

Das EU Projekt CO₂CARE...

Die großtechnische Umsetzung der CCS-Technologie - Carbon Capture and Storage – lässt sich in sechs Phasen untergliedern, beginnend mit der Erkundung und Bewertung eines potenziellen CO₂-Speichers bis hin zur Nachsorgephase, in der die Verantwortlichkeit für den Speicher vom Betreiber an den Staat zurückgegeben wird. CO₂CARE hat in dieser Prozesskette einen wichtigen Beitrag geleistet und seine Forschungsaktivitäten auf den sicheren und langfristigen Verschluss solcher Speicher konzentriert. Um dies zu gewährleisten, müssen entsprechend der EU-Richtlinie 2009/31/EC drei Hauptkriterien erfüllt sein:

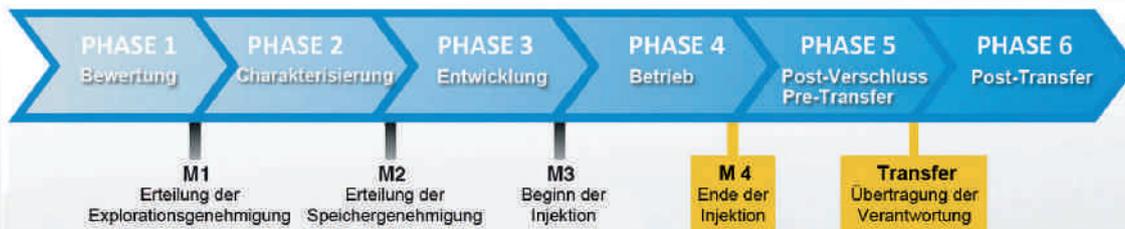
- Keine nachweisbare Leckage.
- Das tatsächliche Verhalten des injizierten CO₂ stimmt mit dem modellierten Verhalten überein.
- Die Speicherstätte entwickelt sich hin zu einem Zustand langfristiger Stabilität.

Hauptkriterien

CO₂CARE hat Technologien und Verfahren entwickelt, die sicherstellen, dass diese Hauptkriterien erfüllt werden können und dadurch die Sicherheit sowie die Langzeitstabilität der Speicherstätten auch nach der Verschließung gewährleistet sind.

CO₂CARE im größeren Rahmen... . . .

Die Prozesskette für die CO₂-Speicherung lässt sich in folgende Phasen mit entsprechenden Meilensteinen* untergliedern:



Außerdem hat CO₂CARE wirksame Verfahren für die Verschließung von CO₂-Speichern erarbeitet, die eine Langzeitintegrität des Speicherkomplexes sicherstellen.

CO₂CARE hat Erfahrungen an mehreren realen europäischen CO₂-Speicherstätten gesammelt und zusammengestellt. Dabei wurde sowohl die großtechnische CO₂-Injektion am Beispiel von Sleipner in der Nordsee untersucht, aber auch die Speicherung im Pilotmaßstab an K12-B in den niederländischen Küstengewässern und in Ketzin in der Nähe von Berlin. Darüber hinaus werden die Erfahrungen über den Stand der Technik aus den Projekten Rousse in Frankreich, Nagaoka in Japan, Otway in Australien und Wallula in den Vereinigten Staaten miteinbezogen. Wir erhalten so Einblicke, die sich auf eine bisher unerreichte Vielfalt geologischer und geografischer Bedingungen stützen. Es konnten geplante, operative sowie Standorte einbezogen werden, die sich bereits in der Nachsorgephase befinden.

Die Brochüre ist gestalterisch in zwei Bereiche unterteilt. Die in weiß-gelb gehaltene Abschnitte fassen die Forschungsergebnisse für die drei Hauptkriterien (Keine Leckage, Prognose und tatsächliches Verhalten, Langzeitstabilität) zusammen. Hinzu kommt der Abschnitt Risikomanagement. Die Informationen auf blauem Hintergrund beziehen sich auf die wichtigsten Speicherstätten Sleipner, Ketzin und K12-B mit einigen beispielhaften Resultaten zur Verschließung und zum Reservoirmanagement.

(*) Quelle: EC Guidance Document 3 'Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide



Sleipner

Das Sleipner-Projekt, das von Statoil und Partnern in der Norwegischen Nordsee betrieben wird, ist die älteste aktive CO₂-Injektion weltweit. Bislang wurden ca. 14 Millionen Tonnen CO₂ in einen salinen Aquifer in ca. 800 m Tiefe unterhalb des Meeresbodens gespeichert.



Sleipner-Plattform in der Nordsee.



Schematische Darstellung der Sleipner CO₂-Speicherung mit abgelenkter Bohrung und CO₂-Fahne im

Sleipner wird intensiv mit Hilfe verschiedener geophysikalischer Methoden überwacht. So liefert die 3D-seismische Wiederholungsmessung eindrucksvolle Bilder zur progressiven Ausbreitung der CO₂-Fahne im Speicherhorizont. Analysen und Interpretationen der seismischen Datensätze zeigen das Migrationsverhalten des CO₂ innerhalb des Speicherreservoirs. Eine Leckage wäre zwar nachweisbar, konnte aber bisher nicht festgestellt werden.

