



# Sachbericht zum Verwendungsnachweis TEIL I - Kurzbericht

**Zuwendungsempfänger:** Christian-Albrechts-Universität zu Kiel  
**Förderkennzeichen:** 03F0893C  
**Vorhabenbezeichnung:** Verbundvorhaben GEOSTOR: Submarine Kohlendioxid-Speicherung in Geologischen Formationen der Deutschen Nordsee – Teilprojekt Dynamische Speicherkapazitäten und geomechanische Auswirkungen (GEOSTOR-CAU)  
**Laufzeit des Vorhabens:** 01.08.2021 – 31.07.2024

## Autoren

Prof. Dr. rer. nat. Sebastian Bauer & Dr. rer. nat. Firdovsi Gasanzade  
Prof. Dr.-Ing. Frank Wuttke & Dr.-Ing. Hendrawan D.B. Aji

Datum: 30.01.2025



## 1. Ursprüngliche Aufgabenstellung und wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Die Arbeitsgruppe Geohydromodellierung am Institut für Geowissenschaften der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel ist im Rahmen des GEOSTOR-Projekts für das Arbeitspaket AP 2.3. verantwortlich. Aufgabenstellung von AP 2.3 ist die Ermittlung der tatsächlich erreichbaren dynamischen Speicherkapazitäten, geeigneter Injektionsschemata und einer optimierten Nutzung sowie die Bestimmung der großräumigen Druckauswirkungen von zwei repräsentativen Fallenstrukturen als Referenzstandorte unter der deutschen Nordsee. Als Methode werden dafür numerische Prozessmodelle eingesetzt, die Ergebnisse fließen in die Raumplanung und die Risikobewertung ein. Dazu werden die induzierten fluidmechanischen Prozesse wie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Phasenverteilung, die Druckänderungen und die Verlagerung der Formationssole aufgrund der CO<sub>2</sub> Injektion mit Hilfe von 3D-Reservoirmodellen für ausgewählte potentielle Speicherlokationen an den Projektstandorten A und B untersucht und quantifiziert. Für die Arbeiten wurde intensive mit den Projektpartnern BGR sowie AG Wuttke bzw. Fichtner zusammengearbeitet.

Der wissenschaftliche Stand, an den in der AG Geohydromodellierung angeknüpft wurde, ergibt sich aus den in den letzten ca. 15 Jahren durchgeführten Arbeiten zu CCS bzw. zur Nutzung des Untergrunds als Gasspeicher in der AG Geohydromodellierung bzw. gemeinsam mit Partner-Arbeitsgruppen an der CAU Kiel. Hierbei sei insbesondere auf die BMBF-geförderten Verbundvorhaben CO<sub>2</sub>-MoPa und CLEAN für das Thema CCS und die Verbundvorhaben ANGUS+/ANGUSII für das Thema Gasspeicherung verwiesen. Ein erheblicher Aufwand bestand daher in der Aufbereitung des damals erreichten Wissenstands und der verwendeten Simulations-Methodik. Beides konnte nur konzeptionell übernommen werden, da zum einen eine Vielzahl neuerer wissenschaftlicher Untersuchungen seit Beendigung der CCS-Verbundvorhaben publiziert wurden, zum anderen neue technische Methoden bezüglich der numerischen Simulation entwickelt wurden und so nun genutzt werden konnten.

Die Forschungsschwerpunkte der Arbeitsgruppe Geohydromodellierung an der CAU unter der Leitung von Prof. Dr. Sebastian Bauer umfassen die Entwicklung und Implementierung von numerischen Methoden zur Simulation der gekoppelten unterirdischen Strömungs- und reaktiven Transportprozesse in porösen Medien. Von besonderem Interesse sind dabei hydraulische, mechanische, thermische und geochemische Aspekte, deren Kopplung und die praxisnahe numerische Simulation. Arbeitsfelder sind die Nutzung des Untergrundes zur Energiespeicherung im Rahmen der Energiewende, untertägige Gas- und Wärmespeicher, Beeinträchtigung des Grundwassers durch Altlasten, Sanierungs- und Monitoringstrategien für kontaminiertes Grundwasser, Karstgenese, Endlagerung radioaktiver Abfälle sowie CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund. Dazu werden Methoden zur numerischen Simulation der auftretenden gekoppelten thermischen, mehrphasen-hydraulischen und reaktiven Transportprozesse entwickelt, implementiert und für Szenariensimulationen und Standortbewertungen eingesetzt.

Die Arbeitsgruppe Geomechanik und Geotechnik unter Leitung von Prof. Frank Wuttke ist mit Arbeitspaket 3.1 im GEOSTOR-Vorhaben betraut. Die Projektaufgaben in AP3.1 lassen sich wie folgt zusammenfassen: (1) Bewertung der geotechnischen Risiken, die durch die Injektion für die Offshore-Infrastruktur, wie z. B. Windenergieparks, entstehen. Diese Aufgabe umfasst die Bewertung der gegenseitigen Beeinflussung von Windparks auf die technische Funktionalität und Stabilität der Injektion. Darüber hinaus muss die Bewertung für die gebauten und geplanten Offshore-Windparks durchgeführt werden; (2) Bewertung der Änderungen der In-situ-Spannungen aufgrund der Injektion und Untersuchung möglicher Schäden in den geologischen Formationen. Dabei sollen potentielle mikroseismische Quellen identifiziert und Injektionsdruckgrenzen abgeleitet werden; (3) numerische

Simulation der Wellenausbreitung aufgrund eines potentiellen mikroseismischen Ereignisses und der daraus resultierenden Bodenbewegung an der Oberfläche. Zusätzlich sollen die geomechanischen Auswirkungen und Wechselwirkungen dieser Ereignisse auf die Offshore-Infrastruktur untersucht werden, einschließlich des nichtlinearen Material- oder Kontaktverhaltens.

## 2. Ablauf des Vorhabens

Die Arbeiten für das Verbundvorhaben GEOSTOR, die an der CAU Kiel durchgeführt wurden, sind in den übergeordneten Arbeitspaketen 2 „Geologische Charakterisierung von Speicherformationen“ und 3 „Umweltrisiken“ verortet. Insbesondere werden die Arbeitspakete AP 2.3 „Numerische Simulation der CO<sub>2</sub>-Speicherung in ausgewählten Gebieten“ und AP 3.1 „Geotechnische Risiken“ von der CAU Kiel bearbeitet.

Die Arbeiten konnten erfreulicherweise direkt zu Projektbeginn im August 2021 aufgenommen werden, da für beide Projektstellen an der CAU Kiel geeignete Personen in den Arbeitsgruppen zur Verfügung standen. Daher, und aufgrund der guten Einarbeitung der wissenschaftlichen Mitarbeiter, konnten die Arbeiten von Seiten der CAU Kiel im Wesentlichen ohne größere Verzögerungen durchgeführt werden. Jedoch ergaben sich aufgrund von erheblichen Verzögerungen (ca. 12 Monate) beim Projektpartner BGR, deren Vorarbeiten Basis für die numerischen Modelle war, im zweiten und dritten Projektjahr Verzögerungen, die, wie in den Zwischenberichten dargestellt, nicht mehr gänzlich aufgefangen werden konnten. Entsprechend angepasste Arbeitspläne und die ergriffenen Maßnahmen wurden jeweils mit dem Projektträger einvernehmlich geklärt und durchgeführt. Im Endeffekt führte dies dazu, dass in AP 2.3 der Meilenstein M5 (beispielhafte Szenarien für Leckagen) und der Meilenstein M7 (optimierte Injektionsschemata Standort B) und in AP 3.1 der Meilenstein M2 (Lokalisierung potentieller mikroseismischer Versagensherde) und der Meilenstein M3 (Bewertung der mikroseismischen Einwirkungen auf offshore Windenergieanlagen) nicht mehr bzw. nur teilweise erreicht werden konnten.

Im Rahmen des GEOSTOR-Vorhabens und der CDRMare-Initiative wurden diverse Verbundweite Treffen zur Koordination und Diskussion der Arbeiten durchgeführt. Auf diesen wurde der jeweilige Projektstand entweder durch die wissenschaftlichen Mitarbeiter oder den jeweiligen Arbeitsgruppenleiter vorgestellt. Zusätzlich wurden die inhaltlichen Ergebnisse und die verwendete Methodik noch im GEOSTOR-Beirat, der zweimal jährlich stattfand, mit Stakeholdern aus Industrie und von Behörden diskutiert und entsprechende Anregungen übernommen. Diese Treffen wurden durch die GEOSTOR-Koordination (K. Wallmann, K. Hamann) begleitet, mit denen auch jeweils die benötigten Zuarbeiten und Umfang und Charakter der Präsentation abgesprochen wurden.

## 3. Wesentliche Ergebnisse

### AP 2.3 (AG Geohydromodellierung)

Im Projekt wurde ein konsistenter und integrierter Workflow zur Überführung von geologischen Modellen in Reservoirmodelle, deren konsistenter Parametrisierung sowie zur konsistenten Überführung in geomechanische Teilmodell entwickelt. Dieser Workflow kann die neu erarbeiteten geologischen Modelle für eine Fallstruktur automatisiert übernehmen. Der Workflow wurde anhand des Projektgebiets A entwickelt und durch Übertragung auf Gebiet B getestet. Somit steht nun ein automatisierter und geometrisch als auch parametrisch konsistenter Workflow zur Verfügung, der

geologische Modelle, hydraulische Speichermodelle als auch geomechanische Modelle konsistent miteinander verbindet und so eine Übertragung der Ergebnisse und Parameter erlaubt. Anhand dieses Workflows wurden die Modellgebiete A und B überführt und die hydraulischen Ergebnisse als auch die Drucklimitierungen abgeleitet.

Für das Projektgebiet A wurde die statische Speicherkapazität auf Basis des so entwickelten Reservoirmodells für eine Reihe von konzeptionellen Nutzungsoptionen der Fallenstruktur und der identifizierten Sub-Fallenstrukturen ermittelt, wobei eine statische Speicherkapazität von 760 Mt. CO<sub>2</sub> bestimmt wurde. Anschließend konnten optimierte Injektionsschemata abgeleitet werden. Diese sind geeignet, das ambitionierte Injektionsziel von 10 Mt. CO<sub>2</sub> pro Jahr über 30 Jahre mit einer Gesamtmenge von 300 Mt. zu erreichen. Diese Rate ist ca. 10-mal höher als derzeit in an existierenden Standorten realisiert und zielt daher auf die groß-skalige Umsetzung. Unter Verwendung von vertikalen Injektionsbohrungen werden mindestens fünf Bohrungen benötigt, wobei aus Gründen wie der technischen Instandhaltung und Wartungsarbeiten an den Bohrungen mindestens eine zusätzliche Bohrung empfohlen wird. Die Bohrungen müssen dabei auf den Flanken der Fallenstruktur liegen, wobei das in Kooperation mit der AG Geomechanik erarbeitete Drucklimit jederzeit eingehalten wird. Weiterhin werden technische Maximalraten pro Bohrung berücksichtigt. Es zeigte sich durch räumliche und zeitliche Betrachtung der einzelnen Speicherprozesse, dass je nach Anzahl und Lage der Injektionsbohrungen die Anteile an mobilem und immobilem CO<sub>2</sub> während der Injektion als auch in der Post-Injektionsphase erheblich beeinflusst werden können, und so ebenfalls das Risiko aus einer möglichen Leckage beeinflusst werden kann. Im Fall von Horizontalbohrungen reichen zwei Bohrungen mit jeweils langen Filterstrecken aus, um das Injektionsziel zu erreichen. Aufgrund der hohen Ziel-Injektionsrate von 10 Mt/a wird die ermittelte statische Speicherkapazität nur zu weniger als ca. 40% erreicht. Eine Verringerung der Injektionsrate würde höhere Kapazitäten ermöglichen. Die Untersuchungen für die im Vergleich deutlich kleinere Fallenstruktur im Projektgebiet B ergab entsprechend kleinere statische und erreichbare dynamische Kapazitäten.

Für die Arbeiten wurde intensiv mit der AG Geomechanik (siehe auch unten) an der CAU Kiel für die Definition der Drucklimitierungen sowie den Projektpartnern BGR bezüglich der geologischen Modelle sowie Fichtner bezüglich der technischen Ausgestaltung und technischen Limitierungen und der Kosten zusammengearbeitet. Weiteren inhaltlichen Input bezüglich der Bohrungen, Injektionsgrenzen und der Bewertung der Parameterverfügbarkeit gab es aus Gesprächen mit Beiratsmitgliedern, die auch als separate Treffen zusätzlich zu den Beiratstreffen stattfanden. Ebenso wurde der geologische Dienst im Landesamt Schleswig-Holstein über den Projektfortschritt informiert und die Ergebnisse diskutiert und plausibilisiert.

### AP 3.1 (AG Geomechanik)

Die numerischen Methoden und der Arbeitsablauf wurden eingesetzt, um die Meilensteine und Ziele zu erreichen. Die Ergebnisse bezüglich des maximalen Bohrlochdrucks zeigen, dass die Druckgrenze für ein vertikales Bohrloch bei ca. 17.9 MPa/km liegt, d.h. generell mit der Tiefe aufgrund der höheren Auflast zunimmt. Der Grenzwert kann überschritten werden, wenn ein horizontales Bohrloch verwendet wird. Ein Vergleich mit Daten aus Leckagetests und Bruchgradienten, die an Bohrungen nahe der deutsch-niederländischen Grenze bestimmt wurden, ergibt ähnliche Größenordnungen und bestätigt so den erhaltenen Wert. Zur Überprüfung der Injektionsgrenze wird eine großmaßstäbliche hydro-mechanische Simulation einer Fallenstruktur durchgeführt. Die Simulationsergebnisse bestätigen, dass die Druckgrenzen überall eingehalten und so Schäden an den Gesteinsschichten durch die Anwendung der Injektionsgrenze vermieden werden können.

Die Analyse der Rutsch tendenz (Slip tendency) wird anhand eines von der BGR interpretierten Verwerfungsdatensatzes durchgeführt. Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass der kritische Herdmechanismus durch Streichen=340°, Einfallen=55° und Neigung=-90° (NNW) und Streichen=155°, Einfallen=55° und Neigung=-93° (SSO) identifiziert ist. Cluster von gefährdeten Verwerfungen mit

direktem Migrationspfad befinden sich in der südlichen Fallenstruktur, während die Cluster in der nördlichen Antiklinale durch eine Dichtungsschicht getrennt sind. Aus dieser Sicht ist das Risiko einer induzierten Seismizität in der nördlichen Antiklinale geringer, da es dort keine Verwerfungscluster mit einem direkten Migrationspfad gibt. Die maximalen potenziellen Momente sind wie folgt. (1) In der Region nahe der nördlichen Antiklinale wird ein Verwerfungscluster mit einer potenziellen Größe von  $M_W=1.65$  beobachtet. Dieses Cluster hat keinen direkten Migrationspfad zur nördlichen Antiklinale und weist eine geringe Rutsch tendenz auf. (2) In der Region nahe der südlichen Antiklinale weist ein Verwerfungscluster mit einer direkten Verbindung zur südlichen Speichereinheit eine potenzielle Größe von  $M_W=2$  auf. Der Cluster ist jedoch nicht kritisch orientiert und weist eine geringe Rutsch tendenz auf. Einige Cluster weisen eine relativ mäßige bis hohe Rutsch tendenz und potenzielle Magnituden von  $M_W=2.2$  und  $1.8$  auf. Diese Cluster haben jedoch keinen direkten Migrationspfad zur südlichen Antiklinale.

Unter Verwendung der oben beschriebenen Quellparameter werden Wellenausbreitungssimulationen potenzieller seismischer Ereignisse durchgeführt. Die Ergebnisse einer parametrischen Studie zeigen, dass das Hypozentrum und das Epizentrum der Quelle eine bedeutende Rolle für die Amplitude und den Frequenzgehalt der resultierenden Bodenbewegungen entlang der Oberfläche spielen. Eine geringfügige Abweichung des Herdmechanismus, z. B. aufgrund von Ungenauigkeiten bei der Interpretation, hat nur geringe Auswirkungen auf den Frequenzgehalt der Bodenbewegungen, aber zu einer signifikanten Änderung der Amplitude führen kann. Die Ergebnisse zeigen auch, dass der Hauptfrequenzgehalt zwischen 1-5 Hz liegt.

Die Ergebnisse der impliziten dynamischen Analysen, die an den OWT-Modellen durchgeführt wurden, zeigen, dass die Frequenzinhalte der Bodenbewegungen zu Resonanzen an den Strukturen führen. Dies ist auf das Zusammentreffen des niedrigen Frequenzgehalts der Bodenbewegungen und der niedrigen Eigenfrequenzen der schlanken Struktur der Turbinen zurückzuführen. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die Schwingungen, denen die Türme ausgesetzt sind, aufgrund der geringen Amplituden (d. h. aufgrund der Abstandsdämpfung) und der Robustheit der Struktur nicht zu betrieblichen oder technischen Problemen führen werden. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die durch die Bewegungen induzierten Spannungen sehr gering sind ( $<1$  Pa). Es ist daher nicht zu erwarten, dass aufgrund dieser Ereignisse ein nichtlineares Material- oder Kontaktverhalten auftritt. Auf der Grundlage dieser Ergebnisse und aufgrund der großen Entfernung zum angestrebten Injektionsgebiet ist es unwahrscheinlich, dass die Windturbinen den CCS-Betrieb beeinträchtigen. Aufgrund des großen Abstands ( $\sim 500$  m) ist es auch unwahrscheinlich, dass sich die Windturbinen gegenseitig beeinflussen.

Im Rahmen des Projekts werden Beiträge auf Konferenzen und Workshops präsentiert, um den Fortschritt und die Ergebnisse des Projekts bekannt zu machen und Rückmeldungen von anderen Experten auf verwandten Gebieten zu erhalten. Es wurden mehrere Publikationen erstellt und weitere sind in Vorbereitung. Es werden auch Kooperationen mit anderen Projektpartnern und Institutionen eingegangen, um die Reichweite des Projekts zu erweitern.



# Sachbericht zum Verwendungsnachweis TEIL II - Eingehende Darstellung

**Zuwendungsempfänger: Prof. Dr. Sebastian Bauer and Prof. Dr.-Ing. Frank Wuttke**

**Förderkennzeichen: 03F0893C**

**Vorhabenbezeichnung: Submarine Kohlendioxid-Speicherung in Geologischen Formationen der Deutschen Nordsee – Dynamische Speicherkapazitäten und geomechanische Auswirkungen (GEOSTOR-CAU)**

**Laufzeit des Vorhabens: 01.08.2021 – 31.07.2024**

**Firdovsi Gasanzade, Sebastian Bauer, Hendrawan Diandaru Bayu Aji, Frank Wuttke**

24.01.2025



## Schlussbericht

<b>Zuwendungsempfänger:</b> Christian-Albrechts-Universität zu Kiel	<b>Förderkennzeichen:</b> 03F0893C
<b>Vorhabenbezeichnung:</b> Submarine Kohlendioxid-Speicherung in Geologischen Formationen der Deutschen Nordsee – Dynamische Speicherkapazitäten und geomechanische Auswirkungen (GEOSTOR-CAU)	
<b>Laufzeit des Vorhabens:</b> 01.08.2021 – 31.07.2024	
<b>Berichtszeitraum</b> 01.08.2021 – 31.07.2024	

Der hier vorliegende Bericht enthält die Arbeiten, die an der CAU Kiel im Rahmen des GEOSTOR-Vorhabens durchgeführt wurden. Die Arbeiten wurden von der Arbeitsgruppe Geohydromodellierung unter Leitung von Prof. Dr. Sebastian Bauer, der auch Ansprechpartner für dieses Vorhaben an der CAU Kiel war, sowie der Arbeitsgruppe Geomechanik und Geotechnik unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Frank Wuttke durchgeführt.

Für die weiteren Arbeiten im Verbund wird auf die entsprechenden Berichte der Projektpartner sowie einen für die Allgemeinheit konzipierten Überblicksbericht verwiesen.

## Inhalt

1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele .....	4
AP 2.3 Numerische Simulation der CO <sub>2</sub> -Speicherung in ausgewählten Gebieten .....	4
1.1 Entwicklung eines konsistenten Modell-Workflows .....	4
1.2 Projektgebiet A .....	9
1.3 Entwicklung von Injektionsstrategien .....	12
1.4 Positionierung der Injektionsbohrungen.....	15
1.5 Projektgebiet B .....	21
AP 3.1 Geotechnische Risiken .....	28
1.6 Bewertung der In-situ-Spannungen aufgrund der CO <sub>2</sub> -Injektion und möglicher Schäden in den geologischen Formationen (M2) .....	28
1.7 Numerische Simulation der Wellenausbreitung im Falle eines potenziellen mikroseismischen Ereignisses und der daraus resultierenden Bodenbewegung (M3) .....	36
1.8 Bewertung der geotechnischen Risiken, die durch die Injektion für die Offshore-Infrastruktur entstehen .....	42
2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	49
3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....	49
4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses – auch konkrete Planungen für die nähere Zukunft - im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans .....	50
5. Während der Durchführung des Vorhabens dem Zuwendungsempfänger bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen .....	51
6. Die erfolgten oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 5 der NKBF .....	52

## 1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

### AP 2.3 Numerische Simulation der CO<sub>2</sub>-Speicherung in ausgewählten Gebieten

Die Arbeitsgruppe Geohydromodellierung am Institut für Geowissenschaften der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel ist im Rahmen des GEOSTOR-Projekts für das Arbeitspaket AP 2.3. verantwortlich. Aufgabenstellung von AP 2.3 ist die Ermittlung der tatsächlich erreichbaren dynamischen Speicherkapazitäten, geeigneter Injektionsschemata und einer optimierten Nutzung sowie die Bestimmung der großräumigen Druckauswirkungen von zwei repräsentativen Fallenstrukturen als Referenzstandorte unter der deutschen Nordsee. Als Methode werden dafür numerische Prozessmodelle eingesetzt, die Ergebnisse fließen in die Raumplanung und die Risikobewertung ein. Dazu werden die induzierten fluidmechanischen Prozesse wie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Phasenverteilung, die Druckänderungen und die Verlagerung der Formationssole aufgrund der CO<sub>2</sub> Injektion mit Hilfe von 3D-Reservoirmodellen für ausgewählte potentielle Speicherlokationen an den Projektstandorten A und B untersucht und quantifiziert. Für die Arbeiten wurde intensive mit den Projektpartnern BGR sowie AG Wuttke bzw. Fichtner zusammengearbeitet.

#### 1.1 Entwicklung eines konsistenten Modell-Workflows

Um die Machbarkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung zu bewerten und die erreichbare Speicherkapazität mithilfe numerischer Simulationsmethoden quantifizieren zu können, muss ein geologisches Modell der ausgewählten Speicherstätte erstellt und in ein Mehrphasen-Strömungsmodell überführt werden. Da die Arbeiten im Projekt auf einer hypothetischen CO<sub>2</sub>-Injektion von 10 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr über 30 Jahre (insgesamt 300 Mt) und einer anschließenden Überwachung eines realistischen, geologisch komplexen, Standorts beruhen, sind effiziente Arbeitsabläufe und Mehrphasensimulationscodes notwendig. Daher wurde im ersten Jahr der Projektlaufzeit ein Workflow zur Durchführung der eigenen sowie gemeinsamen Arbeiten mit den Partnern an der CAU (AG Wuttke, APs 3.1) und der BGR (siehe deren Arbeiten zu den Standorten in AP 2.1, AP 2.2) entwickelt, aufgebaut und intensiv getestet. Im GEOSTOR-Vorhaben konnte so plangemäß ein konsistenter und umfassender Workflow entwickelt und implementiert werden, der die in AP 2.2. entwickelten statischen Modelle übernimmt und in dynamische Reservoirmodelle für Szenarioanalysen in diesem AP überführt. Die dabei notwendige Parametrisierung wurde dabei durch die CAU konsistent durchgeführt. Der Workflow kann weiterhin geometrisch und geologisch konsistente Teilmodelle aus dem Gesamtmodell extrahieren und für die geomechanischen Simulationen der AG Wuttke bereitstellen, sodass die dort erarbeiteten Ergebnisse für die Simulationen direkt genutzt werden können. Der fertige Workflow ist in Abb. 1 dargestellt. Zur Entwicklung stand ein vorläufiges Modell des Projektpartners BGR zur Verfügung, der Workflow wurde dann anhand der beiden fertigen geologischen Modelle für die Standorte A und B dann erfolgreich getestet und weiterentwickelt, sodass dieser nun für weitere Arbeiten als gesichert zur Verfügung steht.

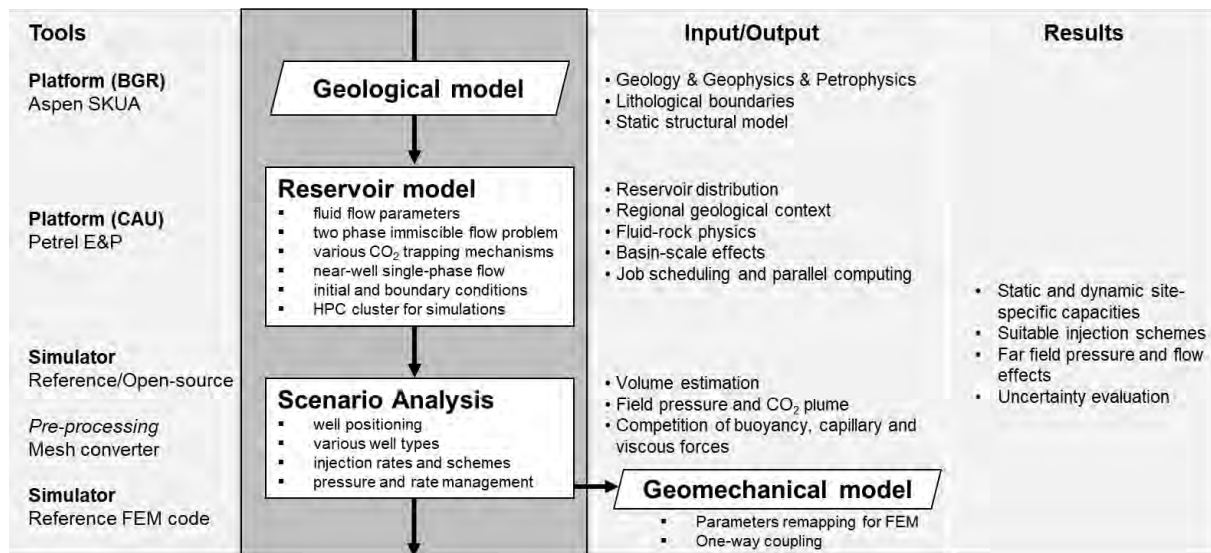


Abb. 1 Konsistenter Modell-Workflow entwickelt für das GEOSTOR Vorhaben.

Die erste Entwicklungsphase für den Workflow, die die Entwicklung eines geologischen Modells und dessen Umwandlung in ein Reservoirmodell betrifft, begann direkt zu Projektbeginn in Zusammenarbeit mit dem BGR-Team durch eine Vielzahl von bilateralen Treffen und Videokonferenzen. Hauptaspekt dieser Arbeit war die Erstellung eines strukturellen geologischen 3D-Modells unter Verwendung eines Stufenrasters zu konstruieren, damit dieses dann konsistent für die Verwendung in einem Reservoirsimulator umgewandelt werden kann. Für den technischen Modelltransfer wurde die Verwendung von zwei alternativen Formaten in den Workflow integriert, wobei das RESCUE-Binärformat und das ECLIPSE-ASCII-basierte Format (Schlumberger Ltd., 2017) genutzt werden können. Das RESCUE-Binärformat enthält sowohl Horizont-Tiefenkarten als auch ein 3D-Volumenmodell mit Parametrisierung aller geologischen Schichten. Das ASCII-basierte ECLIPSE-Format enthält ein 3D-Volumenmodell mit einem angepassten Verwerfungssystem als separate Verwerfungsmatrixdatei, ebenfalls in Kombination mit möglichen Parametern. Beide Formate werden benötigt, da die geologischen Störungen in der RESCUE-Binärdatei nicht naturgetreu dargestellt werden, da die Datei fehlerhafte und inkonsistente Volumenelemente enthalten kann. Im Gegensatz dazu erlaubt das ECLIPSE-ASCII-Format eine konsistente Übertragung der Störungszonen inklusive aller verformten Elemente und ihrer genauen volumetrischen Lage, sodass so die Störungszonen genauer und konsistent übertragen werden können.

Für den Standort A umfasste das geologische Modell ein Gebiet mit einer Größe von 30 x 45 km. Für die Reservoir-Simulationsstudie wurde ein etwas kleineres Gebiet von 22 x 36 km berücksichtigt, welches sich aus den hydraulischen Randbedingungen ergibt. Die Parametrisierung des Modells erforderte viele gemeinsame Absprachen, um sowohl die petrophysikalischen Parameter als auch die Strömungsparameter, wie z. B. relative Permeabilität und Kapillardruck, zu definieren. Zu Projektbeginn und während der Antragstellung war geplant, dass diese Daten durch die BGR auf Basis der zur Verfügung stehenden Bohrungsdaten abgeleitet und bereitgestellt werden. Dies erwies sich jedoch sowohl zeitlich, aufgrund der erheblichen bei der Erstellung des geologischen Modells aufgetretenen Zeitverzögerung seitens der BGR, als auch inhaltlich als nicht realisierbar. Daher mussten diese Daten von der Arbeitsgruppe Geohydromodellierung an der CAU selber ermittelt und abgeschätzt werden, um Reservoirsimulationen durchführen zu können. Dazu wurden veröffentlichte Daten aus dem Nordseebecken auch aus dem niederländischen, dänischen und britischen Teil der Nordsee als Analoga für die geologischen Gegebenheiten an den Standorten A und B ausgewertet. Für den Standort A wird eine Porositäts-Tiefen-Korrelation angewendet, wie sie in der Untersuchungsregion nachgewiesen wurde (Van Kempen et al., 2018). Die Permeabilitätsdefinition wird mithilfe eines eigenen Porositäts-Permeabilitäts-Korrelationsmodells abgeleitet, wobei die in

dieser Region verfügbaren Daten aus Berichten über Bohrlochmessungen, wie z.B. Leak-Off tests, und kartierte Daten berücksichtigt wurden.

Im Rahmen der Workflow-Erstellung wechselte die AG Geohydromodellierung von einem kommerziellen Reservoirsimulator (ECLIPSE) zu einem open-source Mehrphasenströmungscode (OPM Flow; Rasmussen et al., 2021) und integrierte diesen als zusätzliche Schnittstelle im Workflow. OPM Flow konnte erfolgreich auf dem High-Performance-Cluster der CAU installiert und somit genutzt werden. Der OPM Flow Code wurde in eigenen früheren Studien zur Mehrphasenströmung für die unterirdische CO<sub>2</sub>- und Wasserstoffspeicherung sowie durch die Entwickler für die klassische Anwendungen in der Erdöl-/Erdgasförderung erfolgreich getestet (Okoroafor et al., 2023; Rasmussen et al., 2021). Eigene intensive Tests des CO<sub>2</sub>-STOR-Moduls in OPM-Flow zeigen eine gute Übereinstimmung in Bezug auf die physikalischen Eigenschaften des Fluids im Vergleich zu thermodynamischen Bibliotheken sowie zu kommerziellen Alternativen (Bell et al., 2014; Schlumberger Ltd., 2017). Die Fähigkeit zur Parallelisierung in Verbindung mit dem open-source-Ansatz ermöglichte es Lizenzbeschränkungen bei der Nutzung des Parallelrechnens zu überwinden, sodass die großen Modellgebiete für die Standorte A und B so erst rechenbar wurden. Eigene Tests zeigten, dass durch die Verwendung von 32 CPUs Simulationen innerhalb mehrerer Stunden statt vieler Tage (bei Nutzung von lizenzierten maximalen vier CPUs) abgeschlossen werden konnten (siehe die Rechenzeiten in Abb. 2). Es wurden eigene Build-Routinen sowohl für lokale PCs der Arbeitsgruppe als auch für den Universitätscluster entwickelt und dokumentiert, sodass diese z. B. von Masterstudenten im Rahmen ihrer Abschlussarbeiten, getestet und genutzt werden konnten (Markowitsch 2022; Dubberke 2025).

Die Arbeiten zur Entwicklung des Workflows auf die Open-source Software waren aufwändiger, als bei Antragstellung des Projekts abzusehen war, da das Rechenzentrum der CAU Kiel im Jahr 2022 die Cluster-Struktur grundlegend erneuert und durch Beschaffung neuer Rechenknoten verändert hat. Deshalb musste ein Teil dieser Arbeiten zur Workflow-Implementierung mit einem zeitlichen Aufwand von einigen Monaten erneut durchgeführt werden. Die für dieses Vorhaben beantragten Clusterknoten wurden deshalb auch zeitlich nicht wie beantragt sondern verzögert beschafft, um diese direkt in die neue Struktur einbinden zu können.

Der HPC-Cluster der Universität Kiel wurde für das Vorhaben sehr intensiv genutzt, weshalb bei der Antragstellung eigene Kerne beantragt und auch bewilligt wurden. Diese wurden beschafft und im HPC-Cluster erfolgreich integriert, wobei aufgrund von Lieferschwierigkeiten leider Verzögerungen auftraten. Diese Investition hat die intensive Nutzung des Clusters durch die AG Geohydromodellierung für das GEOSTOR-Vorhaben entscheidend unterstützt und somit die in den nächsten Kapiteln gezeigten Ergebnisse ermöglicht.

