

## **Risiken der Verpressung von Kohlendioxid unter der Nordsee**

**Geowissenschaftliche Kurzstudie zu  
den Auswirkungen von Offshore-CCS**

Im Auftrag des  
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.

Autor: Dr. Ralf Krupp

August 2011

## **IMPRESSUM**

**Herausgeber: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.  
Friends of the Earth Germany  
Am Köllnischen Park 1  
10179 Berlin  
Telefon: (0 30) 27586-40  
Fax: (0 30) 27586-440  
V.i.S.d.P.: Dr. Norbert Franck**

## **Inhalt**

<b>Vorwort</b>	<b>4</b>
<b>Einführung</b>	<b>5</b>
<b>Die deutsche Nordsee</b>	<b>6</b>
- Geographie	6
- Rechtliche Besonderheiten	9
- Geologie und Lagerstätten	14
- Potentielle CO <sub>2</sub> -Speichergesteine	19
- Natur- und Umweltschutzbelange	32
<b>CCS im Offshore-Bereich</b>	<b>39</b>
- Erkundung	39
- Speicher-Einrichtung und Betrieb	40
- Monitoring	42
- Nutzungskonflikte	43
<b>Folgen und Risiken für Mensch und Umwelt</b>	<b>45</b>
- Effizienz und Klimawirksamkeit von CCS	45
- Auswirkungen von Offshore-CO <sub>2</sub> -Speichern	48
- Auswirkungen verdrängter anoxischer Formations- und Porenwässer am Meeresboden	52
- Blowouts	55
- Folgen von CO <sub>2</sub> -Leckagen	57
- Folgen ausgelöster seismischer Signale (Lärm und Schallwellen)	60
<b>Schlussfolgerungen</b>	<b>62</b>
<b>Quellenangaben</b>	<b>67</b>

## Vorwort

Die Pläne zur dauerhaften unterirdischen Lagerung von Kohlendioxid haben in Deutschland heftige Proteste ausgelöst. In geologisch favorisierten Regionen Norddeutschlands sowie in Brandenburg und Sachsen-Anhalt, wo Versuche zur unterirdischen CO<sub>2</sub>-Einlagerung geplant werden, sind die Widerstände in der Bevölkerung besonders hoch. Die von den Planungen betroffenen Bundesländer haben ein Vetorecht eingefordert und angekündigt, CO<sub>2</sub>-Lagerstätten auf ihrem Gebiet ausschließen zu wollen. Aufgrund der Akzeptanzprobleme rückt nun als Alternative verstärkt die CO<sub>2</sub>-Lagerung unter dem Meer in den Fokus des Interesses. Die Offshore-Variante wird als weniger riskant eingestuft, weil potentielle CO<sub>2</sub>-Lagerstätten nicht unter bewohntem Gebiet liegen. Ein weiterer Vorteil ist aus Sicht der Befürworter der CO<sub>2</sub>-Verpressung, dass die Bundesländer bei einer Einlagerung unter der Nordsee keine Entscheidungsbefugnis hätten. Auch für Offshore-CCS fehlen jedoch bislang umfassende Untersuchungen, welche Folgen und Nebenwirkungen die Verpressung von CO<sub>2</sub> in großem Stil sowohl bei funktionierendem Betrieb als auch im Schadensfall haben würde.

Mit der vorliegenden Studie liefert der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) einen Anstoß für die kritische Auseinandersetzung mit diesem Themenkomplex. Es besteht Anlass zur Sorge, dass die CCS-Technologie - ob unter dem Meeresgrund der Nordsee oder an Land - eingeführt wird, ohne dass mögliche Risiken ausreichend untersucht und die notwendigen Konsequenzen gezogen wurden. Mit dem im September im Bundesrat zur endgültigen Abstimmung anstehenden CCS-Gesetz droht ein riskanter Weg des „learning by doing“ eingeschlagen zu werden.

Eine erste BUND-Studie zu den geologischen Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Einlagerung im Untergrund hat bereits die möglichen Risiken der CO<sub>2</sub>-Verpressung an Land einer breiteren Öffentlichkeit bekannt gemacht. Mit dieser neuen Studie wird deutlich, dass auch eine Einlagerung von CO<sub>2</sub> unter der Nordsee enorme Risiken birgt und möglicherweise noch schärfere Anforderungen an einen Nachweis der Dichtheit der CO<sub>2</sub>-Endlager erforderlich macht.

Der BUND sieht die CCS-Technologie zur Abscheidung und unterirdischen Lagerung von Kohlendioxid generell kritisch. CCS wird seine Intention - einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten - nicht erfüllen können. Hingegen sind nach derzeitigem Kenntnisstand die Risiken so groß, dass allein das Vorsorgeprinzip eine Anwendung von CCS verbietet. Auch mit CCS würde die Kohleverstromung noch zu viel Kohlendioxid verursachen und ist somit unvereinbar mit einer klimafreundlichen Energieversorgung. Dies gilt auch, weil echte Klimaschutztechnologien im Bereich der Effizienz und der Erneuerbaren Energien schon heute umweltfreundlicher, preisgünstiger und sicher erprobt einsetzbar sind. CCS ist auch Offshore keine Klimaschutztechnologie. Ebenso hält die Annahme, dass die CO<sub>2</sub>-Einlagerung unter dem Meer sicherer oder einfacher sei, einer genauen Prüfung nicht Stand.

Tina Löffelsend  
Leiterin Klima, Wirtschaft und Finanzen beim BUND

## Einführung

Die Europäische Union sieht die Abscheidung von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) aus fossil befeuerten Kraftwerken und Industrieanlagen und seine Speicherung im geologischen Untergrund („Carbon Capture and Storage“ - CCS) als einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgase an und hat aus diesem Grund die Richtlinie 2009/31/EG verabschiedet.

In Europa wird CO<sub>2</sub> bereits an einer Reihe von Offshore-Standorten in tiefliegende Speicherformationen injiziert, die allerdings Teil von Erdgas-Projekten sind und bisher kein abgeschiedenes CO<sub>2</sub> aus Kraftwerken verpressen. Bekannte Beispiele sind eine Erdgaslagerstätte der Konzession K12-B in der niederländischen Nordsee, das Sleipner-Feld in der norwegischen Nordsee und das Snøhvit-Projekt in der Barentssee (RWE, 2011; K12B, 2011).

Die CCS-Technik ist jedoch aus zahlreichen Gründen umstritten. Neben der energetischen Ineffizienz und mäßigen Klimawirksamkeit werden vor allem Gefahren durch CO<sub>2</sub>-Leckagen und nicht zuletzt die Folgewirkungen der mit Sicherheit eintretenden Verdrängung großer Mengen stark salzhaltiger Formationswässer durch die CO<sub>2</sub>-Verpressung befürchtet.

In Deutschland standen bislang vor allem potentielle CO<sub>2</sub>-Speicher auf dicht besiedeltem Festland im Mittelpunkt der öffentlichen Aufmerksamkeit. Dies dürfte hauptsächlich an der örtlichen Betroffenheit der Anwohner und der sie politisch vertretenden Gremien bis hin zu den Landesregierungen liegen. Demgegenüber wurden die Speicherpotentiale im deutschen Nordsee-Sektor erst nach der Veröffentlichung möglicher Standorte im Februar 2011 von einer breiteren Öffentlichkeit wahrgenommen.

Aufgrund vieler Besonderheiten des Offshore-Bereichs, auch und gerade hinsichtlich der Auswirkungen von CCS, hat der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) die hier vorgelegte Kurzstudie in Auftrag gegeben. Diese Studie ist die dritte in einer Reihe von Untersuchungen des Verfassers zur Kohlendioxid-Speicherung in tiefen geologischen Formationen. Diese Studie befasst sich mit dem Gebiet der deutschen Nordsee (Küstenmeer, Ausschließliche Wirtschaftszone) und geht thematisch auf die Besonderheiten im Offshore-Bereich ein.

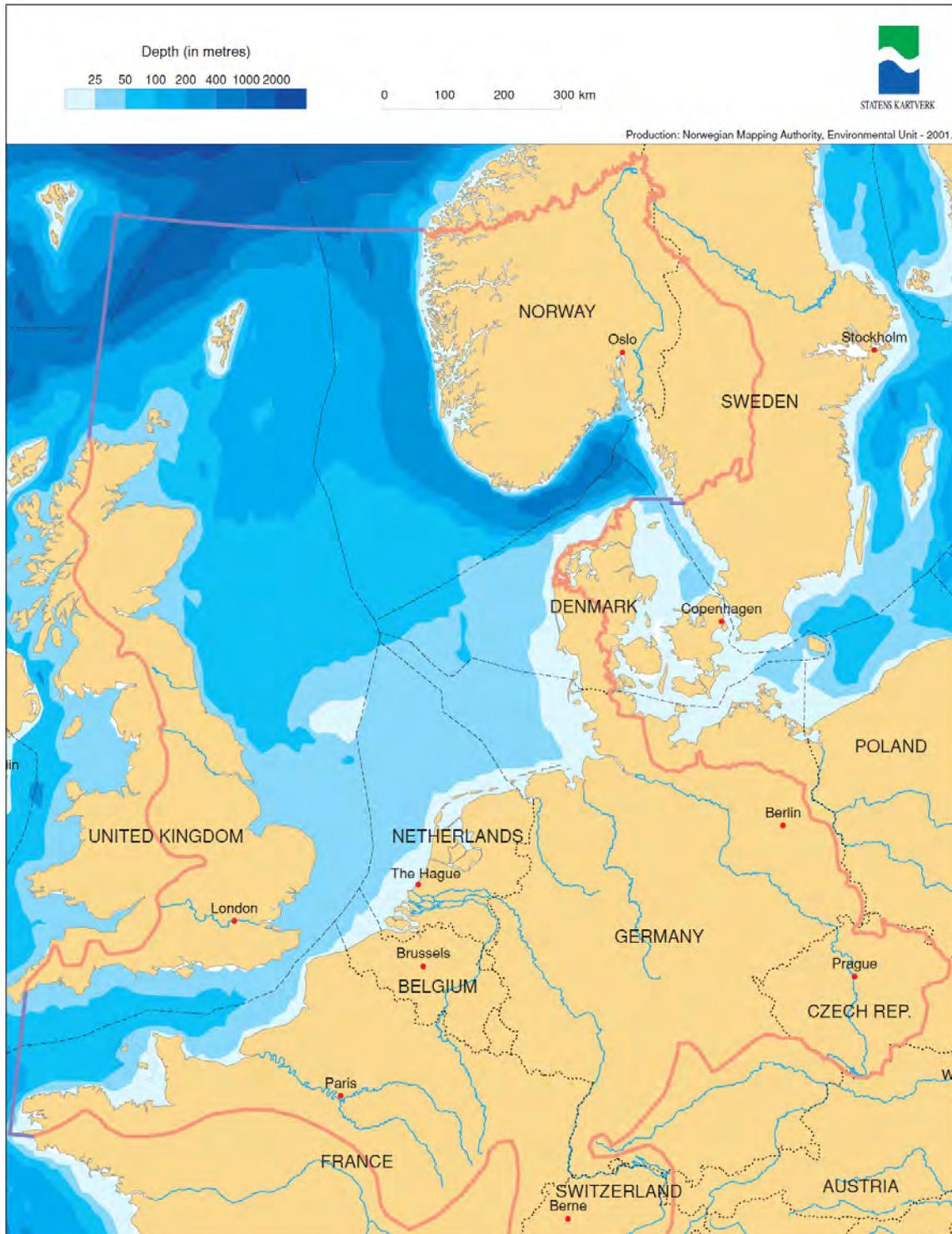
Bei weitergehendem Interesse wird auf die beiden vorausgegangenen Untersuchungen verwiesen, die beide im Internet (Links im Quellenverzeichnis) verfügbar sind:

- Krupp R (2010): Geologische Kurzstudie zu den Bedingungen und möglichen Auswirkungen der dauerhaften Lagerung von CO<sub>2</sub> im Untergrund.
- Krupp R (2011): Gutachten zur geplanten Kohlendioxid-Einlagerung (CCS) in der Antiklinal-Struktur Neutrebbin, Ostbrandenburg.

In der vorliegenden Studie wird die Sequestrierung von flüssigem CO<sub>2</sub> in der Tiefsee nicht untersucht.

# Die deutsche Nordsee

## Geographie



**Abbildung 1** – Einteilung der Nordsee in Ausschließliche Wirtschaftszonen der Anrainerstaaten (schwarze gestrichelte Grenzlinien. Die rote Linie markiert das Einzugsgebiet der zur Nordsee entwässernden Flüsse).

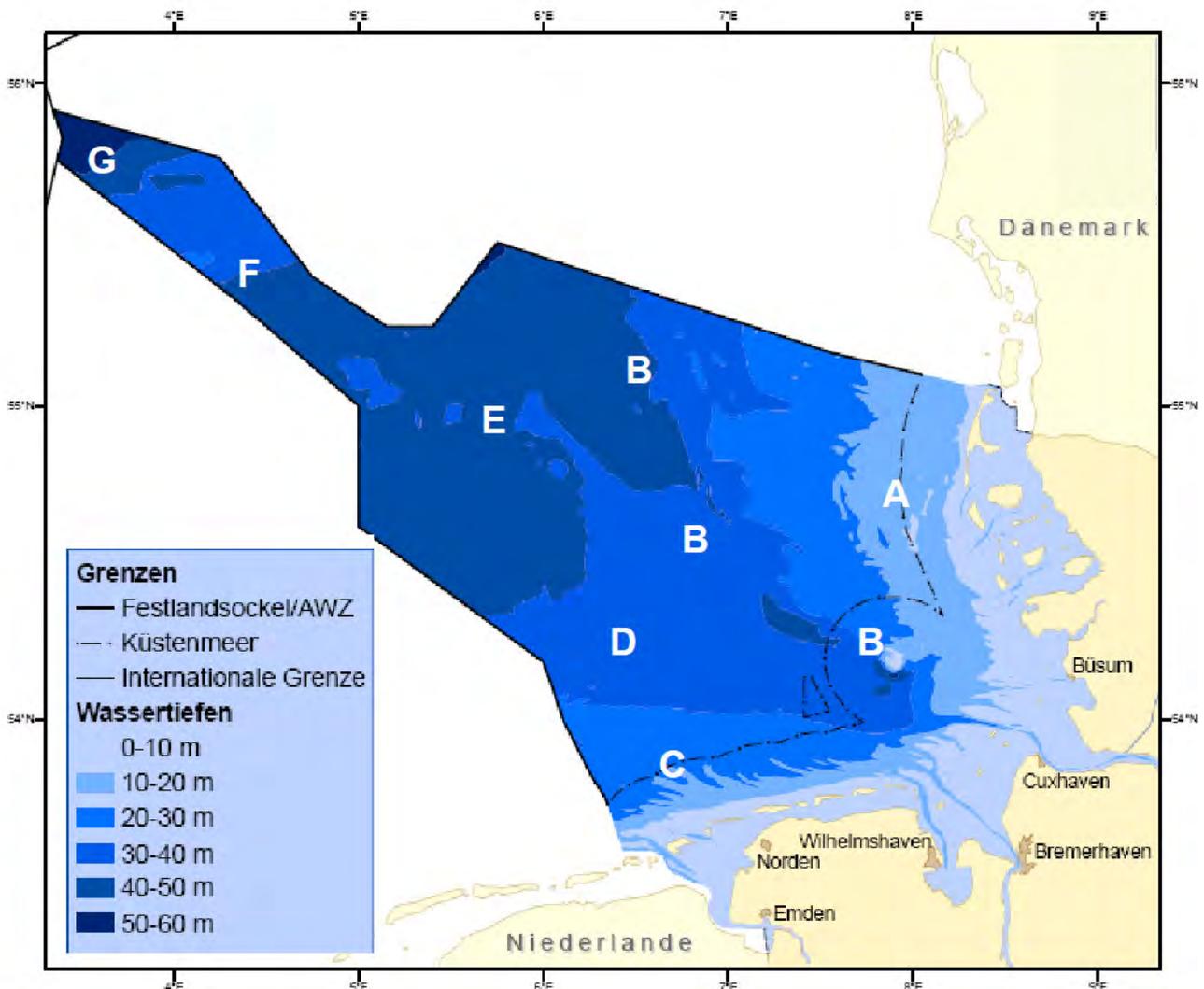
Quelle: Norwegian Ministry of the Environment (2002)

Der deutsche Nordsee-Sektor erstreckt sich, ausgehend von der deutsch-niederländischen Grenze im Süden, bzw. der deutsch-dänischen Grenze im Nordosten, keilförmig nach Nordwesten (Abbildung 1). Der äußere, auf einen schmalen Streifen verengte Teil des Sektors wird wegen seiner Form auch als „Entenschnabel“ bezeichnet. Er umfasst einen Teil der quer dazu verlaufenden Doggerbank. Die Fläche des deutschen Sektors misst 41 267 km<sup>2</sup>.

Der deutsche Nordsee-Sektor ist Bestandteil des Festlandssockels (Schelf) und weist Wassertiefen überwiegend im Bereich zwischen 20 und 50 Meter auf (Abbildung 2).

Der Sektor ist nach internationalem Seerecht weiter unterteilt in das Küstenmeer (12 Seemeilen-Zone) und die sich seewärts anschließende, 28 519 km<sup>2</sup> große „Ausschließliche Wirtschaftszone“ (AWZ; 200 Seemeilen-Zone). (Eine „Seemeile“ oder „nautische Meile“ entspricht 1852,216 m).

Angaben zur naturräumlichen Unterteilung des Nordseesektors sind in Tabelle 1 enthalten, wobei sich die Gebiets-Kürzel auf Abbildung 2 beziehen.



**Abbildung 2** – Bathymetrie des deutschen Nordsee-Sektors und Aufteilung in Naturräume (Buchstaben A bis G). Weitere Angaben zu den Naturräumen siehe Tabelle 1.

(Quelle: BfN, 2006)

**Tabelle 1** – Charakterisierung der Naturräume in der Deutschen Bucht und dem deutschen Nordsee-Sektor. (Quelle: BfN, 2006)

KÜRZEL	BEZEICHNUNG	HYDROGRAPHIE	TOPOGRAPHIE	SEDIMENT	BENTHOS
<b>A</b>	<b>Östliche Deutsche Bucht (nordfriesische AWZ)</b>	Wechselnde Salinität mit Frontensystemen zwischen Nordseewasser und Süßwassereintrag der großen Flüsse; hohe Nährstoffkonzentration, höhere Schadstoffkonzentration als im Rest der AWZ; nordwärts gerichteter Reststrom (CCC)	von -10 bis -43 m	Fein-, Mittel und Grobsand - aufgearbeitetes Moränenmaterial mit Steinfeldern und Steinriffen	überwiegend <i>Tellina-fabula</i> -Gem. (dominante Arten: Gerippte Plattmuschel und Spioniden-Ringelwürmer), anpassungsfähig; küstenwärts die Sublitoralvariante der <i>Macoma-balthica</i> -Gem.
<b>B</b>	<b>Elbe-Urstromtal</b>	Wasserkörper saisonal zeitweise geschichtet, regional mit Sauerstoffverarmung; salzärmeres Küstenwasser kann über salzreicherem Wasser liegen.	lang gestreckte, am Osthang steilere Hohlform bis -50 m	Ton, Silt (Schlick und Feinsand)	<i>Amphiura-filiformis</i> -Gem. (dominante Art: Schlangensterne); in Teilbereichen bohrende Megafauna; <i>Nuculanitidosa</i> -Gem. in den küstennäheren Schlick- und Schlicksandgebieten
<b>C</b>	<b>Südwestliche Deutsche Bucht (küstennahe ostfriesische AWZ mit Borkum-Riffgrund)</b>	Einstrom von Atlantikwasser aus dem Kanal und der westlichen Nordsee; Ostströmung	von -20 bis -36 m	Feinsand sowie grobsandige bis kiesige und z. T. steinige Sedimente	überwiegend <i>Tellina-fabula</i> -Gem. (dominante Arten: Gerippte Plattmuschel und Spioniden), anpassungsfähig; sowie <i>Goniadella-Spisula</i> -Gem. hohe Artendiversität in Biotopmosaik bei oft geringeren Besiedlungsdichten;
<b>D</b>	<b>Nordwestliche Deutsche Bucht (küstenferne ostfriesische AWZ)</b>	unter Nordseewassereinfluss; geringe Ostströmung	von -30 bis -40 m	Schlick und Feinsand	<i>Amphiura-filiformis</i> – Gem. (dominante Art: Schlangensterne); in Teilbereichen bohrende Megafauna
<b>E</b>	<b>Übergangsbereich zwischen Deutscher Bucht und Doggerbank</b>	geringe Tidendynamik mit geringer Amplitude; im Sommer geschichteter Wasserkörper; hoher Salzgehalt mit geringer Variabilität; Sauerstoffmangel möglich	Tiefen von -38 (Flachgrund Weiße Bank) bis -50 m	Feinsand, sehr feiner, z.T. schlickiger Sand	<i>Amphiura-filiformis</i> -Gem. (dominante Art: Schlangensterne); in Teilbereichen bohrende Megafauna
<b>F</b>	<b>Doggerbank</b>	An den Hanglagen Wirbel- und Frontenbildung; starke vertikale Durchmischung auf der Bank, Wasserkörper selten geschichtet.	Tiefen -29 bis -40, nach W flacher werdend	Feinsande bis gelegentlich Mittelsande, oftmals schlickhaltig; gelegentlich auch Steine	Küstenferne Feinsandgemeinschaft <i>Bathyporeia-Tellina</i> -Gemeinschaft
<b>G</b>	<b>Zentrale Nordsee nördlich der Doggerbank</b>	Wasser in den Sommermonaten regelmäßig geschichtet	Tiefen > -40m	Sandige bis schlackige Mischsubstrate der zentralen Nordsee	Benthosgemeinschaft der zentralen Nordsee, <i>Myriochele</i>

## Rechtliche Besonderheiten

Der Rechtsrahmen für den Offshore-Bereich ist komplex und kann hier nur verkürzt dargestellt werden. Einen guten Überblick gibt das Umweltbundesamt (UBA, 2008), wobei allerdings in jüngster Zeit vor dem Hintergrund der CO<sub>2</sub>-Speicherung einige relevante Änderungen stattgefunden haben und möglicherweise noch weitere Anpassungen zu erwarten sind. So wird zurzeit das deutsche Kohlendioxid-Speicherungsgesetz beraten, auf dessen Grundlage wiederum verschiedene Rechtsverordnungen zu erwarten sind, die auch den Offshore-Bereich betreffen werden.

Gegenüber dem deutschen Festland (einschließlich seiner Küstengewässer), welches in Bundesländer aufgeteilt ist, die jeweils eigenen hoheitlichen Rechten unterliegen ist der Offshore-Bereich außerhalb der 12-Seemeilenzone (die „Ausschließliche Wirtschaftszone“ AWZ) keinem Bundesland zugeordnet und ist auch kein Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland. In diesem Bereich greifen primär internationale Rechtsabkommen.

### **Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 („United Nations Convention on the Law of the Sea“, UNCLOS)**

Die Ausübung staatlicher Hoheitsrechte eines Küstenstaates (bzw. Bundeslandes) erstreckt sich jenseits seines Landgebiets auf einen angrenzenden Meeresstreifen, die 12-Seemeilenzone, die auch als „Küstenmeer“ oder „Hoheitsgewässer“ bezeichnet wird. Sie wird ab der „Basislinie“ gemessen, die als eine Art einhüllende Kurve der Küstenlinie mitsamt vorgelagerten Inseln in völkerrechtlichen Verträgen festgelegt ist.

In der seewärts der 12-Seemeilenzone gelegenen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) hat (entsprechend dem Seerechtsübereinkommen, SRÜ) der angrenzende Küstenstaat nur begrenzte souveräne Rechte und Hoheitsbefugnisse. Er hat jedoch unter anderem das Recht der Bewirtschaftung der natürlichen Ressourcen der Gewässer über dem Meeresboden, des Meeresbodens und seines Untergrunds (Artikel 56 des SRÜ).

Andererseits sind im Teil XII des Seerechtsübereinkommens („Schutz und Bewahrung der Meeresumwelt“) zahlreiche Regelungen zum Schutz der Meere vereinbart worden. An diesen sind CCS-Projekte, insbesondere die durch verpresstes CO<sub>2</sub> verdrängten salinen Formationswässer mit ihren Folgewirkungen auf die Meeresumwelt, zu messen.

In Bezug auf CCS ist besonders Artikel 195 von Interesse:

*„Beim Ergreifen von Maßnahmen zur Verhütung, Verringerung und Überwachung der Verschmutzung der Meeresumwelt handeln die Staaten so, dass sie Schäden oder Gefahren weder unmittelbar noch mittelbar von einem Gebiet in ein anderes verlagern oder eine Art der Verschmutzung in eine andere umwandeln.“*

Bei der Einlagerung von CO<sub>2</sub> in Offshore-Speichern handelt es sich sehr wahrscheinlich um ein „Einbringen“ (dumping), zweifellos jedoch um eine „Verschmutzung der Meeresumwelt“ (*unmittelbare oder mittelbare Zuführung von Stoffen oder Energie durch den Menschen in die Meeresumwelt, aus der sich abträgliche Wirkungen wie eine Schädigung der lebenden*

*Ressourcen sowie der Tier- und Pflanzenwelt des Meeres ergeben können.*). Als mittelbare Zuführung von Stoffen ist auch das Austreten verdrängter Formationswässer zu verstehen.

### **OSPAR-Übereinkommen:**

Der deutsche Nordsee-Sektor gehört zum Gebiet II (Greater North Sea) des OSPAR-Abkommens.

Das OSPAR-Übereinkommen wurde von 15 Staaten und der Europäischen Gemeinschaft unterzeichnet und soll dem Schutz der Meeresumwelt im Nordost-Atlantik dienen. Das Übereinkommen ist eine im Jahr 1992 erfolgte Zusammenführung des Osloer Abkommens von 1972 gegen die Müllverklappung und des Pariser Abkommens von 1974 zu Schadstoff-Einträgen von Land, das 1998 um einen Anhang zur Erhaltung der Biodiversität und der Ökosysteme ergänzt wurde. Inzwischen sind weitere Ergänzungen und Anpassungen erfolgt.

Insbesondere sind im Hinblick auf CCS-Projekte die folgenden Dokumente von Bedeutung:

- OSPAR (2006): Amendment to Article 6 of the 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and other Matter, 1972 (London Protocol)
- OSPAR (2007 a): OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations. (Reference Number: 2007-12). Meeting of the OSPAR Commission (OSPAR), Ostend: 25-29 June 2007
- OSPAR (2007 b): OSPAR Decision 2007/2 on the Storage of Carbon Dioxide Streams in Geological Formations. Meeting of the OSPAR Commission (OSPAR), Ostend: 25-29 June 2007

Das OSPAR-Übereinkommen enthält das Vorsorgeprinzip (Artikel 2/2), nach dem Verhütungsmaßnahmen getroffen werden, wenn triftige Gründe zur Besorgnis Anlass geben, dass unmittelbar oder mittelbar der Meeresumwelt zugeführte Stoffe oder Energie zu einer Gefährdung der menschlichen Gesundheit, einer Schädigung lebender Ressourcen und der Meeresökosysteme, einer Beeinträchtigung der Umwelt oder einer Behinderung sonstiger rechtmäßiger Nutzungen des Meeres führen können, *selbst wenn es keinen schlüssigen Beweis für einen ursächlichen Zusammenhang zwischen den Einträgen und ihren Auswirkungen gibt.*

Im Annex II (Artikel 3) wurde 2007 eine Ausnahme vom Verbot der Abfallentsorgung geschaffen, welche die Speicherung von CO<sub>2</sub> ermöglicht, sofern folgende Punkte zutreffen:

- i. disposal is into a sub-soil geological formation;*
- ii. the streams consist overwhelmingly of carbon dioxide. They may contain incidental associated substances derived from the source material and the capture, transport and storage processes used;*
- iii. no wastes or other matter are added for the purpose of disposing of those wastes or other matter;*
- iv. they are intended to be retained in these formations permanently and will not lead to significant adverse consequences for the marine environment, human health and other legitimate uses of the maritime area.*

In Bezug auf die Auswirkungen verdrängter Formationswässer ist die Einhaltung der zweiten Bedingung (unter Punkt *iv* mit „adverse consequences“ bezeichnet, also die Herbeiführung unerwünschter Nebenwirkungen für die Meeresumwelt, die menschliche Gesundheit und andere legitime Nutzungen des Meeresgebietes) nicht wahrscheinlich.

Auch in den „Guidelines for Risk Assessment“ (s.o.) wird die Verdrängung und das weitere Schicksal saliner Formationswässer, was eines der Hauptprobleme bei allen CCS-Plänen darstellt, nur am Rande erwähnt und wird auch nicht weiter betrachtet. Während die Verdrängung der Salzwässer eine physikalische Zwangsläufigkeit ist, die mit Sicherheit eintreten wird und daher einer gründlichen Analyse bedurft hätte, ist das Entweichen von CO<sub>2</sub> aus dem Speicher, dem sich die „Guidelines“ hauptsächlich widmen, nur beim Versagen der geologischen Barrieren möglich, was bekanntlich ausgeschlossen werden soll.

### **Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie 2008/56/EG**

Mit der Richtlinie 2008/56/EG wurde durch die Europäische Union ein Rahmen geschaffen, innerhalb dessen die Mitgliedstaaten notwendige Maßnahmen ergreifen, um spätestens bis zum Jahr 2020 einen guten Zustand der Meeresumwelt zu erreichen oder zu erhalten. Zu diesem Zweck werden Meeresstrategien entwickelt und umgesetzt, um die Meeresumwelt zu schützen und zu erhalten, ihre Verschlechterung zu verhindern oder, wo durchführbar, Meeresökosysteme in Gebieten, in denen sie geschädigt wurden, wiederherzustellen, sowie Einträge in die Meeresumwelt zu verhindern und zu verringern.

Zu den Meeresgewässern zählt explizit (Artikel 3, 1.) auch der Meeresgrund und der Meeresuntergrund, und zwar seewärts ab der Basislinie, von der an die Ausdehnung der Territorialgewässer (12 Meilen-Zone) ermittelt wird.

Analog dem Seerechtsübereinkommen (SRÜ, s.o.) soll die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie vermeiden, „*dass Schäden oder Gefahren von einem Gebiet in ein anderes verlagert werden oder eine Art der Verschmutzung in eine andere umgewandelt wird.*“ (Erwägungsgrund 17). (Dieser Grundsatz entspricht auch der Zielsetzung der IVU-Richtlinie 2008/1/EG., Richtlinie für die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung).

### **Raumordnungsplan für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ):**

Beruhend auf der Ermächtigungsgrundlage des § 18a des Raumordnungsgesetzes (ROG, 1998) wurde der Raumordnungsplan für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee (ROV, 2009) verordnet. Zuständig ist das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Das Raumordnungsprogramm sagt unter anderem Folgendes aus:

*„Die Erkundung, Sicherung und bedarfsgerechte Erschließung der Rohstoffvorkommen in der deutschen AWZ ist von hoher Bedeutung für das Gemeinwohl und wichtige Grundlage für die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands. Diesem Umstand trägt auch die Rohstoffsicherungsklausel des § 48 Absatz 1 Satz 2 Bundesberggesetz vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310) (BBergG) Rechnung. Diese besagt, dass die außerbergrechtlichen Vorschriften von den anderen zuständigen Behörden so anzuwenden sind, dass die*

*Aufsuchung und Gewinnung von Rohstoffen so wenig wie möglich beeinträchtigt werden“ (ROV, 2009).*

*„Die Rohstoffvorkommen in der AWZ – insbesondere die von Kohlenwasserstoffen – sind derzeit nur ansatzweise erforscht. Zur Sicherung von Flächen für die Rohstoffgewinnung – d. h. insbesondere das Freihalten von Nutzungen, die einer späteren Gewinnung entgegen stehen könnten – sind belastbare Kenntnisse über Rohstoffvorkommen notwendig. Diese können dann ggf. die Grundlage für eine künftige Fortschreibung des Raumordnungsplans und darüber hinaus für eine langfristige und nachhaltige Sicherung der Rohstoffvorkommen im Interesse künftiger Generationen sein. In diesem Zusammenhang wird auf das Projekt Geopotential Deutsche Nordsee hingewiesen“ (ROV, 2009).*

CCS-Projekte sind bisher im Raumordnungsplan für die AWZ nicht vorgesehen. Da saline Aquifere potentiell auch Öl- und Gaslagerstätten enthalten können, müsste also zunächst eine umfassende Untersuchung auf diese Energierohstoffe erfolgt sein, die das Vorkommen dieser und weiterer Bodenschätze oder ihre Beeinträchtigung ausschließt.

