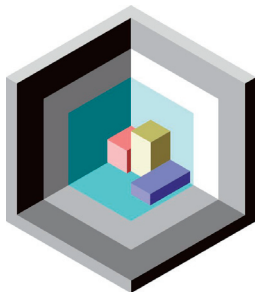


STABILITY - CO₂ Storage Ability of deep Saline Formations

05-0013

Anforderungen und Vorschläge
zur Erstellung von Leitfäden und
Richtlinien für eine dauerhafte und
sichere Speicherung von CO₂



Abschlussbericht

Hannover, August 2010

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER

Anforderungen und Vorschläge zur Erstellung
von Leitfäden und Richtlinien für eine dauerhafte und sichere
Speicherung von CO₂

Autoren:

Dr. Gabriela von Goerne,
Dr. Falk H. Weinlich,
Dr. Franz May

Auftraggeber:

BGR

Datum:

31.08.2010

Verkürzte Zusammenfassung

Autoren:	Dr. Gabriela von Goerne, Dr. Falk H. Weinlich, Dr. Franz May
Titel:	Anforderungen und Vorschläge zur Erstellung von Leitfäden und Richtlinien für eine dauerhafte und sichere Speicherung von CO ₂
Stichwörter:	Altbohrungen, Erkundung, Risiko, Sicherheit, Speicherkonzept, Überwachung

Die bestehenden technischen Regelwerke zur Untertagespeicherung von Erdgas sind nicht auf die Speicherung von CO₂ übertragbar, so dass es neuer Anforderungen an CO₂-Speicher und entsprechenden Leitfäden für die CO₂-Speicherung bedarf - vor allem für die Langzeitsicherheit und die Überwachung. Anforderungen an solche Richtlinien und Vorschläge für einige der vordringlichsten Handlungsfelder sind Gegenstand dieses Berichts. Es wurden Konzepte für die dauerhafte Speicherung und den sicheren Rückhalt von CO₂ im geologischen Untergrund entwickelt. Die Sicherheit beginnt mit der Auswahl eines geeigneten Speichers. Ein Standortauswahlkonzept wird in Kapitel 2 diskutiert. Kapitel 3 befasst sich mit dem Thema Altbohrungen, da diese besonders für die Speicherung in erschöpften Lagerstätten als potenzielle Aufstiegswege für CO₂ ein Sicherheitsrisiko darstellen könnten. Ein Sicherheitskonzept wird in Kapitel 4 erörtert. Ein Vorschlag zur Entwicklung von standortspezifischen Überwachungsplänen wird in Kapitel 5 vorgestellt. Die hier erarbeiteten Vorschläge wurden mit u.a. mit Vertretern aus Industrie, Bergbehörden, Ministerien, Verbänden, Umweltschutzorganisationen und der Wissenschaft diskutiert. Die Dokumentation der Diskussionspunkte liefert Anhaltspunkte für erforderliche Folgeaufgaben auf dem Weg zur Erstellung von anerkannten Richtlinien.

Inhaltsverzeichnis	Seite
Verkürzte Zusammenfassung	3
1 Einleitung	8
2 Einlagerungskonzept (in tiefen Aquiferspeicherstrukturen)	12
2.1 Methodische Mindestanforderungen für eine Standortauswahl	12
2.1.1 Einleitende Standortbetrachtung	15
2.1.1.1 Allgemeines zur Standortauswahl	18
2.1.2 Kriterien	20
2.1.2.1 Gewichtungsklassen	20
2.1.2.2 Anwendungsbeispiel	21
2.1.3 Verfahrensschritte	22
2.1.3.1 Erster Verfahrensschritt	22
2.1.3.2 Zweiter Verfahrensschritt	25
2.1.3.3 Dritter Verfahrensschritt	28
2.1.3.4 Vierter Verfahrensschritt	29
2.2 Erforderliche fachliche und technische Beiträge in Genehmigungsunterlagen	32
2.2.1 Planung / Voruntersuchung	34
2.2.1.1 Inhalt eines Antrags auf Erkundung	35
2.2.1.2 Erläuterung der Antragsinhalte	36
2.2.2 Hauptuntersuchung	41
2.2.2.1 Antrag auf Betrieb CO ₂ -Einlagerung (EU-CCS Richtlinie 2008)	41
2.2.2.2 Erläuterung der Antragsinhalte	43
2.2.3 Betriebsende	49
2.2.4 Nachsorge	49
3 Bewertung der Dichtigkeit verfüllter Altbohrungen	50
3.1 Technischer Zustand der Bohrungen	51
3.1.1 Formale Grundinformationen zur Bohrung	52
3.1.2 Bohrtechnische Detailinformationen	54
3.1.3 Produktionszeitraum der Bohrung, Dokumentationen über die Produktion	55
3.1.4 Geologie des Deckgebirges	57
3.1.5 Art der Bohrlochaufgabe	58
3.1.6 Verfüllung	58
3.1.7 Verfügbarkeit von Bohrlochmessungen	60
3.1.8 Verfügbarkeit erforderlicher Unterlagen	60
3.2 Offene rechtliche Fragen	61
3.3 Die Verfüllungsverordnungen für Tiefbohrungen in Deutschland	62
3.4 Bewertung der Dichtheit von Altbohrungen	73

Inhaltsverzeichnis	Seite	
3.5	Konsequenzen für CO ₂ Speichervorhaben	74
3.6	Korrosion an Bohrungen	77
3.6.1	Zementation	78
3.6.2	Kontaktflächen Verrohrung-Zementation, Zementation-Gestein	79
3.6.3	Stahlkorrosion	80
3.7	Schlussfolgerung aus dem Korrosionsverhalten	82
4	Sicherheitskonzept	83
4.1	Einführung	84
4.1.1	Sicherheitskonzept	84
4.1.2	Tolerierbares Risiko – das ALARP Prinzip	86
4.2	Sicherheitsnachweis nach EU-CCS Richtlinie	88
4.2.1	Langzeitsicherheit	92
4.3	Dynamische Modellierung	94
4.3.1	Injektionsstrategie	94
4.3.2	Umgang mit Unsicherheiten	96
4.3.3	Sensibilität	96
4.4	Risikoanalyse	97
4.4.3.1	Szenarienanalyse	98
4.4.1	Konsequenzanalyse	103
4.5	Risikocharakterisierung	108
4.6	Korrekturmaßnahmen	109
4.7	Untersuchungsmethoden	115
4.7.1	Beispiele unterschiedlicher Untersuchungsmethoden	117
4.7.1.1	3D-Seismik	118
4.7.1.2	Bohrlochmessungen	119
4.7.1.3	Laboruntersuchungen	119
4.7.1.4	Hydrogeochemische Methoden	121
4.7.1.5	Geophysikalische Methoden	122
4.7.2	Unsicherheiten bleiben	123
5	Überwachungskonzept für die CO ₂ -Speicherung in Aquiferen und erschöpften Erdgaslagerstätten	123
5.1	Notwendigkeit der Speicherüberwachung	124
5.1.1	Risiken durch CO ₂ und Sole	124
5.1.2	Überwachungsziele und Zwecke	126
5.2	Diskussion bestehender Überwachungskonzepte	128
5.2.1	Generelle Konzepte	128
5.2.2	Überwachung laufender Demonstrations- und Forschungsprojekte	131
5.3	Überwachungsaufgaben	132

Inhaltsverzeichnis	Seite	
5.3.1	Kompartimente und Projektphasen	133
5.3.2	Aufgaben	136
	Injektionsanlage einschließlich Bohrung	136
5.3.2.1	Erdoberfläche und Speicherumgebung	136
5.3.2.2	Trinkwasseraquifere	137
5.3.2.3	Meeresumwelt	138
5.3.2.4	Hydraulische Einheit im Umfeld von Speichern	139
5.3.2.5	Speicherformation	140
5.3.2.6	Kontrollreservoir	141
5.3.2.7	Deckgebirge	141
5.3.3	Intensität der Überwachung	141
5.3.3.1	Räumliche Zonierung	142
5.3.3.2	Zeitliche Staffelung	143
5.4	Erstellung standortspezifischer Überwachungspläne	146
5.4.1	Kartierung der Überwachungsflächen	147
5.4.2	Klassifizierung der Überwachungsintensität	147
5.4.3	Definition der Überwachungsaufgaben	148
5.4.3.1	Methodenauswahl	148
5.4.4	Spezifizierung der Messungen	150
5.5	Potenzielle Methoden	152
5.5.1	Exemplarische Kompilation von Prozessen und Risiken	152
5.5.2	Aufgaben und Methoden	153
5.5.2.1	Ausbreitung der CO ₂ -Fahne im Speicherreservoir während der Injektion	153
5.5.2.2	Aufbrechen des Abdeckgesteins	153
5.5.2.3	Laterale Verdrängung von Schichtwasser	154
5.5.2.4	Überwachung hangender Aquifere	154
5.5.2.5	Überwachung von Störungen	156
5.5.2.6	Überwachung von Trinkwasseraquiferen	157
5.5.2.7	CO ₂ -Austritt an die Erdoberfläche	158
5.5.2.8	Geländehebung Übertage	160
6	Workshop: Anforderungen an die sichere Speicherung von CO ₂	160
6.1	Diskussionsthemen	162
	Literaturverzeichnis	172
	Abbildungsverzeichnis	184
	Tabellenverzeichnis	186
	Anlagen / Anhangsverzeichnis	188

1 Einleitung

Klimawandel ist längst kein abstraktes Thema mehr, das nur einige wenige Menschen bewegt. Inzwischen ist klar, dass die Veränderungen, größtenteils ausgelöst durch das Verbrennen fossiler Energieträger wie Kohle und Öl, uns alle betreffen. Schnelles Handeln ist notwendig. Der Zwischenstaatliche Sachverständigenrat für Klimafragen der Vereinten Nationen IPCC fordert in seinem Vierten Sachstandsbericht (IPCC 2007) eine global notwendige Reduktion der Treibhausgase gegenüber dem Jahr 2000 bis zur Mitte dieses Jahrhunderts. Ziel ist es, eine Erwärmung um mehr als 2°C gegenüber vorindustrieller Zeit zu verhindern.

Die Europäische Union und Deutschland haben sich diesem 2°-Ziel verpflichtet. Eine Erwärmung von 2°C wird als maximal tolerierbare Grenze angesehen, die ein Überleben der meisten Arten, den Erhalt des Amazonas und der für das globale Klima wichtigen polaren Vereisungsgebiete noch ermöglicht. In ihrer Mitteilung „Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius – Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus“ stellt die Europäische Kommission klar, dass Industrienationen ihre Treibhausgasemissionen bis 2050 um 60 bis 80 Prozent reduzieren müssen. Für Deutschland werden Reduktionen von 80 bis 95 Prozent notwendig.

Die annähernde Dekarbonisierung einer Gesellschaft in weniger als fünf Jahrzehnten ist eine große Herausforderung. Neben der Ausschöpfung und des Ausbaus bestehender energie-, verbrauchs-, und emissionsarmer Technologien, müssen neue Anwendungen entwickelt und genutzt werden. Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung („carbon dioxide capture and storage“, kurz „CCS“) ist solch eine neue Technologie in der Entwicklung und Erprobung. Sie kann dazu beitragen, große Mengen CO₂ die derzeit aus Kohlekraftwerken und prozessbedingt aus Industrieanlagen, wie etwa Stahl- oder Zementwerken oder Raffinerien, in die Atmosphäre gelangen, abzuscheiden und in tiefen geologischen Formationen zu lagern. Die EU schlägt in ihrer oben genannten Kommunikation die Annahme einer umweltverträglichen Politik zur Kohlendioxidabscheidung und unterirdischen Speicherung einschließlich des Baus von bis zu zwölf großen Demonstrationsanlagen in Europa bis 2015 vor. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass eine sichere und dauerhafte Einlagerung gewährleistet werden kann. Auch die Bundesregierung setzt in ihren Meseberg-Beschlüssen 2007 mit dem Integrierten Klima- und Energieprogramm (BMWi, BMU) auf die Nutzung der CCS-Technologie und weist auf die Notwendigkeit ihrer schnellen Entwicklung hin.

Am 18. Dezember 2008 hat die Europäische Union eine Richtlinie verabschiedet, die die Einlagerung von CO₂ im geologischen Untergrund regelt (sog. „EU-CCS Richtlinie“). Sie trat am 25. Juni 2009 in Kraft. Die Mitgliedsstaaten haben zwei Jahre Zeit, das Gesetz in nationales Recht umzusetzen. Ein deutscher Gesetzentwurf zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-

Speicherungsgesetz, KSpGe) lag am 01. April 2009 vor, konnte jedoch bis zum Sommer 2009 nicht verabschiedet werden. Nach den Bundestagswahlen im Herbst 2009 hat die neue Bundesregierung einen modifizierten Entwurf erarbeitet. Eine Umsetzung steht mit Abschluss dieses Berichts im August 2010 noch aus. Der folgende Report bezieht sich daher ausschließlich auf die EU-CCS Richtlinie. In Anlehnung an den in der EU Richtlinie gebrauchten Begriff „Speicherung“ und den im Gesetzesentwurf vom April 2009 benutzten Begriff „dauerhafter Speicherung“ werden diese Begriffe in diesem Bericht sinngemäß übernommen.

Mit der geplanten dauerhaften Speicherung großer Stoffmengen (CO₂) im tiefen Untergrund wird Neuland betreten. Zwar bestehen Kenntnisse aus der Öl- und Gasförderung, aus der Gewinnung geothermischer Energie und der Untertagespeicherung von Erdgas, die genutzt werden können. Doch sind diese nicht umfassend, so dass es neuer und erweiterter Anforderungen und Leitfäden vor allem für die Langzeitsicherheit und Überwachungsmethoden von CO₂-Speichern bedarf, die erarbeitet werden müssen. Hier setzt das Projekt „Stability“ an. Stability steht für: „CO₂ Storage ability of deep geological formations“.

Zu Beginn des Projektes wurden einige wesentliche Voraussetzungen für die Umsetzung von Speicherprojekten sowie Randbedingungen für die vorliegende Studie festgestellt:

- **Schutzziel**
Die Einlagerung von CO₂ in tiefen geologischen Formationen dient dem alleinigen Zweck des Klimaschutzes. Sie zielt darauf ab CO₂, das in großen Punktquellen anfällt, in tiefen geologischen Formationen einzulagern und damit dauerhaft und für Mensch und Umwelt sicher der Atmosphäre zu entziehen.
- **Speicherbereich**
Für die ersten industriellen Vorhaben wird davon ausgegangen, dass das in geologischen Formationen zu lagernde CO₂ im Hoheitsgebiet der Bundesrepublik Deutschland einschließlich des Festlandssockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone verbleibt. Bundesländer- und Staaten übergreifender Auswirkungen der dauerhaften CO₂-Speicherung sind anzuzeigen und bedürfen spezieller Genehmigungen, und der Zustimmung der jeweils beteiligten Länder.
- **Planung**
CO₂-Speicher sind so zu planen und zu betreiben, dass jede unzulässige Auswirkung auf die Umwelt vermieden wird. Ziel ist der dauerhafte Rückhalt von CO₂ im geologischen Untergrund. Leckagen müssen so gering sein, dass sie keine schädlichen Auswirkungen auf Mensch und Natur, auf Grundwasser und Klima haben.

- **Isolationszeitraum**
Der Isolationszeitraum soll dauerhaft, das heißt in der Größenordnung von mindestens 10.000 Jahren¹ liegen. Lange Speicherzeiträume erfordern ein entsprechend gestaltetes Sicherheits- und Überwachungskonzept.
- **Speicherkonzept**
Es wird ein geologisches Mehrbarrierensystem verfolgt. Das CO₂ soll in tiefen geologischen Formationen (an Land oder unter dem Meeresboden) dauerhaft und sicher gelagert werden.
- **Öffentlichkeitsbeteiligung**
Die Öffentlichkeit ist frühzeitig in die Projektentwicklung einzubinden und kontinuierlich über den Fortgang der Arbeiten zu informieren. Die Beteiligung durch Austausch und umfassende Information soll dazu beitragen, die Akzeptanz für, und das Vertrauen in diese Technologie zu erhöhen.
- **Umgang mit Datenunsicherheiten**
Die geologischen Eigenschaften des Untergrunds sind in vielen Fällen für eine Bewertung der Speichereigenschaften nur ungenügend bekannt. Diese Datenunsicherheiten müssen durch Untersuchungen, Überwachung vor und während des Speicherbetriebes verringert werden.

Stability beinhaltet vier Arbeitspakete, Zu Fragen der Standortanforderungen und -genehmigung, zur Sicherheit und zur Speicherüberwachung. Es wurden Konzepte für die dauerhafte Speicherung und den sicheren Rückhalt von CO₂ im geologischen Untergrund entwickelt. Die Sicherheit beginnt mit der Auswahl eines geeigneten Speichers. Ein Standortauswahlkonzept wird in Kapitel 2 diskutiert. Kapitel 3 befasst sich mit dem Thema Altbohrungen, da diese als potentielle Aufstiegswege für CO₂ ein Sicherheitsrisiko besonders für die Speicherung in erschöpften Lagerstätten darstellen könnten. Ein Sicherheitskonzept wird in Kapitel 4 erörtert. Ein Vorschlag zur Entwicklung von standortspezifischen Überwachungsplänen wird in Kapitel 5 vorgestellt.

Die hier vorgestellten Konzepte wurden in mehreren Workshops vorgestellt und diskutiert:

- vier eintägige Workshops mit Vertretern aus Bergbehörden und Bergämtern als ausführende Behörden,
- eine zweitägige Werkstattdiskussion zum Abschluss des Projektes mit Vertretern aus breiter Öffentlichkeit: Industrie, Bergbehörden, Ministerien, Verbänden, Versicherungen, Umweltschutzorganisationen, Wissenschaft, und Fachverwaltungen

¹ Diskutiert werden meist Zeiträume von 1.000 bis 10.000 Jahren (TA-Bericht 2008). LINDBERG (2002) fordert mindestens 10.000 Jahre Rückhaltung als Beitrag für den Klimaschutz:

Die Bergbehörden wurden über die Workshops hinaus kontinuierlich in das Projekt eingebunden. Textentwürfe wurden diesen zur Kommentierung zur Verfügung gestellt.

Die Ergebnisse des Projektes „Stability“ können als Grundlage für weiterführende Arbeiten dienen:

- Diskussion und Harmonisierung der Konzepte mit denen der benachbarten europäischen Staaten,
- Erarbeitung von Regelwerken unter Einbeziehung weiterer Entscheidungsträger,
- Fortschreibung unter Berücksichtigung von Erfahrungen aus ersten Pilot- und Demonstrationsprojekten.

Grundlagen der Projektarbeit sind die geowissenschaftliche und umweltrelevante Expertise der durchführenden Wissenschaftler, die EU-CCS Richtlinie, Erfahrungen von Genehmigungsbehörden (Bergämtern) mit der Öl- und Gasförderung sowie der Erdgasspeicherung, Erkenntnisse aus laufenden Speichervorhaben weltweit, der Austausch mit relevanten internationaler Forschungsprojekten und -instituten, sowie Publikationen zu den bearbeiteten Themenfeldern.

Unabhängige Förderung

Die Notwendigkeit zur Erstellung von Leitfäden für die praktische Handhabung der EU-Richtlinie wurde sowohl von der Industrie als auch von den Bergbehörden und Geologischen Diensten der Länder sowie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) erkannt. Für die BGR, als neutrale Institution, lag es nahe, Vorschläge zu erarbeiten, die für zukünftige Antragsteller und Genehmigungsbehörden gleichermaßen als Diskussionsgrundlage zur Entwicklung von verbindlichen Regelwerken genutzt werden können. Eine Zuwendung der RWE Power AG ermöglichte die Einstellung von zwei außerplanmäßigen Mitarbeitern bei der BGR, für das Projekt Stability. Hierbei ist hervorzuheben, dass es keine Einflussnahme seitens der Zuwendungsgeberin auf die Arbeiten im Projekt und die hier vollständig dokumentierten Ergebnisse gab und sie auch keine Zwischenergebnisse während der Durchführung erhalten hat. Die geregelte, sichere und dauerhafte Speicherung von CO₂ ist von allgemeinem Interesse einer zukünftigen Nutzung der Klimaschutzoption CCS. Für die bedingungslose Förderung des Stability Projektes gilt unser Dank der RWE Power AG. Die allgemeine Akzeptanz von ausgewogenen Regelwerken setzt deren unabhängige Erstellung voraus. Im ersten KSpGe-Entwurf waren gesetzliche Aufgaben für die BGR enthalten. Daher entschied sich diese, das Projekt mit dem vorliegen der ersten Ergebnisse zu beenden, diese als Diskussionsgrundlage zu veröffentlichen und weitere Arbeiten zur Entwicklung von Regelwerken für die dauerhafte Speicherung von CO₂ mit eigenen Mitteln fort zu führen.

2 Einlagerungskonzept (in tiefen Aquiferspeicherstrukturen)

Bearbeiterin: G. v. Goerne

2.1 Methodische Mindestanforderungen für eine Standortauswahl

Die Auswahl eines geeigneten Speichers ist entscheidend für die dauerhafte und sichere Speicherung von CO₂. Sie folgt im Wesentlichen einem Schema das sich, ausgehend von der Entscheidung selbst, CO₂ von einer bestimmten Punktquelle abzuscheiden, zu transportieren und dauerhaft zu speichern, vom Überblick zum Detail entwickelt (s. CHADWICK et al. 2008). Jedes Entwicklungsstadium ist mit bestimmten Fragestellungen verknüpft, vereinfacht dargestellt in Abbildung 2.1. Zu klären sind etwa Fragen, inwieweit beispielsweise geologische Strukturen in der Lage sind, die anfallenden Mengen CO₂ dauerhaft und sicher aufzunehmen. Jeder einzelne Standort hat Vor- und Nachteile, die gegeneinander abgewogen werden müssen, ohne jedoch die Grundprinzipien der CO₂-Speicherung zu gefährden. Manche Nachteile führen zum Ausschluss, wenn sie etwa nachweislich zum Freisatz von CO₂ führen und damit dem eigentlichen Zweck der dauerhaften Einlagerung von CO₂ zuwiderlaufen. Am Ende eines Standortauswahl-Prozesses soll ein Speicher stehen, der die größtmögliche Sicherheit für Mensch, Natur, Grundwasser und Klima über einen sehr langen Zeitraum gewährleisten kann.

Eine Reihe von Konzepten zur Standortauswahl und -charakterisierung sind in den vergangenen Jahren veröffentlicht worden (BURTON et al. 2007; OLDENBURG 2008, IEAGHG 2009; DNV 2009). Der Auswahlprozess, insbesondere die detaillierte Standortuntersuchung, bildet den entscheidenden Faktor für eine sichere dauerhafte geologische Speicherung von CO₂. Abbildung 2.1 zeigt schematisch den Ablauf einer Standortauswahl von der Entscheidung CO₂ aus einer Punktquelle abscheiden und einlagern zu wollen, über Standortsuche, Untersuchung, bis hin zur Standortentscheidung mit folgendem Antrag auf Errichtung und Betrieb bei der zuständigen Behörde. Deutlich wird, dass In der frühen Projekt-Planungsphase viele Informationen, die für eine abschließende Beurteilung eines Standortes notwendig sind, nur teilweise oder noch gar nicht vorhanden sind. Diese gilt es, im Laufe einer Standortsuche und -erkundung zu verbessern, oder zu generieren. Die während der Standortuntersuchung erhaltenen Baseline-Daten bilden den Ausgangspunkt einer Risikoanalyse, Entwicklung von Injektionsstrategien und Überwachungsplänen. Diese werden über den gesamten Zeitraum eines Speicherprojektes hinaus fortgeführt.

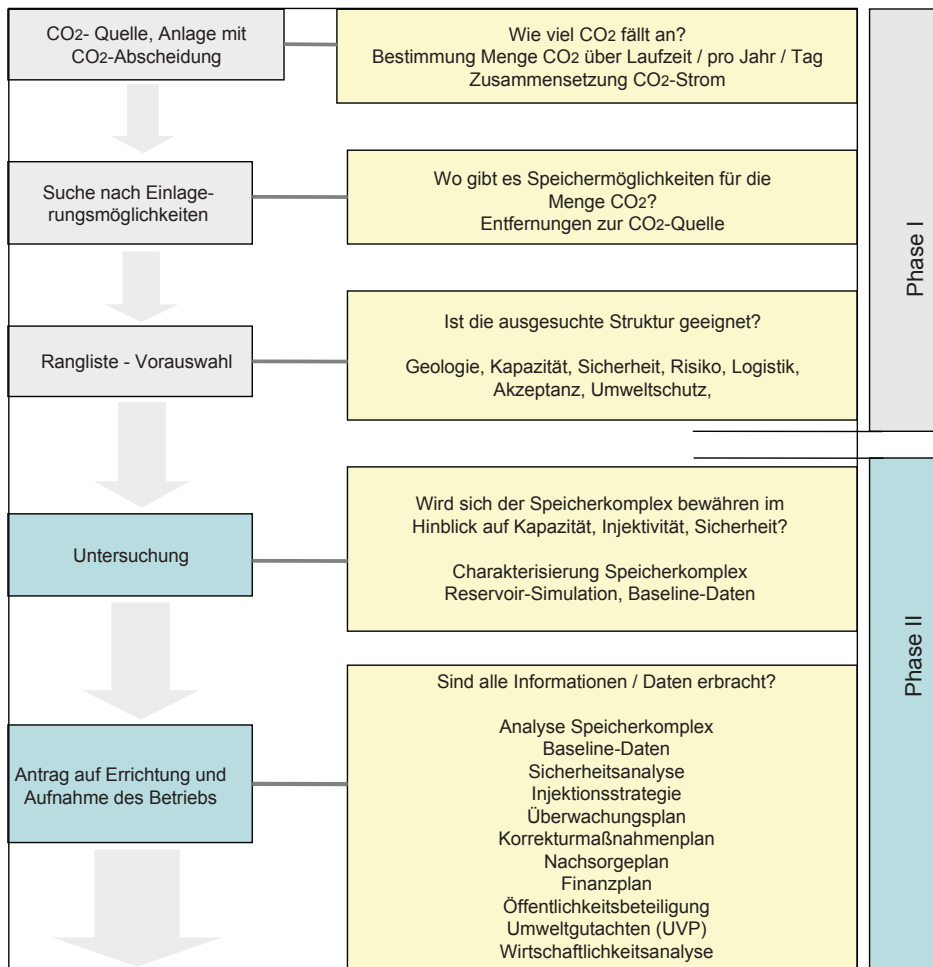


Abb. 2.1: Schematischer Ablauf einer Standortauswahl.

Die in diesem Kapitel diskutierten Mindestanforderungen für die Standortauswahl bilden den Ausgangspunkt für die sichere und dauerhafte Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund, sei es an Land oder unter dem Meeresboden. In den meisten Fällen werden sich keine harten Anforderungen oder Kriterien festlegen lassen. Welche Mächtigkeiten müssen etwa Deckschichten aufweisen? Eine 100 mächtige Barrierschicht beispielsweise muss nicht unbedingt geeigneter sein als eine 40 m mächtige Schicht. Ein standardisierter Kriterienkatalog mit festgelegten Grenzwerten wäre zwar wünschenswert; ließe sich dieser doch leicht abarbeiten, Messdaten eindeutiger bewerten, doch ist die CO₂-Speicherung Standort-spezifisch zu beurteilen. Gründe dafür sind im Wesentlichen die extreme Komplexität des geologischen Systems und der sich daraus ergebenden Verknüpfung der einzelnen Parameter, beziehungsweise deren Abhängigkeit voneinander. CHADWICK et al. (2008) haben dies in Form von positiven und negativen Indikatoren für geologische CO₂-Speicher umzusetzen versucht (s. Tab. 2.1). Einem ähnlichen Ansatz folgt zum Beispiel auch die Entwicklung des deutschen Speicherkatasters. Auch hier wurden Indikatoren definiert.

Tab. 2.1: Schlüsselindikatoren für eine mögliche Eignung geologischer Formationen als CO₂-Speicher (nach CHADWICK et al. 2008).

	Positive indicators	Cautionary indicators
Storage capacity		
Total storage capacity	Total capacity of reservoir estimated to be much larger than the total amount produced from the CO ₂ source	Total capacity of reservoir estimated to be similar to or less than the total amount produced from the CO ₂ source
Reservoir properties		
Depth (pressure)	> 1000 m und < 2500 m	< 800 m und > 2500 m
Reservoir thickness (net)	> 50 m	< 20 m
Porosity	> 20 %	< 10 %
Permeability	> 300 mD	< 10 -100 mD
Salinity	> 100 g/l	< 30 g/l
Caprock properties		
Lateral continuity	Unfaulted	Lateral variations, faulting
Thickness	> 100 m	< 20 m

Grundsätzlich gilt festzuhalten:

- Eine Speicherstruktur sollte ausreichend groß und in ihrer horizontalen und vertikalen
- Ausdehnung definiert / begrenzt sein.
- Die Speicherformation (bestehend aus einem oder mehreren Horizonten) muss
- ausreichend porös und permeabel sein,
- sowie von einer, besser jedoch mehrerer dichter Deckschichten überlagert werden.
- Beide Horizonte sollten keine durchlässigen Störungen aufweisen.

Die grundsätzlichen Voraussetzungen dienen dem Ziel der dauerhaften Speicherung von CO₂ im Speicherkomplex unter Vermeidung des Austritts von CO₂ oder salinärer Wässer in höhere Stockwerke, speziell Grundwasserleiter, Boden und Atmosphäre.

Zusätzlich sind sozioökonomische Aspekte relevant, wie etwa öffentliche Akzeptanz oder Wirtschaftlichkeit (s. Tab. 2.2). Die einzelnen Schritte werden in den folgenden Kapiteln diskutiert.

Tab. 2.2: Anforderungen an einen guten Speicherstandort

<p>Kapazität</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Speicherformation hat die notwendige Mächtigkeit. • Die Speicherformation hat die notwendige Porosität zur Einlagerung von CO₂. • Die Speicherformation hat das notwendige Speichervolumen für das geplante Projekt.
<p>Injektivität</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Speicherformation kann Injektionsraten gewährleisten, die der Produktion der Quelle mehr als entsprechen, und die Integrität des Speichers nicht gefährden.
<p>Speichersicherheit</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Das CO₂ wird so tief eingelagert, dass es sich in überkritischem Zustand befindet/verbleibt. • Das Deckgestein ist undurchlässig, durchgängig, ohne durchlässige Störungen und mächtig genug, um ein Aufsteigen/Migration des CO₂ oder salinärer Wässer außerhalb des Speicherkomplexes zu verhindern. • Das geologische Umfeld ist stabil und garantiert die Integrität der Speicherformation. • Am Speicherstandort befinden sich möglichst wenig alte Bohrlöcher. Sämtliche Bohrungen, die die Deckschicht durchteufen, müssen dicht sein.
<p>Sozioökonomische Randbedingungen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Der Speicher ist für die CO₂-Punktquelle (über eine Pipeline) zugänglich • Die Speicheraktivität beeinträchtigt keine anderen Nutzungen des tieferen Untergrunds • Die (lokale) Öffentlichkeit ist informiert und toleriert Untersuchung und ggfs. spätere Einlagerung.

2.1.1 Einleitende Standortbetrachtung

Die dauerhafte Speicherung von CO₂ in ausgeförderten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten wäre aus Lagerstättentechnischer und unter Umständen auch wirtschaftlicher Sicht vermutlich die einfachste Speichermethode. Die Lagerstätte ist in der Regel durch mehrere Bohrungen in ihrer horizontalen und vertikalen Erstreckung ausreichend erschlossen und das zur Verfügung stehende Speichervolumen bekannt. Gerade im Vorhandensein von im Allgemeinen mehreren Bohrungen besteht jedoch auch ein Risiko für die Gewährleistung

der Dichtigkeit derartiger Speicher. Dazu kommt, dass während der Öl- oder Gasförderung eine Druckentlastung stattgefunden hat, die unter Umständen Auswirkungen auf die Stabilität der Struktur hat, und/oder möglicherweise Formationswässer in die Lagerstätte nachgeflossen sind. Beides kann, in Verbindung mit Kohlenwasserstoffresten in der Lagerstätte die Qualität für die CO₂-Speicherung beeinflussen. Im günstigen Fall stellt eine CO₂-Speicheraktivität den ursprünglichen Druckzustand der Lagerstätte wieder her. Dies unterscheidet Öl- und Gaslagerstätten von salinaren Aquiferen.

Unter geologisch günstigen Voraussetzungen ist die dauerhafte Speicherung von CO₂ in salinaren Aquiferen deshalb möglicherweise sogar vorteilhafter, da diese in vielen Fällen größer als Öl- und Gasstrukturen sind und somit die Einlagerung größerer Mengen CO₂ erlauben. Zu beachten ist hierbei jedoch, dass das Speichervolumen in salinaren Aquiferen erst durch Komprimierung der Formationswässer und deren teilweiser Verdrängung durch das zu speichernde Fluid geschaffen wird und hierbei der initiale Lagerstättendruck überschritten wird. Um welchen Faktor der initiale Druck überschritten werden darf, hängt unter anderem von der Bewertung der Dichtheit eventuell existierender Störungen, ihrer Art und Position, des hydrologischen Fluidregimes und der Geologie des Deckgebirges ab (s. RUTQVIST et al. 2007). Eingespeichertes CO₂ führt zu einer Druckerhöhung die weit über die Verbreitung des CO₂ hinausgeht. Zwar wird sich der Druck mit Beendigung der Injektion wieder verringern, doch wird der ursprüngliche Ausgangswert nicht wieder erreicht. Das heißt, eine gewisse Druckerhöhung bleibt erhalten (s. BIRKHOLZER et al. 2009). Es genügt somit nicht, den potenziellen CO₂-Speicherort genau zu kennen. Ein sehr viel größerer Raum muss aufgrund der Fluidverdrängung und Druckausbreitung betrachtet werden. Beide Faktoren sind neben der Größe und Form der Struktur entscheidend für die Sicherheit des Speichers und bedürfen einer ausführlichen, nachvollziehbaren Untersuchung. Eine Übersicht über gängige Untersuchungsmethoden, die bei der Erkundung und Erschließung unterirdischer Lagerstätten zum Einsatz kommen, findet sich in Tabelle 2.3. Abhängig von der Teufe, dem Vorhandensein von Störungen, der Dichtheit und Mächtigkeit von Deckschichten sind bei der Projektierung eines Porenspeichers ein maximaler Betriebsdruck sowie die darstellbaren Injektionsraten bestimmbar.

Zur Bewertung eines Speicherkomplexes auf Eignung für die dauerhafte Speicherung von CO₂ bedarf es darüber hinaus weiterer Analysen (Risiko, Sensitivität) die sich gegenseitig beeinflussen und vor Beginn der Betriebsaufnahme ermittelt und bekannt sein müssen. Eine Sicherheitsbewertung ist nicht nur während der Suche nach einem geeigneten Standort und der Erkundung eines potenziellen Standortes erforderlich. Sie ist auch während des folgenden Speicherbetriebes fortzuschreiben. Sie dient unter anderem dazu, notwendige Überwachungskonzepte anzupassen, oder etwaige Unregelmäßigkeiten zu erkennen und zu beheben.

Tab. 2.3: Übersicht ÜBER gängige Untersuchungsmethoden (s. METZ et al. 2005, FÖRSTER et al. 2006).

Anforderung	Information	Methodik	Analyse
Kapazität	<ul style="list-style-type: none"> • Geometrie • Laterale Ausdehnung • Injektionspunkte • Nutzbares Porenvolumen 	<ul style="list-style-type: none"> • Bohrkern • Bohr-Logs • Strukturkarte • 2D/3D-Seismik 	<ul style="list-style-type: none"> • Bohrkernanalyse • Stratigraphie • Struktur-Analyse • Statisches Geomodell • Kalkulation • Simulation • 3D-Karten
Injektivität	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherformation Mächtigkeit, Porosität, Permeabilität • Injektionsraten 	<ul style="list-style-type: none"> • Bohrkern • Bohrlogs • Injektionstest • Druckmessung • Druck 	<ul style="list-style-type: none"> • Bohrkernanalyse • Stratigraphie • Statisches Geomodell • Simulation • Injektionstest • Reservoirmodell
Sicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Auftreten, Anzahl, Durchgängigkeit, Mächtigkeit von Deckschichten • Anzahl und Art alter Bohrungen • Auftreten und Art von Störungen • Grundwasser 	<ul style="list-style-type: none"> • Bohrkern • Bohrlogs • Strukturkarte • Bohrlochkarte • 2D/3D-Seismik Druckverteilung • Geochemie 	<ul style="list-style-type: none"> • Bohrkernanalyse • Stratigraphie • Struktur-Analyse • Reservoirmodell • Statisches Geomodell • Kalkulation • Simulation • 3D-Karten • Bruchanalyse • Wasseranalyse
Sozioökonomische Randbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Öffentliche Wahrnehmung • Pipelinetrasse 	<ul style="list-style-type: none"> • Anhörung, Information • GIS 	<ul style="list-style-type: none"> • Protokoll, Report • GIS-Karte

Die Ermittlung der notwendigen Daten, die zu einer Entscheidungsfindung führen, erfolgt mit gängigen Techniken, wie zum Beispiel 2D und 3D-Seismik. Techniken unterliegen der Entwicklung und können sich mit zunehmender Erfahrung bei der Durchführung von CO₂-Speicherprojekten verändern oder verbessern, neue Techniken können dazu kommen. Einige Techniken weisen noch hohe Ungenauigkeiten auf. Es bedarf daher einer kontinuierlichen Überprüfung und gegebenenfalls Anpassung der Maßnahmen an sich ändernde Bedingungen, sowie des kombinierten Einsatzes und der komplexen

Auswertung mehrerer Untersuchungsmethoden. Untersuchungsmethoden werden ausführlicher in den Kap. 4.7 und 5.5 behandelt. Die gewonnenen Daten dienen dazu, regional geeignete Speicher zu identifizieren, die über gute Speicher- und Deckschichten verfügen, die Unsicherheiten der geologischen Strukturen zu verstehen und mit diesen umzugehen, eine geeignete Betriebsstrategie zu entwickeln, Risikoabschätzungen vorzunehmen die das höchste Maß an Sicherheit für Grundwasser, Mensch, Natur und Umwelt gewährleistet, kurzum, eine Standortentscheidung zu treffen.

Neben geologischen Voraussetzungen ist die öffentliche Akzeptanz eines CO₂-Speicherprojektes von überragender Wichtigkeit. Information und Austausch mit kommunalen Stellen, die Einbindung der lokalen Bevölkerung in die zu planenden Untersuchungen sollte frühzeitig stattfinden und über formell-rechtlich vorgeschriebene Beteiligungsverfahren hinausgehen.

2.1.1.1 Allgemeines zur Standortauswahl

Übergeordnetes Ziel einer Standortauswahl muss es sein, einen Speicherstandort zu finden, der den sicheren und dauerhaften Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre zum Schutze des Klimas, sowie Mensch und Umwelt erfüllt. Grundsatz ist deshalb der Vorrang der Sicherheit vor allen anderen Aspekten. Daher werden im ersten Verfahrensschritt geowissenschaftliche Kriterien angewandt. Dies gewährleistet, dass frühzeitig im Auswahlverfahren die für die CO₂-Einlagerung geologisch geeigneten Bereiche im Untergrund identifiziert werden.

Die Öffentlichkeit ist vor Beginn der Erkundung / Detailuntersuchung eines Gebietes angemessen zu informieren und zu beteiligen. Die Untersuchung wird Ergebnis offen durchgeführt.


Ein schrittweise durchgeführtes Such- und Auswahlverfahren gewährleistet Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Entscheidungen. Die vorgeschlagene Standortsuche lehnt sich an das Auswahlverfahren für Endlagerstandorte des AkEND (2002) an, wobei das Verfahren den geänderten Bedingungen für die dauerhafte Einlagerung von CO₂ angepasst wurde. Die Standortauswahl erfolgt hier in vier Verfahrensschritten:

1. Verfahrensschritt: Planung - Eingrenzung möglicher zu untersuchender Gebiete
2. Verfahrensschritt: Präzisierung - Bildung von Teilgebieten
3. Verfahrensschritt: Rangliste - Auswahl von Standortregionen für die Erkundung
4. Verfahrensschritt: Erkundung - Abschluss Standortauswahl

Sie umfassen den Zeitraum der Projektierung bis zum Antrag auf Betriebsgenehmigung. Im CO₂ Qualstore Report (DNV 2009) werden die vier Schritte in zwei Schritten mit vier so genannten Meilensteinen zusammengefasst. Vor den Antrag auf Erkundung wird die Produktion eines „Screening Reports“ gesetzt, der den Auswahlprozess dokumentiert und die Entscheidung für einen bestimmten Untersuchungsstandort transparenter macht.

Den Verfahrensschritten dieses Berichtes sind jeweils bestimmte Kriterien (in der englischsprachigen Literatur wird häufig auch von „Indikatoren“ gesprochen) zugeordnet, mit deren Hilfe entschieden werden kann, welche Gebiete geeignet, zurückgestellt oder aber im Zuge des Standortauswahlprozesses ausgeschlossen werden müssen. Die Auswahl-Checkliste wird durch geowissenschaftliche, sozialwissenschaftliche und sozioökonomische Kriterien beschrieben. Innerhalb der Verfahrensschritte kann ein- oder mehrmaliges Zurückspringen auf einen früheren Schritt notwendig werden (verdeutlicht durch die Pfeile in Tab. 2.4), zeigen etwa die Daten, dass die Risiken oder Unsicherheiten zu groß, dass sich einer der vorgewählten möglichen Standorte als ungeeignet erweist.

Tab. 2.4: Vier Verfahrensschritte einer Standortsuche und deren Bewertungskriterien.

	Verfahrensschritt	Vorgehen, Bewertung	Faktor, Genehmigung
 Gegebenenfalls Rücksprung auf frühere Verfahrensschritte	1. Schritt Auffinden von Regionen, die bestimmte Anforderungen erfüllen Eingrenzung möglicher zu untersuchender Gebiete	geowissenschaftliche Mindestanforderungen Abwägungskriterien	regional Geologie Speichergestein Deckschichten Tektonik
	2. Schritt Auswahl von Gebieten mit besonders günstigen geologischen Voraussetzungen Bildung von Teilgebieten	Sozioökonomische Randbedingungen Datenerfassung Geowissenschaftliche Abwägungskriterien	Speichersicherheit Speicherkapazität Injektivität
	3. Schritt Auswahl von Standort für die Detail-Erkundung	Mindestanforderungen Abwägungskriterien Vergleich der Standorte	Speichersicherheit Speicherkapazität Injektivität „informelle“ Öffentlichkeitsbeteiligung Antrag auf Untersuchungsgenehmigung
	4. Schritt Detailerkundung: Standortentscheidung	Erkundung Ausschlusskriterien Abwägungskriterien	Speicherkapazität Injektivität „formelle“ Öffentlichkeitsbeteiligung Sicherheitsnachweis Antrag auf Errichtung und Aufnahme Betrieb

2.1.2 Kriterien

Die Arbeit mit Standortauswahlkriterien ist ein hilfreiches Verfahren für die Suche und Auswahl eines geeigneten Standortes zur sicheren Lagerung von CO₂ im geologischen Untergrund.

Da Kriterien oder auch Indikatoren immer Ziel spezifisch sind, müssen sie sinnvoll definiert werden. Die hier zur Anwendung kommenden Kriterien in folgende Kategorien eingeteilt:

Geowissenschaft, die u.a. die Aspekte Tektonik, Deckschichten, Speichereigenschaften, Kapazität umfassen,
sozioökonomische Randbedingungen,
Altbohrungen.

Altbohrungen werden in einem eigenen Kapitel 3 gesondert behandelt, da Bohrungen ein hohes Leckagerisiko bergen können (Blowout). Die Kriterien wurden zusätzlich gewichtet. Manche haben damit mehr Bedeutung für das Ergebnis (das betrifft insbesondere geologische Kriterien), andere weniger. Sie unterteilen sich hier in die drei Gewichtungsklassen:

- A) Ausschluss,
- B) Mindestanforderungen,
- C) Abwägungen.

Nicht immer wird ein Speicherkomplex alle Kriterien erfüllen können. Kritische Parameter sind ausführlich zu untersuchen, zu begründen und einer detaillierten Risikoanalyse zu unterziehen. Nach Maßgabe der Daten kann ein Abwägungskriterium auch zu einem Eignungs-Ausschluss führen, wenn sich beispielsweise im Zuge der Untersuchung ergibt, dass eine Störungszone bis in einen anvisierten Speicher hineinreicht, offen ist und Fluidbewegungen durch einen künftigen Speicherbetrieb wahrscheinlich werden. Dies führt zum Ausschluss eines Standortes, auch wenn alle anderen Kriterien für den Speicherstandort vorteilhaft sind.

2.1.2.1 Gewichtungsklassen

A) Ausschluss

Kriterien mit der Gewichtung „Ausschluss“ sind Schlüsselkriterien. Sie dienen dazu, Gebiete zu identifizieren, die besonders ungünstige Voraussetzungen für die Einlagerung von CO₂ aufweisen und daher als Standort auszuschließen sind, beispielsweise Speicherformationen mit fehlender Deckschicht.

B) Mindestanforderungen

Mindestanforderungen dienen zur Präzisierung von Gebieten, die potentiell günstige Voraussetzungen für die Einlagerung von CO₂ aufweisen.

Es dürfen keine Erkenntnisse oder Daten vorliegen, welche die Einhaltung der geowissenschaftlichen Mindestanforderungen zu Gebirgsdurchlässigkeit, Mächtigkeit und Ausdehnung des einschlusswirksamen Gebirgsbereiches über einen Zeitraum in der Größenordnung von zehntausend Jahren in der Zukunft zweifelhaft erscheinen lassen.

C) Abwägungen

Bilden den Grundstock der Betrachtungen. Sie werden herangezogen, um Gebiete nach einem Katalog an zu beachtenden Anforderungen genauer zu charakterisieren. Bei den Abwägungskriterien muss nicht jede Anforderung vollständig erfüllt sein. Die Güte der geologischen Gesamtsituation ergibt sich aus dem Erfüllungsgrad der Gesamtheit der Anforderungen.

Nicht zuletzt aufgrund der Komplexität und Abhängigkeiten einzelner Kriterien voneinander bietet sich dieses Verfahren in erster Linie als eine übersichtliche Form der Entscheidungshilfe an.

Die Kriterien sind vorrangig auf Speicherstandorte an Land (Onshore) ausgerichtet. Im Offshore-Bereich etwa im Nordsee-Raum sind weitere Kriterien zu beachten, wie zum Beispiel die Ausbildung der Sedimente (Auftreten und Verteilung aktiver oder inaktiver Pockmarks), Schifffahrtslinien, Fischereigebiete oder Windparks. Auch die Wassertiefe wäre in der Sicherheitsanalyse zu betrachten.

2.1.2.2 Anwendungsbeispiel

Anhand eines Beispiels, des Kriteriums der Mächtigkeit eines Reservoirs, soll der Umgang mit Kriterien und Gewichtungsklassen im Folgenden beschrieben werden.

Die Mächtigkeit eines Reservoirs beeinflusst unter anderem den Druckaufbau im Speicher und in der umgebenden damit verbundenen hydraulischen Einheit. Angenommen, es liegt ein gering mächtiger Speicherhorizont vor, der für sich betrachtet nachteilig ausgelegt werden könnte, der jedoch eine exzellente Porosität und Permeabilität aufweist und eine große Ausdehnung besitzt.

Bewertung: Abwägung positiv.

Es erfolgt der Abgleich mit einzulagernden CO₂ Mengen und es zeigt sich, dass die Speicherkapazität hoch ist und sehr viel mehr in den Speicherhorizont passen würde, als benötigt wird.

Bewertung: Mindestanforderung erfüllt.

Bei der dynamischen Modellierung stellt sich dann heraus, dass die durch die Injektion beeinflusste Fläche weitaus größer ist, als ursprünglich erwartet, und sich in diesem größeren Gebiet auch noch Öl- und Gaslagerstätten befinden, die negativ beeinflusst würden.

Bewertung: Ausschluss.

Somit wird aus einer ursprünglich geeignet scheinenden Mächtigkeit letztendlich eine Nichteignung für die Art der geplanten Nutzung. Das heißt nicht, dass der Speicher damit per se ungeeignet ist. Eine Nutzungsänderung etwa, also ein Projekt, bei dem zum Beispiel sehr viel weniger CO₂ injiziert werden würde, könnte unter Umständen zu einem positiven Ergebnis führen.

Das Beispiel macht auch deutlich, dass es keine allgemein anwendbaren Kriterien für die Auswahl von Speicherstandorten gibt. Eine Bewertung und Entscheidung erfolgt immer Standort- und Projektspezifisch.

Im folgenden Kapitel werden nun die einzelnen Verfahrensschritte aus Tab. 2.4. mit Hilfe von Kriterien und deren Gewichtung genauer beschrieben und in Form von Kriterienlisten zusammengestellt.

2.1.3 Verfahrensschritte

2.1.3.1 Erster Verfahrensschritt

„Planung“: Eingrenzung möglicher zu untersuchender Gebiete

In einer ersten Betrachtung werden die Gebiete ermittelt, die für die Einlagerung von CO₂ günstige geologische Voraussetzungen erwarten lassen. Diese Gebiete werden in das weitere Standortauswahlverfahren einbezogen. Auszuschließen sind solche Gebiete, die offensichtlich ungünstige geologische Eigenschaften aufweisen (zum Beispiel fehlende Deckschichten) und solche, die geowissenschaftliche Mindestanforderungen nicht erfüllen.

- Datengrundlage: Speicher-Informationssystem, Geologische Karten, Daten von Landesbergbehörden, den Staatlichen Geologischen Diensten (SGD) und Firmen (Bereich Öl, Gas, Kohle, Salz, Erdgasspeicher, Geothermie).

- Das Speicher-Kataster, das bei der BGR in Zusammenarbeit mit den staatlichen geologischen Diensten der Bundesländer derzeit in Entwicklung ist, wird theoretisch geeignete Gesteinsformationen und darüber mögliche Speicherpotenziale innerhalb des deutschen Festlandes im Maßstab 1:1.000.000 und 1:300.000 abbilden. Es dient als Grundlage für eine erste Orientierung und zur Auswahl von Strukturen (Antiklinalen, Synklinalen) und Speichertypen (ausgebeutete Gasfelder, saline Aquifere). Tabelle 2.5 fasst die für die Untersuchung angewandten Kriterien in Bezug auf Speicher- und Barrieregesteinskomplexe zusammen. In welcher Form das Kataster zukünftig genutzt wird, ist aktuell noch offen.

Tab. 2.5: Kriterien zur Charakterisierung von Gesteinsformationen für ein Speicher-Informationssystem.

Speichergesteinskomplexe (a)	<ul style="list-style-type: none"> • Tiefenlage: Top Speicherkomplex > 800 m unter Geländeoberfläche (u GOF) • Nettomächtigkeit: > 10 m (Gesamtmächtigkeit der geeigneten Speichergesteine, z.B. Sandsteine) • Porosität > 10 % bzw. > 20% • Permeabilität > 10 mD bzw. >300 mD <p>Kategorisierung des Speicherpotenzials: „Potenzial vorhanden“ wenn sämtliche Kriterien erfüllt; ansonsten „Potenzial nicht vorhanden“</p>
Barrieregesteinskomplexe (b)	<ul style="list-style-type: none"> • Tiefenlage: Basis Barrierekomplex > 800 m u GOF • Mächtigkeit: > 20 m (Gesamtmächtigkeit der geeigneten Barrieregesteine - z.B. Tonsteine Steinsalz) • Lithologie <p>Kategorisierung des Abdeckpotenzials: „Potenzial vorhanden“: wenn sämtliche Kriterien erfüllt werden; ansonsten „Potenzial nicht vorhanden“</p>

Da sich das Speicher-Kataster noch in der Entwicklung befindet und nicht vor März 2011 zur Verfügung steht, erste Demonstrations-Speicherprojekte jedoch bereits jetzt entwickelt werden, muss die Vorauswahl von Speicherstandorten vorerst auf Basis anderer vorhandener Daten und eigener Daten des potenziellen Antragstellers erfolgen². Datendichte und Datenverfügbarkeit sind wichtige Kriterien, da diese die Grundvoraussetzung für eine Standortabschätzung und -auswahl darstellen.

² Da das Speicher-Kataster nur für das deutsche Festland entwickelt wird, sind im Offshore-Bereich (Nordsee / Ostsee) eigene Voruntersuchungen durch den Betreiber durchzuführen. Die ermittelten Daten sollten dem Kataster zwecks Integrierung zur Verfügung gestellt werden.

Tab. 2.6: Kriterienliste für den ersten Verfahrensschritt

Kriterium	Beschreibung	Gewichtungs- klasse
CO ₂ -Speicher Informationssystem	Das Speicher-Kataster dient als Orientierung und Hilfestellung bei der Standortsuche.	C
Datendichte und - verfügbarkeit	Eine hohe Datendichte und -verfügbarkeit erleichtert den Standortauswahl-Prozess und bestimmt notwendige Untersuchungsprogramme mit. Je weniger Ausgangsinformationen zur Verfügung stehen, desto umfangreicher der spätere Untersuchungsaufwand.	C
Laterale Ausdehnung Deckschicht(en)	Je größer die laterale Ausdehnung desto wirkungsvoller ist eine Deckschicht, da sie auch weiter entfernt vom Injektionsort noch den Rückhalt von CO ₂ ermöglicht. Die notwendige Größe / Ausdehnung hängt von der zu erwartenden Größe des CO ₂ -Plume und seiner Ausbreitungs-/(Migrations-)wege ab.	A
Störungen	Störungen sind ein wesentliches Kriterium bei der Standortsuche. Durchschneiden etwa Störungen die Deckschichten, können Störungen durch den Injektionsbetrieb (durch z.B. Änderungen des Stressfeldes) reaktiviert werden. Treten Sole- oder Thermalquellen die auf aktive Störungen hinweisen, obertage aus, muss genau geprüft werden, aus welchem Stockwerk diese gespeist werden. Lässt sich dies nicht feststellen, sollte dieser Standort vermieden werden.	A
Speichertiefe	Es empfiehlt sich, eine Speichertiefe größer 800 Meter zu wählen. Das hat den Vorteil, dass sich stark verdichtetes CO ₂ einlagern lässt. Die hohe Dichte von CO ₂ ermöglicht die Einlagerung großer Mengen CO ₂ in einem gegebenen Volumen. Darüber hinaus bietet sich in diesen Tiefen die Ausnutzung möglicher Reserveaquifere an, die die Sicherheit erhöhen. Eine Begrenzung in die Tiefe besteht prinzipiell nicht. Allerdings verschlechtern sich in sehr großen Tiefen die Reservoireigenschaften.	A/B
Salzstöcke, Diapire	Befinden sich Salzstöcke / Diapire im Speichergebiet sollten diese auf Störungen, die ggf. als Aufstiegswege für CO ₂ dienen könnten, untersucht werden.	A
Seismizität / Erdbeben	Tektonisch gering aktive Regionen sind Regionen, in denen Erdbeben häufig und/oder mit höherer Magnitude auftreten, vorzuziehen. Die für die Endlagerung von Atommüll bestehenden Vorschläge des AKEnd (2002) können als Anhaltspunkt dienen: Die zu erwartenden seismischen Aktivitäten sind kleiner als Erdbebenzone 2 nach DIN 4149. Gegebenenfalls sollte ein permanentes Messnetz errichtet werden.	C
Altbohrungen	Zustand, Alter, Tiefe, Anzahl - ausführliche Details hierzu s. Kap.3	A

*Definition der Gewichtung und Einteilung der Klassen A, B, C

2.1.3.2 Zweiter Verfahrensschritt

Präzisierung: Bildung von Teilgebieten

Der potenzielle Antragsteller wählt aus den Gebieten von Interesse Teilgebiete aus, die besonders günstige geologische Eigenschaften aufweisen. Diese Eigenschaften lassen sich anhand geowissenschaftlicher Abwägungskriterien feststellen.

Die erste grobe Orientierung lässt sich mit dem Speicher-Informationssystem verfeinern: Das Speicher-Informationssystem, ebenfalls in der Entwicklung, präzisiert die Verbreitung von Speicherkomplexen innerhalb des deutschen Festlandes im Maßstab 1:300.000. Zusätzlich sollen Nachweisdaten zu Bohrungen und geophysikalischen Messungen im Bereich potenziell geeigneter Speicherkomplexe („Nachweissystem“) im Informationssystem Speicherkataster erfasst werden.

Die Kriterien des Speicher-Katasters für potenziell gut geeignete Speicher (Tab. 2.7) können allenfalls als Entscheidungshilfe dienen, nicht jedoch als Ausschlusskriterien bei der Standortsuche. Der CO₂-Speicher InSalah / Algerien beispielsweise weist eine wesentlich geringere Permeabilität auf (IDING & RINGROSE 2008), als der in Tab 2.7 als potenziell geeignet eingestuftene Wertebereich des Katasters. Da CO₂-Speicher größere Gebiete beanspruchen werden und nicht davon auszugehen ist, dass diese Regionen homogen aufgebaut sind, sollte darüber nachgedacht werden, in welcher Höhe Variabilitäten bezüglich Porosität und Permeabilität akzeptabel sind. Extrem große Schwankungen könnten sich unter Umständen auf die Injektivität auswirken.

Für CO₂-Speicherung sind solche Gebiete auszuschließen, die offensichtlich ungünstige geologische Eigenschaften aufweisen (z.B. fehlende Deckschichten) und solche, die geowissenschaftliche Mindestanforderungen (z.B. keine offenen Störungszonen mit Fluidbewegung) nicht erfüllen. Im zweiten Verfahrensschritt kommen neben den geowissenschaftlichen Kriterien nunmehr auch sozioökonomische Kriterien zum Tragen. Die Erweiterungen sind in Tab. 2.8a und 2.8b. aufgeführt. Bereits in der Auswahlphase sollte ein erstes „Source-Sink-Matching“, d.h., eine Abschätzung der Lokalität von CO₂-Quellen und -senken, sowie möglicher CO₂-Transportrouten durchgeführt werden. Weitere sozioökonomische Randbedingungen die hier betrachtet werden müssen, sind konkurrierende Nutzungen und Schutzgebiete

Tab. 2.7: Kriterien zur Charakterisierung von Gesteinsformationen für eine mögliche Eignung als CO₂-Speicher im Informationssystem Speicherkataster.

Kriterien	<ul style="list-style-type: none"> • > 800 m Teufe unter Geländeoberfläche • > 10 m Nettomächtigkeit • > 10 % Porosität / > 300 mD Permeabilität
-----------	---

Tab. 2.8a: Erweiterte Kriterienliste für den zweiten Verfahrensschritt

Kriterium	Beschreibung	Gewichtungsklasse
Speicherkapazität / Gesamtmenge CO ₂	Die Kapazität des Speichers muss ausreichend groß sein. In Bezug auf eine mögliche CO ₂ -Quelle heißt dies, dass im Bedarfsfall sehr viel mehr CO ₂ eingelagert werden könnte als der geplanten Menge der Quelle entspricht. Diese „Überkapazität“ ist ein Sicherheitspuffer für potentielle Speicher.	A
Injektivität	Die Injektivität muss größer sein als die Menge angelieferten CO ₂ . Ein möglicher Ausfall einer Injektionsbohrung sollte durch die andere(n) Bohrung(en) ausgeglichen werden können, sodass jederzeit die Injektion des gesamten CO ₂ gewährleistet werden kann.	A
Erreichbarkeit / Transport (Pipeline)	Die Pipeline bildet als Transportweg von CO ₂ die Brücke zwischen CO ₂ -Quelle und Senke. Es ist hilfreich, bereits vor Projektbeginn möglichst viele Fragen zu klären: <ul style="list-style-type: none"> • Existiert bereits eine Trasse in die die Pipeline integriert werden kann oder muss eine neue Trasse gelegt werden? • Wie dicht besiedelt ist das Gebiet durch das die Pipeline führen soll? • Führt die geplante Pipeline durch Schutzgebiete? • Sind die Besitzverhältnisse, Genehmigungen entlang der geplanten Trassenstrecke geklärt? 	A
Konkurrierende Nutzung	Im gesamten durch Einlagerung von CO ₂ voraussichtlich beeinflussten Gebiet darf es zu keiner Gefährdung oder wirtschaftlichen Beeinträchtigung bestehender, im Bau befindlicher oder genehmigter Projekte kommen. Dies gilt insbesondere für Öl- und Gasexploration, tiefen Bergbau, tiefe Erdgasspeicher, andere CO ₂ -Speicher, tiefe Geothermie.	A
Schutzgebiete	Gilt für: Naturschutz-, Wasser-, Grundwasser-, Heilquellen-Schutzgebiete. Der Standort muss so gewählt werden, dass Schutzgebiete nicht beeinträchtigt werden. Dies betrifft sowohl die oberirdischen Anlagen, als auch den unterirdischen Raum, etwa Einzugsgebiete von Heil- (Thermal-) quellen, oder Grund- und Trinkwasserschutzgebiete. Vorteilhafter ist es, wenn der Betriebsstandort (Injektionsort) nicht in einem Schutzgebiet liegt.	A
Reservoir (Speichergestein)	Mächtigkeit Die Mächtigkeit eines Reservoirs bestimmt die Druckverteilung und Ausbreitung von CO ₂ im Untergrund mit. Eine sehr geringmächtige Speicherformation vergrößert die durch CO ₂ beanspruchte Fläche und den Untersuchungs- und Überwachungsradius. In Verbindung mit niedriger Permeabilität erhöhen sich die Injektionsdrücke (Mindestanforderung siehe Kriterium Injektivität).	B

Tab. 2.8b: Erweiterte Kriterienliste für den zweiten Verfahrensschritt

Kriterium	Beschreibung	Gewichtungsklasse
Reservoir (Speichergestein)	<p>Porosität Mesozoische Öl und Gas führende Sandsteine in Deutschland weisen eine Porosität im Bereich von 15 bis 28% auf. Werte dieser Höhe können in erster Näherung als vorteilhaft für die Speicherung von CO₂ betrachtet werden, während Werte, die sehr weit darunter liegen (<10%) als eher ungünstig anzusehen sind.</p> <p>Da Porositäten im Allgemeinen punktuell (Bohrung) ermittelt werden und diese häufig nicht ohne weiteres auf ein großes Gebiet übertragen werden können, müssen in Abhängigkeit von der Geologie und der einzulagernden Menge CO₂ ggf. weitere Untersuchungsbohrungen niedergebracht werden.</p>	C
	<p>Permeabilität Es ist vorteilhaft, wenn ein Speicher eine hohe Permeabilität aufweist (Beispiel: Sleipner mit über 2000 mD), doch können auch geringere Werte durchaus zu einer guten Injektivität führen (Beispiel: K12-B in NL 2-200 mD, InSalah Algerien 5 mD). Da Permeabilität im Allgemeinen punktuell (Bohrung) ermittelt werden und diese häufig nicht ohne weiteres auf ein großes Gebiet übertragen werden können, müssen in Abhängigkeit von der Geologie und der einzulagernden Menge CO₂ ggf. weitere Untersuchungsbohrungen niedergebracht werden.</p>	C
Deckschicht (Barriere)	<p>Mächtigkeit Die Mächtigkeit einer Deckschicht und deren Lithologie bestimmen das Rückhaltevermögen von CO₂, und damit die sichere und dauerhafte Einlagerung mit. Eine sehr dünne Deckschicht vergrößert das Risiko des Durchtritts von CO₂ und dessen Aufstieg in höhere Stockwerke. Von Vorteil sind daher mehrere mächtige Deckschichten von mindestens mehreren Zehner Metern und gegebenenfalls das Vorhandensein eines „Reserveaquifers“ und entsprechender weiterer Barrieren.</p>	B
	<p>Permeabilität Für den sicheren und dauerhaften Rückhalt von CO₂ im Untergrund sind Deckschichten von sehr geringer Permeabilität und hohem kapillarem Schwellendruck Grundvoraussetzung.</p>	B
Störungszonen	Die Speicherung darf nicht in Bereichen von offenen Störungszonen, die als Aufstiegswege für CO ₂ dienen könnten, oder die durch den Betrieb geöffnet werden könnten, erfolgen.	A
Bohrungen	Bohrungen, die Deckschichten durchdringen und bis an den Speicherhorizont reichen, sind potenzielle Schwachstellen, die zum Aufstieg von CO ₂ führen können. Sie müssen nachgewiesenermaßen dicht sein. Eine große Anzahl Bohrlöcher kann den Behandlungsaufwand (etwa Neuverfüllung) und den Monitoring-Aufwand erhöhen Detailkriterien zum Thema Bohrungen finden sich in Kapitel 4: Umgang mit Altbohrungen	A-C
Zugänglichkeit / Distanz Standort	Eine Speicherstätte im Offshore-Bereich bedarf eines größeren Aufwandes und Logistik insbesondere dann, wenn sich die Speicherformation landfern befindet.	C

Ermittlung der Menge an einzulagerndem CO₂

Angaben der einzulagernden Menge CO₂ stellt im Allgemeinen der Lieferant (Betreiber einer Anlage, die CO₂ abscheidet und/oder Betreiber des Transportnetzes) bereit. Die Angaben beinhalten die geplante Gesamt-Laufzeit des Projektes, die Menge CO₂ über die gesamte Laufzeit, die Liefermenge CO₂ pro Jahr, sowie die voraussichtliche Liefermenge CO₂ pro Zeiteinheit. Diese Angaben sind notwendig für die Standortauswahl und spätere Entwicklung einer Injektionsstrategie. Die im Rahmen der Unsicherheit ermittelte Speicherkapazität muss größer sein als die Gesamtmenge an CO₂, die eingelagert werden soll. Ansonsten ist der Speicher für das vorgesehene Projekt nicht geeignet. Allerdings besteht die Möglichkeit, eine andere CO₂-Quelle zu finden, die der Speicherkapazität angemessen ist. Auf die Ermittlung der Speicherkapazität wird in dieser Studie nicht eingegangen. Hier sei verwiesen auf aktuelle Literatur zum Thema (BRADSHAW et al. 2007; BIRKHOLZER & ZHOU 2009; VAN DER MEER 2009).

2.1.3.3 Dritter Verfahrensschritt

Rangliste: Auswahl von Standortregionen für die Erkundung

Die im ersten und zweiten Verfahrensschritt ermittelten Daten werden präzisiert und um folgende Aspekte ergänzt.

Tab. 2.9: Zusätzliche Kriterienliste für den dritten Verfahrensschritt

Kriterium	Beschreibung	Gewichtungs- klasse
Bevölkerungs- dichte	Die Bevölkerungsdichte ist ein Maß für Sicherheitsanforderungen, Kosten und öffentliche Akzeptanz. Der oberflächliche Überwachungsaufwand ist in dicht besiedelten Regionen größer, eventuell sind Keller-Messnetze einzurichten. Beispiel: Erfassung von und Umgang mit induzierter Seismizität.	C
Sonstiges	Unter Sonstiges können zusätzliche Nutzungsformen wie etwa Flughäfen, Sperrgebiete oder besondere Räume und Gebäude mit hohem Schutzwert Beachtung finden.	C

Abschließend werden die Daten in eine Rangfolge gebracht. Das Ranking basiert in Anlehnung an CO₂CRC und BRADSHAW et al. (2008) auf fünf Faktoren:

- Speicherkapazität,
- Injektivität,
- CO₂-Rückhaltefähigkeit,

- Logistik (wie etwa Pipelinelänge und Größe),
- konkurrierende Nutzung.

Die Genehmigungsbehörde wird in den ausgewählten Teilgebieten Flächen eingrenzen, in denen öffentlich-rechtliche Vorschriften der über- und untertägigen Erkundung einer CO₂-Einlagerung nicht entgegenstehen. In den ausgewiesenen Flächen / der ausgewählten Fläche legt der Antragsteller Standortregionen für eine Erkundung fest, die Teil des Untersuchungsantrags werden. Der Antragsteller nutzt dabei öffentlich zugängliche und eigene Daten. Von Belang ist insbesondere die Bereitschaft der betroffenen Bevölkerung und der betroffenen Gemeinden und Landkreise, Untersuchungen zur Feststellung eines für die Einlagerung geeigneten Standortes in der jeweiligen Standortregion zu ermöglichen.

Auswahlvorschlag und Auswahlentscheidung

Der Antragsteller trifft eine Entscheidung über den im Detail zu untersuchenden Standort, den er der verantwortlichen Behörde zur Genehmigung und Erteilung einer Erkundungsgenehmigung übermittelt. Die notwendigen Daten und Unterlagen zur Erteilung einer Erkundungsgenehmigung sind zu entnehmen.

Festlegung von standortbezogenen Erkundungsprogrammen und Prüfkriterien

Für den ausgewählten Erkundungsstandort legt der Antragsteller Programme für die übertägige und untertägige Untersuchung (standortbezogene Erkundungsprogramme) und Maßstäbe für ihre Bewertung (standortbezogene Prüfkriterien) fest. Dies kann auch Bohrungen und erste Injektionstests beinhalten. Das Injektionsmedium kann Wasser, oder bereits CO₂ sein. Die standortbezogenen Erkundungsprogramme und Prüfkriterien müssen den örtlichen Gegebenheiten und den Anforderungen Rechnung tragen und alle geowissenschaftlichen, bergbaulichen und sozioökonomischen Belange beachten.

2.1.3.4 Vierter Verfahrensschritt

Erkundung: Abschluss Standortauswahl

Der festgelegte Standort wird vom Antragsteller auf der Grundlage der notwendigen standortbezogenen Erkundungsprogramme ober- und untertägig erkundet. Nach Durchführung und Bewertung der ober- und untertägigen Erkundungen bewertet der Antragsteller, ob der Standort geeignet ist, die Anforderungen einer dauerhaften, sicheren Speicherung von CO₂ zu erfüllen. Der Antragsteller legt die Ergebnisse der Standortauswahl der zuständigen Behörde zum Abschluss (negatives Ergebnis) oder zur Erteilung einer Betriebsgenehmigung (positives Ergebnis) vor.

Tab. 2.10a: Kriterienliste für den vierten Verfahrensschritt

Kriterium	Beschreibung	Gewichtungs- klasse
Grundstücksverhältnisse	Grundstücks- / Eigentumsverhältnisse am Betriebsstandort, im Bereich geplanter Bohrungen und Überwachungsstationen sollten klar sein	C
Öffentlichkeit	Eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung ist anzustreben. Sorgen in Bezug auf die CO ₂ -Einlagerung sind ernst zu nehmen. Transparenz und Offenheit reduzieren mögliche Skepsis, Ablehnung und Protest.	B
Induzierte Seismizität, Erschütterungen, Bodenhebungen	Bei der Einlagerung großer Mengen CO ₂ im geologischen Untergrund könnten Gefährdungen durch Erdbeben, oder Bodenhebungen auftreten. Es wird daher empfohlen, frühzeitig ein Messnetz zu installieren. In den meisten Fällen werden Gefährdung und Risiko durch mögliche induzierte Erdbeben und zu erwartende Bodenhebungen sehr wahrscheinlich gering sein. Allerdings spielt auch die menschliche Empfindung eine Rolle. Häufige kleine Bewegungen können - obwohl kein Schaden eingetreten ist, sehr störend sein und damit zu einem wichtigen Abwägungskriterium bei einer Standortentscheidung werden.	B
Speicherkapazität / Gesamtmenge CO₂	Die Kapazität des Speichers muss ausreichend groß sein. In Bezug auf eine mögliche CO ₂ -Quelle heißt dies, dass im Bedarfsfall sehr viel mehr CO ₂ eingelagert werden könnte als der geplanten Menge der Quelle entspricht. Diese „Überkapazität“ ist ein Sicherheitspuffer.	A
Zusammensetzung CO₂-Strom	Menge und Art von Verunreinigungen (H ₂ O, H ₂ S, CO, O ₂ , CH ₄ , N ₂ , Ar, H ₂ , SO _x , NO _x) beeinflussen den Speicher. Verunreinigungen im CO ₂ -Strom verringern die Dichte und damit verringert sich auch die Speicherkapazität für CO ₂ . Wie hoch diese sind, ist noch nicht genau bekannt, die Menge an Verunreinigungen sollte daher so gering wie möglich gehalten werden. Auch die Art der Verunreinigung spielt eine große Rolle, beeinflusst sie doch geochemische Reaktionen im Speicher- oder gar Deckgestein eines Speicherkomplexes und damit dessen Integrität. Verschiebung von Reaktionen ist insbesondere bei der Einbringung von Sauerstoff zu erwarten. Mögliche Reaktionen lassen sich bestimmen, welcher Sicherheits-Grenzwert allerdings für ein bestimmtes Gestein tolerierbar ist, ist nicht bekannt. Hier besteht dringender Forschungsbedarf.	B
Injektivität	Die Injektivität muss größer sein als die Menge des angelieferten CO ₂ . Ein möglicher Ausfall einer Injektionsbohrung sollte durch die andere(n) Bohrung(en) ausgeglichen werden können, sodass jederzeit die Injektion des gesamten CO ₂ gewährleistet werden kann.	A
Speicherdruck	Der Speicherdruck muss so gewählt werden, dass der kapillare Schwellendruck und der Frac-Druck unter Berücksichtigung von Toleranzen nicht überschritten werden, um die Aufrechterhaltung der Speicherintegrität zu gewährleisten. Toleranzwerte können hier nicht gegeben werden, da diese standortspezifisch ermittelt werden müssen.	A
Beeinflusste Fläche (CO₂ + Verdrängung salinärer Wässer)	Je größer die durch den geplanten Speicherbetrieb beeinflusste Fläche ist, desto größer wird der Untersuchungs- und Überwachungsaufwand.	A-B
Reservoir (Speicherformation)	Mächtigkeit Die Mächtigkeit eines Reservoirs bestimmt die Injektivität, Druckverteilung und Ausbreitung von CO ₂ im Untergrund mit. Eine sehr geringmächtige Speicherformation vergrößert die durch CO ₂ beanspruchte Fläche und den Untersuchungs- und Überwachungsradius. In Verbindung mit niedriger Permeabilität erhöhen sich die Injektionsdrücke.	B

Tab. 2.10b: Kriterienliste für den vierten Verfahrensschritt

Kriterium	Beschreibung	Gewichtungs- klasse
Reservoir (Speicher- formation)	Porosität Mesozoische Öl- und Gasführende Sandsteine in Deutschland weisen eine Porosität von etwa 15 bis 28% auf. Werte dieser Höhe können in erster Näherung als vorteilhaft für die Speicherung von CO ₂ betrachtet werden, während Werte, die sehr weit darunter liegen (<10%) als eher ungünstig anzusehen sind. Da Porositäten punktuell (Bohrung) ermittelt werden und diese nicht ohne weiteres auf ein großes Gebiet übertragen werden können, müssen in Abhängigkeit von der Geologie und der einzulagernden Menge CO ₂ ggf. weitere Untersuchungsbohrungen niedergebracht werden.	B
	Permeabilität Es ist vorteilhaft, wenn ein Speicher eine hohe Permeabilität aufweist (Beispiel Sleipner mit über 2000 mD), doch können auch geringere Werte durchaus zu einer guten Injektivität führen (Beispiel K12-B in NL 2-200 mD, InSalah Algerien 5 mD). Da Permeabilitäten punktuell (Bohrung) ermittelt werden und diese nicht ohne weiteres auf ein großes Gebiet übertragen werden können, müssen in Abhängigkeit von der Geologie und der einzulagernden Menge CO ₂ ggf. weitere Untersuchungsbohrungen niedergebracht werden.	B
Deckschichten	Mächtigkeit Die Mächtigkeit einer Deckschicht und deren Lithologie bestimmen das Rückhaltevermögen von CO ₂ , und damit die sichere und dauerhafte Einlagerung mit. Eine sehr dünne Deckschicht vergrößert das Risiko des Durchtritts von CO ₂ und dessen Aufstieg in höhere Stockwerke. Von Vorteil sind daher mächtige Deckschichten von mindestens mehreren Zehner Metern, mehrere Deckschichten (Multibarrieren) und/oder die Anwesenheit eines Reserwaquifers.	B
	Permeabilität Für den sicheren und dauerhaften Rückhalt von CO ₂ im Untergrund sind Deckschichten von sehr geringer Permeabilität Grundvoraussetzung.	B
	Kapillarer Schwellendruck Zur Minimierung der Migration von CO ₂ durch eine Deckschicht muss gewährleistet sein, dass der kapillare Schwellendruck unter Berücksichtigung von Toleranzen nicht überschritten wird.	A
	Laterale Ausdehnung Je größer die laterale Ausdehnung desto wirkungsvoller ist eine Deckschicht, da sie auch weiter entfernt vom	B
Mehrbarrieren / Reserwaquifer	Ausbildung Die Deckschicht darf nicht in Bereichen von Störungszonen die als Aufstiegswege für CO ₂ dienen könnten, oder durch den Betrieb geöffnet werden könnten, liegen.	A
	Frac-Druck Der Frac-Druck (Aufbruchdruck) ist der Druck, bei dem ein Riss im Gestein erzeugt wird. Der Frac-Druck muss größer sein, als der maximal zu erwartende Druckanstieg durch den Injektionsbetrieb im Speichergestein.	A
	Mehrere Barrieren erhöhen die Sicherheit des Rückhalts von CO ₂ . Sollte CO ₂ eine Barriere durchdringen, können darüber liegende Barrieren und Reserwaquifer einen weiteren Aufstieg von CO ₂ verhindern.	B
Störungen	Störungen sind ein wesentliches Kriterium bei der Standortsuche. Durchschneiden etwa Störungen die Deckschichten, können Störungen durch den Injektionsbetrieb (durch z.B. Änderungen des Stressfeldes) reaktiviert werden, treten Sole- oder Thermalquellen die auf tief liegende aktive Störungen hinweisen, obertage aus, sollte dieser Standort gemieden werden.	A
Altbohrungen	Zustand, Tiefe, Alter - Ausführliche Details hierzu s. Kapitel 3	A

Die notwendigen Daten und Unterlagen zur Erteilung einer Betriebsgenehmigung basieren im Wesentlichen auf dem Anhang der EU-CCS Richtlinie und sind zu entnehmen.

2.2 Erforderliche fachliche und technische Beiträge in Genehmigungsunterlagen

Die dauerhafte Speicherung von CO₂ im tiefen geologischen Untergrund bedarf neuer Regelungen, da das Bundesberggesetz (BBergG) nur die Nutzung des Untergrundes für die vorübergehende Speicherung von Gasen regelt, CO₂ demgegenüber jedoch dauerhaft im Untergrund verbleiben soll.

Tab. 2.11: CO₂-Einlagerungsprojekt in fünf Intervallen

Intervall	Dauer (Jahre)	Antrag / Genehmigung
Planung	1-2	1. Antrag auf Untersuchung
Untersuchung	2-4	2. Antrag auf Bau und Betrieb
Betrieb	bis zu 50	3. Antrag auf Schließung
Nachsorge 1	30 (+/-)	4. Antrag auf Übergabe
Nachsorge 2	?- 100 -?	