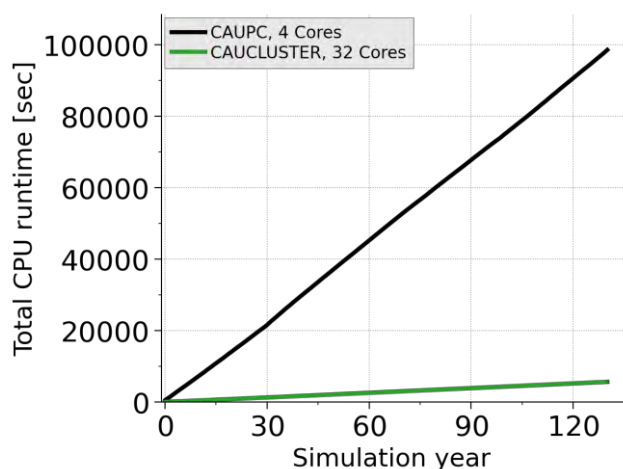


Abb. 2 Vergleich der für eine Reservoirsimulation über 30 Jahre Injektion und 100 Jahre Post-Injektion benötigten Rechenzeiten auf dem HPC-Cluster der Universität Kiel mit 4 CPUs (schwarz; lizenziert limitiert) und mit 32 CPUs (grün).

Die Arbeiten zur Modellentwicklung für die Umwandlung des Reservoirmodells in ein geomechanisches Modell wurden ebenfalls im ersten Jahr des GEOSTOR Projekts durchgeführt. Hierzu wurde der ursprünglich für ein anderes Vorhaben (ANGUS) entwickelte Netzkonverter (Wang und Bauer, 2016) erweitert, um die Konvertierung von Finite-Volumen-Reservoir-Gittern in Finite-Elemente-Netze unter Verwendung der ABAQUS-Syntax zu ermöglichen. Die neue implementierte Syntax berücksichtigt die Knoten- und Elementzuordnung für den geomechanischen Simulator ebenso wie Elementtypen und Parameterzonierungen, durch welche die Attribute der im Modell berücksichtigten stratigrafischen Einheiten abgebildet und direkt auf das geomechanische Modell in numerischen Schichten übertragen werden. Diese Entwicklungen zur konsistenten Modellübergabe ermöglichen die lokationsspezifische Berechnung des maximal zulässigen Bohrlochsohlendrucks (WBHP – well bottomhole pressure) sowohl für radiale Modelle des Bohrlochnahbereichs (Abb. 3) als auch einer kompletten Antiklinale als Fallenstruktur im Reservoirmaßstab (Abb. 4). Für die Parametrisierung der Modelle berücksichtigt wird jeweils das großräumige geologische Modell im Untersuchungsgebiet A verwendet und dessen Geometrie als auch Parametrisierung konsistent übertragen. Zur Bestimmung des WBHP-Limits werden sowohl vertikale als auch horizontale Bohrungen betrachtet, indem entsprechende Ausschnitte aus dem Modell extrahiert und geometrisch angepasst werden. Dabei wird gleichzeitig auch die numerische Diskretisierung durchgeführt, wobei bohrlochnah mit kleineren Elementen als am äußeren Rand diskretisiert wird, um sowohl die bohrlochnahen geomechanischen Effekte genau zu erfassen als auch die benötigte Rechenzeit zu verringern (vergl. Abb. 3). Weitere Details zur Anwendungsstudie, einschließlich einer detaillierten Beschreibung der geomechanischen Modellannahmen, finden sich im Bericht zu AP 3.1 (AG Wuttke). Weitergehende Ergebnisse und Modellaufbauten sind dokumentiert und eine entsprechende Publikation befindet sich in Vorbereitung (Gasanzade et al., 2025, in prep).

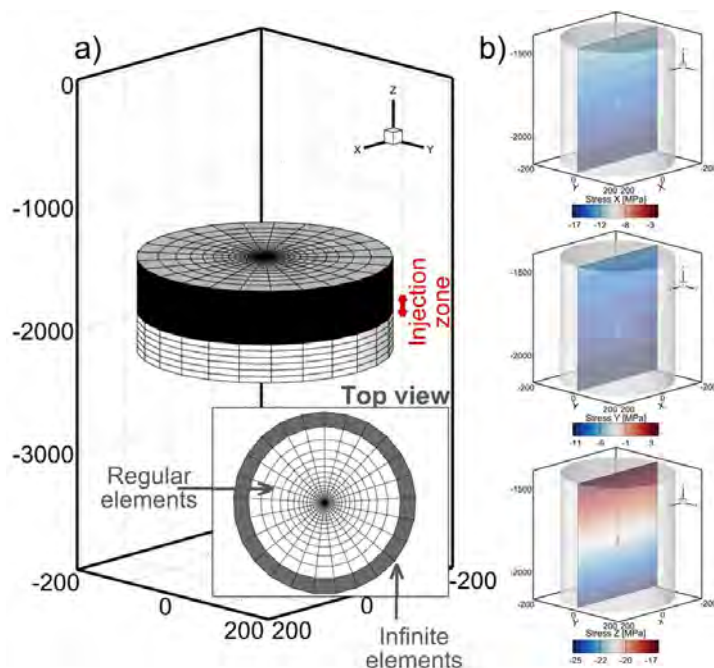


Abb. 3 a) Modellgebiet und numerische Diskretisierung für eine Vertikalbohrung als Auszug aus dem Reservoirmodell und zur Übergabe an die geomechanische Simulation (in AP 3.1). b) Spannungen in x-, y- und z-Richtung (in MPa) im letzten Zeitschritt vor Erreichen des zulässigen WBHP Limits als beispielhafte Modellausgabe (vergleiche Bericht zu AP 3.1).

Abb.4 zeigt das geomechanisch-fluidmechanisch gekoppelte Modell einer der Antiklinalstruktur am Standort A, wobei in diesem Fall nur durch eine Bohrung injiziert wird. Ziel des Modells ist es, die anhand eines kleinräumigen Radialmodells (vergl. Abb. 3) bestimmte Injektivität einer vertikalen Bohrung und den zulässigen WBHP-Gradienten anhand eines 3D-Modells zu überprüfen, wobei 30 Jahre Injektion und 100 Jahre Post-Injektion betrachtet wurden. Um eine konstante Rate während des 30-jährigen Injektionszeitraums und innerhalb des WBHP-Drucklimits von 36,6 MPa zu erreichen (Abb.

4), konnte eine maximale volumetrische Flussrate von  $2,5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{d}$  verwendet werden. Das insgesamt injizierte Volumen beträgt  $27,34 \times 10^9 \text{ m}^3$ , was etwa 51,2 Mt  $\text{CO}_2$  entspricht. Davon sind 31 Mio. t strukturell als mobile  $\text{CO}_2$ -Fraktion in der Falle eingeschlossen, 4 Mio. t gelöst und der Rest von 16,2 Mt residual gespeichert. Die sich ergebende  $\text{CO}_2$ -Sättigung in der Speicherformation ist in Abbildung 4 anhand von vier Querschnitten parallel zur y-Achse und einem Querschnitt durch die Injektionsbohrungen an der Flanke der Antiklinalstruktur dargestellt. Abb.4 zeigt rechts Druck-Tiefen-Diagramme aller Modellzellen im Modell, aus denen hervorgeht, dass die Drücke am Ende der Injektionsphase und während der Nachinjektionsphase an allen Orten des Modellgebiets jeweils unter dem zulässigen Maximalwert bleiben. Die größere Aufspreizung in Abb. 4b beruht auf der aktiven Injektion, durch die Drücke in Bohrlochnähe erhöht werden. Die eher linienförmige Verteilung im Druck-Tiefen-Diagramm in der Postinjektionsphase zeigt die Einstellung hydrostatischer Ergebnisse an.

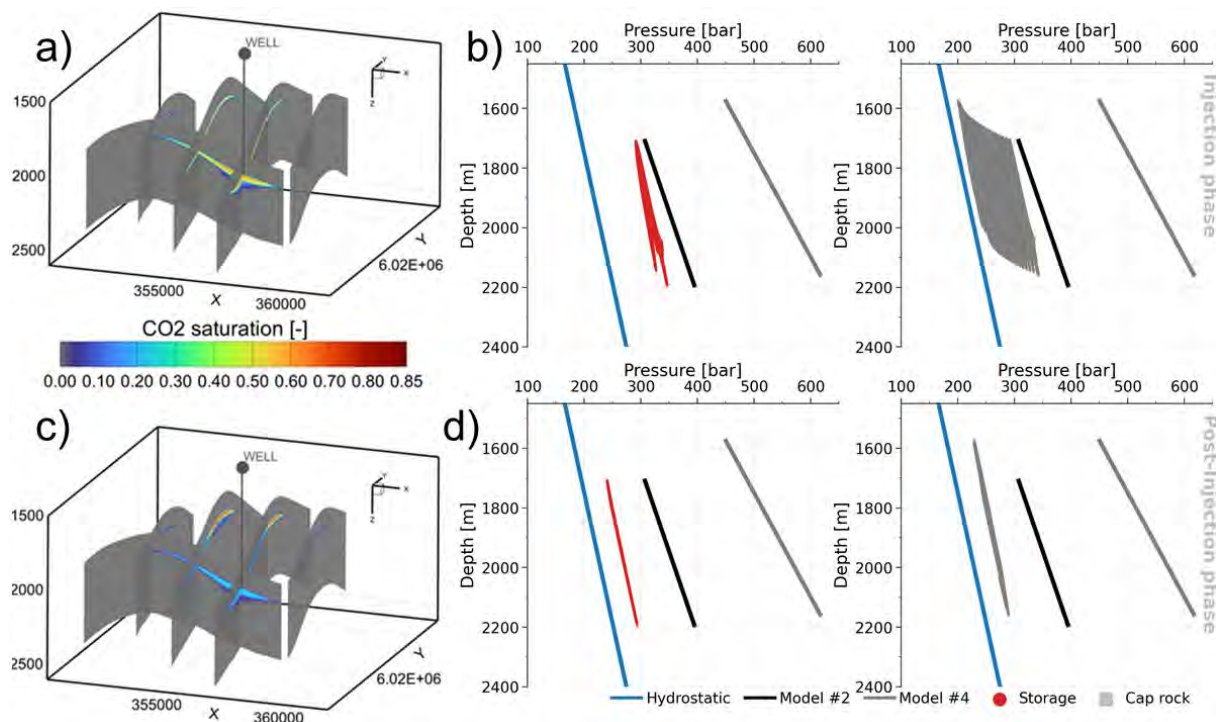


Abb. 4 Beispielhafte Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung einer WBHP-Grenze für den Projektstandort A. a) und c) zeigen die Gassättigung am Ende der 30-jährigen Injektionsphase bzw. am Ende der 100-jährigen Post-Injektionsphase, b) und d) zeigen Druck-Tiefen-Diagramme zu denselben Zeiten.

Der hier entwickelte Workflow hat sich also insgesamt als geeignet zur Durchführung der im GEOSTOR-Vorhaben notwendigen Modellarbeiten erwiesen. Er beinhaltet dabei Strukturen, welche sowohl die geologischen Modelle als auch deren konsistente Parametrisierung und Überführung in Reservoirmodelle für Mehrphasensimulationen als auch geomechanische Simulationen erlaubt. Die Verwendung von open-source Tools hierfür bietet eine erhöhte Transparenz als auch Flexibilität, als beispielsweise unter Verwendung von Petrel, sowie die Option zur Automatisierung. Weiterhin kann so projekt-spezifisches Know-How direkt eingepflegt werden. Daher stellt der entwickelte Workflow einen umfassenden und integrierten Ansatz dar, der das Fachwissen von Geologen, Geophysikern, Lagerstätten- und geomechanischen Modellierern vereint und so die gekoppelten Betrachtungen ermöglicht.

## 1.2 Projektgebiet A

Das von der BGR entwickelte geologische Modell für die Projektgebiet A umfasst sedimentäre Einheiten, die vom Perm bis zum Tertiär reichen. Eine detaillierte Definition dieser Einheiten ist in AP 2.2 beschrieben. Die ersten Arbeiten begannen im Rahmen der Kooperation von AP 2.2 und AP 2.3 mit einem Testmodell, das auf älteren Interpretationen aus früheren Studien basierte (Jähne-Klingberg et al., 2014). Das endgültige Modell basiert nun auf einem neuen Geschwindigkeitsmodell zur Auswertung der Seismik und eine neue Interpretation der Horizonthöhen, was zu einer überarbeiteten Definition der Spill-Punkte und der Fallengeometrie im mittleren Buntsandstein führte. Das neue geologische Modell enthält nun eine detaillierte geometrische Abbildung des Verwerfungssystems, wobei der Schwerpunkt auf dem östlichen Teil des Untersuchungsgebiets lag und zu einer Verfeinerung der Beschreibung der Salztektunik im Vergleich zu Geluk (2005) oder Reinhold et al. (2008) führte. Allerdings traten dabei keine neuen Aspekte für die Arbeiten in AP 2.3 auf, da im Untersuchungsgebiet A keine poro-perm-Parametrisierung der Störungszonen erfolgte.

Innerhalb des Reservoirmodells werden in AP 2.3 nur fünf Hauptstörungssysteme detailliert analysiert, da nur sie direkte Auswirkungen auf die untersuchten Speicherfallen haben. Drei Verwerfungen befinden sich im südlichen Teil und zwei im nördlichen Teil. Die durchschnittlichen Einfallrichtungen und -winkel für die untersuchten Verwerfungen sind wie folgt: Für die südlichen Verwerfungen hat Verwerfung Nr. 1 eine Einfallrichtung von  $246^\circ$  und einen Einfallwinkel von  $60^\circ$ , Verwerfung Nr. 2 hat  $160^\circ$  und  $44^\circ$  und Verwerfung Nr. 3 hat  $233^\circ$  und  $63^\circ$ . Im Gegensatz dazu weisen die nördlichen Verwerfungen die folgenden Merkmale auf: Störung Nr. 4 hat eine Neigungsrichtung von  $208^\circ$  und einen Neigungswinkel von  $62^\circ$ , während Störung Nr. 5  $237^\circ$  und  $55^\circ$  aufweist. Die Strukturanalyse zeigt, dass die südlichen Verwerfungen in größerer Tiefe liegen und die Speicherformation durchschneiden, während die beiden nördlichen Verwerfungen überwiegend oberhalb der Speicherformation in geringerer Tiefe liegen. Die durchschnittlichen Verwerfungstiefen sind wie folgt: Die südlichen Verwerfungen liegen in 1257 m, 1207 m und 1335 m Tiefe, während die nördlichen Verwerfungen in 834 m und 808 m Tiefe liegen. Dieser erste Versuch einer Verwerfungscharakterisierung verdeutlicht die Notwendigkeit einer detaillierteren Charakterisierung der Verwerfungen innerhalb jeder einzelnen stratigraphischen Einheit, einschließlich der dazugehörigen lithologischen Einheiten. Die hier durchgeführten Arbeiten dienen als Grundlage der Arbeiten im GEOSTOR2 Vorhaben. Allerdings sind weitere Analysen wie beispielsweise die Bestimmung der Verwerfungsverschiebung notwendig, um die Breite der Störungszone und die petrophysikalischen Eigenschaften besser charakterisieren zu können (Shipton et al. 2011). Da entgegen der ursprünglichen Erwartung keine petrophysikalischen Eigenschaften für die Störungszone durch die BGR bereitgestellt werden konnten, wurde die zur Fluidsimulation notwendige Parametrisierung der Störungszone in der ersten Phase des GEOSTOR-Vorhabens nicht erreicht. Daher werden die Störungssysteme im numerischen Modell deaktiviert und nicht als potenzielle Leckagewege oder Barriereeinheiten berücksichtigt.

Die Spill-Punkt-Analyse zeigt, dass jede einzelne Fallenstruktur im Gebiet A unterschiedliche Spill- und Scheitelpunkte aufweist (Abb. 5). Der Spill-Punkt (Überlaufpunkt), definiert als der Punkt, an dem das injizierte  $\text{CO}_2$  bei Befüllung der Fallenstruktur von oben aus der Fallenstruktur entweichen kann, legt die Höhe der Spill-Fläche, dadurch den Speicherbereich und somit die statische Speicherkapazität fest. Die Fallen Nord und Süd haben einen Spill-Punkt in 1950 m Tiefe, wobei der Scheitelpunkt der nördlichen Falle bei 1700 m und der der südlichen Falle bei 1450 m Tiefe liegt. Im Gegensatz dazu liegt der Spill-Punkt der Falle Ost auf 2000 m und der Scheitelpunkt auf 1950 m Tiefe, was auf einen geringen Einfallswinkel der Speicherschicht als auch eine geringe Speicherkapazität hinweist. Die Fallenstrukturen Nord und Süd können durch einen Spill-Punkt in 2050 m Tiefe zu einer Fallenstruktur mit zwei topographischen Maxima und einer kombinierten Fläche von  $139 \text{ km}^2$  verbunden werden (Abb. 5a). Der Spill-Punkt liegt dabei in östlicher Richtung, sodass injiziertes  $\text{CO}_2$  potenziell aus der Henni-Struktur (Abb. 5b, gelbes Dreieck) in östliche Richtung austreten und dem Anstieg der Sandsteinformation folgend aufsteigen würde. Eine Verbindung aller drei Fallenstrukturen ist daher

nicht möglich. In den anderen Richtungen ergeben sich Bereiche, in denen bei einer Injektion unterhalb der Spill-Linie auf den Flanken der Antiklinalstruktur das CO<sub>2</sub> dennoch dichtegetrieben in die Fallenstruktur aufsteigen und dort verbleiben würde.

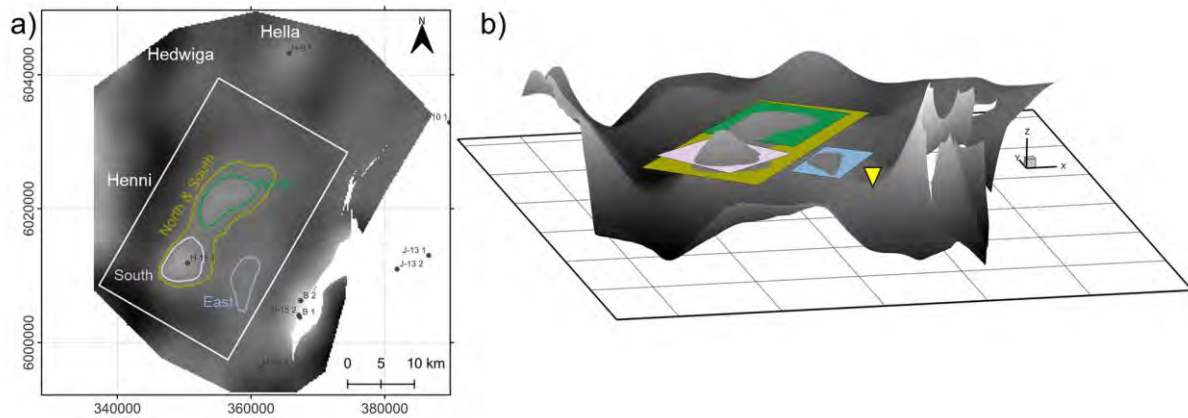


Abb. 5 a) Horizontally kartierte Basis der Mittleren Buntsandstein-Formation innerhalb des Projektgebiets A, in der die für CO<sub>2</sub>-Einlagerung geeigneten geologischen Fallen anhand der jeweiligen Spill-Tiefe eingezeichnet sind. Das weiße Rechteck zeigt den Rand des Reservoirmodells, die schwarzen Punkte mit Bezeichnung zeigen die Lage der Bohrungen an. (b) Seitenansicht zur Illustration der Speicherstrukturen, mit Spill-Ebenen für jede einzelne Fallenstruktur. Das gelbe Dreieck zeigt den potenziellen Überlaufpfad in Richtung Osten an. Die vertikale Überhöhung beträgt 5.

Für das geologische Modell, das vom Projektpartner BGR im Rahmen von AP 2.2 entwickelt wurde, wurde eine tiefenabhängige Porositätsverteilung gemäß Kempen et al. (2018) entwickelt und an die Porositätsdaten aus der Bohrung H15-1 angepasst. Im Untersuchungsgebiet existieren die folgenden Einheiten des Mittleren Buntsandsteins: Solling, Hardeggen, Detfurth und Volpriehausen mit den aus H15-1 abgeleiteten Gesamtmächtigkeiten der Sandsteinlagen von 88 m, 37 m, 57 m und 201 m. Die statische Speicherkapazität wird nur für die Volpriehausener Sandsteine mit einer Nettomächtigkeit von 41 m berechnet, da diese Formation gemäß der Interpretation aus AP 2.2 die für Injektionszwecke am besten geeignete ist und die höchste Mächtigkeit aufweist. Die Mächtigkeit des Volpriehausener Sandsteins wurde im Rahmen von AP 2.3 mit regionalen Daten aus dem niederländischen Untergrund (NLOG und EBN-Datenzentrum) abgeglichen. Dabei wurde bestätigt, dass die Sandstein-Netto-/Pay-Mächtigkeit am Standort A gut mit den Aufzeichnungen mehrerer räumlich naheliegender Bohrungen übereinstimmt (F15-01, F15-04, F18-08, G16-04, F16-05, G17-04, L03-04, M04-03, M04-04, M07-05-S1 und M01-02). Der Volpriehausen-Sandstein ist auch aufgrund seiner räumlich gleichmäßigen und weiten Verteilung für die CO<sub>2</sub>-Injektion geeignet ausgewählt. Aus dem Lithofaziesmodell des GPDN-Projekts (Wolf et al., 2014) kann abgelesen werden, dass der Detfurth-Sandstein ebenfalls großräumig vorhanden ist und konzeptionell daher als sekundäre Speicherformation innerhalb des Mittleren Buntsandsteins eingestuft werden kann (Markowitsch, 2022).

Die Integrität der Deckschicht oberhalb der Speicherformation ist ein Schlüsselfaktor für die CO<sub>2</sub>-Speicherung. Die Analyse im Projektgebiet A zeigt mehrere abdichtende Einheiten jenseits des Schiefers im Mittleren Buntsandstein. Die Abfolge der evaporitischen Ablagerungen - Rotsalze, Anhydrite/Gipse und Tone des Oberen Buntsandsteins - sind hydraulisch impermeabel oder sehr gering permeabel und können als Deckgesteine dienen. Ihre räumliche Verteilung ist jedoch nicht einheitlich und ist an der Fallenstruktur Süd sogar teilweise erodiert. Die durchschnittliche Mächtigkeit bei der Fallenstruktur Nord beträgt 91 m und bei an Ost 83 m. Die sekundäre regionale Deckschicht liegt in der Unterkreide und besteht aus Tonstein und Schiefer. Diese überdeckt alle Fallenstrukturen komplett und ohne Erosionserscheinungen, mit durchschnittlichen Mächtigkeiten von 30 bis 50 m an den Fallenstrukturen, sodass in jedem Fall hier von einer intakten Deckschicht ausgegangen werden kann.

Zur Quantifizierung der Speicherkapazitäten wird ein 3D-Reservoirmodell unter isothermen Bedingungen und unter Annahme einer Restsättigung von 15 % für das Formationswasser (Wiese et al., 2010) aufgebaut. Es wird eine einjährige Simulation unter Verwendung einer hydrostatischen Gleichgewichtseinstellung in der Spill-Tiefe von 2050 m durchgeführt, was zu einem CO<sub>2</sub>-Formationswasser-Kontakt in dieser Tiefe führt und somit den maximal theoretisch erreichbaren Speicherinhalt repräsentiert. Diese statische Reservoirsimulation erlaubt die Ableitung von Fluid-in-Place-Volumina für jede einzelne Teilfall sowie die Gesamtspeicherkapazität unter Verwendung der Druck- und Temperaturabhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Dichte auf der Skala der einzelnen Modellzellen. Hierzu wird die Formel:

$$M_{CO_2} = \sum_n \sum_{ijk} V_{ijk} \varphi_{ijk}(z) (1.0 - S_{rw,ijk}(\varphi, k)) \rho_{CO_2,ijk}(p, T) \quad \text{Gl. 1}$$

verwendet.  $M_{CO_2}$  ist die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität [Mt],  $V_{ijk}$  [m<sup>3</sup>] ist das Volumen einer einzelnen Modellzelle,  $\varphi_{ijk}(z)$  die tiefenabhängige zellgenaue Porosität [-],  $S_{wr,ijk}$  [-] die residuale Sättigung des Formationswassers in der betrachteten Zelle, abhängig von Permeabilität  $k$  und Porosität  $\varphi$ , und  $\rho_{CO_2,ijk}(p, T)$  [Mt/m<sup>3</sup>] die zellgenau aufgelöste temperatur- und druckabhängige Dichte des CO<sub>2</sub>. Die Summation läuft dabei über alle Modellzellen (i,j,k), die innerhalb des Fallenvolumens einer Fallenstruktur oberhalb der Spill-Ebene dieser Fallenstruktur liegen, sowie in äußerer Summation über alle (Teil-) Fallenstrukturen  $n$ .

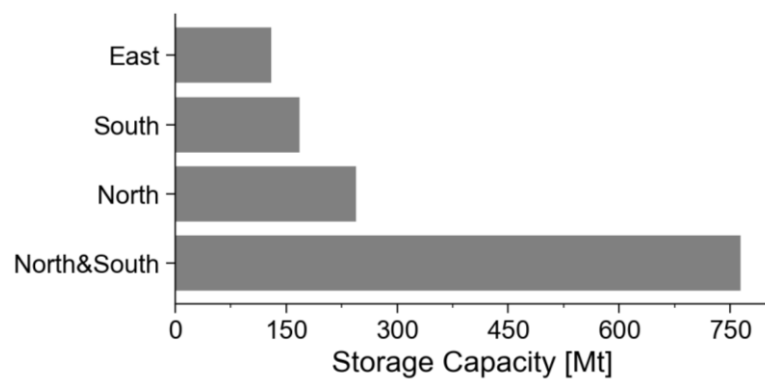


Abb. 6. Statische CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität im Projektgebiet A für die Formation Mittlerer Buntsandstein auf der Grundlage einer tiefenabhängigen Porositätsverteilung, einer Restwassersättigung von 15 % und einer druckabhängiger CO<sub>2</sub>-Dichte für die einzelnen Fallenstrukturen Ost, Nord und Süd sowie die kombinierte Struktur Nord&Süd. Zur Lage der Strukturen siehe Abb. 5

Die Ergebnisse der statischen Kapazität für die einzelnen Teilfallenstrukturen im Projektgebiet A sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Für die Fallenstruktur Nord wurde eine statische Kapazität von  $244 \times 10^9$  kg (244 Mt) ermittelt, während die Fallenstrukturen Süd und Ost eine Kapazität von  $168 \times 10^9$  kg bzw.  $130 \times 10^9$  kg aufweisen. Die statische Kapazität für die kombinierte Fallenstruktur Nord & Süd beträgt hingegen  $764 \times 10^9$  kg, basierend auf einer gemeinsamen Spill-Tiefe von 2050 m. Die Gesamtkapazität im Projektgebiet A im Volpriehausener Sandstein beträgt daher  $894 \times 10^9$  kg oder 894 Mt.

Die statische Kapazitätsabschätzung auf Skala des gesamten Nordseebeckens, wie in AP 2.1 beschrieben und durch den Projektpartner BGR durchgeführt, folgt einem anderen Ansatz. Zwar basierte diese Auswertung auf denselben geologischen Informationen, allerdings werden systematisch andere Werte für Porosität, Schichtmächtigkeit und Speichereffizienz verwendet, die nicht genau die lokalen Gegebenheiten im Gebiet A repräsentieren. Weiterhin wurden diese Annahmen ebenso wie die Dichte der CO<sub>2</sub>-Phase randomisiert und anhand einer Monte-Carlo-Simulation eine Speicherkapazität für den gesamten Mittleren Buntsandstein, also nicht nur die Volpriehausenschicht, im deutschen Nordseesektor zwischen 902 Mt und 5509 Mt ermittelt. Ein konkretes Beispiel für die unterschiedlichen Eingangsparameter ist auch die Mächtigkeit der Speicherschicht, die nach dem H-15-Log 342 m beträgt, nach AP 2.1 (Fuhrmann et al., 2024) 97,98 m, und auf Basis der Bohrprotokolle, die von AP 2.2 interpretiert und mit regionalen Daten abgeglichen wurden, nur 40-50 m im Basissandstein

(Volpriehausener Basissandstein). Die Gesamtkapazität von 894 Mt im hier verwendeten Ansatz wurde mit Hilfe eines elementbasierten Ansatzes innerhalb eines hochauflösenden geologischen Modells und lokalen Korrelationsmodellen für die Porosität und die residuale Formationswassersättigung abgeleitet. Darüber hinaus hat der verwendete Wert für die Speichereffizienz einen erheblichen Einfluss. Die Speichereffizienz wird als Anteil ausgedrückt (Bachu, 2015), der das nutzbare Speichervolumen im Verhältnis zum gesamten Porenvolumen des Reservoirs beschreibt, und daher immer kleiner als 1 ist. Während im hier gezeigten Ansatz dieser nur die Restwassersättigung  $S_{rw}$  von 15 % berücksichtigt, also 0.85 beträgt, wurde in AP 2.1 eine Speichereffizienz zwischen 0.05 und 0.22 angesetzt, wobei zusätzliche Faktoren wie z.B. Reservoirheterogenität überschlüssig berücksichtigt wurden. Da diese nicht systematisch ableitbar sind, und auch dazu keine Daten im Gebiet A vorliegen, sondern im Wesentlichen auf Annahmen beruhen, wurden diese Effekte hier nicht berücksichtigt, sodass die hier abgeleiteten Werte eine obere Abschätzung der Speicherkapazität darstellen.

Table 1 Ergebnisse statische Speicherkapazität für das Untersuchungsgebiet A

Parameters	Nord	Süd	Ost	Nord&Süd
Fläche [km <sup>2</sup> ]	38	30	21	139
Geringste Tiefe [m]	1700	1450	1950	1450
Spill-Tiefe [m]	1950	1950	2000	2050
Porenvolumen [ $\times 10^6$ m <sup>3</sup> ]	357	249	187	1250
Speicherkapazität [ $\times 10^9$ kg]	244	168	130	764

An der CAU wurde dieser systematische Ansatz zur Berechnung des Speicherpotenzials erweitert und testweise angewendet. Dabei wird ein zweistufiger Ansatz verwendet, wobei zunächst die Fallenstrukturen durch ein sog. Charge-Modelling identifiziert wurden, für den Gas am unteren Modellrand eingebracht und dann vertikal migriert wird. Anschließend wurden manuelle die Spill-Tiefen der einzelnen Fallen ermittelt. Das Modell berücksichtigt dabei die veröffentlichten Daten von Baldschuhn et al. (2001), Jähne-Klingberg et al. (2014) und Wolf et al. (2014). Dieser Ansatz wurde bereits in einer früheren Studie (Gasanzade et al., 2021) erfolgreich für Gasspeicherung angewendet, wurde aber hier für die CO<sub>2</sub>-Speicherung adaptiert und auch auf die Formationen des Mittleren Juras und des Oberen Rotliegend im deutschen Nordseesektor ausgedehnt. Dabei ergaben sich Speicherkapazitäten von  $150 \pm 5$  Mt für den Mittleren Jura,  $12200 \pm 3880$  Mt für den Mittleren Buntsandstein und  $2300 \pm 800$  Mt für die Oberen Rotliegend-Formationen. Das gesamte Porenvolumen beträgt dabei jeweils  $0,27 \times 10^9$  m<sup>3</sup>,  $20,83 \times 10^9$  m<sup>3</sup> und  $4,1 \times 10^9$  m<sup>3</sup>. Unter Annahme einer Speichereffizienz von 0.05 beträgt die Speicherkapazität 698 Mt für den gesamten Mittleren Buntsandstein, was vergleichbar mit den Ergebnissen aus AP 2.2 ist.

### 1.3 Entwicklung von Injektionsstrategien

Das im GEOSTOR Projekt vorgegebene Injektionsziel für den ausgewählten Standort A geht von einer Injektionsrate von 10 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr über einen Zeitraum von insgesamt 30 Jahren aus, was einer Speicherung von 300 Mt CO<sub>2</sub> entspricht. Diese sehr hohe Rate entspricht dem Zehnfachen der Rate des bestehenden Sleipner-Projekts in Norwegen oder des Quest-Projekts in Kanada und ist nur vergleichbar mit dem Greensand-Projekt, das bis 2030 8 Mt/Jahr anstrebt (Szabados und Poulsen, 2023). Diese hohe Rate wurde gewählt, um die Untersuchungen im GEOSTOR-Vorhaben auf eine industrielle Injektion skalieren zu können. Nach der statischen Kapazitätsbewertung des Untersuchungsgebiets A sind die einzelnen Fallenstrukturen einzeln jeweils zu klein, da deren Kapazität jeweils weniger als 300 Mt beträgt. Daher müssen mehrere Fallenstrukturen gemeinsam genutzt werden, weshalb im weiteren Projektverlauf eine kombinierte Nutzung der Fallenstrukturen Nord und Südbetrachtet werden.

Um eine realistische Injektionsstrategie zu entwickeln, müssen die Zielfallenstrukturen bestimmt und auf ihre strukturellen Rahmenbedingungen im Projektgebiet, ihre jeweiligen Speichermechanismen sowie die jeweils optimale Lage der Injektionsbohrungen hin untersucht werden. Hierzu werden sowohl 2D-Horizontalschnitte als auch das geologische 3D-Modell verwendet, wobei als Injektionsformation die Volpriehausener Sandsteine in der Basis der Mittleren Buntsandsteinformation genutzt werden.