Erst dann könnte im Zuge einer Änderung der Raumplanung ein Vorrang für CCS festgeschrieben werden. Die Raumordnungsplanung unterliegt der strategischen Umweltverträglichkeitsprüfung (SUP).

Eine Übersicht über die diversen Nutzungsansprüche in der AWZ gibt Abbildung 3 (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, BSH, 2011). Der offizielle Kartenteil des Raumordnungsplans findet sich bei BSH, 2010 a).

### **Raumordnungspläne der Bundesländer für ihre Küstenmeere (12-Meilen-Zone):**

Der Vollständigkeit halber seien hier die Landesraumordnungsprogramme von Niedersachsen und Schleswig-Holstein genannt. Diese regeln die Raumordnung auch innerhalb der 12-Meilen-Zone.

Insgesamt besteht ein Regelwerk von mehr als 40 Gesetzen und Verordnungen, das die Zuständigkeiten und Nutzungsansprüche im Küstenmeer zwischen Bund und Ländern regelt (Schernewski, 2004). Die genannte Quelle gibt eine ausgezeichnete Einführung.

### **FFH-Richtlinie, Vogelschutz-Richtlinie**

Obgleich nicht speziell dem Meereschutz gewidmet, haben die Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie (92/43/EWG) und die Vogelschutz-Richtlinie (79/409/EWG) eine herausragende Bedeutung für das Gebiet der deutschen Nordsee. Sie stellen insbesondere die rechtlichen Grundlagen für viele der ausgewiesenen Schutzgebiete (Natura-2000-Gebiete) dar.

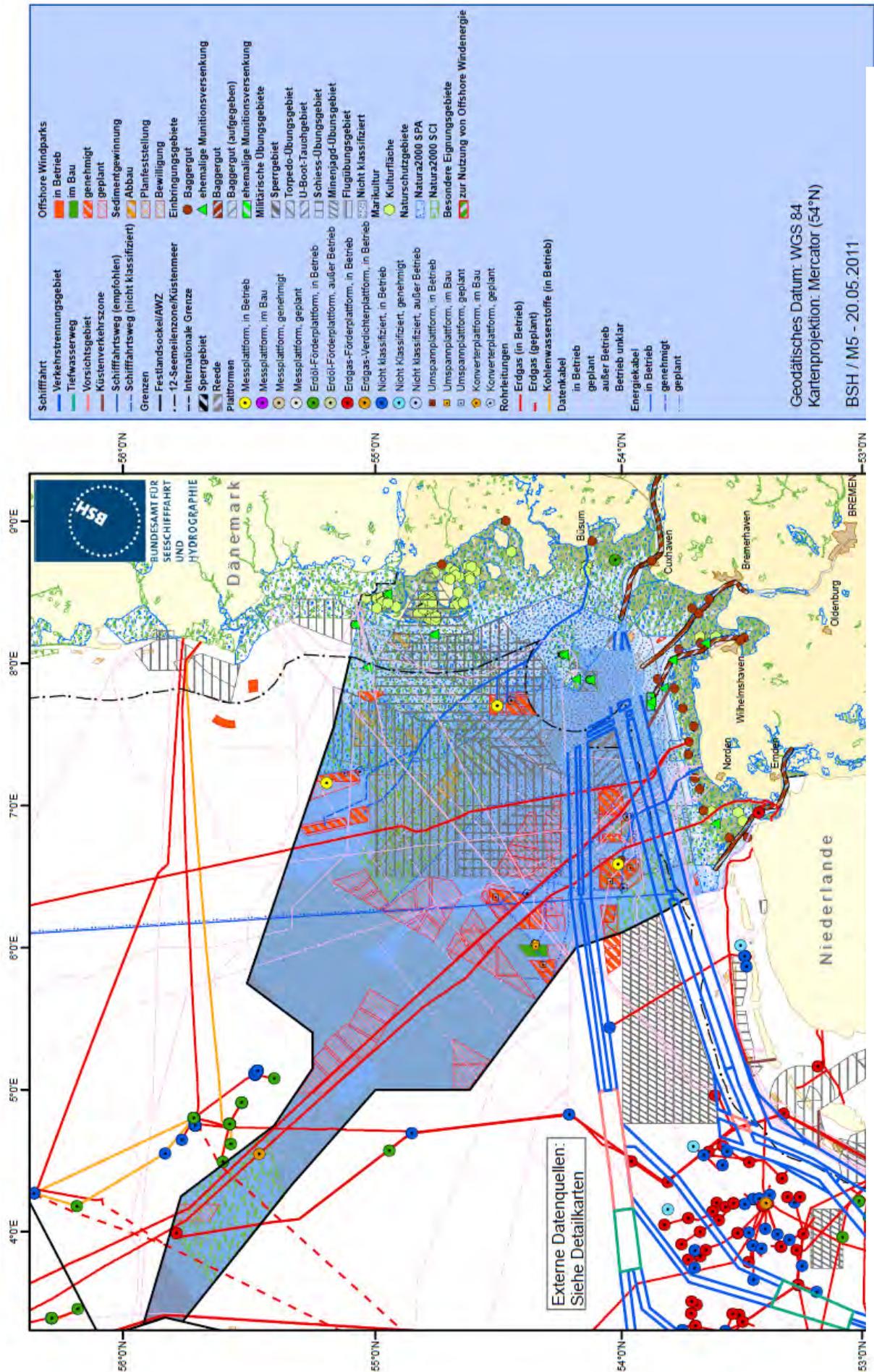


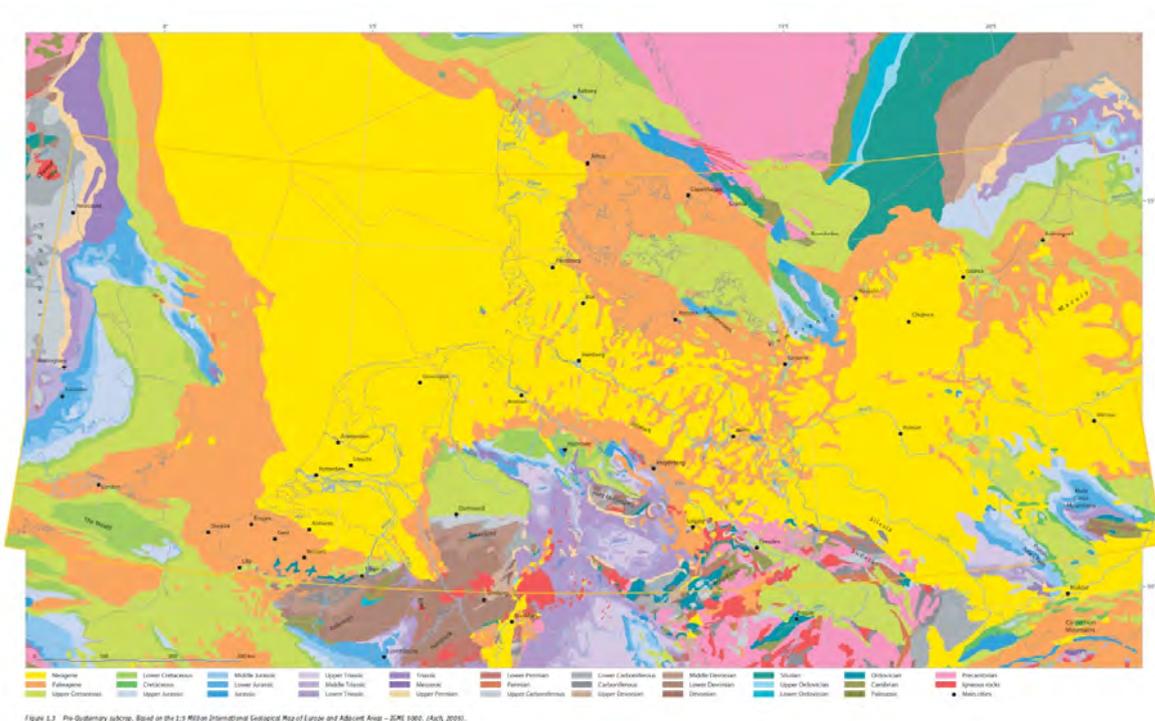
Abbildung 3 – Nordsee: Sämtliche Nutzungen und Schutzgebiete (BSH, 2011).

## Geologie und Lagerstätten

Aus geologischer Sicht ist die deutsche Nordsee ein Epikontinentalmeer, das den Schelf sowie andere tief liegende Abschnitte der kontinentalen Erdkruste überflutet. Bevor die potentiellen Speicher- und Deckgesteine besprochen werden, soll nun ein kurzer Überblick über die stratigraphische Abfolge und die strukturelle Entwicklung gegeben werden.

### Geologische Entwicklung und stratigraphische Abfolge

Im Bereich der Nordsee wird der Meeresuntergrund von einem Teil der Mitteleuropäischen Senke gebildet (Abbildung 4; Vgl. auch Krupp, 2010, 2011). Die geologischen Ablagerungen und Strukturen, wie sie vom angrenzenden Festland bekannt sind, setzen sich daher unter dem Meeresgrund fort. Der folgende stratigraphische Abriss soll zur Orientierung genügen. Für detailliertere Angaben wird auf Doornenbal & Stevenson (2010) und Geluk (2007) verwiesen.



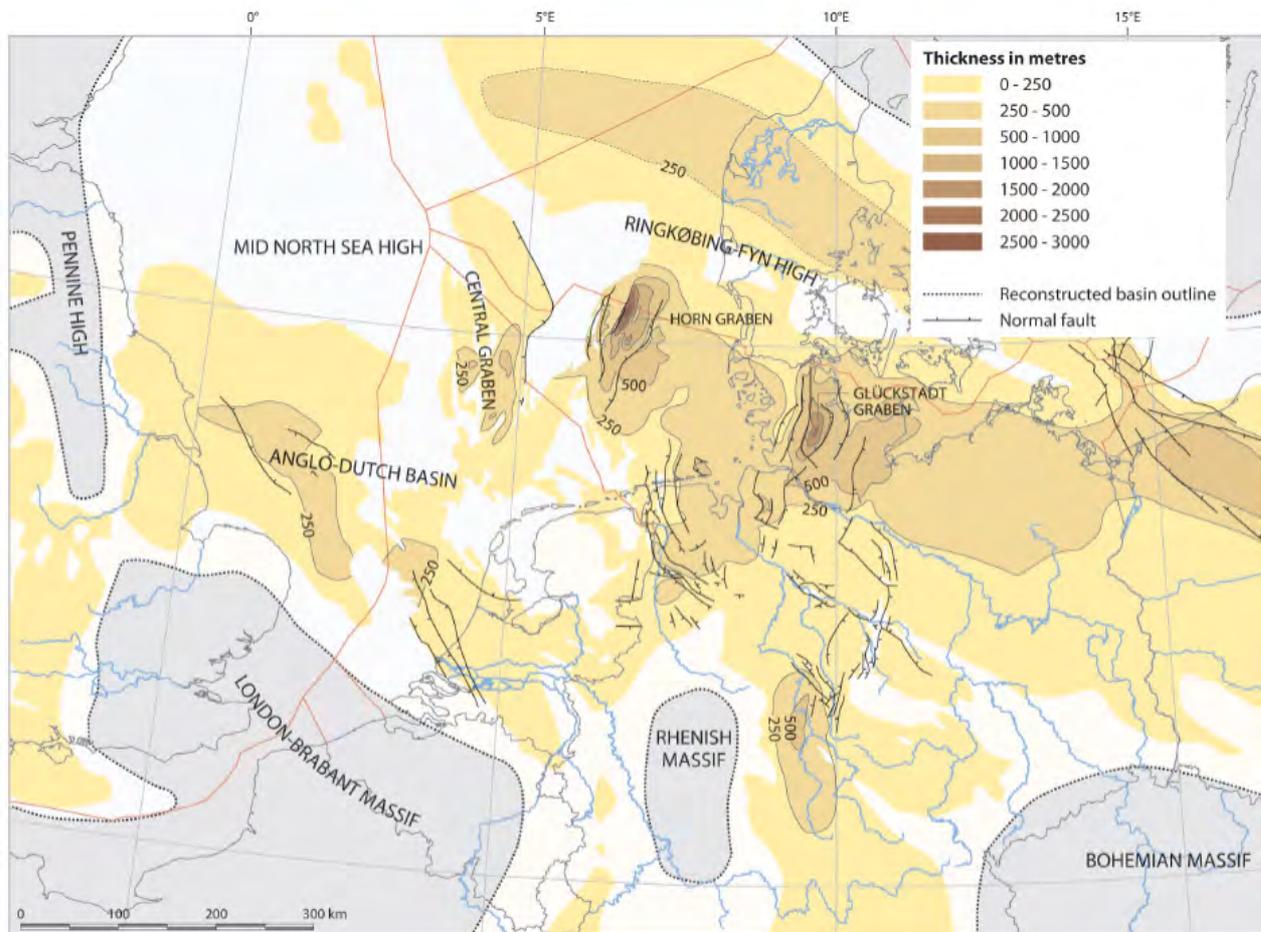
**Abbildung 4** – Abgedeckte geologische Karte (Prä-Quartär) des Mitteleuropäischen Sedimentationsbeckens. Quelle: Doornenbal & Stevenson (2010)

Nach der Einrumpfung des Varistischen Gebirges entstanden im Permokarbon ausgedehnte Graben- und Horst-Strukturen verbunden mit weit verbreiteten kontinentalen Sediment-Ablagerungen und vulkanischen und vulkanoklastischen Bildungen.

Erst im Zechstein (Oberes Perm) entstand die Mitteleuropäische Senke, die als Ablagerungsraum im Wesentlichen bis heute fortbesteht. Nach der Meerestransgression und Ablagerung des basalen Zechstein-Konglomerats und des Kupferschiefers kam es zu Salzablagerungen, die teilweise eine primär-sedimentäre Mächtigkeit von weit über 1000 m erreicht haben (Schütte, 2005). Der Nordrand der Salzverbreitung fällt ungefähr mit der

Nordgrenze der AWZ zusammen. Diese Salzablagerungen sind von besonderer Bedeutung für die spätere tektonische Entwicklung im Bereich der deutschen AWZ.

Der auf den Zechstein folgende Untere und Mittlere Buntsandstein (Untere Trias) ist von kontinentalen, überwiegend klastischen Sedimenten geprägt, die beispielsweise die Klippen auf Helgoland bilden. Im oberen Buntsandstein (Röt) kam es unter kontinentalen Bedingungen (Schütte, 2005) zur Ablagerung von Gipsen und Salzen, die auch im deutschen Nordsee-Sektor weit verbreitet sind und häufig über 300 m Mächtigkeit erreichen (Geluk, 2007). Zur Verbreitung und den Mächtigkeiten siehe Abbildung 5.



**Abbildung 5** – Mittlerer Buntsandstein. Heutige Verbreitung und Mächtigkeiten. Ausschnitt aus: Doornenbal and Stevenson (2010).

Der Muschelkalk (Mittlere Trias) beginnt mit dem im flach-marinen Milieu gebildeten Wellenkalk (Unterer Muschelkalk), der auf Helgoland bei Niedrigwasser nördlich und südlich der Düneninsel aufgeschlossen ist und das Wittekliff bildet. Im Mittleren Muschelkalk dominierten wieder Salz- und Anhydrit-Ablagerungen, die im Beckenzentrum maximal 100 m mächtig werden können. Im Oberen Muschelkalk folgen wieder Karbonate, allerdings mit höheren Tonanteilen (Schütte, 2005; Geluk, 2007).

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 Lias (Unterer Jura) kamen im niedersächsischen Küstenraum und in Schleswig-Holstein Sand- und Tonsteine unter Flachmeer-Bedingungen zur Ablagerung. Die Sandsteine des Dogger (Mittlerer Jura) sind das Speichergestein der Erdöl-Lagerstätte Mittelplate. Nach dem Dogger wurde das Gebiet teilweise mehr als 700 m herausgehoben (Schütte, 2005) und eine Sedimentationslücke entstand.

Erst in der Unteren Kreide (Wealden) kamen wieder küstennahe marine Sandsteine gefolgt von Ton- und Mergelsteinen zur Ablagerung. Mit der Alb-/Cenoman-Transgression beginnt die von Mergel- und Kalksteinen und insbesondere Schreibkreide aufgebaute Obere Kreide. Die Kreideablagerungen erreichen Mächtigkeiten von lokal über 1 km.

Die im Bereich des Zentralgrabens (geographisch im äußersten „Entenschnabel“) bis 3 km dicken Schichtenfolgen des Tertiärs belegen mit ihrem lithologischen Aufbau aus marinen Tonen, Ton-Kalkmergeln, glaukonitisch-sandigen Glimmertonen und tonhaltigen Kaolinsanden einen wiederholten Wechsel von marinen und limnisch-fluviatilen Sedimentationsbedingungen (Schütte, 2005). Wegen seiner abdichtenden Wirkung ist der bis 100 m mächtige vollmarine Rupel-Ton (Oligozän) von besonderer Bedeutung.

Die jüngsten Ablagerungen des Quartärs, die zugleich den heutigen Meeresboden bilden (Abbildung 6), sind durch die Eiszeiten gestaltet worden.



**Abbildung 6** – Sedimenttypen am Boden der Nordsee.

Dunkelgrau: Schllick und sandiger Schllick

Hellgrau: Sand

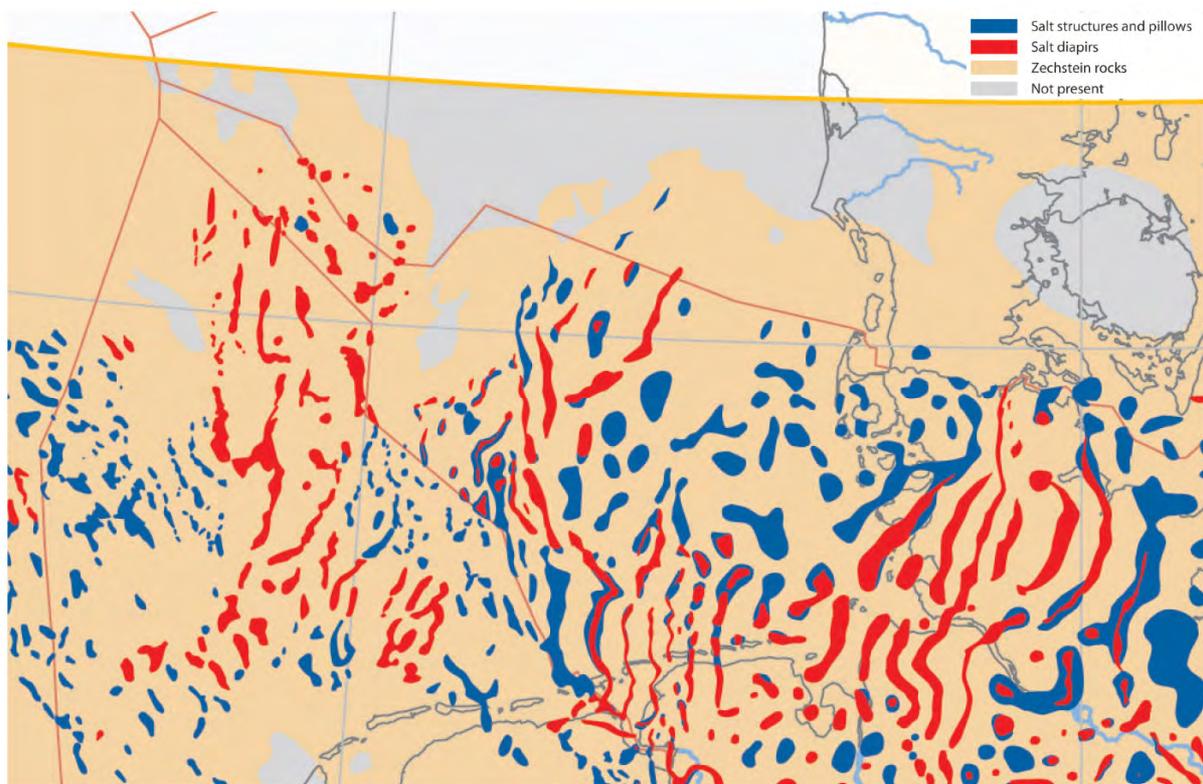
Hellblaues Muster: grober bis kiesiger Sand

Quelle: BfN (2004)

## Strukturbildung

Für CO<sub>2</sub>-Speicher sind neben petrophysikalisch geeigneten Speicher- und Deck-Gesteinen auch geeignete geologische Strukturen erforderlich.

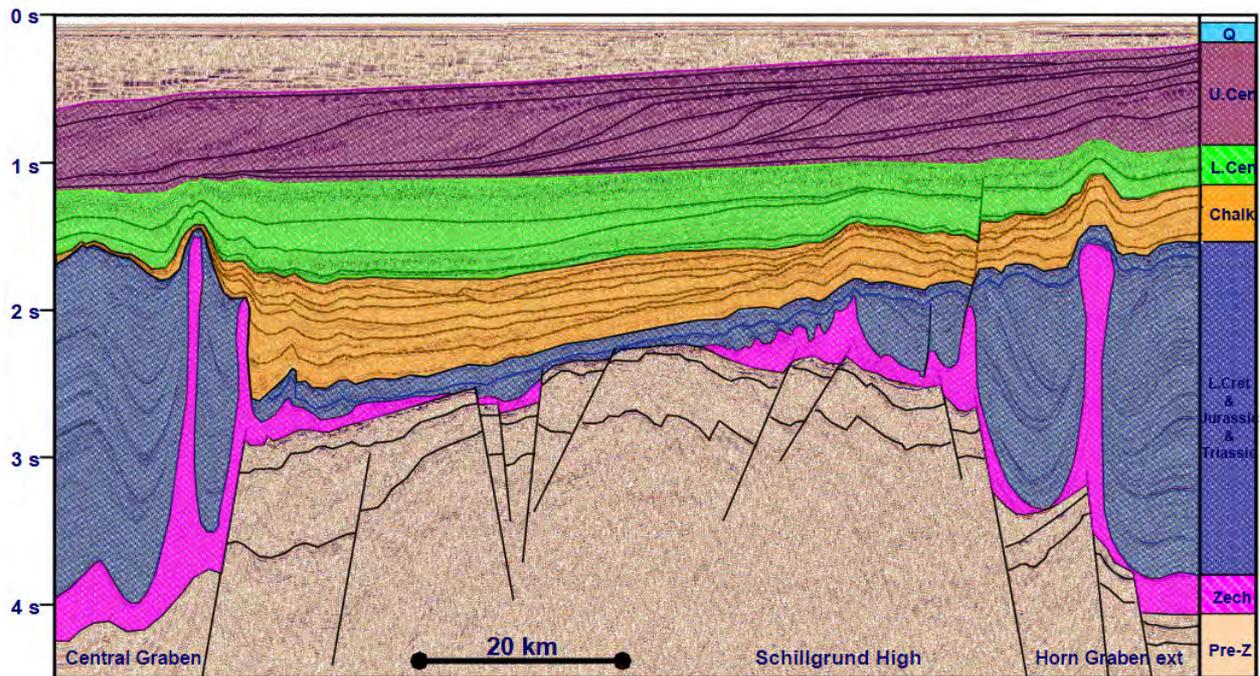
Durch die bereits im Jura einsetzende Halokinese (Mobilisierung der Salzgesteine) kam es zur Bildung von Salzkissen, Salzmauern und Salzstöcken, die im Wesentlichen die heutige Struktur der post-permischen Ablagerungen prägen (Abbildung 7). Die Halokinese setzte sich auch in der Kreide und im Tertiär, teilweise sogar bis heute, fort (Geißler, 2010). Die Verbreitung von Salzkissen, über denen intakte Antiklinal-Strukturen zu erwarten sind, ist im Wesentlichen auf die östliche Deutsche Bucht (Vgl. Abb. 7) beschränkt.



**Abbildung 7** – Salzstrukturen im Bereich der Nordsee. Antiklinalstrukturen, die als CO<sub>2</sub>-Speicher in Frage kommen könnten, sind im Wesentlichen nur über Salzkissen (blau) zu erwarten.

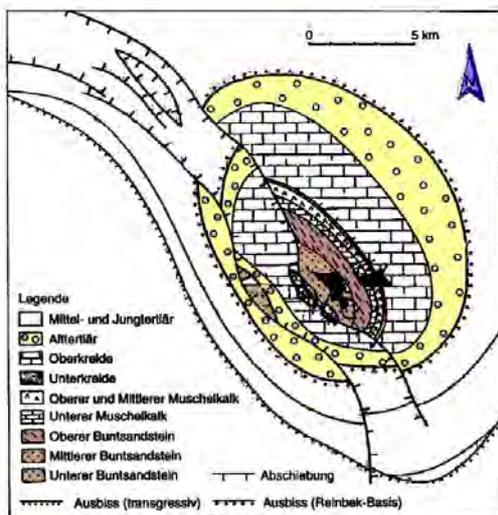
Kartenausschnitt aus Doornenbal & Stevenson (2010).

Beispielhaft für den strukturellen Aufbau des deutschen Nordsee-Sektors wird hier ein reflexionsseismischer Profilschnitt dargestellt (Abbildung 8). Man erkennt deutlich die Schillgrund-Horst-Struktur des Prä-Zechsteins (hellbraun) mit dem nordwestlich (links) angrenzenden Zentralgraben und dem südöstlich (rechts) angrenzenden Horn-Graben. Über dem Prä-Zechstein folgen die Zechsteinsalze (pink) mit den später daraus entstandenen Salzdiapiren, sowie die sehr unterschiedlich mächtigen Ablagerungen der Trias bis zur Unterkreide (blauviolett). Darüber befinden sich die Oberkreide (ockerfarben) sowie das Alt- und Jung-Tertiär und schließlich das Quartär.



**Abbildung 8** – Reflexionsseismisches Profil (stark überhöht) mit geologischer Interpretation, als Beispiel für den geologischen Baustil im Bereich der deutschen Nordsee (Erläuterungen siehe Text). Quelle: Altinexoil (2007)

Ein prominentes Beispiel für die Salztekonik, und zugleich ein für die Fazies-Entwicklung der post-permischen Sedimentgesteine wichtiger Aufschluss, ist die Insel Helgoland, die über einem Salzstock liegt und besonders wegen der markanten Buntsandstein-Klippen bekannt ist (Abbildung 9).



**Abbildung 9** – Geologie Helgolands.

- (links) Geologische Skizze der Salzstruktur von Helgoland. (Nach Ullrich, 2006)
- (rechts) Buntsandstein-Klippen Helgolands (Bildquelle: Wikipedia, 2011)

## Potentielle CO<sub>2</sub>-Speichergesteine

Der Helgoländer Buntsandstein besteht hauptsächlich aus Konglomeraten, Sandsteinen und Tonsteinen mit einer Gesamtmächtigkeit von 1300 Metern. Die für den Buntsandstein typischen Sedimentations-Zyklen sind auch auf Helgoland gut ausgebildet. Die bekannten Buntsandsteinklippen gehören zum Mittleren Buntsandstein und bestehen aus den intensiv dunkelroten Sandsteinen der Volpriehausen-Formation, gefolgt von den feinschichtig, tonig-sandigen Sandsteinen der Detfurth-Formation (Abbildung 9) (Geisler, 2010).

Für eine Porenspeicherung kommen im Buntsandstein nur relativ mächtige reine Sandstein-Teilabschnitte der Detfurth- und Solling-Folge des Mittleren Buntsandsteins in Frage. Die Deckschichten dieser potentiellen Speichergesteine bestehen aus Anhydrit, Tonstein, Schluffstein und Mergelstein des Oberen Buntsandsteins (Röt). Generell sind diese Deckschichten im Hinblick auf ihre gasstauende Wirkung als günstig einzustufen. Dies gilt besonders für das unter kontinentalen Bedingungen flächendeckend zur Abscheidung gelangte chloridische Rötalinär, mit Mächtigkeiten bis 150 m (Schütte, 2005).

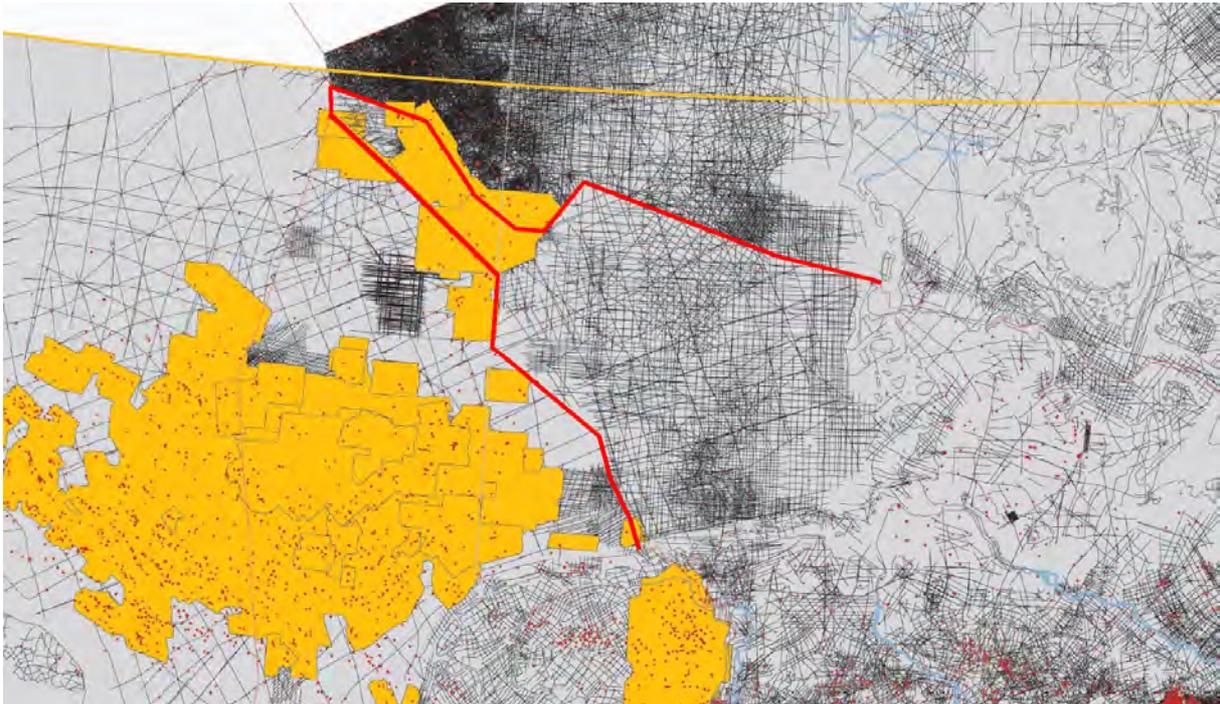
Im Keuper kommt vor allem der aus einer Wechsellagerung von Tonstein und Sandstein aufgebaute Schilfsandstein-Schichtenkomplex aufgrund großflächiger Verbreitung und Mächtigkeiten von mehr als 40 m prinzipiell als Speicherhorizont in Frage. Die darüber folgenden tonig-karbonatisch-sulfatischen Ablagerungen des Gipskeupers können wegen örtlicher sandiger Einschaltungen nur bedingt als geeignete Deckgesteine angesehen werden.

Im Bereich der Nordsee liegen auch die Tertiären Ablagerungen teilweise in ausreichender Tiefe (> 1000 m), so dass sie als Speicher für überkritisches CO<sub>2</sub> in Frage kommen könnten. Bei einer abdichtenden Bedeckung eozäner und unteroligozäner Sande durch den großflächig auftretenden, bis 100 m mächtigen Rupelton sind Speichermöglichkeiten grundsätzlich nicht auszuschließen (Schütte, 2005).

Mit Blick auf mögliche CCS-Projekte in salinen Aquiferen sind somit die geologischen Voraussetzungen ähnlich wie auf dem Festland von Niedersachsen, Schleswig-Holstein oder anderen Teilen der Norddeutschen Tiefebene.

## Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten

Vor dem Hintergrund einer möglichen Nutzung der deutschen Nordsee für CCS-Projekte ist eine Betrachtung potentieller Kohlenwasserstoff-Lagerstätten von Interesse. Einerseits ist eine CO<sub>2</sub>-Verpressung im Zuge von Enhanced Gas Recovery- oder Enhanced Oil Recovery-Projekten denkbar. Ein weiterer Grund liegt darin, dass die potentiellen Speichergesteine der Gas- und Öl-Lagerstätten oft deckungsgleich mit den potentiellen CCS-Speicherhorizonten sind. Die gleichen Merkmale, die einen guten CCS-Speicher ausmachen (Porosität, Permeabilität, Schichtmächtigkeit, Fallenstruktur) waren nämlich auch wesentliche Voraussetzungen für die Entstehung von wirtschaftlich nutzbaren Kohlenwasserstoff-Lagerstätten.



**Abbildung 10** – Explorationsstatus in der südlichen Nordsee.

Schwarz: 2D-seismische Profillinien

Gelb: 3D-seismische Erkundungsgebiete

Rote Punkte: Explorationsbohrungen

Quelle: Doornenbal & Stevenson (2010)

Der deutsche Nordseesektor ist durch See-Seismik zwar bereits relativ gut erforscht (Abbildung 10, wenngleich moderne 3D-Seismik bisher noch weitgehend zu fehlen scheint). Auch die Dichte von Explorationsbohrungen erscheint im deutschen Sektor gering, verglichen mit den Anrainern Niederlande, Großbritannien und Dänemark (Abbildung 11). Im Vergleich zu den benachbarten Nordseeanrainern fällt auch die vergleichsweise bescheidene Anzahl bekannter Erdöl- und Erdgasfelder im deutschen Sektor auf (Abbildung 12). Hieraus kann man den Schluss ziehen, dass der deutsche Sektor bislang „unter-exploriert“ ist, und dass in der deutschen AWZ noch einige unentdeckte Kohlenwasserstoff-Lagerstätten vorhanden sein könnten. Dieser Eindruck wird verstärkt durch die Beobachtung so genannter „bright spots“ und Amplituden-Anomalien in seismischen Daten (Abbildung 13). Solche „bright spots“ gelten als Hinweise auf gasgefüllte Porenräume.

Dass ein Potential für Kohlenwasserstoff-Lagerstätten auch im deutschen Sektor vorhanden ist, ergibt sich auch aus den vergleichbaren geologischen Voraussetzungen. Die charakteristischen Muttergesteine und Speichergesteine von Öl- und Gaslagerstätten sind in Abbildung 14 zusammengestellt.

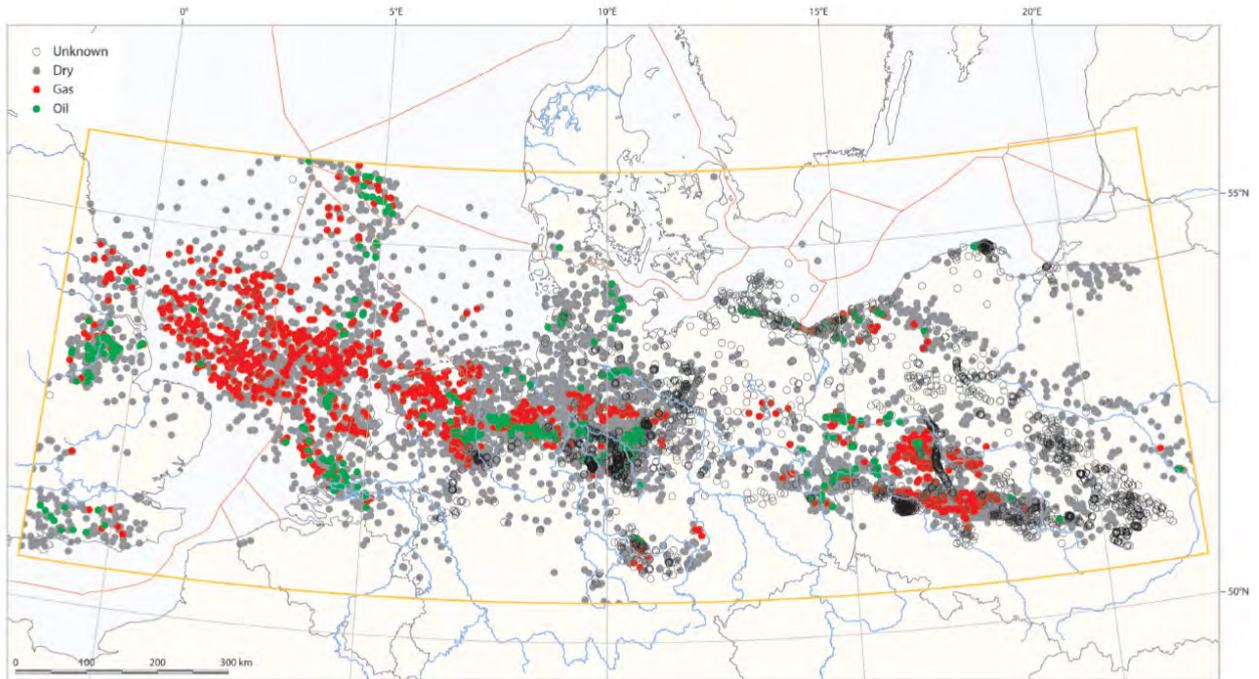


Abbildung 11 – Explorationsbohrungen auf Kohlenwasserstoff-Lagerstätten.

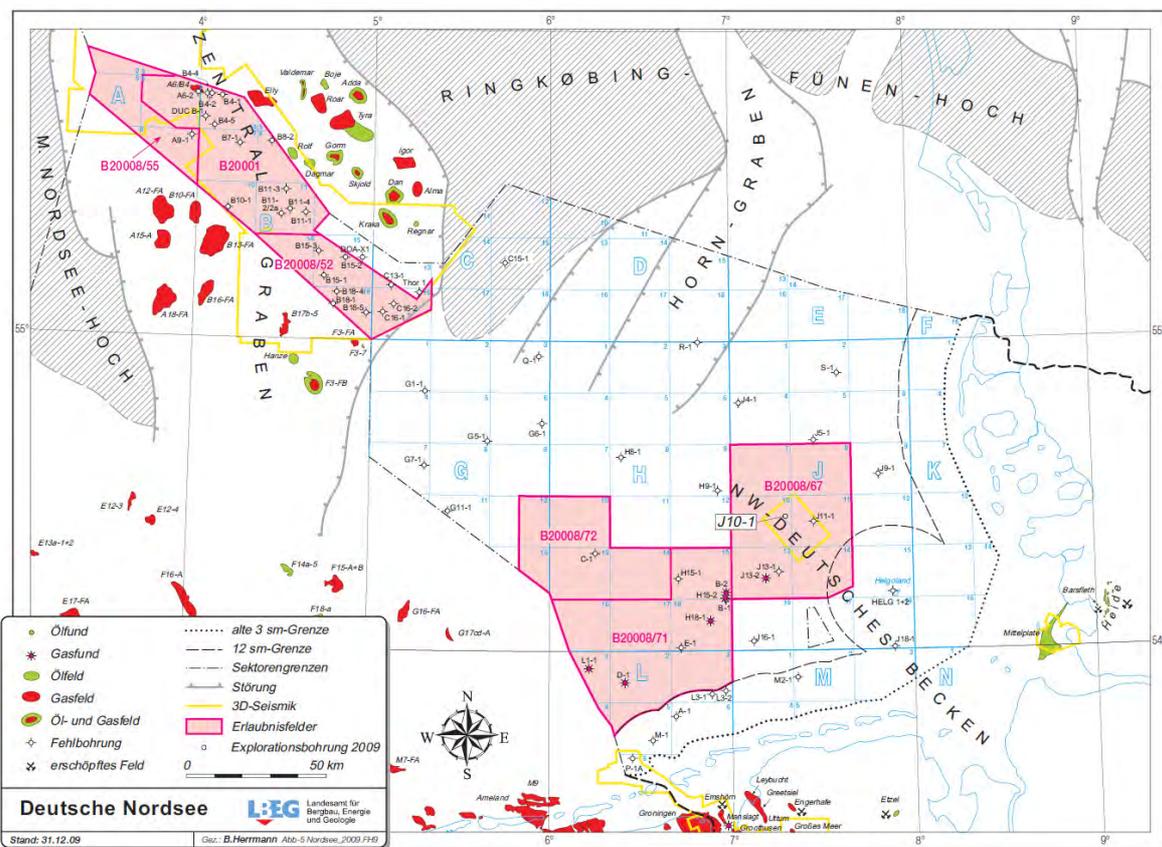
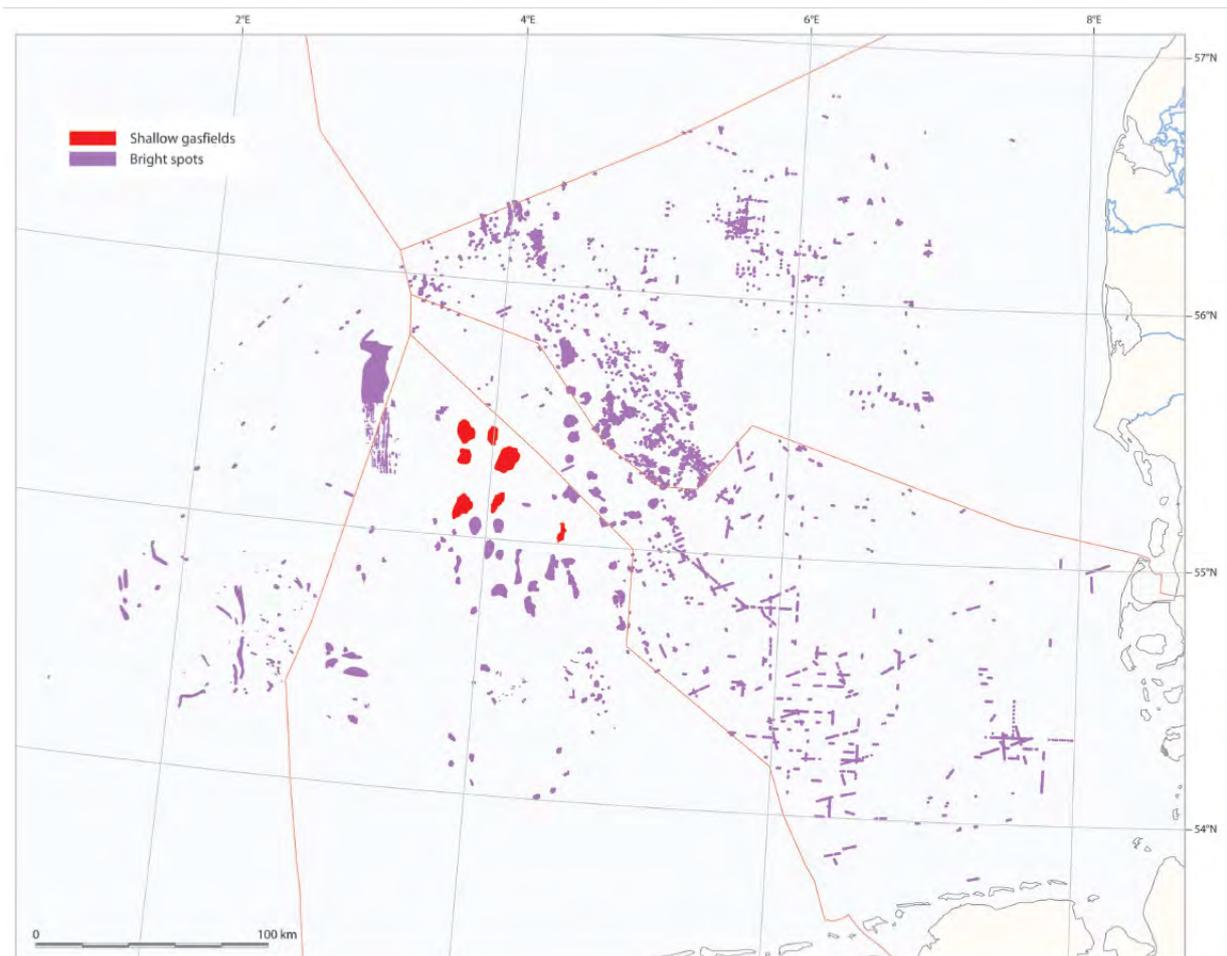


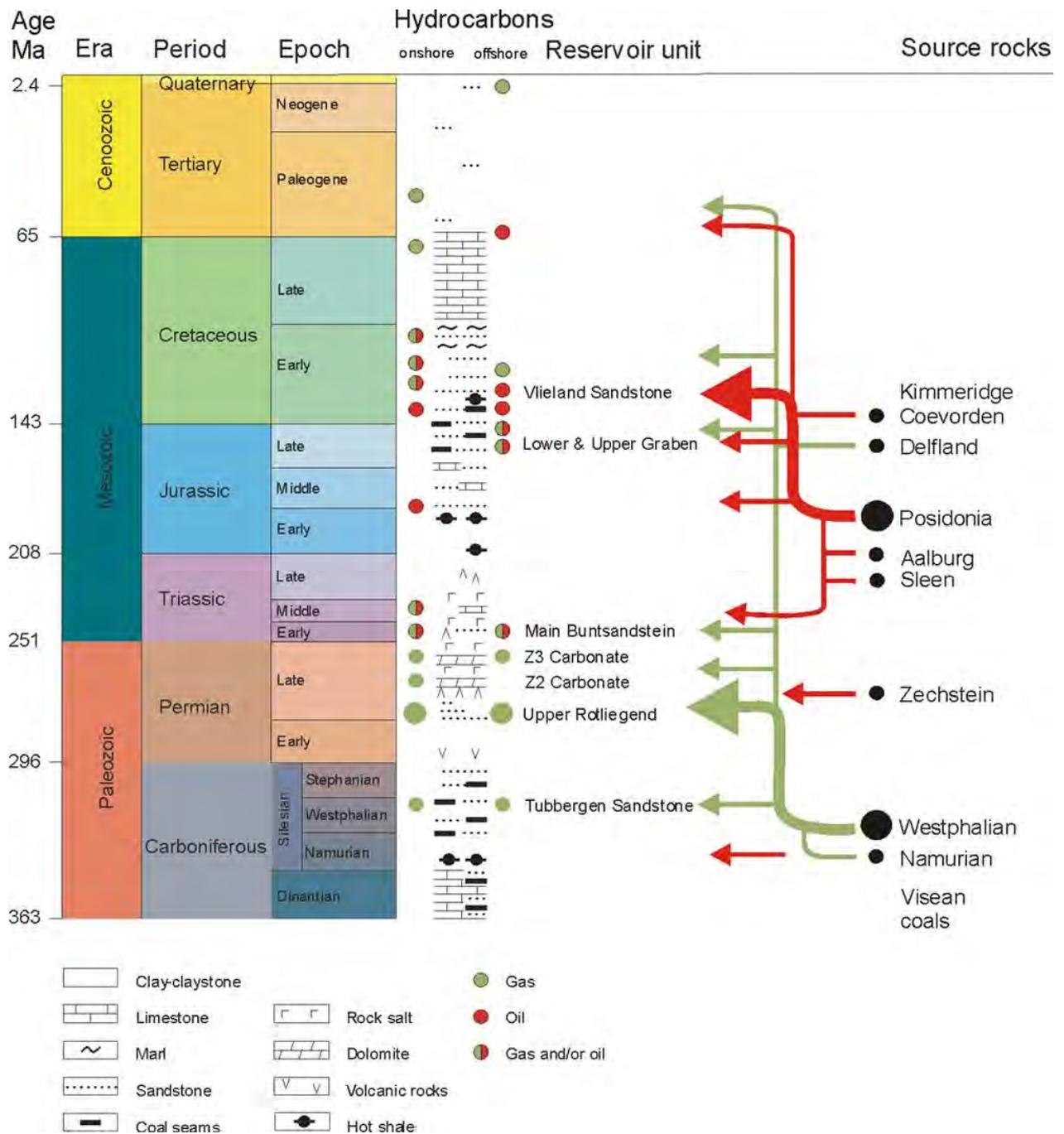
Abbildung 12 – Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Deutsche Nordsee.

Quelle: LBEG (2009) Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009



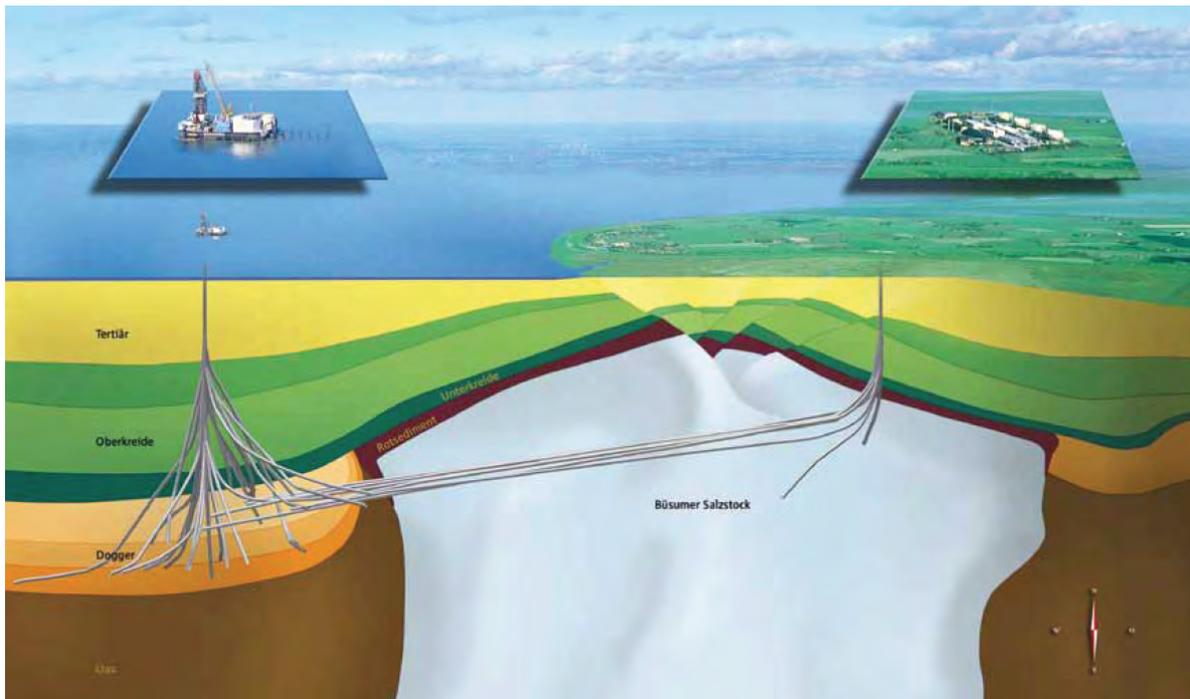
**Abbildung 13** – Beobachtete „bright spots“ in reflexionsseismischen Daten. Die streifenförmigen Muster sind durch die geschossenen Profil-Linien begründet.  
Quelle: Doornenbal & Stevenson (2010)

Grundsätzlich ist es zu befürworten, wenn die Bundesrepublik Deutschland bei der Erschließung ihrer Bodenschätze Zurückhaltung übt und damit auch kommenden Generationen eine bescheidene Rohstoffbasis hinterlässt. Allerdings müssen diese Lagerstätten dann auch vor Beeinträchtigungen durch konkurrierende Nutzungsansprüche geschützt werden, wie es im Bergrecht durch den Lagerstättenschutz auch vorgeschrieben ist. Da jedoch CCS-Projekte die gleichen Gesteinsformationen nutzen würden, in denen Kohlenwasserstoff-Lagerstätten vermutet werden können, besteht hier ein offensichtlicher Konflikt. An dieser Stelle sei daher wieder auf die bergrechtliche Rohstoffsicherungsklausel und auf die entsprechenden Anforderungen des Raumordnungsplans für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (s.o.) hingewiesen.



**Abbildung 14** – Stratigraphische Verteilung von Erdöl- und Erdgas-Mutter- und Speichergesteinen in der südlichen Nordsee, Holland und NW-Deutschland.  
Quelle: Geluk (2011)

Derzeit findet im deutschen Nordsee-Sektor lediglich an zwei Stellen eine Förderung statt, nämlich im Erdöl-Feld Mittelplate (im Wattenmeer am Rande des Büsumer Salzstocks) und von der Gas-Förderplattform A6/B4 auf der Dogger-Bank im äußersten Bereich des „Entenschnabels“.



**Abbildung 15** – Schnitt durch den Büsumer Salzstock und die Erdöl-Lagerstätte Mittelplate. Die Lagerstätte ist sowohl von der künstlichen Bohrinselform Mittelplate aus als auch von Land her über lange, abgelenkte Bohrungen aufgeschlossen.  
Quelle: RWE/Wintershall (2011)



**Abbildung 16** – Förderplattform A6/B4 (rechts im Bild) und Bohrplattform (links) - die derzeit einzige produzierende Offshore-Erdgasanlage in der Deutschen Nordsee.  
Quelle: WEG (2011) Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.

## Potentielle CO<sub>2</sub>-Speichergebiete und Speicherkapazitäten

Die Erfassung aller potentiellen Speicherstrukturen in den Bundesländern und im deutschen Nordsee-Sektor und die Erstellung eines Speicher-Katasters ist Aufgabe der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR, 2011) sowie der geologischen Landesdienste. Diese Arbeiten sind derzeit noch nicht völlig abgeschlossen. Aufgrund der bisherigen Ergebnisse (Stand Januar 2011) wurde von Greenpeace (2011 b) eine Karte erstellt und veröffentlicht, in der die potentiellen Speicher-Standorte in salinen Aquiferen als Kreise dargestellt sind. Die jeweilige Kreisfläche entspricht der geschätzten Speicher-Kapazität. Speicherkapazitäten in ausgeförderten Gaslagerstätten sind in dieser Darstellung nicht enthalten.

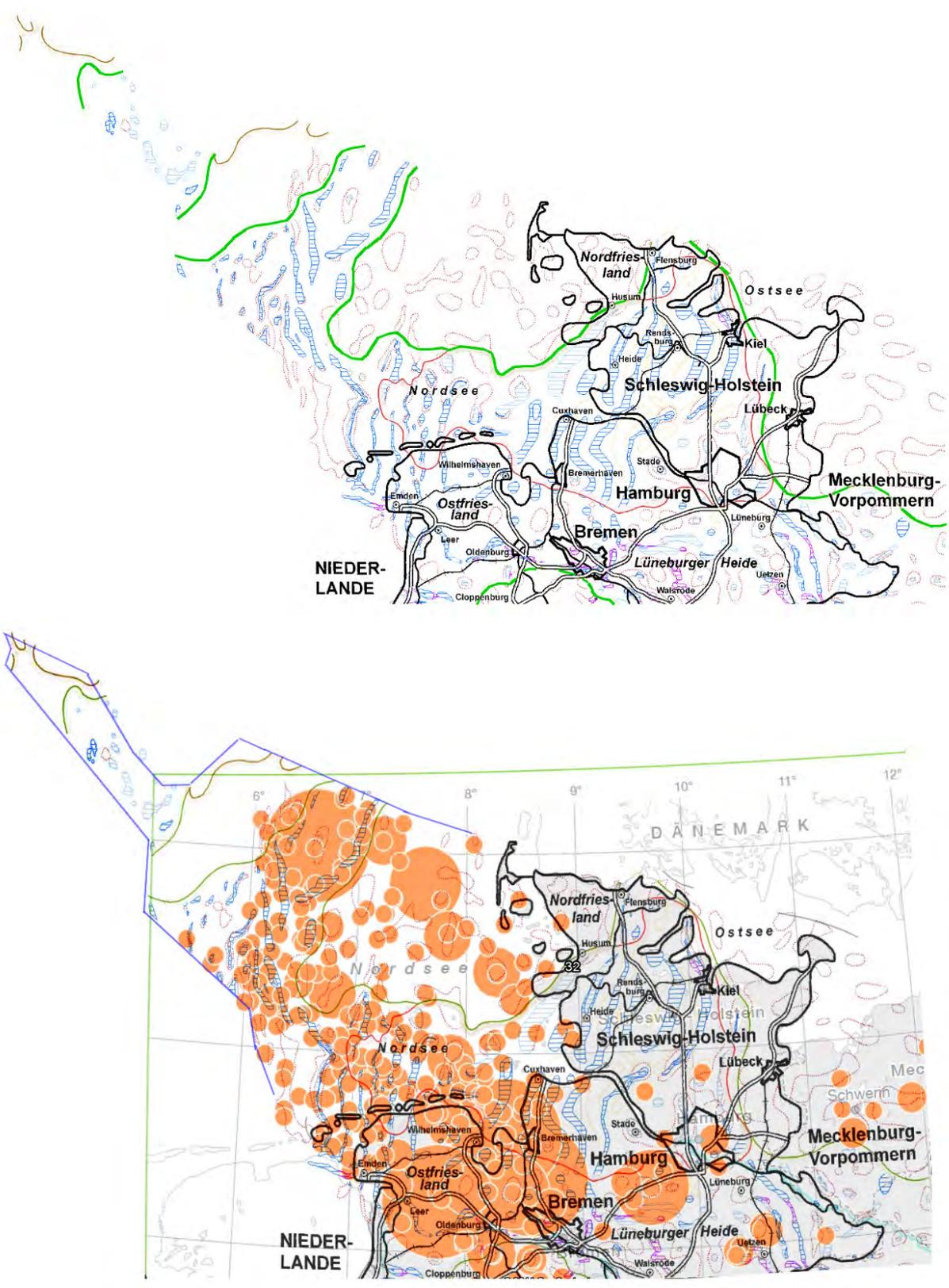
In Abbildung 17 (oben) ist eine Übersichtskarte dargestellt, die mit dem NIBIS Kartenserver des Niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG, 2011) erstellt wurde und in der die Salzkissen (braun punktierte Umrisse) und Salzdiapire (blau schraffiert) dargestellt sind. Die gleiche Karte enthält auch eine Grenzlinie (grün), welche die Gebiete mit Salzdiapiren von jenen Gebieten abgrenzt, in denen lediglich Salzkissen gebildet worden sind. Der Unterschied besteht darin, dass bei Salzkissen das Deckgebirge nur zu Antiklinal-Strukturen aufgewölbt wurde, während bei Diapiren das Salz die Deckgebirge durchbrochen hat. Somit können hauptsächlich über Salzkissen Antiklinalstrukturen erwartet werden, die als CO<sub>2</sub>-Speicher dienen könnten.

In Abbildung 17 (unten) wurde die gleiche Karte überlagert mit einem Ausschnitt aus der von Greenpeace erstellten Speicherkarte. Man erkennt, dass die (bisher dargestellten) Speicherkomplexe allesamt in der östlichen Hälfte des deutschen Nordsee-Sektors liegen und nach Westen an einen Bereich ohne (ausgeprägte) Salzstrukturen grenzen. Dieser Bereich entspricht dem Schillgrund-Hoch (siehe Abbildung 8), über dem Zechstein-Salze weitgehend fehlen.

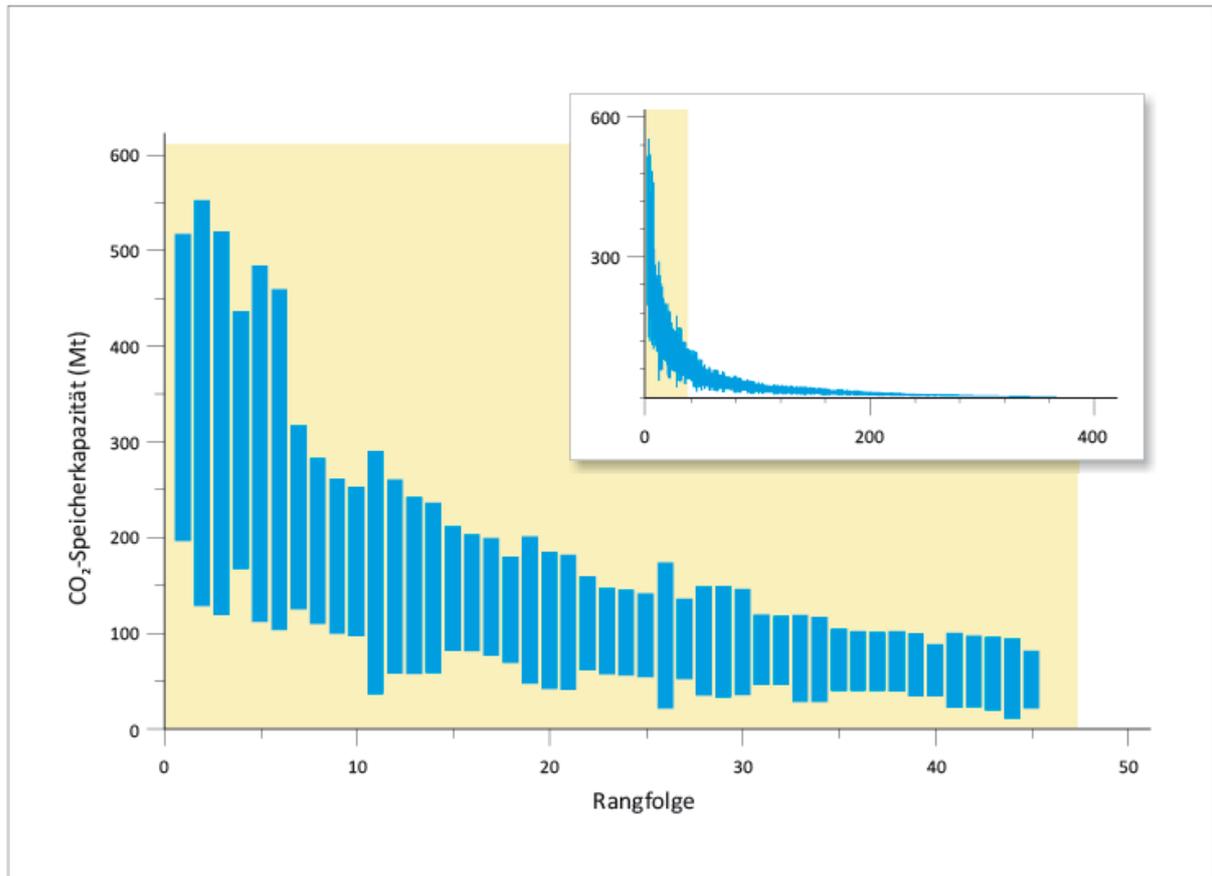
Somit erstreckt sich das deutsche Offshore-Gebiet mit möglichen größeren CO<sub>2</sub>-Speichern von den Nordfriesischen Inseln aus bis etwa 150 km seewärts.

Die größeren Speicher-Strukturen im nordöstlichen Teil des Nordsee-Sektors sind dabei hauptsächlich an Salzkissen gebunden, während es sich bei den zahlreichen kleineren potentiellen Speichern im Südwesten möglicherweise um Fallenstrukturen an Salzstockflanken oder um Transgressionsfallen bzw. um sogenannte „Schildkröten-Strukturen“ handelt. Letzteres sind aufgestauchte Gewölbe zwischen Salzstöcken. Neben dem Cluster im Bereich der Wesermarsch stellt der Bereich der Deutschen Bucht somit das zweite wichtige potentielle Entsorgungsgebiet für CO<sub>2</sub> in salinen Aquiferen dar. Von den deutschen Speicherkapazitäten in salinen Aquiferen von 6,3 bis 12,8 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> fällt etwa ein Drittel (1,9 – 4,5 Milliarden Tonnen) in den deutschen Nordseesektor (Gerling, 2010). Erörterungen der Speicherpotentiale finden sich auch in Publikationen des Wuppertal-Instituts (2010).

Abbildung 18 gibt einen Eindruck vom Speichervermögen einzelner potentieller Speicher. Die Anzahl großer Speicher, die mit einem vergleichsweise geringen Aufwand zu entwickeln wären, ist demnach begrenzt.