Ein CO₂-Speicherprojekt lässt sich in fünf Intervalle einteilen, wovon das letzte Intervall nicht mehr in der Verantwortung des Betreibers, sondern der des Staates liegt. Diese fünf Intervalle sind mit vier Anträgen und Genehmigungen verknüpft. Die Intervalle können unterschiedlich lange Zeiträume umfassen. Die in Tabelle 2.11 genannten Zeiträume können nur eine Größenordnung angeben, da sie von der Art des jeweiligen Projektes abhängen.

Die Bedingungen für die Genehmigung von Speicherstätten und die Bedingungen für deren Charakterisierung, Überwachung und Schließung sind wesentliche Bestimmungen, um den Schutz der Umwelt zu gewährleisten und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Insbesondere die Bedingungen für die Standortauswahl, Sicherheits- und Risikoanalysen und Überwachung müssen hinreichend detailliert sein, damit von Anfang an ein hohes Umweltschutzniveau und das Vertrauen der Öffentlichkeit gegeben sind.

Die Untersuchungs- und nachfolgende Speichergenehmigung sollte das zentrale Instrument sein, das dafür sorgt, dass die wesentlichen Anforderungen der Richtlinie erfüllt werden und die geologische Speicherung umweltgerecht und sicher durchgeführt wird.

Die zuständigen Behörden der Länder werden für die Genehmigung und den Betrieb von CO₂-Projekten zuständig sein. Im Entwurf des KSp-Gesetzes vom April 2009 waren

zudem eine Reihe weiterer Zuständigkeiten für die Überprüfung und Registrierung von CO₂-Speicherprojekten vorgesehen. In den damaligen Paragraphen § 7 bis § 17 waren die wesentlichen Genehmigungen für Untersuchung, Betrieb und Stilllegung eines CO₂-Speichers (s. Anhang für Kapitel 2-4) vorgesehen. Da das Gesetz bis zur Fertigstellung dieses Berichtes noch nicht verabschiedet worden ist und auch nicht sicher gestellt werden kann, dass diese Paragraphen so in einer überarbeiteten Gesetzesvorlage erhalten bleiben werden, wird im Folgenden auf die EU-CCS Richtlinie zurück gegriffen.

Unabhängig davon könnte ein Pool unabhängiger Experten eingerichtet werden, die als externe Gutachter zu bestimmten Fragestellungen im Genehmigungsprozess hinzu gezogen werden können. Der Prozess könnte in Anlehnung an das UNFCCC-CDM Verfahren erfolgen, bei dem zwei externe Gutachter ein neues Verfahren bewerten. Die Vorteile solch eines Vorgehens liegen auf der Hand: Erhöhung des Vertrauens in den Genehmigungsprozess und in die sichere Speicherung von CO₂ in der Öffentlichkeit.

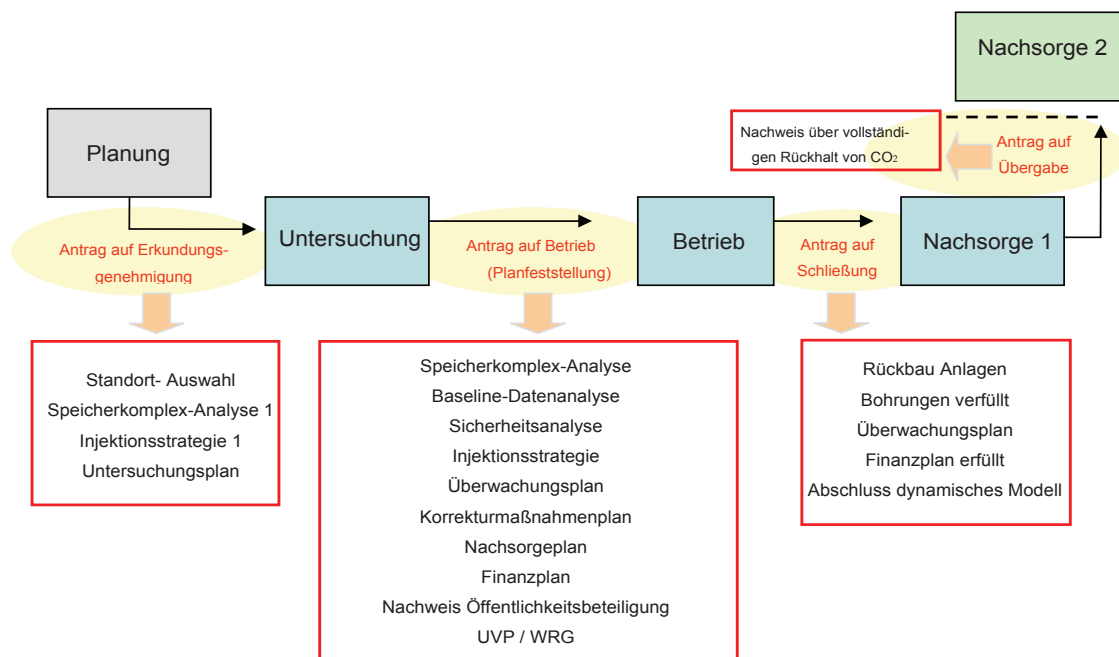


Abb. 2.2: Intervalle eines CO₂-Speicher Projektes nebst notwendiger Anträge und Genehmigungen. Wesentliche Anforderungen für einzelne Anträge sind in rot gerahmten Blöcken angeführt.

Für die CO₂-Speicherung gilt:

- Ein CO₂-Speicher ist so zu planen, auszulegen und zu betreiben, dass der dauerhafte Einschluss des eingelagerten CO₂ sichergestellt ist.

Dies setzt Kenntnis der geologischen Formation, in der der Speicher entwickelt werden soll, und seines geologischen Umfeldes voraus.

Die Eignung des Speichers muss, durch hydraulische und mechanische Integrität nachgewiesen, einen langfristigen, dauerhaften Einschluss sicherstellen.

Keine andere Einrichtung darf die Unversehrtheit des Einschlusses beeinträchtigen.

- Ein CO₂-Speicher ist so zu planen, zu bauen und zu betreiben, dass jede unzulässige Auswirkung auf die Umwelt vermieden wird.

Dies setzt voraus, dass die den Speicher umgebenden Formationen erfasst und ihre wesentlichen Eigenschaften bestimmt wurden, und dass sie hinreichend geschützt werden. Mittel- bis langfristige Prozesse müssen untersucht, mögliche Risiken minimiert sein.

- Ein CO₂-Speicher ist so zu planen, zu bauen, zu betreiben und Instand zu halten, dass er keine unzulässige Gefährdung für die Sicherheit der Beschäftigten und der Öffentlichkeit darstellt.

Zusätzlich zu den üblichen, für vergleichbare Industrieanlagen geltenden Sicherheitsregeln und Empfehlungen sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um die Gefahren und Folgen von plötzlichen Gasausbrüchen (Blowouts) und Leckagen zu verhindern / zu vermindern.

Um sicherzustellen, dass die obigen Empfehlungen erfüllt werden, sind geeignete Überwachungssysteme und -verfahren auf Basis von Risikoanalysen einzuführen.

Die eingereichten Informationen werden nach ihrer Qualität bewertet. Die Konsistenz der Informationen und Daten müssen miteinander verglichen werden. Entscheidungen sollten nur getroffen werden, wenn eine ausreichend hohe Datenqualität sichergestellt ist oder wenn bei unsicheren Daten mehrere Ansätze und Quellen dieselbe Aussage treffen.

Auf Basis der grundsätzlichen Prinzipien bedarf es für jedes Speicher-Intervall (Planung, Untersuchung, Betrieb, Nachsorge) unterschiedlicher Anforderungen und Beiträge in Genehmigungsunterlagen, die im Folgenden beschrieben werden.

Wichtige, durch die Einlagerung von CO₂ berührte deutsche, europäische und internationale Gesetze, Richtlinien und Abkommen sind in den Anhängen 1 bis 3 beschrieben.

2.2.1 Planung / Voruntersuchung

Ziel: Antrag auf Erkundungsgenehmigung

Ausgangslage: Ausgangslage: Momentan beginnt die Planung mit einer industriellen Anlage mit CO₂-Abscheidung. Die Menge des zu speichernden CO₂ wird abgeschätzt, der Speicherbedarf ermittelt und die Suche nach einem geeigneten Speicherstandort beginnt³.

³ Denkbar wäre auch der andere Weg: Es werden Speicher vorbereitet ohne dass eine Quelle involviert ist. Quellen erwerben später Zugang zu den Speichern.

Sehr häufig werden die zur Verfügung stehenden geologischen Daten nicht ausreichen, einen potenziellen Speicher/Speicherkomplex bereits während der Planungsphase hinreichend zu charakterisieren. Dies gilt insbesondere für saline Aquifere. Für die Gewinnung weiterer Informationen zur Bewertung des Standortes auf seine Eignung zur dauerhaften sicheren Einlagerung von CO₂ bedarf es deshalb einer intensiven Erkundung und diese einer Genehmigung.

Eine Erkundung sollte deshalb bereits über das ursächliche Ziel der Bewertung einer Eignung hinausgehen und Informationen und Daten für einen möglichen zukünftigen Betrieb generieren. Die dafür vorgesehenen Untersuchungen werden im Standorterkundungsprogramm dargelegt.

2.2.1.1 Inhalt eines Antrags auf Erkundung

Allgemein:

- Name und Anschrift des Antragstellers und, falls nicht identisch, der untersuchenden Firma
- Nachweis der technischen Kompetenz des Antragstellers oder der untersuchenden Firma
- Nachweis der finanziellen Leistungsfähigkeit

Standort:

- ggf. Liste möglicher Speicherkomplexe und Begründung zur Auswahl des Untersuchungsobjektes
- Kartographische Darstellung und Begründung der beantragten Feldesgröße zur Untersuchung
- Geologisches Vorprofil

Erkundungsplan:

- Charakterisierung der Speicherstätte, des Speicherkomplexes nach Maßgabe der vorhandenen Daten
- Standorterkundungsprogramm: Darstellung notwendiger Untersuchungen (Bohrung, erstes Baseline-Monitoring, einzusetzende Technologien) mit Begründung
- Zeitplan und Zeitraum der Standorterkundung

Das Arbeitsprogramm ergibt sich entsprechend Anlage 1 der EU-CCS Richtlinie. In diesem wird gefordert, Datenmaterial zu sammeln, das ausreicht, um für die Speicherstätte und den Speicherkomplex ein statisches, volumetrisches und dynamisches dreidimensionales (3-D) Erdmodell zu erstellen, das das Deckgestein und das Nebengestein einschließlich der hydraulisch verbundenen Gebiete einschließt. Auf Grundlage der durch das Untersuchungsprogramm gewonnenen Erkenntnisse sind der potenzielle CO₂-Speicher und der Speicherkomplex auf ihre Eignung für eine langzeitsichere Speicherung hin zu charakterisieren und zu bewerten.

2.2.1.2 Erläuterung der Antragsinhalte

Standort:

Begründung zur Wahl des Untersuchungsgebietes soweit bekannt und abschätzbar:

- Eignungsliste - die Auswahl eines Standortes für eine Detailuntersuchung ist zu begründen. Gründe für die Auswahl können zum Beispiel die Anzahl alter Bohrlöcher, die Nähe zur CO₂-Quelle, gute Infrastruktur, Größe der geologischen Struktur, Verhältnis geplante Speichermenge zu Speichergröße, sein. Vorrangig ist ein Standort mit voraussichtlich guter Speicherkapazität und geringem Sicherheits-(Leckage)-Risiko,
- Lageplan des Speichers: topographische Karte in geeignetem Maßstab mit voraussichtlicher Speicherfläche, Lage vorhandener Bohrungen, geplanter Bohrungen, Leitungstrassen, mögliche CO₂-Pipelinetrassen, Luftbilder und Karten mit Infrastruktur und Bebauung, Bevölkerungsdichte, Naturschutzgebiete und Trinkwasserschutzgebiete,
- Angabe der wesentlichen Auswahlgründe im Hinblick auf mögliche Umweltauswirkungen des Vorhabens,
- Mögliche Wechselwirkungen mit anderen Tätigkeiten im Untersuchungsgebiet bzw. mit dem durch die geplante Injektionstätigkeit voraussichtlich beeinflussten Gebiet (z.B. Bergbau, Produktion und Lagerung von Kohlenwasserstoffen oder anderen Substanzen, geothermische Nutzung von Aquiferen, CO₂-Speicher),
- Öffentlichkeitsbeteiligung: Einwilligung der durch die geplante Erkundung betroffenen Anwohner, Informationen über Vorgespräche (lokal, kommunal) zur Abschätzung möglicher Akzeptanz des Projektes.

Eine Bekanntgabe gegenüber einem Grundstückseigentümer oder sonstigen Nutzungsberechtigten zum Untersuchungsbeginn reicht nach Meinung der Autoren im Hinblick auf Transparenz und Vertrauensbildung in der Bevölkerung für ein Projekt nicht

aus. Im Sinne vorausschauender Planungen und Erhöhung der Akzeptanz sollte die Öffentlichkeit vorab genauer über Sinn und Zweck der Untersuchung und der Möglichkeit einer zukünftigen CO₂-Einlagerung in ihrer Region informiert werden.

Erkundungsplan:

Zur Erstellung eines Erkundungsplans bedarf es einer Übersicht über vorhandene Daten und Informationen über die potenzielle CO₂-Quelle, insbesondere der Menge CO₂ die eingelagert werden soll:

- Charakterisierung des Speicherkomplexes,
- Übersicht der Datenlage (was ist an Informationen bereits vorhanden),
- Art (Lithologie, Genese, Bindemittel) der Formationen (Speicher- und Deckschichten),
- Geometrische Merkmale (Struktur, Mächtigkeit, regionale Ausdehnung),
- Existierende Bohrungen und Bohrinformationen (Name der Bohrung, Zustand: offen oder versiegelt, Horizont, Bohrteufe, Messdaten),
- Hydrogeologie (Vorkommen von süßem Grundwasser und Austrittspunkte / Quellen),
- Reservoirtechnologie (einschließlich Druck- und Temperaturbedingungen, kapillarer Schwellendruck, Druck-Volumenverhalten als Funktion der Injektivität der Formation),
- Geochemie (Zusammensetzung salinärer Wässer im Reservoir, Lösungsgeschwindigkeit, Mineralisierungsgeschwindigkeit, Chemie Grundwasser),
- Geomechanik (Permeabilität, Frac-Druck),
- Seismologie (Bewertung des Potenzials für induzierte Erdbeben),
- Vorhandensein und Bedingung natürlicher und anthropogener Wege, die als Leckagewege dienen könnten,
- Hydraulische Eigenschaften (Fließregime).

Die aufgeführten Punkte dienen als Checkliste und als Grundlage für das sich daraus ableitende Untersuchungsprogramm.

Ziel der Datenerhebung:

- Bewertung der Datenlage zur Erstellung eines Erkundungsplans.

- Erstellung eines ersten statischen Modells mit Angabe der Unsicherheiten (bezogen auf die Datenlage) sofern genügend Daten bereits zur Verfügung stehen.
- Im Falle von Öl- oder Gasfeldern sind darüber hinaus ein Abriss der historischen Entwicklung der Lagerstättenproduktion und Speicherentwicklung, Bohrkampagnen, relevante Betriebsphasen, gegebenenfalls Auflistung von Unregelmäßigkeiten die auf eine Schwächung der Speicherintegrität schließen lassen, zu liefern.

Die vorhandenen Daten werden den für eine Speichergenehmigung notwendigen Daten gegenüber gestellt. Aus den fehlenden und den mit großer Unsicherheit behafteten Daten lassen sich die notwendigen Untersuchungen (wie auch Anzahl und Standort benötigter Bohrungen, Ermittlung von Baseline-Daten, einzusetzende Technologien) ableiten. Die geplanten Untersuchungen sind im Detail aufzuführen, mögliche Risiken zu bewerten und zu begründen.

Die zu ermittelnden Basisdaten dienen als Referenzwerte für den Eignungsnachweis und die Sicherheitsbewertung des Speichers und sind entsprechend sorgfältig und umfassend zu erstellen. Nachfolgende Überwachungsprogramme bauen auf den Basisdaten auf. Gegebenenfalls notwendig werdende Detailmessungen, die sich erst aus der Analyse der durchgeführten Untersuchungsprogramme ergeben, müssen bis zum Antrag auf Betrieb beigebracht werden.

Grundsätzlich notwendig für die Erkundung sind:

Seismische Aufnahmen zur Bestimmung der Struktur der betreffenden geologischen Schichten, insbesondere zur Abschätzung/Präzisierung der Teufe und Mächtigkeit des Speichergesteins und des Deckgebirges unter Einbeziehung von Bohrungen.

Bohrkerne liefern weitere geologische Informationen (Abfolge von der Erdoberfläche bis zur Speicherschicht). Bohrkerne der Deckschicht liefern Aussagen über dessen Dichte. Kerne des Speichergesteins werden für petrophysikalische und geochemische Messungen heran gezogen. Diese Daten liegen bei der geplanten Nutzung von Öl- und Gaslagerstätten zumeist vor, müssen für saline Aquifere aufgrund fehlender Daten jedoch auf jeden Fall erhoben werden.

Tab. 2.12a: Übersicht über zu ermittelnde Baseline-Daten, mögliche Untersuchungsmethoden und speicherrelevante Aussagen, die generiert werden können.

Baseline-Daten	Untersuchungsmethoden	Aussagen über
Charakterisierung Speicherkomplex / geologisches Modell	<ul style="list-style-type: none"> 2/D3D-Seismik, Bohrdaten (Log, Kern, Test), Permeabilität, Porosität, Messung Kopfdruck, Reservoidruck einschließlich natürlicher Druckschwankungen, Geothermie, Mineralogie und Petrologie Elektromagnetik, Gravimetrie 	<ul style="list-style-type: none"> Struktur, Größe, Teufe, Lithologie des Speicherkomplexes Veränderungen durch die CO₂-Injektion CO₂-Plume Löslichkeit, Mineralreaktionen, Veränderungen, Injektivität Speicherkapazität Sicherheit
Geomechanik	<ul style="list-style-type: none"> Frac-Druck 	<ul style="list-style-type: none"> Integrität des Speichers Injektionsstrategie
Hydrogeologie	<ul style="list-style-type: none"> Brunnen, Pegel 	<ul style="list-style-type: none"> Fließrichtung, Löslichkeiten, mögliche Aufstiegswege / Kontamination Beeinflusstes Gebiet (Druckausbreitung) Langzeitsicherheit
Bodengas im Bereich: <ul style="list-style-type: none"> Geplante Bohrungen, Altbohrungen Schwächestellen, Störungszonen Ungestörte Referenzgebiete (ggf. unterschiedliche Bodenbedeckung, -nutzung beachten) 	<ul style="list-style-type: none"> CO₂, CH₄, N₂, O₂, Rn (Störungen), Schwermetalle Messung natürliche Varianz, saisonaler Gang über 2 Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> "Grundrauschen" Bodenluft in Abhängigkeit der Jahreszeit (T, Feuchte, Bewuchs, etc) Leckage von Speicher-CO₂ Auspressen von (biogener) Bodenluft (CO₂, CH₄) durch Druckaufbau während Betrieb
Geochemie: <ul style="list-style-type: none"> Formationswasser Speicher Grundwasser in überlagernden Schichten Quellwasser, Brunnen Stehende Gewässer 	<ul style="list-style-type: none"> pH-Wert, Salinität, CO₂, O₂, Schwermetalle (z.B. As, Pb, Hg), H₂S, elektrische Leitfähigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Leckage von CO₂, Verdrängung von salinaren Wässern in Grundwasserbereiche [CO₂-Gehalte im GW bis zu 200 mg/l können auf natürliche biogene Produktion zurück geführt werden]
Erdbeben / Auftreten von Mikroerdbeben	<ul style="list-style-type: none"> Sichtung vorhandener Datenbanken, Seismik 	<ul style="list-style-type: none"> Mikroerdbeben ausgelöst durch Injektion (Druckaufbau / -entlastung)
Oberfläche	<ul style="list-style-type: none"> Satelliten- (oder Flugzeug) gestützte Fernerkundung, Interferometrie (InSAR) PSI (Persistent Scattering Interferometrie) 	<ul style="list-style-type: none"> Bodenbewegungen (Hebung) durch Injektion (Druckaufbau)
Grundwasserspiegel	<ul style="list-style-type: none"> Flache Bohrung 	<ul style="list-style-type: none"> Schwankungen des GW-Spiegels (hilfreich für Interpretation Bodenluftdaten)

Tab. 2.12b: Übersicht über zu ermittelnde Baseline-Daten, mögliche Untersuchungsmethoden und speicherrelevante Aussagen, die generiert werden können.

Baseline-Daten	Untersuchungsmethoden	Aussagen über
<ul style="list-style-type: none"> Vorkommen und Zustand von Altbohrungen 	<ul style="list-style-type: none"> Bohrberichte, Verfüllungsberichte 	<ul style="list-style-type: none"> Leckagerisiko
<ul style="list-style-type: none"> Störungen 	<ul style="list-style-type: none"> Infrarot Remote sensing evt. Biomarker: Verbreitung von Salzflora 	<ul style="list-style-type: none"> Nachweis von Fluidbewegungen, die auf durchlässige Störungen deuten können.
<ul style="list-style-type: none"> Neotektonik 	<ul style="list-style-type: none"> Seismik 	<ul style="list-style-type: none"> Nachweis von Störungsbewegungen oder rezente Salztektonik
<ul style="list-style-type: none"> Wirtschaftlichkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Projektkosten, Entwicklung CO₂-Preis 	<ul style="list-style-type: none"> Projektentscheidung
<ul style="list-style-type: none"> Öffentlichkeitsbeteiligung 	<ul style="list-style-type: none"> Informationsveranstaltungen, Umfragen 	<ul style="list-style-type: none"> Akzeptanzentwicklung

Eine Bewertung der Umweltverträglichkeit und eine Risikoabschätzung der geplanten Untersuchungsmethoden müssen ebenfalls beigebracht werden. Besonderes Augenmerk ist mittels einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) auf die Schutzgüter Mensch, Natur / Ökosysteme, Trinkwasser zu legen.

Genehmigung:

Die Genehmigung für die Erkundung wird gemäß EU-CCS Richtlinie für einen definierten Bereich (Komplex) in Abhängigkeit der geplanten / notwendigen Erkundungsmethoden für einen begrenzten Zeitraum von maximal vier Jahren erteilt. Über den Fortgang der Erkundungen ist jährlich Bericht zu erstatten. Ein Widerruf der Genehmigung kann bei Nichtbeginn der Untersuchungen nach zwei Jahren erfolgen.

Die Untersuchung erlaubt die Beurteilung potenzieller Speicherkomplexe nach spezifischen Verfahren, die auch Tätigkeiten wie die Erstellung geologischer Gutachten durch geophysikalische oder geochemische Untersuchungen und Bohrungen umfasst, mit denen geologische Daten in der potenziellen Lagerstätte und ihrer Umgebung (dem sogenannten Speicherkomplex) erhoben werden sollen.

2.2.2 Hauptuntersuchung

Ziel: Antrag auf CO₂-Einlagerungsgenehmigung / Betrieb (Planfeststellung)

Die Erkundung eines Speicherkomplexes (s. Beschreibung Punkt 1 – „Voruntersuchung“) liefert die notwendigen Daten für die Bewertung eines Speichers auf seine Eignung für die dauerhafte und sichere Einlagerung von CO₂. Im Falle eines positiven Ergebnisses erfolgt ein Antrag auf Betrieb, also Einlagerung von CO₂, in Form eines Antrages auf Erteilung eines Planfeststellungsbeschlusses. Die dafür notwendigen Angaben sind wie folgt zusammen gefasst.

2.2.2.1 Antrag auf Betrieb CO₂-Einlagerung (EU-CCS Richtlinie 2008)

Allgemein:

- Name und Anschrift des Antragstellers und, falls nicht identisch, des potenziellen Betreibers,
- Nachweis der technischen Kompetenz des Antragstellers oder des potenziellen Betreibers,

- Angabe, ob Errichtung und Betrieb beantragt werden, oder ob eine wesentliche Änderung beantragt wird.

Standort:

- Genaue Bezeichnung des CO₂-Speichers und des Speicherkomplexes und die genaue Eintragung in einer Karte mit geeignetem Maßstab,
- Beschreibung der Anlage sowie der verwendeten Technologien,
- Injektionsstrategie: Gesamtmenge CO₂, die injiziert und gespeichert werden soll, sowie die voraussichtlichen Quellen und Transportverfahren, Zusammensetzung der CO₂-Ströme und Injektionsraten und -drücke,
- Angaben über die zu erwartende Entwicklung im Speicherkomplex, die Lösung und Freisetzung von Stoffen und die Verdrängung von Formationswasser während und nach der Injektion,
- voraussichtlicher Betriebsbeginn,
- Dokumentation erstellter Baseline-Daten.

Weitere Nachweise:

- Sicherheitsnachweis,
- Überwachungskonzept,
- Stilllegungs- und Nachsorgekonzept,
- Vorschlag Korrekturmaßnahmenplan,
- Sonstige nach UVP erforderliche Unterlagen.^{4, 5, 6}

⁴ (85/337/EWG) Richtlinie des Rates vom 27. Juni 1985 über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten.

⁵ Eine Umweltverträglichkeitsprüfung sowie ein Planfeststellungsverfahren müssen in jedem Fall dann erfolgen, wenn gem. § 1 Ziff. 8 der UVP-Verordnung zum Bergbau die Bohrung über 1.000 m Teufe entweder in Naturschutzgebieten oder in Vogelschutz- bzw. Fauna-Flora-Habitat-Gebieten (Richtlinie 79/409/EWG, 92/34/EWG) durchgeführt werden soll.

⁶ (2003/35/EG) Richtlinie vom 26. Mai 2003 über die Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Ausarbeitung bestimmter umweltbezogener Pläne und Programme; sowie „Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in der Fassung vom 25.06.2005 (BGBl. I S. 1757, 2797), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2470)“

Die EU-CCS Richtlinie sieht vor, dass Antragsteller mit der Einreichung eines Antrags auf Speicherbetrieb hinreichende Finanzmittel – in Form einer finanziellen Sicherheit oder in gleichwertiger Form – hinterlegen, um sicherzustellen, dass allen Verpflichtungen, die sich aus der gemäß dieser Richtlinie erteilten Genehmigung ergeben, einschließlich der Verfahren zur Speicherschließung und der Nachsorgevorkehrungen, sowie den Verpflichtungen, die sich aus der Einbeziehung in die Richtlinie 2003/87/EG ergeben, nachgekommen werden kann.

Die Charakterisierung und Bewertung des Speicherkomplexes erfolgt gemäß Artikel 4 der EU-CCS Richtlinie (s. Anhang für Kapitel 1-3). Sie wird anhand der in Anlage 1 der Richtlinie dargelegten Kriterien in drei Stufen: Datenerhebung - Modellerstellung – Risikobewertung, vorgenommen. Abweichungen von einem oder mehreren dieser Kriterien sind zulässig, sofern die Eignung der Charakterisierung und Bewertung für die Bestimmungen gemäß Artikel 4 EU-CCS Richtlinie nicht beeinträchtigt wird.

Die oben genannten Angaben stellen eine wesentliche Grundlage für die Gliederung eines Antrages dar. Bei jedem Speicherprojekt sollte diese Liste überprüft und den Erfordernissen des Standortes und der Datenlage sowie dem Kenntnisstand angepasst werden. Anpassung ist notwendig, da mit der CO₂-Speicherung Neuland betreten wird und mit jedem Projekt neue Erkenntnisse erwartet werden können.

Die vorzulegende Expertise muss die oben genannten Informationen in einem Bericht nachvollziehbar beschreiben, der durch entsprechende Anlagen, Abbildungen, Grafiken usw. zu untermauern ist. Neben dem Bericht sollten die Unterlagen vorzugsweise digital in einem abzustimmenden Datenformat zu übermittelt werden. Hierzu bedarf es der Rückkopplung mit der Europäischen Kommission. Ein gemeinsames Format scheint notwendig, insbesondere im Hinblick auf mögliche grenzüberschreitende Speicherprojekte.

2.2.2.2 Erläuterung der Antragsinhalte

Standort:

In Vorbereitung der Speicherung sind alle Daten über die Speicherformation und deren Abdeckhorizonte zu präzisieren. Folgende Daten (METZ et al. 2005) und Informationen sind zu erbringen und im Hinblick auf Speichersicherheit und zu erwartender Speicherentwicklung zu bewerten:

- Seismische Profile über das Gebiet von Interesse, bevorzugt in 3D oder kleinräumige 2D-Profile,
- Strukturkontur-Karten des Speicherkomplexes, des Reservoirs, der Deckschichten und Grundwasser führender Schichten,

- Detail-Karten der strukturellen Grenzen der Falle, in der sich CO₂ ansammelt speziell potentieller Spillpoints,
- Karten mit den voraussichtlichen Wegsamkeiten entlang derer CO₂ sich vom Injektionspunkt fortbewegt,
- Dokumentation und Karten mit vorhanden Störungen und Klufforientierungen,
- Fazieskarten, die laterale Faziesänderungen in Speicher- und Deckschichten aufzeigen,
- Bohrkern- und Bohrkleinproben von Speicher- und Deckschichten,
- Bohrlogs, bevorzugter Datensatz bestehend aus geologischen, geophysikalischen und technischen Logs,
- Fluid-Analysen und Tests aus Bohrproben und Produktionstest,
- Öl- und Gasproduktionsdaten (bei CO₂-Einlagerung in Öl- oder Gasfeldern),
- Drucktests zur Messung der Permeabilität von Speicher- und Deckschichten,
- Petrophysikalische Messungen, inklusive Porosität, Permeabilität, Mineralogie/Petrographie, Kapazität der Deckschicht, Druck, Temperatur, Salinität und Gesteinsprüfung Druckfestigkeit im Labor,
- Druck, Temperatur, Salzgehalt (Cl⁻) des Wassers,
- In situ Stress Analyse zur Bestimmung potenzieller Reaktivierung von Störungszonen zur Identifizierung des maximal zulässigen (nachhaltigen) Porenfluiddruckes während der Injektion in Bezug auf Speicher, Deckschicht und Störungen,
- Hydrodynamische Analysen zur Identifikation der Stärke und Richtung von Fluidbewegungen, hydraulische Interkonnektivität der einzelnen Formationen, Druckaufbau und räumliche Ausdehnung, oder Druckrückgang in Zusammenhang mit Öl- und Gasproduktion,
- Seismologische Daten, geomorphologische Daten und tektonische Beobachtungen als Indikator für neotektonische Aktivität.

Es ist der gesamte tektonische Bauplan zu dokumentieren. Speziell sind alle Störungssysteme zu bewerten, die an der Oberfläche austreichen oder auch nur in den Bereich der Grundwasserleiter gehen. Soweit vorhanden sind rezente Stressdaten einzubeziehen, um die Dichtheit von Störungen bewerten zu können. Bei störungsbegrenzten Strukturen ist zu untersuchen, wie sich eine Hebung durch CO₂ auf die Störung auswirkt.

Die Daten dienen unter anderem dazu, ein Vorhersagemodell für das Systemverhalten des Speichers zu ermitteln. Dazu zählen Informationen über die präzisierte Speicherkapazität, Reservoirdruck, sowie minimal und maximal mögliche Injektionsraten und -drücke dargestellt in Reservoir-Simulationen.

Abschließend werden der Speicherkomplex und eine Sicherheitszone festgelegt: Diese beinhalten sowohl den direkt durch die geplante CO₂-Injektion und Schichtwasserumverteilung betroffenen Raum, als auch den durch Druckanstieg im weiteren Umfeld beeinflussten Raum.

Beschreibung der Anlage

Bohrplan: Angaben zu Anzahl, Standort, Teufe, technische Ausrüstung der nötigen Injektionsbohrungen, vertretbare Injektionsraten, Injektionsintervalle, Formation, Überwachungsbohrungen (Informationen darüber ob erweiterbar, sollten weitere Quellen / CO₂-Mengen hinzu kommen).

Als problematisch ist die technische Ausrüstung der Injektionsbohrungen anzusehen. Bei Anforderungen für die sichere Einlagerung über Zeiträume größer 1.000 Jahre liegen keinerlei Erfahrungswerte vor. Dies betrifft sowohl CO₂ und H₂CO₃ resistenten Beton für die Bohrlochzementierung als auch CO₂, und H₂CO₃ resistenten Stahl für die Rohrtouren selbst.

Injektionsstrategie

Aus den petrophysikalischen Daten der Reservoircharakteristik wird eine Injektionsstrategie abgeleitet. Sie basiert auf den Angaben zur Speicherintegrität und beinhaltet die Anzahl der nötigen Injektionsbohrungen, die vertretbaren Injektionsraten und -mengen und Injektionsintervalle.

- Herkunft des zu speichernden CO₂,
- Entfernung zu der / den CO₂-Quelle(n),
- Gesamtmenge CO₂ und Gesamtzeitraum der Einlagerungsaktivität;
- Injektionsraten und Eigenschaften des CO₂,
- Zusammensetzung des CO₂-Stroms
- a. der unterschiedlichen Quellen, ggfs. fossil-biogenen Anteils,
- b. Angaben zu Spurenstoffen (z.B. Sauerstoff) sowie deren Risikopotenzial.

Entwicklung des Speicherkomplexes - Modellierungen

Statisches Modell

Mit den vorhandenen und durch die Untersuchung generierten Daten werden mithilfe von computergestützten Reservoirsimulatoren dreidimensionale statische geologische Modelle des geplanten Speicherkomplexes erstellt. Der maximale abgebildete Radius hängt vom durch die geplante Injektion beeinflussten Gebiet ab. Zu prüfen sind mögliche konkurrierende Nutzungen. Dies können auch weitere CO₂-Speicherstätten sein. Potenzielle Druckwechselwirkungen aller Stätten sind zu prüfen und zu bewerten. Das statische Modell charakterisiert den Komplex mithilfe der vorhandenen Daten in Bezug auf

- die geologische Struktur (Kontur, Spillpoints),
- geomechanische, geochemische und hydraulische Eigenschaften des Reservoirs,
- Das Vorhandensein von Störungen incl. Bohrungen, Verwerfungen oder Rissen und Verschluss von Verwerfungen/Rissen im gesamten Komplex, da diese als Aufstiegsbahnen für Schichtwässer nach Druckerhöhung durch CO₂-Injektion dienen könnten,
- Gesteinsschichten über der Speicherstätte (Deckgestein, Verschlüsse, poröse und permeable Horizonte),
- räumliche und vertikale Ausdehnung der Speicherformation; Mächtigkeit und Teufe,
- Porenraumvolumen (einschließlich Porositätsverteilung, Permeabilität, Kapillardruck),
- jedes andere wichtige Merkmal.

Zur Bewertung der Unsicherheit, mit der jeder zur Modellierung herangezogene Parameter behaftet ist, werden für jeden genutzten und noch fehlenden Parameter geeignete Konfidenzgrenzen entwickelt. Außerdem wird beurteilt, inwiefern das Modell selbst mit Unsicherheit behaftet ist.

Dynamisches Modell

Zusätzlich zum statischen Modell wird eine dynamische Modellierung vorgenommen, die die Entwicklung des Speicherkomplexes (Ausbreitung CO₂-Plume, Druckentwicklung und Druckverteilung, Verhalten von Störungszonen, Größe der beeinflussten Region, Schichtwasserbewegung) über die Zeit darstellt. Zur Klärung der Frage wohin das Wasser fließt, können regionale hydrologische Modelle unter Einbeziehung der regionalen Störungssysteme hinzugezogen werden.

Stellt sich heraus, dass die durch den vorgesehenen Speicherbetrieb beeinflusste Region größer ist als Daten vorhanden sind, muss eine erweiterte Nachuntersuchung erfolgen und der zur Nutzung anvisierte Speicherkomplex erweitert werden. Im Fall von mehr als einer Speicherstätte innerhalb einer hydraulischen Einheit sind die potenziellen Druckwechselwirkungen beider Stätten zu modellieren und zu bewerten.

Baseline-Daten

Die im Antrag auf Untersuchungsgenehmigung beantragten Arbeiten zur Ermittlung von Baseline-Daten werden in einem Report zusammengefasst. Wurden beantragte Arbeiten nicht durchgeführt, oder die Arbeiten um nicht genehmigungspflichtige Maßnahmen erweitert, so ist dies zu begründen.

Befinden sich Altbohrungen im beantragten Einlagerungsgebiet sind diese im Hinblick auf den Zustand der Altbohrungen zu beschreiben und Maßnahmen zum Erhalt der Sicherheit vorzuschlagen. Gegebenenfalls sind die Verfüllungen durch CO₂-resistenten Zement zu ersetzen (Details zu Altbohrungen, s. Kap 3).

Sicherheitsnachweis

Die Sicherheit der Speicherung ist nachzuweisen. Ein Projekt wird gemäß EU-CCS Richtlinie bewilligt, wenn unter den vorgeschlagenen Nutzungsbedingungen kein wesentliches Leckagerisiko besteht und wenn wesentliche negative Auswirkungen auf die Umwelt oder die Gesundheit unwahrscheinlich sind. Mögliche Leckagewege sind aufzuzeigen, die Wahrscheinlichkeit ihres Auftretens und deren Folgen mit Hilfe einer Risikoanalyse abzuschätzen. Im Sicherheitsnachweis sind auch geeignete Maßnahmen zur Verhütung und Beseitigung von Leckagen und erheblichen Unregelmäßigkeiten zu beschreiben. (s. Kap. 4)

Wenn nicht genügend Informationen für eine gewissenhafte Risikobewertung vorliegen, sollte die Behörde zunächst die noch erforderlichen Informationen verlangen, bevor über eine Genehmigung entschieden wird. Wenn ein Projekt negative Folgen für die menschliche Gesundheit oder erhebliche Beeinträchtigungen die Umwelt mit sich bringt, sollte eine Genehmigung grundsätzlich nicht erteilt werden.

Überwachungs-, Nachsorge- und Korrekturmaßnahmenplan

Ein Überwachungsplan basiert auf der Risikoanalyse und den lokalen geologischen Verhältnissen, der eingelagerten Menge CO₂ und der Entwicklung des Speicherkomplexes über die Zeit. Der Überwachungsplan muss daher alle 5 Jahre aktualisiert und der Genehmigungsbehörde unterbreitet werden. Für die Speichergenehmigung wird ein Überwachungsplan benötigt, der erst einmal aus den aktuellen geologischen Verhältnissen, der geplanten Injektionsstrategie, und der Risikoanalyse abgeleitet wird. Es gilt, mögliche

Leckagen frühzeitig zu erkennen und zu beheben, bevor Grundwasser, Mensch und Natur geschädigt werden. Auf Basis der Speicheranalyse werden potenzielle Unregelmäßigkeiten oder Leckagewege diskutiert, die Wahrscheinlichkeit des Eintretens solcher Ereignisse bewertet. Unabhängig vom Wahrscheinlichkeitsgrad werden Maßnahmen zur Verhütung von Leckagen und erheblichen Unregelmäßigkeiten insbesondere unter Berücksichtigung von Risiken durch gelöste Stoffe und die Verdrängung von Formationswasser festgelegt. Im Rahmen des Emissionshandels besteht ebenfalls eine Überwachungs- und Berichtspflicht.

Der Überwachungsplan besteht aus drei Teilen, der Überwachung während des Injektionsbetriebes, Überwachung nach Beendigung der Injektionsphase (so genannte Nachsorge Phase 1 - Betreiber, und Phase 2 - Behörde), sowie ein Abriss über den Umgang mit Unregelmäßigkeiten (Korrekturmaßnahmeplan). Die Überwachungspläne sind kontinuierlich zu überprüfen und anzupassen. Sie sind spätestens alle fünf Jahre der zuständigen Behörde vorzulegen (s. Kap. 5).

Sonstige nach Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderliche Unterlagen

Umweltverträglichkeitsprüfung:

Erforderlich sind Angaben zur Feststellung und Beurteilung der Hauptauswirkungen, die das Projekt voraussichtlich auf die Umwelt haben wird. Dies kann mit einer Risikoanalyse erfolgen. Im Sinne einer Umweltverträglichkeitsprüfung müssen Betreiber die Maßnahmen beschreiben, mit denen nachteilige Auswirkungen des beantragten CO₂-Speicherprojektes vermieden, verringert und soweit möglich ausgeglichen werden können.

Öffentlichkeitsbeteiligung:

Integraler Bestandteil eines Planfeststellungsverfahrens ist eine breite Öffentlichkeitsbeteiligung. Die Öffentlichkeit umfasst Meinungsbildner aus Politik, Medien, Forschung, Organisationen, sowie die lokale Bevölkerung, die von dem Projekt direkt (Standort der Bohrungen und Messpunkten, Pipelinetrasse, andere Transportmittel) betroffen ist.

Wasserrechtliche Genehmigung:

Das Wasserhaushaltsgesetz besagt, dass Stoffe nur so gelagert oder abgelagert werden dürfen, dass eine schädliche Verunreinigung des Grundwassers oder eine sonstige nachteilige Veränderung seiner Eigenschaften nicht zu besorgen ist. Bei Antragstellung ist nachzuweisen, dass die Einlagerung von CO₂ in geologischen Formationen nicht zu einer Schädigung des Grundwassers führt, sei es durch CO₂ selbst, durch verdrängte saline Wässer, oder Veränderung des Grundwasserregimes durch Druckerhöhung.

Genehmigung:

Die Genehmigung für den Betrieb eines CO₂-Speichers wird für einen definierten Bereich (Komplex), für eine definierte CO₂-Menge und -Quelle über eine definierte Zeit erteilt. Die Genehmigungsbehörde entscheidet über den Umgang mit Altbohrungen auf Basis der Antragsdaten. Wenn ein Projekt erhebliche Folgen für die menschliche Gesundheit oder die Umwelt mit sich bringt, soll eine Genehmigung grundsätzlich nicht erteilt werden. Änderungen der CO₂-Zulieferung müssen angezeigt und bewilligt werden. Sämtliche Unregelmäßigkeiten oder Leckagen sind sofort anzuzeigen. Geeignete Korrekturmaßnahmen sind zu melden und sofort zu ergreifen. Die Korrekturmaßnahmen werden auf der Grundlage eines Maßnahmenplans getroffen, der der zuständigen Behörde vorgelegt und von dieser genehmigt wurde. Mit Beginn des Betriebes wird eine Berichtspflicht bestehen, auf deren Inhalte hier nicht eingegangen wird.

2.2.3 Betriebsende

Ziel: Antrag auf Schließung (Stilllegung):

- Inhalt des Antrags auf Schließungsgenehmigung,
- Grund der Schließung,
- Vorlage eines Stilllegungs- und Nachsorgekonzeptes,
- Nachweis finanzieller Sicherheit.

Das Stilllegungs- und Nachsorgekonzept besteht aus dem aktualisierten Sicherheitsnachweis und einem aktualisierten Überwachungskonzept. Dieses stützt sich auf die Daten, die im Laufe der Durchführung des Überwachungsplans während des Betriebes generiert und modelliert wurden.

- Nach der Schließung einer Speicherstätte bleibt der Betreiber so lange für die Wartung, Überwachung, Kontrolle, Berichterstattung und Abhilfemaßnahmen verantwortlich, bis die Verantwortung für die Speicherstätte der zuständigen Behörde übertragen wird.

2.2.4 Nachsorge

Ziel: Antrag auf Übergabe

Inhalt des Antrags auf Übergabegenehmigung:

- Finanzielle Verpflichtungen sind erfüllt,

- Die Speicherstätte wurde abgedichtet und Injektionsanlagen abgebaut,
- Der Betreiber erstellt einen Report in dem die oben genannten Aspekte berücksichtigt werden. Zusätzlich muss nachgewiesen werden, dass sich das tatsächliche Verhalten des injizierten CO₂ mit seinem modellierten Verhalten deckt,
- keine Leckagen feststellbar oder in Zukunft zu erwarten sind,
- die Speicherstätte den Zustand langfristiger Stabilität erreichen wird.
- Alle verfügbaren Fakten weisen darauf hin, dass das gespeicherte CO₂ vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird. Eine von der zuständigen Behörde festzulegende Mindestfrist ist verstrichen. Eine Verkürzung ist auf Antrag denkbar, wenn nachgewiesen werden kann, dass das erst genannte Kriterium vor Ablauf dieser Frist erfüllt wurde. Eine Verlängerung ist anders herum ebenfalls möglich, wenn eine Langzeitsicherheit nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden kann. Das Thema Sicherheit und Langzeitsicherheit wird in Kapitel 4 diskutiert.

3 Bewertung der Dichtigkeit verfüllter Altbohrungen

Bearbeiter: F. H. Weinlich, F. May

Die Dichtigkeit von Altbohrungen ist Voraussetzung für die sichere und umweltverträgliche Speicherung von CO₂⁷. Das Ziel der Dichtigkeitsbewertung von Altbohrungen ist der Schutz von Mensch, Umwelt und Klima vor nachteiligen Auswirkungen des Austritts von CO₂, oder schädlichen Fluiden des Untergrundes aus undichten Bohrungen aufgrund einer Speichertätigkeit.

Die erste Einschätzung der Dichtigkeit von Altbohrungen erfolgt bei der Vorauswahl möglicher Standorte. Dabei sind die Risiken oder der Aufwand zur Sicherung von Altbohrungen nur ein Kriterium welches bei der Standortauswahl berücksichtigt wird.

Eine Bewertung von Altbohrungen erfolgt aufgrund vorhandener Daten, die aufgrund des Alters vieler Bohrungen häufig nicht vollständig oder ausreichend sein werden. Diese Bewertung erfordert über die Auswertung der vorhandenen Daten hinaus eine Risikoanalyse, die auf Leckage- oder Störfallszenarien aufbaut und u.a. mit numerischen Simulationen Aussagen zur Wahrscheinlichkeit und zur Schwere der Auswirkungen

⁷ In der EU-CCS Richtlinie beträgt diese Mindestfrist 20 Jahre. In Deutschland wurde 2009 ein Mindestzeitraum von 30 Jahren diskutiert.

von Leckagen ermöglicht. Die Methodik der Risikoanalyse ist nicht Gegenstand dieses Berichtes, ebenso wie der Nachweis der Dichtigkeit in einem Genehmigungsverfahren, wozu gegebenenfalls zusätzliche Messungen zur Überwachung und Überprüfung von Bohrungen und deren Aufwältigung und erneute Verfüllung erforderlich sein können.

3.1 Technischer Zustand der Bohrungen

Vorbetrachtung

Gegenstand dieses Berichts sind aufgegebenen Altbohrungen, die verfüllt, nicht mehr befahrbar sind und aus der Bergaufsicht entlassen wurden (s. Kap. 4). Neue Injektionsbohrungen, für die die neueste Technologie einsetzbar ist oder offene Bohrungen die noch befahrbar und für Bohrlochmessung (BLM) sowie Reparaturarbeiten zugänglich sind, sind nicht Gegenstand der Betrachtung.

Die Einschätzung der Dichtigkeit von aufgegebenen Bohrungen kann momentan nicht abschließend bewertet werden. Es gibt bisher keine allgemein anerkannte Praxis zum Umgang mit Altbohrungen bei der CO₂-Speicherung. Die Erarbeitung von Vorschlägen wie bei der Beantragung mit CO₂-Speichern mit alten Bohrungen zu verfahren ist, ist deshalb weltweit Gegenstand verschiedener Forschungsvorhaben und internationaler Arbeitsgruppen (3rd Wellbore Integrity Network Meeting, Santa Fe, 2007, 4th Wellbore Integrity Network Meeting, Paris, 2008, 5th Wellbore Integrity Network Meeting, Calgary, Canada). Allein in Deutschland laufen zu dieser Thematik mehrere Forschungsprojekte (u.a. Prof. Dr. K.M. Reinicke, TU Clausthal; Prof. Dr. F. Schmidt-Döhl, TU Hamburg-Harburg; Dipl.-Chem. U. Lubenau, DBI GTI gGmbH Freiberg).

Grundsätzlich sind beim Herangehen an die Problematik der Dichtheit verfüllter Altbohrungen zwischen dem, eventuell nur unzureichend bekannten, technischen Zustand einer Altbohrung und der Bedeutung der betreffenden Bohrung für die Dichtheit eines potentiellen CO₂-Speichers zu unterscheiden. Zur Einschätzung der technischen Dichtheit verfüllter Bohrungen werden die vollständigen Dokumentationen aller an der betreffenden Bohrung je durchgeführten Arbeiten benötigt. Umfangreiche Überlegungen dazu sind von REINICKE (2007, 2009) publiziert worden.

Von besonderer Bedeutung für die Beurteilung sind alle Dokumentationen, die die technisch ordnungsgemäße Abdichtung der Bohrung zum Gestein belegen. Die Dokumentation beginnt mit den Verrohrungs- und Zementationsprotokollen (den dazu gehörigen Nachweisen des Erfolges) und der während des Abteufens durchgeführten Arbeiten und endet mit den Verfüllungsprotokollen und deren Prüfberichten.

Sollten diese Dokumentationen unvollständig sein, so dass eine Einschätzung nicht sicher erfolgen kann oder Mängel in den ausgeführten Arbeiten offensichtlich werden, ist zu prüfen ob die betreffende Bohrung aufgewältigt und neu verfüllt werden muss. Diese Einschätzung ist für jede Bohrung separat vorzunehmen.

Kriterien, nach denen seitens der Genehmigungsbehörden (eventuell Bergämter) eine Entscheidung über die technische Dichtheit einer Altbohrung ohne Aufwältigung gefällt werden könnte, wären folgende:

3.1.1 Formale Grundinformationen zur Bohrung

Name der Bohrung:

Der vormalige Eigentümer muss bekannt sein, um beispielsweise für Schäden aufgrund von unsachgemäßer Verfahrensweise entsprechend der bei der Verfüllung geltenden Rechtsvorschriften haften zu können.

Zeitpunkt des Abteufens:

Der Zeitpunkt des Abteufens ist ein Anhaltspunkt für den Stand der eingesetzten Technik beim Abteufen und der Verrohrung der betreffenden Bohrung.

Endteufe und erreichte Formation:

Erreichte die Bohrung das zu betrachtende Reservoir bzw. deren Abdeckgesteine oder kann die Bohrung bei der Bewertung des Speicherreservoirs vernachlässigt werden, da sie zu flach war.

Bohransatzpunkt:

Die heutige Umgebung der Bohrung: ist der Bohrplatz in der Nähe zu Verkehrswegen und Schutzgebieten oder wurde der Bohrplatz mit Wohnsiedlungen überbaut.

Wenn sich Altbohrungen, die das Speicherreservoir oder deren Abdecker durchteuften, in neu errichteten Wohnsiedlungen befinden, könnte dies zum Ausschlusskriterium für die gesamte Struktur werden, wenn kein Nachweis der Dichtheit der Bohrungen erbracht werden kann. Mit der Rundverfügung „Überbauung von verfüllten Bohrungen“ vom 29. Juni 1982 legte das Oberbergamt fest, dass in einem Abstand von weniger als 5 m von Erd- und Erdgasbohrungen, die in Förderung gestanden haben, eine Überbauung grundsätzlich nicht zugelassen werden sollte, um spätere Aufwältigungen und Neuverfüllungen zu ermöglichen. Der daraus resultierende nicht überbaute Bereich kann allerdings zum Aufbau einer Bohranlage zu gering bemessen sein.

Auch Altbohrungen im hydraulisch beeinflussten Umfeld des Speichers, die nicht den Abdecker des Reservoirs erreichten, könnten bei Fluidmigration durch das Abdeckgestein und über Störungen oder durch verdrängtes Schichtwasser zum Problem werden und sind daher mit in die Bewertung einzubeziehen.

Altbohrungen in später überbauten Gebieten (Siedlungen, Industrieanlagen, Verkehrswege) sind in der Risikobewertung kritisch zu betrachten, denn dort gibt es zu viele Störquellen für eine sichere geophysikalische Lokalisierung und eingeschränkte Möglichkeiten für eine Aufwältigung der Bohrungen. Die Sicherheit der Bevölkerung stellt hohe Anforderungen an den Sicherheitsnachweis für Altbohrungen in solchen Gebieten (Abb. 3.1).

Schutzgebiete an der Erdoberfläche haben keinen primären Einfluss auf die Bewertung der Dichtigkeit von Altbohrungen. Sie sind aber bei der Analyse der Risiken für Schutzgüter mit zu berücksichtigen und sind daher hier auch aufgeführt.



Abb. 3.1: Altbohrungen in einer neuen Einfamilienhaussiedlung in Nienhagen bei Celle. Die Straßenführung folgt hier vermutlich dem Verlauf der alten Feldbahnen, so dass die verfüllten Bohrungen in den Privatgrundstücken stehen (pers. Mitt. A. BARTECZKO 2009). Quelle: LBEG, Hannover, cardo.map

Zeitraum des Offenhaltens der Fördersonden und Beobachtungsbohrungen:

Der Zeitraum des Offenhaltens ist besonders relevant für Fördersonden und Beobachtungsbohrungen – je länger eine Bohrung offen stand, umso länger war die Rohrtour innen, da außen zementiert, der Korrosion durch mineralisierte Schichtwässer ausgesetzt. Das Risiko der Undichtheit steigt somit an. Im Gegensatz dazu wurden nicht fündige Bohrungen in der Regel sofort verfüllt.

3.1.2 Bohrtechnische Detailinformationen

Angaben über Verlauf der Bohrarbeiten und Zementierung:

Für eine CO₂-Speicherung notwendige Dokumentationen über die Bohrlochkonstruktion beinhalten unter anderem Informationen über die Anzahl der Rohrtouren im oberflächennahen Bereich, Reparaturen bei eventuellen Havarien, Veränderungen des Ausbaus und Ablenkungen der Bohrung. Bohrungen sollten ohne Probleme abgeteuft worden sein, um als sicher eingeschätzt werden zu können. Beispielsweise können dokumentierte Spülungsverluste auf ausgekolkte Kavernen hindeuten, die schwierig zu zementieren sind und somit Leckagepfade durch das bohrlochnahe Gebirge darstellen können.

Verrohrungsdokumentation:

Alle Ringräume müssen zementiert sein. Der Nachweis eines zentrierten Einbaus der Rohrtouren und präzise Angaben über die Verrohrung, speziell in Horizonten mit plastischen Gesteinen (Salz) erlaubt Rückschlüsse auf eine vollständige, lückenlose Zementation des Ringraums. Eventuelle Schwierigkeiten beim Absetzen der Rohrtouren können später auch Probleme bei der Zementation nach sich gezogen haben. Die mechanischen und chemischen Eigenschaften der eingesetzten Stahlsorte sollten bekannt sein, beispielsweise für Korrosionsabschätzungen.

Zementierungsprotokolle:

Zur Beurteilung der Dichtigkeit müssen die verwendete Zementsorte, die Zuschlagsstoffe und Laboruntersuchungen zur Festigkeit der eingesetzten Rezeptur vorliegen. Die eigentlichen Rezepturen sind Firmengeheimnis und daher schwer zugänglich. Im Westen Deutschlands sind bei neueren Bohrungen nur API zugelassene Zemente verwendet worden. Im Osten wurde Sulfat resistenter Portlandzement eingesetzt. Neben der Zementzusammensetzung müssen die Durchführung der Zementation einschließlich vorhergehender Arbeiten zur Entfernung von Spülungsresten oder Oberflächenbehandlungen der Rohre dokumentiert sein, um die Anbindung des Zements mit dem Gebirge und der Verrohrung beurteilen zu können.

Geophysikalische Bohrlochlogs und Zementationsnachweise

Zu den Logs, die zur Einschätzung eines erfolgreichen, zentrierten Rohrtoureinbaus benötigt werden, gehören die vor der Zementation gemessenen Bohrlochabweichungen (Deviation log) und das Kaliberlog (Caliper log). Dabei gibt die Neigungsmessung der Bohrung Auskunft über kritische „Knicke“ (doglegs) im Bohrungsverlauf, die zu keinem zentrierten Einbau geführt haben könnten.

Die Zementanbindung an die Rohrtour kann durch geophysikalische Bohrlochlogs wie: Cement Bond Log (CBL) oder akustische Logs (sonic und ultrasonic) erfolgen. Diese

müssen über die gesamte Teufe vorliegen und die Eichparameter der eingesetzten Geräte müssen dokumentiert sein.

Ändern sich bei Bohrungen mit länger andauernder Förderung die Förderbedingungen und Drücke, sollte auch für den Zeitpunkt vor der Verfüllung ein CBL vorliegen.

Wandstärkemessungen dokumentieren das Ausmaß der Abnutzung und Korrosion der Verrohrung.

Die Auswertung von Temperaturmessungen kann ebenfalls Hinweise für die Abschätzung der Bohrungsdichtigkeit ergeben. Korrosionsraten sind proportional zur Temperatur. Das Einpressen kalter Fracfluide kann Spannungen erzeugt haben.

Abdrückprüfungen:

Zur Prüfung der Dichtigkeit von Verrohrungen werden in der Arbeitsschutz- und Brandschutzverordnung (ABAO 126) seit 1960 Abdrückprüfungen vorgeschrieben. Je nach Druckverlust sind die Verrohrung als dicht, oder undicht anzusehen (s. Kap. 7).

3.1.3 Produktionszeitraum der Bohrung, Dokumentationen über die Produktion

Betriebsplan und Förderbuch:

Gemäß § 51 BBergG und z.B. BVOT 1981 für Niedersachsen § 19 (Verrohrung und Zementation) u. § 139 bzw. der ABAO 126/2, § 3 und § 15 (Zechenbuch) für den Osten Deutschlands muss ein Betriebsplan zur Einstellung des Betriebes vorliegen. Darin sind alle wesentlichen technischen Ausführungen enthalten. Im Förderbuch sind alle Angaben über die Dauer, Menge und Art der geförderten Fluide dokumentiert. Daraus können Rückschlüsse auf die Korrosion und die Abnutzung der Verrohrung gezogen werden.

Druckgeschichte:

Die Zeiträume der Förderung müssen bekannt sein, da es bei intermittierender Förderung zu Druckunterschieden kommt, die ein wiederholtes Ausdehnen und Zusammenziehen der Rohrtouren (Ballooning und Deballooning) bewirken. Dadurch kann die Bindung zwischen Zement und Casing aufreißen und Undichtigkeiten entstehen.

Zur Minimierung dieser eventuellen Möglichkeit wurden die einzubauenden Rohrtouren sandgestrahlt um mit rauer Oberfläche eine bessere Zementbindung zu unterstützen. Diese Behandlung sollte als Vorkehrung gegen Undichtigkeiten dokumentiert sein. Andererseits wird die Selbstheilung von Rissen im Verbund Stahl-Zement durch Mineralneubildung

beschrieben. Bei nicht fündigen Bohrungen ist nicht mit Ballooning zu rechnen, da nicht gefördert wurde. Es ist andererseits aber nicht generell davon auszugehen, dass alle Förderbohrungen Risse aufweisen, die sich ansonsten in Ringraumdrücken äußern müssten. Ohne Kenntnis der tatsächlichen Belastungen der Bohrungen sind daher keine allgemeinen Aussagen möglich.

Intensivierungen:

Wurden Förderhorizonte zur Verbesserung des Zuflusses zur Bohrung gefract oder die Rohrtouren perforiert, so müssen diese Bereiche sicher abgedichtet worden sein und sowohl die Intensivierungen als auch der Erfolg der Abdichtung dokumentiert sein.

Wurden Chemikalien, insbesondere Säuren zur Behandlung der Bohrung eingesetzt, kann dies die Korrosion von Stahl und Zement begünstigt haben.

Fluide:

Die Zusammensetzung der Lagerstättenfluide (Gas, Öl, Sole) muss bekannt sein, da diese Einfluss auf die Korrosion haben. Die Dauer der Einwirkung dieser Fluide auf die Bohrung ist bei der Bewertung mit zu betrachten.

Initialer und End-Druck der Lagerstätte:

Der Enddruck ausgeförderter Kohlenwasserstofflagerstätten, bei dem die Verfüllung erfolgte, kann erheblich unter dem ursprünglichen Druck liegen. Steigt der Druck auf die verfüllten Bohrungen infolge der CO₂-Speicherung wieder an, sind die Druckänderungen bei der Betrachtung der Dichtigkeit zu berücksichtigen.

Technischen Auffälligkeiten:

Alle technischen Auffälligkeiten, die dokumentiert wurden sind in einer abschließenden Dichtheitsbewertung mit zu betrachten. Dazu zählen zum Beispiel unkontrollierte Wassereinbrüche, Ringraumdrücke etc.

Bei älteren Bohrungen kann sich durch Undichtheit ein Ringraumdruck aufgebaut haben. Durch Ablassen des Drucks und nachfolgender Druckaufbaumessung ist das Maß der Undichtheit abschätzbar.

Bei abgebauten Öllagerstätten verursachen Undichtigkeiten an Bohrungen nicht unbedingt Ringraumdrücke. Diese können unter Umständen erst dann auftreten wenn Gas im Untergrund gespeichert wird.

Ferner ist zu beachten, dass Gas oder Wasser auch in größerer Entfernung von einer undichten Bohrung austreten können und nicht zwangsläufig in der näheren Umgebung der Bohrung nachweisbar sein müssen.

Interferenzen zwischen Sonden:

Die Interferenz zwischen Sonden ist nicht direkt bei der Bewertung einer einzelnen Altbohrung zu berücksichtigen. Sie zeigen aber potenzielle Wegsamkeiten für CO₂ im Untergrund an und sind daher in Risikoanalysen mit zu betrachten.

Nichtfündige Bohrungen:

Bohrungen ohne Produktion wurden in der Regel sofort verfüllt, wenn sie nicht als Beobachtungssonden vorgesehen waren. Die Bohrungen waren keinen Belastungen durch die Produktion ausgesetzt und die Verrohrung war nur kurze Zeit der Korrosion ausgesetzt, was als vorteilhaft bei der Bewertung der Dichtigkeit anzusehen ist.

3.1.4 Geologie des Deckgebirges

Stratigraphie des durchteuften Deckgebirges

Die Abfolge der Förderhorizonte, der Deckschichten und weiterer Kluft- und Porenspeicher sowie Aquitarde im Deckgebirge muss bekannt sein um Leckageszenarien zu untersuchen. Die Gesteine die das Bohrloch umgeben, sowie deren Wechsellagerungen müssen bekannt sein, da deren mechanisches Verhalten direkten Einfluss auf die Zementation hat. Zonen erhöhter Klüftigkeit sind schwierig zu zementieren. Durch den Bohrprozess selbst kann das durchteufte Gestein zerrüttet werden. In sehr bröckeligem Gestein, wie z.B. dem Steinmergelkeuper (Arnstadt Formation), dürfte eine Anbindung der Zementierung an das Gestein erschwert sein.

Salzhorizonte und Tongesteine dichten bedingt durch deren Plastizität zusätzlich ab, können aber auch zum Kollaps der Verrohrung („Casing Collapse“) führen und bei Wechsellagerungen mit kompetenteren Gesteinen eine durchgehende Zementation erschweren.

Störungen:

In zerrütteten Störungszonen ist die erfolgreiche Zementation erschwert. Erbohrte Störungen können den Aufstieg von Fluiden im Falle von Havarien begünstigen, wie z.B. im Fall des Ethen-Speichers in Bad Lauchstädt.

3.1.5 Art der Bohrlochaufgabe

Zur Einschätzung der Sicherheit sind die Bedingungen zu berücksichtigen, unter denen eine Bohrung verfüllt wurde.

Standard:

Bohrungen die ohne jede technische Komplikation abgeteuft wurden, die entsprechend der geltenden Bergvorschriften, nach Standardprozedur, d.h. ohne Komplikationen und gemäß der geltenden Verfüllungsrichtlinie verfüllt wurden, sollten hinsichtlich ihrer Dichtigkeit kein Problem darstellen.

Nicht-Standard:

Bohrungen, die nach technischen Komplikationen, wie z.B. anhaltenden Ringraumdrücken, mit Produktionsresten, nach Casingkollaps, oder mit „Fish in Hole“ (abgebrochene Gesteige oder Rohre im Loch) nicht nach Standardprozedur eingestellt und verfüllt wurden, sind kritisch zu bewerten. Traten diese technischen Probleme allerdings unterhalb des Speicherreservoirs auf und ist die Bohrung in den darüber liegenden Horizonten einschließlich des Speichers ordnungsgemäß verfüllt, dürften diese technischen Relikte keine Rolle spielen.

3.1.6 Verfüllung

Verfüllungsprotokolle:

Die Verfüllungsprotokolle sollten vollständig sein und alle Dokumentationen über Art und Weise der Zementation enthalten:

- Lage und Stärke der Zementbrücken, Angaben zur Druckzementation von Perforationshorizonten,
- eingesetztes Zwischenmaterial, z.B. verfüllt mit Ton oder mit Spülung, inklusive der Spülungsdichte und Zusammensetzung
- die Kontrollmessungen und Abtastprotokolle der Zementköpfe im Bohrloch,
- Bohrlochbilder nach der Verfüllung müssen vorliegen, da diese die Grundlage der Bergbehörden für die Entlassung aus der Bergaufsicht bildeten.

Tab. 3.1: Checkliste zur Einschätzung der Integrität verfüllter Altbohrungen für CO₂-Speicherung

Kriterienkatalog	
Checkliste zur Einschätzung der Integrität verfüllter Altbohrungen für CO₂-Speicherung	
1. Grundinformationen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Name der Bohrung, Eigentümer oder vormaliger Eigentümer ○ Zeitpunkt des Abteufens ○ Teufe, durchteuftes geologisches Profil ○ Bohransatzpunkt und heutige Einbettung – überbaut in Ortschaft, Nähe zu Verkehrswegen, Schutzgebieten ○ Zeitraum des Ofenhaltens der Bohrung – Fördersonde, Beobachtungsbohrung
2. Bohrtechnische Detailinformationen	<p>Angaben über den Verlauf Bohrarbeiten und Zementierung</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Bohrlochkonstruktion <ul style="list-style-type: none"> - Verrohrungskonstruktion, Reparaturen, Veränderungen, Ablenkungen ○ Verrohrungsdokumentation, speziell in Bereichen mit plastischem Gebirge (Salz) <ul style="list-style-type: none"> - verwendetes Material und eingesetzte Stahlsorte, - Schwierigkeiten beim Absetzen der Rohrtouren, ○ Zementierungsprotokolle, inkl. der verwendeten Zementsorte und Laboruntersuchungen zur Festigkeit der eingesetzten Rezeptur ○ Geophysikalische Bohrchlogs, über gesamte Teufe <ul style="list-style-type: none"> - Akustisches Cement Bond Log CBL, incl. der Eichparameter der eingesetzten Geräte - Kaliberlog, Wandstärkenmessungen, Bohrlochabweichungsmessung - Abdrückprüfungen
3. Produktionszeitraum	<ul style="list-style-type: none"> ○ Betriebsplan und Förderbuch gemäß BVOT § 19 u. § 139, bzw. ABAO 126/2§ 3 u. § 15 <ul style="list-style-type: none"> - Dokumentationen über Produktion, Intensivierungen, Fracs, Perforationshorizonte - Analysen der Reservoirfluide, - initialer und End-Lagerstättendruck, Interferenzen mit anderen Sonden - Berichte über technische Auffälligkeiten, z.B. Ringraumdrücke ○ Nicht-fündige Bohrung ohne Produktion
4. Geologie des Deckgebirges,	<ul style="list-style-type: none"> ○ Geologie des Deckgebirges, plastische Horizonte, Zonen erhöhter Klüftigkeit, Zerrüttungszonen, Störungen
5. Art der Bohrlochaufgabe	<ul style="list-style-type: none"> ○ Standard ohne Probleme oder nach technischen Problemen (z.B. Produktionsreste, Casingkollaps, Fish in hole)
6. Verfüllung	<ul style="list-style-type: none"> ○ Verfüllungsprotokolle <ul style="list-style-type: none"> - Art und Weise der Zementation, Druckzementation in Perforationshorizonten - Art und Lage der Zementbrücken, Zwischenmaterial (Spülung, Dichte), Kontrollmessungen, - Abtastprotokolle, Bohrlochbild nach Verfüllung ○ Zeitpunkt der Verfüllung, <ul style="list-style-type: none"> - geltende Rechtsvorschriften und Verfüllungsordnungen.

Zeitpunkt der Verfüllung:

Der Zeitpunkt der Verfüllung gibt Auskunft nach welchen Rechtsvorschriften und Verfüllungsordnungen die Bohrungen verfüllt worden sind.

Ob Bohrungen, die nach älteren Verfüllungsvorschriften sachgemäß verfüllt wurden, den heute geforderten Sicherheitsstandards für die Speicherung von CO₂ genügen wird in Kap. 4 diskutiert.

3.1.7 Verfügbarkeit von Bohrlochmessungen

Die in der Kriterienliste genannten, zur Einschätzung der Dichtheit von Altbohrungen benötigten geophysikalischen Verfahren waren erst sehr spät, gemessen an der Bohrtätigkeit in Deutschland, verfügbar. Wenn kein Austritt von Fluiden nach dem Verschluss einer Bohrung festgestellt wurde, galt die Zementation als erfolgreich; ohne jedoch den Erfolg über die gesamte Länge der zementierten Bereiche nachweisen zu können. Dies macht eine Einschätzung älterer Bohrungen problematisch.

Als früheste Methode zur Neigungsmessungen in Bohrlöchern wurde das sog. „acid bottle“ Verfahren eingesetzt, das seit ca. 1870 im Bergbau verwendet wurde. Es basiert auf einem mit Flusssäure gefüllten Glasbehälter, in dem nach ca. 30 min Verweilzeit die Flusssäure einen Ätzring hinterlässt. Seit ca. 1930 standen photomechanische und andere „single shot“ Verfahren zur Neigungsmessung zur Verfügung (INGLIS 1988).

Das erste Cement Bond Log (CBL) wurde in den späten 50er Jahren entwickelt (NELSON & GUILLOT 2006). Bei Schlumberger gab es das erste CBL seit 1957 (pers. mündl. Mitt. F. KLOAS, 2009). Das alternative Ultrasonic pulse-echo log, das analoge Ergebnisse liefert, wurde erst Ende der 60er Jahre entwickelt (NELSON & GUILLOT 2006).

Das Kaliberlog konnte seit Anfang der 50er Jahre eingesetzt werden. Eine Eigenentwicklung des CBL war erst seit 1967 verfügbar und wurde seit 1968 routinemäßig eingesetzt (LEHNERT et al. (2007)).

3.1.8 Verfügbarkeit erforderlicher Unterlagen

Die archivierten Bohrakten zu den einzelnen Bohrungen des Oberbergamtes Clausthal, bzw. LBEG Hannover beinhalten weniger Angaben, als für eine Dichtheitsbewertung für die CO₂-Speicherung notwendig wäre. Die folgende Tabelle zeigt Angaben aus zwei beispielhaften Verfüllungszeiträumen:

Die entsprechenden Logs zur Einschätzung der Bohrungsintegrität befinden sich im Besitz der ehemaligen Eigentümer der Bohrungen, sollten jedoch bei der Einschätzung der Dichtigkeit mit herangezogen werden.

Tab. 3.2: Gemäß Verfüllungsrichtlinien zu archivierende Unterlagen

Verfüllung 1970-79	Verfüllung 2007
Unterlagen zur Bohrgenehmigung Betriebsplan Teilverfüllung, beinhaltend: - Kurzprofil - Verrohrung - Teilverfüllungsplan - Bohrlochbild Bericht über seismische Geschwindigkeitsmessung	Betriebsplan - Verrohrung - Bohrlochabweichungslog Geophonversenkung/VSP, Q-Borehole Survey Report Schlumberger Zero Offset VSP Survey zur Ermittlung seismischer Geschwindigkeiten Bohrlochbild geologisches Profil Standard Survey Report Bohrlochabweichung Verfüllungsbericht Betriebsplan für die Restverfüllung - nur Zementbrücken enthaltend - Bohrlochbild - Verfüllungsbericht Übergabe des Bohrplatzes

3.2 Offene rechtliche Fragen

Die Bergämter besitzen die Basisdaten der Bohrungen: Lokation, Teufe, Neigung, Komplettierung und das Verfüllungsschema. Die Bohrlochlogs sind im Besitz der ehemaligen Bohrungseigentümer.

Mit der Beendigung der Bergaufsicht gemäß § 69 Abs. 2 Bundesberggesetz endet auch grundsätzlich die Zuständigkeit der Bergbehörde für eine Bohrung. Das Ende der Bergaufsicht tritt ein, wenn „nach allgemeiner Erfahrung nicht mehr damit zu rechnen ist, dass durch den Betrieb Gefahren für die in der Vorschrift genannten Rechtsgüter eintreten werden“ (Rundverfügung LBEG Clausthal-Zellerfeld 02/04 – A II a 5.1 – XXIX, 13.10.2004, Verfügung vom 15.08.1984 – 11.1 – 34/83 – W 5000.2.18 – X; 1.1 der Sammlung der Rundverfügungen).

Das Ende der Bergaufsicht ist nicht von einem konstitutiven Verwaltungsakt abhängig, sondern ergibt sich unmittelbar aus dem Gesetz, d.h. die Bergaufsicht besteht, wenn und solange der gesetzliche Tatbestand des § 69 BBergG erfüllt ist, nämlich eine unter Bergaufsicht fallende Tätigkeit ausgeübt wird oder eine entsprechende Einrichtung vorhanden ist.

In den Verfüllungsrichtlinien des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld wird seit 1973 allerdings gefordert: „Das Bohrloch muss so verfüllt werden, dass eine spätere Nutzung des Untergrundes zur Gewinnung von Bodenschätzen, von Wasser oder zur Speicherung⁸ möglich ist.

Mit einer nachträglichen Druckerhöhung durch Tiefenspeicherung von z.B. CO₂ werden aber gerade die Druckbedingungen geändert, die zur Entlassung aus der Bergaufsicht führten. Dies dürfte heute zu Komplikationen führen, da mit dieser Passage in den o.g. Clausthaler Verfüllungsrichtlinien sicher nicht eine potentielle CO₂-Speicherung Dekaden später gemeint sein kann.

Mit der Beendigung der Bergaufsicht gemäß § 69 Abs. 2 Bundesberggesetz unterliegt eine Bohrung nicht mehr dem Bergrecht sondern dem allgemeinen Gefahrenabwehrrecht. Aufgrund der Bedeutung dieser Unterlagen für nachfolgende Nutzungen des Untergrundes sollte geprüft werden, ob die Bohrungsunterlagen nach dem Ablauf der Aufbewahrungspflicht nicht von den Bergbehörden übernommen werden sollten. In diesem Zusammenhang sollten auch das Eigentumsrecht an den Bohrlochlogs diskutiert werden, insbesondere wenn die Bohrung nicht mehr mit bergbaulichen Aktivitäten des Eigentümers in Zusammenhang steht. Derzeit erfordert die Bewertung von Altbohrungen, dass ein CO₂-Speicherbetreiber die Rechte an den Bohrlochlogs erwerben muss – so der ehemalige Bohrungseigentümer noch im Besitz dieser Dokumentationen ist.

3.3 Die Verfüllungsverordnungen für Tiefbohrungen in Deutschland

Die Verfüllungspraxis von Bohrungen sollte den zum Zeitpunkt der Verfüllung geltenden Verordnungen entsprechen. In der folgenden Zusammenstellung sind die rechtlichen Bestimmungen zur Verfüllung von Tiefbohrungen in Deutschland seit 1904 dargestellt; beginnend mit den preußischen Bergpolizeivorschriften, den Arbeitsschutzanordnungen der ehem. DDR und den Vorschriften der Bundesrepublik Deutschland am Beispiel der Richtlinien des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld.

Bewertende Kommentare zu einzelnen Zeitabschnitten sind in kursiver Schrift hervorgehoben. Zur besseren Übersicht ist die Art der bildlichen Darstellungen besonderer Verfüllstrecken der Verfüllungsrichtlinien des Oberbergamt Clausthal-Zellerfeld 1987 bzw. 1998 auch auf ältere Vorschriften übertragen worden (s. Anhang/Anlagen).

⁸ Unter Speicherung im Sinne dieser Richtlinie ist auch eine Deponie zu verstehen

Tiefbohr- u. Verfüllungsverordnungen in Deutschland

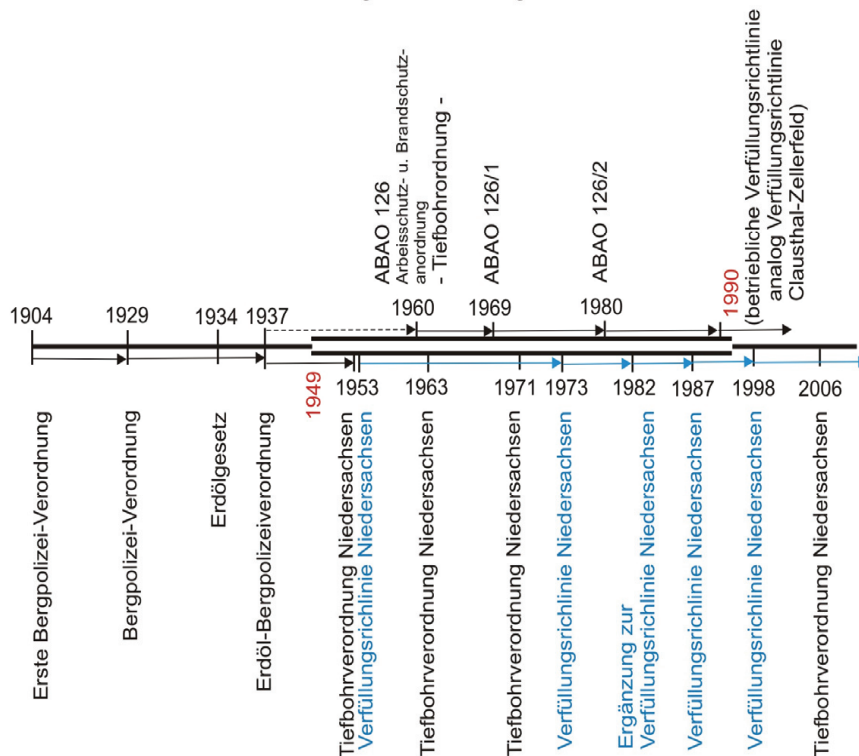


Abb. 3.2: Tiefbohrordnungen und Verfüllungsrichtlinien in Deutschland

Nachdem die Aufsicht der Bergbehörden gemäß des preußischen Berggesetzes vom 24. Juni 1865 per Gesetz vom 26. Juni 1904 auf die Gewinnung von Erdöl durch Bohrungen ausgedehnt wurde (Gesetzsammlung für die preußischen Staaten, Nr. 14), erließ das Oberbergamt Clausthal am **1. Dez. 1904** die erste „Tiefbohrverordnung“ als Bergpolizei-Verordnung für die Betriebe zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl.