Zur Bestimmung der Einzugsgebiete der einzelnen Fallenstrukturen wird eine Migrationsmodellierung unter hydrostatischen Bedingungen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in Abb. 7 a) dargestellt und zeigen die Einzugsgebiete und Spill-Linien der einzelnen Fallenstrukturen. Für die Fallenstruktur Nord ergibt sich eine Spill-Fläche von 38 km<sup>2</sup> (weißes Polygon) mit einem Einzugsgebiet von 343 km<sup>2</sup> (schwarze Polygone) (Abb. 3a). Für die Fallenstruktur Süd ergeben sich entsprechend Werte von 30 km<sup>2</sup> und 173 km<sup>2</sup>, für die Fallenstruktur Ost 21 km<sup>2</sup> und 149 km<sup>2</sup>. Aufgrund der größeren Einzugsgebiete für insbesondere Nord aber auch Süd ist eine voneinander relative unabhängige Entwicklung der Phasenverteilung in diesen Fallenstrukturen zu erwarten als bei Nutzung der Fallenstruktur Ost. Aufgrund ihrer Nähe zum östlich gelegenen Salzstock und der damit verbundenen geologischen Komplexität ist auch eine komplexere Phasenverteilung zu erwarten, weshalb eine Nutzung der Fallenstrukturen Nord und Süd zu bevorzugen ist.

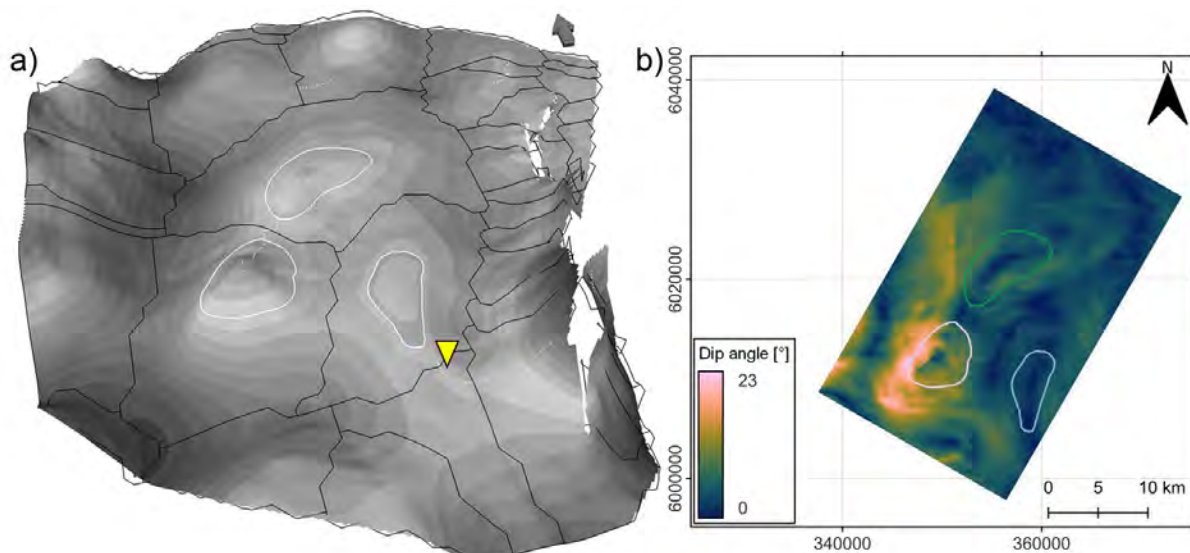


Abb. 7 a) Tiefenkarte der Basis der Mittleren Buntsandsteins im Projektgebiet A mit Spill-Linien (weiß) und den Einzugsgebieten (schwarz) der einzelnen Fallenstrukturen Süd, Nord und Ost (von links nach rechts). Das gelbe Dreieck zeigt den Migrationspfad aus der Fallenstruktur Ost heraus an. b) Räumliche Verteilung der Neigungswinkel.

Die Ergebnisse der Strukturanalyse zeigen, dass jede einzelne Fallenstruktur im Projektgebiet A andere Neigungswinkel aufweisen (Abb. 7b). Diese beeinflussen maßgeblich den dichtegetriebenen Aufstieg und die Kompaktheit der CO<sub>2</sub>-Phase während und nach der Injektion. Hier weist die Fallenstruktur Süd den steilsten Neigungswinkel von 21° (Mittelwert 11°) auf, während für Nord maximal 9° (Mittelwert 5°) und für Ost nur maximal 5° (Mittelwert 2°) vorliegen.

Die hangende Deckschicht ist ein weiterer wichtiger Faktor bei der Auswahl einer Speicherstätte und für die Lokation der Injektionsbohrungen. Eine dickere Deckschicht kann CO<sub>2</sub> besser zurückhalten, selbst wenn CO<sub>2</sub> aufgrund eines zu niedrigen kapillaren Eindringdrucks in die Deckschicht eindringen sollte. Im Projektgebiet A dient die Obere Buntsandstein-Formation als eine erste Deckschicht für die darunter liegenden Sandsteine des Mittleren Buntsandsteins (Abb. 8b). Die Mächtigkeit dieser Deckschicht beträgt 73 m bis 101 m (mit einem Mittelwert von 91 m) an der Fallenstruktur Nord und 74 m bis 89 m (Mittelwert von 83 m) an der Fallenstruktur Ost, während diese an der Fallenstruktur Süd vollständig erodiert ist (Abb. 8b). Eine sekundäre Deckschicht aus der Unterkreide weist eine

gleichmäßigere Mächtigkeitsverteilung im Projektgebiet A auf und ist auch überall vorhanden (Abb. 8c), mit Mächtigkeiten von 20 m bis 47 m (Mittelwert 34 m; Nord), 32 m bis 96 m (Mittelwert 52 m; Süd) und 21 m bis 41 m (Mittelwert 31 m; Ost).

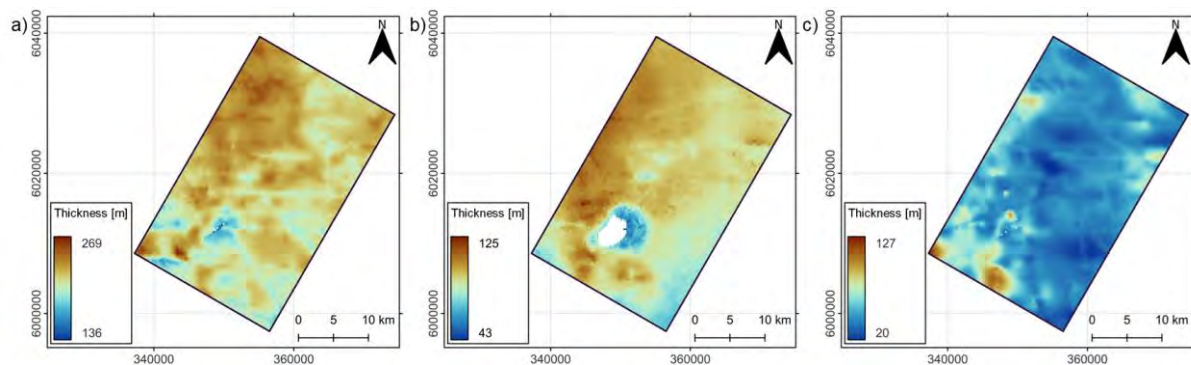


Abb. 8 Gesamtmächtigkeit der Mittleren Buntsandstein-Formation (a) und der Deckgebirgsformationen: (b) Oberer Buntsandstein und (c) Untere Kreide.

Unter Berücksichtigung der oben aufgeführten Aspekte zu den einzelnen Fallenstrukturen werden im Weiteren die Fallenstrukturen Nord und Süd gemeinsam zur Injektion von 10 Mt/Jahr  $\text{CO}_2$  über einen Zeitraum von 30 Jahren genutzt. Die statische Kapazität der kombinierten Fallenstruktur ist mit 764 Mt, mehr als doppelt so groß wie die zu injizierende  $\text{CO}_2$ -Masse, sodass die Entwicklung einer Injektionsstrategie möglich erscheint.

Mit Hilfe des OPM-Flow-Simulators und unter Nutzung dessen  $\text{CO}_2$ -STORE-Moduls wurde daher ein Strömungsmodell entwickelt, welches die automatische Berechnung der druck- und temperaturabhängigen Strömungseigenschaften für das  $\text{CO}_2$ -Sole-System ermöglicht. Die Modellparametrisierung basiert auf Literaturwerten, darunter petro-physikalische Bohrlochprotokolle und Untergrunddaten von Analogstandorten in den Niederlanden, Dänemark und dem Vereinigten Königreich. Die petro-physikalischen Werte basieren auf einem regionalen Korrelationsmodell für den Volpriehausen-Sandstein (Van Kempen et al., 2018). Fluidparameter, wie z. B. die Endpunkte für die benetzende und nicht benetzende Phase, werden mit 0,15 und 0,05 für Drainage und 0,15 und 0,3 für Benetzung angesetzt, wie für Sandstein mit ähnlicher Porosität und Permeabilität von Wiese et al. (2010) bestimmt. Angesichts der Tiefenlage und der zu erwartenden Druck- und Temperaturbedingungen befindet sich das  $\text{CO}_2$  in der überkritischen Phase, und es wird kein Phasenübergang erwartet. Die Anfangsbedingungen für das Reservoirmodell werden entsprechend eines regionalen Druckgradienten von 0,115 bar/m gesetzt, der den hohen Salzgehalt des Formationswassers widerspiegelt, der in Anlehnung an das NLOG-Webportal und die Studie von Wolfgramm et al. (2011) im Mittleren Buntsandstein zu 250 g/l angenommen wird. Die Temperatur wird im Modell gemäß dem regionalen geothermischen Gradienten von 0,3 °C/m (Holloway et al., 1996) und einer durchschnittlichen Temperatur am Meeresboden von 5 °C gesetzt.

Zur Bewertung der dynamischen Kapazität wird eine Injektionsstrategie entwickelt, die zusätzlich zum Erreichen des Injektionsziels von 300 Mt über 30 Jahre drei Kriterien berücksichtigt: eine technisch machbare Injektionsrate, den maximal zulässigen Bohrungsdruck während der Injektion (WBHP) und den langfristigen Verbleib der  $\text{CO}_2$ -Phase in der Ziel-Fallenstruktur. Ziel ist es hierbei zu verhindern, dass die mobile  $\text{CO}_2$ -Phase außerhalb der Ziel-Fallenstruktur in lokalen Teil-Fallenstrukturen eintritt und verbleibt.

Der maximal zulässige WBHP wird in Zusammenarbeit mit AP 3.1 unter Verwendung hydromechanischer Modelle und des neu entwickelten Workflows berechnet (siehe oben). Für vertikale Injektionsbohrungen nimmt der zulässige WBHP mit ca. 0,18 bar pro Meter Tiefe zu, wenn die mechanische Integrität der Injektionsformation berücksichtigt wird, hingegen mit ca. 0,286 bar/m wenn die Integrität der mechanisch stabileren Deckschicht als Grenzwert vorgegeben wird. Für

Horizontalbohrungen nimmt der entsprechende WBHP-Grenzwert mit ca. 0,2 bar/m Tiefe zu. Weitere Einzelheiten hierzu sind in AP 3.1 im Bericht der Arbeitsgruppe Geomechanik (AG Wuttke) beschrieben.

## 1.4 Positionierung der Injektionsbohrungen

Zur Entwicklung von zulässigen Injektionsstrategien zum Erreichen des Injektionsziels wurden eine Vielzahl von räumlichen Bohrungsschemata analysiert, von denen Abb. 9 eine exemplarische Auswahl zeigt. In Abb. 9a befinden sich die Injektionsbohrungen innerhalb der einzelnen Fallenstrukturen Nord und Süd oberhalb der Spill-Tiefe von 1950 m. Abb. 9b) zeigt eine gleichmäßige Verteilung der Injektionsbohrungen über den kombinierten Speicherbereich Nord&Süd, ebenfalls oberhalb der Spill-Tiefe. Als dritte Typ-option ist in Abb. 9c die Platzierung der Injektionsbohrungen entlang der kombinierten Spill-Tiefe der kombinierten Fallenstruktur Nord&Süd bei 2050 m dargestellt. Da die großräumigen hydraulischen Randbedingungen im Projektgebiet A unterscheiden sich erheblich je nach Himmelsrichtungen. So weist die nördliche Richtung ein sehr großes zusammenhängendes Porenvolumen auf, das sich bis nach Dänemark erstreckt, während in südlicher und östlicher Richtung die hydraulischen Ränder aufgrund der räumlichen Nähe zu Salzmauern nahezu geschlossen sind und in westlicher Richtung sich die Sandsteinformation ca. 30 km erstreckt. Diese Gegebenheiten sind in Abb. 10 dargestellt. Dies hat einen erheblichen Einfluss auf die erreichbaren Injektionsraten und den Druckaufbau während der Injektionsphase und damit die „optimale“ Positionierung der Injektionsbohrungen. Aus der Literatur sind für realistische geologische Settings keine Nieder- Dimensionalen Ansätze zur Positionierung der Injektionsbohrungen bekannt, weshalb diese durch numerische Simulationen im Trial-and-Error Verfahren und die Überprüfung der Kriterien in jedem einzelnen Fall sehr zeitaufwändig bestimmt werden mussten.

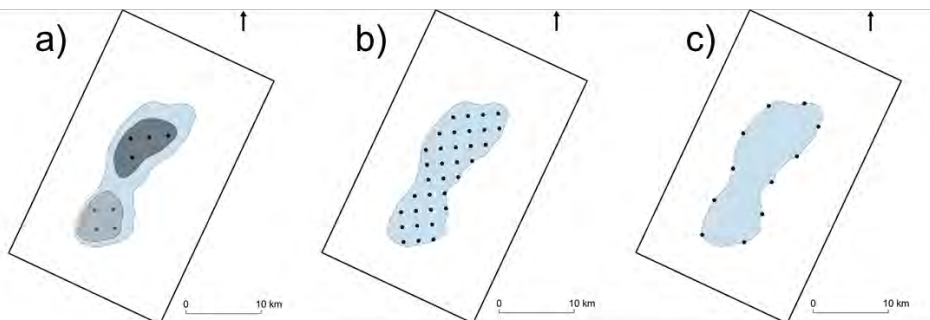
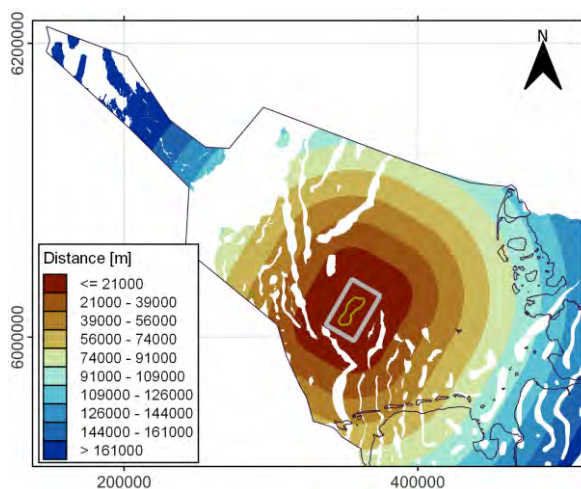


Abb. 9 Exemplarische Positionierung der Injektionsbohrungen: a) innerhalb der einzelnen Fallenstrukturen Nord und Süd mit einem Abstand von 2 km, b) innerhalb der kombinierten Fallenstruktur Nord&Süd, c) entlang der Spill-Linie der kombinierten Fallenstruktur Nord&Süd.



*Abb. 10 Großräumige Darstellung der Entfernung des zusammenhängenden Porenvolumens zur Injektionsstelle im Mittleren Buntsandstein. Die weißen Linien zeigen das Modellgebiet und die Spill-Linie der kombinierten Struktur Nord&Süd.*

Abb. 10 zeigt die räumlichen Abstände innerhalb der geologischen Einheit Mittlerer Buntsandstein. Die Karte zeigt, dass in Bereichen mit vorhandenen Störungen oder Erosionsfenstern, gekennzeichnet durch die weißen Flächen in Abb. 10, die Speicherformation nicht vorhanden ist. Geologisch liegt die Pilotregion A zwischen dem südlichen Ausläufer des Horn-Grabens und der von Thöle et al. (2021) kartierten Übergangszone Ostfriesland - Emsmündung, ohne deutliche hydraulische Barriere zum Nordwestschleswig-Block. Das größere geologische Umfeld der Pilotregion ist durch Salzstrukturen charakterisiert, die als hydraulische Barriere wirken und eine horizontale Flüssigkeitsmigration nach Osten, Süden und somit auch in den niederländischen Untergrund verhindern. Darüber hinaus gibt es östlich des Standorts zum Festland hin drei in Nord-Süd-Richtung verlaufende Störungssysteme (Fuhrmann et al., 2014), die insbesondere in den Sandsteinlagerstätten als hydraulische Barrieren angesehen werden können (Bense et al. 2013). Hinzu kommt, dass die Mächtigkeit, die aus dem von Wolf et al. (2014) entwickelten 3D-Lithofaziesmodell für verschiedene lithologische Einheiten des Mittleren Buntsandsteins abgeleitet wurde, zeigt, dass der Volpriehausener Sandstein (insbesondere die Einheiten Mittelsandstein/Grobsandstein und Grobe Mischlithologie) in der gesamten mittleren deutschen Nordsee nicht einheitlich verteilt ist (Markowitsch 2022). Der Mittlere Buntsandstein ist häufig erodiert und streicht aus, wie z.B. Jähne-Klingberg et al. (2014) kartierten, sodass keine hydraulischen Wegsamkeiten erwartet werden. Daher sind auch keine Druckveränderungen an Land (onshore) zu erwarten, vor allem da sich z. B. der Onshore-Hub in etwa 150 km Entfernung vom Pilotgebiet befinden wird (siehe Bericht des Projektpartners Fichtner). Aufgrund der hohen Unsicherheiten in den großmaßstäblichen geologischen Modellen sowie der fehlenden Mächtigkeitsverteilungen der sich horizontal erstreckenden Formationen als notwendige Basis einer Fluid-Migrationssimulation konnte keine großmaßstäbliche Simulation der hydraulischen Auswirkungen auf die Onshore-Strukturen durchgeführt werden.

Abb. 11 zeigt die Ergebnisse für ein Injektionsschema unter Nutzung von 5 Vertikalbohrungen, welches zur Injektion der 300 Mt geeignet ist, d.h. alle Kriterien einhält. Fig. 11a zeigt die Änderung des WBHP über die Zeit. Gut zu erkennen ist der schnelle Anstieg direkt bei Injektionsbeginn, sowie ein langfristig nahezu linearer Druckaufbau aufgrund des injizierten CO<sub>2</sub>. Zum Ende der Injektion fällt der Druck schnell stark ab, während der Druck in den Jahrzehnten nach Injektionsende sich dann langsamer abbaut. Diese langfristige Druckreduktion wird durch Bewegungen des CO<sub>2</sub> sowie des Formationsfluids weg von der Injektionsstelle verursacht, und ist stark von den großräumigen geologischen Gegebenheiten bestimmt. Alle WBHP sind unterhalb des Drucklimits. Abb. 11b zeigt die räumliche Phasenverteilung der insgesamt 300 Mt CO<sub>2</sub> auf die Fallenstrukturen Nord, Süd, bzw. die kombinierte Struktur Nord&Süd. Unterschieden wird dabei nach unterhalb und oberhalb der Spill-Tiefe. Da die Bohrungen genau in der Spill-Tiefe positioniert sind, wird das CO<sub>2</sub> näherungsweise hälftig ober- und unterhalb der Spill-Tiefe injiziert. Interessant ist dabei das zeitliche Verhalten während und nach der Injektion im Vergleich der Fallenstrukturen. Gut zu erkennen ist, dass der überwiegende Teil des CO<sub>2</sub> in der Fallenstruktur Nord bzw. Nord&Süd ist, die Struktur Süd wird fast nicht genutzt in diesem Schema. Die langfristige Migration des CO<sub>2</sub> nach Injektionsende ist gut für die Fallenstruktur Nord&Süd erkennbar. Der Anteil unterhalb der Spill-Tiefe nimmt ab, während der Anteil oberhalb zunimmt. Dies ist durch die Migration der noch mobilen CO<sub>2</sub>-Phase in die Hochlage der Fallenstruktur Nord verursacht, während unterhalb der Spill-Tiefe zunehmend nur noch residual gebundenes und damit immobiles CO<sub>2</sub> vorliegt. Abb. 11c zeigt, dass zum Ende der Injektion der größere Teil des CO<sub>2</sub> als mobile Phase vorliegt, und dieser Anteil aufgrund der eben beschriebenen Migration in der Post-Injektionszeit abnimmt. Der insgesamt gelöste Anteil des CO<sub>2</sub> ist relativ gering und in der Post-Injektionszeit zeitlich stabil. Zum Ende der Simulationszeit ist ca. die Hälfte des injizierten CO<sub>2</sub> residual gebunden oder gelöst, sodass dieser Teil nicht mehr mobil und damit dauerhaft in der Fallenstruktur gebunden ist.

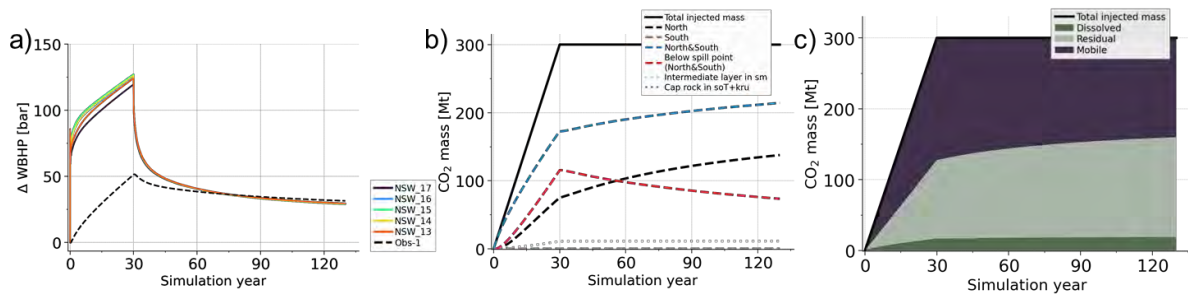


Abb. 11 Injektionsszenario mit 5 vertikalen Bohrungen in der Spill-Tiefe von 2050 m, a) Druckdifferenz des WBHP (ohne Erreichen der Drucklimitierung), b) CO<sub>2</sub>-Massenverteilung innerhalb der Formation, c) Anteile der Speichermechanismen für das injizierte CO<sub>2</sub>.

Abb. 12 zeigt im Vergleich zu Abb. 11 ein sehr ähnliches Bohrungs-Set-up mit ebenfalls fünf Vertikalbohrungen. Allerdings sind die Bohrungen nun an anderen Orten die Spill-Tiefe positioniert, und das Injektionsschema ist zum Erreichen des Injektionsziels nicht geeignet. Zu erkennen ist in Abb. 12a dass die benötigten Injektionsraten nicht über die gesamte Injektionszeit von 30 Jahren aufrecht erhalten werden können, sondern aufgrund des Druckaufbaus an den einzelnen Bohrungen nach ca. 20 Jahren die Drucklimitierung erreicht und daher die Injektionsrate nach und nach an den einzelnen Bohrungen reduziert wird. Abb. 12b zeigt die entsprechenden Druckänderungen an den Injektionsbohrungen. Die zeitlich konstanten Drücke zum Ende der Injektionsphase zeigen die Phase der Drucklimitierung an, in welcher der Druck durch Reduzierung der Injektionsrate konstant kurz unter dem Grenzwert einreguliert wird. Einzig Bohrung 5 kann über den gesamten Injektionszeitraum mit der vorgesehenen Rate injizieren.

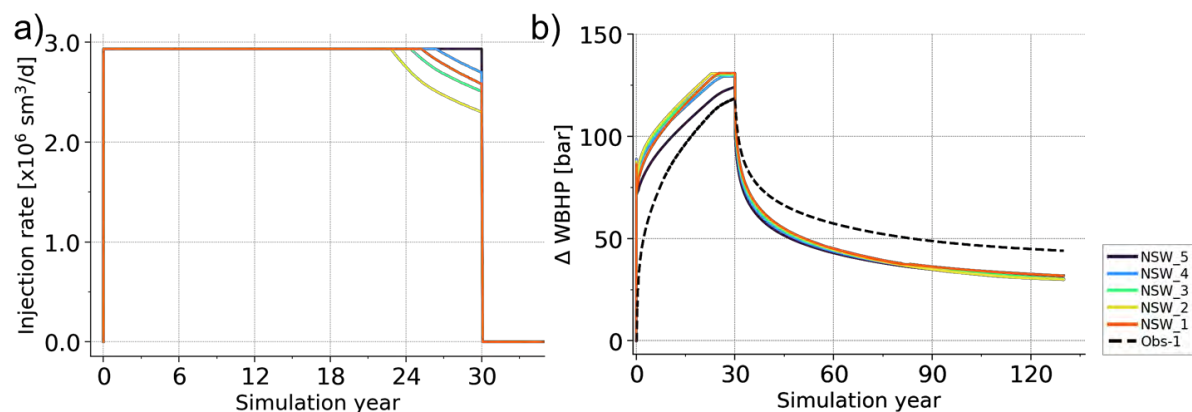


Abb. 12 Injektionsszenario mit 5 vertikalen Brunnen in der Spill-Tiefe, jedoch an anderen Lokationen als in Abb. 11. a) Volumetrische Injektionsrate der einzelnen Bohrungen, mit zeitlich versetztem Einsatz der Limitierung an den einzelnen Bohrungen nach ca. 20 Jahren, b) Änderung des WBHP für die Injektionsbohrungen sowie Änderung des Reservoirdrucks an einer Beobachterbohrung (Obs-1).

Die Auswirkungen der Randbedingungen sind bei CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten in verschiedenen Sedimentbecken gut bekannt (Benisch und Bauer, 2012; Birkholzer et al., 2015). Im Vergleich zu älteren Studien ist die hier verwendete Injektionsrate jedoch deutlich höher, sodass dieser Punkt neu betrachtet werden muss. Im GEOSTOR-Vorhaben werden die hydraulischen Grenzen auf der Grundlage des großräumigen geologischen Umfelds definiert, wobei Verwerfungen, Salzstöcke und Erosionsfenster nicht nur im deutschen Nordseesektor, sondern auch im niederländischen und dänischen Nordseesektor berücksichtigt werden. Dennoch bestehen aufgrund der unvollständigen geologischen Kenntnis Unsicherheiten hinsichtlich der großräumigen Schichtverläufe und daher der

Randbedingungen und ihrer möglichen Auswirkungen auf die angestrebte Injektionsrate. Abb. 13a stellt die Ergebnisse aus dem Schema in Abb. 11 dar, wobei die geologischen Gegebenheiten so wie bekannt und in Abb. 10 gezeigt im Modell genutzt wurden. Dies stellt eine Mischungsform zwischen hydraulisch offenen und geschlossenen Rändern dar. Im ungünstigsten Fall, d.h. wenn die gesamte Speicherformation als hydraulisch isolierte Einheit ohne Druckabbau zu den umliegenden Schichten betrachtet wird, d.h. hydraulisch geschlossene Ränder an der Modellgrenze (siehe weiße Box in Abb. 10) verwendet werden, zeigen die Simulationsergebnisse, dass vier von fünf Injektionsbohrungen ihre Druckgrenzen am Bohrlochboden erreichen und entsprechend die Injektionsraten reduziert würden (Abb. 13b). Sind dagegen alle Ränder hydraulisch offen, was im Modell durch ein Festhalten des hydrostatischen Drucks am Modellrand erreicht wird, würde die Druckänderung in der Speicherformation deutlich geringer ausfallen und alle Bohrungen würden das Injektionsziel erreichen. Zu erkennen ist, dass in diesem Fall der Verlauf des Drucks während der Injektion im Gegensatz zu Abb. 13a und 13b nicht mit der Zeit ansteigt. Der Grund ist, dass aufgrund der offenen Ränder das injizierte CO<sub>2</sub> leicht das Formationswasser verdrängen kann. Im Falle einer potenziellen Verlängerung des Speicherbetriebs, z. B. für eine zusätzliche 10-jährige Injektion, würden die meisten Bohrungen im Basisszenario (Abb. 13a) die WBHP-Grenzen erreichen und somit die Injektionsrate reduziert werden müssen. Nur im Fall Abb. 13c kann langfristig injiziert werden, ohne das Drucklimit zu erreichen.

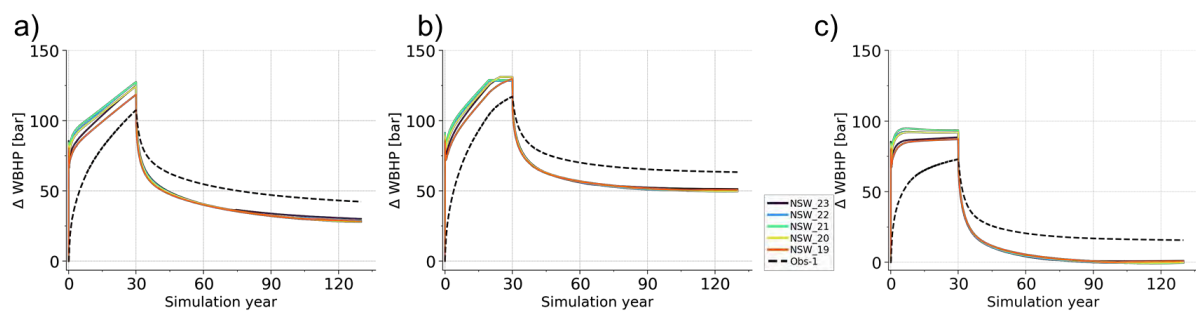


Abb. 13 Änderung des WBHP sowie Änderung des Reservoirdrucks an einer Beobachterbohrung (Obs-1) in einer Sensitivitätsanalyse der hydraulischen Randbedingungen; a) die hydraulischen Randbedingungen entsprechen den regionalen geologischen Gegebenheiten, b) alle Ränder sind geschlossen, c) alle Modellränder sind mit einer (unendlich) großen Schicht verbunden.

Ein weiterer interessanter Aspekt in Bezug auf die Auswirkungen der hydraulischen Randbedingungen sind die absoluten Werte des Reservoirdrucks abseits der Injektionsbohrungen. In Abb. 13 ist daher zusätzlich der Reservoirdruck in der Hochlage der Struktur Süd gezeigt. Auch wenn die Drücke dort immer geringer sind als an den Injektionsbohrungen selber, beträgt der Druckanstieg selbst für den Fall der hydraulisch offenen Ränder ca. 75 bar (siehe Abb. 13c), in den anderen Fällen mehr als 100 bar. Dies zeigt, dass eine Überwachung des WBHP den maximalen Druckanstieg in der Speicherformation anzeigen würde. Ob dies für die gesamte Speicherstruktur übertragbar ist, muss gesondert betrachtet werden, wie in Abb. 4b und 4d gezeigt. Um diese Druckänderungen besser zu erfassen, wird der Druckanstieg an der Oberseite der Speicherstruktur auch räumlich dargestellt (siehe Abb. 16). Zur Aufrechterhaltung der Injektionsrate im Falle von Unsicherheiten bei den Randbedingungen sowie erwarteten technischen Arbeiten an den Injektionsbohrungen (z. B. mögliche Workovers) wird die Errichtung einer Redundanzbohrung empfohlen (z.B. Ahmed, 2018). Während beispielsweise mit fünf vertikalen Bohrungen das Injektionsziel bei einer konstanten Rate erreicht werden kann, ermöglicht die Errichtung einer zusätzlichen Bohrung die Verteilung der Injektionsraten in Abhängigkeit von der lokalen Injektivität an den jeweiligen Bohrungen, wie in Abb. 14 dargestellt. In diesem Fall werden die Injektionsraten auf der Grundlage des lokalen Druckanstiegs auf die Bohrungen verteilt, sodass die Druckanstiege der einzelnen Bohrungen näher beieinander liegen als z.B. in Abb. 12 oder Abb. 13. Dadurch können lokale Variationen der hydraulischen Eigenschaften der Speicherformation zumindest partiell kompensiert werden.

Die Szenarienuntersuchungen unter Verwendung von horizontalen Injektionsbohrungen zeigt, dass zwei horizontale Bohrungen mit jeweils einem 850 Meter langen horizontalen Abschnitt das Injektionsziel ebenso erreichen können wie bei fünf vertikalen Bohrungen.

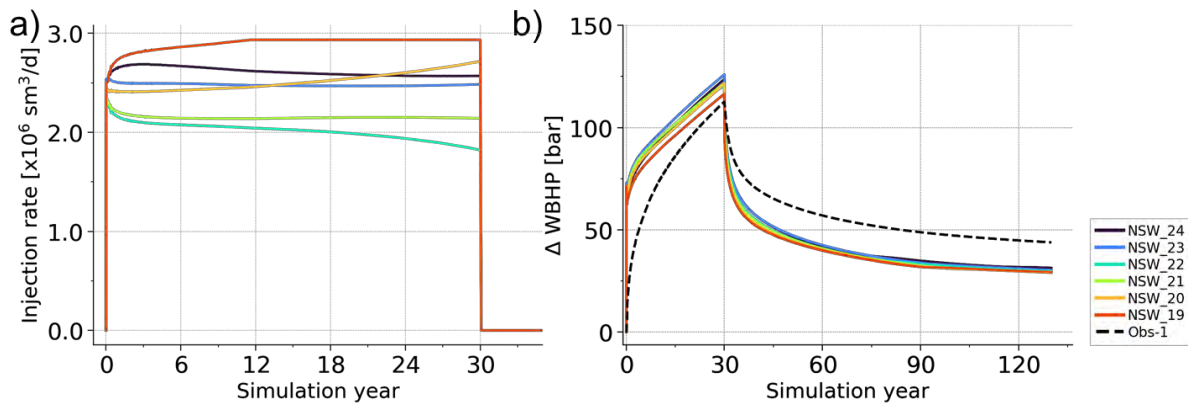


Abb. 14 Injektionsszenario mit 6 vertikalen Injektionsbohrungen in der Spill-Tiefe. (a) Die volumetrischen Injektionsraten variieren im Laufe der Zeit unter Verwendung einer Gruppensteuerungsstrategie auf der Basis der aktuellen Druckänderungen, (b) Änderung des WBHP der Injektionsbohrungen sowie Formationsdruck an der Altbohrung (Obs-1) während der 30-jährigen Injektions- und 100-jährigen Nachinjektionsphase.

