

Öffentlicher Schlussbericht für die Technische Informationsbibliothek (TIB)
an der Universität Hannover

GEOMAR Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel

Wischhofstraße 1-3
24148 Kiel

Förderkennzeichen: 03G0856A

Autoren: Dr. Matthias Haeckel, Dr. Jörg Bialas, Dr. Christian Deusner,
Dr. Christian Hensen, Dr. Marion Jegen, Dr. Elke Kossel

SUGAR III

—

Submarine Gashydrat Ressourcen;

**Teil B: Exploration einer Feldtest-Lokation und geomechanisches
Verhalten beim Gashydratabbau;**

**Teilvorhaben GEOMAR: Charakterisierung der
Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer**

Laufzeit des Vorhabens und Berichtszeitraum: 01.01.2015 – 31.03.2018

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel SUGAR III – Submarine Gashydrat Ressourcen; Teil B: Exploration einer Feldtest-Lokation und geomechanisches Verhalten beim Gashydratabbau; Teilvorhaben GEOMAR: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Haeckel, Matthias Bialas, Jörg Jegen, Marion Hensen, Christian Deusner, Christian Kossel, Elke	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.3.2018
	6. Veröffentlichungsdatum 30.9.2018
	7. Form der Publikation Bericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) GEOMAR Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel Wischhofstr. 1-3 24148 Kiel	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 03G0856A
	11. Seitenzahl 69
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben 38
	14. Tabellen 1
	15. Abbildungen 49
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) BMW-Staustagung „Meerestechnik und Schifffahrt“ 2018; ICGH 2017; diverse wissenschaftliche Artikel	
18. Kurzfassung Das GEOMAR-Vorhaben war Teil des von GEOMAR koordinierten Verbundprojektes SUGAR-III mit insgesamt 19 Partnern aus Industrie und Wissenschaft. Ziel der Arbeiten im Vorhaben war, (i) die Gashydratvorkommen im Donau-Tiefseefächer geophysikalisch und geochemisch zu charakterisieren, (ii) ein 3-dimensionales geologisches Modell dieser Gashydratlagerstätte zu erstellen und mithilfe des entwickelten Gashydrat-Moduls der Software PetroMod deren Bildung über geologische Zeiträume numerisch zu simulieren, (iii) die geomechanische Destabilisierung und Sandproduktion beim Gashydratabbau in Hochdruckexperimenten zu untersuchen, (iv) in Zusammenarbeit mit Projektpartnern die SUGAR-Gashydrattechnologien im Bereich geophysikalischer Datenauswertung, geologischer Beckenmodellierung und geomechanischer Prüfgeräte weiterzuentwickeln.	
19. Schlagwörter Gashydrat, Energie, Erdgas, Methan, Meeresboden, CO2-Sequestrierung, numerische Modelle, Laborversuche, Seismik, Elektromagnetik, Geochemie	
20. Verlag	21. Preis

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN planned	2. type of document (e.g. report, publication) final report
3. title SUGAR III – Submarine Gas Hydrate Resources; Part B: Exploration of a field test location and geomechanical behavior during gas hydrate exploitation; Subproject GEOMAR: Characterization of gas hydrate accumulations in the Danube deep-sea fan	
4. author(s) (family name, first name(s)) Haeckel, Matthias Bialas, Jörg Jegen, Marion Hensen, Christian Deusner, Christian Kossel, Elke	5. end of project 31.03.2018
	6. publication date 30.9.2018
	7. form of publication Report
8. performing organization(s) (name, address) GEOMAR Helmholtz Centre for Ocean Research Kiel Wischhofstr. 1-3 24148 Kiel	9. originator's report no.
	10. reference no. 03G0856A
	11. no. of pages 69
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. no. of references 38
	14. no. of tables 1
	15. no. of figures 49
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date) BMW-Staustagung „Meerestechnik und Schifffahrt“ 2018; ICGH 2017; several scientific articles	
18. abstract GEOMAR's project was integrated into the large-scale collaborative project SUGAR-III with 19 partners from industry and academia that was also coordinated by GEOMAR. The aim of the project was (i) to characterize the gas hydrate accumulations in the Danube deep-sea fan geophysically and geochemically, (ii) to develop a three-dimensional geological model of the deposit and simulate its formation over geological time scales using the hydrate module developed in the PetroMod software, (iii) to investigate the problem of geomechanical destabilization and sand production occurring during hydrate exploitation by means of high-pressure experiments, (iv) to further develop the SUGAR gas hydrate technologies on geophysical data analysis, geological basin modelling and geomechanical test units in collaboration with the industrial project partners.	
19. keywords Gas hydrate, energy, natural gas, methane, seafloor, CO2 sequestration, numerical models, lab experiments, seismic, electromagnetics, geochemistry	
20. publisher	21. price

Abschlussbericht

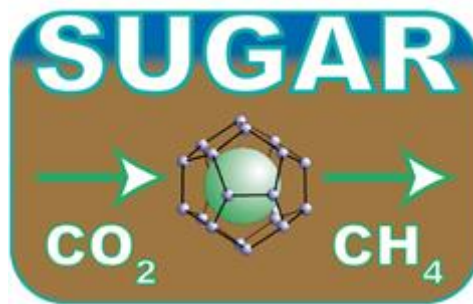
SUGAR III – Submarine Gashydrat-Ressourcen

Zuwendungsempfänger: GEOMAR Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel

Förderkennzeichen: 03G0856A

Vorhabenbezeichnung: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefsseefächer

Laufzeit des Vorhabens: 1.1.2015 – 31.03.2018



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen 03G0856A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Inhaltsverzeichnis

I. Kurze Darstellung	1
1. Aufgabenstellung	1
2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	2
3. Planung und Ablauf des Vorhabens	4
4. wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	6
5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen	8
II. Eingehende Darstellung	11
1. der Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	11
2. der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	50
3. der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	51
4. des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans	53
5. des während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	54
6. der erfolgten oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 6	55
III. Erfolgskontrollbericht	63
1. Beitrag des Ergebnisses zu den förderpolitischen Zielen, z.B des Förderprogramms ...	63
2. Wissenschaftlich-technisches Ergebnis des Vorhabens, die erreichten Nebenergebnisse und die gesammelten wesentlichen Erfahrungen	64
3. Fortschreibung des Verwertungsplans	66
3.1 Verwertungsplan mit Zeithorizont	67
4. Arbeiten, die zu keiner Lösung geführt haben	67
5. Präsentationsmöglichkeiten für mögliche Nutzer, z.B. Anwenderkonferenzen	68
6. Einhaltung der Ausgaben- und Zeitplanung	68

I. Kurze Darstellung

1. Aufgabenstellung

Im Vorhaben zielten die Arbeiten von GEOMAR insgesamt darauf ab,

- die Gashydratvorkommen im Donau-Tiefseefächer geophysikalisch und geochemisch zu charakterisieren,
- ein 3-dimensionales geologisches Modell der Gashydratlagerstätte im Donau-Paläodelta zu erstellen und mithilfe des Gashydrat-Moduls der Software PetroMod deren Bildung numerisch zu simulieren,
- die geomechanische Destabilisierung und Sandproduktion beim Gashydratabbau in Hochdruckexperimenten zu untersuchen,
- in Zusammenarbeit mit Projektpartner APS Wille eine großtechnische Hochdruckanlage zur geotechnischen Untersuchung von gashydrathaltigen Sedimenten und zur Risikoanalyse von Bohr- und Produktionstechnologien zu konzipieren,
- die Firmenpartner in die Lage zu versetzen, neu entwickelte Auswertemethoden mit realen Felddaten zu testen, an ihre kommerziellen Bedürfnisse anzupassen und ihre Leistungsfähigkeit zu dokumentieren.

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Ziel der seismischen Arbeiten im AP1-1 war dabei die im Dezember 2013 bis Januar 2014 auf der Expedition MSM34 erhobenen 2D und 3D seismischen Mehrkanalvermessungen (MCS) sowie die parallel hierzu gewonnenen Ozean-Boden Seismometer (OBS) Daten zu analysieren. Da zu früher publizierten Datensätzen der Industrie kein Zugang möglich gemacht werden konnte, wurden nach einer regionalen Übersichtsvermessung zwei Detailgebiete für nähere Untersuchungen ausgewählt: Arbeitsgebiet 1 ist ein Channel-Levee Komplex innerhalb der Gashydratstabilitätszone (GHSZ), Arbeitsgebiet 2 kreuzt die Obergrenze der GHSZ und umfasst eine Hangrutschung. Aus beiden Datensätzen sollten umfassende Modelle für die Geschwindigkeits-Tiefenverteilung von Kompressions- und Scherwellen in den Detailgebieten abgeleitet werden. Aus einer Korrelation der Modelle mit Laborversuchen (Literatur und Partner GFZ) zur Umsetzung von Schallgeschwindigkeiten in Gas- und Hydratsättigungen sollte eine Beschreibung der lateralen und strukturellen Verteilung erfolgen. Strukturelle Informationen und Hydratverteilung sollten weiterhin zur Planung einer MEBO-200 Bohrkampagne dienen und mit deren Ergebnissen verglichen werden. Desweiteren sollten die Ergebnisse zur Auswertung der marinen Elektromagnetik (CSEM), der Entwicklung einer Joint-Inversion-Software in TP1 und zur Entwicklung eines 3D geologischen Beckenmodells (AP2) zur Verfügung gestellt werden. Strukturinformationen und physikalische Parameter sollten auch für die Untersuchungen von Förderszenarien an TP3 übermittelt werden.

Die elektromagnetischen Arbeiten erfolgten ebenfalls im TP1 von SUGAR-III. Zum einen sollten die nötigen Subroutinen definiert werden, die es erlauben, die marine Elektromagnetik in den von Terrasys entwickelten Joint Inversion Algorithmus einzubinden. Desweiteren sollte für Terrasys ein 3D Modellierungsprogramm zur Verfügung gestellt werden, welches den Modellraum (elektrische Widerstandsmodelle) mit dem Datenraum (elektrische Daten Akquise) verbindet. Da diese 3D Modellierungsalgorithmen nicht kommerziell zu erwerben sind, wurde es am GEOMAR entwickelt. Ein weiteres Ziel war es, die Einflußfaktoren und Fehler der Gashydratsättigungsmodelle, welche aus den elektrischen Widerstands und seismischen Geschwindigkeitsmodellen abgeleitet werden, abzuschätzen. GEOMAR hat hierzu während der Expedition MSM35 elektromagnetische Daten im Donautiefseefächer erhoben und darauf folgend die Herleitung eines elektrischen Widerstandsmodell sowie die Bestimmung der Gashydratsättigung aus den elektrischen Widerständen in beiden Arbeitsgebieten betrieben.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Ziel dieses Arbeitspakets war es, das Ressourcenpotential und die großräumige Verteilung von Gashydraten im Donautiefseefächer zu bestimmen. Hierzu wurde das in SUGAR I und II entwickelte Modul zur Gashydratmodellierung innerhalb der Beckenmodellierungssoftware PetroMod verwendet und weiterentwickelt.

Zudem wurde die MeBo200-Bohrexpedition M142 mit RV METEOR im Donautiefseefächer vorbereitet und schließlich im November/Dezember 2017 durchgeführt. Ziel dieser Expedition war das Testen der in SUGAR-III entwickelten Technologien, wie z.B. der Bohrlochsonden (TP2) und die Erhebung geologischer und geochemischer Daten zum Abgleich mit den geophysikalischen Modellen in TP1.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Wichtigstes Ziel in diesem Arbeitspaket war die Entwicklung einer geotechnischen Prüfapparatur in Kooperation mit APS Wille, um die geomechanischen Auswirkungen, wie z.B. Verformungen, Fluidisierung von Sedimentpartikeln und Sandproduktion, unter dynamischen Bedingungen, wie sie z.B. beim Hydratabbau durch Druckentlastung und CO₂-Injektion auftreten, zu untersuchen und zu quantifizieren. Desweiteren sollten geomechanische Parametrisierungen für Hydrat-Sediment-Verbünde untersucht werden, um ein gekoppeltes thermo-hydro-chemo-mechanisches Modell zu entwickeln und zu validieren. Schließlich sollte das in den Feldtests beobachtete Problem der Sandproduktion untersucht und Ansätze zu seiner Limitierung entwickelt werden.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Voraussetzungen für die Projektaufgaben in AP1.1 waren die langjährigen Erfahrungen mit der Aufnahme und Bearbeitung von hochauflösenden 2D und 3D seismischen Datensätzen mit MCS- und OBS- Technologie. In den vorangegangenen SUGAR Phasen wurden hierzu die 3D Technik weiterentwickelt und Processingverfahren (u.a. De-Ghosting 3D Fa. TEEC) routiniert. Die in der zweiten SUGAR Phase gefällte Entscheidung, das Schwarze Meer als Zielgebiet für einen europäischen Demonstrationsstandort der SUGAR Technologie zu prüfen, führte zur Ausführung von zwei Fahrten mit FS MARIA S. MERIAN (MSM34 & 35), während derer die Erhebung der Basisdaten dieser Arbeiten im Vorfeld des Projektantrages erfolgte. Die Einbindung von Dr. Dannowski als ausgewiesene Expertin für OBS Einsätze und Auswertungen hat maßgeblich zum Erfolg der Arbeiten beigetragen. Die Kooperation mit den Projekten MIDAS (EU-FP7, Dr. Zander, GEOMAR) und EM-10374 (Fremdförderung mit PI Dr. Bialas, Dr. Hillmann, GEOMAR) ist ebenso ein wichtiger Bestandteil in der Ergebnisergebnisgewinnung gewesen. Die in Kooperation mit Prof. Cifci, Dokuz Eylül Universität, Izmir, Tükei, erhobenen regionalen MCS Daten wurden in einer DAAD geförderten Kooperation zu Projektbeginn am GEOMAR aufbereitet. Die Projektmitarbeiter Zander (MIDAS) und Badhani (TP1, M.Sc. Student) konnten die französische Expedition GHASS des IFREMER in 2015 ins Donau-Paläodelta begleiten und wertvolle Erkenntnisse zu Hangrutschungen im Umfeld der SUGAR Arbeitsgebiete gewinnen.

Der vorgesehene Vergleich der Modellergebnisse mit den geplanten MEBO-200 Bohrungen für das Arbeitsgebiet in der rumänischen EEZ erfolgt derzeit noch, da die Durchführung der Forschungsfahrt M142 erst verspätet zum Projektende in den Fahrplan von FS METEOR aufgenommen wurde. Der Vergleich mit dem bulgarischen Arbeitsgebiet entfällt, da wir für M142 keine Forschungsgenehmigung aus Bulgarien erhalten haben.

Voraussetzung für die Projektaufgaben im AP1.2 war die langjährigen Erfahrung in der Entwicklung von marinen elektromagnetischen Geräten und der Akquise von marinen

elektromagnetischen Daten, sowie der computergestützten Modellierung dieser Daten. Der Modellierungsalgorithmus wurde hauptsächlich vom Doktoranden Malta Sommer entwickelt, das Datenprozessieren und die Interpretation wurde von 2 CRC Stipendiaten (Dr. Gang Li und insbesondere der Doktorandin Shunagmin Duan) ausgeführt. Die gesamten Arbeiten wurden durch Dr. Sebastian Hölz und Dr. Marion Jegen betreut und unterstützt.

Aufgrund der verspätet durchgeführten MeBo200-Bohrfahrt M142, konnte ein direkter Vergleich der Modellergebnisse mit den geplanten MEBO-200 Bohrungen nicht erfolgen, auch wegen der nicht erteilten Forschungsgenehmigung im Arbeitsgebiet 1. Es stellte sich aber in der Analyse heraus, dass die ersten Ergebnisse der MeBo-Bohrungen im rumänischen Sektor des Donau-Palaäodeltas trotzdem für die Verifikation und Interpretation unserer EM-Daten hilfreich waren.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Die Voraussetzungen zur Durchführung waren wegen des Vorhandenseins der geeigneten Simulationssoftware, die in SUGAR I und II entwickelt wurde, sowie der notwendigen Basisdaten (AP1 und Literatur) sehr günstig. Zudem konnte mit Frau Dr. Ewa Burwicz eine auf dem Gebiet der Beckenmodellierung erfahrene und äußerst qualifizierte Mitarbeiterin gewonnen werden. Frau Burwicz hatte in einem industriefinanzierten Gashydratprojekt am GEOMAR die notwendigen Erfahrungen mit PetroMod gewinnen können.

Die geplante MeBo200-Bohrfahrt war rechtzeitig vor Projektbeginn beantragt und auch bewilligt worden, allerdings wurde sie erst nach Bemühungen des PTJ für November-Dezember 2017 in die Fahrplanung von RV METEOR aufgenommen. Da dies nach Ende des ursprünglich beantragten Projektendes von SUGAR III lag, wurde mit BMWi und BMBF eine kostenneutrale Verlängerung bis Ende März 2018 vereinbart, um zumindest die Bearbeitung der wichtigsten erhobenen Daten und eine Bewertung der getesteten SUGAR Technologien umsetzen zu können. Da die bulgarischen Behörden eine Forschungsgenehmigung in ihren Gewässern nicht erteilten, konnten die Arbeiten nur im rumänischen Teil des Donaudeltas stattfinden. Hier wurden insgesamt 3 erfolgreiche Bohrungen bis zu einer Sedimenttiefe von 143 m niedergebracht.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Für die experimentellen Arbeiten in AP3 konnten die bereits in SUGAR I und II erfahrenen Mitarbeiter Dr. Christian Deusner und Dr. Elke Kossel weiterbeschäftigt werden. Für die numerische Simulation der gekoppelten geomechanischen Prozesse konnte Frau Dr. Shubhangi Gupta gewonnen werden, mit der wir bereits während SUGAR II auf diesem Gebiet kooperiert hatten. Das Ergebnis dieser Arbeiten trug zu Teilen von Frau Gupta Doktorarbeit an der TU München bei.

Die Arbeiten in AP3 bauten auf den Ergebnissen der ersten beiden Projektphasen auf, um gezielt die von den Industriepartnern angestrebten Entwicklungen im Bereich der Gashydrattechnologien zu unterstützen und durch einen erfolgreichen Einsatz im Feld eine bessere Vermarktungsposition erlangen zu können. Zum anderen sollte die weltweit als exzellent anerkannte Expertise der akademischen Partner im Gashydratbereich erhalten und ausgebaut werden, auch, um ihre Sichtbarkeit für Entscheidungsträger von Produktionstests zu erhöhen und dadurch die Empfehlung und Vermittlung der SUGAR Technologiepartner zu ermöglichen.

Durch den Aufbau der Gashydratlabore in den ersten beiden Phasen des SUGAR-Projekts stand eine adäquate Plattform für die Bearbeitung der Problemstellungen zur Verfügung. Diese Labore bieten die Möglichkeit, komplexe gekoppelte Prozesse in Hochdruck-Durchfluss-Experimenten zu simulieren. Es besteht die Möglichkeit der Kombination von experimentellen Arbeiten auf unterschiedlichen Skalen (1 mL – 200 L) unter Verwendung verschiedener Monitoring-Techniken (z.B. Raman-Mikroskopie, MRI, ERT). Insbesondere die

geotechnischen Versuchsanlagen, die weitgehend in der 2. Projektphase aufgebaut worden waren, waren von erheblicher Bedeutung für das Erreichen der Projektziele. In SUGAR II wurde zudem bereits eine sehr enge Kopplung zwischen numerischen und experimentellen Arbeiten durch Kooperation mit Frau Gupta angestrebt. Aufgrund der so etablierten Arbeitsabläufe und dem Vorhandensein geeigneter Basismodelle und Simulationsplattformen (DUNE, COMSOL Multiphysics) konnte eine schnelle und effektive Auswertung der geotechnischen Experimente im Rahmen von thermo-hydro-chemo-mechanischen Modellen, sowie eine kontinuierliche Erweiterung der numerischen Prozeduren und Parameterisierung der Modelle erreicht werden. Durch den Kontakt der Projektmitarbeiter zu internationalen Arbeitsgruppen im Bereich der Gashydratforschung (z.B. IFREMER, USDOE, NOCS, GIEC, TECHNION) und den Besuch internationaler Kongresse konnten neue Entwicklungen und Erkenntnisse, die für das Projekt von Bedeutung sind, zeitnah identifiziert und in die Projektarbeit integriert werden.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Die Projektplanung hat eine schrittweise Aufbereitung der seismischen Datensätze vorgesehen. Die Bearbeitung der regionalen MCS Profile bis zur Migration sollte neben einem großräumigen Strukturüberblick einen ersten Eindruck der Geschwindigkeitsverteilung ergeben. Im Weiteren lag der Schwerpunkt auf Arbeitsgebiet 1 im Donau Paläodelta, das Anzeichen für Gashydrate in einem Channel-Levee Komplex zeigte und somit den Bedingungen für eine Gasproduktion im Sinne der SUGAR Technologie genügte. Die Daten des Arbeitsgebietes 2, über einer Rutschung am oberen Rand der Hydratstabilität, ist geeignet weitere physikalische Parameter im Grenzbereich zu erkunden und sollte für Kooperationen zur Verfügung stehen.

Die Auswertung der MCS und OBS Daten sollte wechselseitig erfolgen, wobei Strukturinformation der MCS Daten für die Erstellung der OBS Geschwindigkeitstiefenmodelle herangezogen werden. Im Gegenzug sollte die Migration und Tiefenkonvertierung der MCS Daten mit Hilfe der Geschwindigkeitsinformationen aus den OBS Modellen erfolgen. Aufbauend auf ein erstes Modell für Kompressionswellen (V_p) sollten konvertierte Scherwellen der Horizontalkomponenten der OBS für die Entwicklung eines Scherwellenmodells (V_s) benutzt werden. Der Vergleich der Schallgeschwindigkeiten mit Laborstudien sollte dann zu einer Abschätzung der Verteilung von Gas und Hydrat im Sediment führen. Anhand dieser Ergebnisse sollte die Lokationsauswahl der MEBO-200 Bohrungen erfolgen. Die Ergebnisse der Bohrlochvermessungen würden im Rückschluss eine Kalibrierung der seismischen Verfahren erlauben.

Kooperation mit dem Projekt MIDAS hat zu einer weitergehenden Auswertung der 3D MCS Daten im Arbeitsgebiet 1 und einer Untersuchung der mehrfachen BSR geführt. Die Projektkooperation mit EM-10734 hat aus den 3D MCS Daten des Arbeitsgebietes 2 weitere Untersuchungen von Hangrutschungen und Auswirkungen von Massentransporten auf Gasmigrationswege ermöglicht. Temperaturmodelle haben klare Zusammenhänge von wechselnder Sedimentation und Topographie auf die Variabilität von Temperaturgradienten gezeigt.

Abschließende Kontrollen und Kalibrierungen der Modelle an den Kernen und Bohrlochmessungen der MEBO-200 Kampagne sind wegen des späten Zeitpunkts am Ende der Projektlaufzeit noch nicht abgeschlossen. Erste Multisensor-Core-Log Messungen und pyknometrische Porositätsbestimmungen wurden durchgeführt, sind aber noch nicht für Modellvergleiche ausreichend weit aufgearbeitet.

Die Projektplanung und der Ablauf beinhaltete für die EM-Arbeiten in AP1.2.1 die Entwicklung einer Gitterschnittstelle für Modellvisualisierung und für das Berechnungsgitter

sowie die Bereitstellung einer Daten I/O Routine für Terrasys. Diese wurden, wie geplant, entwickelt. Erhebliche Verzögerungen gab es allerdings bei der Bereitstellung der 3D Modellierungsroutine und der Jakobi-Matrizen, welche eine Änderung der Daten für eine Änderung eines Widerstandswerts im Untergrund berechnet und für die Inversion benötigt wird. Die Entwicklung des Algorithmus stellte uns immer wieder vor numerische Probleme und wurde erst am Ende des Projektes fertig. Als solches konnte die Joint-Inversion unter Berücksichtigung der elektromagnetischen Daten schlussendlich nicht durchgeführt, wurde jedoch vorbereitet. Die Joint-Inversion wird jetzt im Rahmen des Nachfolgeprojekt Gitaro, welche im Rahmen von Martera gefördert wird, augenblicklich getestet.

Wie geplant, konnten die Daten in AP1.2.2 prozessiert und Widerstandsverteilungen des Untergrundes hergeleitet werden. Obwohl die 3D Inversion nicht, wie geplant, zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stand, konnten mehrdimensionale Modelle anhand einer common-midpoint Inversion hergeleitet werden. Die resultierenden Widerstandsmodelle wurden mit den seismischen Reflexions- und OBS-Geschwindigkeitsdaten integriert und eine abschließende Methanhydratsättigung mit Fehler anhand der Arbeiten in AP1.2.3 abgeschätzt werden.

Die in AP1.2.3 geplanten Fehlerabschätzungen der Gashydratsättigungsmodelle wurden anhand der Schwarzmeerdaten im Arbeitsgebiet 1 durchgeführt. Dazu wurde zum einen die mögliche Auflösung des Widerstandsmodells, welches aus den Daten hergeleitet werden kann, untersucht und eine Literaturstudie über die Transformationen zwischen Methanhydratsättigung und Gesteinsparameter untersucht und angewendet. Dabei kristallisierte sich heraus, dass das Hauptaugenmerk auf die Abschätzungen der Salinität der Porenflüssigkeit gelegt werden sollte, welche nach der Analyse einen besonders starken Einfluss auf die Abschätzung der Sättigung hat und im Schwarzen Meer anormale Werte im Vergleich zum normalen Meeresboden aufzeigt. Desweiteren wurden eingehend Porositätsmodelle des Untergrundes in der Region untersucht. Die Analyse dieser Aspekte erlaubte uns, mögliche Hintergrundmodelle zu definieren, welches für die Abschätzung der Gashydratsättigung und deren Fehler essentiell ist. Zusätzlich wurden noch die Auflösung des Widerstandsmodells (Schichtdicken und Widerstandswerte) anhand elektromagnetischer Daten für ein Modell, welches den Gegebenheiten des SUGAR-Channels entspricht und unter der Berücksichtigung der Messgeometrie, eingehend untersucht.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Zu Beginn des Projektes wurde in enger Absprache mit dem Projektpartner Schlumberger (AaTC) ein geologisches 2D Grundmodell für den Donautiefseefächer entwickelt, wofür vorhandene Daten vor allem aus der Seismik und Stratigraphie verknüpft wurden. Auf Basis bathymetrischer Karten, 2D und 3D seismischer Daten, geothermischen Gradienten sowie geologischen Faziesinformationen wurde im weiteren Verlauf ein 3D Modell für das großräumige Arbeitsgebiet sowie das untere Donaudelta entwickelt. Nach Fertigstellung dieses Basismodells wurden grundlegende Parametertests durchgeführt, um grundsätzliche Rahmenbedingungen bzgl. des Gashydratstabilitätsbereichs oder der Methanbildungsraten zu testen. In der finalen Projektphase wurden dann sowohl großräumige als auch kleinräumige (nested model) Simulationen zur Menge und Verteilung der Gashydrate im Untergrund durchgeführt. Ein besonderes Augenmerk lag dabei auf der Bedeutung von Paläo-Schüttungskanälen, die aufgrund ihrer höheren Permeabilität als potentielle Migrationswege für Gase sowie Anreicherungsgebiete für Gashydrate angesehen wurden.

In Vorbereitung der MeBo200-Bohrfahrt wurde regelmäßig über den Stand der geophysikalischen Auswertung in TP1 sowie bei der BGR (tiefgeschleppte CSEM-Profile, MSM35) informiert, um geeignete Bohrlokationen festzulegen, die den SUGAR-Partnern eine bestmögliche Validierung ihrer entwickelten Methoden (vor allem TP1) erlauben. Nachdem schließlich mit Unterstützung des PTJ die Bohrfahrt Ende 2017 in den Fahrplan von RV METEOR aufgenommen wurde, wurden fristgerecht die Forschungsgenehmigungen in Bulgarien und Rumänien beantragt. Trotz intensiver Bemühungen, auch unserer

bulgarischen Kollegen vom IO-BAS (Partner in der COST Action MIGRATE), wurde keine Genehmigung für die geplanten Arbeiten im bulgarischen Teil des Donau-Paläodeltas (Arbeitsgebiet 1) erteilt, so dass nur in Arbeitsgebiet 2 um rumänischen Sektor mit MeBo200 gebohrt werden konnte. Mit 2 Parallelbohrungen gelang es hier, alle von Antares entwickelten Bohrlochsonden erfolgreich einzusetzen und so einen kompletten Logging-Datensatz für TP1 zu generieren. Die geochemischen Analysen an den Sedimentproben sind mittlerweile nahezu komplett, es fehlen nur noch die Festphasendaten zum Kohlenstoff- und Schwefelgehalt. Wegen der späten Durchführung der MeBo200-Bohrfahrt war eine kostenneutrale Verlängerung des Projektes notwendig. Insgesamt konnten so die wesentlichen Projektziele umgesetzt werden. Im Oktober-November 2018 findet mit SO266 eine weitere MeBo200-Bohrfahrt zu den Gashydratvorkommen vor Taiwan (TaiGer-Projekt) statt, auf der ein weiterer Datensatz zur Validierung geophysikalischer Daten (SUGAR I und II) gewonnen wird. Auf dieser Bohrfahrt wird auch das in SUGAR III entwickelte und gebaute Druck-Transfersystem für MeBo-Autoklavkerne eingesetzt werden, um hoffentlich unter Druckerhaltung gashydrathaltige Kernsegmente in die Röntgen-CT-Anlage am GEOMAR zu transferieren.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Die im Antrag definierten Inhalte wurden planungsgemäß bearbeitet und der Zeitrahmen eingehalten. Im ersten Projektjahr wurde eine neue geotechnische Prüfapparatur mit Röntgen-CT in Kooperation mit dem Projektpartner APS GmbH entwickelt, die im verbleibenden Projektzeitraum von APS optimiert, ausgerüstet und in den Räumlichkeiten des GEOMAR installiert und in Betrieb genommen wurde. Bei der Durchführung der geotechnischen Untersuchungen wurden im ersten Projektjahr zunächst erforderliche Basisparameter zur Steifigkeit (z.B. Elastizitätsmodul, Querdehnungszahl), Festigkeit (z.B. Reibungs- und Dilatanzwinkel) und zum elasto-plastischen Spannungs-Dehnungs-Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten ermittelt. Im zweiten Projektjahr wurden die Untersuchungen auf die Analyse von Spannungs-Dehnungs-Verläufen in dynamischen Produktionsszenarien ausgeweitet und insbesondere mögliche Ursachen and Faktoren für Sandproduktion ermittelt. Die Entwicklung von technischen Strategien und Methoden zur Limitierung von Sandproduktion erfolgte weitgehend in der zweiten Projekthälfte. Alle experimentellen Untersuchungen wurden, wie geplant, in enger Koordination mit der Entwicklung von geomechanischen elasto-plastischen Modellen und thermo-hydro-chemo-mechanischen Simulationsplattformen durchgeführt, die für die Datenauswertung genutzt und basierend auf den Versuchsergebnissen parameterisiert und kalibriert wurden. Die im Antrag definierten Inhalte konnten alle im erweiterten Projektzeitraum bearbeitet werden.

4. wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Grundlage für die seismischen Arbeiten war die Erwartung signifikanter Gashydratvolumina in den Channel-Levee Strukturen des Donau-Tiefseefächers im Schwarzen Meer. Diese Erwartungen basieren zum einen auf der globalen Hydratabschätzung von Wallmann (2012), zum anderen auf den früheren Analysen von industriellen seismischen Profilen im Donaufächer (Popescu et al. 2007), sowie Berichten und Publikationen des EU Projekts ASSEMBLAGE (Lericolais and Wong 2002; Lüdmann et al. 2004). Weiterhin hatte die gemeinsame SUGAR-II Testfahrt POS-405 von GEOMAR und BGR (Bialas 2011; Schwalenberg and Engels 2011) in 2010 eigene Hinweise auf Gashydratvorkommen im Donau-Tiefseefächer ergeben.

Grundlage für unsere Arbeiten waren methodische Entwicklungen in den beiden vorherigen SUGAR Phasen, hauptsächlich die Modellierungs- und Inversionsalgorithmen sowie die

Datenakquise. Die Arbeiten der 3. Phase stützen sich weiterhin auf die erfolgreiche Bearbeitung der im Donau-Tiefseefächer gemessenen geophysikalischen Daten und deren Interpretation.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Die Nutzung klassischer Beckenmodelle zur räumlichen Erfassung von Gashydratvorkommen in Sedimenten ist immer noch eine relativ neue Technologie. Bislang wurde ausschließlich von GEOMAR in Zusammenarbeit mit Schlumberger Aachen ein numerisches Modul für die Simulationssoftware PetroMod entwickelt. Simulationen zur Gashydratverteilung in marinen Sedimenten mit PetroMod wurden bereits im Rahmen von SUGAR II für das Gebiet „Alaska North Slope“ durchgeführt. Der grundsätzliche Ansatz zur Simulation mit PetroMod ist u.a. bei Pinero et al. (2013) nachzulesen. Darüber hinaus fanden im Rahmen des bilateralen Projektes PetroHydrate (Statoil und GEOMAR) Modellierungen für Gebiete im nördlichen Golf von Mexiko statt (Burwicz et al., 2017).

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Die Produktion von Erdgas aus marinen Gashydrat-Lagerstätten befindet sich international im Stadium der großskaligen Erprobung im Rahmen von Feldtests. Zu Projektbeginn standen die vorläufigen Ergebnisse aus zwei Feldtests im Alaska Permafrost (Schoderbek et al., 2013) und im Nankaigraben (Yamamoto, 2013) zur Verfügung. Diese Tests waren in Bezug auf die Produktionsraten weitgehend positiv verlaufen, jedoch hatte sich gezeigt, dass die Gasförderung bereits nach kurzen Produktionsphasen durch Destabilisierung der Sedimentformation und massive Sandproduktion beeinträchtigt wurde. Aufgrund dieser erheblichen geotechnischen Probleme wurde deutlich, dass fehlende Kenntnisse zur Geomechanik einer Gashydrat-Lagerstätte im Produktionsverlauf ein zentrales Hindernis für die weitere Verfahrensentwicklung darstellen, und die Ursachen und Faktoren für die geotechnischen Probleme ermittelt sowie technische Lösungen gefunden werden müssen.

Zu Projektbeginn standen die für die wissenschaftliche Analyse und Modellbildung erforderlichen geomechanischen Kenngrößen und Materialeigenschaften für gashydrathaltige Sedimente nur in geringem Umfang zur Verfügung. So wurden zwar in der Vergangenheit bereits zahlreiche Studien zur geomechanischen Charakterisierung von gashydrathaltigen Sedimenten durchgeführt (z.B. Winters et al., 2004; Priest et al., 2009; Waite et al., 2009; Rutqvist et al., 2009; Grozic und Ghiassian, 2010; Klar et al., 2010; Rees et al., 2011; Uchida et al., 2012). In den meisten Fällen handelte es sich jedoch um Kenngrößen zur Steifigkeit (Elastizitätsmodul, Querdehnungszahl), die lediglich das geomechanische Verhalten bei geringen Verformungen beschreiben können. Untersuchungen zur Festigkeit und Spannungs-Dehnungs-Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten bei großen plastischen Verformungen standen in erheblich geringerem Umfang zur Verfügung. Eine voranschreitende Destabilisierung der Gashydrat-Sediment-Matrix, Partikelfluidisierung und Sandproduktion im Rahmen von dynamischen Produktionsszenarien war ebenfalls nicht direkt analysiert worden. Für die notwendigen geotechnischen Untersuchungen existierten zum Zeitpunkt der Antragstellung keine kommerziell erhältlichen geeigneten technischen Prüfsysteme. Auch die Entwicklung technischer Möglichkeiten zum Sandmanagement und Bohrloch-Stabilisierung war aufgrund fehlender technischer Prüf- und Simulationsmöglichkeiten zu Projektbeginn stark eingeschränkt.

Das GEOMAR hat durch SUGAR I und II eine ausgezeichnete Expertise in der Durchführung von Hochdruckdurchflussexperimenten und geomechanischen Untersuchungen erlangt, die im Projektzeitraum im Rahmen von kombinierten experimentellen und numerischen Studien eingesetzt werden konnte. Die Kenntnisse aus den Vorarbeiten konnten auch unterstützend für die technische Entwicklung neuartiger Prüfsysteme eingebracht werden. Die vorhandene experimentelle Ausstattung und wissenschaftliche Expertise am GEOMAR stellten die Grundlagen für die Arbeiten in SUGAR III dar. In den ersten beiden Phasen von SUGAR

stand die Entwicklung eines Verfahrens zur Förderung von Methangas aus Gashydraten durch Hydratumwandlung im Fokus. Im Rahmen dieser Arbeiten wurde insbesondere die Injektion überkritischen CO₂ untersucht (Deusner et al., 2012), um durch CH₄:CO₂ Hydrataustausch in Kombination mit thermischer Stimulation die CH₄-Ausbeute zu erhöhen. Die Ergebnisse haben gezeigt, dass gerade durch die Anwendung einer diskontinuierlichen CO₂-Injektion im Wechsel mit Reaktionszeiten von mehreren Stunden (6-21 h) eine technisch vorteilhafte Bildung von CO₂-Hydraten erreicht werden kann. Diese CO₂-Hydrate verschließen hochpermeable, schnell durchströmte Bereiche und ermöglichen so, im Gegensatz zur kontinuierlichen Injektion, die zu einem raschen CO₂-Durchbruch führt, eine gute Erreichbarkeit der im Sediment verteilten CH₄-Hydrate. Mit andauernder Verweilzeit führt die CO₂-Hydratbildung zu einer zunehmenden Verfestigung der Sediment-Hydrat-Matrix. Hieraus ergaben sich direkte Anknüpfungspunkte für die Arbeiten in SUGAR III, die auf die Nutzung von CO₂-Hydraten zur Bohrlochstabilisierung und Vermeidung von Sandproduktion abzielen. Messungen mittels Magnetresonanz-Tomographie und Raman-Mikroskopie hatten auch gezeigt, dass es im Verlauf der CO₂-Injektion und fortschreitender CH₄-CO₂-Hydratumwandlung bzw. Sekundärhydratbildung zu großen Heterogenitäten in Bezug auf die Phasenverteilung und Sedimentstruktur kommt (Kossel et al., 2013). Es wurde angenommen, dass diese Phänomene von großer Bedeutung für das geotechnische Verhalten im Produktionsverlauf sind und besser verstanden werden müssen. Geotechnische Untersuchungen unter Berücksichtigung von heterogenen Verteilungen und dynamischer Gashydratbildung standen zu Projektbeginn jedoch nicht zur Verfügung.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Die seismischen Arbeiten wurden in enger Kooperation mit dem EU-Projekt MIDAS, namentlich hier Herr T. Zander, durchgeführt. Die Mitarbeiter des Teilprojektes Zander (MIDAS) und Badhani hatten 2015 Gelegenheit an der Expedition GHASS des IFREMER teilzunehmen. Zum einen konnte die Fahrtplanung durch Beiträge aus dem SUGAR Teilprojekt unterstützt werden, zum anderen konnten die Teilnehmer neue Erkenntnisse über die Bathymetrie, Rutschungen und Gewinnung einer Gashydratprobe im Umfeld der SUGAR Arbeitsgebiete sammeln. Ein Studienaufenthalt von Herrn Zander am Norwegian Geotechnical Institute wurde genutzt, um aus den SUGAR Daten eine Stabilitätsanalyse für Channel-Levee Systeme bei postulierter Hydratförderung im Donau-Paläodelta zu erstellen.

In Kooperation mit dem Institute of Earth Sciences der Academia Sinica in Taiwan wurden die Modellierungen von Temperaturgradienten während glazialer Maxima im Schwarzen Meer entwickelt. Durch eine Industrieförderung konnte sowohl eine regionale Stratigraphie, als auch das System der Gasmigration im Arbeitsgebiet 2 erarbeitet werden.

Die EM-Arbeiten wurden in enger Kooperation mit Dr. Schwalenberg von der BGR ausgeübt. Desweiteren arbeiteten 2 CRC Stipendiaten der Ocean University of China in Qingdao an der Datenaufbereitung und Inversion.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Die Arbeiten zur Beckenmodellierung mit PetroMod wurden in der etablierten Kooperation mit Schlumberger GmbH in Aachen durchgeführt.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Die gute Zusammenarbeit mit den anderen SUGAR Projektpartnern konnte auch in SUGAR III fortgesetzt werden. Eine ausgesprochen enge inhaltliche und technische Zusammenarbeit

bestand mit der Firma APS GmbH, welche als Projektpartner mit der Konstruktion und Fertigung einer neuartigen geotechnischen Prüfanlage an SUGAR III teilgenommen hat. Die neue Anlage wurde im Projektzeitraum in den Räumlichkeiten des GEOMAR in Betrieb genommen.

Auf europäischer Ebene konnten die Vernetzung und der Austausch mit allen relevanten Gashydratforschungsgruppen durch die aus dem SUGAR Konsortium initiierte COST-Action MIGRATE ausgebaut und intensiviert werden. Eine ganz besonders enge Zusammenarbeit bestand dabei mit dem Forschungszentrum IFREMER in Brest: Der Doktorand Ludovic Legoix wurde gemeinsam durch das IFREMER und das GEOMAR betreut und hat Laborexperimente an beiden Standorten durchgeführt. Wissenschaftler des GEOMAR konnten zudem an der vom IFREMER durchgeführten Schiffsexpedition GHASS ins Schwarze Meer teilnehmen und Daten aus dem für das SUGAR Projekt ausgewählten Forschungsgebiet sammeln. Für die Vorbereitung der MeBo200-Bohrfahrt war die Zusammenarbeit mit Wissenschaftlern des GEOECOMAR in Rumänien und des Institute of Oceanology der Bulgarischen Akademie der Wissenschaften (IO-BAS) von besonderer Bedeutung.

Im asiatischen Raum ist speziell die Kooperation mit dem Guangzhou Institute for Energy Conversion (GIEC), dem Guangzhou Marine Geological Survey (GMGS) und dem Qingdao Institute of Marine Geology (QIMG) zu vermerken, welche federführend in die Durchführung der chinesischen Feldtests zur Gashydratproduktion im Frühjahr 2017 eingebunden sind. Mit diesen Instituten und dem GFZ wurde in den vergangenen Jahren eine Helmholtz-CAS Joint Research Group (HCJRG) etabliert, welche sich mit den Gashydratlagerstätten im Südchinesischen Meer beschäftigte. Durch dieses Projekt wurde auch gezielt der Austausch von Wissenschaftlern zwischen den Standorten gefördert, u.a. der 15-monatige Besuch des Doktoranden Jinlong Liu, der am GEOMAR numerische Simulationen zur Gasmigration und Hydratbildung an seismischen Chimneys durchführte. Eine weitere enge Kooperation besteht seit Beginn von SUGAR mit dem nationalen taiwanesischen Gashydratprogramm. Hier gibt es jährliche Workshops im Rahmen des TaiGer Programms. Im Oktober-November 2018 findet eine gemeinsame MeBo200-Bohrkampagne mit RV SONNE (SO266) vor der taiwanesischen Küste statt, auf der SUGAR-Technologien zum Einsatz kommen werden. Mit Wissenschaftlern des nationalen südkoreanischen Gashydratprogramms gab es ebenfalls mehrere Treffen im Projektzeitraum. Aktuell arbeitet Dr. Yohan Lee vom UNIST im Rahmen eines zweijährigen Humboldt-Stipendiums am GEOMAR und führt weitergehende Hochdruckexperimente zur Hydratumwandlung und Geomechanik durch.

Im Bereich der Geomechanik bestehen zudem enge Kooperationen mit der Universität Kiel (Frank Wuttke), der TU München (Barbara Wohlmuth), der Universität Stuttgart (Rainer Helmig), dem IFREMER in Brest (Sebastien Garziglia und Nabil Sultan) dem TECHNION in Haifa (Assaf Klar, jetzt Technische Universität Kopenhagen) und dem Rensselaer Polytechnic Institute in Troy, New York (Shun Uchida). Marc Xie (Rensselaer Polytechnic Institute und Hong Kong Polytechnic University) hat bei zwei Besuchen am GEOMAR Experimente für seine Doktorarbeit durchgeführt.

Referenzen

- Bialas J (2011) POS-405 RV POSEIDON Cruise Report. IFM-GEOMAR, Kiel.
- Bohrmann G, Ahrlich F, Bachmann K, et al (2018) RV METEOR CRUISE REPORT - Drilling gas hydrates in the Danube deep-sea fan, Black Sea. Bremen.
- Deusner C., Bigalke N., Kossel E., Haeckel M. (2012) Methane production from gas hydrate deposits through injection of supercritical CO₂. *Energies* 5, 2112-2140.
- Grozic J. L. H., Ghiassian H. (2010) Undrained shear strength of methane hydrate-bearing sand.
- Hillman JIT, Klauke I, Bialas J, et al. (2018) Gas migration pathways and slope failures in the Danube Fan, Black Sea. *Mar. Petrol. Geol.*, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2018.03.025.

- Klar A., Soga K., Ng M. Y. A. (2010) Coupled deformation-flow analysis for methane hydrate extraction. *Geotechnique* 60 (10), 765-776.
- Kossel E., Deusner C., Bigalke N., Haeckel M. (2013) Magnetic resonance imaging of gas hydrate formation and conversion at sub-seafloor conditions. *Diffusion Fundamentals* 18 (15), 1-4.
- Lericolais G, Wong HK (2002) ASSEMBLAGE DELIVERABLE 17: Gas hydrate localisation maps with their extent in isolines (ASSEssMent of the BLAck Sea sedimentary system since the last Glacial Extreme). IFREMER, Brest.
- Lüdmann T, Wong H, Konerding P, et al (2004) Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea. *Geo-Mar Lett.* doi: 10.1007/s00367-004-0169-y.
- Minshull TA, Keddie A (2010) Measuring the geotherm with gas hydrate bottom-simulating reflectors: a novel approach using three-dimensional seismic data from the eastern Black Sea. *Terra Nova* 22:131–136. doi: 10.1111/j.1365-3121.2010.00926.x.
- Popescu I, De Batist M, Lericolais G, et al (2006) Multiple bottom-simulating reflections in the Black Sea: Potential proxies of past climate conditions. *Mar Geol* 227:163–176. doi: 10.1016/j.margeo.2005.12.006.
- Popescu I, Lericolais G, Panin N, et al (2007) Seismic expression of gas and gas hydrates across the western Black Sea. *Geo-Mar Lett* 27:173–183. doi: 10.1007/s00367-007-0068-0.
- Priest, J. A., Rees, E. V. L., & Clayton, C. R. I. (2009). Influence of gas hydrate morphology on the seismic velocities of sands. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 114(B11), 664 B11205. <https://doi.org/10.1029/2009JB006284>.
- Rees, E. V. L., Kneafsey, T. J., Nakagawa, S. (2011) Geomechanical properties of synthetic hydrate bearing sediments. *Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011)*.
- Rutqvist, J.; Moridis, G. J.; Grover, T.; Collett, T. (2009) Geomechanical response of permafrost-associated hydrate deposits to depressurization-induced gas production. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 67 (1-2), 1-12.
- Schoderbek, D., Farrell, H., Hester, K., Howard, J., Raterman, K., Silpngarmert, S., Martin, K.L., Smith, B. and Klein, P. (2013) ConocoPhillips Gas Hydrate Production Test. Final Technical Report. available online at www.netl.doe.gov.
- Schwalenberg K, Engels M (2011) Marine controlled source electromagnetic methods for gas hydrate assessment: new instrumentation and first results from the Black Sea test cruise. pp 1–11.
- Uchida, S., Soga, K., Yamamoto, K. (2012) Critical state soil constitutive model for methane hydrate soil. *Journal of Geophysical Research* 117 (B3).
- Waite, W. F., Santamarina, J. C., Cortes, D. D., Dugan, B., Espinoza, D. N., Germaine, J., Jang, J., Jung, J. W., Kneafsey, T. J., Shin, H., Soga, K., Winters, W. J., Yun, T.-S. (2009) Physical properties of hydrate-bearing sediments. *Reviews of Geophysics* 47.
- Wallmann K, Burwicz E, Rüpke L, et al (2012) The global inventory of methane hydrate in marine sediments: A theoretical approach. 5:2449–2498.
- Yefremova AG, Zhizchenko BP (1974) Occurrence of crystal hydrates of gases in the sediments of modern marine basins. *Akademii Nauk SSSR* 214:1179–1181.
- Zander T, Choi JC, Vanneste M, et al (2018) Potential impacts of gas hydrate exploitation on slope stability in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Mar Petrol Geol* 92:1056–1068. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2017.08.010.
- Zander T, Haeckel M, Berndt C, et al (2017) On the origin of multiple BSRs in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Earth Planet Sci Lett* 462:15–25. doi: 10.1016/j.epsl.2017.01.006.

II. Eingehende Darstellung

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

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

AP1.1 Seismik

Im Projektablauf wurde zunächst die Bearbeitung der regionalen MCS Profile (Abb. 1) bis zur Migration durchgeführt. Die daraus erhaltenen ersten Geschwindigkeitsmodelle wurden zur Tiefenkonvertierung der Profile benutzt. Zugleich wurden signifikante Leithorizonte in den regionalen MCS Daten interpretiert. Das daraus resultierende Übersichtsmodell wurde an die Arbeitspakete im TP1 und an das TP3 weitergegeben. Die Horizonte wurden mit der aus der Literatur verfügbaren Stratigrafie abgeglichen. Im Rahmen der MIDAS Kooperation wurden die 2D MCS Daten zu einer Studie von Mehrfach-BSR im Arbeitsgebiet genutzt. Hieraus konnte von Zander et al. (2017) erstmals ein direkter Zusammenhang zwischen älteren Meeresbodensignaturen und verbliebenen BSR Reflektionen hergestellt werden (Abb. 2). Hochauflösende 2D Profile im Arbeitsgebiet 1 wurden benutzt, um Hangstabilitäten des SUGAR-Canyon bei einer hypothetischen Förderung von Gas aus Hydratschichten zu studieren. Zander et al. (2018) konnten zeigen, dass ein Sicherheitsfaktor von 1,27 eingehalten werden kann. Eine durch Fremdereignisse (z.B. Erdbeben) ausgelöste Hangrutschung würde allerdings bis an die angenommenen Produktionsinstallationen heranreichen.

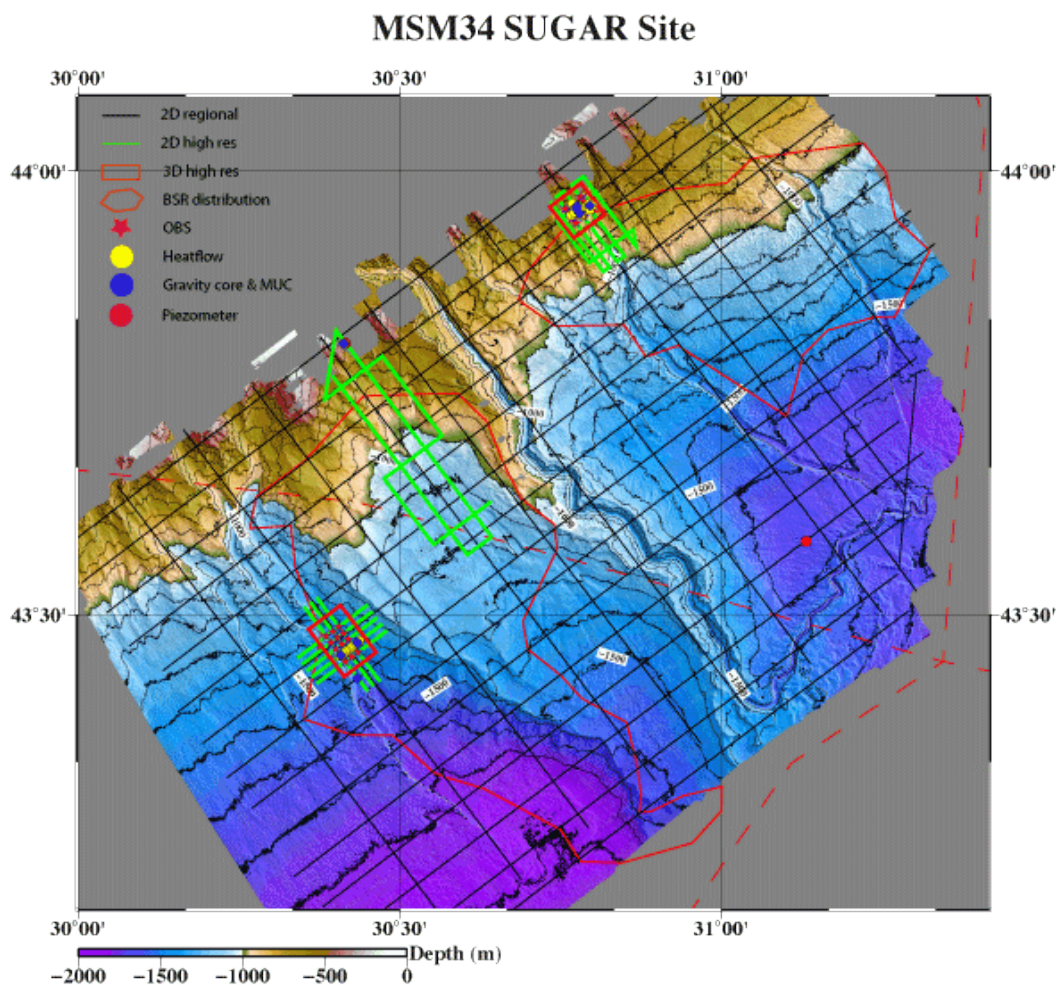


Abbildung 1: Karte der seismischen Vermessungen und geologisch-geochemischen Beprobung während der Reise MSM 34.

Für die Aufarbeitung der OBS Daten wurde Frau Dr. Anke Dannowski als PostDoc im Projekt beschäftigt. Im Arbeitsgebiet 1 erfolgte die Erstellung von V_p und V_s Modellen anhand zusätzlicher verlängerter Profile, die über die parallel aufgenommene 3D MCS Vermessung hinaus erfolgten (Abb. 1). Die Bearbeitung und Auswertung der 3D MCS Daten im Arbeitsgebiet 1 erfolgte in Kooperation mit dem EU-Projekt MIDAS. Hochauflösende Strukturinformationen und aufdatierte Geschwindigkeitsmodelle aus den OBS Modellen wurden mit weiteren Arbeitspaketen im TP1 über ein Repository ausgetauscht und in gemeinsamen TP1 Workshops diskutiert. Die Geschwindigkeitsmodelle der OBS Daten wurden für eine Tiefenkonvertierung der MCS im Arbeitsgebiet 1 benutzt. Kleine strukturelle Anomalien mit invertierten Amplituden in den MCS Daten wurden einer detaillierten Studie in den OBS Modellen unterzogen. Hierbei konnte gezeigt werden, dass der heutige BSR (BSR-1 in Abb. 2) vermutlich durch geringe Gasvolumina erzeugt wird (Abb. 3). Aufgrund der langsameren V_s Geschwindigkeiten beleuchten die Scherwellenmodelle nur Bereiche im Umfeld von einem Kilometer um das jeweilige OBS. Da ein wesentliches Ziel die Markierung möglicher Bohrlokationen für MEBO 200 (160 m Bohrtiefe) war, wurden nur vereinzelte Strukturen mit invertierten Reflektoren mit V_p/V_s Analysen untersucht. Die in Abbildung 4 gezeigte Struktur weist neben einem invertierten Reflektor am Boden eine Erhöhung in V_p auf. Die zugehörigen Scherwellen zeigen nur eine S-Reflektion am Boden der Struktur. Sollte die Struktur durch Gashydrat gebildet worden sein, so ist anzunehmen, dass keine Zementierung der Sedimentmatrix stattgefunden hat und nur geringe Sättigungen zu erwarten sind. Es stehen leider keine Hintergrundwerte zur Schallgeschwindigkeit außerhalb der Hydratstabilität zur Verfügung, um weitere Abschätzungen durchzuführen. Auch kann ein rein lithologisch bedingter Impedanzwechsel nicht ausgeschlossen werden.

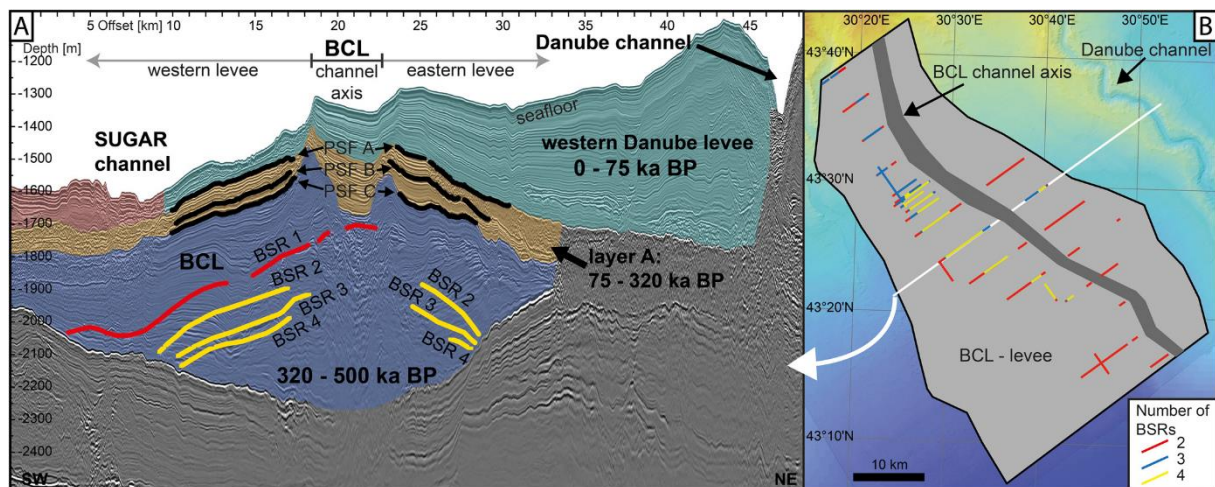


Abbildung 2: Linie 09 der regionalen Seismik (links) über den SUGAR Channel hinweg. Markiert sind der heutige BSR (1; rot) und die mehrfachen BSR (2-4, gelb), sowie die zugehörigen Meeresbodeneinsätze (PSF A bis C, schwarz). Der Lageplan (rechts) zeigt die Verteilung der mehrfachen BSR Einsätze auf den benachbarten Profilen. (Zander et al. 2017).

Die V_p und V_s Modelle der OBS Auswertung wurden für eine Abschätzung des Hydratgehalts anhand von Laborexperimenten benutzt (Abb. 5). Fehlende Informationen zum Prozess der Hydratbildung (porenfüllend oder Matrix zementierend) verhindern eine eindeutige Aussage. Zudem muss beachtet werden, dass in Laborexperimenten oft mit Ersatzmaterialien für Sediment und Gas gearbeitet wird. Eine typische „Verunreinigung“ von Sanden mit Tongehalt wird nicht nachgebildet, würde aber deutlich verringerte Schallgeschwindigkeiten für die Sättigungskurven ergeben. Weiterhin werden in den Experimenten immer nur reine Zementierung oder reine Porenfüllung betrachtet. Es ergeben sich somit große Unsicherheiten in der Interpretation, die sowohl auf wenig (0% -10%) Hydrate oder reichere

Sättigungen (20%-30%) hinweisen können. Das geschilderte Scherwellenverhalten tendiert jedoch eher zur Annahme geringer Sättigungen. Ebenso ist der Austausch mit den Auswertungen der CSEM Daten nicht eindeutig, da das Fehlen von in-situ Informationen über Salinität und Porosität in Arbeitsgebiet 1 nur Abschätzungen zulässt.

