



# GEOLOGISCHE RISIKEN DER CO<sub>2</sub>-VERPRESSUNG IN DER NORDSEE

# GEOLOGISCHE RISIKEN DER CO<sub>2</sub>-VERPRESSUNG IN DER NORDSEE

## Autor:

Dr. habil. Ralf E. Krupp

## Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace arbeitet international und kämpft mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Rund 620.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

---

## Impressum

**Greenpeace e.V.** Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 **Pressestelle** T 040 30618-340, F 040 30618-340, presse@greenpeace.de, greenpeace.de **Politische Vertretung Berlin** Marienstraße 19–20, 10117 Berlin, T 030 308899-0  
**V.i.S.d.P.** Karsten Smid **Autor:innen** Dr. habil. Ralf E. Krupp **Foto** Jonas Wresch (Titel), Lukas Wahl (Vorwort); alle @ Greenpeace **Stand** 03/2025

# Vorwort



Die vorliegende Studie bietet einen tiefgehenden Einblick in die Möglichkeiten und Risiken der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) unter der Nordsee, in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Sie zeigt auf, dass CCS, obwohl von Industrie und Politik als Schlüsseltechnologie gegen die Klimakrise dargestellt, eine komplexe und riskante Technik ist, deren langfristige Wirksamkeit und Sicherheit in vielen Punkten in Frage steht. Dr. Ralf Krupp, Geologe und Geochemiker, analysiert in diesem Bericht die Geologie, die Lagerstättenkapazitäten und die potenziellen Gefahren von CCS-Projekten im Nordseeraum.

Der Bericht stellt dar, wie die geologischen Bedingungen und die begrenzten Speicherpotenziale in der AWZ für CCS-Einlagerungen deutliche Herausforderungen darstellen. Die Ergebnisse lassen vermuten, dass bestehende Modelle und Kapazitätsannahmen die möglichen Speicherleistungen erheblich überschätzen und dass die Injektion und Speicherung von CO<sub>2</sub> mit erhöhten Leckagerisiken und unkontrollierbaren Freisetzungsszenarien verbunden ist. Dazu gehören die Erosion von Barrieregesteinen und die potenzielle Mobilisierung klimaschädlicher Substanzen wie Methan.

## **Wesentliche Kritikpunkte aus geologischer Sicht sind:**

- **Begrenzte Speicherkapazität:** Die Nordsee wird als potenzielles Speichervolumen für CO<sub>2</sub> erforscht, aber die Kapazitäten, vor allem in der deutschen AWZ, sind wahrscheinlich viel geringer als ursprünglich angenommen. Die Berechnungen basieren auf vereinfachten Modellen, die die Speichermöglichkeiten überschätzen.
- **Hohe Leckagerisiken:** Bei der Einspeicherung von CO<sub>2</sub> besteht ein hohes Risiko, dass es durch Risse oder Schwachstellen in der Steinsschicht entweicht. Erosion und andere geologische Faktoren könnten diese Risse sogar noch vergrößern und die CO<sub>2</sub>-Speicherung unsicher machen.
- **Überhöhte Annahmen zur Injektionsrate:** Die Menge an CO<sub>2</sub>, die pro Jahr sicher in die Speicherstrukturen gepumpt werden kann, wurde vermutlich stark überschätzt. Das Speichern hoher Mengen könnte den Druck zu stark erhöhen und die Stabilität der Speicher gefährden.
- **Geringe Wirksamkeit der Bindungsmechanismen:** Verschiedene theoretische Mechanismen, wie etwa die Auflösung von CO<sub>2</sub> im Wasser des Speichergesteins, wurden bisher nicht in der Realität nachgewiesen. Die Modelle, die solche Bindungen als „sicher“ darstellen, basieren oft auf unrealistischen Annahmen.
- **Gefahr für die Umwelt und das Klima:** Durch den hohen Energie- und Ressourcenverbrauch stellt CCS einen erheblichen Eingriff in die Umwelt dar. Zudem könnte CCS indirekt zur Freisetzung klimaschädlicher Substanzen wie Methan führen, was die positive Klimawirkung von CO<sub>2</sub>-Speicherung zunichte macht.
- **Unterschätzte Risiken von Blowouts:** Die Studie weist auf die Gefahr sogenannter „Blowouts“ hin – plötzliche, unkontrollierte Freisetzungen von CO<sub>2</sub>, die durch Druckaufbau entstehen können. Solche Ereignisse könnten große Mengen des gespeicherten CO<sub>2</sub> freisetzen und sogar noch andere gefährliche Gase mit nach oben bringen.

Angesichts der energieintensiven Infrastruktur und des Ressourcenverbrauchs kommt Dr. Krupp zu der Schlussfolgerung, dass CCS eine zusätzliche Belastung für Umwelt und Klima darstellt, statt die Lösung des Klimaproblems voranzutreiben. Die Forderung nach alternativen Methoden durch naturbasierte Prozesse unterstreicht die Dringlichkeit, vorrangig auf natürliche CO<sub>2</sub>-Bindungsstrategien und nachhaltige Energieeinsparungen zu setzen, anstatt auf technische Großprojekte, deren langfristige Nachhaltigkeit und Sicherheit fraglich bleiben.

Dieser Bericht ist daher nicht nur ein wissenschaftlicher Beitrag, sondern auch ein Appell an Entscheidungsträger, umsichtiger mit der CCS-Technologie umzugehen und deren Risiken und Potenziale kritisch zu bewerten. Denn die Verantwortung für das Klima und die zukünftigen Generationen erfordert, dass wir umfassend und nachhaltig denken – weit über technische Einzellösungen hinaus. Solange sich Industrie und Politik auf das Heilsversprechen CCS verlassen, unternehmen sie wenig bis nichts, um CO<sub>2</sub> von Anfang an gar nicht erst entstehen zu lassen. Greenpeace fordert deshalb, der Vermeidung von klimaschädlichen Treibhausgasen absolute Priorität einzuräumen, und zwar dort, wo sie entstehen. Denn echter, radikaler Wandel ist die einzige angemessene Art und Weise, um auf die Bedrohung durch die Klimakrise zu reagieren.

## **Karsten Smid**

Greenpeace Energiekampagne

# Inhalt

Zusammenfassung.....	4
Einführung.....	9
Geologische Verhältnisse in der Nordsee.....	10
Kurze geologische Entwicklungsgeschichte der Nordsee.....	15
Paläozoikum.....	15
Trias und Jura.....	16
Kreide.....	20
Alt-Tertiär.....	20
Mittel–Miozän bis heute.....	21
Sleipner CCS-Projekt, Norwegen.....	26
Geschichte.....	27
Monitoring, Daten und wissenschaftliche Untersuchungen.....	29
Faktencheck.....	30
Endlagerung von CO <sub>2</sub> unter der deutschen Nordsee.....	40
Tiefer Untergrund Norddeutsches Becken (TUNB).....	40
CO <sub>2</sub> –Speicherkapazitäten der AWZ: Ein Faktencheck.....	42
Das Projekt G E O S T O R.....	44
Zweifel an der Wirksamkeit der geologischen Barrieren.....	47
Lagerkapazitäten geometrisch deutlich geringer als GEOSTOR angibt.....	50
Speicherkonzept in GEOSTOR zu optimistisch.....	54
Statische Speicherkapazität in GEOSTOR überschätzt.....	56
Injektivität für die Henni-Struktur unrealistisch hoch.....	57
Alte Bohrungen erhöhen Risiko für Leckagen.....	57
CO <sub>2</sub> -Injektion verdrängt Formationswasser und Gase.....	58
GEOSTOR nutzt Rissbildung durch CO <sub>2</sub> -Verpressung zur Speicherüberwachung.....	59
Seismischer Lärm hat fatale Auswirkungen auf Schweinswale.....	59
Barrieregesteine: Oftmals schlecht untersucht.....	60
Raumschaffung im geologischen Speicher.....	61
Druckverhältnisse im geologischen Untergrund.....	61
Kompression kann keinen permanenten Speicherraum schaffen.....	62
Verdrängung von Porenfluiden erfordert Austrittspfade.....	62
Blowouts.....	63
Konvektion nicht zu erwarten.....	64
CO <sub>2</sub> – Auflösung im Aquifer begrenzt.....	66
Säure-Base-Gleichgewichte der Kohlensäure.....	68
Mineralreaktionen und Mineral Trapping meistens überbewertet.....	70
Residual und Structural Trapping.....	74
Enhanced Oil Recovery und Enhanced Gas Recovery: CO <sub>2</sub> mobilisiert Schadstoffe und Methan	75
Abscheidung, Transport und Einspeicherung.....	76
Zusammensetzungen der Rohgase.....	76
Abscheideverfahren.....	76
Verunreinigungen der abgeschiedenen Gase.....	78
Zustandsdiagramme für reines CO <sub>2</sub> .....	80

Zustandsdiagramme für das binäre System CO <sub>2</sub> -H <sub>2</sub> O.....	83
Zustandsdiagramme für binäre Mischungen von CO <sub>2</sub> mit anderen Gasen.....	84
Energie (Mehr-) Bedarf für CCC und CCS.....	85
Abscheidung von CO <sub>2</sub> (CCC - Carbon capture and concentration).....	85
Energieverbrauch für Kompression und Kühlung.....	88
Quellenangaben.....	90

## Zusammenfassung

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen der vorliegenden Studie zu den geologischen Risiken der CO<sub>2</sub>-Verpressung unter der Nordsee werden nachfolgend zusammengefasst. Die ausführlichen Begründungen dazu finden sich im Haupttext. Eine umfassende Betrachtung aller CCS-Projekte war nicht Gegenstand dieser Studie.

- **CCS in der Nordsee:** Die Nordsee ist durch die Öl- und Gas-Exploration geologisch gut untersucht. Die bereits operativen CCS-Projekte Sleipner und Snøvit (beide Norwegen) sowie einige bereits im Aufbau befindliche CO<sub>2</sub>-Endlagerprojekte sind an sehr ausgedehnte Sandstein-Formationen gebunden, die als offen oder halb-offen charakterisiert werden, ohne ausgeprägte geometrische Fallenstrukturen. Das bedeutet, dass die CO<sub>2</sub>-Ausbreitung nicht durch definierte geologische Strukturen begrenzt wird, sondern in Folge der Auftriebskräfte der CO<sub>2</sub>-Phase und/oder durch den Injektionsdruck unbegrenzt fortschreiten kann.
- **CCS in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ):** Die deutsche AWZ ist bis heute nicht annähernd so intensiv auf Kohlenwasserstoff-Lagerstätten exploriert worden wie die Sektoren der Nachbarländer. Dennoch ist auch hier die Geologie gut bekannt und inzwischen durch moderne digitale Geologie-Modelle, wie das TUNB-Projekt („Tiefer Untergrund Norddeutsches Becken“) beschrieben, auf denen auch die derzeitige CCS-Forschung im GEOSTOR-Projekt aufbaut.
- **Sleipner:** Das norwegische Sleipner-Projekt gilt als das erste CCS-Projekt überhaupt und wird häufig als Vorzeigeprojekt und „Proof-of-Concept“ dargestellt. Tatsächlich fehlten anfangs für Sleipner eine fundierte Planung und darauf fußende Genehmigung nach heutigen Standards. Vielmehr hat die nicht vorhergesehene Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung erst zu den sehr umfangreichen und erst nachträglich auch erkenntnisreichen Untersuchungen über Sleipner geführt.
- **GEOSTOR-Forschungsprogramm der Bundesregierung:** Das aktuelle GEOSTOR-Forschungsprojekt der Bundesregierung konzentriert sich auf das sogenannte Henni-Salzkissen als Speicherstruktur. Doch es bestehen Zweifel an der Wirksamkeit der geologischen Barrieren und der Speicherkapazitäten:
  - Erodierte Barriere-Gesteine über der Henni-Struktur: Durch das kreidezeitliche Erosionsereignis sind die als Barriere wichtigen Schichten des Röt freigelegt, verwittert und teilweise anscheinend auch erodiert worden, und ihre Wirksamkeit als Barriere ist ungewiss. Ebenso wurden die als weitere Barriere-Horizonte betrachteten Ober-Jura-Schlammsteine und der Rupel-Ton im Scheitelbereich der Henni-Struktur an Diskordanzen erodiert. Der Rupel-Ton liegt ohnehin in zu geringer Tiefe um noch als effektive Barriere wirken zu können.
  - Störungssystem über der Henni-Struktur: Im aufgewölbten Dach des Salzkissens ist ein dilatantes Störungssystem (Apical-Graben) bekannt, das mit einiger Wahrscheinlichkeit

auch hydraulische Wegsamkeiten in den Buntsandstein (potentielle Speicherschicht) erzeugt hat. Hierdurch ergeben sich weitere Zweifel an der Wirksamkeit der geologischen Barrieren.

- Endlager-Kapazitäten der AWZ weit überschätzt: Die im Rahmen des GEOSTOR-Programms erfolgte Berechnung der geometrischen Speicher-Volumina scheint nicht dem *Fill-and-Spill*-Prinzip zu folgen, sondern auf groben Vereinfachungen zu beruhen, welche zu einer starken Überschätzung der Speicher-Volumina und -Kapazitäten führen. Außerdem werden im GEOSTOR-Projekt zur Berechnung der statischen Kapazitäten Effizienz-Faktoren von  $E = 5$  Prozent bis  $E = 20$  Prozent angenommen, während in der Praxis meistens nur Werte zwischen 2 Prozent und 8 Prozent erzielbar sind. Offenbar wurde der zu hohe Effizienzfaktor  $E$  im Wertebereich von 5 Prozent bis 20 Prozent auch nicht wie die anderen Eingangsgrößen (durch ein Monte Carlo-Verfahren) variiert um probabilistische Kapazitäten zu berechnen. Auch die so ermittelten P50 Perzentilwerte dürften die Speicher-Kapazitäten nochmals deutlich überschätzen. Die angegebene statische Speicherkapazität für die Henni-Struktur (CNS\_24) von 368 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> (P50) ist daher zu hoch, ebenso wie die 159,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> des P10-Perzentilwertes.
  - Injektionsraten deutlich überschätzt: Die anvisierte Injektions-Rate von 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ist mehr als zehnmal höher als in dem norwegischen CO<sub>2</sub>-Endlager Sleipner und 15 mal höher als in dem problemgeplagten CCS-Projekt Snøhvit. In Anbetracht der eben diskutierten effektiven Speicherkapazität für die Henni-Struktur und der in der Praxis realisierbaren Injektionsraten von max. ca. 1 Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr und Bohrung erscheint auch die in GEOSTOR anvisierte Rate von 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr nicht sehr realistisch. Außerdem sind auch die modellierten Injektions-Überdrücke von 125 bar viel höher als die üblichen Überdrücke von ca. 10 bar.
- 
- **Die verschiedenen angestrebten Mechanismen (Solution Trapping, Konvektion und Mineral Trapping), welche das CO<sub>2</sub> dauerhaft im Untergrund speichern oder sogar binden sollen, funktionieren nicht wie behauptet:**
    - Die Auflösung von CO<sub>2</sub> im Formationswasser (Solution Trapping) wird überbewertet: Die mit einem vermeintlichen Sicherheitsgewinn verbundene, durch Konvektion verstärkte Auflösung von CO<sub>2</sub> beruht auf fragwürdigen Annahmen und Modellen und es existiert kein gegenständlicher Beweis für signifikantes Solution Trapping. Die durch Gleichgewichte begrenzte Löslichkeit von CO<sub>2</sub> in Wasser und Salzlösungen in Verbindung mit der im Porenraum zurückbleibenden Wassermenge (residual trapping) erlaubt die Auflösung eines nur kleinen Anteils des verpressten CO<sub>2</sub>. Diese Mengenbegrenzung liegt vor, weil das Porenwasser aus dem Speicher verdrängt wird, bevor es sich vollständig mit CO<sub>2</sub> sättigen kann.
    - Konvektion im Porespeicher findet nicht oder nur in Ausnahmefällen statt: Die für Konvektion erforderliche Rayleigh-Darcy-Zahl wird in theoretischen Porespeicher-Modellen gerade so überschritten. In realen geologischen Systemen werden aber Anisotropie-Effekte und interne Schichtungsstrukturen die Konvektion zusätzlich hemmen.
    - Die mineralische CO<sub>2</sub>-Fixierung (Mineral Trapping) durch Dawsonit ist keine realistische Annahme: Die CO<sub>2</sub>-Fixierung durch Bildung des basischen Doppelsalzes Dawsonit (NaAlCO<sub>3</sub>(OH)<sub>2</sub>) erfordert alkalische oder zumindest neutrale pH-Werte und kann in dem

sauren Milieu eines CO<sub>2</sub>-Endlagers nicht erfolgen. Das chemische Milieu wird durch die Wasserlöslichkeiten der überkritischen CO<sub>2</sub>-Phase und von Quarz (SiO<sub>2</sub>) gepuffert, weshalb die Dawsonit-Bildung aus Feldspäten nicht möglich ist. Unter den sauren Bedingungen im CO<sub>2</sub>-Speicher reagieren Feldspäte vielmehr unter Bildung von Kaolinit. Auch Massenbilanzbetrachtungen zum Verhältnis von Feldspäten zu CO<sub>2</sub> zeigen, dass selbst bei einer fiktiven Bildung von Dawsonit nur ein Bruchteil des CO<sub>2</sub> fixiert werden könnte. Es gibt bisher keinen gegenständlichen Beweis für die Bildung von Dawsonit unter realistischen CCS-Endlagerbedingungen, nur eine Reihe unbrauchbarer Analogieschlüsse mit Bezug zu natürlichen Dawsonit-Vorkommen.

- **CCS-Speicher sind keine dichten und geschlossenen Systeme:**

- CCS-Speicher müssen undicht sein: Bei der Einspeicherung größerer Mengen CO<sub>2</sub> in einen Aquifer findet zur Raumschaffung am Speicherort immer eine (mindestens) volumengleiche Verdrängung des ursprünglichen Porenfluids durch das CO<sub>2</sub>-Fluid statt. Gäbe es keine Wege über welche das ursprüngliche Formationswasser, oder bei fortgesetzter Verpressung das CO<sub>2</sub>-Fluid selbst entweichen könnten, würde sich wegen der nur geringen Kompressibilität des Formationswasser und des Porespeichers in kurzer Zeit ein hoher Druck aufbauen, der letztendlich in einer hydraulischen Rissbildung enden würde. Daher muss die komplette Verdrängungskette von der Injektionsbohrung über die Strömungspfade bis zum Austritt am Meeresboden betrachtet werden.
- Es wird mindestens so viel Poren-Fluid verdrängt, wie CO<sub>2</sub> eingepresst wird: Grundsätzlich ist das Speichervolumen konstant und für die Fluid-Ströme gilt: Das Output-Volumen (und die Output-Rate) ist größer oder gleich dem Input-Volumen (Input-Rate) und kann niemals kleiner als der Injektionsstrom (Input) sein. Wegen der beim Aufstieg expandierenden CO<sub>2</sub>-Phase (überkritisch oder gasförmig) muss das Austrittsvolumen (Output) aber größer als das verpresste CO<sub>2</sub>-Volumen werden.
- Blowouts durch positive Rückkopplung sind möglich: Das expandierende CO<sub>2</sub> ist leichter als Wasser. Wenn das überkritische oder gasförmige CO<sub>2</sub> durch Auftrieb und entlang von Druckgradienten aufsteigt, nimmt sein Volumen zu, wodurch die Gesamtdichte der zweiphasigen Porenfluide und der dadurch von der Wassersäule ausgeübte hydrostatische Druck abnehmen. Die Volumenzunahme der CO<sub>2</sub>-Phase bei fallendem Druck erfolgt dabei nicht linear, sondern überproportional (hyperbolisch:  $V \propto 1/P$ ), so dass die verdrängten Porenfluide einschließlich Gasen auch in ihren Volumina und Leckageraten eskalieren. Es liegt ein positiver Rückkopplungs-Effekt, also potentiell ein „Run-Away-Prozess“ vor. Als Folge kann es daher letztendlich auch zum Durchbruch der verpressten CO<sub>2</sub>-Fluide und zu einem Blowout an der Austrittsstelle kommen. In diesem Fall kann das gesamte zuvor verpresste CO<sub>2</sub> innerhalb kurzer Zeit wieder entweichen, einschließlich aufgenommener Kohlenwasserstoffe (Methan).
- Vorsicht Fallen: Das für die Öffentlichkeit geprägte Bild von abgeschlossenen und CO<sub>2</sub>-dichten Endlagerstrukturen, sogenannte „Fallen“-Strukturen ist falsch, weil für den Fluid-Austausch eine Leckage stattfinden muss und zusammen mit den verdrängten Formationswässern auch natürliche Gase und letztlich das CO<sub>2</sub>-Fluid selbst entweichen können. Im Fall der Henni-Struktur wäre eine Leckage lateral durch den Mittleren Buntsandstein Aquifer und ein Entweichen über den Blowout „Figge Maar“ an der havarierten Bohrung B1 wahrscheinlich.

- **Überkritisches CO<sub>2</sub> macht Tonbarrieren durchlässig:** Überkritisches CO<sub>2</sub> wirkt dehydrierend auf Tonminerale, wodurch diese schrumpfen und die Tongesteine für CO<sub>2</sub> durchlässig werden. Man kann die Erfahrungen mit abdichtenden Tonsteinschichten aus der Hydrogeologie und mit Kohlenwasserstoffen nicht auf überkritisches CO<sub>2</sub> übertragen, weil Kohlenwasserstoffe im Gegensatz zu CO<sub>2</sub> kein Wasser lösen können.
- **Saline Aquifere und Formationswässer sind nicht nur salzig:**
  - Formationswässer saliner Aquifere und Lagerstättenwässer in Kohlenwasserstoff-Lagerstätten unterscheiden sich im Wesentlichen nur durch die Assoziation mit wirtschaftlich interessanten Öl- und Gas-Anreicherungen. Ansonsten ist Lagerstättenwasser Formationswasser, das bei Bohrungen zur Öl- und Gasförderung anfällt. Die chemischen Eigenschaften dieser Wässer können je nach Herkunft variieren. Sie enthalten aber in der Regel substantielle Mengen anorganischer und oft auch organischer Salze, freies, dispergiertes und emulgiertes Öl, gelöste Gase und meistens auch signifikante Mengen radioaktiver Substanzen (Naturally Occurring Radioactive Materials - NORM). Eine Verdrängung solcher Wässer in die Biosphäre ist daher nicht akzeptabel.
  - Öl- und Gas-Bestandteile können mobilisiert werden: Die gleichen Eigenschaften des unpolaren überkritischen CO<sub>2</sub>, die bei „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) und „Enhanced Gas Recovery“ (EGR) genutzt werden, führen auch bei CCS zur Mobilisierung von Öl- und Gas-Bestandteilen im Speichergestein. Aufgrund der unterschiedlich schnellen Strömungsgeschwindigkeiten eilt die beladene CO<sub>2</sub>-Phase der höher viskosen wässrigen Phase voraus. Am Ende der Verdrängungskette können diese umweltschädlichen Substanzen dann letztendlich auch in das Meerwasser und von dort ggf. in die Atmosphäre gelangen.
  - CCS ist eine neue Gefahr für das Klima: Die Einspeicherung von CO<sub>2</sub> führt zur Verdrängung der ursprünglichen Porenfluide, die auch Methan, CO<sub>2</sub> und weitere Gase enthalten können und letztlich teilweise wieder im Meerwasserkörper und in der Atmosphäre auftauchen. So wird bei CCS verpresstes Kohlendioxid im Idealfall gespeichert, aber gleichzeitig wird zusammen mit dem verdrängten Formationswasser das natürlich vorhandene Methan mit der 25-fachen (GWP<sub>100</sub>), bzw. 72-fachen (GWP<sub>20</sub>) Treibhauswirkung gegenüber CO<sub>2</sub> ebenfalls verdrängt. Ab einem Verhältnis von eingespeichertem CO<sub>2</sub> zu verdrängtem Methan von 1:25 (4 Prozent) bzw. 1:72 (1,4 Prozent) wird die Klimaschädlichkeit daher allein durch diesen Verdrängungseffekt zunehmen. Es gibt also zwei kooperierende Mechanismen (höheres Treibhaus-Potential, größeres Volumen), welche die Klimawirksamkeit von CCS vermindern, oder den Treibhaus-Effekt sogar verschlimmern können statt ihn zu reduzieren. Der größte anzunehmende Unfall in dieser Hinsicht wäre ein Blowout.
- **Seismische Untersuchungen bedrohen Schweinswale:** See-seismische Messungen sind inzwischen bei vielen Offshore-Projekten zum Standard geworden und werden zunehmend auch zum Monitoring von CCS-Speichern vorgesehen und eingesetzt. See-Seismik hat aufgrund der häufigen und extrem starken Schall-Impulse (bis 260 Dezibel) gravierende Auswirkungen auf Meerestiere, insbesondere Schweinswale. Weitere Messfahrten sollten daher nur noch in gut begründeten Ausnahmefällen und nach Durchführung relevanter Prüfungen gemäß FFH-Richtlinie

(Anhang II: CETACEA, *Phocoena phocoena*, *Tursiops truncatus*), Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie, Umweltverträglichkeits-Gesetz und weiterer einschlägiger Rechtsnormen erlaubt werden. Außerdem muss sichergestellt werden, dass die vorhandenen Schutzgebiete ausreichen und dass innerhalb der Schutzzonen unbedenkliche Schallpegel-Grenzwerte eingehalten werden.

- **CCS ist Teil des Problems, nicht der Lösung:** CCS ist eine typische „End-of-Pipe“ Strategie, die aufgrund ihres enormen zusätzlichen Energie-Verbrauchs für CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Transport und auch Ressourcen-Verbrauchs (z.B. Stahl für Pipelines und Schiffe, Beton für Infrastruktur) und der dadurch verursachten Emissionen das Problem verschärft. Die Bindung erneuerbarer Energie-Kapazitäten für CCS-Projekte macht die weitere fossile Stromerzeugung inklusive CO<sub>2</sub>-Emissionen, beispielsweise durch Gaskraftwerke nötig. Die Produktionskette von Erdgas ist wiederum mit diffusen Methanemissionen verbunden.
- **Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> ist nie vollständig:** Die technische Abscheidung von CO<sub>2</sub> ist nie vollständig, denn es werden 5 Prozent bis 20 Prozent des anfallenden CO<sub>2</sub> nicht entfernt und gelangen weiterhin in die Atmosphäre. Von den rund 600 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>, die in Deutschland 2024 energiebedingt anfallen, könnten daher selbst bei Umstellung sämtlicher Kraftwerke auf CCS Emissionen in Höhe von 30 bis 120 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr nicht verhindert werden.

### **Gesamtbewertung:**

Eine kritische Prüfung der Narrative über die Vorzüge der CCS-Technologie macht deutlich, dass fast nichts daran so richtig stimmt und einem Faktencheck nicht standhalten kann. Die CCS-Technologie ist ein Ableger der Öl- und Gas-Industrie. Sie soll zugleich neue Geschäftsfelder erschließen, aber auch dem Fortbestand des Öl- und Gas-Geschäfts dienen und wird deshalb von dieser Seite und ihrer mächtigen Lobby auch vehement „grün gewaschen“ und propagiert.

Als End-of-Pipe Technologie mit vielen hohen Risiken und Nebenwirkungen steht CCS dem konsequenten Umbau zu einer nachhaltigen Wirtschafts- und Lebensweise im Weg. Um den enorm hohen Energiebedarf von CCS zu decken, werden erhebliche Mengen erneuerbarer Energie für diesen Zweck „kanibalisiert“ (gebunden), wodurch der Bedarf an fossilen Übergangs-Kraftwerken verlängert und der ökologische Umbau weiter verschleppt wird. Gleichzeitig werden von CCS unter realen Betriebsbedingungen zwischen 5 Prozent bis 20 Prozent des anfallenden CO<sub>2</sub> nicht abgeschieden, sondern als „Schlupf“ weiterhin in die Atmosphäre emittiert. Neben dem Betrieb von CCS-Anlagen führt auch der Aufbau der CCS-Infrastruktur (On- und Offshore Anlagen, Pipelines, Schiffe, etc.) zu weiterem Energie- und Ressourcenverbrauch und zu noch mehr Schäden an der Umwelt.

CCS als Mittel zur Begrenzung des Klimawandels kann daher wegen geringer Effizienz und hohen Risiken nicht empfohlen werden. An einem radikalen Ausstieg aus der Verbrennung fossiler Energieträger und an der Beschränkung anderer Quellen von Treibhausgasen führt kein Weg vorbei. Die Förderung von Photosynthese durch Schutz, Pflege und Vergrößerung bestehender mariner und terrestrischer Biotope und der Schutz und die Verbesserung bestehender natürlicher Kohlenstoff-Senken müssen intensiviert werden.

## Einführung

Nachdem in Deutschland ein gutes Jahrzehnt lang das umstrittene „*Carbon Capture and Storage*“ (CCS) weitgehend aus der öffentlichen Debatte verschwunden war, hat das Bundeskabinett am 29.05.2024 Eckpunkte für eine *Carbon Management-Strategie* und einen darauf basierenden Gesetzentwurf zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) aus dem Jahr 2012 beschlossen. Damit hat das Bundeskabinett nach eigenen Worten den „*Weg für CCS frei gemacht*“ (BMWK, 29.05.2024). Die Anwendung von CCS und CCU („*Carbon Capture and Utilisation*“) sowie der Transport und die Offshore-Speicherung von CO<sub>2</sub> sollen nun ermöglicht werden. Meeresschutzgebiete sollen von der CO<sub>2</sub>-Speicherung ausgeschlossen bleiben.

Ungeachtet dieser politischen Entscheidungen untersucht die vorliegende Studie den aktuellen Forschungsstand, insbesondere zur Geologie der CO<sub>2</sub>-endlagerung in der Nordsee. Sie ist ein Fakten-Check für weit verbreitete Narrative über den Nutzen und die Sicherheit von CCS, zur Übertragbarkeit wissenschaftlicher Erkenntnisse und zur Tragfähigkeit wissenschaftlicher Präsentationen rund um CCS. Die Studie zeigt auf, welche Risiken dieendlagerung von CO<sub>2</sub> unter der Nordsee birgt. Insbesondere wird das aktuelle deutsche Forschungsprojekt GEOSTOR beleuchtet, ebenso wie das norwegische CO<sub>2</sub>-endlager Projekt Sleipner, das immer wieder als Vorzeigeprojekt für die Machbarkeit und Sicherheit von CCS präsentiert wird.

## Geologische Verhältnisse in der Nordsee

Der deutsche Sektor der Nordsee (Deutsche Nordsee), der aus dem Küstengewässer und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) besteht, umfasst eine Fläche von 41.000 Quadratkilometern und ist somit etwas kleiner als Niedersachsen ( $47.614 \text{ km}^2$ ). Die heutigen Wassertiefen liegen überwiegend im Bereich zwischen 20 und 50 Meter (**Abbildung 1**). Um die geologischen Verhältnisse, deren Entwicklung und die zugrundeliegenden Prozesse angemessen zu beschreiben, wird die Nordsee zunächst insgesamt betrachtet.

Das Nordseebecken in seiner heutigen Ausprägung entstand im Wesentlichen im Tertiär, doch reicht die strukturelle Entwicklung weit zurück bis ins späte Perm und die Trias. Die Nordsee ist heute geologisch ein Randmeer des Atlantischen Ozeans. Seiner geologischen Entwicklung ging im Mesozoikum die Bildung von Riftgräben im Gebiet der heutigen Nordsee voraus. Mit der Verlagerung der Rift-Aktivitäten nach Westen und der Öffnung des Atlantiks formierte sich der europäischen Kontinentschelf, der zusammen mit anderen tief liegenden Abschnitten der kontinentalen Erdkruste überflutet wurde.

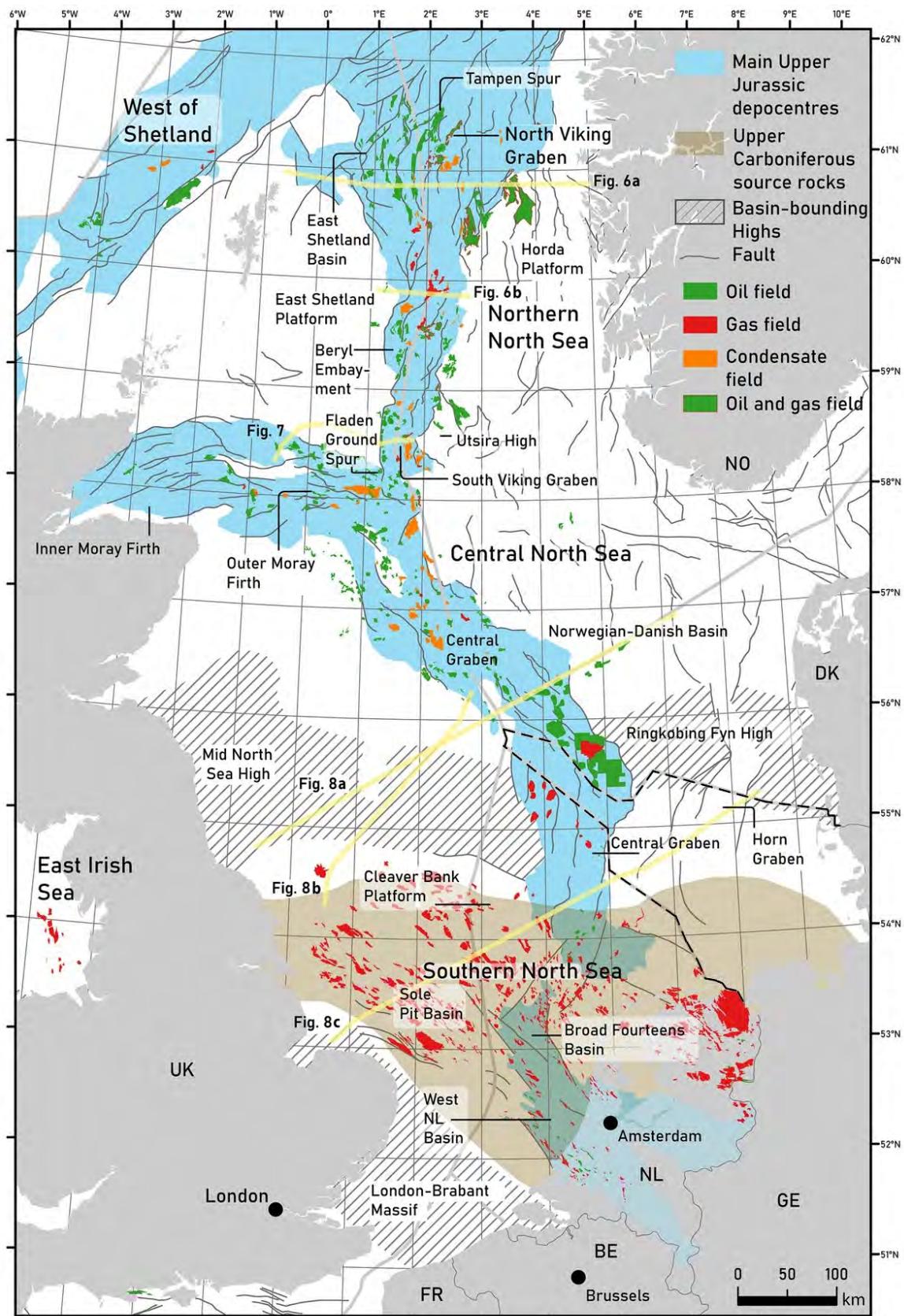
Durch die tektonostratigraphischen Entwicklungen der mehrphasig aktiven Riftgräben (**Abbildung 2**) wurden Hochschollen und angrenzende Festlandmassen heraus gehoben und erodiert und der Abtragungsschutt in den Gräben und auf dem Schelf sedimentiert. Dadurch entstanden markante Ablagerungszentren sowie Erosions-Diskordanzen. Die in den Senkungsräumen des Zentralgrabens und Viking-Grabens abgelagerten Kohlenwasserstoff-Muttergesteine des Ober-Jura haben im weiteren Verlauf hauptsächlich Ölfelder produziert, während die post-kaledonischen und post-varistischen Oberkarbon-Sedimente im Süden zur Bildung der Erdgas-Lagerstätten geführt haben.

Die Geologie des südlichen Nordseebeckens ist auch durch die zahlreichen Salzstrukturen und zuletzt die Auswirkungen der Eiszeiten bestimmt (**Abbildung 3**).

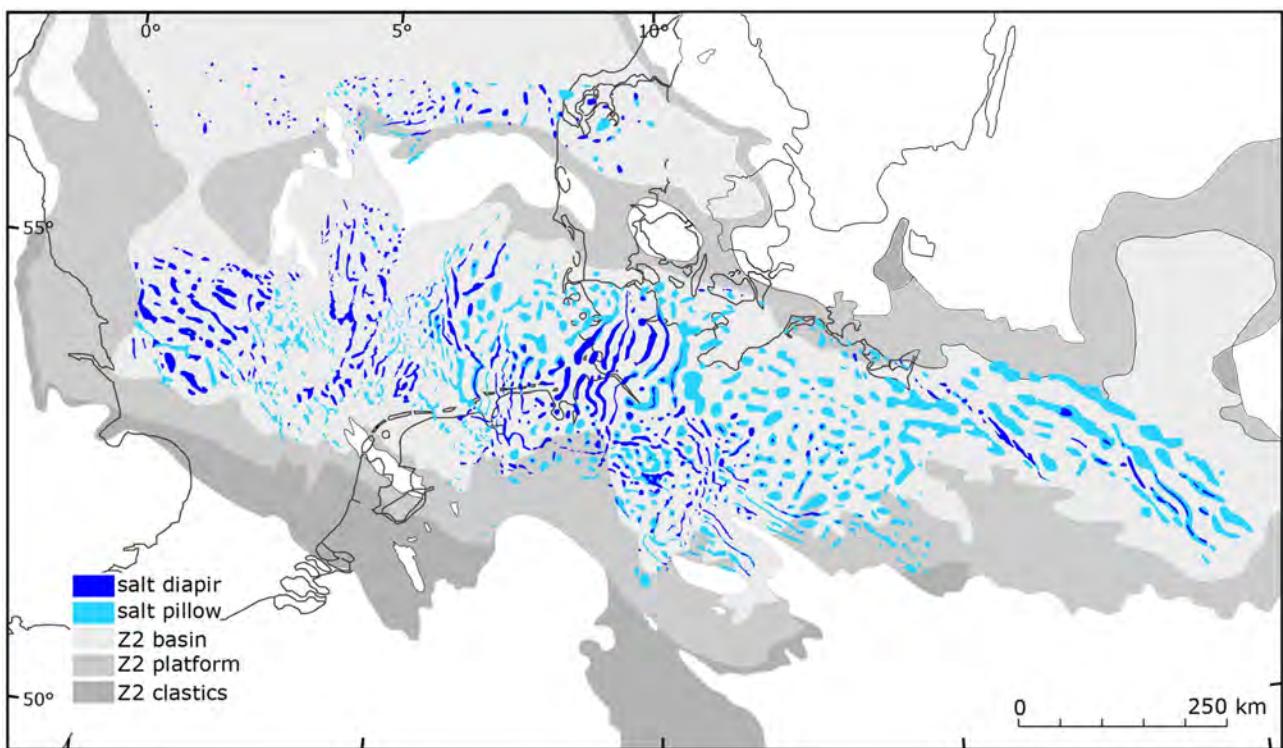
Durch die intensive Exploration der Nordsee, insbesondere außerhalb der deutschen AWZ, ist die regional abwechslungsreiche Geologie heute durch flächendeckende reflexionsseismische Messungen in Verbindung mit vielen tausend Bohrungen gut bekannt und vielfach beschrieben. Zusammenfassende und empfehlenswerte geologische Bearbeitungen erfolgten durch Doornenbal und Stevenson (2010) und kürzlich durch Patruno et al. (2021). In **Abbildung 4** ist eine vereinfachte stratigraphische Tabelle (Patruno et al., 2021) wiedergegeben, die auch grob die unterschiedlichen Entwicklungen in der südlichen, mittleren und nördlichen Nordsee differenziert und großräumigen geotektonischen Ereignissen zuordnet.



**Abbildung 1** – Geographische Übersichtskarte der Nordsee, mit Wassertiefen und Wirtschaftszonen der Anrainer-Staaten. Quelle: Wikipedia (2016): Nordsee.



**Abbildung 2 – Geologische Übersichtskarte des Nordseebeckens mit den Riftgräben und den Öl- und Gasfeldern. Die Profillinie 8c (gelb) ist in **Abbildung 9** reproduziert. Quelle: Patruno et al. (2021); deutsche AWZ durch Verfasser hervorgehoben.**



**Abbildung 3** - Salzkissen (hellblau) und Diapire/Salzmauern (dunkelblau) im Bereich des Zechsteinbeckens. Beckenfazies, Plattform-Fazies und klastische Randfazies in Grautönen.  
 Quellen: Nach Doornenbal und Stevenson (2010), Barabasch et al. (2023), Krzywiec (2017) und Geluk (2000).

---

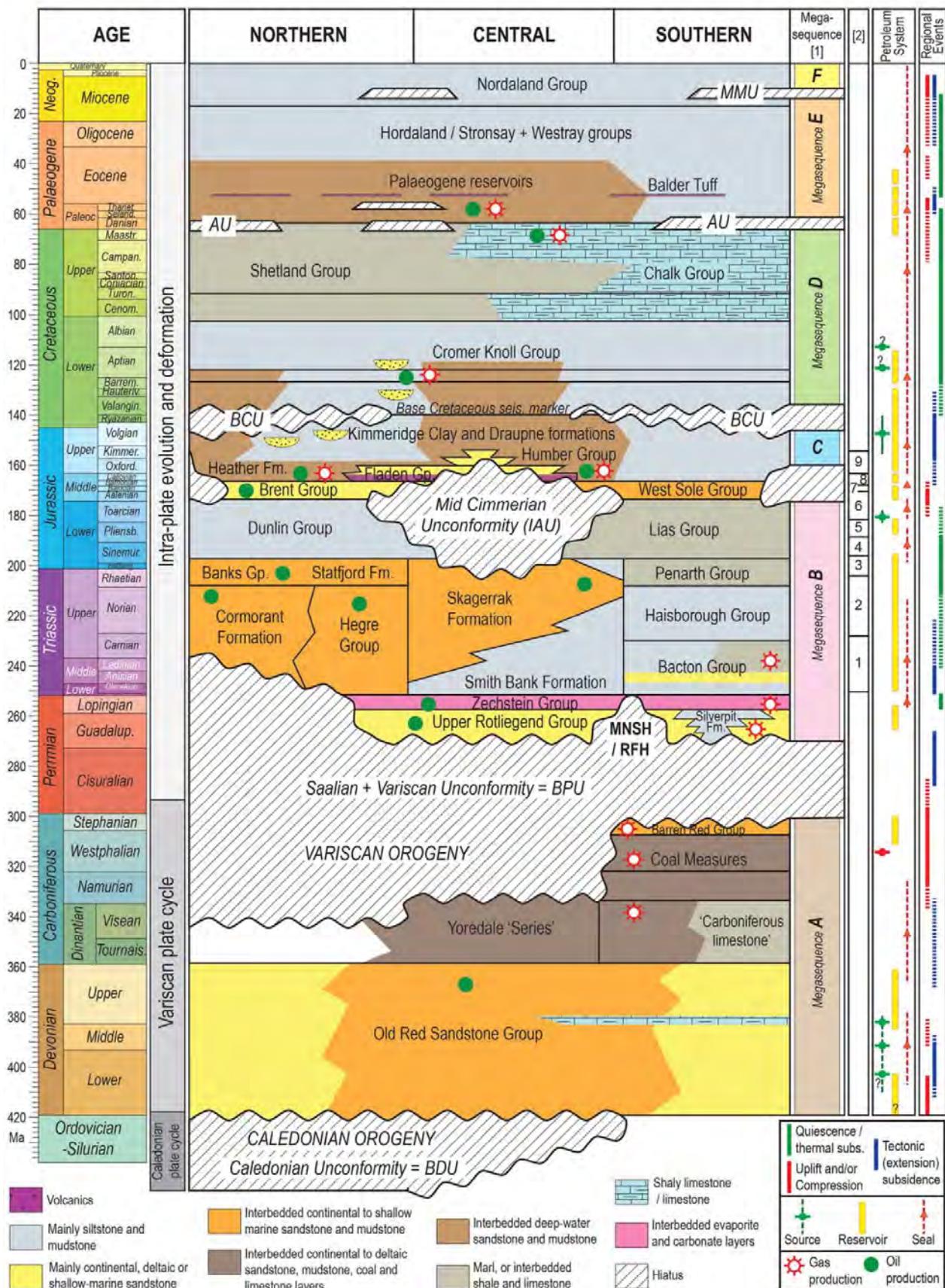
**Abbildung 4 (Folgeseite) – Vereinfachte Stratigraphie des Nordseegebiets.**

Diskordanzen:

- BDU: Devon-Basis;
- BPU: Perm-Basis;
- IAU: Intra-Aalenian;
- BCU: Kreide-Basis;
- AU: Atlantisch (oder nahe Tertiär-Basis);
- MMU: Mittel-Miozän (oder Eridanos).

Quelle: Patruno et al. (2021)

## CROSS-BORDER NORTH SEA STRATIGRAPHY AND MEGASEQUENCES

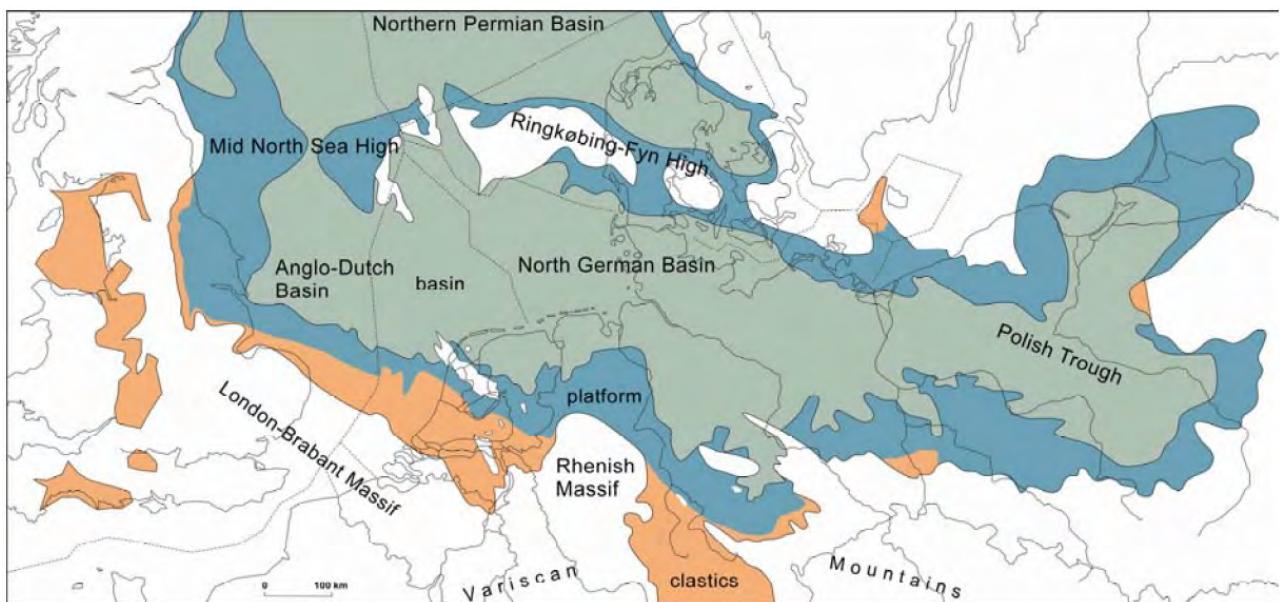


# Kurze geologische Entwicklungsgeschichte der Nordsee

## Paläozoikum

Nach der Einrumpfung der Kaledonischen und Varistischen Gebirge entstanden in einem Regime der großräumigen Hebung und Krustendehnung im Permokarbon ausgedehnte, varistisch (ENE-WSW) streichende intrakratonische Senkungszonen, verbunden mit weit verbreiteten kontinentalen Sediment-Ablagerungen und vulkanischen und vulkanoklastischen Bildungen. Erst im Verlauf des Perm entstand die Mitteleuropäische Senke, die ab dem Zechstein (Oberes Perm) überwiegend ein mariner Ablagerungsraum war und im Wesentlichen bis heute als Teil der Nordsee fortbesteht (**Abbildung 5**). Nach der ersten Meerestransgression und Ablagerung des basalen Zechstein-Konglomerats und des Kupferschiefers kam es zu Evaporitbildungen, die im Beckenzentrum als Salzablagerungen, an den Beckenrändern als Karbonat-Plattformen ausgeprägt sind. Die in mehreren Zyklen abgeschiedenen Salze haben zusammen teilweise eine primär-sedimentäre Mächtigkeit von weit über 1000 m erreicht (Schütte, 2005). Der Nordrand der Salzverbreitung fällt ungefähr mit der Nordgrenze der deutschen AWZ zusammen. Die mächtigen Zechstein-Salzablagerungen sind aufgrund der geringen Dichte von Salz die Ursache für spätere halokinetische Prozesse und die von zahlreichen Salzkissen und Diapiren geprägte strukturelle (salztektonische) Vielfalt. (**Abbildung 3**).