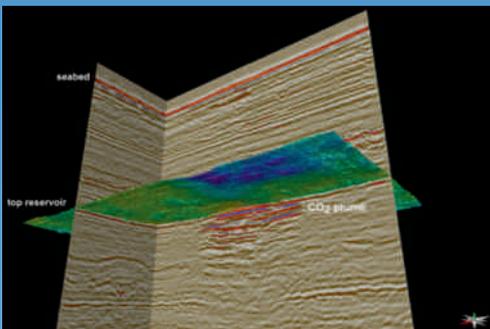


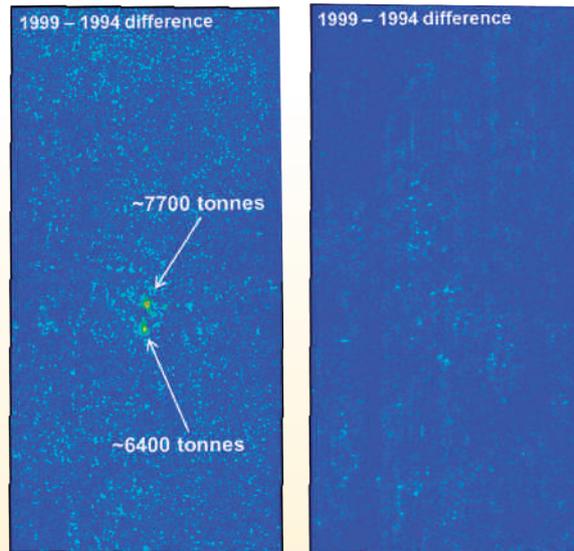
Abbildung einer seismischen 3-D-Wiederholungsmessung von 2006, zehn Jahre nach Beginn der Injektion. Die Abbildung zeigt zwei zueinander senkrechte seismische Tiefensektionen und die in den seismischen Daten kartierte Oberfläche der Speicherformation. Starke Reflexionen in den Tiefensektionen zeigen die Lage des eingespeicherten CO₂.

Keine nachweisbare Leckage

Ein wesentlicher Bestandteil der Regulierungen in Bezug auf die Übertragung der Verantwortung für den Speicher vom Betreiber an den Staat ist, dass der Betreiber die Abwesenheit von nachweisbaren Leckagen beweisen muss. Bereits während der Standortcharakterisierung (Phase 2 von Speicherprojekten) muss nachgewiesen werden, dass das Deckgebirge (cap rock), zufriedenstellende Abdichtungseigenschaften aufweist, und keine gasdurchlässigen Störungen oder andere vergleichbare Strukturen vorhanden sind. Zu diesem Zweck sind geophysikalische Untersuchungen zur Standortcharakterisierung notwendig, um ein Abbild der überlagernden geologischen Schichten vor der Injektion zu erhalten. Darüber hinaus werden Labortests zu den mechanischen und hydraulischen Eigenschaften der Reservoir- und der Deckgebirgsgesteine durchgeführt.

Wiederholte geophysikalische Messungen während der CO₂-Speicherung und nach der Verschließung des Speichers (Phasen 4 und 5) erlauben über die Analyse von Änderungen in den Messdaten, CO₂-Leckagen zu identifizieren.

Besonders im offshore-Bereich lassen sich Leckagen durch 3-D-Seismik gut nachweisen. So zeigen die CO₂CARE Forschungsergebnisse von Sleipner eine deutliche Akkumulation von CO₂ im obersten Bereich des Reservoirs mit einer injizierten Masse von ca. 7.000 Tonnen, wobei die Nachweisgrenze bei etwa 2.800 Tonnen liegt. Im Deckgebirge hingegen liegt die Nachweisgrenze sogar niedriger, so dass unter günstigen Umständen wahrscheinlich bereits ein paar hundert Tonnen zu erkennen sind.



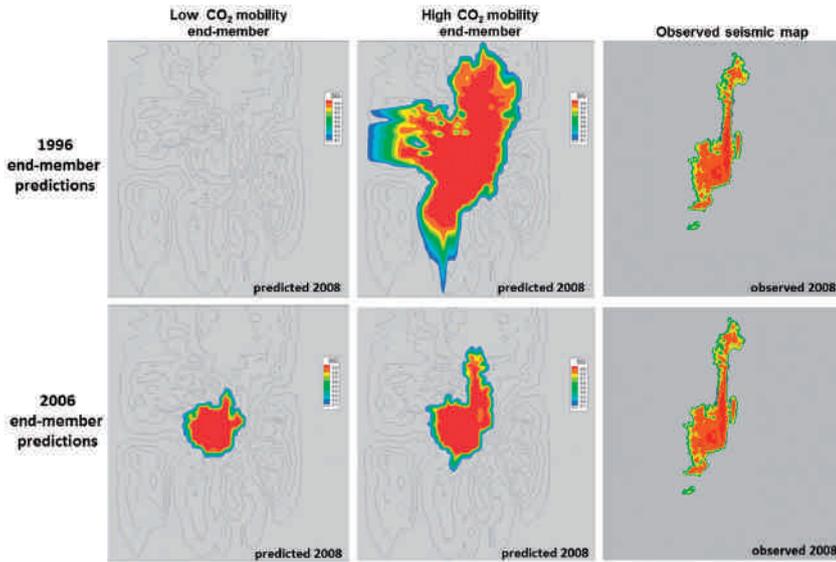
Darstellung der seismischen Veränderungen zwischen der Basisuntersuchung von 1994 und der ersten Wiederholungsmessung im Jahre 1999 (links). Es lassen sich zwei kleinere CO₂-Anhäufungen im oberen Bereich des Reservoirs erkennen. Das rechte Bild zeigt hingegen keinerlei systematische Veränderung im Deckgebirge.

Vorhersage und Beobachtung

Ein zentraler Teil der Vorschriften zur Übertragung der Verantwortung besteht darin, dass der Betreiber demonstrieren muss, dass er die Speicherprozesse versteht und die Prognosen zum künftigen Verhalten verlässlich sind. Eine Möglichkeit dies unter Beweis zu stellen, ist das tatsächliche Verhalten des CO₂ mit dem modellierten Reservoirmodell zu vergleichen.

Im Rahmen einer sehr detaillierten Studie, die Modellierungen des Speicherverhaltens mit den Ergebnissen seismischer Wiederholungsmessungen verband, wurde die Genauigkeit der Modelle untersucht, insbesondere ihre Verbesserung im Laufe der Jahre unter Berücksichtigung weiterer Messergebnisse. So war zu Beginn der Injektion im Jahr 1996 die Modelle noch relativ ungenau, mit zunehmenden Messungen konnten die Modellierungen jedoch bis zum Jahr 2006 deutlich verbessert und die Abweichungen zwischen den Modellierungen und den Messergebnissen verringert werden.

