlungen für die Zeit, in der von einem unbeabsichtigten menschlichen Eindringen ausgegangen werden muss, nicht möglich ist, können derartige Handlungen nicht im Rahmen der systematischen Szenarientwicklung mit anschließender quantitativer Konsequenzanalyse berücksichtigt werden. Vielmehr ist im Rahmen eines Langzeitsicherheitsnachweises eine gesonderte Behandlung dieser Thematik erforderlich. Bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle werden im internationalen Rahmen in der Regel bestimmte stilisierte Szenarien auf Basis des heutigen Kenntnisstandes definiert und ihre Auswirkungen, die auf Grund der Verletzung der einschlusswirksamen geologischen Barriere und der Schaffung einer direkten Wegsamkeit vom Endlagernahbereich bis zur Biosphäre erheblich sein können, separat bewertet.

### **3.6.2 Vorgehensweise**

Da kein konkreter Standort im Rahmen des Projektes CO<sub>2</sub>-UGS-Risk betrachtet worden ist, basiert der FEP-Katalog auf generischen Annahmen zum Speichersystem und dem Speicherkonzept. Vor diesem Hintergrund wäre eine ganze Reihe von FEP nur in allgemeiner Weise zu beschreiben. Derartige Beschreibungen sind aber bereits in der generischen FEP-Datenbasis /SAV 04/ enthalten. Daher richtete sich das Hauptaugenmerk der Projektarbeiten darauf, relevante Informationen zu verschiedenen FEP zusammenzutragen, die sich aus der Bearbeitung in diesem Projekt und den anderen Verbundprojekten des Schwerpunktes "Erkundung, Nutzung und Schutz des unterirdischen Raumes" im Rahmen des BMBF/DFG-Sonderprogramms GEOTECHNOLOGIEN.

Dazu wurde ein Fragebogen erstellt und an alle Koordinatoren der Verbundvorhaben verschickt mit der Bitte, zum einen generelle Informationen zu den Projekten und Kommentare zu der übermittelten FEP-Liste zu liefern als auch, wenn möglich, konkrete FEP-Beschreibungen aus ihrer Sicht zu liefern.

### 3.6.3 Auswertung der Befragungsergebnisse

Die einzelnen Projekte im Schwerpunkt weisen sehr unterschiedliche Zielrichtungen auf. Bei manchen geht es vorrangig um Weiterentwicklungen von Mess- und Detektionsmethoden. Andere beschäftigen sich mit einer CO<sub>2</sub>-Speicherung in einer konkreten Situation, während in anderen wiederum Laboruntersuchungen oder theoretische Untersuchungen im Vordergrund stehen. Dementsprechend fielen die Antworten sehr heterogen aus.

Die Ergebnisse der Befragung werden zusammenfassend dargestellt. Antworten aus den Projekten CO2Trap, CDEAL, RECOBIO, CSEGR, CO2CSR, CHEMKIN und BENCHMARKS wurden erhalten und berücksichtigt. Bei einigen Antworten traten nach Ansicht der Autoren Missverständnisse bei den Befragten auf. Die entsprechenden Antworten werden hier nicht aufgeführt.

#### Art des untersuchten Speichertyps

**Tab. 3.6** In den verschiedenen Projekten untersuchter Speichertyp

| Projekt    | Speichertyp   |
|------------|---|
| CO2Trap    | Versalzene Aquifere (geothermale Reservoirs), pelitisches Hutgestein, Kohlengrube |
| CDEAL      | Mineralbindung (Carbonatausfällung)   |
| RECOBIO    | Leergeförderte Öl- und Gasfelder, Aquifer   |
| CSEGR      | Natürliches Gasreservoir  |
| CO2CRS     | Alle Arten von Speichersystemen im Untergrund                                     |
| CHEMKIN    | Versalzene Aquifere   |
| BENCHMARKS | Versalzene Aquifere, Gasfelder  |

#### Fehlende Daten

Die Antworten bezogen sich jeweils konkret auf das Projekt. Die Zahlen in Klammern geben die Bedeutung der fehlenden Daten (3 = hoch, 1 = niedrig) an.

**Tab. 3.7** In den verschiedenen Projekten identifiziertes Datendefizit

| Projekt    | Fehlende Daten   |
|------------|--|
| CO2Trap    | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Permeabilität/Porosität der geschädigten Formationszonen des Kohlebergwerks (3)</li> <li>– Integrität des Hutgesteins über den aktiven Bergbaugebieten (3)</li> <li>– Zugänglichkeit von residualen Kohlevolumina und Schädigungszonen (3)</li> <li>– Verbindungen zwischen Grubenbereichen (2)</li> <li>– Zuflussrate nach Abwerfen des Bergwerkes (1)</li> <li>– Detaillierte strukturgeologische Informationen (seismische Daten) von potentiellen Geothermalreservoirs (1)</li> </ul> |
| CDEAL      | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Exakte Abmessungen des Aschekörpers, in dem die Carbonatbildung stattfinden sollte (3)</li> <li>– Frühere Zusammensetzung des Flugaschekörpers (1)</li> </ul>   |
| RECOBIO    | Detaillierte mineralogische Charakterisierung der reaktiven Mineralphasen in Sandsteinreservoirs, insbesondere Daten zu ihrem effektiven kinetischen Reaktionsverhalten. Die theoretische Basis ist die Datenzusammenstellung durch Marini (2007).   |
| CSEGR      | <ul style="list-style-type: none"> <li>– Daten zur Mischung von CO<sub>2</sub> mit natürlichem Gas</li> <li>– Grenzdrücke für die Ton-Gestein-Zwischenschicht.</li> </ul>  |
| CO2CRS     | 4D seismische Daten, z. B. Zeitraffer-Messungen zur Verfolgung der CO <sub>2</sub> /Gas-Migration im Untergrund während des Einleitvorgangs sind sehr wichtig für das betriebliche Monitoring (3).   |
| CHEMKIN    | Keine. Spezifische Daten zum Standort Ketzin sind verfügbar.   |
| BENCHMARKS | -  |

### Vollständigkeit der FEP-Liste

Zu diesem Aspekt gab es Anmerkungen und Anregungen zur Aufnahme weiterer FEP. Diese betrafen

- Die Bedeutung der Wechselwirkungen von CO<sub>2</sub> mit den reaktiven Gesteinsmineralen mit Einfluss auf Carbonatausfällung, H<sub>2</sub>-Bildung und damit für das Verhalten der reaktiven Fluidfront. Dieser Aspekt berührt auch die FEPs 3.2.10, 3.2.13 und 4.3. In diesem Zusammenhang wurde angeregt, den Aspekt Geochemische Reaktionen und Mineralogie deutlicher zu machen.

- Es wurde vorgeschlagen das FEP 1.3.6 in zwei Unter-FEP aufzuteilen (1.3.6.1 – Bergbauaktivitäten, 1.3.6.2 – Speicheraktivitäten), da beide Tätigkeiten dieselbe Bedeutung haben.

Im Allgemeinen sind in der Liste alle FEP enthalten, die in den einzelnen Verbundvorhaben betrachtet werden.

### **Untersuchte FEP**

In Tab. 3.8 sind die spezifischen FEP aufgelistet, die nach Angaben der Befragten in den einzelnen Verbundvorhaben untersucht werden. Zur Vereinfachung wird dabei nur die FEP-Nummer aufgeführt.

In Tab. 3.9 ist der generische FEP-Katalog aufgeführt. Wenn dazu auch spezifische FEP-Beschreibungen erstellt wurden bzw. weitere Informationen vorliegen, ist hinter dem Namen des FEP in eckigen Klammern die jeweilige Bezugsstelle in diesem Bericht angegeben. Die konkreten FEP-Beschreibungen, die von den einzelnen Vorhaben geliefert worden sind, sind im Anhang B dokumentiert.

**Tab. 3.8** Untersuchte FEP

| FEP    | CDEAL | CO2Trap | RECO-BIO | CSEGR | CO2CSR | CHEM-KIN | BENCH-MARKS |
|--------|-------|---------|----------|-------|--------|----------|-------------|
| 1.3.8  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 2.1.1  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 2.1.2  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 2.1.3  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 2.1.7  | x     |         |          |       | x      |          |             |
| 2.1.9  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 2.2.2  | x     |         |          |       | x      |          |             |
| 3.1    |       |         |          |       |        |          | x           |
| 3.1.3  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 3.2.4  |       |         |          |       | x      |          |             |
| 3.2.9  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 3.2.11 |       | x       |          |       |        |          |             |
| 3.2.12 | x     |         |          |       |        |          |             |
| 3.2.13 | x     | x       | x        |       |        |          |             |
| 3.2.17 |       |         | x        |       |        |          |             |
| 3.2.18 |       |         | x        |       |        |          |             |
| 3.2.19 |       |         | x        |       |        |          |             |
| 3.3    |       |         |          |       |        |          | x           |
| 3.3.1  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 3.3.5  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 4.1.4  |       |         |          |       | x      |          |             |
| 4.1.8  |       | x       |          |       |        |          |             |
| 4.1.10 | x     |         |          |       |        |          |             |
| 4.1.11 |       | x       |          |       | x      |          |             |
| 4.1.16 |       | x       |          |       |        |          |             |
| 4.3    |       | x       | x        |       |        |          |             |
| 7.2.2  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 7.2.3  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 7.2.6  | x     |         |          |       |        |          |             |
| 7.3.4  | x     |         |          |       |        |          |             |

**Tab. 3.9** Generischer FEP-Katalog

| Kat. | Klasse                       | FEP  | FEP-Name   |
|------|------------------------------|--|--|
| 1    | EXTERNE FAKTOREN             |  |  |
|      | 1.1                          | Geologische Faktoren                           |  |
|      |                              | 1.1.1  | Neotektonik  |
|      |                              | 1.1.2  | Vulkanismus und magmatische Aktivität                                      |
|      |                              | 1.1.3  | Seismizität  |
|      |                              | 1.1.4  | Hydrothermale Aktivität  |
|      |                              | 1.1.5  | Hydrologische und hydrogeologische Änderungen durch geologische Änderungen |
|      |                              | 1.1.6  | Großräumige Erosion  |
|      |                              | 1.1.7  | Meteoriteneinschlag  |
|      | 1.2                          | Klimatische Faktoren                           |  |
|      |                              | 1.2.1  | Globaler Klimawandel   |
|      |                              | 1.2.2  | Regionale und lokale Klimaänderungen                                       |
|      |                              | 1.2.3  | Änderungen des Meeresspiegel (Transgression/Regression)                    |
|      |                              | 1.2.4  | Permafrost   |
|      |                              | 1.2.5  | Inlandsvereisung   |
|      |                              | 1.2.6  | Warmzeiten   |
|      |                              | 1.2.7  | Hydrologische und hydrogeologische Änderungen durch Klimawandel            |
|      |                              | 1.2.8  | Auswirkungen des Klimawandels  |
|      | 1.3                          | Zukünftige menschliche Handlungen [Kap. 3.6.1] |  |
|      |                              | 1.3.1  | Menschlicher Einfluss auf den Klimawandel                                  |
|      |                              | 1.3.2  | Motivation und Kenntnisstand   |
|      |                              | 1.3.3  | Soziale und institutionelle Entwicklungen                                  |
|      |                              | 1.3.4  | Technologische Entwicklungen   |
|      |                              | 1.3.5  | Bohraktivitäten  |
|      |                              | 1.3.6  | Bergbau und andere Untergrundaktivitäten                                   |
|      |                              | 1.3.7  | Menschliche Aktivitäten an der Erdoberfläche                               |
|      |                              | 1.3.8  | Wasserbewirtschaftung [Kap. B.2.1]   |
|      |                              | 1.3.9  | Einfluss des gespeicherten CO <sub>2</sub> auf den zukünftigen Betrieb     |
|      |                              | 1.3.10   | Explosionen und Unfälle  |
| 2    | CO <sub>2</sub> -Speicherung |  |  |
|      | 2.1                          | Betriebsphase                                  |  |
|      |                              | 2.1.1  | Speicherkonzept [Kap. B.2.2, 2.2, 5.2.1]                                   |
|      |                              | 2.1.2  | CO <sub>2</sub> -Mengen, Injektionsraten [Kap. B.2.3, 5.2.1]               |
|      |                              | 2.1.3  | CO <sub>2</sub> -Zusammensetzung [Kap. B.2.4]                              |

| Kat. | Klasse   | FEP  | FEP-Name  |
|------|--|--|---|
|      |  | 2.1.4  | Mikrobielle Kontamination   |
|      |  | 2.1.5  | Betriebsablauf  |
|      |  | 2.1.6  | Behördliche Überwachung in der Betriebsphase  |
|      |  | 2.1.7  | Monitoring in der Betriebsphase [Kap. B.2.5, 2.2.4]                                 |
|      |  | 2.1.8  | Qualitätssicherung  |
|      |  | 2.1.9  | Unfälle und ungeplante Ereignisse [Kap. B.2.6]                                      |
|      |  | 2.1.10   | Überdrücken   |
|      | 2.2  | Nachbetriebsphase                                |   |
|      |  | 2.2.1  | Behördliche Überwachung in der Nachbetriebsphase                                    |
|      |  | 2.2.2  | Monitoring in der Nachbetriebsphase [Kap. B.2.7, B.5.3]                             |
|      |  | 2.2.3  | Aufzeichnungen und Markierungen   |
|      |  | 2.2.4  | Reversibilität  |
|      |  | 2.2.5  | Abhilfemaßnahmen  |
| 3    | CO <sub>2</sub> -EIGENSCHAFTEN, -WECHSELWIRKUNGEN UND -TRANSPORT |  |   |
|      | 3.1  | CO <sub>2</sub> -Eigenschaften [Kap. B.7.2, 3.5] |   |
|      |  | 3.1.1  | Physikalische Eigenschaften des CO <sub>2</sub>                                     |
|      |  | 3.1.2  | CO <sub>2</sub> -Phasenverhalten  |
|      |  | 3.1.3  | CO <sub>2</sub> -Löslichkeit und Speziation in wässrigen Lösungen [Kap. B.2.8]      |
|      | 3.2  | CO <sub>2</sub> -Wechselwirkungen                |   |
|      |  | 3.2.1  | Einfluss der Erhöhung des Reservoirdrucks auf die Deckschicht                       |
|      |  | 3.2.2  | Einfluss der Druckerhöhung auf die Reservoirfluide [Kap. 5.2.2.3, 5.2.2.6, 5.2.3.2] |
|      |  | 3.2.3  | Wechselwirkungen mit Kohlenwasserstoffen  |
|      |  | 3.2.4  | Verdrängung von versalzten Formationslösungen [Kap. B.5.4]                          |
|      |  | 3.2.5  | Mechanische Prozesse und Bedingungen  |
|      |  | 3.2.6  | Induzierte Seismizität  |
|      |  | 3.2.7  | Absenkung und Hebung der Erdkruste  |
|      |  | 3.2.8  | Thermische Effekte am Injektionsort [Kap. 3.5]                                      |
|      |  | 3.2.9  | Wasserchemie [Kap. B.2.9]   |
|      |  | 3.2.10   | Wechselwirkungen von CO <sub>2</sub> mit chemischen Barrieren [Kap. 3.2.3]          |
|      |  | 3.2.11   | Sorption und Desorption von CO <sub>2</sub> [Kap. B.1.1, 2.1.1]                     |
|      |  | 3.2.12   | Freisetzung von Schwermetallen [Kap. B.2.10]  |
|      |  | 3.2.13   | Mineralphasen [Kap. B.1.2, B.2.11, B.3.1]   |
|      |  | 3.2.14   | Gaschemie   |
|      |  | 3.2.15   | Gasabtrennung   |
|      |  | 3.2.16   | Gashydrate  |
|      |  | 3.2.17   | Biogeochemie [Kap. B.3.2]   |
|      |  | 3.2.18   | Mikrobielle Prozesse  |

| Kat. | Klasse     | FEP   | FEP-Name   |
|------|------------|---|--|
|      |            | 3.2.19  | Aufnahme von CO <sub>2</sub> durch Biomasse        |
|      | 3.3        | CO <sub>2</sub> -Transport [Kap. B.7.2, 3.3, 3.4, 3.5, 5.2.2] |  |
|      |            | 3.3.1   | Advektion von freiem CO <sub>2</sub> [Kap. B.2.12] |
|      |            | 3.3.2   | Auftriebs-induzierte Strömung                      |
|      |            | 3.3.3   | Verdrängung von Formationsfluiden                  |
|      |            | 3.3.4   | Auflösung in Formationsfluiden                     |
|      |            | 3.3.5   | Transport in der wässrigen Phase [Kap. B.2.13]     |
|      |            | 3.3.6   | CO <sub>2</sub> -Freisetzungsprozesse [Kap. 4.3]   |
|      |            | 3.3.7   | Co-Migration anderer Gase                          |
| 4    | GEOSPHERE  |   |  |
|      | 4.1        | Geologie  |  |
|      |            | 4.1.1   | Geographische Lage                                 |
|      |            | 4.1.2   | Natürliche Ressourcen                              |
|      |            | 4.1.3   | Reservoirart [Kap. 2.1]                            |
|      |            | 4.1.4   | Reservoirgeometrie [Kap. B.5.5]                    |
|      |            | 4.1.5   | Reservoirnutzung                                   |
|      |            | 4.1.6   | Hutgestein und Deckschicht                         |
|      |            | 4.1.7   | Zusätzliche Abdichtungen                           |
|      |            | 4.1.8   | Lithologie [Kap. B.1.3]                            |
|      |            | 4.1.9   | Unregelmäßigkeiten                                 |
|      |            | 4.1.10  | Heterogenitäten [Kap. B.2.14]                      |
|      |            | 4.1.11  | Störzonen und Klüfte [Kap. B.1.4, B.5.6]           |
|      |            | 4.1.12  | Nicht-detektierte Merkmale                         |
|      |            | 4.1.13  | Vertikaler geothermischer Gradient [Kap 5.2.1.2]   |
|      |            | 4.1.14  | Formationsdruck [Kap. 5.2.1.1]                     |
|      |            | 4.1.15  | Gebirgsspannungen und mechanische Eigenschaften    |
|      |            | 4.1.16  | Petrophysikalische Eigenschaften [Kap. B.1.5]      |
|      | 4.2        | Fluide  |  |
|      |            | 4.2.1   | Fluideigenschaften [Kap. 3.5, 5.2.1.3]             |
|      |            | 4.2.2   | Hydrogeologie                                      |
|      |            | 4.2.3   | Kohlenwasserstoffe                                 |
|      | 4.3        | Geochemie [Kap B.1.6]   |  |
|      | 4.4        | Ressourcen  |  |
| 5    | BOHRLÖCHER |   |  |
|      | 5.1        | Erstellung und Komplettierung                                 |  |
|      |            | 5.1.1   | Schäden in der Formation                           |
|      |            | 5.1.2   | Bohrlochausbau und -komplettierung [Kap. 3.2.2]    |
|      |            | 5.1.3   | Überarbeitung von Bohrlöchern                      |

| Kat. | Klasse                   | FEP  | FEP-Name   |
|------|--------------------------|--|--|
|      |                          | 5.1.4  | Beobachtungsbohrungen [Kap. 2.2.4.1]             |
|      |                          | 5.1.5  | Bohrlochdaten                                    |
|      | 5.2                      | Bohrlochabdichtungen und -stilllegung [Kap. B.7.1] |  |
|      |                          | 5.2.1  | Verschließen von Bohrlöchern                     |
|      |                          | 5.2.2  | Versagen der Abdichtung [Kap. 3.2]               |
|      |                          | 5.2.3  | CO <sub>2</sub> -Ausbruch [Kap. 4.4, 5.1]        |
|      |                          | 5.2.4  | Vergessene Bohrlöcher                            |
|      |                          | 5.2.5  | Bodenkriechen um Bohrlöcher                      |
| 6    | NEAR-SURFACE ENVIRONMENT |  |  |
|      | 6.1                      | Terrestrisches Umfeld                              |  |
|      |                          | 6.1.1  | Topographie und Morphology                       |
|      |                          | 6.1.2  | Böden und Sedimente                              |
|      |                          | 6.1.3  | Erosion und Ablagerung                           |
|      |                          | 6.1.4  | Atmosphäre und Wetter                            |
|      |                          | 6.1.5  | Hydrologische Situation und Wasserbilanz         |
|      |                          | 6.1.6  | Oberflächennahe Aquifere und Oberflächengewässer |
|      |                          | 6.1.7  | Terrestrische Flora und Fauna                    |
|      |                          | 6.1.8  | Terrestrisches ökologisches System               |
|      | 6.2                      | Marines Umfeld                                     |  |
|      |                          | 6.2.1  | Küstenlinien                                     |
|      |                          | 6.2.2  | Lokale Ozeanographie                             |
|      |                          | 6.2.3  | Marine Sedimente                                 |
|      |                          | 6.2.4  | Marine Flora und Fauna                           |
|      |                          | 6.2.5  | Marines ökologisches System                      |
|      | 6.3                      | Menschliches Verhalten [Kap. 3.6.1]                |  |
|      |                          | 6.3.1  | Menschliches Verhalten                           |
|      |                          | 6.3.2  | Ernährung und Nahrungsmittelverarbeitung         |
|      |                          | 6.3.3  | Lebensart  |
|      |                          | 6.3.4  | Land- und Wassernutzung                          |
|      |                          | 6.3.5  | Gesellschaftliche Charakteristika                |
|      |                          | 6.3.6  | Gebäude  |
| 7    | EINWIRKUNGEN             |  |  |
|      | 7.1                      | Systemverhalten                                    |  |
|      |                          | 7.1.1  | Verlust des Einschlusses                         |
|      | 7.2                      | Einwirkung auf die Umwelt                          |  |
|      |                          | 7.2.1  | Kontamination des Grundwassers                   |
|      |                          | 7.2.2  | Einwirkung auf Böden und Sedimente [Kap. B.2.15] |
|      |                          | 7.2.3  | Freisetzung in die Atmosphäre [Kap. B.2.16]      |

| Kat. | Klasse | FEP   | FEP-Name  |
|------|--------|-------|---|
|      |        | 7.2.4 | Einwirkung auf die Nutzung von Bodenschätzen            |
|      |        | 7.2.5 | Veränderungen der Hydrologie und Hydrogeologie          |
|      |        | 7.2.6 | Veränderungen der Geochemie [Kap. B.2.17]               |
|      |        | 7.2.7 | Seismizitätsänderungen                                  |
|      |        | 7.2.8 | Veränderungen der Topographie der Erdoberfläche         |
|      | 7.3    |       | Einwirkung auf Flora und Fauna                          |
|      |        | 7.3.1 | Erstickungseffekte                                      |
|      |        | 7.3.2 | CO <sub>2</sub> -Effekte auf Pflanzen und Algen         |
|      |        | 7.3.3 | Ökotoxikologie von Verunreinigungen                     |
|      |        | 7.3.4 | Ökologische Effekte [Kap. B.2.18]                       |
|      |        | 7.3.5 | Veränderungen des mikrobiellen Systems                  |
|      | 7.4    |       | Einwirkungen auf den Menschen                           |
|      |        | 7.4.1 | Gesundheitseinwirkungen durch CO <sub>2</sub>           |
|      |        | 7.4.2 | Toxizität von Verunreinigungen                          |
|      |        | 7.4.3 | Einwirkungen durch CO <sub>2</sub> -Ausbruch [Kap. 5.1] |
|      |        | 7.4.4 | Einwirkungen durch ökologische Veränderungen            |

## **4 Szenarien für die CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung in Aquiferen und Kohleflözen**

### **4.1 Allgemeines**

Eine zentrale Voraussetzung für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Formationen, ob abgebaute Gas- oder Öllagerstätte oder Aquiferstruktur, bildet die geologische Einheit von Speicherschicht, in der das CO<sub>2</sub> im Porenraum akkumuliert werden kann, und von Deckschicht als Sperre gegen einen CO<sub>2</sub>-Aufstieg in die Geo-Hydro-Bio-Sphäre. Nur in diesem Schicht-Tandem ist eine CO<sub>2</sub>-Speicherung gegeben.

Die CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung weist dabei eine geotechnische Spezifik gegenüber der seit 40 Jahren betriebenen Untergrundspeicherung von verschiedenen Gasen, auch mit CO<sub>2</sub>-Gehalt, auf: Das CO<sub>2</sub> wird unter hohem Druck, gleich oder über dem hydrostatischen Schichtdruck, permanent gespeichert. Damit ist ein allseitiger Druckgradient aus der Speicherschicht in das Deckgebirge, auch in das weniger risikobehaftete Liegende (höherer initialer Druck) gegeben, der Ursache für eine CO<sub>2</sub>-Migration nach oben sein könnte.

Demgegenüber weist die Gasspeicherung das risikoentlastende Merkmal auf, dass während eines Jahres (Sommer – Winter) der Druck zwischen Maximal- und Minimalwert schwankt, im Jahresmittel meist der initiale hydrostatische Druck herrscht. Jedenfalls wird die Deckschicht periodisch druckentlastet und kann ihre initiale Sperrwirkung, falls sie verletzt wurde, regenerieren. Im Mittel bildet sich also kein Druckgradient und damit keine Migrationswirkung nach außen auf. Im Fall der abgebauten Gas- oder Öllagerstätte, in der der Lagerstättendruck allgemein weit unter dem initialen-hydrostatischen Druck liegt, ist der Druckgradient nach innen in die Speicherschicht gerichtet, so dass eine Migration ausgeschlossen ist.

### **4.2 Methodische Aspekte der Szenarienanalyse**

Die zukünftige Entwicklung eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers kann über eine lange Zeit nur mit großen Ungewissheiten prognostiziert werden, da sie von einem komplexen Wechselspiel vieler Prozesse und Systemmerkmale abhängt. Ferner wird die

Entwicklung des Gesamtsystems maßgeblich durch das Auftreten von Ereignissen und den Zeitpunkt ihres Eintretens bestimmt. Angaben für die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Ereignisse bzw. den Zeitpunkt ihres Eintretens sind in der Regel schwierig. Im Rahmen von langzeitsicherheitsanalytischen Betrachtungen werden daher die Auswirkungen verschiedener potentieller Entwicklungen in Form von definierten Szenarien betrachtet. Jedes Szenario beschreibt dabei eine mögliche zukünftige Entwicklung des Speicherstandortes über den Betrachtungszeitraum unter genau festgelegten Randbedingungen. Diese Szenarien bestehen aus dem Zusammenwirken einer eindeutigen Menge von bestimmten Merkmalen (Features), Ereignissen (Events) und Prozessen (Processes), die in der Regel in einem FEP-Katalog zusammengestellt werden.

Wegen der Ungewissheiten in der Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmter Ereignisse ist es auch schwierig, den einzelnen Szenarien quantitative Werte für deren Eintrittswahrscheinlichkeit zuzuordnen. In vielen Ländern begnügt man sich daher mit einer halbquantitativen Einteilung in Wahrscheinlichkeitsklassen, wie

- wahrscheinliche Entwicklungen
- weniger wahrscheinliche Entwicklungen
- sehr unwahrscheinliche bzw. auszuschließende Entwicklungen

Die Ableitung der einzelnen Szenarien und die Angabe von Eintrittswahrscheinlichkeiten bzw. die Zuordnung zu Wahrscheinlichkeitsklassen erfolgt durch Expertenschätzung und muss im Einzelfall für einen konkreten Standort durch standortspezifische Fakten untermauert werden. Es gibt kein Verfahren, mit dem mit Hilfe eines Algorithmus aus einem FEP-Katalog ein Szenario abgeleitet werden kann.

Für die unterschiedlichen, möglichen Entwicklungen und ihrer Beschreibung über Szenarien haben sich in der Fachwelt verschiedene Begriffe etabliert. So wird auch bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle u. a. von der Normalentwicklung gesprochen, bei der die einzelnen Komponenten eines Barrieresystems auslegungsgemäß funktionieren. Dies wird häufig auch als erwartete Entwicklung bzw. als Referenzszenario bezeichnet. Dem sind die abweichenden Entwicklungen gegenüber zu stellen. In der Regel handelt es sich dabei um Entwicklungen, bei denen eine oder mehrere Barrieren durch

Veränderungen oder Einwirkungen ihre Funktion einbüßen. Aus diesem Grund werden derartige Szenarien auch als Störfall- oder Versagensszenarien bezeichnet.

Eine Typisierung von Szenarien erfolgt aber auch dadurch, dass eine Unterscheidung zwischen Szenarien, die aus natürlichen und endlagerbedingten Prozessen entwickelt sind und solchen, die im Zusammenhang mit einem möglichen zukünftigen Eindringen des Menschen in das Endlager oder der Entwicklung der Biosphäre bestehen. Festzustellen ist, dass es eine verbindliche, allgemein gültige Definition für die verschiedenen Arten von Szenarien gibt.

In der Praxis der Sicherheitsanalyse werden häufig Szenarien mit ähnlich ablaufenden Entwicklungen zu Szenariengruppen zusammengefasst und durch ein repräsentatives Szenarium abgebildet. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass die Auswirkungen aus dem repräsentativen Szenarium auf die Sicherheitsfunktionen des Endlagersystems abdeckend für die Gruppe sind.

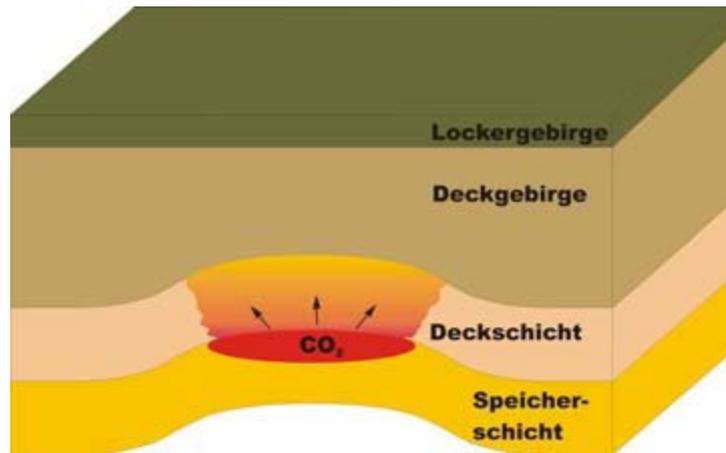
Basierend auf den heutigen Erfahrungen insbesondere zur Untergrundspeicherung von Erdgas bzw. zu den verschiedenen CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten werden in den folgenden Abschnitten einige relevante Szenarien abgeleitet und verbal beschrieben. Dazu gehört eine Identifizierung wichtiger Prozesse und Einflussgrößen. Die modellhafte Bewertung der Auswirkungen der verschiedenen Szenarien ist im folgenden Kapitel dargestellt.