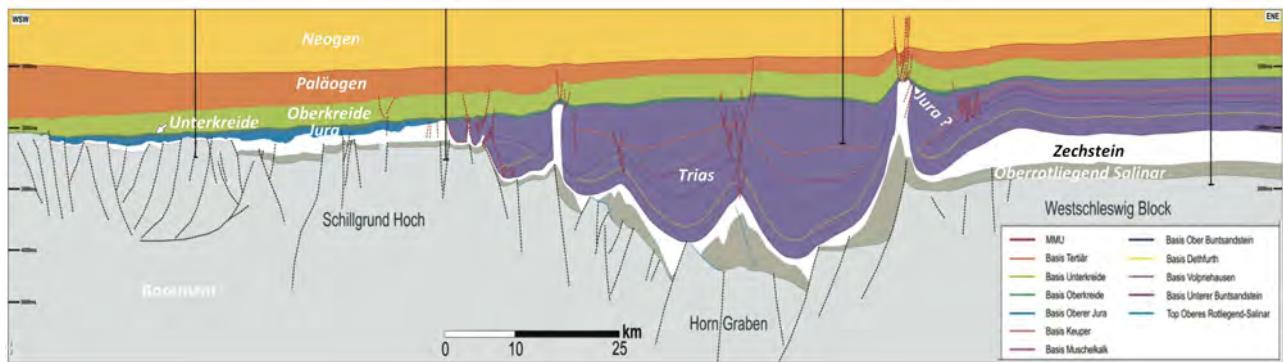
Mit dem Ende des Zechsteins zog sich das Meer zurück, und es kehrten zu Beginn der Trias wieder terrestrische Verhältnisse ein.



**Abbildung 5** – Zechsteinbecken (Frühstadium der Mitteleuropäischen Senke). Ausdehnung und Faziesverteilung des Zechstein-2 Karbonats. Klastische Randfazies: rot; Plattformfazies: blau; Beckenfazies: grün. Quelle: Geluk (2005)

## Trias und Jura

Unter einem sich verändernden tektonischen Regime (beginnende Riftphase, vor der späteren Öffnung des Atlantiks) und ariden Klimaverhältnissen wurden in der zentralen und südlichen Nordsee nun der N-S-verlaufende (E-W-Dehnung) Zentral Graben und Horn Graben angelegt, in denen deutlich höhere Mächtigkeiten des Buntsandsteins, Muschelkalks und Keupers vorliegen, während diese auf den Hochschollen infolge von Erosion und/oder geringen Sedimentationsraten fehlen können (**Abbildungen 2, 4 und 6**).



**Abbildung 6** – Geologisches Profil durch den Horngraben, zwischen Schillgrund-Hoch und Westschleswig-Block. Beachte: Mächtige Trias-Sedimente (Buntsandstein bis Keuper) im Horngraben, Schichtausfälle auf den Hochschollen. Quelle: Nach Wolf et al. (2014)

An der Perm-Trias-Grenze erfolgte ein Übergang von noch marinen Sedimenten zu Evaporit-freien, kontinentalen, überwiegend feinklastischen Sedimenten die den Unteren Buntsandstein (Calvörde- und Bernburg-Formationen) bilden. Es folgt der tendenziell größer klastische Mittlere Buntsandstein (Volpriehausen-, Detfurth-, Hardegsen- und Solling-Formationen), der beispielsweise die bekannten Klippen auf Helgoland bildet (**Abbildung 7**). Helgoland verdankt seine Existenz einem Salzdiapir im Untergrund. Die Schichten des Unteren und besonders des Mittleren Buntsandsteins sind als abwechselnde alluviale (Schwemmfächer), fluviatile (Flussablagerungen) und Playa-Sedimente (abflusslose Seen) zu charakterisieren, die aufgrund ihrer Porosität und Mächtigkeit potentielle Speichergesteine für CCS-Projekte darstellen. Im oberen Buntsandstein (Röt) kam es unter weiterhin kontinentalen Bedingungen (Schütte, 2005) zur Ablagerung von Gipsen und Salzen (Salzpfannen), die auch im deutschen Nordsee-Sektor weit verbreitet sind und teilweise über 300 m Mächtigkeit erreichen (Geluk, 2005). Soweit erhalten, können insbesondere die Evaporite als Barriere-Gesteine fungieren.



**Abbildung 7** – Buntsandsteinklippen, Helgoland. Mittlerer Buntsandstein (Volpriehausen- bis Solling-Folgen). Quelle: Deutschlandfunk Kultur (2018)

Erste halokinetische Prozesse werden ab dem oberen Mittleren Buntsandstein im Bereich des Horn-Grabens berichtet (Wolf et al., 2014). Ab diesem Zeitpunkt waren der Auflastdruck über den Zechsteinsalzen und die Temperatur lokal bereits hoch genug um Kriechprozesse in den Salzgesteinen auszulösen, wenngleich die Diapirbildung in der zentralen Nordsee erst im Keuper ihr Maximum erreicht hat. Die stratigraphisch angelegte Dichteinversion (schwere Sedimentgesteine über leichteren Salzgesteinen) hat zur Salzwanderung und Bildung der bekannten Salzkissen, Diapire und Salzmauern geführt (**Abbildung 3**). Über den aufsteigenden Salzmassen haben sich Aufwölbungen gebildet, die lokal zu einer mehr oder weniger intensiven Erosion der Dachgesteine und dadurch (ebenfalls lokal) zu markanten Erosionsdiskordanzen und Schichtlücken geführt haben. In den aufgewölbten Dachgesteinen und an Diskordanzen konnten sich Fallenstrukturen für aufsteigende Kohlenwasserstoffe bilden, die jetzt auch in den Fokus von CCS-Projekten gerückt sind.

Auch die Fortsetzung der Graben-Tektonik hat regional unterschiedliche Ablagerungs- und Erosionsbedingungen geschaffen (Wolf et al. 2014), die ab dem Oberen Buntsandstein, besonders auf den Hochschollen häufig zu Schichtausfällen geführt haben (**Abbildungen 2, 4, 6**). Daher können die überlieferten Sedimentabfolgen auch regional sehr lückenhaft sein.

Der Muschelkalk (Mittlere Trias) beginnt mit dem nun wieder im flach-marinen Milieu gebildeten Wellenkalk (Unterer Muschelkalk), nachdem der Anschluss an die Tethys (südlicher Ozean) im Bereich der südlichen Nordsee erfolgt war. Der Wellenkalk ist beispielsweise auf Helgoland bei Niedrigwasser nördlich und südlich der Düneninsel aufgeschlossen und wird dort als „Wittekliif“ bezeichnet. Im Mittleren Muschelkalk dominieren Steinsalz- und Anhydrit-Ablagerungen, die im Beckenzentrum bis 100 m mächtig werden können. Im Oberen

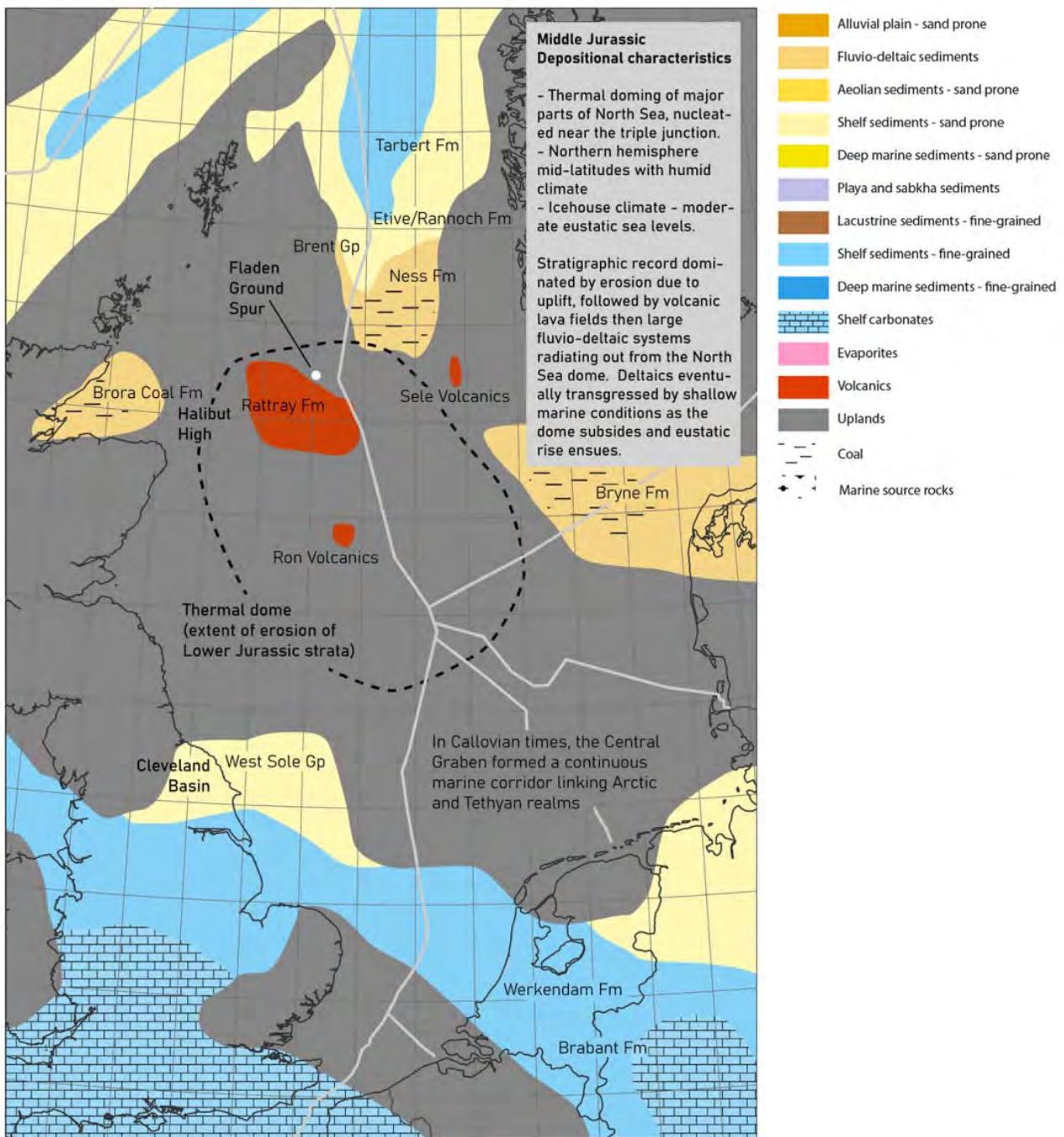
Muschelkalk folgen wieder Karbonatgesteine, allerdings mit höheren Tonanteilen (Schütte, 2005; Geluk, 2000).

Im Keuper (Obere Trias) treten im unteren Abschnitt kontinental geprägte, überwiegend tonig-sandige Abfolgen und nur untergeordnet reinere Sandsteine wie der Schilfsandstein auf. Darüber folgen der tonig-karbonatisch-sulfatische Gipskeuper und die vorwiegend aus Tonstein und Mergelstein bestehende Schichtenfolge des Steinmergelkeupers. Die Keuper-Abfolgen können einem Delta- bis Sabkha-Milieu zugeordnet werden.

Im Jura begann der große Superkontinent „Pangäa“ zwischen Nordamerika und Nordwestafrika auseinander zu brechen und der Zentral-Atlantik öffnete sich. Zu Beginn des Jura war der frühe Atlantik noch schmal. Im Unteren Jura stieg der Meeresspiegel weltweit kontinuierlich an, begleitet von einem Wechsel zu einem humiden Klima. Im Nordseeraum kamen in dem transgredierenden Meer flachmarine Tone zur Ablagerung. Unter sauerstoffarmen Bedingungen lagerte sich der bituminöse Posidonienschifer (Toarcium) ab, der ein wichtiges Erdöl-Muttergestein ist. Im niedersächsischen Küstenraum und in Schleswig-Holstein kamen im Unteren Jura unter Flachmeer-Bedingungen Sand- und Tonsteine zur Ablagerung. Die Sandsteine des Dogger (Mittlerer Jura) sind das Speichergestein der 1980 entdeckten Erdöl-Lagerstätte *Mittelplate* bei Büsum. Das Muttergestein ist der Posidonienschifer (Lott et al., 2010).

Im Mittleren Jura wurde das Gebiet der Nordsee teilweise mehr als 700 m herausgehoben (Schütte, 2005) und eine durch Erosion geprägte, ausgedehnte Sedimentationslücke entstand („Intra-Aalenium-Diskordanz“ auch „Mittel-Kimmeridgium-Diskordanz“). Diese Heraushebung steht im Zusammenhang mit einer nordseeweiten Aufdomung der Erdkruste im Aalenium (unterste Stufe des Mittleren Jura), mit dem Zentrum im Bereich der Triple-Junction zwischen dem Viking-Graben im Norden, dem Zentralgraben im Süden und dem nach Westen zum Moray Firth abzweigenden Grabensystem (**Abbildungen 2, 8**). Als Ursache wird ein „Mantle Plume“ (Mantleldiapir; aufsteigendes Magma aus dem oberen Erdmantel unterschichtet die Erdkruste) angenommen (Meyer et al., 2007). In Verbindung mit der Aufdomung sind die Grabenschollen schnell und tief abgesunken, und bereits im Callovium (oberste Stufe des Mittleren Jura) bestand über das Grabensystem wieder eine Meeresverbindung zwischen dem borealen Ozean und der Tethys. Unter weiter ansteigendem Meeresspiegel und fortgesetztem Rifting der Nordseegräben entstanden Beckenablagerungen (Turbidite, Tone) und in den Hochlagen flachmarine Schelfsedimente.

Am Ende des Oberjura brach auch der Nordatlantik auf, wobei die Iberische Halbinsel zuerst noch am Nordamerikanischen Kontinent hing und erst später Teil Europas wurde.



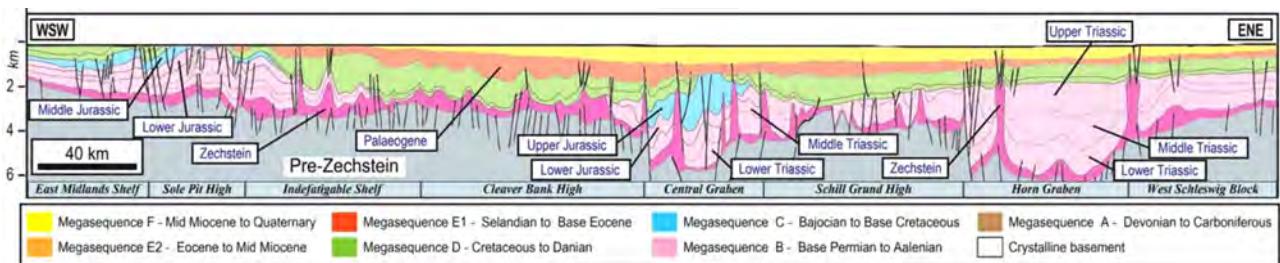
**Abbildung 8** – Paläogeographie des gesamten Nordseeraums im Mittleren Jura (Bajocium bis frühes Bathonium). Über der im Aalenium einsetzenden Aufdomung entstand ein ausgedehntes, der Erosion ausgesetztes Hochgebiet (Uplands), das auch fast die gesamte deutsche AWZ umfasst hat. Quelle: Patruno et al. (2021)

## Kreide

Mit Fortschreiten der Atlantiköffnung und Ausdehnung des Mittelatlantischen Rückens ist in der Kreide ein weiterer Anstieg des Meeresspiegels bis zu extremen Hochständen in der späten Kreide zu verzeichnen, bei eisfreien Polkappen und einem Treibhausklima. Rifting und Grabenbildung im Nordsee-Gebiet ebbten ab bzw. verlagerten sich nach Westen in den Bereich des Mittelatlantischen Rückens, dessen Achse damals gerade westlich von England lag und das Aufbrechen des Nordatlantiks einlautete.

Im gesamten Nordsee-Gebiet ist dieser geotektonische Umschwung durch eine ausgeprägte Diskordanz an der Kreidebasis gekennzeichnet, die auf eine regional weitreichende, thermisch bedingte (durch Abkühlung der Erdkruste) Subsidenz nach dem Ende des jurassischen Aufdomungs-Ereignisses zurückgeführt wird. **Abbildung 9** zeigt den Wandel beispielhaft anhand eines interpretierten reflexionsseismischen Schnitts. Man erkennt auch, dass im deutschen Sektor der Salzdiapirismus an der Unterkreide-Diskordanz schon weitgehend abgeschlossen ist.

Im Profil der **Abbildung 9** sind im Bereich des Sole Pit High (vorher Sole Pit Graben) und im Zentralgraben sogenannte „tektonische Beckeninversionen“ zu erkennen, an denen die Kreide erodiert wurde.



**Abbildung 9** – Geologischer Schnitt (WSW-ENE) vom englischen *The Wash* Ästuar über die südliche Nordsee, durch die deutsche AWZ (Profillinie siehe **Abbildung 2**, „Fig. 8c“). Der stratigraphische Hiatus an der Basis der Unterkreide (hellgrün) ist sehr markant. Quelle: Patruno et al. (2021)

Die Unterkreide ist in der südlichen Nordsee durch transgressive Ablagerungen toniger Sedimente gekennzeichnet, die im Hinblick auf CCS-Projekte Barriere-Eigenschaften haben. Die mit dem Cenoman beginnende und bis zum Danium (Unterste Stufe im Tertiär) reichende Oberkreide-Sedimentation ist von den Coccolithen-reichen weißen Kreidegesteinen („Chalk“) der Schelfe gekennzeichnet, die vielerorts (z.B. Ärmelkanal) als markante Kreidefelsenkliffs die Steilküsten prägen.

## Alt-Tertiär

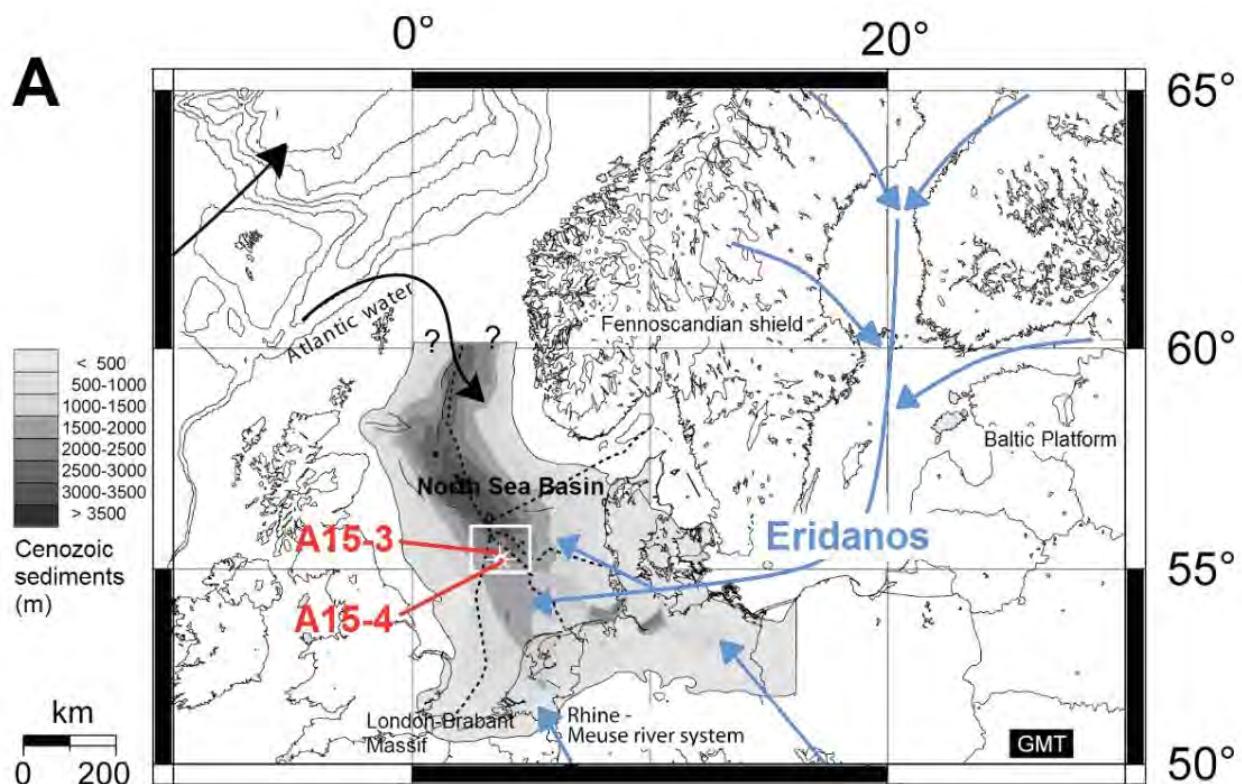
Die Öffnung des Nordatlantiks durch Sea Floor Spreading schreitet zwischen Großbritannien und Grönland im frühen Eozän weiter nach Norden fort. Der Proto-Iceland Mantle Plume bewirkt am jungen östlichen Kontinentalrand eine Heraushebung der Britischen Inseln, der Shetland Plattform und Irlands. Eine weitere Diskordanz, die „Atlantische“ oder „Tertiärbasis-nahe“ Diskordanz, beendet die Kreideablagerungen im Nordseebecken und markiert einen Wechsel hin zu einer klastischen Sedimentation aus dem Abtragungsschutt des Hinterlandes der aufsteigenden

Britischen Inseln. Zur deutschen Seite der Nordsee hin werden in größeren Wassertiefen feinklastische Sedimente abgelagert. Die Halokinese der Zechsteinsalze erfuhr eine nochmalige Aktivierung.

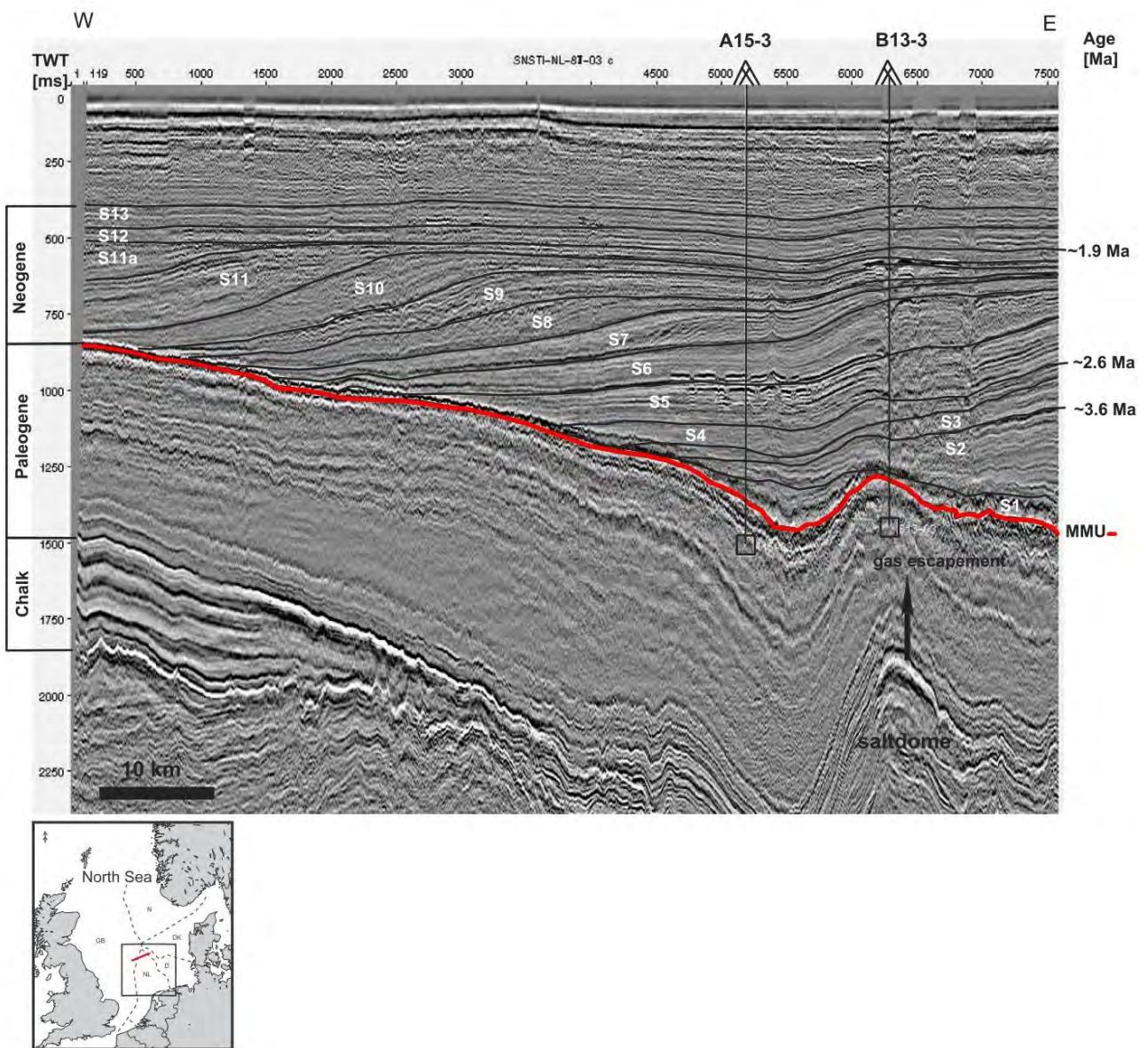
## Mittel-Miozän bis heute

Im Mittleren Miozän setzte eine regionale Heraushebung der Norwegischen Landmasse ein, welche die weiterhin auch von Westen kommende klastische Sedimentation durch neue Fluss-Deltas im Osten übertraf. Dieser Wechsel der Abtragungsgebiete ist im Ablagerungsraum durch die „Mittel-Miozän-Diskordanz“ (auch „Eridanos Diskordanz“) markiert.

Im Gebiet der heutigen Ostsee entstand (hier wohl schon im Oligozän; van Helmond, 2010; Patruno et al., 2021) das ausgedehnte Flusssystem des „Eridanos“. (In der griechischen Mythologie ist der Eridanos ein großer Fluss am Ende der Welt, benannt nach dem Flussgott Eridanos, Sohn des Okeanos und der Tethys.) Das Einzugsgebiet des Eridanos umfasste den Fennoskandischen Schild und die Baltische Plattform, also den gesamten heutigen Ostseeraum. Über eine in der heutigen Deutschen Bucht gelegene, progradierende Deltamündung erhielt die Nordsee bis ins Quartär hinein den größten Teil ihrer Beckenfüllung vom Eridanos. Küstennah wurden sandige Delta-Sedimente und beckenwärts mehr schlammige Sedimente abgelagert (Knox et al., 2010). Der Eridanos bestand bis ins späte Pliozän / frühe Pleistozän, bis das Flusssystem von dem skandinavischen Eisschild überfahren wurde (s.u.).



**Abbildung 10 – Einzugsgebiet (blaue Pfeile) und Ablagerungsraum des Eridanos Flusssystems.**  
Quelle: van Helmond (2010)



**Abbildung 11** – Seismisches Profil in der Niederländischen Nordsee. Über der rot markierten Mittel-Miozän-Diskordanz (MMU) sind deutlich die von Osten her geschütteten Foreset Beds des Eridanos-Deltas zu erkennen. Quelle: Kuhlmann (2004); ergänzt vom Verfasser.

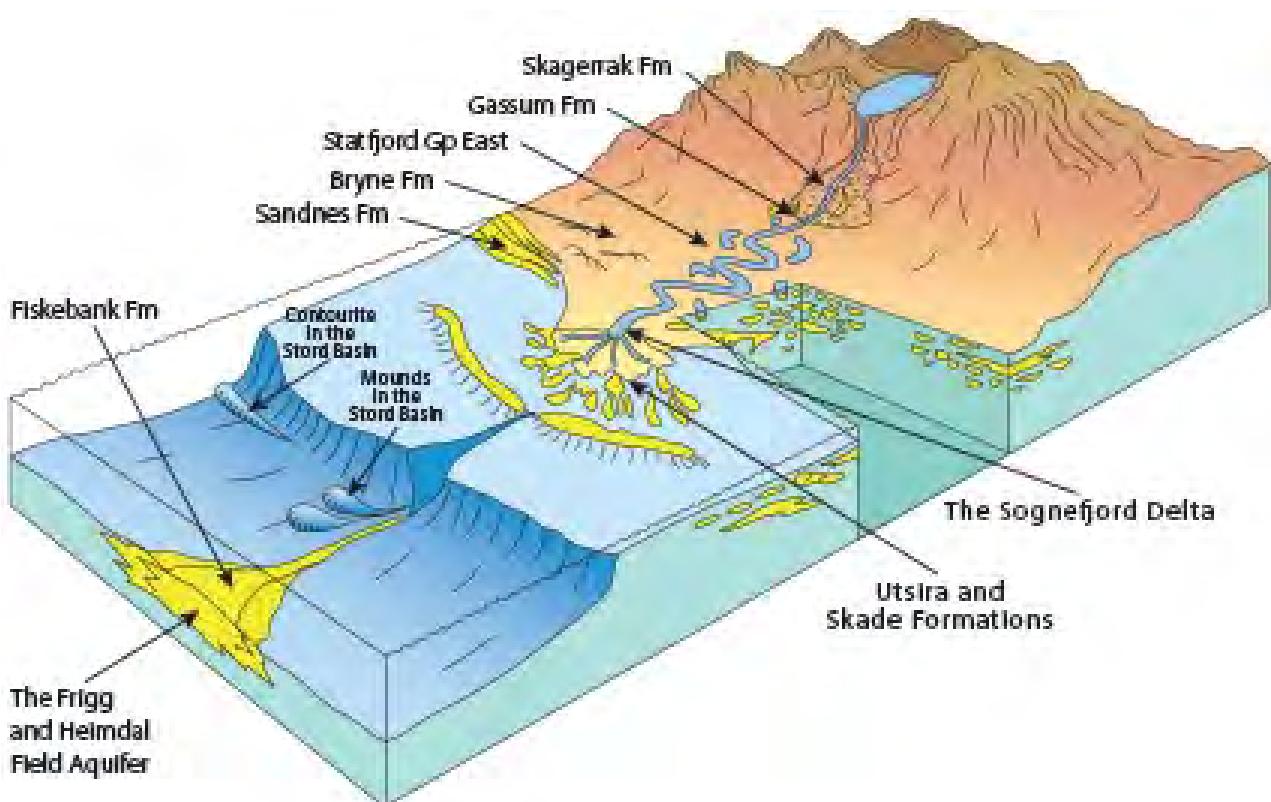
(Anmerkung am Rande: In seismischen Profilen wird an Stelle der Tiefe meistens die TWT (Two-way-traveltime) [ms] angegeben. Das ist die vertikale Laufzeit der seismischen Welle vom Schuss zum Reflektor und zurück zum Geophon, in Millisekunden. Multipliziert man die halbe TWT mit der seismischen (integralen, oft nicht genau bekannten) Geschwindigkeit der Gesteinsschichten, so erhält man die Tiefe. - Als ganz grobe Orientierung kann man hier in der Nordsee die Tiefe in Metern etwa mit der TWT in Millisekunden gleichsetzen.)

In der Mittleren und Nördlichen Nordsee und noch weiter nördlich in der Norwegischen See kamen vermehrt Schuttströme direkt vom angrenzenden norwegischen Festland und bildeten küstennah weitere Flussdeltas und küstenfern mehr schlammige Ablagerungen und Turbidite (**Abbildung 12**). Auf dem jungen und jetzt tektonisch ruhigeren Schelf (passiver Plattenrand) bildeten sich auch hier, an das Eridanos-Delta im Süden anschließend, mehrere

Ablagerungszentren zur Aufnahme der Schuttströme aus den Hebungsgebieten heraus (Abbildung 13).

Von den zahlreichen stratigraphisch unterscheidbaren Schüttungskörpern sei hier der „Utsira Sand“ (Oberes Miozän bis Unteres Pliozän) besonders erwähnt, der stratigraphisch mit den „Hutton Sands“ in der Britischen Nordsee korreliert. Die Utsira Formation besteht aus einem 450 km langen und 90 km breiten System aus massigen Sanden, die einen komplexen Ablagerungsmechanismus erkennen lassen. Im Bereich des südlichen Viking Grabens, etwa 58° N, besteht die Utsira Formation aus einem 250 bis 300 m mächtigen, ausgedehnten „Mounded Sand System“, das nach Osten und Westen auskeilt und von nur wenigen dünnen Schlammstein-Horizonten unterteilt wird (NORLEX, 2024). (Der Begriff Mounded Sand Systems beschreibt buckelförmig aufgewölbte Sedimentkörper die durch Massenbewegungen (Rutschungen) auf geneigtem Untergrund verlagert und verformt wurden.) Die Utsira Sande werden von Pliozänen Schlammsteinen der Nordland-Gruppe („Nordland Shale“) überlagert, die als distale Sedimente der von Osten und Westen schüttenden Deltas angesehen werden und denen Barriereeigenschaften zugeschrieben werden.

Die Utsira Formation ist zusammen mit den „Hutton Sands“ in der Britischen Nordsee im Bereich des früheren Viking-Grabens in einem Gebiet von etwa 40.000 km<sup>2</sup> verbreitet, das ist etwa die Größe der Niederlande oder der gesamten deutschen AWZ ! Der Utsira Sand wird in der Nähe des Sleipner Ölfeldes (Block 15/9) bereits seit 1996 als „CCS-Speichergestein“ genutzt (s.u.).



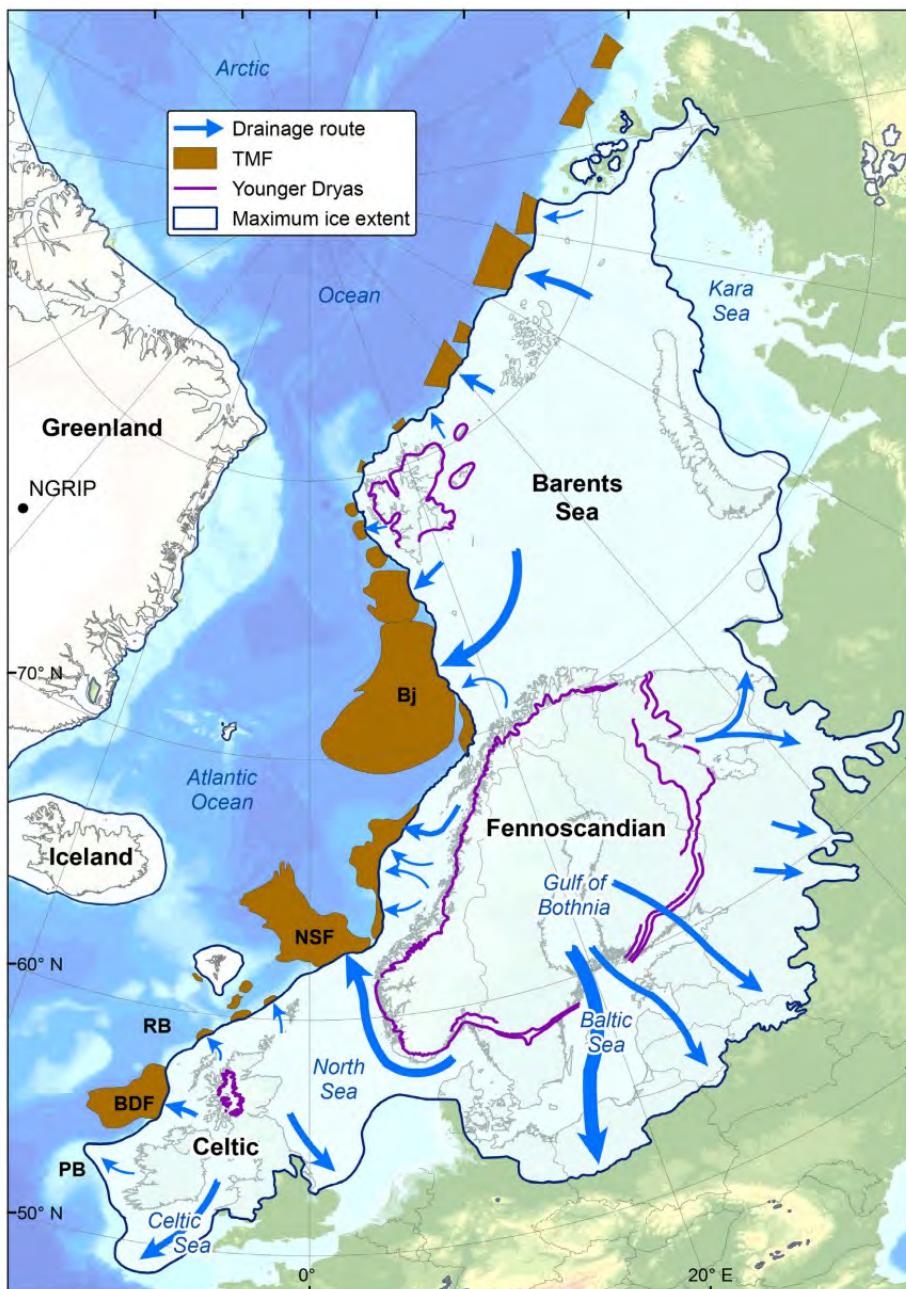
**Abbildung 12** – Konzept des Ablagerungsraums im Miozän der Mittleren Nordsee, an der norwegischen Küste. Einige der Sandkörper (gelb) werden als potentielle CO<sub>2</sub>-Speichergesteine betrachtet. Quelle: Sokkeldirektoratet (2024a)



**Abbildung 13 – Oligozäne bis Pliozäne sandige Ablagerungen in der Nordsee, der Norwegischen See und im (heutigen) dänischen Festlandbereich. Quelle: Eidvin et al. (2014)**

Mit Beginn des Pleistozäns vor ca. 2,6 Millionen Jahren begann eine weltweite Kälteperiode mit abwechselnden Eiszeiten und Warmzeiten, und auch in der Arktis begann sich eine Eiskappe zu bilden. In Europa sind im Pleistozän drei Glaziale überliefert: Elster-Kaltzeit (Mindel) 400.000 bis 320.000 Jahre vor heute; Saale-Kaltzeit (Riß) 300.000 bis 126.000 Jahre vor heute; Weichsel-Kaltzeit (Würm) bis 115.000 bis ca. 10.000 Jahre vor heute.

**Abbildung 14** zeigt die Verbreitung der Eisdecken und die Schmelzwasserabflüsse und deren Sedimentfächer jenseits der Eismassen. Durch das Zusammenwachsen des Keltischen Eisschildes mit dem Fennoskandischen Schild wurde die frühere Transportroute des Eridanos in die Mittlere Nordsee zeitweise unterbrochen und durch den Ärmelkanal bis in die Keltische See umgeleitet.



**Abbildung 14** – Eurasischer Eisschild mit der maximalen Eisausdehnung und den Schmelzwasserabflüssen nach Süden und in die Nordsee. Sedimentationsfächer (Trough Mouth Fans) jenseits des Eisrandes sind braun dargestellt. Quelle: Patton et al., 2017

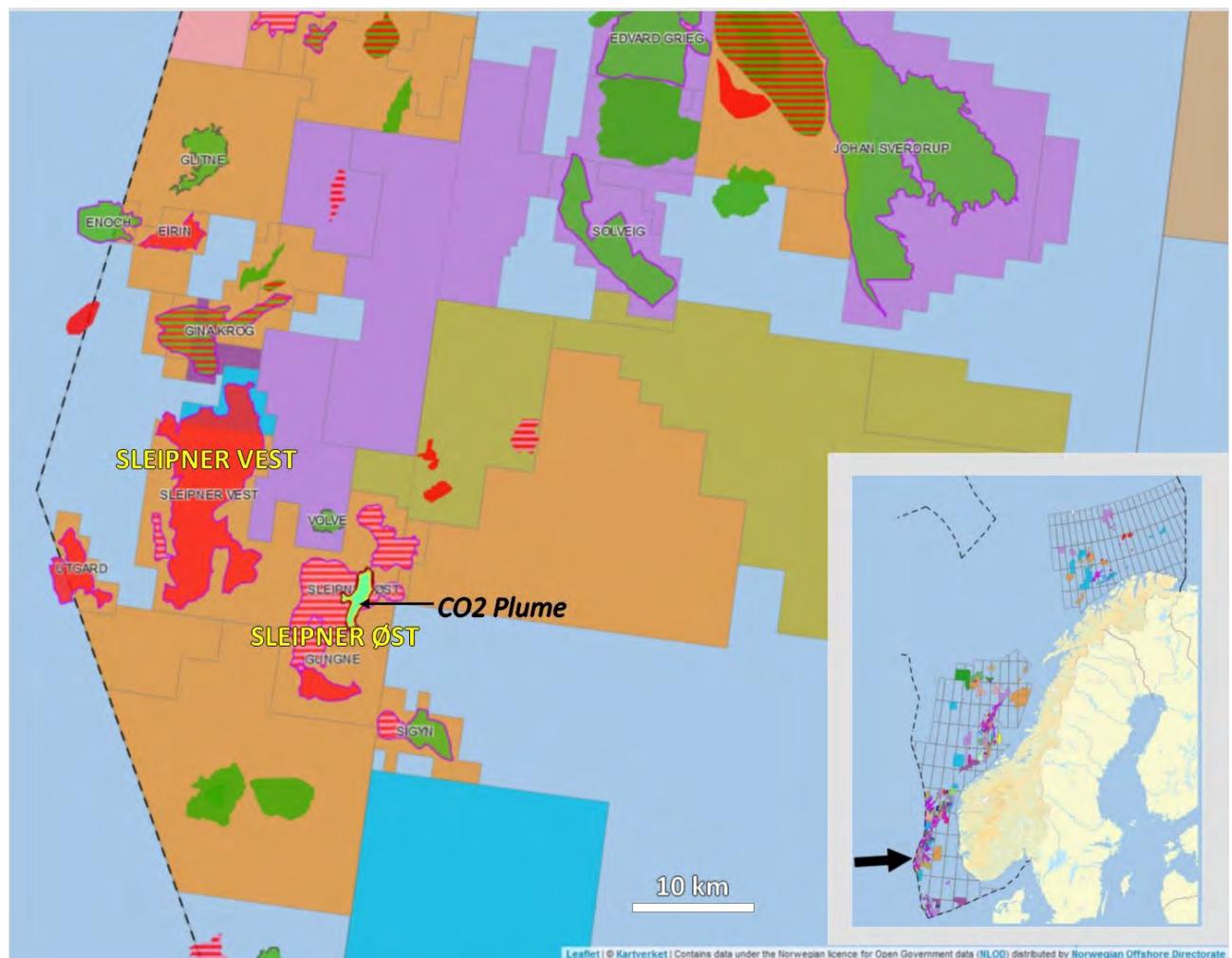
## Sleipner CCS-Projekt, Norwegen

Das Sleipner Gebiet befindet sich im Bereich der Utsira Höhe („Utsira Høyden“) in der nördlichen Nordsee (**Abbildung 1, 15**) und umfasst die Gas- und Kondensat-Felder Sleipner Øst, Gungne und Sleipner Vest. Die Sleipner-Anlagen verarbeiten auch Kohlenwasserstoffe aus benachbarten Feldern.

Sleipner (**Abbildung 16**) besteht aus den folgenden Anlagen:

- Sleipner A - Aufbereitungs-, Bohr- und Wohnviertelplattform
- Sleipner R - Riser-Plattform für Gasexport und Kondensatexport
- Sleipner T - Aufbereitungs- und CO<sub>2</sub>-Entfernungsplattform
- Sleipner B - Unbemannte Förderplattform im Sleipner West Feld

Das auf Sleipner T abgeschiedene CO<sub>2</sub> wird über eine eigene abgelenkte Bohrung von Sleipner A aus verpresst.



**Abbildung 15** – Sleipner Gebiet mit benachbarten Öl- und Gas-Feldern.

Quelle: nach Norsk Petroleum (2024), mit Ergänzungen

Das norwegische Sleipner-Projekt wird sehr oft und bis heute als Vorzeigeprojekt angeführt um die Machbarkeit von CCS darzustellen („*proof of concept*“). So schreiben Furre et al. (2024) in einer gerade erschienenen Arbeit: „... the Sleipner CO<sub>2</sub> injection project has been invaluable in demonstrating that offshore CO<sub>2</sub> storage is feasible, safe, and efficient.“ In Sleipner wurden von 1996 bis heute (2024) 19,1 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> in den Utsira-Sand injiziert. Dabei traten eine Vielzahl von Problemen auf. Das Institute for Energy Economics and Financial Analysis kommt deshalb zu dem Schluss, dass „*Sleipner and Snøhvit, rather than serving as entirely successful models for CCS that should be emulated and expanded, instead call into question the long-term technical and financial viability of the concept of reliable underground carbon storage*“ (Hauber, 2023).



**Abbildung 16** – Sleipner Ost Komplex. Rechts: Sleipner A Bohr- und Verarbeitungs-Plattform und Wohnquartier auf der Beton „Gravity Base“ Struktur. Links: Sleipner T Verarbeitungs-Plattform und CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage (Amin-Prozess). Mitte: Sleipner R - Riser Plattform für Gas- und Kondensat Export und angebundene Fackel. Quelle: Equinor 2024b

## Geschichte

- 1974 Entdeckung des Gasfelds „Sleipner West“ durch Dansk Esso, das 1986 von der Statoil Gruppe übernommen wurde.
- 1991 Das „Sleipner Ost“ Feld wird entdeckt.