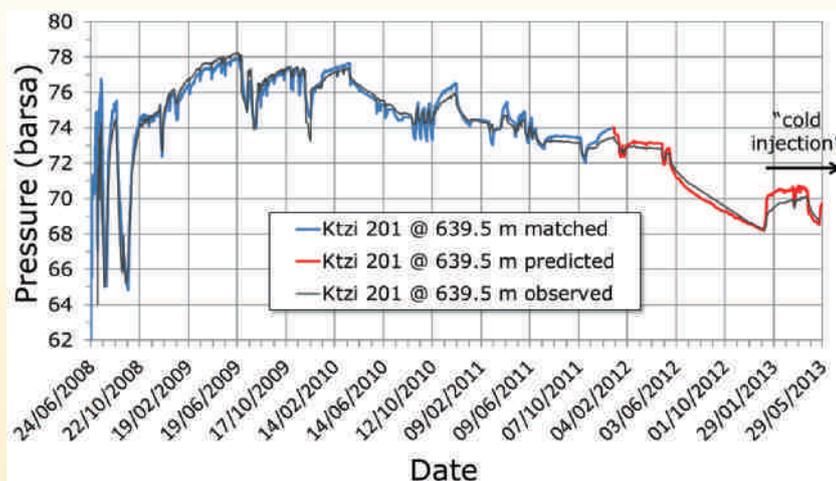
Ketzin



Karten der obersten CO₂-Schicht im Sleipner-Speicherkomplex. Dargestellt sind die prognostizierte Ausbreitung des CO₂ für das Jahr 2008 und die Ergebnisse seismischer Messungen aus dem Jahr 2008.

Natürlich lässt sich eine hundertprozentige Übereinstimmung auch nach 2006 nur schwer erreichen, da notwendige Vereinfachungen sowie Unsicherheiten und unzureichende Auflösungen der Messdaten in das Reservoirmodell mit einfließen. Dennoch lassen sich anhand vermehrter Überwachungsdaten die Fehler im Modell reduzieren, was wiederum bedeutet, dass die Speicherprozesse vor Ort gut verstanden werden.

Ein weiterer wichtiger Faktor bei der Speicherung von CO₂ ist die Überwachung des Reservoirdrucks sowie ein umfassendes Programm zur Bohrloch-Drucküberwachung, wie es beispielsweise am Pilotstandort Ketzin durchgeführt wurde.



Vergleich von modellierten und beobachteten Reservoirdrücken zwischen 2008 und 2013 in Ketzin. Deutlich wird die Genauigkeit der Prognose nach 2011.

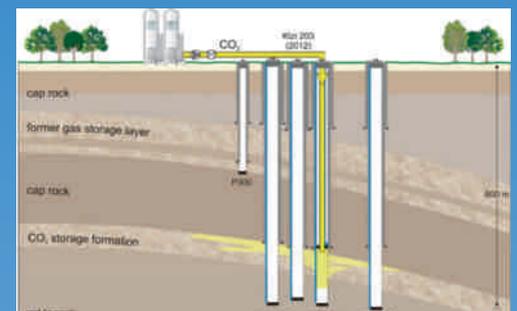
Vom Start der Injektion im Jahre 2008 bis Ende 2011 wurden die modellierten Druckdaten mit den ermittelten Messwerten verglichen. Druckanstiege nach Einschalten der Injektion und Druckabfall nach dem Ausschalten konnten mit Hilfe der Reservoirsimulationen in guter Übereinstimmung mit dem gemessenen Druckverlauf rekonstruiert werden.

Das optimierte Reservoir-Modell wurde für eine Prognose der Druckentwicklung bis Mitte 2013 verwendet. Der Vergleich mit dem gemessenen Druckverlauf zeigt eine gute Übereinstimmung und bestätigt die Verlässlichkeit der Vorhersage für das aktuelle Reservoirmodell.

Der Pilotstandort Ketzin nahe Berlin wurde bis zum Jahr 2000 als Erdgasspeicher genutzt. Das Know-How aus dem Betrieb dieses Gasspeichers diente als Basis für die anschließende Entwicklung des Pilotstandortes zur geologischen CO₂-Speicherung. Ab 2004 wurde der Pilotstandort zur CO₂-Speicherung vom Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ zusammen mit weiteren deutschen und internationalen Partnern entwickelt. Die Infrastruktur von Ketzin besteht aus fünf Bohrungen. Eine davon dient als Injektions- und Beobachtungsbohrung zugleich, die vier anderen sind reine Beobachtungsbohrungen. Darüber hinaus gibt es eine Injektionsanlage (die im Dezember 2013 demontiert wird), verschiedene Überwachungstechnologien, die einerseits permanent installiert sind oder aber im Rahmen von Messkampagnen eingesetzt werden. In einem Besucherzentrum können sich Interessierte über den neuesten Stand der Forschung informieren.



Die Injektionsbohrung am Pilotstandort Ketzin.



Vereinfachtes Schema des Ketzin-CO₂-Speichers.

Neben den seismischen Wiederholungsmessungen wurden auch Messinstrumente wie Elektroden für die elektrische Widerstandstomographie, Drucksensoren, Glasfaserkabel für Temperatur, Drucksensoren und ein seismisches Netzwerk installiert. Während der intensiven Überwachung wurde keinerlei CO₂-Migration außerhalb der Speicherstätte beobachtet. Die CO₂-Injektion ist zwar abgeschlossen, jedoch sind weitere Aktivitäten geplant, wie etwa eine fortschreitende Überwachung, Feldkampagnen, der zunächst stufenweise Verschluss der Bohrung und letztlich der endgültige Verschluss im Jahr 2017.

K12-B

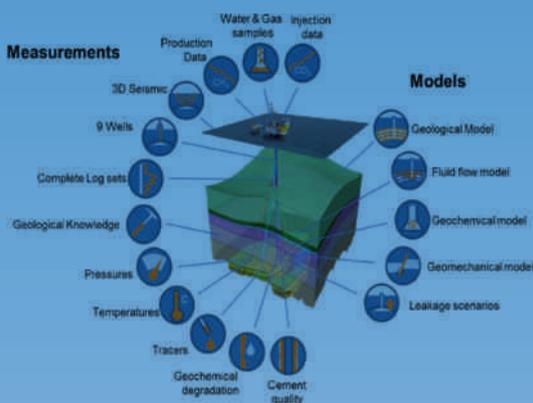
Die Speicherstätte K12-B, die von GDF SUEZ E&P Nederland B.V. betrieben wird, ist ein produzierendes Gasfeld, das zu 87% ausgefördert ist (01/07/2013). In der Hauptzone dieser Lagerstätte herrscht ein Reservoirdruck von 52 bar. In diesen Bereich wird derzeit CO₂ zurück injiziert. Das Gasfeld befindet sich im niederländischen Teil der Nordsee, 150 km nordwestlich von Amsterdam. Die Oberkante des Reservoirs liegt in etwa 3.800 m Tiefe unter dem Meeresboden und wird von 500 m mächtigen Salzschieben des Zechsteins überlagert, eine optimale Situation für einen CO₂-Speicher.