Darin wurde erstmalig unter § 39 festgeschrieben, dass wasserführende Horizonte durch Verrohrung abzudichten sind um die erdölführenden Schichten vor Verwässerung zu schützen. Die Verwendung genieteteter Rohre war dabei ausgeschlossen.

Aufgebende Bohrungen sollten (§ 40), wenn das Ziehen der Verrohrung beabsichtigt war, mit „geeigneten Materialien wasserdicht verfüllt“ werden. Für die Verfüllung waren dem Bergrevierbeamten das geologische Profil und der Verfüllungsplan zur Genehmigung vorzulegen. Des Weiteren waren die markscheiderische Einmessung und das Bohrlochbild, ein geologisches Profil und das Verrohrungsschema einzureichen (§ 49).

Eine Regelung, Bohrungen zu verfüllen, bei denen die Verrohrung nicht gezogen wurde, existierte nicht. Ebenso fehlen Vorschriften über die Art des Verfüllungsmaterials in nicht wasserführenden Schichten. Weiterhin gibt es keine Forderungen zum Bohrlochabschluss zur Erdoberfläche.

In der nachfolgenden Bergpolizeiverordnung vom **11. Jan. 1929** ist die Bestimmung über die Abdichtung wasserführender Horizonte zum Schutz der Erdöllagerstätte gegen Verwässerung übernommen worden. Unter § 47 ist aber zum ersten Mal festgelegt, dass auflässige Bohrungen in jedem Fall zu verfüllen sind, unabhängig davon, ob die Verrohrung gezogen wurde oder nicht. Die Verfüllung durfte nur nach den vom „Bergbeamten erteilten Verfüllungsvorschriften erfolgen“. Auch konnte die Verfüllung von Bohrlöchern nunmehr seitens des Bergamtes angeordnet werden. Für das Ziehen der Verrohrung war die Genehmigung des Bergamtes einzuholen (§ 45).

Art und Beschaffenheit des Verfüllmaterials ist in dieser Bergpolizeiverordnung nicht festgelegt, dürfte sich aber an die Bestimmung von 1904 anlehnen, wonach wasserdicht zu verfüllen ist. Die markscheiderische Einmessung, das Bohrlochbild, das geologische Profil und das Verrohrungsschema waren einzureichen (§§ 64-66).

Da zu dieser Zeit, bis 1934, noch jeder Grundeigentümer, als Gerechsamter, selbständig auf seinem Grund und Boden nach Erdöl suchen durfte, schrieb § 48 vor, dass zur Deckung der Verfüllungskosten vor Beginn der Bohrarbeiten „eine angemessenen Sicherheit bei der Oberbergamtskasse zu hinterlegen“ ist.

Das Recht zum Aufsuchen von Erdöl ging erst **1934** mit der Erdölgesetz an den Staat über. Von 1934-1944 erfolgte das sogenannte Reichsbohrprogramm. Unter der Regie des Deutschen Reiches erfolgte eine verstärkte Suche nach Erdöl (Gesetz über die Durchforschung des Reichgebietes nach nutzbaren Rohstoffen, RGBI I, S. 1223), (KOCKEL, 2005). Die Unterlagen der Bohrungen dieses Bohrprogramms befinden sich nicht in den Bergämtern bzw. deren Rechtsnachfolgern. Sie werden im Archiv der Reichsanstalt für Bodenforschung, beziehungsweise der Rechtsnachfolgerin BGR, verwahrt. Unter dem Schlagwort „Reichsbohrung“ sind 851 Bohrungen in der BGR archiviert.

Hinsichtlich der Bewertung der Bohrungsintegrität für die geplante CO₂-Speicherung müssen Bohrungen aus der Zeit von ca. 1890-1937 nicht zwangsläufig unsicher sein. Da die Verrohrung gezogen und mit „geeigneten Materialien wasserdicht verfüllt“ wurde – darunter dürfte Ton zu verstehen sein – kann davon ausgegangen werden, dass die Bohrlöcher in Horizonten mit noch plastischen Tonen (Rupelton, Septarienton, Salztone) zusammengedrückt wurden und so die natürliche Dichtheit der Tonhorizonte wieder hergestellt ist (pers. mündl. Mitt. REINICKE, 2009). Bei der Beurteilung des gesamten Bohrprofils ist zu prüfen, ob es durch die Druckerhöhung in den Schichtwässern infolge der CO₂-Injektion zu Fluidumverteilungen kommen kann.

Wurden bei diesen Altbohrungen die Rohrtouren gezogen, sind die Bohrlöcher geophysikalisch schlecht lokalisierbar und somit bei fehlender oder ungenauer markscheiderischer Einmessung unter Umständen nicht mehr auffindbar. Bohrlöcher, deren genaue

Position nicht bekannt ist sind in den jüngeren, seit der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts erschlossenen Feldern nicht zu erwarten.

In der Erdöl-Bergpolizeiverordnung vom 12. Aug. 1937 wurden die Bestimmungen zum Schutz vor Verwässerung der Erdöllagerstätten und zur Verfüllung weiter detailliert. So sollte bei Erreichen der erdölführenden Schicht das gesamte Bohrloch mit Rohren, die den „weltgeltenden Bedingungen entsprechen“ verrohrt werden und es war ein „wasserdichter Abschluss herzustellen“ (§ 72). Ohne Zustimmung des Bergamtes durfte die Verrohrung nicht gezogen werden.

Für endgültig auflässige Bohrlöcher wurde in § 83 zwingend vorgeschrieben, dass diese „verfüllt oder verdichtet“ werden müssen. Der „Verfüllungs- oder Verdichtungsplan“ war dem Bergamt vorzulegen. Beim Ziehen der Verrohrung war die Bohrung sofort zu verfüllen.

Dem Bergamt waren ein Bohrlochbild, das geologische Profil, das Verrohrungsschema, Kernstrecken und erstmalig Neigungsmessungen zu übergeben.

Über Art und Beschaffenheit des Verfüllmaterials ist nichts vorgeschrieben. Unter § 8 ist nur vermerkt: „Außer Betrieb stehende Bohrlöcher sind zu verschließen“. Die Bohrungen aus der Zeit nach 1937 dürften sehr kritisch zu bewerten sein. Es waren keine Angaben über Zementbrücken vorgeschrieben und es fehlten Vorschriften zur Abdichtung von Rohrtourübergängen. Weiterhin war der Nachweis des erfolgreichen „wasserdichten Abschlusses“ nicht erforderlich. Wenn z.B. die Rohrtouren nicht gezogen wurden, kann sich ein Mikroringraum zwischen eventueller Zementierung und Rohrtour gebildet haben, der zum Umstieg von Schichtmedien führen kann (Hinterrohrtourzirkulation).

In der Tiefbohrverordnung vom 17. Juli 1953 wurde unter § 69 auch nur vorgeschrieben, dass auflässige Bohrlöcher zu verfüllen sind, „soweit erforderlich wasserdicht“. Allerdings wurde dazu erstmalig eine detailliertere Bestimmung über das Verfüllen auflässiger Tagesbohrlöcher erlassen.

Erstmals wird in der Bestimmung über das Verfüllen auflässiger Tagesbohrlöcher vom 9. Sept. 1953 die Ausdehnung der Verfüllung festgelegt. Die Lagerstätte musste „durch Einbringen geeigneter Stoffe (Zement, Ton oder anderer mindestens gleichwertiger Stoffe) abgedichtet werden „auch wenn die Verrohrung ganz oder teilweise stehen blieb“. Diese Brücken sollten 15 m ins Liegende und 30 m ins Hangende des Lagerstättenhorizontes reichen (bei Salzlagerstätten 30 m ins Liegende und 50 m ins Hangende, wobei Anhydrit zum Salz gerechnet wurde). Hierin wurde erstmals auch vorgeschrieben, dass der Kopf der Zementbrücken durch Messungen belegt werden musste. Ebenso mussten wasserführende Horizonte wasserdicht abgeschlossen werden (s. Anlagen zu Kapitel 1-3).

Die Übergänge der im Bohrloch verbliebenen Rohrtouren waren „durch Holzstopfen oder ähnliche Mittel“ zu sichern und darüber einer Brücke „aus mindestens 10 m Zement, Ton oder sonstigen dichtenden Stoffen“ einzubringen.

Die Verfüllung war, wie üblich durch den Verfüllungsbericht dem Bergamt anzuzeigen, dessen Inhalt ausführlicher beschrieben ist als in den vorhergehenden Verordnungen. Die Berichte sollten enthalten:

„Grund des Verfüllens, Art des Verfüllens, Prüfung der Sperrungen und deren Ergebnis, besondere Maßnahmen, Zeit der Beendigung des Verfüllens, Namen der Person unter deren verantwortlicher Aufsicht das Bohrloch verfüllt wurde und die Unterschrift des Betriebsführers.“

Ferner „ein Bohrlochbild, aus dem die Verfüllung des Bohrlochs zu ersehen sein und folgende Angaben enthalten muss“: Namen und Anschrift der Bohrberechtigten und des Bohrunternehmers, Datum und Geschäftszeichen der Zulassung des Bohrbetriebsplanes und „Teufe, Art, Beschaffenheit, Mächtigkeit und Wasserführung der Gebirgsschichten sowie deren geologische Stellung und Darstellung des Zustandes des Bohrlochs nach dem Verfüllen wie:

- Teufenlage der Zementbrücken,
- Teufenlage und Durchmesser der im Bohrloch verbliebenen Rohre einschließlich ihrer Ausfüllung,
- verwendete Verfüllstoffe (abgesetzte Dickspülung, Sand, Feinkies, Ton, Zement usw.),
- sowie sonstige wichtige Angaben“.

Auf Verlangen des Bergamtes war der Verlauf des Bohrloches festzustellen. Zum Schutz der Erdoberfläche wurde eine 1x1 m x 25 cm starke Betonplatte vorgeschrieben, beim Auftreten von Torflagerstätten konnte darauf aber verzichtet werden.

Zwar stellte die Verfüllungsrichtlinie von 1953 eine Präzisierung der zu erbringenden Arbeiten dar, eine aus heutiger Sicht für die Bewertung der Sicherheit von Altbohrungen in CO₂-Speicherkomplexen zufriedenstellende Lösung war es nicht, denn geeignete Methoden der Bohrlochgeophysik zum Nachweis des Erfolges der Zementierung standen zu dieser Zeit noch nicht zur Verfügung.

Die Clausthaller Tiefbohrverordnung vom **1. Juli 1963** gibt unter § 69 unverändert den Text von 1953 wieder. Auch die speziellen Ausführungen zur Verfüllung (II/20) sind identisch mit den Vorschriften von 1953, ohne dass ein Fortschritt eingetreten ist.

Ebenso ist die darauf folgende Tiefbohrverordnung vom **16. März 1971** hinsichtlich § 69 und der Anlage II/20 wortgleich mit der TVO (1953).

In Osten Deutschlands erschien die erste Verfüllungsverordnung als Arbeitsschutz- und Brandschutzanordnung (ABAO 126) am **5. Aug. 1960**, in Anlehnung an Niedersachsen, ebenfalls als Tiefbohrordnung.

Hier wurden explizit auch Kohlensäurebohrungen einbezogen. § 8 schrieb vor, dass der Mindestabstand zu bewohnten Gebäuden 300 m betragen muss, der Ansatzpunkt so zu wählen ist, dass keine CO₂-Ansammlungen in Tälern auftreten können und auf dem Bohrplatz einen „deutlich sichtbaren Windrichtungsanzeiger aufzustellen, der bei der Flucht vor Kohlensäure als Hinweis dient.“

In § 98 - Verfüllen von Bohrlöchern - ist ähnlich älterer Vorschriften auch nur geregelt, dass die Bohrungen zu verfüllen sind und neben den üblichen Einmessungen der Bergbehörde ein Verfüllungsplan einschließlich des geologischen Profils vorzulegen ist, der alle „Anlagen über Wasser-, Gas- und Ölzuflüsse, Auswaschungen bei ungenügender Laugenkonzentration im Salzgebirge und sonstigen, die Art der Verfüllung beeinflussenden Faktoren zu enthalten hat“.

Diese Vorschriften unterscheiden sich nur unwesentlich von den Bergpolizeiverordnungen von 1937 und davor. Bohrlochabweichungsmessungen waren durchzuführen (§ 84). Der Abschluss zur Erdoberfläche ist ebenfalls nicht genau geregelt. Unter § 99 ist nur vermerkt, dass „das in Anspruch genommene Gelände wieder in einen ordnungsgemäßen Zustand zu bringen“ ist.

Allerdings werden hier erstmalig unter § 83 exakte Anforderungen an die Zementierung und die Kontrolle derselben vorgeschrieben. Dieser Paragraph beinhaltet Laboruntersuchungen des Zementes, Zementkopfbestimmungen und das Abdrücken der Bohrungen unter vorgeschriebenem Prüfdruck. „Die Verrohrung ist als dicht anzusehen, wenn nach 30 min der Druck um nicht mehr als 5 atü bei einem Prüfdruck von 70 bis 100 atü und um nicht mehr als 3 atü bei einem Prüfdruck von 50 bis 60 atü absinkt“ (§ 83, 5). Daneben wurden unter § 82 die Wandstärken der Verrohrung vorgeschrieben: „dass sie dem 1,2 fachen hydrostatischen Druck der projektierten Teufe im ungeschwächten Teil der Rohrkolonne und dem 1,3 fachen hydrostatischen Druck im perforierten Teil der Kolonne und 50 m darüber widerstehen“. Nach Abschluss der Bohrarbeiten war in § 44 nur die Wiederinstandsetzung des Bohrplatzes gefordert.

In der nachfolgenden ABAO 126/1 vom 15. Juli 1969 wurde in § 63 der Mindestabstand von CO₂-Bohrungen zu bewohnten Gebäuden auf 350 m angehoben, in den §§ 73 und 74 die Zementierung und deren Prüfung vorgeschrieben und unter § 42, Verfüllung, auch

für Ostdeutschland erstmals Mindestabmessungen für Zementbrücken vorgeschrieben (s. Anlagen zu Kapitel 10).

Nach § 41 waren alle Bohrungen und Sonden, die nicht zur Nutzung offengehalten werden mussten, zu verfüllen. Alle durchbohrten Lagerstätten mineralischer Rohstoffe und Grundwasser mussten „vor schädlichen Einflüssen aus dem Hangenden oder Liegenden durch Absperrungen gesichert werden, die Tagesoberfläche vor Einsturz oder Trichterbildung geschützt“ werden, so dass „flüssige oder gasförmige mineralische Rohstoffe nicht unbeabsichtigt in andere Schichten eindringen oder an die Tagesoberfläche gelangen“ konnten. Die Absperrungen mussten mindestens 5 m in das Liegende und 10 m in das Hangende, bei Salzlagerstätten des Zechsteins (dazu zählt auch Anhydrit) 30 m in das Liegende und 50 m in das Hangende reichen.“

Am Übergang von Rohrtouren waren minimal „20 m mächtige Zementbrücken zu setzen, die 10 m in die verbleibende Rohrtour hineinreichen“ mussten. „Bei Bohrungen, die der Erkundung von unterirdischen Speichern dienen“, hierzu zählte der Gesetzgeber die Erdöl-Erdgaslagerstätten, mussten im Hangenden und Liegenden 50 m starke Zementbrücken eingebracht werden und perforierte Horizonte waren durch Zementbrücken, die den perforierten Horizont nach oben und unten je 10 m überdeckten, abzusperren. Während der Verfüllungsarbeiten waren „zur Bestimmung der Lage einzelner Zementbrücken und beim Verfüllen mit festen Stoffen nach dem Verfüllen von jeweils 100 m Kontrollmessungen (Abtasten) durchzuführen“.

Nach § 74 (1) waren Leitrohr Touren „bis zur Bohrlochmündung, die weiteren Rohrtouren entsprechend den geologischen und technischen Erfordernissen zu zementieren. (2) Die Aufstiegs geschwindigkeit des Zementes ist so festzulegen, dass eine maximale Verdrängung der Spülung im Ringraum erreicht wird. (3) Die Höhe des Zementes hinter den Rohren ist nachzuweisen. (4) Nach Erhärtung des Zementes ist die Dichtheit der Rohrverbindungen von Leit-, Zwischen- und Produktionsrohr Touren durch geeignete Verfahren, die der Betriebsleiter festzulegen hat, zu prüfen“. Die Erdoberfläche war vor Einsturz oder Trichterbildung zu sichern und der Bohrplatz wieder urbar zu machen (§ 44).

In der Richtlinie zur Verfüllung auflässiger Bohrungen des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld vom **25. April 1973** (II/20) wird dann unter 1.4 auch gefordert „die Zementmischungen den jeweiligen Bohrlochverhältnissen anzupassen“ und für eine „gute Haftung des Zements an der Verrohrung und am Gebirge zu sorgen“.

Die Lage der Zementköpfe im Ringraum war nachzuweisen (2.3). Salzlagerstätten waren im Hangenden 100 m und im Liegenden 50 m zu zementieren (3.3) (s. Anlagen zu Kapitel 4).

Teufenbereiche, „in denen flüssige, gasförmige, wasserlösliche oder sonstige durch Bohrlöcher gewinnbare“ Lagerstätten durchteuft wurden, waren zu zementieren (3.2). Ebenso waren Horizonte, die zur Speicherung geeignet waren mit Zementbrücken, die 50 m ins Hangenden und Liegenden reichten zu zementieren (3.5), dies bezog sich sowohl auf „die innere Rohrfahrt“, als auch auf die Ringräume. Der Kopf der Verfüllstrecken war durch abtasten nachzuweisen (3.6).

Zusätzlich waren bei Fördersonden die Fördermengen, der Verlauf der Verwässerung und der Druckentwicklung und injizierte Fluide anzugeben (2.2).

Dem Bergamt war ein detaillierter Verfüllungsbericht binnen eines Monats nach Verfüllung der Bohrung vorzulegen: Dieser sollte enthalten:

- Name der Firma, welche die Verfüllung durchgeführt hat,
- Namen der Personen, unter deren verantwortlicher Aufsicht das Bohrloch verfüllt worden ist,
- Grund des Verfüllens,
- Art des Verfüllens,
- Besondere Vorkommnisse, insbesondere Abweichungen vom Verfüllungsbetriebsplan oder den vorstehenden Richtlinien,
- Ergebnis der Verfüllungskopfermittlungen,
- Zeit der Beendigung des Verfüllens,
- Unterschrift des Betriebsführers.

Ferner war ein Bohrlochbild mit allen Angaben zu Bohrlochkonstruktion, verbliebener Rohrtouren, Teufen von Stopfen und Verfüllstrecken vorzulegen.

Unter 3.7 ist bestimmt, dass: „Auf die besondere Verfüllung tiefer liegender Ringräume im Bereich dieser Horizonte“ (nutzbare Süßwasserhorizonte) nur verzichtet werden kann, „wenn diese mit herkömmlichen Mitteln technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist und die äußere Verrohrung eine gegenseitige Beeinflussung der Wasserhorizonte ausschließt“.

Übergänge von Rohrtouren waren mit mindestens 50 m Verfüllstrecken zu sichern, die je 25 m in die Rohrtouren hineinreichten oder es mussten die „Schnittstellen durch Stopfen gesichert“ und darüber mindestens 25 m zementiert werden. Zum Schutz der Erdoberfläche waren die obersten 50 m ebenfalls mit Feststoffen zu sichern und Süßwasserhorizonte zu zementieren. Bohrungen mit mehr als 150 mm Durchmesser waren mit einer 1x1 m x 25 cm starken Betonplatte zu verschließen.

Auch war unter 3.1 vorgeschrieben: „Das Bohrloch muss so verfüllt werden, dass eine spätere Nutzung des Untergrundes zur Gewinnung von Bodenschätzen, von Wasser oder zur Speicherung möglich ist ...“. „Unter Speicherung im Sinne dieser Richtlinie ist auch eine Deponie zu verstehen“.

In den Verfüllungsvorschriften von 1960-1973 wurden in den beiden deutschen Staaten erstmals Prüfungen der erfolgreichen Abdichtung durch Zementation gefordert.

In der ABAO 126/2 vom **10. März 1980** wurden die Bestimmungen der ABAO 126/1 noch einmal weiter spezifiziert.

Die Bohrungen waren nach § 68 „für den Rohreinbau so vorzubereiten, dass ein sicherer Rohreinbau und eine qualitätsgerechte Zementation gewährleistet waren“. Das Zementationsprogramm war dem Bergamt vorzulegen und Abweichungen vom Zementationsprogramm waren nachzuweisen.

Die „Zementkopfhöhen hinter den Rohrtouren waren entsprechend den geologischen Bedingungen und technischen Erfordernissen festzulegen und nachzuweisen“, „Ankerrohrtouren bis übertage zu zementieren“ und „Produktionsrohrtouren mindestens 100 m in die vorhergehende bis übertage reichende Rohrtour zu zementieren“. Die Dichtheit der Verbindungen der eingebauten Rohrtouren (ausgenommen Standrohre und Rohrtouren, auf die keine Bohrlochsisicherungen montiert werden) waren durch Druckproben zu prüfen (§ 69).

Die Verfüllung selbst wurde in § 41 dahingehend präzisiert, dass „der Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour, der Linerkopf, wenn der Liner die letzte eingebaute Rohrtour, das Rohrtourende bei erfolgter Futterrohrrückgewinnung, das Ende der im Bohrloch verbliebener havariierter Bohrgestänge und Steigrohrstränge und der Bohrlochmund durch Zementbrücken zu sichern waren“. Die Zementbrücken mussten mindestens 20 m in die verbleibende Rohrtour hineinreichen.

In einer Einstellungsanzeige für Bohrarbeiten war der Bergbehörde ein Einstellungsprotokoll vorzulegen, dass folgende Angaben zu enthalten hatte:

- a) Bezeichnung der Bohrung,
- b) Angabe des Bohrgerätetyps,
- c) Rechtsträger bzw. Nutzer der Bohrung oder Sonde,
- d) Angaben zum Verwendungszweck der Bohrung oder Sonde,
- e) erster und letzter maschineller Bohrtag,
- f) Verrohrung (Durchmesser, Rohrschuhteufen, Druckproben und deren Ergebnisse),

- g) technischer Zustand (Bohrlochabschluss, Bohrprofil),
- h) Endteufe,
- i) geologisches Profil,
- j) Zementationsangaben (Menge, Dichte, Zementkopfhöhen),
- k) geologisch-technische Besonderheiten (Ablenkungen, Ölwannen, verbliebene Werkzeuge und Ausrüstungen),
- l) Angaben zum Stand der Konservierung bzw. Verwahrung (Verfüllungsmaterialien, Lage der Zementbrücken und deren Kontrollnachweise),
- m) bereits eingetretene bzw. zu erwartende nachteilige Auswirkungen mit Zeitangabe.

Die Einstellungsanzeige von Bohrarbeiten, außer von Erdöl- und Erdgasbohrungen, ist für Bohrobjecte unverzüglich nach Fertigstellung der letzten Bohrung auf diesem Objekt der Bergbehörde vorzulegen.

Zum Schutz der Erdoberfläche war der Bohrlochmund zu zementieren (§ 41) und der Bohrplatz wieder urbar zu machen (§ 44).

In der Tiefbohrverordnung (BVOT) vom **15. Dez. 1981** wird unter § 34, Verfüllung auflässiger Bohrungen, nur die Formulierung aus den ABAOs 126 bis 126/2 übernommen, dass dies nicht für auflässige Braunkohlenbohrungen von Tagebauen gilt, soweit sie später vom Abbau erfasst werden.

Nach § 137, Überwachung der Förderung und Einleitung, waren an Förderbohrungen „die für die Beurteilung der Lagerstätten, der Tiefspeicher und der sonstigen Untergrundverhältnisse wesentlichen Betriebsdaten nach einem vom Unternehmer aufzustellenden Plan zu überwachen. Die Betriebsdrücke, die Förder- und Entnahmemengen und die Zusammensetzung der geförderten oder eingeleiteten Stoffe sind in regelmäßigen Zeitabständen zu ermitteln. Soweit Gründe der Betriebssicherheit, des Lagerstättenschutzes oder des Umweltschutzes es erfordern, sind weitere Daten regelmäßig zu erfassen“. Über die ermittelten Daten waren Aufzeichnungen zu führen und dem Bergamt auf Verlangen vorzulegen. Alle „festgestellte Unregelmäßigkeiten, die eine Beeinträchtigung der Betriebssicherheit, der Lagerstätten oder der Umwelt befürchten lassen“, waren dem Bergamt unverzüglich anzuzeigen.

In einer Ergänzung zu den Verfüllungsrichtlinien vom **22. Okt. 1982** forderte das Oberbergamt Clausthal-Zellerfeld, dass bei Förderbohrungen entsprechend § 137 BVOT insbesondere die „täglichen Restfördermenge, Förderraten, Fließdruck, Schließdruck, Verwässerung und ggf. Gas-Öl-Verhältnis“ zu dokumentieren sind.

In der Richtlinie zur Verfüllung auflässiger Bohrungen des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld vom **1. Juni 1987** wurden die Vorgaben der Verfüllungsrichtlinie von 1973 weiter präzisiert, die geforderten Verfüllstecken (Zementation) z.T. erheblich erweitert und zum ersten Mal mit übersichtlichen Darstellungen versehen (s. s. Anlagen zu Kapitel 11).

Auch sollten nun Perforationsintervalle mit Zufluss druckzementiert und ein 20 m Zementbrücke gesetzt werden. Unverrohrte Teilstücke mussten ab Rohrschuh der tiefsten Rohrtour mit mindestens 100 m zementiert werden oder bei mechanischer Abdichtung mit 50 m Zementbrücke versehen werden.

Ebenso wird erstmalig gefordert, dass „die nicht zementierten Rohrtouren zu schneiden und auszubauen sind“ wenn hinter diesem Bereich Lagerstätten liegen (3.3). Wenn dies nicht möglich war, war der Ringraum nach Perforation nachzuzementieren.

Ebenfalls waren nun die obersten 100 m mit Feststoffen zu verfüllen und im Bedarfsfall mussten sich die Zementbrücken über die darunterliegende Süßwasserhorizonte erstrecken. Rohrtouren, die die spätere Nutzung der Erdoberfläche beeinträchtigen können, waren zu entfernen und der Bohrlochmund 1 m unter Rasensohle mit einer 1x1 m X 25 cm starken Betonplatte abzudecken.

Die Verfüllungsrichtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld vom **29. Juli 1998** ist weitgehend deckungsgleich mit der von 1987. Einzig Punkt 3.1.4. weicht in der Weise ab: „Bei tiefen Gasbohrungen kann eine mechanische Abdichtung mit einer besonderen Verfüllungsstrecke von mindestens 50 m darüber (nach Nr. 3.1.3) als eine einer Druckzementation nach Nr. 3.1.2 technisch gleichwertige Abdichtung vorgenommen werden. Sofern die mechanische Abdichtung durch einen Stopfen im Produktionspacker erfolgt, ist die Dichtheit der mechanischen Abdichtung vor Einbringen der besonderen Verfüllungsstrecke nachzuweisen.“

Im Verfüllungsbetriebsplan ist anzugeben, ob die Abdichtung nach Nr. 3.1.2 oder nach Nr. 3.1.3 erfolgen soll; Abweichungen von diesen Regelungen sind im Betriebsplan zu begründen“.

Die Bestimmungen in der BVOT des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld vom **20. Sept. 2006** sind unter § 11 (Auflässige Bohrungen) identisch mit denen in der BVOT von 1987. In den Anlagen dieses Berichts sind die wesentlichen Inhalte der oben beschriebenen Bestimmungen von 1904 bis 2006 in einer tabellarischen Übersicht vergleichend dargestellt.

3.4 Bewertung der Dichtheit von Altbohrungen

Aus dem Vergleich des Kriterienkatalogs (s. Kap. 2) mit den Verfüllungsrichtlinien (Kap. 3, Tab. 3.1.) ergibt sich ein Gegensatz zwischen den für eine Beurteilung der Dichtheit von Bohrungen benötigten Nachweisen der Verfüllungspraktiken von Bohrungen, die gemäß der Richtlinien verfüllt wurden und den tatsächlich vorliegenden Dokumentationen zum Zustand der Verfüllung der Altbohrungen. Auch wenn jederzeit konform der Verfüllungsrichtlinien verfüllt wurde, genügen die älteren Verfüllungsordnungen nicht heutigen technischen Standards und den heute geforderten Dokumentationen. Geophysikalische Methoden zum Nachweis des Erfolges einer Zementierung waren, gemessen an der Bohrtätigkeit in Deutschland, erst sehr spät verfügbar. Für die vor ca. 1960 verfüllten Bohrungen können keine auf Bohrlochmessungen basierenden Aussagen gemacht werden.

Informationen über die verwendete Zementqualität und zur Zementationstechnologie konnten im Rahmen dieses zeitlich begrenzten Projektes weder in der Literatur (u.a. MOORE 1986; NELSON 2006) gefunden, noch konnten sie durch persönlicher Nachfragen bei den Lehrstühlen für Tiefbohrtechnik an der TU Clausthal und an der Bergakademie Freiberg und durch Erkundigungen bei Zementationsfirmen in Erfahrung gebracht werden. Eine Norm der Anforderungen an die eingesetzten Zemente und deren Prüfung existiert seit 1999 (DIN EN ISO 10426-1 und -2). Seit 1953 wird aber bereits in der Tiefbohrindustrie der Standard (Norm) API 10A: „Specification for Oil Well Cements“ benutzt.

Bei der Beurteilung von Altbohrungen ergibt sich zusätzlich das Problem, dass „Ur“-Altbohrungen in z.B. mesozoischen Öllagerstätten oft schlecht eingemessen und damit schwer bzw. nicht mehr auffindbar sind (pers. mündl. Mitt. A. BARTECZKO & M. ZAPKE, 2009 (LBEG)). Diese Bohrungen sind aber meist eher von geringer Tiefe. Oft wurde nach dem 2. Weltkrieg der obere Teil der Verrohrung bis zu einer Tiefe von ca. 40 Metern zur Materialgewinnung gezogen. Somit gibt es nur schwerlich eine Möglichkeit der geophysikalischen Lokalisierung. Die wieder auffindbaren Betonbodenplatten waren erst seit 1953 vorgeschrieben.

Zusammenfassend ist daher festzustellen:

Auf Grund des Fehlens notwendiger Informationen ist für ältere, bis ca. 1980-1987 verfüllte Bohrungen, keine verlässliche Einschätzung der Dichtheit möglich.

Das bedeutet aber nicht zwangsläufig, dass diese alten Bohrungen undicht sein müssen. Es bedeutet nur, dass für die Dichtheit kein Nachweis erbracht werden kann, wie es momentan das Bergrecht fordert.

3.5 Konsequenzen für CO₂ Speichervorhaben

Bei Vorlage der vollständigen Dokumentation von Bohrungen kann eine Abschätzung über deren potentielle Dichtigkeit erfolgen. Eine Dichtegarantie stellt dies jedoch nicht dar. Es wird daher empfohlen, Altbohrungen, die Abdeck-, Reserve-, und Reservoirhorizonte durchteuften, auch wenn diese als dicht bewertet werden, zu überwachen. Die Art der Überwachung hängt vom Zustand der Altbohrung, bzw. der Bewertung der Dichtigkeit und des Risikos ab.

Die bloße Überwachung von Altbohrungen, über die keine vollständigen Dokumentationen vorliegen, dürfte für die Genehmigung eines CO₂-Speichers jedoch nicht ausreichend sein, auch wenn es derzeit keine Anhaltspunkte für Undichtigkeiten gibt. Wie mit diesen Bohrungen zu verfahren ist, muss für jede einzelne Bohrung von Fall zu Fall entschieden werden. Eine Empfehlung an dieser Stelle würde den Besonderheiten nicht gerecht werden. Würde etwa eine Undichtigkeit einer Altbohrung während der CO₂-Injektion festgestellt, die das Aufwältigen der Bohrung erforderlich macht, können weitere Komplikationen die Leckage vergrößern: Unter Gasdruck muss die entsprechende Bohrung erst totgepumpt werden. Dabei können alte, korrodierte Rohrtouren aufreißen und es kann zum Blowout untertage kommen. Andererseits besteht auch bei der präventiven Neuverfüllung alter Bohrungen, insbesondere in Bereichen fehlender Verrohrung das Risiko vorhandene Undichtigkeiten nicht zu beseitigen oder gar neue zu erzeugen.

Berührt eine verfüllte Altbohrung, auch wenn deren Dichtheit nicht eingeschätzt werden kann, nicht das Abdeckgestein des Speicherreservoirs, so ist das Speicherreservoir nach wie vor als unbeeinflusst anzusehen. Das Beispiel zweier Lagerstätten Groß Ilsede und Mölme (s. Abb. 3.3, 3.4) zeigt, dass trotz intensiver Bohrtätigkeit im Hangenden die Speicherreservoirs des Buntsandsteins unberührt blieben. Die Altbohrungen haben keinen direkten Einfluss auf den Speicher und dessen Deckschicht. In solchen Fällen könnte unter Umständen im Ergebnis eine periodische Überwachungsmessung ausreichen. Entscheidungen zum Umgang mit Altbohrungen sind wie bereits erwähnt für jede Bohrung im Einzelfall zu ermitteln, da die Sicherheit von Umwelt und Bevölkerung im Vordergrund steht.

Offene Altbohrungen sollten gemäß Verfüllungsrichtlinien nicht vorliegen.

Potentiell undichte Bohrungen können mit dem heutigen Stand der Technik jederzeit aufgewältigt und nachzementiert werden, die Kosten sind für eine ganze Lagerstätte (z.B. Nienhagen, Celle, Abb. 3.1) aber sehr hoch. Allein für die Aufwältigung einer z.B. 3000 m tiefen Bohrung (Aufbohren der Zementbrücken, Sohlenberäumung) sind derzeit ca. 200.000 bis 300.000 Euro anzusetzen (pers. mündl. Mitt. F. KUMMERT, 2009 (Erdöl-Erdgas Workover GmbH)). Treten in ehemaligen Fördersonden abgebauter Gaslagerstätten dann

auch noch Ringraumdrücke auf, muss ein „Fenster“ in die Rohrtour gefräst (ca. 20 m komplettes Entfernen der alten Rohrtour), und dieses zementiert und mit mechanischen Sperren versehen werden. Dazu ist der Aufbau einer kompletten Bohranlage notwendig und die Kosten steigen auf ca. 3-4 Mio. Euro pro Bohrung (pers. mündl. Mitt. F. KUMMERT (Erdöl-Erdgas Workover GmbH) & G. WEISS (LBEG, Clausthal-Zellerfeld, 2009)).

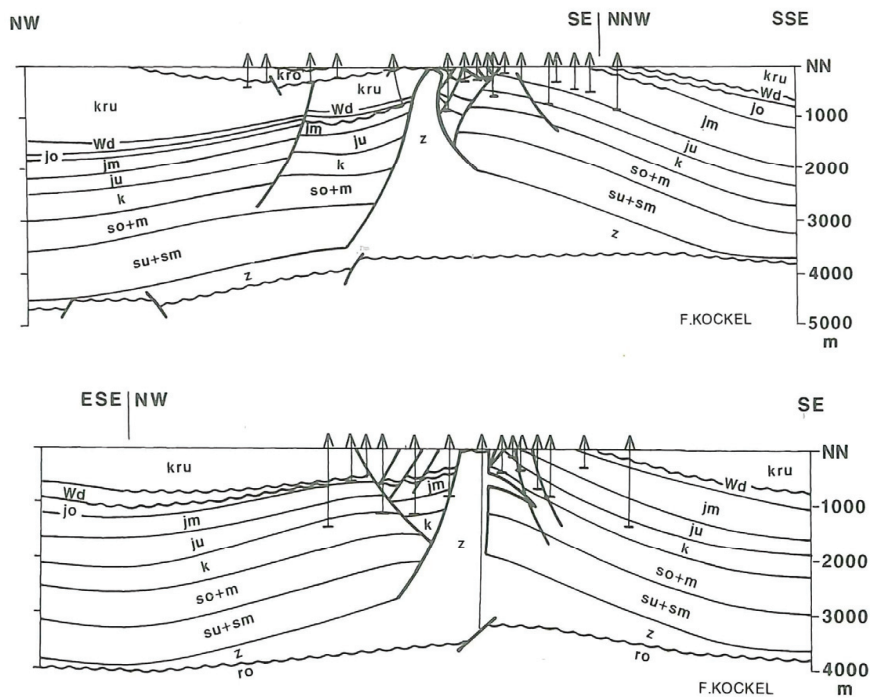


Abb. 3.3 und 3.4: Bohrungen der Erdöllagerstätten Groß Ilsede (oben) und Mölme (unten) nach BALDSCHUH & KOCKEL (1998).

Aufgrund des Alters, der Tiefe und der erbohrten Schichten ist eine pauschale Risikoeinschätzung von Altbohrungen möglich, beispielsweise zur Vorauswahl von Standorten zur CO₂- oder Erdgasspeicherung, die jedoch die spätere Bewertung jeder einzelnen Bohrung nicht ersetzen kann.

Bei der Risikoanalyse ist jedoch zu bedenken, dass jede Altbohrung, die das potentielle CO₂-Speicherreservoir zwar nicht erreicht hat, aber den Abdecker eines hangenden potentiellen Kontrollreservoirs oder Reservespeichers durchteuft hat, bei der Bewertung der Dichtigkeit mit betrachtet werden muss und dass dieses Kontrollreservoir nicht mehr als unbeeinflusst angesehen werden sollte.

Die DIN EN 1918-2, Untergrundspeicherung von Gas, Teil 2: „Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Öl- und Gasfeldern“, fordert, dass „der Betrieb der geplanten Speicheranlagen ... mit den benachbarten Untertageaktivitäten vereinbar sein“ muss. In der DIN EN 1918-1, „Untertagespeicherung von Gas, Teil 1: Funktionale Empfehlungen

für die Speicherung in Aquiferen“, ist klar festgelegt: „Beobachtungsbohrungen, die der Drucküberwachung in hangenden Aquiferen dienen und in diesen Horizonten offen sind, dürfen dabei nicht das Abdeckgestein des Injektionshorizontes erreichen.“

Diese Regelung könnte analog auch auf Altbohrungen bei der CO₂-Speicherung angewendet werden.

Die Risikoanalyse muss auch weitere Leckagepfade im Deckgebirge berücksichtigen und dabei insbesondere Altbohrungen berücksichtigen, die beispielsweise die Deckschicht des Rupeltons durchteuften, der häufig saline Wässer im Liegenden von Grundwasserleitern im Hangenden trennt, die für die Trinkwasserversorgung genutzt werden. Damit ist dessen Funktion als Abdeckgestein in einem Multibarrierensystem möglicherweise eingeschränkt. Jede der Bohrungen in Abb. 3.5 durchteufte den Rupelton, so dass in diesem Beispiel ein sicheres Multibarrierensystem schwer zu realisieren ist.

Für alle Altbohrungen im Speicherkomplex und in dem hydraulisch beeinflussten Bereich eines Speichers ist eine Bewertung der Dichtigkeit für die Entwicklung von Leckageszenarien im Rahmen der Risikoanalyse erforderlich.

Ohne einer detaillierten Einzelbewertung der Altbohrungen und der standortspezifischen Risikoanalyse vorzugreifen, lässt sich eine pauschale Klassifizierung von Bohrungen, nach abnehmendem Risiko sortiert, vornehmen (z.B. zur Vorauswahl von Explorationszielen):

- Bohrungen, die das Speicherreservoir erteuften,
- Bohrungen, die ein hangendes Kontrollreservoir erteuft haben,
- Bohrungen, die ein hangendes Kontrollreservoir nicht erreicht haben,
- Bohrungen, die die oberste Barriere zwischen Salz- und Süßwasser (in Norddeutschland häufig der Rupelton) nicht durchteuft haben.

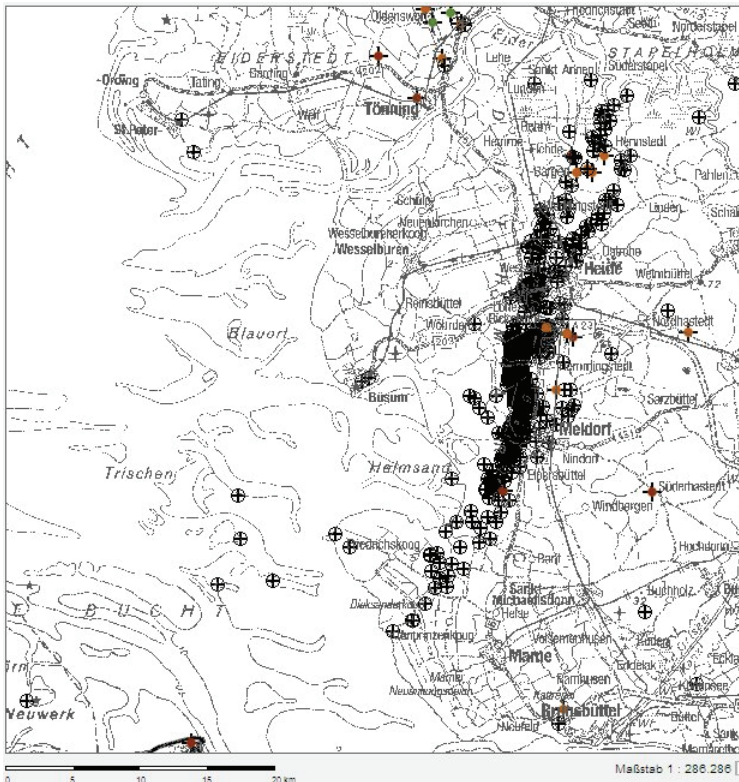


Abb. 3.5: Altbohrungen der Öllagerstätte Heide-Meldorf von 900-1400 m Tiefe. Quelle: LBEG, Hannover, cardo.map

3.6 Korrosion an Bohrungen

Abschließend soll ein Abriss über die Möglichkeiten der Korrosion von Bohrungen gegeben werden. Mögliche Wegsamkeiten, die durch Korrosion an verfüllten Bohrungen entstehen können sind in Abb. 3.6 dargestellt. Hierbei soll auf die spezielle Natur des CO₂ eingegangen werden, da CO₂ im Vergleich mit Erdgas eher mit dem Material des Bohrlochs reagieren kann.

Die Aufklärung der chemischen Reaktionen bei der Korrosion von Bohrungen ist noch Gegenstand laufender Forschung, so dass hier nur ein Überblick gegeben werden kann.

Prinzipiell gibt es folgende Möglichkeiten der sekundären Veränderungen, die zur Undichtigkeit führen können:

- Karbonatisierung und Alteration von Zementmineralen,
- Rissbildung zwischen Zementation/Rohrtour/Gebirge,
- Korrosion von Stahl.

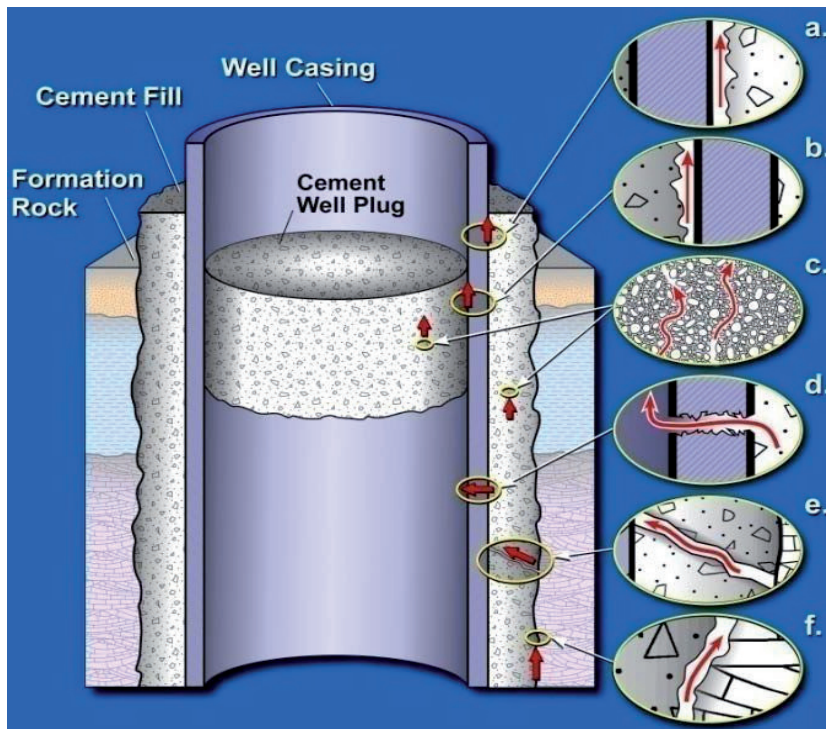


Abb. 3.6: Potentielle Leckageweg an existierenden Bohrungen (CELIA et al. 2004)

3.6.1 Zementation

Nach Laborversuchen wird die Zementation zwar durch nasses CO₂ angegriffen, aber nur mit geringen Zersetzungsraten. BARLET-GOUEDARD et al. (2006) berechneten eine Karbonatisierungstiefe von 1,74 m in 5000 Jahren (s. Abb. 3.7).

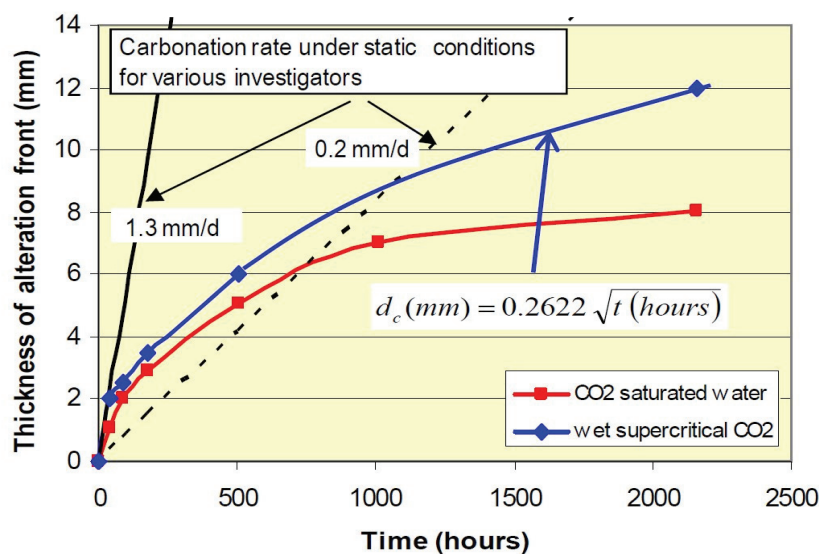


Abb. 3.7: Karbonatisierung von Portlandzement (REINICKE et al. 2009, nach BARLET-GOUEDARD et al. 2006)

Da die Dicke der Zementbrücken per Definition in den Verfüllungsrichtlinien mindestens 20 m betragen muss, ist diese Umwandlung als vernachlässigbar anzusehen, wenn der Beton homogen und rissfrei ist. Allerdings beträgt die Dicke des Zements im Ringraum nur 2-5 cm, so dass CO₂ seitlich relativ rasch durch den Zementmantel an die Verrohrung gelangen könnte.

CROW et al. (2008) zeigten an einer Bohrung in einem natürlichem Reservoir mit 96 Vol. % überkritischem CO₂, dass das seit 30 Jahren einwirkende CO₂ keinerlei negativen Einfluss auf die Stabilität der Zementation hatte.

3.6.2 Kontaktflächen Verrohrung-Zementation, Zementation-Gestein

Durch mechanische Belastungen kann die Bindung zwischen Rohrtour und Zement verloren gehen und ein „Zwischenraum“ entstehen, in dem eventuell CO₂ aufsteigen kann. Mechanische Belastungen treten zum Beispiel bei intermittierender Förderung auf (Kap. 3.1.3), Risse im Zement und Bindungsverlust von Zement und Casing könnten die Folge sein.

Der Rissbildung entgegengesetzt wirkt die Selbstversiegelung von Zementtrissen durch Karbonatminerale, welche die Risse wieder verschließen können (pers. mündl. Mitt. BIER 2009, BA Freiberg). CAREY et al. (2007) haben die Selbstversiegelungen von Rissen in der Zementation durch Calcitbildung an einer 55 Jahre alten Bohrung SACROC Projekt (Scurry Area Canyon Reef Operators Committee), in West Texas nachgewiesen, durch die 30 Jahre lang CO₂ zur Sekundärerödförderung (EOR) injiziert wurde.

Sollte CO₂ aufsteigen, kann dies unter Mitnahme von NaCl-gesättigtem Schichtwasser geschehen. Beim Aufstieg von hoch-salinaren Lösungen in flachere Teufen erfolgt eine Temperaturenniedrigung. Damit verbunden ist Senkung der Salzlöslichkeit, die zur Ausfällung von NaCl beim Aufstieg führen kann. Beim Aufstieg von gesättigtem Salzwasser von 2000 auf 1000 m Tiefe fallen nach den Daten von D'ANS-LAX (1967) etwa 10 g/l NaCl aus. Das entspricht einem „Selbstversiegelungspotential“ von 4,6 cm³ Halit pro Liter aufgestiegenem Wasser. Für die Selbstversiegelung durch Salz fanden sich Beweise in der Erdölbohrung in der SACROC Einheit in West Texas, da die versiegelnden Calcitneubildungen auch Halit enthielten (CAREY et al. 2007). Allerdings sind Solen, die nicht im Direkten Kontakt mit Salzgesteinen stehen häufig untersättigt.

Trotz der Versiegelung von Rissen durch die Bildung von Karbonaten scheinen die Kontaktflächen zwischen Verrohrung, Zement und Gebirge und Risse oder Lücken im Zement, die effektivsten Wegsamkeiten für den Aufstieg von Fluiden entlang einer Bohrung zu sein. CROW et al. (2010) konnten mittels vertikaler Interferenztteste an einer 30 Jahre alten Produktionsbohrung einer CO₂-Lagerstätte zeigen, dass die Permeabilität dieser

Wegsamkeiten die Matrixpermeabilität des Zements um 2-3 Größenordnungen übertrafen. Auch sie fanden eine Karbonatisierung des Zements im Bereich der Deckschicht der Lagerstätte. Die wichtigsten Voraussetzungen für eine Erfolgreiche Abdichtung einer Bohrung sind ihrer Meinung nach:

- die sorgfältige Entfernung der Bohrspülung, so dass eine gute Anbindung ans Gebirge erreicht wird,
- ein zentralisierter Einbau der Verrohrung, so dass der Ringraum rundum von Zement erfüllt werden kann,
- eine effektiv durchgeführte Zementation.

3.6.3 Stahlkorrosion

Bei üblichen Öl- und Gasbohrungen werden im Allgemeinen keine hochlegierten Stähle eingesetzt, so dass das Korrosionsmanagement zum Betrieb von Fördersonden gehört. Da die Sonden für eine begrenzte Betriebsdauer ausgelegt sind, wird ein Optimum aus Stahlqualität, Wandstärke und technischen Anforderungen gesucht. Die langfristige Beständigkeit gegen CO₂ ist dabei üblicherweise kein Kriterium. Zur Prognose der Korrosionsraten wurden Simulatoren entwickelt, die die Stahlsorte, die Reaktions- und Betriebsbedingungen sowie die Zusammensetzung der Fluide berücksichtigen (NORSOK 2005).

Stahl und Eisen korrodieren rasch in feuchter, sauerstoffhaltiger Umgebung, wie beispielsweise in Böden, Grund- oder Meerwasser. Dabei findet eine Oxidation des Eisens unter Bildung von Eisen-Oxid-Hydraten statt. Die Oxidation kann durch Legierungen mit Stahlveredlern (Cr, Ni, Mo, Co) und durch die Beschichtung exponierter Oberflächen (Emaille, Zn, Rostschutzanstriche) verhindert oder verringert werden.

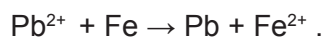
Die Verrohrung von Tiefbohrungen ist üblicherweise nicht gegen Korrosion geschützt. Der Sauerstoffgehalt tiefer Formationswässer ist sehr gering, so dass dort andere Redoxreaktionen ablaufen und Eisen überwiegend in zweiwertiger Form in Lösung geht. Kommen sie mit Formationswässern oder CO₂ in Kontakt, sind sie dabei zusätzlichen Substanzen ausgesetzt, welche die Korrosion beschleunigen, zum Beispiel Schwefelwasserstoff in Sauergasfeldern.

Bohrungen in tiefen Speichern und den umgebenden Gesteinen sind Chlorid-Ionen in hoher Konzentration ausgesetzt. Die Korrosionssteigernde Wirkung von Na-Cl-Lösungen durch den Einsatz von Streusalz ist von Stahlbetonbauwerken bekannt. Der genaue

Mechanismus der Chlorid-Korrosion ist jedoch noch unbekannt (STARK & WICHT 2001). Da viele Tiefenwässer reduzierend sind und nur sehr geringe Sauerstoffugazität aufweisen, hält sich die Stahlkorrosion meist in Grenzen. Sauerstoff wird als Nebenbestandteil von CO₂ aus Oxyfuel-Anlagen erwartet. Manche Erdölsonden korrodieren schon bei geringen CO₂-Gehalten, in O₂-freier Umgebung (GUNALTUN 1991). Die Injektion Sauerstoffhaltigen Gases ist daher für die Korrosion des Stahls von Altbohrungen kritisch zu betrachten.

Als unedles Metall kann Eisen gelöst werden in Wässern, die edlere Metallkationen enthalten, wobei es zur Ausscheidung der edleren Metalle kommt.

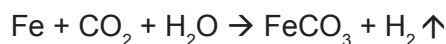
Auf Grund unterschiedlicher Standardpotentiale innerhalb der elektrochemischen Spannungsreihe (Standardpotentiale bei 25°C; 101,3 kPa; Pb²⁺ -0,13 V, Fe²⁺ -0,44 V) kommt es zur Reaktion



Lagerstättenwässer des Norddeutschen Beckens enthalten häufig hohe Blei-Konzentrationen. Die Ausfällung von Blei und Quecksilberverbindungen wird des Öfteren in Fördersonden beobachtet (LEBEDEV 1972; KAEMMEL et al. 1977; SCHMIDT 1998; SEIBT et al. 2003; HENKE et al. 2006).

Säuren und deren Salze tragen zur Stahlkorrosion bei. CO₂ ist als Gas nicht korrosiv, überkritisches CO₂ ebenfalls nicht (s. REINICKE et al. 2007). Es löst sich aber in der wässrigen Phase und bildet dort eine mittelstarke Säure, die in H₃O⁺ und HCO₃⁻ dissoziiert. Bei der Oxidation von Eisen durch Säuren wird Wasserstoff gebildet und Eisen(II)-Kationen gebildet, die mit den Hydrogenkarbonationen Eisenkarbonat (Siderit) bilden können.

Die Summe der Reaktionen kann folgendermaßen zusammengefasst werden:



Eisenkarbonat kann die Oberfläche von Stahl vor weiterer Korrosion schützen (NEŠIĆ et al. 2003; NEŠIĆ & LEE 2003; NORDSVEEN et al. 2003). Im Wasserbau wird diese Form der Passivierung schon seit längerer Zeit genutzt (EWKS Wasserhandbuch, WAT Wasserhandbuch).

Sideritbeläge wurden an Bohrungen in der Vorderrhön beobachtet, die CO₂ und Lagerstättenwasser förderten. Obwohl dort keine Edelstähle eingesetzt wurden, war die Korrosion an Bohrungen und Rohrleitungen aus normalem ST35 Stahl auch nach Jahrzehnten nur gering (KROSSNER et al. 1977). CAREY et al. (2007) konnten an einer CO₂-Injektionsbohrung im SACROC Projekt in West Texas keine wesentliche Korrosion der Verrohrung beobachten.

Gasförmige Nebenbestandteile aus der CO₂-Abscheidung können zusätzlich starke Säuren bilden: Schwefelwasserstoff aus integrierter Kohlevergasung oder Schwefeloxide aus der Oxy-Fuel-Verbrennung. Nach PFENNIG & BÄSSLER (2009) beeinflussen schon geringe H₂S-Gehalte das Korrosionsverhalten von Stahl negativ. Korrosionsprobleme wurden entsprechend auch an CO₂-Förderbohrungen in der Eifel beobachtet, welche Schwefelverbindungen enthielten.

Die Untersuchung von Stahlproben aus CO₂-Förderbohrungen und Korrosionsexperimenten zeigt, dass die Oberflächenbeläge nicht nur Siderit, sondern weitere Eisenoxide und Minerale enthalten, der Prozess der Passivierung also komplexer ist, als vereinfacht oben geschildert (PFENNIG & KRANZMANN 2009).

Die Bildung korrosionshemmenden Siderit-Schichten ist nicht allein von der Einwirkung von CO₂ abhängig. Auf die Bildung passivierender Schichten haben auch die Fluidzusammensetzung, die Stahlsorte, die Reaktionsbedingungen, die Gas-Wasser-Verhältnissen, die Strömungsbedingungen und weiteren Faktoren Einfluss, so dass uns keine generellen Aussagen zur Verstärkung oder Verminderung der Stahlkorrosion an Bohrungen unter Einwirkung von CO₂ möglich sind.

Der Vergleich von (meist sehr hohen) experimentell ermittelten Korrosionsraten mit den Erfahrungen an den CO₂-Förderbohrungen zeigt, dass sich die chemischen und fluiddynamischen Bedingungen der Laborexperimente schwer auf komplexe natürliche Bedingungen übertragen lassen und daher Prognosen zur Langzeitstabilität des Stahls in Altbohrungen allein aufgrund der Extrapolation experimenteller Korrosionsraten nicht verlässlich sind.

3.7 Schlussfolgerung aus dem Korrosionsverhalten

CO₂ bildet in wässriger Lösung Kohlensäure, die Stahl und Zement angreifen kann. Stahl korrodiert aber auch ohne den Einfluss von CO₂ in mineralisierten Schichtwässern. Bei der Oxidation von Eisen kann bei Anwesenheit von CO₂ aber auch Siderit gebildet und der Stahl passiviert werden. Alle Untersuchungen an Bohrungen mit reinem CO₂ (KROSSNER et al. 1977; CROW et al. 2008; CAREY et al. 2007) belegen eine wesentlich geringere Korrosion als die bei Laborversuchen (WAARD & MILLIAMS 1975; CAILLY et al. 2005) erzielten Werte. Schwefelverbindungen und Sauerstoff in injiziertem Gas können dagegen zu verstärkten Korrosionsproblemen führen (s. KERMANI & SMITH 1997). Zusätzliche Prozesse erschweren die Prognose von Korrosionsraten, beispielsweise Wasserstoffversprödung, nicht-lineare Temperaturabhängigkeiten oder die Bildung von Mangankarbiden (pers. Mitt. KRANZMANN

2010, BAM). Diese Vergleiche zeigen, dass sich die in einfachen Laborversuchen ermittelten Daten für Karbonatisierung der Zementation und der Stahlkorrosion nicht auf die Praxis übertragen lassen. Es kann nicht pauschal vorhergesagt werden, unter welchen Bedingungen mit verstärkter Korrosion oder Passivierung zu rechnen ist. Für die langfristige Sicherheit dürften Risse zwischen den Bohrungsbestandteilen, in der Zementation und Klüfte im Bohrlochnahen Gebirge für den Fluidfluss entscheidend sein. Die Bildung von Karbonaten an der Verrohrung und im Zement kann zur Selbstversiegelung solcher Risse führen. Außerhalb des CO₂-führenden Bereichs des Speichers könnte die Ausfällung von Mineralen, z.B. Halit aus Lagestättenwässern ebenfalls zur Selbstversiegelung von wasserwegsamem Klüften beitragen. Die Wirksamkeit dieser Prozesse und auch, im Gegensatz dazu, die Schaffung von Fluidwegsamkeiten durch Stahl- und Zementkorrosion sind noch Gegenstand laufender Forschung, so dass hier keine Bewertung der Korrosionsrisiken möglich ist und keine abschließende Aussage zum Speichersicherheit getroffen werden kann.

4 Sicherheitskonzept

Bearbeiterin: G. von Goerne

Nach der EU-CCS Richtlinie ist Grundvoraussetzung für ein Speicherprojekt, dass unter vorgeschlagenen Nutzungsbedingungen kein wesentliches Leckagerisiko besteht und wesentliche negative kurz-, mittel-, und langfristige Auswirkungen auf die Umwelt oder die Gesundheit unwahrscheinlich sind.

Diese Grundvoraussetzung gilt es nachzuweisen:

- Unterirdisch: Ein geeigneter geologischer Standort für einen CO₂-Speicher ist vorhanden (Standortnachweis),
- Oberirdisch: Der Bau und Betrieb des CO₂-Speichers (einschließlich Pipeline) ist an einem solchen Standort möglich (Nachweis der bautechnischen Machbarkeit),
- Umfassend: Der Schutz vor Risiken ist mit einem solchen Speicher gewährleistet (Sicherheitsnachweis).

Zur Ermittlung eines für die dauerhafte Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund geeigneten Standortes ist die Durchführung einer Sicherheitsanalyse unersetzlich. Das grundsätzliche Vorgehen ist in der EU-CCS Richtlinie 2009/31/EC dargelegt. Die zu einer Sicherheitsanalyse gehörenden Schritte sind in Anhang 1 der Richtlinie spezifiziert.

Das vorliegende Kapitel beschäftigt sich mit der Entwicklung eines Sicherheitskonzeptes zur Erbringung eines Sicherheitsnachweises. Es befasst sich ausschließlich mit dem geologischen Teil von Punkt c)⁹ der oben genannten drei Nachweise und den sich daraus ergebenden Sicherheitsanforderungen, nicht jedoch mit dem Transport von CO₂, also Sicherheitsanforderungen etwa für eine CO₂-Pipeline. Auf eine detaillierte Risikocharakterisierung, die eine Bewertung der kurz- und langfristigen Sicherheit des KohlendioxidSpeichers beinhaltet, wird hier ebenfalls nicht eingegangen. Punkt a) - der Nachweis der geologischen Eignung eines Speichers - ist in Kapitel 1 Speicherkonzept beschrieben und wird, obwohl Teil eines Sicherheitskonzeptes, hier nicht noch einmal diskutiert.

4.1 Einführung

4.1.1 Sicherheitskonzept

Ein Sicherheitskonzept lässt sich als ein Plan zur Erhaltung oder Verbesserung der Sicherheit einer Aktivität, eines Prozesses beschreiben. Der Begriff „Sicherheit“ selbst ist schwer zu definieren. Im Kontext der dauerhaften CO₂-Speicherung ließe sich „sicher“ wohl am ehesten als ein Zustand beschreiben, bei dem die Auswirkungen auf Menschen, Lebewesen, Umwelt und andere Güter vertretbar über kurze und lange Zeiträume gering ist (s. OLDENBURG et al. (2008)).

Grundsätzlich lassen sich zwei Vorgehensweisen unterscheiden, wie Sicherheitskonzepte entwickelt werden können, nämlich die Verwendung von Grundschutzmaßnahmen und die Durchführung von Risikoanalysen. Die Vorgehensweisen unterscheiden sich nicht in ihrem Ziel. Beide streben an, die Sicherheit zu erhöhen bzw. zu erhalten. Allerdings verzichtet ein Grundschutzkonzept auf eine detaillierte Risikoanalyse.

Im Grundschutzkonzept wird von pauschalen Gefährdungen ausgegangen und dabei auf die differenzierte Einteilung nach Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit verzichtet. Im Gegensatz dazu werden im Rahmen einer Risikoanalyse Gefährdungen sowie ihre Ursachen und Konsequenzen detailliert untersucht, um auf dieser Grundlage jeweils angemessene Sicherungsmaßnahmen auswählen zu können.

Zwar ist ein Grundschutzkonzept wenig aufwändig und dadurch schnell zu realisieren. Doch hat der Grundschutzansatz einige gravierende Nachteile, die besonders für die dauerhafte

⁹ Dies schließt Bohrlöcher (Injektions-, Überwachungs- und Altbohrungen) ein, und klammert oberirdische Anlagen, die nicht direkt mit einem Bohrloch zu tun haben, aus

Einlagerung von CO₂ von Relevanz sind: Er kann zum Beispiel nur dann angewendet werden, wenn es vergleichbare Vorbilder gibt. Gerade beim Einsatz neuer Technologien oder Anwendungen gibt es aber häufig noch keine „üblichen“ und „allgemein anerkannten“ Sicherungsmaßnahmen (STELZER 2002). Die Durchführung einer Risikoanalyse wird in den Bereichen empfohlen, in denen mindestens eines der folgenden Kriterien erfüllt ist:

- Die zu untersuchenden Systeme sind komplex, und mögliche Konsequenzen gefährdender Ereignisse sind nur schwer überschaubar.
- Bei dem zu analysierenden Bereich handelt es sich um neuartige und in ihrer Sicherheitsrelevanz noch unbekannt Anwendungen oder Systeme.
- Die mit dem Betrieb (...) verbundenen potentiellen Schäden sind sehr hoch.

Allen auf einer Risikoanalyse aufbauenden Sicherheitskonzepten gemein ist eine strukturierte Vorgehensweise:

Bestimmung des Objektes und der Schutzziele:

- Analyse der Bedrohungen / Schadensszenarien / Gefahren,
- Bewertung von Eintrittswahrscheinlichkeiten und potentieller Schadensschwere,
- Entwicklung von Maßnahmen zur Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit / Schadenshöhe,
- Planung von Maßnahmen und Bereitstellung von Mitteln zur Schadensbekämpfung und -eindämmung, wenn das Risiko schlagend wird,
- Analyse der eigenen Risikotragbarkeit und Genehmigung des Restrisikos.

Auch ein ausgefeiltes Sicherheitskonzept ist nicht in der Lage, das Restrisiko komplett zu eliminieren. Aus diesem Grund ist ein Krisenplan / Krisenmanagement notwendig, der im Ernstfall umgesetzt werden kann. Ein Krisenplan muss daher auch Inhalt eines umfangreichen Sicherheitskonzeptes sein.

Sicherheitskonzepte für komplexe Anwendungen wie etwa Erdgasspeicher, tiefe Geothermie, und insbesondere die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle in geologischen Formationen basieren auf einer detaillierten Risikoanalyse und werden in der Konsequenz auch für die dauerhafte Speicherung von CO₂ angewendet, wie in der EU-CCS Richtlinie gefordert.

4.1.2 Tolerierbares Risiko – das ALARP Prinzip

Bei der ALARP („As Low As Reasonably Practicable“) Methode wird das Risikospektrum in drei Risikoebenen unterteilt, und zwar in einen

- inakzeptablen Risikobereich,
- ALARP-Risikobereich,
- akzeptablen Risikobereich.

Der inakzeptable Risikobereich enthält die Risikofaktoren, die unbedingt ausgeschlossen oder durch Schutzmaßnahmen entschärft werden müssen.

Der ALARP Risikobereich befindet sich in der mittleren Ebene (s. Abb. 4.1) und enthält die Objekte, die näher untersucht werden müssen. Das heißt, es wird versucht, diese durch ökonomische Schutzmaßnahmen auf ein geringeres Risiko zu transformieren. Die Schutzmaßnahmen müssen ein ausgewogenes Verhältnis von Aufwand / Kosten und Nutzen aufweisen. Oder anders ausgedrückt: Das Risiko kann toleriert werden, wenn die Kosten der Risikominderung unverhältnismäßig groß sind in Bezug zu der Verbesserung, die erreicht werden könnte.

Der akzeptable Risikobereich ist in der unteren Ebene der Abb. 4.1 wiederzufinden. Die Risikofaktoren dieser Ebene bedürfen keiner näheren Bearbeitung, da sie ein zu geringes Risiko darstellen. Ziel jeder Risikoanalyse und nachfolgender Schutzmaßnahmen ist es, alle Risikofaktoren so niedrig wie praktisch sinnvoll zu halten (ALARP).

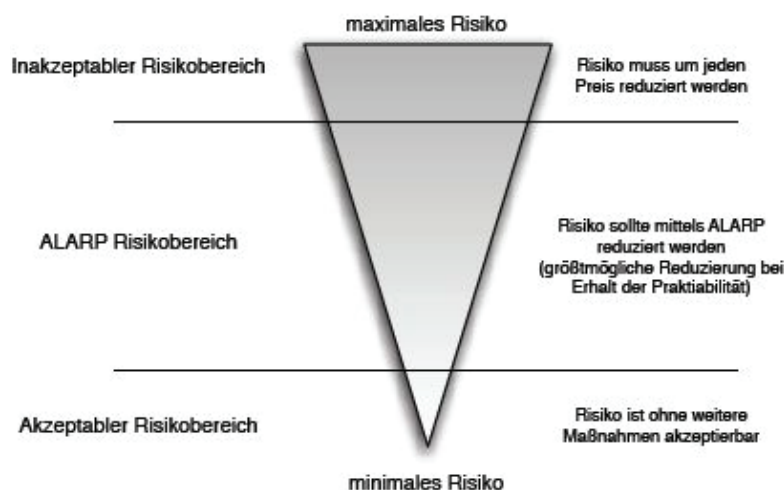


Abb. 4.1: ALARP-Darstellung aus BARTHOLOMÄUS (2006)

In Abb. 4.2 findet sich eine generische Anwendung am Beispiel der CO₂-Rückhaltefähigkeit eines Speichers. Die einzelnen möglichen Schwachstellen, etwa alte Bohrungen durch die CO₂ entweichen könnte, werden auf ihr Risiko hin bewertet und ergeben aufsummiert das

gesamte Rückhalterisiko, das in diesem Beispiel unterhalb eines festgelegten akzeptablen Risikolevels liegt. In diesem akzeptablen Risikobereich sind gemäß ALARP-Prinzip keine weiteren risikoreduzierenden Maßnahmen notwendig. Dieses Vorgehen setzt das Vorhandensein von Grenzwerten / Schwellenwerten voraus und es setzt voraus, dass die Risiken wohl definiert sind und sich bestimmen lassen. Von dieser Voraussetzung, insbesondere in Bezug auf Grenzwerte, lässt sich bei der CO₂-Speicherung nicht ausgehen. Erschwerend kommt hinzu, dass bei der Ermittlung des Risikos selbst von großen Unsicherheiten auszugehen ist (s. RIMINGTON & TRBOJEVIC 2000). Im Falle der geologischen Speicherung von CO₂ wird im Hinblick auf Risikoabschätzung Neuland betreten. Offen bleibt die Frage, ob sich Grenzwerte / akzeptable Risikolevel überhaupt festlegen lassen, da sie extrem Standortabhängig sind und auch übergeordneter Entscheidungen bedürfen. Wie groß etwa ein Risiko sein darf oder wie gering ein Risiko sein muss, damit es für eine Gesellschaft akzeptabel und tolerierbar ist bzw. den Bürgern zugemutet werden darf, darüber hat sich bislang kein gesellschaftlicher Konsens erzielen lassen.

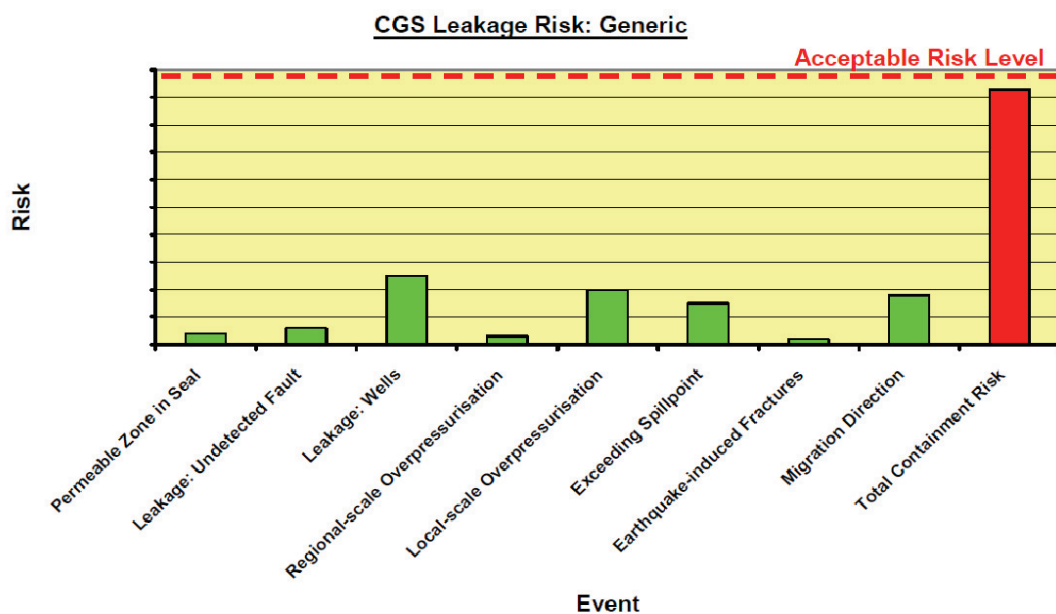


Abb. 4.2: Beispiel einer generischen Ermittlung des Risikolevels von Einzelereignissen, die zu einer Leckage führen können, aufsummiert zum gesamten Rückhalterisiko von CO₂ (WRIGHT 2008).

Besonders augenfällig wird die Schwierigkeit der Anwendung des ALARP-Prinzips beim Umgang mit Altbohrungen, die ein hohes Risikopotenzial aufweisen (s. Kapitel 3). Zur Verringerung des Risikos könnten Altbohrungen, die im späteren Einzugsbereich der Druckkaureole liegen aufgewältigt und neu verfüllt werden. Dies wäre eventuell wirtschaftlich nicht zu leisten, wenn viele Bohrungen im Einzugsbereich liegen. Zieht man sich nun auf einen Kompromiss zurück, verfüllt nur die problematischsten Bohrungen neu und überwacht die verbleibenden Bohrungen - um dann im Falle einer späteren Leckage nachzuarbeiten? Hier stellt sich dann die Frage, können wir geringfügige Le-

ckagen, die Mensch und Umwelt nicht schaden, tolerieren und die CO₂-Mengen über den Emissionshandel abrechnen? Diese Fragen wurden mit den Bergbehörden und beim abschließenden Werkstatt-Gespräch (Kap. 6) diskutiert. Eine Empfehlung, wie mit diesen Fragen umgegangen werden sollte, welches Restrisiko eine Gesellschaft zu tragen bereit ist, kann aufgrund der weitreichenden Implikationen hier nicht gegeben werden. Grundsätzlich ist das Risiko jedoch für jede Bohrung einzeln auf Basis der verfügbaren Verfüllungsberichte, Bohrberichte zu bewerten.

Gemäß der Prämisse der EU-CCS Richtlinie, die erforderliche Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt zu treffen, wird in dem im Folgenden dargelegten Sicherheitskonzept auf die Anwendung des ALARP-Prinzips verzichtet wohl wissend, dass diese im Entscheidungsprozess zur Beurteilung der Eignung einer Lagerstätte eine (auch ökonomische) Rolle spielt. Die Aktualisierung des Sicherheitskonzeptes sollte technische Weiterentwicklungen mit einbeziehen. Sie muss in jedem Fall die wachsender Erfahrungen aus dem Betrieb einer Speicherstätte bei der Fortschreibung des Sicherheitskonzeptes berücksichtigen.

4.2 Sicherheitsnachweis nach EU-CCS Richtlinie

Die EU-CCS Richtlinie sieht die Erbringung eines Sicherheitsnachweises vor. Grundvoraussetzung für ein CO₂-Speicherprojekt ist, dass unter den vorgeschlagenen Nutzungsbedingungen kein wesentliches Leckagerisiko besteht und wesentliche negative kurz-, mittel-, und langfristige Auswirkungen auf die Umwelt oder die Gesundheit unwahrscheinlich sind.

Die erforderlichen Aspekte eines Sicherheitsnachweises sind wie folgt definiert:

- Die Langzeitsicherheit eines Speichers muss gewährleistet sein,
- Gefahren für Mensch und Umwelt dürfen nicht hervorgerufen werden,
- Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt müssen getroffen werden, insbesondere durch Verhinderung von erheblichen Unregelmäßigkeiten.

Es kann Unterschieden werden zwischen den verschiedenen Phasen eines Speicherprojektes mit entsprechenden Sicherheitsnachweisen:

- Antrag auf Aufnahme des Betriebes: Sicherheitsnachweis,
- Stilllegung des Betriebes: Aktualisierter Sicherheitsnachweis,
- Übertragung der Verantwortung: Langzeitsicherheitsnachweis.

Die vorgesehene Weiterentwicklung des Nachweises trägt dem Umstand Rechnung, dass der Kenntnisstand über das Verhalten des Kohlendioxids im Kohlendioxidspeicher und im Speicherkomplex während der Betriebsphase zunimmt. Prognosen beruhen zum Zeitpunkt des Beginns der Speicherung vor allem auf Berechnungen und Modellen, die auch wegen der unterschiedlichen Eigenschaften der jeweiligen (potenziellen) Kohlendioxidspeicher und Speicherkomplexe mit Unsicherheiten behaftet sein werden. Deshalb sollten die im Verlaufe der Speicherung gewonnenen Erfahrungen Eingang in den Sicherheitsnachweis finden und so ein dynamisches Sicherheitskonzept auf Grundlage des Standes von Wissenschaft und Technik, welcher für Mensch und Umwelt bedeutsam ist, gewährleisten.

Basis für ein Sicherheitskonzept ist die Standortcharakterisierung inklusive umfangreicher Datengrundlagen (so genannter Ist-Zustands- („Baseline-“)Daten), sowie die Erstellung eines statischen dreidimensionalen Erdmodells. Die notwendigen Datengrundlagen sind im Kapitel 2 CO₂-Speicherkonzept dieses Berichts beschrieben. Sie sind ebenso im Anhang für Kapitel 1-3 (Stufe 1: Datenerhebung und 2: Erstellung eines dreidimensionalen Erdmodells) der Richtlinie gelistet.

Für die Diskussion eines Sicherheitsnachweises in diesem Kapitel wird im Wesentlichen Anhang 1, Stufe 3 der EU-CCS Richtlinie als Leitfaden genutzt. Diese beschreibt folgende Stufen:

- Charakterisierung des dynamischen Speicherverhaltens, Sensibilität
- Risikobewertung inklusive Charakterisierung der Gefahren, Bewertung der Gefährdung, Folgenabschätzung und Risikocharakterisierung

Zusätzlich werden Elemente der Risikoabschätzung (BRASSER et al. 2008) und Szenarienentwicklung (BGR-BERICHT ISIBEL II (2008) aus der Endlagerung Wärme entwickelnder radioaktiver Abfälle in Deutschland betrachtet. In Anlehnung an die sicherheitliche Bewertung von Endlagern lässt sich ein Vorgehensschema für die CO₂-Speicherung ableiten. Dieses ist in Abb. 4.3 dargestellt.

Da sich die hier gewählte Terminologie, nicht jedoch das Vorgehen selbst, etwas von der des Anhang 1 EU-CCS Richtlinie unterscheidet, werden beide Varianten in Tab. 4.1 gegenüber gestellt. Zusätzlich ist eine Spalte eingefügt die anzeigt, wo die einzelnen Arbeitsschritte detaillierter diskutiert werden.