- 1991 Norwegen führt eine Steuer auf CO<sub>2</sub>-Emissionen ein, auch auf solche aus Offshore-Anlagen. Dadurch entstanden Anreize für die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> aus Offshore-Gasförderanlagen.
- 1991 Am 23 August 1991 sank die Betonstruktur (gravity base structure; GBS), welche die Sleipner A Plattform tragen sollte, auf ihrem Weg aus dem Gands Fjord und musste nochmal gebaut werden.
- 1992 Ein Entwicklungs- und Betriebsplan zur kombinierten Erschließung von „Sleipner West“ mit dem Kondensatgasfeld „Sleipner Ost“ wird eingereicht.
- 1993 Am 24 August 1993 begann die Produktion im Feld „Sleipner Ost“ auf Plattform A, wie ursprünglich geplant.
- 1994 / 95 Aus der Zeit vor Injektionsbeginn und für die ersten Jahre danach konnten keine Untersuchungen zur CO<sub>2</sub>-Einspeicherung recherchiert werden. In den Statoil Jahresberichten für 1994 und 1995 (Equinor, 2024c) finden sich zu Sleipner zunächst nur lapidare Hinweise auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage zur Verbesserung der Erdgas-Qualität. Der zu hohe CO<sub>2</sub>-Gehalt im Erdgas (4 bis 9,5 Prozent) muss vor der Vermarktung auf unter 2,5 Prozent reduziert werden. Um das auf der Plattform Sleipner T abgeschiedene CO<sub>2</sub> nicht in die Atmosphäre abzuleiten, und als Reaktion auf die eingeführte CO<sub>2</sub>-Emissionssteuer, beschloss „Equinor“ (bis 2018 „Statoil“) das CO<sub>2</sub> in der Nähe der Produktionsplattform Sleipner Ost in den salinen Aquifer des hochporösen Utsira Sandes zu verpressen.
- 1996 Am 29. August 1996 begann die Gas- und Kondensat-Produktion im Feld Sleipner West von der unbemannten Plattform Sleipner B.
- 1996 Am 15. September 1996 wurden die Sleipner T Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Injektion durch die Injektionsbohrung 15/9-A-16 in Betrieb genommen (Equinor, 2024a). Im Jahr 1996 war CCS in Norwegen noch nicht durch Gesetze geregelt. Im Jahresbericht 1996 steht: „*Carbon dioxide stripped from gas production on Sleipner West is pumped down into a structure 1 000 metres below the seabed*“.
- 1997 Im Jahresbericht 1997 heißt es: „*The plant for separating carbon dioxide from the Sleipner West gas has yet to reach sufficiently high availability. Separated carbon dioxide is injected into the Utsira formation.*“
- 1997 Im Jahr 1997 fand das erste Mal ein Monitoring der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung durch 4D-Seismik statt (Statoil Jahresbericht 1997, S. 35: „*Four-dimensional seismic surveying has been adopted to monitor carbon dioxide injected into the Utsira formation in the Sleipner area.*“) Es ist unbekannt, weshalb diese ersten Time-Lapse Messungen aus dem Jahr 1997 in allen späteren Arbeiten zum CO<sub>2</sub>-Monitoring nicht erwähnt und nicht verwendet worden sind (Vgl. Furre et al., 2024; CO2 DataShare, 2024).
- 1999 Bereits 1999, drei Jahre nach Beginn des CO<sub>2</sub>-Speicherbetriebs, war das verpresste CO<sub>2</sub> von der in 1012 m Tiefe (unter Meeresspiegel) gelegenen Injektionsstelle unerwartet weit an den 200 m höher gelegenen Top der Speicherformation und in eine zuvor im geologischen Modell „nicht eigens dargestellte“ (Nazarian und Furre, 2022) Sedimentlage, später als „sand wedge“ oder „layer 9“ bezeichnet, aufgestiegen. Das injizierte CO<sub>2</sub> begann sich in dieser oberen Schicht in unerwartet großen Mengen anzusammeln.

Wäre das Dach dieser unbekannten Schicht nicht glücklicherweise durch eine flache (12 m) Aufwölbung in einer tonigen Deckschicht geologisch begrenzt gewesen, hätte das injizierte CO<sub>2</sub>

geradewegs weiter entweichen können. Die Schicht 9 liegt in nur 800 m Tiefe und somit an der obersten Grenze, die für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in superkritischer Form noch geeignet ist. Allerdings muss die Ausdehnung und Barriere-Qualität der Deckschicht noch näher bestimmt werden, was ein Risiko für weitere Injektionen darstellt (Hauber, 2023).

Erst als Reaktion auf das unerwartete Verhalten des injizierten CO<sub>2</sub> wurde eine Vielzahl intensiver Untersuchungen durchgeführt, Konferenzen veranstaltet und zahlreiche Arbeiten publiziert, um die CO<sub>2</sub>-Ausbreitung zu verfolgen und zu verstehen. Etliche Rechenmodelle wurden seither erstellt, nachdem Equinor einen Teil seiner Daten zu Sleipner öffentlich machte.

- 2009 Nach der Verabschiedung der EU Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG hat Norwegen, obwohl kein EU-Mitgliedsstaat, die EU Richtlinie auch in Norwegisches Recht übernommen, durch das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum (EWR; engl. EEA).
- 2011 Equinor hat erstmals umfangreiche Daten über das CO<sub>2</sub>-Endlager Sleipner zur Verfügung gestellt („Benchmark Reservoir Simulation“), insbesondere zu „Layer 9“.
- 2016 Das Sleipner CCS Projekt wurde auf neuer EU-konformer Rechtsgrundlage genehmigt.
- 2020 Das von SINTEF (*Stiftelsen for industriell og teknisk forskning*) betriebene „CO2 DataShare“ online Portal startete im Januar 2020. Dort werden ausgewählte Grundlagen-Daten für die Allgemeinheit zugänglich gemacht. Das „Sleipner 2019 Benchmark Model Dataset“ ist nun auch hier verfügbar. Es umfasst verarbeitete seismische Daten („processed 4D seismic cubes“) von 1994 bis 2010 (ohne 1997 und ohne Daten nach 2010) und stellt ein digitales Simulationsnetz mit zugehörigen petrophysikalischen Parametern, Geschwindigkeits-Plots, Bohrloch-Logs und tiefenkonvertierten Horizonten bereit (CO2 DataShare, 2024).

## Monitoring, Daten und wissenschaftliche Untersuchungen

Viele Studien zu CCS basieren nicht auf direkten Messungen, sondern auf unsicheren Modellen und Berechnungen. Das Monitoring der CO<sub>2</sub>-Verpressung erfolgt auf indirektem Weg über geophysikalische Messungen, vornehmlich 3D-reflexionsseismischen und gravimetrischen Wiederholungs-Messungen in Abständen von 2 bis 3 Jahren. Messungen aus dem Bezugsjahr 1994 vor Injektionsbeginn und den Jahren („Vintages“) 1999, 2001, 2004, 2006, 2008, 2010 für einen räumlich eng begrenzten (4km × 7km) Teil wurden von Equinor öffentlich zugänglich gemacht (CO2 Datasheare, 2024). Diese Daten sind die Grundlage für sehr zahlreiche wissenschaftliche Veröffentlichungen.

Man muss anerkennen, dass die vielen und mit enormem Aufwand verbundenen Studien wesentliche methodische Fortschritte, wichtige Ergebnisse und viele neue Erkenntnisse erbracht haben. Diese Erfolge sollten aber nicht als allgemeine Sicherheitsgarantie für CCS-Projekte umgedeutet oder missverstanden werden. Es wird vielmehr auch von beteiligten namhaften Wissenschaftlern gelegentlich eingeräumt, dass Sleipner sich aufgrund unerwarteter Ereignisse eher zu einem so nicht geplanten, aber nützlichen Experiment entwickelt hat.

Ein grundlegendes Problem besteht aber darin, dass keine direkten Messungen im Speicherkomplex selbst erfolgen können und man deshalb nur indirekt Informationen über das Verhalten des CO<sub>2</sub> und des Speicherkomplexes aus den o.g. geophysikalischen Messungen ableiten

kann. Die Zusammenhänge zwischen diesen Messwerten und den zu erkundenden Vorgängen im Untergrund müssen durch „Modelle“ hergestellt werden.

Rechenmodelle sind komplexe Berechnungsverfahren, die auf Grundlage von Naturgesetzen die Beobachtungsdaten rechnerisch nachbilden und auf diesem Weg ein fundiertes Verständnis für die zugrunde liegenden Zusammenhänge und Prozesse ermöglichen sollen. Die erstellten und oft an Messwerten kalibrierten Rechenalgorithmen werden dann auch gerne zur Extrapolation in andere Wertebereiche oder in die Zukunft verwendet, oder um bestimmte Szenarien zu testen. Richtig angewendet sind Rechenmodelle mächtige Werkzeuge in den Naturwissenschaften, und durch geeignete „Post-Processing“-Software können die Ergebnisse dann auch anschaulich in Grafiken visualisiert werden. Letzteres gilt aber auch für falsche Ergebnisse.

Nicht wenige Studien zu CCS basieren auf Rechenmodellen, deren Ergebnisse nicht nur von gemessenen Daten, sondern auch von implizit oder explizit getroffenen Annahmen oder nicht beachteten Effekten abhängen. Daher besteht auch die Möglichkeit, dass Modelle Artefakte berechnen und von der Realität abweichen, oder dass die Verhältnisse gar „schön modelliert“ werden. Die zunehmende Verwendung von Rechenmodellen auch im Rahmen von Genehmigungsverfahren birgt daher auch vielfältige Risiken. Skepsis und Vorsicht sind daher immer angebracht, insbesondere wenn Modellergebnisse unplausibel erscheinen oder gar im Widerspruch zu empirischen Befunden oder theoretischen Grundlagen stehen.

Mit Blick auf eine weltweite Ausweitung von CCS und in Anbetracht der möglichen Risiken muss man streng zwischen gesicherten Erkenntnissen und (noch) nicht gesicherten Vorstellungen, Modellen, Szenarien und Behauptungen unterscheiden.

In diesem Zusammenhang muss die Bereitstellung von Datensätzen über das neue Portal „CO2 Datasheare“, oder direkt durch Equinor oder andere Betreiber nochmals adressiert werden. Diese Offenheit ist selbstverständlich positiv zu bewerten, aber solange ein Betreiber nur bestimmte Daten freigibt, kontrolliert er damit zugleich worüber geforscht werden kann, und worüber nicht. Mit diesen Datensätzen als „Lockmittel“ kann unter Nutzung externer Forschungskapazitäten und Ressourcen Einfluss auf die weiteren Entwicklungen und Sichtweisen genommen werden. In den resultierenden Veröffentlichungen werden dann, meistens in den Einleitungskapiteln und nicht weiter hinterfragt, immer wieder die gleichen stereotypen Narrative verbreitet.

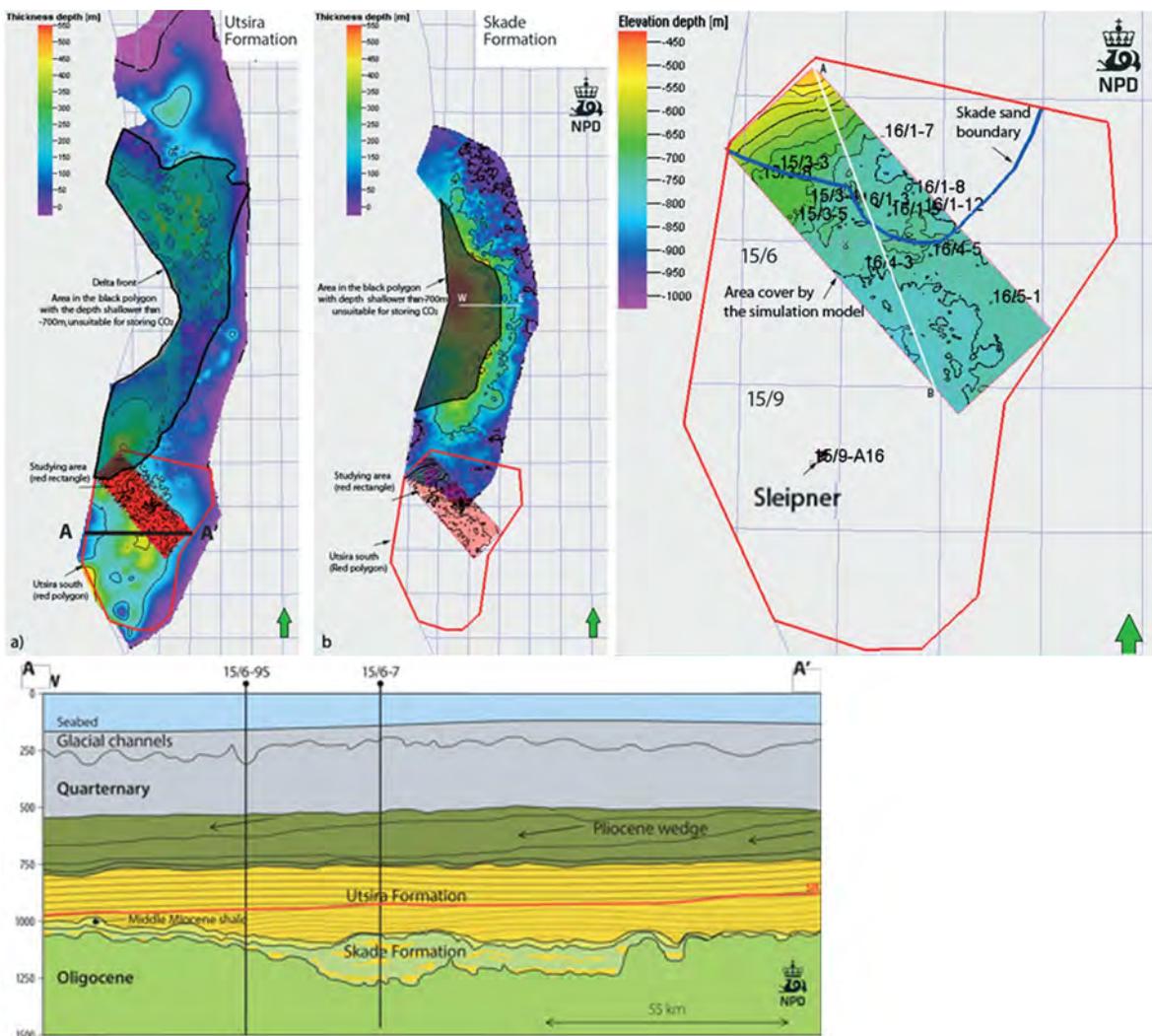
## Faktencheck

Die heutige Sachlage im Sleipner CO<sub>2</sub>-Endlager lässt sich bei kritischer Auswertung zahlreicher Publikationen etwa wie folgt zusammenfassen:

- Das injizierte CO<sub>2</sub> ist ungeplant in eine nicht vorgesehene Schicht („layer 9“) in der Utsira Formation aufgestiegen, vermutlich (s.u.) weil das CO<sub>2</sub> tonige Barriergesteine (Schlammstein-Horizonte) dehydriert und rissig gemacht hat.
- Die Obermiozänen bis Unterpliozänen marinen Utsira Sande füllen ein 450 km langes und bis 90 km breites Sedimentbecken im Bereich des älteren Viking-Grabens (**Abbildungen 2, 13 und 17**) und erreichen im südlichen Teilbecken Mächtigkeiten bis 250 m. Die Utsira Formation besteht im Sleipner-Gebiet aus einer Abfolge von sich überlappenden sandigen Schüttungen mit sehr geringem Relief, die als einzelne Schüttungsfächer interpretiert werden und innerhalb des Speicherbereichs durch einige um 1 m mächtige Schlammsteine unterteilt sind. Der Anteil des

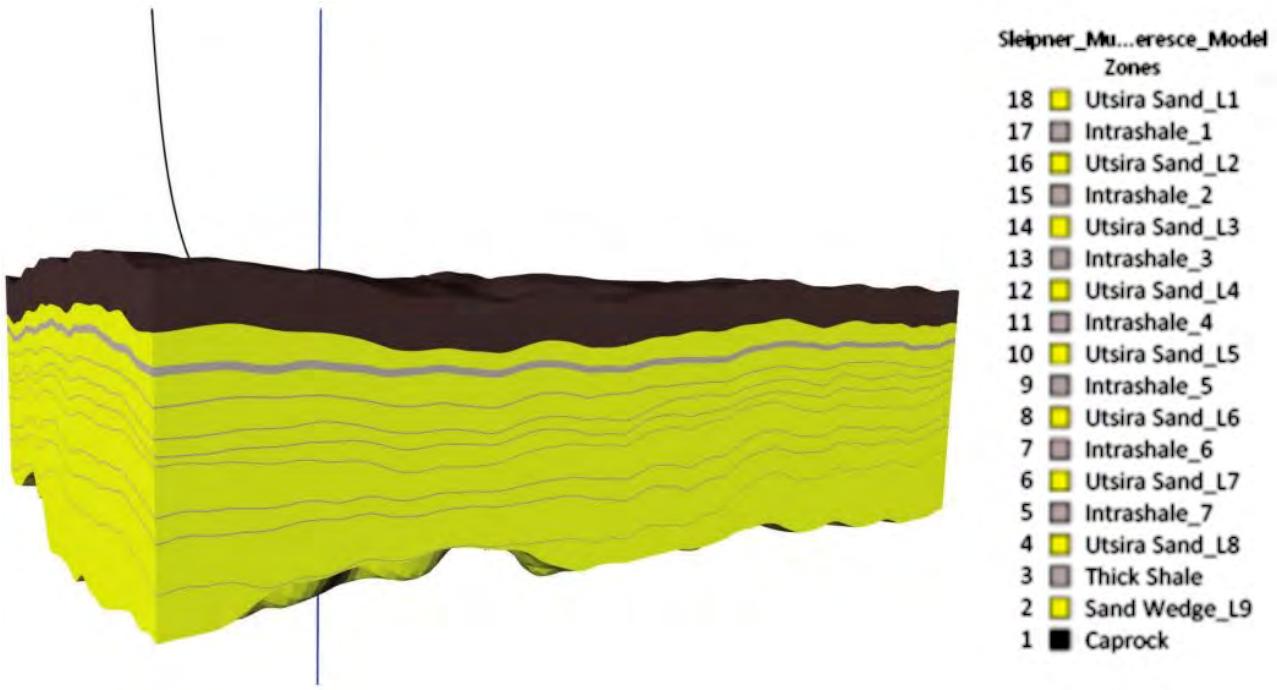
reinen Sandes in der Speichereinheit schwankt im Allgemeinen zwischen 0,7 und 1,0. Der Utsira-Sand ist überwiegend feinkörnig und weitgehend unzementiert (nicht diagentisch verfestigt), mit hohen Porositäten im Bereich von 27 Prozent bis 42 Prozent und hohen Permeabilitäten bis zu 8 Darcy ( $\approx kf=10^{-4}$  m/s) (Chadwick und Noy, 2015). (Anmerkung: Das Darcy ist eine noch gebräuchliche Nicht-SI-Einheit. 1 Darcy =  $9,869 \cdot 10^{-13}$  m<sup>2</sup>). Die Sleipner-Injektionsbohrung befindet sich im größeren südlichen Teilbecken (Bruun-Lydersen, 2013).

- Das norwegische Offshore Direktorium (Sokkeldirektorat, 2024b) betrachtet den gesamten Komplex sandiger Ablagerungen als salinen Aquifer mit Potential als CCS-Speichergestein. Die Speicherkapazität wird mit 0,5 bis 1,5 Gigatonnen CO<sub>2</sub>, bei einer Nutzporosität von 21 Prozent und einer Speichereffizienz von 4 Prozent angegeben. Auf dieser Grundlage sollen in einem neuen Projektgebiet nördlich von Sleipner (**Abbildung 17**) über einen Zeitraum von 50 Jahren rund 170 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespeichert werden können. Bei der Injektion über vier Horizontalbohrungen mit einem BHP Überdruck von 10 bar soll (angeblich) „kein Wasser produziert“ werden, also keine Verdrängung von Formationswasser stattfinden, und nach 8000 Jahren sollen (angeblich) 70 Prozent des CO<sub>2</sub> im Wasser aufgelöst sein, der Rest im wesentlichen als CO<sub>2</sub>-Fluid mobil bleiben. Das Speichersystem wird vom Sokkeldirektorat (2024b) als „*half open to fully open*“ charakterisiert, womit der Tatsache Rechnung getragen wird, dass Sedimente mit Barriere-Eigenschaften nur in Teilbereichen vorhanden sind.
- Die regionale Ausdehnung und Mächtigkeit der Utsira Formation übertreffen die meisten weltweiten CCS-Projektgebiete um Größenordnungen, und das Speichersystem ist hydraulisch offen bis „halb-offen“ (Sokkeldirektorat, 2024b). Es handelt sich somit nicht um eine definierte und vor Projektbeginn erkundete Fallenstruktur, sondern um einen sehr ausgedehnten, über 40.000 km<sup>2</sup> (das ist etwa die Größe der Niederlande oder der gesamten deutschen AWZ !) verbreiteten, (halb-) offenen Aquifer .



**Abbildung 17 –** Projektgebiet des Sokkeldirektorats (2024) in der Utsira- und Skade-Formation (Vgl. **Abbildung 12, 13**), nördlich von Sleipner. Die roten Umgrenzungen beschreiben das südliche Beckenzentrum der Utsira-Formation. Die ebenfalls sandige Skade-Formation (blaue Umrandungen) dünnst nach Süden rasch aus. Das rechteckige Modellgebiet überdeckt eine Fläche von 1600 km<sup>2</sup>. Quelle: Sokkeldirektorat (2024b)

- Die ca. 700 m mächtigen, Oberpliozänen Deckschichten der Nordland Gruppe überlagern die Utsira Formation (**Abbildung 17**) und bestehen im Umfeld von Sleipner aus einer etwa 50 bis 100 m mächtigen, auf das Becken beschränkte Schlammstein-Folge, die sich mehrere 10er Kilometer nach Westen und Osten erstrecken soll. Die Sedimentkeile dieser Abfolge sind im Zentrum des Beckens überwiegend schlammig, vergröbern sich aber nach oben und zu den Rändern hin zu einer sandigeren Fazies. Diese Abfolge wird als wichtigste Barriere über dem Utsira Sand angesehen, liegt aber bereits in so geringen Tiefen, dass CO<sub>2</sub> gasförmig wird. Das oberste Deckgebirge bis zum Meeresboden besteht zumeist aus Quartären glaziomarinen Tonen und glazialen Ablagerungen (Chadwick und Eiken, 2013).

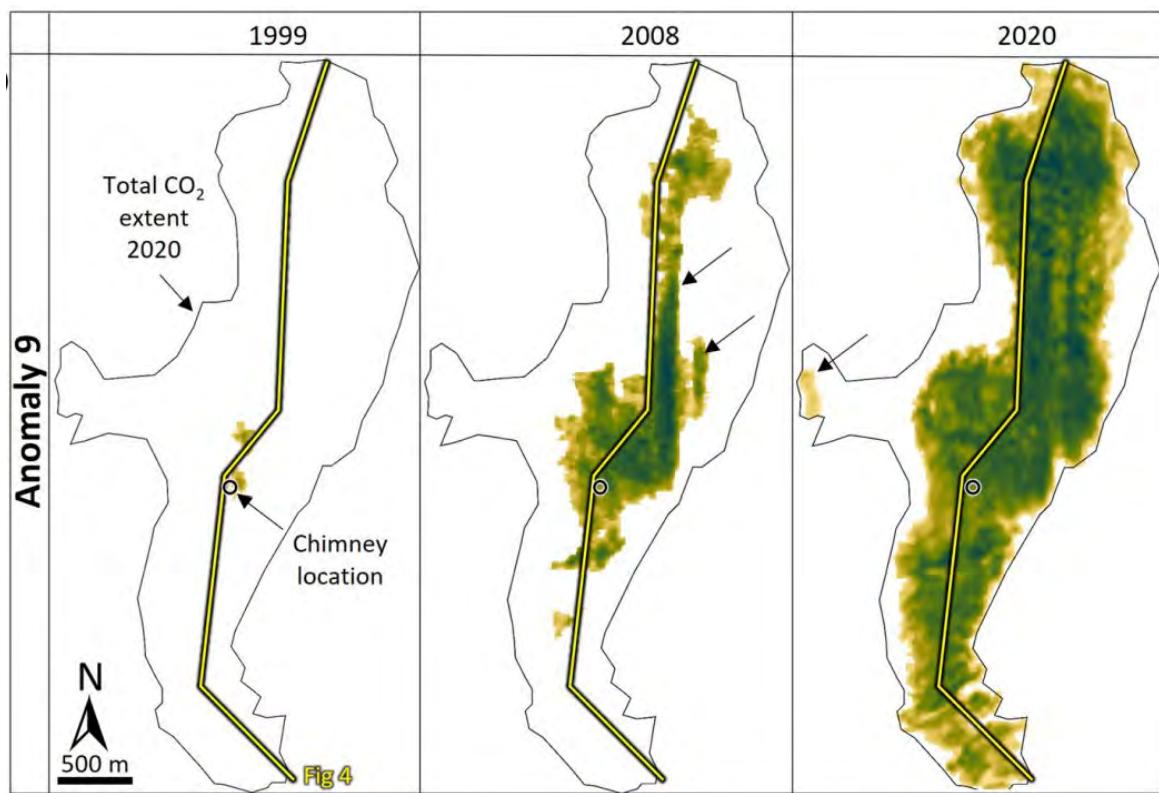


**Abbildung 18** – Digitales (stark überhöht dargestelltes) geologisches „Benchmark-Modell“ vom Top der Utsira-Formation mit dem „Sand Wedge“ in dem sich das oberste CO<sub>2</sub>-Kissen (Layer 9) angesammelt hat. Man erkennt die unregelmäßigen Aufwölbungen des Schichtpakets, die lokal begrenzte Fangstrukturen für das CO<sub>2</sub> darstellen können. Quelle: Nach CO2 Datasshare (2020).

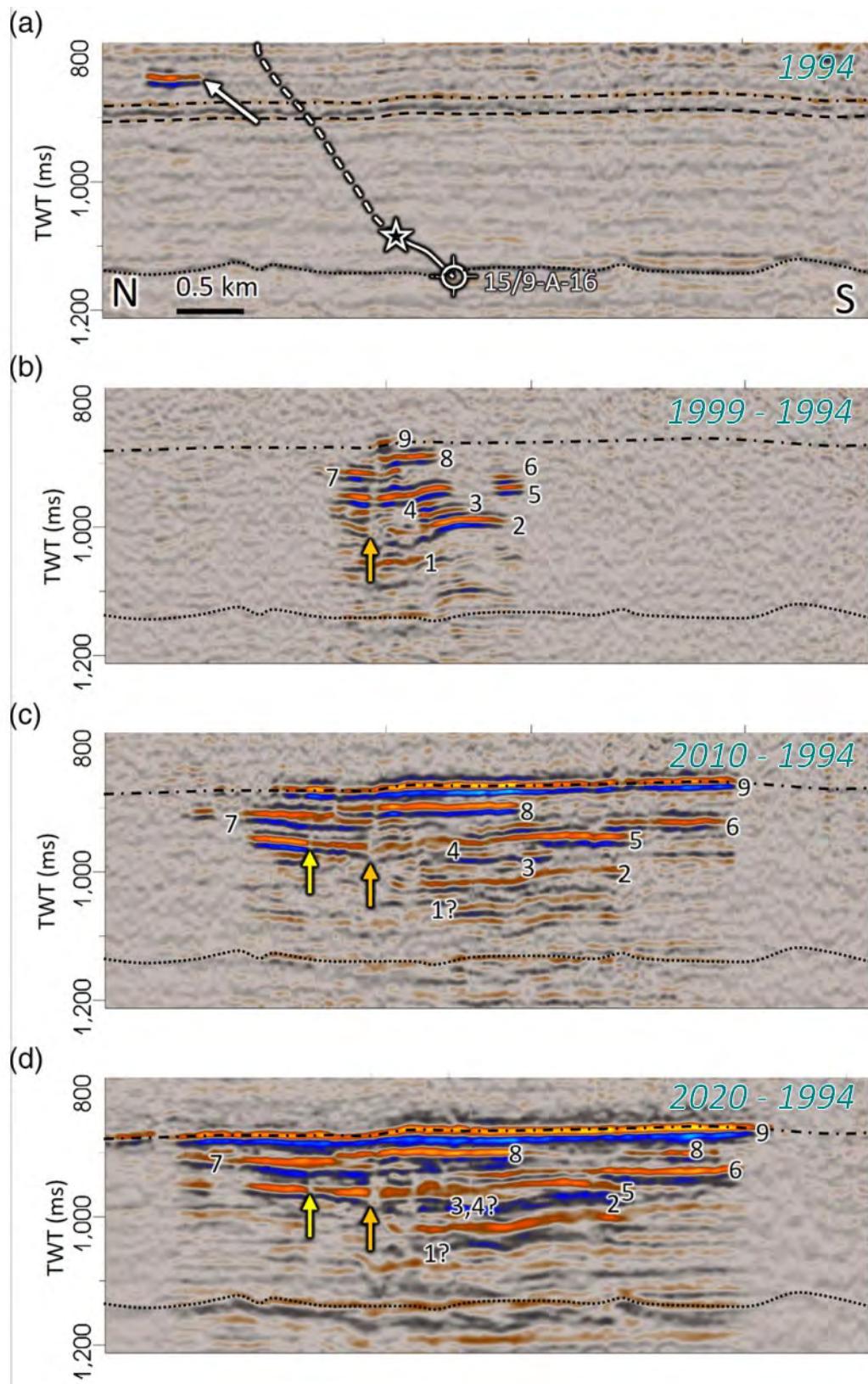
- Die oberste Lage des Speicherkomplexes („Layer 9“) war in frühen geologischen Modellen der Utsira-Formation nicht separat dargestellt. Neuere digitale Modelle (**Abbildung 18**) haben eine sehr viel höhere Auflösung und zeigen außerdem die unregelmäßig strukturierten Schichtgrenzen mit lokalen Aufwölbungen, die bisher verhindert haben, dass das verpresste CO<sub>2</sub> sich weiter ausbreiten und aufsteigen konnte.
- Reflexionsseismische „time-lapse“ Wiederholungsmessungen ermöglichen es die Ausbreitung des CO<sub>2</sub>-Fluids in den einzelnen Sandschichten zu verfolgen, weil die Veränderungen der seismischen Amplituden (bezogen auf das Referenzjahr) mit den veränderten CO<sub>2</sub>-Anteilen in den Porenräumen des Sandsteins korrelieren.
- Das aufgrund seiner geringeren Dichte aufsteigende CO<sub>2</sub>-Fluid hat binnen 3 Jahren nach Injektionsbeginn 8 Tonbarrieren innerhalb der Utsira-Sande angetroffen und penetriert: 7 Tonschichten von 1 bis 2 Meter Dicke und zuoberst einen 6 bis 7 Meter mächtigen Ton, der petrographisch den hangenden Barriereschichten der Nordland Gruppe gleichen soll. Unter diesen Tonschichten haben sich jeweils 10 bis 20 m hohe CO<sub>2</sub>-Kissen angestaut, die sich lateral mehrere Kilometer weit erstrecken und vertikal einen Stapel bilden (**Abbildungen 19, 20 und 21**). Das oberste CO<sub>2</sub> Kissen hat sich unerwartet in dem früher im geologischen Modell nicht enthaltenen „Layer 9“ unter einer lokalen Aufwölbung ausgebreitet.

In einer gerade erschienenen Publikation von Furre et al. (2024) sind nun für alle CO<sub>2</sub>-Layer und für die Jahre 1999, 2008 und 2020 einheitliche Abbildungen der CO<sub>2</sub>-Anomalien dargestellt. Bei den dargestellten Werten handelt es sich um Differenzen zwischen den seismischen Amplituden des

jeweiligen Jahres und des Bezugsjahres 1994 (vor Injektionsbeginn). Beispielhaft sind hier in **Abbildung 19** die Darstellungen für Layer 9 reproduziert.

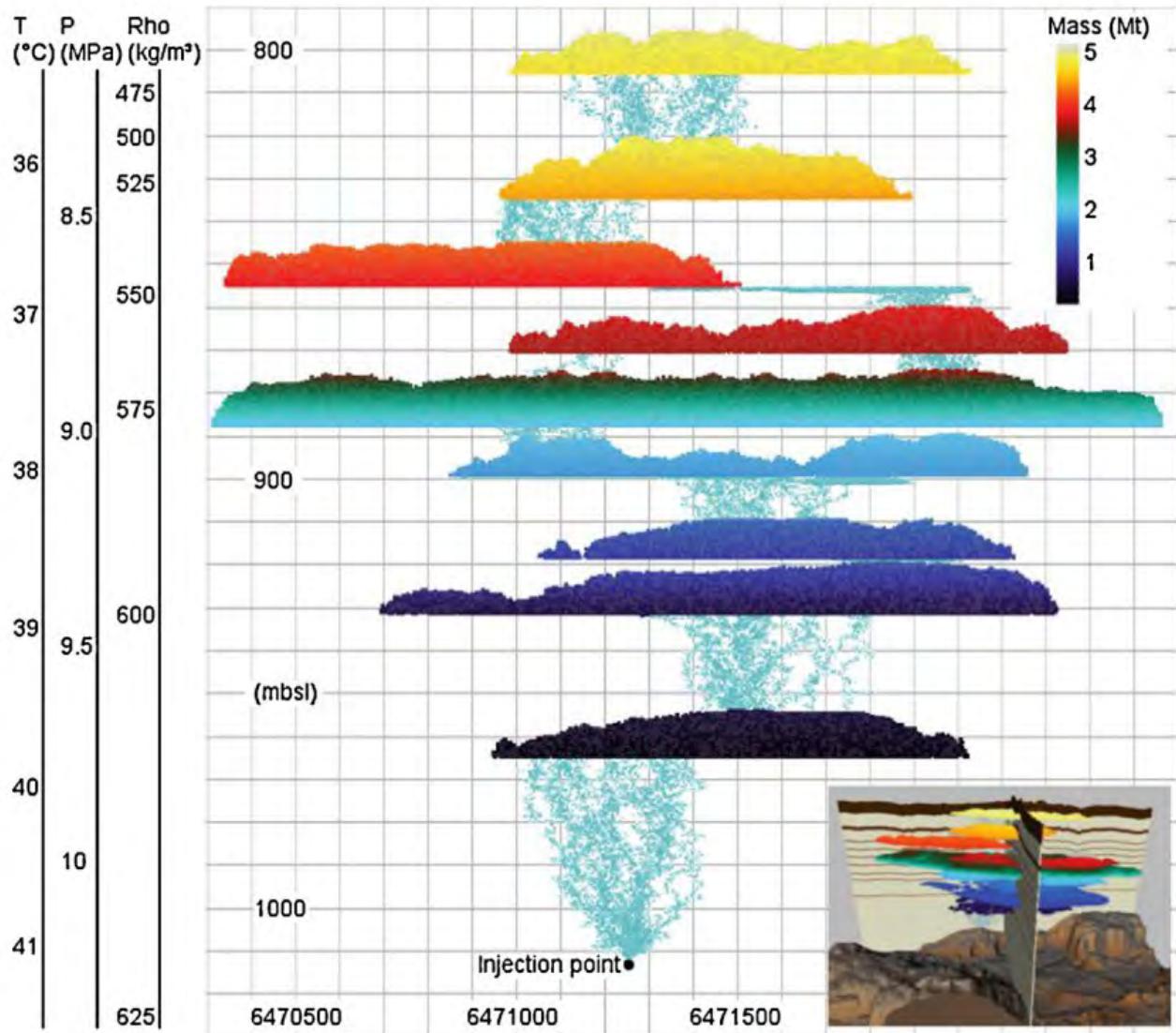


**Abbildung 19** – Time-Lapse Darstellungen der CO<sub>2</sub> Ausbreitung in Layer 9 in der Draufsicht. Schwarzer Umriss: Maximale CO<sub>2</sub>-Ausdehnung, alle Layer. Gelbe Linie: Profilschnitt **Abbildung 20**. Quelle: Furre et al. 2024.



**Abbildung 20 –** Time-Lapse Darstellungen der CO<sub>2</sub> Ausbreitung in einem vertikalen Schnitt (Profilverlauf vgl. **Abbildung 19**). **a)** Vor Injektionsbeginn, Projektion der Injektionsbohrung. Punktierter und strichpunktierter Linien: Unter- und Obergrenze der Utsira Fm. **b-d)** gelbe Pfeile: Chimney-Strukturen. Quelle: Furre et al. 2024.

- Die Modellierungsstudien von Cavanagh und Haszeldine (2014) (**Abbildung 21**) haben gezeigt, dass der beobachtete CO<sub>2</sub>-Aufstieg und das sukzessive Durchbrechen aller Tonschichten nicht durch eine Darcy'sche Strömung, aber sehr gut („99 Prozent Match“) durch den Auftrieb des leichteren CO<sub>2</sub> und einem Kapillarfluss-Modell in Verbindung mit Invasions-Perkolations-Mechanismen erkläbar ist.



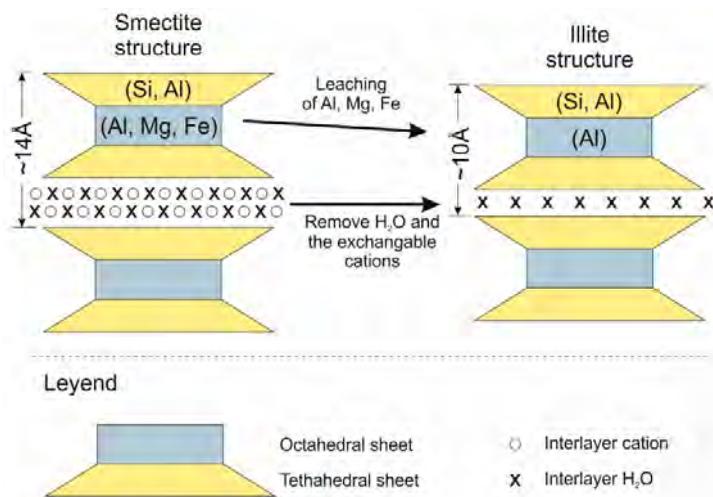
**Abbildung 21** – Kalibrierte numerische Simulation für den Sleipner Speicherkomplex (von Osten aus gesehen). Die vertikalen Achsen zeigen die Temperatur des Reservoirs (T), den hydrostatischen Druck (P) und die CO<sub>2</sub>-Dichte (Rho). Quelle: nach Cavanagh und Haszeldine (2014).

Das numerische Modell (**Abbildung 21**), zeigt den simulierten CO<sub>2</sub>-Plume innerhalb des Sandstein-Komplexes, der durch dünne intraformationale Tonlagen unterteilt und durch den dicken Deckschichten-Schlammstein überlagert ist (Siehe Inset). (Modellabmessungen: 2 km × 3 km × 0,24 km; Elementabmessungen: 5 m × 5 m × 0,5 m; Anzahl der Elemente: 115 Millionen). Die dargestellten Profile zeigen die durch Kalibrierung ermittelten Dicken der CO<sub>2</sub>-Kissen (Bereich: 9 bis 14,5 m), die zu einer 99-prozentigen Massenbilanz für die bis Juli 2002 eingespeicherten 5 Mio. t

CO<sub>2</sub> führen. Die CO<sub>2</sub>-Migrationswege nach oben werden durch die türkisblauen stochastischen Simulations-Pfade dargestellt.

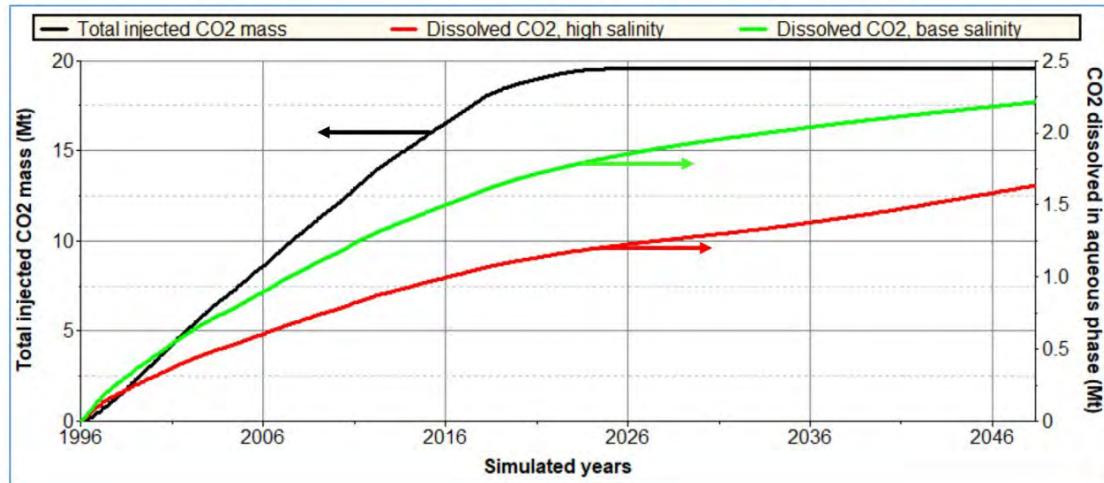
Cavanagh und Haszeldine (2014) kommen zu dem Ergebnis, dass die „Replikation“ (getreue Wiedergabe) des Plume-Profil sehr niedrige Schwellendrücke (kapillarer Eindringdruck; „Threshold Pressure“) für die acht Ton-Barrieren und das Deckgestein erfordert. (Das physikalische Prinzip des Schwellendrucks wird sehr schön in einem Video gezeigt: <https://www.youtube.com/watch?v=8-dXwakvmsI>). Ein wichtiges Ergebnis ist, dass die Schwellendrücke etwa 100 mal geringer sind als die von normalen Schlammsteinen in dieser Tiefe, was nach Cavanagh und Haszeldine (2014) bedeutet, dass durchlässige „Mikrofrakturen“ vorhanden sein müssen. Nach einem Erklärungsvorschlag der beiden Autoren könnten eiszeitliche Vorgänge eine mögliche Ursache sein.

- Eine wahrscheinlichere Erklärung für die geringen Schwellendrücke (kapillaren Eindringdrücke) besteht darin, dass das überkritische CO<sub>2</sub> beim Eindringen neben dem Porenwasser auch das Wasser der Hydrathüllen und Zwischenschichten der Tonminerale verdrängt, was einer Dehydrierung gleichkommt, wodurch die Tone schrumpfen und Schwindungsrisse („Trockenrisse“) bilden. Die Adsorption von überkritischem CO<sub>2</sub> an Tonmineralen ist bekannt und untersucht (z.B. Hwang und Pini, 2019) und wurde sogar als Indiz für eine zusätzliche Rückhaltung des CO<sub>2</sub> in Barriergesteinen angeführt. Viel wichtiger für die Barrieraqualität der Tone ist aber der resultierende Volumeneffekt der CO<sub>2</sub>-Wechselwirkungen auf die Tonmineralmatrix und auf die Permeabilität des Gesteins. Espinoza und Santamarina (2012) haben dies an Montmorilloniten untersucht und Martín et al. (2022) haben experimentell nachgewiesen, dass durch die Einwirkung von überkritischem CO<sub>2</sub> auf ein Tongestein bereits nach kurzer Zeit (wenige Tage) eine Illitisierung von Illit-Smektit-Mixed-Layer-Phasen verursacht wird, die mit einer messbaren Zunahme der Porosität und einer Abnahme des Partikelvolumens und dem Verlust von Wassermolekülen verbunden ist. In der Kristallstruktur der Smektit-Schichten geht das Zwischenschichtwasser verloren und die eingelagerten Kationen werden ausgetauscht. Die Zwischenschicht-Abstände in basaler Richtung gehen von 12-15 Å in Smectit auf 10 Å im Illit zurück (**Abbildung 22**).



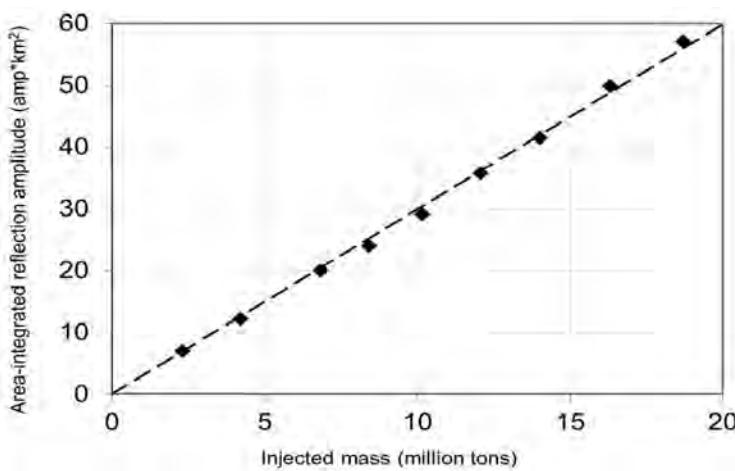
**Abbildung 22** – Veränderung der Kristallstruktur smectitischer Tonminerale durch überkritisches CO<sub>2</sub>. Die Entfernung von Zwischenschicht-Kationen und Wassermolekülen bewirken eine Volumenreduktion, die makroskopisch mit einer Zunahme der Porosität und Permeabilität des Tongesteins korreliert.

- In Sleipner wurden seit 1996 anfangs ca. 1 Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr verpresst, die hauptsächlich aus der Erdgasaufbereitung des „Sleipner-West“ Feldes stammen. Seit 2014 werden zusätzlich 0,1 bis 0,2 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr aus dem „Gudrun“ Feld injiziert, doch sind die Jahresmengen zuletzt trotzdem zurückgegangen, und eine kürzlich von Nazarian und Furre (2022) veröffentlichte Projektion in die Zukunft (**Abbildung 23**) scheint das Ende von Sleipner anzukündigen. Bis heute (2024) wurden insgesamt 19,1 Millionen t CO<sub>2</sub> verpresst. (Sokkeldirektorat, 2024a).



**Abbildung 23** – CO<sub>2</sub>-Injektionen seit 1996 (schwarze Kurve) und Modellvorstellungen über die Auflösung von CO<sub>2</sub> im Aquifer. Quelle: Nazarian und Furre, 2022.

- Die Ausbreitung der in Sleipner verpressten CO<sub>2</sub>-Mengen konnte fortlaufend durch die seismischen Wiederholungsmessungen verfolgt werden. Ein Vergleich der verpressten Mengen mit den vom gleichen Zeitpunkt jeweils ausgemessenen CO<sub>2</sub> Anomalien (**Abbildung 24**) wird von Furre et al. (2024) als Hinweis gewertet, dass das CO<sub>2</sub> vollständig erfasst wird und keine Anzeichen für ein Entweichen vorliegen.



**Abbildung 24** – Korrelation der 3D-seismisch erfassten „CO<sub>2</sub>-Mengen“ (flächenintegrierte Reflexionsamplituden) mit der zum jeweiligen Zeitpunkt verpressten CO<sub>2</sub>-Menge. Quelle: Furre et al. (2024)

Der Nachweis und die lineare Korrelation der verpressten CO<sub>2</sub>-Mengen in bzw. mit den CO<sub>2</sub>-Kissen bedeutet nach der gleichen Logik aber auch, dass bisher keine merkliche Auflösung des CO<sub>2</sub> im Formationswasser („Solubility Trapping“) und auch keine Bindung in festen Mineralphasen („Mineral Trapping“) stattgefunden hat.