Die K12-B Plattform in der niederländischen

Der Speicherbetrieb wurde als erweiterte Gasförderung lizenziert. Das geförderte Gas enthält 13% CO₂, das seit 2004 in das Reservoir reinjiziert wird, wo es bereits für Millionen von Jahren eingeschlossen war, bevor die Produktion im Jahr 1985 begann. K12-B dient einerseits als Pilotanlage, um das Verhalten von CO₂ im Reservoir zu untersuchen, andererseits dient es gleichzeitig der Verbesserung der Gasförderrate.

Insgesamt wurden bis September 2013 89.000 Tonnen CO₂ injiziert. Seit Beginn der Injektion wurden im Rahmen mehrerer Überwachungskampagnen keinerlei CO₂-Leckagen außerhalb des Speicherkomplexes festgestellt. Die Dichtigkeit der K12-B durchdringende Bohrungen konnte somit nachgewiesen werden. Diverse Messungen und Modellsimulationen zum Verhalten der Speicherstätte bestätigten dies.



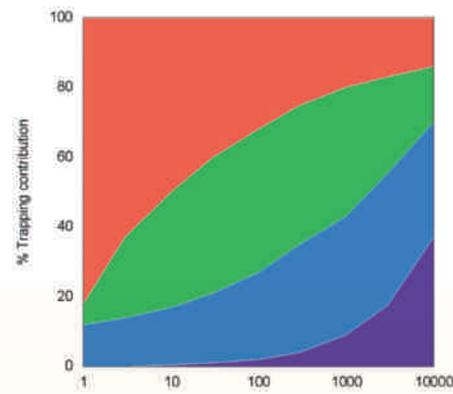
Messmethoden und Modelle für die sichere CO₂ Injektion für den Speicher K12-B.

Langzeitstabilität

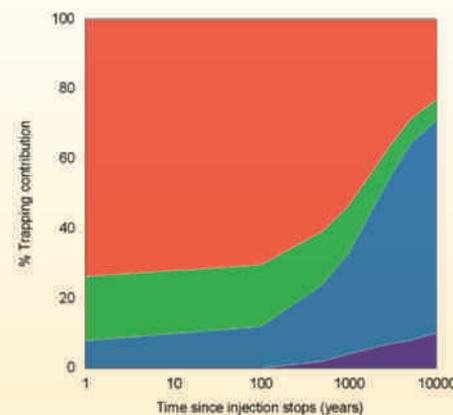
Es gibt vier Mechanismen, die auf einer Zeitskala von Monaten bis zu Zehntausende von Jahren für die Stabilisierung einer CO₂-Speicherstätte verantwortlich sind:

- Strukturelle/stratigraphische Bindung von freiem CO₂ unterhalb eines undurchlässigen Deckgebirges.
- Kapillare Bindung des CO₂ in den Poren des Speichergesteins.
- Lösung von CO₂, ein Langzeitprozess bei dem CO₂ in der Sole des Reservoirs gelöst und gravitativ stabilisiert wird.
- Mineralisierung, bei der die CO₂-reiche wässrige Lösung mit den Mineralen im Reservoirgestein reagiert und neue Karbonate bilden, also letztlich das CO₂ in eine Gesteinsneubildung überführt wird.

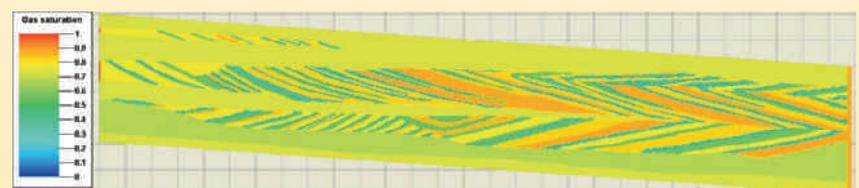
CO₂CARE hat viele Stabilisierungsszenarios von Speicherstätten untersucht und dabei festgestellt, dass die relative Bedeutung dieser Prozesse sehr von den jeweiligen geologischen Verhältnissen im Speicherkomplex abhängig ist. Natürlich sind Bindungsprozesse über lange Zeit sehr variabel, insbesondere bei der Frage, wie das freie CO₂, von dem das größte Leckage-Risiko ausgeht, mit der Zeit abnimmt.



Konzeptuelle Diagramme für unterschiedliche Speichersituationen. Rot: Strukturelle/stratigraphische Bindung von CO₂ – mögliches Leckagerisiko; grün: CO₂ kapillar im Porenraum gefangen – sehr geringes Leckagerisiko; blau: CO₂ in der Sole gelöst – extrem geringes Leckagerisiko; Violett: CO₂ in Mineralen gebunden – kein Leckagerisiko..

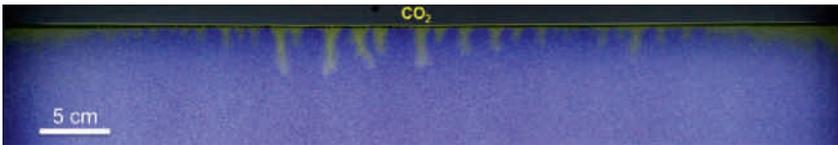


Die Bewertung der Langzeitstabilität hängt hauptsächlich von Prognosen ab, die aus numerischen Simulationen gewonnen werden. Diese zeigen eine beeindruckende Vielfalt hinsichtlich der quantitativen Anteile der Stabilisierungsmechanismen. Ebenso haben Entscheidungen der Modelierer hinsichtlich der verwendeten Programme und der eingegebenen Parameter (geologische Komplexität im Modell) einen starken Einfluss auf das Ergebnis.