### **4.3 Prinzipielle Wegsamkeiten für den CO<sub>2</sub>-Transport**

Für einen CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher lassen sich im Gedankenmodell vier Migrationstypen entwickeln, die in den folgenden Abschnitten dargestellt sind.

#### **4.3.1 Areale Migration durch die Deckschicht**

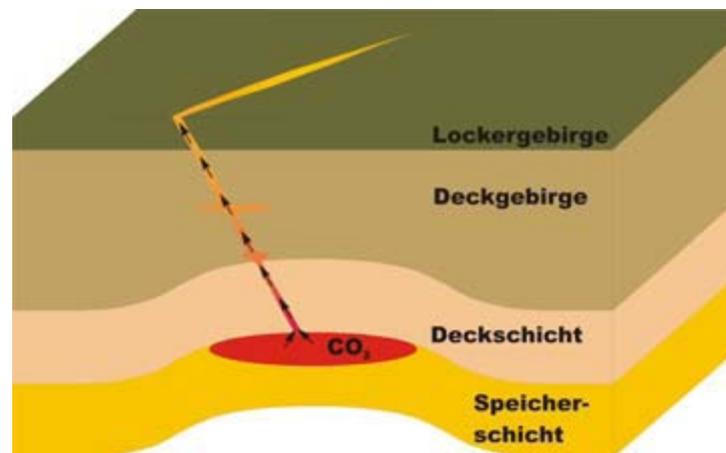
Wenn die Sperrwirkung der Deckschicht, die hauptsächlich durch die natürlichen Permeabilitätsverhältnisse bestimmt wird, nicht ausreicht, kann eine CO<sub>2</sub>-Migration aus der Speicherschicht flächenartig einsetzen. Dieser Migrationstyp ist in Abb. 4.1 skizziert. Die areale Migration kann die höherliegenden Schichten und die Oberfläche erreichen.



**Abb. 4.1** Arale Migration durch das Deckgebirge

#### 4.3.2 Lineare Migration durch eine tektonische Störung

In einer Störungszone kann die initiale Sperrwirkung der Deckschicht zerstört bzw. reduziert werden. Die Störung kann zur Migrationsbahn werden (Abb. 4.2).

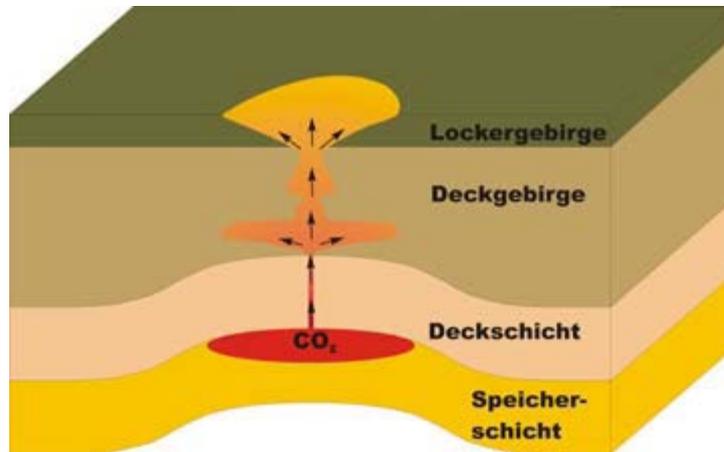


**Abb. 4.2** Lineare Migration durch eine tektonische Störung

#### 4.3.3 Punktuelle Migration längs einer Bohrung

Die notwendigen Injektionsbohrungen eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers durchdrören die Deckschicht. Ihre nachträgliche Wiederabdichtung mit Rohren und Zementsteinen zwischen diesem und dem Deckgebirge ist ein technischer Vorgang ohne Risikofreiheit.

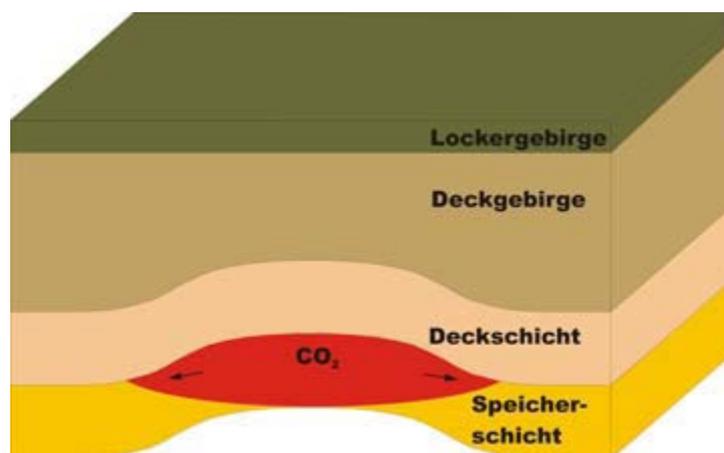
Besonders die empfindliche Ringraumzementation und deren langzeitige Standfestigkeit stellen einen Risikofaktor dieses Typs dar, welcher in Abb. 4.3 skizziert ist.



**Abb. 4.3** Punktuelle Migration längs einer Bohrung

#### 4.3.4 Laterale Migration in der Speicherschicht

Die CO<sub>2</sub>-„Speicherblase“ bildet in den Flanken der Speicherschicht einen CO<sub>2</sub>-Wasser-Kontakt aus, an dem sich einen Konzentrationsgradient des CO<sub>2</sub> in den wasserführenden Porenraum nach außen, bei annähernder Druckgleichheit CO<sub>2</sub>-Wasser, bildet. Damit kann eine CO<sub>2</sub>-Diffusion einsetzen, die hauptsächlich von den Diffusionsverhältnissen Gas-Wasser im porösen Stoff abhängt und als Typ skizziert wird (Abb. 4.4).



**Abb. 4.4** Laterale Migration in der Speicherschicht

#### 4.3.5 Erfahrungen aus der Erdgasspeicherung

40 Jahre Erdgasspeicherung im tiefen Untergrund haben einen Erfahrungsstock gebildet, der es erlaubt, die dargestellten generischen CO<sub>2</sub>-Ausbreitungstypen hinsichtlich ihrer prinzipiellen Bedeutung einzuschätzen. Diese sind in Tab. 4.1 kurz angegeben:

**Tab. 4.1** Typpriorisierung anhand der Erfahrungen aus der Gasspeicherung

| Typ       | Erfahrung  | Risiko   | Kommentar  |
|-----------|--|--|--|
| Areal     | kein Negativfall existent  | Reduzierung durch reduzierbaren Speichermaxdruck                 | Nur hypothetischer Fall ohne Praxiserfahrung   |
| Linear    | kein direkter Nachweisfall, Begrenzte Migration zwischen Nachbarschichten unterhalb Deckschicht nachgewiesen | Reduzierung durch reduzierbaren Speichermaxdruck                 | Bedingte Praxiserfahrung ohne UGS-Betriebsstörung, hypothetischer CO <sub>2</sub> -Typ |
| Punktuell | Verschiedene Negativfälle bis 1990 aufgetreten, Bohrungsintegrität ist UGS-Schwachstelle                     | Reparatur und Sekundärabdichtung ist kostentreibende Technologie | Einige UGS erfordern Bohrungsreparatur, Schwerpunkttyp eines CO <sub>2</sub> -UGS      |
| Lateral   | Diffusionsströmung nicht nachgewiesen = UGS unbedeutend, Konvektionsströmung durch Überdrückung aufgetreten  | kein   | Hypothetischer Fall  |

Die geologischen Migrationstypen „Areal“, „Linear“ und „Lateral“ stellen aus der Erfahrung der Untergrundspeicherung von Erdgas keinen unkontrollierbaren Risikofall dar.

Der bohrtechnische Typ „Punktuelle Migration“ hat zu Standardtechnologien der Bohrungsreparatur geführt, die allerdings an die Bedingungen eines aggressiven CO<sub>2</sub> angepasst werden müssen. Dieser Typ der langzeitigen Bohrungsintegrität muss besonders betrachtet werden.

#### **4.4 Versagensszenarien in der Betriebsphase**

In den folgenden Abschnitten werden die hinsichtlich der Bohrungsintegrität relevanten Versagensszenarien dargestellt und hinsichtlich ihres Risikos diskutiert. Eine CO<sub>2</sub>-Eruption aus einer Speicherbohrung ist der größte anzunehmende Unfall einer CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung, auf dessen Verhinderung alle technischen Mittel ausgerichtet sind. Dennoch sind trotz aller Sorgfalt und Absicherung gegen CO<sub>2</sub>-Eruptionen zwei Eruptionsszenarien theoretisch zu betrachten, die auch bei der Erdgas-Untergrundspeicherung in der Vergangenheit bereits aufgetreten sind.

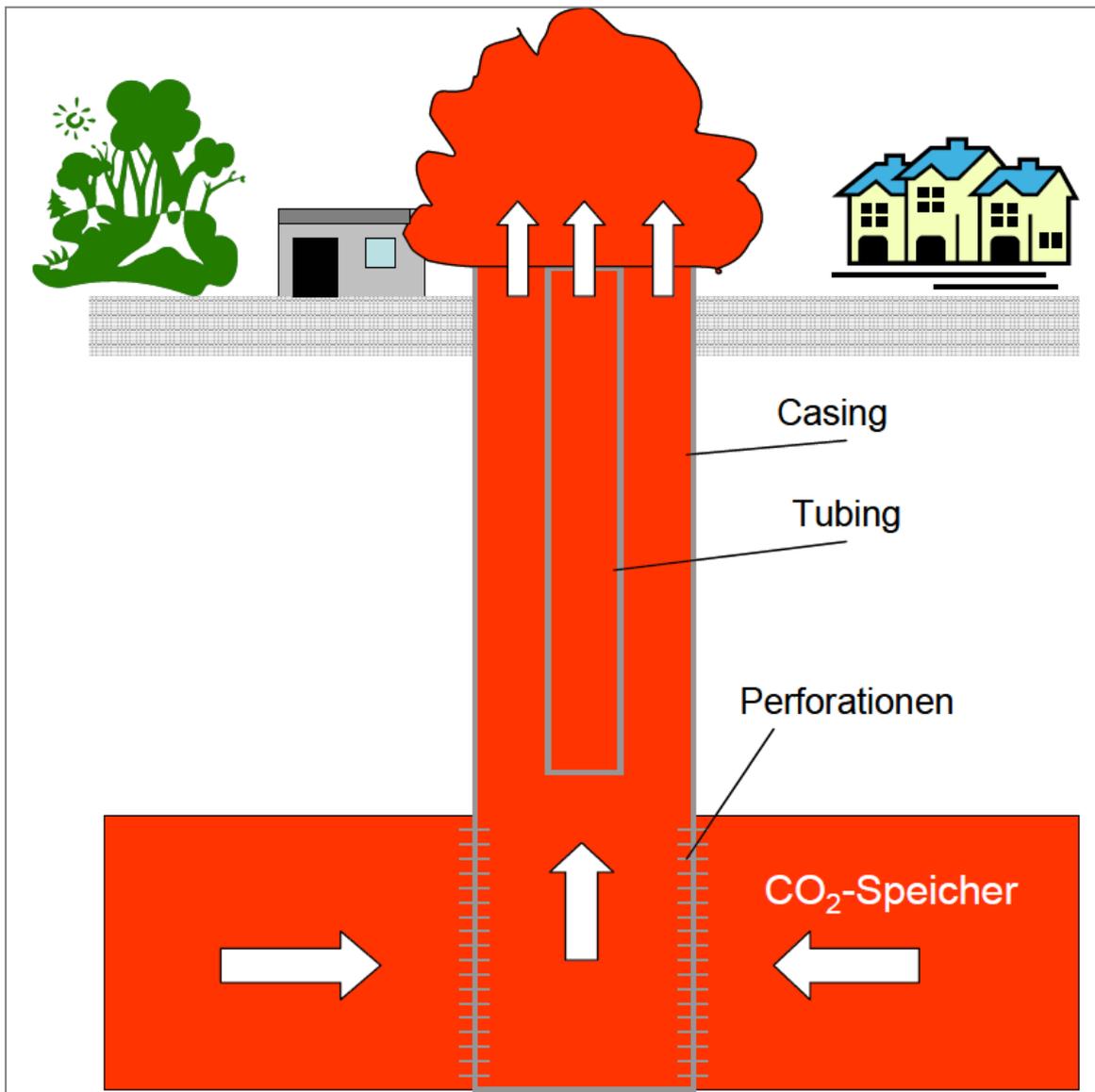
- Fall 1 – Gasstrahl aus Bohrung  
Bei diesem Szenario kommt es zu einem vertikalen Gasausströmen aus den Bohrungsrohren bei abgetrenntem Bohrungskopf (siehe Abb. 4.5).
- Fall 2 – Gasstrahl aus Erdboden  
Hierbei kommt es zu einem schlammvulkanartigen Gasausströmen am Erdboden infolge geologischer Leckkanäle nach Abb. 4.6.

Fall 1 wird durch die Technologie „Untertage-Sicherheitsventil im Tubing 20 - 50 m unter Rasensohle“ praktisch verhindert. Theoretisch kann dieser Fall jedoch denkbar auftreten, wenn

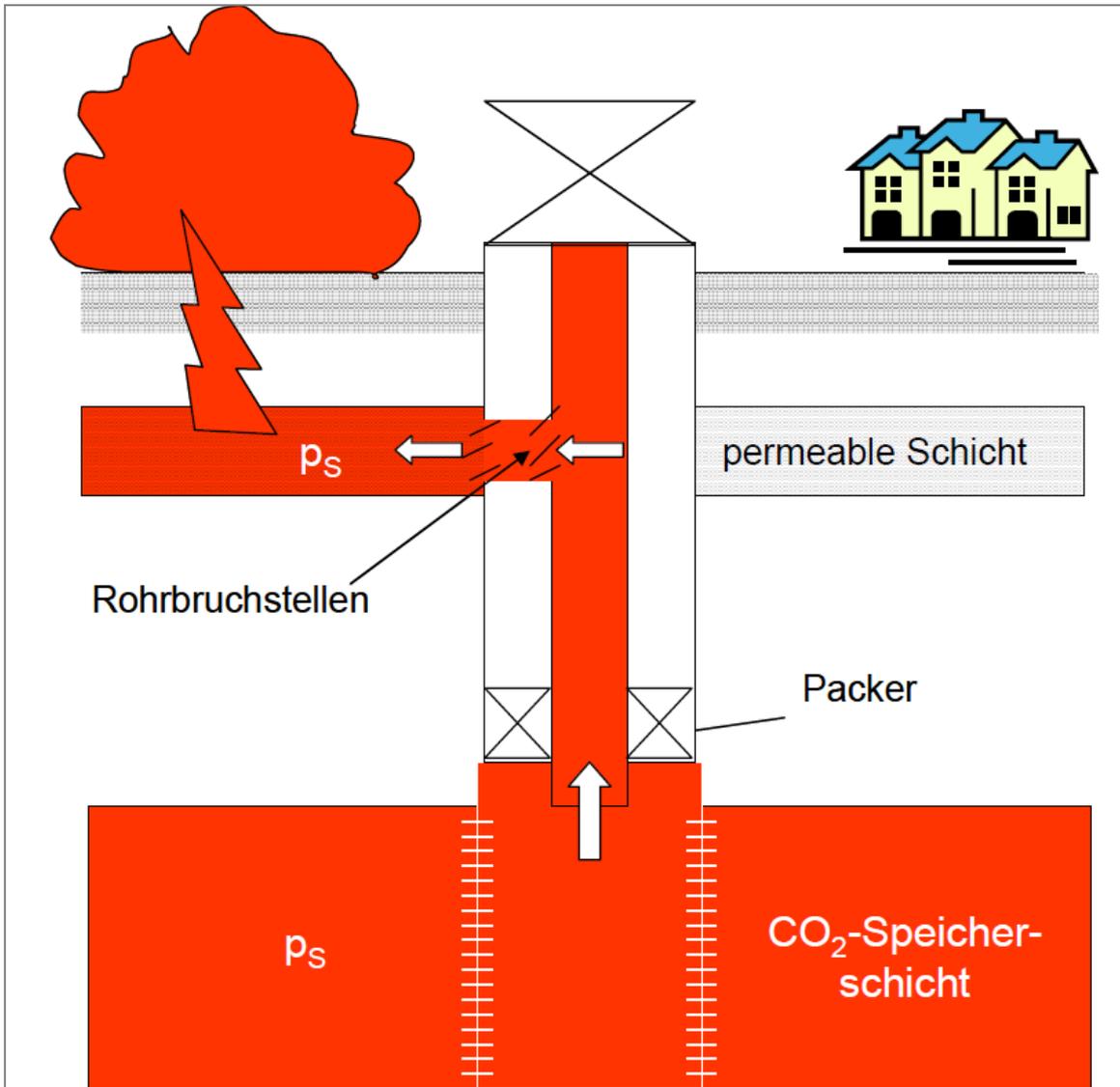
- während des Teufens einer Neubohrung auf einen druckgefüllten CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher ein Gasausbruch bei nicht installiertem Untertage-Sicherheitsventil auftritt, oder
- durch gewaltsames Entfernen des Bohrkopfes (durch Terroranschlag, Flugzeugabsturz u. ä.) und paralleles Versagen des Untertage-Sicherheitsventils der Ausströmungsweg frei ist.

Fall 2 tritt dann ein, wenn in der druckgefüllten Bohrung an den Bohrungsrohren starke Undichtheiten bzw. Bruchstellen ein Einströmen von CO<sub>2</sub> in höher liegende Schichten

ermöglichen, in denen der dann hohe CO<sub>2</sub>-Gasdruck zum Frac (vertikales Aufreißen der Erdschichten bis zur Oberfläche) und Gasausbruch am Erdboden führt.



**Abb. 4.5** Versagenszenario „Gasstrahl aus Bohrung“



**Abb. 4.6** Versagenszenario „Gasstrahl aus Erdboden“

#### 4.5 Szenarien für die CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung in einem Aquifer

Das Referenzszenario beschreibt üblicherweise die normale, zu erwartende Entwicklung des Speicherstandortes, bei dem es zu keinem Versagen von Barrieren kommt. Zusätzlich werden in der Regel verschiedene denkbare Störfallszenarien betrachtet, die gestörte Entwicklungen oder nicht erwartete Merkmale des Systems beschreiben, einschließlich der Bildung von Klüften bzw. Störungszonen aufgrund mechanischer Spannungen, das von Menschen verursachte Eindringen in den Speicherhorizont und eine CO<sub>2</sub>-Leckage über nicht festgestellte Wegsamkeiten oder durch technische

Abdichtungen umfassen. Die Identifizierung solcher gestörten Entwicklungen ist besonders wichtig, da diese Szenarien zu nachteiligeren Konsequenzen führen könnten als das die normale Entwicklung beschreibende Szenario.

Da im Projekt CO<sub>2</sub>-UGS-Risk die methodischen Grundlagen ermittelt wurden und keine Sicherheitsanalyse für einen konkreten Standort durchgeführt wurde, kann hier nichts zu den Wahrscheinlichkeiten der genannten Szenarien gesagt werden. Auch ist es denkbar, dass bestimmte Szenarien an einem realen Standort nicht auftreten können bzw. an realen Standorten weitere Störfallszenarien zu berücksichtigen sind.

#### **4.5.1 Beschreibung des Referenzszenario**

Das Referenzszenario zeichnet sich durch folgende Merkmale und Abläufe aus:

- Das CO<sub>2</sub> wird in einem tiefen, porösen Aquifer gespeichert, der für eine technische Nutzung wegen seiner großen Teufe bzw. seiner Salinität nicht von Interesse ist.
- CO<sub>2</sub> wird unter hohem Druck als Fluid eingeleitet (d. h. in flüssigem oder gasförmigem Zustand).
- Der Druck wird so gewählt, dass es nicht zu einem unkontrollierten lateralen CO<sub>2</sub>-Fluß kommt.
- Die technischen Einrichtungen funktionieren bestimmungsgemäß. Es kommt zu keinem Versagen der Bohrung selbst oder der Bohrlochauskleidung aus Zement.
- Die Deckschicht ist für CO<sub>2</sub> kaum durchlässig, d. h. dass CO<sub>2</sub> in vertikaler Richtung nur durch langsame Diffusion bzw. Advektion aus dem Speicherhorizont entweichen kann. Klüfte, die höhere hydraulische Leitfähigkeiten als die Deckschicht aufweisen, sind nicht anzutreffen.
- Das eingeleitete CO<sub>2</sub> verdrängt in horizontaler Richtung salzhaltiges Wasser aus dem Aquifer.
- Das CO<sub>2</sub> wird in dem Aquifer gespeichert, d. h. es kann in horizontaler Richtung nicht entweichen. Das bedeutet, dass ein Grenzvolumen an CO<sub>2</sub>

nicht überschritten wird, das durch den so genannten Spill Point der geologischen Struktur bestimmt wird.

- Das CO<sub>2</sub> wird teilweise in dem salzhaltigen Grundwasser gelöst. Genauso kommt es zu einem Lösen von Wasser in der CO<sub>2</sub>-Fluidphase.

#### **4.5.2 Szenarien mit gestörten Entwicklungen**

Die Beschreibung der Szenarien mit gestörten Entwicklungen entspricht in vielen Einzelheiten der Situation des Referenzszenarios. Es sind aber zusätzliche Prozesse oder Merkmale zu berücksichtigen bzw. es laufen bestimmte Prozesse anders ab. Im Folgenden werden nur die Unterschiede zur Situation des Referenzszenarios hervorgehoben:

*Szenario – Ausbildung einer Kluft:*

- Es kommt zu einer spannungs- bzw. Erdbeben-induzierten Ausbildung einer Kluft. Der CO<sub>2</sub>-Transport aus dem Speicherhorizont in höher gelegenen Gesteinsschichten erfolgt entlang der Kluft durch die Deckschicht erheblich schneller als durch diffusiven Transport (Ausbreitungstyp „Lineare Migration durch eine tektonische Störung“).

*Szenario – Existenz einer nicht entdeckten, hydraulisch wirksamen Kluft:*

- Dieses Szenario unterscheidet sich nur durch den Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Kluft von dem zuvor genannten Szenario. Da es sich um eine existente Störung handelt, ist die hydraulische Wirksamkeit von Anfang an gegeben. Eine Berücksichtigung anderer Prozesse als im vorgenannten Szenario ist nicht notwendig.

*Szenario – Versagen der Bohrlochabdichtung:*

- Eine weitere mögliche gestörte Entwicklung besteht im Versagen der technischen Abdichtung des Bohrloches, durch das die Einleitung erfolgt, wodurch es zu einem direkten Aufstieg von CO<sub>2</sub> kommt (Ausbreitungstyp „Punktuelle Migration längs einer Bohrung“).

*Szenario – Versagen der äußeren Bohrlochabdichtung:*

- Durch Korrosion des Zements im Ringraum des Bohrlochs kommt es zu einer Umläufigkeit, über die CO<sub>2</sub> direkt nach aufsteigen kann (Ausbreitungstyp „Punktuelle Migration längs einer Bohrung“).

#### **4.6 Szenarien für nicht-abbaubare Kohleflöze**

Kohleflöze, deren Abbau zur Energietränergewinnung als nicht wirtschaftlich eingeschätzt wird, stellen neben Gasfeldern und Aquiferformationen eine der drei für die CO<sub>2</sub>-Speicherung vielversprechendsten Senken dar. Ihr Potential in Deutschland wird auf 5500 Mt geschätzt (siehe auch Tab. 4.2).

**Tab. 4.2** Gasspeicherpotentiale in Deutschland /MAY 03/

| Speichertyp | Kapazität |
|-------------|-----------|
| Gasfelder   | 2.560 Mt  |
| Aquifere    | 33.000 Mt |
| Kohleflöze  | 5.500 Mt  |
| Gesamt      | 41 Gt     |

Praxisbeispiele wie die Verpressung von CO<sub>2</sub> in die Allison Unit in den USA mit dem Ziel der Steigerung der Produktion von Methan (CBM) zeigen, dass in Kohleflözen erhebliche Mengen an CO<sub>2</sub> gespeichert werden können. Im Zeitraum von 1996 bis 2001 wurden ca. 0,3 Mt CO<sub>2</sub> in der Allison Unit verpresst, welche eine Permeabilität von ca. 116 mD bei einem Druck von ca. 110 bar aufweist /PEK 02/. Für eine wirtschaftliche Speicherung von CO<sub>2</sub> untertage sind Permeabilitäten von 1 - 10 mD notwendig. Ist die Permeabilität des Speichermediums geringer, werden mehr bzw. teurere Bohrungen (Horizontalbohrungen) benötigt. Aufgrund der starken Kompaktierung der Kohle in Europa liegen die initialen Permeabilitäten zwischen 0,01 - 0,1 mD. Nach stimulierenden Maßnahmen z.B. Fracing können Durchlässigkeiten von 1 - 10 mD erreicht werden, wobei ein CO<sub>2</sub>-Durchbruch zwischen Injektions- und Produktionsbohrung unbedingt vermieden werden muss. Weiterhin kann der Einsatz von Hochleistungsbohrungen (Horizontalbohrungen) die Injektivität verbessern, jedoch liegen keine praktischen

Erfahrungen über die Anwendungen von Horizontalbohren zur CO<sub>2</sub>-Speicherung vor /KRE 05/.

Aufgrund der geringen initialen Permeabilitäten der Kohle in Europäischen Lagerstätten und ersten Untersuchungen des „Swelling Effect“, welcher durch die Injektion von CO<sub>2</sub> in die Kohle hervorgerufen wird und die Durchlässigkeit der Kohle gegenüber CO<sub>2</sub> drastisch verringern kann (bis zu Faktor 50), werden Kohleflöze für die CO<sub>2</sub>-Untertage-speicherung in Europa als sekundäre Möglichkeit betrachtet. Die Speicherung in ausgebeuteten Gasfeldern und Aquiferen verspricht eine deutlich höhere Effizienz. Eine detaillierte Untersuchung der Kohleflöze als potentiell Speichermedium im Rahmen dieses Berichtes erfolgt daher nicht.



## **5 Bewertung von CO<sub>2</sub>-Migrationsvorgängen**

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen der in Kapitel abgeleiteten Szenarien auf der Grundlage von quantitativen Modellergebnissen bewertet.

### **5.1 Bewertung der Störfallszenarien für die Betriebsphase**

#### **5.1.1 CO<sub>2</sub>-Eruption aus Gasbohrung**

Das Szenario „Gasstrahl aus Gasbohrung“ (Fall 1) führt zu einer Ausbreitung einer CO<sub>2</sub>-Wolke in der Atmosphäre und an der Erdoberfläche. Deren Auswirkungen wurden mittels der Software TECJET von der Firma TECHNICA simuliert, die seit längerer Zeit für Sicherheitsbetrachtungen an Erdgasbohrungen angewendet wird.

Das Dispersions-Modell enthält die Strömungsmechanismen

- Turbulente Strömung eines Gasstrahls am Austrittspunkt,
- Einwirkung der Windgeschwindigkeit auf die Strahlachse und
- passive Gauß-Dispersion ab größeren Distanzen.

Das Modell realisiert Dichteunterschiede der Gasarten und die sich ändernden thermodynamischen Fluideigenschaften von Gasmischungen innerhalb der Gasfahne. Allerdings berücksichtigt TECJET nicht den Thermodynamik-Wechsel eines CO<sub>2</sub>-Gases zu CO<sub>2</sub>-Eis, also keinen Phasenwechsel. Hierzu wäre eine Softwareergänzung erforderlich, die für Modellverifizierung mit aufwändigen Laborversuchen begleitet werden müsste. Die gegenwärtige Vernachlässigung eines evtl. Phasenwechsels geht konservativ in die Ausbreitungsberechnungen der CO<sub>2</sub>-Gasfahne ein, weil somit evtl. eine größere Gasmenge für die Gasfahne bereitsteht und kein Massenverlust infolge Eisniederschlag eintritt. Die für die Berechnungen unterstellten Bohrungsparameter sind in Tab. 5.1 zusammengefasst und die Randbedingungen für die betrachteten Eruptionsszenarien sind in Tab. 5.2 zusammengestellt.

**Tab. 5.1** Bohrungsparameter

| Parameter                      | Wert        |
|--------------------------------|-------------|
| Tiefe                          | 1000 m      |
| Reservoirdruck                 | 150 bar     |
| Reservoirtemperatur            | 45 °C       |
| Casing-Tubing-Innendurchmesser | 110 - 60 mm |
| Ausströmtemperatur             | 9 °C        |
| Umgebungstemperatur            | 20 °C       |

**Tab. 5.2** Randbedingungen der Eruptionsszenarien

| Szenario           | Vertikale Eruptionsrate Q<br>[m <sup>3</sup> /h] | Windgeschwindigkeiten<br>[m/s] |
|--------------------|--|--------------------------------|
| Tubing-Eruption    | 15.000   | 0 - 16                         |
| Casing-Eruption    | 70.000   | 4                              |
| Bohrkeller-Leckage | 15.000   | 4                              |

#### 5.1.1.1 Simulationsergebnisse der Eruptionsszenarien

Bei der Modellierung der vorgenannten drei Eruptionsszenarien ergeben sich nachfolgende Berechnungsergebnisse für die Ausbreitung einer eruptierenden CO<sub>2</sub>-Wolke in der Atmosphäre und am Erdboden.