Ein Sicherheitskonzept besteht aus den vier Komponenten 1) Standortcharakterisierung inklusive Injektionsstrategie, 2) Risikoanalyse (bestehend aus Szenarien- und Konsequenzanalyse), ein 3) Korrekturmaßnahmen-Paket in dem geeignete Maßnahmen zur Verhütung und Beseitigung von Leckagen und erheblichen Unregelmäßigkeiten zu beschreiben sind. Damit die Sicherheit von CO₂-Speichern langfristig gewährleistet

bleibt, ist eine 4) detaillierte und sorgfältige Beobachtung und Überwachung der Speicher notwendig.

Überwachungskonzepte für CO₂-Speicher werden in Kapitel 5 detailliert beschrieben. Die vier Schritte eines Sicherheitskonzeptes sind in Abb. 4.4 grafisch dargestellt.

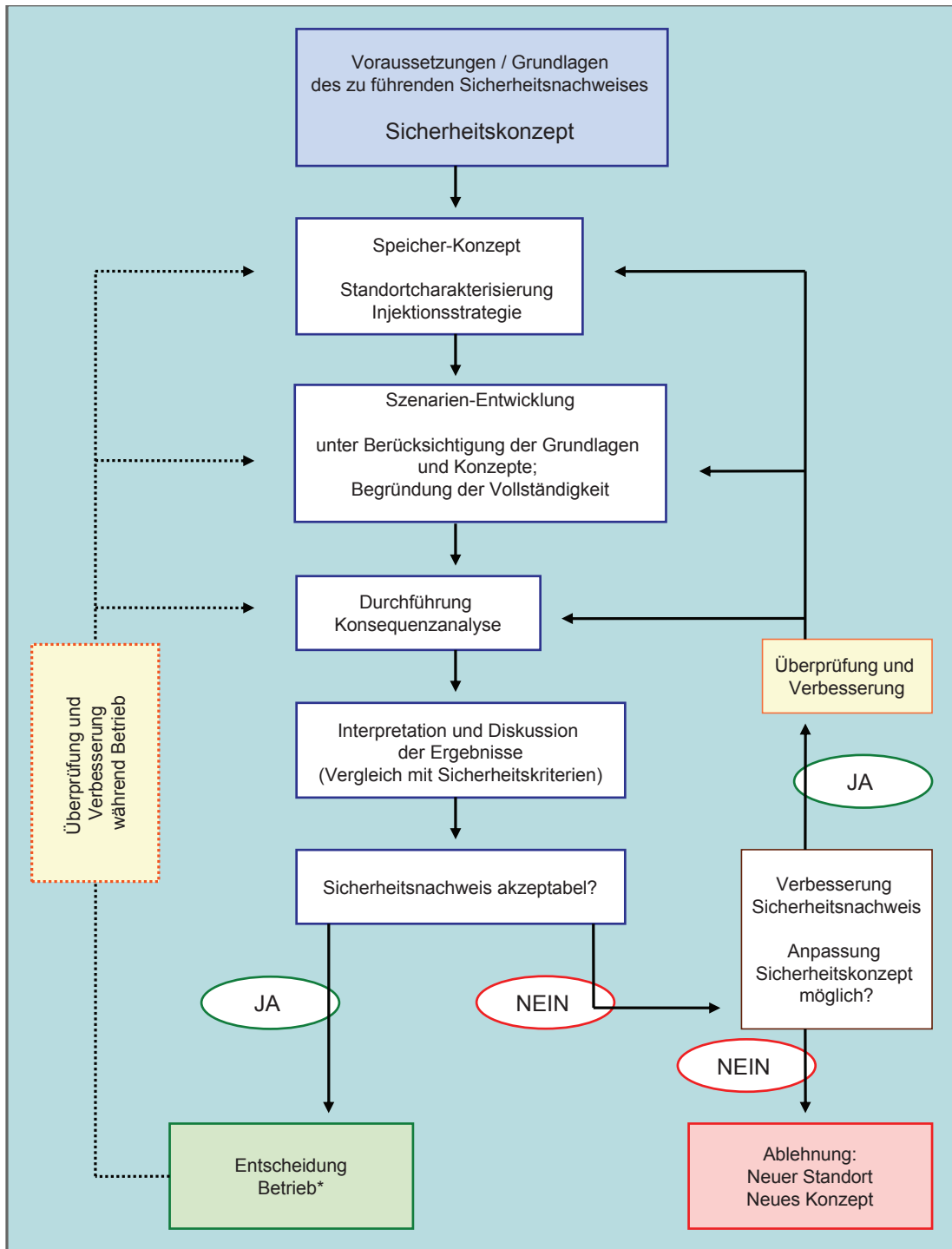


Abb. 4.3: Elemente und Arbeitsschritte zur Durchführung eines Sicherheitsnachweises. Sicherheitsschema für atomare Endlager (BGR) überarbeitet, erweitert und angepasst für CO₂-Speicherung)

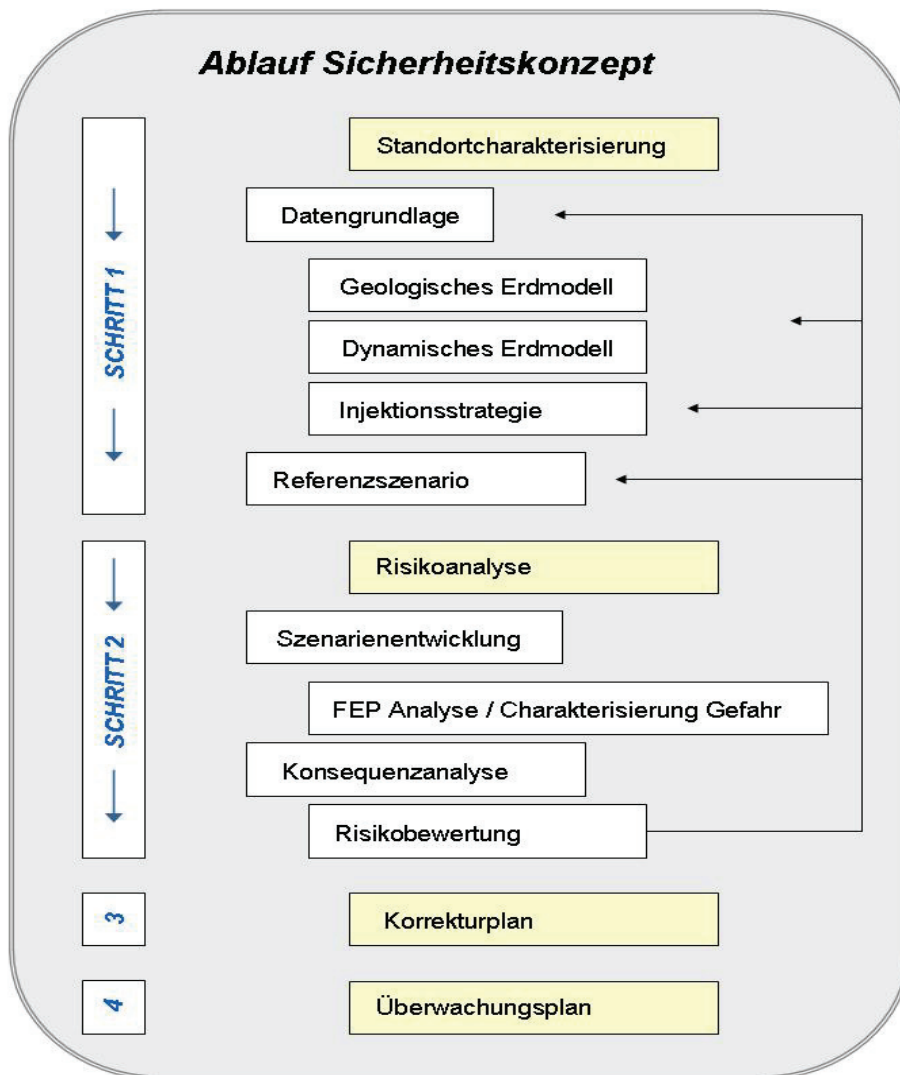


Abb. 4.4: Ablauf – Vier Arbeitsschritte eines Sicherheitskonzeptes. Die Schritte sind nicht einmalig, werden vielmehr über den Gesamtzeitraum eines Speicherprojektes wiederholt angewandt.

Tab. 4.1: Übersicht der Elemente eines Sicherheitskonzeptes die in diesem Bericht diskutiert werden und im Flussdiagramm (Abb. 4.3) dargestellt sind sowie deren Behandlung in der EU-CCS Richtlinie. Der Vollständigkeit halber wurden auch die für ein Sicherheitskonzept notwendigen Pläne Korrekturmaßnahmen (Notfallplan) und Überwachungskonzept aufgeführt. Diese sind jedoch nicht Teil von Anhang 1 der Richtlinie.

Teile eines Sicherheitskonzeptes	EU-CCS Richtlinie (Anhang 1)	Abb. 4.3	Diskutiert in Kapitel
Standortcharakterisierung (Standortkriterien)	Schritt 1: Datenerhebung	Speicherkonzept - Standortcharakterisierung	Kap. 2.1
(statisches Erdmodell)	Schritt 2: Erstellung statisches 3D- Erdmodell	Speicherkonzept - Standortcharakterisierung	Kap. 2.2
(dynamisches Erdmodell) (Injektionsstrategie)	Schritt 3.1: Erstellung dynamisches 3D- Erdmodell: Charakterisierung des dynamischen Speicherverhaltens	Speicherkonzept Injektionsstrategie	Kap. 2.2 Kap. 4.1.3
	Schritt 3.2: Charakterisierung der Sensibilität		Kap. 4.1.3
Risikoanalyse	Schritt 3.3.1: Risikobewertung: Charakterisierung der Gefahren	Szenarienentwicklung	Kap. 4.1.4
	Schritt 3.3.2: Risikobewertung: Bewertung der Gefährdung	Durchführung Konsequenzanalyse	Kap. 4.1.5
	Schritt 3.3.3: Risikobewertung: Folgenabschätzung	Durchführung Konsequenzanalyse	Kap. 4.1.5
	Schritt 3.3.4: Risikobewertung: Risikocharakterisierung	Interpretation und Diskussion der Ergebnisse	Kap. 4.1.6
Korrekturmaßnahmen	Verweis in Art. 16		Kap. 4.1.7
Überwachungskonzept	Anhang 2		Kap. 5

4.2.1 Langzeitsicherheit

Langzeitsicherheit lässt sich als ein Zustand definieren der gewährleistet, dass das gespeicherte Kohlendioxid, aber auch saline Wässer unter Berücksichtigung der erforderlichen Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt vollständig und auf unbegrenzte Zeit in dem Kohlendioxidspeicher zurückgehalten werden kann.

Es lassen sich zwei Ebenen der Langzeitsicherheit unterscheiden:

- Nachweis der Langzeitsicherheit als Teil des Sicherheitsnachweises bei Planfeststellung für Errichtung und Betrieb
- Nachweis der Langzeitsicherheit als allein stehender abschließender Nachweis für die Übertragung der Verantwortung

Der Sicherheitsnachweis wird auf Grundlage der Charakterisierung und Bewertung des Speichers erstellt. Allerdings kann dieser nicht auf direkten Beobachtungen basieren, da Beobachtungszeiträume um Größenordnungen kleiner sind als die zu bewertenden Zeiträume von bis zu 10.000 Jahren (s. Kap. 2 sowie LINDEBERG 2002).

Deshalb werden Konzeptmodelle zur Beschreibung der geologischen und hydrologischen Situation verwendet, deren mögliche Veränderungen und Langzeitverhalten durch die CO₂-Injektion mittels Computerberechnungen simuliert werden.

Ein Langzeitsicherheitsnachweis wird mit fortlaufendem Projekt detaillierter. In der Stufe der Standorterkundung, in der noch keine oder sehr wenige Untersuchungen erfolgt sind, kann der Langzeitsicherheitsnachweis auf generischen Annahmen beruhen, die im Laufe des Verfahrens durch standortspezifische Daten ergänzt werden. Auf der jeweiligen Verfahrensstufe sind die getroffenen Annahmen zu benennen und in den folgenden Stufen durch spezifischere Nachweise zu ergänzen. Bei der Beurteilung der langfristigen Sicherheit nach Stilllegung sollten insbesondere folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Die Übereinstimmung des aktuellen Verhaltens des gespeicherten Kohlendioxids mit dem modellierten Verhalten,
- die bauliche Integrität der dauerhaften Versiegelung des Kohlendioxidspeichers,
- das Nichtvorhandensein von Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten und
- die zukünftige Langfriststabilität des Kohlendioxidspeichers.

Der Langzeitsicherheitsnachweis muss transparent und nachvollziehbar mit wissenschaftlichen Methoden geführt werden. Die aufgeführten Argumente und Analysen müssen begründet werden, und verbleibende Unsicherheiten müssen dargestellt und in ihren Auswirkungen auf das Ergebnis diskutiert werden.

Der Nachweis der Langzeitsicherheit bedeutet hinreichende Gewissheit, dass das gespeicherte Kohlendioxid vollständig und auf unbegrenzte Zeit in dem Kohlendioxidspeicher zurückgehalten wird.

4.3 Dynamische Modellierung

Voraussetzung für eine dynamische Modellierung ist eine gute Datenbasis (s. Kap.2). Eine dynamische Modellierung umfasst mehrere Zeitschrittsimulationen der Injektion von CO₂ in einen CO₂-Speicher. Vorgaben über die Zeitschritte bestehen nicht. Prinzipiell lässt sich sagen, dass die Zeitintervalle zu Beginn der Injektion sehr kurz (Tage, Wochen), über die Betriebsphase (einer bis 10 Jahre) größer werden und langfristig sehr groß (mehrere 100er Jahresschritte) sein können. Zeitschritte lassen sich nicht vorher festlegen, sie müssen über bestimmte Eckereignisse (wie Injektionstests, Beginn der eigentlichen Injektion, Beendigung Injektion) hinaus standortspezifisch entschieden werden und hängen von der Fragestellung ab. Ein mögliches Zeitszenario ist in der folgenden Tabelle beispielhaft aufgestellt:

Tab. 4.2: Beispiel Zeitschritte einer dynamischen Modellierung

Jahr	Zustand
0	Ist-Zustand
0,001-0,002-	Injektionstest / Beginn Injektion
1-2-3-	Betrieb
5-10-	Betrieb
10-20-30-	Betrieb
40-41-42-	Beendigung Injektion
50-70-	Überwachung
100-200-500-1000 ...	Langfristige Entwicklung

Anlage 1 der EU-CCS Richtlinie beschreibt welche Faktoren bei der dynamischen Modellierung zur Charakterisierung des Speicherverhaltens mindestens zu beachten sind und welche Erkenntnisse zu erwarten sind. Dynamische Modellierungen erfüllen mehrere Aufgaben. Sie sind Teil der Standortcharakterisierung, sind notwendig für die Entwicklung einer Injektionsstrategie und beschreiben Szenarien zur Ermittlung der Sicherheit eines Speichers.

4.3.1 Injektionsstrategie

Die Anwendung von Modellierungen und Szenarien soll am Beispiel Injektionsstrategie diskutiert werden. Eine gegebene Menge CO₂ soll über einen festgelegten Zeitraum zum dauerhaften Verbleib in einen Speicher injiziert werden. Die Einbringung der geforderten Menge CO₂ muss ohne Zerstörung des Speichers und seiner Barriere erfolgen, bzw.

ohne Risiko für Mensch und Umwelt behaftet sein. Rein aus wirtschaftlicher Sicht könnte es vorteilhafter sein, mit möglichst wenigen Injektionsbohrungen eine möglichst große Menge CO₂ in den Untergrund zu bringen. Dies muss jedoch nicht unbedingt die beste Entscheidung sein: Bei dem Konzept würde eine Bohrung vermutlich mit dem größtmöglichen Druck am tiefsten Punkt der Bohrung (bottom hole) betrieben werden. Durch die Verdrängung des salinaren Formationswassers könnte die Umgebung des Bohrlochs austrocknen und zu Salzausfällungen führen, die die Permeabilität des Gesteins verringern und die Injektivität mittel- bis längerfristig verschlechtern (BURTON et al. 2009; MULLER et al. 2009). Eine hohe Injektionsrate erhöht auch den Porendruck in der Umgebung der Bohrung und verringert unter Umständen, die Möglichkeit CO₂ zu injizieren. Möglicherweise führen damit mehrere Injektionsbohrungen zu einem besseren Ergebnis. Die Modellierung mehrerer Szenarien mit unterschiedlichen Fragestellungen ist notwendig, um eine Balance zwischen Faktoren wie Kosten, beeinflusste Gebietsgröße, Kontinuität einer Injektion, bei größtmöglicher Sicherheit zu finden. Mögliche Szenarien zur Ermittlung einer Injektionsstrategie könnten sein:

- Szenariengruppe 1: Injektionsbohrungen (Anzahl, Lage),
- Szenariengruppe 2: Speicherkapazität (Befüllungsgrad),
- Szenariengruppe 3: Beeinflusstes Gebiet.

Da auch die Nutzung eines CO₂-Speichers von mehreren Quellen denkbar ist wäre es sinnvoll, die Beantwortung folgender Fragen bei der Entwicklung einer Injektionsstrategie mit in eine Bewertung einzubeziehen:

- Ist eine Erhöhung der Injektionsmenge mit dem vorgesehenen Injektionsplan (Lage, Anzahl Bohrungen) unter Einhaltung größtmöglicher Sicherheit möglich? Falls nicht, ließe sich eine Erhöhung durch zusätzliche Injektionsbohrungen erreichen?
- Reicht die Speicherkapazität?
- Würde eine Vergrößerung des beeinflussten Gebietes zu einem erhöhten Leckagerisiko oder zu Konflikten (z.B. konkurrierende Nutzung führen)?

Dieses Beispiel ist nicht vollständig. Es soll vielmehr das Verständnis für Szenarien erhöhen, die in der Szenarientwicklung im Rahmen einer Risikoanalyse diskutiert wird.

Nach entwickelter Injektionsstrategie kann ein Referenzszenario entwickelt werden, welches als Basis für die folgenden Risikoszenarien dient. Dieses Referenzszenario bildet die erwartete normale Entwicklung des Systems über einen zu betrachtenden Zeitraum von mindestens 10.000 Jahren ab. „Erwartet“ deshalb, weil wir uns in einem System bewegen, dass mit großen Unsicherheiten behaftet ist.

4.3.2 Umgang mit Unsicherheiten

Alle Analysen im Bereich der CO₂-Einlagerung sind zwangsläufig mit Unsicherheiten behaftet, weil die zugrunde gelegten Daten und Prozesse nicht genau bekannt sind, Prozesse vereinfacht abgebildet werden oder unberücksichtigt bleiben, und schließlich auch, weil das Verhalten des Systems auf ferne Zeiten oder große Volumina extrapoliert werden muss. Die verschiedenen Ursachen für diese Unsicherheiten müssen beschrieben und ihre Auswirkungen diskutiert werden. Dies betrifft sowohl Modelle, die Entwicklung von Szenarien, als auch die in Kapitel 4.4.2 beschriebene Konsequenzanalyse. Unsicherheiten lassen sich in verschiedene Klassen einteilen:

- Ungewissheiten über Aufbau und Entwicklung der Speicherstätte,
- Ungewissheiten in der Konzeptualisierung, d.h. Ungewissheiten über die Annahmen und das konzeptuelle Modell, mit denen ein bestimmtes Szenarium dargestellt wird,
- Ungewissheiten der Parameter, d.h. Ungewissheiten über die Parameterwerte, die in einem Modell verwendet werden,
- Ungewissheit der Vollständigkeit welche auf der Möglichkeit beruht, dass einige wichtige Ereignisse, Prozesse hätten übersehen werden können.

4.3.3 Sensibilität

Durch multiple Simulationen wird ermittelt, wie sensibel die Bewertung auf unterschiedliche Annahmen bei bestimmten Parametern reagiert.

Mit Hilfe einer Sensibilitäts- oder Sensitivitätsanalyse kann man feststellen, wie ein gegebenes Modell von den Eingabeparametern abhängt und unter welchen Umständen es instabil werden könnte. Durch die Identifizierung der sensitiven Parameter kann ermittelt werden, ob und gegebenenfalls inwieweit Daten genauer bestimmt oder Modelle verfeinert werden müssen.

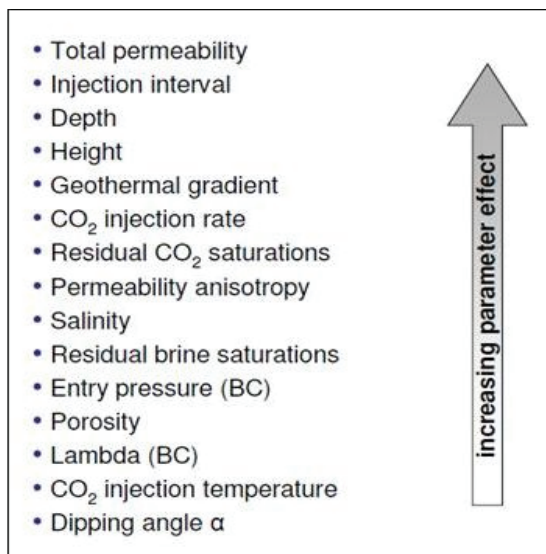


Abb. 4.5: Qualitatives Ranking von Parametern, die die Speicherkapazität beeinflussen.
Quelle: KOPP (2007)

KOPP (2007) hat dies exemplarisch für die Injektion von CO₂ in geologische Formationen durchgeführt und die relevanten Parameter, die die Speicherkapazität beeinflussen, herausgearbeitet. Ein Ergebnis der Analyse war eine qualitative Rangfolge der gesamten gemittelten Parametereffekte:

Die gesamte Permeabilität hat hier den größten Einfluss auf die Speicherkapazität, während die Injektionstemperatur von CO₂ für die Speicherkapazität eine offensichtlich vernachlässigbare Rolle spielt. Geringfügige Änderungen der Permeabilität ergeben starke Kapazitätsvariationen.

4.4 Risikoanalyse

Die hier gewählte Risikoanalyse setzt sich aus einer Szenarien- und Konsequenzanalyse zusammen. Sie folgt damit dem Vorgehen:

- Sicherheitskonzept Endlager,
- Anhang 1 EU-CCS Richtlinie,
- vorhandene Vorschläge zur CCS-Risikoabschätzung (z.B. IEA 2007; STELZER 2002, BOWDEN & RIGG 2004; DTI 2003)

Der Szenarien- Ansatz wird gewählt, weil große Unsicherheiten etwa in Bezug auf die Kenntnis des Untergrundes oder der Auswirkungen möglicher Leckagen bestehen. Speicher sind Standort spezifisch, das System ist extrem komplex. Darüber hinaus wird ein langer Zeitraum betrachtet und Auswirkungen können stark zeitverzögert wirken.

Als letzte Schwierigkeit erweist sich für die Risikoanalyse, dass Grenzwerte etwa für die Bewertung möglicher Schäden fehlen, bzw. noch nicht festgelegt worden sind.

Numerische Simulationen der ausgewählten Szenarien erlauben Prognosen über den möglichen Ablauf von Prozessen und die Quantifizierung der Auswirkungen in einer Konsequenzanalyse. Aufgrund der Simulationen lassen sich dann Maßnahmen zur Verringerung von Risiken entwickeln. Natürliche Analoga können hier Hilfestellung leisten.

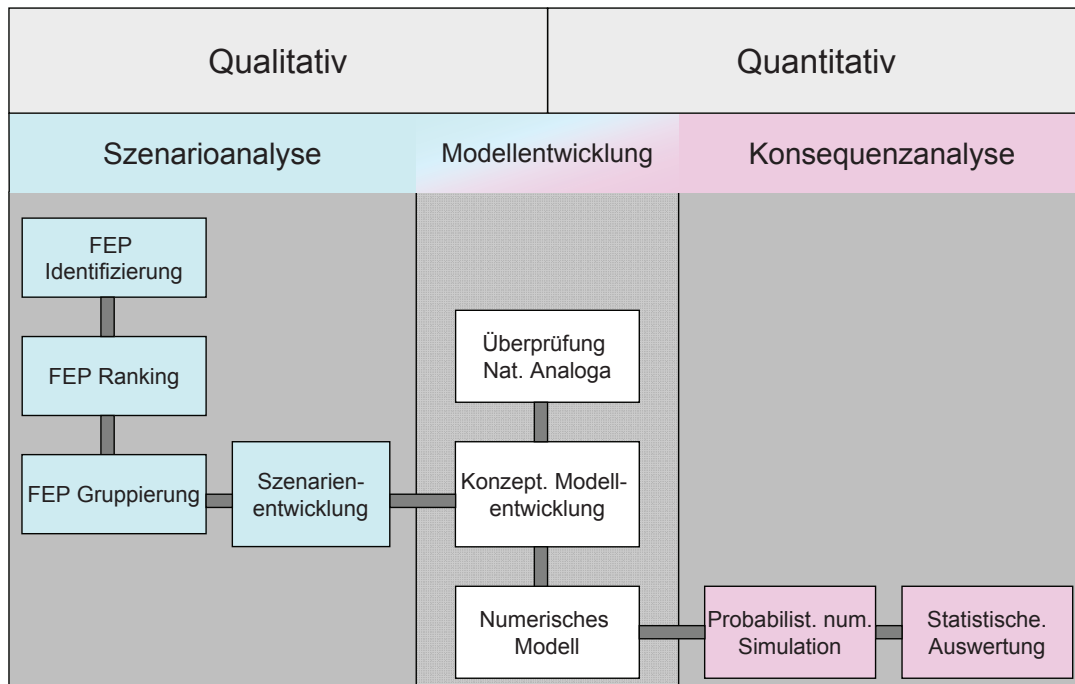


Abb. 4.6: IEA (2007): Role of RA in regulatory framework for geological storage of CO₂. Technical Study, Report Nr. 2007/2 (S. 7), überarbeitet

4.4.3.1 Szenarienanalyse

Die Herleitung von Szenarien, Konzeptualisierungen und Rechenfällen geschieht aufgrund von sicherheitsrelevanten Eigenschaften, Phänomenen und Entwicklungen. Ein Szenario ist eine hypothetische Aufeinanderfolge von Ereignissen, welches zur Analyse kausaler Zusammenhänge konstruiert wird. Werden Risiken mit Hilfe einer Szenarioanalyse untersucht, so ist dies in der Regel keine umfassende und vollständige Analyse aller in Frage kommenden Faktoren, sondern die Erörterung ausgewählter Fallbeispiele. Im Falle der CO₂-Speicherung können so die kritischsten Faktoren in einzelne Szenarios gruppiert und einer nachfolgenden Konsequenzanalyse unterzogen werden. Aus den Ergebnissen lassen sich Überwachungssysteme und Risikopläne mit Korrekturmaßnahmen entwickeln, die mit zur Sicherheit beitragen (WILDENBORG et al. 2005).

Auswahl von Faktoren

Der eigentlichen Szenarioanalyse geht eine Erhebungsphase voraus, in der zunächst die zu analysierenden Bereiche identifiziert werden. Die Identifizierung wird im Allgemeinen über Expertenworkshops durchgeführt, die dokumentiert werden. Szenarien liefern die Strukturen für Diskussionen über die mögliche Ausbreitung von CO₂, salinaren Wässern, Kohlenwasserstoffen, Zusatzstoffe oder Schadstoffe aus einem Speicherkomplex und sich daraus ergebender Konsequenzen. Eine wichtige Aufgabe bei der Bewertung der Sicherheit der dauerhaften Speicherung von CO₂ in tiefen geologischen Formationen ist die Bezeichnung, Auswahl und Dokumentation aller Eigenschaften, Ereignisse und Prozesse (so genannter „FEPs“), welche die Sicherheit eines Speichers beeinflussen könnten. Dokumentiert werden alle FEPs, die von allgemeiner und standortspezifischer Relevanz sind.

- F** (features) - „Eigenschaften“: Bedingungen oder Gegebenheiten, durch die ein bestimmtes System oder Teilsystem zu einem Zeitpunkt charakterisiert ist, wie etwa der Zustand der Deckschichten
- E** (events) - „Ereignisse“: natürliche Einwirkungen, spontane Vorgänge und Veränderungen sowie menschliche Eingriffe
- P** (processes) - „Prozesse“: langsam ablaufende und lang andauernde Vorgänge und Veränderungen, wie Korrosion, Löslichkeiten, Mineralreaktionen

Um zu überprüfen, ob in der Prognose über mögliche Entwicklungen alle in Frage kommenden FEPs berücksichtigt wurden, kann zum Beispiel der FEP-Katalog von Quintessa hinzugezogen werden (s. Liste der FEP Kategorien in Anhang). In dem FEP-Katalog werden Standortunabhängig Ereignisse, Eigenschaften und Prozesse aufgeführt, die einen Einfluss auf die Speichersicherheit haben können. Im Wesentlichen sind dies folgende unerwünschte Ereignisse (Gefahren):

- CO₂-Leckagen durch das Deckgestein, Störungen, Bohrlöchern, oder auch lateral etwa über einen Spillpoint hinaus
- Verdrängung / Aufstieg salinärer Formationswässer und anderer gefährdender Begleitstoffe oder freigesetzter Substanzen (in Trinkwasserhorizonte),
- Bodenbewegungen und Seismizität.

Ziel des Arbeitsschrittes, der Auswahl von Risikofaktoren ist letztendlich die Identifizierung potenzieller Risiken oder, anders ausgedrückt, die Herausarbeitung unerwünschter Ereignisse, wie etwa das Beispiel „Störungen“ in Abb. 4.7 mit dem unerwünschten Ereignis Leckage. In der Sicherheitsanalyse von Endlagern wird im Allgemeinen akzeptiert, dass

◀ 109/179 ▶	Full list / Geosphere / Geology / Fractures and faults	Create a link to this FEP Suggest FEP improvement
Name	4.1.11 Fractures and faults	
Description	<p>Fractures are cracks or breaks in rock. Fractures along which displacement has occurred are called faults. Fractures and faults can occur over a wide range of scales.</p>  <p style="text-align: center;">Fault picture from Georgia Perimeter College website</p>	
Relevance to performance and safety	<p>Fractures can enhance conductivity, for example, by a conductive fracture connecting permeable regions together. They can also act as seals, by bringing a relatively permeable region into contact with low conductivity rock, for example.</p>	
◀ 63/179 ▶	Full list / CO2 Properties, Interactions & Transport / CO2 interactions / Effects of pressurisation of reservoir on cap rock	Create a link to this FEP Suggest FEP improvement
Name	3.2.1 Effects of pressurisation of reservoir on cap rock	
Description	<p>A storage reservoir will experience enhanced pressure due to injection of CO₂. This may exceed original 'natural' pressurisation due to hydrocarbon emplacement, or clay mineral transformations during diagenesis.</p>	
Relevance to performance and safety	<p>'Overpressuring' of the reservoir may involve leakage of CO₂ through the cap rock due to fracturing or enhanced interactions with CO₂.</p>	

Abb. 4.7: Beispiel aus Quintessa Datenbank - FEPs, die sich im weiteren Sinne mit Störungen befassen, hier abgebildet das Ereignis „Fractures and Faults“ und der Prozess „Auswirkung Druckerhöhung im Speicher auf das Barrieregestein.“

die Beschreibung der wahrscheinlichsten und erwarteten zukünftigen Entwicklung eines Endlagersystems Bestandteil einer Szenarienentwicklung sein muss und dass eventuell verbundene Unsicherheiten in der Prognose mit „alternativen Szenarien“ dargestellt werden sollen¹⁰. Dies lässt sich ebenfalls für CO₂-Speicher anwenden.

Events und Prozesse sind dynamisch. Sie repräsentieren mögliche zukünftige Änderungen, die zu einem unerwünschten Ereignis führen können. Alle identifizierten Events und Prozesse werden einem Ranking unterzogen. WILDENBORG et al. (2005) schlagen vor, dies auf Basis einer Einschätzung semiquantitativer Wahrscheinlichkeit und möglicher Schaden in Expertenworkshops vorzunehmen. Diese erste Einschätzung greift der späteren Konsequenzanalyse vor, ist aber für die folgende Szenarienfestlegung notwendig. Als Ergebnis erhält man eine Liste von Risikofaktoren, die entweder weiterer Betrachtungen (in Form von Szenarien) bedürfen oder als unerheblich, und damit nicht weiter zu betrachten, kategorisiert werden.

Charakterisierung der Gefahren

Anhang 1 der Richtlinie sieht eine Charakterisierung der Gefahren vor die mittels Potenzialbestimmung eines Speicherkomplexes für Leckagen bestimmt wird.

Folgende Aspekte sind zu berücksichtigen:

- Potenzielle Leckagewege,
- Potenzieller Umfang von möglichen Leckagen,
- Kritische Parameter, die das Leckagepotenzial beeinflussen,
- Sekundärwirkungen der CO₂-Speicherung,
- Jeder andere Faktor, von dem eine Gefahr für die Gesundheit des Menschen oder für die Umwelt ausgehen könnte.

Szenarien

Das Herzstück einer Szenarioanalyse ist die Konstruktion konkreter Einzelfälle (Szenarien). Sie basieren auf einem Referenzszenario, aus dem heraus alternative Szenarien entwickelt werden. Es gibt keinen festgelegten Szenarienkatalog, der abgearbeitet werden kann. In der Literatur finden sich allerdings Hinweise auf stärker risikobehaftete Eigenschaften, wie etwa alte Bohrlöcher oder Störungszonen. Diese sollten, so im Speicherkomplex vorhanden, in die Szenarienentwicklung mit eingeplant werden.

¹⁰ BGR ISIBEL II (2008): Begleitung der sicherheitlichen Bewertung von Endlagern für HAW. Seite 6

Darüber hinaus könnten Aufsichtsbehörden und interessierte Öffentlichkeit an „Was wäre wenn?“ Szenarien interessiert sein. Der Vorteil wären etwa Informationen über maximal mögliche Leckagemengen aus beispielsweise einem komplett offenen Bohrloch, das neben einer Injektionsbohrung liegt und nicht verschlossen wird. Allerdings sind solche Szenarien höchst unwahrscheinlich und von zweifelhaftem Mehrwert. Zu einer ähnlichen Einschätzung bezüglich „worst case“ Parametern kommen auch WILDENBORG et al. (2005).

Aus der Charakterisierung der Gefahren und einer ersten Abschätzung der Wahrscheinlichkeit des Auftretens und des Ausmaßes möglicher Gefahren, sowie deren Unsicherheiten werden die Risiken gewichtet und daraus notwendige Szenarien abgeleitet. Einige in der Literatur und in Diskussionen immer wieder kehrende Fragestellungen und Unsicherheiten in Bezug auf die sichere dauerhafte Einlagerung von CO₂-Altbohrungen, Störungszonen, Trinkwasser (STENHOUSE et al. 2009) - sind in den folgenden Szenarienvorschlägen zusammengefasst:

- CO₂-Leckage als Folge eines undicht werdenden / undichten Bohrlochs,
- CO₂-Leckage entlang einer Störungzone,
- CO₂-Leckage aufgrund von Bruchbildung im Abdecker durch Überdruck,
- Aufstieg von salinarem Formationswasser in Grundwasser / Trinkwasserhorizont (entlang einer Störung),
- Unfall (Blow-Out) an Injektionsbohrung.

Tab. 4.3: Freisatzszenarien aus FUTUREGEN (2007, S. 5-28).

Release Scenario	Exposure Duration	Potential Volume	Initial Release to	Receptors
Upward leakage through the caprock due to catastrophic failure and quick release	Short-term	Variable, could be large	Air	Humans Ecological
Upward leakage through the caprock due to gradual failure and slow release	Long-term	Small	Air, groundwater	Humans Ecological
Upward leakage through the CO ₂ injection well(s)	Short-term and long-term	Variable, could be large	Air, groundwater	Humans Ecological
Upward leakage through deep oil and gas wells	Short-term and long-term	Variable, could be large	Air, groundwater	Humans Ecological
Upward leakage through undocumented, abandoned, or poorly constructed wells	Short-term and long-term	Variable, could be large	Air, groundwater	Humans Ecological
Release through existing faults due to the effects of increased pressure	Long-term	Variable, could be large	Air, groundwater	Humans Ecological
Release through induced faults due to the effects of increased pressure	Long-term	Variable, could be large	Air, groundwater	Humans Ecological
Lateral or vertical leakage into non-target aquifers due to lack of geochemical trapping	Long-term	Variable	Groundwater	Humans Ecological
Lateral or vertical leakage into non-target aquifers due to inadequate retention time in the target zone	Long-term	Variable	Groundwater	Humans Ecological
Gas intrusion into groundwater (with potential release of radon)	Long-term	Low	Groundwater	Humans Ecological

Weitere Szenarien sind denkbar. So wurden etwa in der Risikoabschätzung für FUTUREGEN (2007) in den Freisatz-Szenarien zusätzlich Zeit, Menge und Austrittsmedium mit betrachtet (s. Tab. 4.3)

Die hier vorgestellten Szenarien können als Hilfestellung bei der Entwicklung der Szenarien dienen, sind jedoch nicht umfassend, da standortabhängig weitere oder andere Szenarien relevant werden können. Für den Sicherheitsnachweis gilt: Die Auswahl der repräsentativen Risikopfade muss begründet werden inklusive Verbreitung der mit ihr verbundenen Unsicherheiten und Sensibilitätsanalysen. Die Szenarioauswahl erfolgt qualitativ unter Hinzuziehung von Experten in Form von Workshops und Diskussionsrunden. Die Bewertung der Risiken erfolgt mittels semiquantitativer Methoden. Numerische Prognosen erlauben Prognosen und die Quantifizierung der Auswirkungen.

4.4.1 Konsequenzanalyse

Die Risikobewertung soll zu einer Auswirkungshypothese („Impact Hypothese“) führen. Darunter kann man sich eine knappe und präzise Darstellung der von der Einbringung zu erwartenden Konsequenzen vorstellen. Sie bildet die Grundlage für die Entscheidung, ob ein Projekt zugelassen werden soll oder nicht, sowie für die Überwachung (UBA-Forschungsbericht 2008).

Die beiden zentralen Kategorien, die beim Thema Risiko eine Rolle spielen, sind Schadensausmaß und Eintrittswahrscheinlichkeit.

Risiko = Schadensausmaß x Eintrittswahrscheinlichkeit

Die Dimension, die durch einen Schaden als verletzt angesehen wird, bezeichnet man als Schutzgut. Als Schadens- oder Gefährdungspotential gilt die Summe der möglichen Schäden, die durch eine Aktivität oder durch ein Ereignis ausgelöst werden könnten.

Die EU-CCS Richtlinie definiert keine Schutzgüter, spricht aber vom Schutz des Menschen und der Umwelt. Dies lässt sich in Anlehnung an Umweltverträglichkeitsprüfungen weiter definieren, in folgender Form. „Schutzgüter“ oder „in der Risikobewertung zu betrachtende Güter“ sind:

- Mensch: Leben und Gesundheit; Lebensqualität, sozioökonomische Stabilität,
- Umwelt (artenbezogen): Flora und Fauna, biologische Vielfalt,
- Umwelt (medienbezogen): Boden, Wasser, Luft, Landschaft,
- Umwelt (großräumig- und zeitbezogen): Klima.

Darüber hinaus gehend könnten erweiternd weitere Güter diskutiert werden:

- Kulturgüter und sonstige Sachgüter,
- Nutzung anderer Ressourcen.

Anders als bei der Messung physischer Schäden gibt es keine eindeutige Methode zur Bestimmung von Eintrittswahrscheinlichkeiten etwa von CO₂-Leckagen entlang von Störungen. Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts wird abgeleitet aus Analysen, Simulationen, Messdaten, Expertenbeurteilung unter Zuhilfenahme von Szenarien. Eine stichprobenartige Expertenbeurteilung wurde im Rahmen dieses Projektes durchgeführt. Details und Auswertung befinden sich in Anhang dieses Berichtes.

In die Betrachtung der Konsequenzen fließt im Allgemeinen auch ein, wie weit ermittelte Werte von Schutzziele abweichen und bei welchen Szenarien oder in welchem Zeitraum Grenzwerte erreicht oder überschritten werden. Aus der EU-CCS Richtlinie lassen sich für die CO₂-Speicherung drei Schutzziele ableiten: Schutz des Klimas, Versorgungssicherheit und Schutz des Menschen und der Umwelt, auch in Verantwortung für zukünftige Generationen.

Die unterschiedlichen Schutzziele offenbaren ein Dimensionsproblem in Bezug auf mögliche Grenzwerte. Der einmalige Freisatz von 10 Tonnen Kohlendioxid etwa stellt aus Klimaschutzsicht vermutlich kein großes Gefährdungspotential dar, wohl aber für Menschen, die sich in der Nähe eines Freisetzungsortes befinden. Für letzteres ließen sich in einer Grenzwertdebatte Expositionswerte aus Sicherheitsdatenblättern für Kohlendioxid zu Hilfe nehmen (s. Tab. 4.4), wobei hier noch sehr viel mehr differenziert werden müsste, etwa in eine Unterscheidung von CO₂-Freisatz in Räumen und im Freien, dort dann Angaben zu Bevölkerungsdichte, Topographie, Wetter und bevorzugte Windrichtungen. All diese Angaben sind notwendig zur Abschätzung der Gefährdung von Menschen im Falle eines Freisatzes von CO₂ in Bodenluft und Atmosphäre. Denn von Fließraten oder Freisatzmengen allein lassen sich zwar Konzentrationen in der Atemluft berechnen, doch bedeuten diese nicht zwangsläufig Gefährdungen.

Tab. 4.4: CO₂-Konzentrationen [in Vol%] und deren Effekte

Konzentration CO ₂ [Vol%]	Effekt auf Menschen
0,0385	Aktuelle (Jahr 2008) Konzentration in der Atmosphärenluft
0,15	Empfohlener Richtwert für Kohlendioxid-Konzentration in Innenräumen
0,3	MIK-Wert (= Maximale Immissionskonzentration; keine Gesundheitsbedenken bei dauerhafter Einwirkung)
0,5	Maximale Arbeitsplatzkonzentration; keine Schädigung bei täglicher Exposition von acht Stunden)
1,5	Zunahme des Atemzeitvolumens um mehr als 40%.
4	Atemluft beim Ausatmen
5	Auftreten von Kopfschmerzen, Schwindel
8-10	Atemnot, beschleunigter Herzschlag, Blutdruckanstieg, Kopfschmerzen, Ohrensausen, Erregung, Brechreiz, Blaufärbung der Haut und Schleimhäute, Schwindel, Schwächegefühl, Bewegungsstörungen, krampfartige Zuckungen und schließlich Bewusstlosigkeit, Eintreten des Todes nach 30–60 Minuten
20	Plötzliches bewusstloses Zusammenbrechen, Eintreten des Todes nach 5-10 Minuten

Aspekte zum Grundwasser

Leckage von CO₂ kann nicht nur in der Luft, sondern auch im Boden oder im Grundwasser schädlich wirken. Grenzwerte etwa in der Bodenluft wären artenspezifisch, und liegen noch nicht vor. Die EU Grundwasser-Richtlinie (2006) verlangt die Festlegung von Schwellenwerten für Grundwasserkörper¹¹. Hierbei ist zu beachten, dass die Beschaffenheit des Grundwassers (ebenso wie Schwermetalle im Gestein) standortspezifisch ist und je nach Region erheblich voneinander abweichen kann. Dieses ist insofern relevant, da die Vorschriften über den chemischen Zustand des Grundwassers nicht für natürlich auftretende hohe Konzentrationen von Stoffen oder Ionen oder ihren Indikatoren in einem Grundwasserkörper oder in den damit verbundenen Oberflächenwasserkörpern, die auf besondere hydrogeologische Bedingungen zurückzuführen sind, gelten. In Bezug auf die CO₂-Speicherung ist es daher wichtig, dass bei einer Standortuntersuchung umfangreiche Grundwasseruntersuchungen zur Ermittlung der Basiswerte durchgeführt werden. Anhang II, Teil B der Richtlinie enthält eine Liste der zu prüfenden Schadstoffe und deren Indikatoren. Für die CO₂-Speicherung relevant sind hierbei:

- As, Cd, Pb, Hg, Chlorid, Sulfat, sowie Parameter, die Einträge von Salzen anzeigen (insbesondere Leitfähigkeit)

CO₂ ist per Definition kein Schadstoff, doch können durch die Speicherung von CO₂ salzhaltige Formationswässer verdrängt, Schwermetalle gelöst und im Falle einer Leckage in Trinkwasser führende Horizonte eindringen. Schwermetalle wie Pb, Cd, aber

¹¹ Gefordert bis 22.12.2008 gemäß EG Grundwasserrichtlinie Richtlinie 2006/118/EG

auch Einträge von Salzen¹² sollen einen Schwellenwert erhalten, der für die CO₂-Speicherung von Bedeutung sein kann. Ein Grundwasserkörper ist im guten Zustand, wenn Untersuchungen belegen, dass keine Salz- oder andere Intrusionen bestehen (Nachweis über Leitfähigkeit) und die Ziele für verbundene Oberflächengewässer nicht gefährdet werden, die ökologische oder chemische Qualität dieser Oberflächengewässer nicht signifikant verringert wird, abhängige Landökosysteme nicht signifikant geschädigt werden, die Werte der Qualitätsnormen und der relevanten Schwellenwerte an keiner Messstelle im Grundwasserkörper überschritten werden.

Im FUTURGEN-REPORT (2007) wurden folgende Besorgnis erregende Stoffe definiert, die der Aufmerksamkeit bedürfen:

- CO₂ selbst
- Andere Stoffe im Gas: H₂S, SO_x, NO_x, CO, CH₄, Hg, Cyanide
- Weitere mögliche Bedenken: Rn, pH-Wert Änderungen von Grund- und/oder Oberflächenwasser.

Anhang III – Beurteilung des chemischen Zustands des Grundwassers - der Grundwasserrichtlinie 2006/118/EG, kann für die Sicherheitsanalyse zu Rate gezogen werden. Bezogen auf Grundwasser sind folgende Auswirkungen und Gefährdungen zu untersuchen:

- a) die Auswirkungen der Schadstoffe im Grundwasserkörper,
- b) die Mengen und Konzentrationen der Schadstoffe, die vom Grundwasserkörper in die damit verbundenen Oberflächengewässer oder in unmittelbar abhängige terrestrische Ökosysteme übertragen werden oder übertragen werden können,
- c) die wahrscheinlichen Auswirkungen der Mengen und Konzentrationen der Schadstoffe, die in die verbundenen Oberflächengewässer und unmittelbar abhängigen terrestrischen Ökosysteme eingetragen werden,
- d) die Erstreckung eines etwaigen Salzeintrags oder anderer Intrusionen in den Grundwasserkörper,
- e) die von Schadstoffen im Grundwasserkörper ausgehende Gefahr für die Qualität des aus dem Grundwasserkörper entnommenen oder zu entnehmenden Wassers, das für den menschlichen Verbrauch bestimmt ist.

Der zulässige Höchstwert für Chlorid im Trinkwasser beträgt: 250 mg/l ≈ 0,025 Massen-%.

Bewertung der Gefährdung

In der EU-CCS Richtlinie ist eine Gefährdung ausgehend von den Umweltmerkmalen und

¹² Für Salzkonzentrationen als Folge menschlicher Tätigkeiten können die Mitgliedstaaten beschließen, Schwellenwerte entweder für Sulfat und Chlorid oder für die Leitfähigkeit festzulegen.

der Verteilung und den Aktivitäten der über dem Speicherkomplex lebenden Bevölkerung sowie vom möglichen Verhalten und Verbleib von CO₂, das über die im Rahmen der Gefahrencharakterisierung ermittelten potenziellen Leckagewege austritt, zu bewerten.

Da bislang noch keine Vorschriften und darin beschriebene Grenzwerte oder Mindestanforderungen für Gefährdungen durch CO₂-Speicherprojekte vorliegen, müssen spezielle Methoden der Risikoeinschätzung angewendet werden, wie die bereits beschriebene Abschätzung von Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß.

Gefährdungsbewertungen sind Prozesse kontinuierlicher Verbesserung. Grundsätzlich lässt sich wie folgt vorgehen:

- Gefährdungen ermitteln,
- Gefährdungen bewerten („Stand der Technik“),
- Schutzmaßnahmen treffen (Korrekturplan),
- Wirksamkeit der getroffenen Schutzmaßnahmen kontrollieren (Überwachung, Erfolgskontrolle).

Zum Teil fehlende Grenzwerte, Abschätzung von Schadensausmaß, Eintrittswahrscheinlichkeit, all dies ist schwierig zu bestimmen. Im FutureGen Projekt werden, wie bei der Untersuchung möglicher Speicher in Australien, Erfahrungen aus der Öl- und Gasindustrie zu Rate gezogen, um Informationen zu Bohrlochstörungen, Pipeline-Unfällen und Leckagerisiken zu erhalten. Dazu kommen natürliche Analoga, speziell CO₂-Lagerstätten, Modellierungen und die Urteile eines Expertenpanels. Ein Ergebnis solch eines Prozesses sei hier in Tab. 4.5 für CO₂-Leckageraten abgebildet, die für Folgeabschätzungen benötigt werden.

Folgenabschätzung

Die Folgenabschätzung¹³ ermittelter potenzieller Leckagen erfolgt gemäß Anlage 1 ausgehend von der Sensibilität bestimmter Arten, Gemeinschaften oder Lebensräume.

Die Folgenabschätzung umfasst darüber hinaus eine Bewertung der Auswirkungen anderer Stoffe, die bei Leckagen aus dem Speicherkomplex austreten können. Betrachtet werden hierbei ausschließlich Stoffe, die sich auf die CO₂-Injektion beziehen das heißt, im Injektionsstrom enthaltene Verunreinigungen oder im Zuge der CO₂-Speicherung entstandene neue Stoffe, nicht jedoch die Auswirkungen des Austritts salinärer Wässer. Dies sollte jedoch auf jeden Fall mit betrachtet werden.

¹³ Folgenabschätzungen sind Teil einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Diese umfasst die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens.

Tab. 4.5: Ermittelte Leckageraten und Häufigkeit des Auftretens, Latrobe Valley, Australia (FUTUREGEN 2007).

Site	Mechanism	Frequency (1/1,000 year- item)	Loss Rate, tons/year/item (metric tons/year/item)	Number of Items	Duration (Years)
Basin Center, Latrobe Valley, Australia					
	Compressor failure	0.07	4,409,245 (4,000,000)	12	0.001
	Earthquake	0.0001	1,102 to 6.6 (1,000 to 6)	1	0.083 to 1,000
	Exceed spill point	0.000001	2,204,623 (2,000,000)	1	200
	Leaky exploratory wells	0.1	220 (200)	15	500
	Leaky injection wells	0.001	220 (200)	20	500
	Leaky production wells	0.01	220 (200)	63	500
	Local over-pressure	0.01	33 (30)	20	0.02
	Migration direction error	0.0001	2,204,623 (2,000,000)	1	200
	Pipeline failure	0.07	NA	1	0.083
	Platform failure	0.005	22,046,230 (20,000,00)	1	0.003
	Regional over-pressure	0.00001	6.6 (6)	1	1
	Seal Leak, Fault	0.0001	6.6 (6)	4	100
	Seal Leak, Perm Zone	0.000001	0.011 (0.01)	1	1000

Über die Sensibilität bestimmter Arten, Gemeinschaften oder Lebensräume ist noch nicht viel bekannt. In einer technischen Studie des IEA-GHG Programme (2007) wird die Notwendigkeit weiterer Untersuchungen hervorgehoben. Einige Beispiele für die Auswirkungen von CO₂ auf Pflanzen sind in Tab. 4.6 wiedergegeben.

 Tab. 4.6: Beispiel der Auswirkungen unterschiedlicher CO₂-Belastungen auf Pflanzen (IEA GHG Studie Nummer 2007/3).

Organismen	Ausgesetzte CO ₂ -Belastung	Auswirkung
Pflanzen	> 0,2%	Anregung der Photosynthese von C3 Pflanzen (beinhaltet Getreide wie etwa Weizen)
	Bäume, Mammoth Mountain USA: 20-90%	Bäume starben ab vermutlich durch Unterdrückung der Wurzelatmung aufgrund von O ₂ -Mangel (Hypoxie)
	> 5%	Schädliche Auswirkung auf die Gesundheit von Pflanzen und den Ertrag
	5-30%	Schwerwiegende Auswirkungen erwartet
	> 30%	Definiert als tödliche Konzentration
	20%	Lang anhaltende (dauerhafte) Belastung führt zu Todeszonen ohne makroskopische Flora

4.5 Risikocharakterisierung

Gemäß Anlage 1 der EU-CCS Richtlinie besteht die Risikocharakterisierung aus folgender Bewertung:

- Bewertung der kurz- und langfristigen Sicherheit des CO₂-Speichers
- Bewertung des Leckagerisikos unter den vorgeschlagenen Nutzungsbedingungen
- Bewertung der schlimmsten möglichen Umwelt- und Gesundheitsfolgen

Die Charakterisierung stützt sich auf die Bewertung der Gefahren, Gefährdung, Folgen-

abschätzung, Unsicherheitsquellen, sowie einer Darstellung der Möglichkeit zur Verringerung der Unsicherheit.

Wenn Aussagen zur Sicherheit des Speichers auch bei größeren Änderungen der Eingangsvoraussetzungen (z.B. der geologischen, geochemischen und physikalischen Verhältnisse) noch zum gleichen Schluss oder Ergebnis führen, ist das konkrete Projekt wenig sensitiv und sein zugrunde liegendes Sicherheitskonzept weist eine hohe Robustheit auf. Auf der anderen Seite kann es auch Komponenten geben, deren Änderungen die Ergebnisse der Sicherheitsanalyse stark beeinflussen. Die Erfassung dieser Daten und ihrer Bandbreite sowie ihre Aussagesicherheit sind von zentraler Bedeutung für die Robustheit der Sicherheitsbewertung. Die Robustheit der Endergebnisse der Sicherheitsbeurteilung des Speichers muss nachgewiesen werden.

4.6 Korrekturmaßnahmen

Ein wichtiger Teil des Sicherheitsnachweises ist die Entwicklung von Korrektur- und Störfall/Notfallplänen zur Reduktion des Risikoniveaus und Minderung möglicher, ungewollter Ereignisse (bis hin zu erheblichen Unregelmäßigkeiten oder sogar Leckagen). Die einzuleitenden Maßnahmen können proaktiv (präventiv, vorsorgend) oder reaktiv (korrektiv, nachsorgend) sein. Mit anderen Worten, in erstem Falle ist kein Ereignis eingetreten, doch werden Maßnahmen ergriffen, ein Eintreten zu verhindern bzw. das Risiko zu mindern. In zweitem Falle ist das Ereignis eingetreten und die ergriffenen Maßnahmen beheben oder verringern so weit wie möglich den Schaden.

In Abhängigkeit eines ermittelten Risikoniveaus lassen sich unterschiedliche Handlungsoptionen festlegen. Sie reichen von vorsorgend bis zum sofortigen Handeln und Betriebsstopp. In der EU- Richtlinie werden erhebliche Unregelmäßigkeiten und Leckagen unterschieden, die mit einem Risiko für Mensch und Umwelt behaftet sind.

Tab. 4.7: Handlungsoptionen in Abhängigkeit des Risiko-Niveaus.

Risiko Niveau	Korrektur: Handlung und Zeitraum
Gering	Keine Handlung notwendig.
Innerhalb der Toleranz	Verbesserung nicht Pflicht. Empfohlen werden jedoch (kostengünstige) Verbesserungen wo möglich.
Moderat	Risiko soll verringert werden. Betrieb (ggf. mit Anpassung) noch möglich. Präventionskosten können begrenzt sein, sofern damit Rückführung auf Toleranz Niveau zu erreichen ist. Maßnahmen sollten zwecks Überprüfung der Wirksamkeit an einen Zeitplan geknüpft sein.
Substantiell	Sofortiges Handeln notwendig. Betriebsstopp. Betrieb darf erst fortgesetzt werden, wenn das Risiko verringert wurde und kein Anstieg des Risikos (über die Toleranzgrenze hinaus) zu erwarten ist. Größere Ressourcen müssen bereit gestellt werden.
Nicht tolerierbar	Sofortiges Handeln notwendig. Betriebsstopp. Sollte das Risiko selbst mit unbegrenzten Mitteln nicht verringert werden können, muss der Betrieb verboten bleiben.

In der Literatur gibt es eine Reihe von Ansätzen und Vorschlägen, wie mit möglichen Unregelmäßigkeiten und Leckagen umgegangen werden kann. Eine ausführliche Liste befindet sich beispielsweise im IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (METZ et al. 2005). Weitere Maßnahmen aus aktueller Literatur befinden sich in Tab. 4.8.

Sollte es zu einer Unterbrechung der Injektion kommen ist zu beachten, dass dies ebenfalls ein Problem darstellen könnte, da sich Hydrate bei der Wiedereinjektion bilden könnten, die die Injektion beeinträchtigen oder im schlimmsten Fall zu einem erneuten Stopp der Injektion führen. Präventiv empfiehlt COOPER (2009), Messungen im Bohrloch während des Injektionsstopps durchzuführen. Häufig wird Methanol in den Rohrkopf gepumpt, der ein zu starkes Abkühlen, und damit Hydratbildung, verhindert. Sind Pumpen möglicherweise nicht stark genug für eine Fortsetzung der Injektion nach einem Stopp wird empfohlen darauf zu achten, dass die Injektionsbohrung mit genügend Fluid gefüllt ist, um einen möglichst hohen Druck aufrecht zu halten.

In einem Korrekturplan müssen nicht nur die Risiken beschrieben und daraus abgeleitet Korrekturmaßnahmen abgeleitet werden. Notwendig ist auch zu wissen, wann genau Korrekturmaßnahmen einzuleiten sind. Per Definition der EU-CCS Richtlinie ist etwa eine erhebliche Unregelmäßigkeit dann gegeben, wenn ein Ereignis mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für Mensch und Umwelt behaftet ist. Das hieße im Umkehrschluss, dass alle Ereignisse einer Risikoanalyse unterzogen werden müssen, sofern dies nicht im Vorfeld in der Szenarienanalyse bereits vorgenommen wurde.

Tab. 4.8: Mögliche Korrekturmaßnahmen risikorelevanter Probleme geologischer CO₂-Speicherprojekte

Problem	Maßnahme	Ziel	Quelle
Niedrige Speichereffizienz	Co-Injektion CO ₂ + Brine	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung Speichereffizienz und CO₂ Trapping 	Qi et al. (2009)
Zu geringe Löslichkeit von CO ₂ in Formationswasser	<ul style="list-style-type: none"> • Injektion von Salzwasser 	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung Lösung von CO₂ in Formationswasser 	Leonenko & Keith (2008)
Zu starker Druckanstieg um Injektionsbohrung	<ul style="list-style-type: none"> • Entlastungsbohrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Druckentlastung, Erniedrigung Reservoirdruck 	Ghaderi et al. (2009)
Erhöhung CO ₂ -Menge	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung Anzahl Injektionsbohrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung Injektionsmenge, 	Ghaderi et al. (2009)
Ungünstige Druckverteilung	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung Anzahl Injektionsbohrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • bessere Druckverteilung 	Ghaderi et al. (2009)
Salzbildung um Injektionsbohrung im Speicher verringert Injektivität	<ul style="list-style-type: none"> • Vorspülung mit Süßwasser • Hohe CO₂-Injektionsraten; Fluiddruck übersteigt Kapillarkräfte 	<ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung Evaporationseffekt rund um Bohrung 	Muller et al. (2009) Cooper (2009)
Zu geringe Injektivität	<ul style="list-style-type: none"> • Hydraulisches Fracturing 	<ul style="list-style-type: none"> • Verbesserung der Injektivität 	Ghaderi et al. (2009)
Kritischer Druckanstieg	<ul style="list-style-type: none"> • Verringerung Injektionsdruck 	<ul style="list-style-type: none"> • Erhaltung Störungsstabilität, Vermeidung von Brüchen 	Rutqvist et al. (2007)

Es wird vorgeschlagen, Ereignisse während Aufsuchung – Betrieb – Nachsorge eines CO₂-Speicherprojekts in vier Stufen (so genannter Sicherheitsebenen) zu gliedern, die unterschiedlichem Handeln unterworfen sind. Die vier Ebenen werden wie folgt charakterisiert:

Sicherheitsebene Stufe 1: IDEAL

Definition: Keine Abweichung vom vorhergesagten Modell

Methode: System verhält sich wie prognostiziert / modelliert

- Druckanstieg beschreibt CO₂-Ausbreitung, liegt weit unterhalb Frac-Druck,
- Verteilung / Ausbreitung von CO₂ im Speicher entspricht Modell / Simulation,
- Altbohrungen sind dicht,
- Injektionsstrategie verläuft planmäßig (Anlieferung geplanter Mengen CO₂,
- CO₂-Strom entspricht den Vorgaben, Injektionsmengen wie geplant, Injektivität konstant).

Sicherheitsebene Stufe 2: NORMAL

Definition: Abweichungen vom vorhergesagten Modell innerhalb von Toleranzen, die nicht zu einer Erhöhung des Leckagerisikos oder Risikos von Mensch und Umwelt führen

Methode: Abweichung vom Modell (History Matching Prozess im Rahmen von Toleranzen)

- Druckschwankungen (im Rahmen der Toleranzen, weit unterhalb Frac-Druck),
- Verteilung / Ausbreitung von CO₂ im Speicher,
- Altbohrungen dicht,
- Injektionsstrategie planmäßig (Anlieferung geplanter Mengen CO₂, CO₂-Strom entspricht Vorgaben, Injektionsmengen wie geplant).

Sicherheitsebene Stufe 3: ERHEBLICHE UNREGELMÄßIGKEIT

Definition: Jede Unregelmäßigkeit bei den Injektions- oder Speichervorgängen oder in Bezug auf den Zustand des Speicherkomplexes als solchen, die mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für Mensch und Umwelt behaftet ist (EU-CCS Richtlinie).

Methode: Abweichung vom Modell (außerhalb Toleranzen)

- Druckschwankungen außerhalb Toleranzen (zum Beispiel: Druckabfall, fehlender Druckanstieg, zu starker Druckanstieg),
- Verteilung / Ausbreitung von CO₂ im Speicher lässt sich nicht nachweisen, nicht modellieren, nähert sich zu schnell Rand des Speicherkomplexes,
- Reaktivierung von Störungen,
- Menschliche Eingriffe (z.B. Süßwasserentnahme / GW-Absenkung, Flutungen, Bergbau, Bohrungen),
- Starke Kapazitätsminderung durch unvorhergesehen schlechte Reservoireigenschaften (z.B. extrem inhomogen, Porositäts-/Permeabilitäts-Schwankungen),
- Verringerung Injektivität: Injektionsprobleme durch z.B. unvorhergesehen schlechte Reservoireigenschaften oder Schwierigkeiten im Bohrloch,
- Änderung Injektionsstrategie (CO₂-Unreinheiten, Erhöhung Anlieferung).

Sicherheitsebene Stufe 4: LECKAGE

Definition:

Austritt von CO₂ oder anderen Bestandteilen des CO₂-Stroms aus dem Speicherkomplex (EU-CCS Richtlinie)

Tab. 4.9: Qualitative Beschreibung der vier Sicherheitsebenen in Bezug auf Risiko, Handlung, Überwachung, Berichts- und Meldepflicht (ATSMV).

Sicherheits-ebene	IDEAL Stufe 1	NORMAL Stufe 2	Erhebliche Unregelmäßigkeit Stufe 3	LECKAGE Stufe 4
Definition	Keine Abweichungen vom vorhergesagten Modell.	Abweichungen vom vorhergesagten Modell, die nicht mit Leckagerisiko oder Risiko für Mensch und Umwelt behaftet sind.	Jede Unregelmäßigkeit bei den Injektions- oder Speichervorgängen oder in Bezug auf den Zustand des Speicherkomplexes als solchen, die mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für Mensch und Umwelt behaftet ist (Def. EU CCS-RL)	Austritt von CO ₂ oder anderen Bestandteilen des CO ₂ - Stroms aus dem Speicherkomplex (Def. EU CCS-RL).
Leckage Mensch/ Umwelt Risiko	minimal, vernachlässigbar _____ minimal, vernachlässigbar	minimal, gering minimal, vernachlässigbar	mittel – hoch _____ minimal - mittel - hoch	extrem _____ minimal - mittel - hoch
Niveau Risiko	gering	Innerhalb Toleranz	moderat	substantiell 2
Handlung	keine notwendig	Verbesserung nicht Pflicht, aber empfohlen.	Maßnahmen zur Risikominderung notwendig.	Sofortiges Handeln
Betrieb	normal	normal	noch möglich	Stopp
Monitoring	Standard	Anpassen	Erweitert	Korrektur
Berichtspflicht	+	+	+	+
Meldepflicht	-	-	+	+
			Betrieb darf fortgesetzt werden, wenn das Risiko verringert wurde und kein Anstieg des Risikos (über Toleranz hinaus) zu erwarten ist.	Stopp Betrieb bleibt verboten.
				Sofortiges Handeln Sofortiges Handeln
				nicht tolerierbar
				Korrektur
				Korrektur

Mensch / Unfall (Pipelinebruch, Zerstörung / Störung Injektions- oder Beobachtungsbohrung, defektes Ventil, Blowout an Injektionsbohrung, Überdruck durch falsche Injektionsstrategie)

Material (Pipelinebruch, Ausfall von Pumpen, Kompressoren oder ähnlichem, undichtes Bohrloch (z.B. Zement korrodiert))

Methode:

Extreme Abweichung vom Modell, messbare Leckage (CO₂, saline Wässer)

Geologie (Reaktivierung von Störungen mit CO₂-Aufstieg, Aufstieg von CO₂ entlang unbekannter Störungen (Entweichen aus Speicherkomplex, Eindringen von CO₂ in Süßwasserhorizonte), Verlust Speicherintegrität)

Die Charakterisierung der Sicherheitsebenen und die daraus abzuleitenden Handlungs- und Meldenotwendigkeiten sind in Tab. 4.9 grafisch dargestellt. Handlungsoptionen sind etwa in Stufe 1 rein präventiver Natur, während sie in höheren Stufen verpflichtend sind und gegebenenfalls sofortiges Handeln implizieren.

Zusätzlich kann es notwendig werden, über die normale jährliche Berichtspflicht hinaus, ein Ereignis den zuständigen Behörden zu melden. Im Atomrecht wurden diesbezüglich Meldekriterien für meldepflichtige Ereignisse (s. AtSMV, Anlage 2) festgelegt.

Meldekriterien könnten für die Anwendung auf CO₂-Speicher erarbeitet werden. Je klarer Ereignisse definiert und eingeordnet werden, umso höher die Sicherheit. Prinzipiell gilt: Der Inhaber einer Genehmigung hat Unfälle, Störungen oder sonstige bedeutsame Ereignisse (erhebliche Unregelmäßigkeiten, Leckagen) der Aufsichtsbehörde zu melden.

Im Atomrecht gibt es vier meldepflichtige Kategorien: S (Sofortmeldung), E (Eilmeldung), N (Normalmeldung), sowie V (für CCS nicht relevant) deren Kriterien in AtSMV, Anlage 1 beschrieben werden:

Kategorie S (Sofortmeldung - Meldefrist: unverzüglich)

Der Kategorie S sind solche Ereignisse zuzuordnen, die der Aufsichtsbehörde sofort gemeldet werden müssen, damit sie gegebenenfalls in kürzester Frist Prüfungen einleiten oder Maßnahmen veranlassen kann. Hierunter fallen auch Ereignisse, die akute sicherheits-technische Mängel aufzeigen.

Kategorie S nach AtSMV ließe sich Sicherheitsebenen Stufe 3 (2) und Stufe 4 – Erhebliche Unregelmäßigkeit / Substantiell 1, Leckage - zuordnen.

Kategorie E (Eilmeldung - Meldefrist: innerhalb von 24 Stunden)

Der Kategorie E sind solche Ereignisse zuzuordnen, die zwar keine Sofortmaßnahmen der Aufsichtsbehörde verlangen, deren Ursache aber aus Sicherheitsgründen geklärt und in angemessener Frist behoben werden muss. Dies sind z.B. Ereignisse, die sicherheitstechnisch potentiell - aber nicht unmittelbar - signifikant sind.

Kategorie E nach AtSMV ließe sich Sicherheitsebene Stufe 3 (1) – Erhebliche Unregelmäßigkeit / Moderat - zuordnen.

Kategorie N (Normalmeldung - Meldefrist: innerhalb von 5 Tagen)

Der Kategorie N sind Ereignisse von untergeordneter sicherheitstechnischer Bedeutung zuzuordnen. Diese Ereignisse gehen im Allgemeinen nur wenig über routinemäßige betriebstechnische Ereignisse hinaus. Sie werden erfasst und ausgewertet, um eventuelle Schwachstellen bereits im Vorfeld zu erkennen.

Kategorie N nach AtSMV ließe sich Sicherheitsebene Stufe 2 – Normal - zuordnen.

Die Schwierigkeit, aber auch der Vorteil bei der Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund ist, dass Auswirkungen eines Ereignisses in vielen Fällen erst stark zeitverzögert auftreten. Der Austritt von CO₂ aus einem Speicherkomplex lässt sich bei richtigem Speichermanagement und frühzeitigem Erkennen begrenzen oder beheben und eine Leckage in Grundwasser führende Horizonte, Boden oder Luft verhindern. Voraussetzung dafür ist auch eine sorgfältige Überwachung. Überwachungsmethoden, die teilweise mit den Untersuchungsmethoden identisch sind, werden in Kapitel 5 dieses Berichtes ausführlicher beschrieben.

4.7 Untersuchungsmethoden

Grundvoraussetzung für den sicheren Betrieb eines CO₂-Speichers ist eine sorgfältige Erkundung im Rahmen eines Standortauswahlprozesses. Die dabei zur Anwendung kommenden Untersuchungsmethoden sind für die Untersuchung und die Erstellung so genannter Baseline-Daten selbst, sowie für die folgende Überwachung während Betrieb, Beendigung des Betriebes und Nachsorge zum Teil identisch. Eine gute Übersicht bieten etwa der IPCC Sonderbericht zu CCS (METZ ET al. 2005, S. 236) oder der DTI STATUS REPORT

(2005), der die gängigen Überwachungsmethoden zusammen gefasst und nach ihrer Anwendungsmöglichkeit charakterisiert hat. Sie umfassen seismische, gravimetrische, geochemische Methoden, aber auch Fernerkundungsmethoden. Im Internet zugänglich ist auch das sogenannte „Monitoring Selection Tool“, das vom Britischen Geologischen Dienst (BGS) entwickelt wurde. In verschiedenen Kapiteln wird dort im Detail auf die Überwachung von CO₂-Speichern eingegangen. Abb. 4.8 stellt ein Zusammenhang für die unterschiedlichen Projektphasen, Erkundung, Betrieb, Nachsorge (1, 2) schematisch dar.

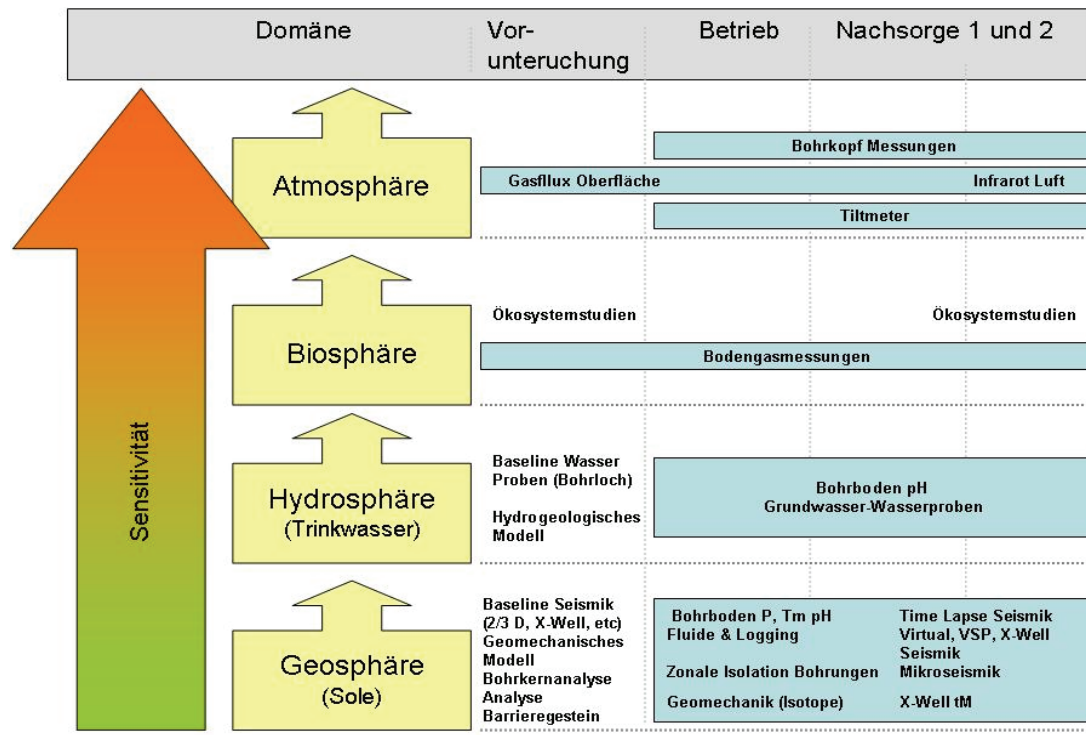


Abb. 4.8: Schematische Darstellung von Untersuchungsmethoden für unterschiedliche Projektphasen und Schutzräume. Überarbeitet von SIMONE et al. (2009)

Der wohl aufwändigste Untersuchungsteil fällt zu Beginn eines Speicherprojektes an, im Rahmen der Voruntersuchung und, bei Erfolg versprechendem Erstergebnis, der anschließenden Erkundung eines Speichers für die Aufnahme von CO₂. In der Vorbereitung eines Speichers werden weiter führende Baseline-Daten erstellt, die als Vergleichsdaten für den späteren Betrieb dienen.

Im Falle der Vor- und Hauptuntersuchung werden im Allgemeinen Explorationsprogramme aufgestellt. Die EU-CCS Richtlinie gibt hierfür die Daten und Informationen vor, die zu erheben sind:

- Geologie und Geophysik,
- Hydrogeologie,
- Lagerstättentechnik,

- Geochemie,
- Geomechanik,
- Seismik.

- Vorhandensein und Bedingung natürlicher und anthropogener Wege

Mit Hilfe dieser Daten wird ein volumetrisches und statisches dreidimensionales (3D)-Erdmodell erstellt, das das Deckgestein und das Nebengestein einschließlich der hydraulisch verbundenen Gebiete einschließt:

Die einzusetzenden Untersuchungsmethoden werden in der EU-CCS Richtlinie nicht beschrieben. Sie bleibt damit der Verantwortung des Projektbetreibers überlassen. Neben gängigen Methoden, die auch in der Öl- und Gasexploration Onshore wie Offshore zum Einsatz kommen und dem Stand der Technik entsprechen, könnten zukünftig auch neue Methoden zum Einsatz kommen. An der Verbesserung und Entwicklung von Untersuchungsmethoden wird auch in Forschungsprojekten wie etwa CO₂SINK gearbeitet. Es wird empfohlen, diese mit gängigen Methoden zu kombinieren, um eine Nachvollziehbarkeit, Vergleichbarkeit insbesondere mit alten Daten, die nicht mit diesen Methoden erstellt wurden, zu ermöglichen. Letztendlich werden die in einem Explorationsprogramm dargestellten Methoden, wie etwa Seismik, von der zuständigen Behörde genehmigt. Am Beispiel des Forschungsspeichers Ketzin lassen sich die Untersuchungsmethoden zur Vorbereitung eines CO₂-Speichers veranschaulichen (FÖRSTER et al. 2006). Förster et al. unterscheiden zwischen der Vorbohrungsphase, der Bohrungsphase, und der Post-Bohrungsphase. Tab. 4.10 fasst die Untersuchungsmethoden zusammen.

4.7.1 Beispiele unterschiedlicher Untersuchungsmethoden

Auf den folgenden Seiten werden einige Untersuchungsmethoden kurz andiskutiert. Sie erlauben einen Einblick in die unterschiedlichen Untersuchungsaspekte, sind aber nicht umfassend bzw. vollständig beschrieben. Weitere Methoden werden in Kapitel 5 diskutiert.

4.7.1.1 3D-Seismik

Bei der 3D-Seismik handelt es sich um eine geophysikalische Untersuchungsmethode mit seismischen Wellen zur dreidimensionalen Erkundung des tieferen Untergrundes.

Tab. 4.10: Untersuchungsmethoden für CO₂-Speicher am Beispiel des Standortes Ketzin. (FÖRSTER et al. 2006)

Project Phase	Process	Feature
Predrilling phase		
Baseline geology	Scrutiny of pre-CO ₂ SINK exploration data	2-D seismic lines and geological structure
		Well data (core, log, test) Stratigraphy and lithology Reservoir properties (mineralogical, petrophysical, hydraulic) Published facies models
	Modeling	Hydrogeological reconnaissance Internal reservoir architecture (FLUVSIM) Near-surface groundwater-flow model
	Laboratory measurements	Geophysical properties of CO ₂ -saturated rock and character of fluid-rock interaction Cap rock mineralogy
	Surface seismics Near-surface multiparameter fluid monitoring	3-D seismic structure Composition of brines and gases CO ₂ flux at the ground surface
Drilling and monitoring concept	Well design	One injection and two observation wells with oriented perforation
	Monitoring design	In-hole, cross-hole, and behind-casing geophysical monitoring Fluid chemistry
	Risk assessment	Near-wellbore-scale and reservoir-scale models of time frame and extent of CO ₂ migration Modeling of CO ₂ -leakage scenarios
Drilling Phase	Drilling coring and field lab; petrophysical logging; perforation; hydraulic testing; borehole-fluid analysis Risk assessment	Lithology, porosity, permeability, and in-situ pressure and temperature, seismic velocity, electrical resistivity, and gas composition Integration of CO ₂ SINK data
Postdrilling Phase	Geophysical baseline (preinjection) monitoring	Baseline cross-hole seismic structure Cross-hole electrical resistivity (ERT) Temperature profiling (DTS) Vertical seismic profiling (VSP) Moving-source seismic profiling (MSP)
	CO ₂ injection and injection monitoring Scientific monitoring	Pressure, temperature profiling (DTS), flow rate DTS, electrical resistivity Time-lapse cross-hole seismic structure Time-lapse VSP and MSP Downhole gas composition
	Risk assessment	4-D surface seismic image Verified near-wellbore-scale and reservoir-scale models of time frame and extent of CO ₂ migration Models of fluid-rock interactions in reservoir and cap rock Surface and near-surface fluid chemistry

Allgemein bildet sie den Untergrund sehr gut ab. Allerdings muss auch darauf hingewiesen werden, dass die Auflösung vom angewendeten Verfahren (Frequenz) und der Ausbreitungsgeschwindigkeit seismischen Wellen abhängt. Während horizontale Strukturen sehr gut aufzulösen sind, sind vertikal stehende Strukturen nur eingeschränkt abbildbar (SCHILLING 2009).