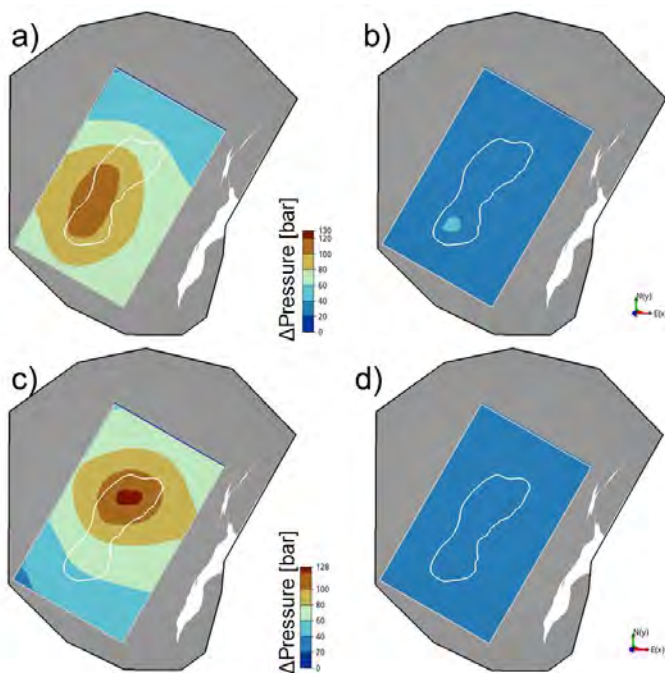


Abb. 15 Simulierte Druckänderung zum Injektionsende (links; a, c) und 100 Jahre nach Injektionsende (rechts; b, d) bei Injektion mit fünf vertikalen Bohrungen entlang der Nord-West-Flanke in der Spill-Tiefe (oben; a, b) und mit zwei horizontalen Bohrungen nahe der Hochlage der Fallenstruktur Nord (unten; c, d). Gezeigt ist die Aufsicht auf die Speicherformation, wobei die weiße Kontur die Spill-Tiefe der Fallenstruktur Nord&Süd in einer Tiefe von 2050 m zeigt. Die Abmessungen des Modellgebiets betragen 22 km x 36 km.

Abb. 15 zeigt die durch die Injektion verursachte räumliche Verteilung der Druckerhöhung zum Injektionsende sowie 100 Jahre nach Injektionsende für ein Szenario mit fünf vertikalen Bohrungen und zum Vergleich zwei horizontalen Bohrungen. Gut erkennbar ist die Lokalisierung des höchsten Druckerstiegs im Bereich von einigen Kilometern um die Injektionsbohrungen herum sowie die Abnahme des Druckerstiegs mit zunehmendem Abstand. Erkennbar ist auch, dass die Druckerhöhungen über das verwendete Modellgebiet hinausgehen. Dort sind diese damit nicht quantifiziert, innerhalb des Modellgebiets werden, wie weiter oben beschrieben, die großräumigen

hydraulischen Randbedingungen verwendet und damit die Drücke richtig simuliert. Im Vergleich der beiden Zeitscheiben zeigt sich, dass nach Injektionsende ein Druckausgleich stattfindet, der Reservoirdruck im Bereich der Injektionsbohrungen abnimmt und dass langfristig eine Druckerhöhung in der Speicherformation verbleibt. Dies entspricht dem in Abb. 13 und Abb. 14 gezeigten zeitlichen Druckverläufen. Die Injektion von insgesamt 300 Mt. CO<sub>2</sub> führt zu einer Verdrängung von insgesamt 267 Mio. m<sup>3</sup> Sole aus der Fallenstruktur heraus, wobei dieses Volumen durch das injizierte CO<sub>2</sub> ersetzt wird. Das verdrängte CO<sub>2</sub> wird dem Druckgradienten folgend innerhalb der Speicherformation horizontal verlagert.

Neben den großräumigen Druckauswirkungen der CO<sub>2</sub>-Injektion ist die räumliche Phasenverteilung des injizierten CO<sub>2</sub> ein wesentlicher Faktor zur Beurteilung einer Injektionsstrategie. Abb. 16ab zeigt daher die Sättigung der CO<sub>2</sub>-Phase im Modellgebiet bei Injektion mit fünf vertikalen Bohrungen nach 30 Jahren Injektion und nach 130 Jahren, also 100 Jahre nach Injektionsende. Auch nach 130 Jahren befindet sich CO<sub>2</sub>-Phase unterhalb der Spill-Tiefe (weißes Polygon), jedoch ist dieses CO<sub>2</sub> immobil und als residuale Phase gebunden. Das mobile CO<sub>2</sub> ist in die Hochlagen der Fallenstruktur migriert und hat sich dort bei höheren Sättigungen gesammelt. Diese Phasenverteilung ist das Ergebnis vieler Iterationen und Versuche und wurde durch Variation der Lokationen der Injektionsbohrungen erreicht, wobei der Abstand zwischen den Bohrungen als auch die hydraulischen Randbedingungen und deren räumliche Lage berücksichtigt wurden. Bei Verwendung von Horizontalbohrungen mit einem horizontalen Abschnitt von 400 m wird das Injektionsziel durch zwei Bohrungen erreicht, wobei die nach 130 Jahren noch mobile CO<sub>2</sub>-Phase wieder oberhalb der Spill-Tiefe liegt (Abb. 16cd). Es ist gut erkennbar, dass eine kompaktere Phasenverteilung erreicht werden kann, sowie eine gezielte Nutzung der Fallenstruktur Nord erreicht wird. Dies stellt im Betrieb eine Vereinfachung des Monitorings und somit des Monitoringaufwands dar, da nur eine kleinere Fläche überwacht werden muss.

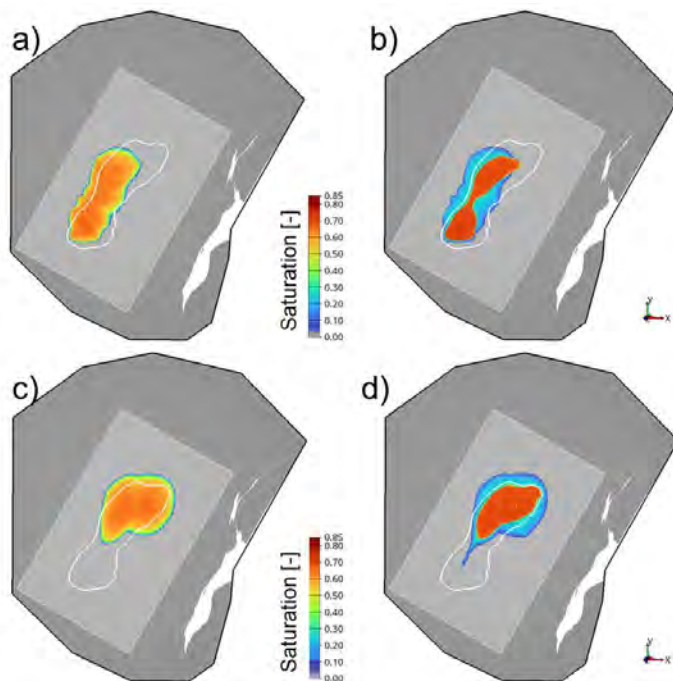


Abb. 16 Simulierte CO<sub>2</sub>-Sättigung zum Injektionsende (links; a, c) und 100 Jahre nach Injektionsende (rechts; b, d) bei Injektion mit fünf vertikalen Bohrungen entlang der Nord-West-Flanke in der Spill-Tiefe (oben; a, b) und mit zwei horizontalen Bohrungen nahe der Hochlage der Fallenstruktur Nord (unten; c, d). Gezeigt ist die Aufsicht auf die Speicherformation, wobei die weiße Kontur die Spill-Tiefe der Fallenstruktur Nord&Süd in einer Tiefe von 2050 m zeigt.

## 1.5 Projektgebiet B

Die Bearbeitung des Projektgebiet B im hier beschriebenen Arbeitspaket 2.3 erfolgte unter Nutzung des am Beispiel von Projektgebiet A entwickelten Workflows sowie der dort gewonnenen Erkenntnisse (siehe oben). Leider kam es bei der Bereitstellung des geologischen Modells durch AP 2.2 zu erheblichen Verzögerungen, sodass das geologische Modell erst fünf Monate vor Projektende im März 2024 zur Verfügung stand. Daher mussten die Arbeiten zum Projektgebiet B hier in einem sehr kurzen Zeitrahmen abgeschlossen, weshalb diese kürzer und weniger detailliert ausfallen mussten.

Inhaltlich interessant ist, dass das Projektgebiet B im Vergleich zum Projektgebiet A relative klein ist und dass in räumlicher Überschneidung mit den identifizierten Fallenstrukturen im Vergleich zu Projektgebiet A viele geologische Störungen vorhanden sind. So wurden insgesamt 20 Störungen durch AP 2.2 interpretiert und in das 3D-Strukturmodell aufgenommen. Insgesamt bilden zwei Hauptstörungssysteme einen Graben, während im nördlichen Teil des Modells an der Grenze zu Dänemark sich ein weiteres Störungssystem befindet. Dies führt zu einer erheblichen Kompartimentierung des Reservoirs, sodass die Fallenstruktur nur in Richtung Süden mit der genutzten Speicherformation großräumig verbunden ist. Der Neigungswinkel der Verwerfungen variiert erheblich zwischen 28 und 90 Grad, wobei es entlang der Verwerfungszone zu erheblichen horizontalen und vertikalen Verschiebungen der geologischen Schichten kommt und die erhebliche Kompartimentierung erklärt.

Im Gegensatz zur Projektgebiet A, in dem die Fallenstrukturen als Antiklinalstrukturen ausgebildet sind, ist die Fallenstruktur in Projektgebiet B eine Kombination aus strukturellen als auch aus stratigrafischen Bestandteilen (Ramsay et al., 1983). Mächtigkeitskartierung in diesem Bereich der Nordsee wurden von Geluk (2005) sowie in jüngerer Zeit durch Kortekaas et al. (2018) bezüglich der Volpriehausen und Detfurth Schichten im Mittleren Buntsandsteins im niederländischen Bereich der Nordsee durchgeführt, wobei starke räumliche Variationen in der Mächtigkeit der Sandsteinformationen gefunden wurden. Innerhalb des Projektgebiets B weisen die Einheiten des Mittleren Buntsandsteins daher ebenso eine erhebliche räumliche Variabilität der Gesamtmächtigkeit auf, wobei die Mächtigkeit der Volpriehausen-Schicht (smV) von 7 m bis 112 m mit einem Mittelwert von 40 m variiert, die Mächtigkeit der Volpriehausen-Wechselfolge (smV/wf) von 9 m bis 60 m mit einer mittleren Mächtigkeit von 21 m variiert (Abb. 17). Die Detfurth-Schicht (smD) variiert von 12 m bis 80 m mit einem Mittelwert von 28 m, die Hardeggen-Schicht (smH) von 2 m bis 38 m mit einem Mittelwert von 11 m, und die Solling-Schicht (smS) von 4 m bis 29 m mit einem Mittelwert von 9 m. Anders als für Projektgebiet A konnte kein Abgleich mit den in der Region verfügbaren regionalen Daten vorgenommen werden, wie für AP 2.3 durchgeführt (Harati et al., 2023). Daher sind die Ergebnisse zur Speicherkapazität mit im Vergleich höheren Unsicherheiten behaftet.

Eine Parametrisierung von Porosität und Permeabilität der hangenden Deckschichten, wie z. B. Oberer Buntsandstein (so), Mittlerer und Unterer Muschelkalk (mu/mm) sowie Ober- und Unterkreide (kro, kru), standen für den Standort nicht zur Verfügung. Allerdings liegen die hydraulisch dichten bzw. gering-leitenden Formationen im Deckgebirge der Speicherformation in erheblichen Mächtigkeiten von im Mittel 156 m (Oberkreide), 212 m (Unterkreide), 580 m (mittlerer und unterer Muschelkalk) sowie 231 m (oberer Buntsandstein) vor, sodass eine erhebliche Barrierewirkung angenommen werden kann. Dies führt zum konzeptionellen Modell eines Speicherkomplexes, wobei die unterste Schicht des Mittleren Buntsandsteins als Injektionsformation genutzt wird, während als eigentliche Barriere- und Deckschicht die Sedimente des Jura angesehen werden. Die geologischen Schichten dazwischen zeichnen sich durch eine (vertikale) Wechsellagerung von permeablen und gering-permeablen Schichten ohne dauerhafte Barrierewirkung aus. Bei Injektion in die Volpriehausen-Schicht ist daher mit einem Aufstieg in die hangenden Schichten bis zur Kreide zu rechnen.

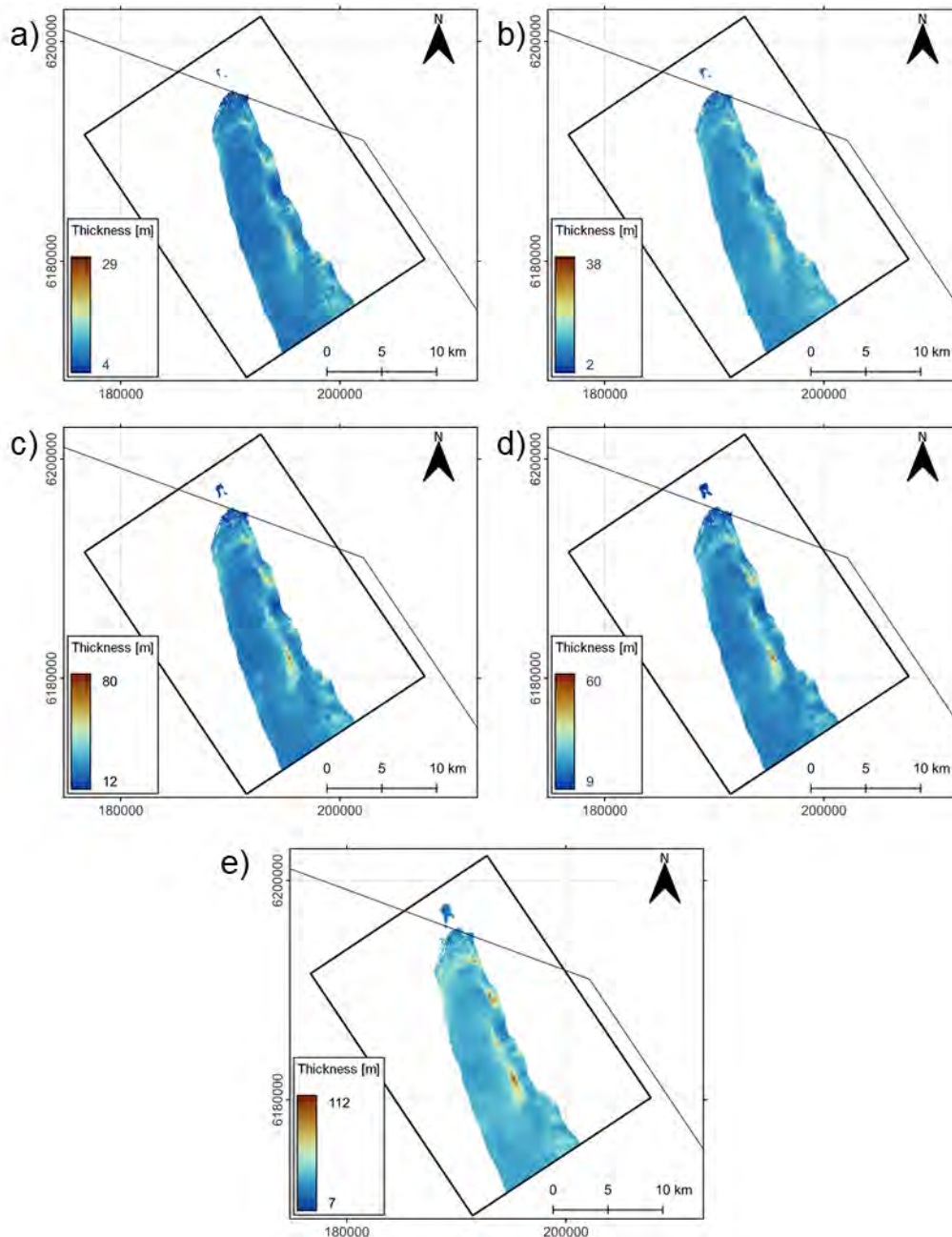


Abb. 17 Stratigraphische Mächtigkeit im Reservoirmodell für Projektgebiet B für die Einheiten des Mittleren Buntsandsteins a) Unterer Volpriehausen (smV), b) Volpriehausen-Wechselfolge (smV/wf), c) Detfurth (smD), d) Hardeggen (smH) und e) Solling (smS).

Zur Bestimmung der statischen Speicherkapazität für das Projektgebiet B wurde der gleiche Ansatz wie für Projektgebiet A genutzt, sodass die Ergebnisse methodisch vergleichbar sind. Die Spill-Tiefe der Fallenstruktur befindet sich bei 3350 m und somit 1300 m tiefer als für Projektgebiet A (Abb. 18a). Die CO<sub>2</sub>-Dichte wurde für eine in dieser Tiefe erwartete Temperatur von 90°C und dem mit der Tiefe variierenden hydrostatischen Druck räumlich aufgelöst berechnet. In Abb. 18a ist erkennbar, dass seine Teilnutzung der Fallenstruktur möglich wäre, da diese zwei Hochlagen aufweist. Da die Fallenstruktur jedoch im Vergleich zum Injektionsziel relativ klein ist, wird anders als für Projektgebiet A keine Unterteilung der Fallenstruktur betrachtet. Gemäß den Projektergebnissen aus AP 2.2 werden fünf potentielle Speicherschichten im Mittleren Buntsandstein berücksichtigt (siehe AP 2.2) und die statische Speicherkapazität für diese fünf Einheiten auf der Basis des Reservoirmodells berechnet. Abhängig von den Parametrisierungsfällen des AP 2.2 liegt die statische Speicherkapazität für diese Formationen in

Summe zwischen 331 Mt. und 446 Mt. CO<sub>2</sub>. Und ist damit nur ungefähr halb so groß wie in Projektgebiet A. Die Speicherkapazitäten für die einzelne Schichten des Mittleren Buntsandstein sind in Abb. 18b dargestellt.

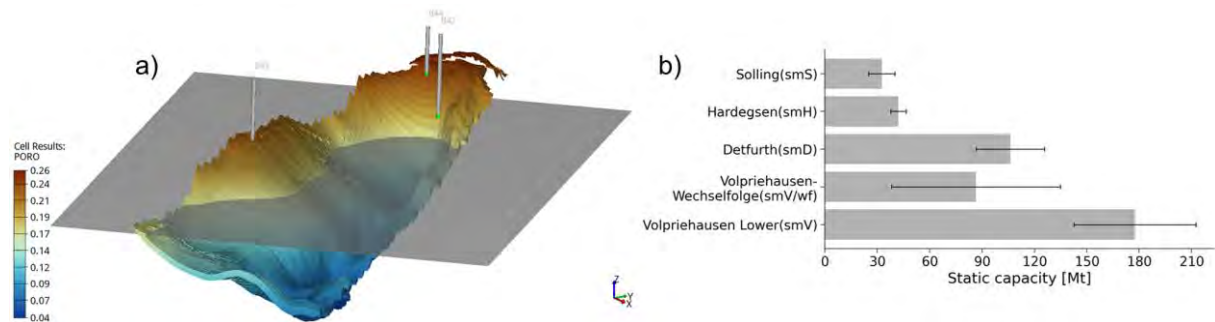


Abb. 18 a) Reservoirmodell für Projektstandort B (3-fach vertikal überhöht) und tiefenabhängige Porositätsverteilung. Die graue Fläche repräsentiert die Spill-Tiefe von 3350 m, ebenso ist die Lage von drei Altbohrungen dargestellt. b) Statische Speicherkapazität der Formationen des Mittleren Buntsandsteins (5 Formationen). Die Fehlerbalken geben die unteren und oberen Schätzwerte je nach Parametrisierungsfall an.

Das in Abb. 18 gezeigte Reservoirmodell stellte sich aufgrund der großen Anzahl an Störungen und der damit einhergehenden geometrischen Komplexität als ungeeignet für die dynamische Reservoirsimulation dar. Dies liegt im Wesentlichen an der Bestimmung der Parameter für die auftretenden non-neighbour connections sowie der fehlenden Parametrisierung der hydraulischen Eigenschaften der Störungen. Trotz erheblicher Anstrengungen war es in der Kürze der Zeit nicht gelungen, das geometrisch als auch geologisch komplexe von der BGR entwickelte Modell für die dynamischen Simulationen nutzbar zu machen.

Daher wurde ein geologisches Modell auf der Grundlage großräumig harmonisierter Daten des GeoERA-Forschungsprojekts (Thöle et al., 2021) selber erstellt, wobei stratigrafischen Einheiten vom Zechstein bis zur Kreide berücksichtigt wurden, da die diese eine der wichtigsten regionalen Dickschichten darstellt (Dubberke 2025). Das Modell berücksichtigt keine Störungen, die Speicherformationen des Mittleren Buntsandsteins werden auf der Grundlage der in AP 2.2 entwickelten Mächtigkeitkarte definiert. Da die Speicherformationen in großen Tiefen liegen und somit höhere Temperaturdifferenzen zum injizierten CO<sub>2</sub> auftreten können, werden die numerischen Simulationen unter Berücksichtigung der variablen Temperatur ausgeführt.

Trotz der in Summe hohen Mächtigkeiten wurde keine Injektionsstrategie gefunden, die ein Erreichen des Injektionsziels von 10 Mt. pro Jahr über 30 Jahre erlaubt. Die Injektion findet im Reservoirmodell in den Unteren Volpriehausener Sandstein statt, während die weiteren Speicherschichten des Mittleren Buntsandsteins als sekundäres Speicherreservoir genutzt werden, wobei das CO<sub>2</sub> dichtegetrieben aufsteigt. Die Positionierung der Injektionsbohrung erfolgt in möglichst großer Tiefe der Speicherformation, um möglichst hohe Injektionsdrücke zu ermöglichen, die mit 0,18 bar/m ansteigen (siehe WBHP Berechnung). Dennoch steigt der Reservoirdruck sehr schnell bis zur jeweiligen lokalen Limitierung an (siehe Abb. 19b), wodurch die Injektionsraten nach und nach verringert werden müssen. Die gezeigten Ergebnisse beruhen auf der Verwendung von fünf vertikalen Injektionsbohrungen ohne Vorgabe einer technisch maximalen Injektionsrate pro Bohrung. Durch Variation der Bohrungslokalitionen und Anzahl der Injektionsbohrungen konnte kein Schema gefunden werden, welches das Injektionsziel ermöglicht. Die Gründe dafür sind die vergleichsweise geringe Größe der Fallenstruktur sowie das geringe Volumen des angeschlossenen Porenraums, da dieser, wie oben beschrieben, in drei Richtungen abgeschlossen ist und somit einen Abbau des Drucks nur in südliche Richtung zulässt (vergl. Abb. 22b). Diese Kompartimentierung bewirkt, dass bereits kurz nach Beginn der Injektion die Drucklimitierungen an den Injektionsbohrungen zum Tragen kommen und die Injektionsraten reduziert werden müssen.

Insgesamt konnte anhand des gezeigten Schemas ca. 250 Mt CO<sub>2</sub> injiziert werden (Abb. 20a), was ca. 80% des Injektionsziels entspricht. Abb. 20a zeigt weiterhin an, dass während und nach der Injektion CO<sub>2</sub> aus der Injektionsformation (grün) dichtegetrieben in die weiteren Speicherformationen (blau) aufsteigt und sich letztlich unter der regional verbreiteten Deckschicht des Jura sammelt (rot). Dabei wird auch eine erste, nicht als Stauer ausgebildete Deckschicht (grau) durchquert. Insgesamt verbleiben so 100 Jahre nach Ende der Injektion ca. 20% des injizierten CO<sub>2</sub> in der Injektionsformation, weiter 20% in den anderen Speicherschichten des mittleren Buntsandsteins, während die restlichen 60% sich unterhalb der Kreide als regionale Barriere angesammelt haben. Abb. 20b zeigt, dass der Anteil des mobilen CO<sub>2</sub> über die Zeit stark abnimmt, und 100 Jahre nach Ende der Injektion noch etwas über 20% beträgt. Der Großteil des injizierten CO<sub>2</sub> ist residual gebunden, etwas mehr als 10% sind in der Formationssole gelöst. Im Vergleich zu Projektgebiet A ist der immobile Anteil damit aufgrund der Migration aus der Injektionsformation hinaus trotz der komplexeren geologischen Schichtenstruktur deutlich höher (vergleiche Abb. 11).

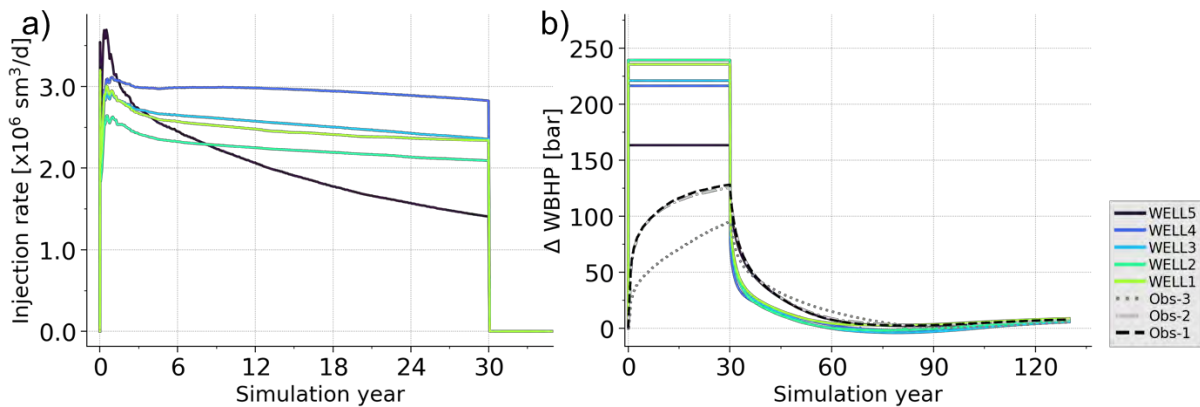


Abb. 19 Numerische Simulationsergebnisse in der Projektregion B bei Nutzung von fünf vertikalen Bohrungen für a) Injektionsraten, und b) WBHP. Die gestrichelten Linien in b) zeigen den Anstieg des Reservoirdrucks an den Lokationen der Altbohrungen.

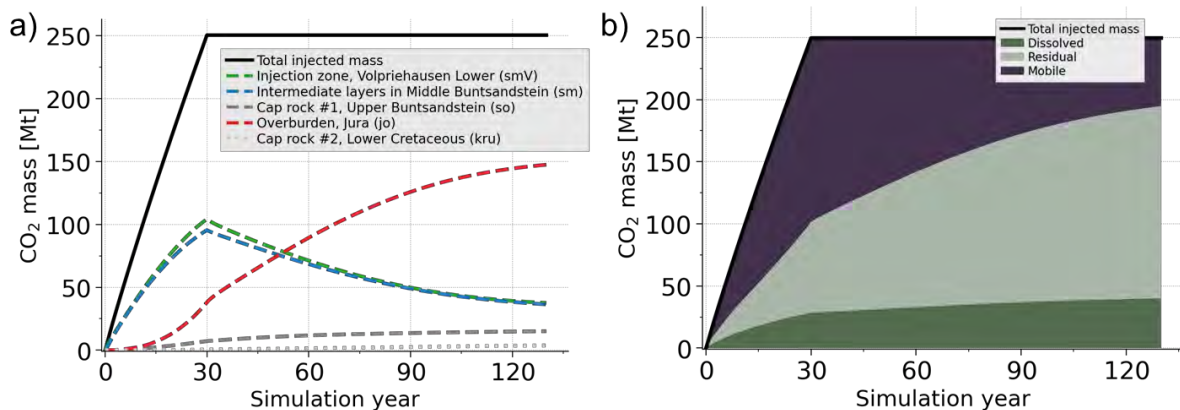


Abb. 20 a) Zeitlicher Verlauf der Verteilung der injizierten CO<sub>2</sub>-Masse innerhalb des Speicherkomplexes (grün: Injektionsschicht; rot: Hangende Schichten); b) Anteile des mobilen sowie des residual und durch Lösung gebundenen CO<sub>2</sub> an der insgesamt injizierten CO<sub>2</sub>-Menge.

Wie Abb. 19a zeigt, werden zum Teil sehr hohe Injektionsraten pro Bohrung erreicht. In einem weiteren Szenario wurde daher untersucht, welchen Einfluss eine Limitierung der maximal erreichbaren Injektionsrate pro Bohrung auf die erreichbare dynamische Speicherkapazität hat. Hierzu wurde eine maximal mögliche Injektionsrate von 2 Mt pro Jahr an jeder Bohrung berücksichtigt. Im gezeigten Szenario mit fünf vertikalen Injektionsbohrungen mit einem Abstand von jeweils 3 km können 150 Mt über 30 Jahre injiziert werden. Dies entspricht nur 50% des Injektionsziels, und stellt eine deutliche Verringerung gegenüber Abb. 20a dar. Die an den Bohrungen auftretenden Drücke liegen unterhalb

des WBHP-Limits (Abb. 21a). Im Vergleich der Abb. 20b und 21b ist zu erkennen, dass nun ein höherer Anteil in den Speicherformationen des mittleren Buntsandsteins verbleibt.

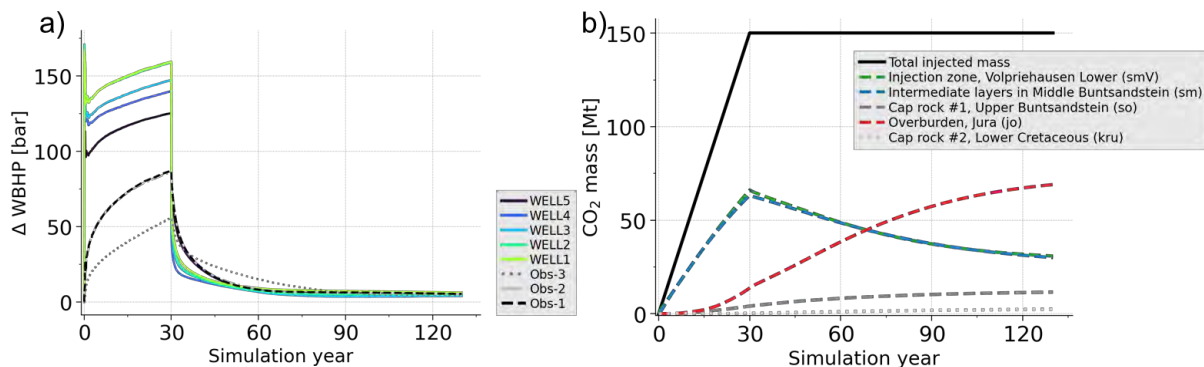


Abb. 21 a) Änderung des WBHP und b) Zeitlicher Verlauf der Verteilung der injizierten CO<sub>2</sub>-Masse innerhalb des Speicherkomplexes für ein Szenario mit 5 vertikalen Injektionsbohrungen und einer Ratenlimitierung von 2 Mt/a/Bohrung.

Abb. 22 a) zeigt die Sättigungsverteilung der injizierten CO<sub>2</sub>-Phase zum Injektionsende, ebenso wie die Lage der Injektionsbohrungen. Gut zu erkennen sind dabei die höheren Sättigungen im Nahbereich der Bohrungen sowie der dichtegetriebene Aufstieg in die Fallenstruktur und die insgesamt geringe räumliche Erstreckung der Speicherformation. Dies wird auch in Abb. 22 b) deutlich, in der der Druckanstieg zum Ende der Injektion nach 30 Jahren dargestellt ist. Gut zu sehen ist der hohe Druck im Bereich der Injektionsbohrungen sowie der Druckabbau in südliche Richtung, während die anderen Richtungen hydraulisch geschlossen sind. Diese starke Kompartimentierung erklärt die geringen erreichbaren Injektionsraten, da der Druckaufbau schnell zu einer Limitierung dieser führt. Die graue Fläche in Abb. 22b) zeigt die weitere räumliche Verteilung des Mittleren Buntsandsteins, wobei im nördlichen Bereich (rechts in der Abbildung) dieser bereits in dänischem und im süd-westlichen Teil (in der Abbildung hinten) in niederländischem Gebiet dargestellt wird.