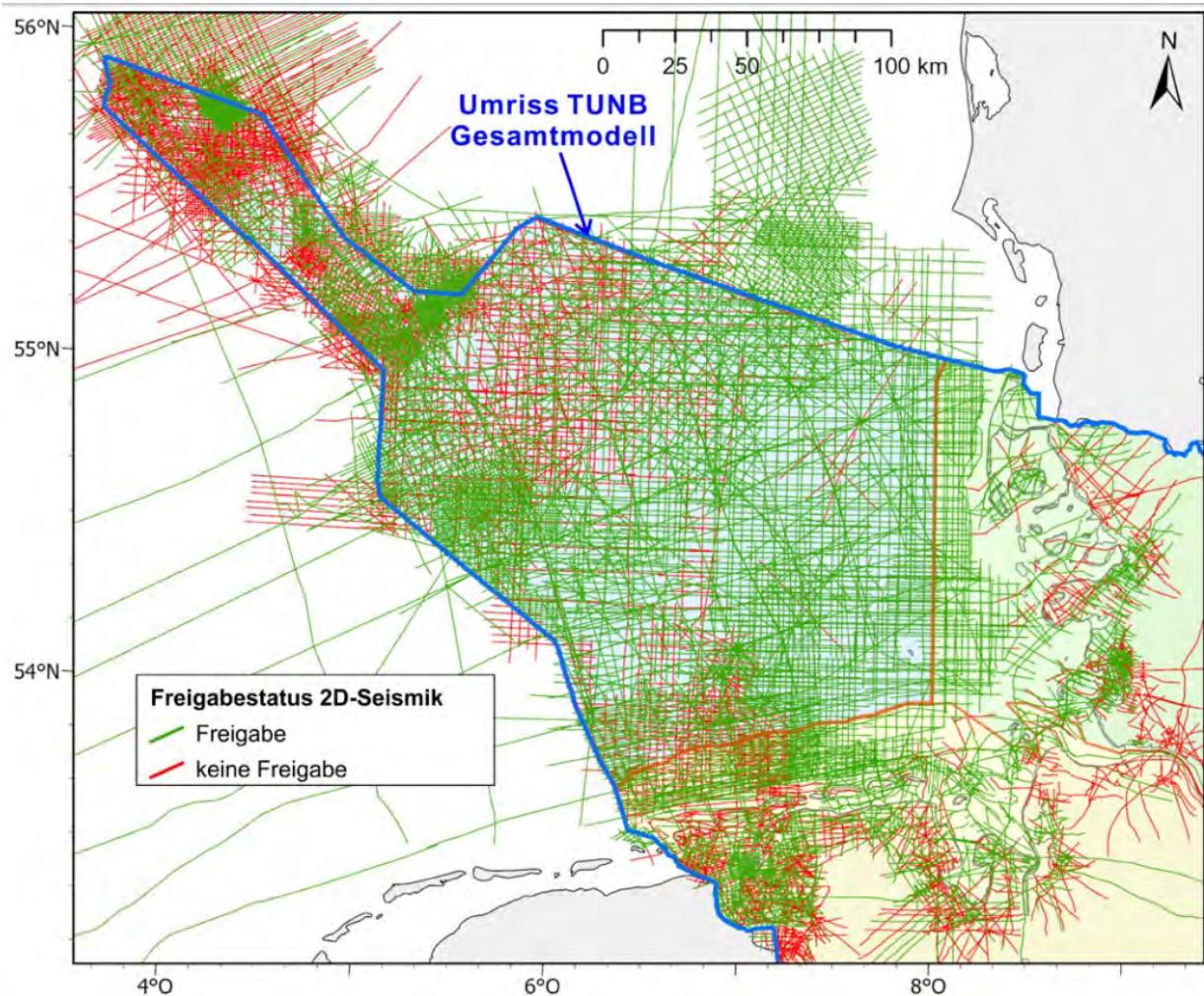
Zwischenbilanz:

Aus der Betrachtung der Vorgeschichte und der Entwicklung des Sleipner-Projektes kann man nicht erkennen, dass es sich dabei um ein minutiös geplantes CCS-Endlager handeln könnte. Es gilt aber als das erste „echte“ CCS-Projekt überhaupt. Es scheint jedoch eher so zu sein, dass man seit 1996 das CO<sub>2</sub>, weil es weg musste, einfach in den sehr ausgedehnten Utsira Sand verpresst hat, der gerade vor Ort verfügbar war und für die Verpressung geeignet erschien. Es gibt keine Hinweise auf damals bekannte Fallenstrukturen, die ausgenutzt werden sollten. Erst der rasche Aufstieg und die Expansion des CO<sub>2</sub> Plume und seine Ausbreitung im Layer 9 scheinen die weiteren intensiven Untersuchungen ausgelöst zu haben. Die Zurückhaltung der ersten seismischen Monitoring-Daten aus dem Jahr 1997 sowie der aktuellsten Daten nach 2010 erscheint suspekt.

# Endlagerung von CO<sub>2</sub> unter der deutschen Nordsee

## Tiefer Untergrund Norddeutsches Becken (TUNB)

In den vergangenen Jahren wurde durch das Programm „Tiefer Untergrund Norddeutsches Becken“ (TUNB) für den norddeutschen Raum einschließlich der AWZ ein einheitliches struktureogeologisches digitales 3D-Modell erstellt (Thöle et al., 2022), das vornehmlich auf den zahlreichen verfügbaren seismischen Daten und Bohrungsdaten aufbaut. Das TUNB-Modell ist eine wichtige Grundlage für weitere Erkundungen in der deutschen Nordsee, insbesondere für CCS-Projekte. Die **Abbildung 25** zeigt die gemessenen seismischen 2D-Profile. Im Bereich des Entenschnabels liegen fast flächendeckend auch 3D-Seismikdaten vor. Trotz etlicher Probleme bei der Verwendung älterer Datenbestände (ungenaue Verortung von Bohrlokalisationen, fehlende Freigabe durch Eigentümer, fehlende Informationen zu älteren seismischen Messungen) ist eine gute geologische Grundlage in Gestalt eines digitalen 3D-Modells für den deutschen Nordseeraum geschaffen worden.

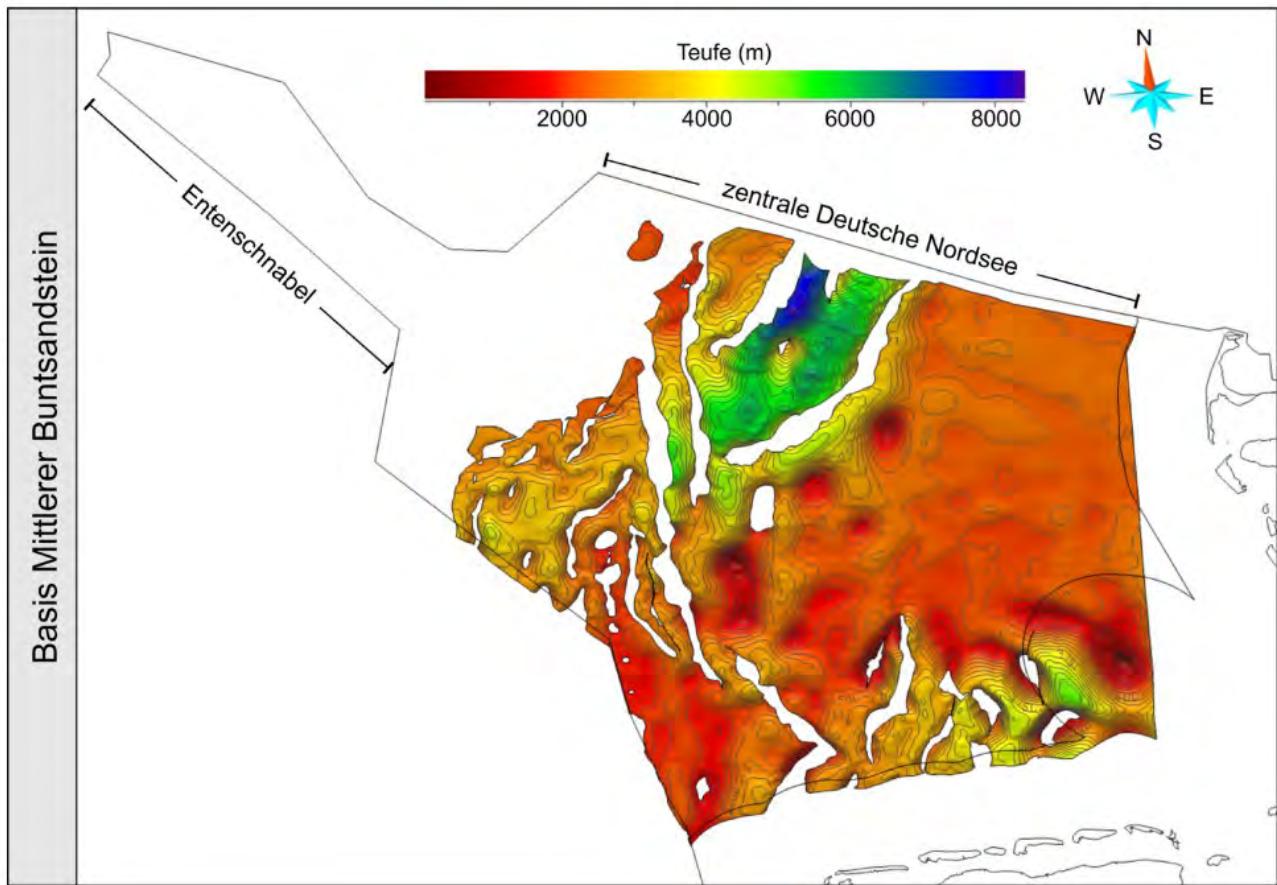


**Abbildung 25** – 2D-seismische Profillinien in der AWZ und angrenzenden Gebieten.  
Quelle: Thöle et al. (2022)

Maximal-alter der Basis	Epoche	Gruppe / Stufe für Zechstein bis Trias regionale Gruppe/Serie	Geotekt. Atlas (1996)	Geophys. KW (1968-91)	TUNB Veröffentlichung
2,6 Ma	Quartär	Holozän			Erdoberfläche
		Pleistozän			
23 Ma	Neogen	Pliozän	tmiR-q		
		Miozän	tmiu tolm tolR teom tolu	A1	Basis Rupelium
66 Ma	Paläogen	Oligozän	tpao teou	A2	
		Eozän			
100,5 Ma		Paläozän	T1		Basis Tertiär
145 Ma	Oberkreide	Maastrichtium Campanium Santonium Coniacium Turonium Cenomanium	kro	T2'	
	Unterkreide	Albium Aptium Barrémium Hauterivium Valanginium Berriasium ~ Wealden	kru	B1 B2 T2	
163,5 Ma	Oberjura ("Malm")	Serpulit Mündler Mergel Eimbeckhäuser P.-K. Gigas-Schichten Kimmeridge Korallenoolith Heersumer Sch.	jo + Wd	T3 T4 T4' T4	
174 Ma	Mitteljura ("Dogger")	Callovium Bathonium Bajocium Aalenium	jutco-jmclo	E1 E2 T5	
201,5 Ma	Unterjura ("Lias")	Toarcium Pliensbachium Sinemurium Hettangium	juhe-jutcu	L1	Basis Mittlerer Jura
239,5 Ma	Keuper	Rhät Steinmergekeuper Oberer Gipskeuper Schiffsandstein Unterer Gipskeuper Lettenkeuper	k	K1 K2 K3 M1	Basis Unterjura Basis Oberkeuper
246,5 Ma	Muschelkalk	Ob. Muschelkalk Mittl. Muschelkalk Unt. Muschelkalk	so + m	S1	Basis Keuper
252,5 Ma	Ob. Buntsandstein	Röt		S3	Basis Oberer Buntsandstein
	Mittl. Buntsandstein	Solling-Folge Hardegsen-Folge Dettfurth-Folge	su + sm	S4	
	Unt. Buntsandstein	Volpriehausen-Folge Bernburg-Folge Calvörde-Folge		X1'	Basis Mittlerer Buntsandstein
257,5 Ma	Zechstein	Mölln-Zyklus Friesland-Zyklus Ohre-Zyklus Aller-Zyklus Leine-Zyklus Staßfurt-Zyklus Werra-Zyklus	z	X1 Z1 Z3	Basis Buntsandstein Top Zechstein Basis Zechstein
		undifferenziertes Grundgebirge			Top Prä-Zechstein

**Abbildung 26 – Stratigraphische Tabelle des TUNB Modells mit den enthaltenen stratigraphischen Horizonten in der rechten Spalte. Überregionale Diskordanzen in der mittleren Spalte.**

Quelle: Thöle et al. (2022)



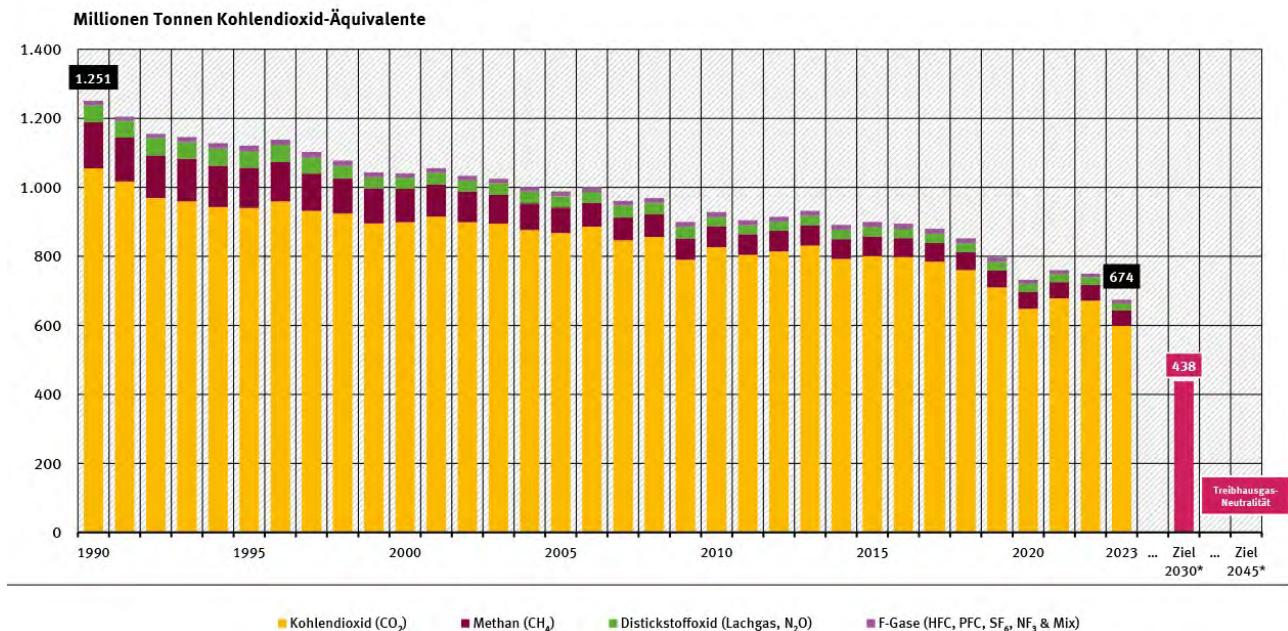
**Abbildung 27** – Verbreitung und Tiefenlage (bezogen auf Meeresspiegel) des Mittleren Buntsandsteins, als Beispiel aus dem TUNB-Modell. Quelle: Thöle et al (2022)

In dem TUNB-Abschlussbericht (Thöle et al, 2022) wird auch eine auf den deutschen Nordseeraum fokussierte geologische Entwicklungsgeschichte präsentiert.

## CO<sub>2</sub>–Speicherkapazitäten der AWZ: Ein Faktencheck

Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland ist in **Abbildung 28** dargestellt. Diese lagen 2023 bei rund 600 Millionen Tonnen und stammen zu 85 Prozent aus der Energieerzeugung und zu 7 Prozent aus industriellen Prozessen (Umweltbundesamt, 2024a). Um die angestrebte Treibhausgas-Neutralität bis 2045 zu erreichen, setzt die deutsche Bundesregierung unter anderem auf die CCS-Technologie. Diese soll laut Bundesregierung vor allem für die sogenannten “Nicht vermeidbaren” Emissionen eingesetzt werden, deren Anteil in den GEOSTOR “Insights” (2024) auf ca. 30 bis 60 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr, also bis zu rund 10 Prozent des heutigen Gesamtausstoßes geschätzt wird. Außerdem sollen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Gaskraftwerken für eine Übergangszeit durch CCS im Untergrund verpresst werden.

### Treibhausgas-Emissionen seit 1990 nach Gasen



**Abbildung 28** – Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Quelle: Umweltbundesamt (2024a)

Diesen weiterhin anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen die potentiellen CO<sub>2</sub>-Endlagerstätten gegenüber. Vorläufige Schätzungen der statischen Speicherkapazitäten in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) betreffen vor allem Strukturen im Mittleren Buntsandstein und werden in GEOSTOR unter Hinweis auf verschiedene Quellen auf insgesamt 1 bis 6 Milliarden Tonnen (1 bis 6 Gigatonnen) Kohlendioxid geschätzt (GEOSTOR „Insights“, 2024). Gesteine der Oberkreide (im Wesentlichen nur Barriergesteine) wurden bisher nicht untersucht und Gesteine des Rotliegenden nur unvollständig betrachtet. Auch eine Bewertung des „Entenschnabels“ steht noch aus. Diese Lücken sollen nun im Projekt GEOSTOR geschlossen werden (<https://geostor.cdrmare.de>).

Trotz der noch zu schließenden Lücken zeigt ein Vergleich der potentiellen Kapazitäten mit den nicht vermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionszahlen (ca. 30 bis 60 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr, plus erhebliche Mengen CO<sub>2</sub> aus Gaskraftwerken und CO<sub>2</sub>-Schlupf aus CCS-Anlagen (s.u.) bereits jetzt, dass selbst bei vollständiger Nutzbarkeit aller ausgewiesenen statischen Speicherkapazitäten (sehr optimistisch 1 bis 6 Milliarden Tonnen Kohlendioxid) diese in wenigen Jahrzehnten erschöpft wären, selbst wenn noch weitere Kapazitäten in einem erwartbar kleinen Volumen hinzukämen. Bereits die Verpressung der als „nicht vermeidbar“ angenommenen CO<sub>2</sub>-Emissionen würde 30 bis 60 mal größere Kapazitäten erfordern als die im Sleipner Projekt (1 Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr) realisierten. Auch unter diesen sehr optimistischen Annahmen (s.u.) kann daher nicht mit einem tragenden Beitrag von CCS in der deutschen Nordsee zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele gerechnet werden.

## Das Projekt G E O S T O R

Das GEOSTOR-Projekt (<https://geostor.cdrmare.de>) bündelt die aktuelle, vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) finanzierte, deutsche CCS-Forschung. Es untersucht die Möglichkeiten von CCS in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands. Die Laufzeit der ersten Phase ging von August 2021 bis Juli 2024.

In einem Überblicksvortrag wurde von Wallmann (2022) das Ziel des GEOSTOR-Projekts benannt:

*“Overarching goal: Develop a roadmap for the implementation of a large-scale CO<sub>2</sub> storage project in the German sector of the North Sea”.*

Es geht demnach nicht mehr um das Ob, sondern nur noch um das Wo für das „*Large-Scale Storage Project*“. Obwohl GEOSTOR in Phase 1 nur Einzelaspekte zur Machbarkeit von Offshore-CCS-Projekten behandelt und wichtige Themen wie beispielsweise die energieintensiven Abscheidungstechnologien, oder die Wechselwirkungen des CO<sub>2</sub>-Fluids mit den Aquifer-Systemen überhaupt nicht betrachtet, und außerdem auch noch eine zweite und dritte Projektphase folgen sollen, hat das Bundeskabinett am 29.05.2024 nach eigenen Worten bereits den „*Weg für CCS frei gemacht*“ (BMWK, 29.05.2024).

Die in GEOSTOR durchgeführten Modellierungen konkreter Strukturen können zu einem besser fundierten Verständnis der Speicherungsmöglichkeiten beitragen und auch Grenzen und Probleme aufzeigen, sowie quantitative Abschätzungen ermöglichen. Die Ergebnisse sind aber nur so gut wie die Eingangsdaten und die Modelle (Algorithmen) selbst. Im GEOSTOR-Projekt sollen CO<sub>2</sub>-Injektionen und -Endlagerung von bis zu 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Standort und Jahr simuliert werden. Das wäre das 10-fache der jährlich in Sleipner verpressten CO<sub>2</sub>-Mengen.

Auf der Grundlage der bisherigen Kenntnisse zur Geologie wurde im GEOSTOR-Programm eine Vorauswahl von potentiellen Speicher- und Barrieregesteinen getroffen. Im deutschen Nordseegebiet kommen in Bezug auf die relevanten Eigenschaften (Porosität, Permeabilität) in Frage (GPDN, 2014):

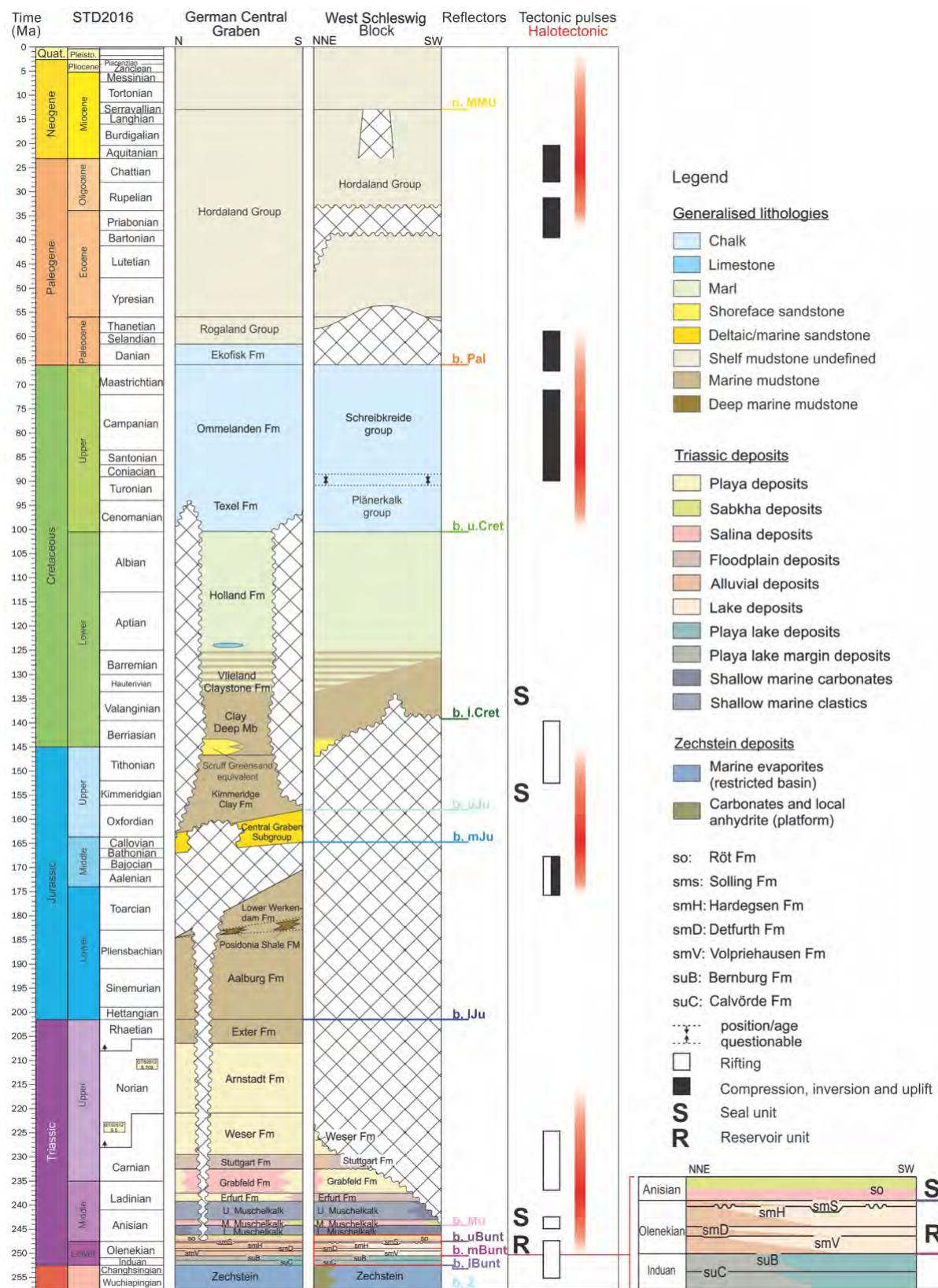
### Speichergesteine

- die klastischen Oberrotliegendsedimente der postvaritischen intramontanen Becken
- die Sandstein-Ablagerungen des Mittleren Buntsandsteins
- der Rhätsandstein, nur in Küstennähe erhalten
- Aalen bis Baton: Doggersandsteine, nur in Küstennähe und im Entenschnabel erhalten.

Mindestens genauso wichtig für CCS-Projekte sind die Barrieregesteine:

### Barrieregesteine

- Die Salzgesteine des Zechstein, die auch für Gase praktisch undurchlässig sind.
- Die Röt-Salze
- Die Tonsteine des Unterjura (Lias), nur in Küstennähe und im Entenschnabel erhalten.
- Die Tonsteine der Unterkreide



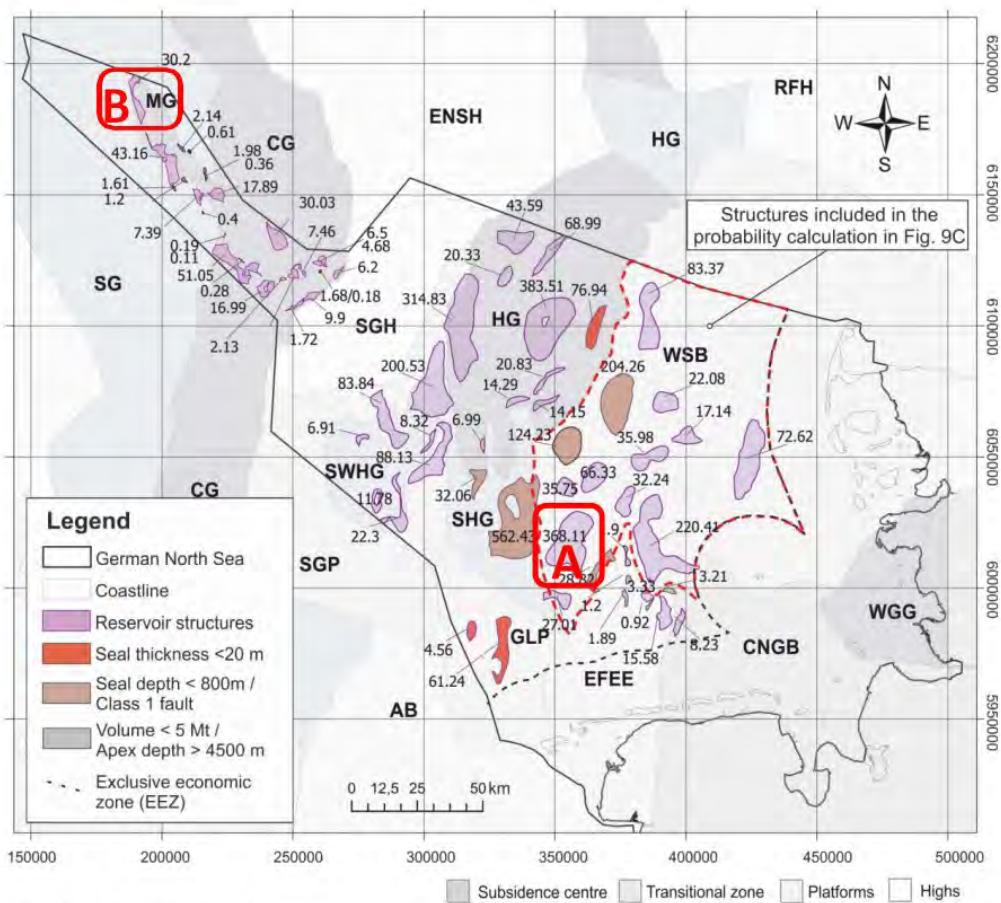
**Abbildung 29 – Stratigraphische Profile für den West Schleswig Block und den Zentralgraben in der deutschen Nordsee. Quelle: Fuhrmann et al., 2024**

In der gerade erschienenen Arbeit von Fuhrmann et al. (2024) ist jetzt nur noch der Mittlere Buntsandstein als potentieller Speicherhorizont dargestellt, während der Röt, Teile des Oberen Jura (nur im Entenschnabel) und die Untere Kreide als mögliche Barrieren angesehen werden.

Es sei an dieser Stelle bereits angemerkt, dass auch die beste Barriereschicht nicht viel nützt, wenn sie in zu geringer Tiefe liegt und das aufsteigende CO<sub>2</sub> bei Erreichen der Schicht bereits weitgehend expandiert ist. Entscheidend ist die Hauptbarriere direkt über dem Speicherhorizont.

Bei den für GEOSTOR identifizierten potentiellen Speicherkomplexen handelt es sich vor allem um Strukturen im Mittleren Buntsandstein (**Abbildung 30**), die in einer Tiefe von circa 1 bis 3 Kilometern unter dem Meeresboden lagern und auf denen mindestens 20 Meter dicke undurchlässige Ton- oder Salzgesteinsschichten liegen, die das Speichergestein abdichten und gespeichertes Kohlendioxid zurückhalten sollen (Wallmann et al., 2024).

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat die Gesamtkapazität für CO<sub>2</sub>-Speicher im Buntsandstein in der deutschen Nordsee auf Grundlage einer umfassenden Bestandsaufnahme auf 1 bis 6 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> geschätzt (Wallmann, 2024) (**Abbildung 30**).

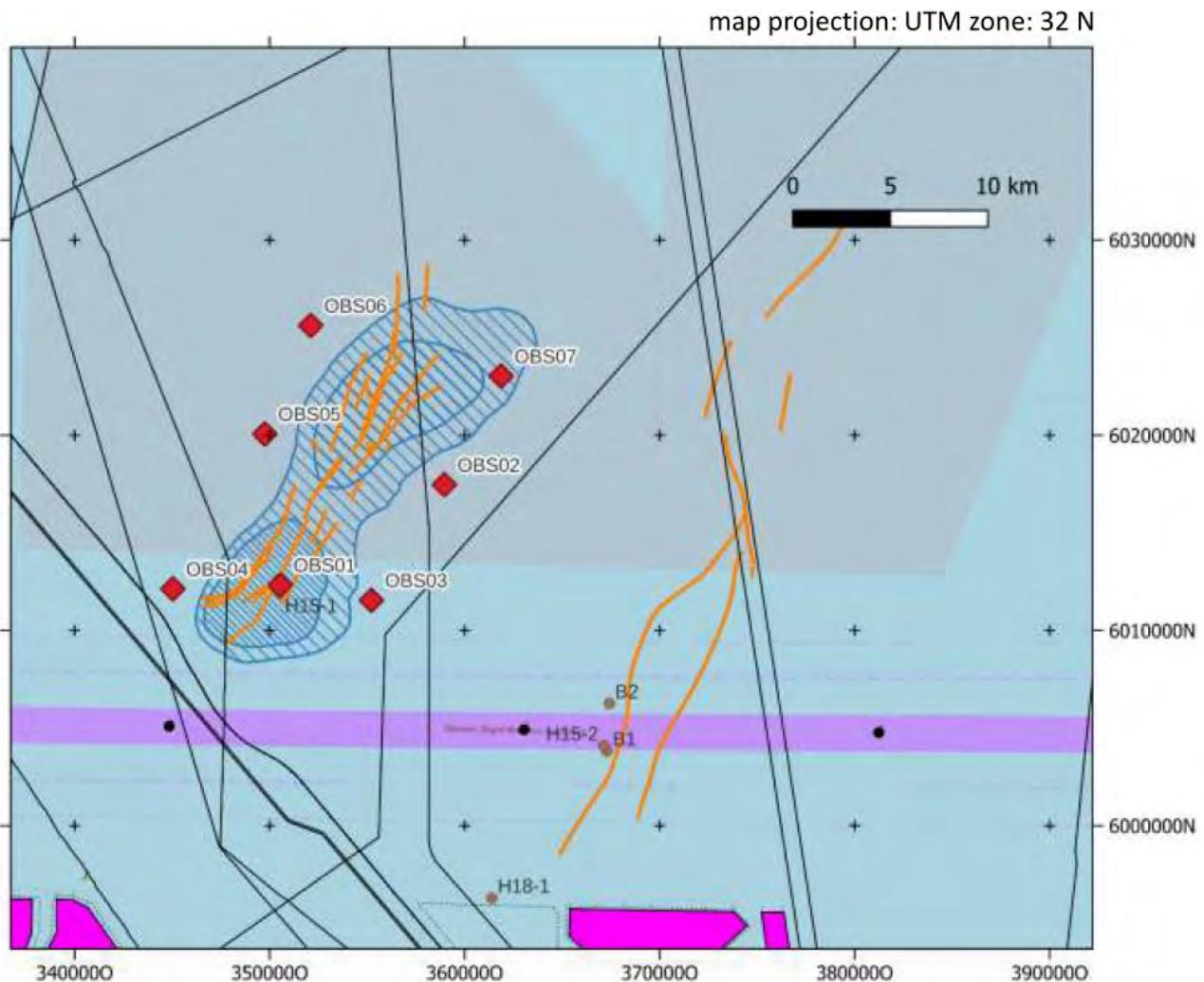


*Potentielle Speicherformationen in der Deutschen AWZ (BGR, 2024)*

**Abbildung 30** - Potentielle Speicherstrukturen, mit Angaben zu der erwarteten statischen Speicherkapazität (in Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>). Die mit „A“ gekennzeichnete Struktur ist das Henni-Salzkissen, „B“ ist eine namenlose Struktur im Entenschnabel, die im Rahmen von GEOSTOR näher untersucht werden sollen. Quelle: Wallmann (2024), Kennzeichnung „Gebiet B“ ergänzt vom Verfasser

## Zweifel an der Wirksamkeit der geologischen Barrieren

**Henni-Struktur:** Die von GEOSTOR näher untersuchte Speicherstruktur, das sogenannte „Henni-Salzkissen“ (auch als Gebiet A oder CNS\_24 bezeichnet) (Abbildungen 30, 31) soll Platz für mehr als 300 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> bieten (s.u.). (Wallmann et al., 2024).



**Abbildung 31** – Untersuchungsgebiet A: Henni-Salzkissenstruktur (schräffiert), mit bekannten Scheitelstörungen und der Lage einiger Altbohrungen (H15-1, H15-2, B2, B1, H18-1) sowie vorgeschlagener Beobachtungsbohrungen (OBS01 bis OBS07).

Quelle: GEOSTOR (2024c)

In dem interpretierten seismischen Profilschnitt (Abbildung 32) sind im Scheitel der Henni-Struktur Diskordanzen an der Basis der Oberkreide und im Miozän zu erkennen. Demnach scheint die Röt-Formation in Teilen gerade noch erhalten zu sein, während Muschelkalk, Jura und Unter-Kreide im Scheitelbereich erodiert sind. In welchem Zustand die Röt-Gesteine, die ja als Barriere wirken sollen, nach ihrer Freilegung durch das kreidezeitliche Erosionsereignis noch sind, ist ungewiss. Auch die als Barriere wichtigen Rupel-Tone scheinen im Scheitelbereich infolge der Mittel-Miozän-„Eridanos“-Diskordanz zu fehlen, also erodiert worden zu sein. Sie würden aber auch in zu geringer Tiefe liegen, um noch als effektive Barriere zu wirken.

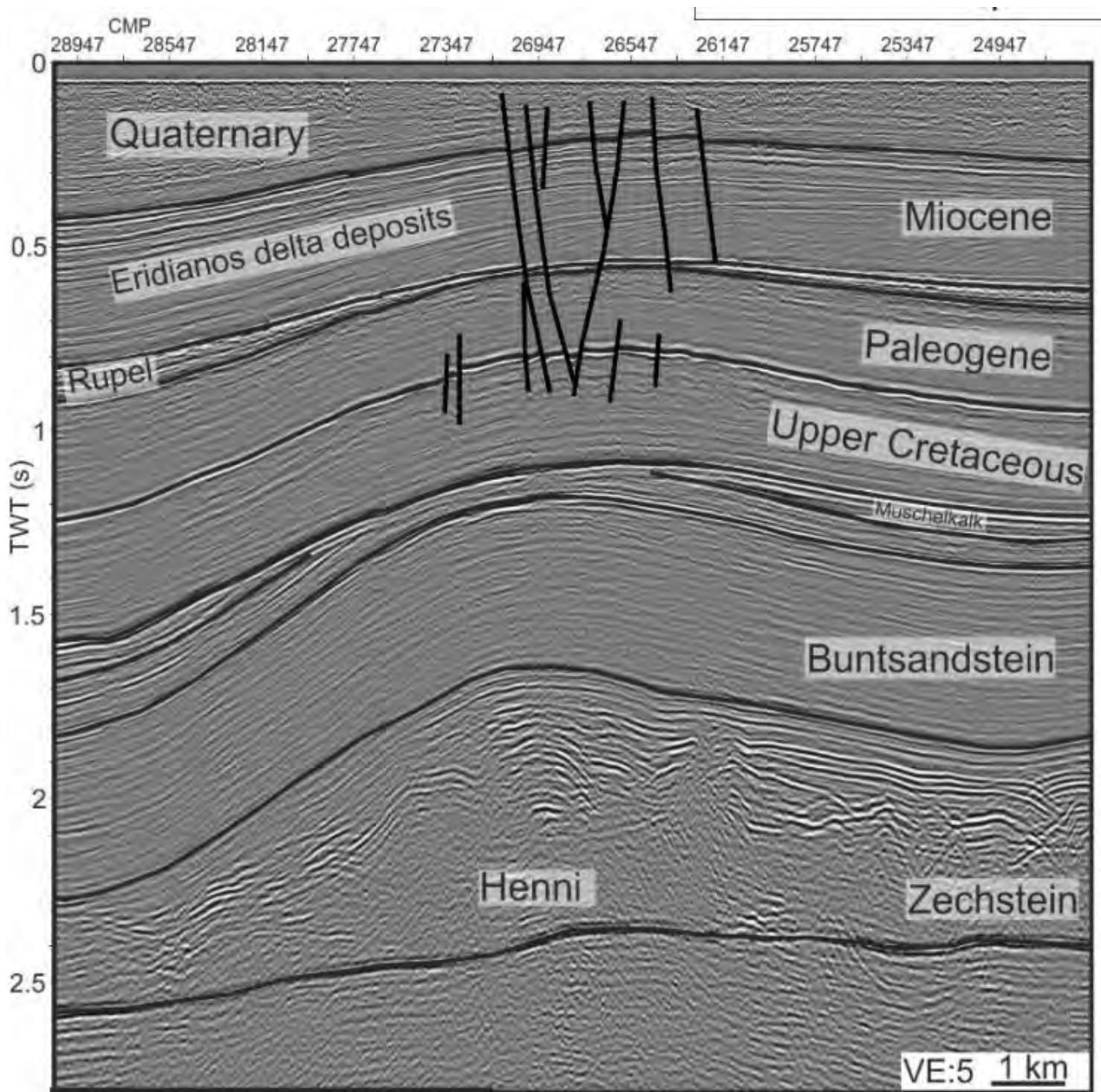
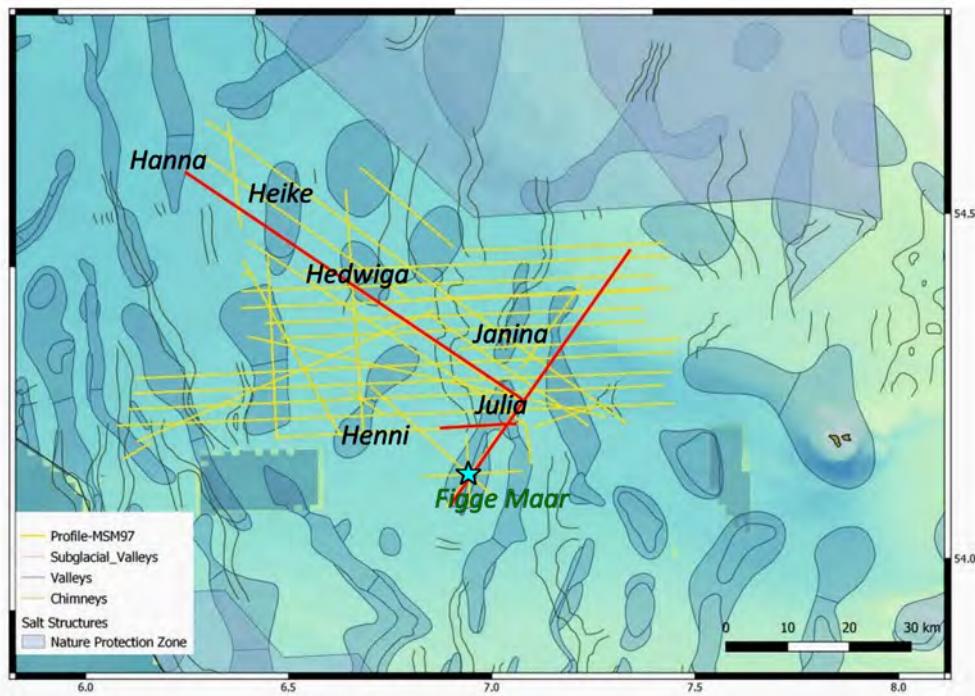
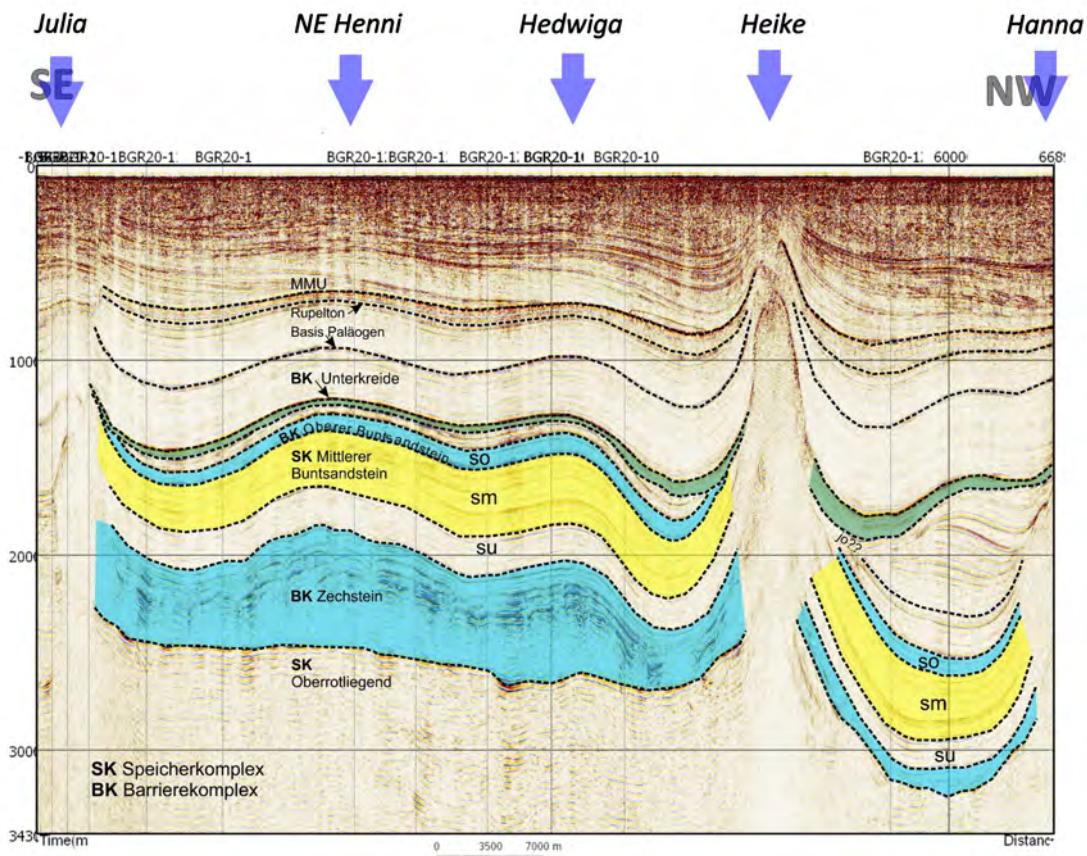


Abbildung 32 – Seismisches Profil durch die Henni Salzkissen-Struktur. Quelle: GEOSTOR (2023a)

Weiterhin sind in den **Abbildungen 31 und 32** auch viele Scheitelstörungen zu erkennen, die als Reaktion auf die Biegedehnung des Salzkissen-Dachs einen Apikalgraben (Scheitelgraben) gebildet haben. Diese Störungen werden vermutlich als Wegsamkeiten auch bis in den aufgewölbten Buntsandstein hinabreichen. Aufgrund dieser bereits bekannten Gegebenheiten wird es schwierig sein, eine intakte Barriere im Deckgebirge des Salzkissens nachzuweisen. Zu dieser Problematik werden moderne 3D-Messungen vermutlich weitere Details und Erkenntnisse liefern.

Neuere seismische Messungen sind in Erhardt et al. (2021) (**Abbildung 33**) enthalten. Das Profil verläuft knapp nordöstlich der Henni-Struktur und zeigt noch deren Ausläufer. Der Mittlere Buntsandstein (sm) hat hier eine Mächtigkeit von etwa 100 m und ist intern deutlich von Schichtwechseln gekennzeichnet.



**Abbildung 33** – Seismische Messungen im Bereich der Henni-Struktur. **Unten** Karte der Salzstrukturen mit eingetragenen 2D-Messprofilen (gelb) und geologisch interpretierten Schnitten (rot). Stern: Lage des „Figge Maar“-Blowouts von 1964. **Oben** interpretierter SE-NW-Schnitt. Quelle: nach Erhardt et al. (2021), mit Ergänzungen durch den Verfasser

Neue seismische Profilschnitte durch die Henni-Struktur sind auch in der gerade erschienenen Arbeit von Fuhrmann et al. (2024) enthalten (**Abbildung 34**). Diese und weitere Schnitte dienten unter anderem einer Ermittlung der statischen Speicherkapazitäten im Mittleren Buntsandstein, die hier in **Tabelle 1** wiedergegeben werden.

Die neuen Profile zeigen viele interessante Details wie z.B. Diskordanzen und Störungen, die auch für die Beurteilung der Barrieren von Bedeutung sein werden. Für die Henni-Struktur zeigt sich hier noch deutlicher als in **Abbildung 32**, dass die Barriere-Schichten des Röt, des Mittleren Jura und anscheinend weitgehend auch der Unterkreide durch Erosion fehlen. Gleches scheint auch für den in der südlichen Nordsee verbreiteten Rupel-Ton zuzutreffen, der im Apex der Struktur unter der Mittel-Miozän (Eridanos) -Diskordanz zu fehlen scheint.

Der Einfluss der Grabenstörungen im Dach über dem Salzkissen ist offenkundig. Doch auch an der Buntsandstein-Basis wird ein Versatz beobachtet, was darauf hinweist, dass einige Störungen durch den Speicherkomplex hindurch bis zum Salzkontakt reichen.

### Lagerkapazitäten geometrisch deutlich geringer als GEOSTOR angibt

In den Profilschnitten der **Abbildung 34** sind die für CO<sub>2</sub>-Speicher prospektiven Bereiche hellbraun markiert und seitlich durch vertikale, gestrichelte Linien begrenzt. Die Bedeutung dieser Linien ist unklar und wirft wichtige Fragen auf hinsichtlich der Volumenberechnung und der Ausdehnung des Speicherkonzepts.

Es scheint, als ob das Volumen der Speicher-Strukturen einfach durch Multiplikation der jeweiligen Fläche innerhalb eines Polygons (in den Schnitten der **Abbildung 34** durch gestrichelte Linien begrenzt) mit der Schichtmächtigkeit der braun eingefärbten Bereiche ermittelt worden ist, ohne Beachtung des „*Fill-and-Spill*“-Prinzips (Füllen der Fallenstruktur mit CO<sub>2</sub> von oben herab bis zum „Überlauf“ am höchstgelegenen „*Spillpoint*“). In diesem Fall wären die Speichervolumina bereits geometrisch stark überschätzt, soweit man strikt und wie immer behauptet wird nur geologische Fallen (Henni-Struktur) nutzen möchte und nicht den gesamten Aquifer.

In diesem Zusammenhang müssen aber kryptische Hinweise in Fuhrberg et al. (2024) beachtet werden:

*Der Satz „Anticline related traps and associated mixed trap types show good lateral reservoir connectivity on the West Schleswig Block.“*

deutet an, dass die Porenfluide (anfangs Formationswasser) lateral verdrängt werden. Betrachtet man dann unter diesem Aspekt **Abbildung 34** noch einmal, so fragt man sich, weshalb beispielsweise im Schnitt D die braun eingefärbten Bereiche von CNS\_24 (Henni) und CNS\_36 (Nähe Figge Maar) nicht verbunden wurden? Dieser hydrogeologisch absolut naheliegende Gedanke führt auf direktem Weg zur Erkenntnis, dass dann die verdrängten Fluide über die havarierte Bohrung B-1 und den dort schon früher verursachten Blowout-Kamin, direkt ins Meerwasser entweichen würden. Die zur havarierten B-1 unmittelbar benachbarten Bohrungen B-2 und D-1 waren ebenfalls gasfündig. Das dort vorkommende Erdgas besteht zu ca. 38 Prozent aus Methan, der Rest ist Stickstoff (Glaser, 2001). Eine Freisetzung von Methangas durch die von CCS ausgelöste Verdrängungskette könnte angesichts des hohen Treibhauspotentials von Methan (je nach Konvention 25 bzw. 72 CO<sub>2</sub>-Äquivalente; Umweltbundesamt, 2022) alle Bemühungen das Klima zu retten ins Gegenteil verkehren.