Tab. 4.11: Gängige Bohrlochmessverfahren zur Charakterisierung des Untergrundes beispielsweise zur Errichtung von Porenspeichern. Daten BÖRNER & VOIGT (2009).

Untersuchungsmethode	Geophysik. Parameter	Einsatzziel
Kaliberlog	Bohrlochdurchmesser	Kaliberausbrüche, Kluftbereiche
Widerstandslog	Spezifischer elektrischer Widerstand	Lithologische Gliederung, Kluftzonen, Porosität, Wasserführung
Gammalog	Intensität der natürlichen Gammastrahlung	Lithologische Gliederung, Erkennen von Tonlagen
Dichtelog	Formationsdichte	Porosität
Neutronlog	Neutronenporosität	Porosität, Tongehalt
Soniclog	Ausbreitungsgeschwindigkeit elastischer Wellen	Porosität, Klüftigkeit, mechanischer Zustand
Temperaturlog	Temperaturverlauf	Wassertemperatur, Zuflussindikatoren
Wasserleitfähigkeitslog	Wasserleitfähigkeit	Wasserchemismus
Flowmeter	Durchflussmenge	Zuflussprofil
Scannerverfahren	Physikalische Eigenschaften der Bohrlochwand	Abbild der Bohrlochwand, Kluftbereiche
Akustiklog, Cement Bond Log	Akustisches Verfahren	Zustand Verrohrung, Zementation, Bohrlochwand
Bohrlochgravimeter		Bestimmung vertikale Schwereänderung

4.7.1.2 Bohrlochmessungen

Im Bohrloch lassen sich direkt Messungen zur Charakterisierung von Speicherformationen heran ziehen. Dies ist gängige Praxis und wird etwa in der Vorbereitung von Erdgas-Porenspeichern angewandt. Konkrete Aussagen über die Verteilung von wichtigen Speichereigenschaften wie die lateral häufig stark schwankende (Kluft-) Porosität und Permeabilität sowie über die Salinität des natürlich in Porenspeichern vorhandenen Fluids müssen ebenfalls auf Bohrungsinformationen gestützt werden. Beispielhaft aufgeführt ist eine tabellarische Übersicht (Tab. 4.11) gängiger Untersuchungsmethoden in Bohrlöchern.

4.7.1.3 Laboruntersuchungen

Als Beispiel für die Nutzung von Laboruntersuchungen wird im Folgenden die Untersuchung von Endlagern für radioaktiven Abfall skizziert. Zur Charakterisierung potenzieller Wirtsgesteine unter sicherheitsrelevanten Gesichtspunkten werden dort abgestimmte

Laboruntersuchungen notwendig. Die Untersuchungen umfassen unter anderem petrophysikalische, gesteinsmechanische sowie geochemische Eigenschaften, die auch für die CO₂-Speicherung relevant sind. Tab. 4.12 gibt einen Überblick über die sicherheitsrelevanten petrophysikalischen Kenngrößen mit den grundsätzlich im Labor zum Einsatz kommenden Messverfahren, dargelegt von Brassler et al. (2008).

Tab. 4.12: Petrophysikalische Parameter und Labor-Messmethoden zur Untersuchung von Gesteinen im Rahmen der Untersuchung von Endlagern (BRASSLER et al. 2008).

Parameter		Labor									
		Durchströmungs-Methode	Diffusion nach Fick	Pykno- / Geometrie Vermessung / Wägung	Ultraschallmessungen	Temperaturmessung	Widerstandsverfahren	Ofentrocknung	Quelldruck-Messzellen	Dünnschliff / Mikroskopie, CT, NMR	
Hydraulische Eigenschaften	Hydraulische Leitfähigkeit / Permeabilität	■									
	Zweiphasenfluss	■									
	Diffusion		■								
Porenraum-Eigenschaften	Gesamtdichte			■	■						
	Korndichte			■							
	Porosität			■							
Porenraum-Struktur	Porenverteilung	■								■	
	Porengröße	■								■	
Rheologische Eigenschaften	Dynamischer Elastizitätsmodul				■						
	Dynamische Querdehnungszahl				■						
Sonstige Eigenschaften	Seismische Geschwindigkeit				■						
	Temperatur-/ Wärmeleitfähigkeit					■					
	Elektrische Leitfähigkeit						■				
	Wassergehalt							■			
	Quelldruck								■		

An Proben von Bohrkernen lässt sich auch die Kapazität von Barrieregesteinen zum Rückhalt von Fluiden bestimmen. Dies erfolgt mittels Quecksilber-Injektions-Druck („mercury injection capillary pressure“, MICP) Analyse, eine Methode die vielfach in der Öl- und Gasindustrie zum Einsatz kommt. Gemessen wird der Druck, der notwendig ist, das Quecksilber durch das Porennetzwerk der Probe zu bewegen (METZ et al. 2005). Zu beachten ist, dass zu den in Tab. 4.12 beschriebenen Untersuchungen weitere Untersuchungen etwa zur Mineralogie und Petrographie notwendig werden.

Tab. 4.13: Überblick zu geophysikalischen Verfahren am Beispiel der Aufsuchung von tiefen Mineralwasservorkommen nach BÖRNER & SCHÖN (2003).

Untersuchungsmethode	Ziel der Anwendung
Übersichtsuntersuchung (1-100 km²)	
Magnetik	Identifikation hydrothermal umgewandelter und demagnesierter Gesteine und an tektonische Systeme gebundene magnetische Gesteinskörper
Gravimetrie	Erkundung der regionalen Geologie; Identifizierung großräumiger hydrogeologischer Strukturen
Elektromagnetik	Identifizierung großräumiger hydrogeologischer Strukturen, hydraulische Eigenschaften im regionalen Maßstab
Seismik	Erkundung der regionalen Geologie, tiefe Strukturen mit teilweise hoher Genauigkeit
Gammaspktrometrie	Identifizierung lateraler Gesteinsgrenzen
Detailuntersuchung (0,01-1 km²)	
Magnetik	Lokalisierung kleinräumiger Strukturen
Radiometrie	Suche radioaktiver Wässer und Verfolgung von Quelllinien
Geothermik	Detektion wasserzirkulationsbedingter Anomalien, Identifikation von Strukturen anhand von Wärmeleitfähigkeitsunterschieden
Geoelektrik/Elektromagnetik	Lokalisierung kleinräumiger hydrogeologischer Strukturen und Abschätzung von Parametern, Mächtigkeit von Deckschichten
Seismik	Ermittlung der Geometrie hydrogeologischer Strukturen; Lokalisierung wasserführender Störungslinien, Relief von Rinnen und Becken
Spezialmessungen (<0,01 km²)	
Geoelektrik	Fließrichtung und -geschwindigkeit, Klüftigkeit, Salinität
Impedanzspektrometrie	Geohydraulische Parameter, Klüftigkeit, Salinität
Radar	Wassergehalt, Strukturen im dm-Bereich

4.7.1.4 Hydrogeochemische Methoden

Die mit geochemischen Methoden bestimmbaren Parameter gehen in die Beurteilung des Verhaltens, der Ausbreitung, der Mischung, und der Lösung von CO₂ mit Fluiden und/oder Feststoffen ein und spielen bei der Bewertung der Sicherheit eine wichtige Rolle. Sie sind daher sehr umfangreich. Die geochemische Analyse von Bohrproben und von Fluid- und Grundwasserzusammensetzungen (Salzgehalte, Spurenelemente, Leitfähigkeit etc.) trägt der Beschreibung der vermutlich häufig komplexen hydrogeologischen Verhältnisse zu. Untersuchungen der Salinität von Grundwässern dienen neben der Ermittlung der Löslichkeit von CO₂ (in Abhängigkeit von P, T) der Beurteilung der Mobilität eventuell vorhandener Schwermetalle. pH- und EH-Werte sind grundlegende Größen, weil sie den chemischen Zustand und die Mobilität eines chemischen Elementes entscheidend beeinflussen. Die Kenntnisse der Redoxeigenschaften der Fluide im Speicher, sowie von

Wasserhorizonten oberhalb des Speichers sind für eine Abschätzung von Schwermetallausbreitungen relevant, da ihre Mobilität in entscheidendem Maße von ihrer Oxidationsstufe abhängt.

4.7.1.5 Geophysikalische Methoden

Geophysikalische Untersuchungen sind geeignet, Informationen über den geologischen Untergrund zu liefern. Sie können aus der Luft, von der Oberfläche und im Bohrloch durchgeführt werden und liefern im Zusammenspiel eine räumliche Vorstellung über den Untergrund, seines Aufbaus, etwaiger Störungen oder beispielsweise Wasser führender Horizonte. Für die Lokalisierung Wasser führender Störungen werden häufig Verfahren der Geoelektrik und Elektromagnetik eingesetzt. Diese Verfahren nutzen die im Vergleich zur Umgebung im Bereich von Störungen oft erhöhte elektrische Leitfähigkeit des Untergrundes infolge erhöhter Wassergehalte oder/und tiefer reichender Verwitterungszonen. Darüber hinaus können im Bereich von Störungen ablaufende Prozesse wie etwa geochemische Stoffumwandlungen elektrische Felder induzieren, die an der Erdoberfläche messbar sind.

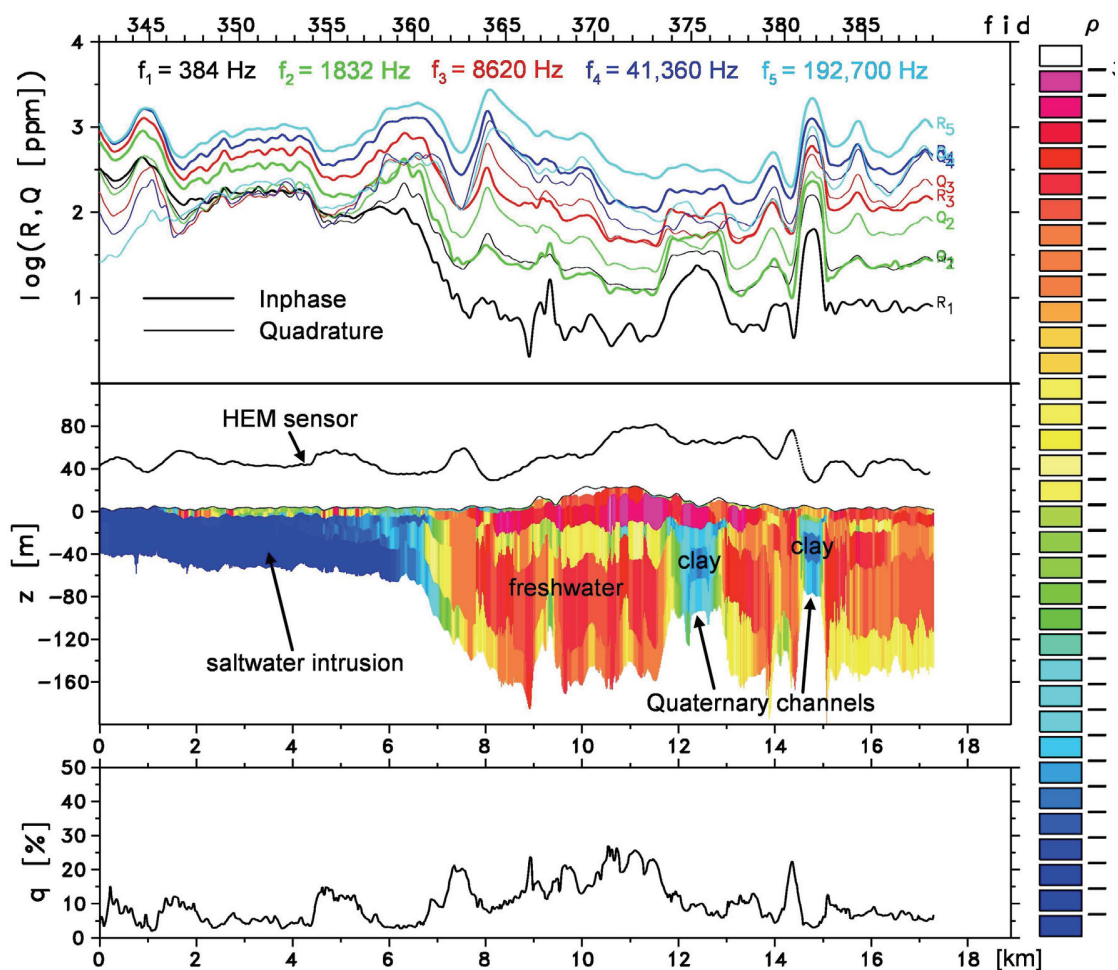


Abb. 4.9: Beispiel einer Untersuchung aus der Luft mittels Aeroelektromagnetik. Quelle: SIEMON (2009)

Eine besonders geeignete Methode zur Kartierung der oberen hundert Meter des Untergrundes ist die Aeroelektromagnetik, mit der die Tiefenlage von Leitfähigkeitsstrukturen im Untergrund bestimmt und für eine geologische Interpretation bereitgestellt werden (s. Abb. 4.9). Damit können Grundwassersysteme, Tonlagen, Versalzungen und weitere Untergrundstrukturen kartiert werden. Die Aeroelektromagnetik kann insbesondere tiefer gelegene Gesteinsstrukturen unterschiedlicher Magnetisierung, regionale Störungssysteme und oberflächennahe Deponien für metallische Altlasten und ähnliche Strukturen kartieren (BÖRNER & SCHÖN 2003).

4.7.2 Unsicherheiten bleiben

Eine Vielzahl von Untersuchungsmethoden steht somit zur Verfügung, einen potenziellen CO₂-Speicherstandort zu untersuchen, zu charakterisieren und zu bewerten. Dennoch wird dies aufgrund von Variabilitäten des Untergrundes (Inhomogenität), begrenzter Auflösungsgenauigkeit von Methoden, aber auch Messfehlern immer mit Unsicherheiten behaftet sein. Die Unsicherheiten in der Abbildung des Untergrundes und der Modelle verringern sich während des Betriebes durch fortgesetzte Untersuchungen und Generierung von Daten während der kontinuierlichen Betriebsüberwachung. Auf diese wird im folgenden Kapitel eingegangen.

5 Überwachungskonzept für die CO₂-Speicherung in Aquiferen und erschöpften Erdgaslagerstätten

Bearbeiter: F. May, F. H. Weinlich

Gegenstand dieses Kapitels ist der Vorschlag für ein generelles Überwachungskonzept für die Speicherung von CO₂ in Aquiferen und erschöpften Erdgaslagerstätten. Die Speicherung in Kohleflözen oder in Kombination mit einer Ausbeutesteigerung von Lagerstätten wird nicht betrachtet.

Der vorgestellte Rahmen wird als Gerüst zur Erstellung projektspezifischer Überwachungspläne, unter Berücksichtigung der gesetzlichen Anforderungen und der spezifischen Bedingungen individueller Standorte vorgeschlagen.

Er ist kein Katalog geeigneter oder verpflichtender Techniken, oder eine ausführliche Diskussion der Vor- und Nachteile einzelner Methoden. Derzeit herrscht eine intensive

Forschungs- und Entwicklungstätigkeit zur Verbesserung bestehender Methoden oder der Entwicklung neuer Verfahren, speziell für die Überwachung von CO₂-Speichern. Die Auswahl von Methoden und die Begründung der Eignung sind Aufgabe der Antragsteller und als Teil des Überwachungsplans von den zuständigen Behörden zu genehmigen.

In den Tabellen der Anlagen sind einige der wesentlichen Methoden aufgelistet, die in Pilot- und Demonstrationsprojekten eingesetzt werden. Deren mögliche Verwendung wird exemplarisch für Bedingungen der Aquiferspeicherung unter typischen Gegebenheiten Norddeutschlands diskutiert.

Der Bericht ist Teil des Stability-Projektes und als Diskussionsgrundlage zu verstehen, die einer weiteren Spezifizierung und der Abstimmung mit betroffenen Entscheidungsträgern bedarf. Trotz aller standortspezifischer Eigenheiten benötigen insbesondere die Genehmigungsbehörden klare Regeln, bezüglich der Anforderungen an Überwachungspläne zur Umsetzung in regelgerechte Verwaltungsverfahren. Dabei hilft ein einheitliches Konzept, dass Überwachungspläne in verschiedenen Ländern mit vergleichbarer Sorgfalt und gleichen Ansprüchen erstellt werden.

Die Notwendigkeit der Überwachung von CO₂-Speichern beruht vor allem auf den damit verbundenen Risiken. Überwachungskonzepte müssen verschiedenen Zwecken dienen und die Risiken für unterschiedliche Schutzgüter betrachten, um im Falle von unvorhergesehenen Abweichungen vom geplanten Betrieb Entscheidungen über notwendige Maßnahmen treffen zu können.

5.1 Notwendigkeit der Speicherüberwachung

Die Notwendigkeit der Überwachung des in den Untergrund verpressten CO₂ und der damit verbundenen nachfolgenden Prozesse ergibt sich einerseits aus der möglichen Beeinträchtigung von Schutzgütern und andererseits aus der Erfordernis von Informationen die zum Betrieb des Speichers benötigt werden.

5.1.1 Risiken durch CO₂ und Sole

Risiken sind generell durch sorgfältige Standorterkundung und kompromisslose Standortauswahl zu minimieren. Dennoch bleibt wie bei jeder Technologie ein Restrisiko welches der Überwachung bedarf. Risiken können von den beteiligten Stoffen unmittelbar ausgehen:

- dem injizierten CO₂, z.B. Absterben von Vegetation im Bereich von Austrittsstellen,
- den darin enthaltenen Nebenbestandteilen aus der Abscheidung, welche teilweise toxisch sein können, wie z.B. H₂S aus integrierter Kohlevergasung,
- verdrängtem Schichtwasser mit hohem Salzgehalt.

Mittelbare Gefahren ergeben sich aus:

- der Mobilisation von Substanzen im Untergrund, z.B. Schwermetalle aus der Gesteinsalteration oder Extraktion organischer Verbindungen durch überkritisches CO₂,
- der geomechanischen Beeinflussung der Speicherumgebung, z.B. induzierte Seismizität oder Hebungen der Erdoberfläche.

Schutzgüter, die durch die CO₂-Speicherung beeinträchtigt oder gefährdet werden können sind zu überwachen. Wesentliche Schutzgüter sind:

- Gesundheit und Leben von Betriebspersonal und Bevölkerung im Speichergebiet. Oberste Priorität hat der Schutz betroffener Menschen im Speichergebiet, dieser ergibt sich aus dem in Artikel 2 des Grundgesetzes der Bundesrepublik Deutschland festgesetzten Recht auf körperliche Unversehrtheit.
- Grundwasser, insbesondere welches der öffentlichen Wasserversorgung dient. Nach § 34 – Reinhaltung des Gesetzes zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz - WHG) dürfen Stoffe „nur so gelagert oder abgelagert werden, dass eine schädliche Verunreinigung des Grundwassers oder eine sonstige nachteilige Veränderung seiner Eigenschaften nicht zu besorgen ist“. Ähnliches gilt auch für Oberflächengewässer (§ 26) und Küstengewässer (§ 32), die vergleichbaren Schutz genießen und entsprechende Überwachung erfordern.
- Umwelt, insbesondere Schutzgebiete terrestrischer oder aquatischer Biotope. Dazu zählen aber auch wild lebende Tiere und Pflanzen allgemein (Gesetz über Naturschutz und Landschaftspflege - BNatSchG, Abschnitt 5). Die Umweltbeobachtung ist Aufgabe des Bundes und der Länder, die nach § 12 „den Zustand des Naturhaushalts und seine Veränderungen, die Folgen solcher Veränderungen, die Einwirkungen auf den Naturhaushalt und die Wirkungen von Umweltschutzmaßnahmen auf den Zustand des Naturhaushalts zu ermitteln, auszuwerten und zu bewerten“ haben. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit entsprechender Überwachungsmaßnahmen an der Oberfläche, auch wenn die Speicherung im Normalfall nur den tiefen Untergrund betrifft. Darüber hinaus ist eine weitere Beeinträchtigung von Schutzgütern denkbar. Wenn sich aus der standortspezifischen Bewertung oder infolge von erheblichen Unregelmäßigkeiten erhebliche Risiken ergeben, sind auch diese Schutzgüter zu überwachen:

- Lagerstätten von Bodenschätzen. Nach § 11 des Bundesberggesetzes - BBergG sind die planmäßige und sinnvolle Erkundung und Gewinnung von bergfreien Lagerstätten, insbesondere von solchen, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt, zu gewährleisten. Die CO₂-Speicherung könnte Lagerstätten von Kohlenwasserstoffen, Sole oder Erdwärme beeinträchtigen, möglicherweise auch Kohleflöze. Da die Speichergesteine für Kohlenwasserstoffe auch für die Speicherung von CO₂ in Frage kommen, sind bergbauliche Aktivitäten im Umfeld des Speicherkomplexes bei der Standortcharakterisierung zu dokumentieren. Entsprechend ist eine Überwachung von Lagerstätten im Umfeld von Speichern gegebenenfalls angeraten.
- Kulturdenkmale sind durch die Denkmalschutzgesetze der Länder geschützt. Sofern Bergschäden an Baudenkmalern aufgrund differentieller Hebung, Neigung der Oberfläche oder die Aktivierung von Störungen Deckgebirges zu befürchten sind, ist eine Überwachung angebracht. Zum Schutz bedeutende Sachgüter, wovon sicher auch Baudenkmale zu verstehen sind, schreibt das BBergG in § 125 die Beobachtung der Oberfläche vor. Diese Überwachung empfiehlt sich auch für die CO₂-Speicherung.
- Klima. Der eigentliche Zweck der CO₂-Speicherung ist die Reduktion von Treibhausgasen zum Klimaschutz. Im Falle der Beeinträchtigung dieses Ziels durch CO₂-Austritte in die Atmosphäre sind diese zu Quantifizieren und der Erfolg von Abhilfemaßnahmen nachzuweisen und zu dokumentieren.

Bei der Bewertung der Gefährdung von Schutzgütern durch CO₂ oder mobilisierte Substanzen sind mögliche Leckagepfade zu berücksichtigen, insbesondere, Störungen, Bohrungen, Deckschichten, Spillpoints oder subglaziale Rinnen. Die Auslegung der Überwachungsnetze ist auf diese potenziellen Leckagepfade abzustimmen.

5.1.2 Überwachungsziele und Zwecke

Die Speicherüberwachung kann verschiedenen Zielen dienen, die in standortspezifischen Überwachungskonzepten zu integrieren sind:

- Planmäßiger Betrieb des Speichers - Bereitstellung von Daten zur Steuerung der Befüllung des Speichers,
- Bilanzierung der gespeicherten CO₂-Mengen für den Emissions-Zertifikatehandel und um im Falle einer Leckage von CO₂ in die Atmosphäre, diese entsprechend der „Monitoring und Reporting Guidelines“ (2010/345/EG) zur Emissionshandels-Richtlinie (2003/87/EG, Artikel 14), zu quantifizieren (WARTMANN et al. 2009).

- Vermeidung von Leckagen zum Schutz von Mensch und Umwelt vor Schäden oder Beeinträchtigungen,
- Befriedigung des öffentlichen Interesses an kontrollierter und sicherer Speicherung. Es kann im Interesse des Betreibers liegen, die Überwachung auf Bereiche auszudehnen, für die keine Gefährdung zu befürchten ist und keine Überwachung seitens der zuständigen Behörden gefordert wird, sofern dies das Sicherheitsempfinden der Bevölkerung in der Speicherregion erhöht. Im Falle erheblicher Unregelmäßigkeiten dürfte das öffentliche Interesse an den Vorgängen in allen Bereichen eines CO₂-Speichers zunehmen.

Die Zwecke der Überwachung sind in § 13 der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid weiter ausgeführt, wobei der Schutz von Mensch und Umwelt das herausragende Überwachungsziel darstellt:

- Vergleich zwischen dem tatsächlichen und dem modellierten Verhalten des CO₂ und des Formationswassers in der Speicherstätte,
- Feststellung erheblicher Unregelmäßigkeiten,
- Feststellung der Migration von CO₂,
- Feststellung von CO₂-Leckagen,
- Feststellung erheblicher nachteiliger Auswirkungen auf die Umgebung, einschließlich insbesondere des Trinkwassers, auf die Bevölkerung oder auf Nutzer der umliegenden Biosphäre,
- Bewertung der Wirksamkeit von getroffenen Abhilfemaßnahmen im Falle von Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten,
- Aktualisierung der Bewertung der mittel- bzw. langfristigen Sicherheit und Unversehrtheit des Speicherkomplexes sowie Beurteilung der Frage, ob das gespeicherte CO₂ vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird.

In jedem Fall sollten Abweichungen vom simulierten Speicherverlauf möglichst frühzeitig erkannt werden, um entsprechende Maßnahmen ergreifen zu können. Daher müssen Überwachungskonzepte geeignet sein, Undichtigkeiten zu erkennen, bevor das CO₂ die Erdoberfläche erreicht. Daher unterscheidet die Richtlinie auch zwischen Migration und Leckagen. Das Klimaschutzziel wird zwar erst beeinträchtigt, wenn CO₂ die Erdoberfläche erreicht. Gegenmaßnahmen sollten aber bereits in Angriff genommen werden, sobald eine signifikante Abweichung der CO₂-Ausbreitung von der geplanten Injektion auftritt, die eine Gefährdung von anderen Schutzgütern befürchten lässt. Risikobewertung und Überwachungsplan sind dann zu aktualisieren.

5.2 Diskussion bestehender Überwachungskonzepte

5.2.1 Generelle Konzepte

Die Hauptaufmerksamkeit in der Literatur diskutierter Überwachungskonzepte liegt im Risiko erhöhter CO₂-Konzentrationen nach dem Austritt von CO₂ an der Erdoberfläche und dessen Einflüsse auf Ökosysteme (u.a. BENSON & MYER 2002; PEARCE et al. 2005, 2006). Benson 2006 diskutiert die Möglichkeiten und Grenzen von Überwachungsmethoden zum Zwecke der Zertifizierung von CO₂-Emissionen. Zum Vergleich mit den Konzepten für CO₂-Speicher ist auch die Überwachung von Erdgasspeichern entsprechend der DIN EN 1918 aufgeführt, die teilweise vergleichbaren Überwachungszielen dient (planmäßiger Speicherbetrieb, Schutz von Mensch und Umwelt).

Die Anlagen des Berichts fassen wesentliche Inhalte vorgeschlagener Überwachungskonzepte zusammen. Die Konzepte stellen Rahmen zur Erstellung standortspezifischer Konzepte dar und machen generelle Vorschläge zu potenziell geeigneten Methoden. Die Konzepte bestehen meist aus einer Zusammenstellung von Methoden, die nach verschiedenen Kriterien konzeptionell strukturiert wurden:

- zu messende Parameter,
- physiko-chemische Prozessen,
- Überwachungszwecke,
- Leckagepfade,
- Schutzgütern,
- Überwachungsdauer,
- Kompartimente: Reservoir, Deckgebirge, Erdoberfläche, (migration, leakage, seepage),
- Projektphasen,
- Einsatzmöglichkeiten der Methoden,
- marin / terrestrisch,
- Auflösungsvermögen der Methoden,
- Normalbetrieb (Grundpaket) und Unregelmäßigkeit (ergänzende Überwachung).

Verschiedene veröffentlichte Konzepte sind im Folgenden kurz skizziert und tabellarisch in den Anlagen zusammengestellt:

- BENSON & MYER (2002) und BENSON (2006) schlagen Methoden zur Überwachung verschiedener „Parameter“ vor. Die Liste der Parameter ist allerdings eine heterogene Zusammenstellung von physiko-chemischen Parametern und Prozessen, Überwachungszwecken, Leckagepfaden und Schutzgütern, die kaum für einen umfassenden und allgemein gültigen Rahmen brauchbar ist.
- CHALATURNYK & GUNTER (2004) ordnen ähnlich wie BENSON & MYER (2002) die Methoden verschiedenen Schutzgütern, Leckagepfaden, Parametern und Überwachungszwecken zu. Sie schlagen aber ebenfalls Betrachtung aufgrund der räumlichen und zeitlichen Bewegung des injizierten Gases vor. Sie unterscheiden zwischen Migration - Bewegung des CO₂ im Speicherreservoir, Leckage - Bewegung des injizierten CO₂ aus dem Injektionshorizont heraus innerhalb des Speicherkomplexes und „Seepage“ – Austritt von CO₂ an der Erdoberfläche (s. Anhang zu Kapitel 5). Sie differenzieren dabei nach der Zeitdauer der notwendigen Überwachung.
- PEARCE et al. (2005) unterscheiden verschiedene Überwachungszwecke in den unterschiedlichen Lebensphasen von Speicherprojekten. Sie weisen darauf hin, dass das zu überwachende Gebiet im Allgemeinen größer ist, als die Fläche, die vom CO₂-erfüllten Bereich eingenommen wird. Ihre Diskussion der Eigenschaften verschiedener Methoden zur Überwachung des tiefen Untergrunds liefert Kriterien zur standortspezifischen Auswahl geeigneter Überwachungsmethoden. Auf dem vom Britischen Geologischen Dienst entwickelten Konzept beruht das Internet-Programm zur Auswahl von Überwachungsmethoden, welches durch IEA-GHG zugänglich ist
- Das Konzept von BENSON (2006) betrachtet unterschiedliche Systemkomponenten (vom Speicher bis zur Atmosphäre) und unterscheidet zwischen terrestrischer oder mariner Umgebung. Sie betrachtet das Auflösungsvermögen verschiedener Methoden um die technologisch bestentwickelten und alternative geeignete Methoden für die verschiedenen Systemkomponenten vorzuschlagen.
- BENSON (2007) unterscheidet die verschiedenen Projektphasen und schlägt für die Errichtung, den Betrieb und den Abschluss von Speichern Grundpakete, mit einer Auswahl von Methoden für den Normalbetrieb und erweiterte Überwachungspakete, mit Ergänzungen für den Fall von Abweichungen vom vorhergesehenen Verhalten, vor.
- Das amerikanische National Energy Technology Laboratory, NETL, erstellte eine ausführliche Diskussion der Einsatzmöglichkeiten verschiedener Überwachungsmethoden. Die Autoren (SRIVASTAVA et al. 2009) ordneten die Überwachungsmethoden den Kompartimenten Atmosphäre, Oberflächennähe und Unter-

grund zu. Bei den Überwachungsaufgaben und Zielen wird zwischen Betrieb und Schließung des Speichers, sowie den Zeiten davor und danach unterschieden.

- In der DIN EN 1918-1, Untertagespeicherung von Gas, Teil 1: „Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Aquiferen“, werden alle für die Planung, Einrichtung, Betrieb und Überwachung eines Erdgasspeichers in Aquiferen wichtigen Belange vorgeschrieben. Im Gegensatz zur dauerhaften CO₂-Speicherung ist bei der Erdgasspeicherung die Rückholbarkeit des eingespeicherten Gases vorgesehen. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zur Überwachung von CO₂-Speichern besteht darin, dass die DIN Soleverdrängung und Druckaufbau im Aquifer nicht als Risiken betrachtet. Aufgrund der wesentlich größeren Ausdehnung geplanter CO₂-Speicher können diese bei der Betrachtung der Risiken und deren Überwachung nicht vernachlässigt werden. Die DIN EN 1918 geht davon aus, dass „Die Kenntnis der Geologie in Verbindung mit dem Lagerstättenmodell (geologisch und/oder numerisch) bietet das best geeignete Überwachungssystem die folgenden Risiken zu vermeiden:
 - Schwachstellen in der vertikalen Abdichtung,
 - laterale Gasverluste.

Zur Überwachung der lateralen und der vertikale Dichtheit der Speicher und der hangenden Aquifere sind vor allem Bohrlochmessungen vorgesehen.

In Fällen, in denen der Einschluss des Gases aus geologischen Gründen gesichert ist (Teufe, Mächtigkeit, oder plastische Eigenschaften der Deckschicht, große Closure [senkrechter Abstand zwischen dem höchsten Punkt der Struktur und dem Spillpoint]), kann das nachstehend beschriebene Überwachungssystem signifikant reduziert werden.“

- Die DIN EN 1918-2, Untertagespeicherung von Gas, Teil 2: „Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Öl- und Gasfeldern“, geht davon aus, dass mit der Existenz einer Erdöl- oder Erdgaslagerstätte der Beweis für die dauerhafte Dichtheit der Struktur erbracht ist und die betreffende Struktur zumindest bis zum initialen Lagerstättendruck als dicht angesehen werden kann. Das Überwachungskonzept beschränkt sich daher nur auf die Dichtheit der Bohrungen in der betreffenden Struktur: „In erster Linie sind die ein- und ausgespeicherten Gasmengen, die Speicherdrücke und die räumliche Verteilung der Gasphase zu überwachen.“ „Wenn erforderlich, sollten Beobachtungsbohrungen in das Überwachungssystem einbezogen werden“ (DIN EN 1918-2). Zu überwachen sind Kopf- und Ringraumdruck und episodisch der Sohlendruck der Bohrungen. Sollte der Betriebsdruck den Initialdruck überschreiten, ist der Beweis der bestehenden Dichtheit mit umfangreichen Untersuchungen, analog zu salinaren Aquiferen (DIN

EN 1918-1) zu erbringen. Bei der Übertragung von den Methoden der DIN EN 1918 sind die unterschiedlichen Eigenschaften von CO₂ und Erdgas oder Erdöl zu berücksichtigen. Es kann nicht a priori davon ausgegangen werden, dass die Existenz einer Kohlenwasserstofflagerstätte den Beweis für die langfristige Dichtheit eines CO₂-Speichers liefert. Bereits verfüllte Altbohrungen sind als zusätzliche potenzielle Leckagepfade mit bei der Risikobewertung und Überwachung zu berücksichtigen.

5.2.2 Überwachung laufender Demonstrations- und Forschungsprojekte

Die bislang existierenden industriellen CO₂-Speicher befinden sich weltweit in gering besiedelten Gebieten. Dort sind erstens die Risiken geringer (unterschiedliche Schutzgüter) als im dicht besiedelten Mitteleuropa und zweitens die Messmöglichkeiten nicht durch bestehende Landnutzung (Seenutzung) eingeschränkt. Die Überwachung dieser Speicher beschränkt sich daher auf eine geringe Anzahl möglichst effizienter Verfahren (Anhang zu Kapitel 6). Für diese Projekte wurde auf Standardverfahren in der Öl- und Gasindustrie zurückgegriffen, die nicht primär für den Nachweis von CO₂ im Untergrund entwickelt wurden. So wird beispielsweise zum Nachweis der CO₂-Ausbreitung wiederholte 3D Seismik (4D Seismik) im Sleipner Feld, Nordsee (CHADWICK et al. 2009), im Vacuum Feld, New Mexico, USA (ANGERER et al. 2002) und im Weyburn Projekt, Saskatchewan, CND (WHITE et al. 2004) aufgenommen.

Die einzelnen eingesetzten Methoden variieren von Fall zu Fall. Wiederholte 3D-Seismik ist jedoch als wesentliche Methode zur Speicherüberwachung allgemein üblich.

Im Gegensatz dazu wird in Pilotprojekten häufig eine Vielzahl von Methoden zu Forschungszwecken eingesetzt. Einige der industriellen Speicherprojekte werden ebenfalls von Forschungsprogrammen begleitet, die über den behördlich geforderten Überwachungsaufwand hinaus gehend, zusätzliche Informationen liefern. Unter anderem für Sleipner: SACS I+II, CO₂Store (CHADWICK et al. 2008) und für Weyburn: (WILSON & MOENA 2004). Ein wesentlicher Teil der Begleitprogramme ist die Entwicklung und Erprobung und Anpassung von Überwachungsmethoden, speziell für CO₂. Sie dienen dem Gewinn praktischer Erfahrungen in einem Abgestuften Übergang vom Labor- zum industriellen Maßstab. Dabei sind natürlich nicht alle dort untersuchten Methoden bereits als der aktuelle, anerkannte Stand von Wissenschaft und Technik anzusehen. Für eine angemessene, den Richtlinien der EU entsprechende Überwachung dürften sowohl die bisherigen Industrieprojekte als auch die Forschungsspeicher keine repräsentative Vorbilder für eine Überwachung von CO₂-Speichern in Mitteleuropa sein. Die direkte Übertragung der Methoden könnte einerseits zu unzureichender oder im anderen Falle zu überzogener Überwachung führen.

5.3 Überwachungsaufgaben

Die Überwachungsaufgaben ergeben sich aus Prozessen, die mit der CO₂-Speicherung im Normalbetrieb verbunden sind und den daraus resultierenden, messbaren Veränderungen, wie z.B. der Zustandsbedingungen des injizierten Gases, Zusammensetzung der Porenfluide oder der geophysikalischen Eigenschaften des Untergrundes.

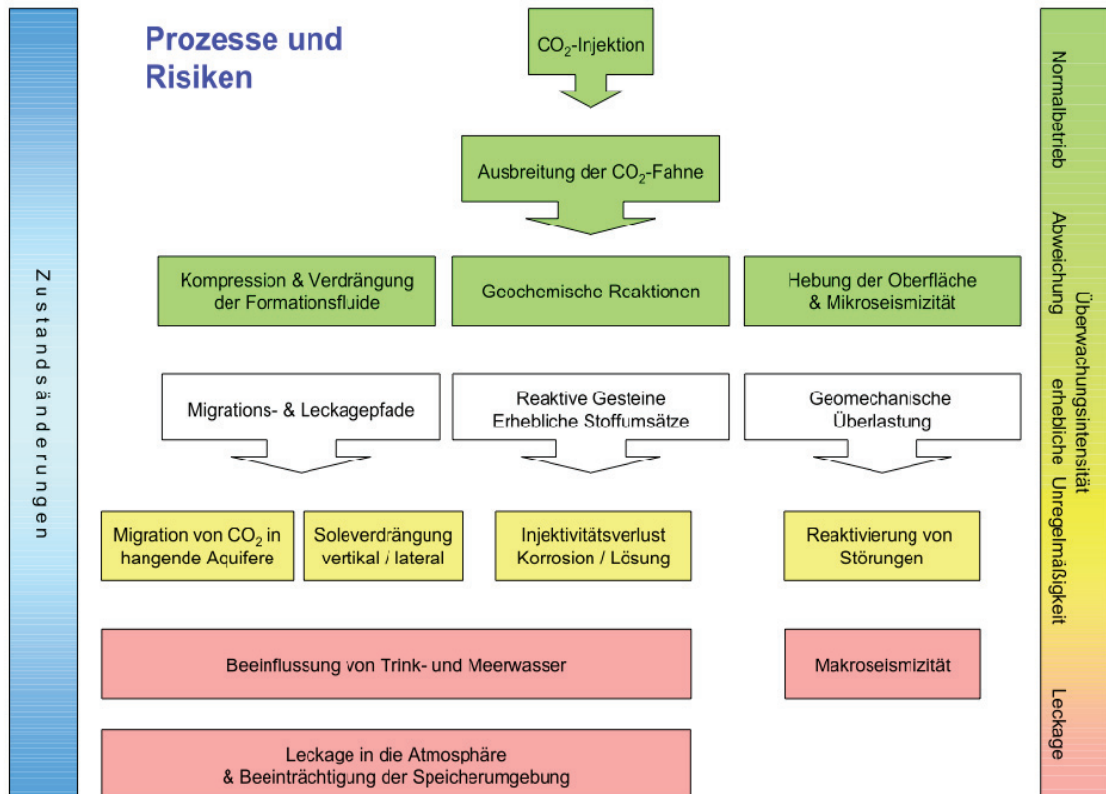


Abb. 5.1: Überwachung von Prozessen (grün) und daraus resultierenden Risiken (gelb) der CO₂-Speicherung im planmäßigen Betrieb und bei erheblichen Unregelmäßigkeiten (rot)

Die Injektion von CO₂ hat die Ausbreitung des Gases und die Verdrängung der vorhandenen Porenfluide (Sole oder Restgas) zur Folge. Die Druckänderungen haben geomechanische Auswirkungen auf das umgebende Gebirge bis hin zur Oberfläche zur Folge, die im Normalfall zwar messbar und zu überwachen, aber unkritisch sind. Treffen CO₂ oder die verdrängten Fluide auf unvorhergesehene Migrations- oder Leckagepfade oder solche die durch eine geomechanische Überlastung des Speichers neu gebildet wurden, kann es zur Migration von CO₂ und Sole in überlagernde Aquifere kommen oder lateral innerhalb der hydraulischen Einheit des Speichers zur Verdrängung von Sole über die ursprünglich genehmigten Grenzen des Speicherkomplexes hinaus. Solange sich diese Fluidbewegungen innerhalb des Speicherkomplexes oder der hydraulischen Einheit bewegen, sind keine Auswirkungen auf Mensch und Umwelt zu befürchten. Dennoch können Schutzgüter wie Lagerstätten gefährdet oder beeinträchtigt sein.

Diese Abweichungen vom vorhergesehenen Verhalten des Speichers erfordern gegebenenfalls zusätzliche Überwachungsmaßnahmen, sofern sich aus den Unregelmäßigkeiten eine neue Bewertung der Speicherrisiken ergibt.

Bei erheblichen Unregelmäßigkeiten, die zur Gefährdung von Schutzgütern in der Nähe der Erdoberfläche führen, oder bei einer tatsächlichen Beeinflussung insbesondere des Trinkwassers oder der Bevölkerung aufgrund einer Leckage aus dem Speicherkomplex (2009/31/EG, Art 13, 1, e), ist von einer neuen Gefährdungslage auszugehen und die Überwachung entsprechend anzupassen und zu intensivieren. Bei Leckagen in die Atmosphäre sind, neben Abhilfemaßnahmen oder Stopp der Injektion (Kap. 4.6), der Emissionshandels-Richtlinie entsprechende Überwachungsmaßnahmen zur Quantifizierung der Leckage zu ergreifen.

5.3.1 Kompartimente und Projektphasen

Die einigen der beschriebenen Überwachungskonzepten zugrundeliegende Unterscheidung nach Projektphase und/oder Tiefenbereich wird als sinnvolle Matrix angesehen, um den Rahmen für ein umfassendes und integriertes Überwachungskonzept zu erstellen, das unterschiedlichen Zielsetzungen gerecht werden soll.

Diese Unterteilung wird den Anforderungen und Definitionen der EU-RL 2009/31/EG gerecht. Die Phasen „Projektbeginn“, „Betrieb“ und „Nachsorge“ werden im Anhang II der Richtlinie unterschieden. In der Phase „Projektbeginn“ ist eine Grundüberwachung vor der CO₂-Injektion durchzuführen. Deren Ziel ist, wie für Erdgasspeicher in der DIN EN 1918 ausgeführt, die Messung der zu überwachenden Parameter, „bis eine Vergleichsreihe für jede Messart aufgezeichnet worden ist, um Auskunft über die Anfangswerte der überwachten Parameter zusammen mit ihrer Änderung oder Entwicklung vor der Speicherung zu geben“. Die Bedingungen für die „Übertragung der Verantwortung“ sind in Art. 18 ausgeführt. Gemäß Art. 18,6, soll die Überwachung auch danach fortgesetzt, aber auf einen Umfang begrenzt werden, der es auch weiterhin gestattet, Leckagen oder erhebliche Unregelmäßigkeiten festzustellen. Der Betrieb ist in Kap. 11 beschrieben, „Nachsorge“ und „erhebliche Unregelmäßigkeit“ sind in Art. 3 definiert. Demnach umfasst die Nachsorgephase auch die Zeit nach der Übertragung der Verantwortung.

In der Nachsorgephase der Speicherüberwachung sollen alle benötigten Informationen gesammelt werden, die den Schluss zulassen, dass das gespeicherte vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird (DIN EN 1918, Art 18,1,a, Anh. II,2).

Die Bezeichnung der Kompartimente ist ebenfalls an die Richtlinie angelehnt. Der „Speicherkomplex“ beinhaltet die Speicherformation einschließlich der sicherheitsrelevanten Deckschichten. Dieser und die „Injektionsanlagen“, sowie gegebenenfalls die „Meeresumwelt“ (Begründung, Abs. 28) sind während der Betriebsphase zu überwachen (Art. 13). Das nicht näher in Art. 13 bezeichnete „Umfeld“ des Speicherkomplexes sollte die hydraulische Einheit umfassen. Bei der Aquiferspeicherung sollte auch der Druckeinfluss in der „hydraulischen Einheit“ (Art 3 und 9) beeinflusst werden da dessen Abgrenzung für die Speichergenehmigung und deren Aktualisierungen erforderlich ist.

Die über den Speicherkomplex hinausgehende Überwachung ist in jedem Fall bei erheblichen Unregelmäßigkeiten erforderlich Anhang II 1.1.I. Die Überwachung von „Trinkwasser“-führenden Aquiferen und der „Umgebung“ an der Erdoberfläche wird in Art. 13,1,e und Anh. II, 1.1,j gefordert.

Diese Matrix ermöglicht über die Anforderungen der Richtlinie 2009/31/EG hinausgehend auch die systematische Feststellung der Überwachungsaufgaben für Zwecke des Emissionshandels, der Betriebsführung und der Kommunikation mit der Öffentlichkeit.

Tab. 5.1: Überwachungsziele für Kompartimente und Projektphasen.

Phase Kompartiment	Projektbeginn, Baseline	Betrieb				Nachsorgephase	
		normal	erhebliche Unregelmäßigkeit	Übertragung der Verantwortung			
				vor	nach		
Injektionsanlage, incl. Bohrung		✘	✘	✘	✘		
Erdoberfläche / Umgebung	✘	✘	✘	✘	✘		
Trinkwasser-Aquifere							
oder Meeresumwelt	✘	✘	✘	✘	✘		
hydraulische Einheit (Umfeld)	✘	✘	✘	✘	✘		
Speicherkomplex	Deckgebirge inkl. Störungen	✘	✘	✘	✘		
	nächster Aquifer im Hangenden	✘	✘	✘	✘		
	Speicherformation inkl. Abdecker	✘	✘	✘	✘	✘	

Überwachungsziele:

- ✘ Betrieb des Speichers
- Anrechnung von Emissionszertifikaten
- Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz
- Informationsbedarf der örtlichen Bevölkerung

5.3.2 Aufgaben

5.3.2.1 Injektionsanlage einschließlich Bohrung

Gemäß Anhang II der Richtlinie 2009/31/EG sind:

- Druck, Temperatur, Zusammensetzung und Volumenfluss der CO₂-Phase an den Bohrlochköpfen,
- Flüchtige Emissionen von CO₂ in der Injektionsanlage zu überwachen.

Diese Informationen werden für den Speicherbetrieb und den Zertifikatehandel benötigt und sind während der Betriebsphase zu erheben. Zum Schutz und zur Information der Bevölkerung in der Nähe der Sondenplätze sollten diese auch in der Nachsorgephase noch vom Betreiber bis zur Übertragung der Verantwortung überwacht werden. Neben dieser vom Gesetzgeber geforderten Überwachung, erfordert der Betrieb der Sonden deren zusätzliche Überwachung um beispielsweise die Zustandsbedingungen der Fluide in der Bohrung zu kennen (insbesondere bei Unterbrechungen der Injektion), oder um Korrosion oder schleichende Leckagen frühzeitig zu erkennen.

5.3.2.2 Erdoberfläche und Speicherumgebung

Die Überwachung der Erdoberfläche über den Speicherkomplexen dient vor allem dem Gesundheits-, Arbeits- und Umweltschutz und der Information der betroffenen Bevölkerung. Im Falle von Leckagen sind diese zu quantifizieren und gegebenenfalls zu beheben. Die im Entwurf der „Monitoring und Reporting Guidelines“ angestrebte Genauigkeit von 7,5 % dürfte mit den existierenden Methoden (Flusskammer Messungen und Eddy-Kovarianz Verfahren) kaum erreicht werden, so dass meist eine Berechnung der Emissionen auf Grund der methodischen Unsicherheiten erfolgen müsste. Die Erfassung und Quantifizierung von Leckagen und die Feststellung von Beeinträchtigungen von Ökosystemen setzt eine intensive Grundüberwachung der Hintergrundwerte (auch „Baselinemonitoring“ genannt) voraus. Die ist besonders wichtig bei der Erfassung von CO₂-Flüssen, die verschiedenen Einflüssen unterliegen und zeitlich und räumlich stark schwanken können. Ebenso ist zur Feststellung der Beeinträchtigung von Biotopen ein gutes Verständnis der Öko systemdynamik erforderlich, um beispielsweise ursächliche Zusammenhänge zwischen Veränderungen von Pflanzengemeinschaften und erhöhten CO₂-Konzentrationen in der Bodenluft oder der Versalzung des Grundwassers mit Speicherbedingten Unregelmäßigkeiten nachzuweisen. Die Grundüberwachung an der Oberfläche sollte mindestens ein volles Jahr um fassen und eventuell bereits mit der Standortcharakterisierung begonnen werden (z.B. Ökosystemkartierungen, gemäß Anlage I der Richtlinie 2009/31/EG, Stufe 1, Buchstabe j), da bei atypischen oder extremen Witterungsverläufen und stark variablen Parametern eventuell mehrere Jahre

zur Erstellung repräsentativer Jahresgänge benötigt werden. Dies gilt ebenfalls für die Erstellung von Magnitude-Häufigkeitsbeziehungen für die natürliche Mikroseismizität im Überwachungsgebiet. Da die menschliche Gesundheit als herausragendes Schutzgut anzusehen ist, sollte die Überwachung der Oberfläche auch nach der Übertragung der Verantwortung fortgesetzt werden. Der Umfang dieser Überwachung kann sich, ein geringes Maß beschränken (Kap. 6), da zur Übertragung der Verantwortung ja der Nachweis erforderlich ist, dass keine Leckagen vorhanden sind und sich der Speicher weiter in Richtung stabiler Gleichgewichte entwickelt.

Für den Betrieb des Speichers relevante Informationen ergeben sich aus der Überwachung der Höhenänderungen der Erdoberfläche über dem Speicher, die ein detailliertes Bild der Ausbreitung der CO₂-Fahne im Untergrund liefern können und damit die beispielsweise die Kalibrierung der geomechanischen Modelle des Speicherkomplexes ermöglichen.

5.3.2.3 Trinkwasseraquifere

Trinkwasseraquifere stehen als besonderes Schutzgut im öffentlichen Interesse und sind daher sorgfältig und ebenso wie die Oberfläche auch nach der Übertragung der Verantwortung noch zu überwachen. Merkliche chemische Veränderungen durch CO₂, Formationsfluide oder freigesetzte Stoffe, lassen sich durch die periodische Analyse von Grundwasserproben ermitteln oder in Pegeln mit Sensoren u.a. für pH-Wert, Leitfähigkeit und CO₂-Gehalt automatisch registrieren.

Das wesentliche Problem in heterogenen Lockergesteinsaquiferen ist, die Schadstofffahne durch Pegel zu treffen oder gar räumlich und stofflich zu quantifizieren. Die Anzahl benötigter Pegel ist aufgrund der Risikoanalyse und der hydrodynamischen Eigenschaften der Aquifere zu ermitteln. Im Falle einer Beeinträchtigung des Grundwassers ist die Messstellendichte im Bereich der Eintrittsstelle sicherlich zu erhöhen, um das Ausmaß des Schadens zu erfassen und gegebenenfalls Sanierungsmaßnahmen zu ergreifen. Die Entwicklung von Verfahren zur Bestimmung der Lage und Anzahl benötigter Pegel ist derzeit noch in der Erforschung. Zur Erfassung und Sanierung von Grundwasserschadensfällen werden üblicherweise mehrere Zehner bis einige hundert Pegel pro Quadratkilometer benötigt. Selbst bei einigen hundert Pegeln bleibt die Quantifizierung der Schadstoffmenge mit Unsicherheiten behaftet. Zur Ermittlung einer statistisch signifikanten Grundwasserbeeinflussung sind unseres Erachtens die in Anhang 6 der EU-Grundwasserrichtlinie (2006/118/EG) genannten Kriterien zur Festlegung von Probenentnahmestellen und Grenzwerte zu beachten. Die Regeln der besten Umweltpraxis und der besten verfügbaren Technik nach Maßgabe einschlägiger Gemeinschaftsvorschriften sind dafür zu Grunde zu legen. Als Bewertungsgrundlage einer

Grundwasserbeeinflussung könnte die Trinkwasserverordnung dienen (z.B. Grenzwerte, Häufigkeit der Probenentnahme), obwohl Grundwasser natürlich nicht immer den Kriterien dieser Verordnung entspricht.

Die Lösung von CO₂ in oberflächennahem Grundwasser ist noch nicht als Leckage im Sinne der „Monitoring und Reporting Guidelines“ anzusehen, jedoch wird ein Teil des gelösten CO₂ beim Austritt der Grundwässer in Quellen wieder in die Atmosphäre entweichen, oder in Gewässer eingetragen. Diese Anteile sind als Emissionen des Speichers zu quantifizieren.

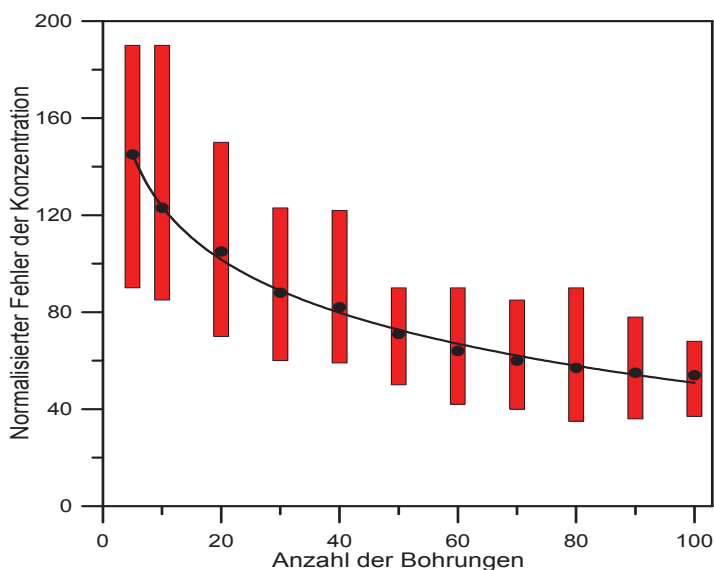


Abb. 5.2: Kartierung einer virtuellen Schadstoffahne in einem Grundwasserleiter mit jeweils 50 verschiedenen Pegelanordnungen (nach SCHÄFER et al. 2008).

5.3.2.4 Meeresumwelt

Bei der Überwachung der Meeresumwelt gemäß der EU-CCS Richtlinie steht der Schutz der marinen Ökosysteme im Vordergrund. Nach der Dokumentation der Ausgangssituation sollten eine Überwachung des Wasserkörpers und dessen Biozönosen nicht erforderlich sein, solange es aus dem Speicherbetrieb und der Überwachung des Untergrundes keine Hinweise auf Unregelmäßigkeiten gibt. Es kann jedoch im Interesse der Öffentlichkeit liegen auch für den ungestörten Betrieb Informationen über den Zustand der Meeresumwelt über einem Speicherkomplex zu erhalten. Im Falle einer Leckage ist der im Meerwasser gelöste Anteil des CO₂ eines CO₂-Austritts, der zu einer lokalen Absenkung des pH-Wertes führt und eventuell nachteilige Auswirkungen auf marine Ökosysteme hat gemäß EU-CCS Richtlinie zu überwachen. Dies gilt auch für austretendes hochkonzentriertes Formationswasser.

Von Betreiberseite wird sich die Überwachung vor allem auf den Meeresboden und die unmittelbar darüber befindliche Wassersäule konzentrieren, da dort am ehesten Hinweise auf unerwartete Fluidaustritte beobachtet werden können. Pockmarks, submarine Schlammvulkane oder Blasenströme können mit Sonarverfahren kartiert werden. Chemische Konzentrationsgradienten (z.B. Salzgehalt) sind noch wenig durch Mischung und Verdünnung mit dem umgebenden Meerwasser verwischt. Hebungen des Meeresbodens, die sich über Schweremessungen erfassen lassen, können die Ausbreitung von CO₂ im Speicher abbilden.

Im Falle einer Leckage von CO₂ ist gemäß der geplanten „Monitoring und Reporting Guidelines“ nicht nur der Anteil des freien Gases, das die Meeresoberfläche erreicht, sondern die gesamte Menge des in die Wassersäule eingetretenen CO₂ als Leckage anzusehen. Dessen Quantifizierung soll auf der Grundlage stündlicher Messungen des Massenflusses erfolgen und rückwirkend gelten, ab dem Zeitpunkt an dem der CO₂-Austritt möglich war. Daher könnte auch ohne Hinweise auf Unregelmäßigkeiten aus der Überwachung des Untergrundes eine gelegentliche Aufnahme des Meeresbodens im Interesse des Betreibers sein, um nicht rückwirkend bis zum Injektionsbeginn für unerwartete Leckagen haften zu müssen. Die Anpassung und Entwicklung geeigneter Techniken ist noch Gegenstand laufender FuE-Projekte.

5.3.2.5 Hydraulische Einheit im Umfeld von Speichern

Der Druckaufbau innerhalb der hydraulischen Einheit in der Umgebung eines CO₂-Speicherkomplexes ist zu überwachen. Er gibt Hinweise auf die Ausbreitung der Fluide, und ermöglicht dem Betreiber die Anpassung der dynamischen Modelle, und die Aktualisierung der Ausdehnung der hydraulischen Einheit. Beide sind Bestandteil der Speichergenehmigung die spätestens alle 5 bzw. 10 Jahre nach der Inbetriebnahme zu aktualisieren ist (Art. 11, EU-CCS Richtlinie).

Die Ausdehnung der hydraulischen Einheit umfasst den Bereich der technisch messbaren Druckänderungen. Unter Berücksichtigung der natürlichen Hintergrundschwankungen und der Gänge (Drift) der Drucksensoren gehen CHABRORA & BENSON (2009) davon aus, dass Druckänderungen von mehr als 0.01-0.1 bar nachweisbar sein sollten.

In ausgedehnten Aquiferen kann die hydraulische Einheit sehr weit reichen. Im Bereich der eigentlichen Speicherstätte steigt der Überdruck während der Injektion schnell an und fällt nach Ende der Injektion exponentiell ab. Mit zunehmender Entfernung zur Injektionsbohrung wird der Überdruck sukzessive geringer, macht sich später bemerkbar und baut sich langsamer wieder ab. In einigen Zehnerkilometern Entfernung kann das Druckmaximum durchaus mit mehreren Jahrzehnten Verzögerung eintreffen.

Die „Geschwindigkeit“ der Druckausbreitung und des Druckabbaus sind in erster Linie abhängig von der Permeabilität und Kompressibilität des Speichergesteins und der Größe der hydraulischen Einheit (SCHÄFER et al. 2010). Messungen des Initialdrucks in der Speicherformation sollten daher das weite Umfeld des Speicherkomplexes beinhalten.

Selbst wenn das CO₂ den Speicherkomplex einschließlich sekundäre Rückhalteformationen wie vorhergesehen nicht verlässt, erhöht sich durch den Druckanstieg im Umfeld von Speichern das Risiko, dass Solen in höhere Aquifere oder gar bis zur Oberfläche aufsteigen können. Daher sollten mögliche Schwachpunkte im Umfeld des Speicherkomplexes, die Umweltbeeinträchtigungen durch Sole ermöglichen könnten überwacht werden, gegebenenfalls auch noch nach der Übertragung der Verantwortung. Generell sollte der Speicherkomplex daher eher großzügig bemessen werden, auch wenn die Richtlinie bei der Definition des Speicherkomplexes (sekundäre Rückhalteformationen) die Migration von Solen nicht explizit mit einbezieht.

5.3.2.6 Speicherformation

Das Hauptaugenmerk des Betreibers und der zuständigen Genehmigungsbehörde wird auf der Beobachtung der Ausbreitung der CO₂-Fahne und der Bestimmung von Druck, Temperatur und Sättigungsverteilung in der Speicherformation liegen. Da die Ausbreitung nach dem Ende der Injektion weitergeht, fordert die Richtlinie 2009/31/EG eine nachsorgende Überwachung von mindestens 20 Jahren durch den Betreiber. Die Bilanzierung der im Speicher vorhandenen Menge CO₂ ermöglicht im Falle von Abweichungen vom vorhergesagten Verhalten eine Abschätzung der aus dem Speicher migrierten Menge, die bei der Überprüfung der Risikobewertung in Rechnung gestellt werden muss (2009/31/EG, Anh. II, 1.2).

Bei der Speicherüberwachung ist sicherzustellen, dass der Frackdruck der unmittelbaren Deckschicht des Speichers nicht erreicht wird. Neben der Bestimmung des Lagerstättendrucks, kann die Registrierung der mit der Injektion verbundenen Mikro-seismizität Hinweise auf kritische Drücke geben, wenn Hypozentren in der Deckschicht lokalisiert werden.

5.3.2.7 Kontrollreservoir

In der Regel sollten CO₂-Speicher nicht unmittelbar unter Süßwasseraquiferen liegen, sondern von salinaren Reserveaquiferen überlagert sein. Diese sind sicherheitsrelevant und daher Teil des Speicherkomplexes. Sie müssen überwacht werden, um die Migration

von CO₂ aus dem Speicher frühzeitig erkennen und darauf reagieren zu können. Da der maximale Druck in der Nähe der Injektionssonden erreicht wird und nachfolgend abfällt, sinkt im Allgemeinen das Risiko für den Austritt aus dem Speicher mit der Zeit. Sollten keine Unregelmäßigkeiten bei der Injektion auftreten, kann mit deren Ende auf eine Überwachung des Bereichs über der CO₂-Fahne verzichtet oder diese zumindest reduziert werden. In Randbereichen der CO₂-Fahne kann der Druck allerdings noch danach ansteigen. Auch in der Nähe der Bohrungen können mit der Zeit Wegsamkeiten durch die Korrosion von Bohrungen oder die Lösung von Mineralen der Deckschicht Undichtigkeiten entstehen, so dass die Überwachung in der Nachsorgephase, gegebenenfalls auch noch nach der Übertragung der Verantwortung, fortgesetzt werden sollte. CHABRORA & BENSON (2009) haben ein Kriterium („Detection Factor“) entwickelt, wonach die Sensitivität von Kontrollreservoirien für Druckänderungen aufgrund der vertikalen Migration von Fluiden abgeschätzt werden kann. Für eine Mehrzahl von Speicherkomplexen dürften demnach Druckmessungen eine effiziente Methode zur Überwachung der hangenden Aquifere darstellen.

5.3.2.8 Deckgebirge

In Normalbetrieb ist keine direkte Beeinflussung des höher liegenden Deckgebirges durch CO₂ oder Sole zu erwarten. Indirekt reagiert das Deckgebirge jedoch auf die mechanische Belastung, so dass die Gebirgsspannungen und Massenbewegungen im Deckgebirge überwacht werden sollten, um mit den dynamischen Modellen und den daraus abgeleiteten Sicherheitsanforderungen verglichen werden zu können. Als potenzielle Leckagepfade sollten Störungen im Deckgebirge besondere Beachtung erhalten und während des Betriebs der Überwachung unterliegen. Im Falle von Unregelmäßigkeiten sind gegebenenfalls zusätzliche Maßnahmen zur Überwachung von Aquiferen im Deckgebirge angezeigt, beispielsweise die Beobachtung des Drucks, der Temperatur oder der Zusammensetzung der Formationswässer. Daher sollten derartige Basiswerte bei der Charakterisierung des Speicherstandorts möglichst mit erfasst werden (2009/31/EG, Anh. I, Stufe 1, a-g).

5.3.3 Intensität der Überwachung

Generell sollte der Antragsteller nachweisen, dass die geplanten Überwachungsmaßnahmen ausreichen um die für die Überwachungsziele erforderlichen Daten zu liefern. Die Anforderungen an die Überwachung sind im Schadensfalle besonders hoch, wenn quantitative Informationen zur Regulierung von Umweltschäden oder zur Anrechnung von Treibhausgasemissionen benötigt werden (angestrebte 7,5%-Genauigkeit in den „Monitoring and Reporting Guidelines“ 2010/345/EG).

5.3.3.1 Räumliche Zonierung

Eine vorsorgliche, intensive flächendeckende Überwachung des Speicherkomplexes und seiner Umgebung während der gesamten Betriebsphase ist weder praktikabel, noch ökonomisch. Daher ergibt sich die Notwendigkeit einen angemessenen Überwachungsaufwand zu finden, der den verschiedenen Zielsetzungen, den rechtlichen Anforderungen und dem sicheren Betrieb des Speichers gerecht wird.

Eine Möglichkeit, den Überwachungsaufwand in Grenzen zu halten ist die räumliche Abstufung, die auch in anderen Bereichen der Umweltfürsorge, beispielsweise in den Schutzzonen um Trinkwasserbrunnen, Anwendung findet. Ein derartiger lateral gestaffelter Überwachungsaufwand lässt sich aus der Verbreitung der Fluidphasen bei ungestörtem Betrieb in einem Speicherprojekt begründen. Prinzipiell, lassen sich bei Vernachlässigung der Heterogenitäten des Untergrunds und des Auffingerns der Injektionsfront konzentrische Bereiche um die Injektionsbohrungen unterscheiden. Schematisch sind die Dichte der Messpunkte, die Häufigkeit der Messungen und die Anzahl der eingesetzten Verfahren in Abb. 5.3 dargestellt:

- die Bohrung selbst und der umgebende gasführende Porenraum (g),
- der von der CO₂-Phase, Sole und/oder Erdgas erfüllte Bereich (g, f),
- der umgebende von Formationswasser und gelöstem CO₂ erfüllte Speicherbereich (CO₂ (aq)),
- der Bereich der Soleverdrängung innerhalb der hydraulischen Einheit (qf),
- der weiter entfernte druckbeeinflusste Bereich mit geringfügigen Geschwindigkeiten des verdrängten Formationswassers (Δp_f).

Entsprechend dieser sich mit der Zeit ausdehnenden Zonierung ist auch eine Zonierung der Speicherrisiken zu erwarten. Da viele Überwachungsmethoden von den im Porenraum vorhandenen Phasen und Sättigungszuständen abhängen, lassen sich diese auch nur in einzelnen Zonen sinnvoll einsetzen. Da die Gradienten injektionsbedingter Veränderungen in der Regel mit der Entfernung von den Bohrungen schwächer werden, kann es sinnvoll sein, die Messpunktdichte z.B. für Druckmessungen entsprechend zu wählen.

Überlagert wird dieses konzentrische Muster von potenziellen Wegsamkeiten für Fluide und ortsfesten Schutzgebieten, die ähnlich wie die Injektionsbohrung einer gesonderten oder dichteren Überwachung bedürfen.

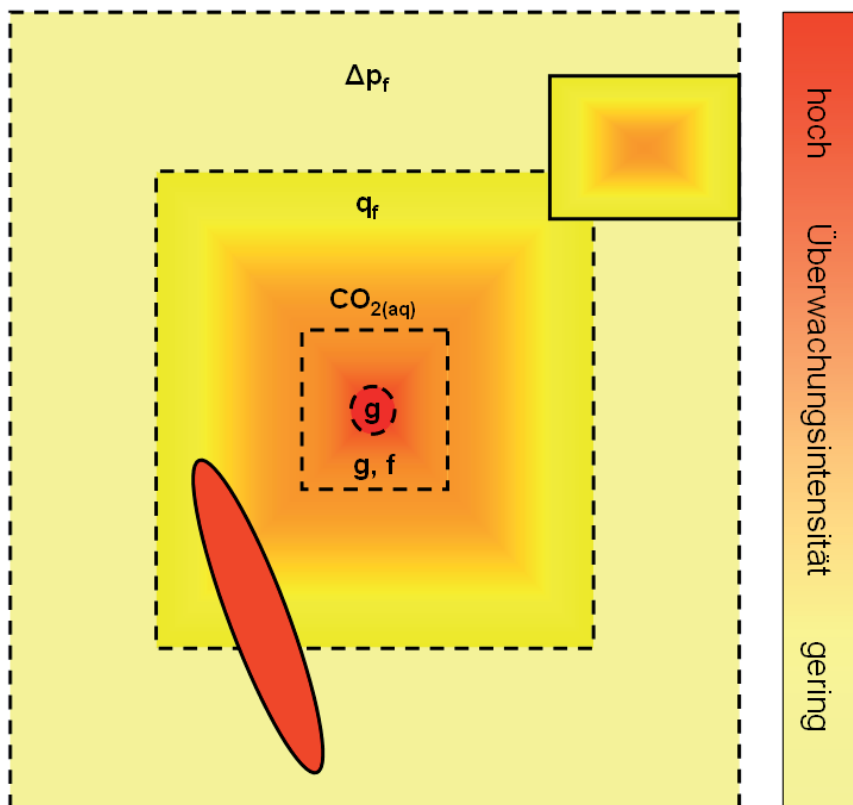


Abb. 5.3: Schematische Darstellung der Überwachungsintensität in expandierenden Speicherbereichen (gestrichelt) um eine Injektionsbohrung im Zentrum und im Bereich von Fluidwegsamkeiten oder Schutzgebieten (durchgezogen).

5.3.3.2 Zeitliche Staffelung

Der Überwachungsaufwand variiert während der Dauer von Speicherprojekten in den verschiedenen Phasen. Die Überwachungsintensität ist proportional zur Anzahl von Methoden und zum Messumfang je Zeiteinheit.

Die Überwachung im Normalbetrieb muss bei Anzeichen von Unregelmäßigkeiten intensiviert werden, um deren Ursache schnellstmöglich zu finden. Sie kann:

- räumlich verdichtet,
- auf weitere Gebiete ausgedehnt,
- methodisch ergänzt werden oder
- in kürzeren Zeitabständen erfolgen.

Voraussetzung dafür ist erstens eine entsprechend umfangreiche, ausgedehnte und umfassende Grundüberwachung. Unvollständige Baseline-Messungen können später nicht nachgeholt werden und erschweren oder verhindern Nachweis und Quantifizierung von

Leckagen. Zweitens sind flexible Überwachungs- und Sicherheitskonzepte erforderlich, die ein abgestuftes Reagieren auf Abweichungen vom modellierten Verhalten erlauben. So kann die Überwachung bei auffälligen Beobachtungen intensiviert und die Ursachen von Abweichungen ermittelt werden, ohne gleich einen Betriebsstopp zu erfordern (s. MAY 2006). Nach Klärung der Ursachen können dann Entscheidungen über geeignete weitere Schritte und Abhilfemaßnahmen erfolgen. Die unterschiedliche Intensität in verschiedenen Zeiten sollte bei der logistischen und finanziellen Projektplanung berücksichtigt werden, so dass kurzfristig bei erheblichen Unregelmäßigkeiten reagiert werden kann, insbesondere wenn es dadurch zu einer Gefährdung von Schutzgütern kommt.

In der Nachsorgephase kann die Überwachung gegenüber dem Normalbetrieb entsprechend (2009/31/EG, Art. 18,2) auf das erforderliche Maß reduziert werden, das für die Kontrolle der planmäßigen, den modellierten Vorhersagen entsprechenden, Fluidausbreitung im Speicher und den Nachweis der langfristigen Stabilität benötigt wird.

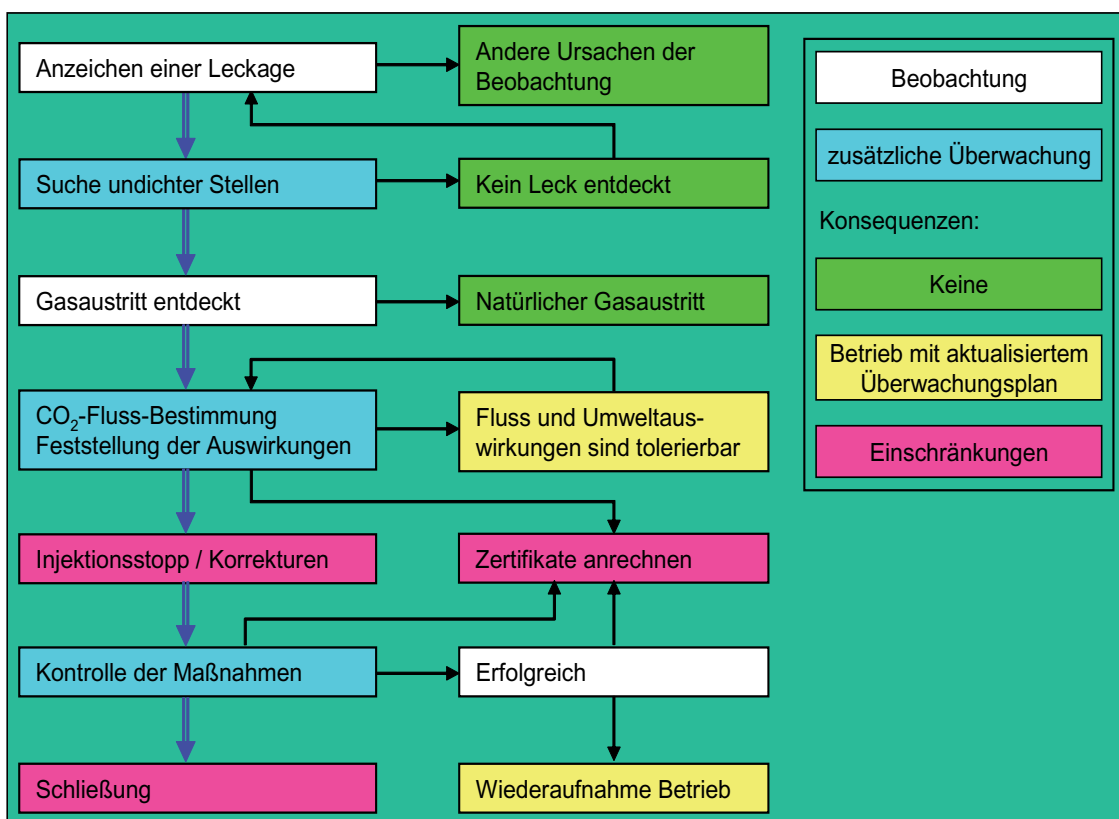


Abb. 5.4: Schema abgestufter Überwachungsmaßnahmen bei der Beobachtung von Anzeichen auf einen möglichen CO₂-Austritt an der Oberfläche.

Für die weiter reduzierte, aber zeitlich unbefristete Überwachung nach der Übertragung der Verantwortung gemäß Art. 18,6 der Richtlinie 2009/31/EG enthält der Anhang II der Richtlinie keine Vorgaben, da dieser nur für die „wesentlichen Projektphasen (Projektbeginn, Betrieb, Nachsorge) einen Überwachungsplan fordert. Bisher gibt es für

diese geforderte langfristige Überwachung keine Konzepte. PEARCE et al. (2005) begrenzen diese Phase zwar in ihrem Konzept auf < 10.000 Jahre, sehen aber eine Überwachung als nicht erforderlich an. CHALATURNIK & GUNTER (2004) verweisen dagegen auf langsame geomechanische oder geochemische Prozesse und geben geophysikalische Methoden für Zeiten von 100 bis 1000 Jahren an, ohne jedoch näheres zu deren sinnvollem Einsatz auszuführen.

Angesichts geringer Restrisiken nach der Übertragung der Verantwortung sind einfache Methoden und Konzepte erforderlich, mit denen Anzeichen für erhebliche Unregelmäßigkeiten erkannt und die Überwachung wieder aufgenommen werden können. Dabei sollten aber hohe „Ewigkeitskosten“ vermieden werden. Denkbar ist z.B. eine Beschränkung auf die Schutzgüter an der Erdoberfläche und des nicht salinaren Grundwassers. Es könnte ein Meldeprogramm für Auffälligkeiten oder Beobachtungen in der Umgebung des Speichers eingerichtet werden, die mit Leckagen in Zusammenhang stehen können (z.B. Vegetationsschäden, Gasaustritte, Salzwasser ...). Die Meldung könnte durch in der Umgebung der Speicher aktive und zuvor geschulte Personen und Institutionen erfolgen, wie z.B. Wasserwerke, Forstämter, kommunale Behörden, oder Bergbaubetriebe.

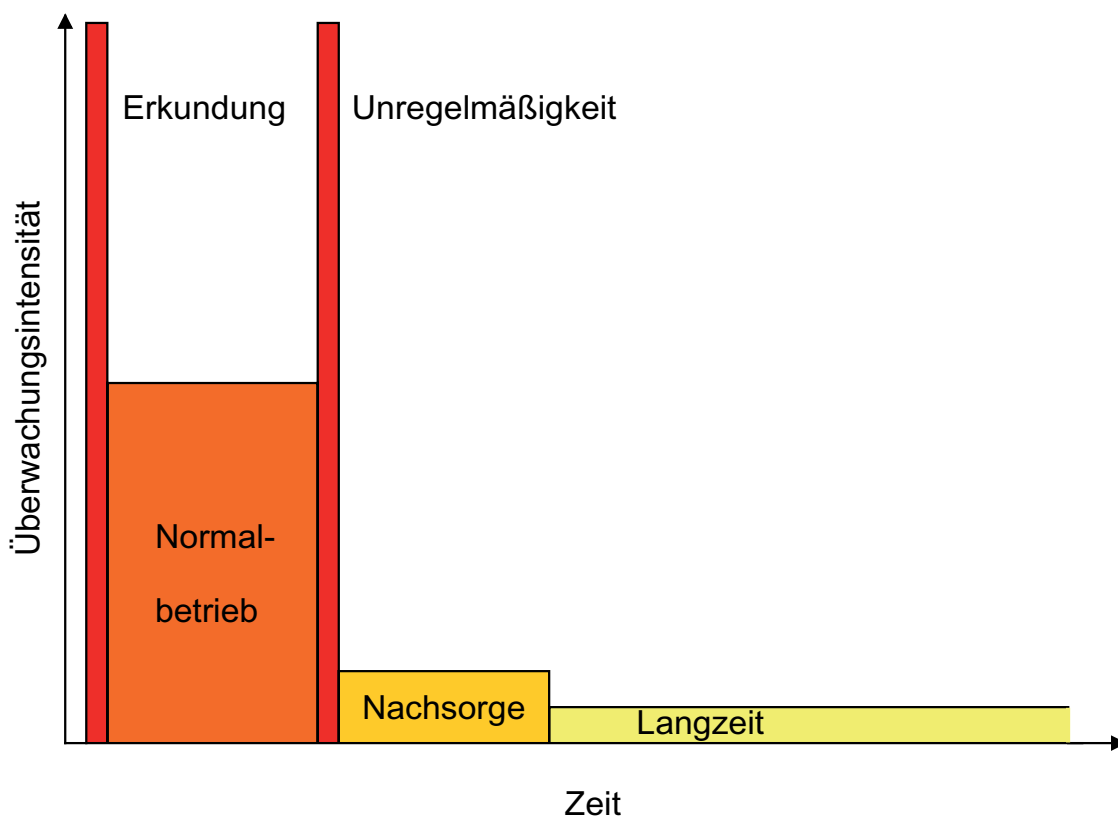


Abb. 5.5: Schematische Darstellung der zeitlichen Staffelung der Überwachungsintensität

5.4 Erstellung standortspezifischer Überwachungspläne

Überwachungspläne basieren auf standortspezifischen Grundlagen der Standortcharakterisierung und Bewertung: dem statischen Modell, den dynamischen Simulationen und der Risikoanalyse.