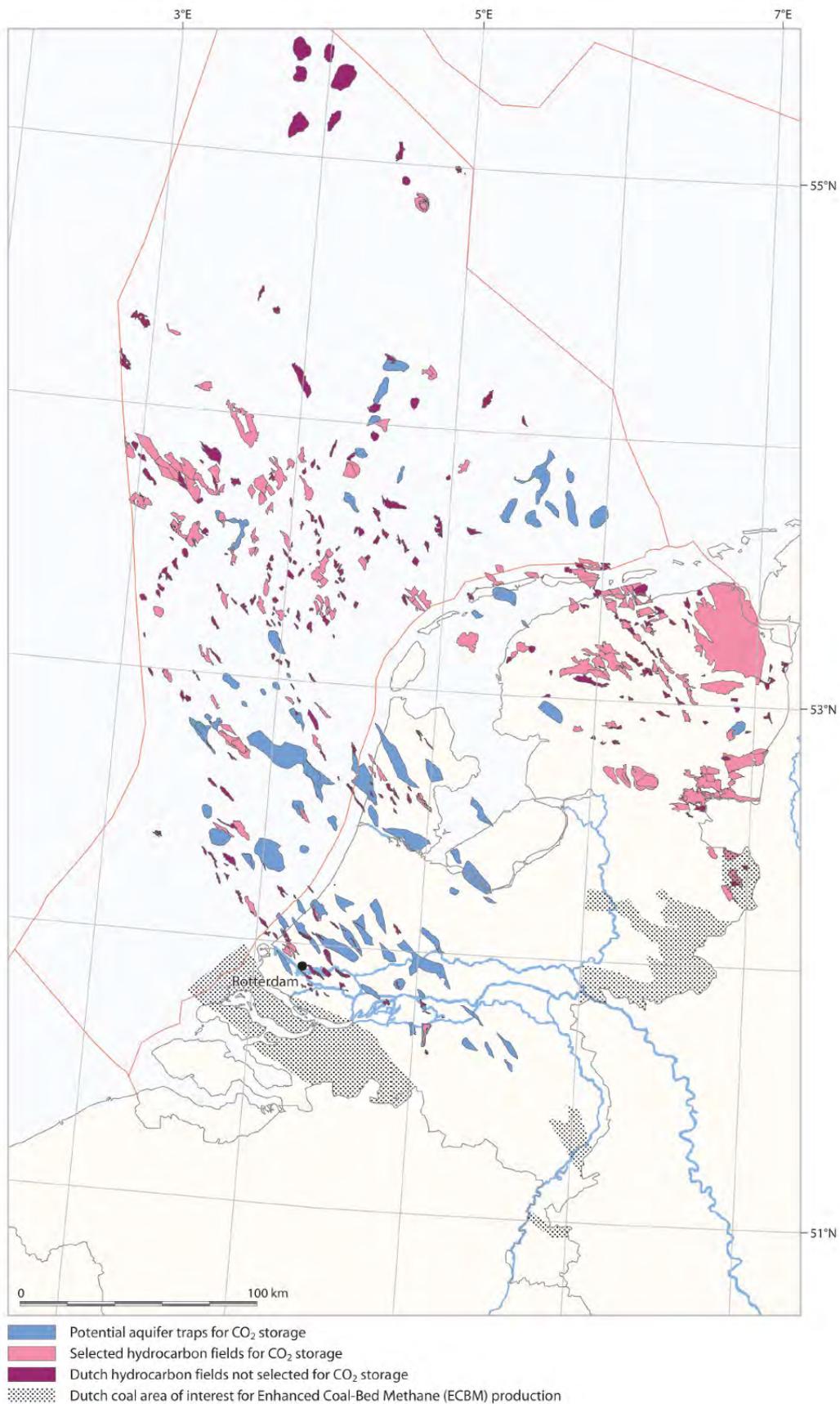


**Abbildung 17** – Salzstrukturen und potentielle CO<sub>2</sub>-Speicher in der deutschen Nordsee. Erläuterungen im Text. Karten vom Verfasser teilweise ausgeschnitten, ergänzt und überlagert. Geringe Lagegenauigkeiten und Verzerrungen sind möglich. Kartenquellen: LBEG (2011) und Greenpeace (2011 b)

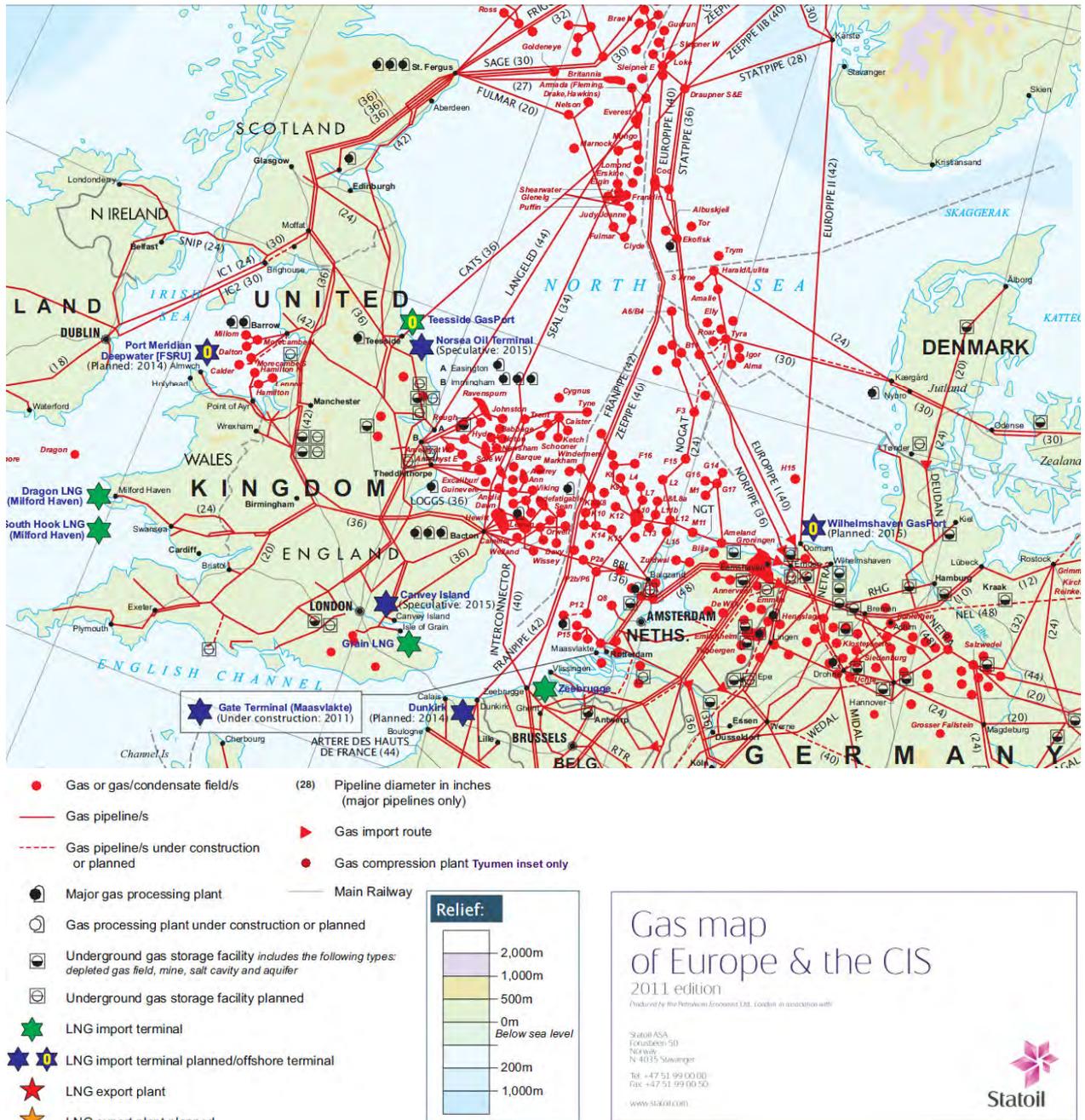


**Abbildung 18** – Rangfolge der 45 Speicher mit einem Medianwert von mindestens 50 Mio. t als Teilmenge aller von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) untersuchten 408 Speicher (kleine Abbildung.) Die Spannweite der blauen Balken entspricht den jeweiligen Unsicherheiten bei den Speicherkapazitäten. Die meisten der großen Speicherkapazitäten liegen im Bereich der Wesermarsch und der Deutschen Bucht. Abbildung aus Knopf et al. (2010)

Für deutsche CO<sub>2</sub>-Produzenten käme, entsprechende Vereinbarungen vorausgesetzt, grundsätzlich auch eine Entsorgung im Ausland in Frage, wobei aus logistischen Gründen vor allem CO<sub>2</sub>-Speicher in den Niederlanden und deren Ausschließlicher Wirtschaftszone von Interesse sein könnten. In Abbildung 19 ist eine Übersicht der als CO<sub>2</sub>-Speicher vorgesehenen bzw. nicht vorgesehenen Gasfelder und salinen Aquiferen in den Niederlanden dargestellt (Doornenbal et al. 2010). Durch die Aktivitäten der Öl- und Gas-Industrie besteht bereits ein weit verzweigtes Netzwerk von Pipelines (Abbildung 20), deren mögliche Umwidmung bzw. technische Eignung für CO<sub>2</sub>-Ströme allerdings fraglich ist.



**Abbildung 19** – Potentielle CO<sub>2</sub>-Speicher-Standorte in den Niederlanden.  
(Aus Doornenbal et al. 2010)



**Abbildung 20** – Gasfelder und Gaspipelines in der Nordsee. Ausschnitt aus der „Gas Map of Europe“ (Petroleum Economist, 2011)

Abbildung 21 vermittelt einen Eindruck von den Vorstellungen in der EU-Kommission über den Aufbau eines EU-weiten CO<sub>2</sub>-Pipeline-Netzwerkes (Morbee et al. 2010). Neben erheblichen Investitionskosten wäre bei einem so weitreichenden Netzwerk allerdings auch der Energieaufwand für den Ferntransport von CO<sub>2</sub> (viele Verdichter-Stationen) erheblich. Dadurch würde die ohnehin schlechte Energie- und Umweltbilanz der CCS-Technologie noch weiter gesenkt.

Aus den gleichen Gründen dürfte auch eine Entsorgung deutscher CO<sub>2</sub>-Ströme in der ausgedehnten und mächtigen Utsira-Formation in der Norwegischen Nordsee (Sleipner-Feld; siehe Abbildung 20 oben) oder in britischen Offshore-Speichern nicht in Frage kommen.

Auch ein Schiffstransport von CO<sub>2</sub> zu norwegischen oder britischen Offshore-Speichern, wie er beispielsweise von ElementEnergy (2010) mit betrachtet wurde, erscheint aus mehreren Gründen problematisch:

- An den Umschlagplätzen (Häfen) müssten CO<sub>2</sub>-Pufferspeicher ausreichender Kapazität geschaffen werden um den diskontinuierlichen Schiffstransport zu ermöglichen.
- LNG-Tanker, die grundsätzlich auch CO<sub>2</sub> transportieren könnten, erfordern einen flüssigen Aggregatzustand, also niedrige Temperaturen, so dass das CO<sub>2</sub> unter hohem Energieaufwand verflüssigt werden müsste.
- An den Injektions-Orten müssten lange Liegezeiten für Tankschiffe eingerechnet werden, wegen der begrenzten Injektivität von CO<sub>2</sub>-Speicheranlagen.
- An den Injektions-Orten müssten außerdem Offshore-Anlagen vorhanden sein, um die Zustandsänderung von kaltem flüssigem CO<sub>2</sub> zu überkritischem CO<sub>2</sub> mit Speichertemperatur zu ermöglichen. Hierfür wäre weiterer Energieaufwand erforderlich, der Offshore bereitgestellt werden müsste.

YEAR 2050 - 20374km network - 28.9 billion EUR cumulative investment

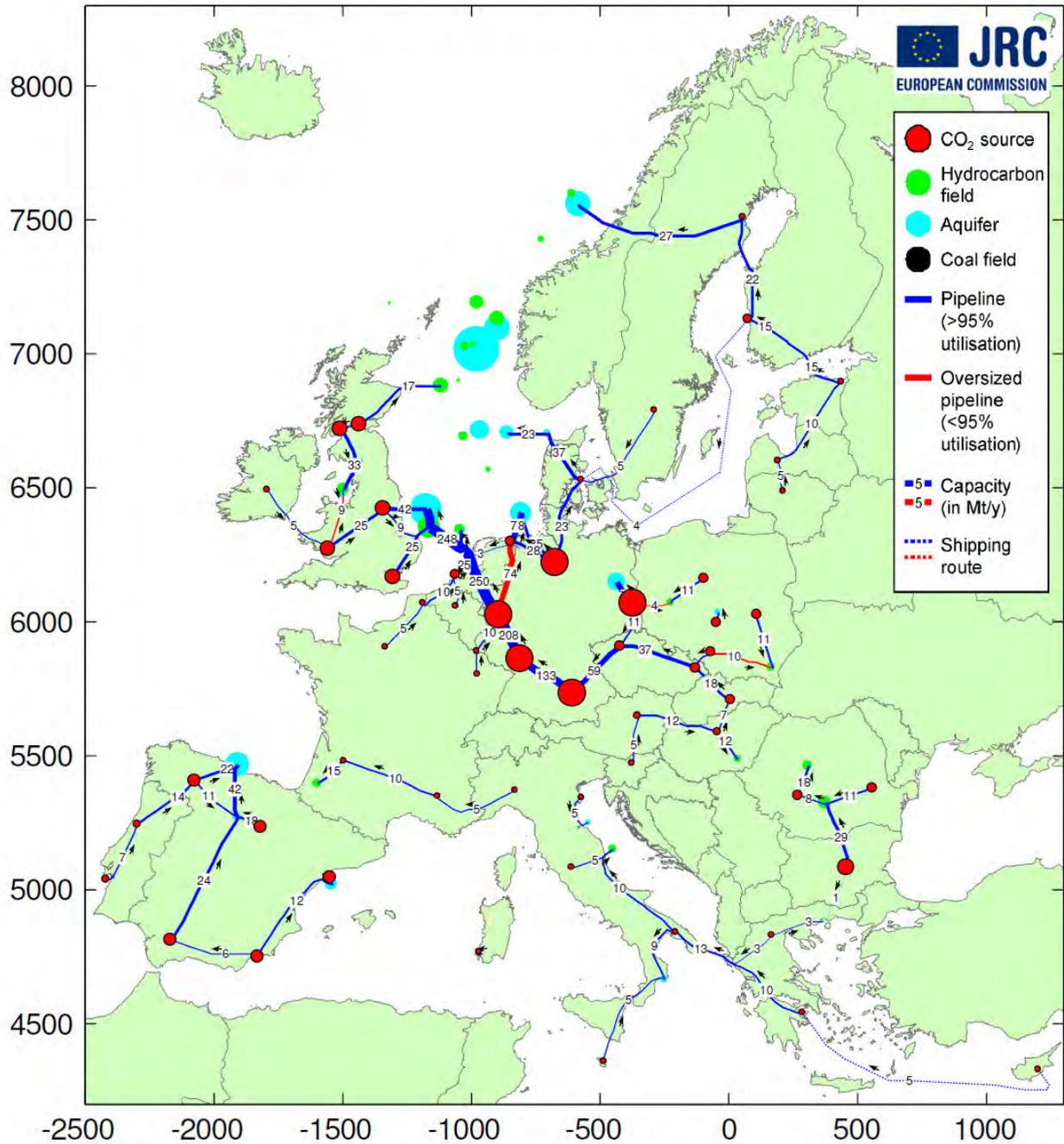


Abbildung 21 – Vision der Europäischen Kommission für ein CO<sub>2</sub>-Pipeline-System im Jahr 2050. (Morbee et al. 2010)

# Natur- und Umweltschutzbelange

## Schutzgebiete

Wenn man Übersichtsdarstellungen mit den zahlreichen Schutzgebiets-Festsetzungen für die deutsche Nordsee betrachtet (Abbildung 22), so scheint das Gebiet weitgehend vor schädlichen Eingriffen durch den Menschen geschützt zu sein. Dieser Eindruck täuscht jedoch, wie man beispielsweise an den noch immer gültigen Konzessionen zur Gewinnung von Sand und Kies inmitten von FFH-Gebieten feststellen muss, auch wenn diese derzeit nicht genutzt werden (BfN, 2011; BUND, 2011 b; Deepwave, 2004; vergleiche Abbildung 23). Auch die jüngsten Anpassungen diverser Vertragswerke zugunsten von CCS (z.B. OSPAR; s.o.) machen deutlich, dass Naturschutz in der Praxis keine besonders hohe Priorität hat.

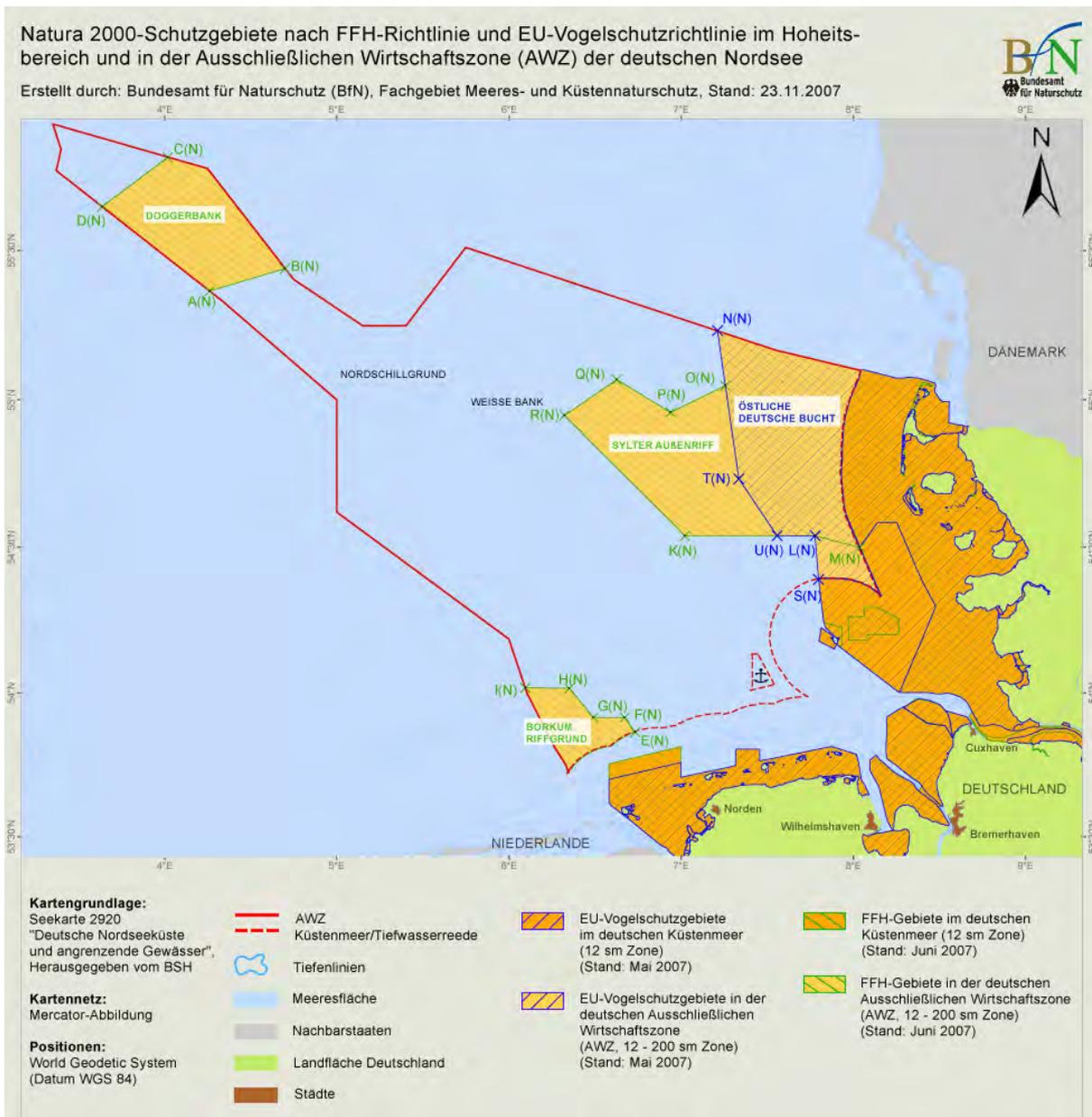
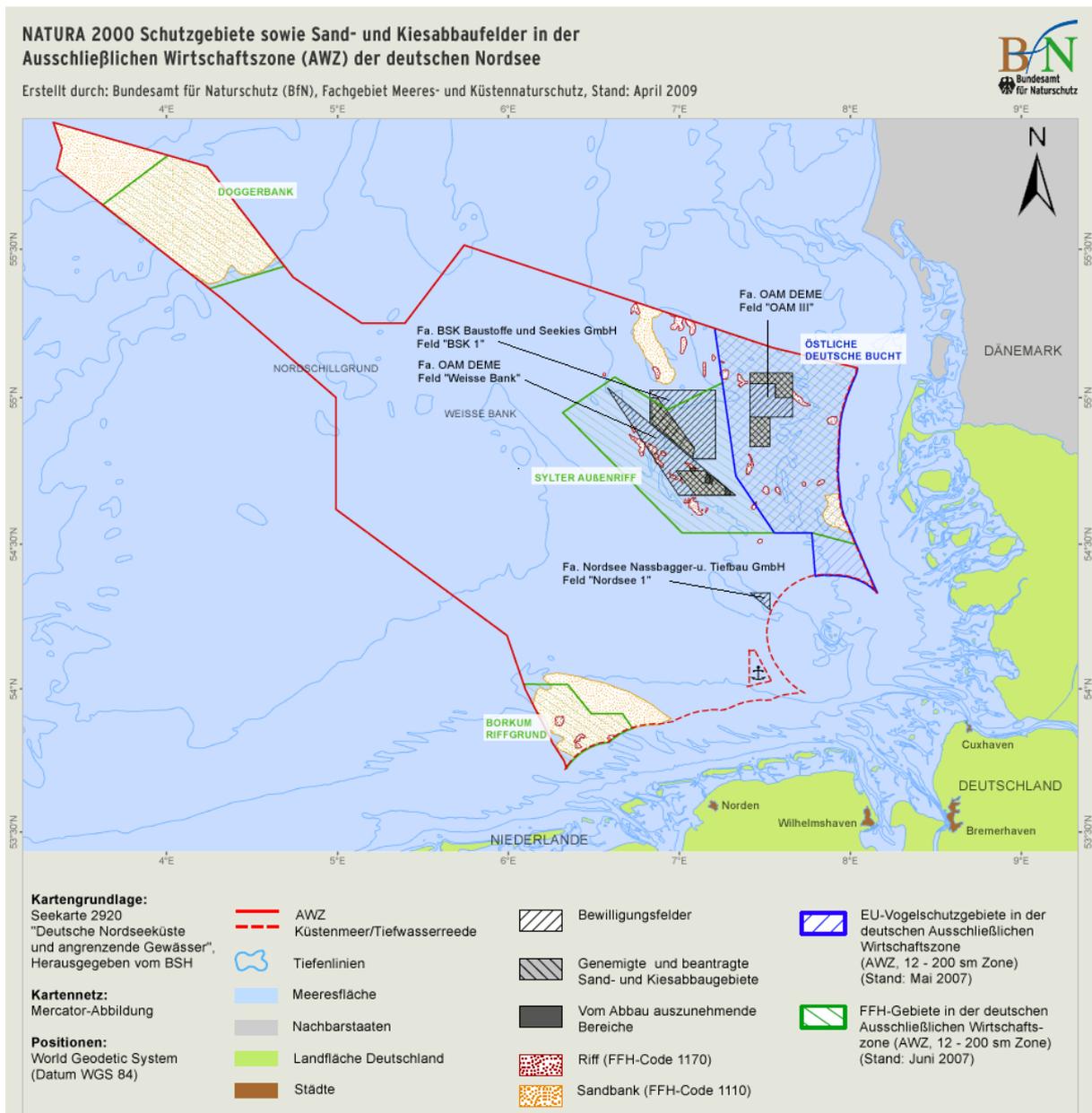


Abbildung 22 – Natura 2000-Schutzgebiete in der Nordsee (BfN, 2011)



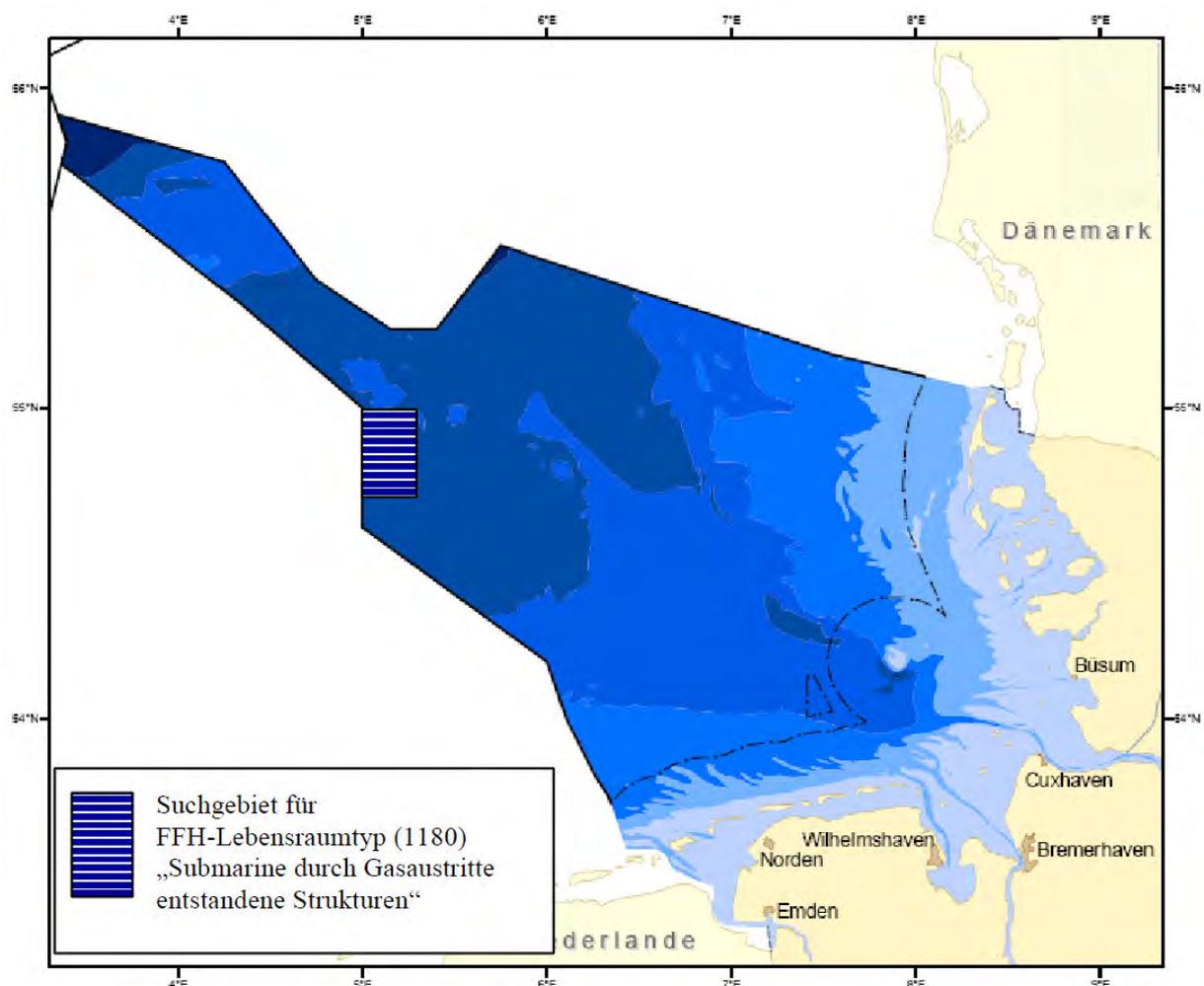
**Abbildung 23** – Sand- und Kies-Abbaufelder sowie Natura 2000-Schutzgebiete in der Nordsee (BfN, 2011)

Nach EU-Recht ausgewiesene Schutzgebiete des deutschen Nordsee-Sektors sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die drei nach der FFH-Richtlinie geschützten Gebiete „Östliche Deutsche Bucht“, „Sylter Außenriff“ und „Borkum Riffgrund“ dienen insbesondere dem Schutz der Meeresboden-Habitate und dort lebender Arten, doch auch das Vogelschutzgebiet „Östliche Deutsche Bucht“ könnte indirekt, beispielsweise über Einflüsse auf die Nahrungskette, durch CCS-Projekte betroffen sein.

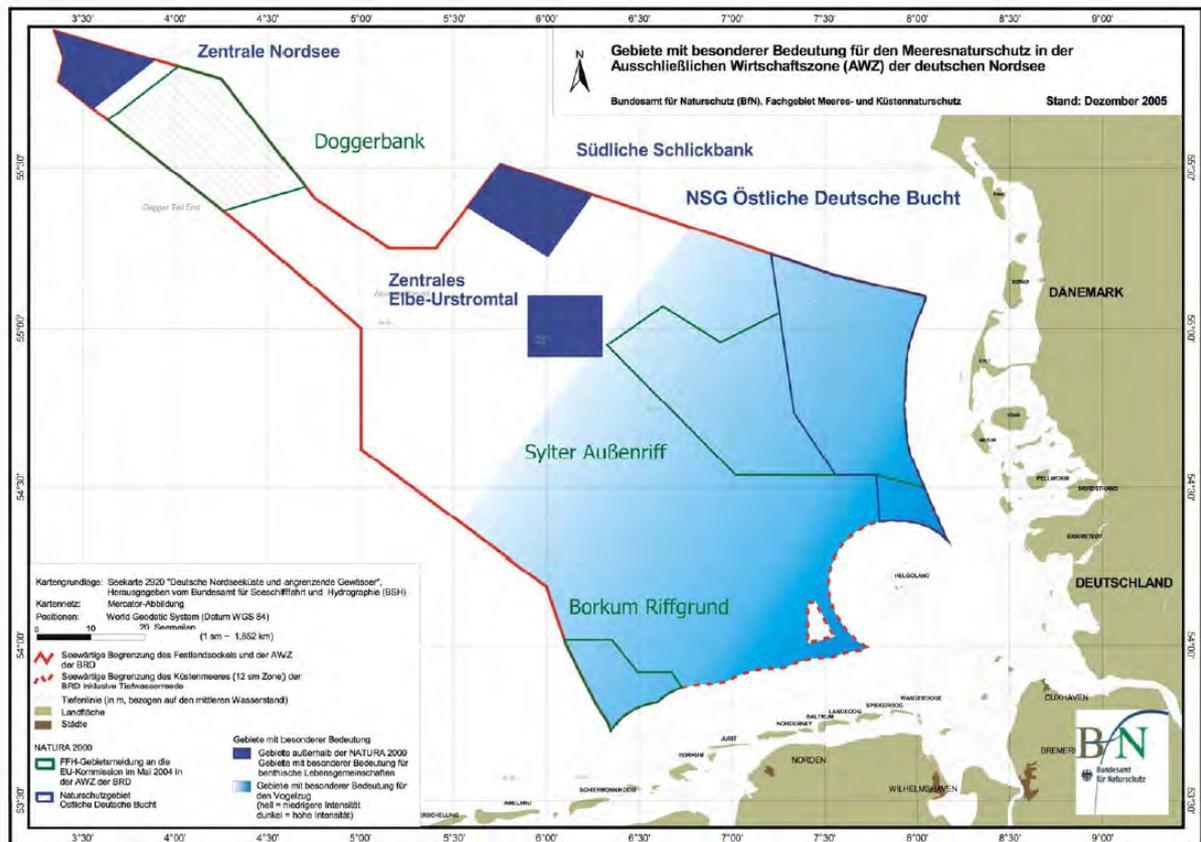
Tabelle 2 – Schutzgebiete in der deutschen Nordsee (BfN, 2011)			
Gebietsname	Gebietsgröße	Gebietsstatus	Hauptausweisungsgründe
Östliche Deutsche Bucht	3.135 km <sup>2</sup>	Vogelschutz-RL	Seetaucherarten, Rastvögel
Sylter Außenriff	5.314 km <sup>2</sup>	FFH-RL	Schweinswale, Sandbänke, Riffe
Borkum Riffgrund	625 km <sup>2</sup>	FFH-RL	Sandbänke, Riffe
Doggerbank	1.699 km <sup>2</sup>	FFH-RL	Sandbänke

Quellen mit den Erhaltungszielen:  
<http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/verordnung-vogelschutzgebiete/VO-OEDB-bgbl105s2782.pdf>  
[http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/erhaltungsziele/Erhaltungsziele\\_Sylter-Aussenriff\\_2011-04-28.pdf](http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/erhaltungsziele/Erhaltungsziele_Sylter-Aussenriff_2011-04-28.pdf)  
[http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/erhaltungsziele/Erhaltungsziele\\_Borkum\\_Riffgrund\\_2009\\_03\\_06.pdf](http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/erhaltungsziele/Erhaltungsziele_Borkum_Riffgrund_2009_03_06.pdf)  
[http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/erhaltungsziele/Erhaltungsziele\\_Doggerbank\\_2011-04-28.pdf](http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/erhaltungsziele/Erhaltungsziele_Doggerbank_2011-04-28.pdf)

Neben den bereits ausgewiesenen Gebieten gibt es weitere Vorschläge zur Unterschutzstellung besonders wertvoller Gebiete. So ist südlich des Schillgrunds ein Gebiet mit submarinen, durch Gasaustritte geprägten Strukturen und Lebensgemeinschaften bekannt (Abbildung 24). Weiterhin sind die Gebiete „Zentrale Nordsee“ im äußersten „Entenschnabel“, die „Südliche Schlickbank“ und das „Zentrale Elbe-Urstromtal“ als Gebiete mit besonderer Bedeutung für den Meeres-Naturschutz vorgesehen (Abbildung 25).



