

Kohlendioxid, allgegenwärtiger Bestandteil im natürlichen Stoffkreislauf der Erde

Natürliche Vorkommen von Kohlendioxid beschränken sich nicht nur auf unsere Atmosphäre, sondern es ist in großen Mengen in den Ozeanen und in der Erdkruste in vielfältigsten Erscheinungsformen vorhanden.

Die Notwendigkeit zur Reduzierung des bei der Verbrennung und Verstromung von fossilen Energieträgern in die Atmosphäre ausgestoßenen CO₂ hat eine Etappe umfangreicher Forschungen und Technologieentwicklungen ausgelöst.

Erklärtes Ziel dabei ist die Abscheidung des CO₂ und dessen Verbringung an einen klimaneutralen Ort. Unabhängig davon, welche Abscheidungstechnologie sich am Ende wirtschaftlich durchsetzen wird; im Ergebnis wird immer Kohlendioxid im Abgas entstehen, welches zuverlässig zu verbringen ist.

Chemisch-Physikalische Charakteristik von CO₂

CO₂ ist eine anorganische Bindungsform des Kohlenstoffes mit Sauerstoff auf einem sehr niedrigen Energieniveau. Einfach ausgedrückt, diese chemische Verbindung ist extrem reaktionsträge und nur unter großer Energiezufuhr bereit, sich zu verändern oder mit anderen Stoffen Verbindungen einzugehen. Diese Eigenschaft macht CO₂ gegenüber vielen anderen Stoffen sehr berechenbar.

Unter natürlichen Umgebungsbedingungen ist CO₂ gasförmig; es kann aber auch abhängig von Druck und Temperatur im flüssigen oder festen Aggregatzustand vorkommen. Darüber hinaus existieren wie für fast alle Gase unter bestimmten Bedingungen für uns Menschen schwer vorstellbare Übergangszustände zwischen den einzelnen Aggregatzuständen. Ein besonderer Zustand ist der so genannte - *überkritische Zustand* - . Der Punkt, an dem dieser überkritische Zustand einsetzt ist für reines CO₂ definiert mit + 31,4 Grad Celsius und einem Druck von 73,8 bar. Werden Druck und /oder Temperatur weiter erhöht, verbleibt das CO₂ in diesem physikalischen Zustand, der sich in etwa so beschreiben lässt – es ist ein Gas, welches sich nach den Gesetzen von Flüssigkeiten verhält. Das besondere an diesem Zustand ist, dass das CO₂ hier seine höchste Dichte aufweist und nahezu inkompressibel ist. Diese Eigenschaft ist ein Vorteil für die Einspeicherung von CO₂ in geologische Formationen, was sich später noch zeigen wird.

Beispiele für natürliche Vorkommen von CO₂ in der Erdkruste

In Deutschland liegen solche CO₂-Akkumulationen z. B. in Eifel und Rhön sowie in Thüringen. Ihre Entstehung hängt mit dem Tertiärvulkanismus zusammen. Aus einem CO₂-Vorkommen in Thüringen wurde über viele Jahrzehnte annähernd reines CO₂ für technische Zwecke abgefördert. Aber auch in vielen Erdgaslagerstätten, so z. B. im Thüringer Becken und in Nordwestdeutschland sind dem Erdgas beachtliche Anteile von CO₂ (teils > 50 Vol.-%) beigemischt.

Die Aufzählung kann man für Mitteleuropa beliebig fortsetzen. Als Beispiele für natürliche CO₂-Akkumulationen seien hier die Länder Griechenland, Ungarn, Slowakei, Italien und Frankreich genannt.

Allen diesen Lagerstätten ist gemeinsam, dass sie häufig unter oder in der Nähe von menschlichen Siedlungen liegen.

Die Kenntnis dieser Lagerstätten und ihre Bedeutung für die neue Aufgabe zur Einlagerung von CO₂ waren Anlass für das europäische Forschungsprojekt NASCENT, welches von 2000 bis 2003 lief. In den USA lief ein ähnliches Projekt mit dem Namen NACS. Beide Projekte lieferten wichtige Ergebnisse. Darunter,

- dass viele Arten von Gesteinstypen CO₂ über Jahrtausende speichern können
- bei Vorhandensein geologischer Störungszonen die Möglichkeit des allmählichen Vordringens von CO₂ in den Bereich der Tagesoberfläche besteht
- und dass das Dichtheitsverhalten der nach oben abdichtenden Bohrungen in der Phase des Einspeicherungsprozesses zu untersuchen ist.