Zur Überwachung der verschiedenen Kompartimente eines Speicherstandorts steht eine Vielzahl von Methoden zur Verfügung. Da diese Methoden alle ihre speziellen Eigenschaften und Einsatzgebiete, Vor- und Nachteile haben, ist die pauschale Vorschrift von Methodenlisten nicht sinnvoll. Daher haben PEARCE et al. (2005) ihre Methodenliste auch in ein „Monitoring Tool Selection Programme“ umgesetzt. Jeder Speicher ist anders und die Geologie an jedem Ort einzigartig. Selbst eine Unterscheidung nach grundsätzlichen Speichereigenschaften und Überwachungsbedingungen und darauf basierender Methodenvorgaben ist nicht machbar, da es zu viele Kombinationen von Möglichkeiten gibt.

Tab. 5.2: Charakteristische Speichereigenschaften und Überwachungsbedingungen

Speichereigenschaften und Überwachungsbedingungen				
Speicheroption	Salinärer Aquifer	Ölreservoir	Gasreservoir	Kohleflöz
Umgebung	marin	ländlich		städtisch / industriell
Speicherstruktur	geschlossen		offen	
Speichergröße	Pilot- und Demonstrationsprojekte		industrielle Großprojekte	
Potenzielle Leckagepfade	Störungen	Bohrungen	Deckschicht	Spillpoint
Projektphase	Errichtung (Baseline)	Normalbetrieb	Unregelmäßigkeit	Nachsorge
Überwachungsziel	Reservoirmanagement		Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz	Abrechnung von Emissionszertifikaten
Substanz	CO ₂ -reiche Gasphase		Lagerstättenwasser	
Kompartiment	Speicherkomplex	Deckgebirge	Trinkwasseraquifer	Oberfläche
CO ₂ -Leckagerate	niedrig (100 g/d)		mittel (100 kg/d)	hoch (100 t/d)
Leckagetyp	diffus		verteilte begrenzte Austrittsstellen	einzelne Austrittsstelle

Im Folgenden können daher nur generelle Kriterien vorgeschlagen werden. Jeder Überwachungsplan ist ein Unikat und die Auswahl der Methoden liegt in der Verantwortung des Betreibers. Letztendlich obliegt dessen Genehmigung der für die CO₂-Speicherung und Emissionszertifikate zuständigen Behörden. Die zur Erstellung eines standortspezifischen Überwachungsplans notwendigen Schritte sind in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

5.4.1 Kartierung der Überwachungsflächen

Der erste Schritt der Erstellung eines Überwachungsplans ist die Kartierung der Überwachungsflächen auf der Grundlage der Daten die in der Standorterkundung erhoben werden, insbesondere unter Berücksichtigung:

- der Ausdehnung des Speicherkomplexes und der hydraulischen Einheit,
- der dynamischen Simulation der Ausbreitung der CO₂-Fahne und Fluide im Speicher,
- potenzieller Wegsamkeiten für Fluide und Schwachstellen im Deckgebirge
- der Bevölkerungsdichte, von Schutzgebieten und der Nutzung der Oberfläche.

Da die verschiedenen Flächen Projektionen verschiedener Kompartimente im Untergrund enthalten, ist eine Überlagerung verschiedener Flächen zu erwarten, z.B. die Grundwassergewinnung in einem Vogelschutzgebiet über einem Speicherkomplex.

5.4.2 Klassifizierung der Überwachungsintensität

Es wird eine Klassifizierung der Überwachungsintensität für die verschiedenen Überwachungsflächen aufgrund der Risikobewertung vorgeschlagen. Teilweise können zwar quantitative Kriterien für einzelne Gefährdungen herangezogen werden (z.B. Bevölkerungsdichte), für eine generelle Übersicht genügt aber eine qualitative Klassifizierung. Quantitativ fassbare Kriterien zur Bestimmung der Überwachungsintensität können aber nach Auswahl der Methoden, bei der Spezifizierung der Messungen eingesetzt werden, beispielsweise die Abnahme des Druckes mit der Entfernung von einer Injektionsbohrung.

Für die qualitative Unterscheidung werden folgende Stufen vorgeschlagen:

- I Gebiete mit geringem Risiko
In Gebieten mit einem geringem Risiko, wie distale Bereiche der hydraulischen Einheit ist eine pauschale Überwachung mit flächendeckenden, qualitativen oder indirekten Methoden möglich ist (z.B. Fernerkundung, Breitbandseismometer).

- II Gebiete mit mittlerem Risiko
Als Gebiete mit mittlerem Risiko wird der, vom normalen Speicherbetrieb betroffenen Bereich der CO₂-Fahne verstanden, in dem eine intensive Fluidumverteilung stärkere Veränderungen der Untergrundeigenschaften hervorruft. Dies sind die in den bisherigen Industrieprojekten mit vorhandenen Methoden überwachten Bereiche und Testgebiete zur Entwicklung neuer Überwachungsmethoden.
- III Vorsorgegebiete
In Gebieten mit vorrangigen Schutzgütern oder im Bereich potenzieller Leckagepfade ist eine besonders sorgfältige Grundüberwachung („Baselinemonitoring“) erforderlich.
Dort kann
 - a) eine intensive Überwachung während Betrieb und Nachsorgephase stattfinden oder
 - b) Vorsorge getroffen werden um im Falle einer erheblichen Unregelmäßigkeit rasch mit einer geeigneten Überwachung beginnen zu können. Diese Vorsorge kann im Bereithalten von Überwachungskonzepten und/oder der für Messungen benötigten Infrastruktur bestehen.

5.4.3 Definition der Überwachungsaufgaben

Die Definition der Überwachungsaufgaben für den konkreten Standort kann entsprechend dem in Tabelle 5.1 dargestellten Schema erfolgen.

5.4.4 Methodenauswahl

Zur Durchführung der Überwachungsaufgaben sind geeignete Methoden zu wählen, die alle Kompartimente bzw. Überwachungsflächen in ausreichender Weise abdecken. Es gibt eine Vielzahl von Methoden, die zum Teil in den Anlagen aufgeführt sind. Daneben gibt es weitere Verfahren die unter anderem bei der Erdöl-Erdgas Förderung oder in der Umweltüberwachung eingesetzt werden. Die Auswahl geeigneter Methoden erfolgt durch den Antragsteller, unter Berücksichtigung möglicher Anforderungen der zuständigen Behörden die den Überwachungsplan genehmigen muss. Bei der Methodenauswahl ist generell zu bedenken:

- Gemäß der EU-CCS Richtlinie 2009/31/EG sind die “zum Planungszeitpunkt verfügbaren besten Verfahren“ zur Überwachung einzusetzen. Sollten aufgrund

technischer Entwicklungen der Betreiber oder die Genehmigungsbehörden entsprechend dieser Richtlinie bei der Aktualisierung des Überwachungsplans neue Methoden einsetzen wollen, ist dabei zu beachten, dass keine Grundüberwachung (Nullmessung) für diese Methoden vorliegt. Zur Sicherung der Konsistenz der Messreihen, sollten daher möglichst erprobte und langlebige Methoden eingesetzt werden. Bei einem Wechsel von Methoden, Geräten oder Messpunkten sollten alte und neue Messungen für eine Übergangszeit gleichzeitig eingesetzt werden, so dass ein Abgleich und Anschluss der Datenreihen möglich ist.

- Um frühzeitig auf Unregelmäßigkeiten reagieren zu können, sind Methoden zu wählen, die Prozesse im Speicher und in der Deckschicht mit guter zeitlicher und räumlicher Auflösung abbilden.
- Einzelne Methoden, insbesondere indirekte, erlauben selten eindeutige Interpretationen. Daher müssen verschiedene Methoden in geeigneter Weise kombiniert werden, was an den folgenden Beispielen exemplarisch illustriert wird. Zur Abdeckung größerer Flächen kommen überwiegend indirekte Verfahren der Fernerkundung in Frage. Sie sind aber alleine nicht zur Quantifikation von Migration oder Leckage des CO₂ geeignet. Sie müssen mit zusätzlichen Verfahren, meist Punktmessungen an der Oberfläche unterstützt werden (z.B. Bodenkontrolle der Ursachen von Fernerkundungsdaten zum Vegetationsstress). Periodische oder episodische Beobachtungen in Messnetzen müssen durch Permanentstationen oder Festpunkte ergänzt werden (z.B. Bodengasmessungen, geodätische Messungen). Sättigungsmessungen in Bohrungen erlauben die Kalibrierung von Modellen zur Berechnung der CO₂-Sättigung anhand 4D seismischer Daten.
- Die Flexibilität der Methoden muss beachtet werden. Tiefe Überwachungsbohrungen, die mit Instrumenten zum direkten Nachweis von CO₂ oder zur Beobachtung des Bohrlochnahen Bereichs ausgestattet sind, sind weniger geeignet, die Ausbreitung der Phasen im Untergrund über längere Zeit zu verfolgen. Wenn die CO₂-Fahne auffingert und sich in heterogenen Aquiferen an der Bohrung vorbei bewegt, oder sich im Speicher nach der Ankunft der CO₂-Phase rasch quasi-stationäre Bedingungen einstellen, ist der Nutzen einiger Verfahren gering, da man die CO₂-Fahne im ersten Fall eventuell nicht registriert oder im zweiten Fall nichts über deren weitere Ausbreitung oder Entwicklung aussagen kann.
- Die Erfolgsaussichten für verschiedene Überwachungsmethoden sind auch stark von standortspezifischen Faktoren abhängig, so dass manche Methoden von vornherein ungeeignet sind oder nur eingeschränkt brauchbare Ergebnisse liefern können. Das gilt beispielsweise für sensitive Methoden, z.B. Neigungsmessungen, die Rauschempfindlich sind, oder Verfahren, die von mehreren externen Faktoren mit beeinflusst werden, z.B. Bodengasflüsse. Daraus resultierende Schwankungen

sind bei der Analyse der Messreihen und der Kartierung von Anomalien von speicherungsbedingten Signalen zu trennen. Diese Analyse ist mit Unsicherheiten behaftet. Der Einsatz solcher Methoden erfordert unter Umständen eine aufwändige oder lange Grundüberwachung.

- Unter Berücksichtigung der aufgestellten Anforderungen erfolgt
 1. eine **Vorauswahl** potenziell geeigneter Methoden. Dafür können beispielsweise die Kriterien und die in den Anlagen aufgeführten Zusammenstellungen von Methoden genutzt werden. Zudem ist die für die jeweilige Überwachungsaufgabe erforderliche Genauigkeit zu bedenken.
 2. Anhand von **Sensitivitätsstudien** ist dann zu prüfen, ob unter den spezifischen Bedingungen des Speicherkomplexes und seiner Umgebung die angestrebte Nachweisgenauigkeit zur Überwachung der simulierten Prozesse erreicht werden kann. Anhand dieser Prüfung ist die Unterscheidung
 - gut geeigneter Methoden,
 - nicht geeigneter Methoden,
 - und unter Umständen geeigneter Methoden (Optimierungsmöglichkeiten)möglich. Eine derartige, pauschale Bewertung von Überwachungsmethoden befindet sich in der Anlage zu Kapitel 11 (s. auch PEARCE et al. 2005).
 3. **Prüfung der Vollständigkeit.** Nach der Vorauswahl ist zu prüfen, ob für jeden Überwachungszweck eine geeignete Methode verfügbar ist, so dass möglichst alle Speicherziele erreicht und alle Speicherrisiken angemessen überwacht werden können. Für alle Überwachungsflächen, Kompartimente und Projektphasen sind die Überwachungsaufgaben durch entsprechende Methoden nachzuweisen. Evtl. lassen sich Lücken durch eine Optimierung eventuell geeigneter Methoden schließen.

5.4.5 Spezifizierung der Messungen

Für die einzelnen Überwachungsflächen ist der Einsatz der Methoden zu planen und ggfs. durch numerische Simulationen der Standortspezifischen Gegebenheiten eine geeignete Messanordnung oder Beobachtungsplanung zu entwickeln. Die ist beispielsweise bei 3D-seismischen Aufnahmen gebräuchlich, um die Überdeckung zu berechnen oder das Auflösungsvermögen anhand synthetischer Seismogramme zu ermitteln. Diese Berechnung und Planung liefert die in 2009/31/EG, Anl. II, 1.1,a-d geforderte Begründung für die Auswahl:

- der zu überwachenden Parameter,

- der Überwachungstechnologie,
- der Überwachungsstandorte und der Flächenstichproben (Gebiet, Messpunktdichte, Lokation einzelner Installationen, eventuell unzugängliche Gebiete),
- der Durchführungshäufigkeit und die Wahl der Zeitstichproben (Beginn und Dauer der Überwachung, Dauer der Messungen, Häufigkeit der Messungen, Zeitraum der Messungen).

Die Dauer der Einzelmessungen in der Betriebsphase hängt von der Frequenz der Schwankung der Hintergrundwerte ab (z.B. Tages- oder Jahregänge). Bei manchen Methoden kann mit einer längeren Messzeit eine höhere Auflösung erreicht werden (z.B. GPS). Messungen oder Beobachtungen an der Oberfläche können zeitlichen Beschränkungen unterliegen, z.B. Landnutzungs- oder witterungsbedingt oder Brutzeiten von Vögeln). Auch die Bevölkerungsdichte spielt bei der Projektierung der Überwachung eine Rolle, da z.B. eine 4D Seismik in einem Ballungsraum nur schwer realisierbar ist.

Die eingesetzten Messanordnungen und deren Spezifikationen (z.B. eingesetzte Quellen, Energie, Frequenzen, Spektralbereiche, Geometrie) sind Voraussetzung zur standortspezifischen Abschätzung der Überwachungsgenauigkeit. Darin begründet sich letztendlich die Entscheidung über die Eignung der vorgesehenen Methode für die jeweilige Überwachungsaufgabe am konkreten Standort.

Die Repräsentativität der Stichproben ist abhängig von der raum-zeitlichen natürlichen Variabilität der Parameter. Die Frequenz der Datenerfassung muss größer sein als die der typischen periodischen oder zufälligen Hintergrundschwankungen. Die erforderliche Anzahl der Messpunkte und deren Lage kann von der Messanordnung abhängen, von den Gegebenheiten der Oberfläche bestimmt oder statistisch ermittelt werden oder in Bereichen mit erhöhtem Risiko verdichtet werden. Die tatsächliche lokale raum-zeitliche Parametervariabilität kann erst während der Grundüberwachung genauer ermittelt werden. Daher sind ebenfalls flexible Methoden von Vorteil, die eine Anpassung oder Optimierung der Spezifikationen nach der Grundüberwachung ermöglichen. Für Methoden, die lange Zeitreihen benötigen sollte daher die Grundüberwachung bereits in die Standorterkundung einbezogen werden.

Der Überwachungsplan sollte aus Betreibersicht ferner den Bedarf an erforderlichen Instrumenten, Personal und Infrastruktur und Genehmigungen berücksichtigen, sowie die Aufzeichnung, Übertragung und Archivierung der Daten, im Einvernehmen mit den zuständigen Behörden festlegen.

5.5 Potenzielle Methoden

Anhand einer virtuellen Struktur in Norddeutschland werden die prinzipielle Eignung und der Einsatz von einigen wesentlichen Methoden zu Überwachung eines Aquiferspeichers diskutiert.

5.5.1 Exemplarische Kompilation von Prozessen und Risiken

Der Diskussion liegt folgende exemplarische Zusammenstellung von Prozessen und Risiken zugrunde. Die Speicherung erfolgt auf dem Festland, in einem Sandsteinaquifer oberhalb des Zechsteinsalinars, in einer Antiklinale die hoch-salines Wasser enthält und von mehreren Reservespeichern überlagert wird. Lateral grenzt die Speicherformation an Störungen, die bis zur Erdoberfläche reichen, deren Eigenschaften nicht genauer bekannt sind. Aufgrund ihres Versatzes bis hin zur Oberfläche sind die Störungen als neotektonisch aktiv und als potenzielle Leckagewege anzusehen. Der tertiäre Rupelton bildet die Barriere zwischen salinaren Wässern im Liegenden und Süßwasser im Hangenden. Örtlich reichen subglaziale Rinnen, die mit quartären Lockersedimenten gefüllt sind, bis unter die Basis des Rupeltons hinunter. Diese Rinnen sowie Bohrungen im Deckgebirge des Speichers sind weitere Schwachstellen, die einen Aufstieg von CO₂ und Sole ermöglichen können. Undichtheit der Abdeckgesteine durch nicht erkannte Fazieswechsel, und unsicher bestimmte Spillpoints können die unvorhergesehene und unkontrollierte Fluidausbreitung zur Folge haben. Bei zu hohem Injektionsdruck können Klüfte in der Deckschicht aufreißen. Die Überschreitung kapillarer Schwellendrücke kann die Migration von Fluiden durch die Deckschicht zur Folge haben. Das wesentliche Überwachungsziel in diesem Szenario sind der Gesundheits- und der Umweltschutz.

Bei der Übertragung von Methoden, die zur Überwachung von Kohlenwasserstofflagerstätten und -Speichern eingesetzt werden, auf die CO₂-Speicherung sind unterschiedliche thermodynamische und chemische Eigenschaften der Gase zu berücksichtigen. Die Injektion der CO₂-Phase hat verschiedene Prozesse zur Folge, die zu überwachen sind.

Die Injektion von CO₂ führt zur Ausbreitung der CO₂-Fahne im Reservoir. Dabei verändern sich die PT-Bedingungen des CO₂, Schichtwasser wird verdrängt und es kommt zu einem Druckanstieg im weiteren Umfeld des Speicherreservoirs. Mit der CO₂-Injektion ist ein Anheben der Erdoberfläche verbunden, was über Untergrundgasspeichern (KÜHN & HOTH 2006; KÜHN et al. 2009; KETELAAR 2009) und dem CO₂-Speicher InSalah nachgewiesen wurde (ONUMA & OHKAWA 2009). Diese Hebung kann von induzierter mikro-seismischer Aktivität begleitet sein. Störungen können reaktiviert und durchlässig für Fluide werden.

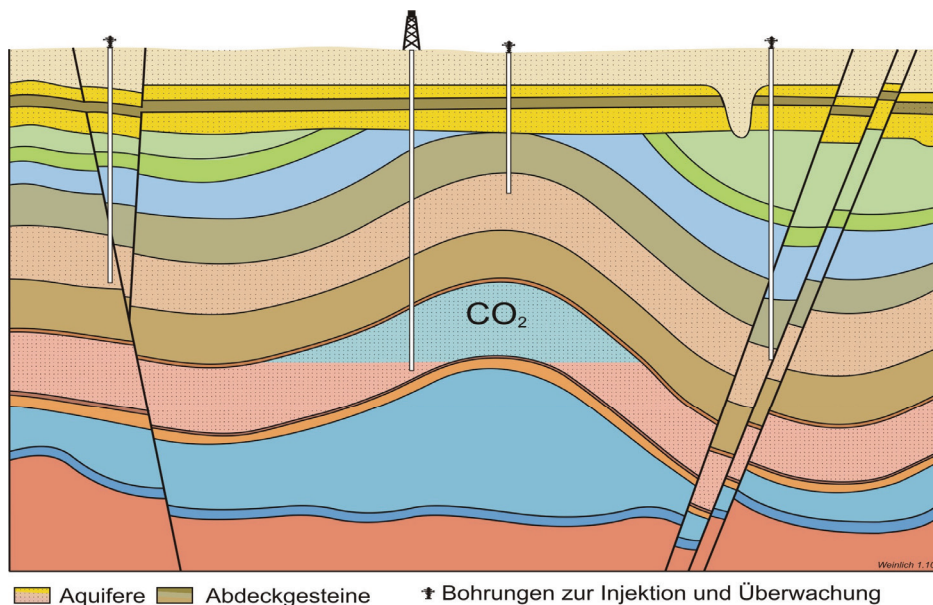


Abb. 5.6: Schematische Darstellung einer typischen Überwachungssituation für einen Aquiferspeicher in Norddeutschland.

5.5.2 Aufgaben und Methoden

5.5.2.1 Ausbreitung der CO₂-Fahne im Speicherreservoir während der Injektion

Lagerstättentemperatur und -druck sind in jedem Fall zu überwachen (2009/31/EG, Anh. II, 1.1,i). Da jede Bohrung, die den Abdeckhorizont durchteuft ein Leckagerisiko darstellt sollte die Überwachung des Reservoirs, neben den erforderlichen Messungen in den Injektionssonden, möglichst nur mit geophysikalischen Mitteln geschehen. Wichtigstes Ziel dieser Überwachung der Injektion ist, sicherzustellen, dass sich das CO₂ im Speicherreservoir nicht über die Spillpoints hinaus bewegt und die Struktur „überläuft“. Als geeignete Verfahren kommen z.B. **4D-Seismik** oder **Cross Hole Seismik** in Frage. Cross Hole Seismik wurde zwar erfolgreich in Pilotprojekten in Ketzin und Weyburn eingesetzt. Deren Eignung zur Überwachung größerer, ausgedehnter Speicher ist aber fraglich. **Geoelektrische Methoden** haben sich in Ketzin als eine mögliche sinnvolle Ergänzung zur seismischen Speicherüberwachung erwiesen.

5.5.2.2 Aufbrechen des Abdeckgesteins

Durch die Schichtdruckerhöhung im Reservoir kann evtl. das Abdeckgestein aufbrechen. Gemäß der DIN EN 1918 darf der Maximale Betriebsdruck eines Untergrundspeichers weder den Frackdruck, noch den kapillaren Schwellendruck des Deckgebirges überschreiten. Aus Sicherheitsgründen liegen die Druckgradienten in Aquiferspeichern für Erdgas aber deutlich unter den lithostatischen Gradienten, maximal 16,8 kPa/m (SEDLACEK 1999).

Die **passive seismische Überwachung** der induzierten Mikroseismizität erlaubt die Lokalisierung der Rissausbreitung bei Hydrofrack-Arbeiten (EISNER et al. 2006; FISCHER et al. 2008) und sollte auch bei der CO₂-Speicherung erfolgreich einsetzbar sein (FABRIOL 2001). In Weyburn führte die CO₂-Injektion zu induzierter Seismizität, überwiegend im Bereich vorhandener Schwächezonen oder Störungen (MOENA & WILSON 2004). Da bei der Speicherung von CO₂ Risse des Deckgebirges vermieden werden sollen, lassen sich im Normalbetrieb des Speichers lediglich Ereignisse sehr geringer Energie bei der Ausbreitung des CO₂ im Speicher registrieren. Zu deren Detektion ist ein hochwertiges Messnetz mit hoher Auflösung erforderlich. Diese ist nur bei geringem Noise möglich. Die Dämpfung des Umweltbedingten Rauschens ist durch die Versenkung der Geophone in Tiefbohrungen, die bis ins Festgestein reichen, möglich.

5.5.2.3 Laterale Verdrängung von Schichtwasser

Mit der CO₂-Injektion sind eine Druckerhöhung im Speicherreservoir und die Verdrängung des Schichtwassers verbunden. Dieses unter erhöhtem Druck stehende Schichtwasser kann sich primär lateral innerhalb der hydraulischen Einheit ausbreiten. Dabei dürften die lateralen Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der Wässer innerhalb einer Schicht meist gering sein, so dass vor allem der Druckaufbau in der Umgebung des Speichers zu überwachen ist. **Druckmessungen** in der Speicherformation sollten in Beobachtungsbohrungen außerhalb der erwarteten maximalen Ausbreitung der CO₂ Fahne erfolgen. Bei den vergleichsweise kleineren Erdgasspeichern wird die laterale Druckausbreitung in der DIN EN 1918 nicht berücksichtigt, sondern, im Gegensatz zur Richtlinie 2009/31/EG von lateraler Dichtheit ausgegangen.

5.5.2.4 Überwachung hangender Aquifere

Das unter erhöhtem Druck stehende Schichtwasser kann eventuell über Störungszonen oder durch die Deckschichten in das Hangende migrieren. In Anlehnung an die DIN EN 1918 sollten **Schichtdruck**, **Wasserzusammensetzung** und **Gassättigung** in Überwachungsbohrungen gemessen werden. Zusätzlich sollte bei der CO₂-Speicherung die **Temperatur** dokumentiert werden. Darüber hinaus muss es möglich sein **Tiefenproben** der Fluide zu entnehmen, um quantitative **geochemische Analysen** der Fluide in den Aquiferen zu ermöglichen. U-Tubes, die zu diesem Zweck in Pilot-Projekten (Frio, Cranfield und Otway) eingesetzt wurden, ermöglichen die Beprobung und Analyse der Fluide in kurzer Zeit unter in situ Bedingungen (FREIFELD & TRAUTZ 2006). Diese Technik ermöglicht die exakte Erfassung von Durchbruchkurven der injizierten Gase, welche zur Kalibrierung von Speichermodellen wertvolle Informationen enthalten. Für

reine Überwachungszwecke der hangenden Aquifere erscheint aber eine episodische Beprobung, mittels Tiefenprobennehmer ausreichend.

Bezüglich der Grundüberwachung von Erdgasspeichern fordert die DIN EN 1918: „Jede dieser Maßnahmen erfordert eine genaue Kenntnis der Situation, die vor der Injektion von Gas in den Aquifer herrschte sowie dessen möglicher Entwicklung der verschiedenen äußeren Faktoren (z.B.: Tätigkeiten Dritter). Dazu sollten die Messungen in regelmäßigen Abständen vor Einspeisung von Gas durchgeführt werden, bis eine Vergleichsreihe für jede Messart aufgezeichnet worden ist, um Auskunft über die Anfangswerte der überwachten Parameter zusammen mit ihre Änderung oder Entwicklung vor der Speicherung zu geben.“ Diese Forderung kann auch für die CO₂-Speicherung übernommen werden.

Ein eventueller Aufstieg von Schichtwasser aus dem Speicherreservoir in das Hangende über undichte Störungen wird in vielen Fällen einen Anstieg der Schichtdrücke in den hangenden Reservoirs zur Folge haben (BIRKHOLZER ET AL. 2009), der den durch die Deckschichten hindurch wirkenden Druckanstieg der planmäßigen Speicherung signifikant übersteigen wird (CHABRORA & BENSON 2009). Der chemische Nachweis aufgestiegener Fluide setzt voraus, dass diese die Beobachtungsbohrung erreichen. Die laterale Verdrängung von Schichtwasser des Kontrollreservoirs ist geochemisch kaum messbar, solange nicht chemisch unterschiedliches Wasser aus dem Reservoir eine offene Überwachungsbohrung erreicht. Dies könnte am ehesten in Bereichen der Fall sein, wo Störungen das Abdeckgestein des Reservoirs durchschlagen.

Tritt CO₂ in den Reservespeicher ein, wird sich dieses im Schichtwasser lösen, bis dessen Sättigung erreicht ist. Die Lösung von CO₂ im Schichtwasser erhöht die Dichte des Schichtwassers, so dass die CO₂-haltigen Wässer sich an der Basis der Hangendreservoirs ausbreiten. Die Bildung einer freien Gasphase hängt von den Leckageraten und den hydrodynamischen Prozessen im Hangendreservoir ab. Sobald das Wasser in der Umgebung der Eintrittsstelle an CO₂ gesättigt ist, kann sich eine freie Gasphase bilden, die aufgrund ihres Auftriebs zum Top des Aquifers strebt. Die Gasphase kann durch **gepulste Neutronen-Gamma-Messungen** mittels Bohrlochsonden im verrohrten Bohrloch nachgewiesen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in den Schichtwässern des Norddeutschen Beckens meist N₂ und CH₄ gelöst sind und das sich lösende CO₂ das Lösungsgleichgewicht verändert. Dadurch kann sich auch eine N₂- und CH₄-reiche Gasphase bilden.

Die Kontrollbohrungen sollten daher einerseits die Basis der Aquifere in der Nähe der zu überwachenden Störungszonen erreichen und diese möglichst durchteufen. Zusätzlich sind Kontrollbohrungen im Top der Hangendreservoirs sinnvoll um freies Gas nachweisen zu können.

5.5.2.5 Überwachung von Störungen

Die Überwachung der Störungszonen ist vermutlich eine der schwierigsten Aufgaben. Ein Nachweis von Schichtwasser in Oberflächennähe kann dabei nur der letzte Schritt sein, da beim Nachweise von Salzwasser im Grundwasserleiter der Schadensfall schon eingetreten ist. Die Aufgabe eines Überwachungssystems muss sein, Schichtwasseraufstieg schon in größeren Tiefen nachzuweisen.

Dies könnte mit offenen Kontrollbohrungen im Bereich der Störungszonen erfolgen. Mittels **Druckmessungen** können hier kritische Veränderungen rechtzeitig erkannt und ggf. weitere Bohrlochmessungen oder Fluidbeprobungen durchgeführt werden. Fluidproben oder Logs liefert aber nur lokale Informationen. Daher sind die Wahl des Ansatzpunktes der Bohrung und die Platzierung der Bohrung entscheidend. Mittels geomechanischer Simulationen, die die Störungsgeometrie, induzierte Spannungen und das regionale Spannungsfeld berücksichtigen, lassen sich potenzielle Schwachstellen, an denen eine Reaktivierung der Störungen möglich wäre, identifizieren (z.B. CHIARAMONTE 2008) und Beobachtungsbohrungen entsprechend planen. Die Permeabilität von Störungsflächen kann sehr heterogen sein. Über weite Flächen kann eine Störung dicht sein, and einer anderen, z.B. im Kreuzungsbereich mit anderen Störungen steigen Wässer aus der Tiefe auf. Deutlich und altbekannt ist die z.B. in Gebieten mit natürlichen Mineralquellen (z.B. WEINLICH et al. 1998; MAY 2005). Störungen müssen nicht über die gesamte Teufe dicht oder undicht sein. Bei geringen Versätzen, insbesondere Salz gegen Salz oder Ton gegen Ton, ist eher davon auszugehen, dass Störungen dicht sind. Auch derartige strukturgeologische Überlegungen sollten bei der Auswahl von Bohrungen zur Überwachung von Störungen berücksichtigt werden.

Wenn CO₂ von einer Störung in benachbarte Aquifere migriert, kann die Ausbildung eines ausreichend großen gasführenden Bereichs mit aktiven **seismischen Verfahren** erkannt werden.

Beim Aufstieg von überkritischem CO₂ ist aufgrund der Druckentlastung die rasche Expansion einer Gasphase in Teufen oberhalb etwa 700 Metern zu erwarten, die hochdynamische Prozesse der Gasentlösung und der Mehrphasenströmung zur Folge hat. Solche Prozesse führen zur Eruption von Kohlensäuerlingen und werden als eine der möglichen Ursachen von Schwarmbeben angesehen. **Mikroseismische Ereignisse** solcher turbulenten Prozesse könnten durch um die Störung angeordnete Seismometer geortet werden.

5.5.2.6 Überwachung von Trinkwasseraquiferen

Der Rupelton (Septarienton) bildet im norddeutschen Raum verbreitet die Barriere zwischen mineralisiertem Tiefenwässern und den Grundwasserleitern im Tertiär und Quartär, die für die Trinkwasserversorgung genutzt werden. Tiefreichende, mit Lockersedimenten gefüllte subglaziale Rinnen, reichen z.T. bis unter die Basis des Rupeltons hinab. Diese pleistozänen Rinnen folgen bevorzugt den endogenen Störungszonen und stellen daher potentielle Aufstiegsmöglichkeiten für saline Tiefenwässer und CO₂ in die genutzten Grundwasserhorizonte dar.

Im Bereich dieser Pleistozänrinnen steigen an einigen Stellen schon seit geologischen Zeiträumen Schichtwässer auf und führen zur Grundwasserversalzung. So werden von ASCHERSON (1859) und LINDSTOW (1910) allein in Brandenburg und Sachsen-Anhalt zahlreiche Salzwasserstellen und Vorkommen Salzwasser liebender oder benötigender Pflanzengemeinschaften (Halophyten) beschrieben, die mit der geringen Mächtigkeit des Septarientons (Rupel) korreliert LINDSTOW (1910). Die Verbreitung der Halophyten zeigt somit Gebiete an, die einer intensiven Überwachung bedürfen, wenn sie sich im Umfeld eines Speichers befinden.

Neben geogener Grundwasserversalzung und Versalzung die auf Landnutzung, Rückgang der Grundwasserneubildung oder Grundwasserentnahme zurückzuführen ist, kann es zu einem Aufstieg von Salzwasser in Folge der CO₂-Speicherung kommen.

Zur Unterscheidung der Ursachen einer Versalzung ist eine sorgfältige Grundüberwachung der Süßwasseraquifere angeraten, z.B. mittels **Widerstandsmessungen** in Bohrlöchern (BAUMANN et al. 2004) und flächendeckend **Aeroelektromagnetik** (BURVAL 2006). Für vergleichende Analysen der Entwicklung der Grundwasserversalzung sei darauf hingewiesen, dass sich der Altbestand aller Bohrlochmesskurven der Braukohlenerkundung in Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern in Besitz der Bohrlochmessung Storkow GmbH befindet. Brandenburg hat ein Messstellennetz zur Überwachung der Grundwasserversalzung eingerichtet.

Hydrochemische Analysen zum quantitativen Nachweis von überschüssigem, freiem oder gelöstem CO₂, Hydrogenkarbonat, pH-Wert, oder durch CO₂ mobilisierter Stoffe, insbesondere Metalle im Grundwasser, mittels Labor- und Feldanalysen ist etablierter Stand der Technik. Probennahme und Analyse sind unter anderem in den DIN 38402-13 (Probennahme aus Grundwasserleitern (A13)), DIN 38404-5 (Bestimmung des pH-Werts (C5)), DIN EN 27888 C8 (Leitfähigkeit, bezogen auf 25°C (C8)), DIN EN ISO 9963-1 (Bestimmung der Alkalinität (C23)), DEV (Deutsche Einheitsverfahren zur Wasser-, Abwasser und Schlammuntersuchung) D8 für CO₂ und HCO₃⁻ beschrieben. Wie in 5.3.2.3. dargestellt ist die Herausforderung nicht der analytische Nachweis der Beeinflussung

der Trinkwasseraquifere, sondern die Detektion und Quantifizierung von Leckagen, mittels ausreichend dichter Messstellennetze, bei möglicherweise unsicher bekannter Ausgangssituation im Bereich der Austrittsstellen. Daher sind die laufende Überwachung der Migration von Fluiden im Speicherkomplex und die entsprechende Aktualisierung von Risikobewertungen Voraussetzung für die Anpassung von Überwachungsplänen, um möglichst vor dem Erreichen von Fluiden aus dem tieferen Untergrund mit einer gezielten Überwachung möglicher Beeinträchtigungen flachgründiger Aquifere zu beginnen.

5.5.2.7 CO₂-Austritt an die Erdoberfläche

Sollte trotz sorgfältiger Standortauswahl, und Speicherüberwachung CO₂ unerwartet an die Oberfläche gelangen, stehen verschiedene Nachweisverfahren zur Verfügung.

CO₂-Konzentration

Zum Schutz der menschlichen Gesundheit ist die CO₂-Konzentration zu überwachen, so dass beispielsweise Maximale Arbeitsplatzkonzentrationen bei der CO₂-Exposition eingehalten werden können:

- Zur flächenhaften Kartierung von CO₂-Austritten an Land können mobile Infrarot-Sensorsysteme genutzt werden, die mit hoher Messpunktdichte den CO₂-Gehalt der bodennahen Luft (~20 cm) erfassen (JONES et al. 2008). Über größeren Anomalien oder unzugänglichem Gelände ist die Messung mit Open-Path Lasersystemen möglich.
- Sensoren eignen sich für episodische Messungen (TANG et al. 2003), und den mobilen Einsatz oder zur automatischen Überwachung von Gebäuden oder Sondenplätzen.
- Die permanente Aufzeichnung der Konzentrationen in der Bodenluft ermöglicht eine hochauflösende Grundüberwachung. Zusammen mit anderen Messungen (u.a. Witterung, Grund- und Bodenwasser) ist eine hochauflösende Messung der Konzentrationen zum Verständnis der lokalen Bodengasdynamik erforderlich. Dieses Verständnis ist Voraussetzung für die Interpretation der variablen Bodengaskonzentrationen und der Quantifizierung von Flüssen.

Abhängig vom Vegetationstyp, treten starke Schwankungen der biogenen CO₂-Gehalte der Bodenluft auf (BUYANOVSKY & WAGNER 1983). Es gibt Tageszeit abhängige Variationen (MALJANEN et al. 2002), Abhängigkeiten von Temperatur, Niederschlägen, Luftdruckschwankungen und Erdgezeiten (WEINLICH et al. 2006), sowie saisonale Variationen (ELBERLING 2003) von 2 bis 8 Vol. % während der Vegetationsperiode. Aufgrund der Vielzahl dieser Einflüsse ist eine umfangreiche Grundüberwachung notwendig, die

mehrere Vegetationsperioden umfassen sollte. Beim Vergleich von Messungen während des Betriebs mit der Ausgangssituation, die eventuell etliche Jahre zurückliegen kann, sind Änderungen der Landnutzung und anthropogener Quellen zu berücksichtigen, die Einfluss auf Bodengasmessungen oder die lokalen CO₂-Gehalte der Atmosphäre haben.

CO₂-Flüsse

- Bodengasflüsse werden mit Akkumulationskammern als Punktmessungen bestimmt. Die Messungen sind besonders bei niedrigen Gasflüssen zeitaufwändig, so dass eine flächenhafte Kartierung von Anomalien schwierig ist, da die Gasflüsse an natürlichen CO₂-Austritten innerhalb weniger Meter um einige Größenordnungen variieren können (MÖLLER et al. 2009).
- Aus der gleichzeitigen Erfassung von CO₂-Konzentrationen, Windrichtung und -stärke ermöglicht das Eddy-Kovarianz-Verfahren (TANG et al. 2003), die Quantifizierung von Flüssen in die atmosphärische Grenzschicht in einem größeren Einzugsgebiet (Hektar-Quadratkilometer). Die Methode erlaubt die Berechnung von Flüssen aus Quellen die in Windrichtung liegen. Voraussetzungen sind ein möglichst ebenes und gleichförmiges Umfeld, beispielsweise ausgedehnte Marschen, Wäldern oder Äckern sowie möglichst konstante CO₂-Flüsse. Bei variablen Windrichtungen und veränderlichen anthropogenen Quellen in der Umgebung der Messtürme ist die Methode nicht geeignet. LEWICKI et al. (2009) konnten in einem Versuch eine Freisetzung von 300 kg CO₂ pro Tag nachweisen.

CO₂ in der Wassersäule

Zur Quantifizierung des freien und gelösten CO₂ in der Wassersäule von Binnen- oder Küstengewässern sind verschiedener Systeme für mobilen sowie den ortsfesten Einsatz am Grunde oder an der Oberfläche von Gewässern in der Erprobung (SPICKENBOM et al. 2009). Sie erlauben die Detektion von Gasaustritten, die Messung von Konzentrationen und der Gasflüsse für kleinere Flächen (ähnlich der Akkumulationskammern).

Gas- und Isotopengeochemie

Die Analyse von Spurengasen in der CO₂-Phase und der stabilen Kohlenisotope können eine Unterscheidung der Herkunft der Gase und die zur Quantifizierung von Leckagen erforderliche Bestimmung der pedogenen Anteile vom gesamten CO₂-Fluss ermöglichen.

5.5.2.8 Geländehebung Übertage

Als Folge der CO₂-Injektion in ein Speicherreservoir ist, wie an Untergrundgasspeichern (KÜHN & HOTH 2006; KETELAAR 2009), das Anheben der Erdoberfläche zu erwarten. Diese Anhebungen betragen z.B. über dem Untergrundgasspeicher Spandau max. 4,6 cm (KÜHN et al. 2009). ONUMA & OHKAWA (2009) beschreiben den Nachweis differenzieller Hebungen infolge der CO₂-Injektion im In Salah Projekt, Algerien, die Störungen über dem Speicherreservoir reaktivieren könnten.

Die Überwachung von Hebungen erfolgt mittels klassischer geodätischer Methoden auf Festpunktnetzen oder entlang von Profilen (z.B. über Störungen an denen differenzielle Hebungen möglich erscheinen), GPS und Schweremessungen oder flächendeckend, mittels Satelliten-gestützter Radarinterferometrie, InSar (Satellite Radar Interferometry, KETELAAR 2009) oder Persistent Scatterer Interferometrie (PSI). Radarinterferometrie eignet sich besonders für ländliche Bereiche, kann aber von Vergetationsänderungen beeinflusst werden. PSI ist zur Überwachung bebauter Gebiete geeignet. Bei lückenhafter Bebauung können Corner-Reflektoren Überwachungslücken schließen.

6 Workshop: Anforderungen an die sichere Speicherung von CO₂

Werkstatt-Diskussion der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Berlin-Spandau 8./9.3.2010.

Die Umsetzung der europäischen EU-CCS Richtlinie in nationales Recht steht bevor. Erste Arbeiten zur Standortsuche für CO₂-Speicher und deren Erkundung haben begonnen. Sowohl für die aktiven Firmen als auch für die noch zu bestimmenden, zuständigen Behörden ergeben sich noch etliche Fragen zur praktischen Umsetzung der Richtlinie. Im Rahmen des Stability-Projektes hat die BGR erste Vorschläge zur Auswahl und zu Anforderungen an Speicherstandorte, zum Umgang mit Altbohrungen sowie zu Sicherheit und Überwachung von CO₂-Speichern entwickelt. Diese wurden im Rahmen eines Workshops Vertretern von geologischen Diensten, Bergbehörden, Ministerien, Forschungsinstituten, Energieerzeugern, Speicherbetreibern und Umweltverbänden vor- und zur Diskussion gestellt. Die bis dahin vor allem mit Vertretern von Bergbehörden diskutierten Ergebnisse zu den vier Arbeitspaketen des Stability-Projektes wurden am 8. und 9.3 im Dienstbereich Berlin der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe einem weiteren Kreis von Interessensvertretern vor- und zur Diskussion gestellt.

Etwa 90 Vertreter von Industrie, Ministerien, Behörden, Forschung, Umweltverbänden und -Forschungsinstitutionen, sowie Zertifizierstellen oder Verbänden waren eingeladen. An den beiden Veranstaltungstagen nahmen insgesamt etwa 50 Personen aus den genannten Bereichen teil.

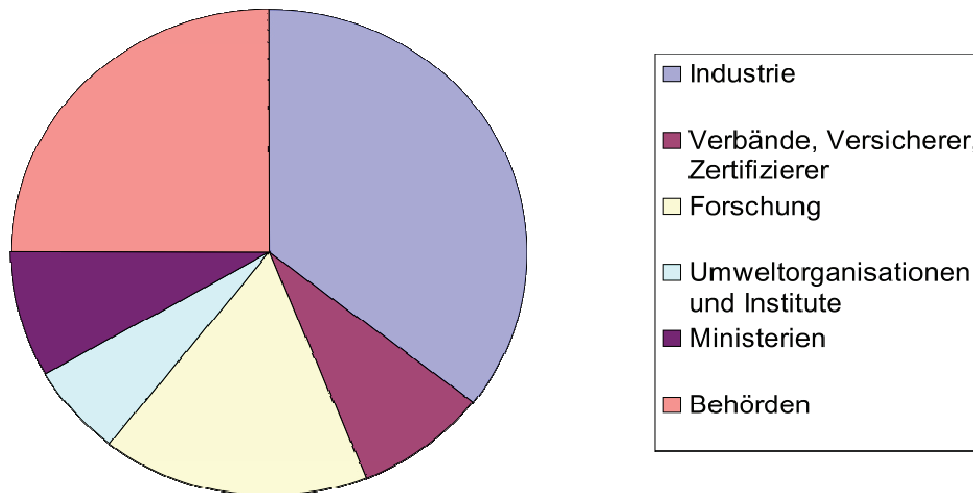


Abb. 6.1: Herkunft der Teilnehmer an der Werkstatt-Diskussion

Ergänzend zur Vorstellung der Ergebnisse der Stability-Arbeitspakete waren externe Experten eingeladen um über Themen zu berichten, die in Stability nicht behandelt werden konnten. Die Vorträge bildeten die Grundlage für die vertiefende Diskussion einiger Probleme in kleineren Gruppen. Die Werkstatt-Themen wurden offen und konstruktiv diskutiert. In den Pausen und während der Mahlzeiten wurde die Erstellung untergesetzlicher Regelwerke zur CO₂-Speicherung informell zwischen den Teilnehmern weiter erörtert.

Im Folgenden sind das Tagungsprogramm und die Ergebnisse der Gruppendiskussionen dokumentiert. Letztere dokumentieren teilweise kontroverse Ansichten, als auch Kenntnislücken. Sie berühren damit einige der zukünftigen Handlungsfelder auf dem Weg hin zu akzeptablen Regelwerken für die CO₂-Speicherung.

Programm: Montag, 8.3.2010

Flur EG

13:00 – 13:30 Empfang und Registrierung

Kinosaal

13:30 – 13:45 Begrüßung und Eröffnung, P. Gerling

13:45 – 14:00 Vorstellung Stability und Programmverlauf F. May

14:00 – 14:45 Speicherkonzept, Standortanforderungen und Antragstellung, G. v. Goerne

14:45 – 15:30 Beurteilung von Altbohrungen, F. H. Weinlich

15:30 – 16:05 Erfrischungen

Seminarräume

16:10 – 16:40 vier Diskussionsgruppen

Kinosaal

16:45 – 17:15 Berichte der Diskussionsgruppen

17:15 – 17:45 Stahlkorrosion an CO₂-Pipelines und Bohrungen, A. Kranzmann, BAM

17:45 – 18:15 Langzeitsicherer Verschluss von Injektions- und Beobachtungsbohrungen,
S. Schmitz, DBI-GUT

Programm: Dienstag, 9.3.2010

Kinosaal

09:00 – 09:45 Speichersicherheit, G. v. Goerne

09:45 – 10:30 Speicherüberwachung, F. May

10:30 – 11:05 Erfrischungen

Seminarräume

11:10 – 11:40 vier Diskussionsgruppen

Kinosaal

11:45 – 12:15 Berichte der Diskussionsgruppen

Kantine

12:15 – 13:15 Imbiss

Kinosaal

13:20 – 13:40 Umgang mit Risiken und Unsicherheiten bei der Standortfindung, Chr. Klöppner,
DNV

13:40 – 14:20 Entwicklung von Überwachungsmethoden für CO₂-Speicher, A. Liebscher, GFZ

14:20 – 14:50 Schutz und von Grundwasser und Umwelt, D. Schäfer, CAU

14:50 – 15:15 Zusammenfassung und Ausblick, P. Gerling

15:15 Ende der Veranstaltung

6.1 Diskussionsthemen

Zu vielen Fragen bezüglich der unterirdischen Speicherung von CO₂ gibt es kontroverse Ansichten. Die präsentierten Vorschläge können sicher nicht alle Positionen berücksichtigen. Die Ergebnisse des Stability-Projektes sollen als Grundlage für weitere Diskussionen und die Entwicklung angemessener und ausgewogener Richtlinien für die CO₂-Speicherung dienen.

Daher werden wir die Beiträge der Diskussionsgruppen dokumentieren, um noch ungeklärte Fragen heraus zu stellen und als Handlungsempfehlungen für zukünftige Gremien in den Endbericht zu übernehmen.

Folgende Themen wollen wir in kleineren Gruppen eingehender diskutieren:

Montag

1. Wie lassen sich in einem heterogenen politischen Umfeld einheitlich hohe Speicheranforderungen und Qualitätskriterien realisieren, wenn einzelne, unabhängige Behörden für Genehmigung und Überwachung der Speicher zuständig sind?

2. Wie kann ein ausreichend großer Speicherkomplex (lateral sekundäre Rückhaltestrukturen) vor der Standorterkundung definiert werden und welche Konsequenzen hätte eine spätere Anpassung?
3. Sollten alle bereits verfüllten Altbohrungen in einem Speicherkomplex vor Speicherbeginn aufgewältigt und neu verfüllt werden?
 - Für welche Bohrungen reicht eine Überwachung?
 - Wie kann man Bohrungen überwachen
4. Wie kann der Langzeitsicherheitsnachweis für Bohrungen erbracht werden?
 - Für welchen Zeitraum?
 - Welche Abhilfemaßnahmen gibt es im Falle von Leckagen?

Dienstag

5. Benötigen wir allgemein verbindliche Grenzwerte oder können die Bergbehörden fallweise standortspezifische Toleranzen mit den Betreibern vereinbaren (z.B. Mindestmächtigkeiten, Permeabilität von Deckschichten, Leckageraten, Ringraumdrücke an Bohrungen, induzierte Seismizität)?
6. Welche Speicherrisiken sind vertretbar, und wie kommuniziert man diese im Kontext von Energienutzung und Klimawandel, -bezüglich der Genehmigungsfähigkeit?
7. Was ist eine erhebliche Unregelmäßigkeit, wer bestimmt dies, wann sollte ein Injektionsstopp erfolgen?
8. Wurden Überwachungskosten bisher unterschätzt - wie könnte eine angemessene, den Risiken gerecht werdende Überwachung aussehen?
 - unbefristete Überwachung nach Übertragung der Verantwortung
 - weite Ausdehnung der hydraulischen Einheit
 - Notwendigkeit einer umfassenden Grundüberwachung

Thema 1

Wie lassen sich in einem heterogenen politischen Umfeld einheitlich hohe Speicheranforderungen und Qualitätskriterien realisieren, wenn einzelne, unabhängige Behörden für Genehmigung und Überwachung der Speicher zuständig sind?

- Einheitliche Anforderungen sind grundsätzlich notwendig, auch auf EU-Ebene oder international

- mögliches Problem bei der internationaler Homogenisierung: die Aufweichung hoher (deutscher) Standards
- Kriterien als Leitfäden, sollten nicht zu stark einengen, da für jeden Speicher standortspezifische Bedingungen zu berücksichtigen sind
- Grenzwerte lassen sich nicht klar festlegen
- einheitliches Format hilfreich
- Kommunikation und Austausch zwischen den Genehmigungsstellen sind wichtig
- Rolle von BGR, UBA

Thema 2

Wie kann ein ausreichend großer Speicherkomplex (lateral sekundäre Rückhaltesysteme) vor der Standorterkundung definiert werden und welche Konsequenzen hätten eine spätere Anpassung?

Folgende Aspekte wurden im Rahmen der Diskussion angesprochen:

- Die Definitionen in der EU-CCS Richtlinie sind unklar. Die notwendige Größe der Erkundungsgebiete ist unklar und bedarf weiterer Konkretisierung (ggfs. im Rahmen der nationalen Gesetzgebung).
- Die vertikale Dimension des Speicherkomplexes ist unklar. Reicht der Speicherkomplex bis zur Erdoberfläche oder muss dieses fallweise definiert werden.
- „Altdaten“ (Seismik, Bohrungen, Karten etc.) ermöglichen eine erste grobe Abgrenzung von Speicherstätte, Speicherkomplex und hydraulischer Einheit.
- Der Zugang zu Altdaten ist aufgrund von Eigentumsverhältnissen mit Bezug zum Lagerstättengesetz nicht oder nur eingeschränkt möglich.
- Eine spätere Anpassung könnte aufgrund bestehender anderer Erlaubnisse nicht möglich sein. Eine Anpassung aufgrund unerwarteter Explorationsergebnisse, die eine Anpassung erforderlich machen würde die Erkundungszeit um 2-3 Jahre verlängern.
- Im Rahmen der Untergrundspeicherung ist das druckbeeinflusste Gebiet anzuzeigen. Die Druckbeaufschlagung von Aquiferen, die bereits für die Untergrundgasspeicherung genutzt werden, ist problematisch.
- Es ist das Verhalten des CO₂, des Drucks, sowie des Formationswassers vorherzusagen. Die Prognose ist zu überprüfen (history match). Dazu müssen in dem Gebiet, wo Änderungen auftreten, Überwachungsverfahren eingesetzt werden. Dazu muss das Erkundungsgebiet ausreichend groß gewählt werden.

- Auch bezüglich der Untergrundgasspeicherung kommt es zur konkurrierenden Nutzung derselben Aquifere.
- Im Bereich von Geothermie-Projekten ist der beeinflusste Raum fallweise größer als das Erlaubnisgebiet der Geothermieanlagen.
- Ausweisung eines Interessenssphärengbietes im Umfeld des Erkundungsgebietes. Das Erkundungs- bzw. Erlaubnisgebiet könnte dann, abhängig vom Befund aus der Erkundung, nachträglich vergrößert werden. Ob diese Idee genehmigungsfähig ist, bleibt offen.

Thema 3

Sollten alle bereits verfüllten Altbohrungen in einem Speicherkomplex vor Speicherbeginn aufgewältigt und neu verfüllt werden? Bei der Speicherung von CO₂ in Verbindung mit EOR werden in Feldern wie Weyburn, hunderte von Altbohrungen angetroffen. Eine pauschale Sanierung dieser Felder ist nicht vorgesehen. Andererseits beabsichtigt Chevron alle alten Erdgasbohrungen auf Barrow Island für das Gorgon CCS-Projekt aufzuwältigen und neu zu verfüllen, insbesondere mit Blick auf die Öffentliche Akzeptanz für die Speicherung unter einem hochrangig geschützten Ökosystem.

1. Können fehlende Bewertungskriterien durch Messungen an verfüllten Bohrungen ausgeglichen werden?
 - eventuell durch Befliegung und Wärmebildaufnahmen, bzw. durch multispektrale Fernerkundung. Diese könnte preisgünstig und wiederholt mit unbemannten Fluggeräten erfolgen
 - Risikobewertungen der Verfüllten Altbohrungen sind in jedem Fall erforderlich, z.B. Schlumberger, Oxand.
2. Für welche Bohrungen reicht eine Überwachung?
 - Dazu ist eine Klassifizierung von Bohrung nötig
 - eventuell für flache Tiefbohrungen (s. Kapitel 2)
 - problematisch für verzweigte Bohrungen
 - die Bohrungsüberwachung sollte nicht von der Speicherüberwachung getrennt erfolgen
3. Wie kann man Bohrungen überwachen?

Das Beispiel der Havarie einer Speicherkaverne in Bad Lauchstädt zeigt, dass die Austritte von Fluiden aus undichten Bohrungen an der Erdoberfläche im weiten Umfeld der Bohrung erfolgen können:

 - Indikatorhorizonte definieren und Überwachen

- die Beobachtung eher auf den Untergrund konzentrieren, als statische Messstellennetze an der Oberfläche einrichten, da die diskreten Austrittsstellen nicht bekannt sind.
 - Baseline Messungen an der Oberfläche erforderlich
 - Problem, Nachweisgrenze von Messungen
4. Erhöht eine Neuverfüllung wirklich die Dichtigkeit?
Bei abgelenkten Bohrungen oder bei gezogener Rohrtour ist es schwierig im Bereich der originalen Verrohrung zu bleiben.
- den Speicherbereich abdichten, durch Injektion von Dichtmitteln
 - Neuverfüllung ist eventuell preiswerter als langfristige Überwachung
 - aber, langfristig werden auch neu verfüllte Bohrungen zu Altbohrungen, deren Zustand vom dem zum Zeitpunkt der Verfüllung abweicht
5. Wie können Leckagen an Bohrungen behoben werden?
- kein Kunststück (auch bei verfüllten Bohrungen?)
 - Fensterfräsen im Salz und Abdichtung Salz oder Salzzement

Thema 4

Wie kann der Langzeitsicherheitsnachweis für Bohrungen erbracht werden?

1. für welchen Zeitraum: 10.000 Jahre
2. welche Abhilfemaßnahmen gibt es im Falle von Leckagen
 - Im Salz: Casing fräsen; Konvergenz
 - Ton: Casing fräsen; plastische oder Quelltone (Achtung Einfluss von Kationen auf das Quellverhalten in Solen)
 - Selbstheilung ?
 - Für das Speichervorhaben Barendrecht ist ein „Cement-Pancake“ vorgesehen.
 - Inerte Gase und/oder Polymere einpressen (FuE)

Thema 5

Benötigen wir allgemein verbindliche Grenzwerte oder können die Bergbehörden fallweise standortspezifische Toleranzen mit den Betreibern vereinbaren (z.B. Mindestmächtigkeiten, Permeabilität von Deckschichten, Leckageraten, Ringraumdrücke an Bohrungen, induzierte Seismizität)?

Folgende Aspekte wurden im Rahmen der Diskussion angesprochen:

1. Grenzwerte Ja/Nein

Allgemein stellt sich die Frage, für welche Parameter Grenzwerte Sinn machen oder ob Grenzwerte im Allgemeinen hilfreich sind. Um die Eignung eines Standorts hinsichtlich Aufnahmefähigkeit und Langzeitdichtigkeit zu prüfen, reicht die Einzelbetrachtung der Parameterwerte nicht. Vielmehr ist die Gesamtschau der standortspezifischen Gegebenheiten für eine abschließende Beurteilung notwendig. Damit trägt man der Heterogenität des geologischen Raums Rechnung. Auch lässt sich keine eindeutig vorteilhafte Speichergeometrie a priori festlegen. Seitens der Genehmigenden Behörde wurde der Bedarf gesehen, bei der Bescheidung von Anträgen gewisse Spielräume zu haben, bei denen man sich nicht auf feste Grenzwerte beziehen muss, da auch bislang Standorte zur Speicherung von Erdgas sehr individuell sind und in der Gesamtheit beurteilt werden müssen. Sogenannte empfohlene „Korridore“ in denen sich gewisse Parameter wiederfinden sollten, helfen Handlungsfelder zu identifizieren und verbessern die Vergleichbarkeit von Standorten.

2. Zulässige Leckagerate

Indirekte Größen oder Summenparameter hingegen, wie Leckageraten, könnten/sollten durch einen Grenzwert definiert sein. Energieversorgungsunternehmen (EVUs) teilen die Sichtweise, wie sie aus der Speicherung in Untertageerdgasspeichern bekannt ist. Demnach sollt die zulässige Leckagerate aus dem Speicherkomplex heraus null betragen. Voraussetzung dafür sei allerdings, dass bei „Normalbetrieb“ davon ausgegangen werden muss, dass es tatsächlich keinen unbemerkten Leckagen gibt, da es kein lückenloses Überwachungssystem gibt. In anderen Bereichen wird von „technisch Dicht“ gesprochen. Jegliche gemessene Leckage wäre dann Anlass für Gegenmaßnahmen. Die Sichtweise steht teilweise der Diskussion um die nationale Gesetzgebung entgegen, in der per se Leckagen angenommen werden. EVUs verstehen einen Speicher, aus dem Leckagen erwartet werden, als ungeeignet.

3. Liste signifikanter Parameter

Die Diskussion führte zu dem Schluss, dass eine Empfehlungsliste mit zu erhebenden Parametern definiert werden könnte, die dem Speicherbetreiber Orientierung bietet. Die Parameter sollten Grundlage für die Bestimmung der Speichereignung hinsichtlich, Kapazität, Aufnahmevermögen und Dichtigkeit sein.

4. Speichersicherheit

Die Diskussion führte auf das Thema Überwachung. Grundtenor ist, dass Speichersicherheit nur über eine eingehende Standortcharakterisierung, Prognose, Überwachung und Risikomanagement zu erreichen ist. Grenzwerte können in einer frühen Projektphase

zur Identifizierung von Speicherpotentialen helfen, werden aber zu einem späteren Zeitpunkt den Anforderungen nicht mehr gerecht. Es kam der Hinweis (RWE), dass viele Befürchtungen durch die Betrachtung der Prozesse entkräftet werden können. Als Beispiel wurde die potentielle Leckage von Sole aus tiefen porösen Formationen angeführt. Befürchtet werden allgemein Umstiege von hochmineralisiertem Wasser in flachere Trinkwasserhorizonte. Dabei wird als problematisch gesehen, dass zur Kontrolle ein sehr großes Areal überwacht werden müsste. Der Sichtweise entgegen steht, dass der Druck zu den Ränder des Speicher abfällt und geringe Druckunterschiede nicht ausreichen, um die dichtere Sole über große Strecken entgegen des eigenen hydrostatischen Drucks nach oben zu treiben. Standortspezifische Toleranzen können die Entwicklung von „Best Practice“ erschweren. Toleranzen könnten unangemessen hoch/niedrig sein und damit die Umsetzung erschweren / verhindern bzw. Sicherheitsrisiken einbringen

5. In Kürze:

- Grenzwerte: Nein. Empfehlungsliste mit zu Erhebenden Parametern: Ja
- Wertekorridore helfen der Vergleichbarkeit und der ersten Bewertung von Standorten.
- Empfehlung der EVUs: Speicher sollten als technisch Dicht angesehen werden (Leckage=0) bis die Überwachung etwas Gegenteiliges zeigt.
- Speichersicherheit ist über die Charakterisierung des Untergrundes, Modellprognosen, Überwachung und Risikomanagement zu erlangen.

Thema 6

Welche Speicherrisiken sind vertretbar, und wie kommuniziert man diese?

- im Kontext von Energienutzung und Klimawandel
- bezüglich der Genehmigungsfähigkeit
- Standortabhängig (Offshore, Wüste, Stadt)

1. Akut:

- technische Leckagen: abstellbar
- geologische Leckagen: Notfallpläne müssen vorliegen

2. Latent:

- Numerische Simulationen (Plausibilität)

3. Kommunikation:

- keine Unterscheidung
- nur erklären, nicht abwägen

- mit Mediation
- Partizipation
- Anreizmechanismen

Thema 7

Was ist eine erhebliche Unregelmäßigkeit, wer bestimmt das, wann sollte ein Injektionsstopp erfolgen?

- juristisch betrachtet ist jede Änderung ein Zwischenfall und bedeutet Erhöhung des Risikos und ist damit eine erhebliche Unregelmäßigkeit (Grund: Juristen kennen Abweichungen von Norm nicht)
- Es wäre hilfreich Bandbreiten festzulegen. Solange wir uns innerhalb akzeptierter Bereiche (durch Betreiber und Genehmigungsstellen) bewegen, in Ordnung
- Welche Bandbreiten könnten allgemein-, welche müssten standortspezifisch festgelegt werden?
- Anforderungen an Modellgenauigkeit und Anforderungen an ordentlichen Betrieb müssen definiert werden

Die Schutzgutbetrachtung ist bei der Bewertung von Unregelmäßigkeiten wichtig

- man sollte unterscheiden zwischen
 - a) Unregelmäßigkeit und
 - b) erheblicher Unregelmäßigkeit:

zu a) kann nachjustiert werden (innerhalb der erlaubten Bandbreiten), latente Gefahr, Modell anpassen

zu b) Modell kann nicht angepasst werden, bergbauliche Sicherheit nicht mehr gewährleistet, kann Injektionsstopp zur Folge haben

- Soll-Ist-Abgleich: was ist die Ursache der Abweichung, Schutzgutbewertung, Prüfwerte
- Unsicherheit wird bleiben - kann man damit leben?

Thema 8

Wurden Überwachungskosten bisher unterschätzt - wie könnte eine angemessene, den Risiken gerecht werdende Überwachung aussehen?

Im Vergleich zur Abscheidung werden die Kosten für die Speicherung meist als gering angegeben. Die Schätzungen beruhen vor allem auf den Erfahrungen der vorhandenen Industrieprojekte. Gemäß EU-CCS Richtlinie muss die Speicherüberwachung (und Er-

kundung) aber möglicherweise umfassender sein, als bislang angedacht.

1. Zum Nachweis der Speicherauswirkungen über- und untertage ist eine umfassende Grundüberwachung weiter Gebiete nötig. Natürliche CO₂ oder Solequellen sind dagegen oft auf wenige Meter große Stellen beschränkt. Bei Lockergesteinsüberdeckung können diffuse Eintritte ins Grundwasser sich über weite Bereiche ausbreiten und verdünnen, so dass ein Nachweis schwierig wird. Sind die Hintergrundwerte für Nachweisgenauigkeit von 7,5% für Leckagen überhaupt erreichbar?

- Oberflächennahe Überwachung statt Gasflussmessungen an der Erdoberfläche, um biogene Schwankungen der Hintergrundwerte zu vermeiden, d.h. die Bodenluft bis zum Grundwasserspiegel als Teil der Atmosphäre zu betrachten.
- Grundwasserüberwachung, um erste Hinweise auf mögliche Austrittsstellen an der Erdoberfläche zu erhalten, da für CO₂ zuerst eine Gassättigung erreicht werden muss, bevor eine freie Gasphase auftreten kann.
- Quantitative Methoden sollten erst dann zum Einsatz kommen, wenn qualitative Methoden hinweise auf Unregelmäßigkeiten anzeigen.
- In der Risikoanalyse sollten potenzielle Pfade identifiziert werden um das Augenmerk auf die Bereiche zu lenken, an denen am ehestem etwas austreten könnte – aber, wir werden nie alle möglichen Pfade kennen.
- Flächendeckende Überwachung mittels Fernerkundungen – aber, die Fernerkundung sind nicht in jedem Gelände brauchbar und in besiedelten Gebieten gibt es häufig Veränderungen in der Landschaft, die nicht auf dem Aufstieg von Fluiden beruhen, aber eine Prüfung durch Messungen am Boden erfordern würden.

2. Wie sind alle potenziellen Leckagepfade (Störungen, quartäre Rinnen) im Bereich der hydraulischen Einheit (~ 100 km Umfeld) zu überwachen?

- Probleme: wo sind Leckagepfade oder Austrittsstellen zu erwarten? In oberflächennahen Lockergesteinsaquiferen kommt es zu einer Verlagerung, Verdünnung und zeitlichen Verzögerung der Stofffreisetzung, eventuell sogar erheblicher Unregelmäßigkeiten nach Übertragung der Verantwortung.
- Erhebliche Unregelmäßigkeiten lassen sich vermutlich gut, kleinere eher nicht erfassen.
- Problematisch: die Platzierung von Messstellen oder Bohrungen an Störungssystemen

- Voraussetzung zur Überwachung von potenziellen Leckagepfaden ist eine möglichst detaillierte Standorterkundung
- nicht nur CO₂ sondern möglichst alle Veränderungen erfassen

3. Wie ist eine kostenarme, unbefristete Überwachung nach Übertragung der Verantwortung möglich, so dass Leckagen oder erhebliche Unregelmäßigkeiten noch feststellbar sind.

- hierzu sollte geprüft werden, ob Konzepte aus dem Abfallrecht übernommen werden könnten
- Bei der langfristigen Sicherheitsbetrachtung ist die Eintrittswahrscheinlichkeit extremer Ereignisse anders zu bewerten als in der vergleichsweise kurzen Betriebsphase einer Speicherstätte.
- „unkonventionelle“ Transportprozesse könnten in langen Zeiträumen relevant werden.

BUNDESANSTALT FÜR GEOWISSENSCHAFTEN UND ROHSTOFFE
HANNOVER

Im Auftrag

gez. Bräuer

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

gez. May

(Dr. F. May)
- Wissenschaftlicher Direktor-
Arbeitsbereichsleiter

gez. Gerling

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

-

Literaturverzeichnis

- AkEND (2002): Auswahlverfahren für Endlagerstandorte. Empfehlungen des AkEnd – Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte
- ANGERER, E., CRAMPIN, ST., LI. X.-Y., DAVIS, T. L., (2002): Processing, modelling and predicting time-lapse effects of overpressured fluid-injection in a fractured reservoir. - J. Int. Geophys. **149**, p. 267-280
- ASCHERSON, P., (1859): Die Salzstellen der Mark Brandenburg, in ihrer Flora nachgewiesen. - Z. deutsch. Geol. Ges., **XI**, S. 90-100
- AtSMV (2010): Verordnung über den kerntechnischen Sicherheitsbeauftragten und über die Meldung von Störfällen und sonstigen Ereignissen (Atomrechtliche Sicherheitsbeauftragten- und Meldeverordnung - AtSMV)
- BALDSCHUH, R. & KOCKEL, F., (1998): Der Untergrund von Hannover und seiner Umgebung. - Ber. Naturhist. Ges. Hannover, 140, S. 5-98
- BARLET-GOUÉDARD, V., RIMMELÉ, G., GOFFÉ, B., PORCHERIE, O., (2006): Mitigation strategies for the risk of CO₂ migration through wellbores. - IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, U.S.A., 21-23 February 2006, IADC/SPE 98924
- BARTHOLOMÄUS, M., (2006): Möglichkeiten der Visualisierung von Risikobewertungen. - Diplomarbeit Universität Magdeburg
- BAUMANN, K., BURDE, B., LIEBAU, CH., (2004): Monitoringmethoden für Wasserwerkstandorte mit Salzwassergefährdung [Teil 1]. - bbr, Fachmag. Brunnen- u. Leitungsbau, 11/04, S. 50-55
- BENSON, S. M. & MYER, L., (2002): Monitoring to ensure safe and effective geologic sequestration of carbon dioxide. - IPCC Workshop on carbon capture and storage. 18.-21. November 2002, Regina, Canada
- BENSON, S. M., (2006): Monitoring Carbon Dioxide Sequestration in Deep Geological Formations for Inventory Verification and Carbon Credits. - SPE paper 102833, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September 2006, San Antonio, Texas, USA
- BENSON, S. M., (2007): Monitoring Geological Storage of Carbon Dioxide, Carbon Capture and Geologic Sequestration: Integrating technology, monitoring, and regulation. - E.J. Wilson and D. Gerard (eds.), Blackwell Scientific Publishing, Ames, Iowa, Chapter 4

- BGR-BERICHT „ISIBEL II“ (2008): Begleitung der sicherheitlichen Bewertung von Endlagern für HAW - Bericht der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
- BIRKHOLZER, J., ZHOU, Q., TSANG, C.-F., (2009a): Large-scale impact of CO₂-storage in deep saline aquifers; a sensitivity study on pressure response in stratified systems. - IJGHG Vol. **3**, 2, p. 181-194
- BIRKHOLZER, J.T., ZHOU, Q., TSANG, C.-F., (2009b): Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems. - International J. of Greenhouse Gas Control **3**: p. 181-194
- BMW_i & BMU (2007): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm.
- BRADSHAW J, BACHU S, BONIJOLY D, BURRUSS R, CHRISTENSEN NP, MATHIASSEN, OM., (2005): Discussion paper on CO₂ storage capacity estimation (Phase 1); A taskforce for review and development of standards with regards to storage capacity measurement; CSLF-T-2005-9 15, August 2005, 16 p.
- BRADSHAW J., BACHU S., BONILOY D., BURRUSS R., HOLLOWAY S., CHRISTENSEN N., MATHIASSEN M., (2007): CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards. IJGHG, Vol.1, p. 62-68
- BÖRNER, F. & SCHÖN, J., (2003): Geophysikalische Methoden zur Erkennung von Heil- und Mineralwasservorkommen. - Vortrag und Abstract, FCWE Kongress
- BRASSER, TH., DROSTE, J., MÜLLER-LYDA, I., NELES, J., SAILER, M., SCHMIDT, G., STEINHOFF, M., (2008): Endlagerung wärmeentwickelnder radioaktiver Abfälle in Deutschland - Anhang Parameter - Endlagerspezifische Parameter, Messmethoden und Bedeutung. - Anhang zu FE-Beri & GRScht GRS-247
- BRUMLICH, H. & GLÄSSER, H., (1977): Studie zur Einschätzung der CO₂-Altbohrungen und Erarbeitung zu Vorschlägen zur Herstellung der Bergsicherheit. - UGS Mittenwalde, unveröff. Bericht
- BURTON, E., FRIEDMANN, J., WAGNER, J., (2007): Application of site assessment methodology for geologic storage of CO₂; a case study of the southern San Joaquin Valley, California. - Sixth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, 7-10 May 2007

- BURTON, Mc M., KUMAR, N., BRYANT, S., (2009): CO₂ injectivity into CO₂ brine aquifers: Why relative permeability matters as much as absolute permeability. - Energy Procedia, **1**; p. 3091-3098
- BURVAL ARBEITSGRUPPE (2006): Groundwater Resources in Buried Valleys - A Challenge for Geosciences. - Leibniz Institut für Angewandte Geowissenschaften, Hannover, 314 S.
- BUYANOVSKY, G.A. & WAGNER, G.H., (1983): Annual Cycles of Carbon Dioxide Levels in Soil Air. Soil Sci. Soc. Am. - Jour. **47**, p. 1139-1145
- CAILLY B., LE THIEZ P., EGERMANN P., AUDIBERT A., VIDAL-GILBERT S., LONGAYGUE X., (2005): Geological Storage of CO₂: A State of the Art of Injection Processes and Technologies. - Oil & Gas Science and Technology-Rev. - IFP, Vol. **60**, No.3, p. 517-525, Cambridge University Press, UK. pp 431.
- CAREY, J.W., WIGAND, M., CHIPERA, S.J., WOLDE, G., PAWAR, R., LICHTNER, P.C., WEHNER, S.C., RAINES, M.A., GUTHRIE JR., G.D., (2007): Analysis and performance of oil well cement with 30 years of CO₂ exposure from the SAGROC Unit. - West Texas, USA, Int. J. Greenhouse Gas Control **1**, p. 75-85
- CARPENTER, A.B., TROUT, M.L., PICKETT, E.E., (1974): Preliminary report on the origin and chemical evolution of lead- and zinc-rich oilfield brines in central Mississippi. - Econ. Geol. **69**, p. 1191-1206
- CELIA, M.A., BACHU, S., NORDBOTTEN, J.M., GASDA, S.E., DAHLE, H.K., (2004): Quantitative Estimation of CO₂ Leakage from Geological Storage: Analytical Models, Numerical Models, and Data Needs. - Proc. GHGT-7 Meeting, Vancouver
- CHABORA, E.R. & BENSON, S.M., (2009): Brine Displacement and Leakage Detection Using Pressure Measurements in Aquifers Overlying CO₂ Storage Reservoirs. - Energy Procedia **1**, p. 2405-2412
- CHADWICK A., ARTS R., BERNSTONE C., MAY F., THIBEAU S., ZWEIGEL, P., (2007): Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. - Observations and guidelines from the SACS and CO₂ STORE projects.
- CHADWICK, A., ARTS, R., BERNSTONE, C., MAY, F., THIBEAU, S., ZWEIGEL, P., (2008): Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. - Observations and guidelines from the SACS and CO₂ STORE projects. British Geological Survey, Keyworth, 267 pp.