Detailliertes Profil (3 m Länge x 0,5 m Höhe) eines numerischen Modells von injiziertem CO₂ in einen kreuzgeschichteten Sandstein. Man beachte die feinskaligige Komplexität der CO₂-Verteilung, welche die Mechanismen der Langzeitbindung beeinflusst.

CO₂CARE hat ebenfalls Experimente durchgeführt, um die Bindungsprozesse einer Zeitskala zuordnen zu können. Lösung ist der entscheidende Stabilisierungsprozess, da durch sie freies CO₂ aus dem System entfernt und die Sole mit dem gelösten CO₂ dichter wird. Dies wird anschaulich durch ein Laborexperiment mit einer Hele-Shaw-Zelle gezeigt, die aus zwei Glasscheiben mit ca. 1 mm Zwischenraum besteht, der mit kleinen Glasperlen und Süßwasser gefüllt ist, um den Lösungsprozess zu beschleunigen. Im obereren Bereich der Zelle eingebrachtes gasförmiges CO₂ löst sich rasch in der oberen Schicht und reduziert dessen pH-Wert, was durch eine Gelbfärbung angezeigt wird. Innerhalb weniger Minuten bilden sich dichte Fahnen von mit CO₂-gesättigter Lösung, die nach unten sinkt und den Beginn des Stabilisierungsprozesses darstellt.



Aufnahme der oberen Schicht in der Hele-Shaw-Zelle nach 90 Minuten. Die nach unten sinkenden Fahnen aus CO₂-gesättigter Lösung sind deutlich zu erkennen.

Risikomanagement

Im Zusammenhang mit der Verschließung und der Stilllegung einer CO₂-Speicherstätte, umfasst das Risikomanagement alle notwendigen Maßnahmen, um die Langzeitsicherheit zu gewährleisten. Dies ist eine Voraussetzung für den Betreiber, um die Verantwortung für eine stillgelegte Speicherstätte an die zuständige nationale Behörde zurückgeben zu können.

Für einen strukturierten Ablauf des Risikomanagements innerhalb der Prozesskette - Phase 4 "Operation" und 5 "Post-Closure/Pre-Transfer"- wurden eine Reihe von Meilensteinen (Site-Closure Milestones – SCM) entwickelt, die in den verschiedenen Projektphasen implementiert sind. Die Meilensteine sind eng an die EU-Richtlinie 2009/31/EC angelehnt und beschreiben wesentliche Aktivitäten beziehungsweise Momente im Ablauf von Verschließung und Übertragung, die sicherstellen sollen, dass mit Erreichen der entsprechenden Meilensteine sämtliche Bedingungen für die Übertragung der Verantwortlichkeit erfüllt sind.

Der Zusammenhang zwischen den SCMs und der Zeitachse ist weiter unten zusammengefasst. Die Meilensteine müssen in der vorgegebenen Abfolge absolviert werden. So darf beispielsweise die Abschlussbeurteilung für das Fehlen einer Leckage erst erfolgen, wenn die Übereinstimmung zwischen der Modellierung und der Überwachungsdaten erfolgt ist, also belegt wurde, dass das Verhalten des CO₂ im Speicherkomplex vom Betreiber verstanden wurde.

Die allgemein gefassten Meilensteine müssen mit weiteren spezifischen Kriterien zum Risikomanagement und zur Technik ergänzt werden, um auf operative Ebene angewendet zu werden. Die Beschreibung dieser Zusatzkriterien sowie die Methodik zur Entscheidungsfindung für die Verschließung von CO₂-Speicherstätten sind in zwei Berichten, die auf der CO₂CARE-Website für jedermann einzusehen sind, veröffentlicht.

In einem der Berichte wird ein Entscheidungsfindungssystem (Decision Support System), das Haupt und Unterkriterien verwendet, erläutert. Das System stellt dem Betreiber Anweisungen zur Verfügung, wie im Falle von Unregelmäßigkeiten nach der Verschließung der Speicherstätte vorzugehen ist, wobei die drei Risikostufen grün, orange und rot zu unterscheiden sind. Dieses System wurde auf das Management des Reservoirdrucks am K12-B-Speicher angewendet.

Verschließung der Speicherstätte

Die Kenntnis der geomechanischen Geschichte eines Bohrlochs ist von Bedeutung, um die hydraulischen Verhältnisse im Umfeld der Bohrung nach dem Verschluss beurteilen zu können. Dies kann mit Hilfe von Laborexperimenten und numerischer Modellierung erfolgen.

CO₂CARE hat unter definierten Laborbedingungen untersucht, wie CO₂ und Sole in unterschiedlichen Konzentrationen die Zementabdichtung des Ringraums zwischen Verrohrung und Gebirge in einer Injektionsbohrung beeinflussen. Frisch angesetzter Zement, wie man ihn in der Ölindustrie verwendet, wurde zwischen ein Stück Bohrlochverrohrung und einem Ring aus rostfreiem Stahl, der das umliegende Gebirge simuliert, eingebracht. Während der Zementierung und später im Laufe der Experimente wurde die Verrohrung über vier Präzisionshydraulikzylinder unter Druck gesetzt. Es wurden dann mit dieser Anordnung verschiedene Reservoirszenarien simuliert. Die initiale Permeabilität des Mikro-Ringraums, der sich nach Druckentlastung im Zement gebildet hatte, wurde über den Durchfluss von Sole durch die Anordnung gemessen.

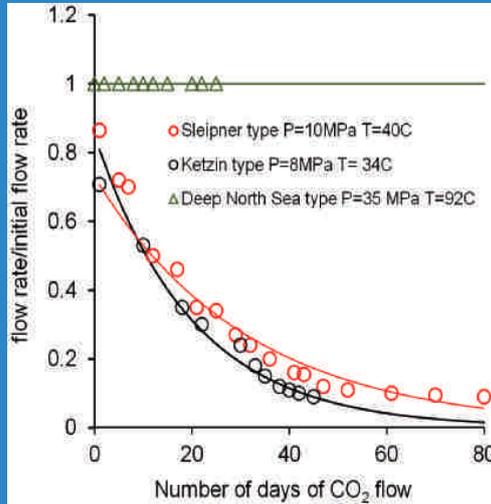


Der Versuchsaufbau zur Bohrlochzementierung.