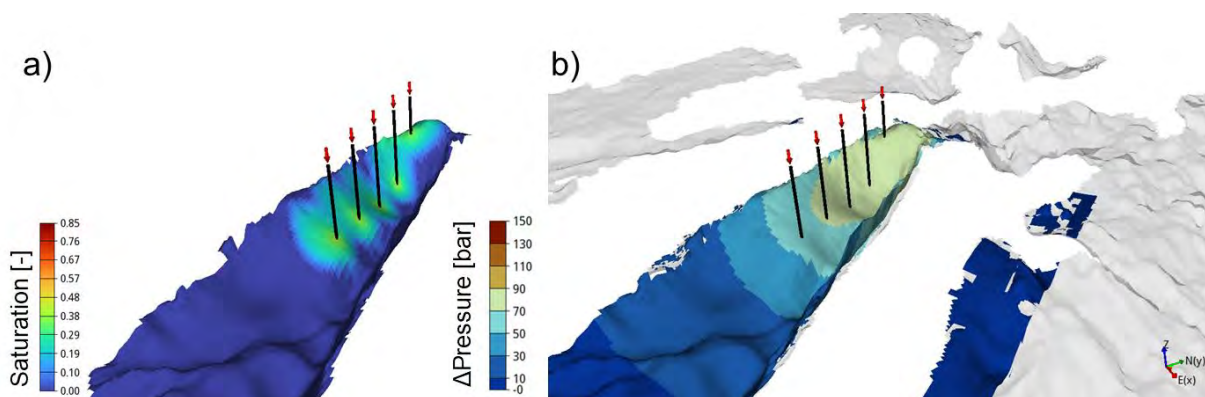


Abb. 22 a) Räumliche Verteilung der CO<sub>2</sub>-Sättigung in den Einheiten des Mittleren Buntsandsteins (oberste Schicht) nach 30 Jahren Injektion; b) Änderung des Reservoirdrucks zum Injektionsende. Die schwarzen Linien zeigen die Injektionsbohrungen an, die graue Fläche in b) stellt die Basis des Mittleren Buntsandstein dar. Die Abbildungen sind 3-fach vertikal überhöht.

Angesichts der erheblichen bestehenden Unsicherheiten bei der Interpretation des geologischen Modells in Bezug auf das Aushalten der Schichten, die Parametrisierung der hydraulischen Eigenschaften der Speicherschichten und Deckschichten ebenso wie der Störungen, sind die hier gezeigten Ergebnisse als unsicherer zu bewerten als die Ergebnisse für Projektregion A. Wie die Simulationen zeigen, können voraussichtlich nur 150 Mt CO<sub>2</sub> injiziert werden, sodass das Injektionsziel in keinem Fall erfüllt wird. Bei Nutzung des Projektgebiets B für die CO<sub>2</sub>-Injektion könnte durch

Errichtung mehrerer Redundanzbohrungen, wie im Fall für Projektgebiet A diskutiert, die bestehenden Unsicherheiten teilweise abgedeckt werden. Weiterhin wäre zu berücksichtigen, dass vermutlich grenzüberschreitende Druckanstiege und insbesondere eine Solemigration in Richtung Norden auftreten, sodass eine regulatorische Absprache mit den Nachbarländern notwendig würde. Weiterhin wäre eine Beeinflussung der bestehenden Erdöl-/Erdgasförderungen im Umfeld des Pilotgebiets B im Bedarfsfall noch näher zu untersuchen, wobei grenzüberschreitend konsistente geologische Modelle hierfür Voraussetzung sind. Keine Druckauswirkungen werden onshore erwartet, zum einen aufgrund des größeren räumlichen Abstands, wie z.B. ca. 300 km bis zur möglichen Lokation eines onshore-Hubs. Zum anderen verhindert der Mads-Graben eine laterale Ausbreitung, da diese Grabenstruktur stark durch Tektonik beeinflusst und die Sandsteinschichten sind stark in die Tiefe versetzt im Vergleich zum sog. Schill-Grund (Thöle et al., 2021). Hinzu kommt, dass im Schillgrund der Sandstein nicht mehr vorhanden ist (Jähne-Klingberg et al. 2014; Fuhrmann et al. 2024). Daher werden keine onshore-Druckauswirkungen erwartet. Die modellhafte Darstellung würde wiederum grenzüberschreitende geologische Modelle und Mächtigkeitsverteilungen erfordern, die derzeit nicht vorliegen.

## Referenzen

- Ahmed, T., 2018. Reservoir engineering handbook, Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Houston. <https://doi.org/10.1016/C2016-0-04718-6>
- Bachu, S., 2015. Review of CO<sub>2</sub> storage efficiency in deep saline aquifers. *Int. J. Greenh. Gas Control* 40, 188–202. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.01.007>
- Baldschuhn, R., Binot, F., Fleig, S., Kockel, F., 2001. Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem-deutschen Nordsee-Sektor. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart.
- Bell, I.H., Wronski, J., Quoilin, S., Lemort, V., 2014. Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library coolprop. *Ind. Eng. Chem. Res.* 53, 2498–2508. <https://doi.org/10.1021/ie4033999>
- Benisch, K., Bauer, S., 2012. Investigation of large-scale pressure propagation and monitoring for CO<sub>2</sub> injection using a real site model, in: IAHS-AISH Publication. pp. 245–251.
- Bense, V.F., Gleeson, T., Loveless, S.E., Bour, O., Scibek, J., 2013. Fault zone hydrogeology. *Earth-Sci. Rev.* 127, 171–192. <https://doi.org/10.1016/J.EARSCIREV.2013.09.008>
- Birkholzer, J.T., Oldenburg, C.M., Zhou, Q., 2015. CO<sub>2</sub> migration and pressure evolution in deep saline aquifers. *Int. J. Greenh. Gas Control* 40, 203–220. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.03.022>
- Fuhrmann, A., Knopf, S., Thöle, H., Kästner, F., Ahlrichs, N., Stück, H.L., Schlieder-Kowitz, A., Kuhlmann, G., 2024. CO<sub>2</sub> storage potential of the Middle Buntsandstein Subgroup-German sector of the North Sea. *Int. J. Greenh. Gas Control* 136, 104175.
- Gasanzade, F., Pfeiffer, W.T., Witte, F., Tuschy, I., Bauer, S., 2021. Subsurface renewable energy storage capacity for hydrogen, methane and compressed air – A performance assessment study from the North German Basin. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 149, 111422. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2021.111422>
- Geluk, M.C., 2005. Stratigraphy and tectonics of Permo-Triassic basins in the Netherlands and surrounding areas. University of Utrecht.
- Harati, S., Gomari, S.R., Gasanzade, F., Bauer, S., Pak, T., Orr, C., 2023. Underground hydrogen storage to balance seasonal variations in energy demand: Impact of well configuration on storage performance in deep saline aquifers. *Int. J. Hydrog. Energy* 48, 26894–26910.
- Hjelm, L., Anthonsen, K., Dideriksen, K., Nielsen, C.M., Nielsen, L., Mathiesen, A., 2020. Capture, Storage and Use of CO<sub>2</sub> (CCUS). Evaluation of the CO<sub>2</sub> Storage Potential in Denmark. GEUS Rapp. 46.
- Holloway, S., Heederik, J.P., van der Meer, L.G.H., Czernichowski-Lauriol, I., Harrison, R., Lindeberg, E., Summerfield, I.R., Rochelle, C., Schwarzkopf, T., Kaarstad, O., 1996. The underground disposal of carbon dioxide. Final report JOULE II project no. CT92-0031, British Geological Survey. British Geological Survey, Nottingham.

- Jähne-Klingberg, F., Wolf, M., Steuer, S., Bense, F., Kaufmann, D., Weitkamp, A., 2014. Speicherpotenziale im zentralen deutschen Nordsee-Sektor. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Kortekaas, M., Böker, U., Van Der Kooij, C., Jaarsma, B., 2018. Lower Triassic reservoir development in the northern Dutch offshore. *Geol. Soc. Spec. Publ.* 469, 149–168. <https://doi.org/10.1144/SP469.19>
- Markowitsch, J., 2022. Untersuchung des statischen und dynamischen CO<sub>2</sub>- Speicherpotenzials des Mittleren Buntsandsteins einer potenziellen Speicherstätte im deutschen Nordsee-Sektor (Master Thesis). Kiel.
- Okoroafor, E.R., Sampaio, L., Gasanzade, F., Perez Claro, Y., Zhou, J.D., Saltzer, S.D., Bauer, S., Kovscek, A.R., 2023. Intercomparison of numerical simulation models for hydrogen storage in porous media using different codes. *Energy Convers. Manag.* 292, 117409. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117409>
- Ramsay, J.G., Huber, M.I., Lisle, R.J., 1983. The techniques of modern structural geology: Folds and fractures. Academic press.
- Rasmussen, A.F., Sandve, T.H., Bao, K., Lauser, A., Hove, J., Skaflestad, B., Klöfkorn, R., Blatt, M., Rustad, A.B., Sævareid, O., Lie, K.-A., Thune, A., 2021. The Open Porous Media Flow reservoir simulator. *Comput. Math. Appl.* 81, 159–185. <https://doi.org/10.1016/j.camwa.2020.05.014>
- Reinhold, K., Krull, P., Kockel, F., Rätz, J., 2008. Salzstrukturen Norddeutschlands: Geologische Karte, 1: 500 000. Herausgeber, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- Schlumberger Ltd., 2017. Eclipse Reservoir Simulation Software v2017.2, Technical Description Manual. Houston, United States.
- Szabados, A., Poulsen, S., 2023. The CCS greensand project: CO<sub>2</sub> pilot injection and monitoring. Presented at the Baltic Carbon Forum, JVE International Ltd., pp. 11–12.
- Thöle, H., Jähne-Klingberg, F., den Dulk, M., Doornenbal, H., Jakobsen, F.C., Britze, P., 2021. Geology across borders - Towards a consistent interpretation of the subsurface in the Central North Sea covering the Dutch, German and Danish offshore areas. <https://doi.org/10.48380/DGGV-FTZP-SR14>
- Van Kempen, B.M.M., Mijnlief, H.F., Van Der Molen, J., 2018. Data mining in the Dutch Oil and Gas Portal: a case study on the reservoir properties of the Volpriehausen Sandstone interval. *Geol. Soc. Lond. Spec. Publ.* 469, 253–267.
- Wang, B., Bauer, S., 2016. Converting heterogeneous complex geological models to consistent finite element models: methods, development, and application to deep geothermal reservoir operation. *Environ. Earth Sci.* 75. <https://doi.org/10.1007/s12665-016-6138-8>
- Wiese, B., Nimtz, M., Klatt, M., Kühn, M., 2010. Sensitivities of injection rates for single well CO<sub>2</sub> injection into saline aquifers. *Geochemistry* 70, 165–172.
- Wolf, M., Steuer, S., Jähne, F., Kaufmann, D., Weitkamp, A., 2014. 3D-Lithofaziesmodell des Buntsandstein in der zentralen deutschen Nordsee, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.
- Wolfgramm, M., Thorwart, K., Rauppach, K., Brandes, J., 2011. Zusammensetzung, Herkunft und Genese geothermaler Tiefengrundwässer im Norddeutschen Becken (NDB) und deren Relevanz für die geothermische Nutzung. *Z Geol Wiss* 339, 173–193.

## AP 3.1 Geotechnische Risiken

Die Verwendung des Zuschusses innerhalb des Projektzeitraums (01.08.2021-31.07.2024) lässt sich in Bezug auf die Projektziele wie folgt einordnen (sortiert nach der Beschreibung des Berichts):

1. Bewertung der In-situ-Spannungen aufgrund der CO<sub>2</sub>-Injektion und möglicher Schäden in den geologischen Formationen (M2).
2. Numerische Simulation der Wellenausbreitung im Falle einer potentiellen mikroseismischen Quelle und der daraus resultierenden Bodenbewegung (M3).
3. Bewertung der geotechnischen Risiken, die durch die Injektion für die Offshore-Infrastruktur entstehen.

Die einzelnen Punkte werden im Folgenden näher erläutert.

### 1.6 Bewertung der In-situ-Spannungen aufgrund der CO<sub>2</sub>-Injektion und möglicher Schäden in den geologischen Formationen (M2).

Die Ziele innerhalb dieses Punktes können in zwei Hauptziele unterteilt werden: (A1) Bestimmung der Injektionsdruckgrenze und (A2) Identifizierung potenzieller mikroseismischer Quellen.

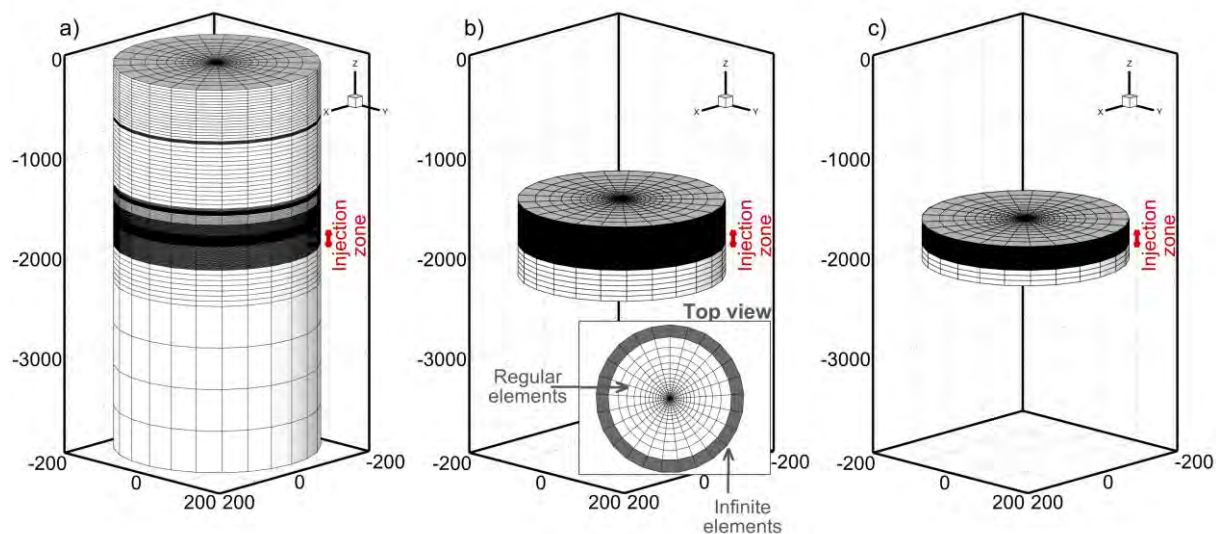


Abb. 23 Gesteinssäulenmodelle mit einem vertikalen Bohrloch ( $\Phi=0,3$  m), die für die Untersuchung der Sohlbruckgrenze verwendet werden. Bei den Modellen b) und c) wird die Modellhöhe abgeschnitten, um die Auswirkungen der Randbedingungen zu untersuchen.

In Übereinstimmung mit Ziel A1 wurde in Zusammenarbeit mit AP 2.3 ein Arbeitsablauf für eine einseitig gekoppelte mehrphasige hydromechanische Simulation entwickelt. Der Arbeitsablauf kombiniert einen Netzgenerator, einen mehrphasigen Flüssigkeitssimulator und einen geomechanischen Simulator. Zu den größten Herausforderungen beim Aufbau eines solchen Arbeitsablaufs gehören die geometrische Komplexität des geologischen Modells, die räumliche Parameter- und Variablenverteilung (die die Materialeigenschaften und ihre Entwicklung während des Injektionsprozesses darstellen), die Randbedingungen (die den Maßstab des Modells darstellen und wie Fluid, Porendruck oder Spannungen in Richtung der Fernfeldregion verteilt werden) und die Art der Datenübertragung. Diese Herausforderungen wurden durch die Entwicklung gezielter

Algorithmen und Subroutines sowie durch das Hinzufügen von Dummy-Schritten erfolgreich angegangen. Der Arbeitsablauf wurde dann anhand synthetischer Modelle validiert.

Für eine genaue Abschätzung der Injektionsdruckgrenze werden gültige Materialeigenschaften und geostatische Spannungen benötigt. Sekundäre Daten über die heutigen Magnituden und Ausrichtung der Spannungen wurden aus ausgewählter Literatur zusammengetragen. Die in Kronprinzenkoog gemessenen heutigen Spannungswerte, die in der gemeinsamen Studie von Morawietz et al., 2020, berichtet wurden, werden berücksichtigt und stimmen gut mit den von Noy et al. (2012) und Fellgett et al. (2018) berichteten Werten überein bzw. liegen nahe an den von Orlic (2016) berichteten Werten. Die Spannungsgradienten sind wie folgt:  $\sigma'_v = -23.40$  MPa/km,  $\sigma'_{HMax} = -19.90$  MPa/km, und  $\sigma'_{HMin} = -16.99$  MPa/km (Kompression ist negativ). Der Azimut der maximalen horizontalen Spannung ist auf N340° ausgerichtet (Ahlers, et al., 2021).

Die in der Analyse verwendete Zugfestigkeit,  $\sigma_t$ , basiert auf der Studie von Shang (2020) und Reyer und Philipp (2014) für triassischen Sandstein mit einem Wert von 2 MPa. Der innere Reibungswinkel ( $\varphi_{rock}$ ) und die Kohäsion ( $c_{rock}$ ) der Rohgesteinsmatrix werden mit 31° und 10 MPa angenommen, was im Bereich der in der Literatur für diese Art von Gestein veröffentlichten Werte liegt.

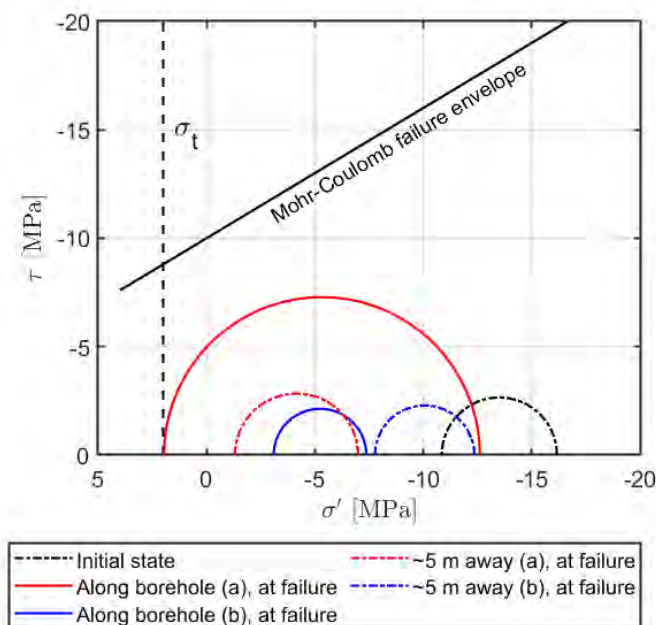


Abb. 24 Entwicklung der effektiven Spannungen während der Injektion entlang der Bohrlochwand und in Bereichen in ~5 m Entfernung entlang (a) der Richtung der maximalen horizontalen Spannung und (b) der Richtung der minimalen horizontalen Spannung.

Die Bestimmung der Injektionsdruckgrenze wurde in zwei Schritten durchgeführt: (i) Simulationen der Injektion in einem Bohrloch in Gesteinssäulenmodellen unter Verwendung der einphasigen hydromechanischen Formulierung und (ii) Simulation der Injektion in einem großräumigen Subtrap-Modell unter Verwendung eines einseitig gekoppelten mehrphasigen hydromechanischen Verfahrens. Die Simulation in (ii) wurde durchgeführt, um die Zuverlässigkeit der in Schritt (i) ermittelten Druckgrenze sicherzustellen.

Abb. 23 zeigt ein Beispiel der für Schritt (i) entwickelten Felssäulenmodelle, die aus dem geologischen Modell von AP2.2 (BGR) abgeleitet sind. Zusätzlich zur hydromechanischen Formulierung wurden die erweiterte Finite-Elemente-Methode (XFEM) und unendliche Elemente verwendet, um das erste Anzeichen eines Bruchs zu erfassen bzw. die horizontale Fernfeldsteifigkeit darzustellen. Die numerischen Simulationen wurden unter gleichzeitiger Anwendung von Porendruck und

mechanischem Druck entlang des Injektionsfensters des Bohrlochs durchgeführt. Die Simulationsergebnisse der in Abb. 23 dargestellten Modelle zeigen, dass der Beginn von Brüchen durchweg bei einem Injektionsdruckgradienten von **17.93 MPa/km** festgestellt wird. Bei einem geschätzten hydrostatischen Gradienten *in-situ* von 10.5-11.5 MPa/km verbleibt ein Injektionsdruckgradientenfenster von **6.43-7.43 MPa/km**. Dieses Ergebnis liegt immer noch im Bereich der Bruchgradienten- und Formationsfestigkeitsdaten, die an der deutsch-niederländischen Nordseegrenze ([www.nlog.nl](http://www.nlog.nl)) gewonnen wurden und die Bruchgradienten mit einem Mittelwert von 16.64 MPa/km und einer Standardabweichung von 2.24 MPa/km zeigen. Die Ergebnisse bestätigen auch, dass die Schadensentstehung ein relativ lokaler Prozess ist, so dass die Modelldarstellung bis zu einem gewissen Grad reduziert werden kann.

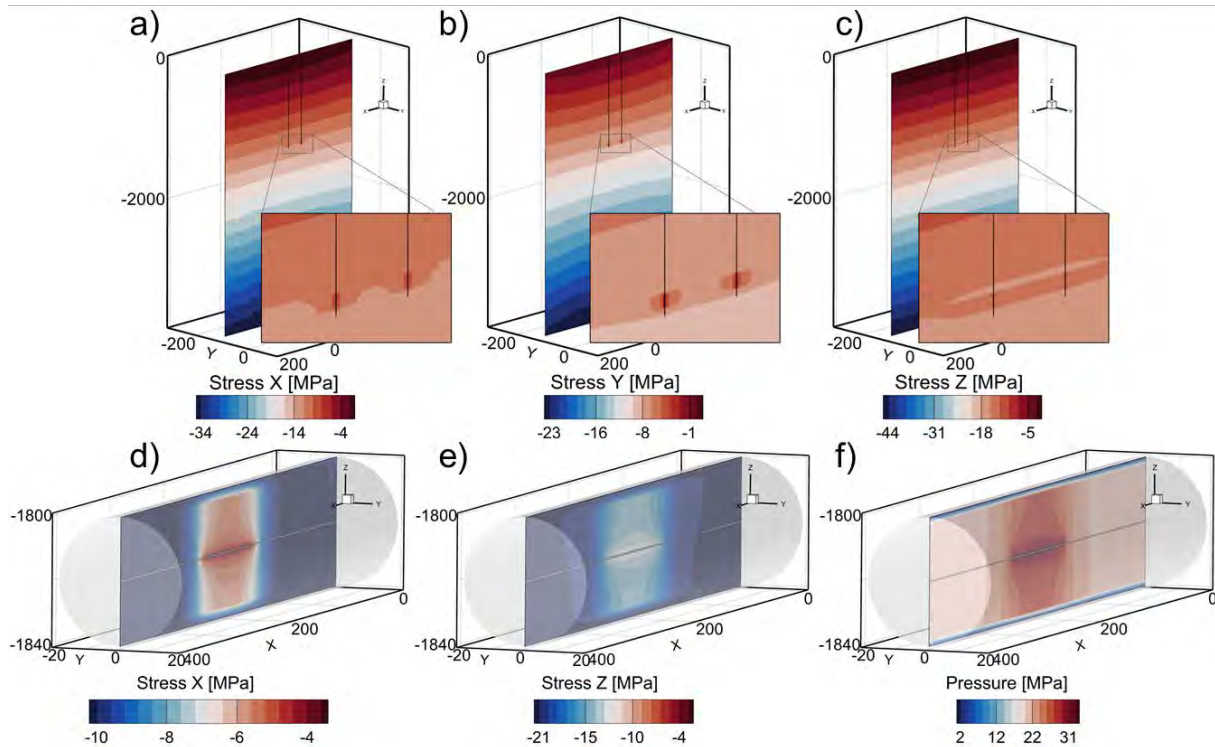


Abb. 25 (Von links nach rechts) Spannungsdigramme aus Modellen mit (oben) zwei vertikalen Bohrlochern und (unten) einem horizontalen Bohrloch.

Die Entwicklung der effektiven Spannungen entlang der Bohrlochwand und in Bereichen in 5 m Entfernung ist in Abb. 24 dargestellt. In der Abbildung wird ein Zugbruch eingeleitet, wenn der Mohr'sche Kreis die Zugfestigkeit des Materials erreicht ( $\sigma_t$ ), wie durch den roten Kreis dargestellt.

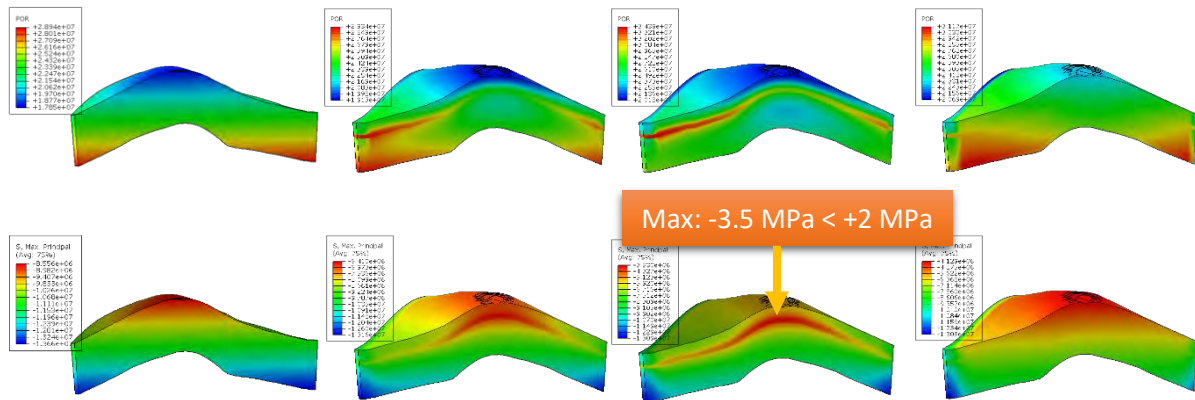


Abb. 26 Entwicklung des Porendrucks (oben) und der maximalen Hauptspannungen (unten) nach einer Injektionszeit von 30 Jahren und einer Nachinjektionszeit von 100 Jahren. Von links nach rechts: Ausgangszustand, nach 13 Jahren, nach 30 Jahren, nach der Injektionsperiode.

Es wurde ein Szenario untersucht, bei dem die Bruchgrenze in der abdichtenden Formation/dem Deckgestein und nicht in der Lagerstätteneinheit definiert wird. Darüber hinaus wurden alternative Szenarien mit zwei Injektionsbohrungen und einem horizontalen Bohrloch untersucht. Die Ergebnisse werden hier zusammenfassend dargestellt. Die Grenze für den Injektionsdruckgradienten wird auf **28.6 MPa/km** erhöht, wenn die Bruchgrenze auf der Integrität des Deckgesteins basiert. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die Lagerstätteneinheit eine sehr hohe Festigkeit aufweist und elastisch bleibt. Der Mindestabstand zwischen zwei Injektionsbohrlöchern wurde mit **50 m** ermittelt. Bei einer horizontalen Injektionsanordnung erhöht sich der Grenzwert für den Injektionsdruckgradienten auf **19.68 MPa/km**, wenn das Bohrloch parallel zum Azimut der minimalen horizontalen Spannung ausgerichtet ist.

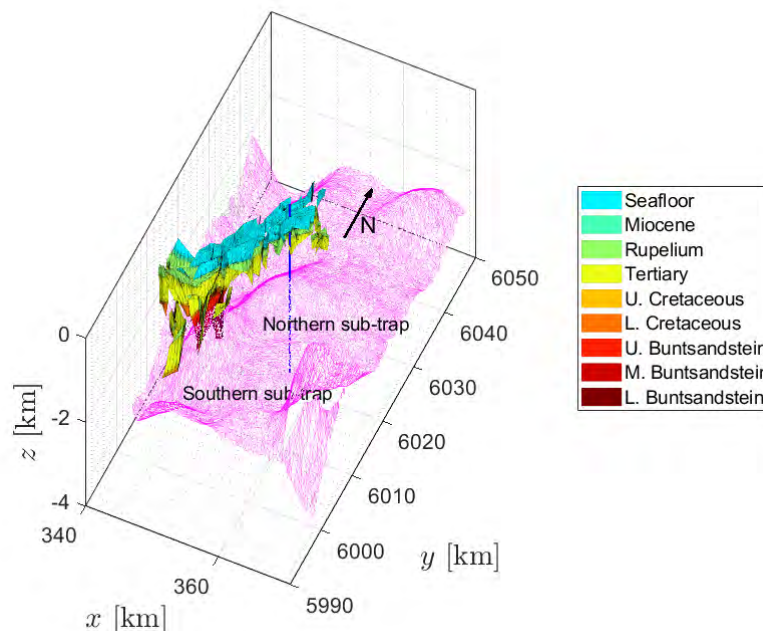


Abb. 27 Verwerfungen in der Nähe des Pilotgebiets A (Henni-Teilfall), gegliedert nach geologischen Schichten. Die Basis des Mittleren Buntsandsteins ist als magentafarbenes Netz dargestellt und der Gipfel der nördlichen Antiklinale ist durch eine vertikale blaue Linie markiert.

Die Spannungs-, Dehnungs- und Verschiebungsdiagramme der Modelle mit zwei vertikalen Bohrungen und einer horizontalen Bohrung sind in Abb. 25 dargestellt.

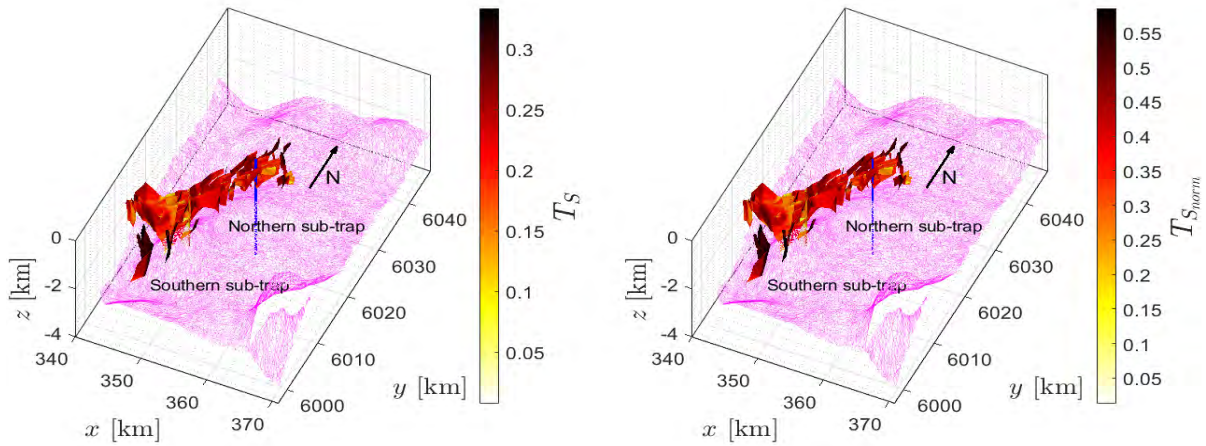


Abb. 28 Slip-tendency,  $T_s$ , und ihre normalisierte Form,  $T_{s_{norm}}$ , (je niedriger, desto besser,  $T_{s_{norm}} \geq 1$  kritisch) für die Verwerfungen in der Nähe des Pilotbereichs A unter Berücksichtigung der fehlenden Kohäsion.

Der Grenzwert für den Injektionsgradienten von 17.93 MPa/km wird anschließend in einer Fallstudie mit einem Subtrap-Modell im Pilotgebiet A (Henni-Antiklinale) verwendet. Das geologische Modell umfasst eine Fläche von  $7 \times 10$  qkm und eine Tiefe von 523 m. Es wurde ein Szenario mit einer 30-jährigen Injektionsdauer und einem Volumenstrom von  $2.5 \times 10^6$  m<sup>3</sup>/d betrachtet. Die Injektionsbohrung wird an der Flanke der Antiklinale positioniert, um die Druckgrenze für die Injektion zu erhöhen und die Restabscheidung zu verbessern. Bei diesem Szenario werden etwa 51.19 Mio.t CO<sub>2</sub> gespeichert. Während des Injektionszeitraums wird eine kritische maximale effektive Spannung von etwa -3.5 MPa erreicht (Abb. 26). Dies bedeutet, dass sich der kritische Bereich noch im Druckzustand befindet und somit Zugschäden (Brüche) unwahrscheinlich sind. Nach einem Zeitraum von 100 Jahren nach der Injektion ist die maximale Hauptspannung am kritischen Punkt (in der Nähe des Scheitelpunkts der Antiklinale) auf -4.85 MPa reduziert.

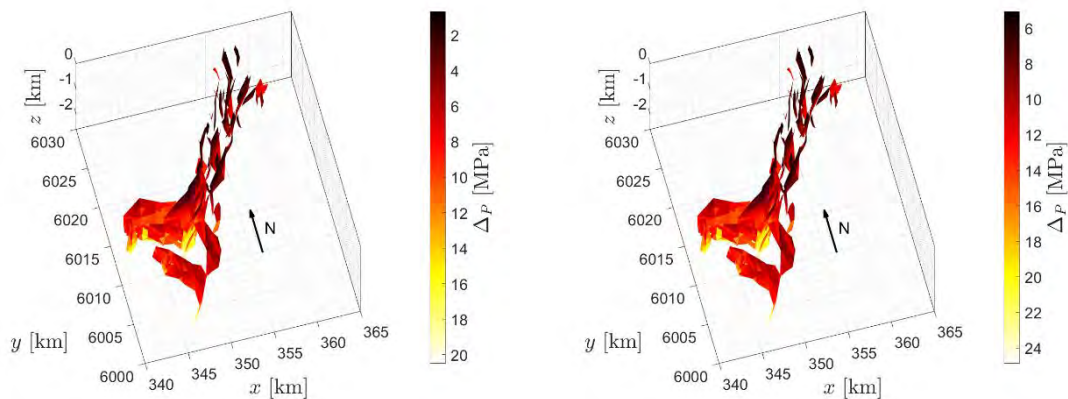


Abb. 29 Maximale nachhaltige Porendruckänderung,  $\Delta_P$ , der Verwerfungen in der Nähe des Pilotbereichs A: (links) Kohäsion=0 und (rechts) Kohäsion=2.5 MPa.