## Tubing-Eruption

Das könnte der Fall eines zerstörten Bohrungskopfes und eines gleichzeitig versagenden Untertagesicherheitsventils im Tubing sein. Die CO<sub>2</sub>-Wolke breitet sich gemäß Abb. 5.1 aus. Der hohe Ausströmimpuls am Bohrungskopf (Distanz 0) lässt den CO<sub>2</sub>-Strahl vertikal in die Atmosphäre schießen bis zu einer Höhe von ca. 50 m. Der Durchmesser des Strahles mit der Geringkonzentration von 1 % CO<sub>2</sub> in Luft beträgt bei Windstille maximal nur 6 m. Diese „CO<sub>2</sub>-Säule“ wird also am Boden in der Biosphäre nicht wirksam und merkbar.

Mit steigenden Windgeschwindigkeiten bis zum Sturm biegt der CO<sub>2</sub>-Strahl immer mehr um in Richtung der Windgeschwindigkeit und verdünnt sich dabei immer stärker. Dadurch wird seine Aufstiegshöhe immer geringer bis auf minimal 10 m. Eine CO<sub>2</sub>-Konzentration unter 1 % tritt auch im Sturmfall unterhalb 2 m Höhe vom Erdboden in Bohrungsnahe nicht auf. Insgesamt zeigt dieses Szenarium für den Menschen am Erdboden keine Gefährdung. Die Ausweitung auf eine langsame bodennahe Luftfahrt (Ballon, Helikopter) ist nur punktuell und kontrollierbar im realen Fall durch entsprechende Luftwarnung.

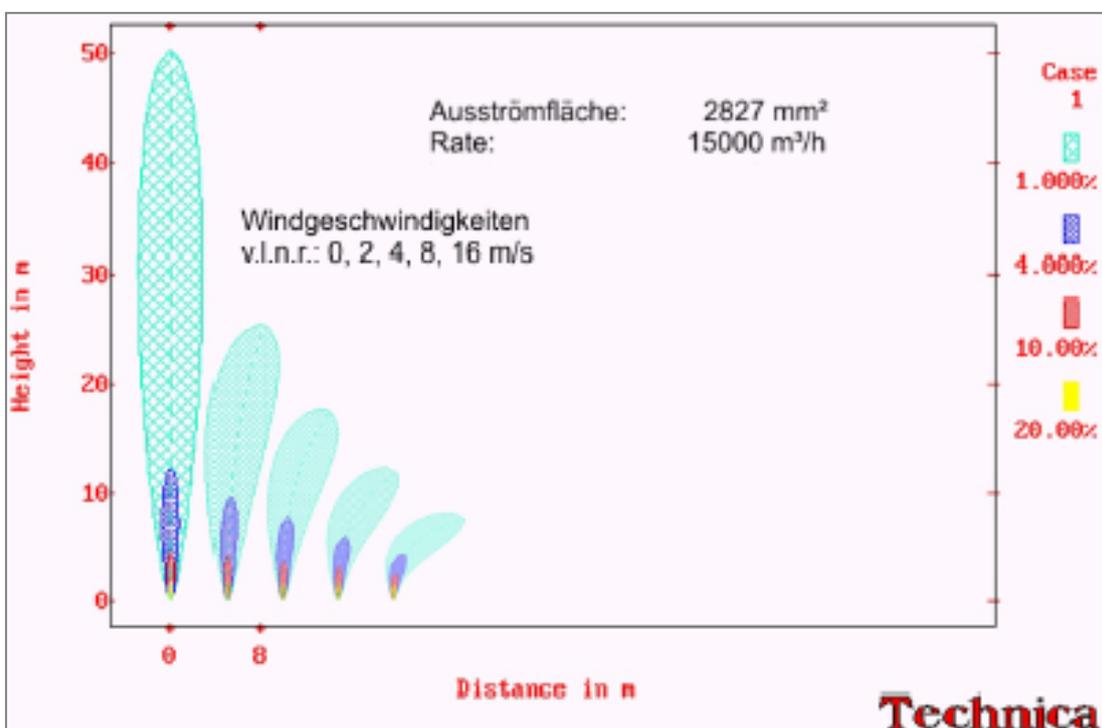
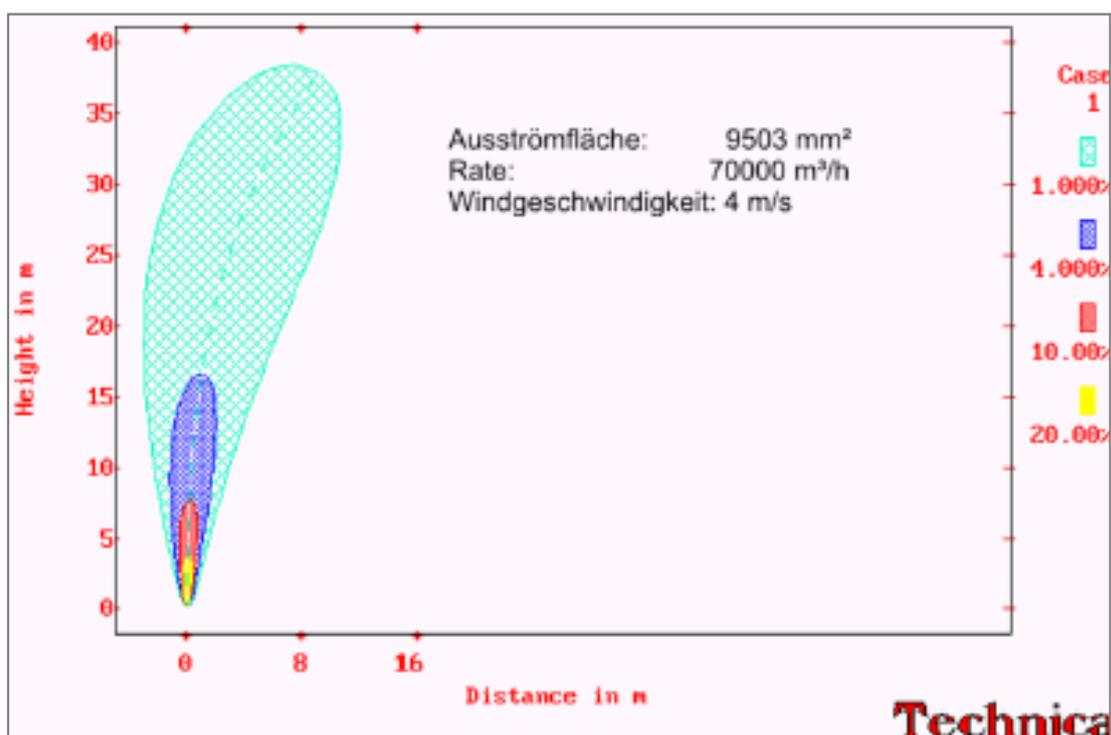


Abb. 5.1 Berechnung der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung bei einer Tubing-Eruption

## Casing-Eruption

Das könnte der Fall einer tubing- und packerlosen Bohrung mit zerstörtem oder demontiertem Bohrungskopf sein. Abb. 5.2 zeigt die berechnete CO<sub>2</sub>-Wolkenausbreitung bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4 m/s.



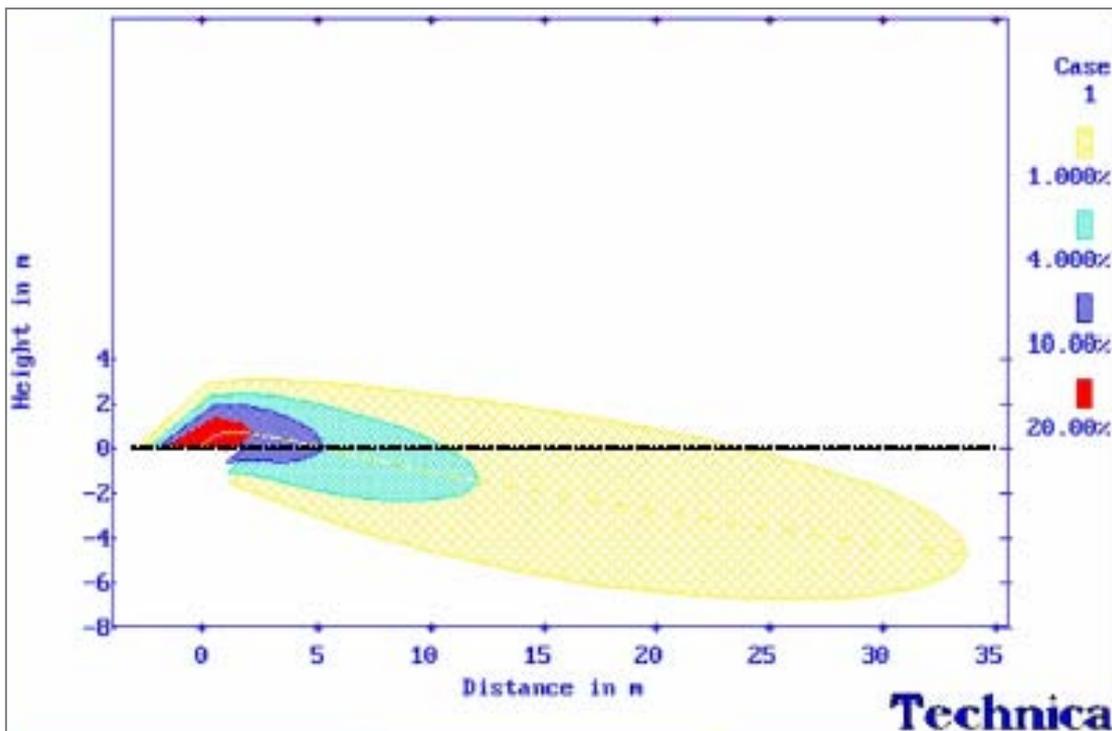
**Abb. 5.2** Berechnung der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung bei einer Casing-Eruption

Die über siebenfach höhere Eruptionsrate bewirkt gegenüber der Tubing-Eruption einen stärkeren Ausströmimpuls am Bohrungskopf (Distanz 0), weshalb der maximale Durchmesser der Eruptionswolke auf ca. 10 m ansteigt, aber immer noch relativ gering bleibt. Der stärkere Ausströmimpuls lässt die Aufstiegshöhe (bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m) ansteigen auf fast 40 m, verglichen mit knapp 20 m bei der geringeren Tubing-Eruption in Abb. 5.1.

Auch in diesem schwereren Eruptionsszenario besteht am Erdboden keine CO<sub>2</sub>-Gefahr, selbst in Bohrungsnähe. Die Sicherheit der Biosphäre ist analog zur schwächeren Tubing-Eruption gegeben.

## Bohrkeller-Leckage

Dieses Szenario simuliert eine Leckrate von der Größe der Tubing-Eruption innerhalb des Bohrkellers ( $Q = 15.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ). Zu einem solchen Szenario könnte es bei einem Casing-Leck im Bohrkeller kommen, wenn die Leckrate über eine Bruchstelle seitlich, ohne Vertikalimpuls sich im Bohrkeller entspannt und das  $\text{CO}_2$  flächenförmig austritt.



**Abb. 5.3** Berechnung der  $\text{CO}_2$ -Ausbreitung bei einer Bohrkeller-Leckage

Der vertikale Ausströmimpuls fehlt hier, weshalb die  $\text{CO}_2$ -Wolke nicht in die Höhe steigt, sondern sich mit dem Wind ausbreitet und am Boden entlang kriecht (die in der Abbildung leicht unter Erdboden 0 abfallende Gasfahne ergibt sich rechnerisch, weil die Software TECJET für Austrittimpulse  $> 0$  programmiert ist). Die  $\text{CO}_2$ -Verdünnung in der Luft von  $< 1 \%$  erreicht in diesem Fall eine lineare Distanz von 35 m, damit einen Abstand von der Bohrung, der innerhalb des Bereiches der obertägigen Injektionsanlage an der Injektionsbohrung liegt. In diesem Bereich sind also die speziellen betrieblichen Sicherheitsmaßnahmen der Injektionsanlage zu aktivieren, um die Betriebsmannschaft zu schützen. Die außerhalb der nach Bergamts-Vorschriften zu ziehenden Sicherheitskreise für den Bevölkerungsschutz werden nicht berührt, so dass eine Gefährdung nicht eintritt.

### 5.1.1.2 Bewertung der Eruptionsszenarien

Aus den Eruptionsberechnungen lassen sich folgende Sicherheitsmerkmale ableiten:

- Eine CO<sub>2</sub>-Bohrungseruption unter hohem Druck bzw. Ausströmimpuls verläuft analog der einer Erdgaseruption. Der CO<sub>2</sub>-Strahl steigt vertikal auf oder wird bei hohen Windgeschwindigkeiten höchstens dabei abgelenkt. Eine Wolke gefahrdrohender CO<sub>2</sub>-Konzentration am Erdboden tritt nicht auf. Ein zwingender Bevölkerungsschutz ist nicht notwendig. Die Eruption wird an der Bohrung mit den üblichen technischen Bekämpfungsmaßnahmen beseitigt.
- Eine impulsfreie (-arme) Leckage an der Bohrung selbst im, wie hier überdimensionierten, Leckratenfall bleibt in den Sicherheitszonen für Gasspeicherbohrungen, die gemäß „Rundverfügung des Landesbergamt Clausthal-Zellerfeld vom 30.11.2005 über Sicherheitsabstände von Bohrungen, ...“ wie folgt festgelegt sind:
  - ISK = 100 m  
Innerer Sicherheitskreis für Abstand von bewohnten baulichen Anlagen im Außenbereich, öffentlichen Verkehrsanlagen und ähnlich zu schützenden Gegenstand. In diesen Sicherheitskreisen treten dann die betrieblichen Sicherheitsmaßnahmen für die Betriebsmannschaft ein.
  - ASK = 200 m  
Äußerer Sicherheitskreis für Abstand von Bebauungsgebieten (geschlossene Bebauung).

In diesen Sicherheitskreisen treten dann die betrieblichen Sicherheitsmaßnahmen für die Betriebsmannschaft ein.

Damit lässt sich das Fazit ziehen, dass Bohrungen eines CO<sub>2</sub>-Untergrundspeichers für den Bevölkerungsschutz außerhalb der bergjuristisch vorgegebenen Sicherheitskreise keine Zusatzmaßnahmen zu den bekannten eines Erdgas-Untergrundspeichers erfordern.

### **5.1.2 CO<sub>2</sub>-Ausbruch aus Erdboden**

Dieses Szenario ist in den möglichen Ausbruchparametern zahlenmäßig nicht zu definieren, weil diese Geysire die unterschiedlichsten Ausbruchsformen annehmen können. Qualitativ lässt sich allerdings eingrenzen, dass die Ausbruchsstärke geringer als bei einer Bohrungseruption mit Freistrahler aus den Rohren und in seiner Ausbreitungsform analog der Bohrungseruption zu betrachten ist. Damit sind die Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Ausbreitungen ähnlich der im Szenario Eruption aus Gasbohrung und somit von diesen Aussagen umfasst. Dieser Fall ist also kein separates Sicherheitsszenarium, sondern nur ein anderes Ursachenszenarium.

## **5.2 Szenarien für die Nachbetriebsphase bei einem Aquifer-Speicher**

### **5.2.1 Modell der generischen Speichersituation**

#### **5.2.1.1 Geologisches Umfeld**

Für die hier beschriebenen Modellrechnungen wurde ein stark vereinfachtes Modell für einen CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher in einem Aquifer erstellt, das nachfolgend beschrieben wird. Dabei war es nicht das Ziel, eine denkbare geologische Situation für einen solchen Untergrundspeicher im Detail mit den verschiedenen Gesteinsschichten vom Speicherhorizont bis an die Erdoberfläche abzubilden.

Als Speicherhorizont dient eine Sandsteinformation, die in einer Tiefe zwischen 1.500 m und 1.700 m liegt. Die Sandsteinformation liegt eingebettet zwischen zwei Schichten mit gering permeablen Gesteinen. Vereinfachend wird angenommen, dass die unten liegende Gesteinsschicht hydraulisch undurchlässig ist (Permeabilität Null). Über dem Speicherhorizont befindet sich eine Tonsteinformation als Deckgestein mit einer Mächtigkeit von 100 m. Für das Szenario der normalen Entwicklung wird angenommen, dass das Deckgestein homogen und vollständig intakt ist. Für die Störfallszenarien werden dagegen Risszonen mit einer Permeabilität wie für den Sandstein angenommen, um eine hydraulische Anbindung an die höher gelegenen Gesteinsschichten zu schaffen. Für sämtliche Eigenschaften der Tonformation wurden typische Werte gewählt.

Über dem Tonstein-Aquitard befindet sich im Modell eine Schieferschicht, ein Gestein mittlerer Permeabilität. Weder für diese Gesteinsschicht noch für höher gelegene Gesteinsformationen werden im Modell Mächtigkeiten festgelegt, da diese Schichten in den hier dargestellten Modellrechnungen nicht berücksichtigt werden. Auch hier wurden für den Schiefer charakteristische Werte gewählt.

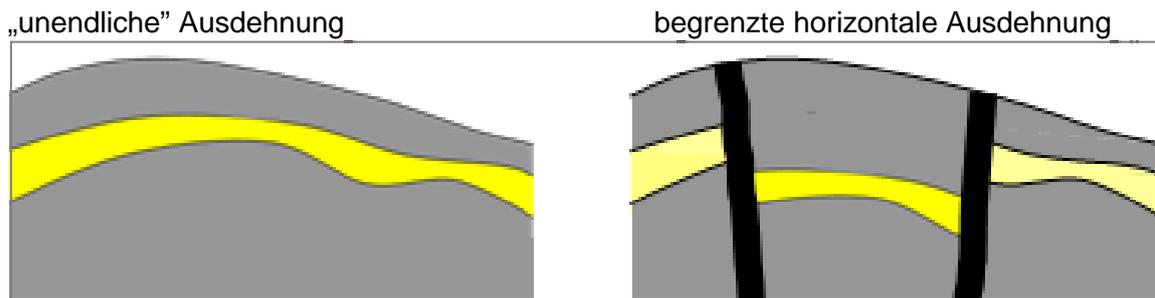
Ein wichtiger Aspekt des Modells, der aber oft nicht angemessen berücksichtigt wird, ist die laterale Ausdehnung der Speicherformation. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die meisten Untersuchungen auf den Porenraum konzentrieren, der zur Aufnahme des injizierten CO<sub>2</sub> benötigt wird. Bei der Einleitung des CO<sub>2</sub> wird aber gleichzeitig ein entsprechendes Volumen an Grundwasser verdrängt. Bei der normalen Entwicklung des Systems wird das Grundwasser dadurch komprimiert und der Porenraum weitet sich gleichzeitig auf. In /VDM 06/ wird gezeigt, dass das von der entstehenden Druckwelle betroffene Grundwasservolumen das Volumen des injizierten CO<sub>2</sub> um ein Mehrfaches übersteigt. Um diesem Aspekt in realistischer Weise Rechnung zu tragen, wurde für das generische Modell ein Gebiet von 295 x 295 km mit einem offenen vertikalen Modellrand gewählt.

In Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Speicherung werden für die Speicherformation eher günstige Werte angenommen. Ein spezifischer Speicherkoeffizient wurde ebenfalls abgeleitet. Dieser Parameter ist nützlich für analytische Modelle, wird aber üblicherweise bei Zwei-Phasenfluss-Rechnungen nicht benötigt. Daher sind Daten schwer zu bekommen. Die Wahl des spezifischen Wertes für die hier beschriebenen Modellrechnungen wird im Anhang A im Detail beschrieben. Alle Parameterwerte für die verschiedenen, im Modell berücksichtigten Gesteinsschichten sind in Tab. 5.3 zusammengestellt.

**Tab. 5.3** Charakteristische Gesteinsparameter für die Modellrechnungen

| Gesteinsparameter  | Speicherschicht               | Aquitard               | überlagerndes Gestein  |
|--|-------------------------------|------------------------|------------------------|
| Porosität [-]  | 0,20                          | 0,10                   | 0,15                   |
| spezifischer Speicherkoeffizient [1/m]   | $5 \cdot 10^{-6}$             |                        |                        |
| residuale Lösungssättigung [-]   | 0,20                          |                        |                        |
| residuale Gassättigung[-]  | 0,05                          |                        |                        |
| absolute Permeabilität [m <sup>2</sup> ]   | $10^{-12}$                    | $10^{-18}$             | $10^{-15}$             |
| relative Permeabilität   | van Genuchten Parameter n=2,5 |                        |                        |
| Kapillardruck:   | Brooks-Corey                  |                        |                        |
| Eindringdruck [Pa]<br>Parameter $\lambda$ [-]  | $2,2 \cdot 10^4$<br>0,55      | $3 \cdot 10^6$<br>0,55 | $1 \cdot 10^5$<br>0,55 |
| Gesteinsdichte [kg/m <sup>3</sup> ]<br>Wärmeleitfähigkeit [J/(m K s)]<br>Wärmekapazität [J/(kg K)] | 2.600<br>2,7<br>750           |                        |                        |

Die Druckerhöhung im Grundwasser wird naturgemäß durch laterale, geschlossene Modellränder erheblich verstärkt. Im Bezug auf die Modellrechnungen wird daher zwischen zwei Arten von geologischen Situationen für den CO<sub>2</sub>-Speicherhorizont unterschieden, die schematisch in Abb. 5.4 dargestellt sind: Einem lateral „unendlichen“ und einem lateral begrenzten Speicherhorizont. Für beide Situationen wurden Modellrechnungen durchgeführt, deren Ergebnisse in den folgenden Abschnitten dargestellt sind.



**Abb. 5.4** Unterschiedliche geologische Situationen für die CO<sub>2</sub>-Speicherformation; gelb: Speicherformation, grau: Aquitarde, schwarz: undurchlässige Störungen.

### 5.2.1.2 Temperatur

Aufgrund des Wärmetransportes vom heißen Erdinneren zur Erdoberfläche nimmt die Temperatur in der Erdkruste mit der Tiefe zu. Mit Ausnahme der oberen 10 Meter, in denen saisonale Temperaturänderungen auftreten, ist diese Temperaturzunahme annähernd linear von der Erdoberfläche bis zu einer Tiefe von einigen Kilometern. Für die Ermittlung einer tiefenabhängigen Temperatur werden Daten zur durchschnittlichen Oberflächentemperatur und zum geothermischen Temperaturgradienten benötigt.

In Deutschland liegen die durchschnittlichen Temperaturen in einer Tiefe von 10 m bei 8 °C bis 10 °C /ZIM 91/ und der durchschnittliche geothermische Temperaturgradient bei 30 °C/km /WIK/. Im Gegensatz dazu liegt der durchschnittliche globale Temperaturgradient nach /ZIM 91/ bei 25 °C/km. Der geothermische Temperaturgradient hängt von der lokalen Geologie ab und kann daher erheblich von dem Durchschnittswert abweichen. Für den Standort des generischen Untergrundspeichers in Deutschland wird ein Wert von 30 °C/km angesetzt.

### 5.2.1.3 Fluidparameter

Neben den Parametern für den Wärmefluss gibt es drei Kategorien von geohydrologischen Parametern, die für die Modellierung des Zweiphasenflusses im Untergrund benötigt werden:

- Parameter, die nur von der porösen Gesteinsmatrix abhängen,
- Parameter, die nur vom Fluid abhängen, und
- Parameter, die von der porösen Gesteinsmatrix und dem Fluid abhängen.

Parameter der ersten und dritten Kategorie sind bereits in Tab. 5.3 aufgeführt. Werte für die Fluidparameter können dagegen absolut angegeben werden, da sie von Temperatur, Druck und Salinität des Grundwassers abhängen und sich während der CO<sub>2</sub>-Injektion erheblich ändern können. Selbst im Fall der ungestörten Entwicklung des Systems variieren die Parameter mit der Tiefe.

Um einen Eindruck zur Größe und Variation dieser Parameter zu vermitteln, wurde mit Hilfe von Gleichungen, die in /KRO 08/ zusammengestellt wurden, typische Werte für die generische Speichersituation unter ungestörten Bedingungen berechnet. Für diesen Zweck wurden zunächst Temperatur, Druck und Salinität mit der gebotenen Vorsicht abgeleitet:

- Die Temperatur kann mit Hilfe des geothermischen Gradienten abgeschätzt werden (siehe vorangegangener Abschnitt).
- Es gibt keine Methode den Wert der Grundwassersalinität in einem tiefen Aquifer vorherzusagen. Neben anderen lassen es die Ergebnisse von Untersuchungen für tiefe Sandsteinschichten /DIC 69/ sinnvoll erscheinen, von einer mittleren Salzkonzentration im Grundwasser des Speicherhorizontes auszugehen.
- Der Fluiddruck entspricht im Prinzip dem hydrostatischen Druck in der Tiefe. Dabei ist problematisch, dass die Veränderung der Grundwassersalinität mit der Tiefe von Ort zu Ort unterschiedlich sein kann. Eine lineare Zunahme der Salinität mit der Tiefe wurde für eine große Vielfalt von geologischen Bedingungen beobachtet /BRE 82, DIC 69, KLI 91/. Auf der anderen Seite gibt es Standorte, an denen diese generellen Zusammenhänge nicht gelten. Für den Modellstandort wird davon ausgegangen, dass die CO<sub>2</sub>-Speicherung in einem Grundwasser mit erheblicher Salinität erfolgt. In erster Näherung ist daher die Annahme einer linearen Zunahme der Salinität mit der Tiefe von Süßwasserbedingungen bis zur Salinität im Speicherhorizont gerechtfertigt.

- Es gibt keine Methode den Wert der Grundwassersalinität in einem tiefen Aquifer vorherzusagen. Neben anderen lassen es die Ergebnisse von Untersuchungen für tiefe Sandsteinschichten /DIC 69/ sinnvoll erscheinen, von einer mittleren Salzkonzentration im Grundwasser des Speicherhorizontes auszugehen.
- Wasser expandiert mit zunehmender Tiefe wegen der Temperaturzunahme. Andererseits wird es wegen des steigenden hydrostatischen Drucks komprimiert. Unter den angenommenen Bedingungen wird die thermische Expansion des Wassers nicht durch die Kompressibilität allein kompensiert, so dass es bei konstanter Salinität zu einer instabilen Dichteschichtung kommt.
- Das Erreichen eines Gleichgewichtszustandes mit der Zeit bedeutet deshalb, dass ein Salinitätsgradient über die Tiefe die von der Temperatur verursachten Effekte der Dichteverringerng kompensiert. Mit Hilfe der mathematischen Gleichungen für die Wasserdichte in /KRO 08/ lässt sich zeigen, dass ein Salinitätsgradient von ungefähr  $0,0005 \text{ mol}/(\text{kg}\cdot\text{m})$  ausreicht, um die Temperatur- und Druckeffekte bis zu einer Tiefe von mindestens 3.000 m auszugleichen. Dies bedeutet, dass mindestens diese Salinitätsänderung mit der Tiefe erforderlich ist, um stabile Gleichgewichtszustände aufrecht zu erhalten.
- Ein Salinitätsgradient von  $0,0019 \text{ mol}/(\text{kg}\cdot\text{m})$  ergibt sich mit den Annahmen einer Salinität von 3 mol/kg in einer Tiefe von 1.600 m und einer linearen Zunahme von der Erdoberfläche. Dieser Gradient ist viermal größer als der minimale Gradient, so dass für das Modell von stabilen Anfangsbedingungen auszugehen ist.

Auf Basis dieser Überlegungen wurden Fluidparameter für spezifische Tiefen mit Hilfe von in /KRO 08/ angegebenen Formeln berechnet und in Tab. 5.4 zusammengestellt.

**Tab. 5.4** Charakteristische Fluidparameter bei unterschiedlichen Tiefen

|   |   |  |
|---|---|--|
| <b>Eingangsdaten</b>                                    |   |  |
| Tiefe [m]   | 1.500 / 1.600 / 1.700                       |  |
| durchschnittliche Temperatur an der Erdoberflächen [°C] | 9   |  |
| geothermischer Gradient [°C/km]                         | 30  |  |
| Temperatur [°C]   | 54 / 57 / 60                                |  |
| Salzkonzentration [mol/kg]                              | 2,8 / 3,0 / 3,2                             |  |
| hydrostatischer Druck [MPa]                             | 15,4 / 16,5 / 17,5                          |  |
| <b>Fluidparameter</b>                                   | <b>Salzlösung</b>                           | <b>CO<sub>2</sub></b>                            |
| Dichte [kg/m <sup>3</sup> ]                             | 1.078 / 1.082 / 1.086                       | 675 / 676 / 676                                  |
| Viskosität [Pa s]                                       | 7,0 / 6,8 / 6,7...( $\cdot 10^{-4}$ )       | 5,36 / 5,38 /<br>5,40...( $\cdot 10^{-5}$ )      |
| Löslichkeit [mol/kg]                                    | 0,702 / 0,679 / 0,659<br>(CO <sub>2</sub> ) | 0,0016 / 0,0017 /<br>0,0017 (H <sub>2</sub> O)   |
| thermische Leitfähigkeit [J/(m K s)]                    | 0,630 / 0,632 / 0,634                       | 0,0686 / 0,0690 /<br>0,0693                      |
| Wärmekapazität [J/(kg K)]                               | 3.770 / 3.744 / 3.718                       | 3.095 / 2.955 / 2.816                            |
| Diffusionskoeffizient [m <sup>2</sup> /s]               | 4,2 / 4,5 / 4,7 ( $\cdot 10^{-9}$ )         | 4,2 ... 4,6 ( $\cdot 10^{-9}$ )<br>(Abschätzung) |
| Dampfdruck [Pa]   | 13.540 / 15.494 /<br>17.674                 | (superkritisch)                                  |

#### 5.2.1.4 CO<sub>2</sub>-Injektion

Ein typisches, modernes Kraftwerk mit einer Doppelblockanlage und einer elektrischen Leistung von  $2 \times 800 \text{ MW}_{\text{el}}$ , das mit Steinkohle betrieben wird, erzeugt ca. 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. Dies entspricht einer durchschnittlichen Produktionsrate an CO<sub>2</sub> von 317 kg/s. Unter den spezifischen Bedingungen, die für den Sandstein als Speicherhorizont im generischen Modell unterstellt wurden, entspricht diese Produktionsrate einem CO<sub>2</sub>-Volumenstrom von 0.466 m<sup>3</sup>/s. Bei einer Betriebsdauer des Kraftwerkes von 40 Jahren benötigt das zu injizierende CO<sub>2</sub>-Volumen einen Porenraum von 588 Millionen Kubikmetern.