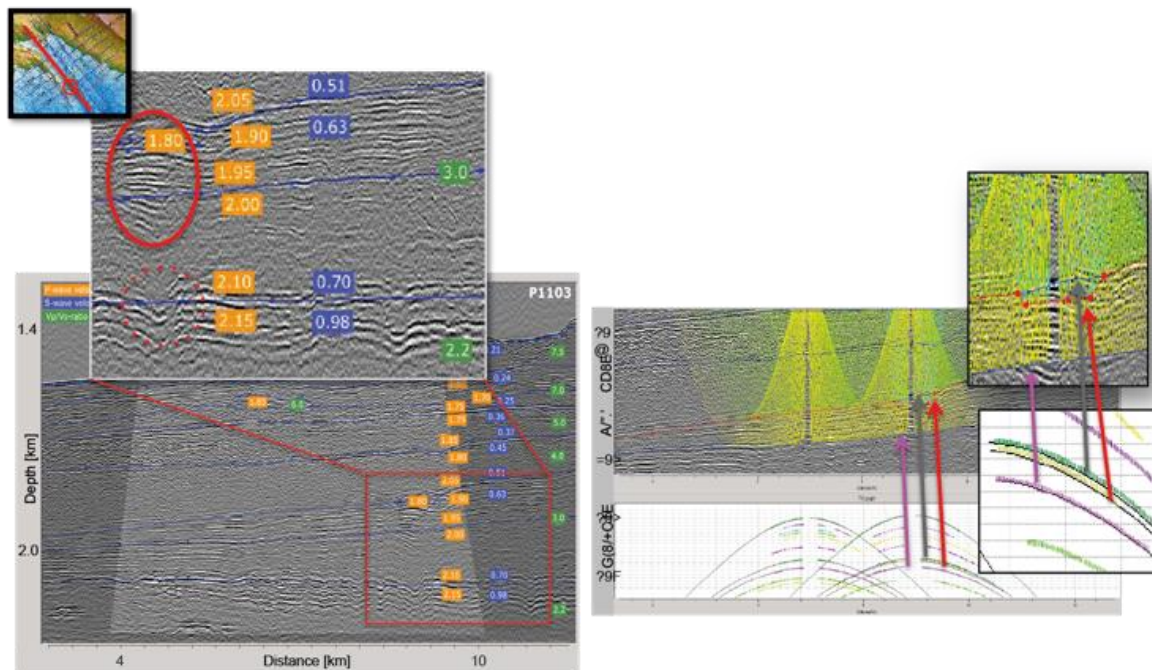


Abbildung 3: Modellierung einer Gasstache am BSR mit Hilfe der OBS Daten. In den MCS Daten (links) sind wiederholt Stapel verstärkter Amplituden (roter Kreis) unterhalb des BSR zu erkennen. Spätere seismische Einsätze unterhalb dieser Stapel zeigen eine deutliche Anomalie zu verspäteten Laufzeiten (gestrichelter Kreis). In den hochauflösenden OBS Daten (rechts) lassen sich diese Strukturen mit einer lokalen Zone erniedrigter Geschwindigkeit (Zoom Ausschnitt rechts) modellieren.

Im Arbeitsgebiet 2, das durch eine Hangrutschung an der Obergrenze der Hydratstabilität gekennzeichnet ist (Abb. 1), wurde zunächst eine Aufnahme des aktuellen BSR durchgeführt. Für diese Aufgaben konnte Herr Shray Badhani gewonnen werden. Eine Modellierung des BSR mit restaurierter Füllung der Rutschung weist auf eine auffällige Korrelation mit erhöhten Reflexionen oberhalb der Abrisskante hin. Auch außerhalb der Rutschung konnte mit den 3D seismischen Daten ein möglicher Verlauf der Gasbewegung abgebildet werden (Abb. 6). Zunächst findet eine Gassammlung unterhalb der Levee des S2-Channel statt, die sich in der BSR Verteilung widerspiegelt (Abb. 1+6). Durch die Teilnahme von Herrn Badhani und Herrn Zander an der französischen GHASS-Expedition in 2015 wurde deutlich, dass im Donaufächer zahlreiche, sehr große Rutschungen stattgefunden haben.

Das wurde auch in den Auswertungen der regionalen Seismik deutlich, die Massentransporte (MTD) von bis zu 600 km^3 nachweisen konnte (Hillman et al. 2018). Die Analyse der 3D Seismik zeigt das sowohl horizontale als auch vertikale Gasmigration stattfindet (Abb. 7). Die Levee Sedimentation scheint dabei den vertikalen Aufstieg des Gases zu verhindern. Andererseits gelingt aber auch der diffuse Gastransport durch MTD Strukturen bis zu Gasquellen am Meeresboden. Gasakkumulationen an Hochlagen von Sedimentgrenzen führen nicht immer zur Schlotbildung und Entgasung am Meeresboden.

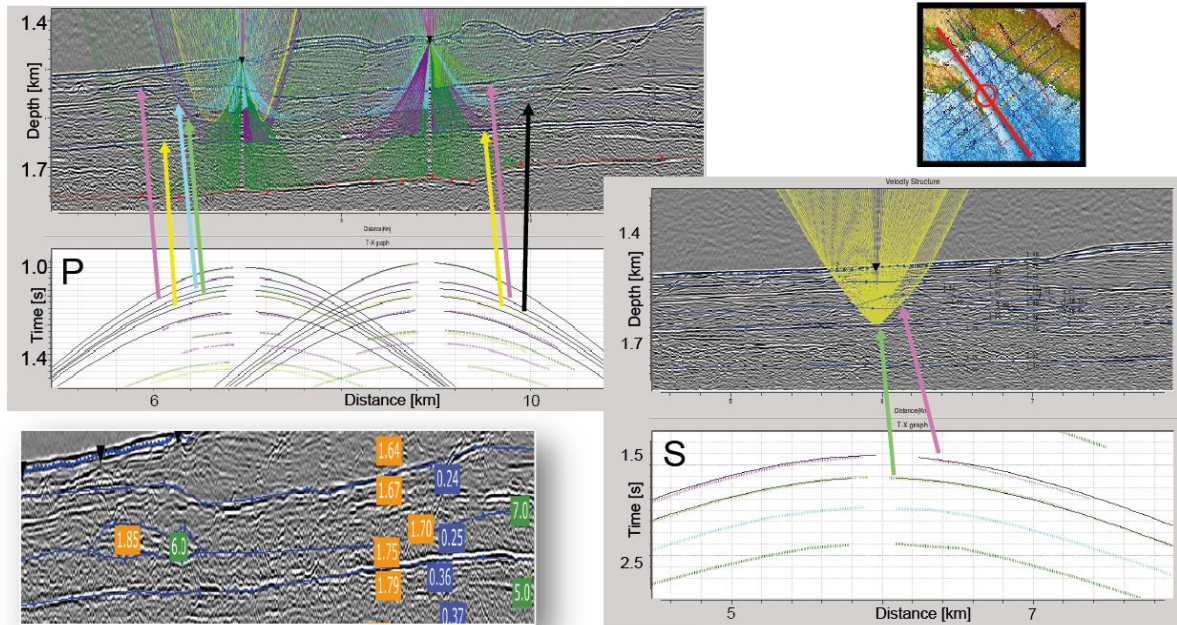


Abbildung 4: Beispiel einer V_p/V_s Modellierung an einer lokalen Strukturanomalie. Eine Erhöhung der V_p Geschwindigkeit mit unterliegender invertierter Reflexion spiegelt das typische Bild einer Hydratbildung wieder. Fehlende Scherwellenreflexionen der Oberkante und Reflexionen der Unterkante sprechen hingegen für sehr geringe Konzentrationen, die nur im Porenraum gebildet wurden. Auch ein rein lithologischer Impedanzwechsel kann nicht ausgeschlossen werden.

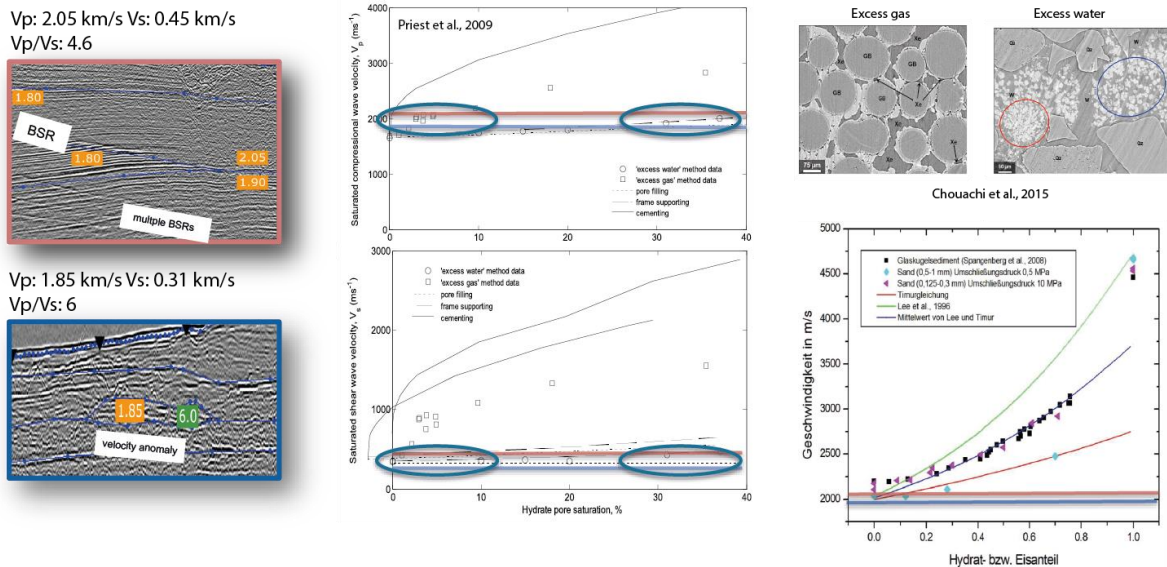


Abbildung 5: Der Vergleich von V_p/V_s Modellergebnissen (links) mit Laboruntersuchungen (Mitte, unten rechts) zur Hydratsättigung ist nicht eindeutig. Zum einen fehlen Informationen über die Art der Hydratbildung (im Porenraum oder zementierend; oben rechts) zum anderen entsprechen die Labormaterialien und Zusammensetzungen nicht den In-Situ Bedingungen (z.B. fehlender Tongehalt im Sediment).

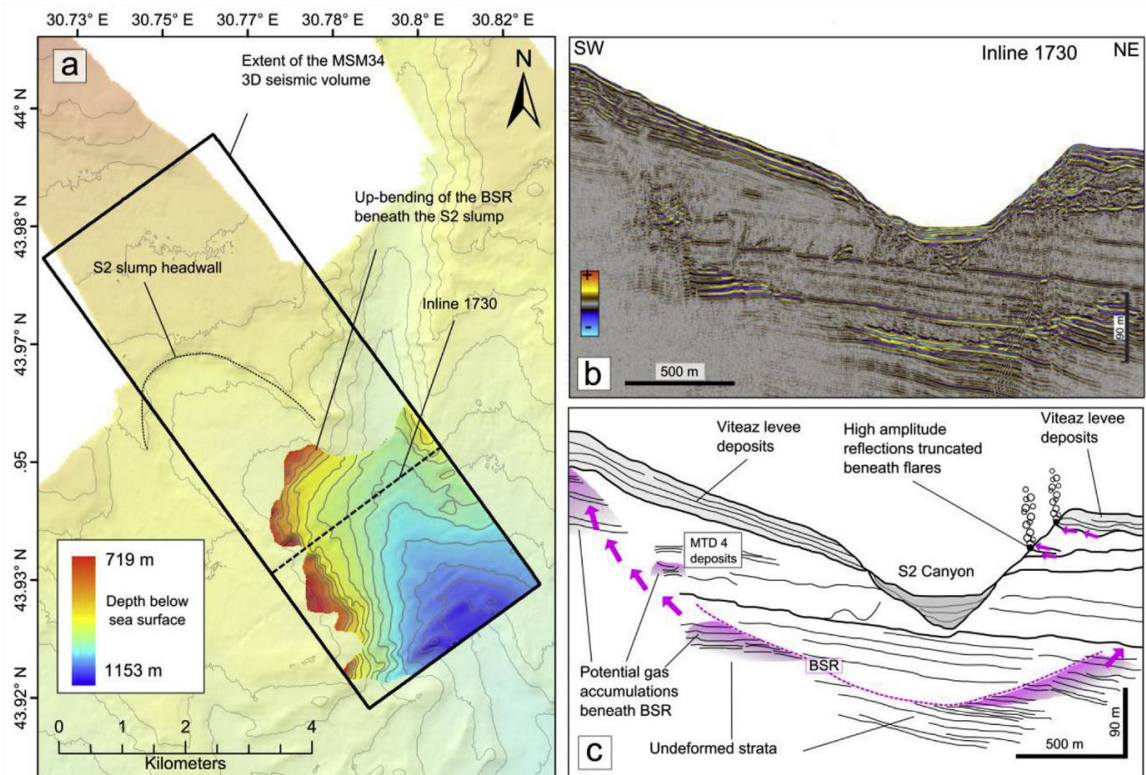


Abbildung 6: Karte des BSR (links), Profillinie (oben rechts) und Interpretation (unten links) in der 3D Arbeitsfläche 2. Der BSR bildet sich im Donau Fächer unter den Levee Strukturen aus und endet mit der Hydratstabilität bei 650 m Wassertiefe. Am Ende der BSR Reflektoren zeigen erhöhte Amplituden den weiteren Verlauf der Gasmigration an. (Hillman et al. 2018).

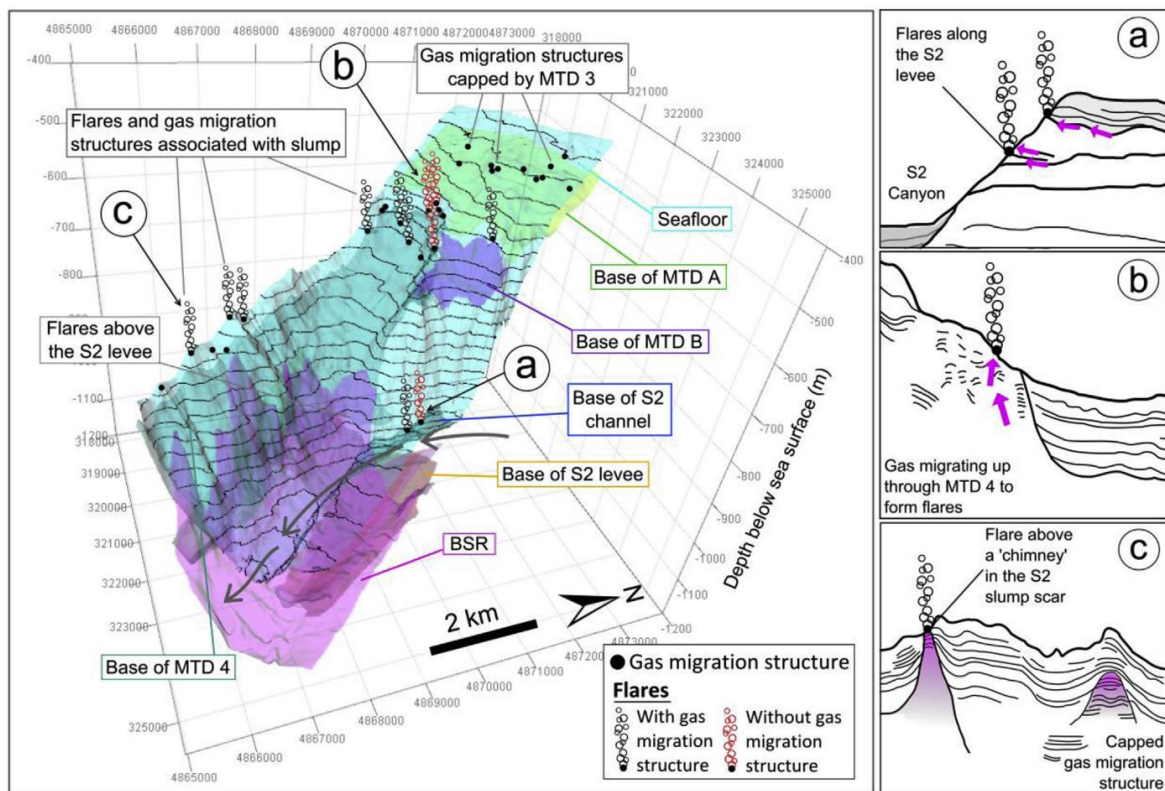


Abbildung 7: 3D Strukturaufnahme (links) und Interpretation exemplarischer Gasmigrationswege (rechts), die aus der 3D Seismik in Arbeitsgebiet 2 abgeleitet wurde.

Außerhalb der Levee Strukturen konnte die in der Seismik abgebildete BSR Tiefe nicht mit den Modellierungen in Einklang gebracht werden (Zander et al. 2017). Daher wurden die Untersuchungen auf die Abschätzung von Sedimentationsunterschieden (Canyon, Levee, MTD), den damit einhergehenden veränderten physikalischen Parametern der Sedimente und Einflüssen der Topographie auf den Temperaturgradienten durchgeführt (Hillman et al. 2018). Die modifizierte Verteilung des Temperaturgradienten führt in den Modellen zu einer wesentlich verbesserten Anpassung des berechneten und gemessenen BSR Verlauf (Abb. 8). Verbleibende Abweichungen sind zum einen auf eine ungenaue Parametrisierung zurück zu führen, da keine In-Situ Angaben für physikalische Parameter vorliegen. Andererseits zeigen die Abweichungen an, das nach den Glazial- / Interglazialwechseln und damit einhergehenden Wechseln limnischer und nicht-limnischer Umgebungsparameter, in den Sedimenten des Schwarzen Meer das geochemische Gleichgewicht noch nicht wieder hergestellt ist (Hillman et al. 2018).

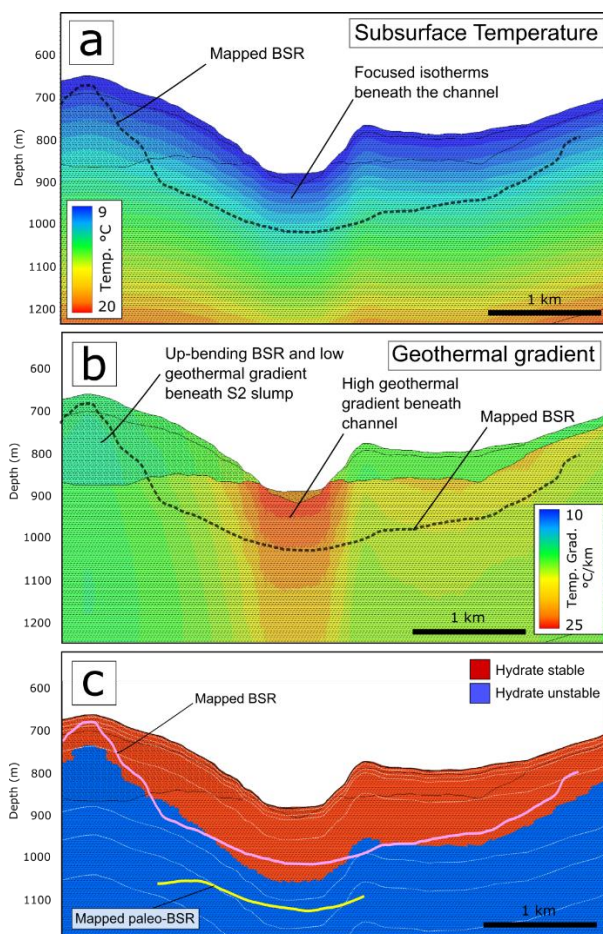


Abbildung 8: Darstellung der Modellräume für die temperaturbedingte Modellierung der Hydratstabilität in Arbeitsgebiet 2.

a) Temperaturverteilung im Untergrund;

b) Modifizierte Temperaturgradienten, angepasst an die unterschiedliche Sedimentation in Canyon, Levees und MTDs;

c) Resultierende Grenze der Hydratstabilität (BSR).

Isolinien der Salinität sind gepunktet. (Hillman et al. 2018).

Anhand der regionalen und hochauflösenden Seismik wurden für die MeBo200-Expedition M142 im November-Dezember 2017 mehrere Bohrlaktionen in der bulgarischen und rumänischen EEZ vorgeschlagen. Leider wurde nur für die rumänische EEZ eine Forschungsgenehmigung erteilt, so dass sich die Bohrungen auf das Arbeitsgebiet 2 (Abb. 1) konzentriert haben. In den Bohrungen MEBO-16, MEBO-17 und MEBO-19 (Abb. 9) konnten Sedimente bis zu einer Tiefe von 145 m unter dem Meeresboden beprobt werden. Erste Vergleiche der Schallgeschwindigkeiten im Bohrloch und der seismischen Profile zeigen nur begrenzte Hinweise auf weiträumigere Gashydratverteilungen (Abb. 10). Auch die indirekten Anzeichen für dissoziierenden Gashydrate in den Kernproben zeigen keine Hinweise auf sehr hohe Sättigungswerte (Bohrmann et al. 2018).

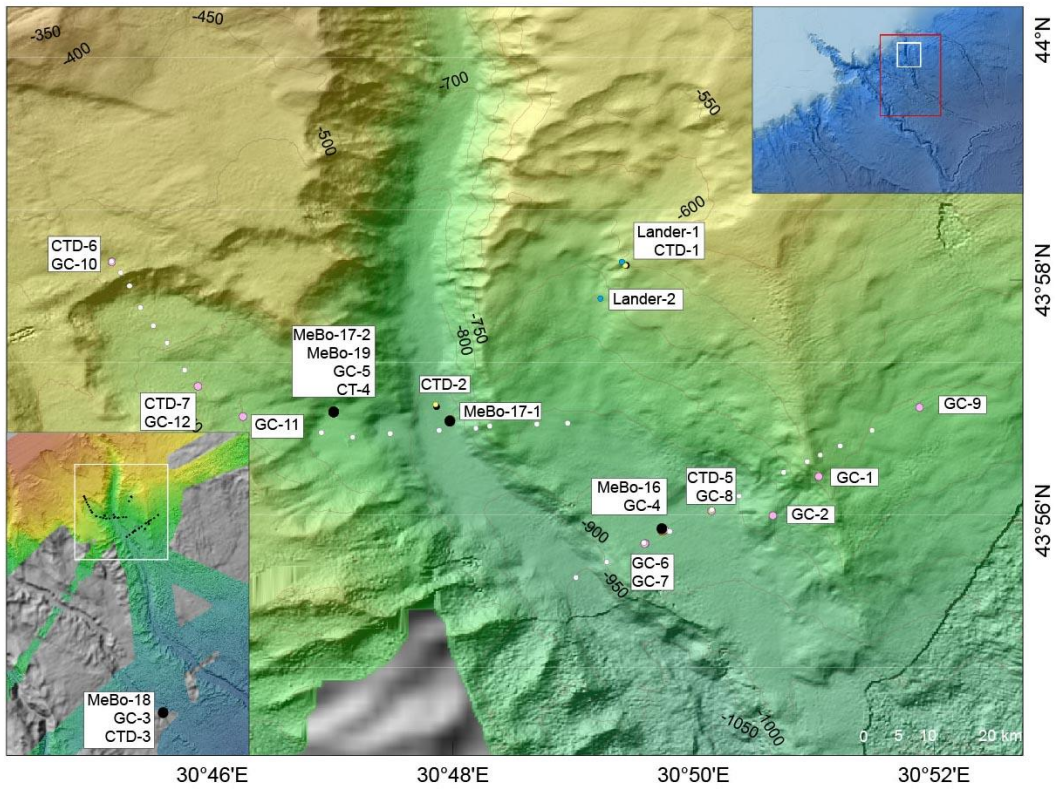


Abbildung 9: Karte der Bohrlokationen und Beprobungsstationen der MeBo200-Expedition M142 (Bohrmann et al. 2018).

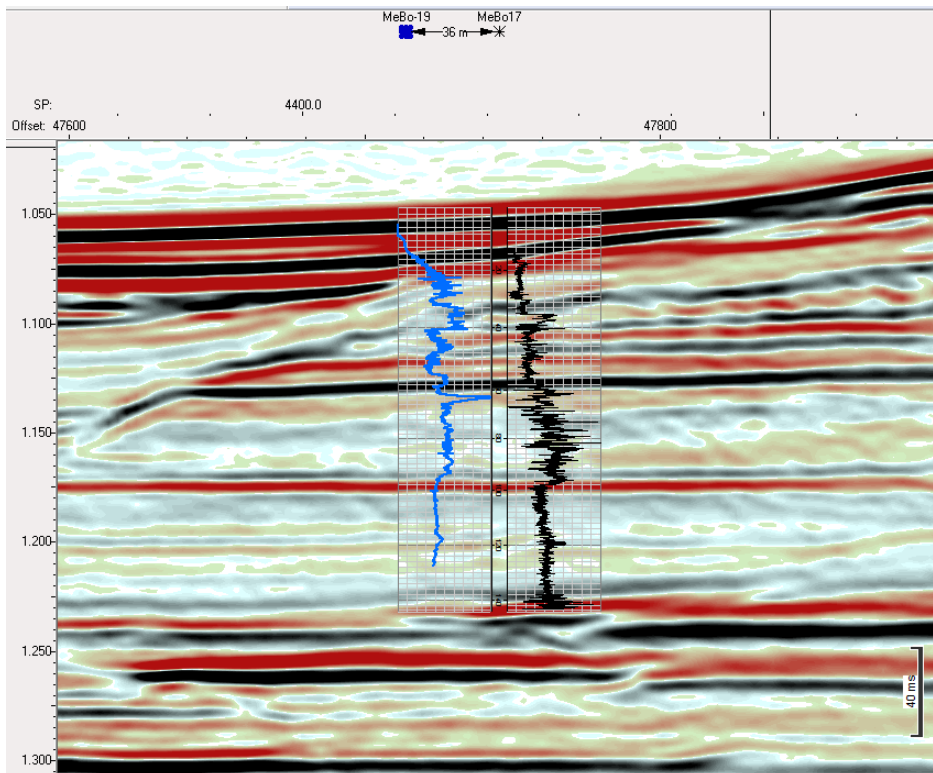


Abbildung 10: Vergleich der MEBO-17 und MEBO-19 Schallsondenmessung mit dem regionalen Seismikprofil 15. Erhöhte Geschwindigkeiten, interpretiert als möglicher Indikator für Gashydrate finden sich nur zwischen 1.125 s und 1.175 s Laufzeit, sowie direkt am BSR. (Riedel, priv. Komm.).

Abschließende Kontrollen und Kalibrierungen der Modelle an den Kernen und Bohrlochmessungen der MEBO-200 Kampagne konnten wegen des späten Zeitpunkts am Ende der Projektlaufzeit nicht mehr durchgeführt werden. Erste Multisensor-Core-Log Messungen und Porositätsbestimmungen per Pyknometer wurden durchgeführt, sind aber noch nicht zu Modellvergleichen ausreichend weit aufgearbeitet.

AP1.2 Elektromagnetik

Die Entwicklung eines schnellen 3D CSEM Vorwärtsmodellierungsalgorithmus, welcher für ein angenommenes Widerstandsmodell die damit einhergehenden Daten vorhersagt, ist von zentraler Wichtigkeit für die Datenmodellierung und auch für die Joint-Inversion. Jede Inversion, d.h. Rückführung aufgenommener Daten zu einem Widerstandsmodell des Untergrundes, benötigt viele dieser sogenannte Vorwärtsmodellierungen. Des Weiteren sind Berechnungen der Jakobi-Matrizen notwendig, welche die Veränderung der vorhergesagten Daten bezüglich einer Veränderung der Modellparameter angeben. Diese bestimmen im Inversionsverfahren, in welche Richtung einzelne Modellparameter verändert werden müssen, um eine besser Anpassung mit den gemessenen Daten zu erzielen.

Die benötigte Rechenleistung ist besonders groß für 3D elektromagnetische Widerstandsmodelle und wesentlich höher als der Bedarf für seismische und gravimetrische Modellierungen. Für marine Messungen, bei denen sich Sender und Empfänger im elektrisch leitenden Meerwasser befinden, und für unseren Messaufbau, bei dem sich Empfänger und Sender zum Teil in großer Nähe befinden und wo im Zeit- und nicht im Frequenzbereich gemessen wird, sind keine 3D kommerziellen oder akademische Softwarepakete erhältlich. Aus diesem Grund musste eine 3D Modellierungssoftware im Rahmen von SUGAR selber geschrieben werden, was über die letzten beiden Förderphasen auch erfolgreich abgeschlossen werden konnte. Diese nötige und zeitaufwendige Entwicklung beinhaltet jedoch auch die Chance, ein kommerziell interessantes Produkt zu erhalten, was sich langfristig vermarkten lässt und auch für andere akademische Gruppen von Interesse ist.

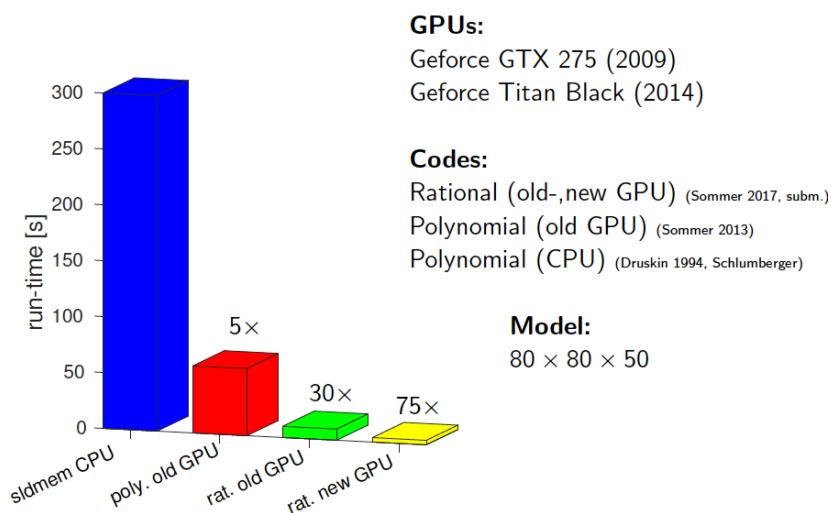


Abbildung 11: Absolute Laufzeit eines seriellen Industrie-Code sldmem auf CPU (blau), des Polynomialen-Krylov-Raum Verfahrens auf alter GTX275 Graphik Karte (rot), des rationalen Krylov-Raum-Verfahrens auf alter GTX275 Graphikkarte (grün) und des rationalen Krylov-Raum-Verfahrens auf neuer Graphikkarte (gelb). (Sommer, 2017).