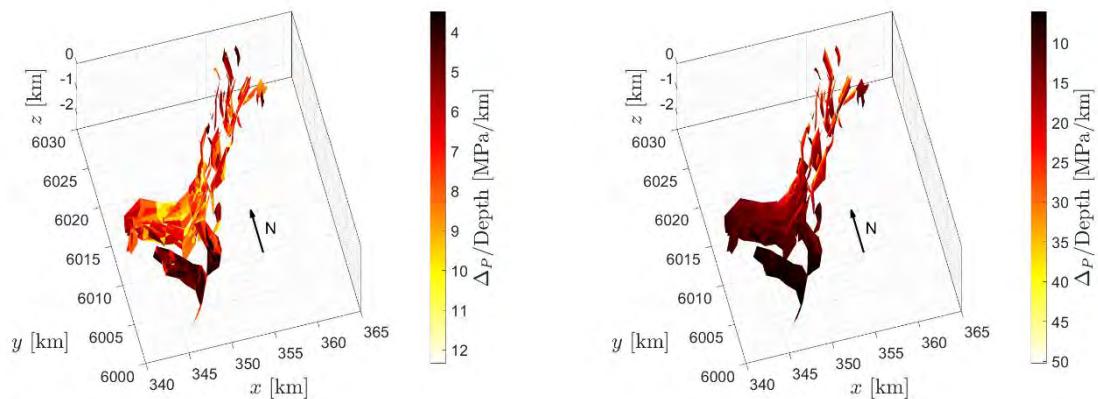


Abb. 30 Maximaler tragfähiger Porendruckgradient,  $\Delta P/\text{Depth}$ , der Verwerfungen in der Nähe des Pilotbereichs A: (links) Kohäsion=0 und (rechts) Kohäsion=2.5 MPa.

Zur Ermittlung potenzieller mikroseismischer Quellen (Ziel A2) wurde eine Analyse der Slip-Tendenz der Verwerfungen in der Nähe des Zielgebiets (Henni-Antiklinale) durchgeführt. Mit Hilfe der Rutsch-tendenzanalyse kann die Anfälligkeit eines Verwerfungssatzes für eine Reaktivierung unter Berücksichtigung seiner Ausrichtung, des Spannungszustands vor Ort und möglicher Spannungsänderungen ermittelt werden (Morris et al., 1996; Röckel et al., 2022). Wenn aufgrund der geringen natürlichen Seismizität des Gebiets keine ausreichenden Aufzeichnungen vorliegen, kann die Analyse auch zur Ermittlung potenzieller Herdmechanismen verwendet werden. Der Verwerfungsdatensatz stammt von der BGR, und der Datensatz wird nach geologischen Schichten aufgeschlüsselt (Abb. 27). Es wird ein Reibungskoeffizient von 0,57 angenommen (Röckel et al., 2022). Die meisten Verwerfungen in der Nähe der nördlichen Henni-Teilfalle befinden sich oberhalb des Reservoirs (Mittlerer Buntsandstein) in der Tertiärschicht. In der südlichen Subtrap kreuzen einige Verwerfungen die Speicherschicht und könnten bei einer Injektion durch direkte Spannungs- und Porendruckmigration beeinflusst werden.

Die Analysen werden unter Berücksichtigung von Kohäsion=0 und einem qualitativen Wert von 2,5 MPa durchgeführt. Reyer und Philipp (2014) berichteten, dass bei einer Reihe von Aufschluss- und Bohrlochproben aus dem Nordwestdeutschen Becken eine hohe einaxiale Festigkeit beobachtet wurde, was auf eine sehr hohe Kohäsion hinweist. Die Ergebnisse der ersteren (ohne Kohäsion) zeigen, dass **eine maximale Rutsch-tendenz von 0.33** beobachtet wird (Abb. 28 (links)), während der Maximalwert in seiner normalisierten Form **0.58** beträgt (Abb. 28 (rechts)). Wenn eine Kohäsion von 2,5 MPa berücksichtigt wird, verringert sich die maximale Rutsch-tendenz auf **0.26** und normalisierte Form auf **0.46**. Die ersten Ergebnisse zeigen, dass die Verwerfungen entlang der Verwerfungsregion und in der Tiefe verteilt sind. Die Einbeziehung der Kohäsion in die Analyse verbessert vor allem die Gleitneigung der flacheren Verwerfungen (im Neogen) (Abb. 28 (rechts)), da die Kohäsion tiefenunabhängig ist.

Um die Bedeutung dieser Ergebnisse im Rahmen des Projekts besser zu verstehen, wird die Formulierung der Rutsch-tendenz modifiziert, um die maximale nachhaltige Porendruckänderung des Störungsdatensatzes zu berechnen. Sie ist definiert als die Porendruckänderung, die erforderlich ist, um eine Verwerfung in die Reaktivierung oder in einen Schlupf zu bringen. Die Analyseergebnisse (Abb. 29) zeigen, dass die maximale Porendruckänderung **~0.61 MPa** beträgt, wenn keine Kohäsion vorliegt, und **~5.0 MPa**, wenn Kohäsion berücksichtigt wird. Die Verwerfungen mit diesen Werten befinden sich im Tertiär oder darüber. Im Mittleren Buntsandstein beträgt die tolerierbare Porendruckänderung **~6.0 MPa**. Die Berücksichtigung der Kohäsion wirkt sich linear aus und ändert somit nicht die Lage der gefährdeten Verwerfungen.

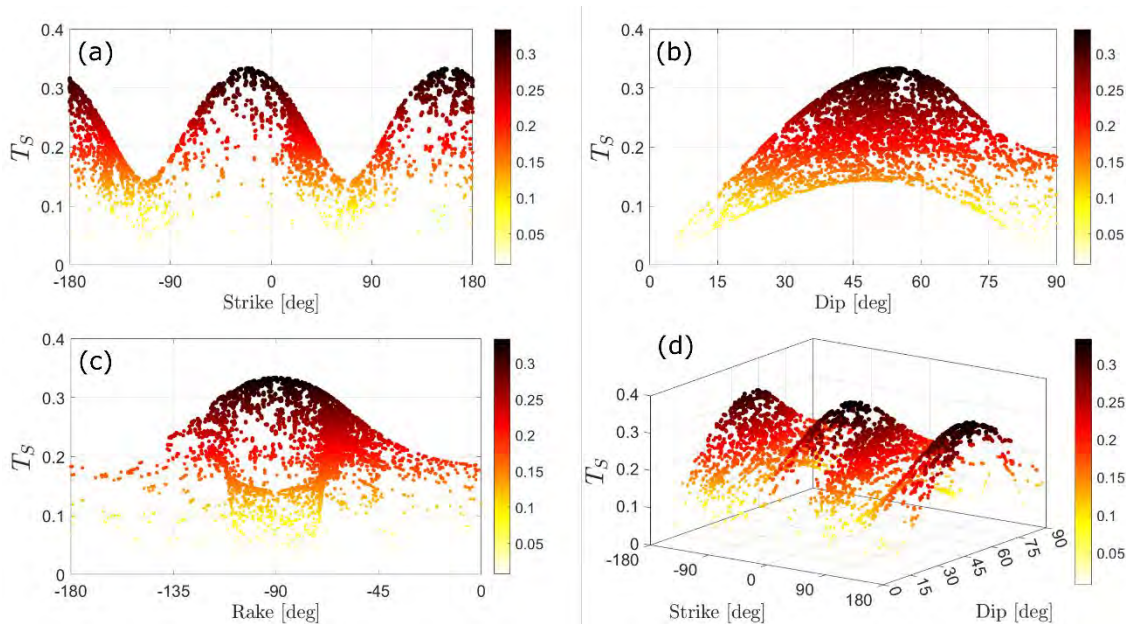


Abb. 31 Rutschintensität,  $T_S$ , im Verhältnis zu (a) Streichen, (b) Einfallen und (c) Neigung und (d) im Querverhältnis zu Streichen und Einfallen.

Alternativ können die Werte auch als maximaler Porendruckgradient dargestellt werden, der dann mit der Injektionsgrenze in Beziehung gesetzt werden kann. Die Analyse ohne und mit Berücksichtigung der Kohäsion (Abb. 30) ergab eine Konzentration anfälliger Verwerfungen in der Nähe der südlichen Subtrap. Auch in der Nähe der nördlichen Subtrap sind mehrere flache verwundbare Verwerfungen zu beobachten. Die Einbeziehung der Kohäsion führt in diesem Fall zu einer deutlichen Verbesserung der maximalen Gradienten für flache Störungen. Einige kritische Verwerfungen werden in der Nähe der südlichen Subtrap mit einem tolerierbaren Gradienten von  $\sim 3.5 \text{ MPa/km}$  identifiziert, wenn keine Kohäsion berücksichtigt wird.

Um potenzielle Fokalmechanismen des Verwerfungssatzes zu identifizieren, werden die Rutschintensitäten in Bezug auf Streichen, Einfallen und Neigung der Verwerfungen dargestellt. Die kritischen Fokalmechanismen werden als (Streichen, Einfallen, Neigung)  $340^\circ$ ,  $55^\circ$  und  $-90^\circ$  für Nord-Nordwest und  $340^\circ$ ,  $54.74^\circ$  und  $93.30^\circ$  für Süd-Südost identifiziert (Abb. 31). Darüber hinaus kann die potenzielle Momentengröße, die von den Verwerfungsclustern ausgelöst werden kann, mit Hilfe der Skalierungsbeziehung für die Fläche einer Verwerfung nach Kanamory und Brodsky (2004) abgeschätzt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die Verwerfungscluster in der **tertiären** Schicht über der **nördlichen Subtrap** eine maximale Momentenstärke von **1.65** aufweisen (Abb. 32 (oben links)). Allerdings weisen nicht alle diese Cluster eine hohe Rutschintensität auf. Die ungünstigste Kombination ergibt sich aus einem Cluster mit einer Rutschintensität von **0.31** und einer potenziellen Magnitude von **1.41**. In der Nähe der südlichen Subtrap weisen einige Verwerfungscluster eine Kombination aus relativ hoher Rutschintensität und hoher potenzieller Magnitude auf, z. B.:  $T_S$  von **0.24** und  $M_W$  von **2.2**;  $T_S$  von **0.32** und  $M_W$  von **1.81**. Da die Verwerfungscluster im Tertiär über der Hauptabdichtungsschicht (Unterkreide) liegen, ist das Risiko für solche Ereignisse mit einer hohen Magnitude in der nördlichen Subtrap weniger wahrscheinlich als in der Nähe der südlichen Subtrap.

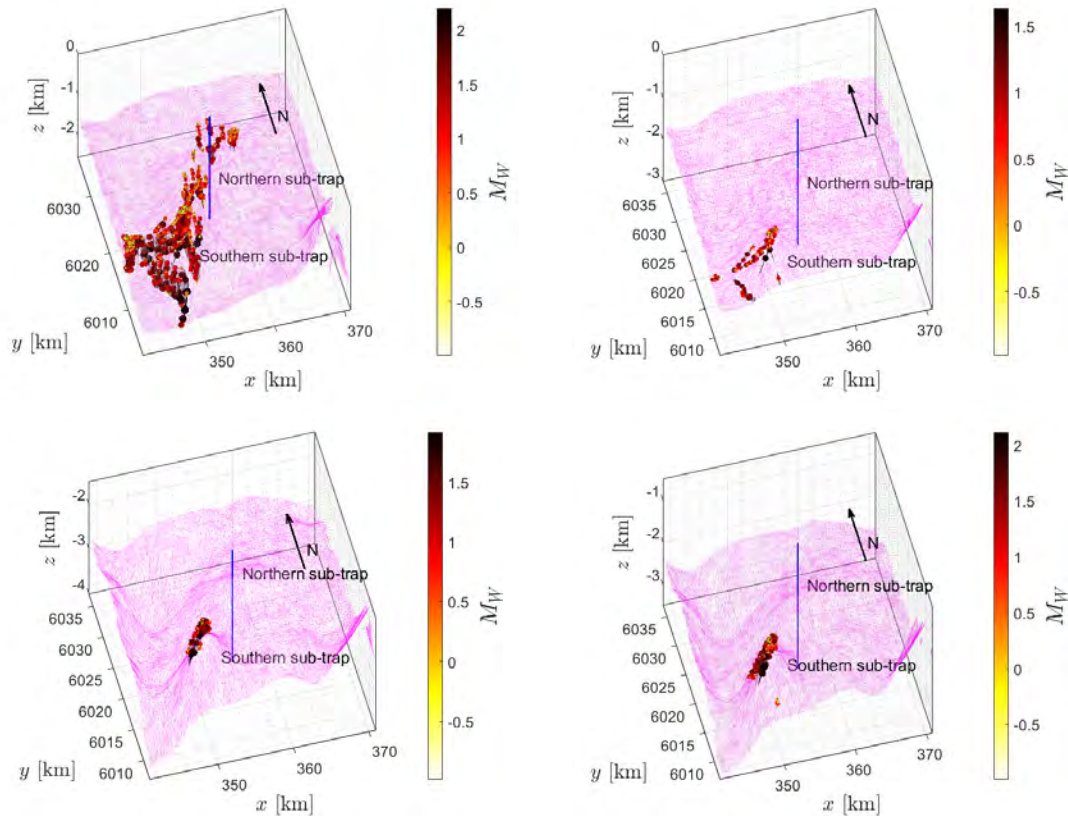


Abb. 32 Potenzielle Momentenstärke,  $M_W$ , der Verwerfungscluster in der Nähe des Pilotgebiets A: (im Uhrzeigersinn von links oben) Verwerfungscluster in den Schichten des Tertiärs, der Oberkreide, des Oberen Buntsandsteins und des Mittleren Buntsandsteins.

Im

**Mittleren Buntsandstein**, in dem sich die Lagerstätteneinheit befindet, wird in der Nähe der südlichen Subtrap eine maximale Magnitude von **1.91** (Abb. 32 (unten links)) beobachtet. Allerdings ist auch diese Verwerfung nicht kritisch orientiert (Rutschtenz=0.16). Der gleiche Trend ist bei den Verwerfungsclustern in der **Oberkreide, der Unterkreide, dem Oberen Buntsandstein** und dem **Unteren Buntsandstein** zu beobachten, bei denen die kritisch orientierten Cluster eine potenzielle Größe von 0.25, 0.98, -0.25 bzw. 0.14 aufweisen.

Auf der Grundlage dieser Ergebnisse kann die folgende Zusammenfassung für den **Meilenstein M2** formuliert werden. Die BHP-Grenze wird mit ~17.9 MPa/km angegeben. Diese Grenze kann durch den Einsatz mehrerer Injektionsbohrungen oder einer gut ausgerichteten horizontalen Bohrung erhöht werden. Die langfristige Injektionssimulation zeigt, dass das Reservoir nach der Injektionsperiode eine Spannungserholung aufweist.

Der kritische Fokalmekanismus wird als Streichen=340°, Einfallen=55° und Neigung=-90° für NNW und Streichen=155°, Einfallen=55° und Neigung=-93° für SSO. identifiziert. Cluster von anfälligen Verwerfungen mit direktem Migrationspfad befinden sich in der südlichen Subtrap, während die Cluster in der nördlichen Subtrap durch mehrere Dichtungsschichten getrennt sind. Aus dieser Perspektive ist die nördliche Subtrap mit einem geringeren Risiko für induzierte Seismizität behaftet, da es dort keine Störungscluster mit direktem Migrationspfad gibt.

Das maximale potenzielle Moment in der nördlichen Subtrap beträgt  $M_W=1.65$ , ohne direkten Migrationspfad. In der südlichen Subtrap wird ein Cluster mit einem Potenzial von  $M_W=1.91$  und geringer Rutschtenz beobachtet, und es wird eine direkte Verbindung zum Reservoir festgestellt. In der tertiären Schicht weisen einige Cluster in der Nähe der südlichen Subtrap eine Kombination aus hohen potenziellen Momentgrößen und hohen Rutschtenz auf, z. B.:  $T_S=0.24$  und  $M_W=2.2$ ;  $T_S=0.32$

und  $M_W=1.81$ . Auf dieser Grundlage ist die nördliche Subtrap aufgrund des deutlich geringeren Risikos induzierter Seismizität vorzuziehen.

### 1.7 Numerische Simulation der Wellenausbreitung im Falle eines potenziellen mikroseismischen Ereignisses und der daraus resultierenden Bodenbewegung (M3)

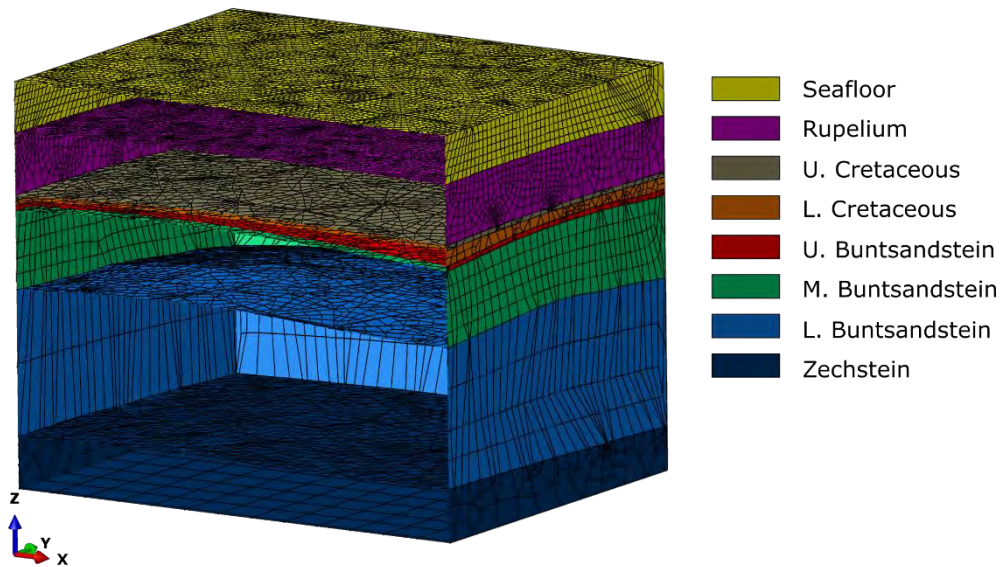


Abb. 33 Eine Schnittansicht des digitalen Modells der nördlichen Subtrap im Pilotgebiet A.

In Übereinstimmung mit dem oben genannten Ziel haben wir unsere hybride Randelemente-Finite-Elemente-Methode verbessert, um Probleme mit beliebig geschichteten Halbräumen zu berücksichtigen (Aji, H., Wuttke, F. & Dineva, P. (2022) 3D structure-soil-structure interaction in an arbitrary layered half-space. *Soil Dynam Earthq Eng*, 159. doi:<https://doi.org/10.1016/j.soildyn.2022.107352>) und Doppelkoppelquellen (Aji, H. (2023) Hybrid BEM-FEM for 2D and 3D dynamic soil-structure interaction considering arbitrary layered half-space and nonlinearities. Ph.D. thesis, Kiel University). Eine weitere Verbesserung der Methode für beliebige seismische Quellenplatzierungen wurde erfolgreich entwickelt und wird derzeit zur Veröffentlichung vorbereitet.

Table 2 Materialeigenschaften des geologischen Modells für Wellenausbreitungssimulationen.

Lithologie	E-Modul (GPa)	Poissonzahl	Scherw.geschwind. (m/s)	Longi.w.geschwind. (m/s)	Dichte (kg/m <sup>3</sup> )
Erdoberfläche	2.117	0.44	612.43	1871.00	1960
Rupelium	3.449	0.43	784.46	2238.50	1960
Oberkreide	20.348	0.30	1844.64	3451.00	2300
Unterkreide	9.310	0.38	1211.07	2752.80	2300
Oberer Bundsa.	22.014	0.31	1797.69	3425.80	2600
Mittlerer Bundsa.	28.246	0.28	2060.04	3726.75	2600
Unterer Bundsa.	41.174	0.23	2547.24	4284.75	2600
Zechstein	38.272	0.20	2755.68	4500.00	2100

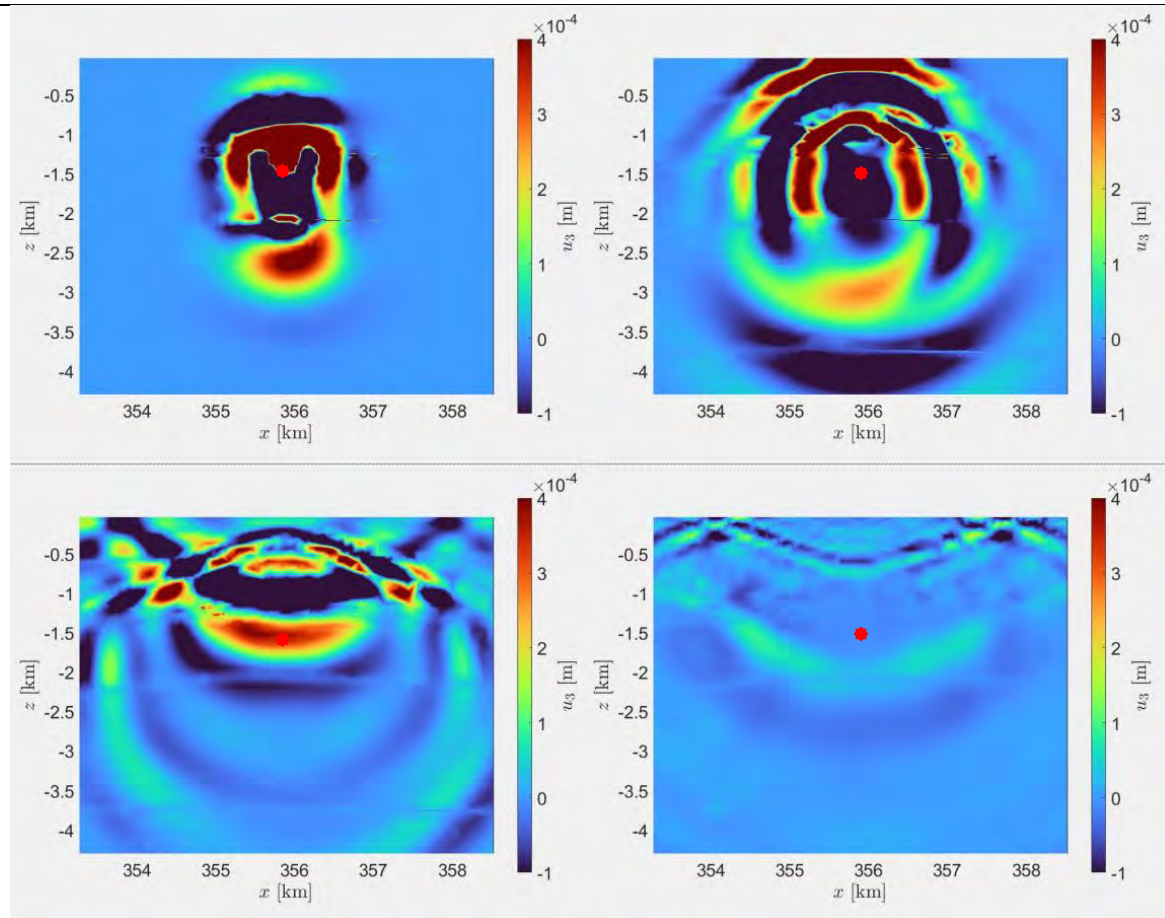


Abb. 34 Vertikale Verschiebungskomponente entlang  $y=6021.984$  km, erhalten aus einer Wellenausbreitungssimulation eines mikroseismischen Ereignisses mit  $M_W=2$ , Tiefe=1600 m (Mittlerer Buntsandstein), Streichen=340°, Einfallen=55°, und Neigung=-90°. Die Position der Quelle ist durch einen roten Stern gekennzeichnet.

Die Studie zur seismischen Wellenausbreitung konzentriert sich auf das Pilotgebiet A, da hier das Risiko einer direkten Verbindung zu bekannten Verwerfungen geringer ist. Die lithologische Geometrie für diese Studie basiert auf den Horizontdaten der BGR und der Geohydromodellierungsgruppe der CAU Kiel (AP 2.3). Das geologische Modell umfasst ein Gebiet mit einer Länge von 5.25 km und einer Tiefe von 4.25 km, das sich vom Meeresboden bis zur Zechsteinschicht erstreckt (Abb. 33). Die Materialeigenschaften für die Simulation sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Diese Werte wurden aus den von Jaritz et al. (1991) veröffentlichten Longitudinalwellengeschwindigkeitsdaten abgeleitet. Das Scherwellenprofil wird dann anhand der von Castagna et al. (1985) für siliklastische Gesteine vorgeschlagenen Beziehung berechnet, während die Dichten anhand der von Roest und Kuilman (1993) vorgeschlagenen Beziehung abgeleitet werden. Um den Rechenaufwand zu verringern, werden in den miozänen und tertiären Schichten Vereinfachungen vorgenommen. Aus dem gleichen Grund wird die Lagerstätteneinheit im Mittleren Buntsandstein nicht als separate Schicht modelliert.

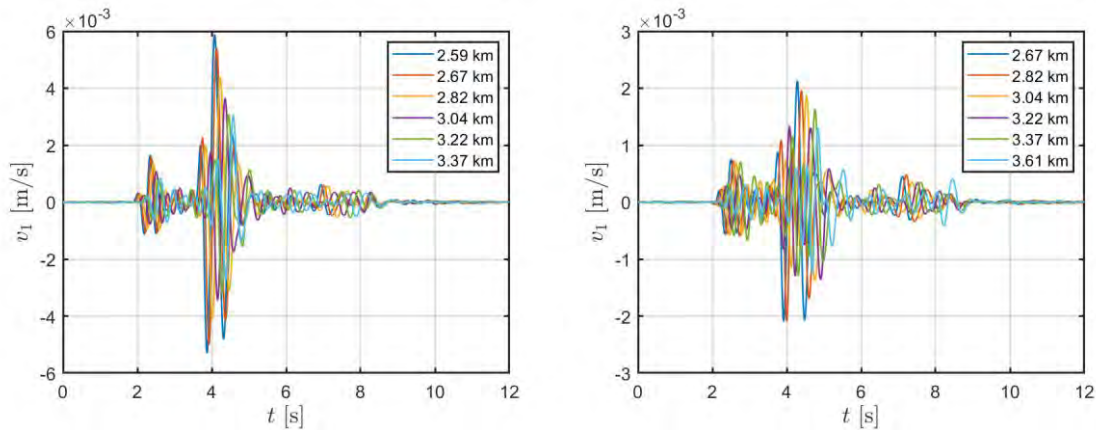


Abb. 35 Ost-West-Verschiebungskomponenten an verschiedenen Punkten in nordwestlicher Richtung, erhalten aus einer Wellenausbreitungssimulation eines mikroseismischen Ereignisses mit  $M_W=2$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $54.86^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ , (links) Tiefe=1600 m und (rechts) Tiefe=1800 m

Basierend auf den Ergebnissen der Rutschendenzanalyse wird in den Simulationen eine Momentgröße  $M_W=2$  berücksichtigt. Die seismische Quelle befindet sich im Mittleren Buntsandstein, entsprechend der Lage des Speichers, in einer Tiefe von 1600 m, wobei ein Ereignis angenommen wird, das direkt mit der Injektion zusammenhängt. Die Hauptabdichtungsschicht ist die Unterkreide. Das Epizentrum der Quelle liegt ungefähr über dem Gipfel des Speichers ( $32V$   $x=355.90$  km E,  $y=6021.98$  km N). Der fokale Mechanismus ist wie folgt: (Streichen, Einfallen, Neigung)  $340^\circ$ ,  $55^\circ$  und  $-90^\circ$ . Es wird eine parametrische Studie durchgeführt, um die Einflüsse (1) der **Tiefe der seismischen Quelle**, (2) der **Schicht der seismischen Quelle**, (3) ihres **Fokalmechanismus** und (4) ihrer **horizontalen Position** relativ zu den betrachteten Windparks zu untersuchen.

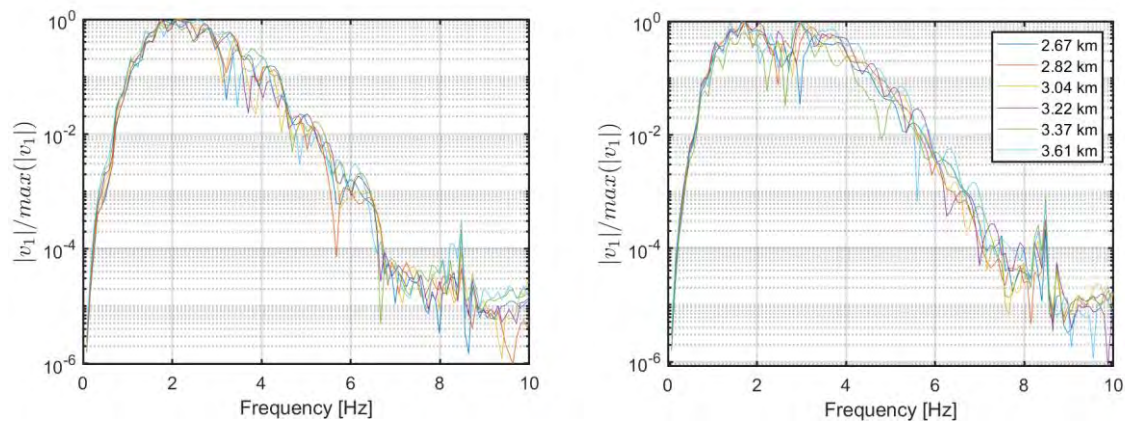


Abb. 36 Normalisierte Frequenzspektren der in Abb. 13 dargestellten Ost-West-Verschiebungskomponente.

Das Ergebnis einer Simulation mit den oben genannten Parametern ist in Abb. 34 dargestellt. Der fokale Mechanismus führt zu Wellenfeldern, die von horizontalen Bewegungen dominiert werden. Die Hauptbodenbewegungen findet bei  $t=(3.5,5.0)$  s statt. Die resultierenden Bodenbewegungen für seismische Ereignisse in 1.6 km und 1.8 km Tiefe sind in Abb. 35 dargestellt, während die normalisierten Frequenzspektren in Abb. 36 gezeigt werden, die dominante Frequenzen hauptsächlich zwischen **1.0-4.5 Hz** aufweisen. Der tieffrequente Anteil überschneidet sich mit hoher Wahrscheinlichkeit mit den Eigenfrequenzen der Windkrafttürme.

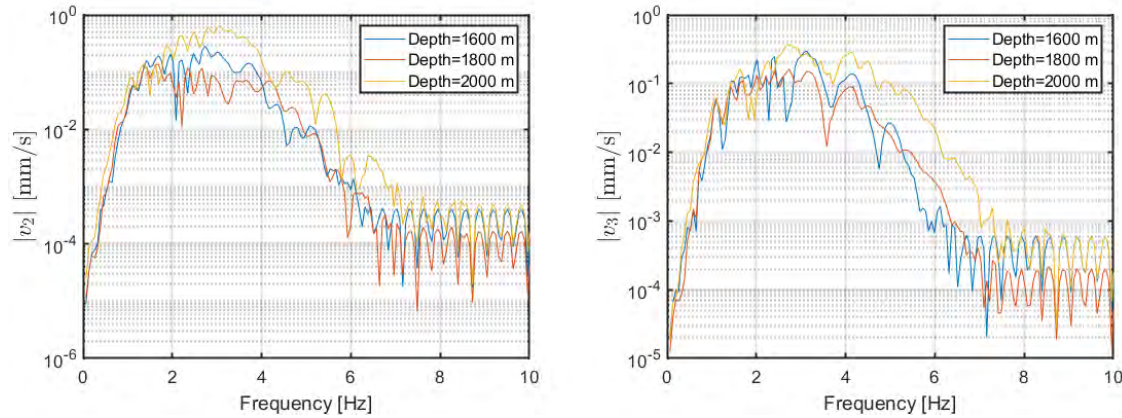


Abb. 37 Frequenzspektren der horizontalen Geschwindigkeitskomponenten aus Wellenausbreitungssimulationen von mikroseismischen Ereignissen mit verschiedenen Tiefen,  $M_W=2$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ : (links) Nord-Süd-Komponente und (rechts) vertikale Komponente.

In der Nähe der Subtraps liegt die Mittlere Buntsandsteinschicht in etwa 1.4-2.1 km Tiefe. Abb. 35 und 36 zeigen, dass die Verlagerung des Hypozentrums des Ereignisses in die Mitte der Schichtdicke einen erheblichen Einfluss auf die Amplituden und den Frequenzgehalt der Bodenbewegungen hat. Abb. 36 (rechts) zeigt, dass das Ereignis mit einem tieferen Hypozentrum zu einer größeren Wellenstreuung führt, was sich in einer größeren Variation des Frequenzgehalts zwischen den Aufzeichnungen niederschlägt. Eine weitere Verschiebung der seismischen Quellposition in eine Tiefe von 2 km (in der Nähe der Unterlagsbasis) führt jedoch zu folgenden Änderungen der maximalen Verschiebungen: +313% (Ost-West), +145% (Nord-Süd), +93% (vertikal) (Abb. 37). Das tiefere Hypozentrum führt auch zu einem höheren Frequenzgehalt. Diese Ergebnisse verdeutlichen den Einfluss der Reflexion, d. h. des Steifigkeitskontrasts entlang der Schichtgrenze, auf die Bodenbewegungen.