**Abbildung 24** – Suchgebiet für FFH-Lebensraumtyp (1180) in der deutschen AWZ der Nordsee (BfN, 2011)



**Abbildung 25** – Gebiete mit besonderer Bedeutung für den Naturschutz in der Nordsee (BfN, 2011)

Das UNESCO-Weltnaturerbe Wattenmeer: Im Juni 2009 wurden die niederländischen und deutschen Schutzgebiete des Wattenmeeres auch als UNESCO-Weltnaturerbe (Biosphären-Reservat) anerkannt (Abbildung 26). Das Weltnaturerbe Wattenmeer umfasst eine Fläche von zusammen knapp 9 684 km<sup>2</sup>. Im Wesentlichen beruht der Schutzstatus auf Kriterien der Vereinten Nationen (NMU, 2009):

- geologische Prozesse sowie geomorphologische und physiographische Merkmale
- ökologische und biologische Prozesse in der Entwicklung von Ökosystemen
- Bedeutung für die Erhaltung der biologischen Vielfalt und bedrohter Arten weltweit

Da sich das UNESCO-Schutzgebiet mit den deutschen Nationalparks „Schleswig-Holsteinisches Wattenmeer“, „Hamburgisches Wattenmeer“ und „Niedersächsisches Wattenmeer“ überlagert, gelten zudem auch die Schutzbestimmungen für Nationalparks (Nationalpark Wattenmeer, 2010).



**Abbildung 26** – UNESCO-Weltnaturerbe Wattenmeer. Rot umrandet ist das gemeinsame niederländisch-deutsche Schutzgebiet. (CWSS, 2008).

Ein Vergleich der Kartendarstellungen (insbesondere Abb. 17 mit Abb. 22) macht deutlich, dass die großen Offshore-Speicherkapazitäten im Bereich der FFH-Gebiete „Östliche Deutsche Bucht“ und „Sylter Außenriff“ gelegen sind.

Naturschutzrelevante Auswirkungen von CCS-Projekten werden vom Verfasser besonders in folgenden Bereichen gesehen:

- Vielfältige Störungen bestimmter Lebensgemeinschaften und vor allem empfindlicher Säugetiere (z.B. Schweinswale) durch Lärm und seismische Mess-Kampagnen während der Erkundung des Gebietes und der Herstellung der Infrastruktur für CO<sub>2</sub>-Speicher.
- Schadstoff-Einträge während der Herstellung der Infrastruktur für CO<sub>2</sub>-Speicher, beispielsweise durch Bohrschlämme und andere eingesetzte Chemikalien.
- Lärm, Vibrationen und (mikro-)seismische Ereignisse während des Speicherbetriebs durch Verdichter-Anlagen entlang der CO<sub>2</sub>-Pipelines und an den Injektionsbohrungen. Ebenso ausgelöst durch seismische Untersuchungen zum Zwecke des Monitoring. Hierdurch würden zahlreiche Meeresbewohner, insbesondere Schweinswale und Robben, gestört.

- Zu erwartende Störung des chemischen Milieus am Meeresboden durch verdrängte Formationswässer und interstitielles Wasser aus der grenznahen Bodenschicht. Entstehung möglicherweise ausgedehnter Bereiche mit anoxischen und hypersalinen Verhältnissen. Eventuelle Zufuhr geogener Schwermetalle und anderer schädlicher Stoffe. Dies würde alle standorttypischen bodenlebenden Tiere und Pflanzen gefährden. Schädliche Effekte sind dann vor allem bei den Schlickböden besiedelnden Lebensgemeinschaften (etwa im Verlaufe des Elbe-Urstromtales in der Deutschen Bucht) und bei den dort in Bodennähe lebenden Fischen zu erwarten.
- Injektionsbedingte Druckauswirkungen, möglicherweise auch bis ins küstennahe Festland hinein, die zu Salzwasseraufstiegen führen können.
- Mögliche Störungen des chemischen Milieus am Meeresboden im Fall von CO<sub>2</sub>-Leckagen. Anoxia und Versauerung des Porenwassers im Bodensediment und darüber. Negative Beeinflussung von Organismen mit Kalkskeletten, auch im Plankton. Möglicherweise Zufuhr volatiler Schadstoffe, insbesondere Quecksilber und Schwefelwasserstoff. Remobilisierung von eutrophierenden Stoffen (Phosphaten, Stickstoffverbindungen) aus dem Sediment.
- Austreiben von Methangas über den Wasserkörper in die Atmosphäre.

Diese primären Störungen könnten eine Reihe von Folgewirkungen im komplexen ökologischen Wirkungsgefüge der Nordsee auslösen, die weit über den eigentlichen Versenkraum hinausgehen und auch das Wattenmeer betreffen können.

### **Seegraswiesen, Tangwälder, Riffe, Sandbänke und Schlickbiotop**

In der deutschen Nordsee breiten sich Seegraswiesen heute nur noch auf einer Fläche von 122 Quadratkilometern aus, hauptsächlich an der Küste Schleswig-Holsteins. Der Zustand der Wiesen wird inzwischen als stabil eingeschätzt, nachdem in den 30-er Jahren fast der gesamte Bestand einer Epidemie zum Opfer fiel. Die Seegraswiesen leisten durch ihr Rückhaltevermögen für Sedimente einen wichtigen Beitrag für den Küstenschutz (BUND, 2011 a). Ihr besonderer Schutz sowie Maßnahmen zur Verbesserung ihres Zustandes und ihrer Verbreitung sind daher erforderlich sowie rechtlich geboten (Richtlinie 2008/56/EG).

Seegraswiesen sind auch im globalen Maßstab von großer Bedeutung. Aufgrund ihrer Biomasse stellen Seegras-Ökosysteme wichtige Kohlenstoffspeicher dar, aufgrund ihrer Photosynthese-Leistung entfernen sie CO<sub>2</sub> aktiv aus dem Meerwasser und der Atmosphäre. Die jährliche Netto-Kohlenstofffixierung kann 3000 Gramm Kohlenstoff pro Quadratmeter und Jahr betragen. Bis zu einem Viertel dieser Leistung geht dabei auf epiphytische Algen zurück (mare-mundi, 2011; Brauchli, 2004).

In der deutschen Nordsee befinden sich wertvolle Riffbiotop, die sich mit Sandbänken abwechseln und die auch als Schutzgebiete ausgewiesen sind. Im Fall von CO<sub>2</sub>-Austritten und der damit verbundenen weiteren Versauerung des Meerwassers wären die biogenen Kalkstrukturen und die Kalkgehäuse lebender Organismen chemischen Auflösungsprozessen ausgesetzt.

Die größten Tangwälder (Kelpwälder) findet man auf dem Gesteinssockel um Helgoland. Kelpwälder in der Nordsee werden hauptsächlich von großen Braunalgen, Zuckertang, Fingertang, Palmentang und Blasentang gebildet, deren Bestände jedoch seit einiger Zeit zurückgehen. Braunalgen leiden besonders unter der Eutrophierung, da sie im Vergleich zu Grünalgen langsam wachsen und gerade die jungen Pflanzen schnell von anderen Algen überwuchert werden (BUND, 2011 a).

Auch Schlickbiotope mit ihren typischen Lebensgemeinschaften (Muscheln, Schlangensterne, etc.) würden durch bodennahe Anoxia und die Eutrophie stark beeinträchtigt.

### **Unerforschte Lebensgemeinschaften**

Die Einsicht, dass menschliche Eingriffe in den Naturhaushalt oftmals zur Ausrottung von Tier- und Pflanzenarten geführt haben und weiter führen, noch bevor diese überhaupt als eigene Art erkannt wurden, gab den Anstoß für verschiedene internationale Programmen zum Schutz der Biodiversität. Dies wohl auch in der Erkenntnis, dass man nur das schützen kann, was man kennt. Das Projekt *Census of Marine Life* sei hier stellvertretend genannt (COML, 2011).

Weitgehend unerforscht ist besonders die Biomasse im Untergrund, also Kleinstlebewesen, die die Porenräume besiedeln und dort eigene Lebensgemeinschaften bilden. Hierzu zählen auch sogenannte „Extremophile“, die Lebensräume besiedelt haben, in denen man biologisches Leben lange Zeit für unmöglich hielt. In jüngerer Zeit sind Lebensgemeinschaften in tiefen salinen Aquiferen, in Öl- und Gas-Speichergesteinen und in Sedimenten 850 m unterhalb des Meeresbodens beschrieben worden. Es ist davon auszugehen, dass in potentiellen CO<sub>2</sub>-Speicherkomplexen eine große Anzahl von Mikroorganismen leben, die durch die CO<sub>2</sub>-Speicherung beeinflusst werden könnten (IPCC, 2005; Wuppertal Institut, 2010).

## CCS im Offshore-Bereich

### Erkundung

Die Erkundung des Offshore-Bereichs verläuft vom Prinzip her ähnlich wie an Land (vgl. Krupp, 2011), weist jedoch hinsichtlich der eingesetzten Technik deutliche Unterschiede auf:

Die Reflexionsseismik erfolgt beispielsweise vom Schiff aus, indem kilometerlange Hydrophon-Reihen, sogenannte „Streamer“, hinter dem Schiff hergeschleppt werden, während die Anregung der Seismik vom gleichen Schiff aus durch Druckluft-Explosionen sogenannter „Airguns“ über den Wasserkörper erfolgt. Die exakte Positionsbestimmung der Schallquellen und Hydrophone erfolgt per GPS und bei systematischer Abdeckung eines Gebietes kann, ebenso wie an Land, eine 3D-Seismik auch auf See durchgeführt werden.



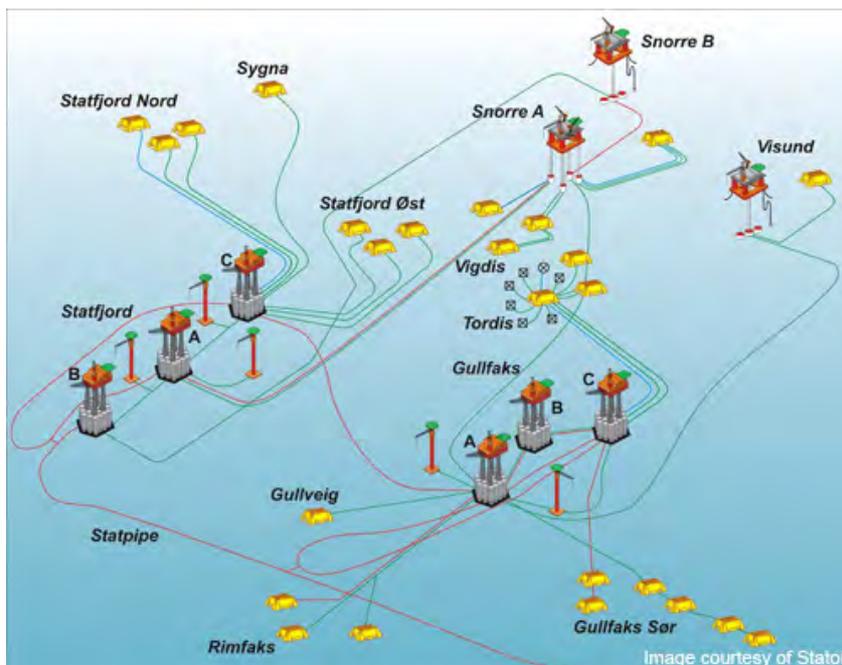
**Abbildung 27** – Reflexions-Seismik auf dem Meer. Im Schlepp des Schiffs sind die Anfänge der Streamer zu erkennen (links aus der Vogelperspektive, rechts aus der Fischperspektive).  
Quellen: Erdgas (2011); Teijin (2011).

Die See-Seismik liefert zwar gute geowissenschaftliche Ergebnisse, steht aber wegen der extremen Beeinträchtigungen und der Tötung zahlreicher Meerestiere durch die Druckluftstöße, deren Schalldruckpegel bis zu 230 Dezibel erreichen kann (vgl. Abbildung 42), zunehmend in der Kritik (ASCOBANS 2009; OSPAR 2010; ZDF 2010).

Untersuchungs- und Injektions-Bohrungen müssen von Bohrplattformen (Drilling Rigs) aus erfolgen. Die Verfahrensweise ist dabei ähnlich der bei Öl- oder Gas-Plattformen. In Abbildung 16 ist ein Beispiel einer Produktions-Plattform mit einer seitlich davon aufgestellten Bohrplattform abgebildet.

## Speicher-Einrichtung und Betrieb

Wegen der begrenzten Injektivität einzelner Bohrungen müssten zur Einspeicherung des ankommenden CO<sub>2</sub>-Stroms wahrscheinlich zahlreiche abgelenkte Bohrungen von mehreren Stellen aus niedergebracht werden um die Speicherkapazität zu erschließen. Nach Fertigstellung der Bohrungen könnte wahrscheinlich, ähnlich wie bei der Offshore-Ölförderung, ein Teil der Infrastruktur auf dem Meeresboden installiert werden (siehe Abbildungen 28 und 29).



**Abbildung 28** – Beispiel einer Unterwasser-Infrastruktur im Umfeld von Öl- und Gas-Förderplattformen. An den Bohrungs-Köpfen sind so genannte „Templates“ (gelb) angebracht, von denen aus die Bohrungen über Versorgungs-, Daten- und Förderleitungen mit der zentralen Förderplattform verbunden sind. Ähnliche Strukturen wären auch für Offshore-CO<sub>2</sub>-Speicher zu erwarten. (Offshore Technology, 2011).



**Abbildung 29** – Virtuelle Darstellung eines „Template“ am Meeresboden. Die pyramidenstumpf-artigen Überbauten dienen als Schutz gegen Schleppnetze. (Statoil, 2011), Offshore Technology (2011), Teijin (2011).

Abhängig von Art und Vorgeschichte des konkreten CCS-Projektes könnte eine vorhandene Infrastruktur genutzt oder es müssten neue Injektionsplattformen erstellt werden. Auf diesen Plattformen wären auch Verdichter unterzubringen, die den ankommenden CO<sub>2</sub>-Strom auf den erforderlichen Injektions-Druck („Kopfdruck“) verdichten. Die zum Betrieb erforderliche Energie müsste entweder per Seekabel herangeführt, oder vor Ort, beispielsweise durch erdgasbetriebene Turbosets oder dieselbetriebene Motoren, bereit gestellt werden. In letzterem Fall wären Dieseltanks ausreichender Kapazität zu installieren. Der Energiebedarf wäre erheblich: Beispielsweise hat eine in In Salah (Algerische Sahara) installierte Verdichter-Anlage bei einer verpressten Menge von lediglich ca. 1 Million Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr eine elektrische Leistungsaufnahme von 24 Megawatt (In Salah Gas, 2010). Außerdem müssten die Plattformen Unterkünfte für das Betriebs- und Wartungs-Personal bieten und für alle denkbaren Notfälle Rettungseinrichtungen vorhalten.

Mögliche Blowouts, die durch Störfälle während des Betriebs möglich und in der Petroleum-Industrie nicht selten sind, wären unter den beengten Verhältnissen einer Plattform vermutlich noch gefährlicher für die Belegschaft und schwieriger abzustellen als an Land. Die Besonderheiten von CO<sub>2</sub>-Blowouts werden z.B. von Skinner (2003) und Lewicki et al. (2006) untersucht.

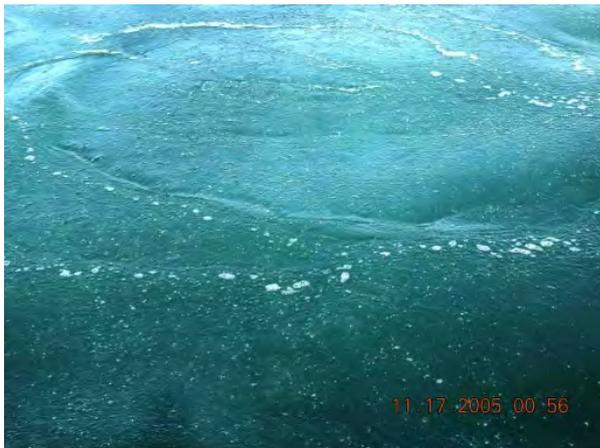
Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der Aufwand zur Errichtung und zum Betrieb einer CO<sub>2</sub>-Injektions-Plattform dem einer Offshore-Produktionsplattform ähnlich ist. Aus wirtschaftlicher Sicht besteht jedoch der wesentliche Unterschied darin, dass die Kosten des Betriebs von Öl- und Gasplattformen durch Verkaufserlöse gedeckt wird, während bei CO<sub>2</sub>-Speichern die Kosten für eine „End-of-Pipe“-Entsorgungstechnologie anfallen würden. Logistische und sonstige Synergie-Effekte wie beispielsweise bei den Sleipner-, In Salah-, oder Weyburn-CCS-Projekten zur Gasförderung sind zumindest bei CO<sub>2</sub>-Speichern in salinen Aquiferen nicht gegeben.

Die Zuführung des CO<sub>2</sub>-Stroms zu den Injektions-Plattformen wäre über Unterwasser-Pipelines zu gewährleisten. Deren Verlegung erfolgt durch Spezialschiffe, wie derzeit in der Ostsee (Nord Stream, 2011). Eine CO<sub>2</sub>-Pipeline, beispielsweise aus dem Rheinischen Braunkohle-Revier bis in die Deutsche Bucht, hätte ohne Sammel- und Verteiler-Leitungen eine Länge von über 500 km, wobei etwa 100 km davon durch die Nordsee verlaufen würden. Bei einer derartigen Distanz müssten vermutlich ein bis zwei Verdichter-Stationen (Booster-Stationen) eingerichtet werden, um den Druckabfall zu kompensieren. Die hierfür benötigte Leistung läge (in Anlehnung an entsprechende Erdgas-Verdichterstationen) in einer Größenordnung um 50 bis 100 MW je Station.

## Monitoring

Während und auch noch lange Zeit nach dem Speicherbetrieb müsste die Platznahme des CO<sub>2</sub>-Stroms im Speicher und dessen dauerhafte Dichtigkeit mittels derzeit noch nicht vorhandener Monitoring-Programme überwacht werden. Ein einziger bereits relativ weit entwickelter Ansatz dafür ist die Überwachung durch die „time-lapse 3D-Seismik“ (Arts, 2010). Durch Auswertung von in Zeitabständen von ca. einem Jahr und unter identischen Bedingungen wiederholten 3D-seismischen Messungen kann die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Speicher verfolgt werden. Diese Methode liefert einen grob quantitativen Nachweis, dass CO<sub>2</sub> im Speicher ist. Allerdings ist auch bei dieser Methode absehbar, dass ein Nachweis von Leckageraten in einer Größenordnung von 0,1 Promille pro Jahr nicht möglich sein wird.

Ein weiterer indirekter Ansatz besteht darin, in permeablen Schichten des Speicherdaches Druckmess-Sonden zu installieren, die Änderungen des Fluiddruckes registrieren sollen. Im Fall eines Lecks würde der Speicherdruck über das CO<sub>2</sub>-Gas in die Deckschichten übertragen, so dass mit den Mess-Sonden ein Druckanstieg gemessen werden soll. Dieses Konzept kann aber nur dann funktionieren, wenn der Gesteinskomplex mit der Druckmess-Sonde selbst allseitig dicht wäre und das aus dem Speicher entweichende Gas nicht einfach durchströmen könnte. Diese Methode kann somit keine schlüssigen Beweise für eine Dichtigkeit des Speichers liefern.



**Abbildung 30** – Natürliche Erdgasaustritte, Shane Seep, Nahe Santa Barbara, Kalifornien. Austrittsfläche 1000 m<sup>2</sup>; Gasfluss: 15 000 m<sup>3</sup>/d. Quelle: Leifer (2006)

Vorgeschlagen wurde ebenfalls, im Meerwasserkörper aufsteigende Gasblasen anhand ihrer akustischen Signale zu überwachen (Leifer (2006); Leifer und Tang, 2006) und daraus Gasflüsse zu errechnen. Dieser in Laborversuchen erfolgreiche Ansatz dürfte angesichts der Größe der zu überwachenden Gebiete sowie anderer Quellen für Gasblasen (z.B. Gischt von Wellen) und einer generellen Geräusch-Kulisse in der Praxis auf größere Schwierigkeiten treffen.

Somit müssten chemische Methoden entwickelt werden und zum Einsatz kommen, die Konzentrationsänderungen entweder des CO<sub>2</sub> selbst oder von anderen Indikatoren messen. Diese Messungen müssten am Meeresboden „flächendeckend“ erfolgen und in kurzen Intervallen wiederholt werden. Außerdem müssten in den Deckschichten des Speichers

Bohrlöcher mit einer Sensorik zum Nachweis von CO<sub>2</sub>-Konzentrationsänderungen (oder Tracer-Substanzen als Indikatoren) ausgestattet und die erfassten Daten regelmäßig und über lange Zeiträume ausgewertet werden. Auch bei diesen Verfahren müsste der Nachweis von Leckageraten von 0,1 Promille pro Jahr oder sogar deutlich weniger (Wallmann, 2008) möglich sein. Solche Messverfahren sind bis heute nicht verfügbar und die Machbarkeit solcher Messmethoden ist zweifelhaft.

## **Nutzungskonflikte**

Konflikte durch die CCS-Technologie sind im Wesentlichen in den Bereichen Lagerstätten- und Meeresschutz, bei der Trinkwassergewinnung in Küstennähe, beim Tourismus und bei Offshore-Windparks zu erwarten.

### **Lagerstättenschutz**

Auf die Höflichkeit in Bezug auf weitere Öl- und Gas-Lagerstätten im Bereich der Küstenmeere und der AWZ wurde bereits hingewiesen. Sowohl das Bundesberggesetz als auch das CCS-Gesetz (das noch der Zustimmung des Bundesrates bedarf) wie auch die Verordnung über die Raumordnung in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee vom 21.9.2009 weisen auf das vorrangige öffentliche Interesse am Schutz nutzbarer Lagerstätten gegenüber anderweitigen Nutzungsansprüchen hin.

Vor der Nutzung einer geologischen Struktur als CO<sub>2</sub>-Speicher müsste daher zunächst ausgeschlossen werden, dass sich im Einflussbereich der CO<sub>2</sub>-Speicherung nutzbare Erdöl- oder Erdgas-Lagerstätten befinden. Ein solcher Negativ-Nachweis wäre im Übrigen auch aus Umwelt- und Klimaschutzgründen erforderlich, denn die unbeabsichtigte Verdrängung fossiler Kohlenwasserstoffe bis hinauf zum Meeresboden könnte dort zu schweren Schäden an den Ökosystemen führen, und es könnten klimaschädliche Mengen von Methangas in die Atmosphäre entweichen.

### **Trinkwassergewinnung in Küstennähe**

Durch verschiedene Studien, insbesondere der BGR (2010) und der GRS (2009) zu den Druckauswirkungen der CO<sub>2</sub>-Verpressung ist bekannt, dass auch noch in sehr großer Entfernung von der Injektionsstätte (teilweise über 100 km) der Druck in der Speicherformation signifikant (> 1 bar) ansteigen kann. Dieser Druckanstieg stört das hydraulische Gleichgewicht und löst dadurch Strömungen im Formationswasser aus, die bestrebt sind die Druckunterschiede abzubauen. Dies kann unter realen geologischen Verhältnissen nur erfolgen, indem verdrängte saline Formationswässer entlang vorhandener Wegsamkeiten (z.B. Störungen) letztendlich nach oben ausweichen.

Da sich die geologischen Strukturen vom Festland in den Untergrund der Nordsee fortsetzen (s.o.), können saline Formationswässer grundsätzlich auch in Richtung Festland abgedrängt werden und dort aufsteigen. Die mögliche Beeinträchtigung von küstennahen Süßwasser-

Vorkommen und Wasserwerken durch Offshore-CCS-Projekte wäre daher in jedem Fall genau zu prüfen. Im Zweifel müsste gemäß dem Vorsorgeprinzip der Grundwasserschutz im Wasserrecht Vorrang vor CCS-Projekten haben.

### **Naturschutz und Meeresschutz / Fischerei**

Wie oben bereits dargestellt, befinden sich im Bereich der deutschen Nordsee eine Reihe ausgedehnter Schutzgebiete mit teilweise unterschiedlichen Schutzzielen. Beispielsweise dürfte der Bau und Betrieb von Injektionsplattformen mit dem dazugehörigen Netz von CO<sub>2</sub>-Pipelines und Unterwasserkabeln innerhalb des Wattenmeeres mit den Schutzzielen des UNESCO-Weltnaturerbes Wattenmeer unvereinbar sein.

Einer besonderen Belastung durch seeseismische Untersuchungen zur Erkundung des geologischen Untergrunds sowie durch seismische Wiederholungsmessungen („time lapse Reflexionsseismik“) für das Monitoring wären auch beispielsweise nach der FFH-Richtlinie besonders geschützte Tierarten wie Meeressäuger (Seehunde, Kegelrobben, Schweinswale) ausgesetzt.

Die Nordsee ist außerdem für die Fischerei von existentieller Bedeutung. Eine Beeinträchtigung des Meeresbodens hätte gravierende Folgen für die gesamte Nahrungskette und für die dort befindlichen Laichgebiete zahlreicher Fischarten (s.u.). Eine Schädigung der Laich-Habitate würde sich bei vielen Arten weit über den deutschen Nordsee-Sektor hinaus auswirken, ein weiterer Rückgang der Fischbestände wäre die Folge.

### **Tourismus**

Die Nordseestrände, die Friesischen Inseln und Helgoland zählen zu den beliebtesten deutschen Urlaubs- und Erholungsgebieten. Eine weitere industrielle Überprägung des Küstenraumes und Schäden an der Meeresumwelt würden auch dem Tourismus schaden. Die Region Nordsee ist mit rund 12 Millionen Übernachtungen bei ca. 2,5 Millionen Gästeankünften laut amtlicher Statistik die bedeutendste Urlaubsregion Niedersachsens und Schleswig-Holsteins. Jährlich 2,4 Milliarden Euro geben die Urlauber an der Nordsee aus. Der Tourismus ist damit der bedeutendste Wirtschaftsfaktor und sichert zahlreiche standortsichere Arbeitsplätze (Tourismusverband Nordsee, 2010).

### **Offshore Windparks**

Wenngleich unmittelbare Nutzungskonflikte zwischen CO<sub>2</sub>-Speichern und Windparks nicht erkennbar sind, kann durch ausgelöste seismische Ereignisse während der CO<sub>2</sub>-Verpressung sowie durch Gas-Leckagen oder ausströmendes verdrängtes Formationswasser eine Gefährdung der Fundamente von Windkraftanlagen auftreten. Es wäre daher zu prüfen, inwieweit die Standsicherheit von Windkraftanlagen beeinträchtigt werden könnte.

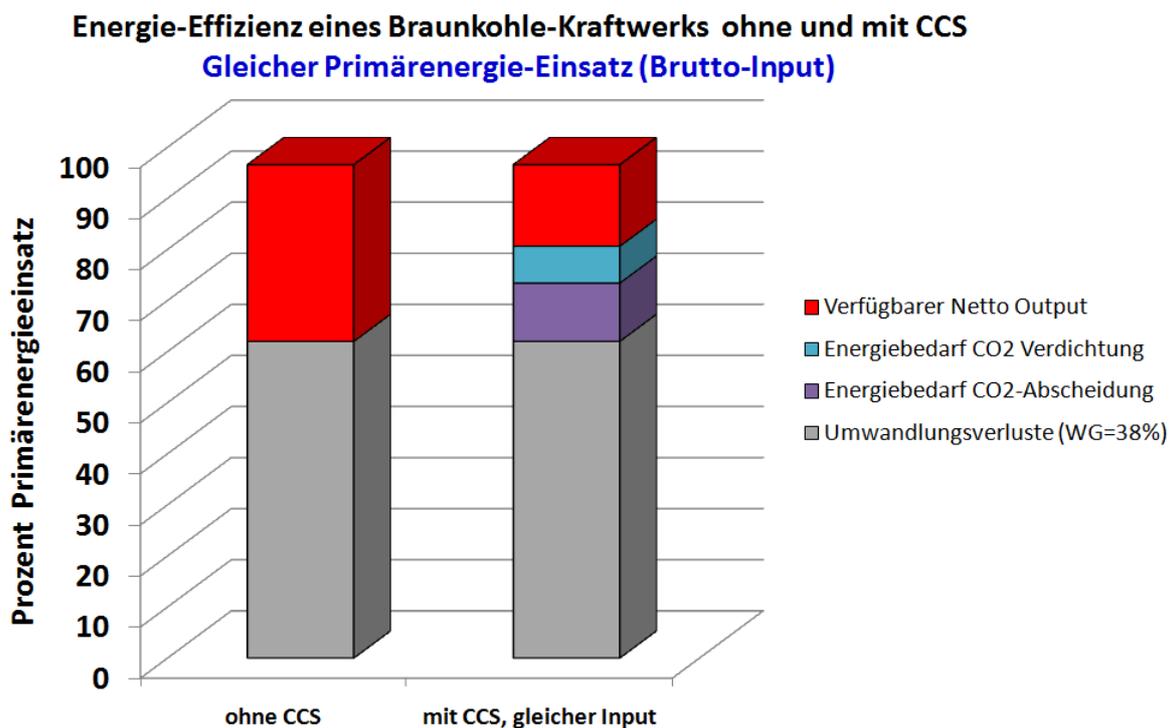
# Folgen und Risiken für Mensch und Umwelt

## Effizienz und Klimawirksamkeit von CCS

### Energie-Bilanz

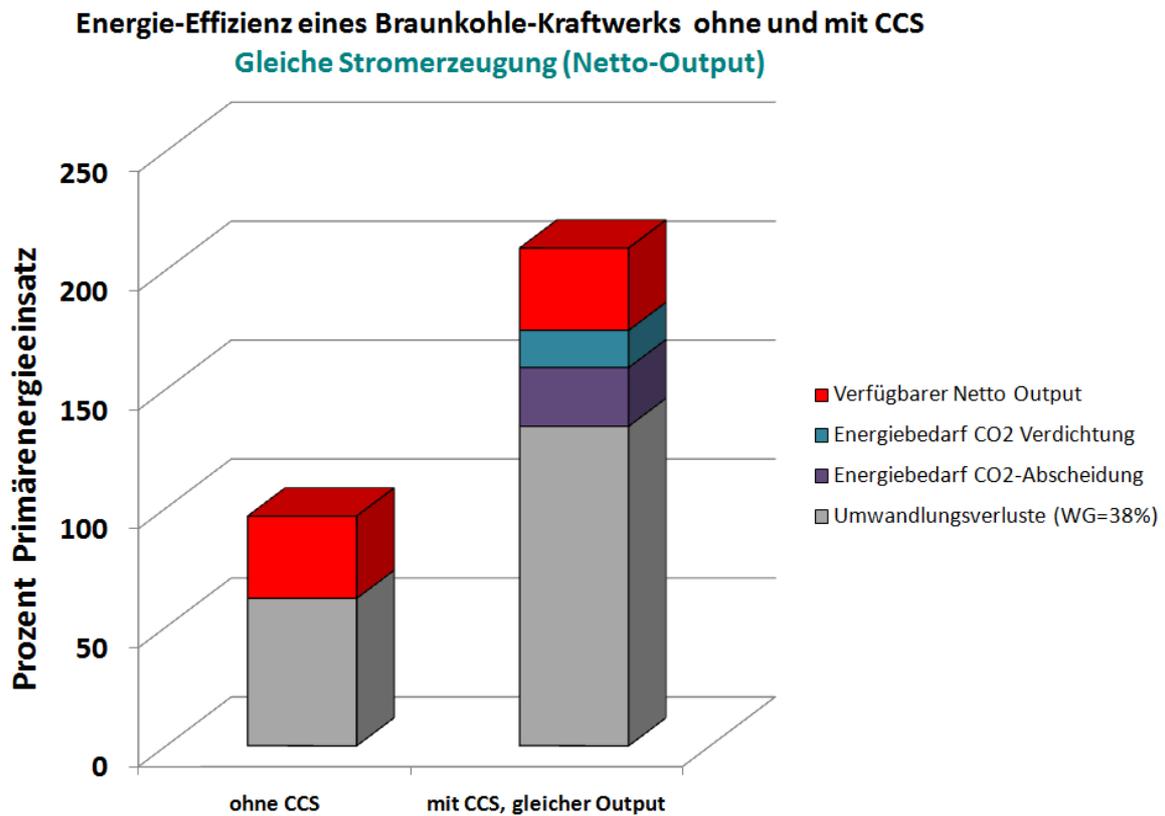
Die CCS-Technik ist sehr energieaufwändig und verbraucht somit einen Großteil der erzeugten elektrischen Energie selbst. Damit steigt auch der Bedarf an Primärenergie, die hauptsächlich aus heimischer Braunkohle und importierter Steinkohle gewonnen wird. Der Energie-Mehrbedarf resultiert aus der Abscheidetechnik im Kraftwerk (abhängig vom Verfahren sind es ca. 30 Prozent der erzeugten elektrischen Energie) und dem Energiebedarf für die Verdichtung und den Pipelinetransport des CO<sub>2</sub> (abhängig von Speicherdruck und Transportweg; bei Braunkohle sind es ca. 19 Prozent der erzeugten elektrischen Energie).