Wir haben sowohl Hardware- als auch Software-Ansätze verfolgt, um die Rechenzeiten für einen Finite-Differenzen-Modellierungscode im Zeitbereich zu minimieren. Unser zum Projektanfang bestehender Algorithmus, der auf einer alten Generation von Graphical Processing Units (GPU) lief, wurde auf eine schnellere Generation von Graphical Processing Units umgeschrieben. Eine GPU ist ein auf die Berechnung von Grafiken spezialisierter Prozessor, der eine massive Parallelisierung und damit Beschleunigung, insbesondere algebraischer Rechnungen, erlaubt. Während GPUs rasant leistungsfähiger werden und die

zur GPU Programmierung benutzte Sprache CUDA sich etabliert, sind getestete Bibliotheken mit Standardunteralgorithmen noch im Entstehen. Dies führte zu einer zeitlichen Verzögerung der Entwicklung des Modellierungscodes auf der neuen GPU. Auf der Software Ebene wurde die Effizienz durch die sogenannte Rationale-Krylov-Subraum-Methode (RKSM) gesteigert, welche die Dimension und Rechenzeit des Problems durch eine spezielle Eigenvektor- und Eigenwert-Zerlegung deutlich verringert und die auch die effizientere Berechnung der Sensitivitäten, oder auch der Jakobi-Matrizen, erlaubt.

Eine graphische Darstellung der Reduzierung der Rechenzeiten, wie sie während der Projektphase erfolgte, ist in Abbildung 11 dargestellt (Sommer et al., 2017). Verglichen werden ein industriegenutzter frequenzabhängiger Code von Schlumberger, welcher die RSKM Methode benutzt, jedoch noch auf CPUs implementiert ist (Druskin et al., 2009), eine Implementation unseres Codes ohne RKSM auf alten GPUs programmiert, eine Implementierung unseres Codes mit RKSM auf alten GPUs programmiert, sowie der letzte Stand des von uns entwickelten Codes. Insgesamt konnte innerhalb des Sugarprojekts ein Code entwickelt werden, der ca. 75 mal schneller ist als der beste CPU Industriecode (blau, Abb. 11 rechts). Anhand der neu implementierten RKSM Methode und mit der neuen GPU Titan konnten allein innerhalb dieser Projektphase eine Beschleunigung um einem Faktor von über 10 erwirkt werden. Das bedeutet, dass die von Terrasys entwickelte Inversion, die hauptsächlich durch elektromagnetische Modellierungsanforderungen gebremst wird, nun 10 mal schneller vorstatten gehen kann. Damit ist Terrasys auf dem Weltmarkt wettbewerbsfähig. Für die im Donaudelta benutzte Messgeometrie (76 Sendestationen und 12 Empfängerstationen) kann damit die Rechenzeit für eine Vorwärtsmodellierung von Tagen auf Stunden reduziert werden. Damit ist der von Herrn Sommer entwickelte Code einer der weltweit schnellsten 3D EM Modellierungscodes für Elektromagnetik. Um den Code für Testzwecke Terrasys sowie anderen akademischen Gruppen zugänglich zu machen, wurde ein FTP-Server eingerichtet, mit dem Zugriff auf einen mit neuester Graphikkarte ausgerüsteten Computer ermöglicht wird, auf dem ein aktuelles Widerstandsmodell hinaufgeladen werden und die Modellierungen durchgeführt werden können und von dem die modellierten Daten sowie Jakobi-Matrizen heruntergeladen werden können. Diese Schnittstelle wird von Terrasys benutzt, um während jeder Joint-Inversion Iteration die vorhergesagten elektromagnetischen Daten für das aktuelle Inversionsmodell zu berechnen. Für Terrasys wurde weiterhin eine Gitterschnittstelle entwickelt, die es erlaubt, zwischen dem von uns für die elektromagnetischen Rechnungen benötigten finiten Differenzengitter auf das Gitter des Joint-Inversionsmodell hin und her zu projizieren.

Im Rahmen der Entwicklung der Joint Inversion werden erste 3D Modellierungen und Inversionen für verschiedene geophysikalischen Daten anhand eines synthetischen Modells basierend auf geologischen Gegebenheiten im Untersuchungsgebiet 1 im Schwarzen Meer berechnet. Wir haben anhand von Literaturdaten und anderen Hintergrundinformationen das geologische Modell mit elektrischen Widerständen besetzt (s. Abb. 12). Gas- bzw. Gashydratschichten zeichnen sich durch einen höheren Widerstand, bzw. geringere Leitfähigkeit aus, und sind als lila (Sugar Channel) oder weiße Flächen (1D Schicht in ca. 150 m Tiefe) erkennbar. Dieses elektrische Widerstandsmodell konnte nun von Terrasys zu ersten Simulationstests importiert werden. Abbildung 13 zeigt den Jakobi-Matrix für eine Sender Empfänger Kombination (s. Abb. 18 für Gesamtauslage des CSEM Experiments im Arbeitsgebiet 1), der von Terrasys für ein Update des Joint-Inversion Modells benötigt wird, hier für einen 1 Ohm-m Halbraum mit einer Gashydratschicht in ca. 100 m Tiefe unterhalb des Meeresbodens, einer Lage vergleichbar zur weißen Fläche in Abbildung 2. Die Jakobi-Matrix zeigt, dass die Daten besonders empfindlich auf Modellveränderungen in der Nähe der Sender und Empfänger sind, aber auch sensibel auf Modelländerungen in der Hydratschicht sowie oberhalb der Hydratschicht reagieren, insbesondere entlang der direkten Achse zwischen Sender und Empfänger. Erste Tests der Joint-Inversion mit elektromagnetischen Daten werden augenblicklich von Terrasys und uns im Rahmen des MARTERA Projekts GITARO getestet.

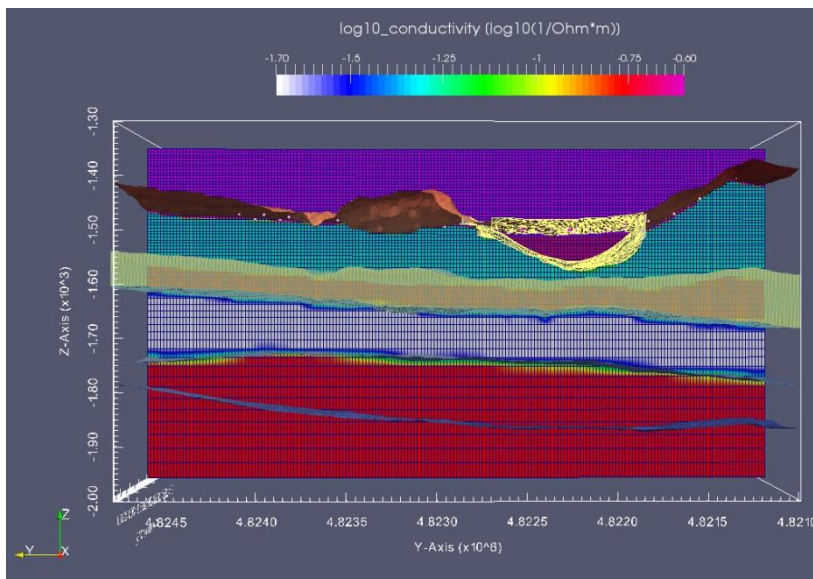


Abbildung 12: Schnitt durch ein synthetisches 3D elektrisches Widerstandmodell, welches auf der Geologie im Zielgebiet des Schwarzen Meers basiert und in den 3D Joint Inversion Algorithmus von Terrasys importiert wurde. Gas/Gashydratschichten zeichnen sich durch einen höheren Widerstand, bzw. geringer Leitfähigkeit aus und sind als lila (Sugar Channel) oder weiße Flächen (1D Schicht in ca. 150m Tiefe) erkennbar. Der Meeresboden befindet sich in ca 1400 m Tiefe, die violette Fläche oberhalb stellt Meerwasser dar und ist nicht Teil der dargestellten Farbskala.

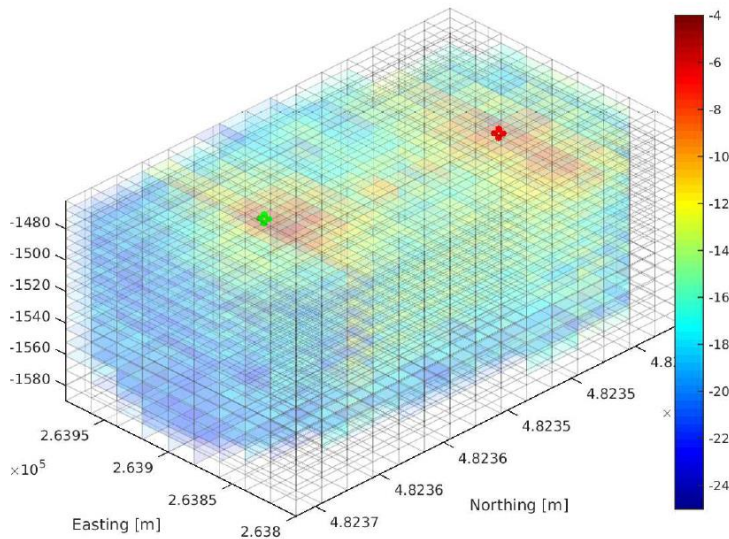


Abbildung 13: Jakobi-Matrix (logarithmisch) für ein Sender-Empfänger-Paar in Arbeitsgebiet 1 für ein synthetisches Widerstandsmodell mit einer Gashydratschicht in 100m Tiefe. Die Zellgröße beträgt 20 m in x/y/z Richtung. Angenommen wird ein 1D Halbraum von 1 Ohm m und einem Gashydratschichtwiderstand von 10 Ohm m. Sommer, 2017.

Statistische Quantifizierung der Gashydratsättigung

Ungenauigkeiten in der Gashydratsättigungsabschätzung anhand elektromagnetischer Daten haben zwei Ursachen: zum einem sind die aus der Inversion hergeleiteten Widerstandsmodelle mit Auflösungsfehlern behaftet, zum anderen benötigt die Umrechnung von Widerstand auf Gashydratsättigung (Gleichung 2), welche aus Archie's Law (Archie, 1942, Gleichung 1) abgeleitet wird, Gesteinsparameter, wie Porosität und Porenwassersalinität, welche zum Teil nur abgeschätzt werden können und deshalb mit Fehlern behaftet sind. Um diese Unsicherheiten abzuschätzen haben wir das

Auflösungsverhalten der elektromagnetischen Daten am Beispiel eines synthetischen Modells, welches der Geologie des ersten Arbeitsgebietes entspricht, und unter Berücksichtigung der im Feld verwendeten Messgeometrie untersucht. Weiterhin haben wir die Genauigkeit, der in Archie's Law verwendeten Gesteinsparameter in diesem Gebiet abgeschätzt.

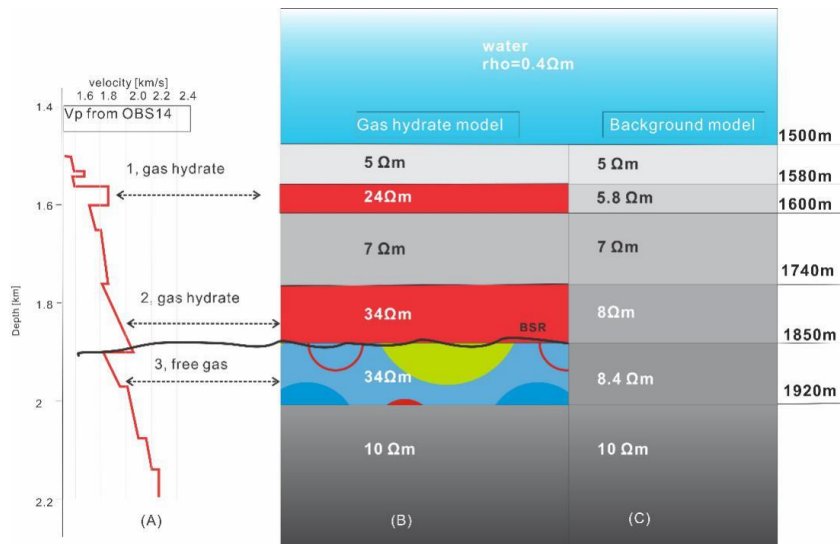


Abbildung 4: Synthetisches Modell repräsentativ für Arbeitsgebiet 1 im Donaudelta. Linker Hand ist das aus OBS Daten hergeleitete Geschwindigkeitsmodell dargestellt, aus denen 2 hochohmige Gashydratschichten (positive Geschwindigkeitsanomalie) und eine hochohmige Gasschicht (negative Geschwindigkeitsanomalie unterhalb der mit einer schwarzen Linie gekennzeichneten BSR) definiert werden. Das Graustufenmodell rechter Hand zeigt die angenommene Schichtung des Hintergrundwiderstandmodells, positive Widerstands-anomalien für eine Gas- und Gashydratschichten sind farblich (bunt und rot) gekennzeichnet. Die Widerstands-anomalien entsprechen einer 50-prozentigen Porenraumsättigung.

Das Modell basiert auf seismischen Daten, unter anderem einem seismischen Geschwindigkeitsmodell, welches aus OBS Daten (Dannowski et al., 2016) hergeleitet wurde (links in Abb. 14). Positive Geschwindigkeitsanomalien werden mit Gashydratvorkommen in Verbindung gebracht und negative Anomalien mit Gasvorkommen. Ein Hintergrundwiderstandsmodell wurde anhand einer typischen Porositätsverminderung von 60% in der oberen Schicht auf 40% in einer Tiefe von 350 m berechnet. Widerstands-anomalien wurden für eine angenommene Sättigung von 50% des Porenraums berechnet. Für diese Modelle wurden elektromagnetische Daten anlehnend an der im Feld benutzten Messgeometrie modelliert. Dafür wurden Sender-Empfängerabstände bis 1000 m berücksichtigt, rotationsinvariante elektromagnetische Antwortfunktionen generiert und eine realistische Abschätzung der Fehler in der Antwortfunktion benutzt. Zur Untersuchung des Auflösungsvermögens wurden die Schichtdicken und Widerstände in der 1. und 2. Gashydratschicht systematisch verändert und mit den synthetischen Daten des Ausgangsmodells via Chi-Squared-Misfit (χ^2) verglichen. Der χ^2 berechnet die Abweichung zwischen Antwortfunktionen eines gewählten Modells und der gemessenen Daten (in unserem Fall die synthetischen Daten des Ausgangsmodell aus Abb. 14) unter Berücksichtigung der Datenfehler. Ist der χ^2 kleiner als 1, liegt die Antwortfunktion des gewählten Modells innerhalb der Fehlerbalken der Zieldaten, ist er größer als 1 liegt er außerhalb der Fehlerbalken. Der χ^2 ist der zentrale, zielführende Parameter in einer Inversion, bei der iterativ Modelle gesucht werden, welche ein minimalen χ^2 zu den Daten haben. Bei maximaler Auflösung und ohne Datenfehler kann das χ^2 Minimum aus einem Punkt bestehen. Durch Fehler in den Messdaten sowie durch die Physik

der ausbreitenden Wellen besteht das Minimum in Realität jedoch aus einer Fläche, in einigen Problemen auch aus mehreren flächenübergreifenden Minima. Abbildung 15 zeigt den χ^2 als Funktion des Sender-Empfängerabstandes in Abhängigkeit der Schichtdicke und des Widerstandes der oberen und unteren Gashydratschicht. Definitionsgemäß ist der χ^2 des Ausgangsmodells minimal (gekennzeichnet durch einen weißen Punkt), jedoch werden χ^2 Werte unterhalb von 1 auch für abweichende Schichtdicken und Widerstände beobachtet. Es ist eine systematische Ambiguität zwischen der Auflösung der Schichtdicke und des Widerstandes zu beobachten. Dünnere Schichten mit hohen Widerständen passen sich oft den Daten gleich gut an, wie dickere Schichten mit weniger hohem Widerstand. Während bei kurzen Sender-Empfängerabständen sowohl Dicke als auch Widerstand der oberflächennahe Hydratschicht unabhängig gut aufgelöst werden kann, ist dies für größere Abstände nicht möglich (s. Abb. 15, obere Reihe). Für die tiefere Hydrat/Gasschicht kann wiederum Widerstand und Schichtdicke für alle Sender-Empfängerabstände generell nicht gut aufgelöst werden (s. Abb. 15, untere Reihe). Es bedarf supplementärer Information um die Dicke und Widerstand, und damit Gashydratsättigung (aus dem Schichtwiderstand) und Gashydratvorkommen (Produkt aus Sättigung und Schichtdicke) zu bestimmen. Diese supplementären Informationen, insbesondere, die Schichtdicke, können jedoch aus den seismischen Daten generiert werden und schränken dann mögliche Widerstandswerte und damit Hydratsättigungswerte für die Schicht ein.

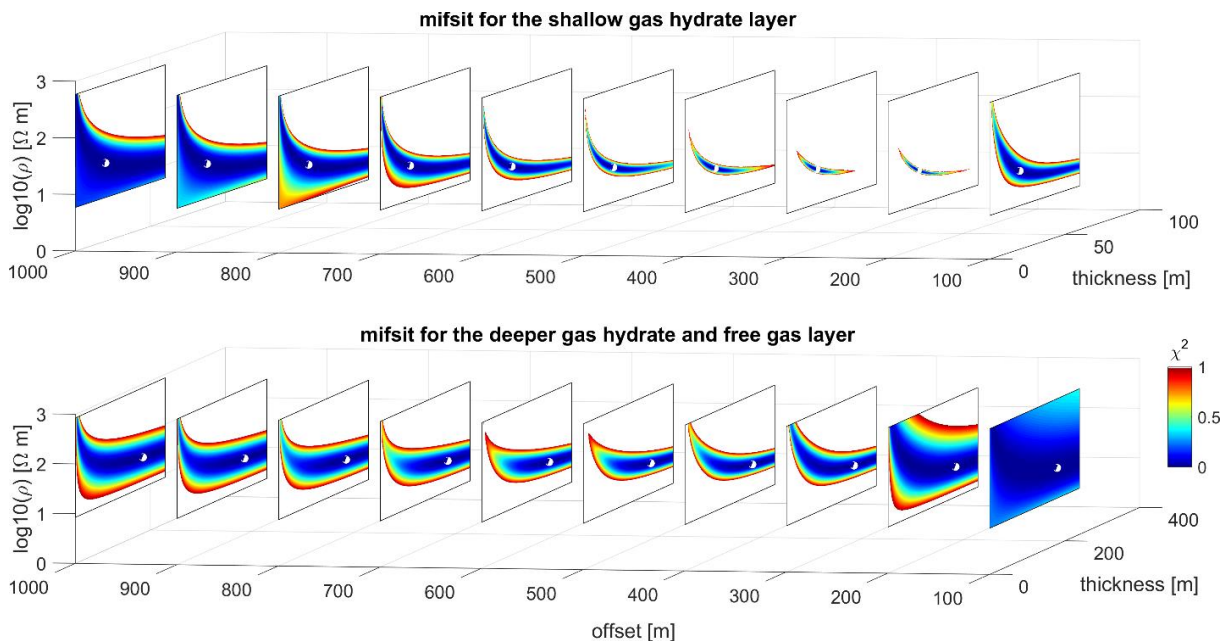


Abb 6: χ^2 als Funktion des Sender-Empfängerabstandes in Abhängigkeit der Schichtdicke und des Widerstandes der oberen und unteren Gashydratschicht. Duan et al., 2018.

Archie's Gesetz beschreibt den Zusammenhang zwischen dem Gesamtwiderstand ρ_{sf} des Gesteins, der aus den elektromagnetischen Daten hergeleitet wird, der Gesteinsporosität ϕ , der Gas oder Gashydratsättigung S_h (sowohl Gas als auch Gashydrat sind elektrische Isolatoren) und des Widerstandes der Porenflüssigkeit ρ_f , welcher wiederum eine Funktion der Salinität, der Temperatur und des Druck ist.

$$\rho_{sf} = a\rho_f\phi^{-m}(1 - S_{h/g})^{-n} \quad (\text{Gleichung 1})$$

m , n und a sind dabei gesteinstypabhängige Parameter, deren Werte für normale Sedimente jeweils auf $1 < m < 3$, $n \sim 2$ und $0.5 < a < 1$ eingeschränkt sind. Aus einer Umstellung der Gleichung folgt der Zusammenhang

$$S_h = 1 - n \sqrt{\frac{a \rho_f}{\rho_{sf} \phi^m}}$$

(Gleichung 2).

Aus Gleichung 2 ist direkt zu sehen, dass sowohl Porosität als auch Widerstand der Porenwasserflüssigkeit und damit Porenwassersalinität einen starken Einfluss auf die Umwandlung von Gesteinswiderstand zu Gas/Gashydratsättigung haben. Während hinreichend gute Abschätzung von a , m und n für die anliegenden Gesteine bekannt sind, erfordern die Abschätzungen der Porosität und der Salinität eine weitere Analyse.

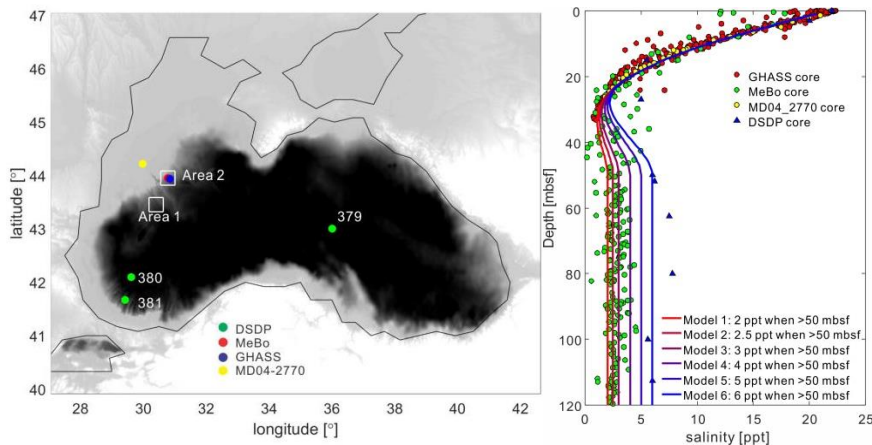


Abbildung 16: Aus Bohrkernen an verschiedenen Lokationen im Schwarzen Meer (links) wurden Salinitätsprofile zusammengestellt (rechts) und Salinitätsmodelle abgeleitet. DSDP Daten aus Ross und Supko, 1978, MD9402779 aus Soulet et al. (2010), GHASS und MeBo von M. Haeckel (priv. Communication).

Die größte Unsicherheit besteht bei den Profilen der Porenwassersalinitäten im Donau Paläodelta. Da das Schwarze Meer in der geologischen Geschichte vom Mittelmeer abgeschnitten und dabei zeitweise mit Frischwasser gefüllt war, ergibt sich ein Gradient der Salinität im Sedimentporenwasser als Funktion der Tiefe. Falls eine nicht berücksichtigte geringere Salinität in bestimmten Gesteinsschichten vorliegt, kann dies zu einer Überschätzung der Gashydratsättigung führen. Wir haben deshalb vorhandene Informationen über Salinitätsprofile in der Region zusammengetragen (Abb. 16). Generell sind die oberflächennahen Sediment mit Salzwasser (ca. 22 ppt) gefüllt, die Salinität nimmt jedoch bis zu einer Tiefe von ca 30 m ab und erreicht dort nur noch Werte um 2-4 ppt. Aus den Daten haben wir verschiedene plausible Salinitätsmodelle hergeleitet, welche in der Gashydratabschätzung benutzt werden.

Porositätsprofile aus den Bohrkernen wurden mit einem aus dem Geschwindigkeitsprofil im Arbeitsgebiet 1 unter Anwendung der Hamilton-Gleichung hergeleiteten Porositätsprofil verglichen (Abb. 17). Auffallend ist, dass die Porositäten der Bohrkern aus verschiedenen Regionen übereinstimmende Tiefenprofile zeigen (bis auf leichte Abweichungen in 30-60 m), während die aus der seismischen Geschwindigkeit hergeleitete Porosität systematische und größere Abweichungen zeigt. Diese Abweichung lässt Zweifel an der Gültigkeit dieses Ansatzes aufkeimen, weshalb wir die aus den Bohrkernen ermittelten Porositätsprofile bevorzugen und als mögliche Modelle berücksichtigen.

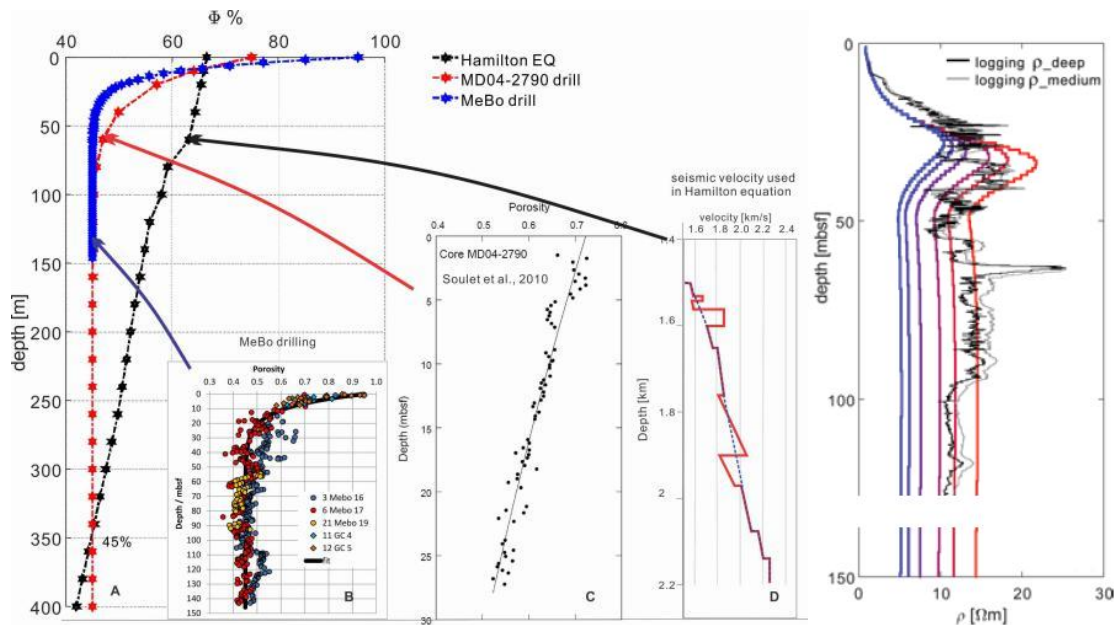


Abbildung 17: Zusammenstellung der im Donau-Tiefseefächer und im zentralen Schwarzen Meer vorliegenden Porositätsprofilen. Die schwarze Linie zeigt den Porositätsverlauf, welcher aus dem seismischen Hintergrundgeschwindigkeitsprofil (gekennzeichnet als schwarze gestrichelte Linie im Geschwindigkeitsprofil in der Mitte) im Arbeitsgebiet 1 hergeleitet wurde. Zwei weitere Porositätsprofile beruhen auf der Analyse von Bohrkernen. Die rechte Abbildung zeigt das aus den Porositätsprofilen sowie den Salinitätsmodellen (Abb. 16) hergeleitete Hintergrundwiderstandsprofil der Sedimente, welches mit den MeBo Welllogdaten im Arbeitsgebiet 2 verglichen werden.

Salinitätsmodelle sowie Porositätsprofil wurden zu einem Gesamtwiderstandsmodell der Sedimente als Funktion der Tiefe zusammengefügt (Abb. 17 rechts). Dies ist das erwartete Hintergrundwiderstandsmodell für unser Arbeitsgebiet 2. Zu Validierungszwecken wurde dieses Modell mit Welllogdaten der MeBo Bohrung verglichen. Die Übereinstimmung des Hintergrundmodells mit den Loggingdaten aus der MeBo Bohrung, in denen keine Gashydrate nachgewiesen wurden, ist gut, besonders für Modelle mit geringerer Salinität (rote Linien) und bestätigt unsere Analysen.

Die Ziele der statistischen Quantifizierung der Gashydratsättigungsmodelle sind somit erreicht worden.

Aufbereitung der CSEM Daten

Sowohl in Arbeitsgebiet 1 als auch in Arbeitsgebiet 2 wurden CSEM Daten aufgenommen. Dazu wurden auf dem Meeresboden elektromagnetische Empfänger, welche das elektrische Feld in zwei orthogonalen horizontalen Richtungen (Dipole) aufzeichnen, ausgesetzt. An verschiedenen Positionen wurde der elektromagnetische Sender positioniert, welcher elektromagnetische Rechteckwellen in 2 orthogonalen, horizontalen Dipolen generiert, die sich durch den Untergrund und die Wassersäule ausbreiten und abhängig von der Widerstandsverteilung im Untergrund während der Ausbreitung modifiziert werden. Die veränderte Wellenform (Antwortfunktion) wird dann von den Empfängern in Reichweite aufgezeichnet. Bei höheren Widerständen im Untergrund trifft z.B. die Welle früher am Empfänger ein und ist durch eine größere Amplitude gekennzeichnet. Weil die Empfänger von verschiedenen Richtungen und verschiedenen Distanzen angestrahlt werden, ergibt sich eine 3D tomographische Messgeometrie. Aus den Antwortfunktionen der beiden Sender und Empfängerdipole leiten wir eine rotationsinvariante Antwortfunktion her, da die Orientierung der Sender und Empfänger auf dem Meeresboden nicht kontrolliert werden können. Hier

konzentrieren wir uns auf die Ergebnisse des 1. Arbeitsgebiet, welche in TP1 vorrangig bearbeitet wurden, da dort die erfolgsversprechendste Bohrung geplant wurde.