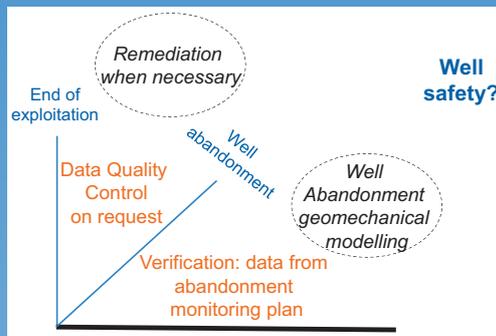
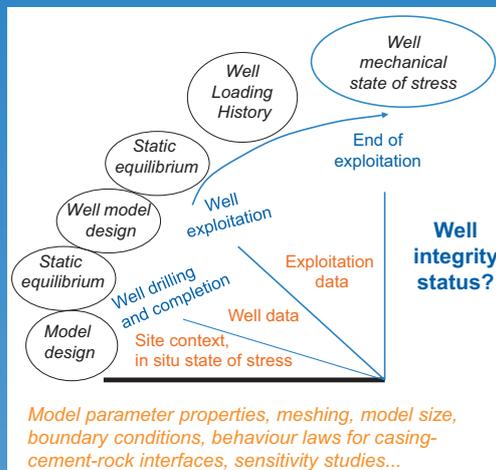
Die Langzeitexperimente mit kontinuierlichem CO₂-Fluss durch die Bohrlochverrohrung und dem Zementzwischenraum wurden unter drei unterschiedlichen Bedingungen, repräsentativ für verschiedene Reservoirs, durchgeführt:

- Sleipner – flaches Reservoir (Reservoirdruck: 10 MPa, T = 40°C, Salzgehalt (Salinität) Salinity = 3.5%),
- Ketzin – flaches Reservoir, hohe Salinität (Reservoirdruck: 8 MPa, T = 34°C, Salinität = 25%) und
- Kohlenwasserstofflagerstätte Nordsee – tief, hoher Reservoirdruck und Temperatur (Reservoirdruck: 35 MPa, T = 92°C, Salinität = 12.5%).

Ein Arbeitsablauf für das mechanische Verhalten von Bohrungen wurde in CO₂CARE entwickelt, um die Bohrlochintegrität vor dem Verschluss der Speicherstätte zu bewerten. Ziel ist es, jegliche Schwachstellen bei der CO₂-Speicherung aufzuspüren, um dann spezielle Maßnahmen für den sicheren Speicherverschluss treffen zu können.



Beobachtetes Verhalten des Zementzwischenraums während eines kontinuierlichen CO₂-Flusses bei unterschiedlichen Temperatur-Druck-Bedingungen.



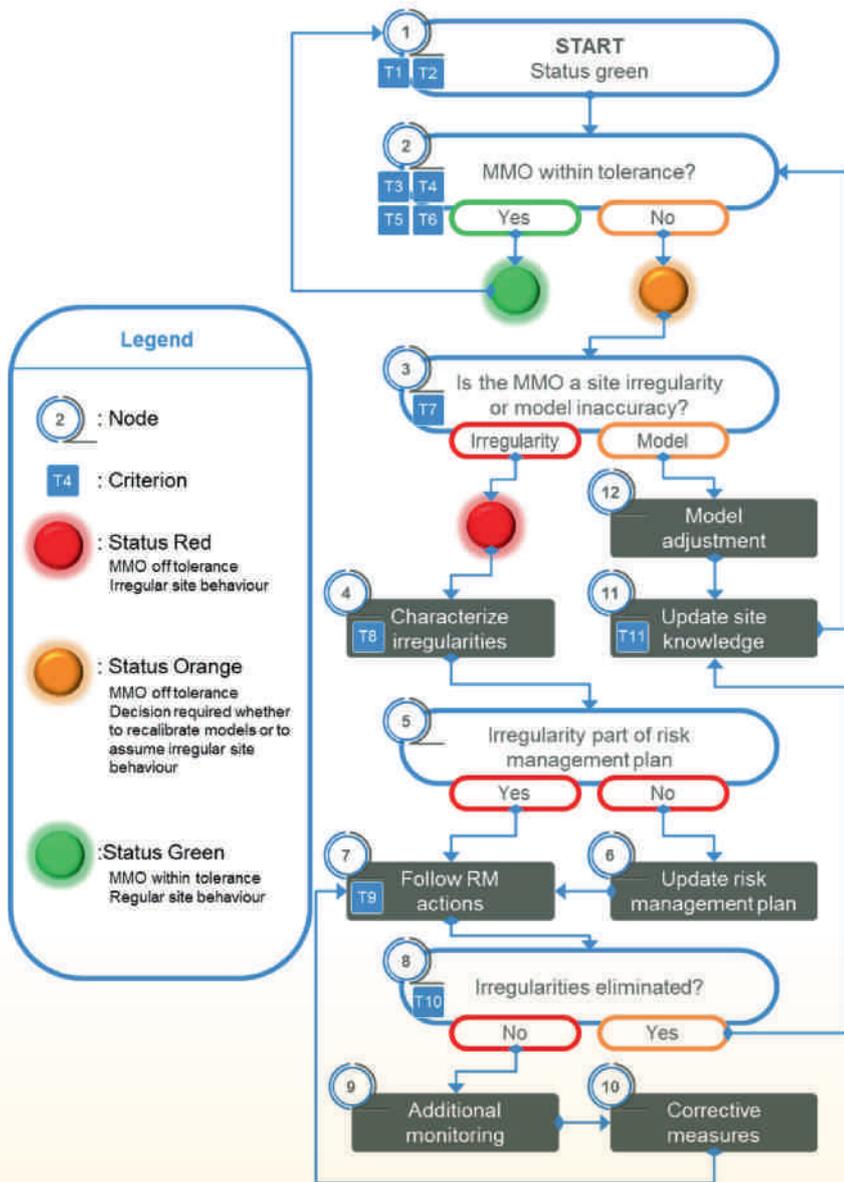
Workflows zur geomechanischen Bohrlochsimulation (oben) und zur Verschließung und Komplettierung (unten).