Abbildung 31 zeigt die ungefähre Aufteilung der eingesetzten Primärenergie für ein konventionelles Braunkohlekraftwerk (ohne CCS) im Vergleich zu einem Braunkohlekraftwerk mit CCS. Bei gleicher eingesetzter Braunkohlemenge wird der verfügbare Strom-Output ungefähr halbiert. Den Berechnungen (Krupp, 2011 b) liegt der derzeitige mittlere Wirkungsgrad deutscher Braunkohlekraftwerke von 38 % zugrunde.



**Abbildung 31** – Verminderte Stromausbeute durch CCS bei gleichem Primärenergie-Einsatz.

Der für die Stromkunden aufgrund von CCS nicht mehr verfügbare Stromanteil müsste durch zusätzliche Kraftwerke ausgeglichen werden. Bei gleicher eingespeister Strommenge ins Verteilernetz (Abbildung 32) müsste man den Primärenergie-Einsatz daher etwa verdoppeln (bei ansonsten gleichen Randbedingungen).



**Abbildung 32** – Erhöhter Primärenergie-Einsatz bei gleicher erzeugter Strommenge.

### Folgewirkungen des höheren Bedarfs an Primär-Energie

Bei gleichbleibender Netto-Stromerzeugung würden sich proportional zu dem erhöhten (doppelten) Primärenergieeinsatz auch z.B. die folgenden Größen verändern (Krupp, 2011 b):

- Anzahl/Kapazität der notwendigen Kraftwerke
- Kühlwasserbedarf (Kühltürme, Fluss-Erwärmung)
- Anfall von Rauchgasreinigungsrückständen und Kraftwerksaschen (Sondermüll)
- Größe der Braunkohle-Tagebaue und Steinkohle-Tagebaue (auch in den Kohle-Export-Ländern)
- Methan-Emissionen aus Kohletagebauen (ebenfalls in den Export-Ländern)
- Quantitative und qualitative Grundwasserschäden durch Kohletagebaue und Kippen.
- Landschaftsverbrauch
- Produktion (nicht Emission) von CO<sub>2</sub>

## Klimawirksamkeit von CCS

Neben der energetischen Effizienz der technischen Verfahren ist auch die Wirksamkeit von CCS für den Klimaschutz nicht überzeugend: Die Abscheidegrade für CO<sub>2</sub> werden auf ca. 85 Prozent (80 bis 90 Prozent) geschätzt, wobei der CO<sub>2</sub>-Schlupf tendenziell umso größer wird, je höher die Anforderungen an die CO<sub>2</sub>-Reinheit sind. Bei der doppelten anfallenden CO<sub>2</sub>-Menge (s.o.) ist die absolute Menge des nicht abgeschiedenen CO<sub>2</sub> daher ebenfalls doppelt so groß und entspricht, bezogen auf ein konventionelles Kraftwerk ohne CCS, nicht 15 sondern effektiv 30 Prozent.

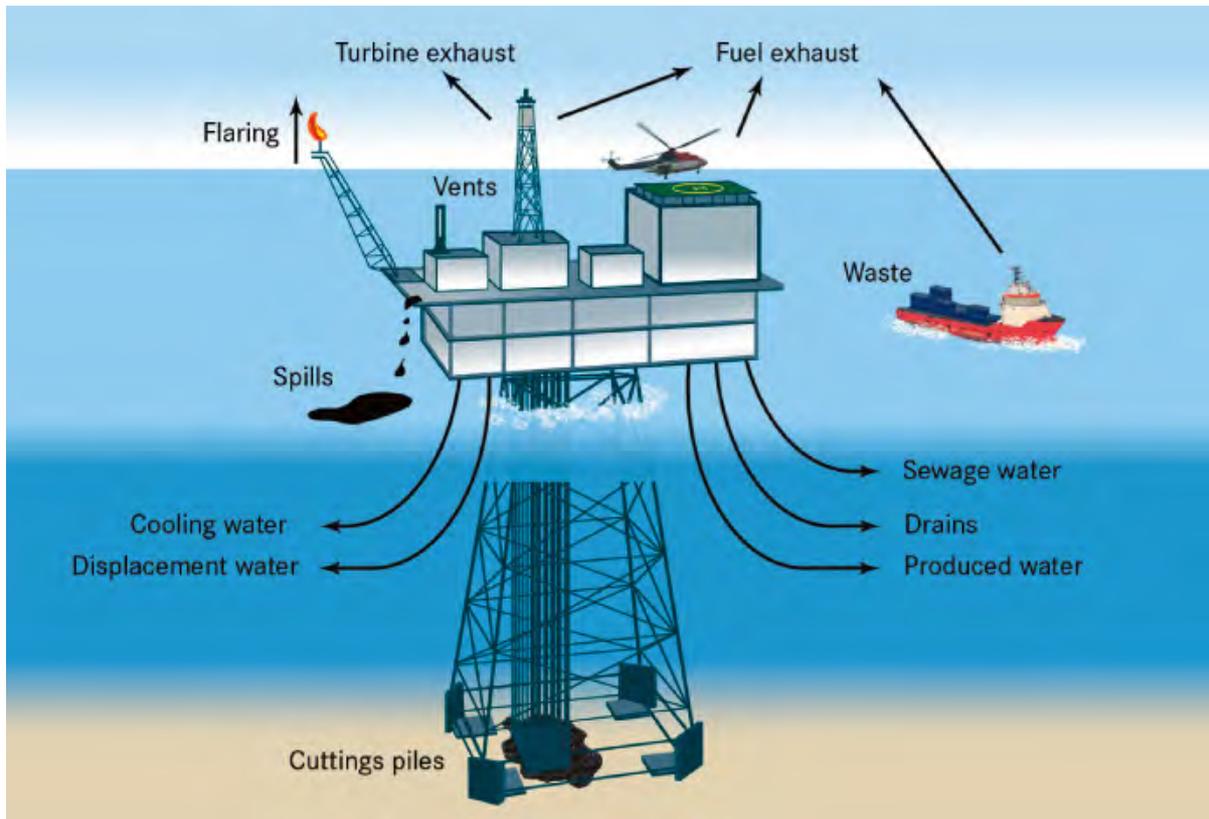
Zusätzlich müssen auch noch die ungefähr verdoppelten Methanemissionen aus dem verdoppelten Tagebau-Betrieb und die verdoppelten bergbau- und transportbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt werden, die durch CCS nicht erfasst werden können. Methan ist ein 25-fach wirksameres Treibhausgas als CO<sub>2</sub>. Die Kenntnisse über spezifische Methanemissionen aus Kohletagebauen sind insgesamt unbefriedigend.

Insgesamt liegt die Minderung der in die Atmosphäre abgeleiteten Treibhausgas-Emissionen durch CCS daher nicht bei 100 Prozent, sondern bei schätzungsweise lediglich rund 60 Prozent der CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Für die restlichen ca. 40 Prozent Treibhausgas-Emissionen müssten demnach, trotz CCS-Technik, Emissions-Zertifikate erworben werden.

Im Fall von Enhanced Gas Recovery- oder Enhanced Oil Recovery-Projekten (EGR und EOR) ist zudem der Effekt der „CO<sub>2</sub>-Vermehrung“ zu berücksichtigen: Beispielsweise wird durch die Verpressung einer Tonne CO<sub>2</sub> im Durchschnitt die zusätzliche Förderung von 3,6 Barrel (572 Liter) Erdöl ermöglicht (DOE, 2010), wobei das dabei eingesetzte CO<sub>2</sub> mit dem Verbrennen des gefördertem Erdöls zumindest teilweise wieder erneut anfällt. Man mag zwar die vollständigere Ausbeute der Erdöl-Lagerstätte begrüßen. Aus dem zusätzlich gefördertem Öl entsteht jedoch am Ende weiteres CO<sub>2</sub>, so dass durch CCS, speziell EGR und EOR, das Problem der klimaschädlichen Emissionen sogar weiter verschärft wird.

## Auswirkungen von Offshore CO<sub>2</sub>-Speichern

Wie bereits ausgeführt, bestehen teilweise Parallelen zwischen dem Betrieb von Produktionsplattformen der Öl- und Gaswirtschaft und Injektions-Plattformen von Offshore CO<sub>2</sub>-Speichern. Abbildung 33 zeigt einen Überblick über die diversen Freisetzungspfade bei Produktionsplattformen der Öl- und Gasindustrie.



**Abbildung 33** – Stoffliche Freisetzungen während des Routinebetriebs von Offshore Öl- und Gas-Installationen. Quelle: OSPAR (2010)

### Verdrängungsmechanismus

Während CO<sub>2</sub>-Leckagen eher die Ausnahme sein sollten, muss das im Speichergestein vorhandene saline Formationswasser (aus Gründen der Raumschaffung) vom injizierten CO<sub>2</sub>-Strom verdrängt werden. Die Verdrängung ist also kein „Risiko“ das eintreten kann, sondern eine unmittelbare physikalische Folge der Platznahme des CO<sub>2</sub>, die mit Sicherheit eintreten muss und eintreten wird. Da es sich um riesige Volumina sehr salzhaltiger und auch in anderer Hinsicht problematischer Formationswässer handelt, stellt die Salzwasser-Verdrängung mit ihren Folgewirkungen das zentrale Problem von CCS-Vorhaben dar.

Gelegentlich werden auch andere zu erwartende Mechanismen als die volumenmäßige Verdrängung der Formationswässer benannt, nämlich die Kompression des Formationswassers und der Gesteinsmatrix durch die Druckerhöhung bzw. die Aufweitung des Speichers durch ein Anheben des Speicherdaches. Die Kompressibilität von Wasser (und

erst Recht des Speichergesteins) ist mit ca. 50 ppm pro bar Druckerhöhung sehr gering und daher nicht geeignet, den benötigten zusätzlichen Raum zu schaffen. Außerdem wird die Druckerhöhung in realen Systemen spätestens nach Injektions-Ende wieder abgebaut und ist somit nur temporär wirksam. Eine Schaffung von zusätzlichem Speichervolumen durch Aufdehnung des Speichers wäre zwar denkbar, jedoch müssten die erforderlichen Überdrücke den Auflastdruck in der jeweiligen Tiefe überwinden. In diesem Falle würde jedoch die minimale Hauptspannung im Deckgebirge überschritten, die abdichtenden Deckschichten würden durch hydraulische Rissbildungen als Barriere beschädigt und undicht.

Formationswässer müssten also zum Zweck der Raumschaffung verdrängt werden. Sie würden im näheren oder weiteren Umfeld der Injektions-Bohrungen zum Meeresboden aufsteigen und dort ins Meerwasser austreten. Pro 0,6 Tonnen verpressten CO<sub>2</sub> wird rund 1 Kubikmeter dieser hochkonzentrierten (bis 350 kg Salz pro Kubikmeter) und dichten (bis 1 200 kg/m<sup>3</sup>) Formationswässer verdrängt.

Alternativ könnten die Formationswässer auch aktiv aus der Speicherformation gefördert werden um den nötigen Raum für den CO<sub>2</sub>-Strom zu schaffen. Dies würde jedoch einen zusätzlichen technischen und energetischen Aufwand erfordern und würde letztlich das Problem der Entsorgung der Formationswässer nicht lösen.

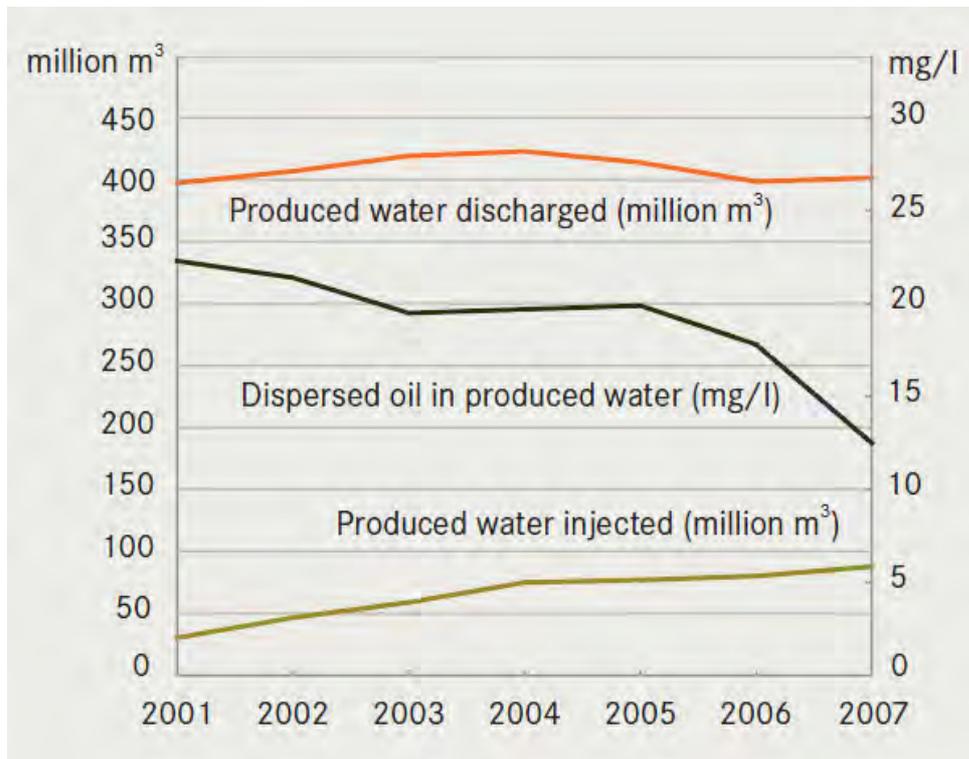
### **Verdrängte Formationswässer und Lagerstättenwasser (produced water)**

Der wichtigste und einer der schädlichsten Abfallströme der Öl- und Gas-Plattformen sind jene mit gefördertem Lagerstättenwässer. Ihre Betrachtung ist an dieser Stelle sinnvoll, denn es besteht kein grundsätzlicher Unterschied zwischen salinen Formationswässern (CCS) und Lagerstättenwässern (Öl und Gas). Es handelt sich in beiden Fällen um hoch salzhaltige und mehr oder weniger öl- und gashaltige Fluide, die ihren spezifischen Chemismus hauptsächlich diagenetischen Prozessen verdanken (Diagenese ist der temperatur- und druckabhängige geologische Reifeprozess von Sedimenten zu Sedimentgesteinen, wobei neben einer Kompaktion vor allem chemische Reaktionen zwischen dem Porenwasser und dem Mineral-Bestand und organischem Material ablaufen). Die Formationswässer haben gegenüber Meerwasser einen völlig anderen Chemismus und insbesondere auch wesentlich höhere Gehalte an organischen Stoffen, Salzen, Schwermetallen und natürlichen Radionukliden. Im Produktionswasser (produced water) können zusätzlich zum Lagerstättenwasser auch Chemikalien enthalten sein, die zuvor zur Optimierung der Ölausbeute injiziert worden sind.

Die in der gesamten Nordsee mitgeförderten Mengen von Produktionswasser sind in Abb. 34 dargestellt und belaufen sich auf ca. 500 Millionen m<sup>3</sup>/a. Die nicht wieder in den Untergrund injizierten Produktionswässer werden behandelt (im Wesentlichen per Ölabscheidung) und anschließend ins Meer geleitet. Nach der OSPAR-Konvention gilt dafür ein Grenzwert von 30 ppm oiw (oil in water), durch große Massenströme gelangen auf diesem Weg jedoch sehr große Ölmengen in die Nordsee.

Die von deutschen Kohlekraftwerken emittierten CO<sub>2</sub>-Mengen belaufen sich derzeit (Bezugsjahr 2007; UBA 2011) auf ca. 386 Mio. t/a. Durch den zusätzlichen Energiebedarf von

CCS (s.o.) würde sich diese Menge letztendlich etwa verdoppeln (zu 772 Mio. t CO<sub>2</sub>/a). Wenn diese Menge CO<sub>2</sub> zu etwa einem Drittel (entsprechend dem Offshore Anteil der deutschen Speicherkapazitäten; s.o., bzw. Gerling 2010) offshore verpresst würde, beliefe sich das jährlich verdrängte Formationswasser-Volumen (1 m<sup>3</sup> Wasser pro 0,6 t CO<sub>2</sub>) auf 429 Millionen m<sup>3</sup>/a. Dieses nur im deutschen Nordsee-Sektor durch CCS-Projekte jährlich verdrängte Formationswasser-Volumen wäre somit fast so groß wie das Volumen der von der Öl- und Gas-Industrie in der gesamten Nordsee produzierte Lagerstättenwasser.



**Abbildung 34** – Jährliche Volumina von mitgeführtem Lagerstättenwasser bei der Öl- und Gas-Produktion in der Nordsee.

- Rote Kurve: Eingeleitetes Lagerstättenwasser
- Grüne Kurve: Verpresstes Lagerstättenwasser (OSPAR, 2010)

Lagerstättenwässer sind fast immer stark salzhaltig und enthalten teilweise von Natur aus toxische und radioaktive Stoffe. Hierzu zählen Schwermetalle, insbesondere Quecksilber, aber auch Lithium, Bor, Jod sowie natürliche radioaktive Stoffe (Uran, Radium, Radon und Radon-Folgeprodukte). Weiterhin enthalten Lagerstättenwässer auch organische Salze wie Acetate und andere Carboxylate sowie gelöste und dispergierte aliphatische, aromatische (BTEX) und polyaromatische (PAK) Kohlenwasserstoffe. Viele Erdgas-Lagerstätten enthalten auch gelösten Schwefelwasserstoff („Saugas-Lagerstätten“) sowie Stickstoff und CO<sub>2</sub>, die sich in gelöster Form auch in den Lagerstättenwässern finden (siehe Tabellen 3 und 4). Detaillierte Untersuchungsergebnisse finden sich beispielsweise bei OGP (2002, 2005), Durell et al., 2006) sowie Statens Strålevern (2004) und PSI (2005).

**Tabelle 3 – Typische Zusammensetzung von Lagerstättenwässern, Nordsee**

<i>Stoff</i>	<i>Meerwasser</i>	<i>Lagerstättenwasser</i>	<i>LW/MW</i>	<i>Quellen</i>
	<i>Min – Max (Median)</i>	<i>Min – Max (Median)</i>	<i>Verhältnis</i>	
Fe (µg/L)	- (1,8)	100 – 15 000 (4 300)	2 389	PSI (2005)
Hg (µg/L)	- 0,001 – 0,003 (0,002)	1 – 8,9 (2,3) <0,1 – 26 (1,9)	- 950	OGP (2005) PSI (2005)
Cd (µg/L)	0,004 – 0,023 (0,01)	0,07 – 5 (1,3) 0,5 – 5 (2)	- 211	OGP (2005) PSI (2005)
Pb (µg/L)	0,02 – 0,081 (0,031)	0,19 – 9 (4,1) 0,4 – 8,3 (0,7)	- 23	OGP (2005) PSI (2005)
Cu (µg/L)	0,02 – 0,5 (0,24)	0,25 – 9,5 (1,6) 2,2 – 82 (10)	- 42	OGP (2005) PSI (2005)
Cr (µg/L)	- (0,3)	0,07 – 1600 (420)		OGP (2005)
Zn (mg/L)	- 0,3 – 1,4 (0,6)	0,37 – 145 (26) 0,5 – 13 (7)	- 12 727	OGP (2005) PSI (2005)
As (µg/L)	- (3,7)*	0,5 – 26 (11)	4	
Ba (mg/L)	0,022 – 0,08 (0,029)	0,2 – 228 (87)	3 000	PSI (2005)
Mn (mg/L)	- (0,0001)*	0,1 – 0,5 (0,45)	4 500	PSI (2005)
Be (mg/L)	- (5,6·10 <sup>-6</sup> )*	- (0,02)	3 571	PSI (2005)
Ni (µg/L)	- (0,48)*	0,25 – 60 (8,5) 20 – 300 (140)	18 292	OGP (2005) PSI (2005)
Co (mg/L)	- (3·10 <sup>-6</sup> )*	0,3 – 1 (0,35)	117	PSI (2005)
V (mg/L)	- (0,025)*	0,02 – 0,5 (0,24)	9,6	PSI (2005)
Dispergiertes Öl (mg/L)		15 – 60 (44)		PSI (2005)
BTEX (mg/L)		1 – 67 (6) 0,73 – 24		PSI (2005) OGP (2002)
NPD (µg/L)	0,009 – 0,185 (0,088)	60 – 2 300 (1 200) 766 – 10 439	13 636	PSI (2005) OGP (2002)
PAK (µg/L)	0,001 – 0,045 (0,022)	130 – 575 (468) 5,8 – 129,2	21 273	PSI (2005) OGP (2002)
Org. Säuren <C <sub>6</sub> (mg/L)		55 – 761 (368)		PSI (2005)
Phenole C <sub>0</sub> -C <sub>4</sub> (mg/L)		0,1 – 43 (8)		PSI (2005)

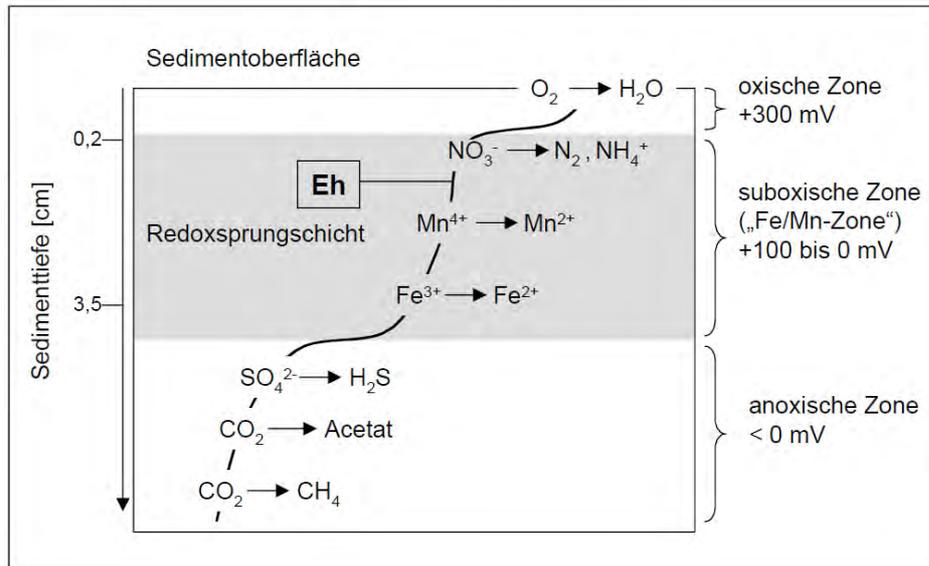
\*) Meerwasser-Konzentrationen aus Bearman (1989)

<b>Tabelle 4 – Radionuklidgehalte in Produktionswässern und im Meerwasser</b>		
<b>Datenquelle: Statens Strålevern (2004)</b>		
<i>Radionuklid</i>	<i>Meerwasser (Bq/L)</i>	<i>Lagerstättenwasser (Bq/L)</i>
U-238	0,041	0,0003 – 0,1
Ra-226	0,0015	0,02 – 1 200
Pb-210	0,001	0,05 – 190
Th-232	0,0001	0,0003 – 0,001
Ra-228	0,001	0,3 – 180
Ra-224	-	0,5 - 40

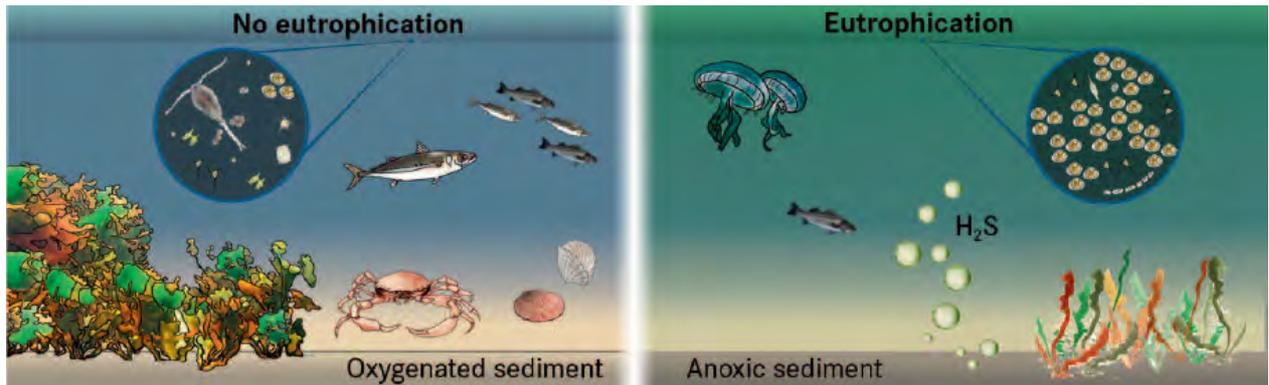
## Auswirkungen verdrängter anoxischer Formations- und Porenwässer am Meeresboden

Die verdrängten salinen Formationswässer unterscheiden sich nicht grundsätzlich von Lagerstätten-Wässern, die bei der Kohlenwasserstoff-Produktion zwangsläufig als „produced water“ mit gefördert werden und durch Re-Injektion bzw. nach vorheriger Behandlung per Ableitung ins Meer entsorgt werden. Eingeleitete Lagerstätten-Wässer sind trotz vorheriger Behandlung eine der Hauptquellen von Verunreinigungen in der Nordsee, insbesondere auch durch ihren Gehalt an organischen Schadstoffen.

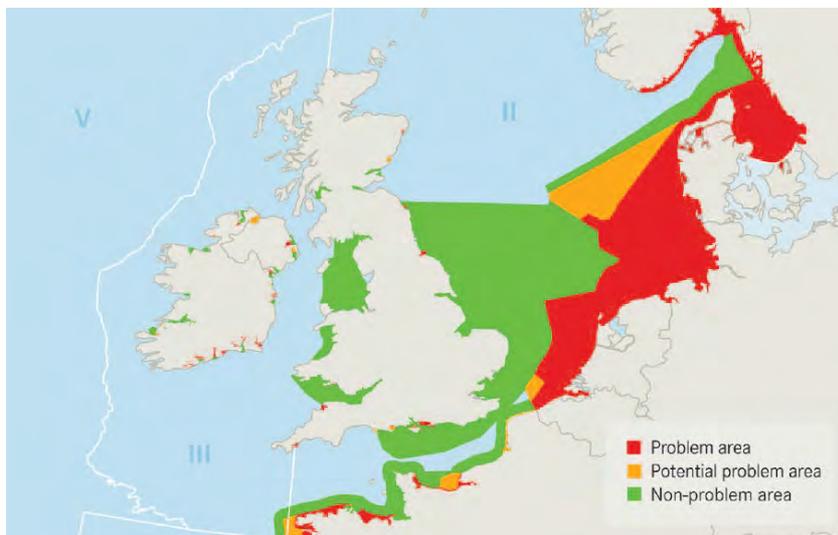
Bei CCS würden verdrängte saline Formationswässer im Unterschied zu eingeleitetem „produced water“ völlig unbehandelt am Meeresboden austreten. Aufgrund ihrer höheren Dichte gegenüber Meerwasser würden die mobilisierten Formationswässer zur Ausbildung einer Dichte-Schichtung neigen und in höheren Stockwerken vorhandene Formations- und letztendlich Porenwässer anheben. Die Folge wäre zunächst eine Anhebung der Redox-Grenze im Bereich der Sediment-Wassergrenze (Abbildung 35), gefolgt vom Austreten von anoxischem Porenwasser und schließlich ebenfalls sauerstofffreiem salinem Formationswasser am Meeresboden. Die reduzierten, schwefelwasserstoffhaltigen Poren- und Formationswässer würden diesem wichtigen Lebensraum ihre chemisch-physikalischen Eigenschaften aufprägen und den ortsansässigen Biozönosen schweren Schaden zufügen, der in seinen Auswirkungen einer Eutrophierung gleichkommt (die durch Sauerstoff-Zehrung ebenfalls eine bodennahe Anoxia bewirkt) (vgl. Abbildung 36).



**Abbildung 35** – Schematische Darstellung der Redox-Sprungschicht unterhalb der Sediment-Wasser-Grenze. Durch mikrobielle Oxidation organischer Substanzen unter Verbrauch verschiedener Elektronenakzeptoren entstehen im Sediment anoxische, reduzierende Bedingungen. Die Konzentrationen der Elektronenakzeptoren und der resultierenden Produkte bestimmen unmittelbar das Redoxpotential (Eh-Wert; in Millivolt). Der Bereich der Redoxsprungschicht ist grau unterlegt (nach Drews, 2001).



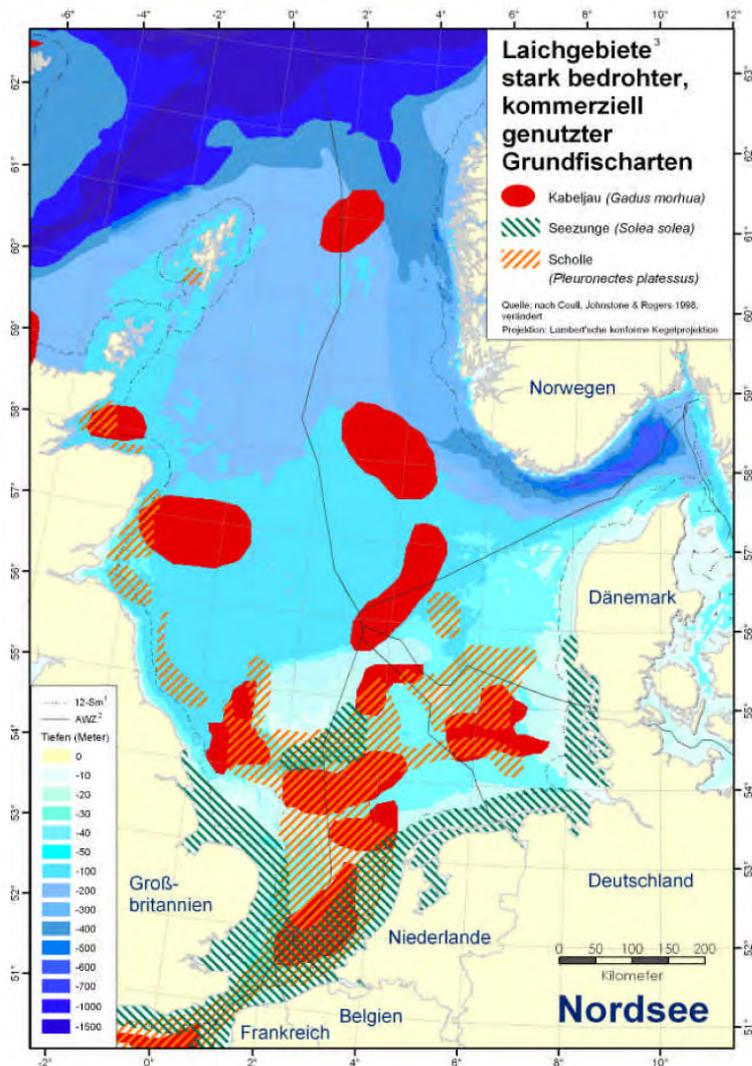
**Abbildung 36** – Schematischer Vergleich zwischen einem sauerstoffhaltigen gegenüber einem eutrophierten Zustand. (OSPAR, 2010)



**Abbildung 37** – Eutrophie-Status in der Periode von 2001 bis 2005. Besonders der Bereich der Deutschen Bucht zählt hier zu den Problemgebieten. Ausschnitt aus Karte, OSPAR (2010).