## **5.2.2 Kurzzeitige Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Einleitung**

### **5.2.2.1 Allgemeine Betrachtungen**

Die Einleitung von CO<sub>2</sub> in einen tiefen Aquifer führt an der Injektionsstelle zu einem hydraulischen Überdruck gegenüber dem örtlichen hydrostatischen Druck. Dieser Überdruck wird durch den Verdrängungswiderstand des Wassers verursacht und entwickelt sich anfänglich nur lokal, da die Kompressibilität des Grundwassers und der Gesteinsmatrix zu einer endlichen Geschwindigkeit der resultierenden Druckwelle führt. Zu späteren Zeiten vergrößern sich sein Wert und der Bereich, in dem dieser Überdruck besteht. Dieser Bereich wird „Einflussbereich der Injektion“ genannt und er kennzeichnet das Ausmaß, in dem der Aquifer von der CO<sub>2</sub>-Einleitung beeinflusst wird. Außerdem ist der maximale Überdruck ist von besonderem Interesse, da die strukturelle Integrität der Gesteinsmatrix nicht durch einen zu hohen hydraulischen Druck beeinträchtigt werden darf.

Derzeit liegen kaum Informationen zur Größe des Einflussbereiches der Injektion vor. Diese Größe kann aber von Bedeutung sein, wenn CO<sub>2</sub> an mehr als einer Stelle in denselben Aquifer eingeleitet wird. Wenn der Einflussbereich einer Injektionsstelle sich mit dem Einflussbereich einer anderen Injektionsstelle überlappt, führen die sich überlagernden Druckerhöhungen zu einer gegenseitigen Beeinflussung der CO<sub>2</sub>-Injektionen. Der erforderliche Injektionsdruck, der sich bei einer konstanten Injektionsrate bereits ohne Beeinflussung durch andere Injektionen zwangsläufig im Laufe der Zeit erhöht, würde darüber hinaus noch weiter ansteigen, möglicherweise sogar bis zu einem Punkt, bei dem kein CO<sub>2</sub>-Einleitung mehr möglich ist.

Auf der Basis des im vorigen Kapitel beschriebenen Referenzfalls werden nachfolgend der erforderliche Injektionsdruck und der Einflussbereich der Injektion ermittelt. Einfache Approximationen der realen Situation werden dafür verwendet. Die Bedeutung der Parameter in den verwendeten mathematischen Modellen wird durch die Betrachtung verschiedener Varianten des Referenzfalls eingeschätzt. Die Modellrechnungen beschränken sich auf horizontale Speicherformationen, die hydraulisch dicht gegenüber den überlagernden und unterliegenden Gesteinsschichten sind. Außerdem wird eine besondere Variante mit einer zusätzlichen lateralen dichten Modellgrenze betrachtet. Mögliche Konsequenzen, die sich aus einer hydraulischen Verbindung zu höher

gelegenen Aquiferen bzw. sogar zur Geländeoberfläche ergeben, werden am Ende dieses Abschnitts theoretisch diskutiert.

### 5.2.2.2 Mathematisches Modell

Bei Vernachlässigung von Dichteeffekten des Fluids und unter Verwendung des Darcy-Gesetzes kann die CO<sub>2</sub>-Einleitung durch die Kontinuumsgleichung beschrieben werden:

$$S_s \frac{\partial h}{\partial t} - \nabla \cdot (K \cdot \nabla h) = q \quad [5.1]$$

mit

|       |  |
|-------|--|
| $h$   | Standrohrspiegelhöhe [m]                                       |
| $S_s$ | spezifischer Speicherkoeffizient [1/m]                         |
| $K$   | hydraulische Leitfähigkeit [m/s]                               |
| $q$   | volumetrische Fluidquelle [m <sup>3</sup> /(m <sup>3</sup> s)] |
| $t$   | Zeit [s]   |

Der spezifische Speicherkoeffizient wird als konstant angesetzt und das poröse Medium wird als homogen und isotrop angenommen. Unter diesen Bedingungen ist die hydraulische Leitfähigkeit ein Skalar. Nach Division von Gleichung 5.1 durch den Speicherkoeffizienten ergibt sich eine Diffusionsgleichung mit einem zusätzlichen Quellterm:

$$\frac{\partial h}{\partial t} - \nabla \cdot \left( \frac{K}{S_s} \cdot \nabla h \right) = \frac{q}{S_s} \quad [5.2]$$

### Analytische Lösung

In /CAR 59/ werden viele analytische Lösungen der Wärmetransportgleichung für verschiedene Modellgebietsgeometrien, Anfangs- und Randbedingungen aufgeführt.

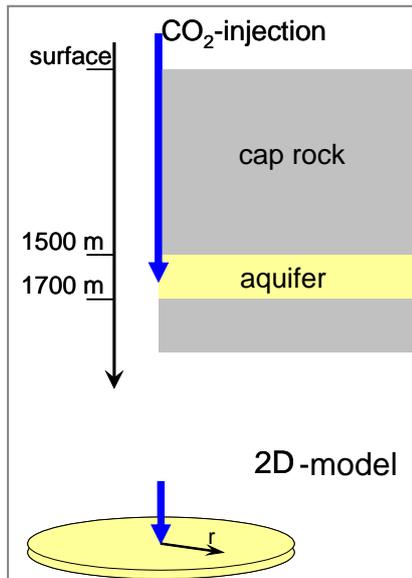
$$\rho c \frac{\partial v}{\partial t} - \nabla \cdot (K' \cdot \nabla v) = r \quad [5.3]$$

mit

|        |                                       |
|--------|---------------------------------------|
| $\rho$ | Dichte [kg/m <sup>3</sup> ]           |
| $c$    | spezifische Wärmekapazität [J/(kg K)] |
| $v$    | Temperatur [K]                        |
| $K'$   | Wärmeleitfähigkeit [J/(m K s)]        |
| $r$    | Wärmequelle [J/(m <sup>3</sup> s)]    |

Die Lösungen gelten offensichtlich auch für die Ausbreitung eines Überdrucks in einem homogenen Aquifer.

Ein einfaches aber gutes Abbild der CO<sub>2</sub>-Einleitung ist eine Punktquelle mit konstantem Einstrom in eine Ebene konstanter Dicke wie in Abb. 5.5 dargestellt. Dies entspricht einer gleichmäßigen Verteilung des Einstroms über die Dicke des Aquifers. Zwei Extremfälle für die Lösungsdomäne sind hier von Interesse: die unendliche Ebene und eine begrenzte Scheibe mit einer Injektion in der Mitte. Für dieses Problem findet sich in /CAR 59/ leider keine explizite Lösung. Die nächstbeste Approximation – die eindimensionale Lösung für einen unendlichen Stab – wird daher hier verwendet.

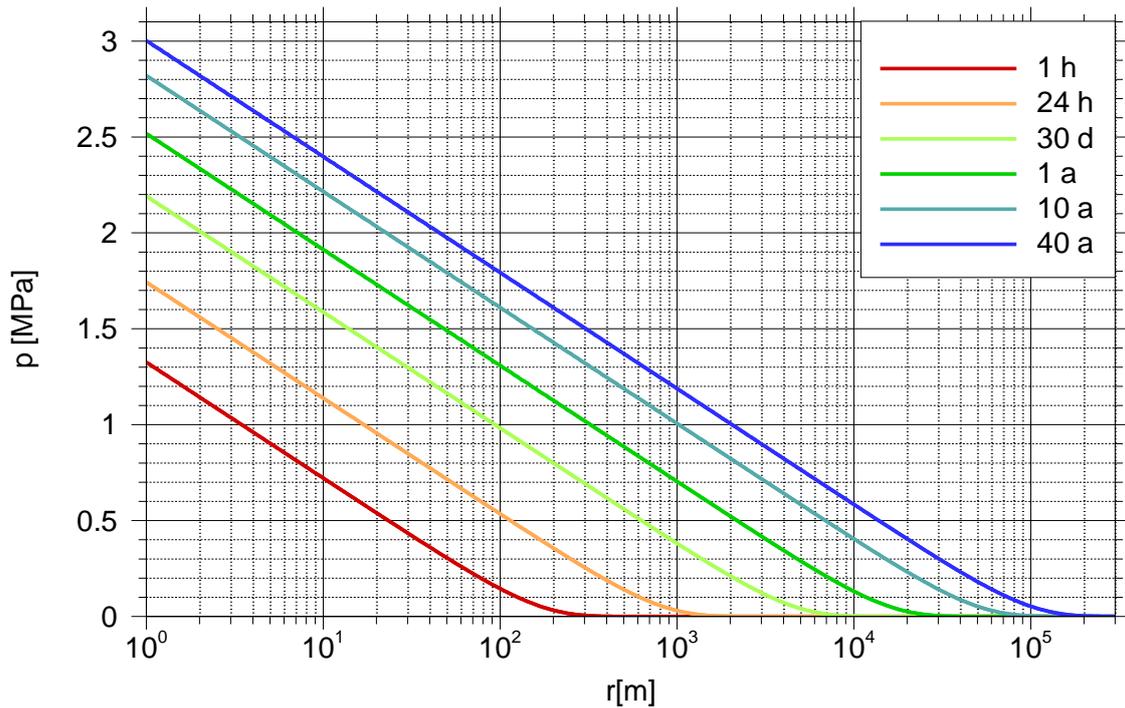


**Abb. 5.5** Analytisches 2D-Modell

### 5.2.2.3 Ergebnisse zum Referenzfall

Die für den Referenzfall geltenden Werte für die Fluidparameter und Injektionsraten sind im vorstehenden Kapitel beschrieben. Basierend auf diesen Daten liefert die analytische Lösung gemäß /CAR 59/ für eine konstante Punktquelle in einer unendlichen Ebene den Überdruck als Funktion der Zeit und des Abstandes zum Injektionsort. Die Ergebnisse sind in Abb. 5.6 dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass der Bereich, in dem ein erhöhter hydraulischer Druck herrscht, mit der Zeit zunimmt. Der maximale Überdruck, der am Ort der CO<sub>2</sub>-Einleitung herrscht, steigt mit der Zeit an, um einen konstanten Druckgradienten und damit eine konstante Injektionsrate aufrechtzuerhalten. Im Referenzfall erhöht sich der erforderliche Injektionsdruck nach 40 Jahren CO<sub>2</sub>-Injektion auf 3 MPa. Über einen Bereich von 75 km liegt der Druck um mehr als 0,1 MPa über dem normalen Druck im Speicherhorizont. Im Vergleich dazu füllt das eingeleitete CO<sub>2</sub> den Porenraum einer zylindrischen Scheibe aus Sandstein mit einem Radius von 2.164 m, wobei die zusätzliche Komprimierung des CO<sub>2</sub> durch den Überdruck vernachlässigt wurde.



**Abb. 5.6** Entwicklung des Überdrucks für den Referenzfall

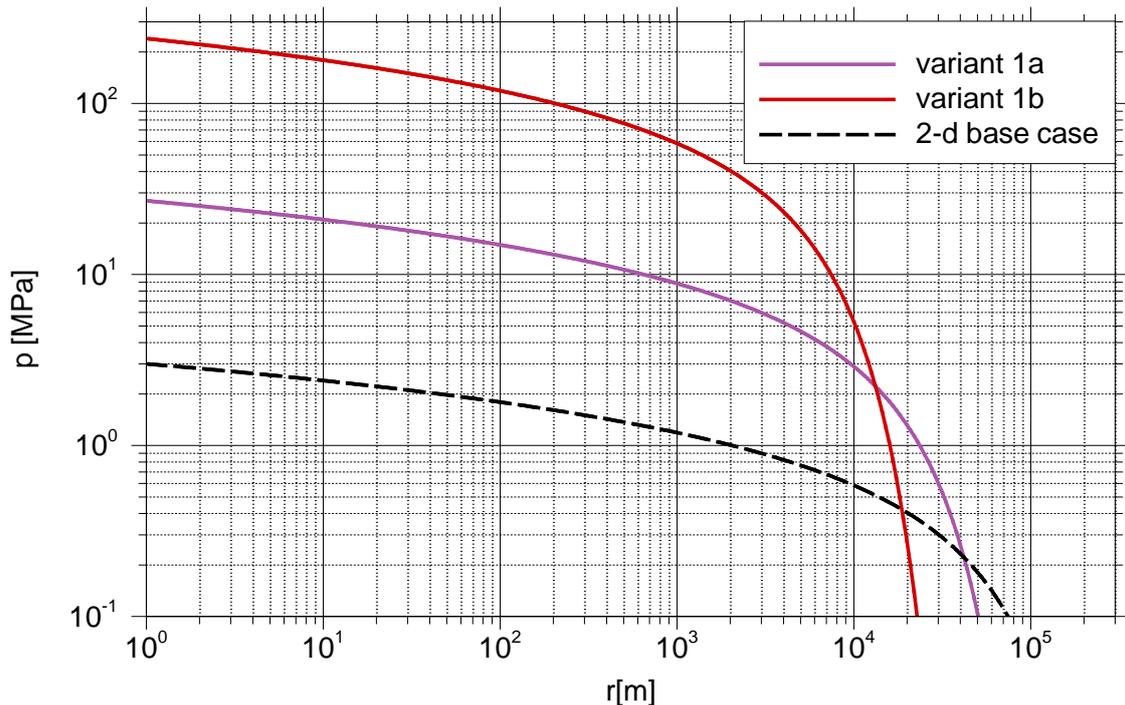
#### 5.2.2.4 Ergebnisse der Rechnungen zu 2D-Varianten

Vier Hauptvarianten des Referenzfalls mit je einem veränderten Parameterwert werden nachfolgend näher betrachtet. Die bereits für den Referenzfall verwendete analytische Lösung für eine Punktquelle in einer unendlichen Ebene wurde erneut benutzt. Verglichen werden die Kurven mit den berechneten Überdrücken nach 40 Jahren bei konstanter Injektion. Der erforderliche maximale Injektionsdruck sowie die Größe des Einflussbereiches kann aus diesen Kurven abgelesen werden. Als Kriterium für die Ermittlung der Grenze des Einflussbereiches dient hier eine Druckerhöhung um 0,1 MPa nach 40 Jahren. Die Ergebnisse der Modellrechnungen sind in Tab. 5.5 zusammengestellt. Dabei sind in den Spalten für die Varianten nur die jeweils veränderten Parameterwerte angegeben.

**Tab. 5.5** Parameter und Ergebnisse für den Referenzfall und die 2D-Varianten

|   | Ref.fall | Varianten |       |       |     |     |     |
|---|----------|-----------|-------|-------|-----|-----|-----|
|   |          | 1a        | 1b    | 2     | 3   | 4a  | 4b  |
| Hydraulische Leitfähigkeit [ $10^{-5}$ m/s]       | 1,5      | 0,15      | 0,015 |       |     |     |     |
| Spezifischer Speicherkoeffizient [ $10^{-6}$ 1/m] | 5        |           |       |       | 1   |     |     |
| Einstromrate [ $m^3/s$ ]                          | 0,466    |           |       | 0,047 |     |     |     |
| Aquiferdicke [m]                                  | 200      |           |       |       |     | 100 | 40  |
| Erforderlicher Injektionsdruck [MPa]              | 3,0      | 27        | 240   | 0,30  | 3,3 | 6,0 | 15  |
| Einflussbereich [km]                              | 75       | 51        | 23    | 2     | 236 | 102 | 136 |

In Variante 1 wird die hydraulische Leitfähigkeit  $K$  und damit der "Diffusionskoeffizient"  $K/S_s$  variiert. Da für den Referenzfall eine verhältnismäßig hohe hydraulische Leitfähigkeit angesetzt wurde, werden hier nur geringere Werte betrachtet. In Variante 1a liegt die hydraulische Leitfähigkeit bei  $K = 10^{-6}$  m/s und in Variante 1b bei  $K = 10^{-7}$  m/s. Daher verringert sich der Einflussbereich der Injektion auf 51 km bzw. auf 23 km. Gleichzeitig erhöht sich der erforderliche Injektionsdruck auf 27 MPa in Variante 1a und bis auf 240 km in Variante 1b (siehe Abb. 5.7).



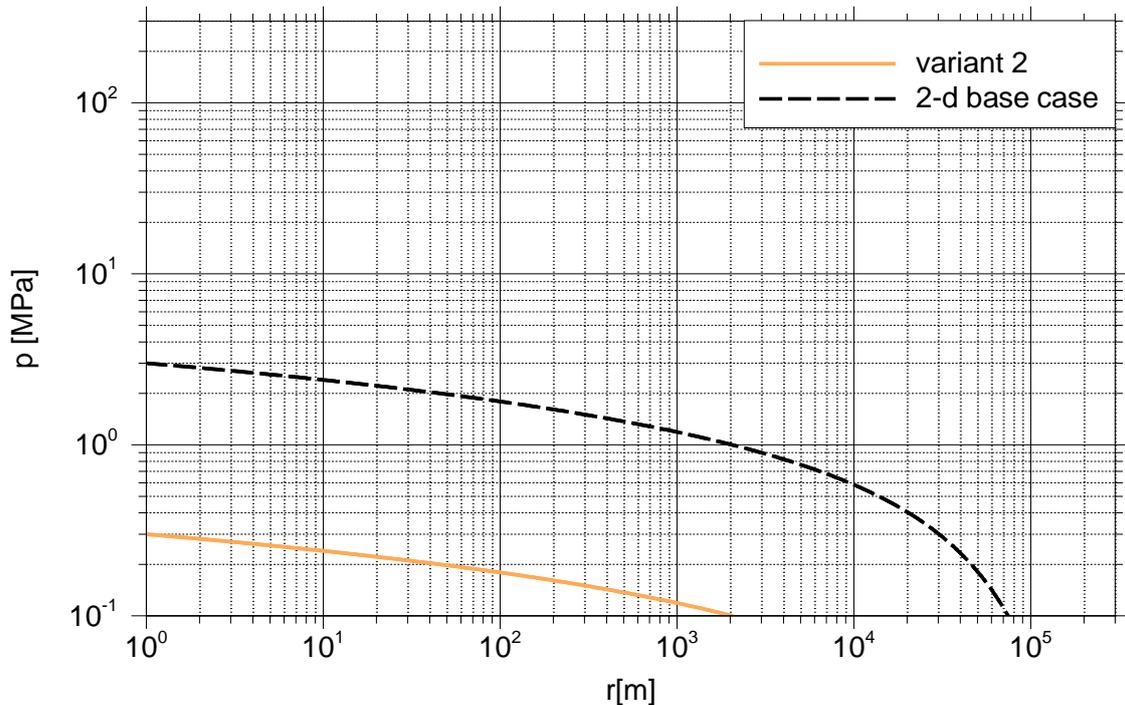
**Abb. 5.7** Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 1

Der Einfluss der Injektionsrate kann anhand der Ergebnisse für die Variante 2 bewertet werden. In dieser Modellvariante liegt die Injektionsrate nur bei einem Zehntel des Wertes des Referenzfalls. Offensichtlich hängt der Überdruck in linearer Weise von der Injektionsrate ab. Der erforderliche Injektionsdruck fällt auf 0,3 MPa wie in Abb. 5.8 zu sehen. Im Gegensatz dazu nimmt die Größe des Einflussbereiches überproportional ab und beträgt nur noch 2 km.

Mit Variante 3 wird der Einfluss eines verringerten spezifischen Speicherkoeffizienten  $S_s$  untersucht. Dieser Parameter bestimmt nicht nur den Koeffizienten  $K/S_s$  in Gleichung 5.1 wie in Variante 1 sondern auch den Quellterm  $q/S_s$ . Die Kompressibilität der Gesteinsmatrix wird in dieser Variante vernachlässigt, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass der Speicherhorizont in großer Tiefe liegt und damit einem hohen lithostatischen Druck ausgesetzt ist. Der spezifische Speicherkoeffizient bezieht sich auf einen Wert, der theoretisch von der Kompressibilität des Grundwassers allein abhängt.

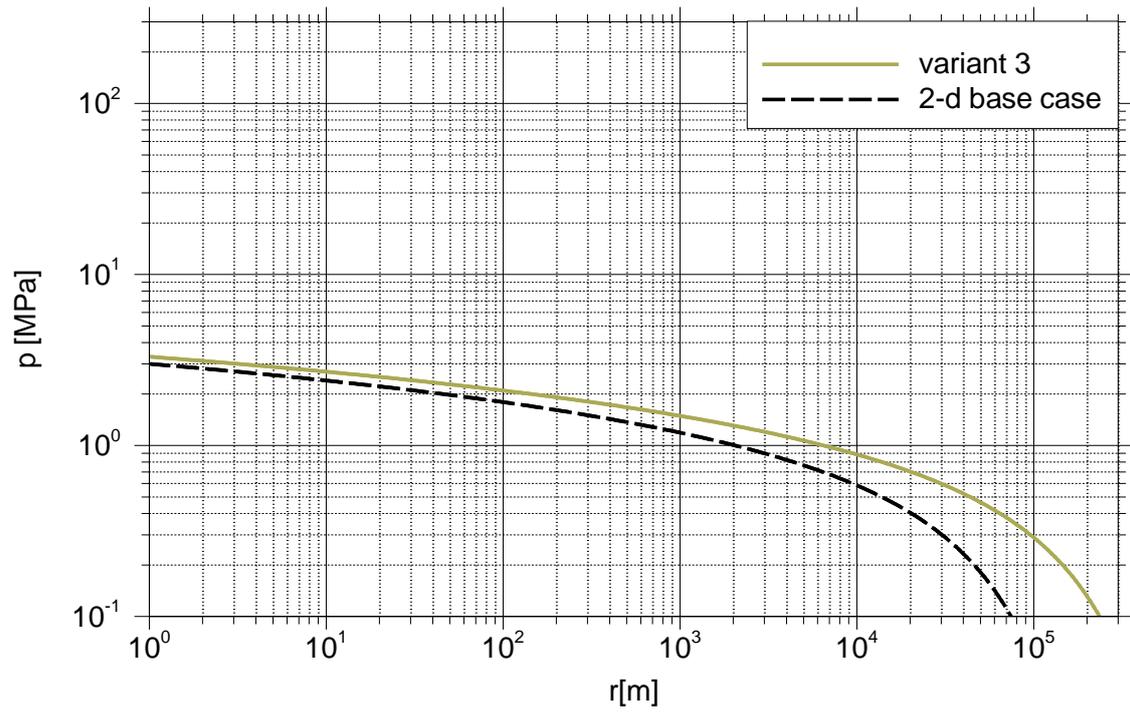
Der spezifische Speicherkoeffizient ist deshalb in dieser Variante im Vergleich zum Referenzfall kleiner. Nach den Ergebnissen zu Variante 1 würde eine Erhöhung des „Diffusionskoeffizienten“  $K/S_s$  den erforderlichen Injektionsdruck verringern. Dieser

Effekt wird aber nach den Ergebnissen zu Variante 2 durch den erhöhten Quellterm teilweise kompensiert. Der berechnete erforderliche Injektionsdruck von 3,3 MPa liegt daher nur geringfügig über dem Wert für den Referenzfall. Der Einflussbereich der Injektion ist dagegen mehr als dreimal so groß wie im Referenzfall (siehe Abb. 5.9).

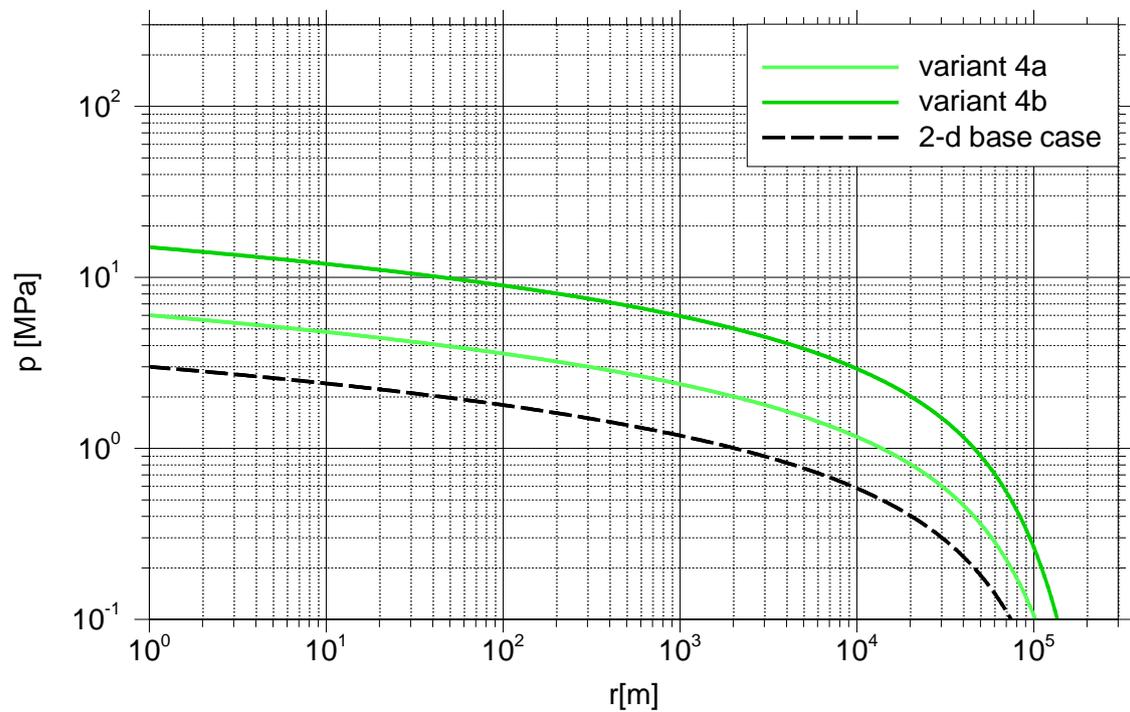


**Abb. 5.8** Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 2

In Variante 4 wird der Einfluss der Mächtigkeit des Speicherhorizontes auf die Modell-ergebnisse untersucht. Da dieser Parameter beim Referenzfall bereits einen hohen Wert aufweist, wurden auch hierbei nur geringere Mächtigkeiten betrachtet. In Variante 4a betrug die Mächtigkeit 100 m und in Variante 4b sogar nur 40 m. Dadurch wird das Speichervolumen in unmittelbarer Nachbarschaft der Einleitstelle ebenfalls verringert, während das gesamte Speichervolumen nach wie vor unbegrenzt ist. Ein größerer Einflussbereich der Injektion wurde daher erwartet. Die berechneten Ergebnisse liegen bei 102 km für Variante 4a und bei 136 km für Variante 4b. Abb. 5.10 zeigt außerdem, dass der maximale Überdruck auf Werte von 6 MPa bzw. 15 MPa ansteigt.



**Abb. 5.9** Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 3



**Abb. 5.10** Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 4

### 5.2.2.5 Ergebnisse für 1D-Varianten

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnungen zu Variante 5, dem Fall mit dem begrenzten Speichervolumen, dargestellt. In einer solchen Speichersituation steigt der hydraulische Druck viel schneller als in einer unendlich großen Ebene sobald die Kompressionsfront die Grenzen des Modellgebietes erreicht hat.

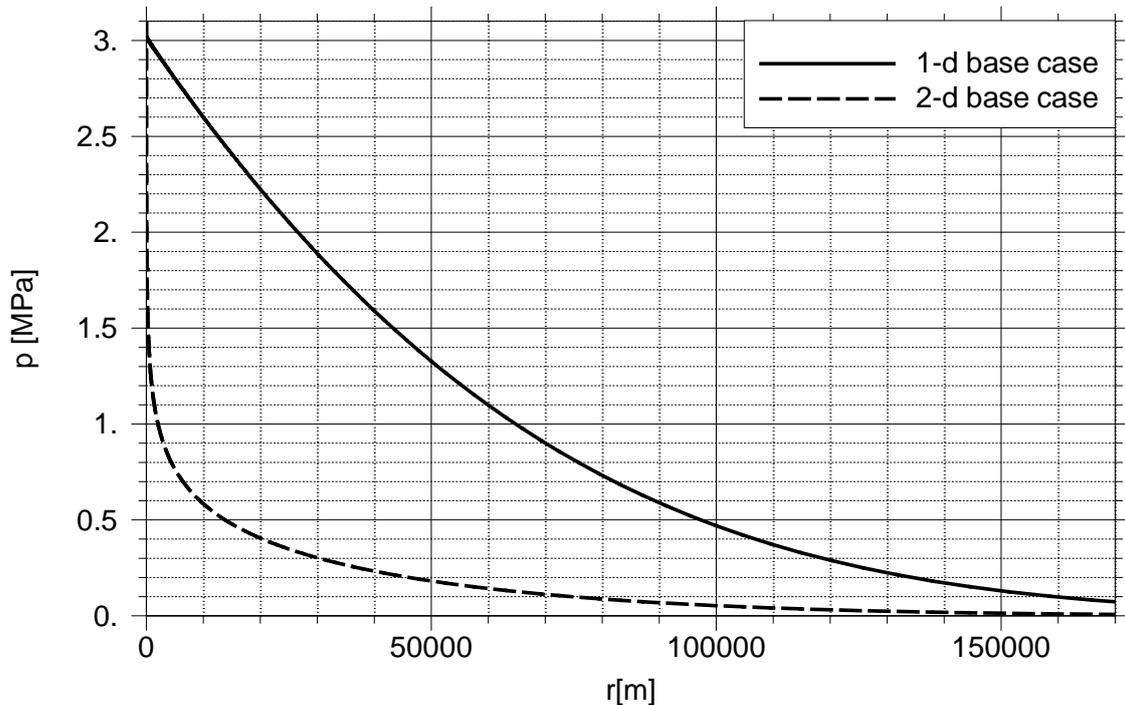
Da die am besten geeignete Lösung des Modellproblems – eine zweidimensionale Lösung – nicht verfügbar ist, wurde mit der Annahme eines 1D-Modellgebietes eine weitere Modellvereinfachung eingeführt. Um einen Vergleich mit den Ergebnissen der 2D-Rechnungen zu ermöglichen, wurde unter Verwendung der analytischen Lösung für einen halbumendlichen Strahl ein eindimensionaler Referenzfall analog dem 2D-Referenzfall definiert. Er enthält die zusätzliche Bedingung, dass in den 1D- und 2D-Modellen der erforderliche Injektionsdruck denselben Wert aufweisen soll.