Darstellung der Meilensteine in den Phasen 4 und 5 gemäß der EU-Richtlinie bis zur Übertragung der Verantwortung.

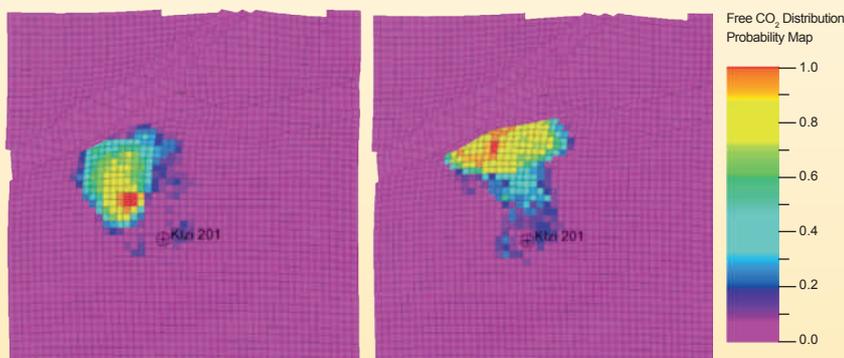
Site-Closure Milestone (SCM)	Beschreibung	Sub-phase	Phase/ Moment
0	Modelle und Überwachungsmethoden für Konformitätscheck ausgewählt	Final Operation	Phase 4 (Operational)
1	Konformitätscheck zwischen Modell und Überwachungsdaten während der finalen operativen Phase; Aktualisierung des Modells wenn notwendig		
2	Vorläufiger Nachsorgeplan aktualisiert		
3	Endgültiger (aktualisierter) Nachsorgeplan eingereicht		
4	Endgültiger Nachsorgeplan genehmigt		
5	Verschließung des Speichers	-	Site Closure
6	Optional – Aktualisierung des Risikomanagementplans	Post-Closure	(Phase 5) Post-Closure/Pre-Transfer
7	Model - Aktualisierung des Modells abgeschlossen		
8	Modelle und Überwachungsdaten sind in akzeptabler Übereinstimmung (Konformitätscheck erfolgreich)		
9	Optional endgültige Aktualisierung des Risikomanagementplans		
10	Nachweis der Leckagefreiheit gegenüber der zuständigen Behörde erbracht		
11	Effektivität des Speicherkonzeptes: Entwicklung zur Langzeitstabilität demonstriert		
11a	Druckentwicklung in Übereinstimmung mit der Modellprognose		
11b	Migration der CO ₂ -Fahne zeigt Übereinstimmung mit der Modellprognose (innerhalb der Toleranzen)		
11c	Optional - Nachweis anderer Parameter/ Eigenschaften zum Speicherkonzept		
12	Finaler Check des Bohrlochs vor der Stilllegung (finales well-logging)		
13	Berichtsentwurf für die Übertragung der Verantwortlichkeit eingereicht		
14	Bericht genehmigt		
15	Anlagen auf der Erdoberfläche abgebaut		
16	Stilllegung akzeptiert		
17	Übertragung der Verantwortung genehmigt und vollzogen	-	Site Transfer

Im Rahmen einer quantitativen Risikobewertung wurde für den Pilotstandort Ketzin das Verhalten der CO₂-Fahne während der Nachsorgephase (Post-closure phase) untersucht, wobei ein besonderes Augenmerk auf das Fernfeld gerichtet wurde, wo die Unsicherheiten bezüglich der Heterogenität des Reservoirs relativ hoch sind. Für die Risikobewertung wurde das an die aktuellen Überwachungsdaten angepasste Reservoirmodell verwendet. Um die Unsicherheiten im Fernfeld zu berücksichtigen, wurden 25 statistisch bestimmte mögliche Modelle fluviatiler Systeme generiert und für die Simulation der CO₂-Ausbreitung verwendet.

Die Ergebnisse aus der Strömungssimulation wurden in einer Wahrscheinlichkeitskarte zusammengestellt, welche die wahrscheinliche Position der CO₂-Fahne zu einem bestimmten Zeitpunkt wiedergibt. Verschiedene Wahrscheinlichkeitskarten wurden für den Zeitraum nach dem Verschluss im Jahr 2013 erstellt (bis zu 500 Jahren). Beispiele solcher Wahrscheinlichkeitskarten für die oberen Schichten des Reservoirs sind für den Zeitraum 20 Jahre und 500 Jahre nach Beendigung der Injektion nachfolgend dargestellt. Solche Karten sind nützlich, um in der Nachsorgephase kritische Bereiche zu identifizieren, die eine Überwachung und ein Risikomanagement benötigen.



Flussdiagramm mit Ampelsystem zur Entscheidungsunterstützung während der Nachsorgephase mit den drei Risikostufen grün, orange und rot. MMO (Model-Monitoring Offset) bezeichnet die Abweichung zwischen Modellierung und Messwerten der Überwachung. Man beachte dass sich die EU-Direktive ausschließlich auf "signifikante Unregelmäßigkeiten" anstatt auf "Unregelmäßigkeiten" bezieht.



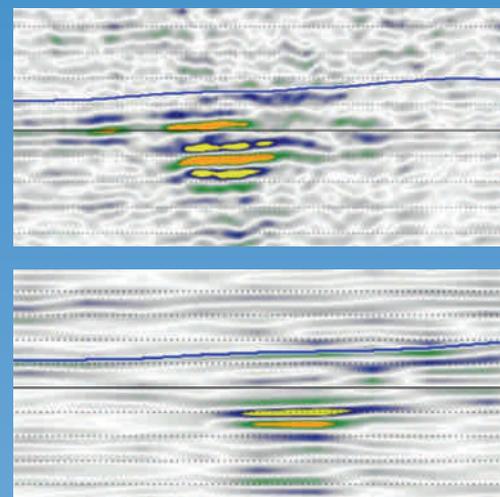
Wahrscheinlichkeitskarte für die oberste Schicht des Reservoirs am Pilotstandort Ketzin. Dargestellt sind die Wahrscheinlichkeiten für die Verteilung der CO₂-Fahne im Jahr 2033 (links) und 2513 (rechts).