Im Bereich der Deutschen Bucht liegt nach OSPAR (2010) bereits weitgehend ein kritischer eutropher Zustand vor, der hauptsächlich durch Nährstoffeinträge von Land her begründet ist (siehe Abbildung 37). Dieser Zustand würde sich voraussehbar weiter verschlechtern, wenn sich infolge von Offshore-CCS-Projekten anoxische Formationswässer am Meeresboden ausbreiten sollten. Das OSPAR-Abkommen wie auch die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie 2008/56/EG der EU verlangen jedoch eine Verbesserung des Zustandes der Meere.

Die negativen Auswirkungen der Eutrophierung, die an der Basis der Nahrungskette ansetzt, betreffen auch alle anderen Tierarten. Beispielsweise befinden sich die Laichgebiete einiger bedrohter Fischarten in den relevanten Gebieten (Abbildung 38).



**Abbildung 38** – Beispiele von Laichgebieten bedrohter Fischarten.  
Quelle: Greenpeace (2004)

### Spezifische Wirkungen

Neben den generell abträglichen Wirkungen des Sauerstoffentzugs ist auch eine unüberschaubare Vielzahl spezifischer Wirkungen spezieller chemischer Substanzen auf bestimmte Lebensformen zu beachten. Beispielsweise wurde bekannt, dass Alkylphenole aus Produktionswässern bei Fischen zu Organschäden und zu Unfruchtbarkeit führen (Nature Technology Solution, 2011). Eine umfassende Wiedergabe dieser Wirkungen würde jedoch den Rahmen dieser Studie sprengen.

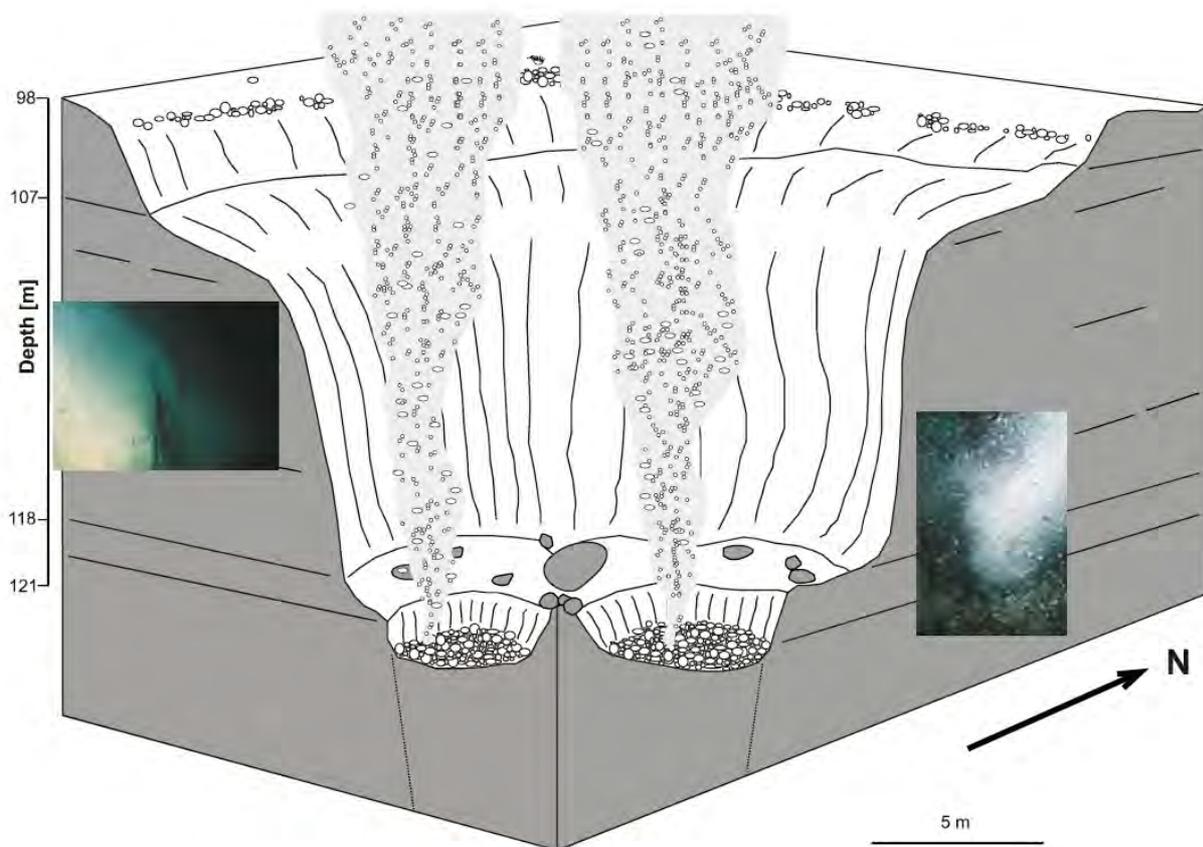
## Blowouts

Während der Herstellung der Injektionsbohrungen in salinen Aquifer-Strukturen sollte es nicht zu Erdgas-Blowouts kommen, wenn im Rahmen der vorausgegangenen Erkundung definitiv ausgeschlossen werden kann, dass durch das CO<sub>2</sub>-Speicherprojekt eine Gaslagerstätte beeinträchtigt wird oder es zu einem Anbohren von „Shallow Gas“ kommt (unter „Shallow Gas“ versteht man Erdgasvorkommen in oft unerwartet geringer Tiefe und in kaum konsolidierten Sedimenten). Im Zusammenhang mit enhanced oil recovery- oder enhanced gas recovery-Projekten sind Erdgas-Blowouts jedoch nicht auszuschließen.



**Abbildung 39** – „Shallow Gas“-Blowout im Gebiet Haltenbanken (West Vanguard Plattform) in 240 m Wassertiefe (Judd und Hovland, 2007)

Das Risiko von CO<sub>2</sub>-Blowouts dürfte während der Speichertätigkeit am größten sein, weil in dieser Phase die höchsten Drücke im Speicher herrschen. Aber auch als Spätfolge, beispielsweise nach dem Versagen einer Bohrloch-Zementation, könnten Blowouts auftreten. Unter Offshore-Bedingungen ist es weitaus schwieriger, einen Blowout wieder unter Kontrolle zu bringen (wie der Fall „Deep Water Horizon“ 2010 eindringlich gezeigt hat). Unter Umständen gelingt es auch nicht. Abbildung 40 zeigt ein Beispiel eines noch immer aktiven Blowouts in der Britischen Nordsee. *„Das ausströmende Gas ist Methan (Erdgas). Der Blow Out ereignete sich während einer Erdöl-Explorationsbohrung im Jahr 1990, wobei das ausströmende Gas einen Krater mit ca. 70 m Durchmesser und 20 m Tiefe schuf. Der Gasausstrom hält seither an. Im Krater befinden sich drei große und mehrere kleine Ausströmöffnungen (Pfannkuche et al. 2007). Große CCS-Leckagen aus undichten Bohrlöchern dürften ein ähnliches Erscheinungsbild liefern.“* (UBA, 2008).



**Abbildung 40** – UBA (2008): „Schemazeichnung eines Blow Out im UK-Sektor der Nordsee, 98 m Wassertiefe (aus Pfannkuche et al. 2007). Die Fotos wurden mit dem Tauchboot Jago aufgenommen und zeigen den Rand des Blow Out-Kraters (links) und vom Meeresboden aufsteigende Gasblasen (rechts).“

CO<sub>2</sub>-Blowouts können auch über alte, nicht CO<sub>2</sub>-fest verschlossene Bohrlöcher erfolgen. Die fachgerechte Verfüllung von Bohrlöchern ist unter Offshore-Bedingungen noch schwieriger als an Land und es muss mit einer höheren Anzahl undichter Altbohrungen gerechnet werden. In UBA (2008) heißt es hierzu: „Derartige Wegsamkeiten sind bei bestehenden Bohrungen häufig zu finden. Eine Untersuchung von 8100 Onshore- und Offshore-Bohrlöchern im Golf von Mexico fand entsprechende Probleme bei bis zu 70% der Verschalungen. Die Ursachen waren wahrscheinlich ungenügende Entfernung des Bohrschlammes vor der Verschalung des Bohrlochs, oder schlechte Aushärtung und Schrumpfung des Bohrlochzementes. Dadurch kommt es zu einer mangelhaften Bindung zwischen Zement und Gestein oder Verrohrung.“

## Folgen von CO<sub>2</sub>-Leckagen

Der direkte Nachweis, dass ein CCS-Speicher gegenüber CO<sub>2</sub>-Leckagen dicht ist, ist vor Inbetriebnahme grundsätzlich nicht möglich, weil der Stand von Wissenschaft und Technik hierfür bislang keine Methoden kennt. Nachgewiesen werden können allenfalls Leckagen („negativer“ Dichtheitsnachweis) während oder nach der Betriebsphase. Doch auch dies gilt mit der Einschränkung, dass nur massive CO<sub>2</sub>-Verluste erkennbar wären, während Verlusten in der Nähe von maximal 0,1 Promille pro Jahr, wie sie aus Klimaschutzgründen zu vermeiden wären, auf absehbare Zeit messtechnisch nicht annähernd nachweisbar sein dürften. Beispielsweise sind im Sleipner-Feld bis heute nur ca. 75 Prozent des eingespeicherten CO<sub>2</sub> mit den angewendeten, hochentwickelten seismischen Verfahren „sichtbar“. Über die Differenz von 25 Prozent können nur Mutmaßungen angestellt werden, und auch ein teilweises Entweichen des „unsichtbaren“ CO<sub>2</sub> ist nicht völlig auszuschließen (vgl. Krupp, 2010).

Bei der CO<sub>2</sub>-Einspeicherung in (teil-)ausgebeuteten Lagerstätten durch EOR- und EGR-Maßnahmen muss beachtet werden, dass dort zuvor möglicherweise künstliche Risse durch Hydraulic Fracturing Methoden erzeugt worden sind, um die Kohlenwasserstoff-Förderung zu verbessern (ExxonMobil, 2009). Bei solchen CCS-Projekten wäre daher der Nachweis zu erbringen, dass durch hydraulisch erzeugte Risse das Deckgebirge in seiner Funktion als Barriere nicht geschädigt worden ist und dass auch bei Störfällen von den verwendeten Chemikalien keine Gefahren für die Umwelt ausgehen.

Wenn CO<sub>2</sub>-Leckagen also nicht ausgeschlossen werden können, sind die möglichen Folgen zu erörtern:

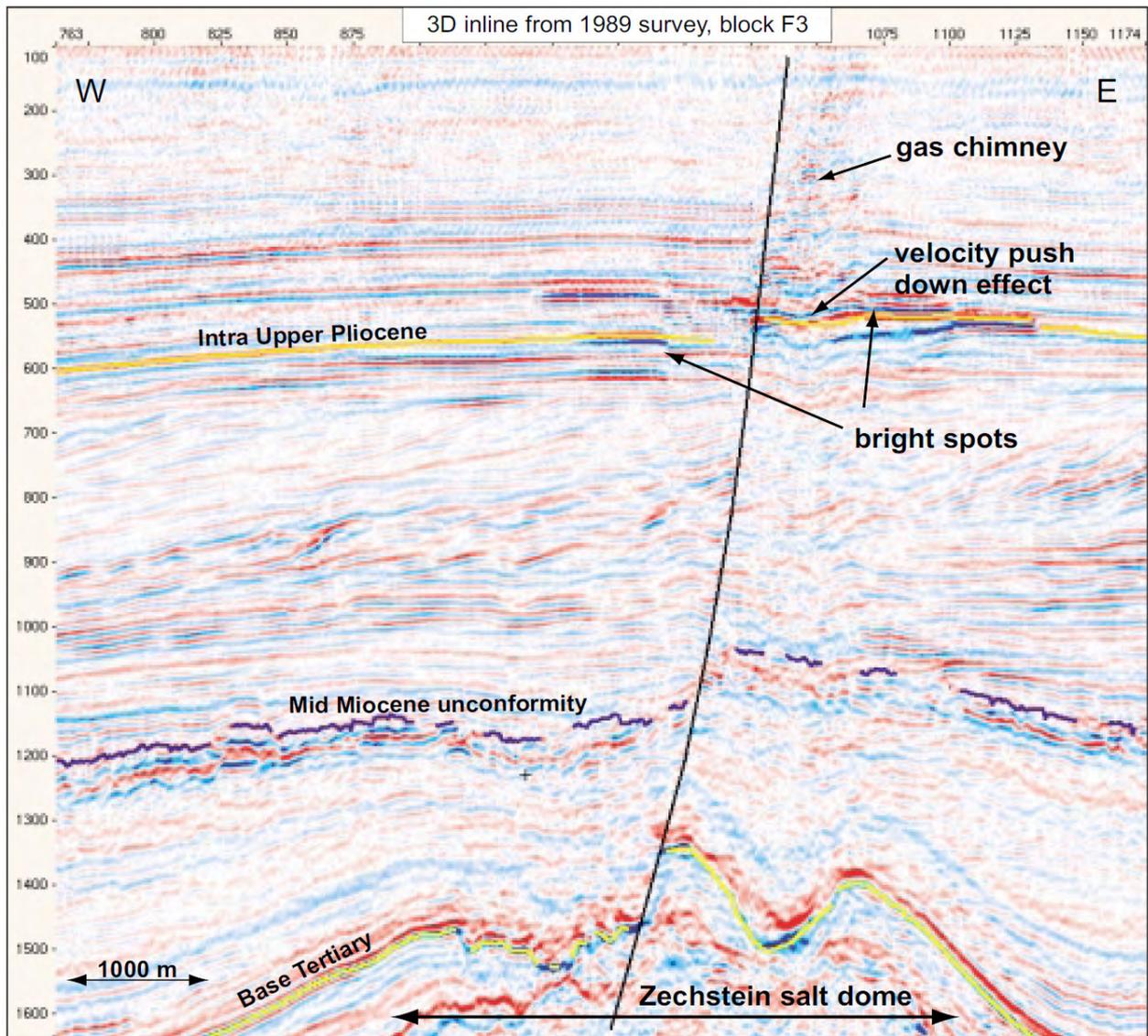
### Klimawirksamkeit und Umweltverträglichkeit

Je nach Leckage-Rate kann die schädliche Klimawirkung von Leckagen im Einzelfall sogar größer sein als wenn man auf CCS verzichtet hätte, denn bei gleicher ins Netz eingespeister Strommenge entstehen bei CCS-Anlagen ja zunächst wesentlich größere Mengen Treibhausgase, weil mehr Primärenergie-Träger (Kohle, Erdgas) benötigt werden. Entweichen diese größeren Mengen CO<sub>2</sub> nicht erst über sehr lange Zeiträume, sondern etwa innerhalb der nächsten 10 000 Jahre, ist der Klima-Effekt im Einzelfall somit „doppelt negativ“. Aus diesem Zusammenhang ergibt sich folgerichtig die Forderung nach maximalen Leckageraten unter 0,1 Promille des Speicherinhalts pro Jahr.

Ein anderer Betrachtungsansatz geht von einem Vergleich potentieller Leckage-Raten zu natürlichen CO<sub>2</sub>-Strömen aus dem Meeresboden in den Wasserkörper aus: Wallmann (2008) kommt auf diesem Wege zu dem Schluss, dass der natürliche CO<sub>2</sub>-Fluss am Meeresboden durch Leckagen aus CCS-Speichern um nicht mehr als 10 % erhöht werden sollte. Damit ergibt sich für die kontinentalen Schelfbereiche ein maximal tolerierbarer Leckagefluss von 10 t CO<sub>2</sub> pro km<sup>2</sup> und Jahr. Bei diesem Fluss ist eine Beeinträchtigung der Ökosysteme in der Wassersäule auszuschließen. Für marine Standorte ergibt sich daraus ein Grenzwert, der deutlich niedrigerer ist als die für die klimawirksame Sequestrierung als ausreichend erachtete Leckagerate von 0,1 Promille pro Jahr.

## Austritt von Schadstoffen und Methan zusammen mit dem entweichenden CO<sub>2</sub>

Im Aquifer reichert sich das CO<sub>2</sub> mit dort von Natur aus vorhandenen Gasen und Schadstoffen (z.B. H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub>, Quecksilber) an, die sich bei Leckagen schädlich auswirken können, beispielsweise in dem sich anoxische und toxische Verhältnisse auf dem Meeresgrund einstellen. Beim Aufstieg des aus dem Speicher entwichenen CO<sub>2</sub>-Fluids durch die Deckgebirgsschichten können dort weitere Erdgasvorkommen („Shallow Gas“) aufgeschlossen und mobilisiert werden.



**Abbildung 41** – Gas-Leckage in Nachbarschaft zu einer Scheitel-Störung über einem Salzkissen. Erläuterungen im Text (Schroot und Schüttenhelm, 2003)

Die Abbildung 41 zeigt einige typische Merkmale von Gas-Leckagen in einem reflexionsseismischen Schnitt. Im oberen rechten Bildbereich erkennt man einen „Gas Chimney“, also eine zerrüttete Zone, die infolge hydraulischer Rissbildung durch unter hohem Druck stehendes Gas entstanden ist und einen weiteren Aufstieg des Gases

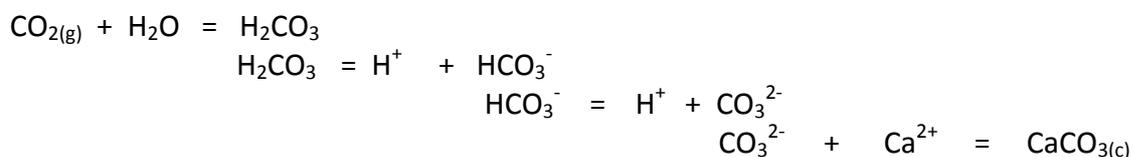
ermöglicht. Unterhalb dieser Zone sind „Bright Spots“ zu erkennen, die auf gasgefüllte Porenräume hinweisen (vergleiche Abbildung 13). Der Gasaufstieg erfolgt hier wie in vielen anderen Fällen auch im Bereich einer Scheitelstörung über einem Salzkissen, die vermutlich die initialen Wegsamkeiten für das aufsteigende Gas bereitgestellt hat. Durch hydraulische Übertragung hoher Reservoirdrücke in höhere Stockwerke hat sich das Gas seinen Aufstiegsweg selbst durch hydraulische Rissbildung geschaffen. Am Meeresboden über solchen Gasaustritten finden sich in der Regel kraterartige Vertiefungen, sogenannte Pockenmarken („Pock Marks“).

Die gleichen Mechanismen zur Schaffung von Aufstiegswegen, die hier durch natürliche Prozesse und durch Erdgas erfolgt sind, können auch im Dach von CO<sub>2</sub>-Speichern zum Tragen kommen. Bereits geringste Wegsamkeiten nach oben, die zu einer hydraulischen Übertragung des tiefen Reservoirdrucks in höhere Stockwerke führen, können im weiteren Prozess zur Schaffung eines „Gas Chimney“ eskalieren.

In solchen Fällen würde Erdgas (Methan), welches im salinen Aquifer und in den Deckschichten als „Shallow Gas“ vorhanden ist, mit ausgetragen und könnte über den Wasserkörper letztlich in die Atmosphäre entweichen und dort als potentes Treibhausgas wirken.

In Kraftwerken oder Industrieanlagen abgeschiedenes CO<sub>2</sub> ist nicht rein, sondern es enthält verschiedene Nebenbestandteile, über deren Art und Menge bisher wenig zuverlässige Daten bekannt sind. Forderungen nach einem möglichst hohen CO<sub>2</sub>-Anteil im Abgasstrom sind zwar berechtigt. Jedoch müssten zusätzlich für alle relevanten Nebenbestandteile, von denen schädliche Wirkungen ausgehen können, jeweils eigene Grenzwerte festgesetzt werden.

Gasförmige Säure-Anhydride wie NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, oder HCl führen ebenso wie CO<sub>2</sub> zu einer Versauerung des Meerwassers. Der Meerwasser-pH-Wert, der im offenen Meer bei pH 8,3 liegt, wird hauptsächlich durch Karbonat-Gleichgewichte unter Beteiligung von H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> und CO<sub>3</sub><sup>2-</sup> sowie der Mineralphase Calcit (CaCO<sub>3</sub>) (Kalkstein, Kalkschalen von Meerestieren) sowie dem atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Partialdruck gepuffert:



Es ist erkennbar, dass einerseits die CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>-Konzentration über das Löslichkeitsprodukt von Calcit von der Calcium-Konzentration im Meerwasser abhängt, andererseits die Konzentration von H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> vom atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Partialdruck. Werden zusätzliche starke Säurebildner (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, oder HCl) ins Meerwasser eingetragen, erhöht sich dadurch die Wasserstoffionen-Konzentration (H<sup>+</sup>) und alle Karbonatgleichgewichte werden nach links verschoben. Dies hat die Nachlösung von Calciumkarbonat zur Folge und ebenso die Rückreaktion von wässriger Kohlensäure zu gasförmigem CO<sub>2</sub>. Die Versauerung vermindert also nicht nur die Aufnahmefähigkeit der Ozeane für atmosphärisches CO<sub>2</sub>, sondern begünstigt auch die Rückreaktion von bereits gelöstem CO<sub>2</sub> zurück in die Atmosphäre und setzt weiteres, in Karbonatmineralen gebundenes CO<sub>2</sub> frei.

## Folgen ausgelöster seismischer Signale (Lärm und Schallwellen)

Im Unterschied zu elektromagnetischen Wellen, die im Wasser einer starken Dämpfung unterliegen, können Wasserschallwellen hinreichender Sendeleistung im tieffrequenten Bereich über jede nicht durch Land unterbrochene Wasserstrecke auf der Erde wahrgenommen werden (Wikipedia, 2011). Die große Reichweite von Schallwellen hat zur Konsequenz, dass Meerestiere keine Möglichkeit haben, sich durch Flucht den Einwirkungen des Schalls zu entziehen.

Durch das hohe Schiffsverkehrsaufkommen und den großflächigen Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen (zurzeit sind bereits ca. 2000 Windanlagen genehmigt und weitere 4000 geplant) im Bereich der Deutschen Bucht ist ein dauerhafter und hoher Schallpegel im Wasserkörper bereits jetzt vorhanden. Zeitlich begrenzte Schallemissionen, die jedoch von sehr hoher Intensität sein können, erfolgen im Rahmen seismischer Untersuchungen (bisher vornehmlich zur Erkundung von Öl- und Gasvorkommen) sowie durch militärische Sonare (BfN, 2011). Abbildung 42 gibt einen Überblick über die auftretenden Schallpegel und die Frequenzbereiche unterschiedlicher Schallquellen.

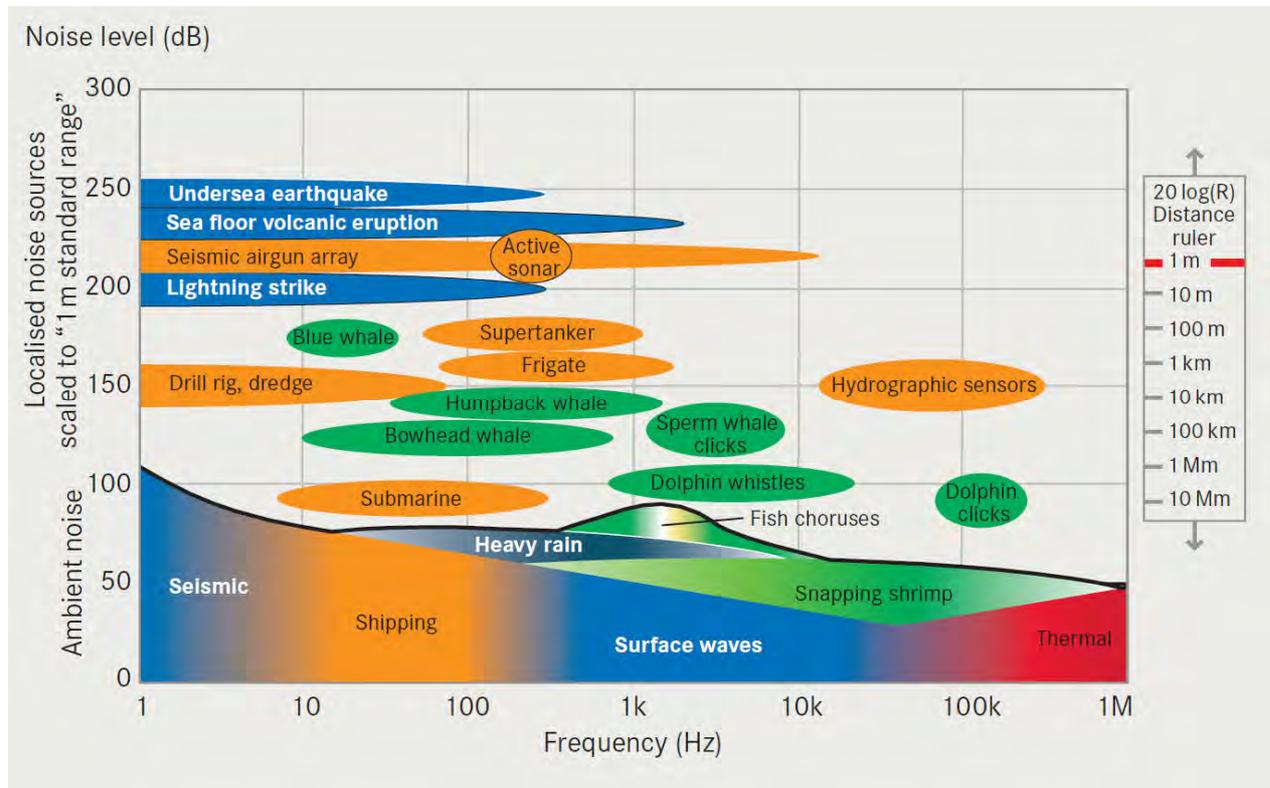
Die Folgen von Lärmemissionen und insbesondere von extrem energiereichen Druckluft-Explosionen aus „Air Guns“ sind für Meerestiere sehr schädlich. Zu den Folgen gehören die Überlagerung von Umweltgeräuschen und Kommunikationslauten („Maskierung“), Verhaltensänderungen (Flucht, Meidung von Gebieten, Änderungen im Jagd- und Kommunikationsverhalten) und manchmal auch tödliche Verletzungen. Auch die Verfügbarkeit von Beutetieren kann durch die Schall-Emissionen beeinträchtigt werden (BfN, 2011).

In Wikipedia (2011) ist zu lesen: *„Inzwischen kann als gesichert angesehen werden, dass mittelfrequente militärische Sonaranlagen im Frequenzbereich von 2 bis 5 kHz zu Strandungen von Schnabelwalen führen können. Bei mehreren Einzelereignissen sind seit 1996 etwa 50 Schnabelwale gestrandet und dadurch zu Tode gekommen. Bei den einzelnen Ereignissen waren jeweils etwa 10 Wale betroffen. Die Ursache ist eine panische Auftauch-Reaktion der tieftauchenden Schnabelwale, die zu der Taucherkrankheit führen, einer Embolie durch Ausperlen von Stickstoff.“*

Unlängst hat ein kanadisches Gericht seeseismische Untersuchungen zwischen Kanada und Grönland verboten, um dort lebende Wale zu schützen (ZDF, 2010). Vom Menschen verursachte Schallemissionen werden in der Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie der EU als „Verschmutzung“ eingestuft und dürfen daher nicht weiter zunehmen, sondern müssen zur Erreichung eines „guten Zustands“ ggf. reduziert werden. Bislang fehlen jedoch kontinuierlichen Messungen des Unterwasserlärms in der Nordsee (BfN, 2011).

Offshore-CCS-Projekte würden zahlreiche weitere seeseismische Untersuchungen zur Erkundung des Untergrundes und zum Monitoring der CO<sub>2</sub>-Platznahme im Speicher erfordern, die zu einem starken Anstieg schallbedingter Beeinträchtigungen der Meerestiere

führen würden. Hinzu kämen die Lärmemissionen der Verdichterstationen, die über die stählernen Unterwasser-Pipelines über weite Entfernungen übertragen werden.



**Abbildung 42** – Schallpegel und Frequenzen anthropogener und natürlich vorkommender Schallquellen im Meer. Der Schallpegel  $L$  wird üblicherweise durch die logarithmische Dezibel-Einheit dargestellt ( $L = 10 \cdot \lg(P_2/P_1)$  dB). ( $P_2/P_1$ ) ist das Verhältnis des gemessenen Schalldrucks  $P_2$  zu einem Referenz-Druck  $P_1$ , der unter Wasser zu  $1 \mu\text{Pa}$  festgelegt ist (in Luft  $20 \mu\text{Pa}$ ). Die Skala auf der rechten Seite kann benutzt werden, um den Schall-Pegel in anderen Entfernungen als der Standard-Entfernung von 1 m abzulesen. (Beispielsweise beträgt der Wasserschallpegel eines „Air Gun“ in 1000 Kilometer Entfernung noch ca. 110 dB.)

Quelle: OSPAR (2010).

## Schlussfolgerungen

### Rechtliche Aspekte:

- Im Offshore-Bereich, insbesondere für die AWZ, gelten völkerrechtlich verbindliche bzw. supranationale Vertragswerke, die auch Bestimmungen zum Umwelt- und Naturschutz enthalten, die durch CCS-Projekte verletzt werden könnten.
- Das Seerechtsübereinkommen verpflichtet die Unterzeichnerstaaten, Schäden oder Gefahren nicht von einem Gebiet in ein anderes zu verlagern oder eine Art der Verschmutzung nicht in eine andere umzuwandeln. Genau dies ist bei CCS aber vorgesehen, indem das Abfallprodukt CO<sub>2</sub> örtlich verlagert und die Gefahren der Klimaerwärmung gegen die Gefahren der Zerstörung der Meeresumwelt ausgetauscht werden sollen. Durch verdrängte Formationswässer würde CCS außerdem indirekt zur Verschmutzung der Meeresumwelt führen.
- Im OSPAR-Abkommen, das dem Schutz der Nordsee dient, wurden in jüngster Zeit einige Anpassungen vorgenommen, um Offshore-CCS-Projekten den Weg zu bereiten. Diese Änderungen sind aus wissenschaftlicher Sicht kritikwürdig: Das zentrale Problem der Verdrängung salzhaltiger Formationswässer und der dadurch ausgelösten Folgewirkungen wurde zwar als Phänomen benannt, jedoch in seiner Dimension nicht erkannt. Eine angemessene Aufarbeitung dieses Problems fehlt.
- Die Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie 2008/56/EG hat zum Ziel, die Meeresumwelt zu schützen und zu erhalten, ihre Verschlechterung zu verhindern oder, wo durchführbar, Meeresökosysteme in Gebieten, in denen sie geschädigt wurden, wiederherzustellen sowie Einträge in die Meeresumwelt zu verhindern und zu verringern. Spätestens bis 2020 soll die Meeresumwelt einen „guten Zustand“ erreicht haben. Wenn dieser Auftrag ernst genommen wird, dürfen die absehbaren Folgewirkungen von Offshore-CCS-Projekten nicht akzeptiert werden.
- Die Ziele und Grundsätze der Raumordnungspläne für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone sowie für die angrenzenden Bundesländer sind zu beachten. Dort sind CCS-Projekte bislang nicht vorgesehen. Änderungen der Raumordnungspläne erfordern jeweils eine strategische Umweltprüfung mit Öffentlichkeitsbeteiligung.