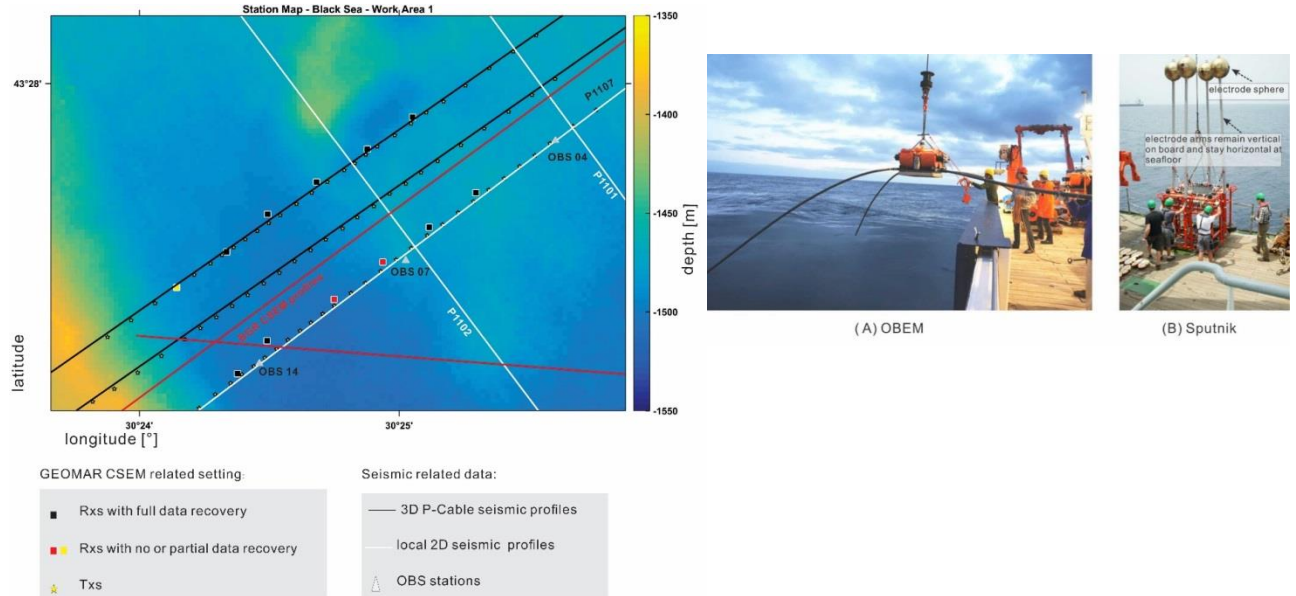


Abbildung 18: Links: Übersicht der geophysikalischen Datenakquise im Arbeitsgebiet 1. Für die CSEM werden die Positionen der OBEM Empfänger (Quadrat) und Senderpositionen (Sterne) dargestellt. Rechts: Photos der OBEM Empfänger und des Senders

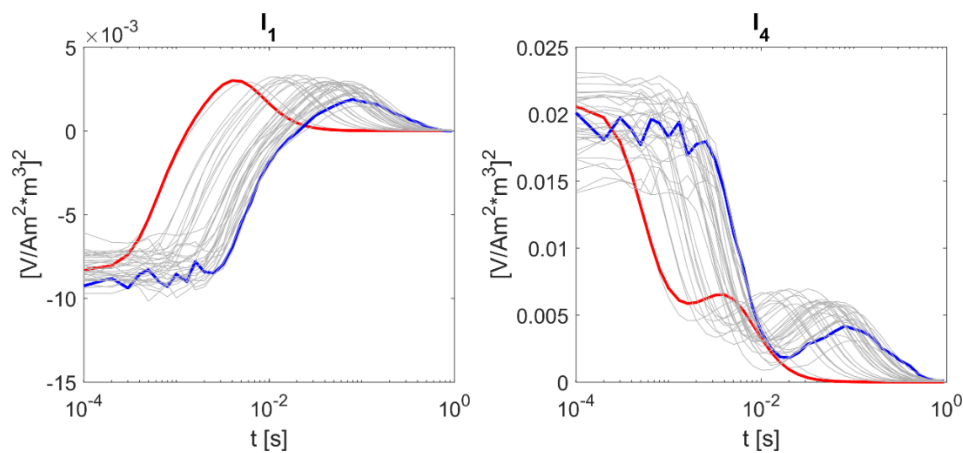


Abbildung 19: Rotationsinvariante Antwortfunktion am Empfänger 6 für alle aufgezeichneten Sendesignale. Rote und blaue Linien zeigen die Antwortfunktion für eine Sendestation mit der kürzesten und größten Distanz. Amplituden wurden mit der Sender-Empfänger Distanz skaliert.

Exemplarisch werden die Rotationsinvariante (Hölz et al., 2015), die aus Daten am Empfänger 6 im Arbeitsgebiet 1 für alle Senderpositionen aufgezeichnet wurden, in Abbildung 19 dargestellt. Da zum Zeitpunkt der Datenauswertung der 3D Inversionsalgorithmus noch nicht vorlag, haben wir eine common mid point (CMP) Inversion konzipiert. Dabei wird ein Gitter mit z.B. 46 Zellen im Arbeitsgebiet 1 auf der Meeresbodenoberfläche angenommen (s. Abb. 20) und alle Sender-Empfänger Paare, deren Mittelpunkt in eine Gitterzelle fällt, zusammengefasst. An diesen Daten wird dann ein Widerstandmodell als Funktion der Tiefe angepasst und der Gitterzelle zugeordnet. Abbildung 21 zeigt die Daten, Datenanpassung und das Inversionswiderstandsmodell als

Ein zentraler Schnitt durch die Gitterpunkte unseres gesamten Messgebiets als Funktion der Tiefe ist in Abbildung 22 dargestellt. Diese Modell zeigt, dass sich die zwei Zonen von erhöhten Widerständen durch einem großen Teil des Profils ziehen, einmal diskontinuierlich in einer Tiefenlage von ca. 50-100 m, und einmal kontinuierlicher, in einer Tiefe von ca 250 m, oberhalb des BSRs. Seismische Reflexionsdaten (Zander et al., 2018), welche dem Model hinterlegt wurden, zeigen, dass die oberen Anomalien mit Reflektoren, welche verschiedenen Channels definieren, korreliert sind. Die untere Anomalie wird nach oben durch einen Reflektor/Schichtgrenze begrenzt. Ein Vergleich mit der Geschwindigkeitsanalyse aus den OBS Daten durch den SUGAR-Channel zeigt eine gute räumliche Korrelation der Anomalien und dient als unabhängige Validierung der Ergebnisse. Eine gesicherte Lage, Schichtdicke und Widerstand sind insbesondere für die flachere Anomalie zu erwarten, wie die Auflösungsstudie elektromagnetischer Daten ergab. Für die tiefere Anomalie ergibt sich eine größere Ambiguität hinsichtlich der unabhängigen Auflösung des Widerstands und der Schichtdicke der Anomalie, insbesondere weil die Auflösung der Daten in diesem Bereich abnimmt, kann man hier nur von Schätzwerten ausgehen. Eine Differenzierung der Widerstandsanomalie in Bezug auf ein Hintergrundwiderstandsmodell unter Berücksichtigung der Porositäts- sowie Salinitätsmodelle, erlauben nun die Abschätzung einer Gas/Gashydratsättigung als Funktion der Tiefe, welche in Abbildung 23 für den SUGAR-Channel dargestellt ist. Die beobachteten hochohmigen Anomalien erfordern die Präsenz von Gashydraten mit einer Sättigung von mindestens 0.2 (+/- 0.1) in der oberen Anomalie und zwischen 0.25 (+/-0.15) in der unteren Anomalie. Schlussendlich werden in Abbildung 24 die Hydratsättigungsabschätzungen für das gesamte Profil gezeigt, welche darauf hindeuten, dass Gashydrate nur in bestimmten Regionen des Channel-Levee System zu finden sind, jedoch wahrscheinlich kontinuierlicher in Tiefen unterhalb von 180 m bis mindestens 250 m. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die Abschätzungen der unteren Gashydratschicht mit größeren Fehlern behaftet ist.

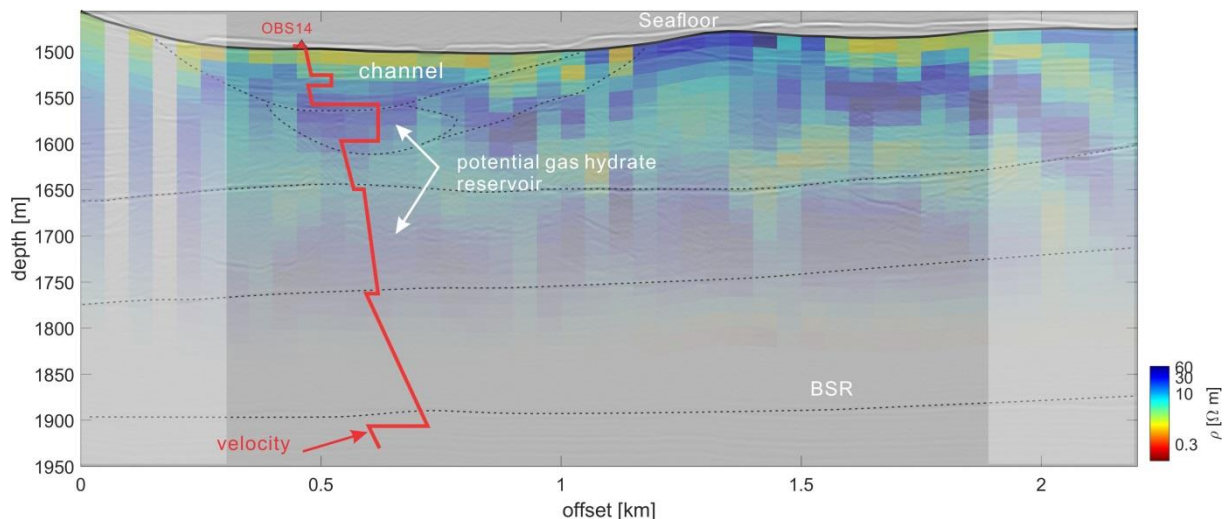


Abbildung 22: CMP Widerstandsmodell als Tiefschnitt durch den zentralen Bereich des Messgebietes. Unterlegt sind seismische Reflexionsdaten. Weiterhin ist das OBS Geschwindigkeitsprofil unterhalb OBS14 in rot dargestellt. Die aus den Reflexionsdaten definierten Strukturen sind als gestrichelte schwarze Linien dargestellt. Eine Ausblendung der Farben grenzt die Auflösungsmöglichkeit der Daten ab.

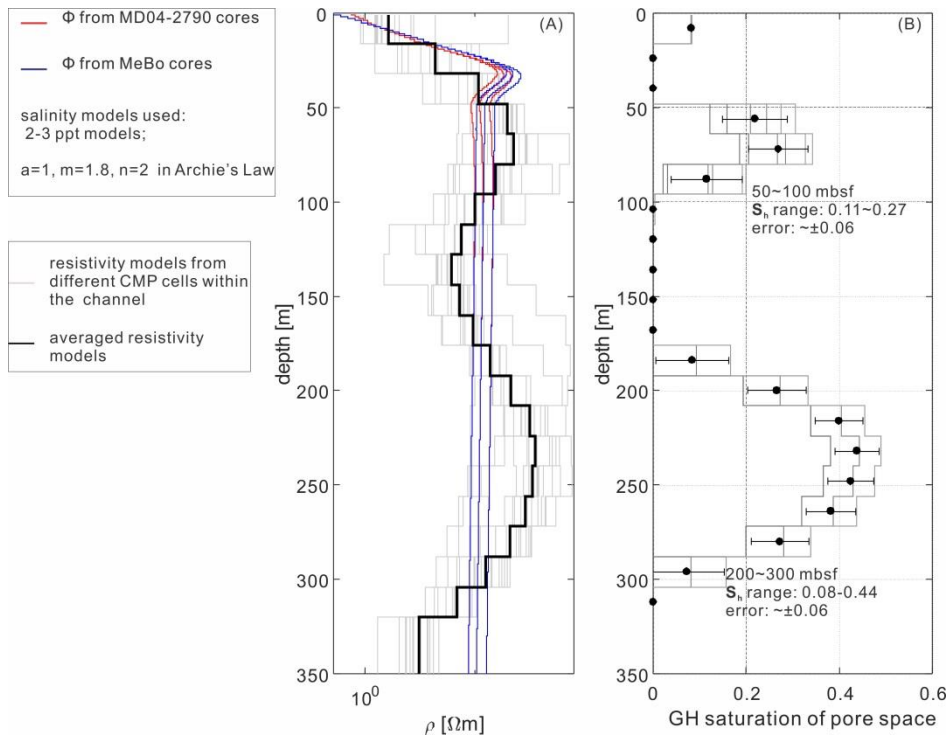


Abbildung 23: Widerstandmodelle der CMP Inversion innerhalb des SUGAR-Channels (hellgrau), sowie ein gemitteltetes Widerstandsmodell (schwarz). Hintergrundwiderstandsmodelle unter Annahme zweier Porositätsmodelle und verschiedener Salinitäten sind in blau/rot dargestellt. Die sich aus dem Inversionsmodell und möglichen Hintergrundmodellen ergebende mögliche Gashydratsättigungen und Abschätzungsfehler sind rechts dargestellt.

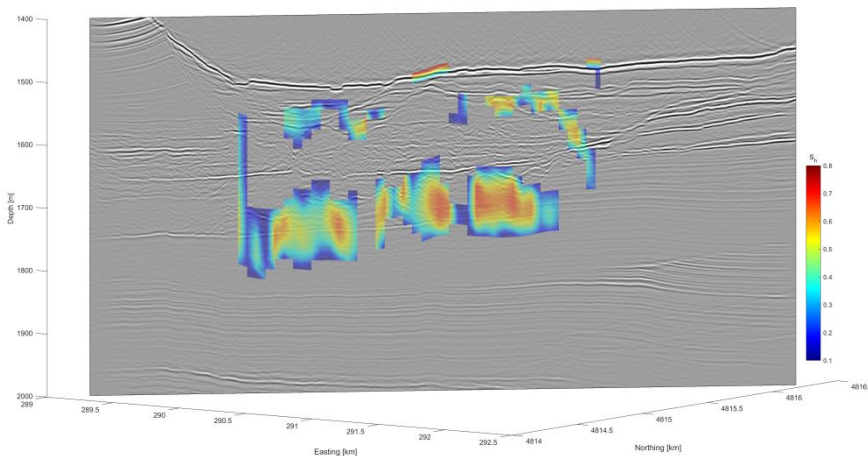


Abbildung 24: Gashydratsättigungsabschätzung basierend auf den elektromagnetischen Daten im Arbeitsgebiet 1. Unterhalb ca. 1750 m haben die elektromagnetischen Daten keine Auflösung mehr und können deshalb keine Informationen über Hydratsättigungen liefern.

Abschließend zeigen wir noch die gewonnenen Ergebnisse aus Arbeitsgebiet 2 in Abbildung 25. Die Messauslage und Lokation sind rechter Hand zu erkennen und befinden sich leider außerhalb des Gebiets der Bohrungen, die weiter hangabwärts stattfanden. Die Daten wurden analog zu den Daten aus Arbeitsgebiet 1 prozessiert und invertiert. Das resultierende CMP Widerstandsmodell als Funktion der Tiefe im zentralen Teil des Messgebiets zeigt deutlich geringere Anomalien, mit Höchstwiderständen von 20 Ohm m, als in Arbeitsgebiet 1. Diese Anomalien in einer Tiefe von 100-200 m erfordern, wie aus

Abbildung 23 zu erkennen ist, keine größeren Hydratsättigungen, schließen allerdings geringe Hydratsättigungen nicht aus. Die aus den CSEM Daten hergeleiteten Widerstände entsprechen oberflächennah bis zu einer Tiefe von 120 m dem Mittel der im 120 m tiefen MeBo-Log gemessenen Daten. Die Existenz einer hoch-ohmigeren Schicht unterhalb der maximalen Eindringtiefe von MeBo zeigt allerdings auch, dass in dieser von CSEM untersuchten Region potentiell gashydratführende Sedimente nicht von MeBo200 erreichbar sind.

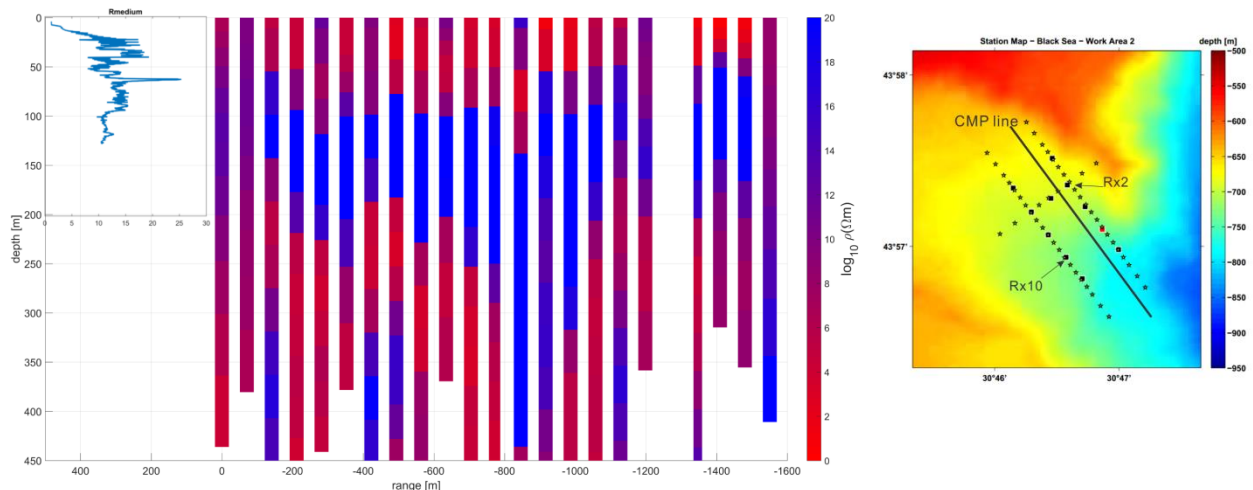


Abbildung 25: CMP Widerstandsmodell und Geometrie der ausgelegten OBEM-Sender-Empfänger-Paare im Arbeitsgebiet 2.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Im Rahmen des Projektes wurde sowohl ein großräumiges Modell (Modell 1) des westlichen Schwarzen Meeres als auch ein hochauflösendes Modell (Modell 2) des unteren Donaudeltas entwickelt (Abb. 26). Als Grundlage wurde anhand von seismischen Daten (Nikishin et al., 2003) die komplette stratigraphische Abfolge von der darunterliegenden kontinentalen Kruste bis zu rezenten Meeresbodenoberfläche rekonstruiert und in das Modell integriert (Abb. 27, 28). Die thermische Kalibration des 3D Modells erfolgte anhand der von Zander et al. (2017) durchgeführten Studie zu den multiplen BSRs und darauf basierenden 1D-Modellierungen. Neben den Parametern zur Druck- und Temperaturverteilung anhand derer beispielsweise die Gashydrat-Stabilitätszone berechnet werden kann, war es nötig, eine Vielzahl von Rand- und Eingabeparametern abzuschätzen oder zu rekonstruieren, die einen möglichen Einfluss auf die Gashydratverteilung haben. Hierzu zählen neben der biogenen und thermogenen Gasbildung beispielsweise auch die Permeabilitätsverteilung in den Sedimenten. Eine Übersicht der verschiedenen Einflussgrößen ist schematisch in Abbildung 29 zusammengefasst.

Simulationsergebnisse mit dem großräumigen Modell für das westliche Schwarze Meer zeigen, dass es vermutlich durchgängig seit der späten Kreide bis zur heutigen Zeit eine Gashydratstabilitätszone gegeben hat (Abb. 30). Das tatsächliche Vorhandensein von Gashydraten kann dem Modell zufolge seit dem Miozän angenommen werden (Abb. 31), wobei sich im Trend eine Zunahme der Gesamtmenge an Gashydrat bis zur heutigen Zeit zeigt. Als Ursachen dafür sind die Sedimentation organikreicher Sedimente und damit die Intensivierung der biogenen in situ Methanbildung sowie der Anstieg des Meeresspiegels in diesem Zeitraum anzusehen. Das Verteilungsmuster für die heutige Zeit zeigt deutliche regionale Unterschiede mit starken Gashydrat-Anreicherungen im eigentlichen Deltabereich sowie entlang des südwestlichen Kontinentalrandes des Schwarzen Meeres (Abb. 32), was zum Teil auf einen topographischen Effekt bei der Methan-Migration zurückzuführen ist. Hierbei wird das aus tieferen Sedimentbereichen aufsteigende Methan im unteren Bereich

der Gashydratstabilitätszone gebunden und angereichert. Trotz des Vorhandenseins organischer Muttergesteine, wie der Maykop Formation (Abb. 32), zeigen die Ergebnisse, dass die rezente Gashydratbildung im Wesentlichen auf die biogene Methanbildung zurückzuführen ist. Das aus der thermogenen Bildung entstandene Methan ist entsprechend der Prognose bereits weitgehend aus dem Modellgebiet hinausmigriert, so dass es bei der heutigen Gashydratbildung so gut wie keine Rolle spielt.

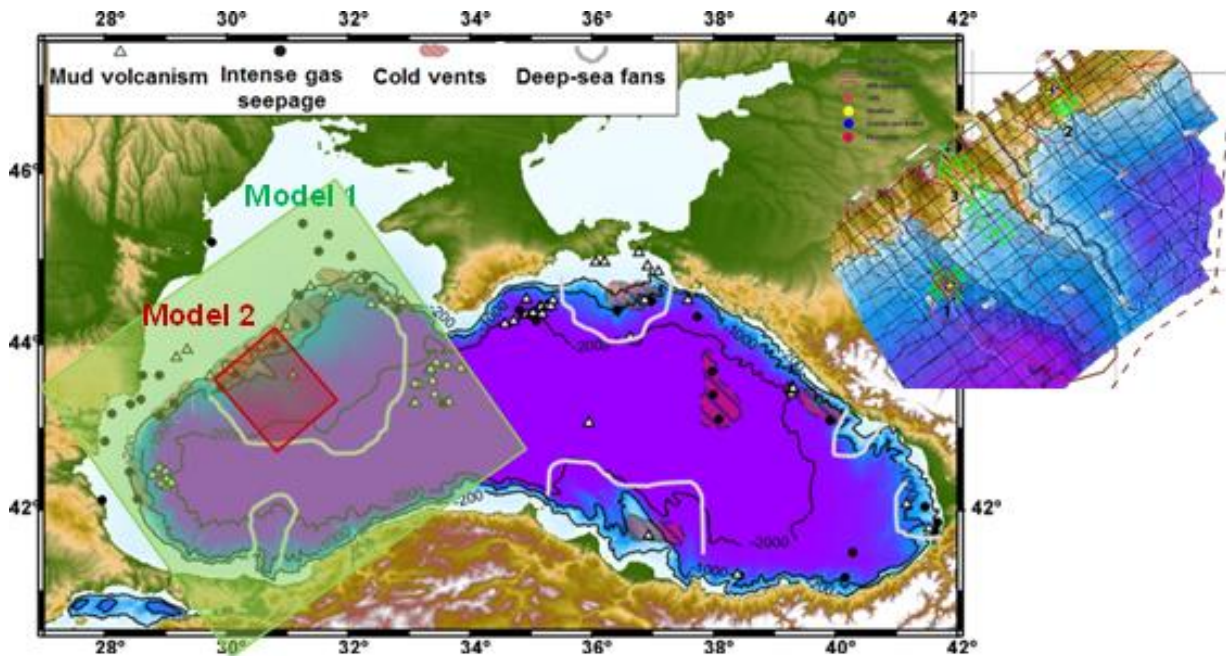


Abbildung 26: Lage der Modellgebiete 1 (westliches Schwarzes Meer) und 2 (Donaudelta).

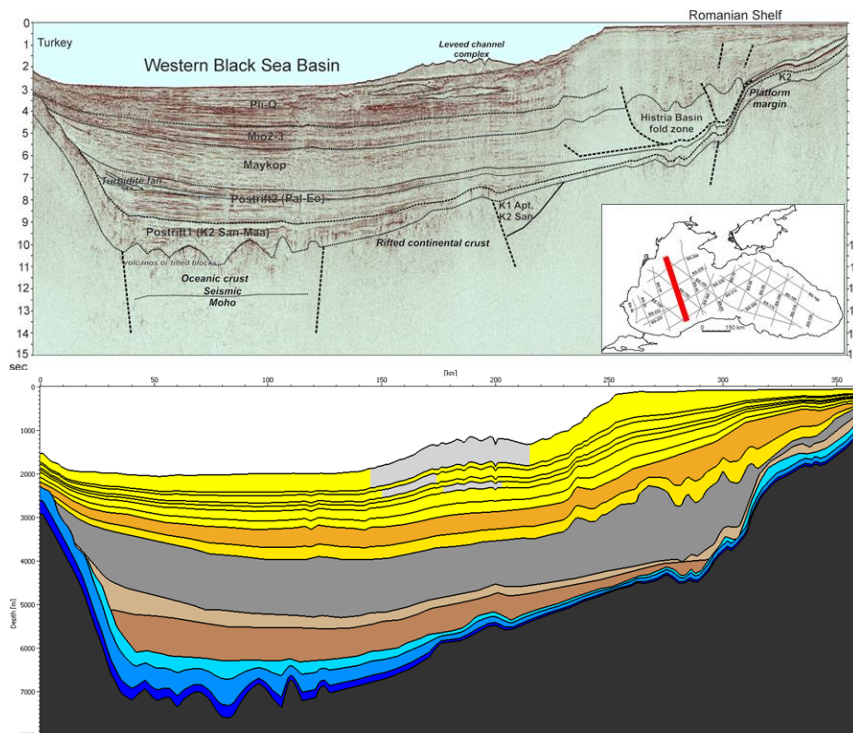


Abbildung 27: Geologische Interpretation einer seismischen Linie aus Nikishin et al. (2003) (oben), die für die Rekonstruktion der stratigraphischen Einheiten der Modelle (unten) genutzt wurde.

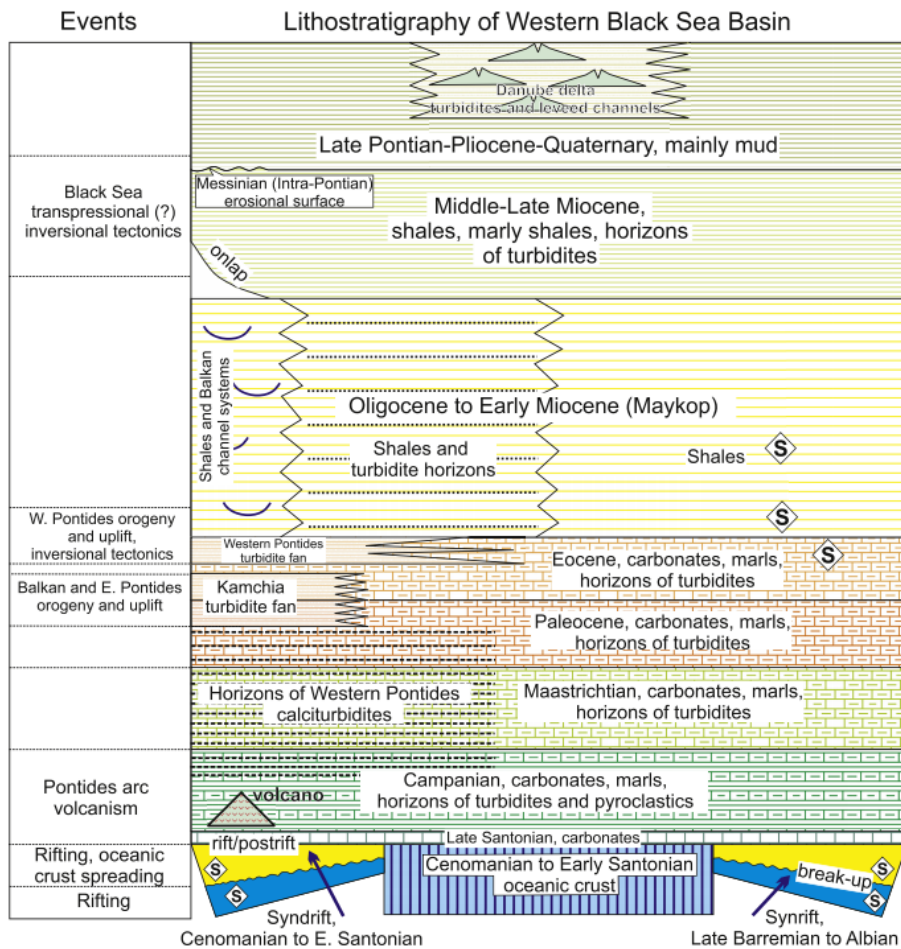


Abbildung 28: Übersicht der stratigraphischen Einheiten im westlichen Schwarzen Meer.

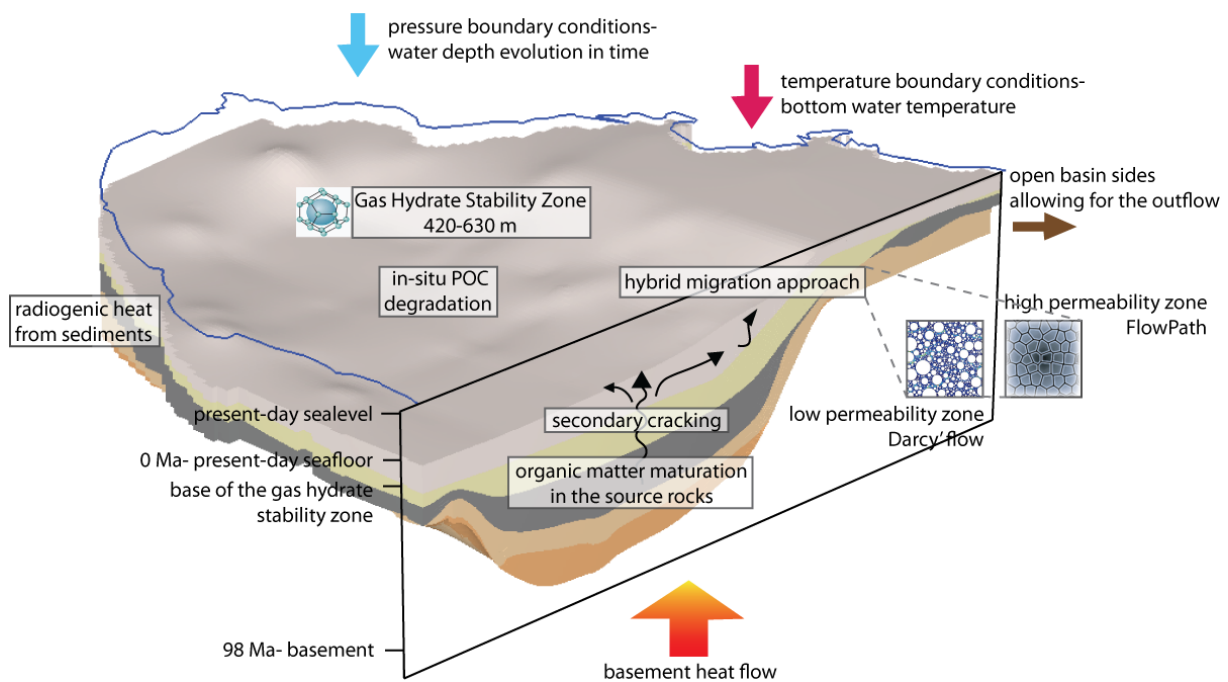


Abbildung 29: Schematische Darstellung des Modellansatzes inkl. berücksichtigter Prozesse, Randparameter und sonstiger Einflussgrößen.