- CHADWICK, R.A., NOY, D., ARTS, R., EIKEN, O., (2009): Latest time-lapse seismic data from Sleipner yield new insights into CO₂ plume development. - GHGT-9, Energy Procedia **1**: p. 2103-2110
- CHALATURNYK, R., GUNTER, W.D., (2004): Geological storage of CO₂: time frames, monitoring and verification. - In: Rubin ES, Keith DW, Gilboy CF, editors. Proceedings of the Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT7), Vancouver, September 2004; Vol. **1**: p. 623-631
- CHIARAMONTE, L., ZOBACK, M.D., FRIEDMANN, J. & STAMP, V., (2008): Seal integrity and feasibility of CO₂ sequestration in the Teapot Dome EOR pilot: geomechanical sitecharacterization. - Environmental Geology, **54**,8, p. 1667-1675
- CO₂CRC (2008): Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects. - Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies, Canberra. CO₂CRC, Report No. RPT08-1001-, 52 pp.
- CROW, W., CAREY, J.W., GASDA, S., WILLIAMS, D.B. CELIA, M., (2010): Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer. - Int. J. of Greenhouse Gas Control **4**, p. 186-197.
- CROW, W., WILLIAMS, B., CAREY, J.W., CELIA, M., GASDA, S., (2009): Wellbore integrity analysis of a natural CO₂ producer. - Energy Procedia, in press
- D'ANS, L. U. LAX, E., (1967): Taschenbuch für Chemiker und Physiker, Bd. 1, Dittrich, E., (1960): Kohlensäure-Erkundung in der Vorderrhön. - Z. angew. Geol. **6**, 6, S. 249-253
- DNV (2009): Guideline for selection, characterization and qualification of sites and projects for geological storage of CO₂. - Report No. 2009-1425, CO₂QUALSTORE Report
- DTI (2005): Monitoring technologies for the geological storage of CO₂. - Technology Status Report TSR025
- EISNER, L., FISCHER, T. & CALVEZ L.H.J., (2006): Detection of repeated hydraulic fracturing (out-of-zone growth) by microseismic monitoring. - The Leading Edge **25**, (5): p. 547-554.
- ELBERLING, B., (2003): Seasonal trends of soil CO₂ dynamics in a soil subject to freezing. - J. Hydrology, **276**, p. 159-175
- ENICK R.M., BECKMAN E.J., SHI C., HUANG Z., XU J., KILIC S., (2000): Direct Thickeners for Carbon Dioxide. - SPE 59325

- EUROPÄISCHES PARLAMENT & RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (2006): Richtlinie 2006/118/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 12. Dezember 2006 zum Schutz des Grundwassers vor Verschmutzung und Verschlechterung
- EUROPÄISCHES PARLAMENT & RAT DER EUROPÄISCHEN UNION (2009): Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 3001/80/EG, 3004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006. Amtsblatt der Europäischen Union. L140/114- 135
- FABRIOL, H., (2001): Saline Aquifer CO₂ Storage (SACS), Feasibility study of microseismic monitoring. - BRGM/RP-51293-FR
- FISCHER, T., HAINZL, S., EISNER, L., SHAPIRO, S.A., LE CALVEZ, J., (2008): Microseismic signatures of hydraulic fracture growth in sediment formations: Observations and modeling. - J. Geophys. Res., Vol. **113**, B02307
- FÖRSTER, A., NORDEN, B., JORGENSEN, K., FRYKMAN, P., KULENKAMPF, F J., SPANGENBERG, E., ERZINGER, J., ZIMMER, M., KOPP, J., BORM, G., JUHLIN, C., COSMA, C., HURTER, S., (2006): Baseline characterization of the CO₂SINK geological storage site at Ketzin. - Env.Geosciences, **13**, 145-161
- FREIFELD, B.M. & TRAUTZ, R.C., (2006): Real-time quadrupole mass spectrometer analysis of gas in borehole fluid samples acquired using the U-tube sampling Methodology. - Geofluids **6**, p. 217-224
- FUTURE GEN (2007): Final Risk Assessment Report for the FutureGen Project Environmental Impact Statement. - DE-AT26-06NT42921
- GARVERICK, L., (1994): Corrosion in the petrochemical industry. - ASM International, MaterialsPark, Ohio
- GUNALTUN, Y., (1991): Carbon Dioxide Corrosion in Oil Wells. - SPE paper 21330, presented at Middle East Oil Show, Bahrain, 16-19 November 1991
- GUPTA, A., (2006): Feasibility of supercritical carbon dioxide as a drilling fluid for deep underbalanced drilling operations. - Thesis. Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, The Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering

- HÄRTEL, V. (2002): Technological and safety experience in the exploration for and production of CO₂ in the Vorderrhön region of Germany, Natural Analogues for the Storage of CO₂ in the Geological Environment, NASCENT, Project No. NNE5-2000-00095, Work Package (WP) 6. - Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH Mittenwalde
- HENKE, C., HOTH, P., MAY, F., (2006): Analyse von Tiefenwasserproben aus der Erdgaslagerstätte Altmark. - Archivbericht Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 37 S., unveröff. Bericht
- IAIN WRIGHT, B.P., (2008): CO₂ Storage Demonstration. - Vortrag Canada House, 29.10.2008
- IEA GHG (2007): Role of RA in regulatory framework for geological storage of CO₂. Technical Study, Report Nr. 2007/2
- (2009a): Development of storage coefficients for carbon dioxide storage in deep saline formations. Technical Study. Report Nr. 2009/13
- (2009b): CCS site characterisation criteria. - Technical Study Report No. 2009/10
- INGLIS, T.A., (1988): Directional Drilling, Petroleum Engineering and Development Studies, Vol. 2, Graham & Trotman, 280 S.
- IPCC (2005): Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (Eds.): Special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, UK. pp 431.
- (2007): Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.): Climate change 2007 - Synthesis report. Table 5.1; Fourth Assessment Report, pp 104.
- JAGSCH, R. & ROHLER, R., (2001): Collation of existing data, interpretation and site selection- CO₂ deposits in the Vorderrhön region of Germany, Natural Analogues for the Storage of CO₂ in the Geological Environment, NASCENT, Project No: NNE5-2000-00095, Work Package (WP) 1. - Untergrundspeicher und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde
- JONES, D.G., BARLOW, T., BEAUBIEN, S.E., CIOTOLI, G., LISTER, T.R., LOMBARDI, S., MAY, F., MÖLLER, I., PEARCE, J.M., SHAW, R.A., (2008): New and established techniques for surface gas monitoring at onshore CO₂ storage sites. - GHGT-9, Energy Procedia 1, p. 2127-2134

- KAEMMEL, T., MÜLLER, E.P., KROSSNER, L., NEBEL, J., UNGER, H., UNGETHÜM, H., (1978):
Sind HgPb₂ und (Hg, Pb) gebildet aus natürlichen Begeleitkomponenten der
Erdgase der Lagerstätten der Altmark, Minerale? - Z. angew. Geol. **24**, S. 90-
96
- Kästner, H. (1969): Zur Geologie der Kalisalz- und Kohlensäurelagerstätten im süd-
lichen Werra-Kaligebiet. - Abh. Zentr. Geol. Inst, **11**, S. 1-96, Berlin
- KERMANI, M.B. & SMITH, L.M., (1997): A Working Party Report on CO₂ Corrosion
Control in Oil and Gas Production, Design considerations. - Europ. Fed.
Corrosion Publ. Nr. 23, Institute of Materials, London, England
- KETELAAR, V.B.H., (2009): Satellite Radar Interferometry: Subsidence Monitoring
Techniques. - Springer, 243 S.
- KOCKEL, T., (2005): Deutsche Ölpolitik 1928-1938. - Akademie-Verlag, 393 S.
- KOLLE, J.J., (2000): Coiled-Tubing Drilling with Supercritical Dioxide. - Paper SPE
65534 presented at SPE/CIM International Conference on Horizontal Well
Technology, Canada, November 2000
- KOM (2007): „Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius – Der Weg
in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus“.
- KOPP, A., (2007): Sensitivity analysis of CO₂ injection processes in geologic formations.
- Bergen, Parallax/ BCCS, Oktober 10th 2007
- KROSSNER, L. BÖTTGER, U., TETZLAFF, U., GÖRISCH, L., BERGMANN, W., RISSLING, B.,
(1977): Korrosionsschutz bei der Speicherung von CO₂ in Kavernen. - FIEE
Gommern, unveröff. Bericht
- KÜHN, F., HOTH, P., STARK, M., BURREN, R., HOLE, J., (2009): Experience with Satellite
Radar for Gas Storage Monitoring. - Erdöl Erdgas Kohle **125**, 11: p. 452-460
- KÜHN, F. & HOTH, P., (2006): Point Scatterer Interferometry (PS-InSAR) to detect ground
motion in Berlin. GeoBerlin 2006. Proceedings 3D- Geologie - eine neue
Chance für die Nutzung und den Schutz des Untergrundes. - Berlin, 02.-04.
Oktober 2006, Wilhelm Dominik (eds.) SDGG H. 50, p. 212, Hannover
- LEBEDEV, L.M., (1972): Minerals of contemporary hydrotherms of Cheleken. - Geochem.
Int. **9**, p. 485-504
- LEHNERT, K. & JUST, G., (1979): Sekundäre Gammastrahlungsanomalien in
Erdgasfördersonden. - Z. Geol. Wiss. **7**, S. 503-511

- LEHNERT, K., FRICKE, S. & STEINBRECHER, D., (2007): Chronik der Bohrlochmessung im Osten Deutschlands aus der Sicht der Geophysiker. - Eigenverlag Gommern, 96 S., Sign. BGR 2009, B 340
- LEWICKI, J.L., HILLEY, G.E., FISCHER, M.L., PAN, L., OLDENBURG, C.M., DOBECK, L. & SPANGLER, L., (2009): Detection of CO₂ leakage by eddy covariance during the ZERT project's CO₂ release experiments. - Energy Procedia, **1**, p. 2301-2306
- LINDBERG, E., (2002): The Quality of a CO₂ Repository: What is the Sufficient Retention Time of CO₂ Stored Underground? - Proceedings of 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, p. 255-260
- LINDSTOW, O. v., (1910): Salzflora und Tektonik in Anhalt, Sachsen und Brandenburg. - Jb. kgl. preuß. Geol. Landesanst., **31**, S. 23-37
- MALJANEN, M., MARTIKAINEN, P.J., AALTONEN, H., SILVOLA, J., (2002): Shortterm variation in fluxes of carbon dioxide, nitrous oxide and methane in cultivated and forested organic boreal soils. - Soil Biol. Biochem. **34**, p. 577-584
- MAUL (2007): Performance assessments for the geological storage of carbon dioxide - lessons from the radioactive waste disposal experience. - IJGHGC, **1**, p. 444-455
- MAY, F., (2005): Alteration of siliciclastic rocks by CO₂-rich water ascending in fault zones: Natural analogues for reactions induced by CO₂ migrating along faults in siliciclastic reservoir and cap rocks. - Oil & Gas Science and Technology **60**: p. 19-32
- (2006): Sicherheit und Überwachung von CO₂-Speichern. - Geotechnik **29**, 4: S. 349-358
- METZ, B. (2005): Carbon Dioxide Capture and Storage (IPCC Special Report) - Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos and Leo Meyer (eds.) Cambridge University Press, UK. pp 431.
- MÖLLER, I., KRÜGER, M., MAY, F., MUNDHENK, N., (2009): Monitoring Near Surface Leakage and its Impacts. - Report on joint geoecological research of natural CO₂ sources in the East Eifel, Germany. 102 S., Hannover, unveröff. Bericht
- MOORE, P.L., (1986): Drilling practices manual. - Second edition, Pennwell Books, Tulsa, OK, 480 pp.
- MULLER, N., QI, R., MACKIE, E., PRUESS, K., BLUNT, M., (2009): CO₂ injection impairment due to halite precipitation. - Energy Procedia, **1**, GHGT-9

- NELSON, E.B. & GUILLOT, D., (2006): Well Cementing, 2nd ed. - Schlumberger, 773 pp.
- NEŠIĆ, S., LEE, K.-L.J., (2003): A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part 3: Film Growth Model. - Corrosion Vol. **59**, No. 7, p. 616-628
- NEŠIĆ, S., NORDSVEEN, M., NYBORG, R., STANGELAND, A., (2003): A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part 2: A Numerical Experiment. - Corrosion Vol. **59**, No. 6, p. 489-497
- NORDSVEEN, M., NEŠIĆ, S., NYBORG, R., STANGELAND, A., (2003): A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part 1: Theory and Verification. - Corrosion Vol. **59**, No. 5, p. 443-456
- NORSOK (2005): CO₂ corrosion rate calculation model.
- OLDENBURG, K., (2008): Screening and ranking framework (SRF) for geologic CO₂ storage site selection on the basis of HJSE risk
- ONUMA, T., & OHKAWA, S., (2009): Detection of surface deformation related with CO₂ injection by DInSAR at In Salah, Algeria. - Energy Procedia, **1**, GHGT-9, p. 2177-2184
- ORMISTON, R.M., & LUCE, M.C., (1986): Surface Processing of Carbon Dioxide in EOR Projects. - J. Petrol. Techn. **38**, p. 823-828
- PEARCE, J., CHADWICK, A., BENTHAM, M., HOLLOWAY, S., KIRBY, G., (2005): A Technology Status Review of Monitoring Technologies for CO₂ Storage. - BGS Keyworth, Nottingham UK
- PEARCE, J., CHADWICK, A., KIRBY, G., HOLLOWAY, S., (2006): The objectives and design of generic monitoring protocols for CO₂ storage. - Proceedings of 8th Intern. Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-8), June, 2006, Trondheim, Norway
- PFENNIG, A., & BÄSSLER, R., (2009): Effect of CO₂ on the stability of steels with 1% and 13% Cr in saline water. - Corrosion Science 51, p. 931-940
- PFENNIG, A. & KRANZMANN, A., (2009): Effects of Saline Aquifere Water on the Corrosion Behaviour of Injection Pipe Steels 1.4034 and 1.7225 during Exposure to CO₂ environment. - Energy Procedia **1**, p. 3023-3029

- RAJAPPA, S., ZHANG, R., GOPAL, M., (1998): Modelling the diffusion effects through the iron carbonate layer in the carbon dioxide corrosion of carbon steel. - NACE International, Conferences Division, Houston, Texas, p. 26
- RAMESHWAR, D., BROWN, S.B., CARR, T.R., VIKARA, D., McILVRIED, H., (2009): Best Practice for: Monitoring, Verification, and Accounting of CO₂ Stored in Deep Geologic Formations. National Energy Technology Laboratory, Albany OR, Morgantown WV, Pittsburgh PA, 132 S.
- REINICKE, O. FRANZ, O., FICHTER, C., (2007): Feasibility Study on the Potential of CO₂ Storage for Enhancing Recovery in Mature German Gas Reservoirs (CSEGR), Work Package 2: CO₂ Injection/Production and Well Integrity. - Inst. Petrol. Engin. Clausthal Univ. of Techn.
- REINICKE, O. FRANZ, O., FICHTER, C., (2009) WP2: CO₂ Compression, Injection/ Production, Well Integrity - In: G. Pusch (eds.) Machbarkeitsstudie über das CO₂ -Speicherungspotenzial und die Erhöhung des Ausbeutegrades in maturaeren Erdgaslagerstätten.
- RIMINGTON, J. & TRBOJEVIC, V., (2000): Determination of ALARP in conditions of uncertainty. - SAR-Europe Annual Conference, Foresight and Precaution, Conference Proceedings Vol.1, Edinburgh
- RUTQVIST, J., BIRKHOLZER, J., CAPPALÀ, F., TSANG, C.-F., (2007): Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis. - Energy Conversion and Management **48**; p. 1798-1807
- SCHÄFER, D., BAYER, P., BEYER, C., CHEN, C., (2008): Systemanalyse, Modellierung und Prognose der Wirkungen natürlicher Schadstoffminderungsprozesse - eine rezente Synopse Teil B: KORA TV7- Projektergebnisse B1 Ergebnisse des Virtuellen Aquifers - Gemeinsame Mitteilungen des Dresdner Grundwasserforschungszentrums
- SCHÄFER, F., WALTER, L., CLASS, H., MÜLLER, C., GERLING, P., (2010): Regionale Druckentwicklung bei der Injektion von CO₂ in saline Aquifere. - Bericht der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 46 S., Hannover
- SCHMIDT, A.P., (1998): Lead precipitates from natural gas production installations. - J. Geochem. Explor. **62**, p.193-200
- SEDLACEK, R., (1999): Untertage Erdgasspeicherung in Europa. - Erdöl, Erdgas, Kohle **115**, S. 573-540

- SEIBT, P., HOTH, P., KABUS, F., MENZEL, H., BEMMANN, R., (2003): Erkundung, Aufschluss, Bau und Betrieb der geothermischen Anlage in Neustadt-Glewe. - 12. Jahrestagung der Gesellschaft für Geowissenschaften : Mitteleuropäische Senke - Nordsee: Entwicklungsgeschichte, Nutzung und Vorsorge ; Husum, 10.-13. September 2003, Programm und Abstracts / Gesellschaft für Geowissenschaften, Berlin. S. 66-69
- SHI C., HUANG Z., KILIC S., XU J., ENICK R.M., BECKMAN E.J., CARR A.J., MELENDEZ, R.E., HAMILTON A.D., (1999): The Gelation of CO₂: A Sustainable Route to the Creation of Microcellular Materials. - Science magazine, Vol. **286**
- SIEMON, B., (2009): Electromagnetic methods – frequency domain: Airborne techniques. In: Kirsch, R. (ed.), Groundwater Geophysics – A Tool for Hydrogeology, 2nd ed., Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, S. 155-170
- SIMONE, A., MACKIE, E., JENVEY, N., (2009): CO₂ geological storage field development - application baseline, monitoring and verification technology. - Energy Procedia **1**, p. 2219-2226
- SPICKENBOM, K., FABER, E., POGGENBURG, J. & SEEGER, C., (2009): Underwater gas leakage monitoring. - Tagungsband Energie und Rohstoffe 2009 - Sicherung der Energie und Rohstoffversorgung, 09.-12.09.2009, Goslar. - DMV und IGMC (eds.), Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld
- STARK, J. & WICHT, B., (2001): Dauerhaftigkeit von Beton: Der Baustoff als Werkstoff. - Birkhäuser, 340 S.
- STELZER, D., (2002): Risikoanalysen als Hilfsmittel zur Entwicklung von Sicherheitskonzepten in der Informationsverarbeitung. - Publiziert in: Peter Roßbach, Hermann Locarek-Junge (eds.): IT Sicherheitsmanagement in Banken. Frankfurt am Main, S. 37-54
- STENHOUSE, M., ARTHUR, R., ZHOU, W., (2009): Assessing environmental impacts from geological CO₂ storage. - Energy Procedia **1**, S. 1895-1902
- TA-Bericht (2008): CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken. - Drucksache 16/9896
- TANG, J., BALDOCCHI, D.D., QI, Y., XU, L., (2003): Assessing soil CO₂ efflux using continuous measurements of CO₂ profiles in soils with small solid-state sensors. - Agricultural and Forest Meteorology, 118, p. 207-220

- TUNN, W., (1975): Untersuchungen über Spurenelemente in Gasen aus deutschen Erdgas- und Erdöl-Feldern. - In: Compendium 75/76. Vorträge der 3. DGMK-Fachgruppentagung in Gemeinschaft mit dem Verein für Tiefbohrtechnik (VTT). Leinfelden-Echterdingen, v. Hernhaussen, Erdöl und Kohle, Erdgas Petrochemie. Ergänzungsband, 75/76, S. 96-111
- UBA (2008): CO₂-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund - Meeresökologische und geologische Anforderungen für deren langfristige Sicherheit sowie Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens. - Forschungsbericht 206 25 200
- VAN DER MEER L.G.H. & YAVUZ F. (2009): CO₂ storage capacity calculations for the Dutch subsurface. Energy Procedia **1**, p. 2615-2622
- VOIGT H.-D., (2009): Errichtung von Porenspeichern. - Vortrag Vorlesung TU Bergakademie Freiberg
- WARTMANN, S., GROENENBERG, H., BROCKETT, S., (2009): Monitoring and reporting of GHG emissions from CCS operations under the EU ETS. - Energy Procedia **1**, p. 4459-4466
- WEINLICH, F.H., FABER, E., BOUŠKOVÁ, A., HORÁLEK, J., TĚSCHNER, M., POGGENBURG, J., (2006): Seismically induced variations in Mariánské Lázně fault gas composition in the NW Bohemian swarm quake region. - Czech Republic - a continuous gas monitoring - Tectonophysics **421**, p. 89-110
- WEINLICH, F.H., TESAŘ, J., WEISE, S., BRÄUER, K., KÄMPF, H., (1998): Gas flux distribution in mineral springs and tectonical structure in north-west Bohemia. - J. Czech. Geol. Soc. **43**, 1, p. 91-110
- WILSON, M. & MOENA, M., (2004): IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring & storage project summary report. - Petroleum Technology Research Centre, Regina, 273 S.
- WHITE, D.J., BURROWES, G., DAVIS, T., HAJNAL, Z., HIRSCH, K., HUTCHEON, I., MAJER, E., ROSTRON, B., WHITTAKER, S., (2004): Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs: The International Energy Agency Weyburn pilot project. - GSA Today, Vol. **14**, no. 7

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1:	Schematischer Ablauf einer Standortauswahl.	12
Abb. 2.2:	Intervalle eines CO ₂ -Speicher Projektes nebst notwendiger Anträge und Genehmigungen. Wesentliche Anforderungen für einzelne Anträge sind in rot gerahmten Blöcken angeführt.	32
Abb. 3.1:	Altbohrungen in einer neuen Einfamilienhaussiedlung in Nienhagen bei Celle. Die Straßenführung folgt hier vermutlich dem Verlauf der alten Feldbahnen, so dass die verfüllten Bohrungen in den Privatgrundstücken stehen (pers. Mitt. A. BARTECZKO 2009). Quelle: LBEG, Hannover , cardo.map	52
Abb. 3.2:	Tiefbohrordnungen und Verfüllungsrichtlinien in Deutschland	62
Abb. 3.3 und 3.4:	Bohrungen der Erdöllagerstätten Groß Ilsede (oben) und Mölme (unten) nach BALDSCHUH & KOCKEL (1998).	74
Abb. 3.5:	Altbohrungen der Öllagerstätte Heide-Meldorf von 900-1400 m Tiefe. Quelle: LBEG, Hannover, cardo.map	76
Abb. 3.6:	Potentielle Leckageweg an existierenden Bohrungen (CELIA et al. 2004)	77
Abb. 3.7:	Karbonatisierung von Portlandzement (REINICKE et al. 2009, nach BARLET-GOUEDARD et al. 2006)	77
Abb. 4.1:	ALARP-Darstellung aus BARTHOLOMÄUS (2006)	85
Abb. 4.2:	Beispiel einer generischen Ermittlung des Risikolevels von Einzelereignissen, die zu einer Leckage führen können, aufsummiert zum gesamten Rückhalterisiko von CO ₂ (WRIGHT 2008).	86
Abb. 4.3:	Elemente und Arbeitsschritte zur Durchführung eines Sicherheitsnachweises. Sicherheitsschema für atomare Endlager (BGR) überarbeitet, erweitert und angepasst für CO ₂ -Speicherung)	89
Abb. 4.4:	Ablauf – Vier Arbeitsschritte eines Sicherheitskonzeptes. Die Schritte sind nicht einmalig, werden vielmehr über den Gesamtzeitraum eines Speicherprojektes wiederholt angewandt.	90
Abb. 4.5:	Qualitatives Ranking von Parametern, die die Speicherkapazität beeinflussen. Quelle: KOPP (2007)	96
Abb. 4.6:	EA (2007): Role of RA in regulatory framework for geological storage of CO ₂ . Technical Study, Report Nr. 2007/2 (S. 7), überarbeitet	97

Abb. 4.7:	Beispiel aus Quintessa Datenbank - FEPs, die sich im weiteren Sinne mit Störungen befassen, hier abgebildet das Ereignis „Fractures and Faults“ und der Prozess „Auswirkung Druckerhöhung im Speicher auf das Barrieregestein.	99
Abb. 4.8:	Schematische Darstellung von Untersuchungsmethoden für unterschiedliche Projektphasen und Schutzräume. Überarbeitet von SIMONE et al. (2009)	115
Abb. 4.9:	Beispiel einer Untersuchung aus der Luft mittels Aeroelektromagnetik. Quelle: SIEMON (2009)	121
Abb. 5.1:	Überwachung von Prozessen (grün) und daraus resultierenden Risiken (gelb) der CO ₂ -Speicherung im planmäßigen Betrieb und bei erheblichen Unregelmäßigkeiten (rot)	131
Abb. 5.2:	Kartierung einer virtuellen Schadstoffahne in einem Grundwasserleiter mit jeweils 50 verschiedenen Pegelanordnungen (nach SCHÄFER et al. 2008).	137
Abb. 5.3:	Schematische Darstellung der Überwachungsintensität in expandierenden Speicherbereichen (gestrichelt) um eine Injektionsbohrung im Zentrum und im Bereich von Fluidwegsamkeiten oder Schutzgebieten (durchgezogen).	142
Abb. 5.4:	Schema abgestufter Überwachungsmaßnahmen bei der Beobachtung von Anzeichen auf einen möglichen CO ₂ -Austritt an der Oberfläche.	143
Abb. 5.5:	Schematische Darstellung der zeitlichen Staffelung der Überwachungsintensität	144
Abb. 5.6:	Schematische Darstellung einer typischen Überwachungssituation für einen Aquiferspeicher in Norddeutschland.	152

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1:	Schlüsselindikatoren für eine mögliche Eignung geologischer Formationen als CO ₂ -Speicher (nach CHADWICK et al. 2008).	13
Tab. 2.2:	Anforderungen an einen guten Speicherstandort	14
Tab. 2.3:	Übersicht über gängige Untersuchungsmethoden (s. METZ et al. 2005, FÖRSTER et al. 2006).	16
Tab. 2.4:	Vier Verfahrensschritte einer Standortsuche und deren Bewertungskriterien.	18
Tab. 2.5:	Kriterien zur Charakterisierung von Gesteinsformationen für ein Speicher-Informationssystem.	22
Tab. 2.6:	Kriterienliste für den ersten Verfahrensschritt	23
Tab. 2.7:	Kriterien zur Charakterisierung von Gesteinsformationen für eine mögliche Eignung als CO ₂ -Speicher im Informationssystem Speicher-Kataster.	24
Tab. 2.8a:	Erweiterte Kriterienliste für den zweiten Verfahrensschritt	25
Tab. 2.8b:	Erweiterte Kriterienliste für den zweiten Verfahrensschritt	26
Tab. 2.9:	Zusätzliche Kriterienliste für den dritten Verfahrensschritt	27
Tab. 2.10a:	Kriterienliste für den vierten Verfahrensschritt	29
Tab. 2.10b:	Kriterienliste für den vierten Verfahrensschritt	30
Tab. 2.11:	CO ₂ -Einlagerungsprojekt in fünf Intervallen	31
Tab. 2.12a:	Übersicht über zu ermittelnde Baseline-Daten, mögliche Untersuchungsmethoden und speicherrelevante Aussagen, die generiert werden können.	38
Tab. 2.12b:	Übersicht über zu ermittelnde Baseline-Daten, mögliche Untersuchungsmethoden und speicherrelevante Aussagen, die generiert werden können.	39
Tab. 3.1:	Checkliste zur Einschätzung der Integrität verfüllter Altbohrungen für CO ₂ -Speicherung	58
Tab. 3.2:	Gemäß Verfüllungsrichtlinien zu archivierende Unterlagen	60

Tab. 4.1:	Übersicht der Elemente eines Sicherheitskonzeptes die in diesem Bericht diskutiert werden und im Flussdiagramm (Abb. 4.3) dargestellt sind sowie deren Behandlung in der EU-CCS Richtlinie. Der Vollständigkeit halber wurden auch die für ein Sicherheitskonzept notwendigen Pläne Korrekturmaßnahmen (Notfallplan) und Überwachungskonzept aufgeführt. Diese sind jedoch nicht Teil von Anhang 1 der Richtlinie.	91
Tab. 4.2:	Beispiel Zeitschritte einer dynamischen Modellierung	93
Tab. 4.3:	Freisatzszenarien aus FUTUREGEN (2007, S. 5-28).	101
Tab. 4.4:	CO ₂ -Konzentrationen [in Vol%] und deren Effekte	104
Tab. 4.5:	Ermittelte Leckageraten und Häufigkeit des Auftretens, Latrobe Valley, Australia (FUTUREGEN 2007).	107
Tab. 4.6:	Beispiel der Auswirkungen unterschiedlicher CO ₂ -Belastungen auf Pflanzen (IEA GHG Studie Nummer 2007/3).	107
Tab. 4.7:	Handlungsoptionen in Abhängigkeit des Risiko-Niveaus.	109
Tab. 4.8:	Mögliche Korrekturmaßnahmen risikorelevanter Probleme geologischer CO ₂ -Speicherprojekte	110
Tab. 4.9:	Qualitative Beschreibung der vier Sicherheitsebenen in Bezug auf Risiko, Handlung, Überwachung, Berichts- und Meldepflicht (AtSMV).	112
Tab. 4.10:	Untersuchungsmethoden für CO ₂ -Speicher am Beispiel des Standortes Ketzin. (FÖRSTER et al. 2006)	117
Tab. 4.11:	Gängige Bohrlochmessverfahren zur Charakterisierung des Untergrundes beispielsweise zur Errichtung von Porenspeichern. Daten BÖRNER & VOIGT (2009).	118
Tab. 4.12:	Petrophysikalische Parameter und Labor-Messmethoden zur Untersuchung von Gesteinen im Rahmen der Untersuchung von Endlagern (BRASSER et al. 2008).	119
Tab. 4.13:	Überblick zu geophysikalischen Verfahren am Beispiel der Aufsuchung von tiefen Mineralwasservorkommen nach BÖRNER & SCHÖN (2003).	120
Tab. 5.1:	Überwachungsziele für Kompartimente und Projektphasen.	134
Tab. 5.2:	Charakteristische Speichereigenschaften und Überwachungsbedingungen	145

Anlagen / Anhangsverzeichnis

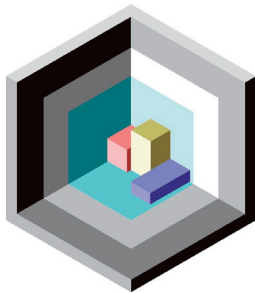
Anlagen zu den Kapiteln 2-5	2
EU-CCS Richtlinie (2009/31/EG)	2
1. Einlagerungskonzept	3
2. Bewertung von Altbohrungen	5
3. Sicherheitskonzept	5
4. Überwachungskonzept	6
Deutscher Gesetzentwurf KSpG-E (Stand 01.04.2009)	7
1. Einlagerungskonzept	8
2. Bewertung von Altbohrungen	10
3. Sicherheitskonzept	10
4. Überwachungskonzept	11
Anlagen zu Kapitel 3	12
Anlage 1: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1953-1971)	12
Anlage 2: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken nach ABAO	13
Anlage 3: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1973)	14
Anlage 4a: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)	15
Anlage 4b: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)	16
Anlage 4c: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)	17
Anlage 4d: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)	18
Anlage 4e Verfüllungsrichtlinien (1904-1937)	19
Anlage 4f Verfüllungsrichtlinien (1953-1971)	20
Anlage 4g Verfüllungsrichtlinien (1969-1980)	21
Anlage 4h Verfüllungsrichtlinien (1982-1998)	22
Anlage 5 Gesetze und Verordnungen (in zeitlicher Reihenfolge)	23
Anlagen zu Kapitel 5	25
Tab. 4a: Potentielle Überwachungstechnologien für den tiefen Untergrund und ihre wahrscheinliche Anwendung (PEARCE et al. 2005)	30

Anhang zu Kapitel 4	39
Quintessa FEP Datensatz	39
Anhang zu Kapitel 5	46
„Accounting und Reporting“ - Europäischer Emissionshandel: “Monitoring and Reporting Guidelines”	46
Glossar	49
Anhang zu Kapitel 1-5 (Gesetze und Verordnungen)	50
1. Europäische Union	50
2. Deutschland	51
Bundesberggesetz	51
3. Internationale und regionale Abkommen	55
Meeresschutzabkommen	55
OSPAR (für Nordsee)	57
Helsinki Konvention (für Ostsee)	57
Andere Internationale Abkommen	58

STABILITY - CO₂ Storage Ability of deep Saline Formations

05-0013

Anforderungen und Vorschläge
zur Erstellung von Leitfäden und
Richtlinien für eine dauerhafte und
sichere Speicherung von CO₂



Anhang und Anlagen

Hannover, August 2010

Anlagen zu den Kapiteln 2-5

EU-CCS Richtlinie (2009/31/EG)

Mit dieser Richtlinie wird ein Rechtsrahmen für die umweltverträgliche Speicherung von Kohlendioxid (CO₂) als Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels geschaffen.

Zweck der umweltverträglichen geologischen Speicherung von CO₂ ist die dauerhafte Rückhaltung von CO₂ in einer Weise, dass negative Auswirkungen und Risiken für die Umwelt und die menschliche Gesundheit vermieden oder, wenn dies nicht möglich ist, nach Möglichkeit verhindert werden.

Die Europäische Richtlinie (2009/31/EG) in Bezug auf STABILITY

STABILITY	EU-RL
Einlagerungskonzept	Art. 4
A. Mindestanforderungen Standortauswahl	Art. 5, 7,8,9,10,11,12
B. Genehmigung Beiträge	Anhang 1 – Stufe 1 & 2
Altbohrungen	
Sicherheitskonzept	Art. 4
	Anhang 1 – Stufe 3
Überwachungskonzept	Art. 13,14
A. Baseline	
B. Betrieb	Art. 16,17,18
C. Nachsorge	
D. Korrektur	Anhang 2

1. Einlagerungskonzept

Artikel 4 der EU-Richtlinie bildet das Fundament für die Einlagerung von CO₂ im geologischen Untergrund, und die Grundlage von Genehmigungen.

Art. 4 (2): Eine geologische Formation wird nur dann als Speicherstätte gewählt, wenn unter den vorgeschlagenen Nutzungsbedingungen kein wesentliches Leckagerisiko besteht und wenn wesentliche negative Auswirkungen auf die Umwelt oder die Gesundheit unwahrscheinlich sind.

Standortauswahl

Art. 4 (3): Die Eignung einer geologischen Formation für die Nutzung als Speicherstätte wird durch Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Speicherkomplexes und der umliegenden Gebiete nach den Kriterien in Anhang I bestimmt.

Die Mitgliedstaaten sollten festlegen, in welchen Fällen eine Exploration erforderlich ist, um die für die Standortwahl erforderlichen Daten zu erheben.

Explorationsgenehmigungen werden nur für einen begrenzten Volumenbereich und für einen Zeitraum von höchstens zwei Jahren erteilt, der einmal um höchstens zwei Jahre verlängert werden kann.

Der Inhaber einer Explorationsgenehmigung hat das Exklusivrecht zur Exploration des potenziellen CO₂-Speicherkomplexes. Die Mitgliedstaaten sorgen dafür, dass während der Gültigkeitsdauer der Genehmigung keine konkurrierenden Nutzungen des Speicherkomplexes zulässig sind.

Speichergenehmigung

Art. 7: Der an die zuständige Behörde gerichtete Antrag auf eine Speichergenehmigung enthält Folgendes:

- Name und Anschrift des Antragstellers und, falls nicht identisch, des potenziellen Betreibers;
- Nachweis der technischen Kompetenz des Antragstellers oder des potenziellen Betreibers;
- Charakterisierung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes und Bewertung der voraussichtlichen Sicherheit der Speicherung gemäß Artikel 4 Absätze 2 und 3;
- Gesamtmenge CO₂, die injiziert und gespeichert werden soll, sowie die voraussichtlichen Quellen, Zusammensetzung der CO₂-Ströme und Injektionsraten;

- Vorschlag für einen Überwachungsplan gemäß Artikel 13 Absatz 2;
- Vorschlag für einen Korrekturmaßnahmenplan gemäß Artikel 16 Absatz 2;
- Vorschlag für einen vorläufigen Nachsorgeplan gemäß Artikel 17 Absatz 3;
- die gemäß Artikel 5 der Richtlinie 85/337/EWG übermittelten Angaben;
- Nachweis der nach Artikel 19 erforderlichen finanziellen Sicherheit oder deren Äquivalent.
- (Art.9 beschreibt den Inhalt von Speichergenehmigungen durch Behörden)[dazu zählt: der genaue Standort und die genaue Abgrenzung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes; die Gesamtmenge CO₂, die geologisch gespeichert werden darf, und maximale Injektionsraten; Vorschriften für die Zusammensetzung des CO₂-Stroms und das CO₂-Annahmeverfahren; genehmigter Überwachungsplan, die Verpflichtung zur Durchführung des Plans sowie Vorschriften zur Aktualisierung und Berichterstattung; die Vorschrift, dass der zuständigen Behörde im Falle wesentlicher Unregelmäßigkeiten oder Leckagen der genehmigte Korrekturmaßnahmenplan mitzuteilen und durchzuführen ist; die Bedingungen für die Schließung und den genehmigten vorläufigen Nachsorgeplan gemäß Artikel 17; Vorschriften für Änderungen, die Überprüfung, die Aktualisierung und den Entzug der Speichergenehmigung gemäß Artikel 11; die Vorschrift, die finanzielle Sicherheit oder ihr Äquivalent gemäß Artikel 19 aufrechtzuerhalten.]

Konkretisiert wird dies in Anhang 1 der Richtlinie: „Kriterien für die Charakterisierung und Bewertung von Speicherstätten gemäß Artikel 4“.

Stufe 1: Datenerhebung

Stufe 2: Computersimulation des Speicherkomplexes

Übergabegenehmigung

Art. 17 und 18 Schließung und Rückgabe

Art.17: Nach der Schließung einer Speicherstätte bleibt der Betreiber so lange für die Wartung, Überwachung, Kontrolle, Berichterstattung und Abhilfemaßnahmen verantwortlich, bis die Verantwortung für die Speicherstätte der zuständigen Behörde übertragen wird.

Wurde eine Speicherstätte gemäß Artikel 17 Absatz 1 Buchstabe a oder b geschlossen, so wird die Verantwortung für die geschlossene Stätte einschließlich aller damit verbundenen rechtlichen Verpflichtungen auf Initiative der zuständigen Behörde oder auf Ersuchen des Betreibers auf diese übertragen, sofern alle verfügbaren Fakten darauf hinweisen, dass das gespeicherte CO₂ für unabsehbare Zeit vollständig zurückgehalten wird. Zu

diesem Zweck weist der Betreiber in einem Bericht nach, dass dieses Kriterium erfüllt ist, und legt den Bericht der zuständigen Behörde vor, damit diese der Übertragung der Verantwortung zustimmt.

Präzisierung der Schließungsverpflichtungen:

Art.17, p2:

- Alle zugänglichen Anzeichen deuten darauf hin, dass das eingelagerte CO₂ komplett und dauerhaft zurückgehalten wird
- Ein Minimumzeitraum nach Schließung des Speichers-Zeitraum ist national festzulegen – ist vorüber
- Finanzielle Verpflichtungen nach Art.19a sind erfüllt
- Der Speicher ist verfüllt und obertägige Anlagen wurden entfernt

Der Betreiber muss einen Report erstellen in dem die oben genannten Aspekte berücksichtigt worden sind. Zusätzlich muss nachgewiesen werden, dass das aktuelle Verhalten des injizierten CO₂ mit den Modellen und Prognosen übereinstimmt keine nachweisbaren Leckagen vorhanden sind sich der Speicher in Richtung einer langzeit-stabilen Situation entwickelt

2. Bewertung von Altbohrungen

In der Charakterisierung der Sicherheit wird unter Punkt n) auf das Risiko von Leckagen durch aufgegebene oder unsachgemäß abgedichtete Bohrlöcher hingewiesen.

3. Sicherheitskonzept

Art.20 trägt indirekt zur Sicherheit bei, da die Speicherkapazität, die in den nach Artikel 4 bestimmten Gebieten verfügbar ist oder unter zumutbaren Bedingungen verfügbar gemacht werden kann, Vorrang vor Zuliefermengen haben. Es werden zwar Maßnahmen gefordert, eine Annahme von CO₂ möglich zu machen, doch nur, sofern sich dies nicht negativ auf die Umweltsicherheit des Transports und der Speicherung von CO₂ auswirkt. Für die Speicherung wird ein neuer Rechtsrahmen entwickelt, die Risiken zu regeln:

- (i) die Richtlinie über den Emissionshandel,
- (ii) die Anwendung der IVU- Grundsätze,
- (iii) die Rechtsvorschriften im Bereich Abfall eignen sich nicht sonderlich für die besonderen Anforderungen an die Regelung der CO₂-Speicherung

Konkretisiert wird dies in Anhang 1 der Richtlinie: „Kriterien für die Charakterisierung und Bewertung von Speicherstätten gemäß Artikel 4“.

Stufe 3: Charakterisierung von Sicherheit, Sensibilität und Gefahren

Stufe 4: Risikobewertung

4. Überwachungskonzept

Art. 18: Übertragung der Verantwortung ...sofern alle verfügbaren Fakten darauf hinweisen, dass das gespeicherte CO₂ für unabsehbare Zeit vollständig zurückgehalten wird. Zu diesem Zweck weist der Betreiber in einem Bericht nach, dass dieses Kriterium erfüllt ist, und legt den Bericht der zuständigen Behörde vor, damit diese der Übertragung der Verantwortung zustimmt.

Folgende Spezifikationen sind zur Aufstellung des Überwachungsplans für jede Phase (Projektbeginn, Betrieb, Nachsorge) vorgesehen:

- Überwachte Parameter
- Eingesetzte Überwachungstechnologie und Gründe für deren Wahl
- Überwachungsstandorte und Gründe für die Wahl der Flächenstichproben
- Durchführungshäufigkeit und Gründe für die Wahl der Zeitstichproben

Des Weiteren werden die Parameter (a) aufgeführt, die in jedem Falle ständig / regelmäßig überwacht werden müssen, wie Emissionen, volumetrischer CO₂-Fluss, Druck und Temperatur, chemische Analyse des injizierten Materials, Reservoirtemperaturdruck.

Gegebenenfalls sollen Technologien eingesetzt werden, die den genauen Weg und Migrationswege von CO₂ im Untergrund erfassen, und die Daten über das Druck-Volumenverhalten und die Sättigungsverteilung der CO₂-Fahne liefern.

Die Option „gegebenenfalls“ ist **nicht** nachvollziehbar – das sind notwendige Daten, die für die Langzeitsicherheit des Speichers notwendig sind und daher ermittelt werden **müssen**.

Konkretisiert wird dies in Anhang 2 der Richtlinie: „Kriterien für die Aufstellung und Aktualisierung des Überwachungsplans gemäß Artikel 13 Absatz 2 und für die Nachsorgeüberwachung“.

Deutscher Gesetzentwurf KSpG-E (Stand 01.04.2009)

Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (KSpG-E)

Zweck dieses Gesetzes ist die Gewährleistung einer dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten im Interesse des Klimaschutzes und der möglichst sicheren, effizienten und umweltverträglichen Versorgung der Allgemeinheit mit Energie sowie der Schutz des Menschen und der Umwelt, auch in Verantwortung für künftige Generationen.

Das Deutsche Gesetz (KSpG-E) in Bezug auf STABILITY

STABILITY	KSpG-E (2009)
Einlagerungskonzept A. Mindestanforderungen Standortauswahl B. Genehmigung Beiträge	§ 24, 25 § 7-18, 21, 24, 31 (s. auch Anhang 1 EU-RL)
Altbohrungen	
Sicherheitskonzept	§ 19, 24
Überwachungskonzept A. Baseline B. Betrieb C. Nachsorge D. Korrektur	§ 20 bis 23, (s. auch Anhang 2 EU-RL) § 20, 22, 31 § 23

1. Einlagerungskonzept

Standortauswahl

§ 25: Anforderungen an Kohlendioxidspeicher:

Kohlendioxidspeicher müssen, insbesondere aufgrund der durch die Demonstrationsprojekte gewonnenen Erfahrungen, bestimmten betrieblichen, organisatorischen und technischen Anforderungen entsprechen. Zu diesen Anforderungen gehören beispielsweise Sicherheitszonen um die Einrichtungen der Kohlendioxidspeicher im Bereich des Festlandssockels und der Küstengewässer, oder Eigenüberwachung. Welche Anforderungen dies im Detail sind, ist in § 25 nicht geregelt.

Per Rechtsverordnung sollen zukünftig mit Zustimmung des Bundesrates nähere Anforderungen vorgeschrieben werden. Dabei handelt es sich um die Klärung zu ergreifender Maßnahmen bei erheblichen Unregelmäßigkeiten oder Leckagen sowie der Zusammensetzung des Kohlendioxids, insbesondere Höchstkonzentrationen von prozessbedingten oder die Überwachung verbessernden Beimengungen.

Untersuchungsgenehmigung

§ 7 legt die erforderlichen Datengrundlagen für die Erteilung einer Untersuchungsgenehmigung dar. Diese sind im Wesentlichen:

- Nachweis der Finanzierungsmittel
- Darlegung des Untersuchungsprogramms nach Maßgabe der Kriterien des Anhang 1
- Information über Beeinträchtigungen von Bergbauberechtigungen / Bodenschätzen
- Sicherheitsnachweis

Untersuchungsgenehmigungen werden nur für ein begrenztes Untersuchungsfeld und für einen befristeten Zeitraum erteilt, der einmal auf Antrag verlängert werden kann. Ein genauer Zeitraum ist im Gesetz nicht definiert (siehe § 9).

Auf Grundlage der durch das Untersuchungsprogramm gewonnenen Erkenntnisse sind der potenzielle Kohlendioxidspeicher und der potenzielle Speicherkomplex nach Maßgabe der einschlägigen Kriterien des Anhangs 1 und weiterer qualifizierter Methoden zu überprüfen und auf ihre Eignung für eine langzeitsichere Speicherung hin zu charakterisieren und zu bewerten. Die Ergebnisse der Untersuchung und Charakterisierung sind vom Untersuchungsberechtigten zu dokumentieren und der zuständigen Behörde auf deren Verlangen hin vorzulegen.

Betriebsgenehmigung

§ 11: Errichtung, Betrieb und wesentliche Änderung eines Kohlendioxidspeichers bedürfen der vorherigen Planfeststellung.

§ 12: Der an die zuständige Behörde gerichtete Antrag auf Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses muss Folgendes enthalten:

- (1) den Namen und den Wohnsitz oder den Sitz des Antragstellers,
- (2) Nachweis der Fachkunde des Antragstellers und der für die Errichtung Leitung und Beaufsichtigung der Anlage verantwortlichen Personen,
- (3) die Angabe, ob die Errichtung und der Betrieb beantragt werden oder ob eine wesentliche Änderung beantragt wird,
- (4) die genaue Bezeichnung des Kohlendioxidspeichers und des Speicherkomplexes und die genaue Eintragung in einer Karte mit geeignetem Maßstab,
- (5) die Beschreibung der Anlage sowie der verwendeten Technologien,
- (6) die insgesamt zu speichernde Menge an Kohlendioxid, dessen voraussichtliche Herkunft, Zusammensetzung sowie Injektionsraten, Injektionsdruck und maximaler Reservoirdruck,
- (7) Angaben über die zu erwartende Druckentwicklung im Speicherkomplex, die Lösung und die Freisetzung von Stoffen und die Verdrängung von Formationswasser während und nach der Injektion,
- (8) zu welchem Zeitpunkt die Anlage in Betrieb genommen werden soll.

Darüber hinaus müssen weitere Unterlagen beigefügt werden. Dies sind:

1. Sicherheitsnachweis,
2. Überwachungskonzept,
3. vorläufiges Stilllegungs- und Nachsorgekonzept,
4. die sonstigen nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlichen Unterlagen.

§ 13 beschreibt die Bedingungen der Plangenehmigung.

Stilllegungsgenehmigung

§ 17: Dem Antrag auf Genehmigung der Stilllegung sind Unterlagen über den Grund der Stilllegung und ein aktuelles Stilllegungs- und Nachsorgekonzept beizufügen.

Übergabegenehmigung

§ 31: Der Betreiber kann frühestens nach Ablauf von 30 Jahren nach dem Abschluss der Stilllegung des Kohlendioxidspeichers die Übertragung der Verantwortung bei der zuständigen Behörde verlangen. Eine Übertragung wird genehmigt, wenn die Beurteilung nach dem Stand von Wissenschaft und Technik die Langzeitsicherheit des Kohlendioxidspeichers belegt und der Betreiber den Nachsorgebeitrag geleistet hat. Eine frühere Übertragung ist im Einzelfall noch Prüfung möglich.

Unter Berücksichtigung aller während der Überwachung nach Verschluss gewonnenen Erkenntnisse über das Verhalten des Kohlendioxids im Kohlendioxidspeicher und aller

bisherigen Leckagen und erheblichen Unregelmäßigkeiten ist der abschließende Nachweis über die Langzeitsicherheit wie folgt zu belegen:

1. Übereinstimmung des aktuellen Verhaltens des gespeicherten Kohlendioxids mit dem modellierten Verhalten,
2. die bauliche Integrität der dauerhaften Versiegelung des CO₂-Speichers,
3. das Nichtvorhandensein von Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten und
4. die zukünftige Langfriststabilität des Kohlendioxidspeichers

2. Bewertung von Altbohrungen

Hierzu liefert das KSpG-E keine Anleitung.

3. Sicherheitskonzept

§ 19 beschreibt die Beibringung eines Sicherheitsnachweises.

- Dieser wird auf Grundlage der Charakterisierung und Bewertung nach § 7 Absatz 2 erstellt.
- Im Sicherheitsnachweis sind auch geeignete Maßnahmen zur Verhütung und Beseitigung von Leckagen und wesentlichen Unregelmäßigkeiten zu beschreiben.
- Dem Sicherheitsnachweis ist eine Stellungnahme der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe beizufügen.

Risikobewertung

Im Zusammenhang mit Sicherheitskonzepten werden auch Risikobewertungen durchgeführt. Dies wird zwar nicht in § 19 speziell erwähnt, doch findet sich eine explizite Notwendigkeit einer Risikobewertung beispielsweise in Art. 24, der sich mit den Anforderungen an einen Kohlendioxidstrom befasst.

§ 24 Anforderungen an einen Kohlendioxidstrom

Ein Kohlendioxidstrom darf nur dann angenommen und in einen Kohlendioxidspeicher injiziert werden, wenn er ganz überwiegend aus Kohlendioxid besteht. Durch eine Risikobewertung ist nachzuweisen, dass der Kohlendioxidstrom ganz überwiegend aus Kohlendioxid besteht und der Anteil von CO₂ so hoch ist, wie er nach dem Stand der Technik bei der jeweiligen Art der Anlage mit verhältnismäßigem Aufwand erreichbar ist, außer Stoffen zur Erhöhung der Sicherheit und Verbesserung der Überwachung nur zwangsläufige Beimengungen von Stoffen enthält, die aus dem Ausgangsmaterial sowie aus den für die Abscheidung, den Transport und die dauerhafte Speicherung angewandten Verfahren stammen, Beeinträchtigungen der Schutzgüter aus § 1, der Langzeitsicherheit des Kohlendioxidspeichers und der Sicherheit von Verpressungs- und Transportanlagen durch die in Nummer 1 genannten Stoffe ausgeschlossen sind sowie keine Abfälle oder sonstigen Stoffe zum Zwecke der Beseitigung enthält.

Anlage 1 des Gesetzes beschreibt in Stufe 3.3, welche Punkte eine Risikobewertung umfasst. Dies sind:

- Charakterisierung der Gefahren,
- Bewertung der Gefährdung,
- Folgenabschätzung,
- Risikocharakterisierung.

4. Überwachungskonzept

§ 20 bis 23 befassen sich mit der Ausgestaltung des Überwachungskonzeptes. Die Erstellung der Überwachungskonzepte erfolgt nach Maßgabe von Anhang 2 des Gesetzes. Das Überwachungskonzept ist alle 5 Jahre zu aktualisieren. Die Überwachung erfolgt kontinuierlich (§ 23).

§ 22 präzisiert die Überwachung. Die Überwachung soll Folgendes ermöglichen:

- Vergleich des tatsächlichen Verhaltens des abgelagerten Kohlendioxids mit dem zuvor gem. Anhang 1 im Modell prognostizierten Verhalten,
- Erkennen von Art und Ausmaß von Leckagen, erheblichen Unregelmäßigkeiten und Migrationen, Feststellen von Art und Ausmaß nachteiliger Einwirkungen auf Mensch und Umwelt sowie Belange Dritter,
- Bewertung der Wirksamkeit von nach § 23 getroffenen Abhilfemaßnahmen,
- kontinuierliche Überprüfung, ob die Voraussetzungen von § 13 Absatz 1, Nummer 1 bis 4 erfüllt werden

§ 23 beschreibt die Maßnahmen, die bei erheblichen Unregelmäßigkeiten oder Leckagen zu ergreifen sind. Art und Ausmaß sind der zuständigen Behörde anzuzeigen, geeignete Maßnahmen zu treffen, um die Leckage oder die erhebliche Unregelmäßigkeiten vollständig zu beseitigen und weitere Leckagen und erhebliche Unregelmäßigkeiten zu verhindern, insbesondere durch das Ergreifen von im Sicherheitsnachweis nach § 19 Satz 2 vorgesehenen Maßnahmen und der Behörde die ergriffenen Maßnahmen und ihre Wirkungen anzuzeigen.

Hinweis zu den Anlagen:

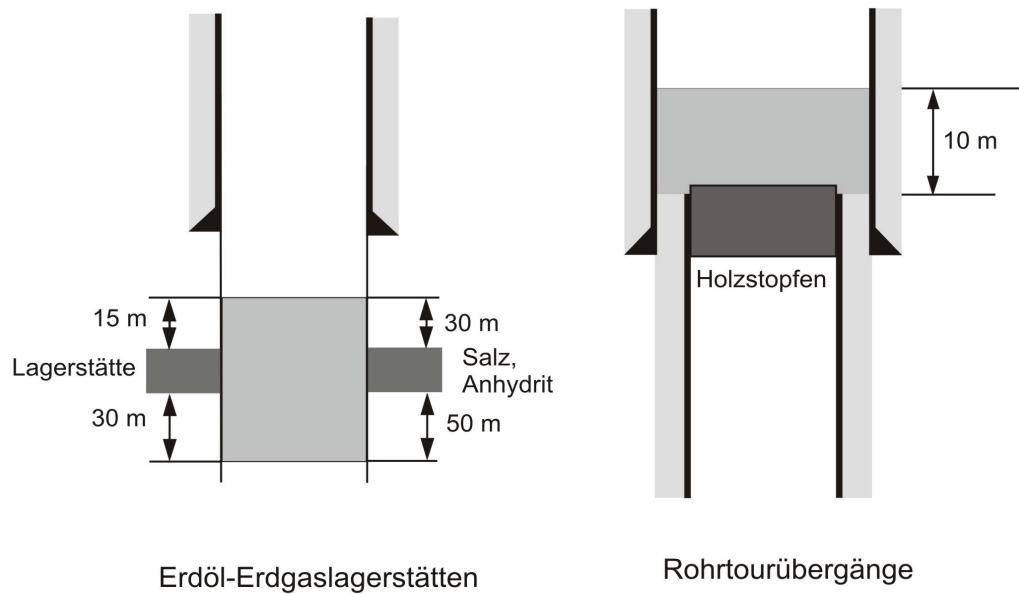
Das deutsche Gesetz übernimmt die Anlagen 1 (Verfahren und Kriterien für die Standortauswahl und Risikobewertung) und 2 (Anforderungen an die Überwachung des Kohlendioxidspeichers, des Speicherkomplexes und die Zusammensetzung des Kohlendioxids der Europäischen CCS-Richtlinie).

Anlagen zu Kapitel 3

Anlage 1: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1953-1971)

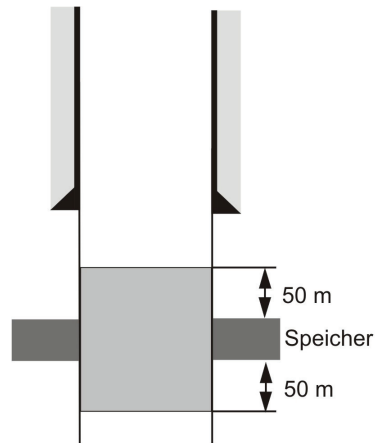
Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken

entsprechend Verfüllungsrichtlinie Clausthal - 9. Sept. 1953,
6. Nov. 1962 und 16. März 1971

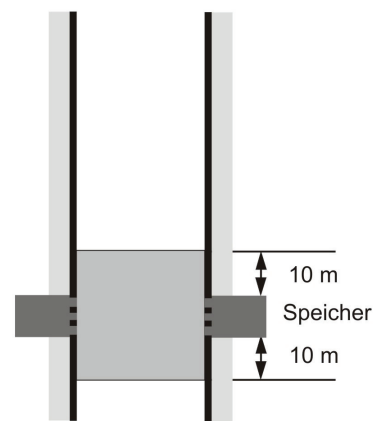


Anlage 2: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken nach ABAO

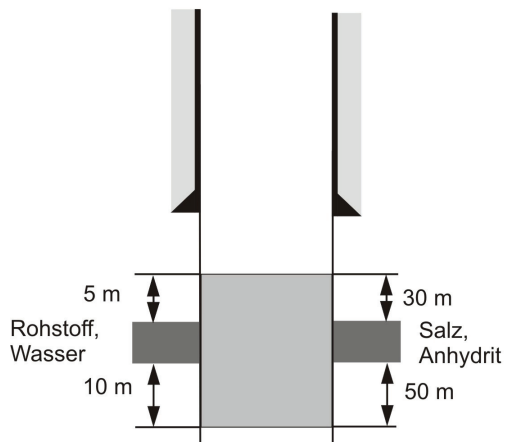
Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken entsprechend ABAO 126/1, 1969 und 126/2, 1980



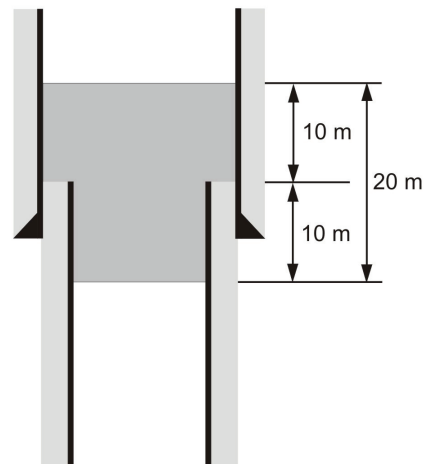
Erdöl-Erdgaslagerstätten



Perforationen



mineralische Rohstoffe, Wasser

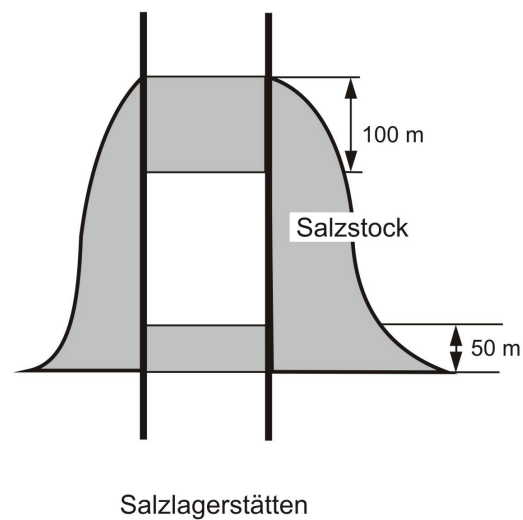
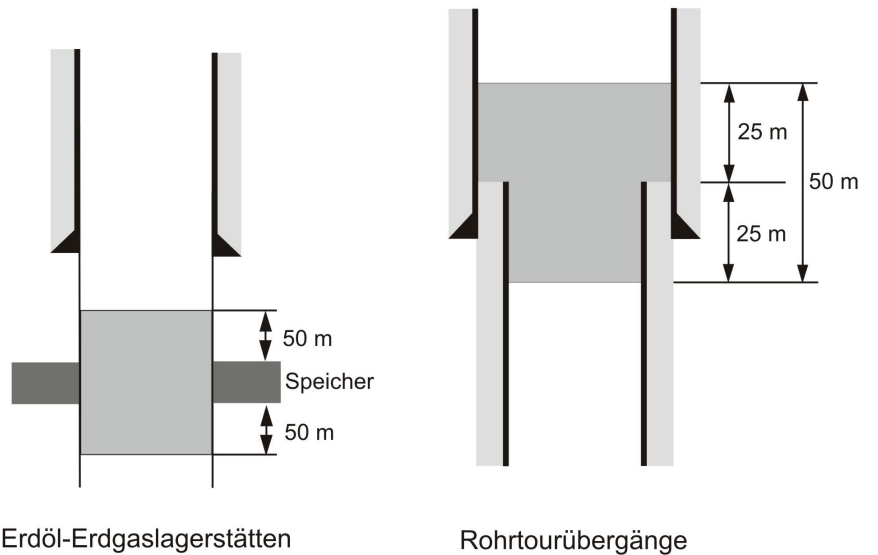


Rohrtourübergänge

(Art der Darstellung: Verfüllungsrichtlinie Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld vom 29. Juli 1998)

Anlage 3: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1973)

Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken
entsprechend Verfüllungsrichtlinie Clausthal - 25. April 1973



(Art der Darstellung: Verfüllungsrichtlinie Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld vom 29. Juli 1998)

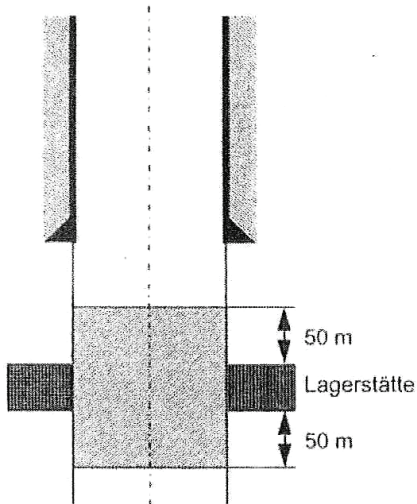
Anlage 4a: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)

Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken

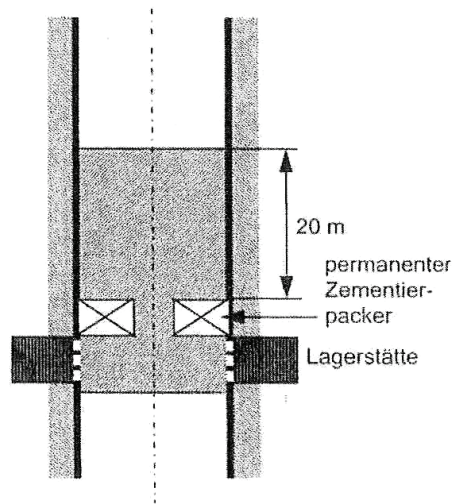
entsprechend Verfüllungsrichtlinien Clausthal vom 1. Juni 1987 und 29. Juli 1998

3.1 Lagerstätten

3.1.1 Besondere Verfüllungsstecken

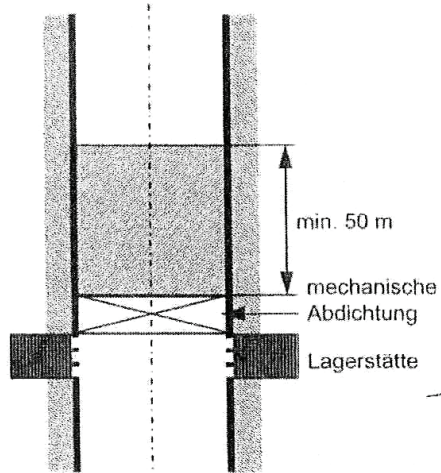


3.1.2 Perforationsstecken mit Zufluß

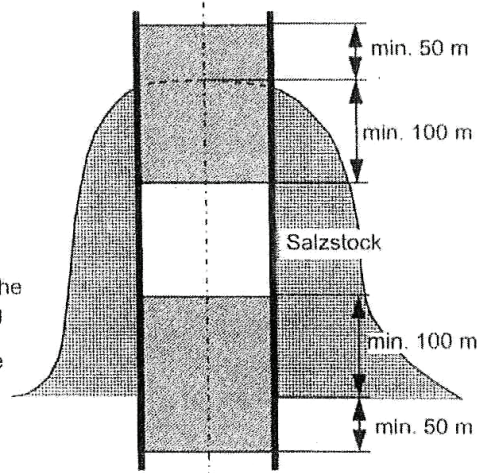


3.1.3 Druckzementation nicht oder nur erschwert möglich

3.1.4 Tiefe Gasbohrung

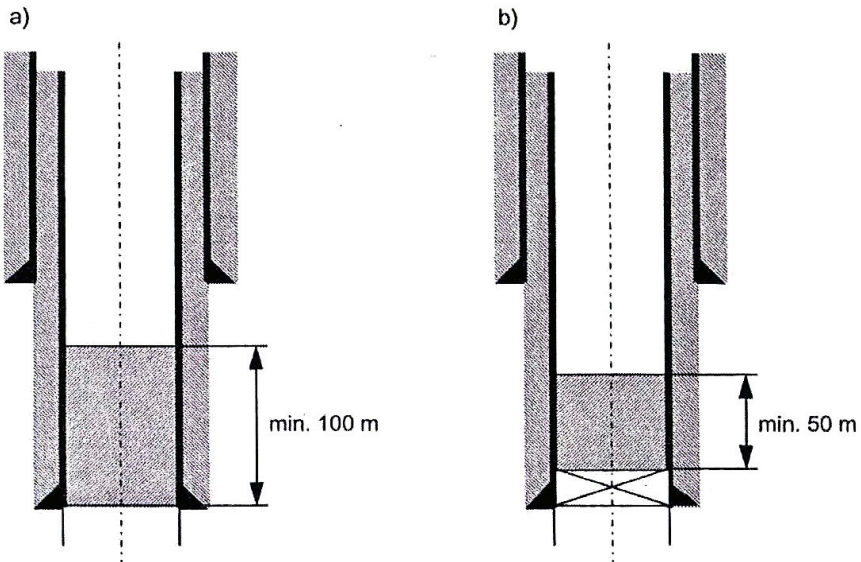


3.1.5 Salzlagerstätten

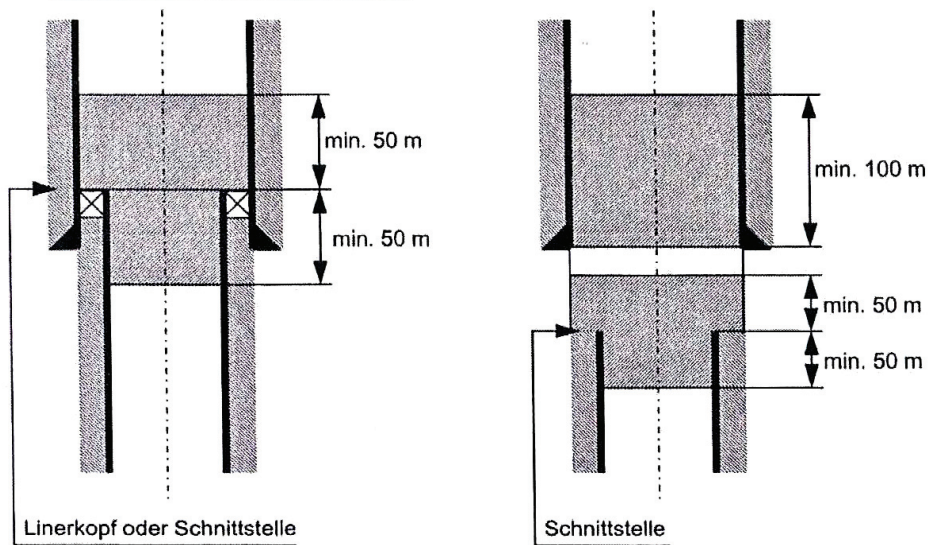


Anlage 4b: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)

3.2 Unverrohrtes Bohrloch

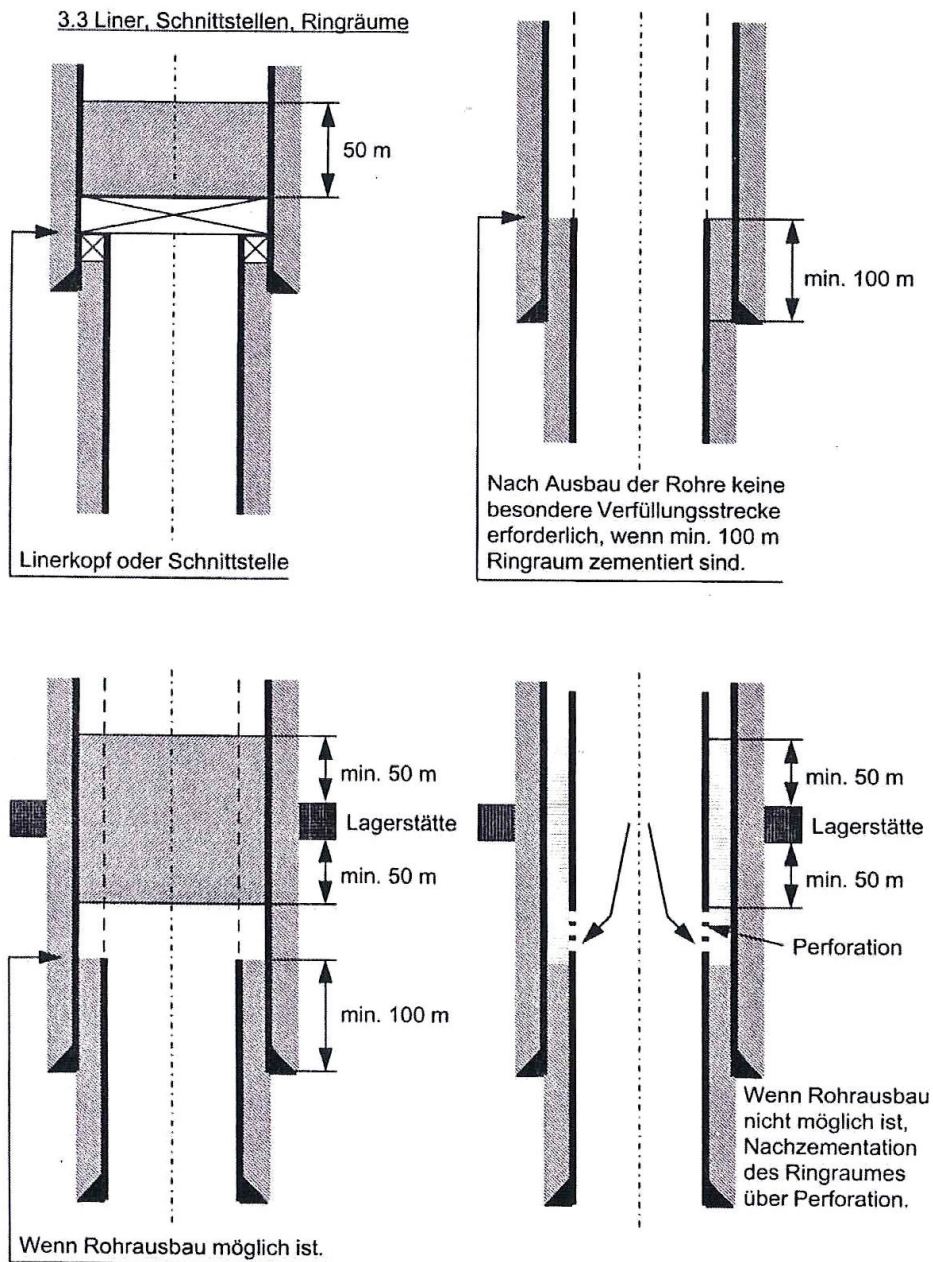


3.3 Liner, Schnittstellen, Ringräume



entsprechend Verfüllungsrichtlinien Clausthal vom 1. Juni 1987 and 29. Juli 1998

Anlage 4c: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)

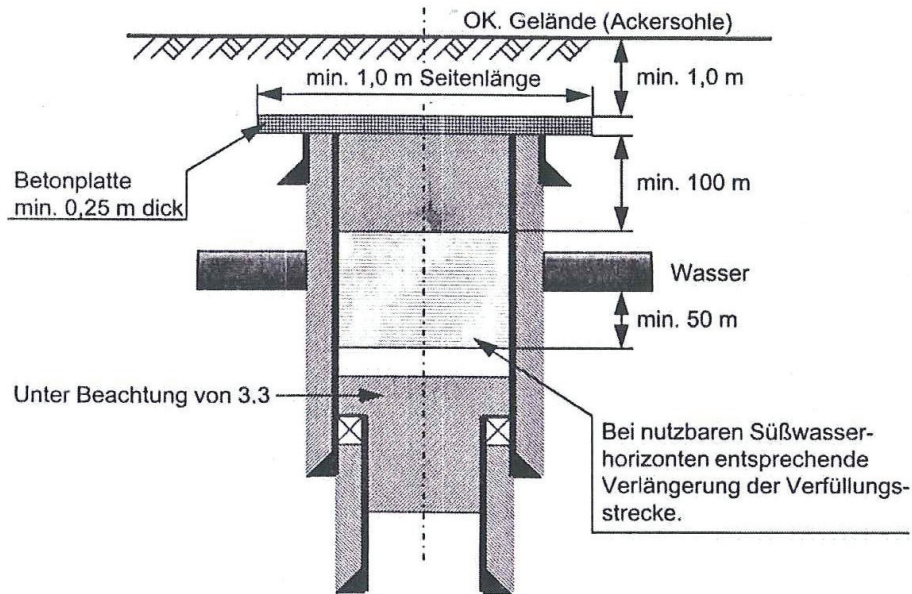


entsprechend Verfüllungsrichtlinien Clausthal vom 1. Juni 1987 and 29. Juli 1998

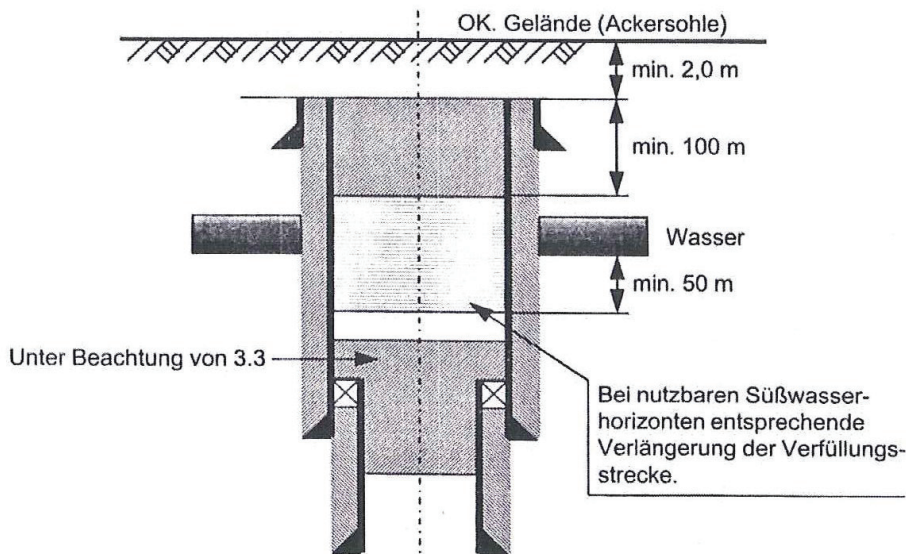
Anlage 4d: Bildliche Darstellung der besonderen Verfüllungsstecken (1987, 1998)

3.4 Bereich unter der Erdoberfläche

3.4.1 Mit Betonplatte



3.4.2 Ohne Betonplatte



Anlage 4e Verfüllungsrichtlinien (1904-1937)

	1904	1929	1937
Markscheiderische Einnmessung	x	x	x
Verrohrung			gesamtes Bohrloch vor und beim Erreichen des Ölträgers
Wasserführender Horizont	wasserführende Horizonte	wasserführende Horizonte	
Ziehen der Verrohrung	zum Schutz der Lagerstätte vor Verwässerung dann verfüllen	zum Schutz der Lagerstätte vor Verwässerung nur mit Genehmigung des Bergamtes, dann sofort verfüllen	nur mit Genehmigung des Bergamtes, dann sofort verfüllen
Verfüllung			für alle zwingend vorgeschrieben
Betriebsplan zur Vorlage beim Bergamt	nur wenn das Ziehen der Verrohrung beabsichtigt war	alle Bohrungen	für alle zwingend vorgeschrieben
Art/Material	geologisches Profil und der Verfüllungsplan mit geeigneten Materialien wasserdicht	nur nach Verfüllungsvorschriften des Bergbeamten mit geeigneten Materialien wasserdicht	geologisches Profil und der Verfüllungsplan keine Angaben
Zementbrücken	-	Verfüllung konnte angeordnet werden	Verfüllung konnte angeordnet werden
Linerköpfe	-	-	-
Schneiden der Rohrtour	-	-	-
Perforationen			
Kontrolle der Zementierung			
Bohrlochabschluss Erdoberfläche	-	-	-
Bohrlochmessung	-	-	-
Neigungsmessung			x (erstmalig)
Dokumente an Bergamt			
Geologisches Profil	x	x	x
Bohrlochbild, Verrohrungsschema	x	x	x
Prüfung der Zementierung			
Fördermengen, Verwässerung			
Druckentwicklung und injizierte Fluide			
Bemerkung			

Anlage 4f Verfüllungsrichtlinien (1953-1971)

	1953	1963-1971 (Clausthal-Zellerfeld) identisch mit 1953	1960 Ost
Markscheiderische Einmessung	x		x
Verrohrung	nichts vermerkt, Vollverrohrung war aber Stand der Technik		nichts vermerkt, Vollverrohrung war aber Stand der Technik
Wasserführender Horizont	wasserführende Horizonte		wasserführende Horizonte
Ziehen der Verrohrung	nichts vermerkt		wenn ja, dann sofort verfüllen
Verfüllung	erstmalis detaillierte Vorschriften		für alle zwingend vorgeschrieben
Betriebsplan zur Vorlage beim Bergamt	geologisches Profil und der Verfüllungsplan		geologisches Profil und der Verfüllungsplan
Art/Material	Zement, Ton oder andere mind. gleichwertige Stoffe		
Zementbrücken	Lagerstätte, 15 m ins Liegende, 30 m ins Hangende		nichts vorgeschrieben
Linerköpfe	Lagerstätte, 30 m ins Liegende, 50 m ins Hangende bei Salzlagerstätten		
Schneiden der Rohrtour	Holzstopfen + 10 m Zementbrücke		
Perforationen			
Kontrolle der Zementierung	x		x
Bohrlochabschluss Erdoberfläche	Betonplatte 1 x 1 m		-
Bohrlochmessung			
Neigungsmessung	x	x	x
Dokumente an Bergamt			
Geologisches Profil	x		x
Bohrlochbild, Verrohrungsschema	x		x
Prüfung der Zementierung	x		x
Fördermengen, Verwässerung			
Druckentwicklung und injizierte Fluide			
Bemerkung			ähnlich 1937 und älter

Anlage 4g Verfüllungsrichtlinien (1969-1980)

	1969 Ost	1973 (Clausthal-Zellerfeld)	1980 Ost
Markseiderische Einmessung	x	x	x
Verrohrung	Vollverrohrung war Stand der Technik	Vollverrohrung war Stand der Technik	Vollverrohrung war Stand der Technik
Wasserführender Horizonte			problemloser Rohreimbau war nachzuweisen
Ziehen der Verrohrung			
Verfüllung	für alle zwingend vorgeschrieben	für alle zwingend vorgeschrieben	für alle zwingend vorgeschrieben
Betriebsplan zur Vorlage beim Bergamt	geologisches Profil und der Verfüllungsplan	geologisches Profil und der Verfüllungsplan	geologisches Profil und der Verfüllungsplan
Art/Material	Zementation	Zementation	Zementation
Zementbrücken	Lagerstätte, 5 m ins Liegende, 10 m ins Hangende; Lagerstätte, 30 m ins Liegende, 50 m ins Hangende bei Salzlagerstätten	Speicher, 50 m ins Liegende und Hangende	Lagerstätte, 5 m ins Liegende, 10 m ins Hangende; Lagerstätte, 30 m ins Liegende, 50 m ins Hangende bei Salzlagerstätten
	Speicher, 50 m ins Liegende und Hangende	Salzlagerstätten – 50 m ins Liegende, 100 m ins Hangende	Speicher, 50 m ins Liegende und Hangende
Linerköpfe	20 m – 10 m nach oben und unten	25-50 m nach oben und unten, bei Stopfen 25 m oberhalb	20 m – 10 m nach oben und unten
Schneiden der Rohrtour			20 m in verbleibende Rohrtour
Perforationen	voll zementieren + 10 m nach oben und unten	keine Angaben	voll zementieren + 10 m nach oben und unten
Kontrolle der Zementierung	x	x	x
Bohrlochabschluss Erdoberfläche	Einsturz und Trichterbildung verhindern	oberste 50 m mit Feststoffen sichern, 1 x 1 m Betonplatte	Einsturz und Trichterbildung verhindern
Bohrlochmessung			
Neigungsmessung	x	x	x
Dokumente an Bergamt			
Geologisches Profil	x	x	x
Bohrlochbild, Verrohrungsschema	x	x	x
Prüfung der Zementierung	x	x	x
Fördermengen, Verwässerung			-
Druckentwicklung und injizierte Fluide			
Bemerkung			

Anlage 4h Verfüllungsrichtlinien (1982-1998)

	1982 (Clausthal-Zellerfeld) Ergänzung	1987 (Clausthal-Zellerfeld)	1998 (Clausthal-Zellerfeld)
Markscheiderische Einmessung			
Verrohrung		x	x
Wasserführender Horizont		Vollverrohrung war Stand der Technik	Vollverrohrung war Stand der Technik
Ziehen der Verrohrung			
Verfüllung		für alle zwingend vorgeschrieben	für alle zwingend vorgeschrieben
Betriebsplan zur Vorlage beim Bergamt			
Art/Material			
Zementbrücken		Speicher 50 m ins Liegende und Hangende	Speicher 50 m ins Liegende und Hangende
		oder Permanentpacker und 20 m darüber, 50 m wenn Zementation erschwert	oder Permanentpacker und 20 m darüber, 50 m wenn Zementation erschwert
		Salzlagerrstätten – 50 m ins Liegende, 100 m im Salz + 50 m ins Hangende	Salzlagerrstätten – 50 m ins Liegende, 100 m im Salz + 50 m ins Hangende
Linerköpfe		mind. 100 m, 50 m in verbleibende Rohrtour	mind. 100 m, 50 m in verbleibende Rohrtour
Schneiden der Rohrtour		mind. 100 m	mind. 100 m
Perforationen			
Kontrolle der Zementierung			
Bohrlochabschluss Erdoberfläche		oberste 100 m mit Feststoffen sichern, 1 x 1 m Betonplatte	oberste 100 m mit Feststoffen sichern, 1 x 1 m Betonplatte
Bohrlochmessung			
Neigungsmessung			
Dokumente an Bergamt			
Geologisches Profil		x	x
Bohrlochbild, Verrohrungsschema		x	x
Prüfung der Zementierung		x	x
Fördermengen, Verwässerung		x	x
Druckentwicklung und injizierte Fluide		Schließdruck, Verwässerung und ggf. Gas-Öl-Verhältnis	Schließdruck, Verwässerung und ggf. Gas-Öl-Verhältnis
Bemerkung			

Anlage 5: Gesetze und Verordnungen (in zeitlicher Reihenfolge)

Gesetz betreffend die Ausdehnung einiger Bestimmungen des Allgemeinen Berggesetzes vom 24. Juni 1865 auf die Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl, vom 26 Juni 1904, Gesetzsammlung für die preußischen Staaten, Nr. 14, Nr. 10512.