Diese Bedingung wurde durch die Anpassung der Querschnittsfläche erfüllt. Bei einem Wert von 7,6 Millionen Quadratmetern ergibt sich eine gute Übereinstimmung. Während der erforderliche Injektionsdruck beim 2D-Referenzfall bei 3,0 MPa liegt, wurde ein Wert von 3,01 MPa für den 1D-Referenzfall berechnet. Die Querschnittsfläche entspricht einem Rechteck mit einer Höhe von 200 m, der Höhe des Speicherhorizontes, und einer Breite von 38 km. Die Breite des Rechtecks ist damit 190-mal größer als dessen Höhe.

Die Unterschiede in den Ergebnissen für den 1D- und 2D-Referenzfall sind in Abb. 5.11 dargestellt und zeigen den Effekt der Modelldimensionalität. Im 2D-Modell erhöht sich das Volumen des komprimierten Grundwassers quadratisch mit dem Abstand der Kompressionsfront zur Einleitstelle, während das Volumen im 1D-Modell nur linear ansteigt. Das im Zeitbereich  $\Delta t$  injizierte  $\text{CO}_2$ -Volumen  $\Delta V$  verursacht daher im 2D-Modell einen geringeren Überdruck als im 1D-Modell. Folglich nimmt der für den Einflussbereich der Injektion ermittelte Wert von 75 km im 2D-Fall auf 160 km im 1D-Referenzfall zu.

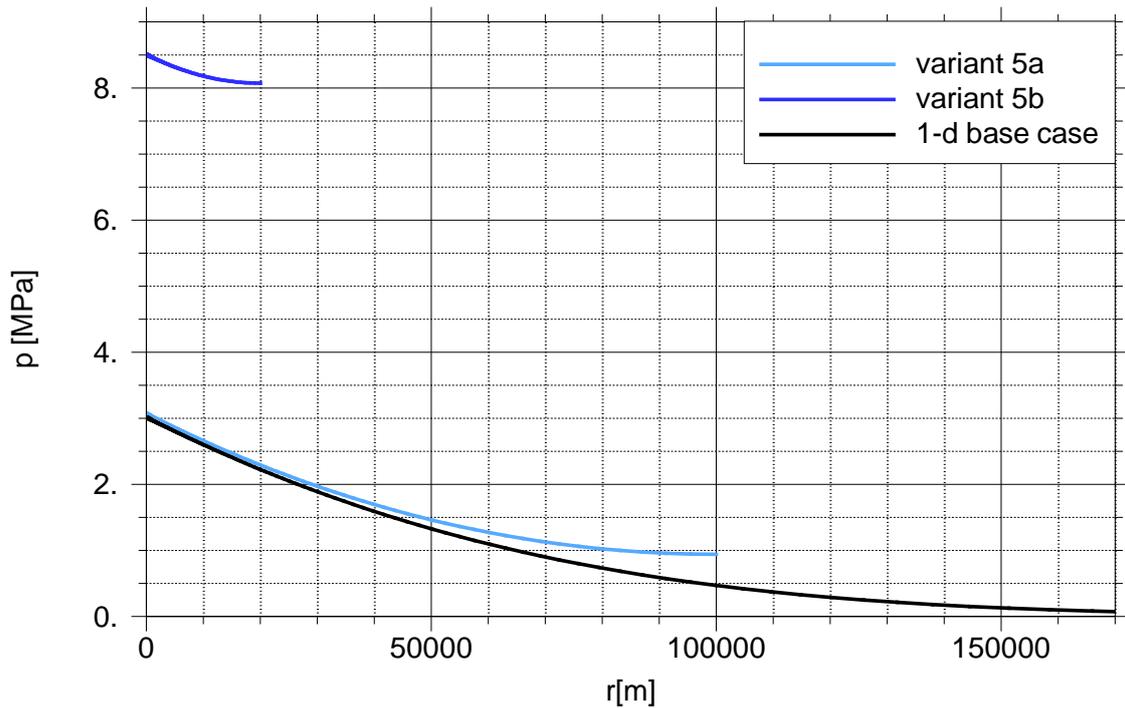
Mit Hilfe des angepassten Wertes für die Querschnittsfläche beim 1D-Referenzfall wurde die analytische Lösung für einen endlichen Stab mit einer Quelle an einem Ende und einer geschlossenen Modellgrenze an beiden Enden für Variante 5 angepasst. Anschließend wurden die Ergebnisse für den halbumendlichen Strahl und den

begrenzten Stab verglichen. Für die Länge des Stabes wurde ein Wert von 300 km gewählt, damit sich die Druckwelle auch nach 40 Jahren vollständig innerhalb des Modellgebietes befindet. Beim Vergleich der Ergebnisse zum 1D-Referenzfall wurden keine signifikanten Unterschiede festgestellt.



**Abb. 5.11** Überdrücke nach 40 Jahren für den 1D- und 2D-Referenzfall

Variante 5 ist in Variante 5a mit einer Länge des Modells von 100 km und in Variante 5b mit einer Länge von 20 km unterteilt. Bei Variante 5a kann ein moderater Einfluss der geschlossenen Modellränder beobachtet werden. Der für Variante 5a berechnete Druck überschreitet den Druck im 1D-Referenzfall um 0,47 MPa am geschlossenen Modellrand und nur um 0,06 MPa am Modellrand, wo die Injektion erfolgt. Bei Variante 5b übersteigen die Drücke an den beiden Modellrändern die entsprechenden Werte für den 1D-Referenzfall um 5,87 MPa bzw. 5,5 MPa. Die Ergebnisse sind in Abb. 5.12 dargestellt.



**Abb. 5.12** Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 5

Die verwendeten Parameterwerte und die Ergebnisse für die 1D-Varianten sind in Tab. 5.6 zusammengestellt. Auch hier sind für die Varianten nur die jeweils geänderten Parameterwerte wiedergegeben. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist der quadratische Zusammenhang zwischen dem Radius im analogen 2D-Modell und dem verfügbaren Porenvolumens zu berücksichtigen. Die resultierenden maximalen Überdrücke in einem gespannten Aquifer reagieren deshalb empfindlicher auf die Veränderung des Radius  $r$  im 2D-Modell als auf eine Veränderung des Abstandes  $r$  im 1D-Modell.

**Tab. 5.6** Parameter und Ergebnisse für die Referenzfälle und die 1D-Varianten

|  | Referenzfall |                     | Varianten |      |
|--|--------------|---------------------|-----------|------|
|  | 2D           | 1D                  | 5a        | 5b   |
| Hydraulische Leitfähigkeit<br>[10 <sup>-5</sup> m/s]         | 1,5          |                     |           |      |
| Spezifischer Speicher-<br>koeffizient [10 <sup>-6</sup> 1/m] | 5            |                     |           |      |
| Injektionsrate [m <sup>3</sup> /s]                           | 0,466        |                     |           |      |
| Aquiferdicke [m]   | 200          |                     |           |      |
| Modellausdehnung [m]<br>Modellquerschnitt [m <sup>2</sup> ]  | -<br>-       | 7,8·10 <sup>7</sup> | 100       | 20   |
| Erforderlicher Injektions-<br>druck [MPa]                    | 3,0          | 3,01                | 3,07      | 8,5  |
| Einflussbereich [km]   | 75           | 160                 | -         | -    |
| Druck an geschlossener<br>Modellgrenze [MPa]                 | -            | -                   | 0,94      | 8,07 |

#### 5.2.2.6 Zusammenfassung der kurzzeitigen Effekte

##### Allgemeine Befunde

Während des Betriebs eines konventionellen Kraftwerkes wird CO<sub>2</sub> mit einer mehr oder weniger konstanten Rate erzeugt. Mit dieser Rate ist das anfallende CO<sub>2</sub> in den tiefen Untergrund zu injizieren. In einem numerischen Modell kann dies einfach mit einer

konstanten Flussrandbedingung repräsentiert werden. Wenn der tiefe Aquifer keine hydraulische Verbindung zur Erdoberfläche aufweist, erhöht sich der Druck im Speicherhorizont kontinuierlich mit der Zeit. Außerdem dehnt sich mit der Zeit auch der Einflussbereich der Injektion aus. Beide Effekte hängen von folgenden Parametern ab:

Eigenschaften der Speicherformation:

- Hydraulische Leitfähigkeit
- Storativität
- Dicke
- laterale Ausdehnung

Parameter der CO<sub>2</sub>-Injektion:

- Injektionsrate
- Dauer

Die Ergebnisse der analytischen Modelle zeigen, dass der Überdruck und der Einflussbereich der Injektion umgekehrt proportional mit den genannten Eigenschaften für die Speicherformation aber direkt proportional mit den aufgeführten Injektionsparametern zunehmen.

### **Referenzfälle**

Die in diesem Bericht definierten Referenzfälle charakterisieren eine Speicherformation mit günstigen Eigenschaften. Dies ist auf die hohen Werte für die

- Dicke der Speicherformation,
- die laterale Ausdehnung und
- die hydraulische Leitfähigkeit.

zurückzuführen. Außerdem führt der hohe lithostatische Druck zu einer hohen Sicherheitsmarge für den hydraulischen Überdruck. Allerdings verringert der hohe lithostatische Druck auch den spezifischen Speicherkoeffizienten, wodurch der Einfluss-

bereich der Druckwelle vergrößert wird. Dies ist von Bedeutung, da bereits beim Referenzfall ein Einflussbereich von 75 km ermittelt wurde.

### **Erforderliche Injektionsdrücke**

Die Ergebnisse zu den Varianten 2 und 4 belegen, dass der maximale Überdruck oder der erforderliche Injektionsdruck direkt proportional von der Injektionsrate und umgekehrt proportional von der Dicke des Speicherhorizontes abhängen. Nach den Ergebnissen für Variante 1 besteht ein ungefähr linearer Zusammenhang zwischen dem Überdruck und der hydraulischen Leitfähigkeit. Begrenzungen im Speichervolumen, die mit Variante 5 untersucht wurden, führen zu einer komplexen Beziehung zwischen dem Überdruck und der Größe der Speicherformation. Noch ausgeprägter ist dies für die Beziehung zwischen Druck und dem spezifischen Speicherkoeffizient, wie die Ergebnisse für Variante 3 belegen. Die größten Abweichungen zu den Ergebnissen des Referenzfalls wurden bei der Variation der hydraulischen Leitfähigkeit beobachtet. Die hydraulische Leitfähigkeit beeinflusst den maximalen Überdruck zwar nur linear, aber sie umfasst einen sehr großen Bereich möglicher Parameterwerte.

Der für den Referenzfall ermittelte Wert von 3 MPa für den maximalen Überdruck nach 40 Jahren kann aufgrund der starken Modellvereinfachungen nur einen groben Anhaltspunkt für die Situation an einem tatsächlichen Standort für einen CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicher liefern. Allerdings scheint der Effekt einer kontinuierlichen Druckerhöhung von Bedeutung für den aufzubringenden Injektionsdruck sowie für die strukturelle Integrität der Deckschicht zu sein. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass mit den gewählten Parameter für den Referenzfall eine günstige Speichersituation beschrieben wird. Die Modellrechnungen zu einigen Varianten mit weniger günstigen Parameterwerten lieferten erheblich höhere Drücke. Mit einer durchschnittlichen Dichte der den Speicherhorizont überlagernden Gesteinsformationen von 2000 kg/m<sup>3</sup> ergibt sich ein lithostatischer Druck am oberen Rand des Aquifers von 30 MPa. Dieser Wert wird bei Variante 1a fast und bei Variante 4b zur Hälfte erreicht, während er in Variante 1b sogar überschritten wird.

Anhand der Ergebnisse der stark vereinfachenden Modellrechnungen für einige der hier betrachteten Varianten lassen sich Fragen zum Konzept der CO<sub>2</sub>-Einleitung bzw. zur Integrität der Deckschicht ableiten. In allen hier untersuchten Fällen wurde nur ein

Parameter im Vergleich zum Referenzfall variiert. Bei einem Zusammentreffen mehrerer ungünstiger Einflüsse könnten sich die Ergebnisse noch erheblich verschlechtern. Es ist aber wegen der komplexen, nicht-linearen Zusammenhänge unmöglich vorherzusagen, wie sich diese ungünstigen Einflüsse addieren. Modellrechnungen für spezifische Standortverhältnisse müssen daher mit geeigneten Datensätzen wiederholt werden.

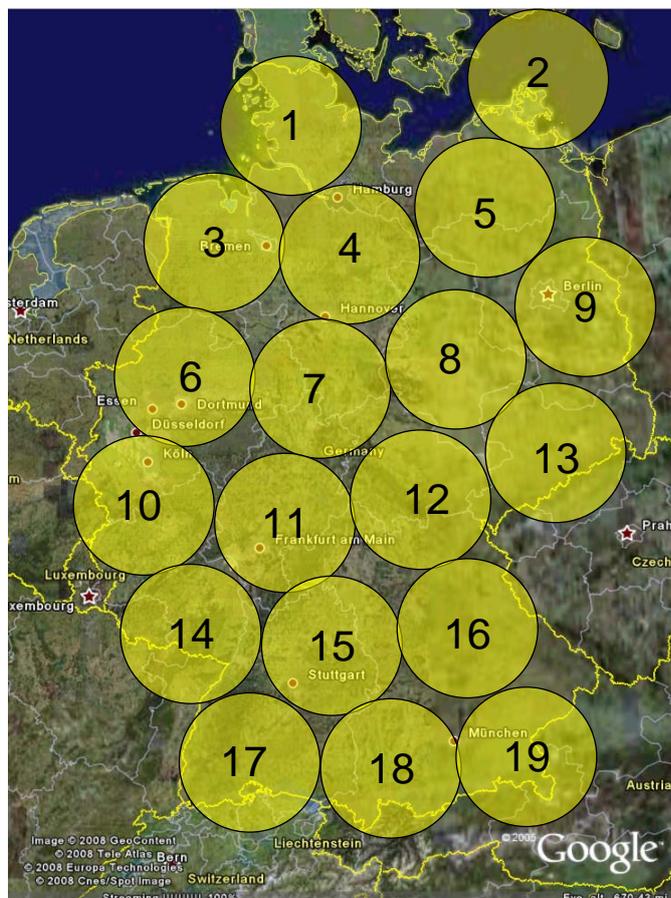
### **Einflussbereich der Injektion**

Der Einflussbereich der Injektion ist für die Planung von Einleitkampagnen von Bedeutung. Die Modellrechnungen zeigen, dass der Einflussbereich mit steigender Injektionsrate (Variante 2), mit der hydraulischen Leitfähigkeit (Variante 1) und theoretisch bei einer Reduzierung der Modelldimensionalität von 2D auf 1D anwächst. Er nimmt ab mit steigender spezifischen Speicherkoeffizienten (Variante 3) und einer kleineren Dicke des Aquifers (Variante 4). Bei keiner dieser Varianten zeigte sich eine einfache Relation zwischen den variierten Parameterwerten und der berechneten Größe des Einflussbereiches. Außer bei extremen Parameterwerten liegt der Einflussbereich zwischen 50 km und 150 km. Es zeigt sich, dass das Ausmaß des Einflussbereiches nicht einfach vorhersagbar ist.

Selbst unter günstigen Bedingungen weist der Einflussbereich einen Radius von ungefähr 75 km auf. Dieser Bereich umfasst damit eine Fläche von 17.670 km<sup>2</sup>. Im Vergleich dazu reicht der Porenraum bereits in einem Bereich von 14,7 km<sup>2</sup> aus, um die CO<sub>2</sub>-Menge, die über einen Zeitraum von 40 Jahren von einem typischen Kraftwerk erzeugt wird, aufzunehmen. Unter der weiteren Annahme, dass Speicherformationen entsprechend der Referenzspeicherformation gleichmäßig über ganz Deutschland (357.092 km<sup>2</sup>) verteilt vorkommen, ergibt sich, dass bereits bei 20 räumlich gut verteilten CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicheranlagen gegenseitige Beeinflussungen vor dem Ende der 40-jährigen Betriebsphase auftreten (siehe Abb. 5.13).

Da in der Speicherformation nur ein begrenzter hydraulischer Überdruck zulässig ist, können das theoretisch vorhandene CO<sub>2</sub>-Speichervolumen und das praktisch nutzbare Speichervolumen erheblich voneinander abweichen, wie anhand der analytischen Modellrechnungen dargelegt. Dieses Problem verstärkt sich, wenn mehr als eine Injektionskampagne in denselben Speicherhorizont durchgeführt wird. Deshalb ist es offenbar notwendig, parallele Einleitkampagnen zu berücksichtigen, selbst wenn sie an

räumlich sehr weit voneinander entfernt liegenden Stellen bzw. zeitlich versetzt erfolgen. Bei der Planung einer neuen CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung ist daher eine Charakterisierung der hydrogeologischen Eigenschaften des gesamten Grundwassersystems sowie der bisherigen CO<sub>2</sub>-Einleitungen unumgänglich. Geeignete Modellvereinfachungen können bei umfassender Kenntnis des hydrogeologischen Grundwassersystems abgeleitet werden, insbesondere wenn im Falle von Störfallszenarien Kredit vom Rückhaltepotential höher gelegener Speicherhorizonte genommen werden soll.



**Abb. 5.13** Theoretische Einflussbereiche nach dem 2D-Referenzfall von 19 gleichzeitig gestarteten CO<sub>2</sub>-Injektionen in Deutschland nach 40 Jahren Betrieb

Bei all diesen theoretischen Überlegungen wird davon ausgegangen, dass keine Störungen vorhanden sind oder aktiviert werden können, die den Speicherhorizont mit höher gelegenen Aquiferen hydraulisch verbinden. Bei Vorliegen einer solchen Störung könnte CO<sub>2</sub> den Speicherhorizont verlassen. Es würde dann entweder unterhalb von höher gelegenen Deckschichten (Aquitarden) wieder gespeichert werden oder es könnte

bis zur Biosphäre gelangen und somit ein Gefährdungspotential für das dortige Leben darstellen. Mit diesem Aspekt befassten sich vorrangig bisherige Untersuchungen zu Störfallszenarien.

Viel geringere Beachtung wurde dem Aspekt gewidmet, dass hydraulische Verbindungen zu höher gelegenen Gesteinsschichten auch zu einer aufwärts gerichteten Strömung von versalzenen Grundwässern führen können, wenn im Speicherhorizont durch die Einleitung von CO<sub>2</sub> ein zusätzlicher Druck aufgebaut wird. Dies kann zu Problemen führen, selbst wenn die geologische Störung von der CO<sub>2</sub>-Gasblase niemals erreicht wird. Auch wenn damit keine unmittelbaren Gesundheitsgefahren einhergehen, könnte es zu Problemen bei der Wasserversorgung kommen. Anzahl, Form, Ort und hydraulischer Widerstand derartiger hydraulischer Verbindungen bestimmen, wie viel versalzenes Grundwasser aus der Speicherformation herausgedrückt wird. Eine Quantifizierung des dadurch möglichen Schadens erfordert daher genaue standort-spezifische Daten, die nicht im Rahmen dieses Projektes erhoben werden können.

### **Randbedingungen der numerischen Modelle**

Die Standard-Randbedingungen für den Grundwasserfluss ermöglichen nur die Festlegung eines hydrostatischen Druckes an den Modellrändern (Dirichlet-Bedingung) oder die Festlegung eines bestimmten, konstanten Flusses über die Modellränder (Neumann-Bedingung), wobei dieser Fluss auch Null betragen kann. Im Fall eines Aquifers, der hydraulisch vollständig von dichten Gesteinen umschlossen ist, sind Neumann-Bedingungen geeignet.

Gemäß allgemeiner Praxis werden entsprechend des erwarteten hydrostatischen Drucks Dirichlet-Druckrandbedingungen für die seitlichen, vertikalen Modellränder festgelegt. Die physikalische Interpretation einer solchen Randbedingung ist, dass außerhalb dieser Ränder kein weiterer hydraulischer Widerstand gegen die Strömung bis zu den oberflächennahen Aquiferen existiert. Diese Praxis ist daher nur sinnvoll, wenn der Einflussbereich der CO<sub>2</sub>-Injektion vollständig durch das Modell abgedeckt ist. Ansonsten wäre der Widerstand gegen die Wasserverdrängung zu niedrig. Das Modell muss daher den gesamten, von der Injektion beeinflussten Bereich der Speicherformation umfassen, um die Strömungsprozesse korrekt zu beschreiben.

### 5.2.3 Langzeitauswirkungen der CO<sub>2</sub>-Einleitung

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Prozess-level-Modellierung der CO<sub>2</sub>-Injektion einschließlich des langfristigen Verhaltens des CO<sub>2</sub> in der Speicherformation. Dafür wurde nur eine Hälfte eines symmetrischen vertikalen 2D-Modells entsprechend der Spezifikationen, die in den voranstehenden Abschnitten beschrieben sind, definiert. Im Gegensatz zum analytischen Modell wird in diesem Modell das CO<sub>2</sub> am Boden des Sandstein-Aquifers über eine Länge von 50 m eingeleitet. Ein zweiter Unterschied ist, dass der Aquifer nur eine horizontale Ausdehnung von 20 km aufweist. Der untere Modellrand und die beiden seitlichen, vertikalen Modellränder sind undurchlässig (no-flow-Randbedingung). In Abb. 5.14 ist das Modell schematisch dargestellt. Die Anfangs- und Randbedingungen sind in Tab. 5.7 zusammengestellt. Die Gesteins- und Fluidparameter sind im Abschnitt 5.2.1 beschrieben.

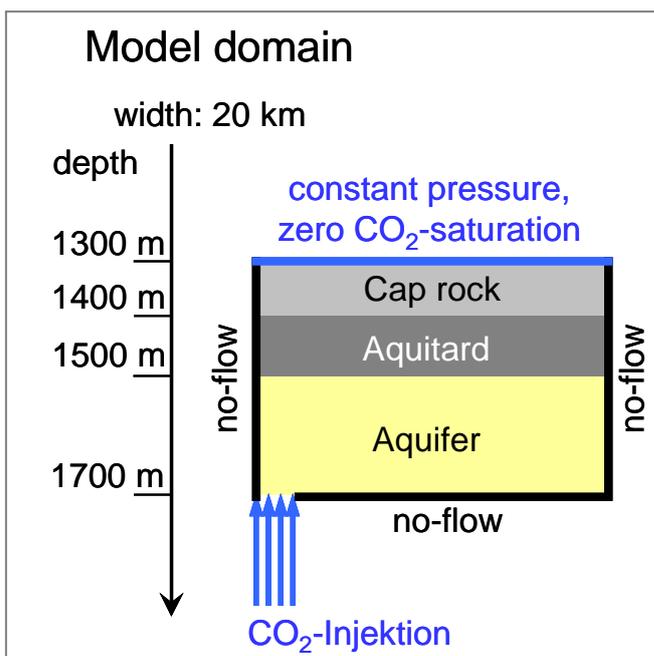


Abb. 5.14 Prozess-level Modell

**Tab. 5.7** Anfangs- und Randbedingungen für das Referenzmodell

| Anfangsbedingungen                                 |   |
|--|---|
| CO <sub>2</sub> -Sättigung $S_{g,0}$               | $10^{-9}$   |
| Wasserdruck $p_{w,0}$                              | $p_{w,0} = p_{atm} - 1.182 \cdot z$ [Pa]  |
| Temperatur $T_0$                                   | $T_0 = 298,15 - 0,03 \cdot z$ [K]   |
| Randbedingungen                                    |   |
| westlicher Modellrand                              | $q_g = 0, q_w = 0, J_h = 0$   |
| östlicher Modellrand                               | $q_g = 0, q_w = 0, J_h = 0$   |
| nördlicher Modellrand                              | $S_g = 10^{-9}, p_w = p_{atm}, T = 298,15$ K  |
| südlicher Modellrand;<br>außer für $0 < x < 60$ m: | $q_g = 0, q_w = 0, J_h = 0$<br>$q_g = -0,02$ kg/(m s), $q_w = 3.840$ J/(m s), $J_h = 0$ |
| Andere Parameter                                   |   |
| Erdbeschleunigung $g$                              | $9,81$ m/s <sup>2</sup>   |
| Atmosphärischer Druck $p_{atm}$                    | $101\,350$ Pa   |

Die Modellrechnungen wurden mit dem Code MUFTE\_UG durchgeführt, der in Kooperation zwischen Arbeitsgruppen an der Universität Stuttgart /HEL 98/ und der Universität Heidelberg /BAS 97/ entwickelt wurde. Eine Variante des Referenzfalls mit einem offenen Rand auf der rechten Seite (östlicher Modellrand) wurde ebenfalls untersucht, um den Einfluss ungeeigneter Randbedingungen zu zeigen. Daneben wurden zwei Modelle für Szenarien mit gestörten Entwicklungen betrachtet, bei denen die Existenz von hydraulisch wirksamen Kanälen zwischen dem Speicherhorizont und höher gelegenen Aquiferen unterstellt wurde.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen werden in Form von CO<sub>2</sub>-Sättigungen und CO<sub>2</sub>-Massenanteilen in der Salzlösung dargestellt. Beide Werte werden gleichzeitig jeweils für einen Teilbereich des gesamten Modellgebiets zu fünf charakteristischen Zeitpunkten dargestellt. Die CO<sub>2</sub>-Sättigung wird in diskreten Isolinien wiedergegeben, während die CO<sub>2</sub>-Massenanteile in der Salzlösung farblich codiert dargestellt sind.

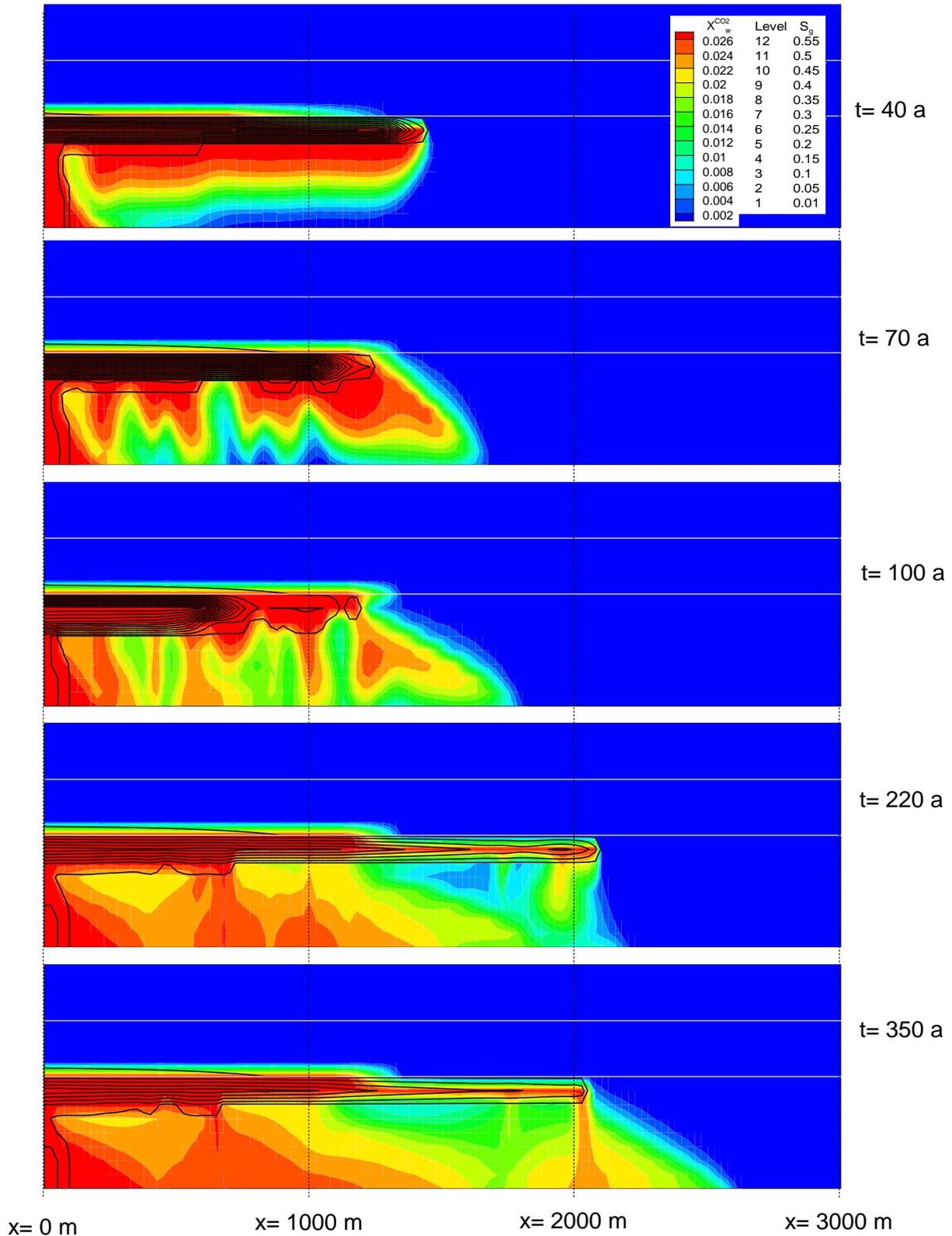
### 5.2.3.1 Ergebnisse der numerischen Modellrechnungen

#### Referenzfall

Zu Anfang der 40-jährigen Injektionsphase beginnt  $\text{CO}_2$  als separate Phase zu fließen, nachdem die  $\text{CO}_2$ -Sättigung in der Nähe der Einleitstelle den Wert der residualen Gassättigung überschritten hat. Das  $\text{CO}_2$  steigt wegen der geringeren Dichte auf und sammelt sich an der Unterseite der Aquitardschicht an, wo es sich lateral weiter ausbreitet. Am unteren Rand der  $\text{CO}_2$ -Blase löst sich  $\text{CO}_2$  in der wässrigen Phase. Durch diesen Prozess erhöht sich die Dichte der salzhaltigen Lösung, wodurch abwärts gerichtete Strömungsvorgänge in der Lösung initiiert werden.