### **Geologische Aspekte:**

- Die geologischen Rahmenbedingungen für CO<sub>2</sub>-Speicher im Untergrund des deutschen Nordsee-Sektors unterscheiden sich nicht grundlegend von denen angrenzender Festlandgebiete.
- Die Strukturbildung ist auch im Nordseesektor von der Salztektunik dominiert. Antiklinalstrukturen über Salzkissen stellen die wichtigsten potentiellen CO<sub>2</sub>-Speicher dar.
- Der deutsche Nordsee-Sektor ist hinsichtlich seines Potentials für Kohlenwasserstoff-Lagerstätten (Gas und Öl) noch weitgehend unerkundet. Da es sich bei den potentiellen CO<sub>2</sub>-Speichergesteinen teilweise um die gleichen Formationen handelt, die aufgrund ihrer petrophysikalischen und petrographischen Merkmale auch Erdgas- und Erdöl-Lagerstätten enthalten können, besteht hier ein grundlegender Nutzungskonflikt.

### **Technische Aspekte:**

- Die Erkundung des geologischen Untergrundes erfolgt hauptsächlich durch See-Seismik sowie durch Probebohrungen.
- Die Erschließung, der Betrieb und die Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern würden von Offshore-Plattformen aus erfolgen, die durch CO<sub>2</sub>-Pipelines und Kabel mit dem Festland verbunden sein müssten. Die erforderliche Infrastruktur ist mit derjenigen von Bohr- und Produktionsplattformen der Öl- und Gas-Industrie vergleichbar.
- Es besteht kein grundsätzlicher Unterschied zwischen salinen Formationswässern (CCS) und Lagerstättenwässern bzw. „produced water“ (Öl und Gas).
- Die in der gesamten Nordsee mitgeförderten und nach Behandlung ins Meer eingeleiteten Lagerstättenwässer belaufen sich auf ca. 500 Millionen m<sup>3</sup>/a. Bei vollständiger Nutzung der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten im deutschen Nordsee-Sektor beliefen sich das jährlich in den Meerwasserkörper verdrängte Formationswasser-Volumen auf fast die gleiche Größe (429 Millionen m<sup>3</sup>/a).
- Auch in Offshore-Bohrungen kommt es gelegentlich zu Blowouts. Diese sind jedoch wesentlich schwieriger zu beherrschen als an Land. Einige Blowouts konnten bisher nicht gestoppt werden und sind noch immer aktiv.

- Die Verdrängung von Porenwasser ist der einzig relevante Mechanismus zur Raumschaffung in geologischen CO<sub>2</sub>-Speichern. Pro 0,6 Tonnen verpresstem CO<sub>2</sub> wird rund 1 Kubikmeter Formationswasser verdrängt.

### **Nutzungskonflikte:**

- Die Druckauswirkungen der CO<sub>2</sub>-Verpressung in den salinen Aquiferen sind noch in Entfernungen von ca. 100 Kilometern signifikant und können somit bis auf das Festland reichen. Dadurch könnten auch dort saline Formationswässer nach oben gedrückt werden und dort in süßwasserführende Grundwasserstockwerke eindringen, diese versalzen und für die menschliche Nutzung unbrauchbar machen.
- Aufgrund der Reichweite der Druckauswirkungen könnte es im Umkreis von etwa 100 km zu Austritten von anoxischem Formationswasser am Meeresboden kommen. Entsprechend großräumig müsste das durch Umweltverträglichkeitsprüfungen zu untersuchende bzw. zu überwachende Gebiet sein.
- Im Fall einer Schädigung oder Zerstörung der Laichbiotope und der Nahrungsketten würde auch der Küsten- und Hochseefischerei schwerer Schaden zugefügt.
- Durch eine industrielle Überprägung der Küstengebiete durch CCS-Anlagen könnte in beliebten Urlaubsregionen der Tourismus beeinträchtigt werden.

### **Energieeffizienz und Klimawirksamkeit von CCS:**

- Die CCS-Technologie ist energetisch ineffizient und würde durch den Mehrverbrauch an fossilen Energieträgern auch in anderen Bereichen zu negativen Effekten führen. Etwa proportional ansteigen würde/n die/der:
  - Anzahl der notwendigen Kraftwerke
  - Kühlwasserbedarf (Kühltürme, Fluss-Erwärmung)
  - Anfall von Rauchgasreinigungsrückständen, Kraftwerksaschen (Sondermüll) etc.
  - Größe der Braunkohle-Tagebaue und Steinkohle-Tagebaue (in den Kohle-Export-Ländern)
  - Methan-Emissionen aus Kohletagebauen
  - Quantitative und qualitative Grundwasserschäden durch Kohletagebaue und Kippen.
  - Landschaftsverbrauch
  - Produktion (nicht Emission) von CO<sub>2</sub>.

- Die Wirksamkeit von CCS für den Klimaschutz liegt infolge des Mehrbedarfs an Kohle effektiv nur bei ca. 60 Prozent. 40 Prozent des produzierten CO<sub>2</sub> (bzw. der anfallenden CO<sub>2</sub>-Äquivalente) würden weiterhin emittiert und würden dem Emissionsrechtehandel unterliegen.
- Im Fall von Enhanced Gas Recovery- oder Enhanced Oil Recovery-Projekten würde das verpresste CO<sub>2</sub> teilweise wieder mit gefördert und aus dem zusätzlich förderbaren Öl würde am Ende weiteres CO<sub>2</sub> entstehen, sodass durch EGR und EOR das Treibhaus-Problem sogar verschärft würde. Eine wirksame Bekämpfung des Klimawandels ist nur aussichtsreich, wenn so schnell und so weitgehend wie möglich auf die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger verzichtet wird und natürliche Kohlenstoff-Speicher erhalten und erweitert werden.

### **Belange des Naturschutzes sowie Umweltauswirkungen:**

- Im Bereich des deutschen Nordsee-Sektors ist eine Vielzahl unterschiedlicher Naturschutzgebiete ausgewiesen, die sich weitgehend mit den Gebieten der wichtigsten potentiellen CO<sub>2</sub>-Speicher überschneiden. Eine Beeinträchtigung der Schutzziele ist absehbar, insbesondere wegen der Folgewirkungen der verdrängten Formationswässer auf die Meeresumwelt sowie durch Schallemissionen.
- Seegraswiesen und Tangwälder sind wichtige CO<sub>2</sub>-Senken und dienen dem Küstenschutz. Zusammen mit anderen typischen Lebensräumen (Riffe, Sand- und Schlickbänke) sind sie „Kinderstube“ für zahlreiche Fischarten der Weltmeere.
- Anoxische Formationswässer, die sich infolge der CO<sub>2</sub>-Verpressung am Meeresboden ausbreiten würden, könnten den Seegraswiesen-Habitaten und ihren Lebensgemeinschaften ebenso wie anderen Habitaten (Riffe, Sandbänke etc.) schweren Schaden zufügen. Dies hätte auch negative Rückwirkungen auf den CO<sub>2</sub>-Haushalt der Atmosphäre.
- In den Porenwässern der Sedimente und Gesteinsschichten unter dem Meeresboden existieren zahlreiche bislang weitgehend unerforschte, teilweise „extremophile“ Lebensformen. Beeinträchtigungen durch verpresstes CO<sub>2</sub> und die dadurch verursachten Milieu-Veränderungen wären wahrscheinlich.
- Verdrängte saline Formationswässer würden im Unterschied zu eingeleitetem „produced water“ völlig unbehandelt am Meeresboden austreten. Die Folge wäre eine Ausbreitung von anoxischem Porenwasser am Meeresboden. Die reduzierten,

schwefelwasserstoffhaltigen Poren- und Formationswässer würden zu anoxischen Verhältnissen führen und schwere ökologische Schäden anrichten.

- Die im Bereich der Deutschen Bucht bereits vorhandene Eutrophie-Problematik würde weiter verschärft. Bedeutende Laichgebiete und die „Kinderstuben“ zahlreicher Fischarten, aber auch sämtliche am Meeresboden vorhandene Lebewesen und bodenlebende Fischarten würden Schaden nehmen.
- Durch seismische Untersuchungen während der Erkundung und auch später während des Monitorings würde der bereits dauerhaft hohe Schallpegel im Wasserkörper weiter stark ansteigen. Meeressäuger, darunter besonders geschützte Arten, würden am meisten unter den Folgen leiden.

## Quellenangaben

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)

ASCOBANS (2009) ASCOBANS Resolution Nr.2 (6. Meeting of Parties, Bonn, 16-18 September 2009). UNEP / CMS

<http://www.ascobans.org/index0401.html>

Balaam J, Chan-Man Y, Roberts P, Thomas K (2009) Identification of Nonregulated Pollutants in North Sea–Produced Water Discharges. Environmental Toxicology and Chemistry, Vol. 28, No. 6, pp. 1159–1167.

Bearman G (1989) Ocean chemistry and deep-sea sediments, Pergamon: Sydney.

BfN (2004) Naturschutzfachliche und naturschutzrechtliche Anforderungen im Gefolge der Ausdehnung des Raumordnungsregimes auf die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone. Umweltforschungsplan 2004, Endbericht Mai 2006

[http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/raumordnung-in-der-deutschen-awz/Endbericht\\_Naturschutzanforderungen\\_AWZ\\_2006.pdf](http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/raumordnung-in-der-deutschen-awz/Endbericht_Naturschutzanforderungen_AWZ_2006.pdf)

BfN (2006) Naturschutzfachlicher Planungsbeitrag des Bundesamtes für Naturschutz zur Aufstellung von Zielen und Grundsätzen der Raumordnung für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee.

[http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/Planungsbeitrag\\_zur\\_Raumordnung\\_AWZ\\_2006.pdf](http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/Planungsbeitrag_zur_Raumordnung_AWZ_2006.pdf)

BfN (2011) Habitat Mare.

<http://www.bfn.de/habitatmare/de/nutzungen-kies-und-sandgewinnung.php>

<http://www.bfn.de/habitatmare/de/karte-schutzgebiet-nordsee-uebersicht.php>

[http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/Planungsbeitrag\\_zur\\_Raumordnung\\_AWZ\\_2006.pdf](http://www.bfn.de/habitatmare/de/downloads/Planungsbeitrag_zur_Raumordnung_AWZ_2006.pdf)

BGR (2010) Projekt CO<sub>2</sub>-Drucksimulation Regionale Druckentwicklung bei der Injektion von CO<sub>2</sub> in saline Aquifere. Abschlussbericht A-0602015.A.

[http://www.bgr.bund.de/nn\\_329330/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Downloads/CO<sub>2</sub>-drucksimulation-abschlussbericht.html?nn=true](http://www.bgr.bund.de/nn_329330/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Downloads/CO2-drucksimulation-abschlussbericht.html?nn=true)

BGR (2011) Speicher-Kataster.

[http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO<sub>2</sub>Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html?nn=1547466](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html?nn=1547466)

Brauchli, F (2004) Lebensraum Seegraswiese. Taucher Revue, Ausgabe Nr. 115 (1/2004)

<http://www.subaqua.ch/Seegraswiese.htm>

BSH (2011) Nordsee: Sämtliche Nutzungen und Schutzgebiete. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

<http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/ContisKarten/NordseeSaemtlicheNutzungenSchutzgebiete.pdf>

BSH (2010 a) Kartenteil des Raumordnungsplans für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

[http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung in der AWZ/Dokumente 05 01 20 10/Karte Nordsee.pdf](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung%20in%20der%20AWZ/Dokumente%2005%2001%202010/Karte_Nordsee.pdf)

BSH (2010 b). Meeresdaten. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie.

[http://www.bsh.de/de/Meeresdaten/Beobachtungen/Meereschemische Daten/Naehrstoffe.jsp](http://www.bsh.de/de/Meeresdaten/Beobachtungen/Meereschemische_Daten/Naehrstoffe.jsp)

BUND (2011 a) Pflanzen der Nordsee: Algen und Seegras.

[http://www.bund.net/bundnet/themen\\_und\\_projekte/meeresschutz/nordsee/tiere\\_und\\_pflanzen/algen\\_seegras/](http://www.bund.net/bundnet/themen_und_projekte/meeresschutz/nordsee/tiere_und_pflanzen/algen_seegras/)

BUND (2011 b) Sand- und Kiesabbau: Sandbänke werden komplett mit Bewohnern weggesaugt.

[http://www.bund.net/bundnet/themen\\_und\\_projekte/meeresschutz/belastungen/sand\\_kiesabbau/](http://www.bund.net/bundnet/themen_und_projekte/meeresschutz/belastungen/sand_kiesabbau/)

Coastal Blue Carbon (2011) Minimizing Carbon Emissions and Maximizing Carbon Sequestration and Storage by Seagrasses, Tidal Marshes, Mangroves. Recommendations from the International Working Group on Coastal "Blue" Carbon.

Emily Pidgeon, CI, [epidgeon@conservation.org](mailto:epidgeon@conservation.org);

Dorothee Herr, IUCN, [Dorothee.HERR@iucn.org](mailto:Dorothee.HERR@iucn.org),

Luciano Fonseca, IOC, [l.fonseca@unesco.org](mailto:l.fonseca@unesco.org)

[http://www.marineclimatechange.com/marineclimatechange/bluecarbon\\_recommendations.html](http://www.marineclimatechange.com/marineclimatechange/bluecarbon_recommendations.html)

COML (2011) Census of Marine Life.

<http://www.coml.org/>

CWSS (2008) Anmeldung des deutsch-niederländischen Wattenmeeres als Weltnaturerbebestätte. Wadden Sea Ecosystem No. 24. Gemeinsames Wattenmeersekretariat, Wilhelmshaven, Germany. [http://www.waddensea-secretariat.org/management/whs/WH-nomination WSE24 \(Deutsch\).pdf](http://www.waddensea-secretariat.org/management/whs/WH-nomination_WSE24_(Deutsch).pdf)

Deepwave (2004) Stellungnahme von DNR / GSM / DEEPWAVE / IFAW zum beantragten Kies- und Sandabbau der Firma OAM-DEME in der AWZ der Nordsee.

<http://www.deepwave.org/images/downloads/Stellungnahme.zip>

Die ganze Nordsee (2011) Wirtschaft.

<http://www.die-ganze-nordsee.de/wirtschaft.html>

DOE (2010) U.S. Oil Production Potential from Accelerated Deployment of Carbon Capture and Storage. Department of Energy.

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)

Drews M (2001) Untersuchungen zum Schwefelkreislauf in Sedimenten am Makran-Akkretionskeil im Arabischen Meer und in Becken der Ostsee. Manuela Drews. Dissertation, Christian-Albrechts-Universität, Kiel 2001

[http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=971930090&dok\\_var=d1&dok\\_ext=pdf&filename=971930090.pdf](http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=971930090&dok_var=d1&dok_ext=pdf&filename=971930090.pdf)

Durell G, Utvik T, Johnsen S, Frost T, Neff J (2006) Oil well produced water discharges to the North Sea. Part I: Comparison of deployed mussels (*Mytilus edulis*), semi-permeable membrane devices, and the DREAM model predictions to estimate the dispersion of polycyclic aromatic hydrocarbons. Marine Environmental Research 62 (2006) 194–223.

ElementEnergy (2010) One North Sea. A study into North Sea cross-border CO<sub>2</sub> transport and storage. Final Main Report for The Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and The UK Foreign and Commonwealth Office On behalf of The North Sea Basin Task Force. A study into North Sea cross-border CO<sub>2</sub> transport and storage. 18<sup>th</sup> March 2010.

<http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/Samarbeider-om-CO2-lager/>

Erdgas (2011)

<http://www.erdgas.ch/erdgas/gewinnung/>

Europäische Gemeinschaft (2008) Richtlinie 2008/56/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Juni 2008 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Meeresumwelt (Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie).

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32008L0056:DE:NOT>

ExxonMobil (2009) Bohren nach Erdgas und Erdöl.

[http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/Broschuere\\_Bohren.pdf](http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/files/Broschuere_Bohren.pdf)

Geißler, L (2010) Die deutsche Ost- und Nordseeküste aus geologischer Sicht.

<http://www.geoberg.de/2010/06/11/die-deutsche-ost-und-nordseekueste-aus-geologischer-sicht/>

Geluk M (2011) New insights in the stratigraphy and tectonics of Permo-Triassic succession in the Southern Permian Basin.

<http://home.kpn.nl/mark.geluk/Petroleum%20System.htm>

<http://home.kpn.nl/mark.geluk/Paleomaps.htm>

Gerling J (2010) Mögliche Speicherorte aus geowissenschaftlicher Sicht. Germanwatch. Online-Diskussion vom 2. – 4. November 2010.

<http://ccsdiskussion.wordpress.com/2010/11/03/dr-peter-gerling-moegliche-speicherorte-aus-geowissenschaftlicher-sicht/>

Greenpeace (2004) Mehr Meer. Ein Vorschlag für Meeresschutzgebiete für Nord- und Ostsee.

[http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/meere/kartensammlungmeereschutzgebiete.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/meere/kartensammlungmeereschutzgebiete.pdf)

Greenpeace (2011 a) BGR hält weitere Gutachten zu CO<sub>2</sub>-Endlagern zurück.

[http://www.greenpeace.de/themen/klima/nachrichten/artikel/bgr\\_haelt\\_weitere\\_gutachten\\_zu\\_CO<sub>2</sub>\\_endlagern\\_zurueck/](http://www.greenpeace.de/themen/klima/nachrichten/artikel/bgr_haelt_weitere_gutachten_zu_CO2_endlagern_zurueck/)

Greenpeace (2011 b) CO<sub>2</sub>-Endlager unter Hamburg oder Berlin? Veröffentlichung vom 13.02.2011

[http://www.greenpeace.de/themen/klima/nachrichten/artikel/moegliche\\_CO<sub>2</sub>\\_endlager\\_unter\\_hamburg\\_berlin\\_und\\_nordseeinseln-1/](http://www.greenpeace.de/themen/klima/nachrichten/artikel/moegliche_CO2_endlager_unter_hamburg_berlin_und_nordseeinseln-1/)

GRS (2009) Langzeitsicherheitsliche Bewertung der CO<sub>2</sub>-Untergrundspeicherung. Projekt CO<sub>2</sub>-UGS-Risk, Abschlussbericht. Bearbeiter: Jörg Mönig, Klaus-Peter Kröhn. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Juni 2009.

[http://www.grs.de/grs-250-langzeitsicherheitsliche-bewertung-der-CO<sub>2</sub>-untergrundspeicherung](http://www.grs.de/grs-250-langzeitsicherheitsliche-bewertung-der-CO2-untergrundspeicherung)

In Salah Gas (2010) In Salah Gas Project.

[http://www.insalahCO<sub>2</sub>.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=44&Itemid=53&lang=en](http://www.insalahCO2.com/index.php?option=com_content&view=article&id=44&Itemid=53&lang=en)

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.

[http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/publications\\_and\\_data\\_reports.shtml](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml)

Judd A und Hovland M (2007) Seabed Fluid Flow. Impact on Geology, Biology, and the Marine Environment. Cambridge University Press. Cambridge, UK, 475 pp.

[http://www.google.de/url?sa=t&source=web&cd=1&ved=0CBkQFjAA&url=http%3A%2F%2Fhome.hisf.no%2Fsteinbo%2FMarine%2520geohazards%2FFigurar\\_farge\\_Judd%26Hovland\\_kap.1\\_2\\_5\\_11%2FFigure%252011.4.pdf&rct=j&q=Figure%2011.4%3A%20A%20blowout%20in%20the%20Haltenbanken%20area%20of%20the%20Norwegian%20Sea%20in%20October%201985&ei=9U0DTtORNIul-gblstzuDQ&usg=AFQjCNEyLXhOhC3vpHtoUnq4vqXOSGPlrQ&cad=rja](http://www.google.de/url?sa=t&source=web&cd=1&ved=0CBkQFjAA&url=http%3A%2F%2Fhome.hisf.no%2Fsteinbo%2FMarine%2520geohazards%2FFigurar_farge_Judd%26Hovland_kap.1_2_5_11%2FFigure%252011.4.pdf&rct=j&q=Figure%2011.4%3A%20A%20blowout%20in%20the%20Haltenbanken%20area%20of%20the%20Norwegian%20Sea%20in%20October%201985&ei=9U0DTtORNIul-gblstzuDQ&usg=AFQjCNEyLXhOhC3vpHtoUnq4vqXOSGPlrQ&cad=rja)

K12B (2011) K12-B CO<sub>2</sub> Injection Project.

<http://www.k12-b.nl/>

Knopf S, May F, Müller C, Gerling J (2010) Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jg. (2010) Heft 4.

[http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO<sub>2</sub>Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

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

[http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima\\_und\\_energie/20101118\\_klima\\_energie\\_ccs\\_studie.pdf](http://www.bund.net/fileadmin/bundnet/pdfs/klima_und_energie/20101118_klima_energie_ccs_studie.pdf)

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

[http://www.bund-berlin.de/fileadmin/bundberlin/pdfs/Klima\\_und\\_Energie/Krupp\\_Gutachten\\_1\\_Neuttrebbin\\_web\\_-1.pdf](http://www.bund-berlin.de/fileadmin/bundberlin/pdfs/Klima_und_Energie/Krupp_Gutachten_1_Neuttrebbin_web_-1.pdf)

Krupp R (2011 b) Stellungnahme zu CCS, Anhörung im Umweltausschuss am 06.06.2011.

[http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche\\_Anhoerungen/44\\_Sitzung/17\\_16\\_265-A.pdf](http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche_Anhoerungen/44_Sitzung/17_16_265-A.pdf)

LBEG (2011) NIBIS Kartenserver

<http://nibis.lbeg.de/cardomap3/2>

Leifer I (2006) Bubbleology: The Science of Bubbles.

The Marine Science Institute and The Institute for Crustal Studies, University of California, Santa Barbara.

[www.bubbleology.com/seeps/SeepBubbleMusic.htm](http://www.bubbleology.com/seeps/SeepBubbleMusic.htm)

Leifer I und Tang D (2006) Acoustic Signature of Marine Hydrocarbon Seep Bubbles.

Journal of the Acoustical Society of America, Express Letters, 120 (1) E35-E45, 2006.

Lighthouse Foundation (2011) In Tangwäldern und Seegraswiesen.

<http://www.lighthouse-foundation.org/index.php?id=73&L=1%27%3F%3F>

Lewicki J, Birkholzer J, Chin-Fu Tsang (2006) Natural and industrial analogues for leakage of CO<sub>2</sub> from storage reservoirs: identification of features, events, and processes and lessons learned.

<http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/919752-t1PwXu/919752.pdf>

mare-mundi (2011) Ökologische Bedeutung der Seegraswiesen.

[http://www.mare-mundi.eu/index.php?option=com\\_content&view=article&id=281&Itemid=170&limitstart=5](http://www.mare-mundi.eu/index.php?option=com_content&view=article&id=281&Itemid=170&limitstart=5)

Morbee J, Serpa J, Tzimas E (2010) The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO<sub>2</sub> transport network.

<http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/15100/1/ldna24565enn.pdf>

Nationalpark Wattenmeer (2010) Nationalpark Wattenmeer

<http://www.nationalpark-wattenmeer.de/>

Nature Technology Solution (2011) Introduction to produced water treatment.  
[http://www.naturetechsolution.com/images/introduction to produced water treatment.pdf](http://www.naturetechsolution.com/images/introduction_to_produced_water_treatment.pdf)

NMU (2009) Antrag auf Anerkennung als Weltnaturerbe Wattenmeer.  
[http://www.umwelt.niedersachsen.de/live/live.php?navigation\\_id=2176&article\\_id=9074&psmand=10](http://www.umwelt.niedersachsen.de/live/live.php?navigation_id=2176&article_id=9074&psmand=10)

Nord Stream (2011) Pipeline-Verlegung  
<http://www.nord-stream.com/de/pipelinebau/pipeline-verlegung.html>  
[http://www.nord-stream.com/fileadmin/Dokumente/4 WMV MP3 FLV/Nord Stream Animation-Pipelaying.wmv](http://www.nord-stream.com/fileadmin/Dokumente/4_WMV_MP3_FLV/Nord_Stream_Animation-Pipelaying.wmv)

Norwegian Ministry of the Environment (2002) Fifth International Conference on the Protection of the North Sea, Progress Report. Bergen, Norway, 20 - 21 March 2002  
[http://www.regjeringen.no/md/html/nsc/progressreport2002/Progress\\_Report.pdf](http://www.regjeringen.no/md/html/nsc/progressreport2002/Progress_Report.pdf)

Offshore Technology (2011) The website for the offshore oil and gas industry  
<http://www.offshore-technology.com/>

OGP (2005) Fate and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment. Report No. 364  
<http://www.ogp.org.uk/pubs/364.pdf>

OGP (2002) Aromatics in produced water - occurrence, fate and effects, and treatment. Report No. 324  
<http://www.ogp.org.uk/pubs/324.pdf>

OSPAR (2006) Amendment to Article 6 of the 1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and other Matter, 1972 (London Protocol)  
<http://www.official-documents.gov.uk/document/cm80/8046/8046.pdf>

OSPAR (2007 a) OSPAR Guidelines for Risk Assessment and Management of Storage of CO<sub>2</sub> Streams in Geological Formations. (Reference Number: 2007-12). Meeting of the OSPAR Commission (OSPAR), Ostend: 25-29 June 2007  
<http://www.ucl.ac.uk/cclp/pdf/OSPAR2007-Annex-7.pdf>

OSPAR (2007 b) OSPAR Decision 2007/2 on the Storage of Carbon Dioxide Streams in Geological Formations. Meeting of the OSPAR Commission (OSPAR), Ostend: 25-29 June 2007  
[www.eerstekamer.nl/id/vik1epyml8ss/.../w32343ospar...=/vik1ern9n240.pdf](http://www.eerstekamer.nl/id/vik1epyml8ss/.../w32343ospar...=/vik1ern9n240.pdf)

OSPAR (2010) Quality status report 2010.  
[http://qsr2010.ospar.org/en/media/chapter\\_pdf/QSR\\_complete\\_EN.pdf](http://qsr2010.ospar.org/en/media/chapter_pdf/QSR_complete_EN.pdf)

Petroleum Economist (2011) Gas Map of Europe & the CIS. 2011 Edition. Produced by the Petroleum Economist Ltd., London, in Association with Statoil ASA, Stavanger.  
[http://goodideas.statoil.com/upload/Pdf/Gas\\_Map\\_of\\_Europe\\_and\\_the\\_CIS-Statoil\\_version.pdf](http://goodideas.statoil.com/upload/Pdf/Gas_Map_of_Europe_and_the_CIS-Statoil_version.pdf)

Pfannkuche O, et al. (2007) Gas seeps in the Central and Northern North Sea, Cruise Report Alkor 290, Leibniz-Institut für Meereswissenschaften, Kiel.

PSI (2005) Management of Produced Water on Offshore Oil Installations: A Comparative Assessment Using Flow Analysis. Final Report, March 2005. Policy Studies Institute. Paul Ekins, Robin Vanner and James Firebrace  
<http://www.psi.org.uk/docs/2005/UKOOA/ProducedWater-Workingpaper.pdf>

ROG (1998) Raumordnungsgesetzes vom 18. August 1997 (BGBl. I S. 2081, 2102).

RWE (2011) CO<sub>2</sub>-Speicherung  
<http://www.rwe.com/web/cms/de/2800/rwe/innovationen/stromerzeugung/clean-coal/CO2-speicherung/>

RWE/Wintershall (2011) Effizient und umweltgerecht. Öl fördern im Wattenmeer.  
[http://www.geopowers.com/energie/sites/default/files/images/PDF\\_Mittelplate.pdf](http://www.geopowers.com/energie/sites/default/files/images/PDF_Mittelplate.pdf)

Schernewski G (2004) Integriertes Küstenzonenmanagement. Lehrbrief und Lernmodul für die weiterbildenden Fernstudiengänge Umweltschutz (Diplom) und Umwelt & Bildung (Master). Erstellt im Auftrag der Universität Rostock für das Dezernat Studium und Lehre.  
<http://www.ikzm-d.de/modul.php?show=1>

Schroot B und Schüttenhelm R (2003) Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea. Netherlands Journal of Geosciences / Geologie en Mijnbouw 82 (1): 91-105 (2003).  
[www.njgonline.nl/publish/articles/000112/article.pdf](http://www.njgonline.nl/publish/articles/000112/article.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.  
[http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Download/Veranstaltungen/2005/09/05\\_schuette.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Veranstaltungen/2005/09/05_schuette.pdf)

Skinner L (2003) CO<sub>2</sub> Blowouts: An Emerging Problem. World Oil, January 2003, Vol. 224. No.1  
<http://www.worldoil.com/January-2003-CO2-blowouts-An-emerging-problem.html>

Statens Strålevern (2004) Natural Radioactivity in Produced Water from the Norwegian Oil and Gas Industry in 2003. Strålevern Rapport 2005:2. Østerås: Norwegian Radiation Protection Authority, 2004  
[www.nrpa.no/dav/e7f4016993.pdf](http://www.nrpa.no/dav/e7f4016993.pdf)

Statoil (2011) Gas Machine > Subsea. Videos zur Offshore-Technologie  
<http://goodideas.statoil.com/gas-machine/?gclid=CLzMvZyFsKkCFVmPzAod8HXr5g2/sub-sea>

Teijin (2011) Teijin Aramid\_Lets go deeper. Video.

<http://www.offshore-technology.com/contractors/cables/teijin/928751931001.html>

Tourismusverband Nordsee (2010). Moin! Herzlich Willkommen beim Tourismusverband Nordsee e.V.

<http://www.tourismusverband-nordsee.de/>

UBA (2008) CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund. Meeresökologische und geologische Anforderungen für deren langfristige Sicherheit sowie Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums Für Umwelt, Naturschutz Und Reaktorsicherheit. Forschungsbericht 206 25 200.

Im Auftrag des Umweltbundesamtes. Texte 24/08. ISSN 1862-4804.

<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3667.pdf>

UBA (2011) Schaubilder zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen in Deutschland 1990 - 2007

[http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/schaubilder\\_energiebedingte\\_emissionen.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/schaubilder_energiebedingte_emissionen.pdf)

Ullrich B (2006) Regionale Geologie von Deutschland. Vorlesungsunterlagen, Professur für Angewandte Geologie, Institut für Geotechnik, TU Dresden.

<http://www.tu->

[dresden.de/biw/geotechnik/geologie/studium/download/reggeol/abschnitt31.pdf](http://www.tu-dresden.de/biw/geotechnik/geologie/studium/download/reggeol/abschnitt31.pdf)

Wallmann K (2008) CO<sub>2</sub>-Speicherung unter dem Meer: Anforderungen aus ökologischer Sicht.

[http://www.bsh.de/de/Das\\_BSH/Veranstaltungen/MUS/2008/Dokumente/Wallmann\\_K.pdf](http://www.bsh.de/de/Das_BSH/Veranstaltungen/MUS/2008/Dokumente/Wallmann_K.pdf)

WEG (2011) Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.

<http://www.erdoel-erdgas.de/Offshore-42-1-75b.html>

Wikipedia (2011) Wasserschall

<http://de.wikipedia.org/wiki/Wasserschall>

Wuppertal Institut (2010) *RECCS plus* - Regenerative Energien im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und Ablagerung (CCS). Verfasser: Esken A, Höller S, Luhmann L, Pietzner D, Vallentin K, Viebahn P.

[www.wupperinst.org/uploads/.../RECCSplus\\_Endbericht.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/.../RECCSplus_Endbericht.pdf)

ZDF (2010) Sonar und Air Guns bedrohen Wale - Wieviel Meer braucht der Mensch ...ZDF Mediathek.

[http://www.zdf.de/ZDFmediathek/beitrag/video/1169378/Sonar-und-Airguns-bedrohen-Wale\\_2/beitrag/video/1169378/Sonar-und-Airguns-bedrohen-Wale](http://www.zdf.de/ZDFmediathek/beitrag/video/1169378/Sonar-und-Airguns-bedrohen-Wale_2/beitrag/video/1169378/Sonar-und-Airguns-bedrohen-Wale)