Bergpolizeiverordnung für die Betriebe zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl im Bezirk des königlichen preußischen Oberbergamts Clausthal vom 1. Dez. 1904, Piepersche Buchdruckerei, Clausthal 1904.

Bergpolizeiverordnung für die Betriebe zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl durch Bohrlöcher im Bezirk des königlichen preußischen Oberbergamtes Clausthal vom 11. Jan. 1929 Piepersche Buchdruckerei, Clausthal 1929.

Gesetz über die Beaufsichtigung von unterirdischen Mineralgewinnungsbetrieben und Tiefbohrungen vom 18. Dezember 1933, Nr. 14050, Preußisches Gesetzsammlung, 1933, Nr. 80, S. 493-495

Gesetz zur Erschließung von Erdöl und anderen Bodenschätzen (Erdölgesetz). vom 12. Mai 1934, Nr. 14132, Preußisches Gesetzsammlung, 1934, Nr. 24, S. 257-258

Erdöl-Bergpolizeiverordnung, Verordnung des Bundesministers für Handel und Verkehr über allgemeine Bergpolizeivorschriften für die Betriebe zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas durch Bohrungen. Bundesgesetzblatt 1937, 67. Stück Nr. 278 vom 12. Aug. 1937

Verordnung über Tiefbohrungen sowie über die Gewinnung von Erdöl und Erdgas durch Bohrlöcher im Bezirk des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld – (Tiefbohrverordnung) (TVO) vom 17.7.1953 mit Erläuterungen und den wichtigsten bergrechtlichen und bergbehördlichen Bestimmungen, Piepersche Buchdruckerei, Clausthal-Zellerfeld

Bestimmungen der Oberbergamtes Clausthal- Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Tagesbohrlöcher vom 9.9.1953 – I 4300 - , in: Tiefbohrverordnung (TVO) vom 17.7.1953, Piepersche Buchdruckerei, Clausthal-Zellerfeld

Bergverordnung über Tiefbohrungen sowie über die Gewinnung von Erdöl und Erdgas durch Bohrlöcher im Bezirk des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld – (Tiefbohrverordnung) vom 1. Juli 1963 – Textausgabe mit Erläuterungen und Anlagen, Piepersche Buchdruckerei, Clausthal-Zellerfeld

Bestimmungen der Oberbergamtes Clausthal- Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Tagesbohrlöcher vom 9.9.1953 – I 4300/53 – und vom 6. Nov. 1963 – I2370/62, II/20 in: Tiefbohrverordnung vom 1.7.1963.

- Bergverordnung über Tiefbohrungen, Porenspeicher sowie über die Gewinnung von Erdöl und Erdgas durch Bohrlöcher im Bezirk des Oberbergamtes Clausthal-Zellerfeld – (Tiefbohrverordnung) vom 1. Juli 1963/16. März 1971 – Textausgabe mit Erläuterungen und Anlagen, Piepersche Buchdruckerei, Clausthal-Zellerfeld 1973
- Arbeitsschutz- und Brandschutzanordnung 126 – Technische Sicherheit in Tiefbohrbetrieben – (Tiefbohrordnung) vom 5. Aug. 1960, Gesetzblatt der DDR, Sonderdruck Nr. 322
- Arbeitsschutz- und Brandschutzanordnung 126/1 – Technische Sicherheit in Tiefbohrbetrieben – (Bohrordnung) vom 15. Juli 1969, Gesetzblatt der DDR, Sonderdruck Nr. 633.
- 126/2 – Bergbausicherheit in Bohr- und Förderbetrieben – vom 10. März 1980, Gesetzblatt der DDR, Sonderdruck Nr. 1035.
- Richtlinien des Oberbergamtes Clausthal- Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Tagesbohrlöcher vom 25. April 1973 – I 1289/73 – II/20.
- aktualisiert am 1. Juni 1987, 20.2 – 2/87 - B III d 1.2 - II
 - aktualisiert am 29. Juni 1982, 20.2 – 4/80 –B III d 2.1.1-I
- Bergverordnung für Tiefbohrungen, Tiefspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen in den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und Berlin (Tiefbohrverordnung - BVOT) vom 15. Dezember 1981, Clausthal-Zellerfeld
- Ergänzung vom 22.10.1982 zur Richtlinien des Oberbergamtes Clausthal- Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Tagesbohrlöcher vom 25. April 1973 – I 1289/73 – B III d 1.2 – 1 –
- Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen vom 29. Juli 1998 - 20.1 - 3/98 - B III d 1.2 - IV -*)
- Bergverordnung für Tiefbohrungen, Untergrundspeicher und für die Gewinnung von Bodenschätzen durch Bohrungen im Land Niedersachsen (Tiefbohrverordnung - BVOT) vom 20. Sept. 2006, Clausthal-Zellerfeld
- DIN 1918-2, Untergrundspeicherung von Gas, Teil 2: Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Öl- und Gasfeldern
- DIN EN ISO 10426-1, Erdöl- und Erdgasindustrie - Zemente und Materialien für die Zementation von Tieflochbohrungen - Teil 1: Anforderungen
- DIN EN ISO 10426-2, Erdöl- und Erdgasindustrien - Zemente und Bohrlochmaterialien - Teil 2: Prüfeempfehlungen für Bohrloch-Zemente

Anlagen zu Kapitel 5

Überwachungsansätze für die geologische CO₂-Speicherung (BENSON & MYER 2002)

Parameter	Monitoring Approaches
CO ₂ plume location	<ul style="list-style-type: none"> • 2 and 3-D seismic reflection surveys • Wellbore to surface and cross wellbore seismic measurements • Electrical and electromagnetic methods • Land surface deformation using satellite imaging (InSar) or tiltmeters • Gravity • Reservoir pressure monitoring • Wellhead and formation fluid sampling • Natural and introduced tracers
Providing early warning that a storage site may be failing	<ul style="list-style-type: none"> • 2 and 3-D seismic reflection surveys • Wellbore to surface and cross wellbore seismic measurements • Land surface deformation using satellite imaging (InSar) or tiltmeters • Injection well and reservoir pressure monitoring
CO ₂ concentrations and fluxes at the ground surface	<ul style="list-style-type: none"> • Real-time IR based detectors for CO₂ concentrations • Air sampling and analysis using gas chromatography or mass spectrometry • Eddy flux towers • Monitoring for natural and introduced tracers
Injection well condition, flow rates and pressures	<ul style="list-style-type: none"> • Borehole logs, including casing integrity logs, noise logs, temperature, logs, and radiotracer logs • Wellhead and formation pressure gauges • Wellbore annulus pressure measurements • Orofice or other differential flow meters • Surface CO₂ concentrations near the injection wells
Solubility and mineral trapping	<ul style="list-style-type: none"> • Formation fluid sampling using wellhead or downhole samples – analysis of CO₂, major ion chemistry and isotopes • Monitoring for natural and introduced tracers, including partitioning tracers
Leakage up faults and fractures	<ul style="list-style-type: none"> • 2 and 3-D seismic reflection surveys • Wellbore to surface and cross wellbore seismic measurements • Electrical and electromagnetic methods • Land surface deformation using satellite imaging (InSar) or tiltmeters • Reservoir and aquifer pressure monitoring • Groundwater and vadose zone sampling
Groundwater quality	<ul style="list-style-type: none"> • Groundwater sampling and geochemical analysis from drinking water or monitoring wells • Natural or introduced tracers
CO ₂ concentrations in the vadose zone and soil	<ul style="list-style-type: none"> • Soil gas surveys and gas composition analysis • Vadose zone sampling wells and gas composition analysis
Ecosystem impacts	<ul style="list-style-type: none"> • Hyperspectral geobotanical monitoring • Soil gas surveys • Direct observation of biota
Microseismicity	<ul style="list-style-type: none"> • Passive seismic monitoring using single and multi-component seismometers

Tab. 1: Überwachungszwecke während der CO₂-Speicherung (PEARCE et al. 2005)

Project stage	Potential duration	Possible monitoring objectives
Pre-injection	3 – 5 years	<ul style="list-style-type: none"> To develop a geological model. To perform an environmental assessment. To develop predictive models of system behaviour. To develop effective remediation strategies. To establish baseline data with which future site performance can be compared.
Injection	5 – 50 years	<ul style="list-style-type: none"> To verify the mass stored. To determine the mass if any, that is seeping back in the ocean or atmosphere. To meet local health, safety and environmental (HSE) performance criteria. To confirm, or otherwise, accuracy of predictive models. To provide stakeholder confidence, especially during early projects.
Post-injections	50 – 100 years	<ul style="list-style-type: none"> For the same reasons as during injection plus ... To provide evidence that the system will behave as predicted so that the site may be abandoned.
Post-closure	Up to 10,000 years	<ul style="list-style-type: none"> Not needed.

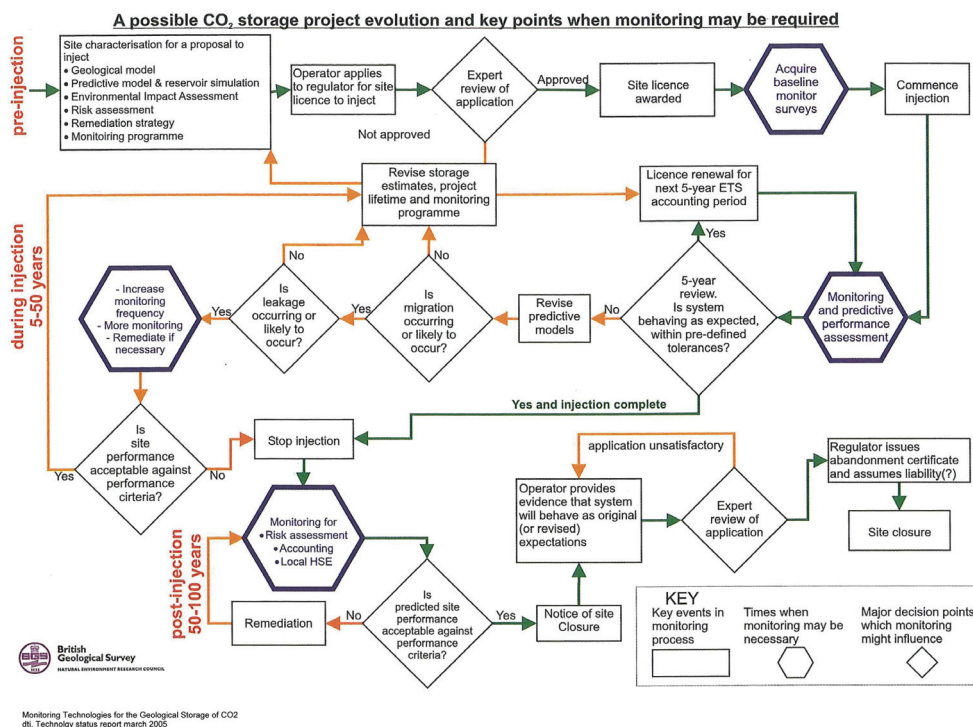


Abb. 1: Überwachung im Verlauf eines Speicherprojekts (PEARCE et al. 2005)

		Onshore only		Offshore only		Onshore & Offshore		Primary use		Secondary use										
												Deep	Shallow	Plume location/ migration	Fine scale processes	Leakage	Quantification			
Seismic		3D/4D surface seismic																		
		Time lapse 2D surface seismic																		
		Multicomponent seismic																		
	Acoustic imaging	Boomer / Sparker																		
		High resolution acoustic imaging																		
	Well based	Microseismic monitoring																		
		4D cross-hole seismic																		
		4D VSP																		
Sonar Bathymetry		Sidescan sonar																		
		Multi beam echo sounding																		
Gravimetry		Time lapse surface gravimetry																		
		Time lapse well gravimetry																		
Electric / Electro - magnetic		Surface EM																		
		Seabottom EM																		
		Cross-hole EM																		
		Permanent borehole EM																		
		Cross-hole ERT																		
		ESP																		
Geochemical	Fluids	Down - hole / Springs	Downhole fluid chemistry																	
			PH measurements																	
			Tracers																	
	Gasses	Marine	Seawater chemistry																	
			Bubble stream chemistry																	
		Atmos-phere	Short closed path (NDIRs & IR)																	
			Short open path (IR diode lasers)																	
			Long open path (IR diode lasers)																	
			Eddy covariance																	
			Gas flux																	
		Soil gas	Gas concentrations																	
			Ecosystems studies																	
Remote sensing		Airborne hyperspectral imaging																		
		Satellite interferometry																		
		Airborne EM																		
Others		Geophysical logs																		
		Pressure / temperature																		
		Tiltmeters																		

Abb. 2: Auswahl an Überwachungsmethoden und Einsatzgebiete (PEARCE et al. 2005)

Tab. 2: Empfohlene Überwachungsmethoden (CHALATURNIK & GUNTER 2004)

Target for Monitoring	Monitoring Current Monitoring Approaches
CO₂ Plume Location	<ul style="list-style-type: none"> - Two and three dimensional time-lapse seismic reflection surveys - Vertical seismic profiling and cross wellbore seismic surveys - Electrical and electromagnetic surveys - Satellite imagery of land surface deformation - Satellite imagery of vegetation changes - Gravity measures - Reservoir pressure monitoring - Wellhead and formation fluid sampling - Natural and introduced tracers - Geochemical changes identified in observation or production wells
Early warning of storage reservoir failure	<ul style="list-style-type: none"> - Two and three dimensional time-lapse seismic reflection surveys - Vertical seismic profiling and cross wellbore seismic surveys - Satellite imagery of land surface deformation - Injection well and reservoir pressure monitoring - Pressure and geochemical monitoring in overlying formations - Microseismicity or passive seismic monitoring CO₂ concentrations, fluxes at the ground surface
CO₂ concentrations and fluxes at the ground surface	<ul style="list-style-type: none"> - Real time infrared based detectors for CO₂ concentrations - Air sampling and analysis using gas chromospectrometry - Eddy flux towers - Monitoring for natural and introduced tracers - Hyperspectral imagery Injection well condition, flow rates and pressures
Injection well condition, flow rates and pressures	<ul style="list-style-type: none"> - Borehole logs, including casing integrity logs and radiotracer logs - Wellhead and formation pressure gauges - Wellbore annulus pressure measurements - Well integrity tests - Orifice or other differential flow meters - Surface CO₂ measures near injector points and high risk areas
Solubility and mineral trapping	<ul style="list-style-type: none"> - Formation fluid sampling using wellhead or deep well concentrations of CO₂ - Major ion chemistry and isotopes - Monitoring for natural and introduced tracers Leakage up faults and fractures
Leakage up faults and fractures	<ul style="list-style-type: none"> - Two and three dimensional time-lapse seismic reflection surveys - Vertical seismic profiling and cross wellbore seismic surveys - Electrical and electromagnetic surveys - Satellite imagery of land surface deformation - Reservoir and aquifer pressure monitoring - Microseismicity or passive seismic monitoring - Groundwater and vadose zone sampling - Vegetation changes Groundwater quality
Groundwater quality	<ul style="list-style-type: none"> - Groundwater sampling and geochemical analysis of monitoring wells - Natural and introduced tracers

Tab. 3: Range of monitoring technologies over the complete timeframe of geological storage (CHALATURNIK & GUNTER 2004)

Seepage	Aircraft Soil Gas Insitu Tracers	Aircraft Soil Gas Insitu Tracers	Aircraft Soil Gas Insitu Tracers	Aircraft ----- Insitu Tracers	
	3D-Seismic Tilt Meter Pressure Insitu Tracers Logs Passive Seismic	3D-Seismic Tilt Meter Pressure Insitu Tracers Logs Passive Seismic	3D-Seismic Tilt Meter Pressure Insitu Tracers Logs Passive Seismic	3D-Seismic Tilt Meter ----- ----- ----- -----	
	3D-Seismic Passive Seismic X-Well Seismic Tilt Meter Pressure ----- Insitu Tracers Logs -----	3D-Seismic Passive Seismic X-Well Seismic Tilt Meter Pressure ----- Insitu Tracers Logs Injection Rates	3D-Seismic Passive Seismic X-Well Seismic Tilt Meter Pressure ----- Insitu Tracers Logs -----	3D-Seismic ----- ----- Tilt Meter ----- ----- ----- ----- -----	
	0.1	1	10	100	1000
	Time Years				

Tab. 4a: Potentielle Überwachungstechnologien für den tiefen Untergrund und ihre wahrscheinliche Anwendung (PEARCE et al. 2005)

Technique	Capabilities	Detection limits	Where applicable	Limitations
2D, 3D and multi-component time-lapse seismic reflection surveys	Images geological structure of site and surrounding area; structure, distribution and thickness of the reservoir rock and cap rock; distribution (and with time-lapse surveys movement) of CO ₂ in reservoir. May verify (within limits) mass of CO ₂ in reservoir.	Site-specific. Optimum depth of target commonly 500-3000 m. At Sleipner, which is close to optimum for the technique, detection limit in Utsira Sand is c. 2800 tonnes CO ₂ . At Weyburn, detection limit is c. 2500-7500 tonnes CO ₂ . Likely that dispersed CO ₂ in overlying strata could be detected - shallow natural gas pockets imaged as bright spots and dispersed methane in gas chimneys can be well imaged.	Onshore and offshore. Imaging poorer beneath salt; beneath gas, in general resolution decreases with depth	Can't image dissolved CO ₂ (insufficient impedance contrast between CO ₂ - saturated pore fluid and native pore fluid).
Gravity surveys	Determine mass and approximate distribution of CO ₂ injected from minute change in gravity caused by injected CO ₂ displacing the original pore fluid from the reservoir. Can detect vertical CO ₂ migration from repeat surveys, especially where phase change from supercritical fluid to gas is involved because of change in density. Detection limit poor and site-specific	Minimum amounts detectable in the order of hundreds of thousands of tonnes (Benson et al. 2004; Chadwick 2004). Actual amounts detectable are site - specific. The greater the porosity and the density contrast between the native pore fluid and the injected CO ₂ , the better the resolution	Onshore and offshore. Cheap onshore.	Can't image dissolved CO ₂ (insufficient density contrast with native pore fluid).
Crosshole seismic	Images velocity distribution between wells. Provides 2D information about rocks and their contained fluids.	Site specific. Resolution could be higher than surface seismic reflection surveys but coverage more restricted	Onshore and offshore	Limited to area between wells

Tab. 4b: Potentielle Überwachungstechnologien für den tiefen Untergrund und ihre wahrscheinliche Anwendung (PEARCE et al. 2005)

Technique	Capabilities	Detection limits	Where applicable	Limitations
Vertical seismic profile	Image velocity distribution around a single well. Map fluid pressure distribution around well. Potential early warning of leakage around well.	Site specific	Onshore and offshore	Limited to small area around a single well
Microseismic monitoring	Detects and triangulates location microfractures in the reservoir rock and surrounding strata. Provides an indication of location of injected fluid fronts. Assesses induced seismic hazard.	Site specific. Depends on background noise amongst other factors. More receivers in more wells provides greater accuracy in location of events	Onshore and offshore	Requires wells for deployment
Monitoring wells	Many potential functions including measurement of CO ₂ saturation, fluid pressure, temperature. Cement and or casing degradation or failure. Well logging. Tracer detection. Detection of geochemical changes in formation fluids. Inwell Physical sampling of rocks and fluids. Inwell tilt meters for detecting ground movement caused by CO ₂ injection. Monitoring aquifers overlying the storage reservoir for signs of leakage from the reservoir.	Downhole geochemical samples can be analyzed by ICP with coupled Mass Spectrometer (has resolution of parts per billion). Perfluorocarbon tracers can be detected in parts per 10. Well logs provide accurate measurement of many parameters (porosity, resistivity, density, etc).	Onshore and offshore. More expensive to access offshore.	Certain functions can only be performed before the well is cased. Others require the perforation of certain intervals of the casing.
Well pressure testing	Injection pressure tests and production tests applied in well to determine permeability, presence of barriers in reservoir, ability of cap rocks to retain fluids.	Proven technology for oil and gas field reservoir engineering and reserves estimation	Onshore and offshore. More expensive offshore	

Tab. 5a: Überwachungsansätze und Möglichkeiten zur Messung der Emissionen aus geol. Speicherformationen. Fett-gedruckt sind die am „besten“ entwickelten Methoden (BENSON 2006)

System Component	Monitoring Methods	Benefits	Drawbacks
Storage reservoir	<ul style="list-style-type: none"> - Seismic - Gravity - Well logs - Fluid sampling 	<p>History match to calibrate and validate models</p> <p>Early warning of migration from the storage reservoir</p>	<p>Mass balance difficult to monitor</p> <p>Dissolved and mineralized CO₂ difficult to detect</p>
Shallower saline formations below secondary seals	<ul style="list-style-type: none"> - Seismic - Pressure - Gravity - Well logs - Fluid sampling 	<p>Good sensitivity to small secondary accumulations (~103 tonnes) and leakage rates</p> <p>Early warning of leakage</p>	<p>Detection difficult if secondary accumulations do not occur</p> <p>Dissolved and mineralized CO₂ difficult to detect</p>
On-shore			
Groundwater aquifers	<ul style="list-style-type: none"> - Seismic - Pressure - EM - Gravity - SP - Well logs - Fluid sampling 	<p>Sensitivity to small secondary accumulations (~102-103 tonnes) and leakage rates</p> <p>More monitoring methods available</p> <p>Detection of dissolved CO₂ less costly with shallow wells</p>	<p>Detection after significant migration has occurred</p> <p>Detection after potential groundwater impacts have occurred</p>
Vadose zone	<ul style="list-style-type: none"> - Soil gas and vadose zone sampling 	<p>CO₂ accumulates in vadose zone making detection easier compared to atmospheric detection</p> <p>Early detection in vadose zone could trigger remediation before large emissions occur</p>	<p>Significant effort for null result (e.g. no CO₂ from storage detected)</p> <p>Detection only after some emissions are imminent</p> <p>Does not provide quantitative information on emission Rate</p>
Terrestrial ecosystems	<ul style="list-style-type: none"> - Vegetative stress 	<p>Vegetative stress can be readily observed using routine observation</p> <p>Satellite and plane-based methods available for quick reconnaissance</p>	<p>Detection only after emissions have occurred</p> <p>Vegetative stress can be caused by other factors</p> <p>Land use change could alter the baseline</p> <p>Does not provide quantitative information on emission rates</p> <p>May not be useful in some ecosystems (e.g. deserts)</p>

Tab. 5b: Überwachungsansätze und Möglichkeiten zur Messung der Emissionen aus geol. Speicherformationen. Fett-gedruckt sind die am „besten“ entwickelten Methoden (BENSON 2006)

System Component	Monitoring Methods	Benefits	Drawbacks
Atmosphere	<ul style="list-style-type: none"> - Eddy covariance - Flux accumulation chamber - Optical methods 	Good for quantification of emissions	Distinguishing storage emissions from natural ecosystem and industrial sources necessitates comprehensive monitoring May not be best suited for detecting anomalous emissions due to relatively small footprint compared to the size of the plume Significant effort for null result
Offshore			
Water Column	<ul style="list-style-type: none"> - Ship based fluid sampling and analysis - Autonomous vehicles with CO₂, pH - carbon cycle sensors 	Direct measurement of water column and fluxes (using inverse models)	Distinguishing storage related fluxes from natural variability requires comprehensive monitoring Quantifying separate phase CO ₂ flux Significant effort for null result
Atmosphere	<ul style="list-style-type: none"> - Optical methods - Eddy covariance 	Direct measurement of emission rate	Technology not well developed for this application Quantification of emissions may be impractical Changing emission footprint from ocean currents Likely to be costly to maintain Significant effort for null result

Tab. 6: Monitoring Ansätze für die geologische Speicherung von CO₂, (BENSON 2007)

Parameter	Monitoring Approaches
CO ₂ plume. location	<ul style="list-style-type: none"> - Two- and three-dimensional seismic reflection surveys - Wellbore-to-surface and cross-Wellbore seismic measurements - Electrical and electromagnetic methods - Land surface deformation using satellite imaging (InSar) or tiltmeters - Gravity - Reservoir pressure monitoring - Wellhead and formation fluid sampling - Natural and introduced tracers
Providing early warning that a storage site may be failing	<ul style="list-style-type: none"> - Two- and three-dimensional seismic reflection surveys - Wellbore-to-surface and cross-wellbore seismic measurements - Land surface deformation using satellite imaging (InSar) or tiltmeters - Injection well and reservoir pressure monitoring
CO ₂ concentrations and fluxes at the ground surface	<ul style="list-style-type: none"> - Real-time IR-based detectors for CO₂ concentrations - Air sampling and analysis using gas chromatography or mass spectrometry - Eddy flux towers - Flux accumulation chamber - Monitoring for natural and introduced tracers
Injection well condition, flow rates, and pressures	<ul style="list-style-type: none"> - Borehole logs, including casing integrity logs, noise logs, temperature logs, and radiotracer logs - Wellhead and formation pressure gauges - Wellbore: annulus pressure measurements - Orifice or other differential flow meters - Surface CO₂ concentrations near the injection wells
Solubility and mineral trapping	<ul style="list-style-type: none"> - Formation fluid sampling using wellhead or downhole samples-analysis of CO₂ CO₂, major ion chemistry, and isotopes - Monitoring for natural and introduced tracers, including pardoning tracers
Leakage up faults and fractures	<ul style="list-style-type: none"> - Two- and three-dimensional seismic reflection surveys - Wellbore-to-surface and cross-Wellbore seismic measurements - Electrical and electromagnetic methods - Land surface deformation using satellite imaging (InSal) or tiltmeters - Reservoir and aquifer pressure monitoring - Groundwater and vadose zone sampling
Groundwater quality	<ul style="list-style-type: none"> - Groundwater sampling and geochemical analysis from drinking water or monitoring wells - Natural or introduced tracers
CO ₂ concentrations in the vadose zone and soil	<ul style="list-style-type: none"> - Soil gas surveys and gas composition analysis - Vadose zone sampling wells and gas composition analysis
Ecosystem effects	<ul style="list-style-type: none"> - Hyperspectral geobotanical monitoring soil gas surveys - Direct observation of biota
Microseismicity	<ul style="list-style-type: none"> - Passive seismic monitoring using single- and multicomponent seismometers

Tab. 7: Komponenten eines Basis- und erweiterten Monitoring-Programms (BENSON 2007).

Basic Monitoring Package	Enhanced Monitoring Package
<p>Preoperational monitoring</p> <p>Well logs</p> <p>Wellhead pressure Formation pressure Injection and production rate testing</p> <p>Seismic Survey</p> <p>Atmospheric CO₂ monitoring</p>	<p>Well logs</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wellhead pressure Formation pressure - Injection and production rate testing <p>Seismic survey</p> <p>Gravity survey Electromagnetic survey</p> <ul style="list-style-type: none"> - Atmospheric CO₂ monitoring CO₂ flux monitoring - Pressure and water quality above the storage formation
<p>Operational monitoring</p> <p>Wellhead pressure, Injection and production rates Wellhead atmospheric CO₂ monitoring</p> <p>Microseismicity</p> <p>Seismic surveys</p>	<p>Well logs</p> <p>Wellhead pressure, Injection and production rates</p> <ul style="list-style-type: none"> - Wellhead atmospheric CO₂ monitoring - Microseismicity - Seismic survey - Gravity survey Electromagnetic Survey - Continuous CO₂ flux monitoring at 10 stations - Pressure and water quality above the storage formation
<p>Closure monitoring</p> <p>Seismic Survey</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Seismic survey - Gravity survey - Electromagnetic survey - Continuous CO₂ flux monitoring at 10 stations - Pressure and water quality above the storage formation - Wellhead pressure monitoring for 5 years, after which time the wells will be abandoned

Tab. 8: Überwachungsmethoden für verschiedene Kompartimente (SRIVASTAVA et al. 2009).

Objectives	Primary Technologies	Secondary Technologies	Potential Additional Technologies
Atmospheric Monitoring <i>Objectives:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Ambient CO₂ Concentration • CO₂ surface flux 		CO ₂ Detectors <i>(Ambient CO₂ Concentration)</i> Laser systems and LIDAR* <i>(Ambient CO₂ Concentration)</i>	Eddy Covariance <i>(Surface Flux)</i> Advanced Leak Detection System <i>(Surface Flux)</i> Isotopes
Near-Surface Monitoring <i>Objectives:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Groundwater Monitoring • Fluid Chemistry • Soil gas monitoring • Crustal Deformation • Leak Detection • Vegetative Stress Monitoring • Vadose Zone Characterization 	Geochemical Analysis <i>(Groundwater Monitoring)</i> <i>(Fluid Chemistry)</i>	Advanced Water Quality Analysis <ul style="list-style-type: none"> • Inorganics & Organics • Isotopes • Total Organic and Inorganic Carbon Aerial Photography <i>(Vegetative Stress)</i> <i>(Crustal Deformation)</i> Seismic Surveying <i>(Vadose zone characterization)</i> <i>(Leak Detection)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Shallow 2-D Seismic Soil and Vadose Zone Gas Monitoring <i>(Gas sampling)</i> Flux Accumulation Chamber <i>(Surface Flux)</i>	Tracers <i>(Leak Detection)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Noble Gases • Mercaptans • Stable Isotopes • Perfluorocarbons Geophysics <i>(Leak Detection)</i> <i>(Vadose zone characterization)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Conductivity • Induced Polarization • Self-Potential Tiltmeters <i>(Crustal Deformation)</i> Remote Sensing <i>(Crustal Deformation)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Color Infrared Transparency Film • Hyper-spectral – multispectral • Synthetic Aperture Radar & InSar
Subsurface Monitoring <i>Objectives:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Groundwater Monitoring • Soil Gas Monitoring • Leak Detection • Subsurface and Reservoir Characterization • Plume Tracking • Well Integrity Testing 	Water Quality Analysis <ul style="list-style-type: none"> • Injection Fluid Monitoring • Formation Fluid Monitoring • Water Level Caprock Integrity <i>(Subsurface and Reservoir Characterization)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Geomechanical Analysis • Core Collection Wireline Logging <i>(Well Integrity)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Temperature • Noise • Cement Bond • Density • Gamma Ray • Sonic <i>(Acoustic)</i> Physical Testing <i>(Well Integrity)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Annulus Pressure • Injection Volume/Rate • Wellhead Pressure • Downhole Pressure • Downhole Temperature 	Seismic Surveying <i>(Reservoir Integrity)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Acoustic (2-D and 3-D) • VSP • 2-D and 3-D Geochemistry <i>(Reservoir Integrity)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Brine/Fluid Composition • Tracer Injection/Monitoring Injection Well Logging <i>(Wireline Logging)</i> <i>(Plume Tracking)</i> <i>(Reservoir Integrity)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Temperature Logging • Reservoir Saturation Tool • Optical 	Geophysical Techniques <i>(Leak Detection)</i> <i>(Subsurface and Reservoir Characterization)</i> <i>(Plume Tracking)</i> <ul style="list-style-type: none"> • Crosswell Seismic • Microseismic <i>(Passive)</i> • EMIT • Magnetotelluric Sounding • Resistivity and EM • Electrical Resistivity Tomography • Time-lapse Gravity Survey • Electromagnetic Resistivity • Wireline Logging <i>(Well integrity and Subsurface Characterization)</i> - Resistivity

Tab. 9: Überwachung von Erdgasspeichern gemäß DIN EN 1918-1, Untertagespeicherung von Gas, Teil 1: Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Aquiferen

Ziel	Monitoring Methode	Parameter	Bedingung
Speicheraquifer			
Vertikale Abdichtung	Beobachtungsbohrungen, offen	Druck Gas-Wasser-Kontakt	keine Überschreitung des Betriebsdruckes
	Beobachtungsbohrungen, geschlossen	Gassättigung, mittels Neutron-Gammamessungen	(begrenzte Reichweite)
laterale Abdichtung	Beobachtungsbohrungen, offen	Gas-Wasser-Kontakt	
	Beobachtungsbohrungen, geschlossen	Gassättigung, mittels Neutron-Gammamessungen	
Druckerhöhung in Umgebung des Speichers	nur geologische Betrachtung und Prüfung der Vertretbarkeit¹		
Hangende Aquifere			
	Beobachtungsbohrungen, geschlossen	Druck Wasserchemismus	Bohrungen dürfen Abdecker Speicherreservoir nicht durchteufen
	Beobachtungsbohrungen, geschlossen	Gassättigung, mittels Neutron-Gammamessungen	(begrenzte Reichweite)
Bohrungen			
	Überwachung in kurzen Abständen durch regelmäßige Befahrung		Bohrungen müssen befahrbar sein

¹ „In den lagerstättentechnischen Durchführbarkeitsstudien sollte nachgewiesen werden, dass der Einfluss auf den Druck in der Speicheraquiferen und in den damit verbundenen Aquiferen vertretbar bleibt“ (DIN EN 1918, Punkt 4.6.).

Tab. 10: Überwachungsmethoden laufender CCS-Projekte

Site	Baseline-Phase	Betriebsphase	Literatur
Ketzin, Germany	3D-Seismic cross wellbore seismic survey Vertical seismic profiling (VSP) Moving-source seism. profiling (MSP) well logs Temperature profiling (DTS) brines and gas sampling surface CO ₂ flux	time lapse 3-D surface seismic Time-lapse cross-hole seismic Time-lapse VSP and MSP cross-hole electrical resistivity (ERT) electrical resistivity, Temperature profiling (DTS) borehole-fluid analysis surface and near-surface fluid chemistry Downhole gas composition	Förster et al. 2006
Frio Brine, Texas, USA	3D-Vertical seismic profiling cross wellbore seismic survey Groundwater sampling	Vertical seismic profiling cross wellbore seismic surveys Groundwater sampling Gas well and soil gas monitoring EM Inverted Resistivity Difference RST (Reservoir Saturation tool) (neutron)	Hovorka et al. 2005 Hovorka, Cohen 2006 dito dito Knox et al. (2003)
Otway, Australia	3D-Seismic Vertical seismic profile atmospheric monitoring ground water sampling soil gas sampling	time laps 3D seismic Vertical seismic profile microseismicity monitoring Wellhead and formation pressure and temperature ground water monitoring Gas well and soil gas monitoring	Sharma et al. (2009)

Anhang zu Kapitel 4

Quintessa FEP Datensatz

1.1 Prüfung Grundlagen

Die Kategorie „Prüfung Grundlagen“ bestimmt die Grenzbedingungen für jedwede Bewertung, dabei spezifizierend was beurteilt werden muss und warum. Die Bewertungsbasis hilft zu bestimmen, welche FEPs in der Analyse in Betracht gezogen werden müssen und welche aus der Betrachtung ausgeschlossen werden können.

1. Grund der Abschätzung
2. Endpunkt
3. Räumliche Ausdehnung
4. Zeitrahmen
5. Speicher-Annahmen
6. Angenommene zukünftige menschliche Aktivitäten
7. Rechtliche und regulatorische Rahmenwerke
8. Belange von Modellen und Daten

1.2 Externe Faktoren

Die Kategorie „Externe Faktoren“ beschreibt natürliche und menschliche Faktoren die außerhalb der Systemdomäne liegen. Diese FEPs sind sehr wichtig für die Bestimmung von Szenarien über die langfristige Entwicklung des Systems.

1.3 Geologische Faktoren

1. Neotetonik
2. Vulkanische und magmatische Aktivitäten
3. Seismizität
4. Hydrothermale Aktivitäten
5. Hydrologische und hydrogeologische Reaktionen auf geologische Änderungen
6. Großskalige Erosion
7. Meteoriten (oder ähnliche) Einschläge
8. Klimatische Faktoren

9. Globaler Klimawandel
10. Regionale and lokale Klimaänderungen
11. Änderungen des Meeresspiegels
12. Periglaziale Effekte
13. Glaziale und Eiskappeneffekte
14. Klima Effekte durch Erwärmung
15. Hydrologische und hydrogeologische Reaktionen auf Klimaänderungen
16. Reaktionen auf Klimaänderungen
17. Zukünftige menschliche Aktivitäten
18. Menschlicher Einfluss auf das Klima
19. Motivation und Wissensbelange
20. Soziale und institutionelle Entwicklungen
21. Technologische Entwicklungen
22. Bohrungs-Aktivitäten
23. Bergbau und andere Untergrundaktivitäten
24. Menschliche Aktivitäten an der Oberfläche
25. Wasser Management
26. Einfluss des Vorhandenseins von CO₂ auf zukünftige Operationen
27. Explosionen und Abstürze

1.4 CO₂-Einlagerung

Die Kategorie „CO₂-Einlagerung“ spezifiziert Details des vorgesehenen pre- und post-Schließungskonzepts.

1.5 Vor der Schließung (während Betrieb)

1. Speicherkonzept
2. CO₂ Mengen, Injektionsraten
3. CO₂ Zusammensetzung
4. Mikrobiologische Verschmutzung
5. Zeitrahmen und Planung
6. Administrative Kontrolle vor der Schließung
7. Überwachung der Speicherung vor der Schließung

8. Qualitätskontrolle
9. Unfälle und ungeplante Ereignisse
10. Überdruck

1.6 Nach der Schließung

1. Administrative Kontrolle nach der Schließung
2. Überwachung der Speicherung nach der Schließung
3. Aufzeichnungen, Kennzeichnungen
4. Reversibilität
5. Korrekturaktivitäten

1.7 CO₂ Eigenschaften, Wechselwirkungen und Transport

Die Kategorie "Eigenschaften, Wechselwirkungen und Transport" befasst sich mit solchen FEPs, die für das Verhalten des eingelagerten Fluids relevant sind. Die Eigenschaften von CO₂ verändern sich stark von Tiefe zu Oberflächennähe, und ein weites Spektrum an physischen und chemischen Reaktionen kann wichtig sein.

1.8 CO₂ Eigenschaften

1. Physikalische Eigenschaften von CO₂
2. CO₂ Phasenverhalten
3. CO₂ Löslichkeit und wässrige Speziation

1.9 CO₂ Wechselwirkungen

1. Effekte durch Druckaufbau im Reservoir auf Deckgesteine
2. Effekte durch Druckaufbau auf Reservoirfluide
3. Wechselwirkungen mit Kohlenwasserstoffen
4. Verdrängung salinärer Formationsfluide
5. Mechanische Prozesse und Bedingungen
6. Induzierte Seismizität
7. Subsidenz oder Uplift
8. Thermische Effekte am Injektionspunkt

1.10 Wasserchemie

1. Wechselwirkung von CO₂ mit chemischen Barrieren

2. Sorption and Desorption von CO₂
3. Freisatz von Schwermetallen
4. Mineralphasen
5. Mineralauflösung und -fällung
6. Ionenaustausch
7. Austrocknung von Ton

1.11 Gas Chemie

1.12 Gas Stripping

1.13 Gas Hydrate

1.14 Biogeochemie

1.15 Mikrobiologische Prozesse

1.16 Biomasse Aufnahme von CO₂

1.17 CO₂ Transport

1. Advektion von freiem CO₂
2. Fault valving (Störungsventil?)
3. Auftriebs getriebener Fluss
4. Verdrängung von Formationswässern
5. Lösung in Formationswässern
6. Wasservermittelter Transport
7. CO₂ Freisatz Prozesse
8. Limnische Eruption
9. Co-Migration von anderen Gasen

1.18 Geosphäre

Die Kategorie „Geosphäre“ befasst sich mit der Geologie, Hydrogeologie und Geochemie des Speichersystems. Zusammen genommen beschreiben die FEPs dieser Kategorie das was wir wissen, bevor die CO₂-Einlagerung beginnt.

1.19 Geologie

1. Geographische Lage
2. Naturschutzgebiete
3. Reservoir Typ

4. Reservoir Geometrie
5. Reservoir Exploitation
6. Deckgestein oder abdichtende Formation
7. Zusätzliche Abdichter
8. Lithologie
9. Lithifizierung / Diagenese
10. Porenarchitektur
11. Unkonformitäten
12. Heterogenitäten
13. Brüche und Störungen
14. Unentdeckte Eigenschaften
15. Vertikaler geothermischer Gradient
16. Formationsdruck
17. Stress and mechanische Eigenschaften
18. Petrophysikalische Eigenschaften

1.20 Fluide

1. Fluid Eigenschaften
2. Hydrogeologie
3. Kohlenwasserstoffe

1.21 Bohrlöcher

Die Kategorie „Bohrlöcher“ befasst mit menschlichen Aktivitäten, die das natürliche System verändern. Sowohl Bohrungen, die für Speicheraktivitäten niedergebracht werden, als auch Bohrungen, die für andere Zwecke getätigt wurden, sind für das Langzeitverhalten des Systems relevant.

1.21.1 Bohrung und Verschluss

1. Beschädigungen der Formation
2. Bohrung Auskleidung und Abschluss
3. Workover
4. Überwachungsbohrungen
5. Bohrungsprotokolle

1.21.1.1 Bohrlochversiegelung und Aufgabe

1. Verschluss und Abdichtung von Bohrlöchern
2. Ausfall der Abdichtung
3. Blowouts
4. Aufgegebene Bohrungen
5. Bodenkriechen um Bohrlöcher

1.22 Oberflächennahe Umwelt

Die Kategorie „Oberflächennahe Umwelt“ befasst sich mit Faktoren die wichtig werden können, sollte gelagertes CO₂ in Bereiche eindringen, die Menschen zugänglich sind. Die Umwelt kann terrestrischer oder mariner Natur sein, und menschliches Verhalten muss für diese Bereiche beschrieben werden.

1.22.1 Terrestrische Umwelt

1. Topographie und Morphologie
2. Böden und Sedimente
3. Erosion and Ablagerung
4. Atmosphäre und Meteorologie
5. Hydrologisches Regime und Wassergleichgewicht
6. Oberflächennahe Aquifere und oberflächliche Wasserkörper
7. Terrestrische Flora und Fauna
8. Terrestrische Ökosysteme

1.22.2 Marine Umwelt

1. Charakteristika an Küsten
2. Lokale Ozeanographie
3. Marine Sedimente
4. Marine Flora und Fauna
5. Marine Ökosysteme

1.23 Menschliches Verhalten

1. Menschliche Charakteristika
2. Ernährung und Verarbeitung

3. Lifestyle
4. Land- und Wassernutzung
5. Kommunale Charakteristika
6. Gebäude

2 Auswirkungen

Die Kategorie "Auswirkungen" befasst sich mit allen Endpunkten, die von Interesse sind für die Bewertung der Durchführung des Projektes und der Sicherheit. Auswirkungen könnten sich auf Menschen, Flora, Fauna oder die physische Umwelt erstrecken.

2.1 System Funktion

2.2 Auswirkungen auf die physikalische Umwelt

1. Verschmutzung von Grundwasser
2. Auswirkungen auf Böden und Sedimente
3. Freisatz in die Atmosphäre
4. Auswirkungen von Exploitation auf Naturschutzgebiete
5. Modifizierte Hydrologie und Hydrogeologie
6. Modifizierte Geochemie
7. Modifizierte Seismizität
8. Modifizierte Oberflächen Topographie
9. Bildung von Senkungslöchern

2.3 Auswirkungen auf Flora und Fauna

1. Erstickungs- (Asphyxiation) Effekte
2. Effekt von CO₂ auf Pflanzen und Algen
3. Ökotoxikologie von Verschmutzungen
4. Ökologische Effekte
5. Modifizierung mikrobieller Systeme

2.4 Auswirkungen auf Menschen

1. Gesundheitseffekte von CO₂
2. Toxizität von Verschmutzungen
3. Auswirkungen physikalische Störungen (Brüche, Risse)
4. Auswirkungen ökologischer Veränderungen

Anhang zu Kapitel 5

„Accounting und Reporting“ - **Europäischer Emissionshandel: „Monitoring and Reporting Guidelines“**

CCS ist ab der dritten Handelsperiode 2013 im Europäischen Emissionshandel verankert.

Wie Emissionen im Emissionshandel zu errechnen und zu berichten sind, ist in den „Monitoring und Reporting Guidelines“ (MRG) der EU dargelegt. Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen enthalten Überwachungsaufgaben, in denen Überwachungsmethode und -häufigkeit festgelegt sind. An der Anerkennung von Tätigkeiten im Zusammenhang mit der CO₂-Abscheidung und -Speicherung im Sinne von Artikel 24 der Richtlinie wird derzeit gearbeitet. Eine Entscheidung der Kommission zur Erweiterung der Entscheidung 2007/589/EC liegt seit 20. März 2009 vor.

Dieser Anhang beschreibt die spezifischen Richtlinien für die geologische CO₂-Speicherung in Bezug auf die Grenzen und die Bestimmung von CO₂-Emissionen.

Vorgesehene nachweispflichtige Emissionen bei der Speicherung:

- Motoren, Pumpen, Geräte die im Rahmen der CO₂-Einlagerung fossil befeuert werden
- Austretendes CO₂ am Injektionsplatz
- Flüchtige Emissionen am Injektionspunkt
- Durchbruchs-CO₂ bei EOR Projekten
- Leckage

Da es um Emissionen geht, liegt der Fokus des Interesses an der Ermittlung, Messung und Behandlung möglicher Leckagen. Die Überwachung und Messung soll beginnen, wenn eine Leckage zu Emissionen oder CO₂-Freisatz in die Wassersäule führt. Überwachung erfolgt so lange, bis Emissionen und/oder Freisatz in die Wassersäule gestoppt wurde und nachweislich kein CO₂ mehr in die Atmosphäre austritt.

Im Rahmen des Emissionshandels (und des CO₂-Budgets) wird zwischen Biomasse- und fossilem CO₂ unterschieden. Biomasse wird als CO₂-neutral betrachtet und nur fossiles CO₂ unterliegt dem Zertifikate-Nachweis. Würde also theoretisch ausschließlich Biomasse CO₂ gespeichert und dieser Speicher würde lecken, bestünde keine Zertifikate-Nachweispflicht. Allerdings greift diese Differenzierung bei der Ermittlung von Leckagen

nicht mehr. Das gesamte entwichene CO₂ wird betrachtet.

Emissionen und Freisatz in die Wassersäule werden wie folgt berechnet:

$$\text{CO}_2 \text{ emittiert [tCO}_2\text{]} = \text{Summe start-end L CO}_2 \text{ [tCO}_2\text{/d]} \quad (\text{L CO}_2 = \text{Masse CO}_2)$$

Für jeden Tag, an dem die Leckage auftritt, soll diese berechnet werden als der Durchschnitt der Masse, die pro Stunde [tCO₂/h] freigesetzt wird, multipliziert mit 24.

Der Startbeginn der Emission / Freisatz in die Wassersäule durch eine Leckage ist festzulegen. Drei Möglichkeiten bietet die MRG-Richtlinie an:

- a) der letzte Zeitpunkt, an dem keine Emissionen / Freisatz in die Wassersäule von der Quelle unter Betrachtung berichtet wurden
- b) der Zeitpunkt, an dem die Injektion gestartet wurde
- c) ein anderer Zeitpunkt, an dem nachgewiesenermaßen keine Emissionen / Freisatz in die Wassersäule vor dem genannten Zeitpunkt statt fand.

Datenunsicherheit

Da die Unsicherheiten bei der Bestimmung von Leckagemengen bei der Einlagerung von CO₂ voraussichtlich relativ groß sind, wird ein Unsicherheitsaufschlag von ±7,5% vorgenommen. Sollte die Unsicherheit größer als ±7,5% sein, wird das berichtspflichtige CO₂ wie folgt berechnet:

$$\text{CO}_2 \text{ berichtet [tCO}_2\text{]} = \text{CO}_2 \text{ quantifiziert [tCO}_2\text{]} * (1 + (\text{Unsicherheit System [\%]} / 100) - 0,075)$$

2006 IPCC „Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“

Die im Jahr 2006 überarbeiteten internationalen IPCC-Richtlinien für die Ermittlung von Treibhausgas Inventaren betrachten erstmalig den Umgang mit CCS Projekten. Diese wurden am 8.6.2010 von der Europäischen Kommission beschlossen (210/345/EU).

Kapitel 5 der Richtlinie umfasst ausschließlich die Einlagerung von CO₂ in geologischen Formationen und schließt damit auch Emissionen aus Abscheidung, Transport und Injektionstätigkeit aus. Diese Emissionen werden in anderen Kapiteln behandelt, da bereits gängige Praxis.

Berichtspflichtig sind CO₂-Austritte in die Luft und/oder den Boden (an Land oder den Meeresboden). Mögliche Austrittswege sind in unten stehender Tabelle beschrieben.

Die Ermittlung der Emissionen erfolgt nach einer so genannten Ebene 3-Prozedur mit folgenden Angaben:

- Identifikation des Projektes
- Speicherstandort
- Art des Projektes (assoziiert mit EOR, EGR, ECBM)
- Angaben zu Zeitpunkt Injektionsbeginn
- Quelle des eingelagerten CO₂, jährliche Menge, kumulative Menge CO₂ im Speicher zum Zeitpunkt der Berichtsabgabe
- Infrastruktur (Abscheidung und Kompression am Injektionsort, Pipeline-Verbindungen, Injektionstechnologie etc.)
- Angaben zu grenzüberschreitenden CO₂-Transfer
- Detaillierte Speichercharakterisierung (inklusive Langfristverhalten, Sensitivitätsanalyse)
- Risikoanalyse
- Überwachungsplan
- Angaben über den Überwachungsplan in Anlehnung an den IPCC SRCCS
- Ermittlung und Überprüfung, Bericht der jährlichen Emissionen

Die nationalen Emissionen eines CO₂-Speicherprojektes sind die Summe der projektspezifischen Emissionsabschätzungen. Grenzüberschreitende Emissionen (Leckagen aus Export von CO₂ der Lagerung) sind meldepflichtig.

Datenunsicherheit

Der Ebene-3-Ansatz erfordert eine Unsicherheitsanalyse. Die Höhe der Unsicherheit ergibt sich aus der Qualität / Präzision der genutzten Monitoring-Technologien (Art der Technologie, Probandichte und Messhäufigkeit), und der Qualität der Modelle, die zur Abschätzung möglicher Leckagen herangezogen werden. Prozentangaben scheinen für diese Projekte wenig geeignet, es sollte auf Konvidenz-Intervalle und Wahrscheinlichkeitskurven zurück gegriffen werden.

Qualitätskontrolle (QA/QC = Quality Assurance / Quality Control)

Überprüfung: Die im Berichtsjahr abgeschiedene und angelieferte Menge CO₂ darf nicht größer sein als die Menge an eingelagertem CO₂ plus der gemessenen Emissionen.

Idealfall: (Abscheidung + Import) = (Einlagerung + Export + Leckage)

Abweichungen muss nachgegangen werden.

Glossar

In dem vorliegenden Bericht verwendete Begriffe sind im Folgenden kurz erläutert. Im Wesentlichen folgen wir dabei den Definitionen der Richtlinie 2009/31/EG.

Abhilfemaßnahmen: jede Maßnahme, mit der erhebliche Unregelmäßigkeiten korrigiert oder Leckagen behoben werden, um den Austritt von CO₂ aus dem Speicherkomplex zu verhindern oder zu unterbinden (2009/31/EG)

CO₂-Fahne: die Ausdehnung der CO₂-reichen Fluidphase im Speicher

Erhebliches Risiko: die Kombination der Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts und eines Schadensausmaßes, die nicht unbeachtet bleiben kann, ohne den Zweck dieser Richtlinie für die betreffende Speicherstätte in Frage zu stellen (2009/31/EG)

Erhebliche Unregelmäßigkeit: jede Unregelmäßigkeit bei den Injektions- oder Speichervorgängen oder bei dem Zustand des Speicherkomplexes als solchen, die mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für die Umwelt oder die menschliche Gesundheit behaftet ist (2009/31/EG)

Grundüberwachung („baselinemonitoring“): Dokumentation der Ausgangssituation vor der CO₂-Speicherung, insbesondere Messungen zur Erfassung charakteristischer Datensätze zeitlich und räumlich variabler, zu überwachender Parameter.

Hydraulische Einheit: ein hydraulisch verbundener Porenraum, in dem die Druckausbreitung mit technischen Mitteln gemessen werden kann und der durch Flussbarrieren wie Verwerfungen, Salzdome und lithologische Grenzen oder durch das Aufbrechen oder Zutagetreten der Formation begrenzt ist (2009/31/EG)

Leckage: der Austritt von CO₂ aus dem Speicherkomplex (2009/31/EG)

Migration: die Bewegung von CO₂ innerhalb des Speicherkomplexes Speicherkomplex: die Speicherstätte und die umliegenden geologischen Gegebenheiten, die die allgemeine Speicherintegrität und die Speichersicherheit beeinflussen können (d. h. sekundäre Rückhalteformationen (2009/31/EG)

Schließung einer Speicherstätte: endgültige Einstellung der CO₂-Injektion in diese Speicherstätte (2009/31/EG)

Überwachungskonzept: Generelle Anforderungen zur Überwachung von CO₂-Speichern und davon beeinflusster Bereiche oder gefährdeter Schutzgüter

Überwachungsplan: Standortbezogene Begründung und Spezifizierung von Überwachungsmethoden, Mess- und Beobachtungsgebieten, Messstellen und -zeiten.

Nachsorgephase: der Zeitraum nach der Schließung eines Speicherkomplexes, einschließlich des Zeitraums nach der Übertragung der Verantwortung auf die zuständige Behörde;-

Anhang zu Kapitel 1-5 (Gesetze und Verordnungen)

1. Europäische Union

Umweltverträglichkeitsprüfung (85/337/EG und 97/11/EG)

Die Richtlinie zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei definierten Projekten wird für CCS bei einer Abtrennung von mindestens 1,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr, bei einem Pipelinetransport mit einem Rohrdurchmesser von mehr als 800 mm und einer Länge von mehr als 40 km, sowie generell bei der CO₂-Einlagerung angewandt.

Art.5 (3)

5. Beschreibung des Projekts nach Standort, Art und Umfang;

6. Beschreibung der Maßnahmen, mit denen erhebliche nachteilige Auswirkungen vermieden, verringert und soweit möglich ausgeglichen werden sollen;

7. Notwendige Angaben zur Feststellung und Beurteilung der Hauptauswirkungen, die das Projekt voraussichtlich auf die Umwelt haben wird;

8. Übersicht über die wichtigsten anderweitigen vom Projektträger geprüften Lösungsmöglichkeiten und Angabe der wesentlichen Auswahlgründe im Hinblick auf die Umweltauswirkungen;

9. Eine nichttechnische Zusammenfassung der unter den oben genannten Punkten genannten Angaben.

Umwelthaftung (2004/35/EG)

Richtlinie über Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden: Die Richtlinie regelt die Haftung für örtliche Umweltschäden durch CCS. Der Betrieb von Speicherstätten wird in die Richtlinie mit einbezogen (Stand: Dezember 2008).

Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG)

Die Wasserrahmenrichtlinie wird angepasst, um die Injektion von CO₂ in saline Aquifere zu Zwecken der geologischen Speicherung zuzulassen (Stand: Dezember 2008).

EU - ETS (2003/87/EG)

Die Emissionshandels (ETS)- Richtlinie wird dahingehend erweitert, dass bei Leckagen Zertifikate abzugeben sind. Hierzu werden Monitoring und Reporting Richtlinien für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ erarbeitet (Stand: Dezember 2008).

2. Deutschland

Bundesberggesetz

Die Verbringung des CO₂ in den Untergrund könnte zunächst nach dem Bundesberggesetz (BBergG) genehmigungsbedürftig sein. Nach § 2 Absatz 2 Nr. 2 BBergG gilt es auch für das Errichten und den Betrieb von Untergrundspeichern. Dies sind nach § 4 Absatz 9 BBergG Anlagen zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen, Flüssigkeiten und festen Stoffen mit Ausnahme von Wasser. Jedoch ist unter der Speicherung „im Einklang mit dem allgemeinen Sprachgebrauch nur die mit dem Zweck einer späteren Wiederverwendung verbundene Einlagerung zu verstehen.“ Dies ist jedoch nicht Sinn und Zweck der Verbringung von CO₂. Eine Genehmigungsbedürftigkeit nach dem BBergG scheidet damit aus .

Dennoch ließen sich Teilaspekte durchaus zur Anwendung bringen. Umso mehr, als es bislang noch keine verabschiedete CCS-Richtlinie gibt, die die Einlagerung von CO₂ regelt. Bohrungen von mehr als 100 m Tiefe unterliegen immer der bergrechtlichen Betriebsplanpflicht durch die zuständige Bergbehörde. Diese Regelungen können auch für Bohrungen im Rahmen eines CO₂-Einlagerungsprojektes angewandt werden. So findet sich beispielsweise in der BVOT, dass bei Bohrungen, die zur sonstigen Einleitung von Stoffen in den Untergrund bestimmt sind (Versenkbohrungen), Vorsorge dafür zu treffen ist, dass die durch die Bohrung eingeleiteten Stoffe nicht in andere als die dafür bestimmten Gebirgsschichten oder Hohlräume gelangen können.

Es kann auch davon ausgegangen werden, dass die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplans und Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 52 Abs.1 BBergG weiterhin Bestand haben wird, da die EU-CCS-Richtlinie im Ansatz eine Umweltverträglichkeitsprüfung von CCS-Projekten vorsieht.

Für die Erlaubnis zur Untersuchung eines potentiellen Speicherortes könnten §§ 10, 11 Nr. 1 bis 4 sowie 6 bis 10, §§ 14, 15, 16 Abs.1 bis 3 BBergG Anwendung finden. § 15 (Beteiligung anderer Behörden) müsste entsprechend weiter ausgelegt werden, da mit grenzüberschreitenden (Bund, Land) Projekten zu rechnen ist.

Umweltverträglichkeitsprüfung

UVP § 6 (3) Unterlagen des Trägers des Vorhabens

Mit der Erarbeitung des Deutschen CCS-Gesetzes wird auch Anlage 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vom 12.02.1990 in der Fassung vom 25. Juni 2005 (BGBl. I S. 1757), das zuletzt durch Gesetz vom 23.10.2007 (BGBl. I S. 2470) geändert worden ist, um Abscheidung, Transport und Einlagerung von CO₂ erweitert.

Für eine UVP sind folgende Angaben notwendig:

10. Beschreibung des Vorhabens mit Angaben über Standort, Art und Umfang sowie Bedarf an Grund und Boden,

11. Beschreibung der Maßnahmen, mit denen erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen des Vorhabens vermieden, vermindert oder, soweit möglich, ausgeglichen werden, sowie der Ersatzmaßnahmen bei nicht ausgleichbaren, aber vorrangigen Eingriffen in Natur und Landschaft,

12. Beschreibung der zu erwartenden erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen des Vorhabens unter Berücksichtigung des allgemeinen Kenntnisstandes und der allgemein anerkannten Prüfungsmethoden,

13. Beschreibung der Umwelt und ihrer Bestandteile im Einwirkungsbereich des Vorhabens unter Berücksichtigung des allgemeinen Kenntnisstandes und der allgemein anerkannten Prüfungsmethoden sowie Angaben zur Bevölkerung in diesem Bereich, soweit die Beschreibung und die Angaben zur Feststellung und Bewertung erheblicher nachteiliger Umweltauswirkungen des Vorhabens erforderlich sind und ihre Beibringung für den Träger des Vorhabens zumutbar ist,

14. Übersicht über die wichtigsten, vom Träger des Vorhabens geprüften anderweitigen Lösungsmöglichkeiten und Angabe der wesentlichen Auswahlgründe im Hinblick auf die Umweltauswirkungen des Vorhabens.

Eine allgemein verständliche, nichttechnische Zusammenfassung der Angaben ist beizufügen. Die Angaben müssen Dritten die Beurteilung ermöglichen, ob und in welchem Umfang sie von den Umweltauswirkungen des Vorhabens betroffen werden können.

Umweltschadensgesetz

Mit der Erarbeitung des Deutschen CCS-Gesetzes wird im Umweltschadensgesetz vom 10. Mai 2007 (BGBl. I S. 666) wird in Anlage 1 der Betrieb von Kohlendioxidspeichern gem. § 3 Nummer 6 des Gesetzes über den Transport und die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid“ eingefügt.

Das Gesetz regelt die Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden. Dieses Gesetz gilt nunmehr auch für Umweltschäden und unmittelbare Gefahren solcher

Schäden, sowie Schädigungen von Arten und natürlichen Lebensräumen im Sinn des

§ 21a Abs. 2 und 3 des Bundesnaturschutzgesetzes die durch den Betrieb von CO₂-Speichern verursacht werden.

Wasserhaushaltsgesetz (WHG)

Für CO₂-Speicherprojekte ist möglicherweise eine wasserrechtliche Genehmigung notwendig.

§ 1: Das Gesetz gilt unter anderem für das unterirdische Wasser in der Sättigungszone, das in unmittelbarer Berührung mit dem Boden oder dem Untergrund steht (Grundwasser).

§ 3 § (5): Einleiten von Stoffen in das Grundwasser

§ 19b (2): Die Genehmigung ist zu versagen, wenn durch die Errichtung oder den Betrieb eine Verunreinigung der Gewässer oder eine sonstige nachteilige Veränderung ihrer Eigenschaften zu besorgen ist und auch durch Auflagen nicht verhütet oder ausgeglichen werden kann.

§ 19g (5): Wassergefährdende Stoffe im Sinne der §§ 19g bis 19l sind feste, flüssige und gasförmige Stoffe, die geeignet sind, nachhaltig die physikalische, chemische oder biologische Beschaffenheit des Wassers nachteilig zu verändern. [CO₂ ist hier nicht erwähnt]

§ 34 (2): Stoffe dürfen nur so gelagert oder abgelagert werden, dass eine schädliche Verunreinigung des Grundwassers oder eine sonstige nachteilige Veränderung seiner Eigenschaften nicht zu besorgen ist.

Eine Schädigung der Gewässer im Sinn des Umweltschadensgesetzes ist jeder Schaden, der erhebliche nachteilige Auswirkungen auf

1. den ökologischen oder chemischen Zustand eines oberirdischen Gewässers oder Küstengewässers,
2. das ökologische Potential oder den chemischen Zustand eines künstlichen oder erheblich veränderten oberirdischen Gewässers oder Küstengewässers oder
3. den chemischen oder mengenmäßigen Zustand des Grundwassers hat.

Umweltgesetzbuch (UGB): Zweites Buch - Wasserwirtschaft

Am 01.02.2009 ist das Umweltgesetzbuch vorerst auf Eis gelegt worden. Die möglichen für die CO₂-Speicherung relevanten Passagen werden dennoch der Vollständigkeit halber aufgeführt.

Im Entwurf vom 20. Mai 2008 finden sich in Kapitel 3, Abschnitt 1 Informationen zur Festsetzung von Wasserschutzgebieten und dem Umgang mit Heilquellen.

§ 43: Wasserschutzgebiete - Soweit es das Wohl der Allgemeinheit erfordert, ... kann eine Landesregierung durch Rechtsverordnung Wasserschutzgebiete festsetzen; Trinkwasserschutzgebiete sollen nach Maßgabe der allgemein anerkannten Regeln der Technik in Zonen mit unterschiedlichen Schutzbestimmungen unterteilt werden.

Wasserschutzgebiete dienen der langfristigen Sicherung der öffentlichen Wasserversorgung. Die Festsetzung der Schutzgebiete erfolgt durch die Bezirksregierungen. Für die Einhaltung der Vorschriften der Wasserschutzgebietverordnung sind im Allgemeinen die unteren Wasserbehörden zuständig. Wasserschutzgebiete umfassen grundsätzlich das gesamte Einzugsgebiet einer Trinkwassergewinnungsanlage. Der unterschiedlichen Auswirkung der Gefahrenherde auf die Wassergewinnung wird durch Gliederung des Wasserschutzgebietes in Schutzzonen entsprochen: Zone I (Fassungsbereich) dient dem Schutz der unmittelbaren Umgebung der Fassungsanlage vor jeglicher Verunreinigung. Er ist, außer bei Talsperren, sehr klein und nur dem Betreiber der Gewinnungsanlage zugänglich. Außer der Aufrechterhaltung der Gewinnung ist praktisch jede Nutzung verboten. Zone II (die Engere Schutzzone) entspricht der so genannten 50-Tage-Linie. Von dieser Linie benötigt das Grundwasser 50 Tage bis zum Eintreffen in der Fassungsanlage.

Zone III (die weitere Schutzzone) soll den Schutz vor weitreichenden Beeinträchtigungen besonders durch nicht oder nur schwer abbaubare Verunreinigungen gewährleisten. Die Zone III umfasst nach Möglichkeit das gesamte Wassereinzugsgebiet.

§ 45 - Heilquellenschutz: Zum Schutz staatlich anerkannter Heilquellen kann die Landesregierung durch Rechtsverordnung Heilquellenschutzgebiete festsetzen.

Heilquellen sind natürlich zutage tretende oder künstlich erschlossene Wasser- und Gasvorkommen, die aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung, ihrer physikalischen Eigenschaften oder nach der Erfahrung geeignet sind, Heilzwecken zu dienen. Es entstammt unterirdischen Wasservorkommen und weist je nach Herkunft einen natürlichen Gehalt an Mineralstoffen und Spurenelementen auf.

Durch Festsetzungen von Heilquellenschutzgebieten sollen staatlich anerkannte Heilquellen vor Beeinträchtigungen geschützt werden. Zu diesem Zwecke werden qualitative Schutzzonen ausgewiesen. Üblicherweise erfolgt eine Untergliederung in die Zonen I-III, wie bei Trinkwasserschutzgebieten. Bei älteren Schutzgebieten finden sich auch Zonen IV und V. Zusätzlich werden oft quantitative Schutzzonen festgesetzt. Sie sollen gewährleisten, dass das Fließsystem und die Ergiebigkeit nicht beeinträchtigt und die natürlichen Konzentrationen nicht verändert werden. Die Zonen werden mit A-D ge-

kennzeichnet. Quantitative und qualitative Zonen von Heilquellenschutzgebieten überschneiden sich in der Regel.

Die Wasserbehörde kann dem Eigentümer und dem Unternehmer besondere Betriebs- und Überwachungspflichten auferlegen, die im Interesse der Erhaltung der Heilquelle erforderlich sind. Auch außerhalb eines festgesetzten Heilquellenschutzgebietes können durch Verfügung Handlungen untersagt werden, die geeignet sind, den Bestand oder die Beschaffenheit staatlich anerkannter Heilquellen zu gefährden.

3. Internationale und regionale Abkommen

Meeresschutzabkommen

London Protokoll / Konvention

Die 1972 aufgestellte Konvention zum Schutz der Verschmutzung der Meere („London Konvention“) ist eines der ersten globalen Abkommen zum Schutz der Meere. Sie ist in Kraft seit 1975 und wurde 1996 mit dem „London Protokoll“ modernisiert. Im Protokoll ist das Einbringen von Abfall verboten, Ausnahmen sind in einer sogenannten „Reverse List“ geregelt. Das Protokoll ist 2006 in Kraft getreten.

Das London Protokoll gestattet seit November 2006 die Einlagerung von CO₂ in geologischen Formationen unterhalb des Meeresbodens. Im Nachklang dieser Entscheidung wurden Verfahrensanforderungen entwickelt. Was in den Genehmigungsverfahren für CCS-Projekte beachtet werden muss, ergibt sich aus Anlage 2 des London Protokolls und den dazu gehörigen Richtlinien.

15. Prüfung hinsichtlich der Vermeidungsmöglichkeiten des Abfallaufkommens
16. Menge und Form des CO₂-Gemisches, die damit verbundene Verschmutzung, Quelle des CO₂, Inhalt des Gemisches (CO₂ und alle sonstigen Stoffe), soll beurteilt werden.
17. Prüfung der Möglichkeiten in der Abfallwirtschaft
18. Erbringung des Nachweises, dass folgende Punkte berücksichtigt wurden: Behandlung zwecks Verringerung / Entfernung der mit dem CO₂ verknüpften Nebensubstanzen, andere Lagerungsmöglichkeiten zum Beispiel an Land.
19. Chemische, physikalische und biologische Eigenschaften
20. Eine exakte Beschreibung des CO₂ ist notwendig. Die Analyse soll folgende Punkte

beinhalten: Herkunft, Gesamtmenge, durchschnittliche Zusammensetzung; physikalische und chemische Eigenschaften; Toxizität, Beständigkeit und Bioakkumulationspotential.

21. Die Vertragsparteien erarbeiten auf nationaler Ebene einen Maßnahmenkatalog zur Schaffung eines Verfahrens für die Überwachung.

22. Wahl des Einbringungsortes

Angabe von:

a) Physikalische, chemische und biologische Eigenschaften der Wassersäule und des Meeresbodens

b) Lage von wertvollen Bestandteilen der Umwelt und andere Nutzungen des Meeres in dem Speichergebiet von Interesse

c) Bewertung des bei der Einbringung entstehenden Stromes von Stoffen im Verhältnis zu den in der Meeresumwelt bestehenden Strömen von Stoffen

d) wirtschaftliche und betriebstechnische Durchführbarkeiten

e) Beschreibung der geologischen Formationen des Meeresuntergrundes

- Wassertiefe und Einbringungs- und Lagerungstiefe
- Speicherkapazität, Injektionsfähigkeit und Durchlässigkeit der geologischen Speicherformation
- Eignung zur Langzeitspeicherung
- Umliegendes Gestein, inkl. tektonische Gegebenheiten
- Potentielle Migrations- und Leckagepfade (über Zeit)
- Potentielle Auswirkungen von Leckagen für die Meeresumwelt
- Potentielle Interaktionen des CO₂ mit der geologischen Formation und deren Auswirkungen
- Potentielle Überwachungsanforderungen
- Verringerungs- und Sanierungsmöglichkeiten
- Wirtschaftliche und betriebstechnische Durchführbarkeiten

f) Beschreibung des potentiellen Einbringungsgebietes

Küstengebiete und Gebiete von besonderer natürlicher, wissenschaftlicher, kultureller,

oder historischer Bedeutung (z.B. Meeresschutzgebiete, Gebiete mit besonderem Artenvorkommen)

- Fischgründe; Laich-, Aufzucht-, Balzgebiete; Zug- und Wanderungsgebiete; Saisonale und entscheidende Habitate; Schifffahrtslinien; Militärische Sperrgebiete
- Sonstige technische Nutzung des Meeresbodens (Bergbau, Unterseekabel, Energiegewinnung)

23. Bewertung von möglichen Auswirkungen

Nach §12 der Anlage 2 des London Protokolls ist bei der Bewertung möglicher Auswirkungen eine ausführliche Darstellung der zu erwartenden Folgen, der verschiedenen Möglichkeiten einer Lagerung auf See oder Land, anzustreben, d.h. es ist eine Auswirkungshypothese zu erstellen.

24. Überwachung und Risikomanagement

Die zu beachtenden Kriterien sind unter 8.2, Anlage 3 Report

OSPAR (für Nordsee)

Das OSPAR Übereinkommen gilt als regionales Meeresschutzübereinkommen für den Bereich des Nordatlantiks und der Nordsee. Nach Art. 2 Abs.1 OSPAR Anlage 1 unterliegen Absetzungen vom Lande aus in das Meeresgebiet aus Punktquellen einer Genehmigung.

Mit Beschluss der OSPAR-Kommission vom Juni 2007 wird die Einlagerung von CO₂ in geologischen Formationen unter dem Meeresboden erlaubt. Die OSPAR-Kommission hat mit der Entscheidung 2007/2 allgemeine Grundsätze für die Genehmigung und Regelung aufgestellt und daneben Richtlinien für die Risikobewertung und das Risikomanagement verabschiedet.

Für eine Genehmigung sind folgende Angaben notwendig:

- Formulierung der Problemstellung
- Auswahl und Beschreibung des Speicherortes
- Beschreibung des CO₂-Stroms
- Wirkungsanalyse
- Risikobeschreibung
- Risikomanagement

Helsinki Konvention (für Ostsee)

Das Helsinki-Übereinkommen regelt die Verschmutzung vom Lande oder von See aus. Die Verschmutzung vom Lande umfasst die Verschmutzung des Meeres durch punktuelle oder diffuse Einträge aus allen Quellen an Land, die auf dem Wasser- oder Luftweg oder unmittelbar von der Küste aus ins Meer gelangen.

Eine Regelung bezüglich der Einlagerung von CO₂ in geologische Formationen unter dem Meeresboden besteht nicht. Letztlich wäre die Einlagerung von CO₂ im Ostseegebiet derzeit nur im Rahmen einer landseitigen Einleitung möglich.

Andere Internationale Abkommen

Internationale Abkommen zur Umweltverträglichkeit basieren auf den Schlussfolgerungen der Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung von 1992 (so genannte „Rio-Deklaration“).

Punkt 17 der Deklaration besagt, dass eine UVP als nationales Instrument bei Projekten, die einer Bewilligung unterliegen, durchgeführt werden soll, wenn diese Projekte unter Umständen schädliche Umweltauswirkungen haben.

Punkt 19 der Deklaration weist weiter darauf hin, dass mögliche grenzüberschreitende Umweltauswirkungen frühzeitig dem Nachbarstaat angezeigt werden müssen.

Konvention zur Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Kontext – „Espoo (EIA) Konvention“

Das Abkommen wurde 1991 angenommen und trat am 10. September 1997 in Kraft. Es regelt die Maßnahmen zur Verhinderung, Minderung, Kontrolle grenzüberschreitender Umweltschäden durch geplante Aktivitäten.

Anhang 1 des Abkommen listet die von dieser Regelung betroffenen Aktivitäten. Die Speicherung von CO₂ in tiefen geologischen Formationen wurde noch nicht in die Liste aufgenommen (Stand 02/2009).

Protokoll der Strategischen Umweltverträglichkeitsprüfung SEA (Kiev, 2003) zum Übereinkommen über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen

Das Protokoll ist ein Zusatzabkommen zur Espoo Konvention. Es wurde im Mai 2003 verabschiedet, ist aber noch nicht in Kraft.

Tabelle 1: Vergleich von EIA (Environmental Impact Assessment = Umweltverträglichkeitsprüfung, UVP) und SEA (Strategic Environmental Assessment = Strategische Umweltverträglichkeitsprüfung, SUVP). Übersetzt von: IEAGHG (2007): Environmental Assessment for CCS Projects. Tech.Study, Report Nr. 2007/1, Seite 4

EIA	SEA
Erfolgt üblicherweise reaktiv auf ein geplantes CCS Projekt	Ist pro-aktiv und informiert CCS-Projekte
Schätzt die Auswirkungen eines geplanten CCS-Projektes auf die Umwelt ab	Schätzt die Auswirkungen von CCS-Richtlinien und -Programmen auf die weitere Umwelt oder die Auswirkungen auf Entwicklungsmöglichkeiten und Bedürfnisse von CCS ab
Bezieht sich auf ein spezifisches Projekt	Bezieht sich auf Gebiete, Regionen oder Sektoren der CCS-Entwicklung
Hat einen klar definierten Zeithorizont (Anfang und Ende)	Ist ein kontinuierlicher Prozess mit dem Ziel, Informationen zur rechten Zeit zur Verfügung zu stellen
Schätzt direkte Schäden und Nutzen eines geplanten CCS-Projektes ab	Schätzt kumulative Schäden ab und identifiziert Konsequenzen und Themen für nachhaltige Entwicklung ab
Fokussiert auf die Verringerung negativer Auswirkungen von CCS und möglicher CO ₂ -Leckagen	Fokussiert auf den Erhalt eines gewählten Grades an Umweltqualität
Hat eine kleinräumige auf die Speicherregion begrenzte Perspektive und ein hohes Maß an Detail	Hat eine großräumige, globale Perspektive und ein geringes Maß an Detail mit dem Ziel, eine Vision und einen umfassenden Rahmen zur Verfügung zu stellen. Gibt einen Bericht über die kumulativen globalen Effekte von CCS.
Fokussiert auf spezifische negative Auswirkungen eines CCS-Projektes	Erarbeitet einen Rahmen gegen den die Vor- und Nachteile von CCS bemessen werden können.

Tabelle 2: Vergleich der Anforderungen für die Erteilung einer CO₂-Speichergenehmigung innerhalb der unterschiedlichen Richtlinien, Konventionen und Gesetze. Die EU-CCS Richtlinie entspricht dem deutschen KSpG-E.

Abkürzungen: EU-CCS RL = EU-CCS Richtlinie, UVP D = deutsche Umweltverträglichkeitsprüfung, UVP EU = Europäische Richtlinie zur Umweltverträglichkeitsprüfung, WRG = Wasserrahmengesetz deutsch, LC = London Konvention / Protokoll, OSPAR = Oslo-Paris-Meeresschutzabkommen.

	EU-CCS RL	UVP D	UVP EU	WRG	LC	OSPAR
Name und Anschrift Antragsteller	x	x	x	x	x	x
Nachweis techn. Kompetenz	x	x	x	x	x	x
Liste möglicher Speicherkomplexe und Auswahl	x		x	x		x
Vermeidungsmöglichkeiten	x				x	
Übersicht andere Lösungsmöglichkeiten	x	x	x		x	
Angaben zu Standort, Bedarf an Grund und Boden	x	x	x	x		x
Angaben zu Bevölkerung, Naturschutzgebiete, Gewässer	x	x		x	x	
Andere Nutzung im Speichergebiet	x				x	
Charakterisierung Speicherkomplex	x				x	x
Abschätzung Speicherkapazität	x				x	
Charakterisierung Injektionsmedium	x			x	x	x
Nachweis über bestmögliche Reduktion von Zusatzstoffen					x	
Injektionsstrategie, Betriebsdauer	x		x			x
CO ₂ Quelle, Entfernung	x				x	
Vor-Untersuchungsstrategie	x					
Überwachungsplan	x	x	x		x	x
Korrekturmaßnahmenplan	x	x	x		x	x
Risikoanalyse	x	x	x		x	x
Auswirkungen auf Grundwasser				x		
Nachsorgeplan	x					
UVP (Art. 5, RL 85/337/EWG)	x					
Öffentlichkeitsbeteiligung		x				
wirtschaftliche Durchführbarkeit					x	

Ziel des Protokolls ist es, ein hohes Niveau des Schutzes der Umwelt, einschließlich der Gesundheit, zu gewährleisten, indem sichergestellt wird, dass umweltbezogene, einschließlich gesundheitsbezogener Erwägungen bei der Ausarbeitung von Plänen und

Programmen umfassend berücksichtigt werden; dazu beigetragen wird, dass umweltbezogene, einschließlich gesundheitsbezogener Belange bei der Vorbereitung von Politiken und Rechtsvorschriften erwogen werden; klare, transparente und effektive Verfahren für die strategische Umweltprüfung geschaffen werden; die Beteiligung der Öffentlichkeit bei der strategischen Umweltprüfung gewährleistet wird und dadurch umweltbezogene, einschließlich gesundheitsbezogener, Belange in Maßnahmen und Instrumente zur Förderung der nachhaltigen Entwicklung einbezogen werden.