Numerische Modelle, die auf diesem Arbeitsablauf basieren, können eine breite Palette an Effekten umfassen, einschließlich geomechanischer und geochemischer Prozesse. Allerdings müssen geeignete Modellparameter von den Ergebnissen der Feld- oder Labormessungen abgeleitet werden. Schlüsselparameter sind z.B. das initiale Spannungsfeld vor dem Bohren sowie die Materialeigenschaften von Gestein, Zement und Verrohrung.

Reservoir management

Eine ganz wesentliche Aufgabe der Überwachung in der Nachsorgephase besteht in der Verfolgung der Migration der CO₂-Fahne im Speicherkomplex 3D-seismische Wiederholungsmessungen erlauben zwar eine umfassende räumliche Abdeckung des Reservoirs, sind jedoch mit hohen Kosten verbunden und bedeuten insbesondere bei Speicherstandorten an Land einen Eingriff in die Umgebung des Speicherstandorts. Deshalb ist insbesondere in der Phase zunehmender Stabilisierung des Speicherkomplexes eine Konzentration der Überwachung auf besonders kritische Bereiche sinnvoll.

Am Beispiel des Pilotstandortes Ketzin konnte gezeigt werden, dass bereits geringe Mengen an CO₂ im Untergrund nachgewiesen werden können, und zwar auch mit relativ geringem kostengünstigen Messaufwand. So konnten schon 22.000 Tonnen CO₂ anhand seismischer Messungen detailliert sichtbar gemacht werden. Seismische Modellierungen zeigen auch, dass ein ähnliches Volumen in der Langzeit-Beobachtungsphase nach der Verschiebung mit um 90% reduziertem Messaufwand abgebildet werden kann.



Seismische Abbildung von 22.000 Tonnen CO₂ am Pilotstandort Ketzin. Gemessene seismische Daten (oben) im Vergleich zu modellierten Daten mit um 90% reduzierter Datenmenge (unten).

Insgesamt hat die dreijährige Forschungsarbeit von CO₂CARE grundlegende Fragen rund um die Verschließung und die Stilllegung von CO₂-Speichern beantwortet, wobei sich die Forschungsaktivitäten hauptsächlich auf die Themenbereiche Bohrlochintegrität und Verschluss sowie Reservoirmanagement konzentrierten.

Im Zuge der Entwicklung von Leitlinien für die sichere und effektive Verschließung von Bohrungen wurde in einer globalen Übersichtsstudie der Stand der Technik bei der Bohrungsverschließung zusammengestellt. Geomechanische und geochemische Laborexperimente sowie numerische Modellierungen wurden durchgeführt, um die Prozesse nach der Injektion sowie Langzeitprozesse im Bereich des Bohrlochs bewerten zu können. Auch wurden Überwachungstechniken für eine schnelle Identifizierung von Leckagen entlang einer Bohrung entwickelt. Im Reservoirmanagement hat CO₂CARE die Prozesse untersucht, die für die langfristige Sicherheit des Speichers von entscheidender Bedeutung sind: die kapillare Bindung, Lösung und die (mineralische) geochemische Bindung von CO₂. Numerische Modellierungen wurden durch innovative Laborexperimente unterstützt, die über einige Stunden bis zu mehrere Jahre gelaufen sind.

Es wurden Studien hinsichtlich der Konformität zwischen der vorhergesagten und beobachteten Migration der CO₂-Fahne bei der Speicherstätte Sleipner sowie der Druckentwicklung im Speicher Ketzin durchgeführt. Feldtests mit innovativen und kostengünstigen geophysikalischen Überwachungsmethoden wie Bohrloch-Geoelektrik und seismischer Interferometrie wurden durchgeführt.

Schwellenwerte für die Detektion von Leckagen mit 3-D-seismischen Wiederholungsmessungen wurden bestimmt. Außerdem wurden Sanierungsmaßnahmen für den Fall einer Leckage untersucht, wie etwa die druckgesteuerte Abdichtung und die Injektionen fließhemmender Gele.

CO₂CARE orientierte sich an übergreifenden Themen, die in der EU-Richtlinie als Anforderungen an die Verschließung von Speicherstätten verankert sind: keine nachweisbare Leckage, Übereinstimmung zwischen vorhergesagtem und beobachtetem Verhalten und die langfristige Stabilisierung des Speicherkomplexes. Um die Anwendung der in der Richtlinie aufgestellten Kriterien zu testen, wurde die hypothetische Verschließung und Stilllegung für die Speicher Sleipner, K12-B und Ketzin durchgeführt. Für jeden Speicherstandort wurden detaillierte Dokumente für die Verschließung, so genannte "dry-runs", entworfen. Im Zuge eines Workshops unter Beteiligung von nationalen Genehmigungsbehörden und der Industrie, wurden die Dokumente geprüft und bewertet. Das Feedback dieses Workshops hat zu einer wesentlichen Verbesserung der CO₂CARE Best Practice Guidelines beigetragen.

Schließlich wurde ein umfangreicher Risikomanagement-Rahmenplan für die Verschließung und die Stilllegung erarbeitet. Dieser beinhaltet Verfahren und Kriterien zur Stilllegung, Entscheidungshilfen für die Übertragung der Verantwortlichkeit und Empfehlungen zu Überwachungsstrategien für die Nachsorgephase.

	Site (*offshore)	Operator/ CO ₂ CARE partner	Current status	Injected CO ₂	Depth m
Europe	Sleipner*	Statoil	injection	14.5 Mt	800 - 1000
	K12-B*	GDF Suez (TNO)	injection	88 500 t	3800
	Ketzin	VGS/GFZ	post-injection monitoring	67 271 t	650
	Montmiral natural CO ₂ reservoir	AirLiquide	temporarily inactive	-	2400
	Rousse	TOTAL	post-injection monitoring	51 000 t	4200
USA	Wallula	Battelle-PNNL	post-injection monitoring	1000 t	850
	Frio	Univ. Texas at Austin	post-injection monitoring	1600 t	1500
Asia-Pacific	Nagaoka	RITE	post-injection monitoring	10 400 t	1100
	Otway	CO ₂ CRC	injection	66 100 t	1500

Projektwebsite und Kontakt: www.co2care.org