In diesem Zusammenhang muss auch der folgende Satz in Fuhrberg et al. (2024, S. 5) genau interpretiert werden:

*„Given the data availability, we focus on structural trapping where the migration of supercritical CO<sub>2</sub> in the reservoir along buoyancy and pressure gradients is mitigated by a suitable seal (sensu Chadwick et al., 2008).“*

denn Chadwick et al. (2008) sind der Meinung:

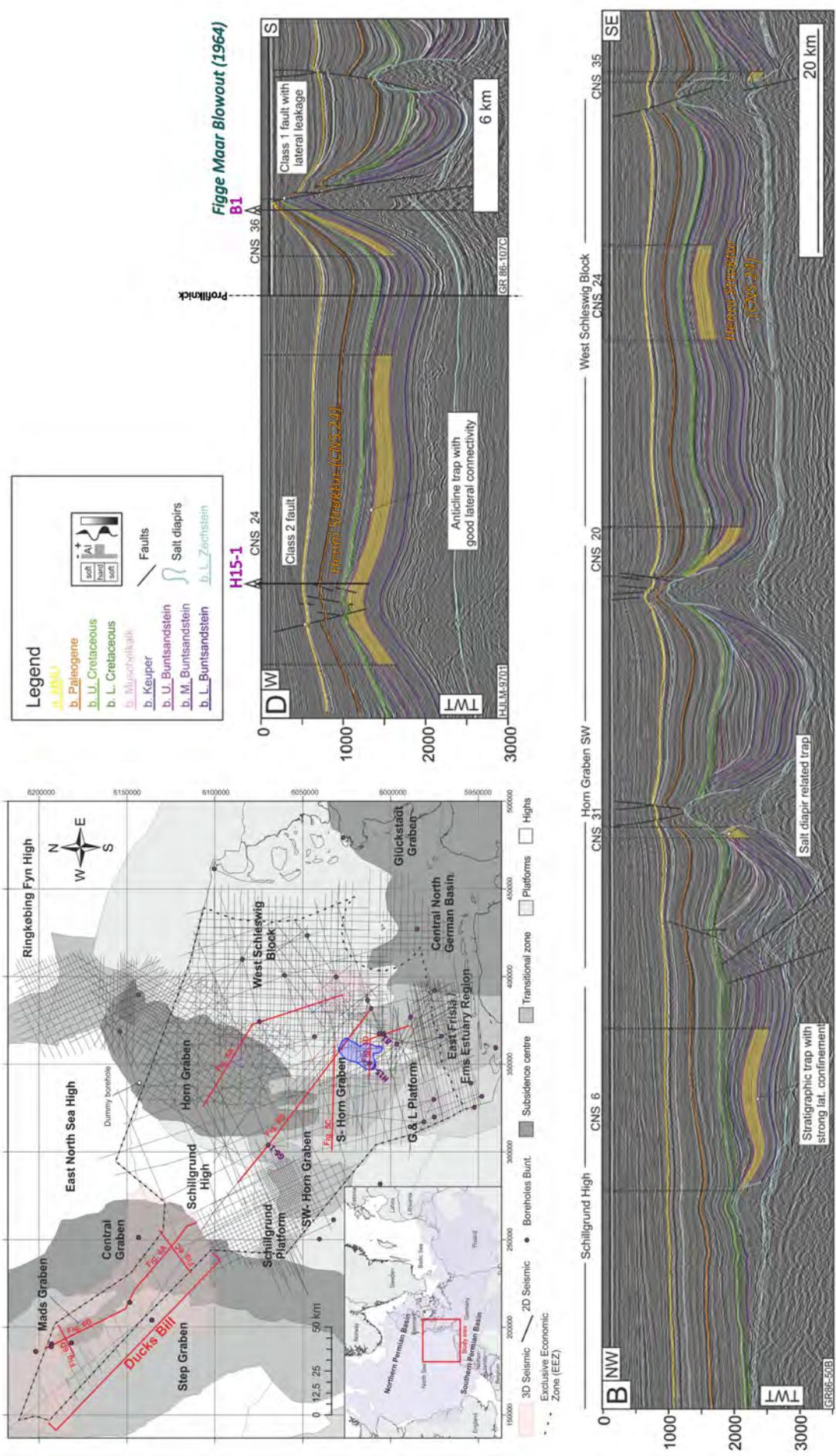
*„The seals above these aquifers are dipping and may be incomplete; they would inhibit direct vertical migration of the injected CO<sub>2</sub> and deflect the migration path to near horizontal course, but they would not hold the CO<sub>2</sub> permanently in situ. Ultimately the CO<sub>2</sub> would likely reach a non-sealed part of the reservoir and escape into the ocean and the atmosphere if it were not kept within the reservoir by counteracting processes. Suitable counteracting processes that have an effect at the relevant timescales (hundreds to thousands of years) are dissolution into formation water and residual gas trapping due to relative permeability hysteresis. In conclusion, open, dipping aquifers may provide effective CO<sub>2</sub> storage options, given reasonable reservoir parameters (particularly horizontal permeability) and adequate distances between the injection well and the leakage point.“*

Was heißen soll, dass Auflösung von CO<sub>2</sub> im Formationswasser und Residual Trapping (s.u.) die CO<sub>2</sub>-Leckage aufgrund langer Wegstrecken im Aquifer mindern soll. Fuhrberg et al. (2024) behaupten so innerhalb des gleichen Satzes, dass sie sich auf „Structural Trapping“ fokussieren, wobei die Migration von überkritischem CO<sub>2</sub> entlang von Auftriebs- und Druck-Gradienten gemindert (*mitigated*) würde, wodurch eine geeignete Abdichtung *sensu* Chadwick et al. (2008) erfolgen soll. Die verklausulierten Aussagen von Fuhrberg et al. (2024) und auch schon von Chadwick et al. sind somit geeignet, den Lesern und der Allgemeinheit *Structural Trapping* und *Seals* zu suggerieren, aber Leckage zu meinen.

Diese hoch riskanten Vorstellungen ignorieren, übersehen oder verschwiegen die verheerenden Folgen des unter Druckabnahme expandierenden CO<sub>2</sub>-Fluids (s.u., **Abbildung 41**) und die mit der Expansion eskalierende Verdrängung von Formationswässern und assoziierten Gasen aus dem Aquifer in den Meerwasserkörper und in die Atmosphäre.

Riskant ist auch, dass die chemische Natur der Formationswässer saliner Aquifere unbeachtet bleibt. Formationswässer sind im Prinzip nichts anderes als die sogenannten „Lagerstättenwässer“ (*Produced Water*), die bei der Öl- und Gasproduktion mit gefördert werden. Die chemischen Eigenschaften dieser Wässer sind bekannt und können je nach Herkunft variieren, enthalten aber in der Regel substantielle Mengen anorganischer und oft auch organischer Salze, Schwermetalle, freies, dispergiertes und emulgiertes Öl, gelöste Gase (CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S) und meistens auch radioaktive Substanzen (Naturally Occurring Radioactive Materials - NORM). (Vgl. Krupp, 2011b). Eine Verdrängung großer Mengen solcher Wässer und der assoziierten Gase in die Biosphäre ist daher nicht akzeptabel.

Gerade auch in Kenntnis der Verwendung von CCS zur „Enhanced Oil- /Gas Recovery“ müssten solche Risiken erkannt und adressiert werden.



**Abbildung 34 – Indexkarte der AWZ (oben links) und seismische Profilschnitte (5B unten und 5D oben), die durch die Henni-Struktur (in Index-Karte blau eingefärbt) verlaufen. Hellbraune Einfärbungen markieren potentielle Strukturen für CO2-Speicher.**

Quelle: nach Fuhrmann et al. (2024), zusammengestellt und ergänzt vom Verfasser

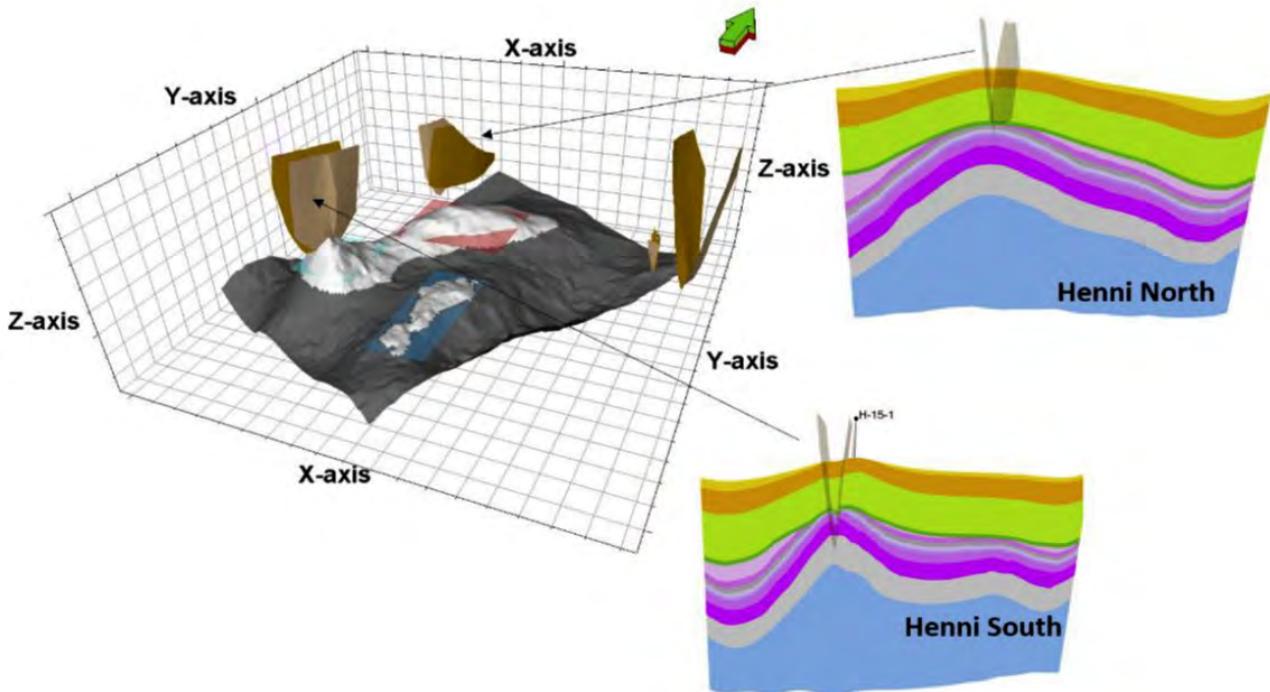
Lead No.	Trap type	Tectonic area	Fault class	Confinement (sides)	Well penetration	Area [km <sup>2</sup> ]	Thickness (m)	Apex depth (m)	P10 (Mt)	P50 (Mt)	P90 (Mt)
CNS_20	salt-strat	Horn Graben S	1	confined (3)	0	388.13	119.13	692.81	152.84	562.43	1164.29
CNS_13	salt	Horn Graben	2	confined (3)	0	302.52	157.35	1900.00	119.07	383.51	891.76
 CNS_24	anticline	West Schleswig Block	2	open	1	251.12	97.98	1181.07	159.59	368.11	685.70
CNS_9	salt-strat	Horn Graben	5	confined (3)	0	323.30	118.14	1798.79	103.67	314.83	733.53
CNS_34	anticline-salt	West Schleswig Block	2	semi-confined (2)	1	283.12	59.33	905.40	80.36	220.41	440.12
CNS_19	salt-strat	West Schleswig Block	1	open	1	207.70	74.59	424.05	72.49	204.26	396.77
CNS_6	salt-strat	Horn Graben SW	5	confined (4)	1	243.62	99.25	1833.42	72.09	200.53	459.56
CNS_32	anticline-fault	West Schleswig Block	1	semi-confined (1)	0	116.03	80.29	777.64	45.01	124.23	240.38
CNS_7	salt	G&L-Plattform	5	confined (4)	0	117.03	81.03	1370.31	30.16	88.13	207.23
CNS_4	anticline-strat	Horn Graben SW	5	confined (4)	0	104.51	87.63	2324.61	28.92	83.84	184.64
CNS_18	anticline	West Schleswig Block	4	open	0	140.71	61.47	1674.17	25.02	83.37	186.30
CNS_17	salt	Horn Graben	5	confined (3)	0	59.22	170.84	3201.70	20.46	76.94	178.40
CNS_33	anticline	West Schleswig Block	5	open	1	203.15	50.94	1809.48	26.11	72.62	191.00
CNS_16	fault	Horn Graben	3	confined (3)	0	46.43	186.64	2813.20	21.83	68.99	161.32
CNS_26	anticline	West Schleswig Block	5	open	1	74.50	67.48	1417.02	24.47	66.33	127.47
CNS_22	strat	G&L Plattform	5	semi-confined (2)	1	90.45	46.84	1371.77	25.52	61.24	114.13
DB_15	salt-fault	Central Graben	3	confined (3)	0	79.66	83.84	3550.61	12.86	51.05	116.24
CNS_15	anticline	Horn Graben	5	semi-confined (2)	0	83.85	82.06	2125.73	12.52	43.59	125.26
DB_2	fault-strat	Mads Graben	3	confined (4)	0	60.72	85.41	2619.12	15.10	43.16	99.77
DB_28	anticline	West Schleswig Block	5	open	0	72.01	56.77	1736.90	11.18	35.98	83.22

**Tabelle 1** – Potentielle CO<sub>2</sub>-Speicherstrukturen in der deutschen AWZ. Die Nummer CNS\_24 (roter Pfeil) entspricht der Henni-Struktur.

Quelle: nach Fuhrmann et al., 2024

## Speicherkonzept in GEOSTOR zu optimistisch

Auf Grundlage verfügbarer Daten wurde in GEOSTOR (2024a) ein vorläufiges digitales geologisches Modell der Henni-Struktur erarbeitet (**Abbildung 35**), welches auch die weitere Unterteilung des Salzkissen-Dachs in drei Fangstrukturen zeigt. Von diesem Konzept der Nutzung konkreter Fangstrukturen scheint man inzwischen abgerückt zu sein (s.o.; Fuhrmann et al. 2024).

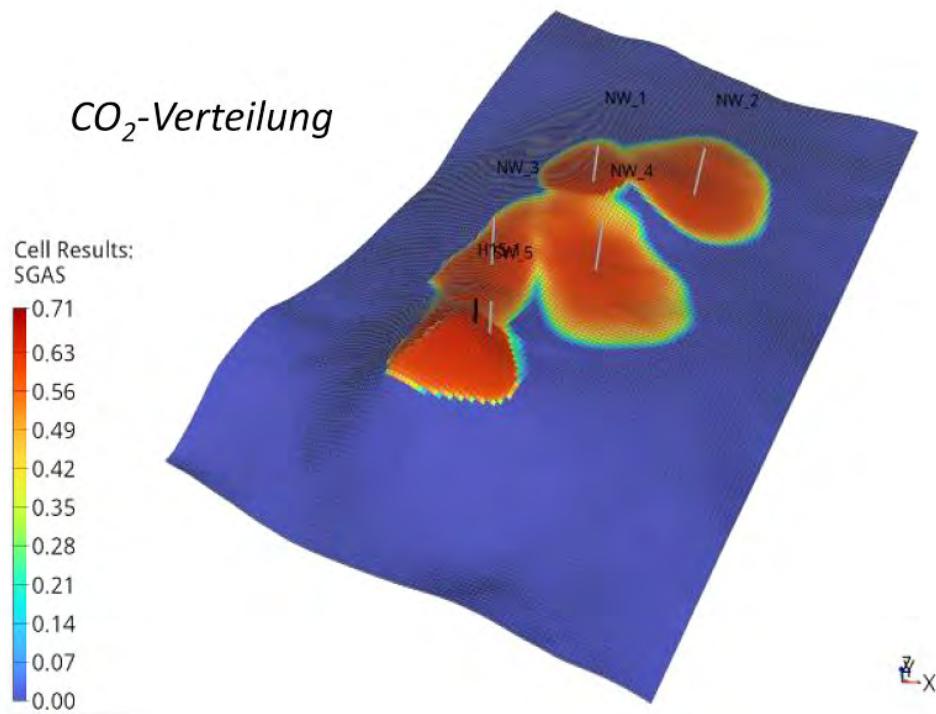


**Abbildung 35** - Geologisches Modell der Henni Struktur. Das aufgewölbte Deckgebirge über dem Salzkissen ist weiter unterteilt in 3 Fangstrukturen. Die Profilschnitte enthalten auch die Diskordanzen und Scheitelstörungen. Quelle: GEOSTOR (2024a)

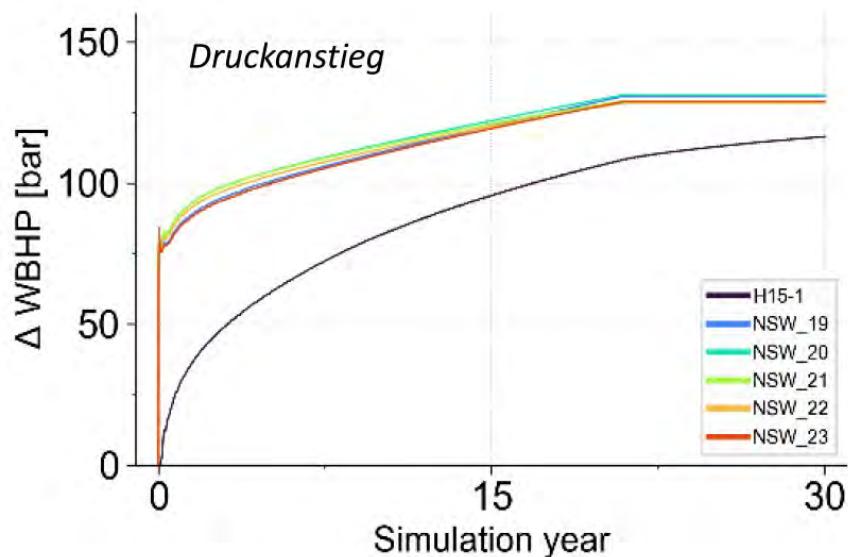
Die Henni-Speicherstruktur soll eine berechnete statische Kapazität von ca. 368 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> haben. Laut den ambitionierten Plänen sollen dort pro Jahr bis zu 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> verpresst werden können. Dies würde rein rechnerisch eine Nutzungsdauer von etwas mehr als 30 Jahren ermöglichen. Das Vorhaben wurde durch eine Simulationsstudie (**Abbildungen 36, 37**) weiter untersucht, die gezeigt hat, dass mehrere Bohrungen notwendig sind (Vgl. **Abbildung 36**) um diese großen CO<sub>2</sub>-Mengen in den Untergrund zu bringen. Während der Simulation steigt der Druck im Modell an, um bis zu 125 bar, wird jedoch innerhalb eines vorgegebenen Drucklimits gehalten, um eine Störung des Speichergesteins oder der Barrièreschicht zu verhindern (**Abbildung 37**). Druckerhöhungen von 125 bar  $\Delta$ WBHP (Delta Well Bottom Hole Pressure) (**Abbildung 37**) sind extrem hoch im Vergleich mit üblichen 10 bar Überdruck in laufenden CCS-Projekten.

Die praktischen Erfahrungen in den einzigen beiden europäischen CCS-Projekten Sleipner und Snøhvit haben gezeigt, dass die vorgesehenen Injektivitäten bei den zulässigen Verpressungsdrücken oft nicht eingehalten werden können. Insofern können die Modellierungen für die Henni-Struktur (**Abbildungen 36, 37**) nur eine sehr grobe Orientierung für ein mögliches CCS-Projekt geben.

Wie sich die Druckerhöhung im Umfeld der Henni-Struktur auswirken kann, wäre zu untersuchen, insbesondere unter Berücksichtigung des Blowout von 1964 an der Bohrung B1 (**Abbildung 33**).



**Abbildung 36** - Speichermodell der Henni Struktur. Modellierte CO<sub>2</sub>-Ausbreitung (Sättigung) um die Injektionsbohrungen NW1 bis NW5. Quelle: GEOSTOR (2024a)



**Abbildung 37** - Speichermodell der Henni Struktur. Modellierter Druckanstieg in den Bohrungen und in H15-1.  $\Delta$ WBHP steht für „ $\Delta$  Well Bottom Hole Pressure“, Quelle: GEOSTOR (2024a)

## Statische Speicherkapazität in GEOSTOR überschätzt

An dieser Stelle muss hinterfragt werden, wie die „statische“ Speicherkapazität in GEOSTOR ermittelt wurde. Die statische Speicherkapazität ( $m_{\text{statisch}}$ ) errechnet sich aus dem geometrischen Gesamtvolumen des Speichergesteins ( $V_{\text{Speicher}}$ ), dem „net-gross-ratio“ ( $n/g$ ), der den Anteil zur Speicherung geeigneter Gesteinsanteile am Gesamtvolumen angibt, der Porosität ( $\phi$ ), der Dichte des  $\text{CO}_2$ -Fluids ( $\rho_{\text{CO}_2}$ ) und einem Effizienzfaktor (Speicherkoefizient) ( $E$ ). Die Erfahrung mit geologischen Porespeichern hat gezeigt, dass in der Praxis nur ein kleiner Anteil des vorhandenen geometrischen Porenraums für einen Fluid-Austausch nutzbar (erreichbar) ist. Dies wird durch den dimensionslosen Effizienzfaktor ( $E$ ) ausgedrückt:

$$m_{\text{statisch}} = V_{\text{Speicher}} * (n/g) * \phi * \rho_{\text{CO}_2} * E$$

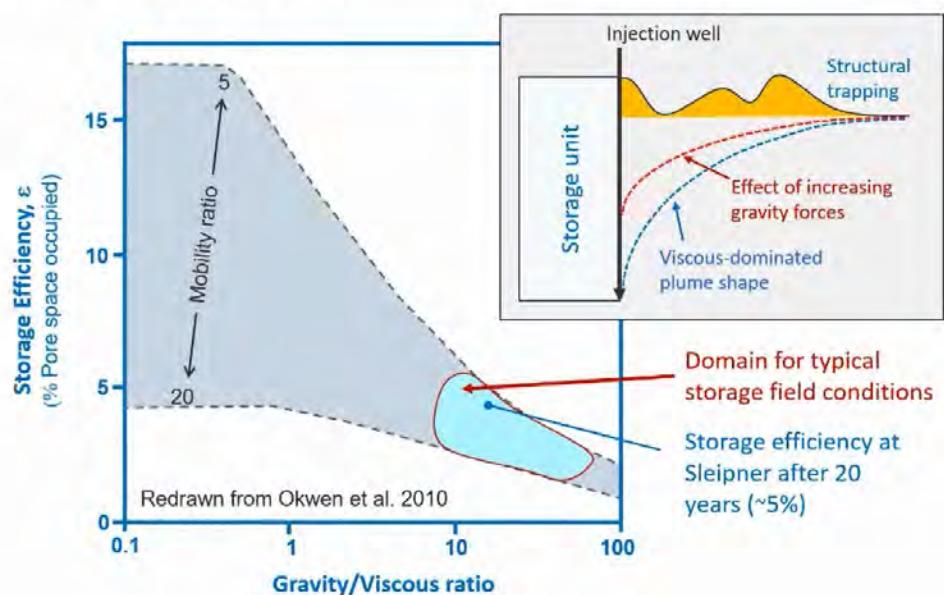
Die ( $n/g$ )-Werte dürften in den Buntsandstein-Formationen nicht so ideale Werte wie in der Utsira-Formation ( $n/g \approx 0,98$ ) erreichen.

Auch die realen Werte von Effizienzfaktoren  $E$  sind frustrierend klein und liegen üblicherweise im Bereich zwischen 2 Prozent und 8 Prozent (Ringrose, 2020) (Abbildung 38).

## The physics behind $\text{CO}_2$ injection

$\text{CO}_2$  injection into an aquifer is fundamentally controlled by mobility theory:

- A less viscous fluid displacing a higher viscosity fluid
- Interplay of gravity, viscous and capillary forces



**Abbildung 38** – Der Effizienzfaktor  $E$  (hier  $\varepsilon$ ) ist abhängig von dem Verhältnis der Viskositäten von  $\text{CO}_2$ -Fluid / Formationswasser und von der Auftriebswirkung. Beide Faktoren führen zu einem unvollständigen Austausch von Porenwasser gegen  $\text{CO}_2$ . Quelle: Ringrose (2020)

Im GEOSTOR-Projekt werden zur Berechnung der statischen Kapazitäten aber Werte von  $E = 5$  Prozent bis  $E = 20$  Prozent angenommen (GEOSTOR, 2024b; Fuhrmann et al., 2024), wobei nicht ersichtlich ist, mit welchem Wert nun tatsächlich gerechnet worden ist. Offenbar wurde der Effizienzfaktor als konstante Größe vorgegeben, während die anderen Eingangsgrößen durch ein Monte Carlo-Verfahren variiert und so in die probabilistische Analyse eingeführt wurden.

Aufgrund des zwar nicht angegebenen Effizienzfaktors, aber des generell zu hohen Wertebereichs von 5 Prozent bis 20 Prozent für  $E$ , werden die Kapazitäten (P50 Perzentilwerte) vermutlich abermals deutlich überschätzt.

Für die Henni-Struktur (CNS\_24) kann daher, wegen der fraglichen geometrischen Volumen-Ermittlung einerseits und des wohl zu hohen Effizienzfaktors andererseits die angegebene theoretische Speicherkapazität von 368 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> nicht nachvollzogen werden. Die effektive Kapazität liegt vermutlich deutlich darunter, auch unterhalb des angegebenen P10-Perzentilwertes von 159,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>.

## Injectivity für die Henni-Struktur unrealistisch hoch

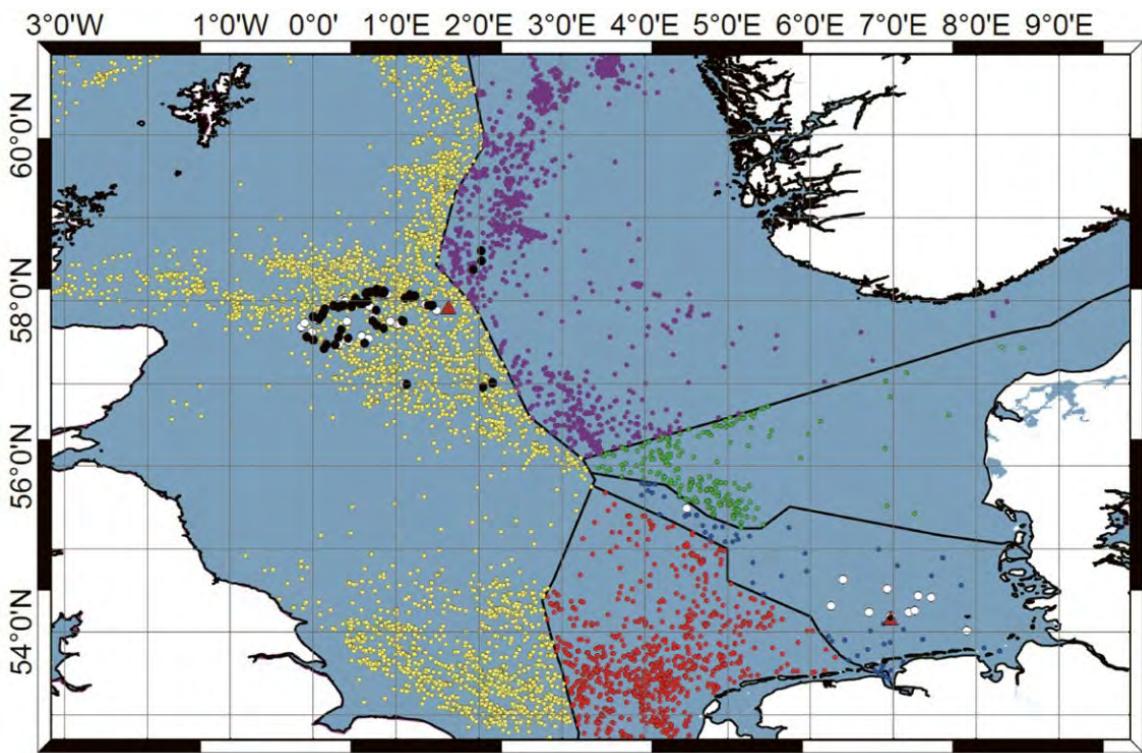
Die in GEOSTOR für die Henni-Struktur anvisierte Injektions-Rate von 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr ist mehr als zehnmal höher als in dem norwegischen CCS-Projekt Sleipner und sogar 15 mal höher als im Snøvhit-Projekt. Pro Bohrung erreichbare Injektionsraten liegen im Offshore-Bereich bei einem Medianwert (P50) von 0,7 Millionen t/a und selten über 1,06 Millionen t/a (P90) oder unter 0,33 Millionen t/a (P10) (Ringrose, 2021). In Anbetracht der eben diskutierten effektiven Speicherkapazität für die Henni-Struktur und der praktisch realisierbaren Injektionsraten von max. ca. 1 Million t/a und Bohrung erscheint die in GEOSTOR anvisierte Rate von 10 Millionen t/a nicht sehr realistisch.

## Alte Bohrungen erhöhen Risiko für Leckagen

In der Nordsee sind durch die Kohlenwasserstoff-Exploration ca. 17.000 Bohrungen (**Abbildung 37**) abgeteuft worden, und 91 davon liegen in der deutschen AWZ. Die exakten Lage-Koordinaten und Details zur Verfüllung sind oft nicht mehr bekannt.

Im Rahmen des GEOSTOR-Projekts wurden stichprobenweise 121 Altbohrungen im norwegischen, britischen und deutschen Sektor der Nordsee auf Hinweise für Leckagen untersucht. An 59 (also rund der Hälfte) der überprüften Bohrlöcher trat (unter ungestörten Bedingungen) Methan in Raten von 0,8 bis 5,2 Tonnen pro Jahr aus. An den überprüften Altbohrungen in der deutschen Nordsee konnten bis auf eine Ausnahme soweit keine Leckagen festgestellt werden. Gas entweicht nur am Figge Maar, dem Blowout-Krater, der während der ersten deutschen Bohrung B1/1964 entstanden ist. (GEOSTOR „Insights“, 2024).

Im Nordseegebiet tritt Methan an vielen Stellen auch auf natürliche Weise aus dem Meeresboden aus, was die Verbreitung des Gases in den Formationswässern beweist. Mit Blick auf CCS-Projekte müsste geklärt werden, inwieweit die Methan-Austritte durch verdrängte Formationswässer und die Druckausbreitung im Aquifer-System verstärkt werden. Methan ist als Treibhausgas 25-fach (United Nations, 2014) bzw. 72-fach (Umweltbundesamt, 2022) wirksamer als CO<sub>2</sub>, so dass das eigentliche Ziel, die Treibhausgas-Konzentrationen zu verringern, konterkariert würde.



**Abbildung 39** – Alte Tiefbohrungen in der Nordsee. Schwarze Punkte: Leckagen nachgewiesen. Weiße Punkte: Keine Leckagen nachgewiesen. Rote Dreiecke: Blow-out Krater. Quelle: GEOSTOR „Insights“ (2024)

Im Untersuchungsgebiet A „Henni“ wurde 1977 die Bohrung „Nordsee (D) H15-1“ bis auf 1676,4 m abgeteuft und endet im Unteren Buntsandstein (Rogenstein). Die Gas/Ölbohrung war im wirtschaftlichen Sinn „nicht fündig“ und wurde verfüllt. Die (gesperrten) Bohrergebnisse inkl. Log-Daten und Schichtenverzeichnis befinden sich im LBEG-Archiv (Nr. 0077267). Die Lokation ist in **Abbildung 31** angegeben, die auch die Orte einiger weiterer Tiefbohrungen im Umfeld der Henni-Struktur anzeigt. Inwieweit auch hier Unsicherheiten bezüglich der genauen Ortskoordinaten bestehen, ist nicht bekannt. Auch die Qualität der Verfüllung ist unbekannt.

Im Fall einer Realisierung eines CO<sub>2</sub>-Endlagers in der Henni-Struktur müssten Nachweise über die Druckfestigkeiten und CO<sub>2</sub>-Beständigkeiten der Bohrungsverfüllungen erbracht werden. Dies gilt natürlich besonders für die Bohrung H15-1 innerhalb der Henni-Struktur, aber auch für die benachbarten Bohrungen H15-2, B2, B1, H18-1 und ggf. weitere Bohrungen im Einflussbereich der CO<sub>2</sub>-Verpressung.

In den GEOSTOR „Insights“, 2024 wird die Frage aufgeworfen, inwiefern die Altbohrungen ein Leckage-Risiko für tieferliegende CCS-Speicher darstellen können.

### CO<sub>2</sub>-Injektion verdrängt Formationswasser und Gase

Ob es bei CCS zu Leckagen kommen kann, ist aber eine falsche Fragestellung. Eine Leckage muss bei CCS zwingend stattfinden, weil es sich immer um einen Verdrängungsprozess handelt, bei dem kein neues Speichervolumen hinzukommt, sondern Volumen für Volumen ein vorhandenes

Porenfluid durch das verpresste CO<sub>2</sub>-Fluid ersetzt wird. Gäbe es keine solche Leckage, über welche das ursprüngliche Porenfluid, oder bei fortgesetzter Verpressung das CO<sub>2</sub>-Fluid selbst entweichen kann, müsste der Injektionsdruck (Bottom Hole Pressure, BHP) soweit gesteigert werden, dass sich entweder das Dach des Speichers anhebt, oder durch hydraulische Rissbildung Risse entstehen über die das verpresste Fluid entweichen kann, also künstlich herbeigeführte Leckagen. Sobald sich das Dach des Speichers zu heben beginnt, muss der Porendruck den Auflastdruck ( $\sigma_{\max}$  des Spannungstensors) überwinden. Wegen der vernachlässigbar geringen Zugfestigkeit von Sedimentgesteinen wird es dabei zur Bildung hydraulisch induzierter Risse („Hydraulic Fracturing“) senkrecht zur minimalen Hauptspannung  $\sigma_{\min}$  kommen. Beides, Hebung und Rissbildung, wurde in Verbindung mit CCS bereits beobachtet (Vgl. Krupp, 2010).

Eine bessere Fragestellung müsste lauten: An welchen Stellen und in welcher Form treten die vom CO<sub>2</sub> verdrängten Fluide aus, welche Eigenschaften haben diese und wie wirken sie sich aus?

## GEOSTOR nutzt Rissbildung durch CO<sub>2</sub>-Verpressung zur Speicherüberwachung

Im Rahmen des GEOSTOR-Projekts soll ein Überwachungssystem entwickelt werden, das aus mehreren seismologischen Sensoren besteht, die am Meeresboden über und neben dem Speicher platziert werden und selbst kleinste Erschütterungen im Untergrund aufzeichnen. Mit Hilfe künstlicher Intelligenz sollen die im Untergrund durch die CO<sub>2</sub>-Verpressung ausgelösten Signale erkannt und von Hintergrundgeräuschen unterschieden werden. Bereits kleinste Erschütterungen im Untergrund sollen so identifiziert und lokalisiert und damit Druckänderungen im Untergrund, die durch die CO<sub>2</sub>-Verpressung ausgelöst wurden, verfolgt werden. (GEOSTOR „Insights“, 2024).

Aufgrund dieser Beschreibung ist zu vermuten, dass die Entstehung von induzierten Rissen während der CO<sub>2</sub>-Einspeicherung in Kauf genommen werden soll, und zwar in einer Häufigkeit, die es erlaubt die Ausbreitung des CO<sub>2</sub>-Fluids anhand ausgelöster mikroseismischer Ereignisse nachzuverfolgen. Die CO<sub>2</sub>-Ausbreitung wäre dann nicht mehr auf die Durchströmung eines porösen Aquifers entsprechend dem Darcy'schen Gesetz beschränkt, sondern würde durch hydraulische Rissbildung erzwungen.

## Seismischer Lärm hat fatale Auswirkungen auf Schweinswale

In GEOSTOR sollten auch die Auswirkungen von seismischem Lärm auf Schweinswale untersucht werden (GEOSTOR, 2022). Hierzu sind in den GEOSTOR „Insights“ (2024) noch keine neuen Erkenntnisse enthalten.

Um ein Gebiet seismisch zu kartieren, werden typischerweise 12 bis 48 Druckluftkanonen hinter einem Schiff hergeschleppt, welche Schall-Impulse von bis zu 260 Dezibel (re 1 µPa) erzeugen, alle 10 bis 15 Sekunden, rund um die Uhr, über Wochen oder sogar Monate hinweg (Ocean Care, 2024a,b; DeHaan et al., 2015).

Ein Wasserschall-Druckpegel von 260 dB (re 1 µPa) ist aufgrund unterschiedlicher Definitionen nicht vergleichbar mit einem Luftschall-Druckpegel (Schnellepegel) von 260 dB (re 20 µPa) (Witte, 2001). Die erzeugten seismischen Druckwellen haben allerdings genügend Energie um den Meerwasserkörper und mehrere Kilometer dicke Gesteinsschichten zu durchlaufen, und nach Reflexion wieder zurück zum Schiff, wo sie noch gut messbar sind.

Die Helsinki Commission (HELCOM, 2023) stellt für Schweinswale fest: „*Various sources of underwater noise have the potential to impact harbour porpoise populations. Effects of noise can range from acoustic disturbance, to temporary (TTS) or permanent hearing threshold shift (PTS), or even physical injuries and mortality. The most detrimental effect from noise on individuals is injury or death due to high intensity impulsive noise.*“

Obwohl die gravierenden und weitreichenden Störungen, Verletzungen und Tötungen von Meeresbewohnern einschließlich der Schweinswale durch see-seismische Messungen seit vielen Jahren bekannt sind (HELCOM, 2023; OSPAR, 2024; Ocean Care, 2024a,b), werden noch immer keine Konsequenzen gezogen. Betrachtet man **Abbildung 25** unter dem Gesichtspunkt des Tierschutzes, wird das Ausmaß der Problematik deutlich. DeHaan et al. (2015) berichten sogar:

„*4D-seismic refers to repeated or time-lapsed 3D of earlier 3D tracks with some period of time between the initial and subsequent surveys ( ...) The aim of 4D-surveys is to monitor the exploration of the resource over time in order to maximise the exploration of a resource. 4D-surveys have increased significantly since the mid-1990s and represent a high share of current seismic operations*“.

Begleitende Maßnahmen zum Schutz der Meeresbewohner haben eher nur eine Alibi-Funktion. Wenn in Berichten (z.B. Erhardt, 2021) zu lesen ist: „*However, during the entire survey time, no marine mammal was observed or detected, neither by the marine mammal observer, nor by the PAM system*“, dann soll damit wahrscheinlich unterstellt werden, dass die Tiere rechtzeitig in die richtige Richtung, weit genug weg und schneller als die Fahrt des Schiffes auf seinem „erratischen“ Kurs geflüchtet sind bzw. vertrieben wurden. Das Zitat bestätigt jedenfalls die negativen Auswirkungen der See-Seismik auf Schweinswale. Die Auswirkungen auf Robben und andere Meeresbewohner, z.B. die Fisch-Fauna werden gar nicht erst erwähnt, dürften aber einer flächendeckenden Dynamit-Fischerei nicht unähnlich sein.

Die Geologie in der Nordsee ist heute (auch dank der See-Seismik) besser bekannt als in vielen Gegenden auf dem Festland. Weiterer Bedarf an See-Seismik ist daher *prima facie* nicht erkennbar, und see-seismische Messungen sollten daher nur noch in gut begründeten Fällen und nach Durchführung relevanter Prüfungen gemäß FFH-Richtlinie (Anhang II: Cetacea (Wale): Schweinswal *Phocoena phocoena*, Großer Tümmler *Tursiops truncatus*), Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie, Umweltverträglichkeits-Gesetz, ggf. erlaubt werden. Außerdem muss sichergestellt werden, dass die vorhandenen Schutzgebiete ausreichen und dass bei außerhalb durchgeführten Messungen innerhalb der Schutzzonen unbedenkliche Schallpegel-Grenzwerte eingehalten werden.

## Barriergesteine: Oftmals schlecht untersucht

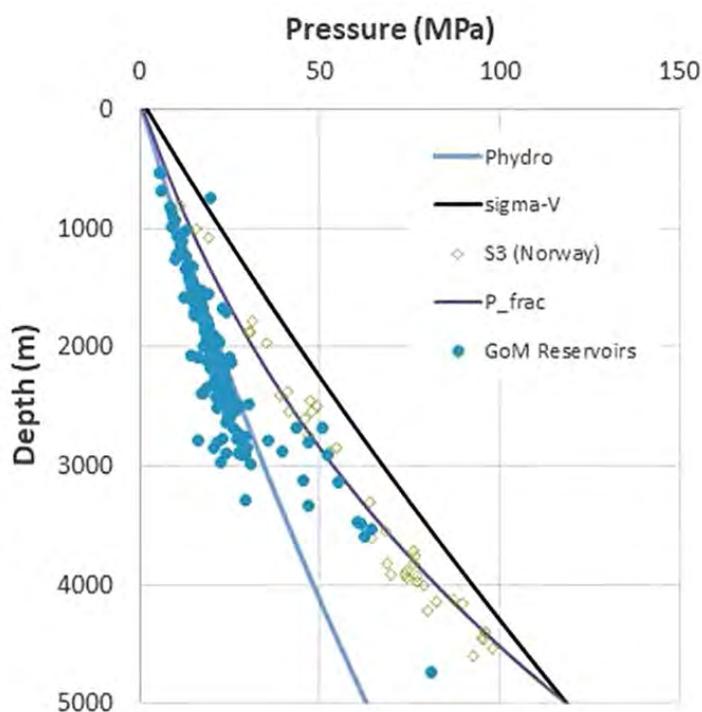
Der Fokus von CCS-Projekten liegt immer auf den Speichergesteinen und deren Eignung. Die Barriergesteine werden hingegen oft weniger intensiv untersucht, obwohl auf diesen Schichten die Langzeitsicherheit der CO<sub>2</sub>-Endlager beruht. Dies betrifft auch die strukturellen Einflüsse von Erosionsdiskordanzen, ebenso von Scheitelstörungen im Deckgebirge. Die petrographischen und gesteinsphysikalischen Eigenschaften der Barriergesteine (Porosität, Permeabilität, Kapillarer Eindringdruck gegenüber überkritischem CO<sub>2</sub>), sowie chemisch/mineralogische Merkmale (Tonmineralbestand, Verhalten gegenüber überkritischem CO<sub>2</sub>, Reaktionspotentiale) werden nicht (ausreichend) untersucht.

## Raumschaffung im geologischen Speicher

Um  $\text{CO}_2$  oder andere Fluide in geologischen Formationen zu speichern, muss der erforderliche Raum geschaffen werden. Für diese Raumschaffung in der Speicherformation sind eine Reihe von Bedingungen und Prozessen zu beachten.

### Druckverhältnisse im geologischen Untergrund

Die **Abbildung 40** zeigt die Druckverhältnisse mit zunehmender Tiefe. Die Reservoirdaten für den Golf von Mexico (ähnlich auch die der Nordsee-Reservoirs) folgen bis etwa 3000 m Tiefe dem hydrostatischen Gradienten, zeigen dann aber einen Überdruck („Overpressured“) in größerer Tiefe, was einen Einschluss in einem abgeschlossenen Reservoir erfordert. Der Überdruck kann bis zum Erreichen des Fracking-Drucks des Gesteins ansteigen. Dieser entspricht der minimalen Hauptspannung  $\sigma_3$  des Spannungstensors, während die maximale Hauptspannung  $\sigma_1$  durch den vertikal wirkenden lithostatischen Druck erzeugt wird.



**Abbildung 40** – Druckverhältnisse in Kohlenwasserstoff-Lagerstätten. Phydro = hydrostatischer Druck; sigma v ( $= \sigma_1$ ) = lithostatischer Druck; S3 (Norway) =  $\sigma_3$  in norwegischen Lagerstätten; P\_frac = Frac-Druck; GoM = Gulf of Mexico Reservoirs. Quelle: Ringrose (2020).

Im Dach von  $\text{CO}_2$ -Kissen kommt die Druckwirkung des Auftriebs ( $\Delta P$ ) des leichteren  $\text{CO}_2$  hinzu, der von der Kissenhöhe ( $h$ ) und der Dichtedifferenz abhängt:

$$\Delta P = P_{\text{hydro}} - P_{\text{CO}_2} = (\rho_w - \rho_{\text{CO}_2}) \cdot g \cdot h$$

Dadurch vergrößert sich der Reservoirdruck um  $\Delta P$ .

Zur Injektion von CO<sub>2</sub> muss im Bohrloch an der Injektionsstelle ein Überdruck gegenüber dem in gleicher Tiefe herrschenden Reservoirdruck aufgebaut werden, so dass ein Einströmen des CO<sub>2</sub>-Fluids in die Speicherformation entsprechend dem Darcy-Gesetz stattfinden kann. Der Injektionsdruck darf aber nicht bis zum Frackingdruck ( $\geq \sigma_3$ ) ansteigen, um die Entstehung von Rissen zu vermeiden.

## Kompression kann keinen permanenten Speicherraum schaffen

Die Kompressibilität der Formationswässer und erst recht der Gesteinsmatrices ist sehr gering. Aus dem Kompressionsmodul für Wasser ( $K = 2.08E+09$  Pa; 10°C; 1 atm) errechnet sich eine Volumenänderung von  $-0,48E-09$  m<sup>3</sup>Pa<sup>-1</sup>m<sup>-3</sup>. Pro 1 bar Druckerhöhung können demnach in einem Speichergesteins-Volumen von 1 km<sup>3</sup> bei 10 Prozent Porosität (nur) rund 5.000 m<sup>3</sup> oder ca. 3.000 t CO<sub>2</sub> zusätzlich gespeichert werden, und dies auch nur temporär bis zum Abbau des Überdrucks durch Verdrängung des Formationswassers (Krupp, 2010). Unter hydrostatischen Verhältnissen kann die Kompression als Mechanismus zur dauerhaften Raumschaffung und Speicherung daher keine Rolle spielen.

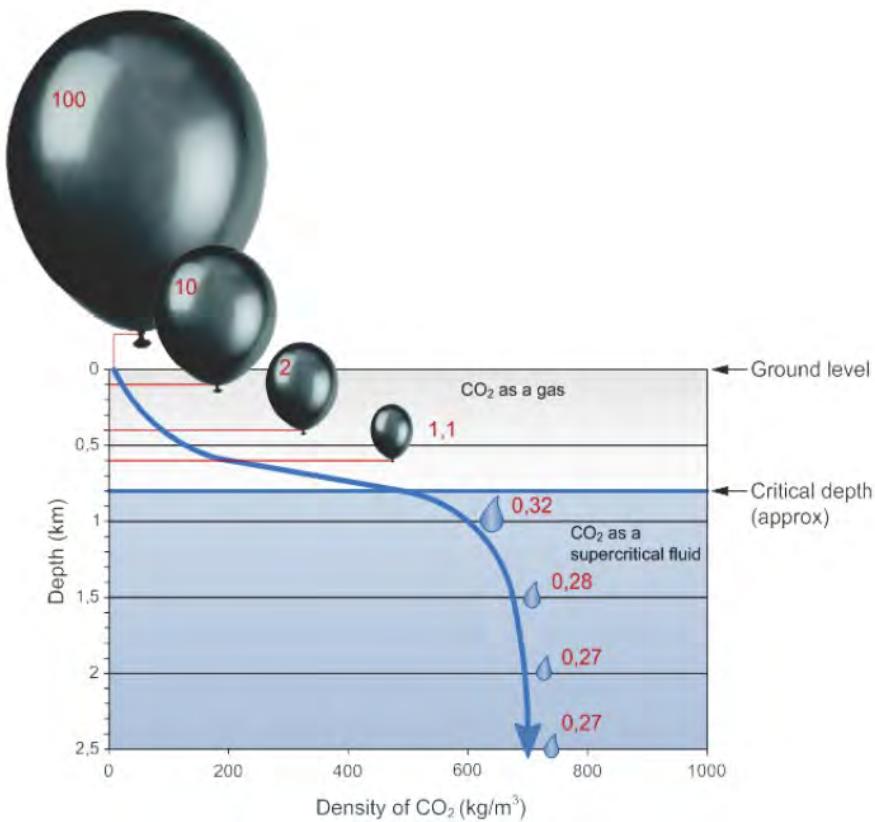
## Verdrängung von Porenfluiden erfordert Austrittspfade

Damit ein natürliches (oder bereits anthropogen verändertes) Porenfluid verdrängt werden kann um Raum für das verpresste CO<sub>2</sub> zu schaffen, wird zwingend mindestens ein leistungsfähiger Austrittspfad in Gestalt vernetzter Porenräume, Klüfte, Störungen, Chimneys, alten Bohrlöchern, hydraulisch induzierten Rissen („Fracs“), etc. benötigt. Diese Austrittspfade sind aber zugleich Leckagestellen im geologischen CO<sub>2</sub>-Speicher. Grundsätzlich ist das Speichervolumen konstant und für die Volumen-Ströme gilt: Output  $\geq$  Input. Die Leckage und Leckage-Rate (Output) kann unter stationären Verhältnissen niemals kleiner als der Injektionsstrom (Input) sein. Wegen der beim Aufstieg expandierenden Gasphase kann das verdrängte Leckage-Volumen (Output) aber größer als das verpresste CO<sub>2</sub>-Volumen werden.