Das versalzene Grundwasser im Speicherhorizont wird durch die  $\text{CO}_2$ -Blase verdrängt. Im Verbindung mit dem horizontalen Einschluss des Aquifers führt dies zu zwei Konsequenzen: Der Fluiddruck erhöht sich, da das Grundwasser die Speicherformation nicht so schnell über den überlagernden Aquitard verlassen kann wie das  $\text{CO}_2$  eingeleitet wird. Es ergeben sich in den Modellrechnungen maximale Überdrücke über den hydrostatischen Druck von bis zu 10 MPa nach 40 Jahren. Außerdem wird durch die Verdrängung eine Grundwasserbewegung initiiert, durch die Grundwasser unter die  $\text{CO}_2$ -Blase gedrückt wird. Während das  $\text{CO}_2$  von der Injektionsstelle weg strömt, fließt Salzlösung unterhalb der  $\text{CO}_2$ -Blase auf die Injektionsstelle zu und stellt damit ein zusätzliches Grundwasservolumen für die Auflösung von  $\text{CO}_2$  zur Verfügung. Am Ende der Injektionsphase ist deshalb ein recht großes Grundwasservolumen stark an  $\text{CO}_2$  gesättigt (siehe erste Darstellung in Abb. 5.15).

Wenn die  $\text{CO}_2$ -Injektion nach 40 Jahren eingestellt wird, beginnt das Fingering der  $\text{CO}_2$ -reichen Salzlösung unterhalb der  $\text{CO}_2$ -Blase. Der Überdruck im Speicherhorizont nimmt exponentiell ab. Dieser Prozess dauert im Modell ca. 100 Jahre. Da die Kompressibilität des überkritischen  $\text{CO}_2$  viel höher als diejenige von versalzenerem Grundwasser ist, führt der Druckabbau dazu, dass sich die  $\text{CO}_2$ -Blase in dieser Zeit ausdehnt. Wegen der relativ hohen Dichte im Vergleich zu der von Salzlösung, weist diese Ausdehnung eine nennenswerte abwärts gerichtete Bewegungskomponente auf. Salzlösung wird daher aus den Bereichen unterhalb der  $\text{CO}_2$ -Blase verdrängt, wodurch sich eine große Konvektionszelle ausbildet, die die  $\text{CO}_2$ -Blase horizontal zusammendrückt.



**Abb. 5.15** Ergebnisse der Modellrechnungen für den Referenzfall ( $CO_2$ -Sättigung  $S_g$  und Massenanteil  $X_w^{CO_2}$  des gelösten  $CO_2$ )

Dieser Prozess wird durch die Beobachtung bestätigt, dass das in der Salzlösung gelöste CO<sub>2</sub> mit einer nennenswerten, östlich gerichteten Geschwindigkeitskomponente (in Richtung des rechten Modellrandes) unter die CO<sub>2</sub>-Blase migriert. Der zweite Plot in Abb. 5.15 zeigt, dass lokale Konvektionszellen, die durch instabile Dichteschichtungen verursacht werden, durch diesen Prozess verstärkt werden.

Nach ca. 100 Jahren Modellzeit (dritter Plot in Abb. 5.15) überwiegen die Auftriebskräfte des CO<sub>2</sub> die abnehmende Kraft der Konvektionszelle, so dass es erneut zu einer lateralen Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Blase kommt. Die maximale Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Blase von 2.075 m wird nach 208 Jahren Modellzeit erreicht (vierter Plot in Abb. 5.15). Zu diesem Zeitpunkt reichen das CO<sub>2</sub> als separate Phase sowie das im Grundwasser gelöste CO<sub>2</sub> ungefähr gleich weit in den Speicherhorizont hinein.

Von diesem Zeitpunkt an schrumpft die CO<sub>2</sub>-Blase räumlich und in Bezug auf die Sättigung durch die Lösung von CO<sub>2</sub> im Grundwasser. Der fünfte Plot in Abb. 5.15 zeigt die Situation nach 350 Jahren Modellzeit, wenn die CO<sub>2</sub>-Blase sich langsam auflöst und CO<sub>2</sub>-reiche Salzlösung abwärts sinkt. Die in den Modellrechnungen ermittelten komplexen Fließmuster halten offenbar eine gewisse weitere Zeit an.

Nach den Modellrechnungen gelangt CO<sub>2</sub> bereits während der Einleitung als separate Phase in den Aquitard. Trotz der hohen Überdrücke im Speicherhorizont wird nur eine CO<sub>2</sub>-Sättigung unterhalb des Wertes für die residuale CO<sub>2</sub>-Sättigung erreicht. Die CO<sub>2</sub>-Phase im Aquitard ist deshalb immobil. Zur selben Zeit erreicht gelöstes CO<sub>2</sub> auch die Deckschicht, ebenfalls in sehr geringen Mengen, wie Abb. 5.16 zu entnehmen ist.

### **Varianten mit offenem rechten Modellrand**

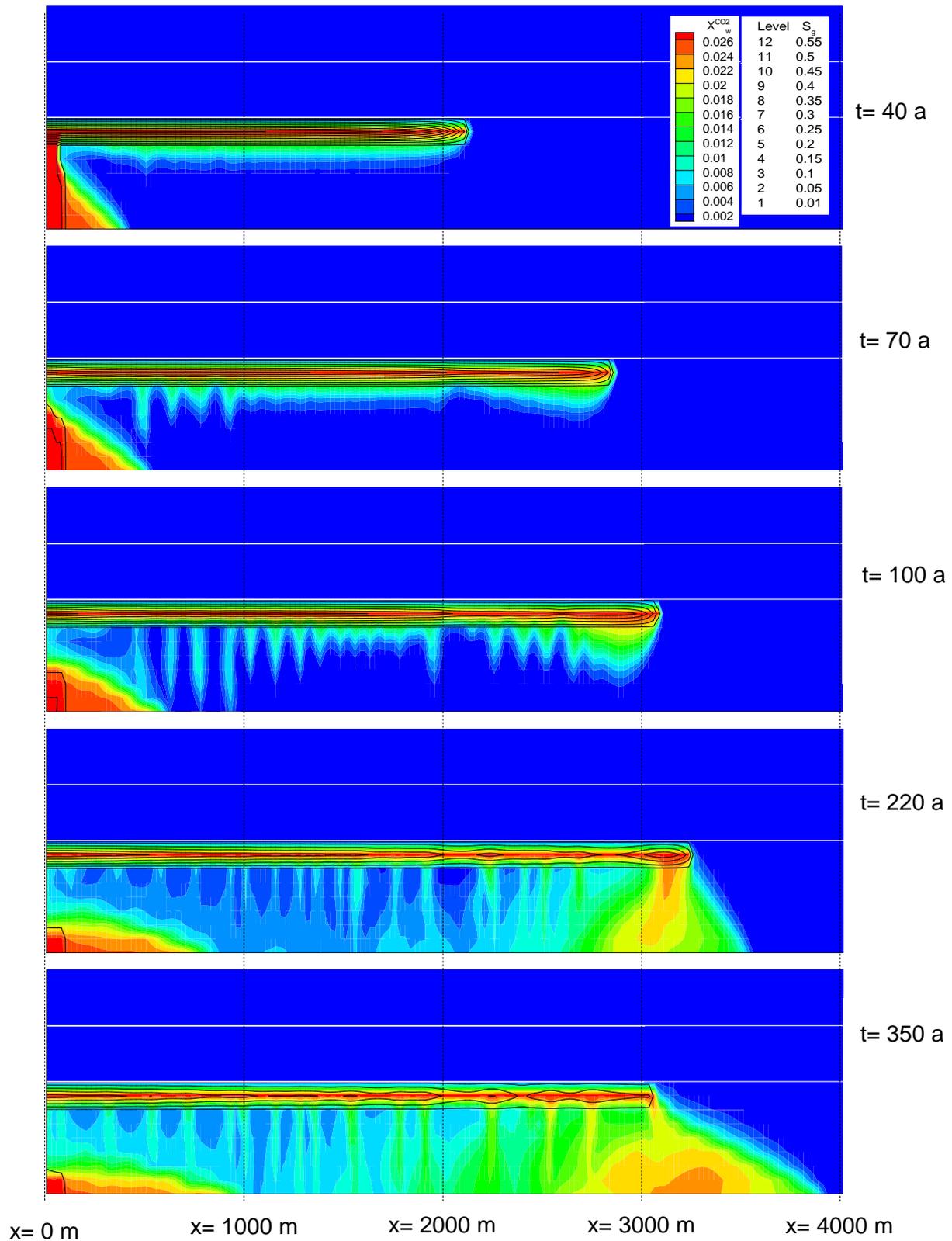
Wenn der Modellrand auf der rechten Seite offen ist, findet keine Behinderung der lateralen Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Blase statt. Die sich daraus ergebenden Konsequenzen, können zum Ende der CO<sub>2</sub>-Einleitung beobachtet werden (erster Plot in Abb. 5.16, dabei wird eine andere Skala als in Abb. 5.15 verwendet):

- Die Gasblase hat eine Breite von ca. 2.100 m, während im Referenzfall nur ein Maximalwert von 1.400 m erreicht wurde.

- Es gibt nur eine vernachlässigbare Bewegung von Salzlösung und daher wird nur eine geringe Menge an CO<sub>2</sub> gelöst und unter die Gasblase transportiert.
- Der maximale Überdruck über dem hydrostatischen Druck beträgt nur 0,2 MPa.

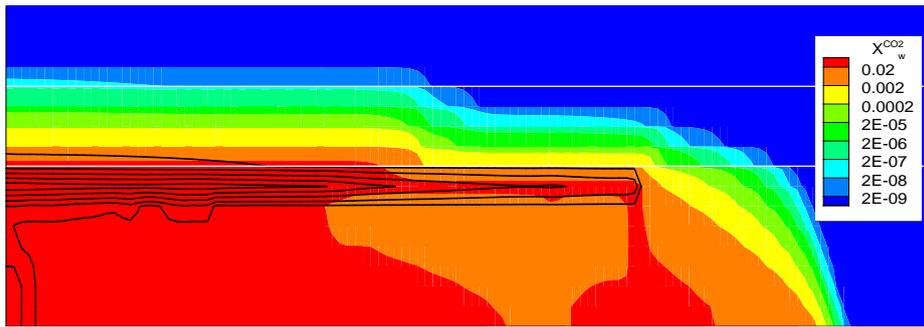
Zum Ende der Injektion fällt der Überdruck praktisch sofort auf Null. Deshalb kann sich im Gegensatz zum Referenzfall keine Konvektionszelle ausbilden. Aufgrund der Auftriebskräfte breitet sich die CO<sub>2</sub>-Blase weiter aus (zweiter und dritter Plot in Abb. 5.16). Ihre maximale Ausdehnung beträgt 3.325 m und wird nach 169 Jahren Modellzeit erreicht. Das leichte, abwärts gerichtete Fingering der CO<sub>2</sub>-reichen Salzlösung zeigt an, dass unmittelbar nach dem Ende der CO<sub>2</sub>-Injektion nur in begrenztem Maße eine horizontale Wasserbewegung stattfindet. Dasselbe gilt auch für spätere Zeiten (vierter und fünfter Plot in Abb. 5.16).

Ein genauerer Blick auf die Verteilung der Konzentrationen an gelöstem CO<sub>2</sub> nach 350 Jahren Modellzeit lässt einige interessante Schlussfolgerungen im Hinblick auf die ablaufenden Transportprozesse zu. Im Fall der Variante mit offenem Modellrand führt nur die Diffusion zu einem nennenswerten aufwärts gerichteten Transport von gelöstem CO<sub>2</sub> in den Aquitard, da nur vernachlässigbare Überdrücke während der Injektion aufgebaut werden. Anscheinend kann das gelöste CO<sub>2</sub> innerhalb von 350 Jahren nicht die Deckschicht erreichen. Dagegen tritt im Referenzfall zusätzlich eine advective, aufwärts gerichtete Transportkomponente auf, die durch den hohen Überdruck verursacht wird. Gelöstes CO<sub>2</sub> erreicht deshalb die Deckschicht, allerdings in einer sehr geringen Konzentration. Der Einfluss der Advektion kann durch einen Vergleich der beiden Plots in Abb. 5.17 abgeleitet werden. Beide Modellausschnitte weisen dieselbe räumliche Skala auf. Die Kontourlinien der CO<sub>2</sub>-Sättigung zeigen dieselben Werte wie in den Abb. 5.15 und Abb. 5.16. Zwar sind Unterschiede wahrnehmbar, sie überschreiten aber keinen nennenswerten Betrag.

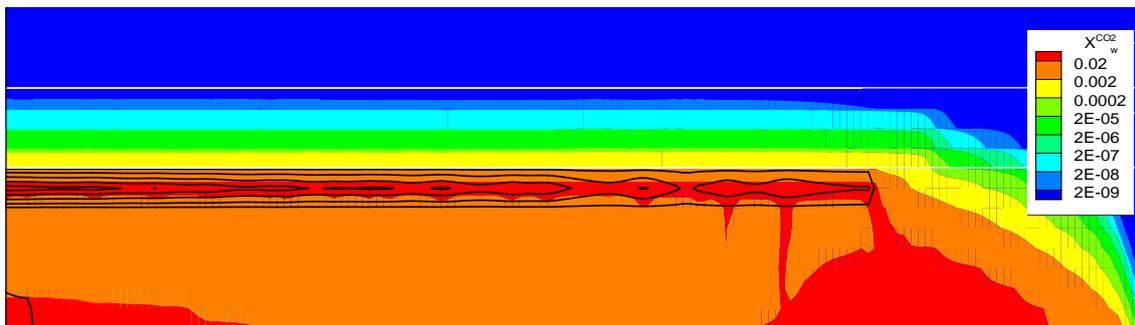


**Abb. 5.16** Ergebnisse der Modellrechnungen für die Variante mit offenem Modellrand (CO<sub>2</sub>-Sättigung  $S_g$  und Massenanteil von gelöstem CO<sub>2</sub>)

## Referenzfall



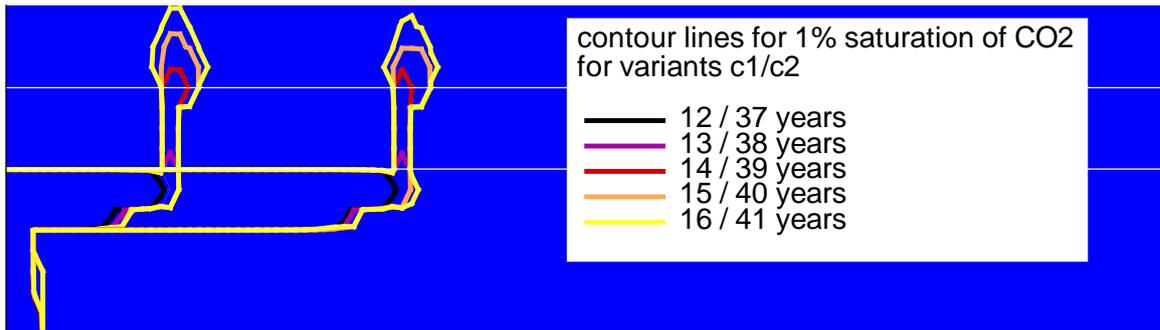
## Variante mit offenem Modellrand



**Abb. 5.17** Vergleich der CO<sub>2</sub>-Sättigung  $S_g$  und des Massenanteil an gelöstem CO<sub>2</sub> für den Referenzfall und die Variante mit offenem Modellrand (gleiche Längenskala für beide Modelle)

## Varianten mit vertikalen Kanälen hoher Permeabilität zwischen den Aquitarden

Zwei weitere Varianten mit einem vertikalen Kanal zwischen Speicherhorizont und Deckgestein wurden ebenfalls untersucht. Der Kanal hatte eine Breite von 50 m und dieselbe Permeabilität wie das Speichergestein. Damit stellte er einen hydraulischen Kurzschluss zwischen dem unter hydraulischen Druck gesetzten Speichergestein und dem Deckgestein dar. In Variante c1 befand sich der Kanal bei einer Entfernung von  $x = 450$  m vom linken Modellrand und in Variante c2 in einer Entfernung von  $x = 1.050$  m. Die CO<sub>2</sub>-Blase erreichte den Kanal in Variante c1 nach 13 Jahren und in Variante c2 nach 38 Jahren, wie in Abb. 5.18 dargestellt ist. Da das Geschwindigkeitsfeld durch den Hochpermeabilitätskanal gegenüber dem Referenzfall verändert ist, stimmen auch diese Ankunftszeiten in den Varianten c1 und c2 nicht mit den Zeiten im Referenzfall überein.



**Abb. 5.18** Fluss durch den Hochpermeabilitätskanal. Überlagerung der Varianten c1 und c2.

In beiden Fällen bewegte sich die CO<sub>2</sub>-Blase sehr schnell durch den Aquitard und benötigte nur zwei weitere Jahre um die 100 m Deckgestein zu durchströmen und den oberen Modellrand zu erreichen. Die dort festgelegten Dirichlet-Randbedingungen für den Druck und die CO<sub>2</sub>-Konzentration widersprachen den folgenden Strömungs- und Transportprozessen, so dass die Ergebnisse für spätere Zeitpunkte nicht mehr zu interpretierbar waren.

Unter den Annahmen, dass das homogene Deckgestein bis an die Erdoberfläche heranreicht und dass der Aufstieg der CO<sub>2</sub>-Blase nur durch den Auftrieb bestimmt wird, würde die Blase etwa 26 Jahre nach Eintritt in den Hochpermeabilitätskanal die Erdoberfläche erreichen. Tatsächlich können derartig einfache geologische Bedingungen nicht erwartet werden. Ferner kann der CO<sub>2</sub>-Aufstieg durch weitere physikalische Vorgänge wie etwa den Phasenübergang vom über- zum unterkritischen Zustand stark beeinflusst werden z. B. /PRU 03/. Die hier geschätzten 26 Jahre bis zum Durchbruch an der Erdoberfläche können daher nicht mehr als ein schwacher Anhaltspunkt für die tatsächlich benötigte Zeit sein.

In beiden Varianten war der berechnete maximale Überdruck über dem hydrostatischen Druck praktisch identisch bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die CO<sub>2</sub>-Blase den oberen Modellrand erreicht. Zu diesem Zeitpunkt war der maximale Überdruck in Variante c2 fast erreicht. Er betrug 2,6 MPa in Variante c1 und 2,8 MPa in Variante c2.

### 5.2.3.2 Zusammenfassung der Langzeiteffekte

Die Ergebnisse der Modellrechnungen für den Referenzfall eines vertikalen 2D-Modells bestätigen die Ergebnisse der physikalisch vereinfachten, analytischen 1D-Modelle für einen räumlich begrenzten Speicheraquifer mit einer Ausdehnung von 20 km (Variante 5b im Abschnitt 5.2.2.5). Nach 40 Jahren CO<sub>2</sub>-Einleitung wurde im 2D-Modell eine Druckerhöhung um 10 MPa über den hydrostatischen Druck ermittelt. Im Vergleich dazu lieferte das 1D-Modell Werte zwischen 8,0 und 8,5 MPa. Im 2D-Modell dauert der Rückgang der Druckwerte auf die Anfangswerte zweieinhalb Mal länger als die Injektionsperiode.

Wegen des hohen Überdrucks dringt CO<sub>2</sub> in den Aquitard als separate Phase ein, allerdings nur in einem sehr geringen Maß. Eine advective Komponente in der aufwärts gerichteten Bewegung des gelösten CO<sub>2</sub> durch den Aquitard kann durch Vergleich mit der Variante mit offenem Modellrand identifiziert werden. Dies betrifft aber nur eine sehr geringe CO<sub>2</sub>-Menge, da der Überdruck während der Injektionsphase kontinuierlich ansteigt und sofort danach wieder abfällt und damit nur für eine begrenzte Zeit wirksam ist.

Während des Zeitraums des erhöhten hydraulischen Drucks führt der horizontale Einschluss des Aquifers zu komplexen, transienten Strömungsmustern. Dies gilt für die Grundwasserbewegung genauso wie für die Bewegung der CO<sub>2</sub>-Blase. Diese Effekte werden nicht beobachtet, wenn am vertikalen Modellrand, der der Injektionsstelle gegenüber liegt, ein vorgegebener hydrostatischer Druck herrscht. Lediglich das generelle Phänomen einer instabilen Dichteschichtung mit anschließendem Fingering unterhalb der CO<sub>2</sub>-Blase tritt wegen der CO<sub>2</sub>-Lösung im Grundwasser auf. Die maximale Druckerhöhung über dem hydrostatischen Druck liegt im Fall der Variante mit einer offenen Modellgrenze, über die Lösung abfließen kann, bei 0,2 MPa.

Die Anwesenheit eines Kanals hoher Permeabilität durch einen Aquitard verringert den maximalen Überdruck im Speicherhorizont erheblich. Aus der Geschwindigkeit, mit der die CO<sub>2</sub>-Blase aufwärts strömt, lässt sich überschlagsmäßig die Zeit abschätzen bis die CO<sub>2</sub>-Blase die Erdoberfläche erreicht. Die Modellergebnisse zu den Varianten liefern eine Geschwindigkeit von 50 m pro Jahr.

#### 5.2.4 Schlussfolgerungen

Die Normalentwicklung der CO<sub>2</sub>-Speicherung in geeigneten, tiefen salinen Aquiferen erscheint mit Blick auf einen Zeitrahmen von hunderten bis tausenden von Jahren sicher. CO<sub>2</sub> breitet sich als eigene Phase unter dem Aquitard auch nach Beendigung der Injektion noch solange aus, bis die Massenverluste durch Lösung im Grundwasser die horizontale Ausbreitung infolge der Auftriebskräfte ausgleichen. Die CO<sub>2</sub>-reiche Lösung sinkt wegen der erhöhten Dichte in komplexen Strömungsmustern zu Boden, bis die CO<sub>2</sub>-Blase aufgelöst ist. Sofern keine weiteren Effekte wie zum Beispiel Mineralisierung wirken, die eine permanente Bindung des CO<sub>2</sub>s im Untergrund garantieren, muss langfristig jedoch davon ausgegangen werden, dass das gesamte CO<sub>2</sub> durch Diffusion wieder bis zur Erdoberfläche aufsteigen kann.

Auch unter idealen Bedingungen für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquiferen wird ein überraschend großes Grundwasservolumen durch den Druckanstieg infolge einer CO<sub>2</sub>-Injektion beeinflusst. Im Vergleich zu diesem Volumen ist das Volumen des injizierten CO<sub>2</sub>s sehr klein. Dieser Effekt begrenzt das Speicherpotenzial eines Aquifers beträchtlich. Die Nutzung eines tiefen Aquifers für die CO<sub>2</sub>-Speicherung muss daher nicht nur im Hinblick auf die zu speichernde Masse sondern auch im Hinblick auf den jeweiligen Injektionsort und die Reihenfolge der Injektionen sorgfältig geplant werden. Das Problem der Beschädigung des Wirtsgesteins durch die hohen hydraulischen Drücke als auch die möglichen Konsequenzen an der Erdoberfläche (Hebungen oder Senkungen) wurden bisher noch nicht behandelt.

Alle diese Betrachtungen basieren auf der Annahme eines idealen Speichersystems mit einem vollständig intakten Aquitard oberhalb des Speichergesteins. Undichtigkeiten in diesem Aquitard, durch die CO<sub>2</sub> aus dem Speicherhorizont entweichen kann, sind schon frühzeitig als Szenario einer gestörten Entwicklung erkannt und untersucht worden. Damit diese Undichtigkeiten von der CO<sub>2</sub>-Blase überhaupt erreicht werden können, müssen sich diese relativ nahe an der Injektionsstelle befinden. Unter diesen Umständen müsste nur ein vergleichsweise kleiner Bereich geologisch besonders gut charakterisiert werden.

Bisher unbeachtet geblieben ist dagegen die Möglichkeit, dass größere Mengen an stark salzhaltigem Grundwasser infolge des hydraulischen Überdrucks durch Undichtigkeiten

außerhalb dieses eng begrenzten Bereichs in höhere Grundwasserstockwerke oder gar bis an die Erdoberfläche gelangen können. Die damit verbundene Versalzung höherer, süßwasserführender Grundwasserstockwerke könnte erhebliche Schäden bei der Trinkwassergewinnung oder in der Landwirtschaft verursachen. Besonders problematisch ist dabei, dass dieser Vorgang im gesamten Bereich erhöhten hydraulischen Drucks ausgelöst werden kann, der um ein Vielfaches größer ist, als die entstehende CO<sub>2</sub>-Blase.

Offensichtlich sind mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquiferen unabhängig von der Qualität des Aquitards untersuchungswürdige Probleme verbunden. Sofern der Aquitard hydraulisch dicht ist, muss mit hohem Überdruck während der Injektionsphase und entsprechenden Konsequenzen für die mechanische Integrität des Wirtsgesteins gerechnet werden. Dieses Problem verschärft sich erheblich für einen horizontal begrenzten Aquifer, denn der Überdruck wird gegenüber einem lateral „unbegrenzten“ Aquifer nicht nur erheblich größer, sondern erstreckt sich auch mehr oder weniger in voller Höhe über das gesamte Speichergestein. Ist der Aquitard dagegen hydraulisch undicht, bleibt der Druck vergleichsweise niedrig, da in diesem Fall CO<sub>2</sub> oder hochsalines Grundwasser in höhere geologische Schichten ausgepresst werden.

Unter diesen Umständen kann es keine Empfehlung für die ideale Größe eines Speicheraquifers geben: Hinsichtlich der strukturmechanischen Probleme wäre ein möglichst ausgedehnter Aquifer empfehlenswert, hinsichtlich der Probleme der möglichen Grundwasserversalzung ein möglichst eingegrenzter Aquifer. Unabhängig vom aktuellen Fall muss aber grundsätzlich eine engmaschige hydrogeologische Charakterisierung für das gesamte Gebiet erfolgen, das von der Druckerhöhung im Speicheraquifer betroffen ist.

Aus den gleichen Gründen müssen aussagekräftige numerische Modelle für die CO<sub>2</sub>-Injektion und -speicherung das gesamte, unter Druck gesetzte Grundwassersystem umfassen. Offensichtlich können die realen Bedingungen in verkleinerten Modellgebieten nicht korrekt durch Randbedingungen beschrieben werden. Trotzdem ist die überwältigende Mehrheit der bislang erstellten numerischen Modelle lediglich darauf ausgelegt, die Bewegung der CO<sub>2</sub>-Phase und ggf. des CO<sub>2</sub>-reichen Grundwassers zu verfolgen. Es entspricht allgemeiner Praxis, an denjenigen vertikalen Modellrändern, die der Injektion gegenüber stehen, hydrostatische Druckrandbedingungen vorzusehen.

Dadurch wird an diesen Stellen ein hydraulischer Kurzschluss an die Erdoberfläche beschrieben und die Strömungsvorgänge jenseits der Modellgrenzen werden ignoriert. Dies reflektiert sicherlich nicht das reale Verhalten eines Speichersystems.

Um die Entwicklung des hydraulischen Drucks im Modell realistisch zu wiedergeben zu können, muss das Modell nicht nur den Speicherhorizont, sondern auch die oberhalb liegenden geologischen Formationen bis zur Erdoberfläche umfassen. Dies bedeutet, dass zumindest ein vertikales, axisymmetrisches 2-D-Modell erforderlich ist. Da dies aller Wahrscheinlichkeit nach mit starken Vereinfachungen verbunden ist, wird zur Auflösung von Unsymmetrien, insbesondere durch die Geologie, möglicherweise aber auch durch komplexe Injektionsanordnungen, ein echtes 3-D-Modell erforderlich werden.

## **5.2.5 Weiterer Forschungsbedarf**

### **5.2.5.1 Normale und gestörte Entwicklung**

Es erscheint sehr nützlich, das Problem der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund in zwei Kategorien aufzuteilen, die normale und die gestörte Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Lagers, da die mit der gestörten Entwicklung verbundenen physikalischen Prozesse erheblich komplexer sind als die bei der Normalentwicklung. Während die Strömungsvorgänge bei der Normalentwicklung als Zweiphasenströmung von Salzlösung und superkritischem CO<sub>2</sub> ausreichend gut beschrieben werden können, können in einer gestörten Entwicklung auch Drei-Phasen-Zustände eintreten, wenn CO<sub>2</sub> in höhere geologische Schichten aufsteigt. In letzterem Fall werden

- eine zusätzliche Erhaltungsgleichung,
- eine sehr viel anspruchsvollere Phasendiagnostik für das Eintreten von Phasenübergängen,
- thermodynamische Formulierungen, die auch den (unterkritischen) gasförmigen und flüssigen Zustand von CO<sub>2</sub> umfassen und
- kompliziertere und überwiegend unbekannte Zustandsgleichungen für den Dreiphasenfluss

erforderlich. Der Gültigkeitsbereich der thermodynamischen Zustandsgleichungen muss in diesem Fall Temperaturen bis hinab zur durchschnittlichen Temperatur der Erdoberfläche von 10 °C und Drücke bis hinab zum Atmosphärendruck umfassen. Bei der Normalentwicklung sind hingegen nur Temperaturen oberhalb von 35 °C und Drücke oberhalb von 8 MPa von Interesse, für sich die das CO<sub>2</sub> im superkritischen Zustand befindet.