Neben einer Vielzahl europäischer und nationaler Gemeinschaftsprojekte soll stellvertretend das deutsche Projekt CO₂-Sink genannt werden. Ganz in der Nähe von Berlin, westlich von Spandau wird mit finanziellen Mitteln aus der öffentlichen Hand sowie privater Mittel von europäischen und deutschen Energieunternehmen unter Beteiligung einer Vielzahl von Forschungseinrichtungen die Einlagerung von CO₂ in eine in ca. 700 m tief liegende salzwasserführende Sandsteinformation (Reservoirtyp AQUIFER) getestet. Alle Vorbereitungen hierzu sind inzwischen soweit vorangekommen, so dass am 13. Juni 2007 im Rahmen eines feierlichen Aktes mit der Einspeicherung von zunächst lebensmittelreinen CO₂ begonnen werden soll. Hierzu haben hochrangige Vertreter aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft ihr Kommen zugesagt.

Zur Dichtigkeit von mit CO₂ aufgefüllten Speichergesteinen

Hier ist zunächst einführend festzustellen, dass in Deutschland ausgehend vom gegenwärtigen Kenntnisstand zwei natürlich vorkommende geologische Reservoirtypen im Fokus der Einspeicherung stehen. Zum einen sollen abgeförderte oder teilabgeförderte Kohlenwasserstofflagerstätten genutzt werden, zum anderen sollen tiefliegende salzwasserführende Gesteinsformationen, so genannte Aquifere durch Verdrängung des Salzwassers das CO₂ aufnehmen.

Für natürliche Kohlenwasserstoffvorkommen hat uns die Natur den Beweis selbst geliefert. Das Erdgas (und hier auch gelegentlich mit Anteilen von CO₂) der meisten deutschen Lagerstätten ist zwischen 200 und 250 Mio. Jahre alt. Die an den Tertiär-vulkanismus gebundenen reinen CO₂-Vorkommen weisen ein Alter von einigen Mio. Jahren auf.

Wären all diese Lagerstätten nicht zuverlässig von anderen abdichtenden Gesteinsformationen umgeben gewesen, schon kleine „Lecks“ hätten über diese großen Zeiträume zum Verlust des Gases geführt. **Es gibt sie also, die natürliche Dichtheit.**

Für Aquifere kann in Anspruch genommen werden, dass seit vielen Jahrzehnten die chemische und Mineralölindustrie sowie die Energiewirtschaft Rohstoffe und Zwischenprodukte in diesen Strukturen bedarfsabhängig ein- und ausspeichern. Ein ständiges Wechselspiel also zwischen Abförderung und Injektion. Hierbei wurde ein großes Wissen erarbeitet in Bezug auf Möglichkeiten und Grenzen dieser Prozesse und vor allem nach der wirtschaftlichen Frage, geht mir mein Rohstoff bei der Einspeicherung verloren bzw. kann ich ihn sicher wieder gewinnen.

Ebenso gibt es einen großen Erfahrungsschatz aus der Erdölindustrie, wo viele Mio. m³ Formationswasser (Abfallprodukt bei der Erdölförderung) in tiefliegende geologische Formationen wieder re-injiziert werden. Auch in Salzbergwerken werden ebenso große Mengen an Laugen in den Untergrund wieder re-injiziert.

Schlussfolgernd ist festzustellen, dass durch die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen sowie dem **Langzeitbetrieb von Untertagegasspeichern in den Industrieländern ein gewaltiges Know How** zur Verfügung steht, welches richtig angewendet, ein **Sicherheitsgarant für die klimaneutrale Einlagerung von CO₂** in geeignete Strukturen der Erdkruste darstellt. Es geht nunmehr darum, dieses Wissen mit den Entwicklern und Betreibern von künftigen Kraftwerksgenerationen mit CO₂-Abscheidung zu paaren.

Zum Prozess der Einlagerung

Für abgeförderte Erdgaslagerstätten gilt allgemein, dass das ehemals vorhandene Erdgas durch CO₂ ausgetauscht wird. Es wird also nur der Gastyp gewechselt.