Der Zusammenhang lässt sich in erster Näherung anhand des Allgemeinen Gasgesetzes ableiten:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T$$

Aus dem folgt, dass (bei gleichbleibender Temperatur) das Volumen V proportional zu 1/P ist. Die Ausdehnung der Gasphase ist also nicht linear, sondern hyperbolisch:  $V \propto 1/P$ . (Siehe **Abbildungen 41, 51**)



**Abbildung 41** – Abhängigkeit der Dichte (blaue Kurve) und des Volumens (in Prozent, bezogen auf Atmosphärendruck) von  $\text{CO}_2$  von der Tiefe (unter der Annahme hydrostatischer Druckzunahme und eines geothermischen Gradienten von  $25^\circ\text{C}/\text{km}$ , bei  $15^\circ\text{C}$  an der Oberfläche). Oberhalb der kritischen Tiefe wird das  $\text{CO}_2$  gasförmig und dehnt sich mit fallendem Druck besonders schnell aus. (Quelle: International Energy Agency (2008))

Die Existenz von Erdgas-Lagerstätten in geologischen Fallen wird manchmal als Beweis angeführt, dass diese Strukturen über geologische Zeiträume dicht waren. Dies ist aber ein Trugschluss, weil die Entstehung der Lagerstätte durch Dichte-getriebene Migration (Umverteilung) der Öl- und Gas sowie der wässrigen Phase innerhalb eines nach oben geschlossenen, konstanten Porenraum-Volumens erfolgt ist und nicht durch zusätzliche Fluid-Einpressung und laterale Verdrängung von Formationswasser erzwungen wurde. Außerdem verhält sich überkritisches  $\text{CO}_2$  gegenüber Ton-Barrieren anders als Erdgas. -- Umgekehrt sind aber fehlende Kohlenwasserstoff-Anreicherungen in geometrisch geeigneten Fallenstrukturen häufiger Gebiete ein Indiz für Undichtigkeiten.

Die in GEOSTOR Insights (2024) und manchen anderen Untersuchungen berichteten geringen und diffusen Methanaustritte am Meeresboden, oder die sogenannten „Cold Seeps“, sind natürliche Phänomene, sicher nicht zu vergleichen mit den zu erwartenden Leckage-Raten bei CCS-Projekten, weil sie in einem krassen Widerspruch zu der Volumenbilanz von CCS-Speichern stehen.

## Blowouts

Alle Porenräume unterhalb des Meeresbodens sind von Natur aus vollständig mit Fluiden gefüllt, die bei CCS mobilisiert und vom eingepressten  $\text{CO}_2$  verdrängt werden müssen. Dem Druckgefälle

folgend entweichen die Fluide letztlich in den Meerwasserkörper, entweder fokussiert, diffus, oder beides. Die CCS-Betreiber sprechen auch hier von „Produced Water“, welches aber im Unterschied zu dem mit Öl und Gas zusammen geförderten Lagerstättenwasser nicht geordnet entsorgt werden kann, sondern unkontrolliert am Meeresboden austritt.

Die Austrittsraten (Volumen/Zeit) verdrängter Fluide entsprechen anfangs den Injektionsraten in einen Speicherkomplex. Das verpresste einphasige und überkritische CO<sub>2</sub>-Fluid wird aber beim Aufstieg in höhere Schichten druckentlastet und vergrößert dabei sein Volumen (**Abbildung 41**). Ab einer bestimmten (kritischen) Tiefe wird das überkritische CO<sub>2</sub> unter rascher Volumenzunahme in einen gasförmigen Zustand übergehen und mit dem Formationswasser ein Gas-/Flüssigkeitsgemisch bilden (Sprudel-Effekt). Ab diesem Punkt werden die Austrittsraten am Meeresboden entsprechend der Volumenzunahme der expandierenden Gasphase stark und zunehmend ansteigen. Durch die expandierende Gasphase sinkt die Gesamtdichte der Porenfluide und mit ihr der hydrostatische Druck entlang der Austrittswege. Das heißt, der Druckgradient mit der Tiefe fällt auf Werte unter dem hydrostatischen Gradienten ab, was wiederum die Expansion der Gasphase vorantreibt. Es liegt also ein positiver Rückkopplungs-Effekt, also ein „Run-Away-Prozess“ vor. Als Folge kann es dann auch zum vollständigen Durchbruch der verpressten CO<sub>2</sub>-Fluide, also zu einem Blowout an der Austrittsstelle kommen. In diesem Fall kann das gesamte zuvor verpresste CO<sub>2</sub> innerhalb kurzer Zeit wieder entweichen, einschließlich aufgenommener Kohlenwasserstoffe (Methan).

## Konvektion nicht zu erwarten

Die Auflösung des CO<sub>2</sub> im Formationswasser soll aufgrund der resultierenden Dichtezunahme zu Konvektion führen und so den Auflösungsprozess beschleunigen. Dadurch soll die überkritische CO<sub>2</sub>-Phase schneller im Aquifer verteilt und aufgelöst werden und mit der Zeit als Phase weitgehend oder sogar ganz verschwinden (IPCC, 2005; Chadwick et al. 2008). Diese einmal in die Welt gesetzte Vorstellung wird seither ständig wiederholt und weiter verbreitet, doch stimmt sie auch, und falls ja unter welchen Voraussetzungen?

Auf die insgesamt durch Auflösung speicherbare CO<sub>2</sub>-Menge hat die Konvektion ohnehin keinen Einfluss, lediglich auf die Auflösungs-Dynamik.

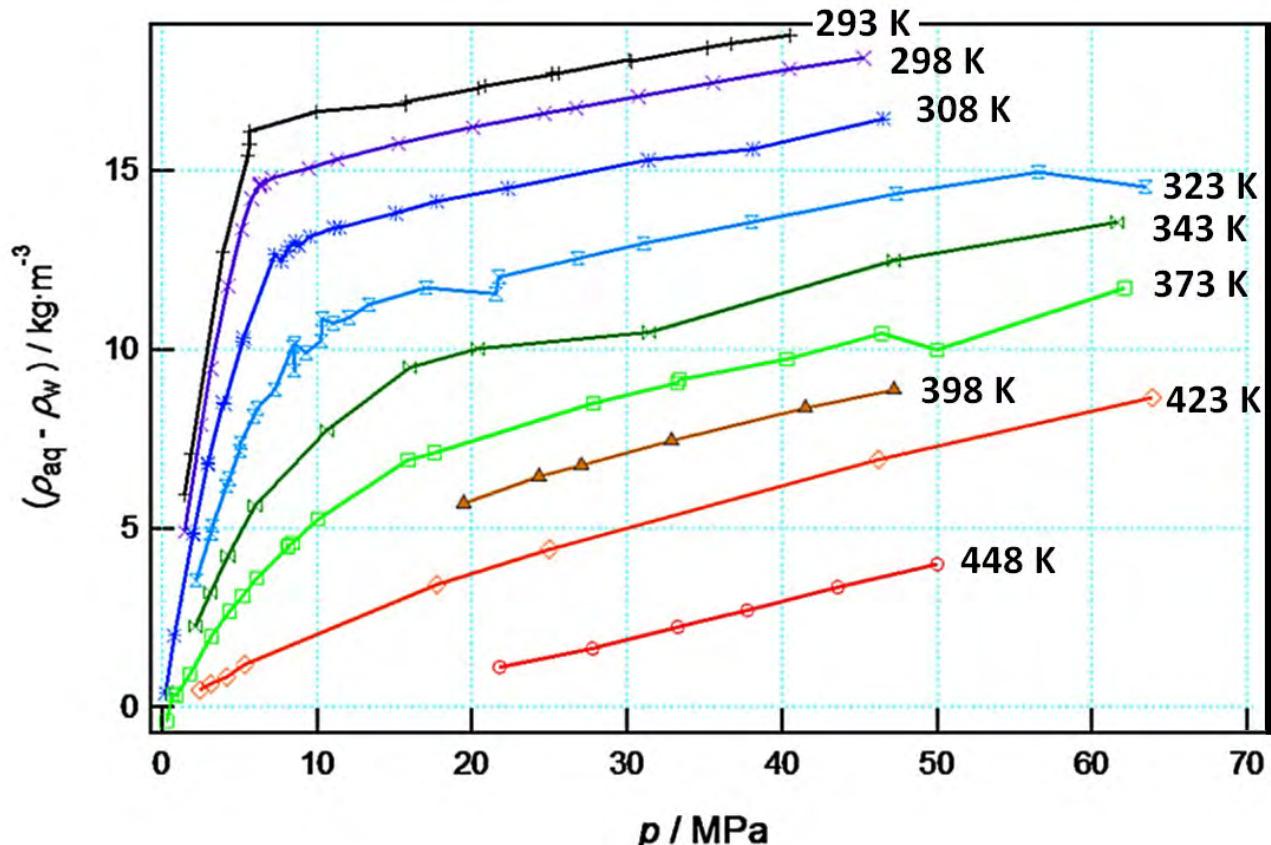
Konvektion kann dann einsetzen, wenn in einem geschichteten Flüssigkeitskörper eine Dichteinversion vorliegt, z.B. bedingt durch Temperatur- oder Konzentrations-Unterschiede. Damit Konvektion auch in Fluid-gefüllten porösen Medien einsetzen kann, muss nach den Gesetzen der Strömungsmechanik die dimensionslose Rayleigh-Darcy-Zahl ( $Ra$ ) einen theoretischen Wert von  $4\pi^2$  (= 39,5) übersteigen. (Typische Werte für konvektive Systeme liegen im Bereich von  $Ra = 1.000$  bis  $Ra = 100.000$ ). (Hewitt et al., 2014; DePaoli, 2023; Kneafsey und Pruess, 2010).

Für poröse Medien mit instabilen Konzentrationsschichtungen berechnet sich die Rayleigh-Darcy-Zahl  $Ra$  wie folgt:

$$Ra = \Delta\rho \cdot g \cdot K \cdot H / \varphi \cdot \mu \cdot D$$

Hierbei sind  $\Delta\rho$  der Dichteunterschied,  $g$  die Erdbeschleunigung,  $K$  die Permeabilität,  $H$  die Höhe der Konvektionsschicht,  $\varphi$  die Porosität,  $\mu$  die dynamische Viskosität und  $D$  die Diffusivität von CO<sub>2</sub> in der Lösung.

In **Abbildung 42** ist die druckabhängige Dichte-Differenz zwischen der CO<sub>2</sub>-gesättigten wässrigen Phase und reinem Wasser ( $\Delta\rho$ ) für verschiedene Temperaturen dargestellt. Bei z.B. 100 °C (373 K) und 100 bar (10 MPa) ist  $\Delta\rho \approx 5 \text{ kg/m}^3$ . Dieser Dichteunterschied ( $\Delta\rho$ ) ist die treibende Kraft für Konvektion. Zusätzliche Salzgehalte im System führen aufgrund des Aussalzungseffekts zu geringeren CO<sub>2</sub>-Löslichkeiten in der wässrigen Phase und damit auch zu geringeren Dichteunterschieden.



**Abbildung 42** – Dichte-Differenz  $\Delta\rho = \rho_{aq} - \rho_w$  ( $\text{kg/m}^3$ ) zwischen der CO<sub>2</sub>-gesättigten wässrigen Phase und reinem Wasser bei erhöhten Drücken und Temperaturen. Quelle: nach Efika et al. (2016)

Beispiel:

Für einen salinen Aquifer kann man (in Anlehnung an Dubacq et al., 2013; Poulain et al. 2019; Perera et al., 2018; Kestin et al., 1981; Efika et al., 2016) z.B. folgende Werte annehmen:

Dichteunterschied durch gelöstes CO <sub>2</sub> :	$\Delta\rho = 5 \text{ kg/m}^3$
Erdbeschleunigung:	$g = 9,81 \text{ m/s}^2$
Permeabilität:	$K = 10^{-13} \text{ m}^2 (\approx 0,1 \text{ Darcy})$
Höhe der (Konvektions-) Schicht:	$H = 10 \text{ m}$
Porosität:	$\varphi = 0,1$ (10 Prozent)
Dyn. Viskosität (30°C, 100 bar, NaCl = 1 mol/kg):	$\mu = 0,875 \cdot 10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s} (\text{kg/m/s})$
Diffusivität von CO <sub>2</sub> in NaCl-Lösung:	$D = 3 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$

Durch Einsetzen erhält man als Ergebnis für das Beispiel eine Rayleigh-Darcy-Zahl von  $Ra = 187$ , die vergleichsweise niedrig ist, aber besagt, dass Konvektion theoretisch gerade schon möglich ist. Aus geologischer Sicht ist aber einzuwenden, dass sedimentäre Speichergesteine eine mehr oder weniger ausgeprägte Schichtung, also einen Lagenbau aufweisen und die Permeabilitäten senkrecht zu Schichtung in der Regel viel geringer sind als parallel zur Schichtung. Diese Anisotropie der hydraulischen Durchlässigkeiten wird das Einsetzen von Konvektion stark hemmen, indem der Strömungswiderstand in der Vertikalen größer ist. Außerdem sind reale Speicherkomplexe keine ideal homogen poröse Medien, sondern durch lagenweise wechselnde, mehr oder weniger durchlässige Bereiche strukturiert, was rechnerisch schwer fassbare Auswirkungen auf die Höhe  $H$  (s.o.) der Konvektionszellen hat (und damit auch die Rayleigh-Darcy-Zahl verkleinern kann).

Als Fazit ist festzuhalten, dass bei niedrigen Rayleigh-Darcy-Zahlen eine Konvektion im Aquifer zwar nicht ganz ausgeschlossen werden kann, aber aufgrund von Anisotropie-Effekten und sedimentären Strukturen wahrscheinlich nicht zustande kommt.

Auch direkte Messungen an CO<sub>2</sub>-Speichern geben keine Anhaltspunkte für Konvektion. Durch wiederholte (time-lapse) Gravimeter-Messungen am Meeresboden über dem Sleipner Speicher konnten Alnes et.al. (2011) abschätzen, dass die Obergrenze für die CO<sub>2</sub>-Auflösungsrate  $\alpha < 1,8$  Prozent (des Plumes) pro Jahr beträgt, dass die Daten aber auch konsistent mit einer vernachlässigbaren („negligible“) Auflösungsrate sind. Es ist daher weder aufgrund fluidodynamischer Berechnungen wahrscheinlich, noch aufgrund von Schere-Messungen nachzuweisen, dass eine „CO<sub>2</sub> solute-driven convection (CSC)“ in größerem Umfang stattfindet und für das Langzeitverhalten von CO<sub>2</sub>-Endlagern eine Rolle spielen könnte. Auch die seismischen „time-lapse“ Messungen haben keine Anzeichen für eine CO<sub>2</sub>-Auflösung im Formationswasser erbracht (**Abbildungen 18, 19, 20**).

## CO<sub>2</sub> – Auflösung im Aquifer begrenzt

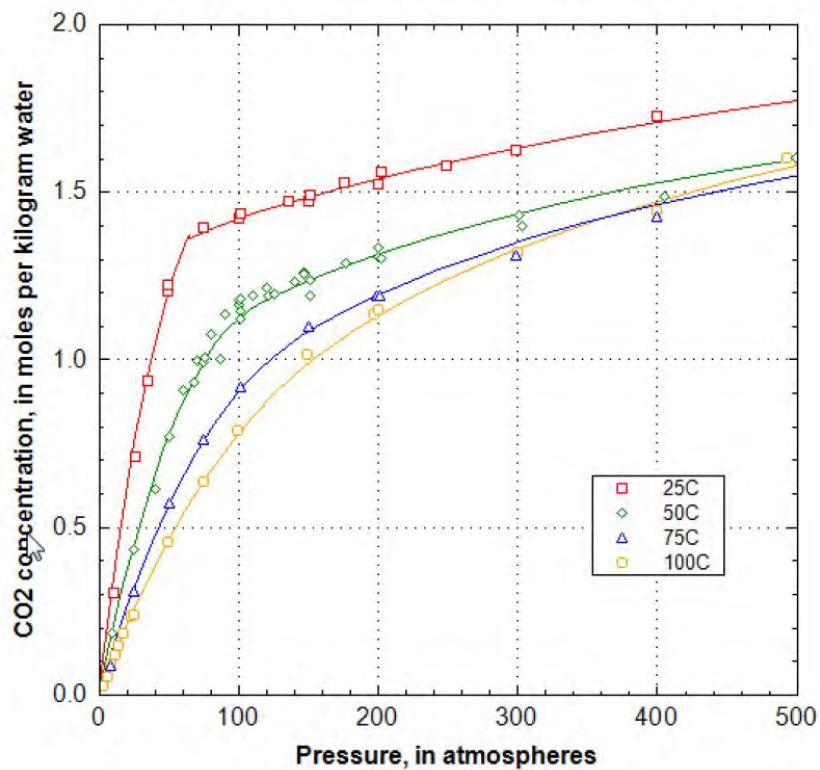
Die Auflösung von CO<sub>2</sub> im Aquifer hängt ab von:

- Temperatur-, Druck-, und Salinitäts-abhängigen Phasengleichgewichten, d.h. der Löslichkeit des überkritischen CO<sub>2</sub> im Formationswasser.
- einer Mengenbegrenzung durch das Massenverhältnis zwischen CO<sub>2</sub> und wässriger Phase im Speichervolumen.

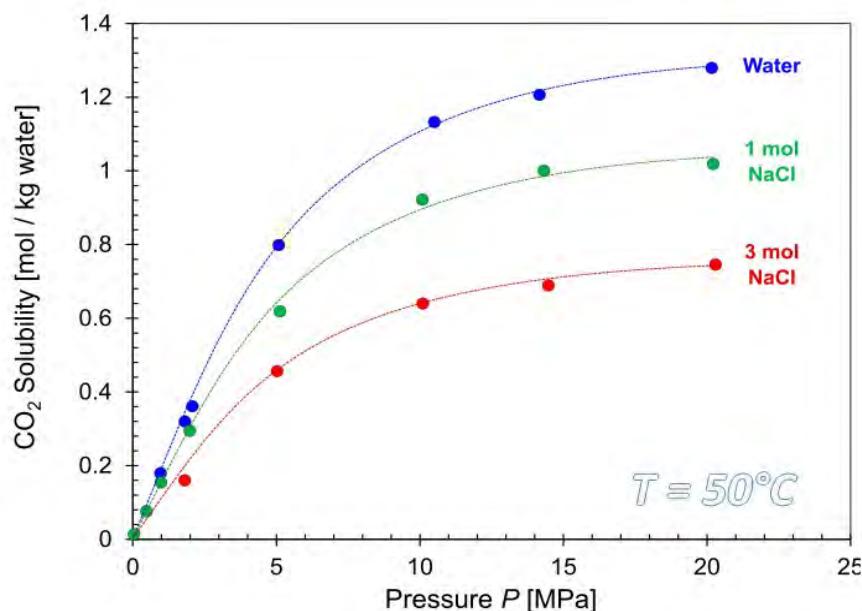
**CO<sub>2</sub> – Löslichkeit:** Zuverlässige thermodynamische Daten zur physikalischen Löslichkeit von CO<sub>2</sub> in Wasser und Salzlösungen bei erhöhten Temperaturen und Drücken sind in der neueren Literatur vorhanden (s.u.). Diese Gleichgewichte können durch die Henry-Konstante  $K_H$  ausgedrückt werden und beschreiben das Verhältnis der CO<sub>2</sub>-Fugazität zur Aktivität der gelösten Kohlensäure CO<sub>2</sub>(aq), z.B. in der Einheit (bar/X<sub>CO<sub>2</sub></sub>).

Ebenso sind Zustandsdiagramme für das System CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O über den gesamten Mischungsbereich vorhanden. (z.B. Dubacq et al., 2012; Poulain et al. 2019; Privat und Jaubert, 2014).

In **Abbildung 43** ist die  $\text{CO}_2$ -Löslichkeit in reinem Wasser als Funktion vom Druck und bei verschiedenen Temperaturen dargestellt, und **Abbildung 44** zeigt den Einfluss von Salzgehalten in der wässrigen Phase auf die Löslichkeit von  $\text{CO}_2$ .



**Abbildung 43** – Löslichkeit von  $\text{CO}_2$  in reinem Wasser. Experimentelle Daten und Modell-Kurven (PHREEQC) (1 atm = 1,01325 bar). Quelle: USGS (2024)



**Abbildung 44** – Löslichkeit von  $\text{CO}_2$  in NaCl-Lösungen als Funktion des  $\text{CO}_2$ -Partialdrucks und des Salzgehalts. Quelle: Liu et al (2022)

Beispiel:

Für Sleipner liegen zwar keine Analysen für das Formationswasser vor, doch gehen die meisten Bearbeiter davon aus, dass die Zusammensetzung dem Meerwasser entspricht, das 35 Gramm Salz pro Liter (überwiegend NaCl, also  $\approx 0,6$  mol/L) enthält. Die Speicherbedingungen in Sleipner liegen bei ungefähr  $35^{\circ}\text{C}$  und 100 bar. Die  $\text{CO}_2$ -Löslichkeit liegt demnach bei rund 1 mol  $\text{CO}_2$ /kg  $\text{H}_2\text{O}$ , das sind  $44 \text{ kg/m}^3$  Formationswasser.

**Mengenbegrenzung:** Interessant ist nun, welche absoluten Mengen  $\text{CO}_2$  überhaupt durch Auflösung in einem Speichervolumen gelöst werden können, also durch „Solution Trapping“.

Nimmt man die Werte aus dem vorigen Beispiel ( $44 \text{ kg CO}_2$  pro  $\text{m}^3$  Wasser), so können sich theoretisch in einem wassergefüllten Porenvolumen von stattlichen 100 Millionen  $\text{m}^3$  (entspricht bei 10 Prozent Porosität einem Gesteinsvolumen von  $1 \text{ km}^3$ ) maximal ( $100 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \cdot 0,044 \text{ t/m}^3 =$ ) 4,4 Millionen Tonnen  $\text{CO}_2$  auflösen, also durch Solution trapping gebunden werden. (Das ist die  $\text{CO}_2$ -Menge, die in Sleipner in 4,4 Jahren verpresst wurde.) Bei höheren Temperaturen geht die  $\text{CO}_2$ -Löslichkeit schnell noch weiter zurück, während ein Druckanstieg zu einer Erhöhung der Löslichkeit führt (**Abbildungen 43, 44**). Dies ist allerdings eine rein theoretische Betrachtung, denn sie berücksichtigt nicht den Effizienz-Faktor ( $E$ ) (s.o., **Abbildung 36**).

Praktisch wird bei CCS Porenwasser in einem Volumen entsprechend dem verpressten  $\text{CO}_2$ -Volumen aus dem Porenraum verdrängt, bevor es sich mit  $\text{CO}_2$  aufsättigen kann. Die Wassersättigung des Porenraums ( $S_{\text{wasser}} = \text{Wasservolumen} / \text{Porenvolumen}$ ) geht durch die Verdrängung stark zurück (von anfangs 1,0 gegen null, bei vollständiger Verdrängung/Sättigung) wodurch sich die Effizienz des Solution Trapping verringert, auf den Anteil des residual verbleibenden Wassers.

Durch Solution Trapping können also nur recht begrenzte  $\text{CO}_2$ -Mengen in der Lösung fixiert werden ( $< 44 \text{ kg CO}_2$  pro  $\text{m}^3$  Formationswasser;  $< 4,4 \text{ kg CO}_2 / \text{m}^3$  Gestein), die für die Langzeitsicherheit keine tragende Rolle spielen können, weil das verpresste  $\text{CO}_2$  weiter größtenteils als überkritische Phase vorliegt.

## Säure-Base-Gleichgewichte der Kohlensäure

Säure-Base-Gleichgewichte (Dissoziations-Gleichgewichte) sind grundsätzlich zu beachten, spielen neben der rein physikalischen  $\text{CO}_2$ -Auflösung aber nur dann eine wesentliche Rolle, wenn das Speichergestein eine nennenswerte Pufferkapazität für die Kohlensäure hat. Bei den sich einstellenden sauren pH-Werten um pH=3 liegen bezüglich der Kohlenstoff-Bilanz zunächst nur vernachlässigbare Mengen Hydrogencarbonat- und Carbonat-Ionen vor (**Abbildung 45**).

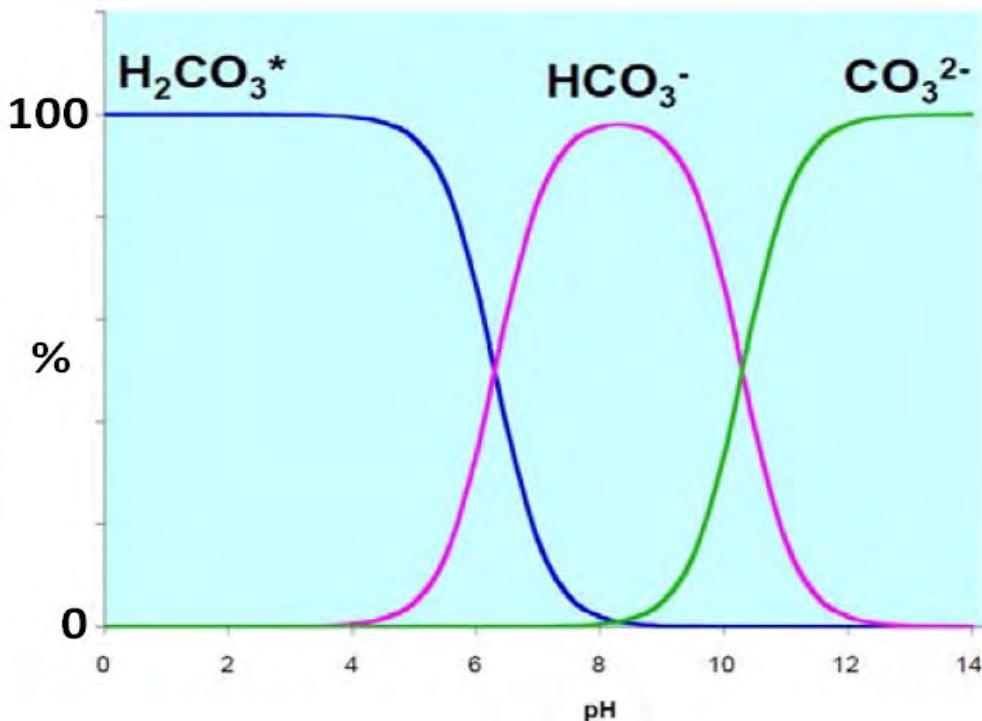


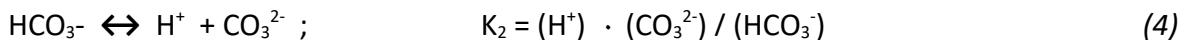
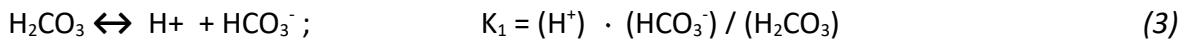
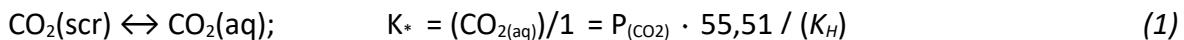
Abbildung 45 – Verteilung der Carbonat-Spezies als Funktion des pH-Wertes.

(Anmerkung: In der folgenden allgemeinen Betrachtung von chemischen Reaktionen wird eine vereinfachte Notation verwendet, die Partialdrücke (P, in bar) und Molalitäten (mol/kg H<sub>2</sub>O) benutzt und auf Aktivitäts- und Fugazitäts-Koeffizienten verzichtet, die aber bei konkreten Berechnungen zu berücksichtigen sind.)

Das physikalisch gelöste CO<sub>2</sub>(aq) steht in einem Gleichgewicht zu der im Überschuss gegenwärtigen überkritischen CO<sub>2</sub>(scr)-Phase, wodurch CO<sub>2</sub>(aq) in Lösung gepuffert wird (Reaktionen 1 und 2). Dieses Gleichgewicht wird durch die Henry-Konstante K<sub>H</sub> ausgedrückt, z.B. in der Form:

$$P = K_H \cdot X_{CO_2}; \quad K_H \text{ in der Einheit (bar/X}_{CO_2}\text{),}$$

wobei in verdünnten Lösungen näherungsweise gilt: CO<sub>2</sub>(aq)  $\approx$  55,51  $\cdot$  X<sub>CO<sub>2</sub></sub> (mol/kg H<sub>2</sub>O)



Soweit im Aquifer eine Neutralisation der gebildeten Kohlensäure stattfindet, kann sich eine äquivalente Menge HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> bilden, z.B.



Im Fall einer koexistierenden CO<sub>2</sub>(scr)-Phase wird neutralisierte Kohlensäure (z.B. Reaktion (5) durch Reaktion (1) nachgebildet und das Gleichgewicht wieder hergestellt.

Die Aktivität der Kohlensäure ist entsprechend Reaktion (1) also konstant (gepuffert), solange eine eigene  $\text{CO}_2$ -Phase existiert. Dadurch bleibt die Lösung sauer, allerdings steigt die  $\text{HCO}_3^-$ -Konzentration proportional zur neutralisierten Säure an, und damit langsam auch der pH, aufgrund der (noch schwachen) Pufferwirkung des  $\text{H}_2\text{CO}_3/\text{HCO}_3^-$  Puffers. Erst wenn die kritische  $\text{CO}_2$ -Phase komplett aufgebraucht sein würde, könnten sich pH-Werte in der Nähe des  $\text{H}_2\text{CO}_3/\text{HCO}_3^-$  Puffers ( $\text{pH}=\text{pK}_1$ ) entwickeln. Dazu müsste das Speichergestein jedoch eine entsprechend große Pufferkapazität aufweisen, was zumindest bei typischen Sandstein-Aquiferen normalerweise nicht der Fall ist.

## Mineralreaktionen und Mineral Trapping meistens überbewertet

Eine weit verbreitete Annahme (IPCC, 2005; Chadwick et al., 2008) geht davon aus, dass über längere Zeiträume Mineralreaktionen mit dem Speichergestein zu einer substantiellen Fixierung des  $\text{CO}_2$  in neugebildeten festen Mineralphasen führen. Neben einfachen Karbonaten soll sich als Reaktionsprodukt von Kohlensäure mit Feldspäten insbesondere das basische Doppelsalz Dawsonit ( $\text{NaAlCO}_3(\text{OH})_2$ ) bilden.

Dawsonit ist ein in der Natur eher seltenes Mineral, wenngleich in den letzten Jahren eine ganze Reihe von neuen Vorkommen bekannt wurden (Mindat (2024); Qu et al., 2022), teilweise sogar in gesteinsbildenden Mengen. Das natürliche Vorkommen von Dawsonit scheint aber an einige sehr spezielle Bildungsmilieus gebunden zu sein, wobei alkalische Bedingungen, hohe  $\text{CO}_2$ -Partialdrücke bzw. Carbonat-Konzentrationen, hohe Aluminium-Konzentrationen und/oder Quarz-undersättigte Systeme von Bedeutung sind. Auffällig ist auch die häufige Paragenese mit Aluminiumhydroxiden (Nordstrandit, Gibbsit, Boehmit, Diaspor). Technisch spielt Dawsonit in der Bauxit-Aufbereitung eine Rolle.

Untersuchungen zur Löslichkeit und thermodynamischen Stabilität von Dawsonit wurden von Bénézeth et al. (2007) durchgeführt, die auch Phasendiagramme („Prädominanz-Felder“) konstruiert haben. Leider wurde in dieser Arbeit kein Bezug zu der Mineralphase Scarbroit ( $\text{Al}_5(\text{CO}_3)(\text{OH})_{13}$ ) hergestellt, die im gleichen System vorkommt und intermediär zwischen Dawsonit und Bayerit ist und über folgende Reaktion mit Dawsonit in Beziehung steht:

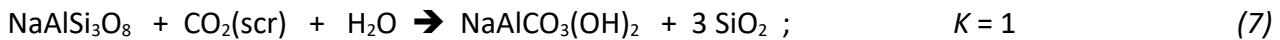


Hohe Na-Konzentrationen und  $\text{CO}_2$ -Partialdrücke begünstigen Dawsonit, saure pH-Werte Scarbroit.

Überhaupt existieren nicht wenige weitere karbonatische Mineralphasen, wenn man das System um weitere Komponenten wie Magnesium oder Calcium erweitert. Dadurch werden die Phasenbeziehungen komplexer und unübersichtlicher, doch entspricht dies eher der Realität.

In typischen Sandstein-Speichergesteinen ist das System durch die kristallinen Phasen Quarz im Überschuss, Feldspäte (Albit, Mikroklin) und Kaolinit als Nebenbestandteile, eine überkritische  $\text{CO}_2$ -Phase im Überschuss, sowie eine wässrige Salzlösung bestimmt.

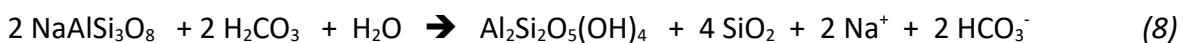
**Reaktion Feldspat → Dawsonit:** Die Bildung von Dawsonit soll durch Aufzehrung von Feldspäten erfolgen und kann durch folgende hypothetische Reaktionsgleichung beschrieben werden:



Albit + „Kohlensäure“ + Wasser → Dawsonit + Quarz ;

Das System besteht aus 5 unabhängigen Phasen und ist invariant, denn bei der Reaktion wird der  $\text{CO}_2$ -Partialdruck ( $p\text{CO}_2$ ) durch die überkritische  $\text{CO}_2$ -Phase konstant gehalten. Seine Größe ist ausschlaggebend, ob Albit oder Dawsonit stabil ist. Außerdem wird Kieselsäure freigesetzt, so dass die Reaktion in Kieselsäure-undersättigten (Quarz-freien) Milieus begünstigt ist (z.B. in Verbindung mit Nephelinsyeniten und Carbonatiten, in deren Gefolge Dawsonit verbreitet ist). In Sandstein-Aquiferen ist Quarz jedoch immer reichlich vorhanden.

**Reaktion Feldspat → Kaolinit:** Die Reaktion (7) steht in Konkurrenz zur Kaolinit-Bildung aus Albit (Reaktion 8), wie sie unter Bedingungen der chemischen Verwitterung und Diagenese ubiquitär stattfindet:



Albit + Kohlensäure + Wasser → Kaolinit + Quarz +  $\text{Na}^+$  +  $\text{HCO}_3^-$

In Sandsteinen sind die Feldspäte aufgrund ihrer Vorgeschichte oft bereits mehr oder weniger stark kaolinitisiert, bevor sie mit verpresstem  $\text{CO}_2$  in Kontakt kommen.

Die Verpressung von  $\text{CO}_2$  in Aquifere führt zunächst wegen der hohen  $\text{CO}_2$ -Partialdrücke zur Bildung von Kohlensäure ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) und sauren pH-Werten um  $\text{pH} \approx 3$  (und deutlich unter  $\text{pH} = \text{pK}_1$ ). Unter diesen Bedingungen ist Dawsonit instabil (Bénédeth et al., 2007). Solange  $\text{CO}_2$  als eigene (überkritische) Phase vorliegt wird die Bildung von Kaolinit vorangetrieben, bei zunehmenden  $\text{Na}^+$  und  $\text{HCO}_3^-$  Konzentrationen. Die Bildung von Kaolinit kann solange weiter fortschreiten, bis der verfügbare Albit aufgezehrt ist.

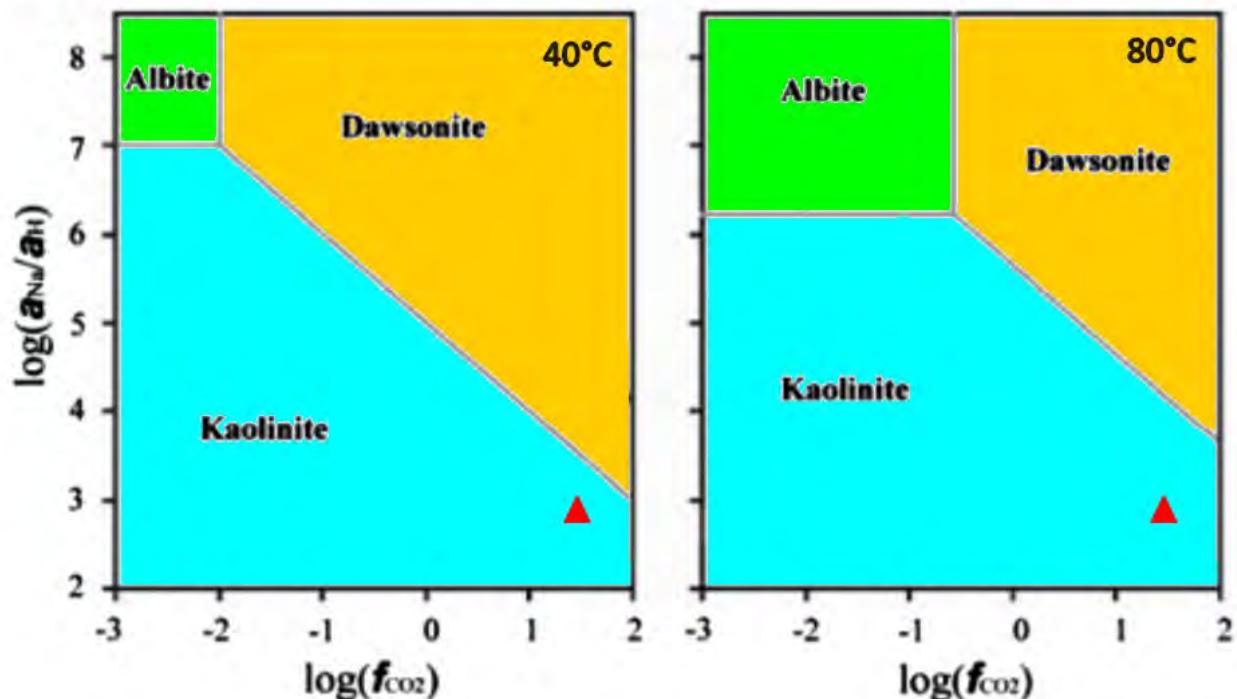
**Reaktion Kaolinit → Dawsonit:** Eine hypothetische Bildung von Dawsonit aus Kaolinit wäre wie folgt:



Kaolinit + Kohlensäure + 2  $\text{Na}^+$  + Wasser → Dawsonite + Quarz + 2  $\text{H}^+$

Die Reaktion setzt Wasserstoff-Ionen frei und ist daher bei sauren pH-Werten (also solange noch eine  $\text{CO}_2$ -Phase den pH-Wert puffert) nicht begünstigt. Sie könnte aber im alkalischen Milieu ablaufen. Unter Bedingungen, bei denen Kaolinit thermodynamisch stabil ist, können Albit und Dawsonit daher nicht stabil koexistieren).

Modellrechnungen, die eine Bildung von Dawsonit unter typischen Speicherbedingungen prognostizieren (z.B. Chadwick et al., 2008), sollten genau auf die implizierten Annahmen geprüft werden. Eine ältere Modellierungsstudie von Hellevang et al. (2005) gibt die Stabilitäts-Verhältnisse plausibel wieder (**Abbildung 46**).



**Abbildung 46** – Stabilitätsfelder von Kaolinit, Dawsonit und Albit als Funktion des  $\text{CO}_2$ -Partialdrucks und des  $(\text{Na}^+/\text{H}^+)$ -Verhältnisses, bei  $40^\circ\text{C}$  und  $80^\circ\text{C}$ . Das rote Dreieck wurde vom Verfasser ergänzt und entspricht ungefähr den Bedingungen im Sleipner-Speichergestein. Quelle: Nach Hellevang et al. (2005), ergänzt vom Verfasser

Die Bildung von Dawsonit in Gegenwart von Quarz und einer  $\text{CO}_2$ -Phase wäre also nur unter sehr hohen  $\text{CO}_2$ -Partialdrücken und gleichzeitig alkalischen oder  $\pm$  neutralen pH-Bedingungen und hohen Natriumkonzentrationen begünstigt. Einschränkend sollte aber berücksichtigt werden, dass die thermodynamischen Daten für Dawsonit noch nicht zuverlässig bekannt sind, so dass sich die Phasengrenzen in **Abbildung 46** noch parallel verschieben könnten.

**Massenbilanz:** Als nächstes soll noch die Massenbilanz für eine Dawsonit-Bildung gemäß Reaktion (7) betrachtet werden.

Bei der hypothetischen Bildung von einem Mol Dawsonit ( $\text{NaAlCO}_3(\text{OH})_2$ ) würde ein Mol  $\text{CO}_2$  fixiert und dafür je ein Mol Aluminium und Natrium benötigt, die aus dem Feldspatmineral Albit stammen sollen. Gleichzeitig würden 3 Mol Quarz ausgeschieden.

Der norddeutsche Buntsandstein enthält in der Regel nicht mehr als ca. 10 Prozent Feldspatanteile (Wolfgramm et al., 2004). Bei einer Nutzporosität von 10 Prozent enthält  $1 \text{ m}^3$  Sandstein  $0,09 \text{ m}^3$  Feldspat (das sind bei einer Dichte von  $2.610 \text{ kg/m}^3$  ca.  $235 \text{ kg}$  oder **897 mol Feldspat** sowie bei unterstellter vollständiger  $\text{CO}_2$ -Sättigung  $0,1 \text{ m}^3$  überkritisches  $\text{CO}_2$  mit einer angenommenen Dichte von z.B.  $700 \text{ kg/m}^3$ , also **15.909 mol**). Somit könnte rein mengenmäßig der Feldspatanteil in  $1 \text{ m}^3$  Speichergestein bei vollständiger Aufzehrung maximal ( $897/15.909 = 0,056$ ) 5,6 Gew % des darin gespeicherten  $\text{CO}_2$  in Dawsonit umwandeln.

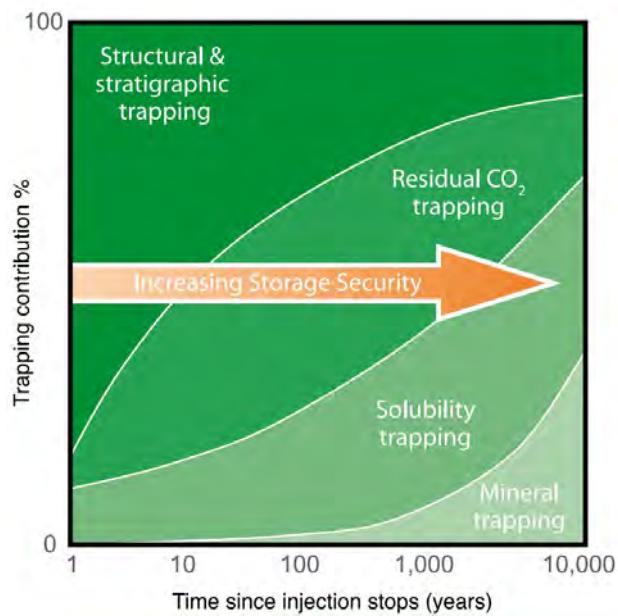
Das Rechenbeispiel zeigt, dass ungeachtet anderer Gründe die stofflichen Voraussetzung zur Fixierung von kleinen CO<sub>2</sub>-Teilmengen gegeben wären. Doch ist weiterhin überkritisches CO<sub>2</sub> im Überschuss vorhanden und puffert den pH auf saure Werte (wo Kaolinit entsteht). Ähnliche Berechnungen haben Liu et al. (2022) durchgeführt, allerdings mit Silikat-Mineralen, die in Sandstein-Aquiferen normalerweise nicht vorkommen.

Andererseits enthalten beispielsweise frische Basalte oder deren Pyroklastika hohe Anteile reaktiver Minerale wie Olivin, Plagioklas, Pyroxen und Magnetit, die mehr CO<sub>2</sub> in Mineralphasen binden könnten. Doch sind auch in diesen Gesteinen die reaktiven Phasen oftmals schon durch vulkanisches CO<sub>2</sub> mehr oder weniger stark umgewandelt.

**Fazit:** Bei den üblichen Speichergesteinen handelt es sich fast immer um Sandsteine, deren Mineralbestand bereits vor der Sedimentation Verwitterungsprozessen ausgesetzt war, die zu einer weitgehenden Auslaugung der Basen geführt haben. Nach der Sedimentation waren diese Gesteine dann oft einer Diagenese unterworfen, wodurch verbliebene reaktionsfähige Minerale weiter abgebaut wurden, so dass in typischen Sandsteinen hauptsächlich Quarz, aber kaum noch Minerale vorhanden sind, welche ggf. CO<sub>2</sub> fixieren und den sauren pH-Wert verschieben könnten (Krupp, 2010, 2011a).

In typischen Sandsteinen, die überwiegend aus Quarzkörnern bestehen, dürften sich infolge der niedrigen pH-Werte Mineralreaktionen auf Tonmineral-Neubildungen beschränken, bei denen keine mineralische CO<sub>2</sub> Fixierung erfolgt. Eine substantielle mineralische und langzeitsichere Bindung von CO<sub>2</sub> in Sandstein-Aquiferen durch Karbonatminerale, insbesondere Dawsonit, ist daher unrealistisch.

Als Quintessenz bleibt die Erkenntnis, dass in typischen Speichergesteinen weder die Auflösung von CO<sub>2</sub> im Formationswasser („*Solubility Trapping*“), noch die Neubildung von Karbonatmineralen („*Mineral Trapping*“) eine substantielle CO<sub>2</sub>-Fixierung und damit eine bedeutende Zunahme der Langzeitsicherheit bewirken können. Die so viel zitierte **Abbildung 47** aus IPCC (2005) suggeriert also Sicherheitsgewinne durch „*Solubility Trapping*“ und „*Mineral Trapping*“, die bestenfalls Randerscheinungen ohne größere Sicherheitsrelevanz sind. Schlüssige gegenständliche Beweise für die Wirksamkeit dieser suggerierten Prozesse existieren nicht.