Außerhalb des Aufgabenbereichs dieses Vorhabens aber sicherlich relevant für weiterführende Modellierungen der gestörten Entwicklung ist das Problem noch niedrigerer Temperaturen, die sich aufgrund des Joule-Thomson Effekts einstellen können und die bei CO<sub>2</sub> oder auch Wasser zu einem Übergang vom flüssigen in den festen Zustand führen können. Die Bildung von CO<sub>2</sub>-Hydraten oder Eis führt zu einer Behinderung der aufsteigenden CO<sub>2</sub>-Blase und zur Dispersion /PRU 03/, was letztlich wiederum Auswirkungen auf die Sicherheitsbetrachtungen hat. Die notwendige Anpassung von Mehrphasencodes auf dieses spezielle Problem ist zurzeit noch in der Entwicklung und noch nicht anwendungsreif.

#### **5.2.5.2 Zweiphasenflusseigenschaften**

Neuere Untersuchungen haben gezeigt, dass die hydrogeologische Charakterisierung von Gesteinsschichten im Hinblick auf den Zweiphasenfluss nicht nur von der Gesteinsmatrix sondern auch über die Fluideigenschaften von den in-situ vorherrschenden Bedingungen abhängen. Da die Fluidkombination Salzlösung und CO<sub>2</sub> im tiefen Untergrund erst seit vergleichsweise kurzer Zeit untersucht wird, existieren Messungen und Erfahrungen in der Wahl angemessener Zustandsgleichungen bis jetzt nur in begrenztem Umfang. Wie bereits erwähnt existieren anscheinend keine Daten für die Zustandsgleichungen eines Dreiphasenflusses, der sich unter Umständen beim Aufstieg des CO<sub>2</sub> einstellen kann.

Vom mathematischen Standpunkt aus betrachtet sind genaue Zustandsgleichungen für den Zweiphasenfluss wegen der hochgradigen Nichtlinearität der beschreibenden Gleichungen wie auch deren Kopplung von großer Bedeutung für ein verlässliches Strömungsmodell. Ein wichtiger Teilaspekt bei der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung ist die Residualsättigung für das CO<sub>2</sub>. Einerseits ist diese Größe bestimmend für die Menge an physikalisch immobilisiertem CO<sub>2</sub> am Ende der CO<sub>2</sub>-Blase nach Abschaltung der

Injektion und damit auch für die Mobilität der verbleibenden Blase. Andererseits ist der Wert der Residualsättigung Änderungen infolge Änderungen der in-situ Bedingungen unterworfen. Dies erschwert eine zutreffende Wahl dieses Wertes. Das Problem verschärft sich für gestörte Entwicklungen, bei denen CO<sub>2</sub> aus dem Speicherhorizont nach oben hin entweicht.

Vor dem Hintergrund der Komplexität der beteiligten Strömungsprozesse und den Unsicherheiten, die durch Heterogenitäten in großräumigen Modellgebieten verursacht werden, muss der hydrogeologischen Charakterisierung mit Blick auf den Zweiphasenfluss eine hohe Priorität eingeräumt werden.

### **5.2.5.3 Dichteströmung**

Während der letzten Jahre hat sich herausgestellt, dass die Lösung von CO<sub>2</sub> und der anschließende Transport von gelöstem CO<sub>2</sub> in der Wasserphase ein relevanter Effekt ist, der zu einer Erhöhung der Langzeitsicherheit der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund beiträgt. Nachdem sich das injizierte CO<sub>2</sub> unter dem Boden des Aquitards gesammelt hat und beginnt, sich lateral auszubreiten, wird die Dichte der Salzlösung unmittelbar unterhalb der CO<sub>2</sub>-Blase durch Lösung geringfügig erhöht. Diese geringe Dichtezunahme führt zu einer instabilen Schichtung von schwererer Lösung über leichter Lösung. In einer solchen Situation genügt die leichteste Störung, um eine dichtegetriebene, abwärts gerichtete Strömung in Form von sich verlängernden „Fingern“ in Gang zu setzen. Dieses sogenannte „Fingering“ ist ein sich selbst erhaltender Prozess, da die Abwärtsbewegung der CO<sub>2</sub>-gesättigten Salzlösung weniger gesättigte Lösung in einer Art Konvektionszelle aufwärts treibt, wo die Lösung von CO<sub>2</sub> die konvektive Bewegung wiederum weiter antreibt.

Offensichtlich ist dieses Fingering ein extrem empfindlicher Prozess, der massiv von drei Faktoren beeinflusst wird:

- die physikalischen Parameter
  - Dispersion,
  - Diffusion,
- die Modellgeometrie und

- die numerischen Bedingungen, insbesondere das Gitter.

Da die Dichtedifferenzen zwischen reiner Salzlösung und CO<sub>2</sub>-gesättigter Salzlösung nur wenige Kilogramm pro Kubikmeter ausmachen, ist die verursachte advective Fließgeschwindigkeit sehr gering. Dementsprechend ist der Einfluss der molekularen Diffusion im Vergleich zur hydrodynamischen Dispersion vergleichsweise hoch. Eine gute Wiedergabe beider Prozesse im Modell ist daher stark wünschenswert.

Konvektive Strömung hängt stark von der Schichtdicke und im Fall lateral begrenzter Strömungsgebiete auch von der horizontalen Ausdehnung des Gebietes ab /ZIE 82/. Dieses Phänomen ist bereits sehr gut für homogene Modellgebiete untersucht worden. Die Komplexität der entstehenden Strömung kann jedoch noch erheblich durch Inhomogenitäten der Gesteinsmatrix vergrößert werden.

Der letzte Punkt betrifft die grundsätzlich große Herausforderung, die die numerische Simulation von Vorgängen unter physikalisch instabilen Bedingungen darstellt. Eines der größten Probleme könnte dabei der Nachweis sein, dass die gefundene Lösung unabhängig vom verwendeten Gitternetz ist, da eine extrem hohe Gitterauflösung erforderlich ist, um die entstehenden Konvektionszellen mit hinreichender Genauigkeit darzustellen.



## Literaturverzeichnis

- /ADA 02/ Adams, J. J. and Bachu, S.: Equations of state for basin geofluids: algorithm review and intercomparison for brines. *Geofluids* (2002) 2, 257-271, 2002.
- /AKS 08/ Arbeitskreis Szenarienentwicklung: Behandlung des menschlichen Eindringens in ein Endlager für radioaktive Abfälle in tiefen geologischen Formationen. – Positionspapier, atw, Internationale Zeitschrift für Kernenergie, 53. Jahrgang, Heft 8/9 August/September, 2008.
- /AND 06/ Andus, H.: Safe Storage of CO<sub>2</sub>. - IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 10.01.2006.
- /BAS 97/ Bastian, P., Birken, K., Johannsen, K., Lang, S., Eckstein, K., Neuss, N., Rentz-Reichert, H., and Wieners, C.: UG - A Flexible Software Toolbox for Solving Partial Differential Equations. *Computing and Visualization in Science*, 1(1), S. 27-40, 1997.
- /BAT 07/ Baltés, B.; Röhlig, K.-J. & Kindt, A.: Sicherheitsanforderungen an die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen. Entwurf der GRS.-- Ges. f. Anl.- u. Reaktorsicherheit mbH, GRS-A-3358: 49 S., 1 Bild, 1 Anh.; Köln, 2007.
- /BIE 06/ Bielinski, A.: Numerical Simulation of CO<sub>2</sub> Sequestration in Geological Formations. PhD thesis, Heft 155, Eigenverlag, Institut für Wasserbau, Universität Stuttgart, 2007.
- /BOO 88/ Boor, G. und Cvetkovis, N.: Zur Frage der Korrosion an Untertageausrüstungen in Gaskavernen. - *Erdöl Erdgas Kohle*, 104. Jahrgang, Heft 3, März 1988.
- /BRE 82/ Brewitz, W. (Hrsg.): Eignungsprüfung der Schachtanlage Konrad für die Endlagerung radioaktiver Abfälle.- GSF-T136, Neuherberg, 1982.

- /CAR 59/ Carlsaw, H.S. and Jaeger, J.C.: Conduction of Heat in Solids. 2. Auflage, Oxford University Press, 1959.
- /DAW 91/ Dawson, K. J., Istok J. D.: Aquifer Testing. Lewis Publishers, Chelsea Michigan, 1991.
- /DIC 69/ Dickey, P.A.: Increasing Concentration of Subsurface Brines with Depth.- Chem. Geol., 4, pp. 361-370, 1969.
- /DOM 72/ Domenico, P. A.: Concepts and Models in Groundwater Hydrology. McGraw-Hill, New York, 1972.
- /DUN 98/ Dunning, C. P.: Lithology, Hydraulic Properties, and Water Quality of the Sandstone Aquifer in the Northwestern Part of the Bad River Indian Reservation, Wisconsin, 1998–1999. USGS Open-File Report 2004–1425, 2005./HEL 98/ Helmig, R., Class, H., Huber, R., Sheta, H., Ewing, R., Hinkelmann, R., Jakobs, H., and Bastian, P.: Architecture of the Modular Program System MUFTE-UG for Simulating Multiphase Flow and Transport Processes in Heterogeneous Porous Media. Mathematische Geologie, 2:123–131, 1998.
- /GAR 03/ Garcia, J.E.: Fluid Dynamics of Carbon Dioxide Disposal into Saline Aquifers. Dissertation, University of California, Berkeley, 2003.
- /HÖL 84/ Hölting, B.: Hydrogeologie. Enke Verlag, Stuttgart (2 Aufl.), 1984.
- /KLI 91/ Klinge, H.: Zur Salinität der Tiefenwässer Norddeutschlands.- BGR, Archiv-Nr. 106340, Tagebuch-Nr. 10659/91, Band 1 (Text) 52 S., Band 2 (Anlagen) 81 S.; Hannover, 1991.
- /KOH 92/ Kohl, Th.: Modellsimulation gekoppelter Vorgänge beim Wärmeentzug aus heißem Tiefengestein. Dissertation, Diss. ETH Nr. 9802, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 1992.
- /KRE 05/ Kretzschmar, H.-J. und Müller-Syring, G.: CO<sub>2</sub>-Speicherung in ober-schlesischen Kohlenflözen – das F/E-Projekt RECOPOL. – Präsentation

56. Berg- und Hüttenmännischer Tag Kolloquium 3, Freiberg, 16. Juni 2005.
- /KRE 06/ Kretzschmar, H.-J.; Müller-Syring, G.: CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung in Europa, Vortrag BHT der TU Bergakademie Freiberg, Juni 2006.
- /KRO 08/ Kröhn, K.-P.: Values required for the simulation of CO<sub>2</sub>-storage in deep aquifers. GRS-236, GRS mbH, Köln, 2008.
- /LOH 05/ Lohmann, cited in: [http://www.geo.tu-freiberg.de/hydro/vorl\\_portal/hydrogeologie\\_1/hydrogeologie\\_06.pdf](http://www.geo.tu-freiberg.de/hydro/vorl_portal/hydrogeologie_1/hydrogeologie_06.pdf) (Pumpversuchsauswertung und Grundwasserneubildung 6, Vorlesung Einführung Hydrogeologie. Lehrstuhl für Hydrogeologie, Bergakademie Freiberg, 2005).
- /MAU 07/ Maul, P. R.; Metcalfe, R.; Pearce, J.; Savage, D. & West, J. M.: Performance assessment for the geological storage of carbon dioxide: Learning from the radioactive waste disposal experience.-- Intern. J. Greenhouse Gas Control, 1, doi: 10.1016/S1750-5836(07)00074-6: 444-455, 3 Fig.; New York/Amsterdam, 2007.
- /MAY 03/ May, F., Brune, S., Gerling, P. und Krull, P.: Möglichkeiten zur untertägigen Speicherung von CO<sub>2</sub> in Deutschland – eine Bestandsaufnahme. – Glückauf-Forschungshefte 64, 138-146, 2003.
- /NEA 00/ Nuclear Energy Agency: Features, Events and Processes (FEPs) for Geologic Disposal of Radioactive Waste. An International Database. Vers. 1.2. OECD/NEA Publ., Radioactive Waste Management, Paris, 2000.
- /NEA 04/ Nuclear Energy Agency: Post-Closure Safety Case for Geological Repositories. Nature and Purpose.-- OECD/NEA Publ., Radioactive Waste Management, NEA No. 3679, Paris, 2004.
- /NEL 90/ Nelson, E.B.: Well Cementing. - Schlumberger Educational Services, Sugar Land, TX, 1990.

- /ONA 84/ Onan, D.D.: Effects of Supercritical Carbon Dioxide on Well Cements; Society of Petroleum Engineers, Texas, 1984.
- /PEK 02/ Pekot, L. J. and Reeves, S. R.: Modelling Coal Matrix Shrinkage and Differential Swelling with CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Coalbed Methane Recovery and Carbon Sequestration Applications, 2002.
- /PRU 03/ Pruess, K.: Numerical Simulation of CO<sub>2</sub> Leakage from a Geologic Disposal Reservoir, Including Transitions from Super- to Sub-Critical Conditions, and Boiling of Liquid CO<sub>2</sub>. - Technical Report LBNL-52423, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, 2003.
- /RIC 89/ Richter, D.: Ingenieur- und Hydrogeologie. - De Gruyter-Verlag, New York, 1989.
- /SAV 04/ Savage, D., Maul, P.R., Benbow, S., und Walke, R.C.: A Generic FEP Database for the Assessment of the Long-Term Performance and Safety of the Geological Storage of CO<sub>2</sub>. - Quintessa Report QRS 1060A-1, 2004.
- /SCH 99/ Schmidt, G. und Plöthner, D.: Abschätzung der Grundwasservorräte im Fluß- und Dünengebiet des Unteren Kuiseb/Namibia. - Z. für angew. Geologie, 45 (1999) 1, 1999.
- /TÖD 63/ Tödheide, K., Franck, E. U.: Das Zweiphasengebiet und die kritische Kurve im System Kohlendioxid-Wasser bis zu Drucken von 3500 bar. Zeitschrift für Physikalische Chemie Neu Folge, (37): 387-401, 1963.
- /TRA 05/ Trautwein, U.: Poroelastische Verformung und petrophysikalische Eigenschaften von Rotliegend Sandsteinen. - Dissertation, Fakultät VI der Technischen Universität Berlin, 2005.
- /VDM 06/ Van der Meer, B. and van Wees, J.D.: CO<sub>2</sub> storage pressure in finite saline aquifers, in: Information Geo energy. - TNO, Utrecht, The Netherlands, December 2006.

- /WIK/ Wikipedia – Die freie Enzyklopädie. Homepage: <http://de.wikipedia.org>
- /ZIE 82/ Zierep, J. and Oertel jr., H. (eds.): Convective Transport and Instability Phenomena. Verlag G. Braun, Karlsruhe, 1982.
- /ZIM 91/ Zimmer, U.: Quantitative Untersuchung zur Mikrorissigkeit aus akustischen Gesteinseigenschaften am Beispiel von Steinsalz und Anhydrit. Dissertation, Fakultät VI – Bauingenieurwesen und Angewandte Geowissenschaften der Technischen Universität Berlin, 1991.



## Abbildungsverzeichnis

|           |  |    |
|-----------|--|----|
| Abb. 1.1  | Allgemeines Konzept einer Sicherheitsnachweisführung (aus /MAU 07/) ....   | 4  |
| Abb. 2.1  | Recopol-Bohrungen.....   | 5  |
| Abb. 2.2  | Injektionsplatz MS-3 .....   | 7  |
| Abb. 2.3  | Injektionsverlauf.....   | 8  |
| Abb. 2.4  | Bilanzierung der CO <sub>2</sub> -Injektion und Gasproduktion .....  | 9  |
| Abb. 2.5  | Lage der Allison Unit .....  | 10 |
| Abb. 2.6  | Obertageanlage einer Injektionsbohrung in der Allison Unit.....  | 11 |
| Abb. 2.7  | Schema einer CO <sub>2</sub> Injektionsbohrung in der Allison Unit .....   | 12 |
| Abb. 2.8  | Injektionsverlauf (Druck / Volumen) in der Allison Unit.....   | 13 |
| Abb. 2.9  | Sleipner-Gasfeld.....  | 14 |
| Abb. 2.10 | Teil der Obertageanlage für die CO <sub>2</sub> Injektion.....   | 15 |
| Abb. 2.11 | Injektionsschema In Salah.....   | 17 |
| Abb. 2.12 | Frac aus Speicherschicht durch Deckschicht (pS = Speicherdruck,<br>pD = petrostatischer Druck der Deckschicht) .....                     | 20 |
| Abb. 2.13 | Speicher- und Druckgradienten .....  | 21 |
| Abb. 2.14 | Angewendete Druckgradienten in verschiedenen Ländern mit Erdgas-<br>Untergroundspeichern .....   | 22 |
| Abb. 2.15 | Schematische Darstellung der Druckbalance in der Speicherstruktur .....  | 23 |
| Abb. 2.16 | Frontschema CO <sub>2</sub> -Wasser.....   | 24 |
| Abb. 2.17 | Schematische Darstellung einer CO <sub>2</sub> -Wasser-Verdrängungsfront .....   | 26 |
| Abb. 2.18 | Relative Permeabilitäten CO <sub>2</sub> -Wasser bei unterschiedlichen absoluten<br>Permeabilitäten .....                                | 27 |
| Abb. 2.19 | Antiklinale-Speicherstruktur in Draufsicht (Einherdregime) .....   | 28 |
| Abb. 2.20 | Antiklinale-Speicherstruktur in Draufsicht (Mehrherdregime) .....  | 29 |
| Abb. 2.21 | 5-Bohrungssystem in einer Öl/Gas-Lagerstätte mit CO <sub>2</sub> -Injektion.....   | 30 |
| Abb. 2.22 | 5-Punkt-Bohrungssystem (4 Injektionsbohrungen außen, 2 Förder-<br>bohrungen innen) mit Verteilung der Ölsättigung im Reservoirblock..... | 31 |
| Abb. 2.23 | Injektivitätsvergleich zwischen Vertikal- und Horizontalbohrungen .....  | 32 |
| Abb. 2.24 | Horizontalbohrungsblock in Öl/Gas-Lagerstätten.....  | 33 |
| Abb. 2.25 | Schema eines OD-Reservoirtank während der CO <sub>2</sub> -Injektion .....   | 36 |
| Abb. 2.26 | Gassättigungsverhalten in einem Erdgas-Aquifer-Untergroundspeicher .....   | 37 |
| Abb. 2.27 | Ringraummessungen bei einer CO <sub>2</sub> -Injektionsbohrung .....   | 38 |
| Abb. 3.1  | Schematischer Aufbau einer Bohrung .....   | 49 |

|          |  |     |
|----------|--|-----|
| Abb. 3.2 | Problemstellen bei der Zementierung .....  | 50  |
| Abb. 3.3 | Zementkern vor und nach Einlagerung in feuchten überkritischen CO <sub>2</sub> .....   | 52  |
| Abb. 3.4 | Relative Permeabilitäten Gas-Wasser (Extrem-geringpermeabler Dolomit $k = 8 \cdot 10^{-3}$ mD) .....   | 55  |
| Abb. 3.5 | Kapillardruckkurve Gas-Wasser (Extrem-geringpermeabler Dolomit $k=8 \cdot 10^{-3}$ mD).....  | 56  |
| Abb. 3.6 | Korrelationsdiagramm Diffusionskoeffizient - Permeabilität für trockenes Speichergestein (1 Mittelsandstein, 2 Feinsandstein, 3 siltischer Feinsandstein, 4 Messwerte von Katz 1978) ..... | 58  |
| Abb. 3.7 | Phasendiagramm eines Wasser-CO <sub>2</sub> -Gemisches (unmaßstäblich); aus /TÖD 63/, Farbkodierung nach /KRO 08/ .....  | 61  |
| Abb. 3.8 | Mögliche Phasenzustände eines Wasser-CO <sub>2</sub> -Gemisches und Kriterien für den Phasenübergang; aus /KRO 08/, Farbkodierung wie in Abb. 3.7 .....                                    | 62  |
| Abb. 4.1 | Areale Migration durch das Deckgebirge .....   | 80  |
| Abb. 4.2 | Lineare Migration durch eine tektonische Störung .....   | 80  |
| Abb. 4.3 | Punktuelle Migration längs einer Bohrung.....  | 81  |
| Abb. 4.4 | Laterale Migration in der Speicherschicht .....  | 81  |
| Abb. 4.5 | Versagensszenario „Gasstrahl aus Bohrung“ .....  | 84  |
| Abb. 4.6 | Versagensszenario „Gasstrahl aus Erdboden“ .....   | 85  |
| Abb. 5.1 | Berechnung der CO <sub>2</sub> -Ausbreitung bei einer Tubing-Eruption.....   | 93  |
| Abb. 5.2 | Berechnung der CO <sub>2</sub> -Ausbreitung bei einer Casing-Eruption.....   | 94  |
| Abb. 5.3 | Berechnung der CO <sub>2</sub> -Ausbreitung bei einer Bohrkeller-Leckage.....  | 95  |
| Abb. 5.4 | Unterschiedliche geologische Situationen für die CO <sub>2</sub> -Speicherformation; gelb: Speicherformation, grau: Aquitarde, schwarz: undurchlässige Störungen. ....                     | 100 |
| Abb. 5.5 | Analytisches 2D-Modell .....   | 107 |
| Abb. 5.6 | Entwicklung des Überdrucks für den Referenzfall.....   | 108 |
| Abb. 5.7 | Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 1 .....   | 110 |
| Abb. 5.8 | Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 2.....  | 111 |
| Abb. 5.9 | Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 3.....  | 112 |

|           |  |     |
|-----------|--|-----|
| Abb. 5.10 | Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 4.....  | 112 |
| Abb. 5.11 | Überdrücke nach 40 Jahren für den 1D- und 2D-Referenzfall.....   | 114 |
| Abb. 5.12 | Berechneter Überdruck nach 40 Jahren für den Referenzfall und Variante 5.....  | 115 |
| Abb. 5.13 | Theoretische Einflussbereiche nach dem 2D-Referenzfall von 19 gleichzeitig gestarteten CO <sub>2</sub> -Injektionen in Deutschland nach 40 Jahren Betrieb .....  | 120 |
| Abb. 5.14 | Prozess-level Modell .....   | 122 |
| Abb. 5.15 | Ergebnisse der Modellrechnungen für den Referenzfall (CO <sub>2</sub> -Sättigung $S_g$ und Massenanteil $X_w^{CO_2}$ des gelösten CO <sub>2</sub> ) .....  | 125 |
| Abb. 5.16 | Ergebnisse der Modellrechnungen für die Variante mit offenem Modellrand (CO <sub>2</sub> -Sättigung $S_g$ und Massenanteil von gelöstem CO <sub>2</sub> ) .....  | 128 |
| Abb. 5.17 | Vergleich der CO <sub>2</sub> -Sättigung $S_g$ und des Massenanteil an gelöstem CO <sub>2</sub> für den Referenzfall und die Variante mit offenem Modellrand (gleiche Längenskala für beide Modelle) ..... | 129 |
| Abb. 5.18 | Fluss durch den Hochpermeabilitätskanal. Überlagerung der Varianten c1 und c2.....   | 130 |



## Tabellenverzeichnis

|          |   |     |
|----------|---|-----|
| Tab. 2.1 | Gradientenspektren für Erdgas-Untergundspeicher.....                          | 22  |
| Tab. 3.1 | Formen der wasserstoffbedingten Degradation .....                             | 46  |
| Tab. 3.2 | Permeabilitäten verschiedener Schichten.....                                  | 54  |
| Tab. 3.3 | Prozesse und Parameter der CO <sub>2</sub> Bewegung im tiefen Untergrund..... | 60  |
| Tab. 3.4 | Prozesse und Parameter der CO <sub>2</sub> Bewegung im tiefen Untergrund..... | 61  |
| Tab. 3.5 | Allgemeine Struktur der FEP-Datenbasis.....                                   | 65  |
| Tab. 3.6 | In den verschiedenen Projekten untersuchter Speichertyp .....                 | 68  |
| Tab. 3.7 | In den verschiedenen Projekten identifiziertes Datendefizit .....             | 69  |
| Tab. 3.8 | Untersuchte FEP .....   | 71  |
| Tab. 3.9 | Generischer FEP-Katalog.....  | 72  |
| Tab. 4.1 | Typpriorisierung anhand der Erfahrungen aus der Gasspeicherung .....          | 82  |
| Tab. 4.2 | Gasspeicherpotentiale in Deutschland /MAY 03/ .....                           | 88  |
| Tab. 5.1 | Bohrungsparameter .....   | 92  |
| Tab. 5.2 | Randbedingungen der Eruptionsszenarien .....                                  | 92  |
| Tab. 5.3 | Charakteristische Gesteinsparameter für die Modellrechnungen .....            | 99  |
| Tab. 5.4 | Charakteristische Fluidparameter bei unterschiedlichen Tiefen .....           | 103 |
| Tab. 5.5 | Parameter und Ergebnisse für den Referenzfall und die 2D-Varianten....        | 109 |
| Tab. 5.6 | Parameter und Ergebnisse für die Referenzfälle und die 1D-Varianten ...       | 116 |
| Tab. 5.7 | Anfangs- und Randbedingungen für das Referenzmodell.....                      | 123 |



## Anhang A: Ableitung der Werte für den spezifischen Speicherkoeffizienten

Neben dem spezifischen Speicherkoeffizienten  $S_s$ , der in Verbindung mit der Kontinuumsgleichung eingeführt wurde (siehe Abschnitt 5.2.2.2), ist in der Literatur ein dimensionsloser Speicherkoeffizient  $S$  zu finden. Beide Koeffizienten sind über die folgende Formel verknüpft:

$$S = S_s H \quad [A.1]$$

mit

$S$  Speicherkoeffizient [-]

$H$  Aquifermächtigkeit [m]

In /LOH 05/ wird für den spezifischen Speicherkoeffizienten  $S_s$  ein Orientierungswert von  $3.3 \cdot 10^{-6} \text{ 1/m}$  angegeben. Es wird angenommen, dass dieser Wert an der Grenze zwischen einem zerklüfteten und einem intakten Gestein liegt /DOM 72/.

Statt den Wert für den spezifischen Speicherkoeffizienten experimentell zu bestimmen, kann er auch theoretisch aus der Kompressibilität des Fluids und der Gesteinsmatrix über

$$S_s = \rho_f g (\alpha + \Phi \beta) \quad [A.2]$$

mit

$\rho_f$  Fluiddichte [ $\text{kg/m}^3$ ]

$g$  Erdbeschleunigung [ $\text{m/s}^2$ ]

$\alpha$  Kompressibilität der Gesteinsmatrix [ $1/\text{Pa}$ ]

$\beta$  Kompressibilität des Fluids [ $1/\text{Pa}$ ]

$\Phi$  Porosität [-]

abgeleitet werden. Die folgenden Werte für die Parameter in Gleichung A.2 sind für die in diesem Bericht dargestellten Fälle anwendbar:

- Dichte  $\rho = 1.100 \text{ kg/m}^3$
- Porosität  $\Phi = 0,2$
- Kompressibilität des Fluids  $\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Pa}$
- Erdbeschleunigung  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$

In Tab. A.1 sind einige Werte für den Speicherkoeffizienten  $S$ , den spezifischen Speicherkoeffizienten  $S_s$  und die Kompressibilität  $\alpha$  des Sandsteins aus der Literatur zusammengestellt.

**Tab. A.1** Daten aus der Literatur zum spezifischen Speicherkoeffizienten

| Speicherkoeffizient $S [-]$                 | spezifischer Speicherkoeffizient $S_s [1/m]$  |                      | $S_s$ aus Kompressibilität $a [1/m]$  |          |
|---|---|----------------------|---|----------|
| $10^{-4}$                                   | $5 \cdot 10^{-7}$   | /SCH 99/             |   |          |
| $5.1 \cdot 10^{-5}$ bis $5.1 \cdot 10^{-3}$ | $2,5 \cdot 10^{-7}$ bis $2,5 \cdot 10^{-5}$   | /RIC 89/             |   |          |
| $5 \cdot 10^{-5}$ bis $5 \cdot 10^{-3}$     | $2,5 \cdot 10^{-7}$ bis $2,5 \cdot 10^{-5}$   | /HÖL 84/<br>/LOH 05/ |   |          |
| $1.9 \cdot 10^{-4}$ bis $4.6 \cdot 10^{-4}$ | $1 \cdot 10^{-6}$ bis $2,3 \cdot 10^{-6}$   | /DUN 05/             |   |          |
|   | $3,3 \cdot 10^{-6}$ to $6,9 \cdot 10^{-5}$<br>(geklüftet)<br>$< 3,3 \cdot 10^{-6}$ (intakt) | /DOM 72/             | $a=10^{-9} \text{ 1/Pa}$<br>$\rightarrow S_s = 1,2 \cdot 10^{-5}$                         | /KOH 92/ |
|   | $3 \cdot 10^{-7}$ bis $3 \cdot 10^{-5}$   | /DAW 92/             | $a = 1,4 \dots 2,5 \cdot 10^{11} \text{ 1/Pa}$<br><br>$S_s = 1,2 \dots 1,3 \cdot 10^{-6}$ | /TRA 05/ |
|   | $3,3 \cdot 10^{-6}$   | /LOH 05/             | $a = 0$<br>$\rightarrow S_s = 1,08 \cdot 10^{-6}$   |          |

Auf Basis all dieser Informationen wird ein durchschnittlicher Wert von  $5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/m}$  für den spezifischen Speicherkoeffizienten einer Sandsteinformation in einer Tiefe zwischen 1.500 m und 1.700 m festgelegt.