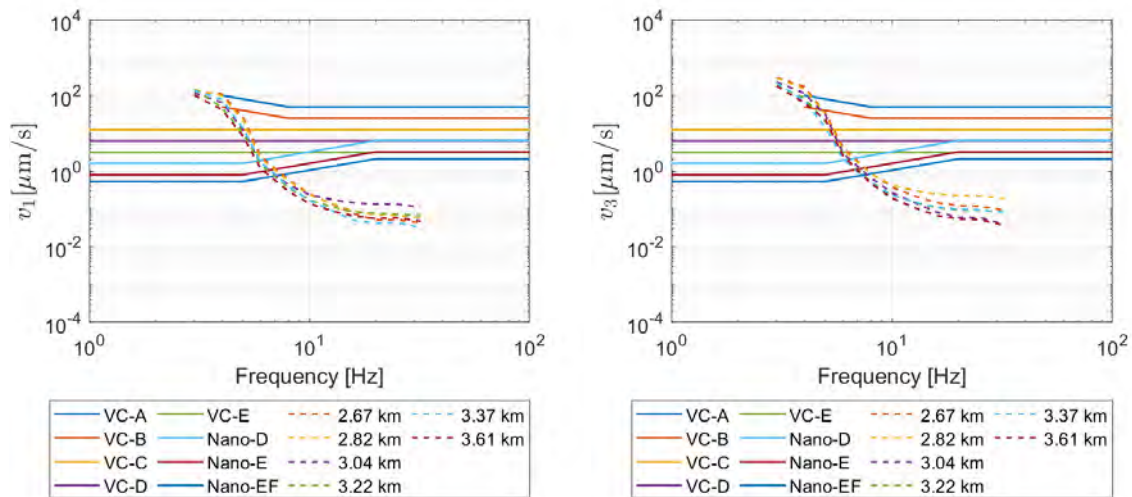


Abb. 38 Terzspektren der (links) Ost-West- und (rechts) Vertikalgeschwindigkeiten an verschiedenen Punkten in nordwestlicher Richtung aus der Wellenausbreitungssimulation eines mikroseismischen Ereignisses mit  $M_W=2$ , Tiefe= $1600\text{ m}$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ , verglichen mit den Erschütterungsschwellenwerten nach VDI-2038.

Um die Schwere der Bodenbewegungen zu beurteilen, werden deren Terzspektren den Erschütterungsschwellenwerten nach VDI-2038 gegenübergestellt (Abb. 38). Es ist festzustellen, dass der niederfrequente Anteil der Bodenbewegungen über den definierten Schwellenwerten liegt und zu Betriebsproblemen für Infrastrukturen oder Maschinen führen kann, die im Umkreis von  $\sim 3\text{ km}$  um das Epizentrum betrieben werden.

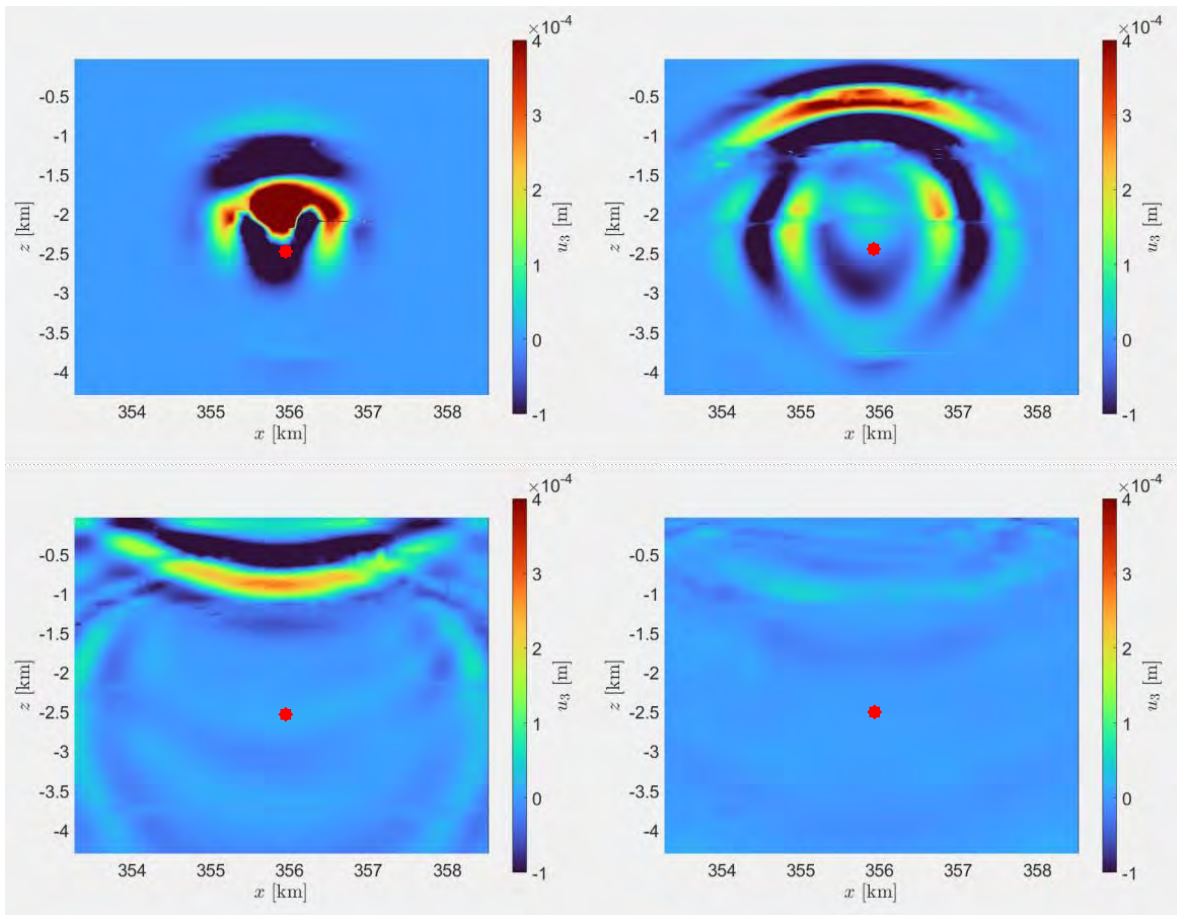


Abb. 39 Vertikale Verschiebungskomponente entlang  $y=6021,984$  km, erhalten aus einer Wellenausbreitungssimulation eines mikroseismischen Ereignisses mit  $M_W=2$ , Tiefe=2500 m (Unterer Bundsandstein), Streichen=340°, Einfallen=55° und Neigung=90°. Die Position der Quelle ist durch einen roten Stern gekennzeichnet.

Das Ergebnis einer Simulation mit einer seismischen Quelle im Unteren Buntsandstein ist in Abb. 39 dargestellt. Die Abbildung zeigt eine flachere Form des oberflächennahen Wellenfeldes als Folge der Lage des Hypozentrums und der Schichtung. Aufgrund der höheren Steifigkeit des Unterbodens führen Ereignisse in dieser Schicht zu Bodenbewegungen, die im Vergleich zu Ereignissen im Mittleren Buntsandstein von höheren Frequenzanteilen dominiert werden (Abb. 40).

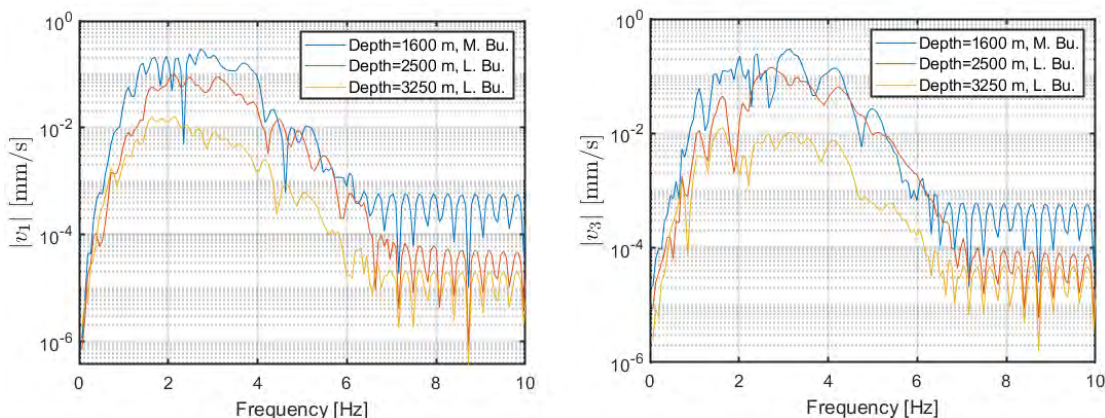


Abb. 40 Frequenzspektren der horizontalen Geschwindigkeitskomponenten aus Wellenausbreitungssimulationen von mikroseismischen Ereignissen mit verschiedenen Tiefen,  $M_W=2$ , Streichen=340°, Einfallen=55° und Neigung=90°: (links) Ost-West-Komponente und (rechts) vertikale Komponente.

Der Einfluss einer geringfügigen Änderung des Fokalmechanismus wird untersucht, indem die Werte für Streichen, Neigen und Neigung verändert werden. Die parametrische Studie zeigt, dass Abweichungen von  $\pm 20^\circ$  im Streichen,  $\pm 8^\circ$  im Neigen und  $-18^\circ$  im Neigen keine signifikante Auswirkung auf den

Frequenzgehalt der Bodenbewegungen an der Oberfläche haben. Sie kann jedoch zu einer erheblichen Änderung der Amplituden führen (Abb. 41). Eine Änderung der Neigung um  $\pm 8^\circ$  führt beispielsweise zu einer Änderung der Verschiebung um bis zu  $\pm 22\%$ , während eine Änderung des Neigungswinkels um  $-9^\circ$  eine Änderung der Verschiebung um  $-6\%$  bewirkt.

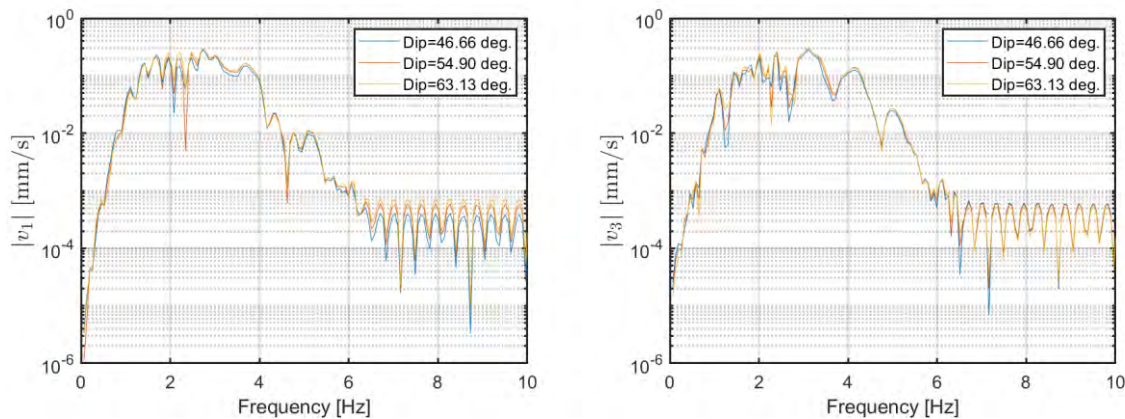


Abb. 41 Frequenzspektren der Geschwindigkeitskomponenten aus Wellenausbreitungssimulationen von mikroseismischen Ereignissen mit verschiedenen Streichen,  $M_W=2$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ : (links) Ost-West-Komponente und (rechts) vertikale Komponente.

Die Position der seismischen Quelle ist um  $\pm 500$  m nach (a) Nordwesten und (b) Süden verschoben, um den Einfluss der epizentralen Position auf die Bodenbewegungen an der Oberfläche zu untersuchen. Die Richtungen wurden entsprechend den Positionen der nächstgelegenen Windparks gewählt: (1) Global Tech I und Hohe See im Nordwesten und (2) Gode Wind 2 und mehrere geplante Cluster im Süden. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine Verschiebung des Epizentrums in größere Entfernung von einem Zielpunkt auch den Frequenzgehalt in einen niedrigeren Bereich verschiebt (Abb. 42).

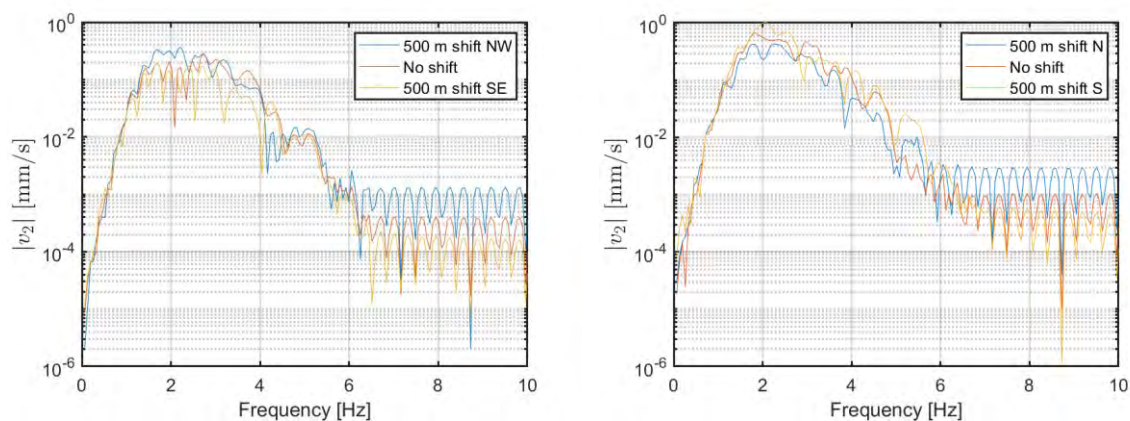


Abb. 42 Frequenzspektren der Ost-West-Geschwindigkeitskomponente aus Wellenausbreitungssimulationen von mikroseismischen Ereignissen mit verschiedenen Epizentrumspositionen,  $M_W=2$ , Tiefe= $1600$  m, Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ : (links) Verschiebungen entlang der Nordwest-Südost-Richtung, gemessen an einem Punkt  $3.37$  km nordwestlich des Gipfels der Antiklinale, und (rechts) Verschiebungen entlang der Nord-Süd-Richtung, gemessen an einem Punkt  $2.53$  km südlich des Gipfels. „No shift“ bezieht sich auf die Simulation eines Ereignisses mit einem Epizentrum entlang des Gipfels.

Zusammenfassend können folgende Schlussfolgerungen im Zusammenhang mit **Meilenstein M3** gezogen werden. Die Formulierung für Wellenausbreitungsprobleme wurde erfolgreich entwickelt und validiert. Eine weitere Verbesserung wird derzeit für die Veröffentlichung vorbereitet. Wellenausbreitungssimulationen von mikroseismischen Ereignissen werden auf der Grundlage seismischer Parameter durchgeführt, die aus einer Analyse der Rutschentendenz abgeleitet werden. Eine parametrische Studie konzentriert sich auf den Einfluss von (1) Quelltiefe, (2) Quellschicht, (3) Fokusmechanismus und (4) Epizentrenabstand.

Die Ergebnisse verdeutlichen die Komplexität des Problems. Im Allgemeinen führt eine tiefere Position des Hypozentrums zu geringeren Amplituden der Bodenbewegungen. Ereignisse, die in der Nähe von Gebieten mit einem hohen Steifigkeitskontrast auftreten, können jedoch zu Reflexionen führen, die wiederum die Amplituden der Bodenbewegungen an der Oberfläche erhöhen. Es zeigt sich, dass eine geringfügige Abweichung des Fokusmechanismus einen geringen Einfluss auf den Frequenzgehalt der Bodenbewegungen hat, aber zu einer signifikanten Änderung der Amplitude führen kann.

## 1.8 Bewertung der geotechnischen Risiken, die durch die Injektion für die Offshore-Infrastruktur entstehen

Die nächstgelegenen Windparks in der Nähe des Pilotgebiets A sind in Abb. 43 dargestellt. Die Entfernungen zu den nordwestlichen und südlichen Windparks betragen **27.90 km** und **25.91 km**. Zwei typische Offshore-Windturbinen (OWTs) werden modelliert: (1) ein **7-MW-Modell**, das im EnBW-Windpark Hohe See verwendet wird, und (2) ein **15-MW-Modell**. Letzteres soll in den Clustern im Süden des Pilotgebiets A, in der Nähe von Gode Wind 2, eingesetzt werden. Alle Windturbinenmodelle werden mit einer Monopile-Gründung modelliert. Die Modelle sind in Abb. 44 dargestellt.



Abb. 43 Windkraftanlagen in der Nähe des Pilotgebiets A.

Um das dynamische Verhalten der Windturbinen genau darzustellen, muss die Geometrie der Struktur im Detail definiert werden. In Ermangelung von Primärdaten von Windparkbetreibern wurden Trends auf der Grundlage von Geometriedaten gebauter und bekannter Windkraftanlagen abgeleitet (Tabelle 2). Diese Trends werden dann zur Ableitung der erforderlichen Details verwendet. Aus Eigenfrequenzanalysen der Modelle ergeben sich folgende Eigenfrequenzen: (**7 MW Modell**) 0.24 Hz, 1.58 Hz, 1.66 Hz, 3.55 Hz, 4.14 Hz; (**15 MW Modell**) 0.17 Hz, 1.29 Hz, 1.34 Hz, 3.37 Hz, 3.79 Hz. Die Positionen der Eigenfrequenzen in Bezug auf den Frequenzgehalt eines Ereignisses sind in Abb. 46 dargestellt.

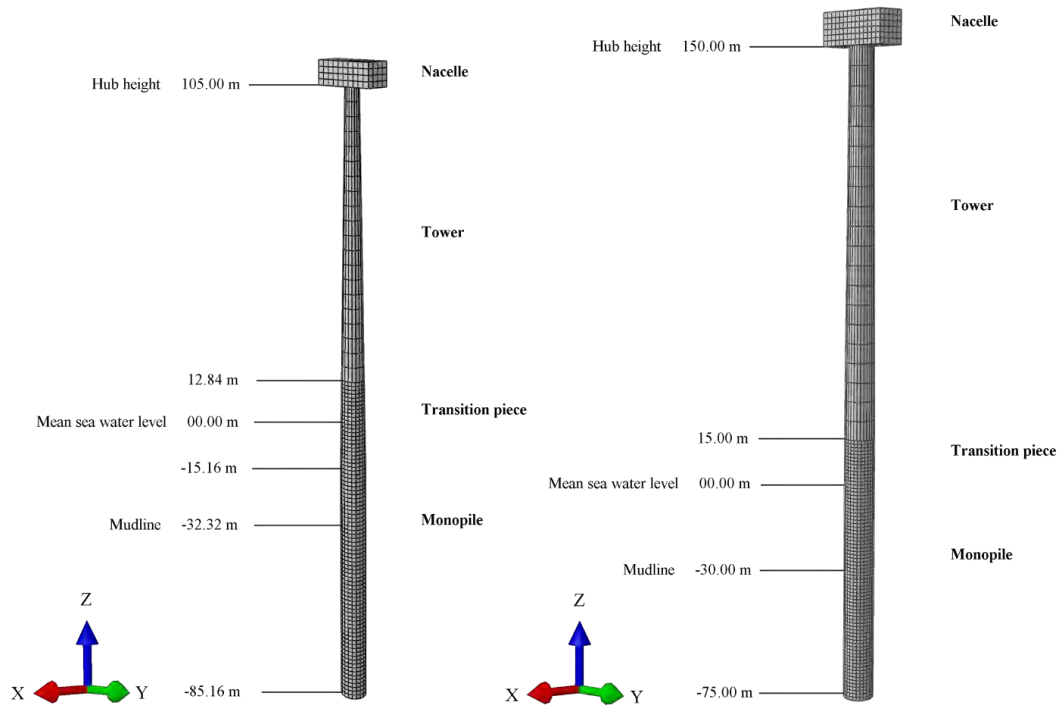


Abb. 44 Digitale Modelle von Offshore-Windkraftanlagen (OWT) in ABAQUS: (links) 7 MW und (rechts) 15 MW.

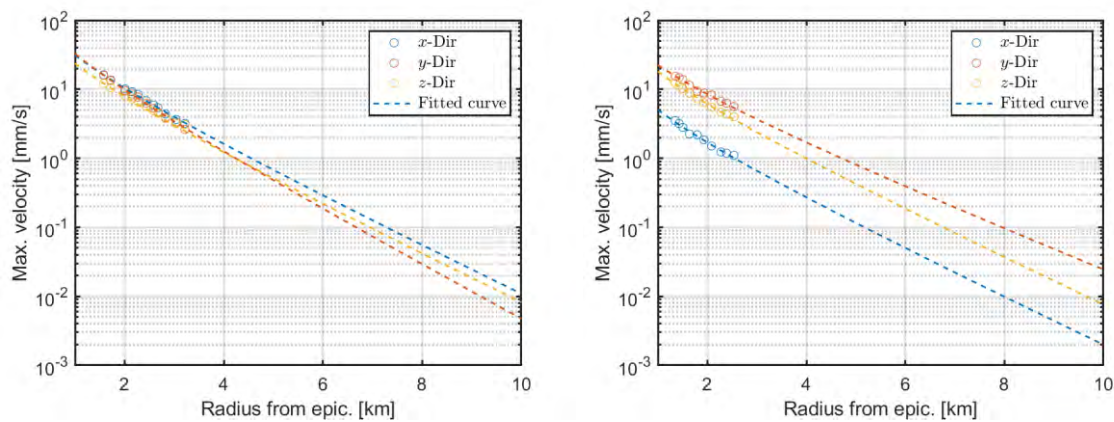


Abb. 45 Dämpfungsfunktionen für drei Geschwindigkeitskomponenten, abgeleitet aus Wellenausbreitungs-simulationen für (links) die nordwestliche und (rechts) die südliche Richtung nach Bornitz-Gleichung.

Aufgrund der Lage der Windparks können die OWTs nicht direkt in das Wellenausbreitungsmodell einbezogen werden. Stattdessen wird die Simulation der dynamischen Boden-Bauwerk-Interaktion indirekt durchgeführt. Dieser Ansatz ist immer noch gültig, da der Boden um die Fundamente relativ steif ist. In diesem Fall beträgt die mittlere Scherwellengeschwindigkeit auf den ersten 80 m >300 m/s. Zur Durchführung der indirekten Simulation müssen die Amplituden der Bodenbewegungen entsprechend der Entfernung herabgesetzt werden. Zu diesem Zweck werden Dämpfungsfunktionen auf der Grundlage der Ergebnisse der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Simulationen unter Verwendung der **Bornitz-Gleichung** (Richart et al., 1970) abgeleitet (Abb. 45). Andererseits werden die Frequenzmuster durch radiale Extrapolation des Musters der Übertragungsfunktion abgeleitet.

Table 3 Abmessungen der 7-MW und 15-MW OWT Strukturmodelle. Der hochgestellte „\*“ zeigt an, dass der Wert in der Literatur oder in Datenbanken gefunden wurde, während „\*\*“ anzeigt, dass der Wert aus linearen Gleichungen des Datensatzes abgeleitet würde.

	Dimension	Unit	7 MW	15 MW
Nacelle	Hub height*	[m]	105	150
	Dimensions ( $l \times h \times w$ )*	[m]	7.5 x 7.5 x 20	28 x 11 x 9
	Top mass	[tons]	486.2	1017
	Calculated nacelle density	[kg/m <sup>3</sup> ]	432.177778	366.8831169
Tower	Tower length**	[m]	88	129.6
	Top radius**	[m]	2.110	7.94
	Bottom radius**	[m]	3.355	10
	Top wall thickness*	[m]	0,022	0.024
	Bottom wall thickness*	[m]	0,036	0.04106
Transition piece	Length*	[m]	28	15
	Top radius**	[m]	3.345	5
	Bottom radius*	[m]	3.70	5
	Height above 0	[m]	12.84	15
	Wall thickness*	[m]	0.0489	0.044
Monopile	Total length*	[m]	70	75
	Embedded length*	[m]	52.84	45
	Radius*	[m]	3.70	5
	Wall thickness*	[m]	0.0489	0.055

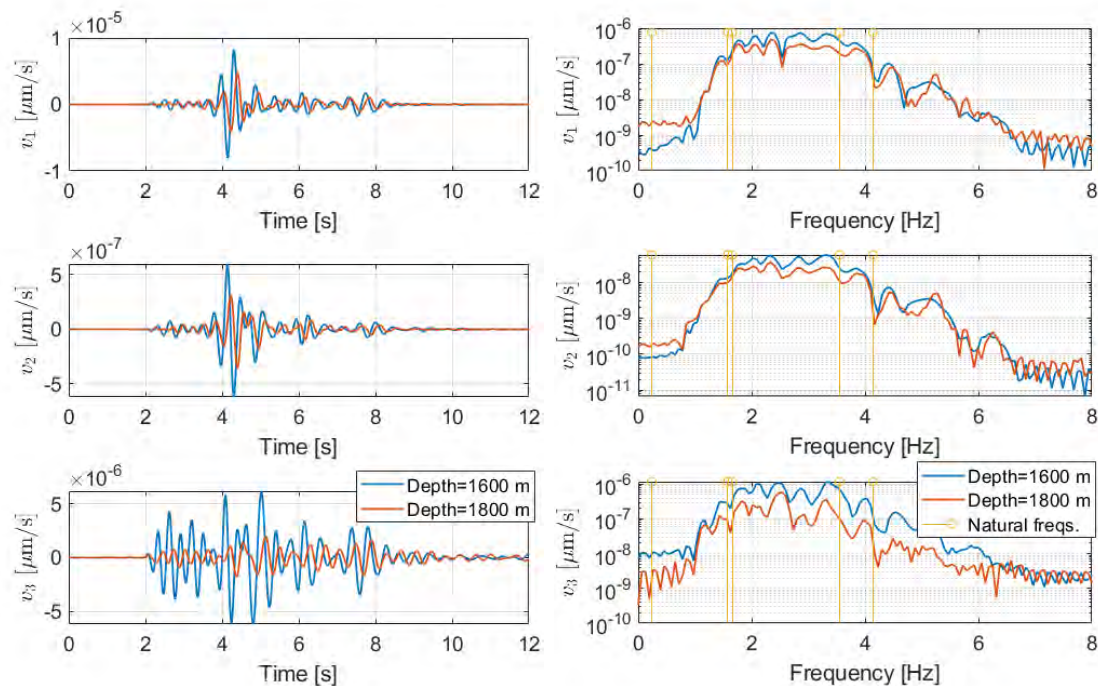


Abb. 46 Geschwindigkeits-Zeitverläufe im (links) Zeit- und (rechts) Frequenzbereich, die als Eingabe für das 7-MW-OWT-Modell verwendet wurden, sowie die Eigenfrequenzen des 7-MW-Modells. Die Diagramme vergleichen die skalierten Bodenbewegungen von mikroseismischen Ereignissen mit Tiefen von 1600 m und 1800 m,  $M_W=2$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ .

Die aus den Rayleigh-Wellendämpfungs- und Übertragungsfunktionsmustern abgeleiteten Eingangszeitverläufe sind in Abb. 46 dargestellt, die die reduzierten Ergebnisse des in Abb. 37 dargestellten Ereignisses zeigt (Tiefen von 1600 m und 1800 m). Abb. 46 (rechts) zeigt, dass die erste Eigenfrequenz des OWT relativ außerhalb des Frequenzinhalts der Bodenbewegungen liegt. Die nachfolgenden Eigenfrequenzen liegen jedoch innerhalb der Bandbreite der Bodenbewegungen.

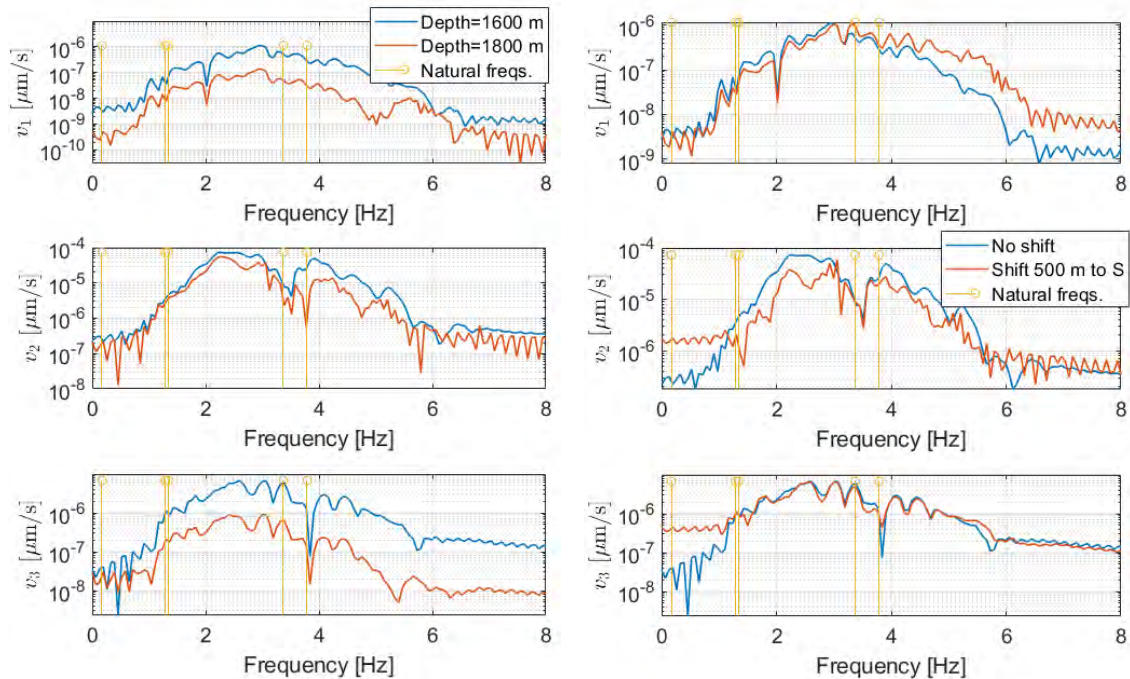


Abb. 47 Frequenzspektren der Geschwindigkeits-Zeitverläufe, abgeleitet aus mikroseismischen Ereignissen mit  $M_W=2$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ , die als Eingabe für das 15-MW-OWT-Modell verwendet wurden: (links) Vergleich von Ereignissen mit Tiefen von 1600 m und 1800 m und (rechts) Vergleich von Ereignissen mit einem Epizentrum, das sich auf dem Gipfel der Antiklinale befindet (keine Verschiebung), und einem, das um 500 m nach Süden verschoben ist.

Beispiele der verkleinerten Bodenbewegungen, die als Input für das 15-MW-OWT-Modell verwendet wurden, sind in Abb. 47 dargestellt, die auch den Schnittpunkt der Eigenfrequenzen des größeren OWT mit den Bandbreiten der Input-Zeitverläufe zeigen.

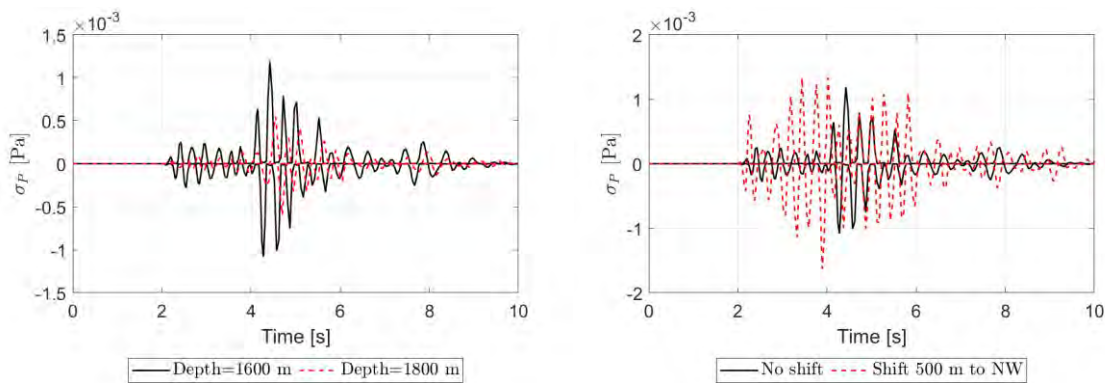


Abb. 48 Hauptspannungsverläufe in einem kritischen Element des 7-MW-OWT-Modells aufgrund von mikroseismischen Ereignissen mit  $M_W=2$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ : (links) Vergleich von Ereignissen mit einer Tiefe von 1600 m und 1800 m und (rechts) Vergleich von Ereignissen mit einem Epizentrum, das sich im Scheitelpunkt der Antiklinale befindet, und das um 500 m nach Nordwesten verschoben ist.

Beispiele für die Reaktion des 7-MW-OWT auf die Bodenbewegungen sind in Abb. 48 zu sehen, die die maximalen und minimalen Hauptspannungen eines kritischen Elements des OWT zeigt. Es ist zu erkennen, dass die Struktur zwar durch die Bodenbewegungen angeregt wird (Abb. 49), die durch die Schwingungen hervorgerufene Spannung jedoch relativ gering ist ( $<1$  Pa). Abb. 49 zeigt die Zeitverläufe eines Knotens entlang des Turms im Verhältnis zu einem Knoten entlang der Linie zwischen Fundament und Einbettung zeigt. Die Abbildung zeigt, dass die Struktur freie Schwingungen in alle

Richtungen aufweist, die der Hauptwelle in  $t$  zwischen 4–6 s folgen. Die freien Schwingungen weisen eine Frequenz von 3 bis 3.33 Hz auf, die in der Nähe einer der Eigenfrequenzen des Bauwerks liegt.