Die natürliche Dichtheit von diesen Erdgaslagerstätten wird auch daran deutlich, dass am Ende der Förderung der innere Druck in dem Speichergestein sehr stark abgenommen hat. Würde es auch nur kleinste geologische Störungsbahnen zu benachbarten Strukturen geben, wäre in diesen Fällen z. B. das in der Nachbarschaft unter hohem Druck anstehende Lagerstättenwasser in die Erdgaslagerstätte nachgedrängt und hätte einen hohen Druck wieder aufgebaut. Das dies meistens nicht so ist, lässt sich an vielen Beispielen in Deutschland beweisen.

Die Druck- und Temperaturbedingungen in abgeförderten Erdgaslagerstätten entsprechen physikalischen Bedingungen zur Aufrechterhaltung des CO₂ im überkriti-

schen Zustand. Dementsprechend wird es nach Anlieferung an die von einer Förder- zu einer Injektionsbohrung umgerüstete Bohrung druck- und temperaturbehandelt und langsam in das aufnahmefähige Speichergestein geleitet. Da das CO₂ in diesem Zustand die höchste Dichte aufweist, kann man auf spezifisch kleinstem Raum die größtmögliche Menge an CO₂ dauerhaft lagern. Dieser Umstand ist besonders deshalb wichtig, da Speichergesteine auch nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen. Die Einspeicherung kann dann solange fortgesetzt werden, bis sich in der Lagerstätte der zu Beginn der Erdgasförderung gemessene Druck wieder aufgebaut hat. Inwieweit dieser Druck noch „überfahren“ werden kann, hängt von den gesteinsphysikalischen Eigenschaften der Speicher – und umgebenden Gesteine ab, ist aber eine kontrollierte Technologie der Erdgasspeicherung.

Die Technologie der Einspeicherung von CO₂ in Aquifere wird sich nach der „Verdrängungsfreudigkeit“ des initialen Salzwassers richten. In jedem Fall muss der Injektionsdruck im Gegensatz zur abgeführten Erdgaslagerstätte größer sein als der natürlich vorhandene Initialdruck. Er darf aber auch nicht so groß werden, dass der Gebirgsverband aufgebrochen wird. Dies zählt zu den großen Herausforderungen bei diesem Speichertyp, die jedoch sicher in Erdgas-Aquiferspeichern beherrscht werden.

Nach einer Studie der Bundesanstalt für Geologie und Rohstoffe besitzen gerade die tiefliegenden salinaren Aquiferstrukturen das größte verfügbare CO₂-Speicherpotential überhaupt und nur die Nutzung dieser Strukturen gestattet es, künftig und langfristig große Mengen an abgeschiedenen CO₂ sicher und klimaneutral einzuspeichern.

Zum Verhalten des CO₂ im eingelagerten Raum?

Das CO₂ ist eine chemische Verbindung auf einem sehr niedrigen Energieniveau. Jede chemische Verbindung ist bestrebt, diesen Zustand zu erreichen. CO₂ hat diesen Zustand bereits erreicht und wird deshalb lediglich mit dem vorhandenen Lagerstättenwasser in Form von Kohlensäure eine schwache Säure bilden. Viel interessanter und bedeutsamer sind die im CO₂-Strom enthaltenen „Verunreinigungen“ wie Schwefel, Stickstoff, Schwermetalle oder Chlor und Fluor. Allesamt Stoffe, die nach der Verbrennung fossiler Rohstoffe im Rauchgas vertreten sind.

Es gilt deshalb der Grundsatz, je reiner das CO₂, desto berechenbarer verhält es sich im Speichergestein, desto teurer ist aber auch die Abscheidung im Kraftwerk. Hierzu sind eine enge technologische Verknüpfung zwischen Abscheideprozess im Kraftwerk, dem Transport und der Endbehandlung vor der Einspeicherung zwingend zur Zielerreichung erforderlich.

Am Beispiel der von Vattenfall in Schwarze Pumpe errichteten Oxyfulanlage soll dies einmal verdeutlicht werden. Aus dem Verbrennungs- und Abscheideprozess entsteht ein Rauchgas mit ca. 80 % CO₂ sowie Stickstoff, Restsauerstoff, Gasen, kleinen Verunreinigungen und Schwefeldioxid. Letzteres wird über eine spezielle Rauchgaswäsche ausgewaschen. Über einen speziellen Prozess der Verflüssigung und gleichzeitiger Reinigung des CO₂ wird dieses im tiefkalten Zustand gelagert.