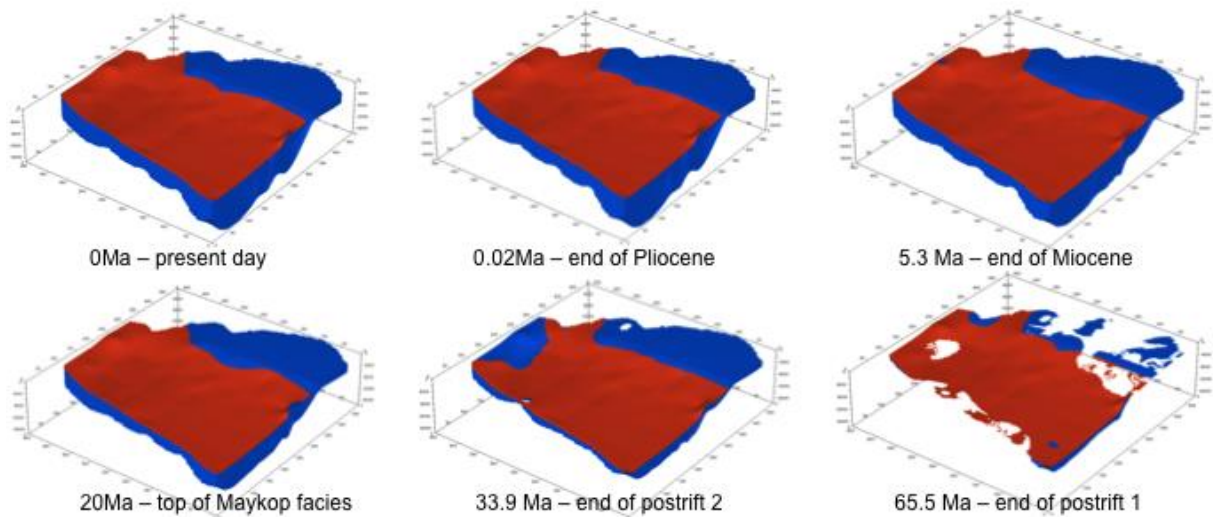


Abbildung 30: Entwicklung der Gashydratstabilitätszone im westlichen Schwarzen Meer.

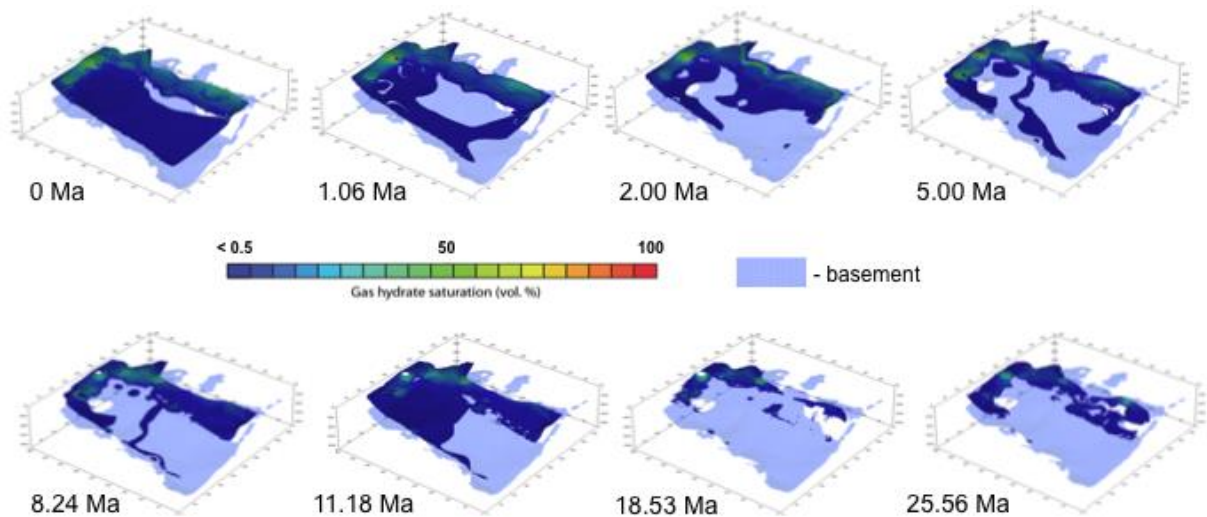


Abbildung 31: Entwicklung der Gashydratverteilung im westlichen Schwarzen Meer.

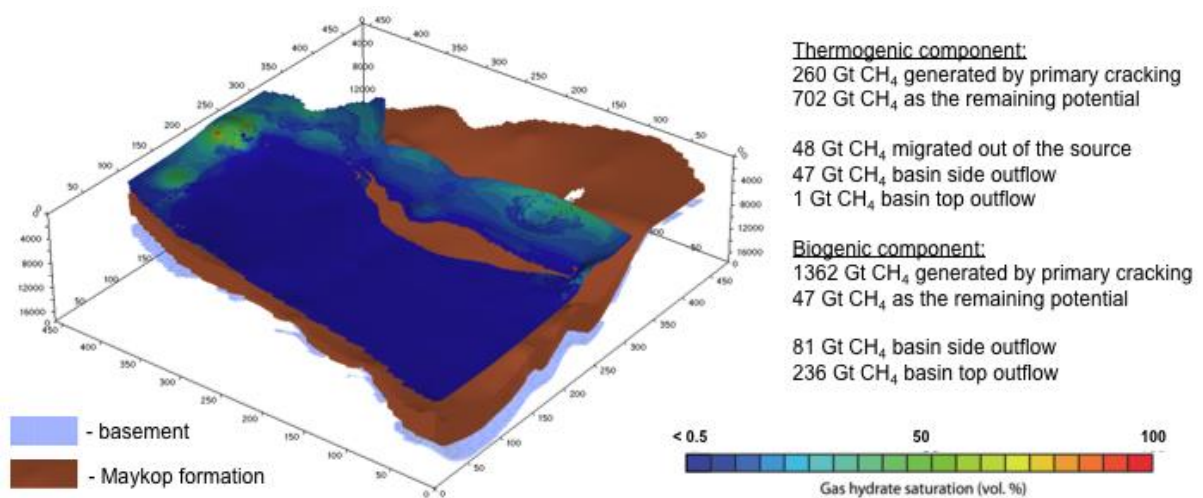


Abbildung 32: Prognostizierte Gashydratverteilung und Menge im westlichen Schwarzen Meer.

Besonders hohe Gashydrat-Konzentrationen sind dort zu erwarten, wo die Gashydrat-Stabilitätszone in Kontakt mit auskeilenden Flußschüttungs-Sedimenten steht. Hier besteht durch den erhöhten Sandanteil eine höhere Permeabilität und somit existieren potentielle Migrationswege für Fluide und Gase. Auf Basis der seismischen Daten wurden die Paläo-Schüttungssysteme genauer erfasst und in ein hochauflösendes 3D-Modell übertragen (Abb. 26+33). Zur heutigen Zeit liegen die Schüttungskanäle nahezu vollständig im Bereich der Gashydrat-Stabilitätszone, die sich über die letzten 270.000 Jahre von den tiefergelegenen Bereichen nach oben ausgedehnt hat (Abb. 34). Das Ergebnis der Kombination beider Modelle stand u.a. wegen der langen Laufzeiten des Modells bei der Abfassung des Berichtes noch nicht fest. Es liegen allerdings Rohdaten der Simulation vor, die in Kürze final ausgewertet und in Form einer gemeinsamen Publikation der Projektpartner zugänglich gemacht werden.

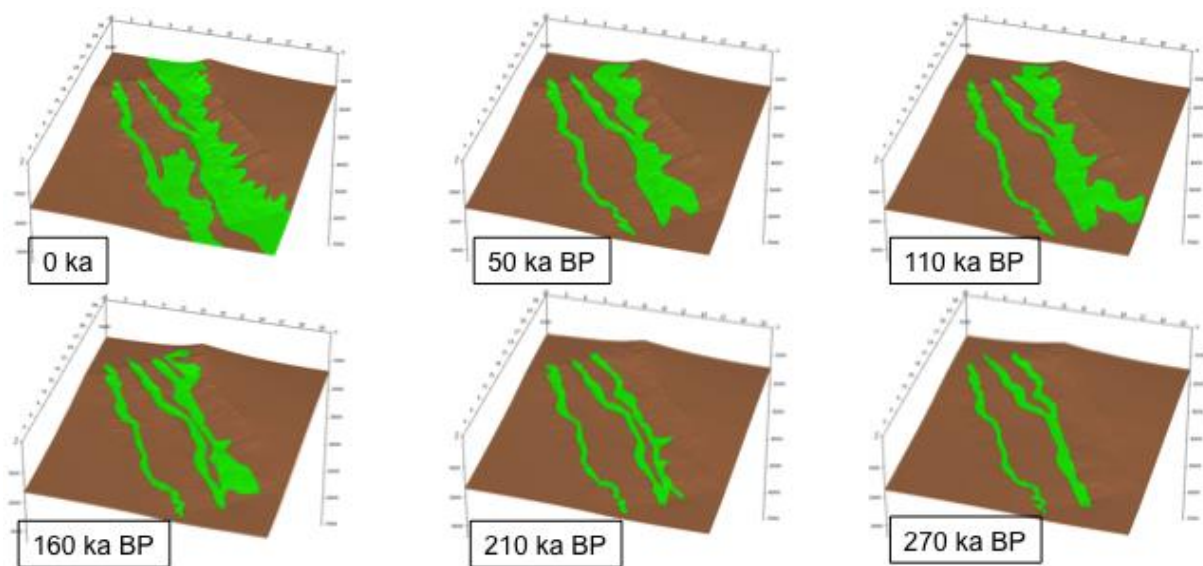


Abbildung 33: Entwicklung der Paläo-Schüttungskanäle im Donaudelta über die vergangenen 270.000 Jahre. Lage des Modellgebietes 2 ist in Abbildung 26 gezeigt.

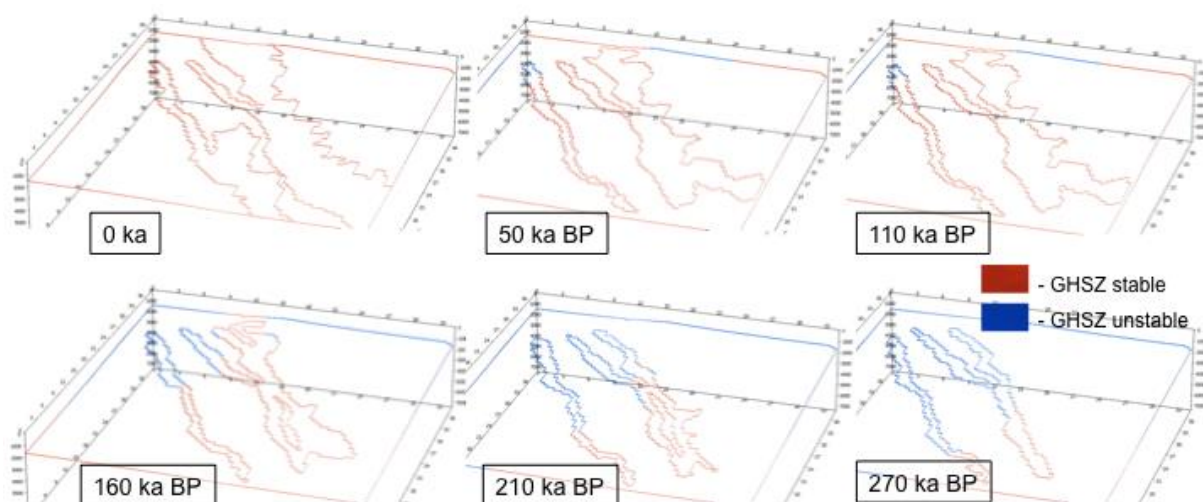


Abbildung 34: Entwicklung der Gashydratstabilitätszone innerhalb der Schüttungskanäle. Seit ca. 100.000 Jahren liegen diese Sedimente fast vollständig im Stabilitätsbereich.

Die MeBo200-Bohrfahrt M142 mit RV METEOR wurde im November-Dezember 2017 durchgeführt. Aufgrund der nicht erteilten Forschungsgenehmigung für den bulgarischen Sektor, konnten MeBo-Bohrungen nur im rumänischen Teil des Donau-Paläodeltas erfolgen. Insgesamt wurden 3 erfolgreiche Bohrungen, MeBo-16, -17 und -19, bis zu einer Tiefe von 143 m abgeteuft. MeBo-17 und -19 wurden als Parallelbohrungen ausgeführt, um einen kompletten Datensatz der vorhandenen Bohrlochsonden für TP1 zu gewinnen. Zudem wurden mehrere Transekte von Schwereloten und Wärmeflussmessungen in der Hangrutschung sowie dem nordöstlichen Levee des S2-Channel genommen. Die geochemischen Analysen der Porenwasser- und Sedimentproben ist nahezu abgeschlossen und wurde den Partnern bereits zur Verfügung gestellt (z.B. Abb. 16+17), nur die Analyse der CNS-Festphasendaten steht noch aus. Numerische Modellierungen zur Auswertung und Quantifizierung von Organikabbau, Methanproduktion und Gashydratbildung erfolgen derzeit. Eine Veröffentlichung dieser Arbeiten ist im Rahmen des SUGAR Sonderbands in Marine und Petroleum Geology angedacht.

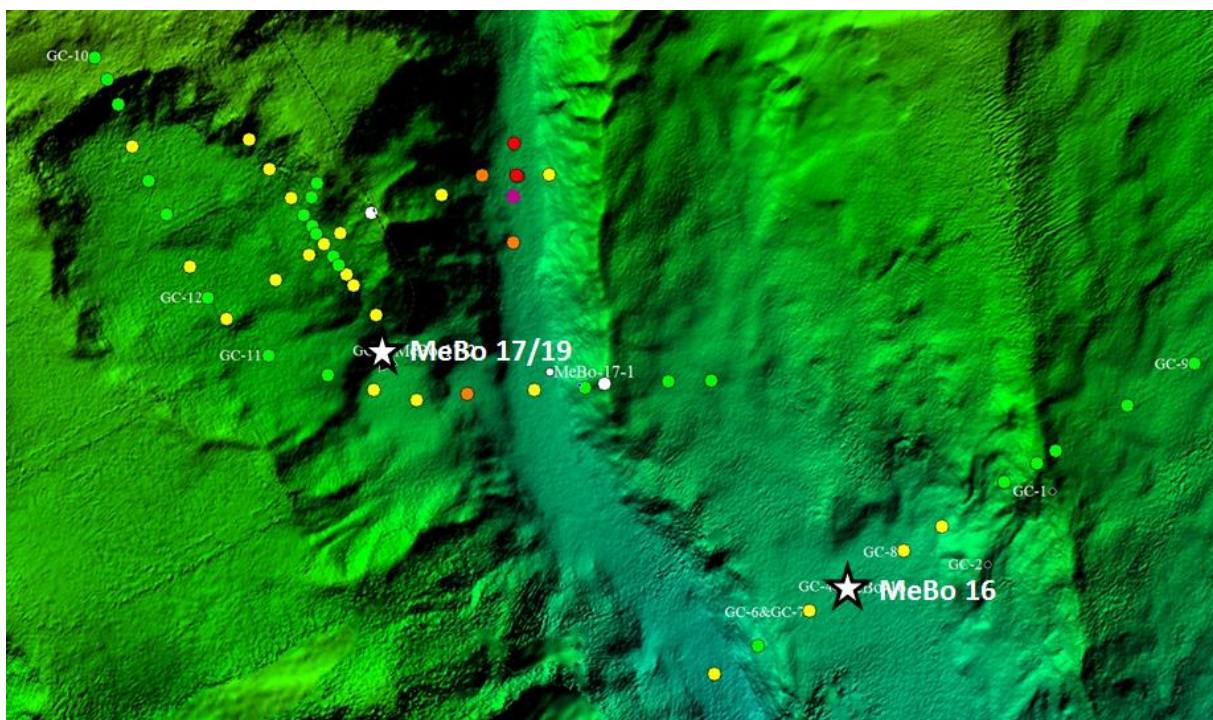


Abbildung 35: Lokationen der MeBo200-Bohrungen sowie von Heatflow-Messungen und Schwereloten der Expedition M142 im Bereich der Rutschung und Channel S2 in Arbeitsgebiet 2 im rumänischen Sektor des Donau-Paläodeltas (s. Abb. 1).

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Zielsetzung in AP3 war die Klärung offener Fragen zur Erdgasproduktion aus Gashydratvorkommen. Im Zentrum der experimentellen und numerischen Arbeiten standen dabei die geomechanische Charakterisierung von gashydrathaltigen Sedimenten, die mathematische Modellierung und Simulation von thermo-hydro-chemo-mechanischen Prozessen, die Charakterisierung von Gashydrat-Sediment-Strukturen auf unterschiedlichen Skalen und die Optimierung von Verfahrensschritten zur Gashydratproduktion.

Zur Vorbereitung zukünftiger Produktionstests und bei der Kommerzialisierung eines Verfahrens zur Gashydratproduktion muss das geomechanische und hydraulische Verhalten der Sedimentstruktur unter dynamischen Produktionsbedingungen, in Anwesenheit von Fluidströmungen und bei Veränderungen der Gashydrat-Sediment-Strukturen (z.B. durch

Gashydratdissoziation, -umwandlung oder -bildung) besser charakterisiert werden. Hierfür wurden im Projektzeitraum neue Prüfapparaturen, Messtechniken und Prüfprozeduren entwickelt, die geeignet sind für die Untersuchung zahlreicher Faktoren, wie z.B. Veränderungen der Hydratsättigung, Fluidinjektion, Porendruck-Wechsel oder mechanischem Energieeintrag, einzeln und in gegenseitiger Abhängigkeit. In Kooperation mit dem Industriepartner APS GmbH wurde insbesondere eine neue Prüfapparatur mit Röntgen-Tomographie entwickelt und gebaut, die für die hochauflösende strukturelle und mechanische Untersuchung von Gashydrat-Sediment-Strukturen und für die Untersuchung natürlicher Proben (z.B. MeBo-Autoklavkerne) konzipiert ist (AP3.1).

Im Projektzeitraum wurden umfangreiche Untersuchungen der mechanischen und hydraulischen Auswirkungen der Gasproduktion aus gashydrathaltigen Sedimenten durchgeführt, und z.B. Festigkeitsgrenzen, Verformungen und Fluidisierung von Sedimentpartikeln analysiert und quantifiziert (AP3.2). Die Ergebnisse aus diesen Untersuchungen dienen insbesondere der Unterstützung der Geräteentwicklung in AP3.1 und wurden darüber hinaus zur Entwicklung und Parametrisierung neuer numerischer Modelle und Simulationstools genutzt.

In AP3 stand insbesondere die Problematik der bei der Gasförderung auftretenden signifikanten Sandproduktion im Fokus der Arbeiten, die jeweils zum vorzeitigen Abbruch der bisher durchgeführten Feldtests führte. In AP3.3 wurden daher insbesondere Strategien zur Verringerung der Sandproduktion, z.B. durch gezielte Bildung von stabilen CO₂-reichen Mischhydraten in der Bohrlochumgebung, untersucht.

AP3.1 Entwicklung einer geomechanischen Prüfapparatur

Eine der zentralen wissenschaftlichen Anforderungen bei der Entwicklung der neuen Prüfapparatur war es, eine Möglichkeit zu finden, die strukturellen Eigenschaften und Veränderungen von Gashydrat-Sediment-Gefügen während der Gasproduktion auf mikroskopischer Skala (Korn- bzw. Porenraumauflösung) zu analysieren und gleichzeitig die makroskopischen mechanischen Auswirkungen (Spannungs-Dehnungs-Verhalten, Destabilisierung, Sandproduktion) zu ermitteln und zu quantifizieren. Ein solches Prüfgerät, das die mechanische Untersuchung großer Probenkörper in Verbindung mit der Anwendung von hochauflösender Röntgen-Tomographie (CT) ermöglicht, stand zu Projektbeginn weltweit nicht zur Verfügung.

Bei der Entwicklung der neuen Prüfapparatur konnten die umfangreichen Vorarbeiten und Ergebnisse aus vorhergehenden Phasen des SUGAR Projektes sowie aktuelle Erkenntnisse aus den in SUGAR III durchgeführten Experimenten zugrunde gelegt und für die Optimierung der neuen Prüfapparatur genutzt werden. Insbesondere die Erkenntnisse zur Durchführung von Hochdruck-Durchflussversuchen und zur experimentellen Simulation von Gasproduktionsszenarien (Druckentlastung und CO₂-Injektion) waren von großer Wichtigkeit für die gerätetechnischen Neuentwicklungen, ebenso wie für die Entwicklung von Messtechniken und Prüfprozeduren.

Die neue Prüfanlage wurde nach Genehmigung und Durchführung der baulichen und strahlenschutztechnischen Maßnahmen in den Räumlichkeiten des GEOMAR installiert und in Betrieb genommen.

AP3.2 Geomechanische Charakterisierung Gashydrat-Sedimente

Die Arbeiten zur geomechanischen Charakterisierung von gashydrathaltigen Sedimenten dienen über die wissenschaftlichen Fragestellungen und verfahrenstechnischen Entwicklungen hinausgehend insbesondere auch der Unterstützung der Geräteentwicklung in AP3.1. Durch die Arbeiten sollten wichtige mechanische Materialkennwerte ermittelt, Spannungs-Dehnungs-Verläufe analysiert sowie geeignete Prüfprozeduren für geotechnische Hochdruck-Durchfluss-Experimente definiert und getestet werden.

Die im Projektzeitraum durchgeführten geomechanischen und geotechnischen Untersuchungen, die auch in sehr enger Koordination mit der Entwicklung der benötigten numerischen Modelle und Simulationstools erfolgte, lassen sich 4 thematischen Schwerpunkten bzw. Versuchsphasen zuordnen:

- Analyse der elastischen Verformung und des Setzungsverhaltens von gashydrathaltigen Sedimenten während der Gashydratbildung und –dissoziation bei isotroper Belastung,
- Analyse der Festigkeit und des elasto-plastischen Spannungs-Dehnungs-Verhaltens von gashydrathaltigen Sedimenten bei unterschiedlichen Gashydratsättigungen und axialen Lasteinträgen,
- Geomechanische Analyse charakteristischer Gasproduktionsverläufe (Druckentlastung, Gashydratdissoziation, Wiederanstieg des Druckes nach Abschluss der Gasproduktion),
- Analyse der mechanischen Auswirkungen von CO₂- bzw. CH₄-Injektion und dynamischer Gashydratbildung, sowie die Bewertung von Potentialen zur mechanischen Stabilisierung von marinen Sedimenten durch Gashydratbildung.

Die geotechnischen Arbeiten wurden weitergehend unterstützt durch Experimente zur Analyse von Mehrphasen-Fluidströmungen und Gashydratreaktionen (Dissoziation, Umwandlung, Neubildung). Darüber hinaus wurden experimentelle Arbeiten und Pilotversuche zur verfahrenstechnischen Optimierung der Gasproduktion (insbesondere durch die Kombination von CO₂- bzw. N₂:CO₂-injektion und Druckentlastung) durchgeführt. Die Darstellung der zentralen Ergebnisse wurde in zwei Abschnitte gegliedert, die schwerpunktmäßig jeweils die Ergebnisse aus den experimentellen bzw. aus den numerischen Arbeiten behandeln.

Die Durchführung der geotechnischen Experimente erfolgte überwiegend in geschlossenen Versuchsaufbauten und -anordnungen, die eine sehr genaue Massen- und Volumen-Bilanzierung, sowie eine stabile Regelung der mechanischen Spannungen und hydraulischen Drücke ermöglichen (Abb. 36). Die Sedimentproben wurden zunächst bei vollständiger bzw. teilweiser Wassersättigung isotrop ($\sigma_1' = \sigma_2' = \sigma_3'$) bzw. anisotrop ($k_0, \sigma_1' > \sigma_2' = \sigma_3'$) verdichtet und gekühlt ($T = 2-15\text{ °C}$). Bei geregelter Effektivspannung wurde der Porendruck (u) im Anschluss entsprechend den Versuchsanforderungen mit Wasser (initial wassergesättigtes Sediment) oder CH₄ (Bildung von homogen verteiltem CH₄-Hydrat) auf den gewünschten Wert (1-10 MPa) erhöht. Bei den Durchfluss-Experimenten mit Fluidinjektion (insbesondere in Phase 4) wurde in die initial wassergesättigte Probe unter entsprechendem Druck (4-20 MPa) CH₄ bzw. CO₂ unter gashydratbildenden Druck-Temperatur-Bedingungen mit einem Volumenfluss von 1.0 mL/min injiziert. Das infolge der Injektion verdrängte Volumen wurde zeitlich aufgelöst im Probenablauf ermittelt und die Zusammensetzung des Fluides mit Hilfe eines Raman-Durchfluss-Sensors überwacht. Nach Erreichen der gewünschten Versuchsbedingungen (stabile Druck-/Temperatur-Bedingungen und ggfs. stationäre Gashydratsättigungen) wurde in Phase 1 mit der Druckentlastung und Gashydratdissoziation unter isotropen Spannungszuständen fortgefahren. In den Phasen 2 und 3 wurde unmittelbar im nächsten Schritt eine Scherbelastung aufgegeben ($\sigma_1' - \sigma_3' = 5 - 11\text{ MPa}$), was in Phase 2 gezielt zum Scherversagen führte. In Phase 3 wurde unter Beibehaltung einer Deviatorspannung mit der Druckentlastung und Gashydratdissoziation, sowie mit der erneuten Druckbeaufschlagung mit Wasser nach Abschluss der Gashydratdissoziation fortgefahren. In den Phasen 3 und 4 erfolgte der Schertest nach Abschluss der oben beschriebenen CO₂- bzw. CH₄-Injektion. Alle triaxialen Kompressionsversuche bzw. Schertests wurden bei vorgegebener axialer Verformungsrate (0.01-1 mm/min) durchgeführt. Die Spannungsverläufe und Volumenveränderungen wurden mit hoher zeitlicher Auflösung gemessen und zur Ermittlung der Steifigkeiten und Festigkeiten der gashydrathaltigen Sedimente im Vergleich zu gashydratfreien Sedimenten bzw. zur direkten Analyse von Versagensszenarien genutzt.

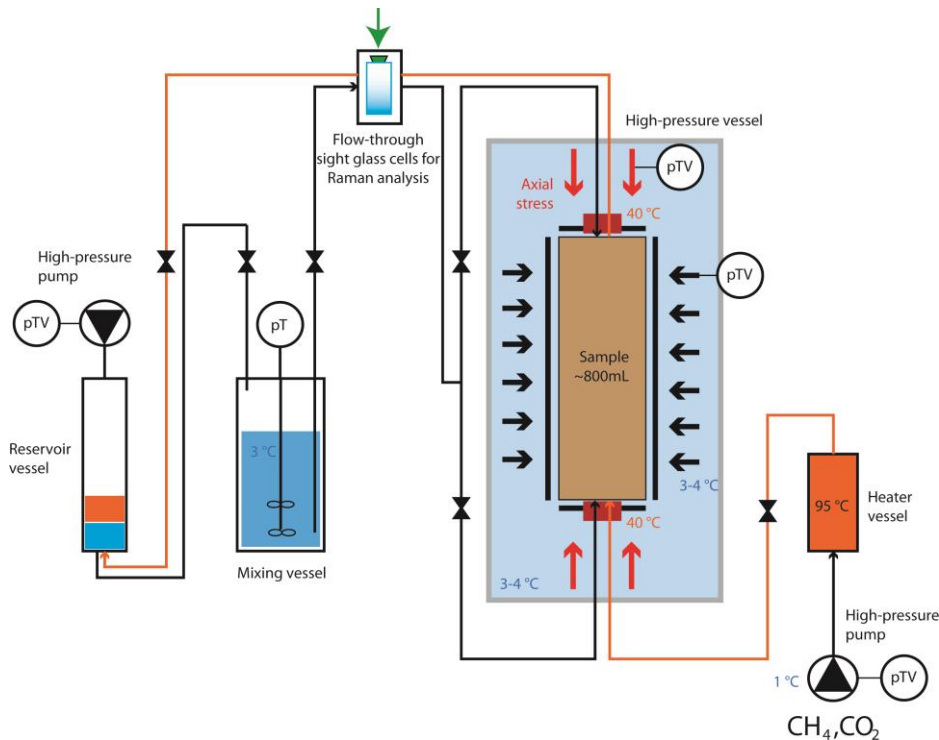


Abbildung 36: Schema zum Versuchsaufbau für die Durchführung der Triaxialversuche unter Durchflussbedingungen.

Die Experimente fanden vorrangig unter Verwendung gut definierter, feinsandiger Sedimente statt. Darüber hinaus wurden aber auch Experimente mit natürlichen schluffig-tonigen Sedimentproben aus dem Schwarzen Meer durchgeführt, die im Rahmen einer gemeinsamen Ausfahrt mit Wissenschaftlern des IFREMER (GHASS, RV Pourquoi Pas?) genommen wurden. Hier wurden druckentlastete, aber visuell ungestörte Kernsegmente (Durchmesser 80 mm, Höhe 160 mm, Abb. 37) aus Sedimenttiefen zwischen 10 und 30 m verwendet.



Abbildung 37: Horizontale Schnittflächen durch eine Sedimentprobe aus dem Schwarzen Meer zeigen die heterogenen Strukturen natürlicher Proben. Bräunlich verfärbte Bereiche zeigen vorhandene Störzonen bzw. Risse, die als Aufstiegswege für Gas gewirkt haben können.