**Abbildung 47** – Unrealistische Darstellung zur Entwicklung der Speichersicherheit mit der Zeit durch „*Solubility Trapping*“ und „*Mineral Trapping*“ nach IPCC. In typischen sandigen Speichergesteinen sind diese Mechanismen ohne größere Relevanz. Quelle: IPCC (2005)

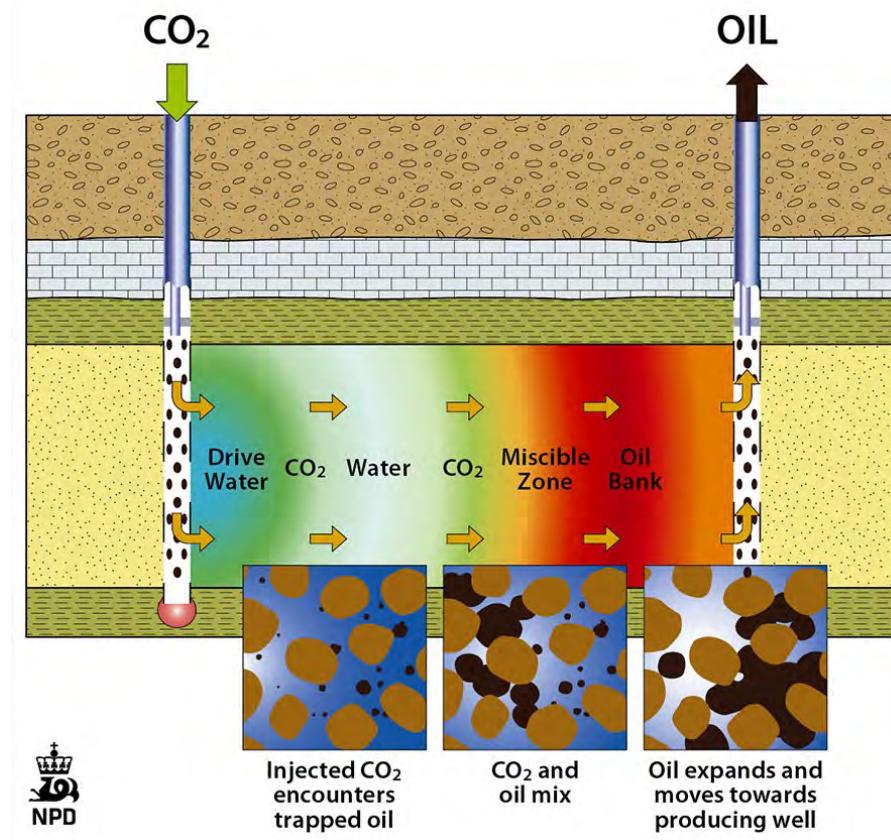
### Residual und Structural Trapping

Aufgrund der geringeren Dichte gegenüber dem Formationswasser erfährt die injizierte CO<sub>2</sub>-Phase einen Auftrieb und steigt aufwärts, bis eine Fangstruktur erreicht wird, unter der sich das ständig nachströmende CO<sub>2</sub> dann zunächst sammelt und weiter seitlich und nach unten, bis zur Erreichung des „*Spill Point*“ ausbreitet. Bei andauernder Injektion wird diese Barriere dann unterströmt und das CO<sub>2</sub> breitet sich weiter aus.

Da überkritisches CO<sub>2</sub> eine deutlich geringere Viskosität als das Formationswasser hat, strömen die beiden nicht mischbaren Fluidphasen unterschiedlich schnell. Aufgrund von Kapillarkräften können einzelne CO<sub>2</sub>-Tröpfchen in geeigneten Poren gefangen und zurück gehalten werden. Der Rückhalte-Effekt für diesen Anteil am eingespeicherten CO<sub>2</sub> wird als „*Residual Trapping*“ bezeichnet. Die unter Fangstrukturen aufgestauten CO<sub>2</sub>-Kappen bilden den durch „*Structural Trapping*“ gespeicherten Anteil. Vgl. **Abbildung 47**.

## Enhanced Oil Recovery und Enhanced Gas Recovery: CO<sub>2</sub> mobilisiert Schadstoffe und Methan

In überkritischem Zustand ist CO<sub>2</sub> ein unpolares Lösemittel in dem lipophile Stoffe bis zu einer Molmasse von 300 bis 400 g/mol (z. B. Kohlenwasserstoffe, Ether, Ester, Ketone) leicht löslich und extrahierbar sind (Wikipedia: Überkritisches CO<sub>2</sub>, 2024). Das zusammen mit dem verdrängten Porenwasser strömende CO<sub>2</sub> wird sich aufgrund dieser Lösemittel-Eigenschaften mit Öl- und Gasresten im Gestein mischen und sie dadurch mobilisieren. Bei „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) und „Enhanced Gas Recovery“ (EGR) macht man sich diese Fähigkeit zu Nutze und fördert das dünnflüssiger gewordene Öl bzw. das mit Erdgas angereicherte CO<sub>2</sub> über entfernt platzierte Produktionsbohrungen wieder zutage (**Abbildung 48**).



**Abbildung 48** – Prinzip des „Enhanced Oil Recovery“ (EOR). Quelle: Sokkeldirektorat (2024a)

Die gleichen Lösungs- und Anreicherungs-Prozesse finden aber natürlich auch außerhalb von wirtschaftlich gewinnbaren Kohlenwasserstoff-Vorkommen statt, auch dann, wenn dass verpresste Fluid nicht gezielt über Bohrungen zurück gefördert wird. Aufgrund der notwendigen Raumschaffung für das verpresste CO<sub>2</sub>, muss eine volumengleiche Menge des zuvor vorhandenen salinen Porenwassers (zusammen mit oder ohne CO<sub>2</sub>-Phase) aus dem Speicherkomplex ausgepresst werden (s.o.). Dieses saline Formationswasser ist ähnlich Schadstoff-belastet wie das zusammen mit den Kohlenwasserstoffen geförderte „Lagerstättenwasser“ („Produced Water“) (Vgl. Krupp, 2011b).

Aufgrund der unterschiedlich schnellen Strömungsgeschwindigkeiten eilt die beladene CO<sub>2</sub>-Phase der höher viskosen wässrigen Phase voraus. Dadurch wird das verdrängte Fluid-Gemisch an einem fixen Beobachtungspunkt (z.B. Austrittsstelle am Meeresboden) mit der Zeit immer CO<sub>2</sub>-reicher.

Besonders kontraproduktiv ist verdrängtes und letztlich in die Atmosphäre gelangendes Erdgas (Methan), mit der 25-fachen (GWP<sub>100</sub>), bzw. 72-fachen (GWP<sub>20</sub>) Treibhauswirkung im Vergleich zu CO<sub>2</sub>. Es ist naiv, auf der einen Seite CCS als Methode zur „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) und „Enhanced Gas Recovery“ (EGR) industriell einzusetzen und auf der anderen Seite die Mobilisierung, Verdrängung und Austreibung solcher Substanzen bei der CO<sub>2</sub>-Einlagerung durch CCS zu ignorieren.

## Abscheidung, Transport und Einspeicherung

### Zusammensetzungen der Rohgase

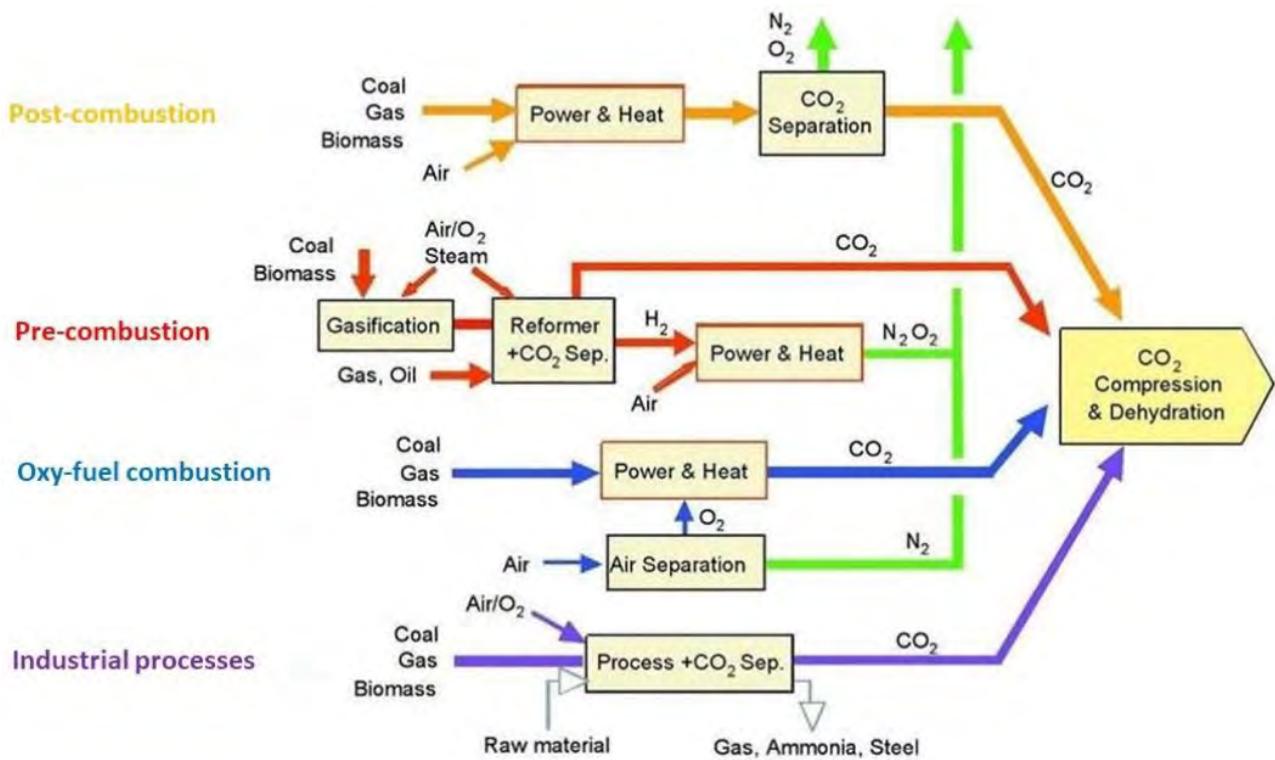
Bei der Luft-Verbrennung fossiler Brennstoffe oder Biomasse haben die unbehandelten Abgase typische Gehalte von 73–77 Prozent N<sub>2</sub>, 15–16 Prozent CO<sub>2</sub>, 5–7 Prozent H<sub>2</sub>O, 3–4 Prozent O<sub>2</sub>, sowie geringe Anteile SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> etc. Auch die durch Sauerstoff-Verbrennung entstehenden Abgase des Oxy-Fuel-Systems enthalten außer CO<sub>2</sub> noch geringe Gehalte anderer Gase (H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, Ar, jeweils um 4-5 Vol%, sowie SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>...).

Das physikalisch-chemische Verhalten der eingefangenen und abgetrennten CO<sub>2</sub>-Gase bzw. verdichteten CO<sub>2</sub>-Fluide hängt mitunter stark von den Nebenbestandteilen (Verunreinigungen) ab. Diese Eigenschaften betreffen nicht nur die Anforderungen an den geologischen Speicherkomplex, sondern schon zuvor den Transport und Umschlag des CO<sub>2</sub>.

### Abscheideverfahren

Die Gaszusammensetzung eines fossilen Kraftwerks oder anderer CO<sub>2</sub>-Emittenten ist eine Frage der Brennstoffe, bzw. der Entstehungsprozesse und muss auch immer in Verbindung mit bestehenden oder ggf. zu modifizierenden Abgasreinigungssystemen betrachtet werden. Zur Abscheidung und Anreicherung des CO<sub>2</sub> aus diesen Abgasströmen wurden verschiedene Technologien entwickelt (**Abbildung 49**).

(Der Energiebedarf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird in einem eigenen Kapitel weiter unten besprochen.)



**Abbildung 49** – Gegenüberstellung der CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprozesse im Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel Prozess, sowie anderen industriellen Quellen. Quelle: Gkotsis et al. (2023)

Eine relativ effektive Methode ist die Oxyfuel-Verbrennung, bei der der erforderliche Sauerstoff vor der Verbrennung aus der Luft gewonnen wird. Diese O<sub>2</sub>-reiche, stickstoffarme Atmosphäre führt letztlich zu Verbrennungsgasen, die hauptsächlich aus CO<sub>2</sub> und Wasserdampf bestehen und so für einen bereits konzentrierten CO<sub>2</sub>-Strom sorgen, der die weitere Reinigung vereinfacht. Der wesentliche Energiebedarf bei dieser Methode geht auf die O<sub>2</sub>-Herstellung zurück, die üblicherweise durch die Verflüssigung von Luft erreicht wird. Dieser (nur dieser) Energiebedarf kann künftig evtl. durch Keramikmembranen im Vergleich zur kryogenen Luftzerlegung um bis zu 60 Prozent verringert werden. (CORDIS , 2018)

Bei der Pre-Combustion-Methode (die als Nebenprodukt Wasserstoff liefert) und ebenso bei der Post-Combustion Abscheidung sowie bei anderen industriellen Emittenten muss das CO<sub>2</sub> aus einem voluminösen Abgasstrom abgetrennt werden (**Abbildung 49**), was bislang noch überwiegend durch eine Gaswäsche mit Aminen und anschließende Amin-Rückgewinnung erfolgt.

Post-Combustion-Verfahren haben den Vorteil, dass sie bei bestehenden Anlagen einfacher nachgerüstet werden können. Weite Verbreitung hat auch hier das aufwändige und energieintensive Amin-Verfahren. Eine neue, energetisch günstigere Entwicklung ist das „*Carbonate Looping*“, bei dem Calciumoxid (gebrannter Kalk) das CO<sub>2</sub> aus dem Abgasstrom als Calciumcarbonat bindet (sorbiert) und dann durch Kalzinierung wieder in Calciumoxid und CO<sub>2</sub> zerlegt wird (Kuckshinrichs et al., 2010).

**Tabelle 2 – Vergleich von Post-Combustion Trennungsverfahren. (Nach Gkotsis et al., 2023)**

Technik	Mechanismus	Vorteile	Nachteile
<b>Absorption</b>	Physikalische oder chemische Absorption von CO <sub>2</sub> in einem Lösungsmittel; Regeneration durch Erhöhung der Temperatur oder Druckreduzierung	Abscheidungseffizienz >90%; wässrige Amin Wäsche (MEA) ist derzeit der Maßstab für die Kohlenstoff Abscheidungs-technologie	Energiekosten 20-30% der Kraftwerksleistung; Korrosionsprobleme; Entsorgung des Lösungsmittels
<b>Adsorption</b>	Physikalische oder chemische Adsorption von CO <sub>2</sub> an einem festen Sorptionsmittels; Regenerierung durch Erhöhung der Temperatur oder Druckreduzierung	Geringere Regenerations-Energien im Vergleich zu Lösungsmitteln aufgrund geringerer Wärmekapazitäten	Wärmeübertrags-, Stabilitäts- und Abrieb-Probleme
<b>Kryogene Trennung</b>	Einsatz für Gasströme mit hoher CO <sub>2</sub> -Konzentration (>90%)	Das erzeugte flüssige CO <sub>2</sub> ist bereit für den Transport	Energieintensiv
<b>Abtrennung durch Membranen</b>	Selektiver Transport und Abtrennung von CO <sub>2</sub> durch eine Membran, getrieben durch Druckdifferenz	Keine gefährliche Chemikalien oder Emissionen; einfacher Betrieb; geringerer Platzbedarf, wenig Modifikationen am Kraftwerk	Erst im Pilot-Maßstab; Niedriger Partialdruck des CO <sub>2</sub> im Abgas; thermische, physikalische und chemische Stabilität müssen verbessert werden

Zunehmend werden auch für die CO<sub>2</sub>-Anreicherung andere Verfahren zum Einsatz gebracht, die weniger aufwändig sind. Die gängigsten Technologien zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung nach der Verbrennung sind chemische Absorption, Adsorption, kryogene Abtrennung und Membran Abtrennung (Gkotsis et al., 2023). Siehe **Tabelle 2**.

### Verunreinigungen der abgeschiedenen Gase

Obwohl bei CCS immer von „CO<sub>2</sub>“ die Rede ist, darf man nicht vergessen, dass in der Praxis kein reines CO<sub>2</sub> vorliegt. Die Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Gases, also seine Verunreinigungen, hängen von der Herkunft und vom Abscheidungsprozess ab. In **Tabelle 3** ist eine Übersicht aus Nimtz (2016) wiedergegeben.

**Tabelle 3 - Typische Zusammensetzungen abgeschiedener CO<sub>2</sub>-Gase bei CCS**

Quelle: Nimtz, 2016

Stoff	Anteil	Pre-Combustion	Oxyfuel Intracombustion	Post-Combustion	Quelle
CO <sub>2</sub>	Vol.-%	95,6 bis 99,7	85,0 bis 99,94	99,8 bis 99,97	[29], [30], [31], [32], [33]
H <sub>2</sub> O	Vol.-%	ca. 0,14	ca. 0,14	ca. 0,14	[33]
N <sub>2</sub>	Vol.-%	0,03 bis 1,3	0,01 bis 7	0,021 bis 0,17	[29], [30], [31], [32], [33]
Ar	Vol.-%	0,03 bis 1,3	0,01 bis 5,7	0,003 bis 0,045	[29], [30], [31], [32], [33]
O <sub>2</sub>	Vol.-%	0,03 bis 1,3	0,01 bis 4,7	0,003 bis 0,01	[29], [30], [31], [32], [33]
H <sub>2</sub>	Vol.-%	0,002 bis 3	-	-	[29], [30], [33]
CO	Vol.-%	0,03 bis 1,7	-	0,001	[29], [30],
H <sub>2</sub> S	Vol.-%	0,01 bis 3,4	-	-	[30], [33]
SO <sub>x</sub>	Vol.-%	-	0,001 bis 2,5	0,001	[30], [33]
NO <sub>x</sub>	Vol.-%	-	0,002 bis 0,24	0,005	[30], [33]
CH <sub>4</sub>	Vol.-%	0,035 bis 2	-	0,01	[29], [30], [33]
NH <sub>3</sub>	Vol.-%	0,003	-	0,005	[29], [30], [33]
HF, HCl, HCN	Vol.-%	ppm	ppm	ppm	[29], [30], [33]
HF, HCl, HCN	Vol.-%	ppm	ppm	ppm	[29], [30], [33]

Die tatsächlichen Zusammensetzungen der abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-reichen Gase haben Einfluss auf die physikalisch-chemischen und sonstigen Eigenschaften, mit Blick auf CCS beispielsweise auf die Lage des jeweiligen kritischen Punktes, auf die Dichte des CO<sub>2</sub>-Fluids, auf den Energieaufwand zur Verdichtung, auf den pH-Wert koexistierender wässriger Lösungen und auf die Korrosivität gegenüber Werkstoffen.

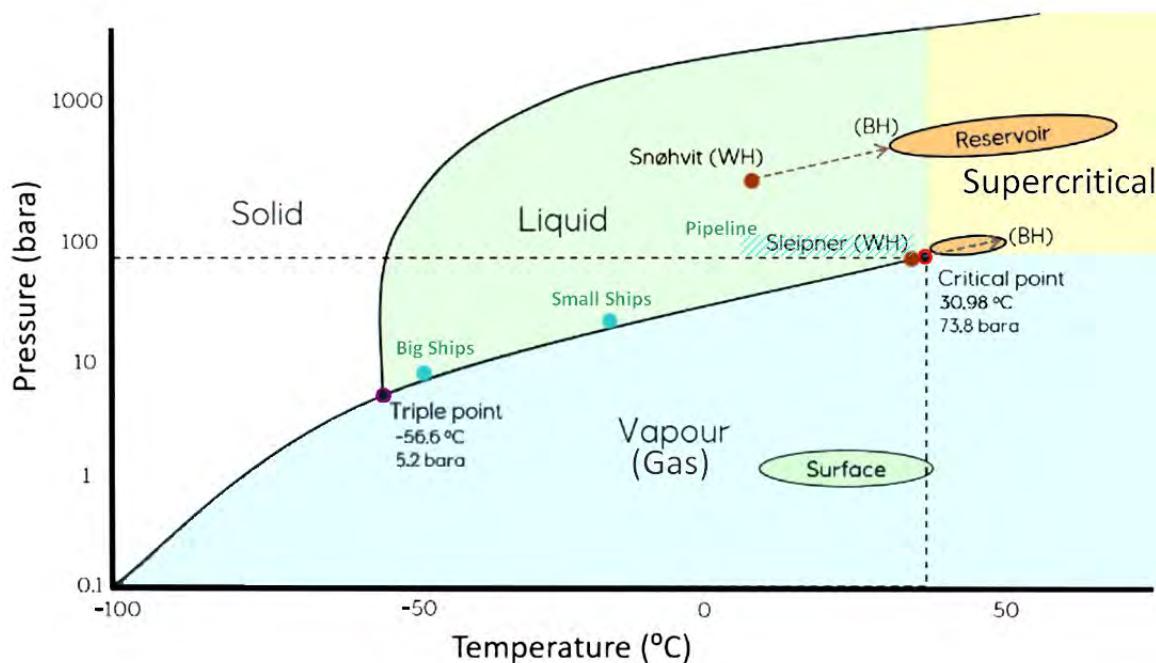
CO<sub>2</sub>-Abscheidungstechniken wurden ursprünglich hauptsächlich für die Erdgasaufbereitung sowie für Kohlekraftwerke optimiert (letztere sind jetzt per Gesetz von CCS ausgeschlossen), während künftig andere CO<sub>2</sub>-Quellen für CCS hinzu kommen sollen. Dies sind insbesondere die „schwer vermeidbaren“ CO<sub>2</sub> Emissionen der Zementindustrie, Schmelzflusselektrolyse von Aluminium, Müllverbrennung, Biogas-Verstromung, Erdöl-Raffinerien, Chemische Industrie und einige weitere. Zu dieser Gruppe müsste eigentlich auch die Erdgasgewinnung gezählt werden, die natürliche (also unvermeidliche) CO<sub>2</sub>-Gehalte im geförderten Rohgas abtrennen muss, doch hat diese Industrie schon früh das „Schlupfloch CCS“ für sich entdeckt und wird daher nicht zu den klassischen „schwer vermeidbaren“ CO<sub>2</sub>-Emittenten gerechnet.

Bereits wenige Prozentanteile anderer Gase können deutliche Veränderungen der Phasensysteme, insbesondere der kritischen Punkte der zu transportierenden und zu speichernden CO<sub>2</sub>-Fluide bewirken (Westman et al., 2016; Wang 2011; Legoix et al. 2017; Løvseth, 2016). Eine praktische Konsequenz ist beispielsweise eine bis mehrere hundert Meter größere Mindesttiefe von CCS-Speichern. Daher können CCS-Speicher nur in Kenntnis der tatsächlichen Gaszusammensetzungen und der veränderten thermodynamischen Eigenschaften geplant und betrieben werden. Die

Abweichungen im Vergleich zu reinem CO<sub>2</sub> müssen daher bei geologischen Modellierungen, Projektplanungen und Gefährdungsabschätzungen berücksichtigt werden.

## Zustandsdiagramme für reines CO<sub>2</sub>

Überkritisches CO<sub>2</sub> liegt vor, wenn Druck und Temperatur über dem kritischen Punkt für Kohlenstoffdioxid liegen (**Abbildung 50**), beim reinen CO<sub>2</sub> also bei einer Temperatur von mehr als 304,13 K ( $\approx 31^\circ\text{C}$ ) und bei einem Druck von über 7,375 MPa (73,75 bar). Die kritische Dichte beträgt etwa 0,46 g/cm<sup>3</sup>, das kritische molare Volumen 94 cm<sup>3</sup>/mol.



**Abbildung 50** – CO<sub>2</sub> Phasendiagramm. Das CO<sub>2</sub> wird bei CCS von den Umgebungsbedingungen ausgehend in jeweils geeignete Zustände überführt, für den Transport per Schiff oder Pipeline bis zum Bohrlochkopf (WH; well head) und von dort zur Injektionsstelle (BH; bottom hole) und ins Reservoir. Quelle: nach Ringrose (2021), ergänzt.

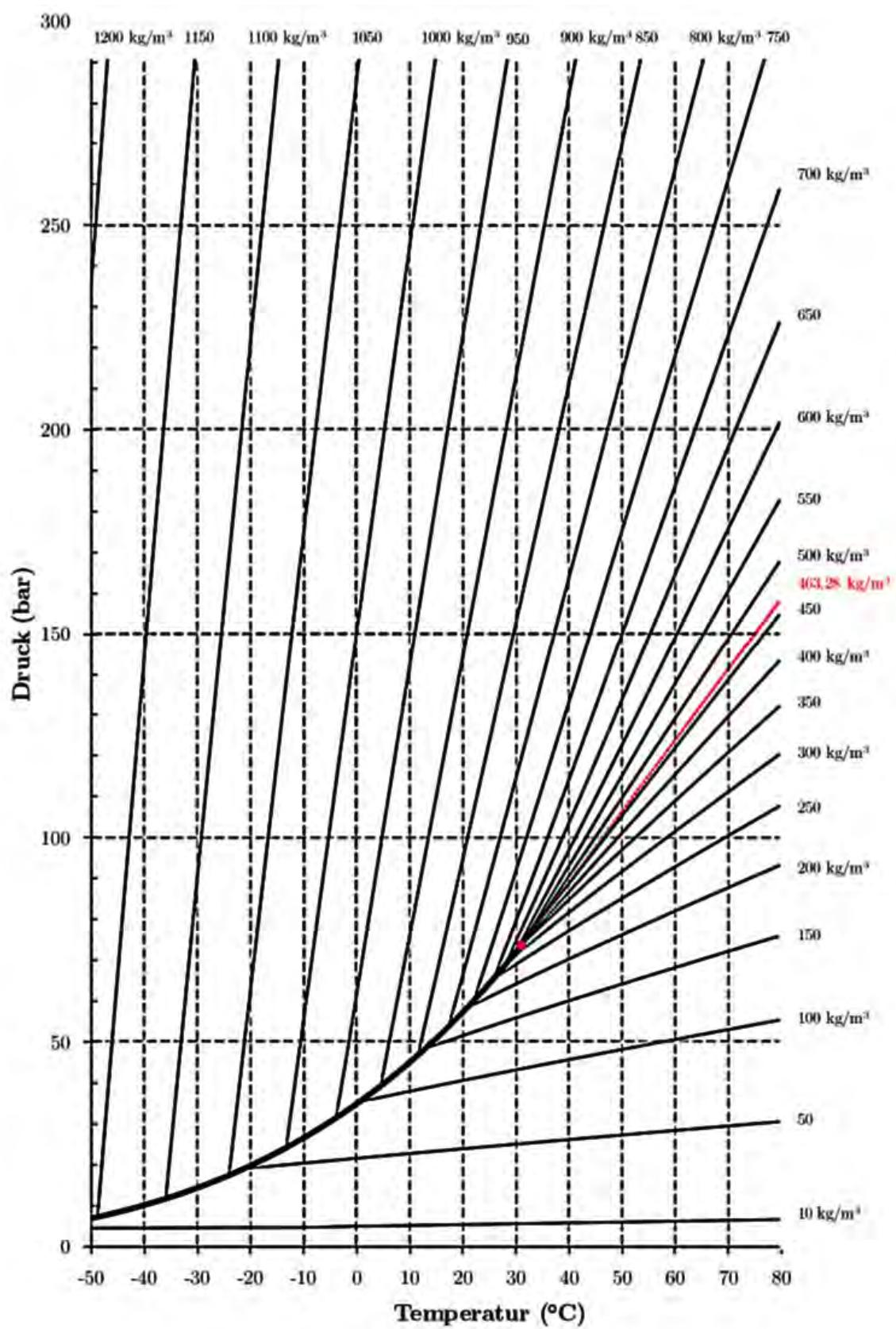
Da „überkritisch“ weite Bereiche von Druck, Temperatur und Dichte implizieren kann, wird in praktischen Zusammenhängen oft von einer „dichten Phase“ (*dense phase*) gesprochen.

Nach der Abscheidung und Reinigung des CO<sub>2</sub>-Gases bis zur Verpressung in den geologischen Speicher werden unterschiedliche thermodynamische Zustände durchlaufen. Für eine effiziente Speicherung und für den Transport muss das CO<sub>2</sub> auf eine möglichst hohe Dichte gebracht werden, wobei jedoch für jedes Transportmittel spezifische Grenzen bei der Temperatur und beim Druck einzuhalten sind.

Für den Transport in Kühlwagen oder auf Schiffen wird das CO<sub>2</sub>-Gas auf bis zu 20 bar verdichtet und durch Kühlung auf bis zu  $-50^\circ\text{C}$  verflüssigt, wobei Dichten  $> 1.000 \text{ kg/m}^3$  erreicht werden. Für den Pipeline-Transport wird das Gas auf  $\geq 100$  bar bei Umgebungstemperatur verdichtet, wobei es einen flüssigen, noch unter-kritischen Zustand erreicht, bei Dichten um 878 kg/m<sup>3</sup>.

Am Speicherort muss das angelieferte CO<sub>2</sub>-Fluid zur Injektion in >800 m bis ca. 4000 m tiefe geologische Schichten auf den Injektionsdruck, das sind mitunter mehrere hundert bar, weiter verdichtet werden. In diesem Zustand kann das CO<sub>2</sub>-Fluid dann vom Bohrloch in die Speicherformation einströmen. Dabei wird das CO<sub>2</sub> durch die ggf. höheren Gesteinstemperaturen erwärmt und überschreitet erst hier die kritische Temperatur, wie im Fall Snøhvit (**Abbildung 50**). Wenn hingegen ein Aufstieg des überkritischen CO<sub>2</sub> stattfindet, wie im Fall Sleipner, verringert sich der Druck und das CO<sub>2</sub> gerät in die Nähe des kritischen Punktes (**Abbildung 50**), und es gibt Vermutungen, dass in Sleipner sogar schon unterkritische Werte erreicht wurden, mit der Konsequenz einer raschen Volumenvergrößerung (Vgl. **Abbildung 41**) und der Gefahr des Entweichens. (Hajiw, 2015; Ringrose, 2020; Span und Wagner, 1996)

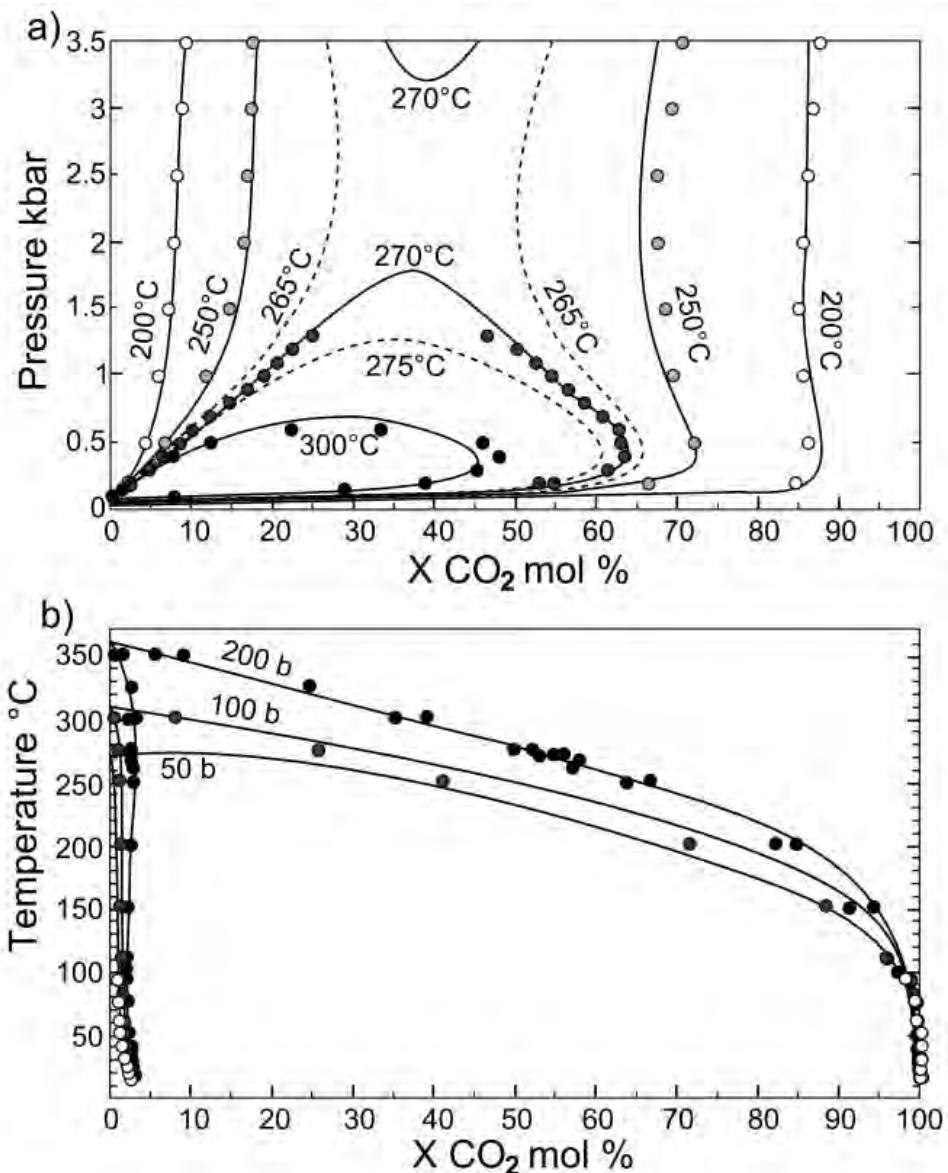
Druck und Temperatur haben eine starken Einfluss auf die Dichte von CO<sub>2</sub>. In **Abbildung 51** sind Linien gleicher Dichte (Isodensen) dargestellt. Man kann entnehmen, dass insbesondere im Bereich nahe des kritischen Punktes bereits geringe Änderungen im Druck oder in der Temperatur starke Dichte-Änderungen bewirken.



**Abbildung 51 –**  $\text{CO}_2$  p-T-Diagramm mit dargestellten Linien gleicher Dichte ( $\rho$ ).  
 Quelle: Nimtz (2016)

## Zustandsdiagramme für das binäre System $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$

Bis zur Injektion in das Speichergestein liegt das  $\text{CO}_2$  als reine Gas- bzw. überkritische Phase vor. Im Speicherkomplex trifft das zuvor mehr oder weniger trockene (wasserfreie)  $\text{CO}_2$  auf saline Formationswässer und beginnt sich in diesen aufzulösen, bis ein druckabhängiger Sättigungswert erreicht ist. Ab diesem Punkt muss das binäre System  $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  betrachtet werden. In den Abbildungen 52a und 52b sind Zustandsdiagramme für das (salzfreie) System  $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$  zusammengestellt. In den Diagrammen ist eine breite Mischungslücke zu erkennen, die sich erst bei höheren Temperaturen verkleinert und sich nahe dem kritischen Punkt von Wasser ( $373,946\text{ }^\circ\text{C}$  /  $22,064\text{ MPa}$  /  $322\text{ kg/m}^3$ ) schließt. Bei  $\text{CO}_2$  /  $\text{H}_2\text{O}$  Verhältnissen (ausgedrückt durch den Molenbruch  $X_{\text{CO}_2} = \text{mol CO}_2 / (\text{mol CO}_2 + \text{mol H}_2\text{O})$ ) im Bereich der Mischungslücke koexistieren eine wasserreiche  $\text{CO}_2$ -Lösung (links) und eine wasserarme  $\text{CO}_2$ -Phase (rechts), die selbst unter- oder überkritisch sein kann.

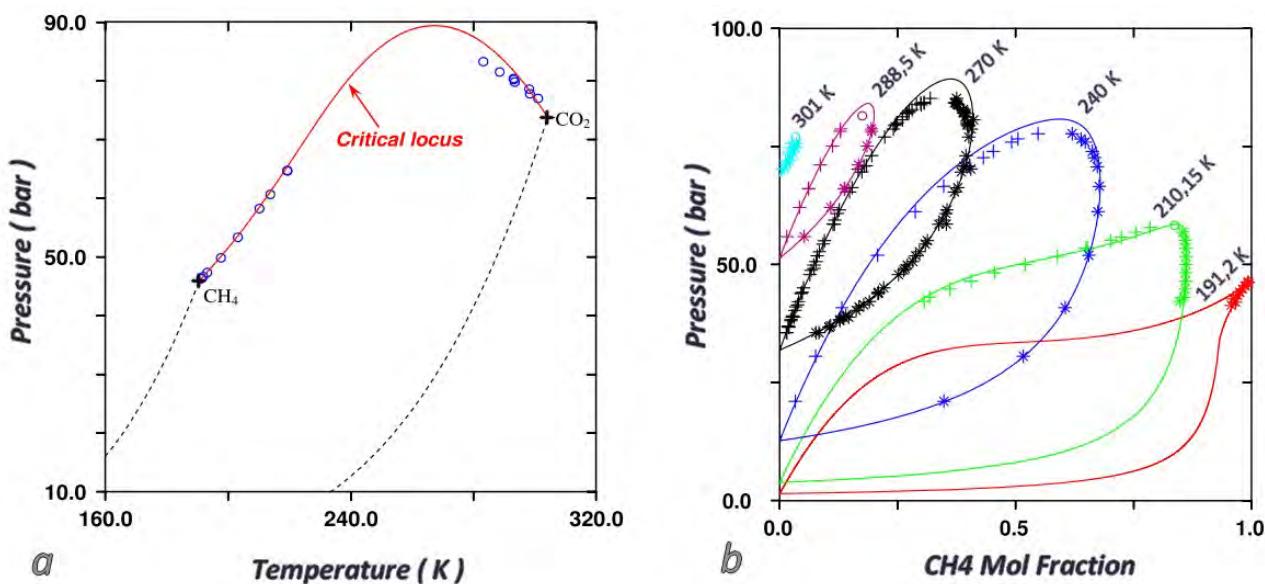


**Abbildung 52** – Phasengleichgewichte im System  $\text{CO}_2\text{-H}_2\text{O}$ . Koexistenz der  $\text{H}_2\text{O}$ -reichen und der  $\text{CO}_2$ -reichen Phase mit einer breiten Mischungslücke (Solvus) im niedrigen Temperaturbereich. a) Isothermen, b) Isobaren. Quelle: Dubacq et al. (2013)

## Zustandsdiagramme für binäre Mischungen von CO<sub>2</sub> mit anderen Gasen

Die in CCS-Vorhaben zu speichernden Gase bestehen überwiegend aus CO<sub>2</sub>, enthalten aber, soweit sie aus Verbrennungsanlagen stammen, immer auch noch wesentliche Anteile von Sauerstoff, Stickstoff und Argon, die in den vorausgegangenen Prozessen nicht kondensiert oder anderweitig entfernt werden konnten. Bei CO<sub>2</sub> aus der Erdgas-Reinigung ist Methan ein wichtiger Nebenbestandteil. Methan ist auch in den Speichergesteinen zugegen, insbesondere bei EOR und EGR-Projekten und mischt sich dort mit dem injizierten CO<sub>2</sub>.

Bereits wenige Prozentanteile solcher Fremdgase können das Phasenverhalten des überkritischen CO<sub>2</sub>-Fluids stark verändern, wodurch planerische und technische Anpassungen erfolgen müssen. In **Abbildung 53** sind beispielhaft Diagramme für das System CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> dargestellt.



**Abbildung 53 – System Methan – CO<sub>2</sub>. a)** Kritische Kurve („Critical Locus“) (rot) und experimentelle Werte (blau) zwischen den kritischen Punkten von CH<sub>4</sub> und CO<sub>2</sub>. **b)** Experimentelle Werte und berechnete Kurven für die isothermen Taupunkte (\*) und Siedepunkte (+).

Quelle: nach Privat und Jean-Noël (2014)

In **Abbildung 53a** ist zu sehen, wie sich der kritische Punkt von reinem CO<sub>2</sub> verändert, wenn eine Zumischung von CH<sub>4</sub> erfolgt. Bis zur Erreichung des Scheitelpunkts der kritischen Kurve sind zunehmend höhere Drücke erforderlich um die Mischung im überkritischen Bereich zu halten, also die Aufteilung in eine flüssige und eine gasförmige Phase („Sieden“) zu verhindern.

In **Abbildung 53b** entspricht eine gedachte einhüllende Kurve um die Schleifen der kritischen Kurve. Die Schleifen bestehen aus einem unteren Ast (Taupunkt-Kurve) und einem oberen Ast (Siedepunkt-Kurve), die sich im jeweiligen kritischen Punkt auf der kritischen Kurve treffen. Fällt der Druck auf einen Wert unterhalb des kritischen Drucks, beginnt die Mischung zu sieden, wobei eine Methan-reiche Gasphase und eine Methan-ärmere überkritische CO<sub>2</sub>-Phase entstehen, deren Zusammensetzungen durch die Taupunkt- und Siedepunkt-Kurve bei dem gefallenen Druckwert beschrieben sind.

Die binären Systeme  $\text{CO}_2\text{-O}_2$  und  $\text{CO}_2\text{-N}_2$  zeigen ein grundsätzlich analoges Phasen-Verhalten, jedoch bei anderen stoffspezifischen Werten. Es ist evident, dass die Systeme komplexer und schwerer berechenbar werden, wenn mehrere Fremdgase im  $\text{CO}_2$  enthalten sind. Für die Planung und den Betrieb eines CCS-Projektes ist es daher nicht ausreichend, sich auf die Betrachtung reiner Stoff-Systeme zu beschränken.

## Energie (Mehr-) Bedarf für CCC und CCS

### Abscheidung von $\text{CO}_2$ (CCC - Carbon capture and concentration)

Der Energieaufwand zur Abscheidung („Capture“) hängt von dem  $\text{CO}_2$ -erzeugenden technischen Prozess (thermisches Kraftwerk, Erdgasaufbereitung, Zementherstellung, etc.) sowie von der Abscheide-Technik (z.B. Amin-Wäsche, Membranverfahren) und der erforderlichen Reinheit des  $\text{CO}_2$ -Gases ab und kann nicht allgemein angegeben werden.

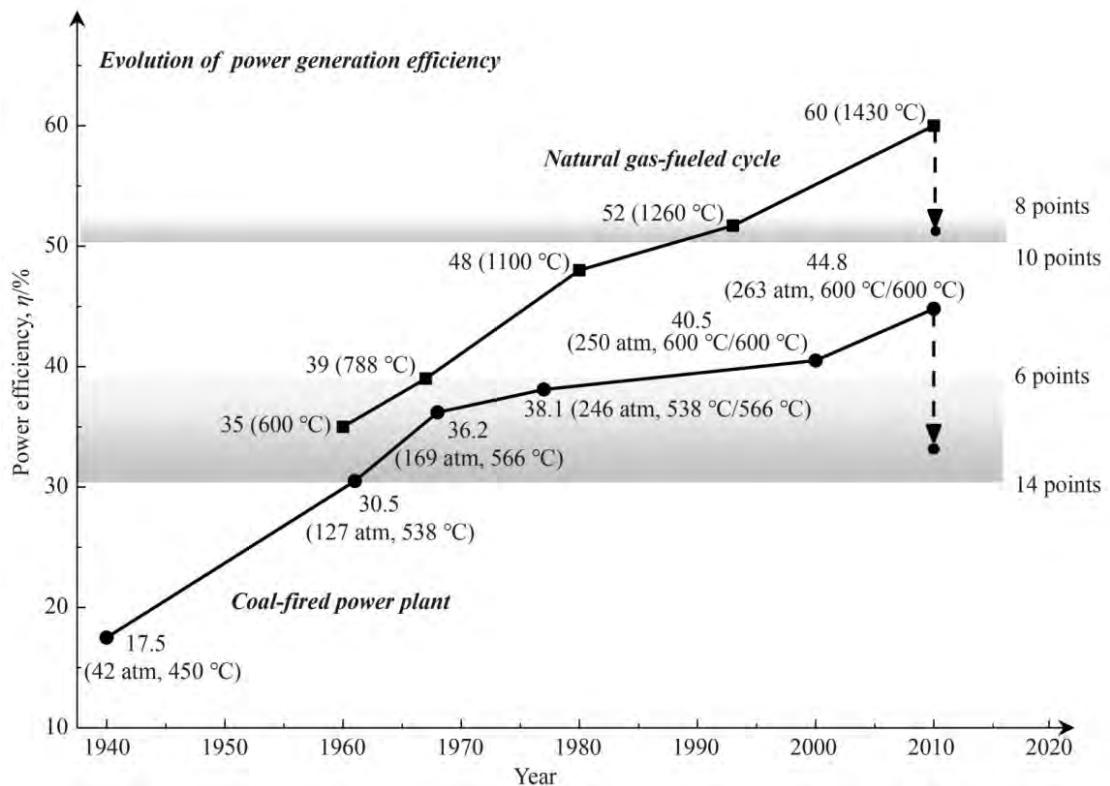
Die Abscheidung von  $\text{CO}_2$  in technischen Prozessen ist auch nie vollständig. Erreichbare Abscheidungsgrade liegen meistens zwischen 80 Prozent und 95 Prozent (Kuckshinrichs et al., 2010), so dass auch bei CCS in der Praxis erhebliche Rest-Emissionen von 5 Prozent bis 20 Prozent  $\text{CO}_2$  bleiben, die weiterhin in der Atmosphäre ankommen („ $\text{CO}_2$ -Schlupf“). Diese Tatsache wird bei CCS meistens übersehen bzw. verschwiegen.

Bei fossil befeuerten thermischen Kraftwerken ist die Betrachtung der Wirkungsgrade und Wirkungsgrad-Verluste üblich, die aber „Definitionssache“ sind. Der Brutto-Wirkungsgrad eines Kraftwerkes bezieht sich meistens auf die gesamte Stromerzeugung. Beim Netto-Wirkungsgrad hingegen ist im Vergleich zum Brutto-Wirkungsgrad der Eigenverbrauch der Kraftwerke schon abgezogen. Oft wird in Kraftwerken auch Prozessdampf ausgekoppelt und genutzt, dann wird statt der elektrischen Leistung die Exergie (nutzbare Energie) betrachtet. Moderne Gas-und-Dampf-Kraftwerke können Brutto-Wirkungsgrade bis zu 63 Prozent bei vergleichsweise niedrigen Emissionen (ca. 450 g  $\text{CO}_2\text{-eq/kWh}$ ) erzielen. Die Wirkungsgrad-Verluste werden heute üblicherweise in verlorenen Prozentpunkten beim Wirkungsgrad („Penalties“) angegeben.

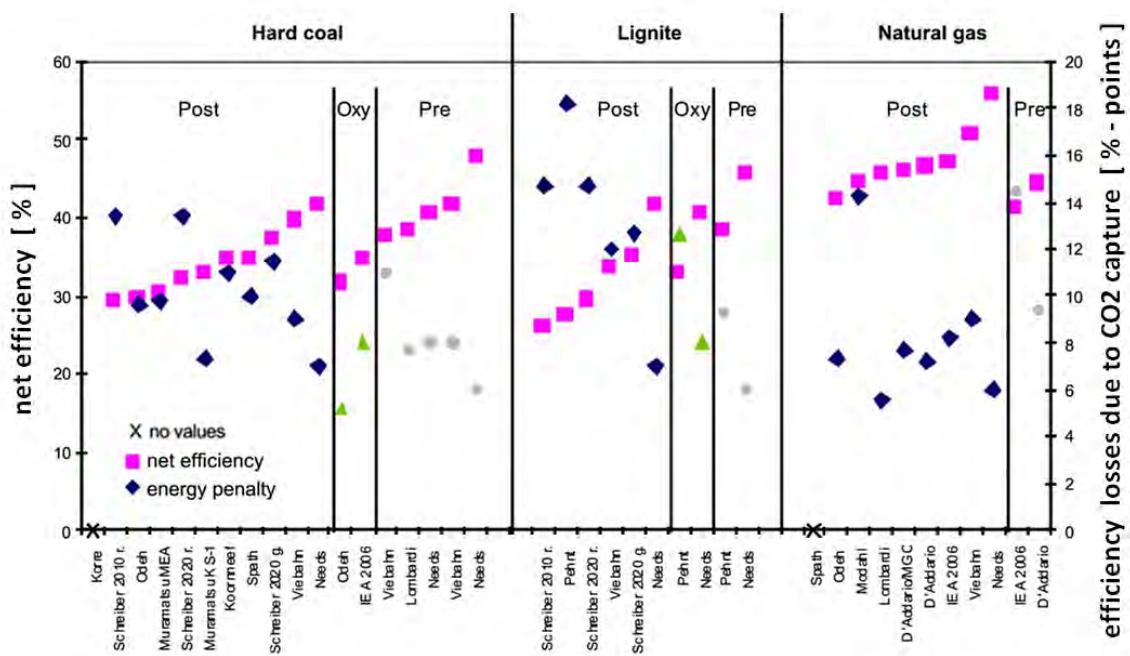
In den **Abbildungen 54 und 55** werden einige Beispiele vorgestellt.