Dieses zum Transport an den Injektionsort vorbereitete CO₂ hat durch die vorgeannten technologischen Prozesse bereits eine hohe Reinheit von größer 95 %. Der Gehalt von Schwefeldioxid kann über diese Prozesskette von anfänglich 15.000 mg/Nm³ auf 5 mg/Nm³ abgesenkt werden, ähnlich verhält es sich mit den Stickoxiden. Und um gerade diese beiden Stoffverbindungen geht es. Beide bilden nämlich

in der Lagerstätte mit dem dort vorhandenen Lagerstättenwasser Schwefel- bzw. Salpetersäure. Beides Säuren, die um ein Vielfaches stärker sind als die uns aus der Getränkeindustrie bekannte Kohlensäure. Und, diese beiden Säuren können in der Lage sein, bestimmte Gesteinsstrukturen aufzulösen, bis sich ein neues Lösungsgleichgewicht wieder eingestellt hat. In dieser zeitlichen Phase bis zur Erreichung eines neuen Gleichgewichtes könnten sich Störungsbahnen in den die Speicher umgebenden abdichtenden Gesteinsformationen ausbilden. Praktisch ist das vor Beginn der Einspeicherung zu bilanzieren und zu bewerten, wobei die relativ geringen Umwandlungsmassen vernachlässigbar zur großen Gesteinsmasse bleiben werden. Für das vorliegende Pilotprojekt ergeben sich bei den nur noch sehr geringen Restmengen an Schwefel- und Stickoxiden und gemessen an der eingelagerten Menge CO₂ und dem dafür erforderlichen Gebirgsvolumen keine Werte, die für die Ausbildung von Störungsbahnen geeignet sind.

In jedem Falle bedarf es der genauen Kenntnis der chemischen Zusammensetzung der ausgewählten Reservoirs, um sichere Prognosen zum Langzeitverhalten des CO₂ im Untergrund abgeben zu können.

Was ist CCS?

Eine Abkürzung für CARBON-CAPTURE-STORAGE.

Hinter dieser Abkürzung steht eine Zukunftstechnologie, die gegenwärtig nicht den Stand der Technik in der Stromerzeugung darstellt. Führende Energieunternehmen, und dazu zählen alle großen Energieunternehmen Deutschlands haben sich zusammengeschlossen, um unter Einsatz erheblicher finanzieller Mittel die CCS-Technologie zu einer breiten und wirtschaftlichen Anwendungsreife zu bringen. Einige Meilensteine dazu sind Pilot- und Demo-Anlagen, die Entwicklung von „Capture-Ready“-Kraftwerken und natürlich verlässliche Speicherkonzepte. Durch die Wirtschaft sind bereits bedeutende finanzielle Mittel eingesetzt worden. Erfolgreich ist diese CCS-Technologie jedoch nur bei Erreichen einer breiten öffentlichen Akzeptanz und an dieser Stelle ist die Deutsche Politik und der deutsche Gesetzgeber gefragt. Hier muss die Politik eine vermittelnde Rolle spielen.

Fazit

Wenn wir akzeptieren, dass in den kommenden Jahrzehnten die fossilen Energieträger zur Versorgungssicherheit unabdingbar sind und wir gleichzeitig zum Schutz des Klimas die CO₂-Emissionen drastisch senken müssen, führt an Carbon Capture and Storage (CCS) für den Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke kein Weg vorbei. Dabei sind Capture und Storage untrennbar miteinander verbunden.

Führende Energieunternehmen arbeiten hier seit Jahren mit universitären Einrichtungen und geologischen Landesanstalten, unterstützt durch EU, Bundes- und Landesministerien, sehr eng zusammen und jährlich kommt eine neuer großer Erkenntniszuwachs hinzu.

Der Optimismus gründet sich dabei auf die jahrzehntelangen Erfahrungen der Erdöl- und Erdgasindustrie sowie der Untertagegasspeicherung und denen der Kraftwerksbauer- und Betreiber. Beide Erfahrungsschätze zu einer neuen Qualität verbunden sind Garant dafür, dass das aus Verstromungsprozessen abgeschiedene CO₂ sicher und klimaneutral in vorhandene und dafür geeignete Gesteinsformationen im Tiefenbereich zwischen 1000 und 4500 m dauerhaft eingelagert werden kann.

Die Umsetzung der CCS-Technologie gelingt dann erfolgreich, wenn parallel zu den Anstrengungen von Industrie und Wirtschaft die Politik als Vermittler mit anderen Stakeholdern eine Basis zur Erlangung einer breiten Akzeptanz schafft.