Zusammenfassung der experimentellen Ergebnisse

In den Arbeiten in Phase 1 wurde das Spannungs-Dehnungs-Verhalten von Sedimenten bei unterschiedlichen und dynamisch veränderlichen Gashydratsättigungen untersucht (Abb. 38). Dabei wurden sowohl Perioden der Gashydratbildung als auch der Gashydratdissoziation berücksichtigt. Die Experimente in dieser Phase wurden auf isotrope Spannungszustände limitiert und zielten auf die Untersuchung der geomechanischen Eigenschaften und des Setzungsverhaltens von permeablen gashydrathaltigen Sedimenten mit homogener Gashydratverteilung, wobei starke plastische Verformungen und

Scherbeanspruchungen gezielt mimimiert wurden. Entsprechende Szenarien der Gashydratbildung und -zersetzung sind realistisch für marine Sedimente außerhalb extremer Hanglagen, sofern Gashydrate aus biogenem Methan in gering konsolidierten Sedimenten, d.h. in geringen Sedimenttiefen, betrachtet werden.

In diesen Untersuchungen zeigte sich, dass während der Gashydratbildung und -zersetzung auch unter konstanten isotropen Effektivspannungen geringe Volumenveränderungen stattfinden, was auf Änderungen der Kapillardrücke, auf geringfügige Umlagerungen des konsolidierten Sedimentgefüges aufgrund von Dichteänderungen der Phasen und auf die sich verändernde Lastverteilung zwischen Sediment und Gashydraten zurückzuführen ist. Während der Gashydratbildung bzw. -zersetzung wurden bei gleicher Gashydratsättigung jeweils unterschiedliche Elastizitätsmodule (132 MPa bzw. 183 MPa) ermittelt. Weiter wurde im Rahmen numerischer Studien gezeigt, dass der Elastizitätsmodul während der Gashydratbildung stark und nahezu linear von der Gashydratsättigung abhängt, während diese Abhängigkeit bei der Gashydratdissoziation geringer ist. Dieses Ergebnis belegt, dass dynamische Veränderungen der Gashydrat-Sediment-Struktur im Rahmen geotechnischer Untersuchungen genau und deutlich stärker als in der Vergangenheit berücksichtigt werden sollten.

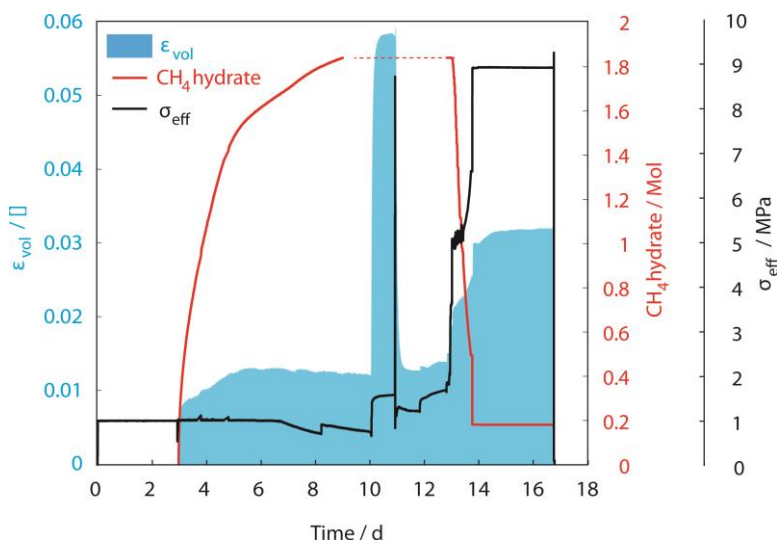


Abbildung 38: Spannungs-Dehnung-Verlauf während der Gashydratbildung und -zersetzung bei isotropen Spannungen.

Nach Abschluss der Ermittlung von Kenngrößen zur Sediment-Steifigkeit, die für die Beschreibung von kleinen, vorrangig elastischen Verformungen benötigt werden, war der Schwerpunkt der Untersuchungen in Phase 2 die Durchführung triaxialer Kompressionsversuche zur Ermittlung von Festigkeits- und Scherparametern. Diese Materialkenngrößen werden benötigt, um das elasto-plastische Spannungs-Dehnungs-Verhalten bei großen Verformungen zu analysieren. Im Rahmen dieser Untersuchungen wurde insbesondere der Einfluss unterschiedlicher Gashydratsättigungen (0-45 vol-%), des Porenfluides (Gas bzw. Wasser) und unterschiedlicher Scherraten auf das Spannungs-Dehnungs-Verhalten betrachtet. In allen Versuchen bewirkte die Anwesenheit von Gashydraten eine Verfestigung bzw. Versteifung des sandigen Sedimentes relativ zum gashydratfreien Sediment, die z.B. bei Gashydratsättigungen von 45% zu einer Verdreifachung der maximalen Deviatorspannung $q = \sigma_1' - \sigma_3'$ führte (Abb. 39). In den Untersuchungen mit homogen verteilten Gashydraten wurde festgestellt, dass die Phasenzusammensetzung und -verteilung von erheblicher Bedeutung für die resultierende Festigkeit des Sedimentes und das Spannungs-Dehnungs-Verhalten sind (Abb. 40). Gashydratbildung unter wasserlimitierten Bedingungen (*excess-gas-method*) resultiert zunächst in einer sehr hohen Bruchschersfestigkeit, da die Gashydrate vorrangig in den Porenhälsen gebildet werden und eine verfestigende und lasttragende Funktion übernehmen (*load-bearing hydrates*). Jedoch wird bei Verdrängung des verbleibenden Gases aus dem

Porenraum im Anschluss an die Gashydratbildung (d.h. bei Überführung der Probe von einem wasserlimitierten Zustand in einen wassergesättigten Zustand) der Wert der Bruchscherfestigkeit des gashydrathaltigen Sedimentes sehr deutlich um ca. 50 % reduziert und ist im Vergleich zur Gleitfestigkeit auch nur noch gering ausgeprägt. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass es im Falle einer Veränderung der Porenfluidzusammensetzung zu einer schnellen Umbildung bzw. Umlagerung der Gashydrate und insgesamt zu einer Veränderung des Gashydrat-Sediment-Gefüges kommt. Dieser Effekt ist aufgrund der resultierenden Unterschiede für die Prognose des geotechnischen Verhaltens einer Lagerstätte von erheblicher Bedeutung und sollte daher im Rahmen von Risikoanalysen und Prozessentwicklungen zwingend berücksichtigt werden.

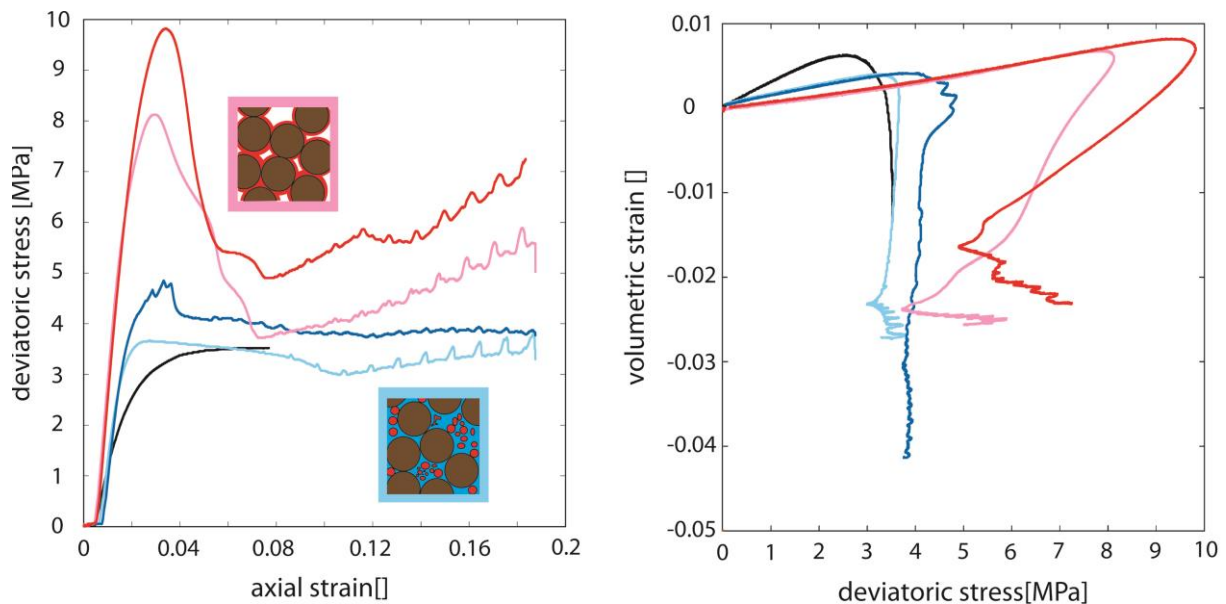


Abbildung 39: Spannungs-Dehnungsverläufe in Schertests mit homogener Gashydratsättigung; schwarz: Sand ohne Gashydrate, rot bzw. rosa: Gashydratsättigung 40% mit Gas bzw. Wasser als Porenfluid; dunkelblau bzw. hellblau: Gashydratsättigung 20 % mit Gas bzw. Wasser als Porenfluid.

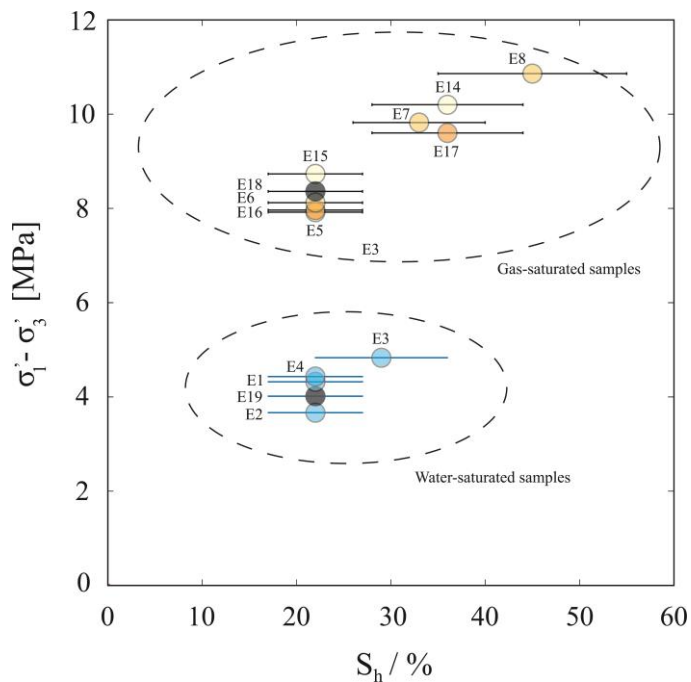


Abbildung 40: Maximale Deviatorspannung in triaxialen Kompressionsversuchen in Abhängigkeit von der Gashydratsättigung und vom Porenfluid (Gas bzw. Wasser).

Basierend auf den Ergebnissen ist davon auszugehen, dass Materialkennwerte aus quasi-statischen geotechnischen Prüfungen an gashydrathaltigen Sedimenten nur eingeschränkt gültig und Untersuchungen aus Hochdruck-Durchfluss-Untersuchungen unter Berücksichtigung dynamischer Prozessverläufe zwingend notwendig sind. Darüber hinaus haben die Versuchsverläufe ein ausgeprägtes, abschnittsweises Verfestigungs-Entfestigungs-Verfestigungs-Verhalten gezeigt. Dieses Ergebnis wird derzeit als Regenerierung des Gashydrat-Sediment-Gefüges mit fortschreitender Verformung interpretiert. Eine solche verformungsabhängige Verfestigung stellt einen wichtigen Aspekt im Hinblick auf eine mögliche Selbststabilisierung von gashydrathaltigen Sedimenten zumindest im Falle einer langsamen, quasi-statischen Verformung (z.B. Kriechverformung an marinen Hanglagen) dar, die einer fortschreitenden Verformung und Destabilisierung entgegen wirken kann.

Um das geotechnische Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten unter relevanten dynamischen Bedingungen zu verstehen, wurden in Phase 3 Spannungs-Dehnungs-Verläufe bei der Gasproduktion durch Druckentlastung analysiert. Über die Ermittlung geomechanischer Eigenschaften und Parameter hinausgehend, wurde insbesondere versucht mögliche Versagensverläufe und –trigger im Produktionsverlauf (d.h. in der Abfolge: initiale Scherbelastung – Druckentlastung und erneute Druckbeaufschlagung bei konstantem Volumen – Entlastung - erneute Scherbelastung bis Versagen) zu identifizieren (Abb. 41). Es zeigte sich, dass während der Druckentlastung und Gashydratdissoziation zunächst keine volumetrische Verformung stattfindet. Dies deutet darauf hin, dass das belastete Gashydrat-Sediment-Gefüge zu diesem Zeitpunkt sehr steif ist und eine hohe Festigkeit besitzt. Im weiteren Verlauf kommt es dann typischerweise zunächst zu einer Entlastung der Seitenspannungen (σ_2' , σ_3') in Verbindung mit einer seitlichen Verformung. Hieraus resultierte im Verlauf der Druckentlastung zwangsläufig eine Erhöhung der Deviatorspannung um 5-10% und eine schnelle volumenbezogene Kompression um 1.0 – 1.5%, die eine Destabilisierung des Sedimentes einleiten und im weiteren Verlauf zu Sandproduktion führen könnte. Die Ergebnisse belegen, dass Spannungsänderungen und Verformungen im Verlauf der Gasproduktion nicht langsam und stetig erfolgen, sondern gekennzeichnet sind durch ein Auftreten in kurzen Intervallen. Dies könnte eine der Ursachen für eine plötzliche Destabilisierung des Sedimentes und die in den Feldtests beobachtete Sandproduktion sein (vgl. Arbeiten in AP 3.3).

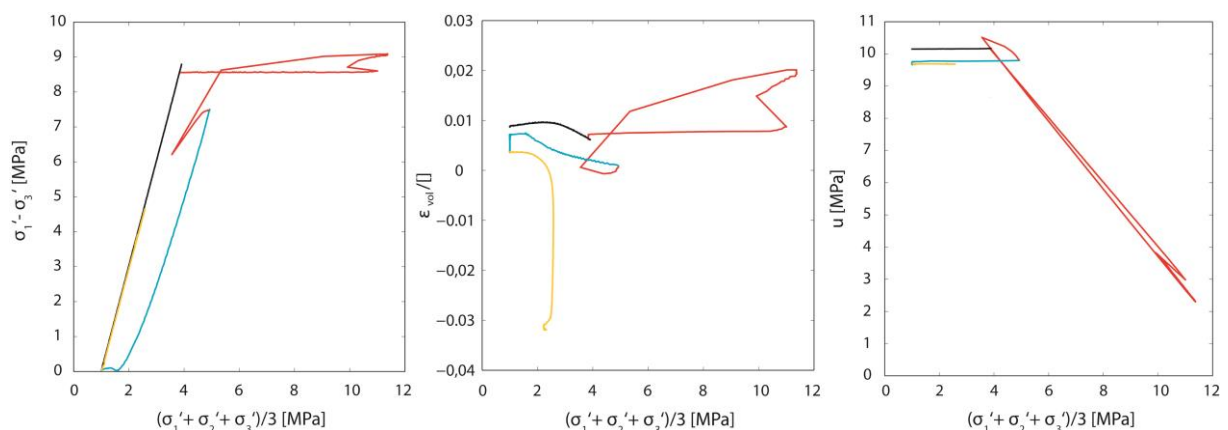


Abbildung 41: Spannungs-Dehnungs-Verlauf bezogen auf die durchschnittliche Effektivspannung während des abschnittsweisen Aufbringes einer Deviatorspannung (schwarz), Druckentlastung und erneuter Druckbeaufschlagung mit Wasser nach Abschluss der Gashydratdissoziation (rot), Entlastung der Deviatorspannung (blau) und Schertest mit dem Sediment nach Gashydratdissoziation (gelb). Links: Deviatorspannung, Mitte: volumetrische Verformung, rechts: Porendruck.

Aufgrund der Relevanz für natürliche Gashydratlagerstätten und auch unter Berücksichtigung einer möglichen technischen Nutzbarbarmachung von Gashydraten für die Sedimentverfestigung wurden die experimentellen Arbeiten in Phase 4 insbesondere auf die Ermittlung von Festigkeiten und Spannungs-Dehnungs-Verläufen von gashydrathaltigen Sedimenten unter Durchflussbedingungen und bei dynamischer und örtlich heterogener Gashydratbildung und -verteilung ausgeweitet. Im Rahmen dieser erstmalig in SUGAR durchgeführten Untersuchungen zeigte sich, dass durch die Injektion von CO_2 bzw. CH_4 unter gashydratbildenden Bedingungen insgesamt eine deutliche Verfestigung der untersuchten Sedimente bereits nach zeitlich sehr begrenzter Gashydratbildung erreicht wird. In den meisten Prüfungen konnte ein Scherversagen der jeweiligen Probe nicht herbeigeführt werden, da der genutzte experimentelle Aufbau konstruktiv auf eine Deviatorspannung ($\sigma_1' - \sigma_3'$) von 10 MPa begrenzt ist. Die einzelnen Versuchsverläufe nach Injektion von CH_4 bzw. CO_2 unterscheiden sich auffällig. Während es nach Injektion von CH_4 unter gashydratbildenden Bedingungen vielfach unmittelbar zu einer Verfestigung des Probenkörpers gekommen ist, mussten andere Proben zunächst bis zum Erreichen eines kritischen Zustandes belastet und deutlich verformt werden (axiale Verformung 4-10%), bevor schließlich in einem deutlich sichtbaren Anstieg der Deviatorspannung eine erneute kinematische Verfestigung eingesetzt (Abb. 42). Diese sekundäre Verfestigung hat auffälligerweise in allen Untersuchungen mit CO_2 Injektion stattgefunden. Als Ursache für diesen charakteristischen, zweistufigen Prozessverlauf wird vermutet, dass eine schnell fortschreitende Gashydratbildung und eine durch mechanische Verformung hervorgerufene Umverteilung des CO_2 im Probenvolumen den normalen Spannungs-Dehnungs-Verlauf unterbrochen und somit eine Erhöhung der Festigkeit bewirkt hat. Eine schnelle sekundäre Verfestigung nach Erreichen eines kritischen Zustandes stellt dabei ein ideales Verhalten für eine gezielte lokale Sedimentverfestigung dar, die zur Vermeidung bzw. Kontrolle von Sandproduktion angestrebt wird.

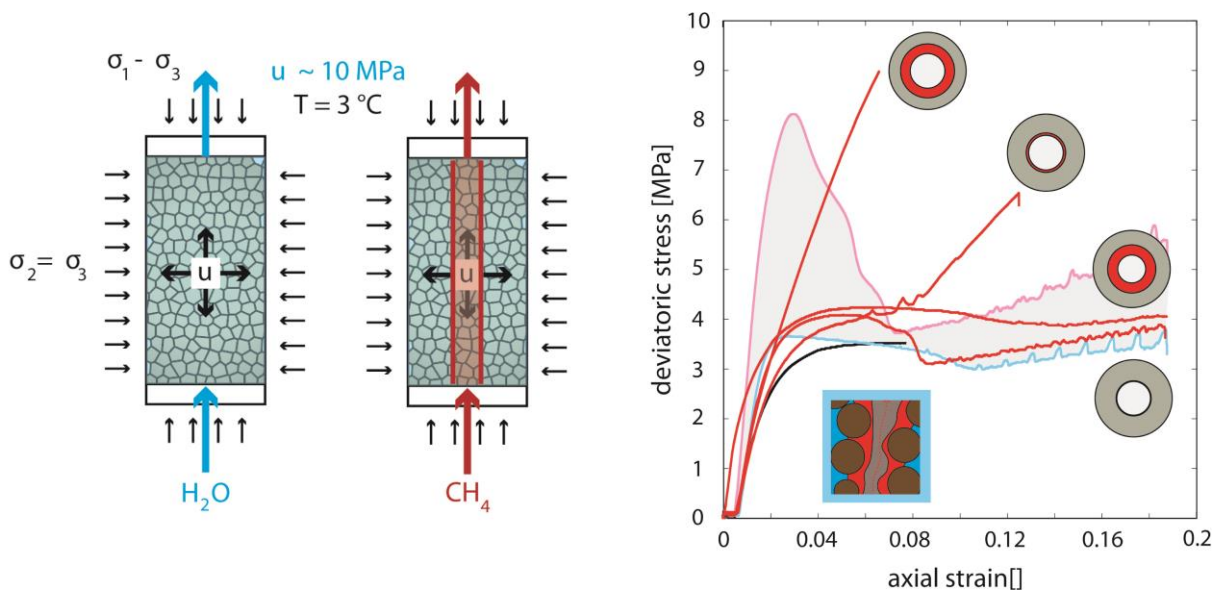


Abbildung 42: Unterschiedliche Spannungs-Dehnungs-Verläufe mit heterogen verteilten Gashydraten nach Gas-injektion (rot) im Vergleich zu homogenen Gashydratsättigungen (graue Fläche), zeigen eine überproportional starke bzw. sekundäre Verfestigung.

Generell ist im Gegensatz zu Experimenten mit homogener Gashydratsättigung zu vermuten, dass sich Gashydrate nach gezielter lokaler Injektion von CH_4 bzw. CO_2 , d.h. in einem zweiphasigen Fluid-Fluid-System, räumlich begrenzt in unmittelbarer Umgebung von Fluid-Wegsamkeiten bilden. Die entstehenden Gashydrat-Sediment-Strukturen sind dieser Hypothese zufolge von bisher untersuchten gleichmäßig verteilten Gashydraten zu unterscheiden und durch eine durchgehende massive und lasttragende Gashydratphase charakterisiert. Die mechanischen Eigenschaften des Sedimentes wären infolgedessen

insgesamt weniger durch die Eigenschaften des Sedimentgerüsts bestimmt, als vielmehr durch die mechanischen Eigenschaften des massiven Gashydrates. In diesem Zusammenhang sind die höhere Festigkeit und höhere Duktilität der Gashydrate gegenüber dem Sedimentgerüst von besonderer Wichtigkeit, da durch diese Eigenschaften die Gefahr eines vollständigen und plötzlichen Versagens einer Lagerstätte stark vermindert würde.

Eine Verfestigung des Sedimentes durch Gashydratbildung infolge von Gasmigration konnte im Projektzeitraum nur für sandige Sedimente nachgewiesen werden, jedoch bislang noch nicht für feinkörnigere (schluffig-tonige) Sedimente (Daten nicht dargestellt). Die Schwierigkeit im Nachweis bei feinkörnigen Sedimenten kann auf unterschiedliche Gründe zurückgeführt werden. Während der Fluidfluss in sandigen Sedimenten weitgehend durch Dichteunterschiede und Kapillarkräfte beeinflusst wird, können sich Fluide in feinkörnigen Sedimenten nur in hydraulisch gebildeten Rissen bewegen (vgl. Abb. 37). Aufgrund dieser räumlich begrenzten Verteilung der Gashydrate und einer insgesamt geringeren Festigkeit durch undrainierte Bedingungen könnte der Effekt einer Verfestigung weniger ausgeprägt sein. Die im Projektzeitraum durchgeführten geotechnischen Untersuchungen zur Gashydratbildung in feinkörnigen, schluffig-tonigen Sedimenten wurden ebenfalls erstmalig, jedoch nur in begrenztem Umfang durchgeführt, da die geotechnischen Prüfungen mit erheblichem technischen und zeitlichen Aufwand verbunden sind. Hier besteht besonderer Forschungsbedarf, der über Szenarien der Erdgasproduktion hinausgehend eine hohe Relevanz für natürliche marine Sedimente in Hanglagen und die Ermittlung von Risiken von Hangrutschungen hat. Weitergehende geotechnische Untersuchungen mit dem in SUGAR III entwickelten Prüfgerät (vgl. AP3.1) in Kombination mit röntgen-tomographischen Messungen sind dabei besonders vielversprechend, um die komplexen Mechanismen von Rissbildung, Fluidmigration und Gashydratbildung, ebenso wie das Ausbreiten von lokalen Störungen hin zum globalen mechanischen Versagen örtlich hoch aufgelöst untersuchen zu können.

Begleitend zu den bis hierher beschriebenen geomechanischen Versuchen wurden Versuche auf cm- und mm-Skala mit spektroskopischen und bildgebenden Methoden zur Charakterisierung und zum Verständnis der verwendeten Mehrphasensysteme durchgeführt. Unter anderem wurden die Versuche mit dem Ramanmikroskop zum CH_4/CO_2 Gastmolekülaustausch in Gashydraten fortgesetzt. Hier wurde deutlich, dass während der Austauschphase zusätzliche Prozesse im Sediment ablaufen: ein Teil des Methanhydrats löst sich auf und mit dem freiwerdenden Wasser werden selbst in anfangs wasserfreien Systemen reine CO_2 -Hydrate gebildet (s. Abb. 43). Diese Neubildung setzt schnell ein und findet speziell in vorher hydratfreien Bereichen statt. Einer mechanischen Destabilisierung der Sedimentmatrix durch sich zersetzendes Methanhydrat wird so entgegengewirkt. Eine mögliche Strategie zur Methanförderung aus Gashydraten kann deshalb darin bestehen, zunächst CO_2 einzuspeisen und das System für eine Warteperiode, in der sich reine CO_2 -Hydrate sowie Mischhydrate bilden, im stabilen Zustand zu belassen. Nach Ablauf der Wartefrist können die Reservoirbedingungen so verändert werden, dass Methanhydrate und Mischhydrate nicht mehr stabil sind, sich zersetzen und das Methan freigeben, wohingegen reine CO_2 -Hydrate stabil bleiben und die Sedimentmatrix stützen. Auf diese Weise kann die CH_4 - CO_2 -Umwandlung gezielt zur Sicherung der Sedimentintegrität und zur Vermeidung von Sandproduktion genutzt werden.

Das Vorhandensein von parallel ablaufenden Prozessen während der Hydratumwandlung erforderte eine Erweiterung der Auswertung des Gastmolekülaustausches, um auch punktuelle Prozesse beschreiben und nicht nur einen volumenintegrierten Austausch quantifizieren zu können. Mit dieser Methode aus experimentellen Daten berechnete Diffusionskoeffizienten für die Migration von Methan im Hydratkristall während des Austauschprozesses liegen im Bereich von $10^{-17} \text{ m}^2/\text{s}$.

Mit Hilfe der von der APS GmbH entwickelten Probenzelle mit Auflastkontrolle für die Magnetresonanztomographie konnten Experimente zur schnellen Dissoziation von Gashydraten durchgeführt werden, um genauere Kenntnisse zur dynamischen Veränderung des Gashydrat-Sediment-Gefüges während der Gasproduktion zu erlangen. Abbildung 44 zeigt eine Gasverteilung nach schneller Druckentlastung von gashydrathaltigem Sediment,

wobei Gashydrat nur am unteren Ende der Probenzelle vorhanden war. Die Gasverteilung und damit die geomechanischen Eigenschaften unterscheiden sich innerhalb der Probe: Nahe des Ortes der Gasfreisetzung ist die Gasphase gleichmäßig im Sediment verteilt. Weiter oben auf dem Aufstiegsweg, wo die Differenzdrücke während des Aufstiegs geringer waren, konzentriert sich das Gas in Aufstiegs Pfaden mit nahezu vollständiger Gassättigung und es gibt lokal kleine nahezu ungestörte Sedimentbereiche.

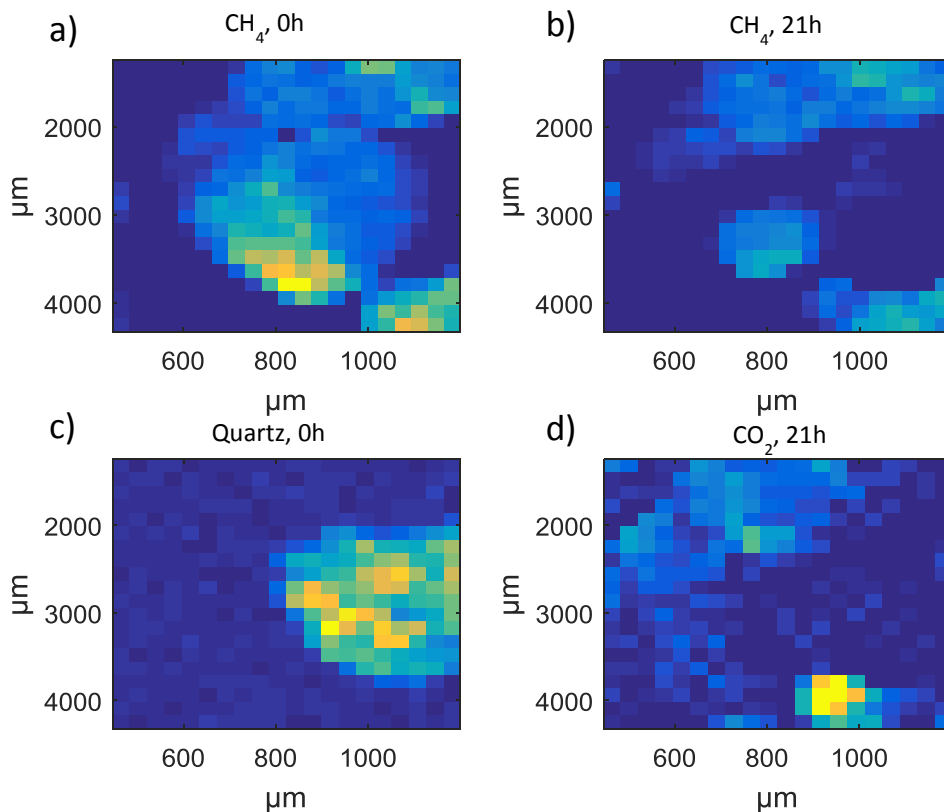


Abbildung 43: Raman-mikroskopische Visualisierung der Umwandlung von Methanhydrat durch Zugabe von CO_2 : a) CH_4 in Methanhydrat bei Beginn des Experiments und b) nach 21 Stunden. Das zentrale Korn löst sich auf. c): Verteilung des Quartsandes im betrachteten Ausschnitt. d): CO_2 in CO_2 -Hydrat nach 21 Stunden. Am oberen Korn findet ein Gasaustausch statt, dort werden sowohl CO_2 als auch CH_4 gemessen. Unterhalb des Sandkorns bildet sich reines CO_2 -Hydrat.