## Anhang B: Spezifische FEP-Beschreibungen

Nachfolgend sind spezifische FEP-Beschreibungen, die die verschiedenen Verbundvorhaben bei der Beantwortung des Fragebogens geliefert haben, dokumentiert. Da der Fragebogen englisch war, sind auch die Antworten in englischer Sprache. Auf eine Übersetzung wurde hier verzichtet, um die Inhalte nicht zu verändern.

### B.1 Projekt CO2Trap

#### B.1.1 FEP 3.2.11 – Sorption and desorption of CO<sub>2</sub>

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Sorption and desorption of CO <sub>2</sub>  |
| FEP number                          | 3.2.11  |
| description of FEP                  | sorption behaviour of coal (and other Microporous materials) offers a large (and safe!) storage option  |
| relevance to performance and safety | Since sorption processes are rather low, performance is not ideal, however compared to other storage options sorption of gases to Microporous materials offers a relatively safe option.  |
| time constraints                    | Before and during storage operation, sorption processes may change during continuous injection.   |
| interaction with other FEPs         | Interaction with permeability decreases due to coal swelling.   |
| important references                | Siemons, N., Busch, A. (2007). Measurement and interpretation of supercritical CO <sub>2</sub> adsorption on various coals. International Journal of Coal Geology 69, 229 - 242.<br>Busch, A.; Gensterblum, Y.; Krooss, B.M. (2007). High-pressure sorption of nitrogen, carbon dioxide and their mixtures on Argonne Premium Coals. Energy and Fuels, 21, 1640 - 1645. |
| reports                             | This FEP will be discussed in detail in the final report of the Geotechnologien Program.  |

#### B.1.2 FEP 3.2.13 – Mineral phase

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Mineral phase  |
| FEP number                          | 3.2.13   |
| description of FEP                  | Mineral trapping of dissolved CO <sub>2</sub> via transformation of anhydrite into calcite.              |
| relevance to performance and safety | Important process regarding storage safety, dependent on the availability of anhydrite in the reservoir. |
| time constraints                    | Predominantly during, but also after storage operation.  |
| interaction with other              | Interaction with FEPs related to geochemical processes in the  |

|                      |  |
|----------------------|--|
| FEPs                 | reservoir, changes in petrophysical properties of the reservoir, e. g. permeability and porosity.  |
| important references | Kühn M., Clauser C. (2006): Mineralische Bindung von CO <sub>2</sub> bei der Speicherung im Untergrund in geothermischen Reservoiren. Chemie Ingenieur Technik 78(4), 425 - 434, doi: 10.1002/cite.200600019 |
| reports              | Several intermediate reports and the final report of the CO2TRAP project   |

### B.1.3 FEP 4.1.8 – Lithology

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Lithology  |
| FEP number                          | 4.1.8  |
| description of FEP                  | Lithology of the reservoir rock, availability of reactive mineral phases (anhydrite) as a source for Ca-ions which react with CO <sub>2</sub> to calcite.  |
| relevance to performance and safety | Important process regarding storage safety, dependent on the availability of anhydrite in the reservoir.   |
| time constraints                    | Predominantly during, but also after storage operation.  |
| interaction with other FEPs         | Interaction with FEPs related to the characterisation of the reservoir rock, changes in petrophysical properties of the reservoir, e. g. mineralogical composition.<br>e.g. 4.1.3 reservoir type, 4.1.8. lithology |
| important references                | Kühn M., Clauser C. (2006): Mineralische Bindung von CO <sub>2</sub> bei der Speicherung im Untergrund in geothermischen Reservoiren. Chemie Ingenieur Technik 78(4), 425 - 434, doi: 10.1002/cite.200600019       |
| reports                             | Several intermediate reports and the final report of the CO2TRAP project.  |

### B.1.4 FEP 4.1.11 – Faults and Fractures

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Faults and fractures  |
| FEP number                          | 4.1.11  |
| description of FEP                  | Creation of fractures during active mining is a major concern for subsequent CO <sub>2</sub> injection in abandoned coal mines. |
| relevance to performance and safety | Fractures and faults reduce the safety of CO <sub>2</sub> operations in abandoned coal mines significantly.                     |
| time constraints                    | during entire storage operation   |
| interaction with other FEPs         | -   |
| important references                | -   |
| reports                             | This FEP will be discussed in detail in the final report of the Geotechnologien Program.  |

### B.1.5 FEP 4.1.16 – Petrophysical properties

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Petrophysical properties   |
| FEP number                          | 4.1.16   |
| description of FEP                  | Governs the hydraulic parameters of the reservoir and thus, also the spatio-temporal development of reaction fronts, etc.  |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    | During and after storage operation   |
| interaction with other FEPs         | interaction with FEPs related to the characterisation of the reservoir rock<br>e.g. 4.1.3 reservoir type, 4.1.8. lithology   |
| important references                | Kühn M., Clauser C. (2006): Mineralische Bindung von CO <sub>2</sub> bei der Speicherung im Untergrund in geothermischen Reservoiren. Chemie Ingenieur Technik 78(4), 425 - 434, doi: 10.1002/cite.200600019 |
| reports                             | Several intermediate reports and the final report of the CO2TRAP project   |

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Petrophysical properties   |
| FEP number                          | 4.1.16   |
| description of FEP                  | permeability and porosity of formation damage zone in abandoned coal for estimating injectivity/accessibility and CO <sub>2</sub> storage potentials |
| relevance to performance and safety | not relevant for safety but for calculation of storage potential   |
| time constraints                    | before injection pilot in order to estimate economical aspects and storage quantities  |
| interaction with other FEPs         | -  |
| important references                |  |
| reports                             | This will be reported as mainly unknown since no “hard” data available.  |

### B.1.6 FEP 4.3 – Geochemistry

|                    |  |
|--------------------|--|
| FEP name           | Geochemistry   |
| FEP number         | 4.3  |
| description of FEP | Laboratory study of natural anhydrite (CaSO <sub>4</sub> ) dissolution kinetics regarding to mineralogical conversion of CO <sub>2</sub> into calcite (CaCO <sub>3</sub> ) in saline aquifers of geothermal reservoirs. The idea includes the combination of CO <sub>2</sub> sequestration with geothermal heat production by pumping CO <sub>2</sub> into the geothermal water. |
| relevance to       | Dissolution kinetics of anhydrite is relevant for estimation of  |

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| performance and safety      | storage potential.<br>Mineralogical conversion of CO <sub>2</sub> into CaCO <sub>3</sub> is very safe compared to sequestration of gaseous CO <sub>2</sub> because, especially in long term, CaCO <sub>3</sub> is harmless to the environment and no leakage problems exist.  |
| time constraints            | The study of dissolution kinetic will be finished in 2008.  |
| interaction with other FEPs |   |
| important references        | <i>Dissolution studies of synthetic anhydrite in saline solutions:</i><br>Blount, C., and Dickson, F. (1969): The solubility of anhydrite (CaSO <sub>4</sub> ) in NaCl-H <sub>2</sub> O from 100 to 450 °C and 1 to 1000 bars. In: Geochimica et Cosmochimica Acta, 33, 227-245.<br>Newton, R. and Manning, C. (2005): Solubility of anhydrite, CaSO <sub>4</sub> , on NaCl-H <sub>2</sub> O solutions at high pressures and temperatures: Application to fluid-rock interaction. In: Journal of Petroleum, 46, 710 - 716.<br>Power, W., Fabuss, B. and Satterfield, C. (1964): Transient solubilities in the calcium sulphate-water system. In: Journal of Chemical & Engineering Data, 9, 437 - 442.<br>Power, W., Fabuss, B. and Satterfield, C. (1966): Transient solute concentrations and phase changes of calcium sulphate in aqueous sodium chloride. In: Journal of Chemical & Engineering Data, 11, 149 - 154.<br><br><i>Dissolution of anhydrite in high undersaturated solutions:</i><br>Barton, A. and Wilde, N. (1971): Dissolution rates of polycrystalline samples of gypsum and orthorhombic forms of calcium sulphate by a rotating disc method. In: Transactions of the Faraday Society, 67, 3590 - 3597.<br>Kontrec, J., Kralj, D., and Brecevic, L. (2002): Transformation of anhydrous calcium sulphate into calcium sulphate dehydrates in aqueous solutions. In: Journal of Crystal Growth, 240, 203 - 211. |
| reports                     | Stanjek, H. Vosbeck, K., Waschbüsch, M. and Kühn, M. (2008): Anhydrite dissolution kinetics. In preparation.  |

## B.2 CDEAL

### B.2.1 FEP 1.3.8 – Water management

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Water management   |
| FEP number                          | 1.3.8  |
| description of FEP                  | high (acid) groundwater flow → possible dissolution of calcite<br>→ possible re-acidification of the former acid mine lake |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    | 1 - 20 yr  |

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| interaction with other FEPs |  |
| important references        |  |
| reports                     |  |

### B.2.2 FEP 2.1.1 – Storage concept

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Storage concept   |
| FEP number                          | 2.1.1   |
| description of FEP                  | Storage concept = storage of CO <sub>2</sub> in form of minerals, mineral trapping, carbonate precipitation |
| relevance to performance and safety |   |
| time constraints                    |   |
| interaction with other FEPs         |   |
| important references                |   |
| reports                             | final report CDEAL (07/2008)  |

### B.2.3 FEP 2.1.2 – CO<sub>2</sub> quantities, injection rate

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | CO <sub>2</sub> quantities, injection rate   |
| FEP number                          | 2.1.2  |
| description of FEP                  | amount of trapped CO <sub>2</sub> depending on existing ash body, chemical characteristic of the ash body (cation release), carbonate precipitation depending on pH-value in pore water <-> depending on injection rate, duration and CO <sub>2</sub> partial pressure |
| relevance to performance and safety | 3  |
| time constraints                    |  |
| interaction with other FEPs         |  |
| important references                |  |
| reports                             | final report CDEAL (07/2008)   |

### B.2.4 FEP 2.1.3 – CO<sub>2</sub> composition

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | CO <sub>2</sub> composition                                       |
| FEP number                          | 2.1.3   |
| description of FEP                  | CO <sub>2</sub> composition ~ partial pressure of CO <sub>2</sub> |
| relevance to performance and safety | 1   |

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| time constraints            |  |
| interaction with other FEPs | 2.1.2 (before and during injection)                    |
| important references        |  |
| reports                     | Milestone report CDEAL<br>final report CDEAL (07/2008) |

#### **B.2.5 FEP 2.1.7 – Pre-closure monitoring of storage**

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Pre-closure monitoring of storage   |
| FEP number                          | 2.1.7   |
| description of FEP                  | Monitoring of possible outgassing of CO <sub>2</sub> through the ash body surface (e.g. outgassing near the mantle of the injection lance?, aerial outgassing?) |
| relevance to performance and safety | 3   |
| time constraints                    | during and after injection (weeks)  |
| interaction with other FEPs         | Please indicate the time frame in which this FEP has to be considered.  |
| important references                |   |
| reports                             | final report CDEAL (07/2008)  |

#### **B.2.6 FEP 2.1.9 – Accidents and unplanned events**

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Accidents and unplanned events   |
| FEP number                          | 2.1.9  |
| description of FEP                  | Fracturing of the ash body and following outgassing                    |
| relevance to performance and safety | 3  |
| time constraints                    |  |
| interaction with other FEPs         | Please indicate the time frame in which this FEP has to be considered. |
| important references                |  |
| reports                             | final report CDEAL (07/2008)   |

#### **B.2.7 FEP 2.2.2 – Post-closure monitoring of storage**

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Post-closure monitoring of storage   |
| FEP number                          | 2.2.2  |
| description of FEP                  | Monitoring drillings for investigation of the carbonate precipitation within the framework of the pilot experiment |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    |  |

|                             |                              |
|-----------------------------|------------------------------|
| interaction with other FEPs |                              |
| important references        |                              |
| reports                     | final report CDEAL (07/2008) |

### B.2.8 FEP 3.1.3 – CO<sub>2</sub> solubility and aqueous speciation

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | CO <sub>2</sub> solubility and aqueous speciation   |
| FEP number                          | 3.1.3   |
| description of FEP                  | CO <sub>2</sub> solubility in pore water and lake water – pH, temperature dependencies in natural systems |
| relevance to performance and safety |   |
| time constraints                    |   |
| interaction with other FEPs         |   |
| important references                |   |
| reports                             |   |

### B.2.9 FEP 3.2.9 – Water chemistry

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Water chemistry  |
| FEP number                          | 3.2.9  |
| description of FEP                  | Influence of CO <sub>2</sub> on water chemistry of the lake water above the ash body; carbonate precipitation within the ash body and diffusing CO <sub>2</sub> - and HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> species influence the water chemistry - formation of a buffering system – pH value becomes constant: protection against new acid groundwater and a further pH decrease |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    | Months - years   |
| interaction with other FEPs         |  |
| important references                |  |
| reports                             |  |

### B.2.10 FEP 3.2.12 – Heavy metal release

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Heavy metal release   |
| FEP number                          | 3.2.12  |
| description of FEP                  | Heavy metal release through turbulence and CO <sub>2</sub> -injection |
| relevance to performance and safety |   |

|                             |                        |
|-----------------------------|------------------------|
| time constraints            | minute - months        |
| interaction with other FEPs |                        |
| important references        |                        |
| reports                     | Milestone-report CDEAL |

#### **B.2.11 FEP 3.2.13 – Mineral phase**

|                                     |                                  |
|-------------------------------------|----------------------------------|
| FEP name                            | Mineral phase                    |
| FEP number                          | 3.2.13                           |
| description of FEP                  | Calcite / dolomite precipitation |
| relevance to performance and safety |                                  |
| time constraints                    |                                  |
| interaction with other FEPs         |                                  |
| important references                |                                  |
| reports                             |                                  |

#### **B.2.12 FEP 3.3.1 – Advection of free CO<sub>2</sub>**

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Advection of free CO <sub>2</sub>  |
| FEP number                          | 3.3.1  |
| description of FEP                  | Possible, if not all CO <sub>2</sub> is stored as carbonate or HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , degassing of free CO <sub>2</sub> |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    | Minutes - years  |
| interaction with other FEPs         |  |
| important references                |  |
| reports                             |  |

#### **B.2.13 FEP 3.3.5 – Water mediated transport**

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Water mediated transport                |
| FEP number                          | 3.3.5                                   |
| description of FEP                  | Dissolved CO <sub>2</sub> in pore water |
| relevance to performance and safety |   |

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| time constraints            |  |
| interaction with other FEPs |  |
| important references        |  |
| reports                     |  |

#### B.2.14 FEP 4.1.10 – Heterogeneities

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Heterogeneities  |
| FEP number                          | 4.1.10   |
| description of FEP                  | Heterogeneities of the ash body concerning permeability, Ca-/ Mg-content, pH-value of the pore water |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    |  |
| interaction with other FEPs         |  |
| important references                |  |
| reports                             |  |

#### B.2.15 FEP 7.2.2 – Impacts on soils and sediments

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Impacts on soils and sediments                               |
| FEP number                          | 7.2.2  |
| description of FEP                  | Changes in mineral composition of the sediments, carbonation |
| relevance to performance and safety |  |
| time constraints                    |  |
| interaction with other FEPs         |  |
| important references                |  |
| reports                             |  |

#### B.2.16 FEP 7.2.3 – Release to the atmosphere

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Release to the atmosphere   |
| FEP number                          | 7.2.3   |
| description of FEP                  | Possible if degassing out of the surface of the ash body and degassing through the water layer. |
| relevance to performance and safety |   |
| time constraints                    |   |
| interaction with other              |   |

|                      |  |
|----------------------|--|
| FEPs                 |  |
| important references |  |
| reports              |  |

### B.2.17 FEP 7.2.6 – Modified geochemistry

|                                     |                       |
|-------------------------------------|-----------------------|
| FEP name                            | Modified geochemistry |
| FEP number                          | 7.2.6                 |
| description of FEP                  | See 7.2.3             |
| relevance to performance and safety |                       |
| time constraints                    |                       |
| interaction with other FEPs         |                       |
| important references                |                       |
| reports                             |                       |

### B.2.18 FEP 7.3.4 – Ecological effects

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Ecological effects  |
| FEP number                          | 7.3.4   |
| description of FEP                  | Buffering system in lake water, neutral pH-value → development of new ecosystem |
| relevance to performance and safety |   |
| time constraints                    | Months - years  |
| interaction with other FEPs         |   |
| important references                |   |
| reports                             |   |

## B.3 RECOBIO

### B.3.1 FEPs 3.2.13 – Mineral phase and 4.3 geochemistry

|                    |   |
|--------------------|---|
| FEP name           | “mineral phase” and “geochemistry” – this FEPs can not be split - I don't understand the concept of differences between this two FEPs.                                |
| FEP number         | 3.2.13 and 4.3  |
| description of FEP | Investigation of reactive mineral phases, procedure for specific sequential extraction<br>Investigation of H <sub>2</sub> -insitu supply on silicate mineral surfaces |
| relevance to       | a) Understanding of reactive mineral phases is important for  |

|                             |   |
|-----------------------------|---|
| performance and safety      | the behaviour of the reactive fluid front, also important for carbonate formation<br>b) important for all microbial and so biogeochemical interactions  |
| time constraints            | Middle to long term   |
| interaction with other FEPs | Different FEP in 3.2 (e.g. 3.2.9, 10, 11,12,17,18,19), and 3.3  |
| important references        | Graupner, T; Kassahun, A; Rammlmair, D, et al. [2007] : Formation of sequences of cemented layers and hardpans within sulfide-bearing mine tailings (mine district Freiberg, Germany), APPLIED GEOCHEMISTRY, Vol. 22, Pages: 2486 - 2508 part of that is the sequential extraction procedure<br>KASSAHUN, A., HOFFMANN, M. & HOTH, N. [2007a]:“ Abiotic H <sub>2</sub> generation supporting microbial CO <sub>2</sub> transformation in geological storage units.” Geophysical Research Abstracts, 9, 11531<br>Kassahun, A; Hoffmann, M; Hoth, N [2007b]: Hydrogen generation at clay minerals of sandstone cements, GEOCHIMICA ET COSMOCHIMICA ACTA Volume: 71 Pages: A468 - A468 |
| reports                     | There will be detailed results in the final RECOBIO report especially in the part of DGFZ - also journal papers are in preparation.   |

**B.3.2 FEPs 3.2.17 – Biogeochemistry, 3.2.18 – Microbial processes, and 3.2.19 – Biomass uptake of CO<sub>2</sub>**

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | “biogeochemistry”, “microbial processes” and “biomass uptake of CO <sub>2</sub> ”– this FEPs are strongly linked  |
| FEP number                          | 3.2.17, 18, 19  |
| description of FEP                  | Investigation of CO <sub>2</sub> induced changes of the microbial biocenosis of the storage site reservoirs and the linked/ resulting biogeochemical processes.   |
| relevance to performance and safety | important for biogeochemical transformation/ uptake of CO <sub>2</sub> and pressure regime of the reservoir   |
| time constraints                    | Middle to long term   |
| interaction with other FEPs         | Different FEP in 3.2 (e.g. 3.2.9, 10, 11,12,13) and 3.3 and 4.3   |
| important references                | HOTH, N., SCHLÖMANN, M., KASSAHUN, A., GLOMBITZA, F. & HÄFNER, F. [2005]: „Recycling of sequestrated CO <sub>2</sub> by microbial-biogeochemical transformation in the deep subsurface.“ Geotechnologien Science Report, 6, 14 - 27.<br>HOTH, N.; KASSAHUN, A.; EHINGER, S.; MUSCHALLE, T.; SEIFERT, J. & SCHLÖMANN, M. [2007]: „The impact of sequestrated CO <sub>2</sub> on the deep microbial biocenosis of two German oil and gas reservoirs.“ Geotechnologien Science Report, 9, 89 - 98. |

|         |   |
|---------|---|
|         | HOTH, N., EHINGER, S., MUSCHALLE, T., SEIFERT, J., FREESE, C. & SCHLÖMANN, M. [2007]: „A long-term trans-formation of sequestrated CO <sub>2</sub> by deep microbial biocenosis?” Geophysical Research Abstracts, 9, 10805. |
| reports | Their will be detailed results in the final RECOBIO report especially in the part of TUBAF - also journal papers are in preparation.  |

#### B.4 CSEGR

Keine Antworten erhalten von diesem Projekt.

#### B.5 CO2CRS

##### B.5.1 FEP 2.0.3 – Site assessment data generation and evaluation

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Site assessment data generation and evaluation  |
| FEP number                          | 2.0.3 [ see 5.1 f ) ]   |
| description of FEP                  | Many problems of CO <sub>2</sub> subsurface storage are avoided by a proper initial site assessment that leads to the acceptance or rejection of certain proposed sites, respectively. This site assessment will normally require additional data that has to be measured, and evaluated. |
| relevance to performance and safety | 3   |
| time constraints                    | The time frame comprises the site selection phase which normally should be in the order of a decade before the development of the subsurface storage.   |
| interaction with other FEPs         | Increasing the initial knowledge of the subsurface reservoir, and ensuring the absence of certain risks by a proper initial site assessment will improve predictions for most other FEPs of category 4.   |
| important references                | See below (FEP 4.1.11 Faults and fractures)   |
| reports                             | CO2CRS final report<br>The project CO2CRS as summarized in the final report provides a methodology for improving the reservoir description from seismic data that is suited for initial storage site assessment.  |

### B.5.2 FEP 2.1.7 – Pre-closure monitoring of storage

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Pre-closure monitoring of storage   |
| FEP number                          | 2.1.7   |
| description of FEP                  | Monitoring of the CO <sub>2</sub> migration in the subsurface during injection, including the detection of early leakage.   |
| relevance to performance and safety | 3   |
| time constraints                    | The time frame extends during storage with permanent measurements, or regular measurements with repetition intervals up to one or more years.   |
| interaction with other FEPs         | This FEP will interact with other FEPs of the pre-closure storage phase of class 2.1.   |
| important references                | Arts, R., Chadwick, Eiken, Thibeau, Nooner, 2008, Ten years' experience of monitoring CO <sub>2</sub> injection in the Utsira Sand at Sleibner, offshore Norway. First Break 26(1), 65 - 72.  |
| reports                             | CO2CRS final report<br>The project CO2CRS as summarized in the final report provides a methodology for improving the reservoir description from seismic data that is suited for pre-closure monitoring of subsurface CO <sub>2</sub> storage. |

### B.5.3 FEP 2.2.2 – Post-closure monitoring of storage

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Post-closure monitoring of storage   |
| FEP number                          | 2.2.2  |
| description of FEP                  | Monitoring of the CO <sub>2</sub> migration in the subsurface after injection, including the detection of gradual leakage.   |
| relevance to performance and safety | 3  |
| time constraints                    | The time frame starts after storage, with permanent measurements, or regular measurements with repetition intervals up to decades.   |
| interaction with other FEPs         | This FEP will interact with other FEPs of the post-closure storage phase of class 2.2  |
| important references                | Arts, R., Chadwick, Eiken, Thibeau, Nooner, 2008, Ten years' experience of monitoring CO <sub>2</sub> injection in the Utsira Sand at Sleibner, offshore Norway. First Break 26(1), 65 - 72.   |
| reports                             | CO2CRS final report<br>The project CO2CRS as summarized in the final report provides a methodology for improving the reservoir description from seismic data that is suited for post-closure monitoring of subsurface CO <sub>2</sub> storage. |

#### B.5.4 FEP 3.2.4 – Displacement of saline formation fluids

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Displacement of saline formation fluids.   |
| FEP number                          | 3.2.4  |
| description of FEP                  | Displacement of saline formation fluids is understood here as replacement by CO <sub>2</sub> .   |
| relevance to performance and safety | 3  |
| time constraints                    | The change in physical properties of the storage formation after fluid replacement by CO <sub>2</sub> must be monitored throughout the pre- and post-closure phases of subsurface storage.   |
| interaction with other FEPs         | Different physical properties of CO <sub>2</sub> and the replaced saline formation fluids allows to detect the CO <sub>2</sub> migration by direct or indirect measurements, and thus influences the monitoring FEBs 2.1.7, and 2.2.2. |
| important references                | Pruessmann, Coman, Endres, Trappe, 2004: Improved imaging and AVO analysis of a shallow gas reservoir by CRS. Leading Edge 23, p. 915 - 918,   |
| reports                             | CO <sub>2</sub> CRS final report<br>The project CO <sub>2</sub> CRS as summarized in the final report provides the 3D CRS AVO methodology for detecting and monitoring CO <sub>2</sub> in the subsurface.                              |

#### B.5.5 FEP 4.1.4 – Reservoir geometry

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Reservoir geometry  |
| FEP number                          | 4.1.4   |
| description of FEP                  | The reservoir geometry is an important constraint for the reservoir capacity, and for the injection strategy.   |
| relevance to performance and safety | 3   |
| time constraints                    | The reservoir geometry has to be considered during the storage site assessment in order to determine whether the capacity is sufficient for economic use, and during CO <sub>2</sub> injection.   |
| interaction with other FEPs         | The reservoir geometry has an effect on most other FEBs of the storage site assessments in class 2.0 [see 5.1 f)], and of the pre-closure injection phase in class 2.1.   |
| important references                | Juhlin, Giese, Zinck-Jørgensen, Cosma, Kazemeini, Juhonjuntti, Lüth, Norden, Förster, 2007, 3D baseline seismics at Ketzin, Germany: the CO <sub>2</sub> SINK project. Geophysics, Vol. 72, No.5, p. B121 - B132.                                 |
| reports                             | CO <sub>2</sub> CRS final report<br>The project CO <sub>2</sub> CRS as summarized in the final report provides a methodology for improved imaging of the reservoir in time and depth, and thus for improved resolution of the reservoir geometry. |

### B.5.6 FEP 4.1.11 – Faults and fractures

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | Faults and fractures  |
| FEP number                          | 4.1.11  |
| description of FEP                  | Faults and fractures are important for the reservoir seal efficiency and thus for the reservoirs suitability for subsurface storage. It may also influence the storage capacity (permeability and porosity) of the reservoir.   |
| relevance to performance and safety | 3   |
| time constraints                    | Faults and fractures have to be considered during the storage site assessment in order to determine whether the seal is effective, and in the monitoring of possible leakage zones during and after CO <sub>2</sub> injection.  |
| interaction with other FEPs         | Faults and fractures have an effect on most other FEBs of the storage site assessment phase in class 2.0 [ see 5.1 f ) ], and of the pre- and post-closure phases in classes 2.1 and 2.2.   |
| important references                | Endres, Lohr, Trappe, Samiee, Thierer, Krawczyk, Tanner, Oncken, Kukla, 2008: Quantitative fracture prediction from seismic data. Petroleum Geoscience, Paper accepted for publication.<br>Trappe, Coman, Gierse, Robinson, Owens, Møller Nielsen, 2005: Combining CRS technology and sparse 3D seismic surveys - a new approach to acquisition design, 67th EAGE Conference, expanded abstracts, Madrid. |
| reports                             | CO2CRS final report<br>The project CO2CRS as summarized in the final report provides a methodology for improved imaging of the reservoir in time and depth, and thus for improved resolution of faults.   |

### B.6 CHEMKIN

(not answered)

## B.7 BENCHMARKS

### B.7.1 FEP 5.2 – Borehole seals and abandonment

|                                     |  |
|-------------------------------------|--|
| FEP name                            | Borehole seals and abandonment   |
| FEP number                          | 5.2  |
| description of FEP                  | leakage through an abandoned well, plume evolution and migration through the well into above-lying formations  |
| relevance to performance and safety | high relevance for safety.   |
| time constraints                    | As long as mobile CO <sub>2</sub> phase is present, probably several decades after stop of injection.  |
| interaction with other FEPs         | Mainly dependent on the rates of processes that lead to trapping by solubility and mineralization (FEPs 3.1, 3.2, 4.2, 4.3).   |
| important references                | Ebigbo A., H. Class and R. Helmig: CO <sub>2</sub> Leakage through an Abandoned Well: Problem-Oriented Benchmarks, Computational Geosciences 11(2):103-115, 2007.<br>Nordbotten, J., M. Celia, S. Bachu, and H. Dahle: Semi-Analytical Solution for CO <sub>2</sub> Leakage through an Abandoned Well, Environmental Science and Technology 39(2):602 - 611, 2005. |
| reports                             | see reference above  |

### B.7.2 FEP 3.1 – CO<sub>2</sub> properties and 3.3 – CO<sub>2</sub> transport (in the reservoir)

|                                     |   |
|-------------------------------------|---|
| FEP name                            | CO <sub>2</sub> properties and CO <sub>2</sub> transport (in the reservoir).  |
| FEP number                          | 3.1, 3.3  |
| description of FEP                  | CO <sub>2</sub> plume evolution in a saline reservoir with finite dimensions until reaching a spill point and initiating CO <sub>2</sub> release.<br>Concurrent consideration of multiphase flow processes (advection of free CO <sub>2</sub> and buoyancy-driven) and CO <sub>2</sub> dissolution in formation waters. |
| relevance to performance and safety | relevance for issues of storage capacity and safety   |
| time constraints                    | same as above, probably several decades after stop of injection   |
| interaction with other FEPs         | same as above<br>mainly dependent on the rates of processes that lead to trapping by solubility and mineralization (FEPs 3.1, 3.2, 4.2, 4.3)  |
| important references                |   |
| reports                             | It is planned to publish the results of a code intercomparison study in a peer-reviewed journal in the second half of 2008.   |



**Gesellschaft für Anlagen-  
und Reaktorsicherheit  
(GRS) mbH**

Schwertnergasse 1  
**50667 Köln**

Telefon +49 221 2068-0

Telefax +49 221 2068-888

Forschungsinstitute

**85748 Garching b. München**

Telefon +49 89 32004-0

Telefax +49 89 32004-300

Kurfürstendamm 200

**10719 Berlin**

Telefon +49 30 88589-0

Telefax +49 30 88589-111

Theodor-Heuss-Straße 4

**38122 Braunschweig**

Telefon +49 531 8012-0

Telefax +49 531 8012-200

[www.grs.de](http://www.grs.de)