Durch das Penalty-Konzept wird die Konsequenz des Energie-Defizits leider nicht voll erkennbar. Um die Energie-Nachfrage weiterhin bedienen zu können, müssen nämlich die Erzeugungskapazitäten vergrößert werden um die Effizienz-Verluste des Kraftwerks auszugleichen und zusätzlich auch die Energie für die weitere CCS-Kette (hauptsächlich Kompression; s.u.) bereit zu stellen.

Allein schon die  $\text{CO}_2$ -Abscheidung (ohne Kompression und Transport) führt in wenig effizienten Kohle-Kraftwerken bereits zu fast einer Halbierung der Netto-Leistung, und selbst bei hoch-effizienten Gaskraftwerken fällt die Netto-Leistung um mehr als ein Zehntel (**Abbildung 55**).

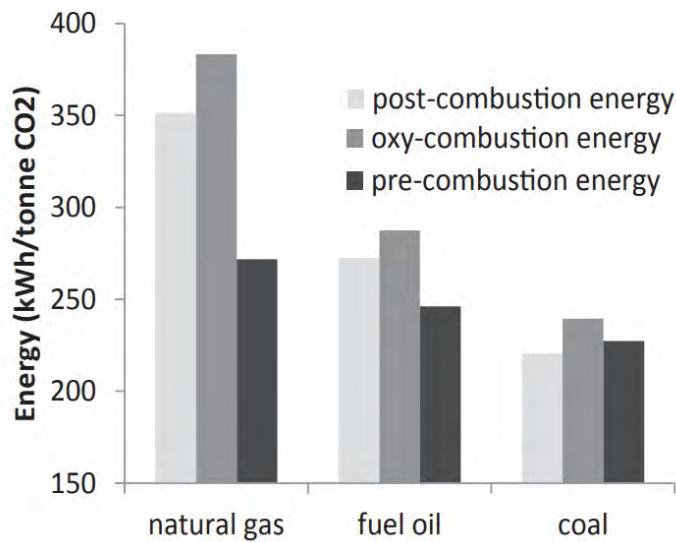


**Abbildung 54** – Entwicklung der Bruttowirkungsgrade fossiler Kraftwerke und Wirkungsgrad-Verluste (Penalties, in Prozent-Punkten) durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung. Quelle: Zheng et al. (2023)



**Abbildung 55 –** Netto-Energieeffizienz (rosa Quadrate) einiger Steinkohle-, Braunkohle- und Gas-Kraftwerke, sowie Effizienzverluste (blaue Rauten) durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCC), in Prozent-Punkten (rechte Ordinate), für Post-Combustion, Oxyfuel- und Pre-Combustion Verfahren. Quelle: nach Marx et al. (2011)

Der spezifische Energiebedarf (kWh/t CO<sub>2</sub>) für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung ist in Gas-Kraftwerken höher als bei Kohlekraftwerken, weil die CO<sub>2</sub>-Konzentrationen in den Abgasen unterschiedlich hoch sind (Gas 4 Prozent CO<sub>2</sub>, Kohle 11 Prozent CO<sub>2</sub>).



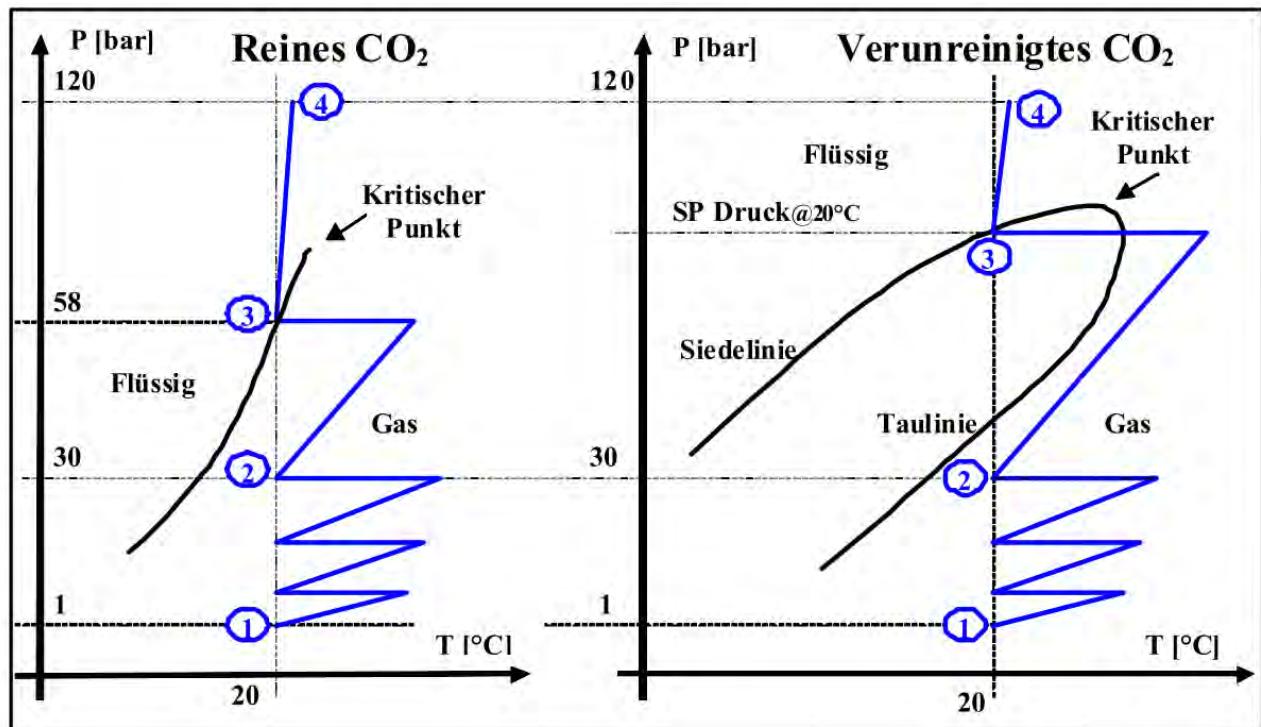
**Abbildung 56** – Energieaufwand zur Abscheidung (CCC) von CO<sub>2</sub> für die verschiedenen Verfahren und fossilen Brennstoffe. Quelle: nach Vasudevan et al. (2016)

Absolute Zahlen für den Energiebedarf bestimmter Anlagen sind selten zu finden. Vasudevan et al. (2016) haben repräsentative Angaben zu verschiedenen Abscheidungs-Verfahren und fossilen Brennstoffen abgeleitet (**Abbildung 56**).

Im Vergleich zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Kraftwerken und Industrieanlagen ist die Direct Air Capture (DAC), bei der von der CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Umgebungsluft (aktuell 424 ppm, oder 0.0424 Prozent CO<sub>2</sub>) ausgegangen wird, ganz ungünstig. Solange anderswo höher konzentrierte CO<sub>2</sub>-Emissionsströme anfallen, ist DAC reine Energieverschwendungen.

## Energieverbrauch für Kompression und Kühlung

Nach Abtrennung muss das CO<sub>2</sub> für den Transport verdichtet und gekühlt werden (Vgl. **Abbildung 57**), wodurch ein weiterer Energieeinsatz erforderlich ist, der bei den Wirkungsgrad-Verlusten in Kraftwerken noch nicht berücksichtigt ist. Die Verdichtung erfolgt durch Kompressoren, die in mehreren (bis 8) Stufen das Gas komprimieren und nach jeder Stufe die Kompressionswärme abführen, also kühlen.

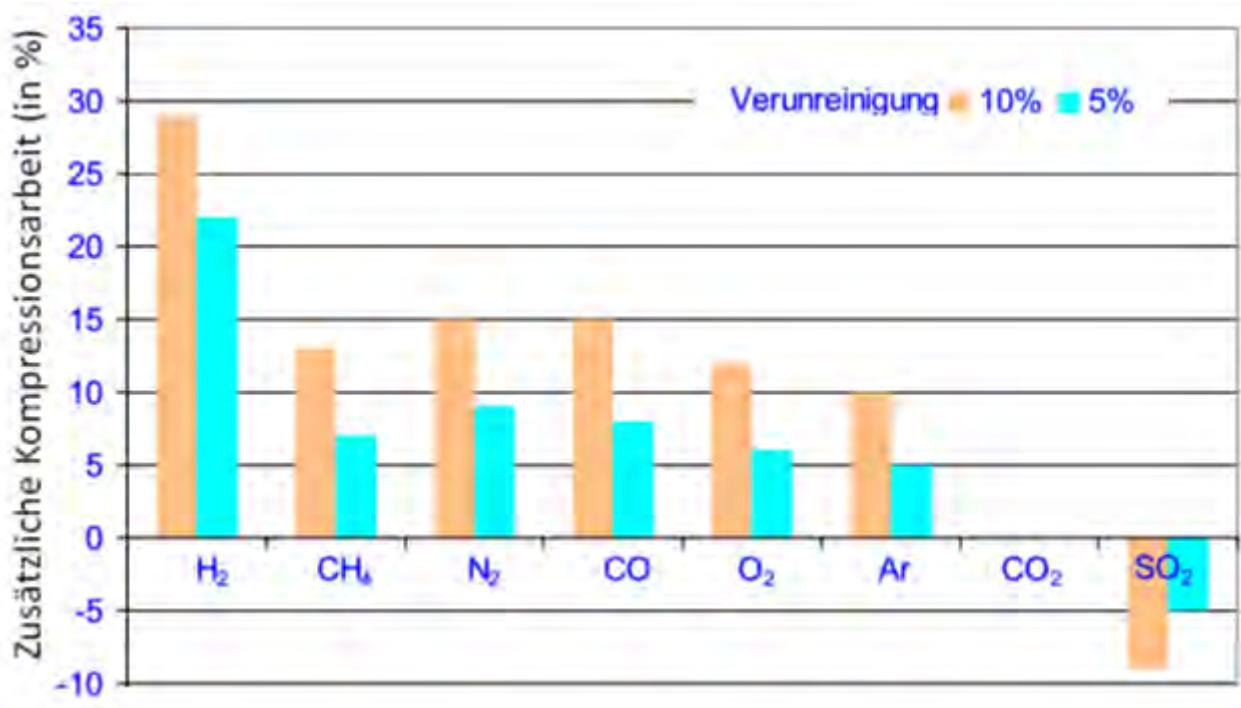


**Abbildung 57** – Kompression eines reinen (links) und verunreinigten (rechts) CO<sub>2</sub>-Stroms. Vor der Druckerhöhung von ③ nach ④ muss die Gasphase vollständig kondensiert werden.

Quelle: (Kuckshinrichs et al., 2010)

Typische Werte für die CO<sub>2</sub>-Kompression auf Drücke für den Pipeline-Transport (>90 bis 180 bar) liegen in der Spanne von 80 bis 120 kWh<sub>e</sub> pro Tonne CO<sub>2</sub> (Jackson und Brodal, 2019). Für die Verdichtung von reinem CO<sub>2</sub> auf beispielsweise 120 bar und eine Dichte von 564 kg/m<sup>3</sup> werden 89 kWh/t verbraucht (Kuckshinrichs et al., 2010).

Enthält das CO<sub>2</sub> Fremdgase, so ist bei der Kompression ein Zwei-Phasen-Gebiet zu durchlaufen (**Abbildung 57**) und der Energiebedarf ist höher (**Abbildung 58**).



**Abbildung 58** – Zusätzliche Kompressionsarbeit zur Verdichtung von CO<sub>2</sub> auf 120 bar bei Verunreinigungen mit Fremdgasen. Quelle: Nach Castillo, 2009

Orientierende Angaben für den Energiebedarf von CCS für die gesamte Prozesskette sind in **Tabelle 4** enthalten, wobei real erreichte Werte den theoretischen Mindestwerten gegenüber gestellt sind. Die Differenzen sind ein Indikator für das technologische Optimierungspotential.

**Tabelle 4 - Energieverbrauch bei CCS (kWh / Tonne CO<sub>2</sub>) nach James (2023)**

	Abtrennung (theoretisches Minimum)	Kompression 110 bar (theoretisches Minimum)	Summe (theoretisches Minimum)	Realität
Kohle-Kraftwerke	43	61	104	250
Gas-Kraftwerke	70	61	131	350
DAC	130	61	191	2000 ... 3000

## Quellenangaben

Alnes H, Eiken O, Nooner S, Sasagawa G, Stenvold T und Zumberge M (2011) Results from Sleipner gravity monitoring: updated density and temperature distribution of the CO<sub>2</sub> plume. Energy Procedia 4(2011), 5504-5511. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.536>

Arfai J, Franke D, Lutz R, Reinhardt L, Kley J, Gaedicke C (2018) Rapid Quaternary subsidence in the northwestern German North Sea. Scientific Reports (2018) 8:11524, DOI:10.1038/s41598-018-29638-6

Arts R, Chadwick A, Eiken O (2010) Thirteen years' experience of monitoring CO<sub>2</sub> injection in the Utsira Sand at Sleipner, offshore Norway. TNO, Bochum, 19 March 2010. [http://www.ccs-workshop.dmt.de/download/Arts\\_CCS\\_at\\_Sleipner.pdf](http://www.ccs-workshop.dmt.de/download/Arts_CCS_at_Sleipner.pdf)

Azin R, Mahmoudy M, Mostafa S, Raad J, Osfouri S (2013) Measurement and modeling of CO<sub>2</sub> diffusion coefficient in Saline Aquifer at reservoir conditions. Cent. Eur. J. Eng. 3(4): 585-594. DOI: 10.2478/s13531-012-0069-2

Barabasch J, Schmatz J, Klaver J, Schwedt A und Urai J (2023) Large grain-size-dependent rheology contrasts of halite at low differential stress: evidence from microstructural study of naturally deformed gneissic Zechstein 2 rock salt (Kristallbrockensalz) from the northern Netherlands. Solid Earth. 14. 271–291. 10.5194/se-14-271-2023.

Bénézeth P, Palmer D, Anovitz L, Horita J (2007) Dawsonite synthesis and reevaluation of its thermodynamic properties from solubility measurements: Implications for mineral trapping of CO<sub>2</sub>. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2007

BMWK (29.05.2024) Pressemitteilung – Klimaschutz, Kabinett macht Weg frei für CCS in Deutschland. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/05/20240529-entscheidung-ccs-industrie-deutschland.html>

Bruun-Lydersen Ida (2013) Fluid leakage assessment of the overburden structure at the Sleipner CO<sub>2</sub> storage site. Master thesis in energy, climate and environment. EOM-3901, Faculty of science and technology, Department of Geology, University of Tromsø.

Castillo R (2009) Technical evaluation of CO<sub>2</sub> compression and purification in CCS power plants. 4th Int. Conf. on Clean Coal Technologies. Dresden.

Cavanagh A (2013) Benchmark calibration and prediction of the Sleipner CO<sub>2</sub> plume from 2006 to 2012. Energy Procedia 37 ( 2013 ) 3529 – 3545. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.246

Cavanagh A und Haszeldine S (2014) The Sleipner storage site: Capillary flow modeling of a layered CO<sub>2</sub> plume requires fractured shale barriers within the Utsira Formation. International Journal of Greenhouse Gas Control 21 (2014) 101–112. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.11.017>

Chadwick R und Noy (2015). Underground CO<sub>2</sub> storage: Demonstrating regulatory conformance by convergence of history-matched modeled and observed CO<sub>2</sub> plume behavior using Sleipner time-lapse seismics. Greenhouse Gases: Science and Technology. 5:305-322. DOI: 10.1002/ghg.1488.

Chadwick R, Marchant B, Williams G (2014) CO2 storage monitoring: leakage detection and measurement in subsurface volumes from 3D seismic data at Sleipner. Energy Procedia 63 ( 2014 ) 4224 – 4239.

[https://www.researchgate.net/publication/272380372\\_CO2\\_storage\\_monitoring\\_Leakage\\_detection\\_and\\_measurement\\_in\\_subsurface\\_volumes\\_from\\_3D\\_seismic\\_data\\_at\\_Sleipner](https://www.researchgate.net/publication/272380372_CO2_storage_monitoring_Leakage_detection_and_measurement_in_subsurface_volumes_from_3D_seismic_data_at_Sleipner)

Chadwick R und Eiken O (2013) Chapter 10 - Offshore CO2 storage: Sleipner natural gas field beneath the North Sea. Editor(s): Jon Gluyas, Simon Mathias: Geological Storage of Carbon Dioxide (CO2). Woodhead Publishing, 2013, Pages 227-253.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857094278500101>

Chadwick R, 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. Nottingham, UK, British Geological Survey, 267pp. (British Geological Survey Occasional Publication, 14).<https://core.ac.uk/download/pdf/63085.pdf>

Chadwick R, Holloway S, Kirby G, Gregersen U, Johannessen P (2000). The Utsira Sand, Central North Sea – An assessment of its potential for regional CO2 disposal.

<https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=154227caf1eb473931563386e61a6babdb03bd88>

CO2 DataShare (2024) Sleipner 4D Seismic Dataset.

<https://co2datashare.org/dataset/sleipner-2019-benchmark-model>

CORDIS (2018) Neue Membranntechnologie für effiziente CO2-AbscheidungForschungsergebnisse der EU. (Letzte Aktualisierung 29 Juni 2018) <https://cordis.europa.eu/article/id/231865-new-membrane-technology-for-efficient-carbon-capture/de?format=pdf>

Crockford P and Telmer K (2009) Exploring the Fate of CO2 at British Columbia's planned Fort Nelson Carbon Capture and Storage Project; Geoscience Reports 2009, BC Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, pages 1–4. [https://www.researchgate.net/figure/Graphic-depiction-of-CO-2-density-changes-with-depth-Figure-taken-from-CO-2-CRC-2008\\_fig3\\_259487433](https://www.researchgate.net/figure/Graphic-depiction-of-CO-2-density-changes-with-depth-Figure-taken-from-CO-2-CRC-2008_fig3_259487433)

DeHaan D, von Benda-Beckmann S, Geelhoed S, Lagerveld S (2015) Potential effects of seismic surveys on harbour porpoises. (IMARES - Institute for Marine Resources & Ecosystem Studies). Report number C126/15. 57 S.

[https://www.researchgate.net/publication/341901610\\_Potential\\_effects\\_of\\_seismic\\_surveys\\_on\\_harbour\\_porpoises](https://www.researchgate.net/publication/341901610_Potential_effects_of_seismic_surveys_on_harbour_porpoises)

DePaoli M (2023) Convective mixing in porous media: a review of Darcy, pore-scale and Hele-Shaw studies. Eur. Phys. J. E (2023) 46:129

Deutschlandfunk Kultur (2018) Nordseeinsel im Wandel. Land in Sicht für Helgoland <https://www.deutschlandfunkkultur.de/nordseeinsel-im-wandel-land-in-sicht-fuer-helgoland-100.html>

Doornenbal H and Stevenson A (Editors) (2010) Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. ISBN 978-90-73781-61-0. EAGE Publications b.v. (Houten)

Dubacq B, Bickle M, Evans K (2013) An activity model for phase equilibria in the H<sub>2</sub>O–CO<sub>2</sub>–NaCl system. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 110:229–252  
[https://espace.curtin.edu.au/bitstream/20.500.11937/8063/2/196580\\_196580.pdf](https://espace.curtin.edu.au/bitstream/20.500.11937/8063/2/196580_196580.pdf)

ECO2 (2019) ECO2 - Sub-seabed CO<sub>2</sub> Storage: Impact on Marine Ecosystems. ECO2 project number: 265847 Deliverable Number D14.1: Best Practice Guidance for Environmental Risk Assessment for offshore CO<sub>2</sub> geological storage; WP14; lead beneficiary no 16 (DNVGL) (<https://www.eco2-project.eu/home.html>)

Efika E, Hoballah R, Li X, May E, Nania M, Sanchez-Vicente Y und Trusler M (2016) Saturated phase densities of (CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O) at temperatures from (293 to 450) K and pressures up to 64 MPa. *The Journal of Chemical Thermodynamics*, 93. pp. 347–359. ISSN 0021-9614.  
<http://nrl.northumbria.ac.uk/id/eprint/41340/>

Eidvin T, Riis F, Rasmussen E (2014) Oligocene to Lower Pliocene deposits of the Norwegian continental shelf, Norwegian Sea, Svalbard, Denmark and their relation to the uplift of Fennoscandia: A synthesis. *Marine and Petroleum Geology* 56 (2014) 184–221

Equinor (2024a) CCS: Carbon capture and storage — making net zero possible.  
<https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/2b3e639498e5b44aacf89520b919052cba4930ba.pdf?Equinor-ccs-brochure-140923.pdf>

Equinor (2024b) Sleipner Area. <https://www.equinor.com/energy/sleipner>

Equinor (2024c) Annual reports archive. <https://www.equinor.com/investors/annual-reports-archive>

Ehrhardt A, Barckhausen U, Behrens T, Demir Ü, Ebert T, Engels M, Hahn B, Kuhlmann G, Schnabel M, Steinborn P, Stück H (2021) High Resolution Reflection Seismic Imaging of the Cenozoic Barrier Structures of the West-Schleswig Block and the Fluid Migration System of the blowout structure 'Figge Maar'. MARIA S.MERIAN-Berichte, Cruise No. MSM 97 (GPF 20-3\_085) 13.11.2020–25.11.2020, GeoHifi

Espinoza D and Santamarina J (2012) Clay interaction with liquid and supercritical CO<sub>2</sub>: The relevance of electrical and capillary forces. *Int. J. Greenh. Gas Control* 10, 351–362.  
doi:10.1016/j.ijggc.2012.06.020

Fuhrmann A, Knopf S, Thöle H, Kästner F, Ahlrichs N, Stück H, Schlieder-Kowitz A, Kuhlmann G (2024) CO<sub>2</sub> storage potential of the Middle Buntsandstein Subgroup – German sector of the North Sea. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 136: 1-19

Furre A, Warchał M, Alnes H and Pontén A (2024) Sleipner 26 years: how well-established subsurface monitoring work processes have contributed to successful offshore CO<sub>2</sub> injection. *Geoenergy*, 2:1-15. <https://doi.org/10.1144/geoenergy2024-015>

Furre A, Eiken O, Alnes H, Nesland Vevatne, J, Kiær A (2017) 20 years of monitoring CO<sub>2</sub> -injection at Sleipner. 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14–18 November 2016, Lausanne, Switzerland. *Energy Procedia* 114 ( 2017 ) 3916 – 3926

Gaurina-Međimurec N (2010) The influence of CO<sub>2</sub> on well cement. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik* Vol. 22 str. Zagreb, 2010

<https://www.researchgate.net/publication/49600704> THE INFLUENCE OF CO2 ON WELL CEMENT

GPDN (2014) Geopotential Deutsche Nordsee. <https://www.geopotenzial-nordsee.de>

GEOSTOR (2021) <https://geostor.cdrmare.de>

GEOSTOR (2022) Haeckel M: Environmental Risks. - Impacts of acoustic noise on harbour porpoises.

[https://geostor.cdrmare.de/wp-content/uploads/sites/6/2022/06/GEOSTOR\\_Umweltrisiken\\_Haeckel\\_GEOMAR\\_Beiratssitzung\\_052022.pdf](https://geostor.cdrmare.de/wp-content/uploads/sites/6/2022/06/GEOSTOR_Umweltrisiken_Haeckel_GEOMAR_Beiratssitzung_052022.pdf)

GEOSTOR (2023a) Wuttke F, Aji B: Risk of leakage at natural structures and boreholes (BGR, GEOMAR). CO2-induced processes in the subsurface and leakage mitigation (GEOMAR), Sept. 2023.

GEOSTOR (2023b) Bense F, Fuhrmann A, Jähne-Klingberg F, Kästner F, Schlieder-Kowitz A, Kuhlmann G, Knopf S, Stück, H Thöle H, Zehner B: GEOSTOR TP 2: Geologische Charakterisierung von Speicherformationen

GEOSTOR (2024a) Wallmann K: Einleitung zur Beiratssitzung, 18. April 2024

GEOSTOR (2024b) Bense F, Fuhrmann A, Jähne-Klingberg F, Kästner F, Schlieder-Kowitz A, Kuhlmann G, Knopf S, Stück H, Thöle H: GEOSTOR – AP2 Geological evaluation CO2 storage potential in the German North Sea, 18. April 2024

GEOSTOR (2024c) Schmid F, Schwenk A, Abbas A, Klischies M, Veloso M, Myagotin A, Hennemann F: GEOSTOR TP 4 Seismic monitoring - recent and planned activities, 18. April 2024

GEOSTOR "Insights" (2024) CO2 -Speicherung tief unter der deutschen Nordsee: Die sieben wichtigsten Erkenntnisse aus der GEOSTOR-Forschung. 4. Juli 2024 [https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2024/06/insights\\_GEOSTOR\\_240626.pdf](https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2024/06/insights_GEOSTOR_240626.pdf)

Geluk M (2005) Stratigraphy and tectonics of PermoTriassic basins in the Netherlands and surrounding areas. PhD Thesis, Universiteit Utrecht ,171 S. ISBN 90-393-3911-2

Geluk M (2000) Late Permian (Zechstein) carbonate facies maps, the Netherlands. Netherlands Journal of Geosciences/Geologie en Mijnbouw 79: 17–27

Gkotsis P, Peleka E, Zouboulis A (2023) Membrane-Based Technologies for Post-Combustion CO2 Capture from Flue Gases: Recent Progress in Commonly Employed Membrane Materials. Membranes 2023, 13, 898. <https://doi.org/10.3390/membranes13120898>

Glaser M (2001) Genese der Erdgaslagerstätten der südlichen deutschen Nordsee. Dissertation, Universität Hamburg, 131 S.

Graversen, O. (2005). The Jurassic-Cretaceous North Sea Rift Dome and Associated Basin Evolution. [https://www.researchgate.net/figure/Upper-Cretaceous-isopach-map-of-the-North-Sea-redrawn-from-Ziegler-1990-The-Late\\_fig2\\_237114355](https://www.researchgate.net/figure/Upper-Cretaceous-isopach-map-of-the-North-Sea-redrawn-from-Ziegler-1990-The-Late_fig2_237114355)

Greenpeace (2009) Reality check on carbon storage. Recent developments in the Sleipner project and Utsira formation. Published by Greenpeace International, Amsterdam

Hajiw M (2015) Hydrate Mitigation in Sour and Acid Gases. PhD-thesis Chemical and Process Engineering. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2014. <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-01139496>

Hansen T, Clausen O, und Andresen K (2021) Thick- and thin-skinned basin inversion in the Danish Central Graben, North Sea – the role of deep evaporites and basement kinematics, *Solid Earth*, 12, 1719–1747, <https://doi.org/10.5194/se-12-1719-2021>

Harrison B (2022) Sleipner CO2 leakage shows risk of containment was underestimated - new risking method needed? <https://www.linkedin.com/pulse/co2-migration-out-sleipner-storage-structure-suggests-harrison-fei>

Hauber G (2023) Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Industry models or cautionary tales? Institute for Energy Economics and Financial Analysis ("IEEFA") <https://ieefa.org/resources/norways-sleipner-and-snohvit-ccs-industry-models-or-cautionary-tales>

HELCOM (2023) Current knowledge and knowledge gaps on threats to the Critically Endangered Baltic Proper harbour porpoise population (Action B8 under the Baltic Sea Action Plan). Helsinki Commission – HELCOM. 62 S.

Hellevang H, Aagaard P, Jahren J (2014) Can dawsonite permanently trap CO2 ? *Environmental Science and Technology*, 2005, 39, 8281-8287

Hewitt D, Neufeld J und Lister J (2014) High Rayleigh number convection in a three-dimensional porous medium. *J. Fluid Mech.* (2014), vol. 748, pp. 879–895. [doi:10.1017/jfm.2014.216](https://doi.org/10.1017/jfm.2014.216)

Hwang J und Pini R (2019) Supercritical CO2 and CH4 uptake by illite-smectite clay minerals. *Environ Sci Technol.* 2019 Oct 1;53(19):11588-11596. doi: 10.1021/acs.est.9b03638.

IPCC (2005) IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp

International Energy Agency (2008) Geologic Storage of Carbon Dioxide, Staying Safely Underground, CO2CRC (The Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies), booklet, January.

Isogai H und Nakagaki T (2022) Mechanistic analysis of post-combustion CO2 capture performance during amine degradation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 114: 1-13.

Jackson S, und Brodal E (2019) Optimization of the Energy Consumption of a Carbon Capture and Sequestration Related Carbon Dioxide Compression Processes. *Energies* 2019, 12, 1603; [doi:10.3390/en12091603](https://doi.org/10.3390/en12091603)

James B (2023) Energy Fundamentals of Carbon Capture. Press Release 02 Aug, 23 . <https://www.shareyourgreendesign.com/energy-fundamentals-of-carbon-capture/> <https://climate.benjames.io/energy-carbon-removal/>

Kampman N, Bickle M, Wigley M, Dubacq, B (2014) Fluid flow and CO2 –fluid–mineral interactions during CO 2 -storage in sedimentary basins. *Chemical Geology* 369: 22–50. <http://dx.doi.org/10.1016/j.chemgeo.2013.11.012>

Kestin J, Ezzat Khalifa H und Correia R (1981) Tables of the dynamic and kinematic viscosity of aqueous NaCl solutions in the temperature range 20–150 °C and the pressure range 0.1–35 MPa. Journal of Physical and Chemical Reference Data 10, 71 (1981); <https://doi.org/10.1063/1.555641>  
Published Online: 15 October 2009

Kneafsey T und Pruess K (2010) Laboratory Flow Experiments for Visualizing Carbon Dioxide-Induced, Density-Driven Brine Convection Transp Porous Med (2010) 82:123–139 DOI 10.1007/s11242-009-9482-2

Knox R, Bosch J, Rasmussen E, Heilmann-Clausen C, Hiss M, De Ligt I, Kasiński J, King C, Köthe A, Słodkowska B, Standke G & Vandenberghe N (2010) Cenozoic. In: Doornenbal, J.C. and Stevenson, A.G. (editors): Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v. (Houten): 211-223

Kotowicz J und Janusz-Szymańska K (2011) Selected methods to reduce energy consumption of carbon capture and storage installation in ultra-supercritical power plant. Archiwum Energetyki, tom XLI(2011), nr 3-4, 97–110

Krupp R (2010) Geologische Kurzstudie zu den Bedingungen und möglichen Auswirkungen der dauerhaften Lagerung von CO<sub>2</sub> im Untergrund.

[http://ccs-protest.de/20101118\\_klima\\_energie\\_ccs\\_studie.pdf](http://ccs-protest.de/20101118_klima_energie_ccs_studie.pdf)

<https://keinco2endlager.de/geologische-kurzstudie-zu-den-bedingungen-und-moeglichen-auswirkungen-der-dauerhaften-lagerung-von-co2-im-untergrund/>

[https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/Risiken-CCS-Nordsee-BUND.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/Risiken-CCS-Nordsee-BUND.pdf)

Krupp R (2011 a) Gutachten zur geplanten Kohlendioxid-Einlagerung (CCS) in der Antiklinal-Struktur Neutrebbin, Ostbrandenburg.

[https://www.barnim-oderbruch.de/fileadmin/\\_migrated/content\\_uploads/Geologisches\\_Gutachten\\_CCS\\_in\\_Ostbrandenburg\\_01.pdf](https://www.barnim-oderbruch.de/fileadmin/_migrated/content_uploads/Geologisches_Gutachten_CCS_in_Ostbrandenburg_01.pdf)

[https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/Gutachten-CCS-Neutrebbin.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/Gutachten-CCS-Neutrebbin.pdf)

Krupp R (2011 b) Geowissenschaftliche Kurzstudie zu CCS im Offshore-Bereich der deutschen Nordsee. [https://www.bund.net/fileadmin/user\\_upload\\_bund/publikationen/Risiken-CCS-Nordsee-BUND.pdf](https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/Risiken-CCS-Nordsee-BUND.pdf)

Krzywiec P, Peryt T, Kiersnowski H, Pomianowski P, Czapowski G, Kwolek K (2017) Permo-Triassic Evaporites of the Polish Basin and Their Bearing on the Tectonic Evolution and Hydrocarbon System, an Overview. Chapter 11. 243-261. In: Juan I. Soto, Joan F. Flinch, Gabor Tari (2017) Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins. Tectonics and Hydrocarbon Potential.

Kuckshinrichs W, Markewitz P, Linssen J, Zapp P, Peters M, Köhler B, Müller T, Leitner W (2010) Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO<sub>2</sub>. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 60. ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-89336-617-0

Kuhlmann Gesa (2004) High resolution stratigraphy and paleoenvironmental changes in the southern North Sea during the Neogene. An integrated study of Late Cenozoic marine deposits

from the northern part of the Dutch offshore area. Dissertation Universität Utrecht.  
<https://dspace.library.uu.nl/bitstream/handle/1874/2721/full.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Legoix L, Ruffine L, Donval J, Haeckel M (2017) Phase Equilibria of the CH4-CO2 Binary and the CH4-CO2-H2O Ternary Mixtures in the Presence of a CO2-Rich Liquid Phase. *Energies* 2017, 1-1

Li YingFeng, Yu YangXin, Zheng YuanXiang und Li JiDing (2012) Vapor–liquid equilibrium properties for confined binary mixtures involving CO<sub>2</sub> , CH<sub>4</sub> , and N<sub>2</sub> from Gibbs ensemble Monte Carlo simulations. *SCIENCE CHINA Chemistry*, 55(9): 1825–1831. doi: 10.1007/s11426-012-4724-5  
[https://www.researchgate.net/publication/257683633\\_Vapor-liquid equilibrium properties for confined binary mixtures involving CO<sub>2</sub> CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub> from Gibbs ensemble Monte Carlo simulations](https://www.researchgate.net/publication/257683633_Vapor-liquid equilibrium properties for confined binary mixtures involving CO2 CH4 and N2 from Gibbs ensemble Monte Carlo simulations)

Liu Qi, Benitez M, Xia Z und Santamarina J (2022) Pore-scale phenomena in carbon geological storage (Saline aquifers—Mineralization—Depleted oil reservoirs). *Frontiers in Energy Research*. 10. 979573. 10.3389/fenrg.2022.979573.

Lindeberg E, Vuillaume J und Ghaderi A (2009) Determination of the CO<sub>2</sub> storage capacity of the Utsira formation. *Energy Procedia* 1:2277-2284

Lloyd C, Huuse M, Barrett B und Newton A (2021) Regional Exploration and Characterisation of CO<sub>2</sub> Storage Prospects in the UtsiraSkade Aquifer, North Viking Graben, North Sea. *Earth Sci. Syst. and Soc.* 1:10041. doi: 10.3389/esss.2021.10041

Løvseth S (2016) Gas or liquid: new CO<sub>2</sub> mixture property knowledge needed for efficient and robust CCS. SINTEF blog, January 6, 2016. <https://blog.sintef.com/sintefenergy/ccs/co2-mixture-property-knowledge-needed/>

Lott G, Wong T, Dusar M, Andsbjerg J, Mönnig E, Feldman-Olszewska A und Verreussel R (2010) Jurassic. In: Doornenbal, J.C. and Stevenson, A.G. (editors): *Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area*. EAGE Publications b.v. (Houten): 175-193

Martín D, Aparicio P, García S, Maroto-Valer M M (2022) Mixed-Layer Illite-Smectite Illitization under Supercritical CO<sub>2</sub> Conditions. *Appl. Sci.* 2022, 12,11477.  
<https://doi.org/10.3390/app122211477>

Marx J, Schreiber A, Zapp P, Haines M, Hake J-Fr und Gale J (2011) Environmental evaluation of CCS using Life Cycle Assessment—A synthesis report. *Energy Procedia* 4(12):2448-2456,  
[DOI:10.1016/j.egypro.2011.02.139](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.139)

Meyer R, van Wijk J und Gernigon L (2007) The North Atlantic Igneous Province: A review of models for its formation, in Foulger, G.R., and Jurdy, D.M., eds., *Plates, plumes, and planetary processes: Geological Society of America Special Paper* 430, p. 525–552, doi: 10.1130/2007.2430(26).[https://www.mantleplumes.org/WebDocuments/Meyer\\_P%5E4Ch26.pdf](https://www.mantleplumes.org/WebDocuments/Meyer_P%5E4Ch26.pdf)

Mindat (2024) Dawsonite. <https://www.mindat.org/min-1240.html>

Nachtmann K, Baum S, Falk O (2018) Biogas-Aufbereitung zu flüssigem Methan und festem Kohlendioxid zur Steigerung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit bestehender Biogasanlagen. Conference: 11. Biogas Innovationskongress, Osnabrück, Deutsche Bundesstiftung Umwelt  
[https://www.researchgate.net/figure/Abbildung-1-Phasendiagramm-fuer-das-System-Kohlendioxid-Methan-A-kritischer-Punkt-CH4\\_fig1\\_325734647](https://www.researchgate.net/figure/Abbildung-1-Phasendiagramm-fuer-das-System-Kohlendioxid-Methan-A-kritischer-Punkt-CH4_fig1_325734647)

Nazarian B und Furre A (2022) Simulation Study of Sleipner Plume on Entire Utsira Using A Multi-Physics Modelling Approach. 16 th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-16, Lyon, France

Neufeld J, Hesse M, Riaz A, Hallworth M, Tchelepi H und Huppert H (2010) Convective dissolution of carbon dioxide in saline aquifers, *Geophys. Res. Lett.*, 37, L22404, doi:10.1029/2010GL044728.

Nimtz M (2016) Modellierung des Pipelinetransportes von CO<sub>2</sub> -reichen Fluiden. Dissertation, Brandenburgische Technische Universität Cottbus–Senftenberg.

NORLEX - Norwegian Interactive Offshore Stratigraphic lexicon. Naturhistorisk museum/NORLEX <https://nhm2.uio.no/norges/litho/utsira.php>

Norsk Petroleum (2024) Everything you need to know about Norwegian petroleum activities. <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/business-arrangement-areas/sleipner-ost-unit/>

NUMIS Kartenserver (2024) Salzstrukturen in Norddeutschland (WMS). Das Niedersächsische Umweltportal. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz [https://numis.niedersachsen.de/kartendienste?lang=de&topic=naturlandschaft&E=708411.04&N=7336587.70&zoom=9&bgLayer=maps\\_omniscal\\_e\\_net\\_osm\\_webmercator\\_1&layers=58361fb585b31551298725ff3dd2a6c0](https://numis.niedersachsen.de/kartendienste?lang=de&topic=naturlandschaft&E=708411.04&N=7336587.70&zoom=9&bgLayer=maps_omniscal_e_net_osm_webmercator_1&layers=58361fb585b31551298725ff3dd2a6c0)

Ocean Care (2024a) The impacts of underwater noise on marine life. [https://www.oceancare.org/en/stories\\_and\\_news/underwater-noise-impacts/](https://www.oceancare.org/en/stories_and_news/underwater-noise-impacts/)

Ocean Care (2024b) Who pollutes the ocean with noise? [https://www.oceancare.org/en/stories\\_and\\_news/ocean-noise-polluters/](https://www.oceancare.org/en/stories_and_news/ocean-noise-polluters/)

OSPAR ( 2024) Underwater Noise Thematic Assessment. <https://oap.ospar.org/en/ospar-assessments/quality-status-reports/qsr-2023/thematic-assessments/underwater-noise/>

Patruno S, Kombrink H, Archer S (2021) Cross-border stratigraphy of the Northern, Central and Southern North Sea: a comparative tectono-stratigraphic megasequence synthesis. *Geological Society London Special Publications*. SP494-2020. 10.1144/SP494-2020-228. <https://www.lyellcollection.org/doi/full/10.1144/sp494-2020-228>

Patton H, Hubbard A, Andreassen K, Auriac A, Whitehouse P, Stroeven A, Shackleton C, Winsborrow M, Heyman J, Hall A (2017) Deglaciation of the Eurasian ice sheet complex. *Quaternary Science Reviews*, Volume 169: 148-172

Perera P, Deng H, Schuck J und Gilbert B (2018) Diffusivity of Carbon Dioxide in Aqueous Solutions under Geologic Carbon Sequestration Conditions. *J.Phys.Chem. B* DOI: 10.1021/acs.jpcb.8b00802 Publication Date (Web): 27 Mar 2018. Downloaded from <http://pubs.acs.org> on March 31, 2018

Poulain M, Messabeb H, Lach A, Contamine F, Cézac P, Serin J, Dupin J und Martinez H (2019) Experimental Measurements of Carbon Dioxide Solubility in Na–Ca–K–Cl Solutions at High Temperatures and Pressures up to 20 MPa. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 2019, 64 (6), pp.2497-2503. ff10.1021/acs.jced.9b00023ff. ffhal-02145394f

Privat R, Jean-Noël J (2014) Predicting the Phase Equilibria of Carbon Dioxide Containing Mixtures Involved in CCS Processes Using the PPR78 Model. In: Claudia do Rosario Vaz Morgado and Victor Paulo Pecanha Esteves (Eds.) CO<sub>2</sub> Sequestration and Valorization. InTech. doi:10.5772/57058. <https://www.intechopen.com/chapters/45945#>

Qu X, Zhang Y, Li Q, Du T, Li X (2022) Geological features and occurrence conditions of dawsonite as a main Carbon-Fixing mineral. Alexandria Engineering Journal (2022) 61: 2997 – 3011.  
<https://doi.org/10.1016/j.aej.2021.08.022>

Ringrose P (2020) CO2 Storage Project Design and Strategy for Global Scale-Up. GeoScience and GeoEnergy Webinar Series 4th June 2020. <https://www.youtube.com/watch?v=ETALqgtagaE>

Ringrose P (2021) ETH CO2 Storage Course 21B – Ringrose.  
<https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mavt/process-engineering/separation-processes-laboratory-dam/documents/education/CCSnotes/2021/Week6/Lecture06B.pdf>

Schütte H (2005) Geologische Formationen für die Speicherung von Druckluft im küstennahen Raum der Nord und Ostsee. 5. dena-EnergieForum „Druckluftspeicherkraftwerke“ am 08.09.2005, Berlin.

Skalmeraas O (2016) Sleipner – 20 years of successful storage operations and key learning for future projects. CSLF Workshop in association with the Carbon Capture and Storage Association, Wednesday 29 June 2016 <https://fossil.energy.gov/archives/cslf/sites/default/files/documents/london2016/Skalmeraas-Sleipner-Workshop-Keynote-London0616.pdf>

Sokkeldirektoratet (2024a) CO2 atlas for the Norwegian Continental Shelf  
<https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/co2-atlases/co2-atlas-for-the-norwegian-continental-shelf/>

Sokkeldirektoratet (2024b) (<https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/co2-atlases/co2-atlas-for-the-norwegian-continental-shelf/4-the-norwegian-north-sea/4.2-storage-options-in-the-north-sea/4.2.1-saline-aquifers/introduction/>)

Span R und Wagner W (1996) A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa. J.Phys.Chem.Ref.Data. 25(6) 1509-1596

Thöle Hauke, Kuhlmann G, Lutz R, Gaedicke C (2016) Late Cenozoic submarine slope failures in the southern North Sea – Evolution and controlling factors. Marine and Petroleum Geology. 75. 10.1016/j.marpetgeo.2016.04.028.

The Engineering ToolBox (2024) Water - Dynamic (Absolute) and Kinematic Viscosity vs. Temperature and Pressure. Free online calculator - figures and tables with viscosity of water at temperatures ranging 0 to 360°C (32 to 675°F) - Imperial and SI Units.

[https://www.engineeringtoolbox.com/water-dynamic-kinematic-viscosity-d\\_596.html](https://www.engineeringtoolbox.com/water-dynamic-kinematic-viscosity-d_596.html)

Thöle H, Bense F, Stück H und Jähne-Klingberg F (2022) Potentiale des unterirdischen Speicher- und Wirtschaftsraumes im Norddeutschen Becken. Abschlussbericht Teilprojekt 6: 3D-Strukturmodell der Deutschen Nordsee. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). 112 S., Hannover

Umweltbundesamt (2024a), Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2022 (Stand 03/2024) , für 2023 vorläufige Daten (Stand 15.03.2024)

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>

Umweltbundesamt (2024b) Kraftwerke: konventionelle und erneuerbare Energieträger. (Stand: 02.04.2024) <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#wirkungsgrade-fossiler-kraftwerke>

Umweltbundesamt (2022) Die Treibhausgase. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>

United Nations (2014) Framework Convention on Climate Change. United Nations FCCC, 31. Januar 2014

USGS (2024) PHREEQC. A Computer Program for Speciation, Batch-Reaction, One-Dimensional Transport, and Inverse Geochemical Calculations. By David L. Parkhurst and C.A.J. Appelo. US Geological Survey. <https://water.usgs.gov/water-resources/software/PHREEQC/documentation/phreeqc3-html/phreeqc3-84.htm>

van Helmond N (2010) Palynological and organic geochemical characterization of marine and terrestrial Early Pleistocene climate in northwest Europe. MSc. Thesis, Universität Utrecht.

Vasudevan S, Farooq S, Karimi I, Saeys M, Quah M und Agrawal R (2016) Energy penalty estimates for CO2 capture: Comparison between fuel types and capture-combustion modes. Energy 103 (2016) 709-714. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.154>

Wallmann K, Löschke S und das GEOSTOR-Konsortium (2024) CDRmare Insights: CO2-Speicherung tief unter der deutschen Nordsee: Die sieben wichtigsten Erkenntnisse aus der GEOSTOR-Forschung, pp. 1-8, DOI 10.3289/CDRmare.36

Wallmann K (2024) GEOSTOR: Submarine Kohlendioxid Speicherung in Geologischen Formationen der Deutschen Nordsee. Einleitung zur Beiratssitzung, Klaus Wallmann, 18. April 2024

Wallmann K (2022) GEOSTOR: CO2 storage in geological formations of the German EEZ in the North Sea.

[https://geostor.cdrmare.de/wp-content/uploads/sites/6/2022/06/GEOSTOR\\_Ueberblicksvortrag\\_Wallmann\\_Beiratssitzung\\_052022.pdf](https://geostor.cdrmare.de/wp-content/uploads/sites/6/2022/06/GEOSTOR_Ueberblicksvortrag_Wallmann_Beiratssitzung_052022.pdf)

Wang J, Ryan D, Anthony E, Wildgust N, Aiken T (2011) Effects of Impurities on CO2 Transport, Injection and Storage. Energy Procedia 4 (2011) 3071–3078

Westman S, Stang J, Løvseth S, Austegard A, Snustad I und Ertesvåg I (2016) Vapor-liquid equilibrium data for the carbon dioxide and oxygen (CO2 + O2 ) system at the temperatures 218, 233, 253, 273, 288 and 298 K and pressures up to 14 MPa. Fluid Phase Equilibria, Volume 421, 15 August 2016, Pages 67-87. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2016.04.002>

Wikipedia (2024) Überkritisches Kohlenstoffdioxid. [https://de.wikipedia.org/wiki/%C3%9Cberkritisches\\_Kohlenstoffdioxid](https://de.wikipedia.org/wiki/%C3%9Cberkritisches_Kohlenstoffdioxid)

Wikipedia (2016) Nordsee. <https://de.wikipedia.org/wiki/Nordsee>

Wittek G (2001) Anmerkungen zum Thema „Wie laut sind die Ozeane?“ Deutsche Gesellschaft für Akustik e.V. (DEGA), Dr. G. Wittek, Heikendorf bei Kiel. [https://pub.dega-akustik.de/DAGA\\_1999-2008/data/articles/000437.pdf](https://pub.dega-akustik.de/DAGA_1999-2008/data/articles/000437.pdf)

Wolf M, Steuer S, Bebiolka A, Jähne F, Kaufmann D, Weitkamp A (2014) 3D-Lithofaziesmodell des Buntsandstein in der zentralen Deutschen Nordsee. [www.gpdn.de](http://www.gpdn.de)

Wolfgramm M, Raab S, Seibt A, Trautwein U, Zimmermann G, Holl H, Kellner T (2004) Hydraulische und chemische Eigenschaften eines Rotliegend-Sandsteins im Durchströmungsversuch. In: Ernst Huenges (2004) Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck: Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzungskonzepte.

Zheng Y, Gao L, He S und , Jin H (2023) Reduction potential of the energy penalty for CO<sub>2</sub> capture in CCS. *Front. Energy* 2023, 17(3): 390–399. <https://doi.org/10.1007/s11708-023-0864-x>