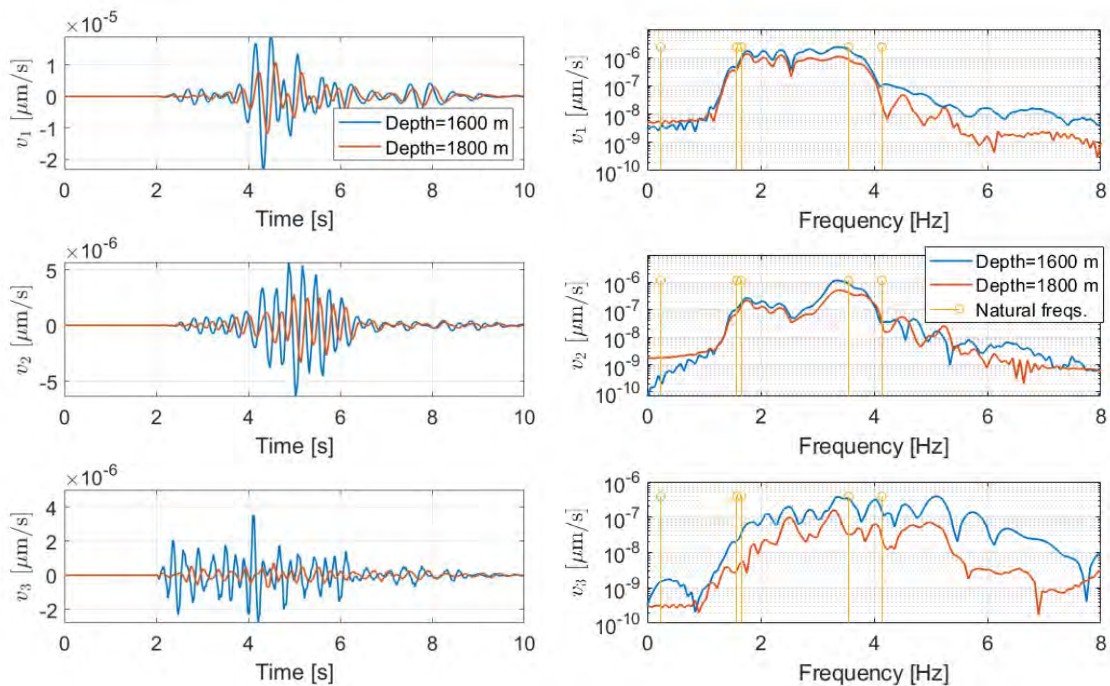


Abb. 49 Geschwindigkeit-Zeitverläufe im (links) Zeit- und (rechts) Frequenzbereich des 7-MW-OWT-Modells für die in Abb 24. gezeigten Ereignisse: (oben) Ost-West-Richt., (mitte) Nord-Süd-Richt., (unten) vertikale Richt.

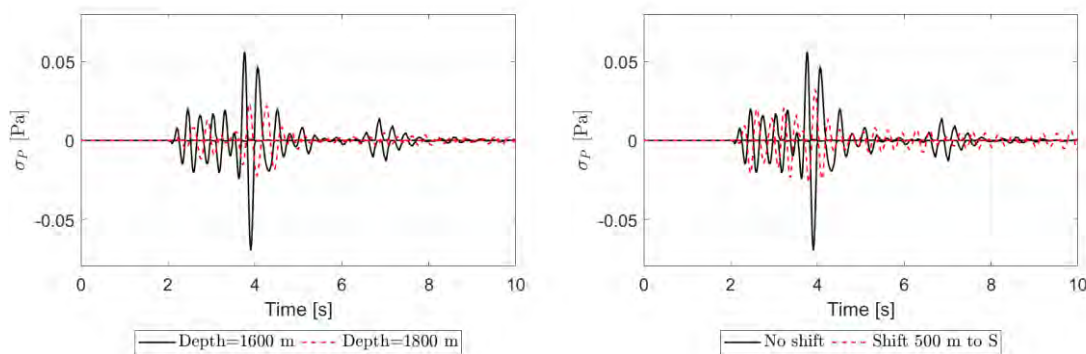


Abb. 50 Hauptspannungsverläufe in einem kritischen Element des 15-MW-OWT-Modells aufgrund von mikroseismischen Ereignissen mit  $M_W=2$ , Streichen= $340^\circ$ , Einfallen= $55^\circ$  und Neigung= $-90^\circ$ : (links) Vergleich von Ereignissen mit einer Tiefe von 1600 m und 1800 m und (rechts) Vergleich von Ereignissen mit einem Epizentrum, das sich im Scheitelpunkt der Antiklinale befindet, und das um 500 m nach Süden verschoben ist.

Die Hauptspannungsverläufe (Response) des 15-MW-OWT-Modells auf die in Abb. 47 gezeigten Eingaben sind in Abb. 50 dargestellt, die auch die starken Reaktionen der größeren Struktur auf die Erregungen mit einer Frequenz von  $\sim 3,5$  Hz zeigt. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Bodenbewegungen hauptsächlich die dritten Moden der Struktur beeinflussen. Die Abbildung, zeigen jedoch auch, dass die durch die Bodenbewegungen induzierten Spannungen sehr gering sind ( $<1$  Pa) und wahrscheinlich keine kurz- oder langfristigen Schäden verursachen (Abb. 51).

Abb. 52 zeigt den Vergleich der Antworten der 7-MW- und 15-MW-OWT-Modelle mit den VDI-2038-Grenzwerten. Die Terzdiagramme zeigen, dass die Frequenzamplituden der Antworten meist unter den

Schwellenwerten liegen und wahrscheinlich keine Betriebsprobleme verursachen werden. Die Wirkung der induzierten Seismizität wird durch den großen Abstand zwischen den Modellen abgeschwächt.

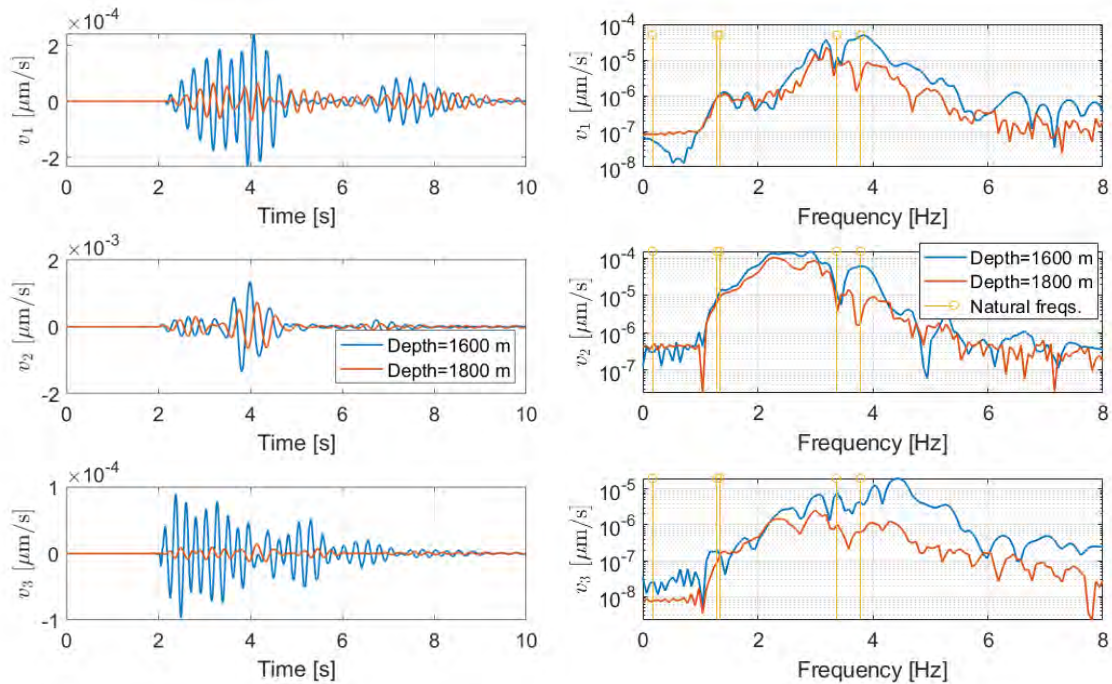


Abb. 51 Geschwindigkeit-Zeitverläufe im (links) Zeit- und (rechts) Frequenzbereich des 15-MW-OWT-Modells für die in Abb 25. gezeigten Ereignisse: (oben) Ost-West-Richt., (mitte) Nord-Süd-Richt., (unten) vertikale Richt.

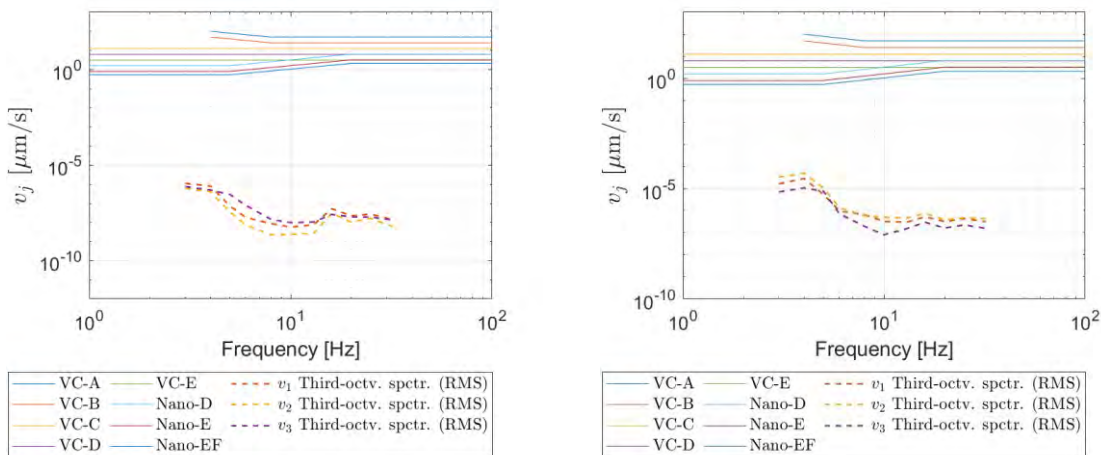


Abb. 52 Terzspektren der Geschwindigkeiten, die auf (links) dem 7-MW-OWT-Modell und (rechts) dem 15-MW-OWT-Modell nach Wellenausbreitungssimulationen eines mikroseismischen Ereignisses mit  $M_W=2$ , Tiefe=1600 m, Streichen=340°, Einfallen=55° und Neigung=-90° aufgezeichnet wurden, verglichen mit den Erschütterungsschwellenwerten nach VDI-2038.

Aus dieser Studie lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen. Die Ergebnisse der dynamischen Analysen, die an den OWT-Modellen durchgeführt wurden, zeigen, dass die Frequenzinhalte der Bodenbewegungen zu Resonanzen an den Strukturen führen. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass die Schwingungen, denen die Türme ausgesetzt sind, aufgrund der geringen Amplituden und der Robustheit der Struktur nicht zu betrieblichen oder technischen Problemen führen werden. Die Ergebnisse zeigen auch, dass die durch die Bewegungen induzierten Spannungen sehr gering sind.

## Referenzen

- Morawietz, S., Heidbach, O., Reiter, K., Ziegler, M., Rajabi, M., Zimmermann, G., Müller, B., & Tingay, M. (2020). An open-access stress magnitude database for Germany and adjacent regions. *Geothermal Energy*, 8, 1–39.
- Noy, D.J., Holloway, S., Chadwick, R.A., Williams, J.D.O., Hannis, S.A., Lahann, R.W. (2012) Modelling large-scale carbon dioxide injection into the Bunter Sandstone in the UK Southern North Sea. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 9. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.03.011>.
- Fellgett, M.W., John, A.K., Williams, D.O., Gent, C.M.A. (2018) Stress magnitudes across UK regions: New analysis and legacy data across potentially prospective unconventional resource areas. *Marine and Petroleum Geology* 97. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.06.016>.
- Orlic, B. (2016) Geomechanical effects of CO<sub>2</sub> storage in depleted gas reservoirs in the Netherlands: Inferences from feasibility studies and comparison with aquifer storage. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering* 8, 6. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2016.07.003>.
- Ahlers, S., Henk, A., Hergert, T., Reiter, K., Müller, B., Röckel, L., Heidbach, O., Morawietz, S., Scheck-Wenderoth, M., and Anikiev, D. (2021) 3D crustal stress state of Germany according to a data-calibrated geomechanical model. *Solid Earth* 12, 8. <https://se.copernicus.org/articles/12/1777/2021/>.
- Shang, J. (2020) Persistence and Tensile Strength of Incipient Rock Discontinuities. PhD Thesis. University of Glasgow.
- Reyer, D. & Philipp, S. (2014) Empirical relations of rock properties of outcrop and core samples from the Northwest German Basin for geothermal drilling. *Geothermal Energy Science* 2. 21-37. 10.5194/gtes-2-21-2014.
- Morris, A., Ferrill, D.A. & Henderson, D. (1996) Slip-tendency analysis and fault reactivation. *Geology*, 24(3), 275–278. doi:10.1130/0091-7613(1996)024<0275:STAAFR>2.3.CO;2.
- Röckel, L., Ahlers, S., Müller, B., Reiter, K., Heidbach, O., Henk, A. et al. (2022) The analysis of slip tendency of major tectonic faults in Germany. *Solid Earth*, 13(6), 1087–1105. doi:10.5194/se-13-1087-2022.
- Kanamori, H. & Brodsky, E. (2004) The physics of earthquakes. *Physics Today*, 54. doi:10.1088/0034-4885/67/8/R03.
- Aji, H., Wuttke, F. & Dineva, P. (2022) 3D structure-soil-structure interaction in an arbitrary layered half-space. *Soil Dynam Earthq Eng*, 159. doi:https://doi.org/10.1016/j.soildyn.2022.107352.
- Aji, H. (2023) Hybrid BEM-FEM for 2D and 3D dynamic soil-structure interaction considering arbitrary layered half-space and nonlinearities. Ph.D. thesis, Kiel University.
- Jaritz, W., Best, G., Hildebrand, G., Jürgens, U. (1991) Regionale Analyse der seismischen Anfangsgeschwindigkeiten in Nordwestdeutschland. *Geologisches Jahrbuch* E 45: 23-57.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L., Eastwood, R.L. (1985) Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics* 50:571–581.
- Roest, J.P.A., Kuilman, W. (1993) Geomechanische analyse van de lichte aardshokken in het Eleveld reservoir, Report, Faculteit der Mijnbouwkunde en Petroleumwinning, TU Delft.
- Richart, F.E., Hall, J.R., & Woods, R.D. (1970). Vibrations of soils and foundations.
- Weemstra, C., Kettlety, T., Kühn, D., Martuganova, E., Schweitzer, J., Baptie, B. et al. (2022) Integrated earthquake locations and magnitudes plus focal mechanisms for the North Sea & construction of a velocity model. Delft University of Technology, NORSAR, GEUS, University of Oxford, BGS, Equinor, Shell, BP. URL <https://www.sharp-storage-act.eu/publications--results/>.

## 2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Der Rechnungsabschluss für das Vorhaben GEOSTOR an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel ist im Herbst 2024 erfolgt und konnte somit bereits vor Erstellung dieses Berichts abgeschlossen werden.

Die im Vorhaben entstandenen Kosten sind im Wesentlichen Personalkosten für die beiden Projektmitarbeiter Firdovsi Gasanzade und Hendrawan Aji. Beides sind erfahrene Mitarbeiter nach der Promotion, sodass auf dem Vorhaben erhebliche Arbeitsfortschritte erzielt werden konnten. In zweiter Linie sind dann Investitionskosten angefallen, da mehrere Cluster-Knoten zur Ausführung der numerisch sehr aufwändigen Reservoirsimulationen in AP 2.3 beschafft sowie Software für die Simulationen in AP 3.1 gemietet werden musste. Beide Investitionen waren zur Ausführung der Projektarbeiten notwendig.

Insgesamt ergeben sich so ein Anteil von 85% der Projektkosten für die wissenschaftlichen Mitarbeiter, von 11% für die Investitionen in Cluster und Software, sowie von je ca. 2% für wissenschaftliche Hilfskräfte und Dienstreisen.

## 3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

AP 2.3: Die geleisteten Arbeiten im AP 2.3 dienen dem vertieften Prozessverständnis und der verbesserten Parametrisierung und Prognose der hydraulischen und mechanischen Mehrphasen-Strömungsprozesse, die durch die Injektion von CO<sub>2</sub> im Rahmen einer untertägigen CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinaren Aquiferen ausgelöst werden. Alle durchgeführten Arbeiten waren zur Erreichung der Projektziele des Arbeitspakets sowohl notwendig als auch angemessen. So wurde ein Workflow zur konsistenten Modellbearbeitung entwickelt, implementiert und intensiv getestet, der geologische Modelle in Reservoirmodelle und diese wiederum in Ausschnitten in geomechanische Modelle überführen kann. Der Workflow wurde für beide Projektgebiete A und B angewendet, sodass er nun getestet vorliegt. Die inhaltlichen Arbeiten zur Identifizierung geeigneter Injektionsschemata sind notwendig, um einen realistischen Betrieb einer Injektionsanlage planen zu können. Die Ergebnisse zeigen zum einen Kriterien für geeignete Injektionsschemata als auch Optimierungsmöglichkeiten auf und stellen so für beide untersuchten Standorte plausible und durchführbare Injektionsschemata bereit. Im Fall von Projektstandort B ist dabei jedoch nur ca. 80% des Injektionsziels erreichbar. Die Arbeiten dienen somit jeweils der Vorbereitung, Planung und Beurteilung einer möglichen CO<sub>2</sub>-Injektion im Bereich der deutschen Nordsee und adressieren dabei die wesentlichen während der Injektionsphase als auch der Postinjektionsphase auftretenden hydraulischen Effekte. Diese dienen dann u.A. der Bestimmung der mechanischen Auswirkungen und Risiken. Damit dienen diese auch als Basis einer Betrachtung der induzierten Auswirkungen sowohl im Nah- als auch im Fernfeld der Bohrungen während allen Betriebsphasen. Die Arbeiten zeichnen sich durch inhaltliche als auch erhebliche methodische Komplexität aus. Die zur Simulation der Mehrphasenströmung notwendigen Simulationsprogramme zeichnen sich durch eine Vielzahl benötigter Parameter-Werte zusätzlich zum geologischen Strukturmodell aus, ebenso wird erhebliches Geschick bei der Auswertung und Interpretation der simulierten Ergebnisse benötigt. Dies ist nur mit langen und intensiven Einarbeitungszeiten möglich. Ebenso ist erhebliches technisches Geschick bei der numerischen Simulation als auch dem Datenhandling notwendig. Daher sind die Arbeiten insgesamt sehr zeitaufwändig und die erhaltenen Ergebnisse sind daher als dem Arbeitsaufwand angemessen zu betrachten.

AP 3.1: Die Ergebnisse dieser Studie sind notwendig und wichtig für die Erstellung eines Fahrplans für die CO<sub>2</sub>-Injektion in der deutschen Nordsee. Die Druckgrenze (M2) ist wichtig, um Schäden in den

Gesteinsschichten zu vermeiden. Eine solche Beschädigung kann zu induzierter Seismizität oder zur Blockierung des Migrationspfades führen, was die Injektionsfähigkeit des Gebietes verringern kann. Schäden können auch zur Entstehung eines Leckagepfades führen. Die Ergebnisse der Schlupftendenzanalyse (M2) sind wichtig, um gefährdete Verwerfungen zu identifizieren und ihre Anfälligkeit für Spannungs- und Porendruckänderungen zu quantifizieren. Die Ergebnisse werden auch benötigt, um die Reaktivierung von Verwerfungen (induzierte Seismizität) zu vermeiden. Die synthetischen Bodenbewegungen (M3) sind wichtig, um das Vibrationsniveau im Falle eines induzierten seismischen Ereignisses abzuschätzen, da ein hohes Vibrationsniveau zu technischen oder betrieblichen Störungen der Turbinen führen oder die Lebensdauer der Turbinen verkürzen kann. Insgesamt sind die Ergebnisse der Studie wichtig, um einen nachhaltigen Einspeisebetrieb zu gewährleisten und unerwartete Auswirkungen zu minimieren.

#### 4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

AP 2.3: Die in AP 2.3 durchgeführten Arbeiten unterstützen die Planung und Dimensionierung einer CO<sub>2</sub>-Injektion in saline Formationen im Bereich der deutschen Nordsee. Sie ermöglichen die konsistente Ableitung und Parametrisierung von Reservoirmodellen, um mithilfe dieser dann physikalisch basierte, auf lokalen Daten beruhende Prognosen der statischen Speicherkapazität erstellen zu können. Die Reservoirmodelle sind auch die Basis zur Entwicklung von geeigneten Injektionsschemata, wobei hierdurch Anzahl, Lage und Ausbau der Injektionsbohrungen bestimmt werden können. Auf Basis dieser Injektionsschemata kann dann das Speicherverhalten untersucht und so die langfristigen Speicherprozesse und CO<sub>2</sub>-Mobilität ebenso wie die hydraulischen und geomechanischen Auswirkungen im Nah- und Fernbereich der Bohrungen untersucht werden. Dies sind Informationen, die für eine Einschätzung der langfristigen und großräumigen Auswirkungen und somit einen bestimmungsgemäßen Betrieb der CO<sub>2</sub>-Injektion notwendig sind. Die erarbeiteten Methoden und standort-spezifischen Ergebnisse können daher sowohl von potentiellen Betreibern als auch den Regulierungsbehörden und Interessenvertretungen, wie beispielsweise Umweltverbänden, genutzt werden. Der erarbeitete Workflow ist auf analoge Standort ohne Anpassungen übertragbar, und unterstützt so die schnelle Ableitung der entsprechenden Ergebnisse. Die für die Definition des optimierten Pumpschemas abgeleiteten Kriterien und Herangehensweisen sind ebenfalls universell und unterstützen so die Planung und Beurteilung einer möglichen CO<sub>2</sub>-Injektion an den Untersuchungsstandorten oder an Alternativstandorten im Bereich des Nordsee-Beckens. Dabei wurde darauf geachtet, Workflow und Kriterienkatalog möglichst allgemein zu fassen, damit diese Übertragbarkeit gesichert ist.

AP 3.1: Die Ergebnisse dieser Studie können für die Erstellung eines Fahrplans für die CO<sub>2</sub>-Injektion in der deutschen Nordsee, wie oben beschrieben, verwendet werden. Die Druckgrenze (M2) wird benötigt, um eine effektive Injektionsstrategie zu entwickeln und um die dynamische Kapazität des Speichers genau abzuschätzen. Für letzteres und zur Abschätzung des Einflusses der induzierten Seismizität werden auch die Ergebnisse der Rutschendenzanalyse (M2) benötigt. Mit den simulierten Bodenbewegungen (M3) kann eine Sicherheitszone um das Injektionsgebiet geplant werden, so dass ein hohes Risiko von technischen Störungen der Infrastruktur vermieden werden kann. Diese Bodenbewegungen können auch zur Untersuchung der Auswirkungen induzierter seismischer Ereignisse auf Windturbinen oder für die künftige Planung von Windturbinen in diesem Gebiet verwendet werden. Der gekoppelte strömungsmechanische Simulator und die Wellenausbreitungssimulationsmethode, die im Rahmen des Projekts entwickelt wurden, können weiter verbessert und für andere Zwecke verwendet werden.

## 5. Während der Durchführung des Vorhabens dem Zuwendungsempfänger bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

AP 2.3: Das Thema untertägige CO<sub>2</sub>-Speicherung wird derzeit weltweit untersucht, wenn auch mit deutlich verringerter Intensität im Vergleich zu vor ca. 10 bis 15 Jahren. Entsprechende relevante Arbeiten stammen daher aus den Nordsee-Anrainern Niederlande, Dänemark, Großbritannien und Norwegen. Im Laufe des GEOSTOR-Vorhabens sind daher eine Reihe neuer Publikationen zu einzelnen Aspekten dieser Speichertechnologie erschienen. Die internationale Literatur wurden durchgehend aktuell durchgesehen und relevante Ergebnisse bei den konkreten Projektarbeiten berücksichtigt. Ebenso wurde im Rahmen des GEOSTOR-Beirats der direkte Kontakt zu den entsprechenden Beiratsmitgliedern oder auch eingeladenen Gästen gesucht, um zeitnah an aktuelle Erkenntnisse aus den umsetzenden Unternehmen und Behörden zu gelangen. Grundsätzlich sind keine Erkenntnisse publiziert worden, die die durchgeführten Arbeiten ersetzen können oder diese überflüssig gemacht hätten.

AP 3.1: Während der Laufzeit des Projekts wurden von anderen Forschungsgruppen oder Institutionen Fortschritte auf diesem Gebiet erzielt. Im Folgenden sind einige der entsprechenden Studien aufgeführt:

- Thermische und mechanische Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Injektion in der Nordsee einschließlich der Modellierung der Bruchausbreitung in Joonsang Park , Luke Griffiths, Jérémie Dautriat, Lars Grande, Ismael Vera Rodriguez, Kamran Iranpour, Tore I. Bjørnarå, Héctor Marín Moreno, Nazmul Haque Mondol, Guillaume Sauvin, Joel Sarout, Magnus Soldal, Volker Oye, David N. Dewhurst, Jung Chan Choi, Angus Ian Best. (2022) Induced-seismicity geomechanics for controlled CO<sub>2</sub> storage in the North Sea (IGCCS), *International Journal of Greenhouse Gas Control* 115, 103614. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103614>.
- Technik zur Abschwächung der induzierten Seismizität durch Soleentnahme zur Verringerung des Porendrucks, was wiederum die Stabilität der von der Injektion betroffenen Verwerfungen erhöht, in Oladipupo Babarinde, Roland Okwen, Scott Frailey, Fang Yang, Steven Whittaker, Dustin Sweet. (2021) A workflow to assess the efficacy of brine extraction for managing injection-induced seismicity potential using data from a CO<sub>2</sub> injection site near Decatur, Illinois, *International Journal of Greenhouse Gas Control* 109, 103393. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103393>.
- Überwachungsprogramm im Zusammenhang mit CCS, das u. a. vom Projekt NORSAR und dem Norwegischen Geotechnischen Institut durchgeführt wird. Geplantes Überwachungsprogramm am Standort Greensand durch Wintershall Dea.
- Datenbank der Erdbebenstandorte, Magnituden und Herdmechanismen für die Nordsee im Rahmen des Projekts SHARP Storage.
- Darüber hinaus werden derzeit Überwachungsprogramme für geothermische Injektionen in Bayern durchgeführt (von der LMU München, der Ruhr-Universität Bochum, der Freien Universität Berlin, usw.).

## 6. Die erfolgten oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 5 der NKBF

### AP 2.3:

#### Artikel in Fachzeitschriften

Gasanzade F., Aji H.D.B., Wuttke F. and Bauer S. (2025) A workflow for estimating injection pressure limits for CO<sub>2</sub> storage: A reservoir-geomechanical analysis of a candidate site in the German North Sea sector (in prep)

Gasanzade F. and Bauer S. (2025) Subsurface potential in the German North Sea sector for geological carbon dioxide storage: new insights on capacity assessment. Journal of Cleaner Production (under review)

Gasanzade F. and Bauer S. (2025) Geological carbon dioxide storage in the German North Sea: Capacity assessment and lessons from a modelling. AGU: Geophysical Research Letters (in prep)

#### Tagungsbeiträge

Bauer S. and Gasanzade F. (2022) Assessment of static and dynamic CO<sub>2</sub>-storage capacity in geological formations below the German North Sea. Vortrag in Lüneburg, Mai 2022

Bauer S. (2022) GEOSTOR-Highlight; Vortrag auf dem Beiratstreffen 2022

Bauer S. and Gasanzade F. (2022) Numerical modeling of CO<sub>2</sub> storage in sandstone reservoirs below the German North Sea Sector. Vortrag auf dem CDRmare Jahrestreffen, Hannover 2022

Gasanzade F. and Bauer S. (2023) GEOSTOR – AP2 Geological evaluation CO<sub>2</sub> storage potential in the German North Sea. Vortrag auf dem CDRmare Jahrestreffen 2023 in Stralsund

Bauer S. and Gasanzade F. (2023) CO<sub>2</sub>-storage capacity estimation in the German North Sea sector - early reports on a case study. Vortrag auf dem Deutsch-Chinesischen CCS-Workshop, Stuttgart

Bauer S. and Gasanzade F. (2023) Numerical modeling of CO<sub>2</sub> storage in sandstone reservoirs below the German North Sea Sector. Vortrag auf dem GEOSTOR-Beiratstreffen, Hamburg 2023

Gasanzade F. and Bauer S. (2023) Assessing the feasible carbon dioxide storage potential of a multiple trap storage site in the German North Sea sector. TCCS 12, Trondheim, Norwegen

Bauer S. and Gasanzade F. (2023) Numerical modeling of CO<sub>2</sub> storage in sandstone reservoirs below the German North Sea Sector. Vortrag auf dem GEOSTOR-Jahrestreffen, Hamburg 2023

Gasanzade F. and Bauer S. (2023) Unlocking storage potential in the German North Sea sector: efficient utilisation of a multi-trap storage site during CO<sub>2</sub> storage: AGU Fall Meeting, San Francisco, USA.

Bauer S. Gasanzade F. (2023) Numerical modeling of CO<sub>2</sub> storage in sandstone reservoirs below the German North Sea Sector. Vortrag auf dem CDRmare General Assembly, Hannover 2023

Bauer S., Gasanzade F., Aji H.D.B. and Wuttke F. (2023) Carbon dioxide storage in geological formations below the German North Sea. Landesamt für Umwelt, Flintbek 2023

Gasanzade F. and Bauer S. (2024) Feasibility of CO<sub>2</sub> storage in the German North Sea: Dynamic storage capacity under hydrodynamic and geomechanical considerations. Expert workshop: The German-Israeli Energy Partnership, online 2024

Bauer S. and Gasanzade F. (2024) Numerical modeling of CO<sub>2</sub> storage in sandstone reservoirs below the German North Sea Sector. Vortrag auf dem CDRmare General Assembly, Hannover 2024

Bauer S. and Gasanzade F. (2024) Numerical modeling of CO<sub>2</sub> storage in sandstone reservoirs below the German North Sea Sector. Vortrag auf dem GEOSTOR-Beiratstreffen, Hamburg 2024

Bauer S. (2024) Offshore-CCS: Ein CO<sub>2</sub>-Speicher in der Nordsee? Vortrag im Rahmen der Ringvorlesung Klimawandel, Mannheim

### Studentische Abschlussarbeiten

Markowitsch J (2022) Untersuchung des statischen und dynamischen CO<sub>2</sub>-Speicherpotentials des Mittleren Buntsandsteins einer potentiellen Speicherstätte im deutschen Nordsee-Sektor. MSc-Arbeit im Studiengang Angewandte Geowissenschaften, CAU Kiel

Dubberke, R (2025) Numerische Prozess-Simulation zur Bestimmung des statischen und dynamischen Speicherpotentials einer Speicherstätte im deutschen Sektor der Nordsee. MSc-Arbeit im Studiengang Angewandte Geowissenschaften, CAU Kiel

Steinhauer L (2024) Erstellung eines geologischen Strukturmodells für den durch Salzstrukturen geprägten Standort Flensburg. BSc-Arbeit im Studiengang Geowissenschaften, CAU Kiel

### AP 3.1

#### Veröffentlicht:

- Aji, H.D.B., Wuttke, F., Dineva, P. (2022) 3D structure-soil-structure interaction in an arbitrary layered half-space. *Soil Dyn. Earthq. Eng.* 159, 107352. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.soildyn.2022.107352>.
- Aji, H.D.B., Gasanzade, F., Wuttke F., Bauer, S. Geomechanical analyses of submarine CO<sub>2</sub> injection in the geological formations in the German North Sea. *GeoBerlin 2023*, Berlin, 2023.
- Aji, H.D.B, Wuttke, F. Geomechanical analyses of CO<sub>2</sub> sequestration in the geo-formation of the German North Sea. *Workshop on Induced Seismicity*, Munich, 2023.
- Aji, H.D.B., Heiland, T., Wuttke, F., Stark, A., Dineva, P. (2024) Dynamic impedance and compliance surfaces of twin adjacent surface foundations under synchronous and asynchronous loads. *Soil Dyn. Earthq. Eng.* 182, 108740. Doi: <https://doi.org/10.1016/j.soildyn.2024.108740>.

#### Geplant/in Bearbeitung:

- Gasanzade, F., Aji, H.D.B., Wuttke, F., Bauer, S. Estimating allowable injection pressure for CO<sub>2</sub> storage: reservoir-geomechanis analysis for a candidate site in the German North Sea sector.
- Aji, H.D.B., Stück, H., Jähne-Klingberg, F., Wuttke, F., Dineva, P. Estimating the effect of induced microseismicity due to CO<sub>2</sub> storage in the German North Sea – Part 1: Slip-tendency analysis and wave propagation formulation.
- Aji, H.D.B., Stück, H., Jähne-Klingberg, F., Wuttke, F., Dineva, P. Estimating the effect of induced microseismicity due to CO<sub>2</sub> storage in the German North Sea – Part 2: Parametric study on the microseismic events and the effect on offshore wind turbines.