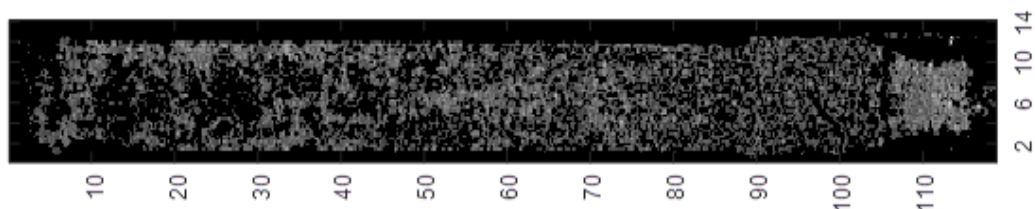


Abbildung 44: Gasverteilung (schwarz) in ursprünglich wassergesättigtem Sediment (grau) nach Dissoziation von Gashydraten bei ca. 115 mm Probentiefe. Die Skalen entsprechen der Entfernung in mm. Die Abbildung ist um 90 Grad gedreht, 0 mm bezeichnet das obere Ende der Probe, das untere Ende ist bei 120 mm. Unterhalb der ehemaligen Gashydratschicht ist das Sediment ungestört (hellerer Grauwert), da die Expansion ausschließlich nach oben stattfand.

Zusammenfassung der Ergebnisse zur Modellentwicklung und Simulation

Die mit den experimentellen Arbeiten eng koordinierte Entwicklung von numerischen Modellen und Simulationstools erfolgte analog zu den oben genannten 4 Schwerpunkten. In Phase 1 wurden Strategien zur numerischen Kopplung von herkömmlichen Transport-Reaktions-Modellen mit geomechanischen Modellen geprüft und diese Modelle dann basierend auf experimentellen Ergebnissen parametrisiert. In Phase 2 wurden geomechanische Materialgesetze untersucht und Modellansätze ermittelt, die das Spannungs-Dehnungs-Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten bei großen Scherbelastungen und –verformungen beschreiben können. In Phase 3 wurde die Einbindung dieser Materialgesetze in thermo-hydro-chemo-mechanische Simulatoren vorgenommen, sowie eine weitere Kopplung mit Modellen für Feststoffströmungen und Erosionsmodellen geprüft, die für die Simulation von Partikelfluidisierung und Sandproduktion benötigt werden. In Phase 4 wurden die Modelle für die Beschreibung von Mehrphasenströmungen, heterogene Gashydratverteilungen und anisotrope Festigkeitsparameter eingesetzt.

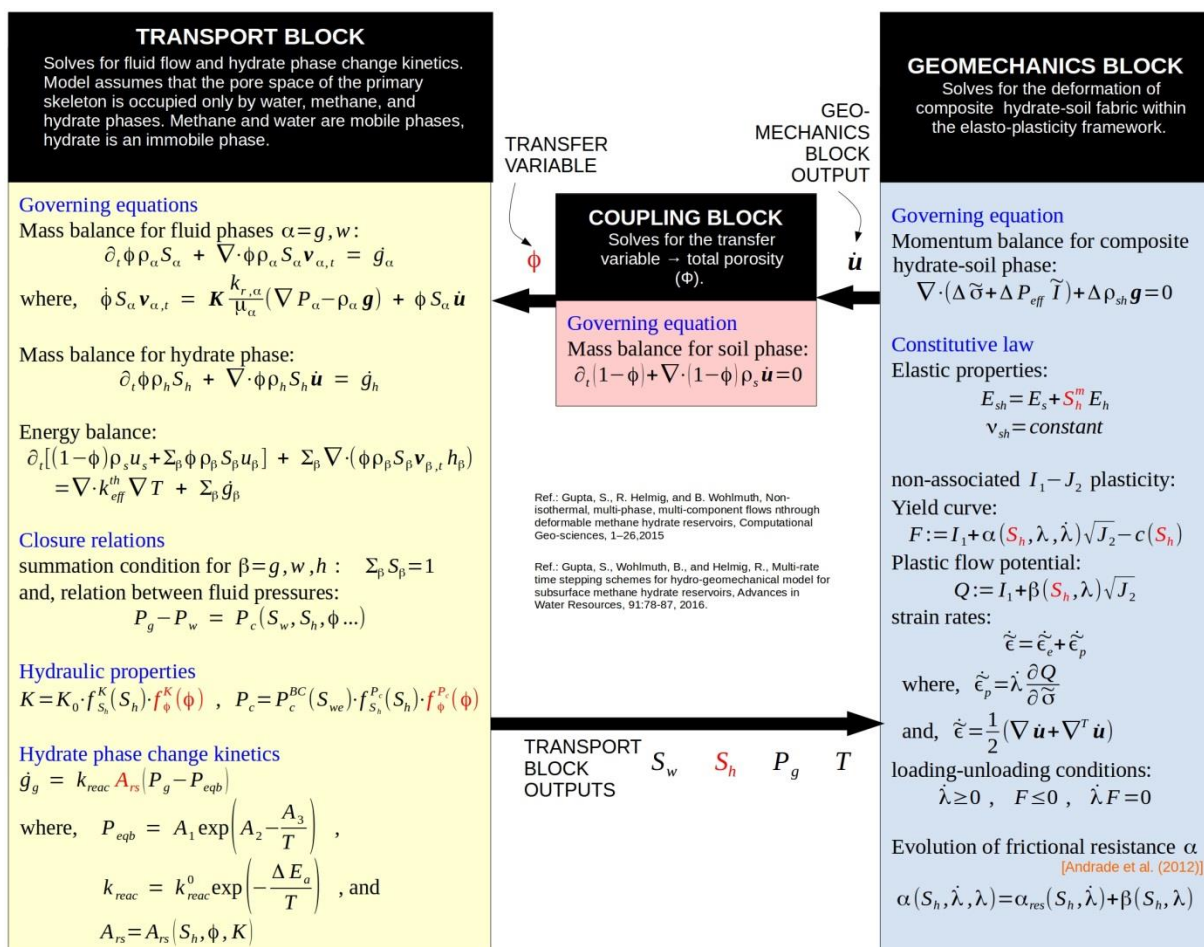


Abbildung 45: Schema zur Kopplung der numerischen Blöcke im thermo-hydro-chemo-mechanischen Modell.

Im Projektzeitraum wurden die mathematischen Modelle zur Beschreibung von dynamischen Prozessen während der Gasproduktion sowie die für die numerischen Simulationen benötigten Softwaretools erweitert und basierend auf den experimentellen Daten und geophysikalischen Messungen im Feld parametrisiert. Das mathematische Modell berücksichtigt eine vollständige Kopplung von thermo-hydro-chemo-mechanischen Prozessen bei der Gasproduktion aus gashydrathaltigen Sedimenten. Der Fluidtransport wird als nicht-isothermer 2-Phasen-2-Komponenten-Darcy-Fluss beschrieben. Gashydratdisso-

ziation ist als endothermer kinetischer Prozess implementiert. Im Projektzeitraum galt es insbesondere, geeignete Materialgesetze für das mechanische Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten unter dynamischen Produktionsbedingungen zu entwickeln und zu prüfen, ob die gashydratabhängige Sedimentsteifigkeit bzw. -festigkeit bei dynamischer Bildung bzw. Zersetzung von Gashydraten und bei unterschiedlichen Effektivspannungen durch einheitliche Materialmodelle beschrieben werden kann.

Zur Berechnung des Modells wurde eine iterativ gekoppelte numerische Lösungsstrategie entwickelt, in der das Modell in zwei getrennte Blöcke zerlegt wurde, einen Transport-Block und einen Geomechanik-Block (Abb. 45). Die Validierung der Kopplung zwischen den numerischen Blöcken war Gegenstand intensiver Untersuchungen im Projektzeitraum. Der Transport-Block bilanziert dabei die Massen und Energien von Gas, Wasser und Gashydrat und berechnet Gasdruck, Wassersättigung, Gashydratsättigung und Temperatur als primäre Variablen. Der Geomechanik-Block berücksichtigt Impulsbilanz-Gleichungen und berechnet die Sediment-Verformung. Der numerische Algorithmus wurde in der C++ basierten Software DUNE implementiert.

In der frühen Phase der Modellentwicklung wurde poro-elastisches Verhalten der Sedimentmatrix in der Beschreibung des Geomechanik-Blockes angenommen und die verwendeten Materialgleichungen in dieser Hinsicht in Abstimmung mit den durchgeführten Experimenten (vgl. Abb. 38) beschränkt. Zur numerischen Berechnung wurde die räumliche Diskretisierung im Transport-Block mit einer zellzentrierten Finite-Volumen-Methode realisiert. Im Geomechanik-Block wurde zunächst die kontinuierliche Galerkin-Finite-Elemente-Methode (FEM) verwendet. Im weiteren Verlauf der Simulatorenentwicklung wurden die Löser dann für die Verwendung mit komplexeren unstrukturierten Gittern auf eine diskontinuierliche Galerkin-Finite-Elemente-Methode (dG-FEM) umgestellt.

Die kombinierten experimentellen und numerischen Untersuchungen haben eine gute Übereinstimmung der Simulationsergebnisse mit den experimentellen Ergebnissen ergeben (Abb. 46) und gezeigt, dass der Elastizitätsmodul während der Gashydratbildung stark und nahezu linear von der Gashydratsättigung abhängt, während diese Abhängigkeit bei der Gashydratdissoziation geringer ist. Dieses Ergebnis belegt, dass dynamische Veränderungen der Gashydrat-Sediment-Struktur im Rahmen von geotechnischen Simulationen stärker als bisher berücksichtigt werden müssen.

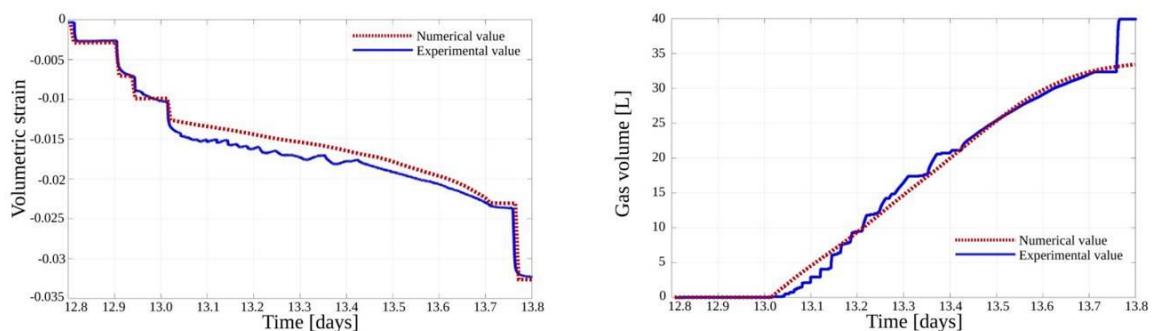


Abbildung 46: Vergleich der Simulationsergebnisse zur Gasproduktion bei isotropen Spannungen mit experimentellen Daten.

Im nächsten Schritt wurden die zugrundeliegenden Materialgesetze im Geomechanik-Block erweitert, um das elasto-plastische Verhalten der gashydrathaltigen Sedimente bei Scherbelastungen und im Verlauf großer Verformungen während der Gasproduktion beschreiben zu können. Die experimentellen Daten aus den triaxialen Kompressionsversuchen dienten dabei weiterhin maßgeblich zur Validierung und Parametrisierung der gekoppelten numerischen Modelle. In diesem Rahmen wurde zunächst ein Verformungsraten-unabhängiges Drucker-Prager I1-J2-Plastizitätsmodul implementiert. Die zugrundeliegenden dehnungsabhängigen Materialgesetze zur Beschreibung der

kinematischen Verfestigung wurden erweitert, um das bereits oben dargestellte geomechanische Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten mit der Abfolge Verfestigung-Entfestigung-Verfestigung zu modellieren (vgl. Abb. 39). Als tauglicher Ansatz wurde eine Erweiterung des I1-J2 Plastizitätsmoduls mit einer Verformungsrate-abhängigen Mobilisierung der Restreibung im Gashydrat-Sediment-Gefüge identifiziert. Dabei wird angenommen, dass die Beladungs- und Verformungsraten einen großen Einfluss darauf haben, in welcher Weise die Restfestigkeit durch die relative Bewegung der Gashydrat- bzw. Sedimentpartikel mobilisiert wird, bevor der kritische Zustand letztlich erreicht wird. In diesem Modellansatz wird die spannungsinduzierte plastische Verformung basierend auf dem Drucker-Prager-Fließkriterium und der Zugrundelegung einer nicht-assoziativen Fließregel modelliert. Zur Handhabung der starken Nicht-Linearitäten in beiden Modellblöcken wird eine gedämpfte Newton-Raphson-Linearisierung genutzt, die resultierenden linearen Gleichungssysteme werden mit dem SuperLU Löser gelöst. Im Zusammenhang mit der elasto-plastischen Modellentwicklung wurden unterschiedliche numerische Prozeduren (One-Element Finite Element Calibration, Bayesian Inference Method, Active Subspace Method) entwickelt und angewendet, um den Parameterbereich zu untersuchen und das Modell auf Basis der experimentellen Daten zu kalibrieren (Abb. 47). Die Anwendung dieser Prozeduren bildet ebenfalls die Grundlage für die Untersuchung der Unsicherheiten der gekoppelten thermo-hydro-chemo-mechanischen Berechnungen.

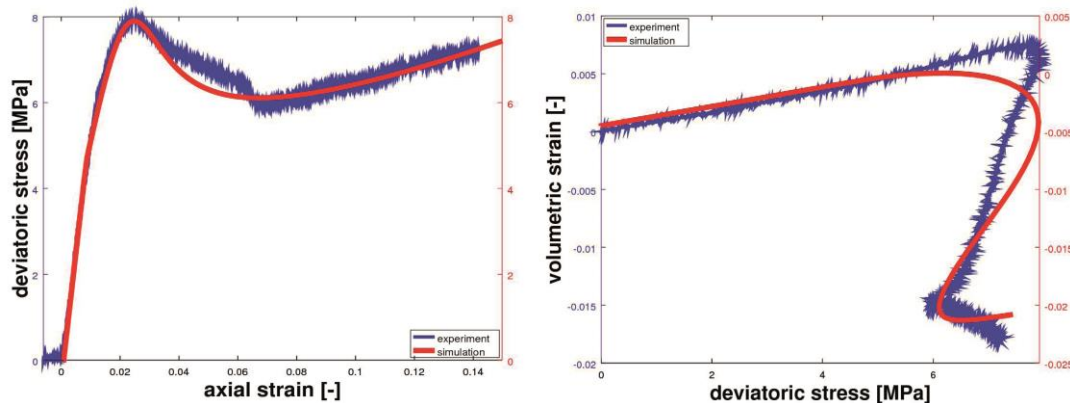


Abbildung 47: Vergleich von numerischen und experimentellen Daten zum Spannungs-Dehnungs-Verhalten gashydrathaltiger Sedimente.

Im Verlauf der kombinierten experimentellen und numerischen Untersuchungen zeigte sich, dass der Elastizitätsmodul, die Querdehnungszahl, die Kohäsionszahl und der initiale Reibungskoeffizient für das gashydrathaltige Sediment höher sind als entsprechende Werte für gashydratfreies Sediment. Jedoch konnte dabei überraschenderweise keine eindeutige Abhängigkeit von der Gashydratsättigung oder der axialen Verformungsrate festgestellt werden. Dieses weitgehend Sättigungs-unabhängige initiale Verhalten des gashydrathaltigen Sedimentes deutet darauf hin, dass die Anwesenheit von homogen verteilten Gashydraten die mechanischen Eigenschaften des Sedimentgerüsts zwar beeinflusst und eine Verfestigung des Sedimentes bewirkt, das Gashydrat dabei aber selbst kein eigentlich lasttragender Bestandteil der Sedimentmatrix ist. Im Gegensatz dazu wird jedoch im weiteren Verformungsverlauf sehr wohl eine Abhängigkeit des Spannungs-Dehnungs-Verhaltens von der Gashydratsättigung festgestellt. Daraus kann gefolgert werden, dass auf mikromechanischer Ebene die Gashydrate im Porenraum die Relativbewegung der Sedimentkörner untereinander beeinflussen und die normale Sedimentverformung blockieren. Hieraus ergibt sich ein abweichendes Dilatanzverhalten und eine veränderte maximale Festigkeit. Es wird vermutet, dass die fortschreitende Umlagerung des Gashydrat-Sediment-Gefüges dann als stetig zunehmende Restreibung wirksam wird. Weiter wurde beobachtet, dass die maximale Dilatanz eine klare Abhängigkeit von der Gashydratsättigung aufweist, jedoch augenscheinlich unabhängig von der Verformungsrate ist. Hingegen zeigte

der Dilatanzverlauf durchaus eine Abhängigkeit von der Verformungsrate. Sowohl die maximale Dilatanz als auch die Dilatanzrate waren höher in Gas-gesättigten Sedimenten als in Wasser-gesättigten Sedimenten. Ebenso unterschied sich die Mobilisierung der Restreibung bei einer gegebenen Verformungsrate in Gas- bzw. Wasser-gesättigten Sedimenten. Im Falle der Gas-gesättigten Sedimente gab es einen sprunghaften Anstieg der Restreibung nach Erreichen der maximalen Festigkeit, während die Restreibung in Anwesenheit von Wasser einen glatten Anstieg aufwies. Ebenso wurde festgestellt, dass die Mobilisierung der Restreibung einen glatteren Verlauf aufwies, je langsamer eine Mobilisierung der Dilatanz stattfand. Auch dieses Verhalten deutet darauf hin, dass eine dynamische und Verformungsraten-abhängige Umlagerung des Gashydrat-Sediment-Gefüges von erheblicher Bedeutung für das geomechanische Verhalten von gashydrathaltigen Sedimenten ist und bei der Gasproduktion entsprechend besonders berücksichtigt werden muss.

Mit Blick auf die Auswertung der oben dargestellten experimentellen Arbeiten zur Untersuchung der geomechanischen Auswirkungen von CH_4 - bzw. CO_2 -Injektion unter gashydratbildenden Druck-/Temperaturbedingungen (vgl. Abb. 42) wurde das Modell auch für nicht-homogene Gashydrat-Sättigungen getestet. Die Simulationsverläufe zeigen dabei deutlich den erwarteten und im Experiment beobachteten Einfluss der lokalen Gashydratverteilung auf das globale Spannungs-Dehnungsverhalten (Abb. 48).

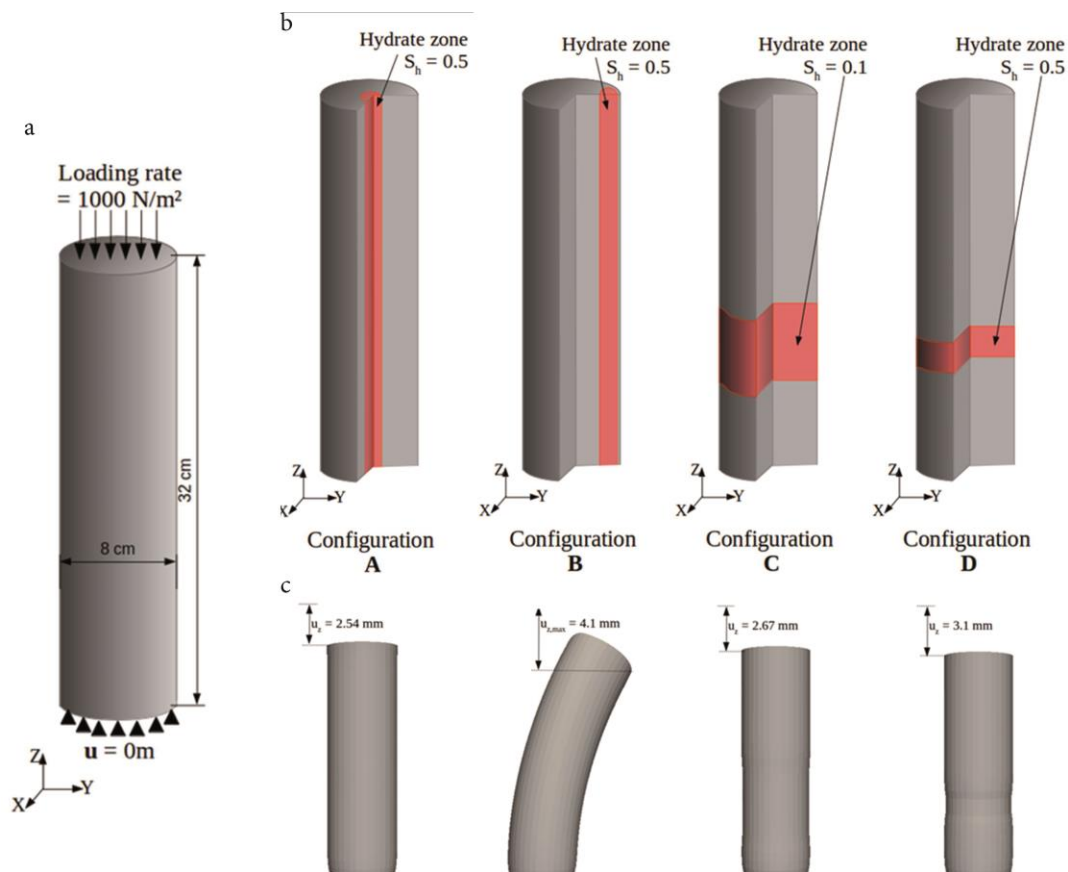


Abbildung 48: Numerische Studien zur Simulation plastischer Verformungen in Sedimenten mit nicht-homogener Gashydratverteilung.

Die entwickelten thermo-hydro-chemo-mechanischen Modelle wurden im Projektzeitraum darüber hinaus für die Simulation dynamischer Prozesse in natürlichen, gashydrathaltigen Sedimenten und Lagerstätten angewendet und die numerischen Prozeduren dabei weiter optimiert. Besondere Anforderungen ergaben sich beispielsweise für die Simulation von Phasenübergängen in Mehrphasensystemen (z.B. der Übergang und die Verteilung von CH_4

zwischen den Phasen Gashydrat, Gas und Wasser). Für diese speziellen Problemstellungen wurden Lösungen entwickelt. Darüber hinaus erfolgte eine Teilnahme an der *International Gas Hydrate Code Comparison Study* (IGHCCS2), die vom *National Energy Technology Laboratory, USA*, initiiert wurde und in deren Rahmen die international verfügbaren Simulatoren getestet werden.

AP 3.3 Problem der Sandproduktion beim Gashydratabbau

Die ausgeprägte Destabilisierung des Sediments in der Umgebung der Produktionsbohrung und die resultierende Sandproduktion war im Vorfeld der Produktionstests onshore im Permafrost Alaskas und im Nankaigraben offshore Japan nicht erwartet worden. Die Aufklärung der Ursachen und die Entwicklung von technischen Strategien zur Vermeidung von Destabilisierung und Sandproduktion hat daher einen erheblichen Stellenwert für die Verfahrensentwicklung und industrielle Gasproduktion. Zahlreiche geologische, fluid- und sediment-mechanische sowie ingenieurtechnische Faktoren müssen dabei als mögliche Ursachen bzw. relevante Faktoren berücksichtigt werden. Zur Durchführung der experimentellen Untersuchungen hinsichtlich möglicher Ursachen und Verläufe von Sandproduktion aus gashydrathaltigen Sedimenten in AP3 wurden zwei neue Versuchsaufbauten (Hohlzylinder-Triaxial-Anlage mit miniaturisierter Bohrung, Ödometer-Aufbau mit Sandfilter) eingesetzt.

In Triaxial-Experimenten wurde im Projektzeitraum intensiv geprüft, ob heterogene und zeitlich veränderliche Gashydratsättigungen, bzw. lokale und fokussierte Fluidströmungen als Faktoren für Instabilität bzw. Destabilisierung mariner Sedimente bei der Gasproduktion berücksichtigt werden müssen (vgl. AP3.2). Heterogene Gashydrat-Sättigungen sind in natürlichen Systemen und vermutlich besonders in mechanisch wenig stabilen oberen Sedimentlagen relevant. Nicht-homogene Gashydrat-Verteilungen sind zu erwarten, wenn fokussierter Fluidtransport vorliegt, beispielsweise an Gasquellen, in geologisch oder hydraulisch gestörten Sedimenten, und in Lagerstätten mit großen Permeabilitätskontrasten (z.B. Turbidite). In solchen Situationen ist anzunehmen, dass Gashydrate in unmittelbarer Nähe der Strömungspfade entstehen und nicht gleichmäßig im Sediment verteilt sind. Entsprechend der Verfügbarkeit an gashydratbildenden Komponenten ist mit der Bildung von massiven und tragfähigen Gashydrat-Strukturen zu rechnen, die eine Konsolidierung des Sedimentes beeinflussen und dabei simultan die Ausbildung von geringverfestigten Bereichen fördern (Abb. 49). Es ist weiter zu erwarten, dass bei mechanischer Belastung solcher Strukturen im Verlauf der Gasproduktion zunächst ein steifes und festes Verhalten der Sedimente zu beobachten ist, und mit Überschreiten der Festigkeitsgrenzen ein plötzliches Versagen, starke plastische Verformung und ein schneller Übergang ins Fließen der weniger festen, gashydratfreien Sedimentbereiche erfolgt. Hierin wird ein möglicher Auslöser für Sandproduktion vermutet. In den im Projektzeitraum durchgeführten Hochdruck-Durchfluss-Versuchen wurden deutliche Anzeichen für ein solches Verhalten gefunden (vgl. Abb. 40).

Hingegen konnten in unseren Hochdruck-Durchfluss-Experimenten keine Hinweise dafür gefunden werden, dass Gashydratdissoziation in Kombination mit hohen Gasflüssen ein besonderer Faktor oder Auslöser für Sandproduktion wäre, da die Sandproduktion aus gashydrathaltigen Sedimenten unter vergleichbaren Spannungen und Gasflüssen nicht ausgeprägter war als aus gashydratfreien Sedimenten (Daten nicht dargestellt). Aufgrund dieser Ergebnisse wird daher geschlossen, dass weniger verfahrenstechnische Merkmale als vielmehr die geologische Beschaffenheit und mechanische Randbedingungen der Lagerstätte, Übergangszonen mit starken hydraulischen Kontrasten (z.B. Turbiditablagerungen), mechanisch gestörte Bereiche (z.B. Risse), Ablauf der Gashydratbildung, Verteilung der Gashydrate und Sedimentkonsolidierung mögliche Ursachen bzw. Faktoren für Sandproduktion sind.

Im Projektzeitraum konnte darüber hinaus gezeigt werden, dass die Injektion von CO₂ und lokale Bildung von Gashydraten zur Stabilisierung von marinen Sedimenten während der

Erdgasproduktion eingesetzt werden kann. Weitergehende Untersuchungen mit dem Ziel einer Verfahrensentwicklung und technischen Umsetzung erscheinen sehr vielversprechend.

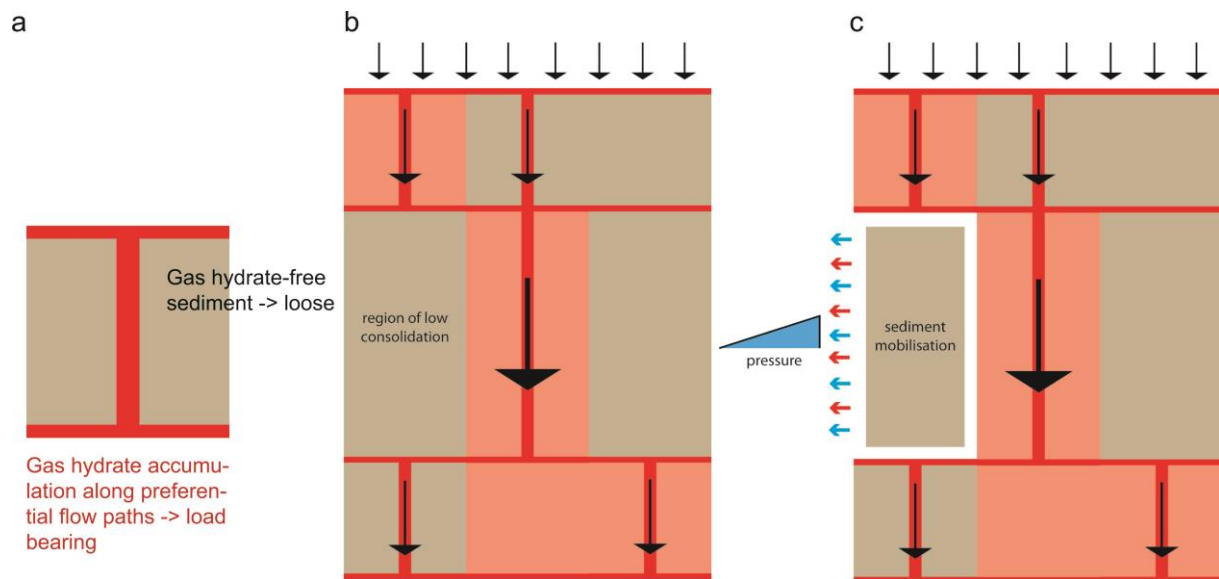


Abbildung 49: Konzeptionelles Modell für die Sandproduktion bei der Gasproduktion aus gering-konsolidierten Lagerstättenbereichen in der Umgebung von lasttragenden Gashydratakkumulationen.

Referenzen

Archie, G.E. (1942) The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Transactions of the AIME 146, 54-62.

Dannowski, A., Bialas, J., Zander, T., Klaeschen, D. (2016) Shear wave modelling of high resolution OBS data in a gas hydrate environment in the Danube deep-sea Fan, Black Sea. AGU Fall Meeting.

Druskin, V., Knizhnerman, L., Zaslavsky, M. (2009) Solution of large scale evolutionary problems using rational Krylov subspaces for with optimized shifts. SIAM Journal 31, 3760–3780.

Duan, S., M. Jegen und S. Hölz (2018). Study on Gas Hydrate Targets in the Danube Delta with the Sputnik Controlled-Source Electromagnetic System. Manuscript in prep for SUGAR special issue in Marine and Petroleum Geology.

Hölz, S., Swidinsky, A., Sommer, M., Jegen, M., Bialas, J. (2015) The use of rotational invariants for the interpretation of marine CSEM data with a case study from the North Alex mud volcano, West Nile Delta. Geophys. J. Int. 201, 224-245.

Nikishin, A.M., Korotaev, M.V., Ershov, A.V., Brunet, M.-F. (2003) The Black Sea basin: tectonic history and Neogene–Quaternary rapid subsidence modelling. Sedimentary Geology 156, 149-168.

Ross, D. A., Supko, P. (1978) Summary of results of Black Sea drilling. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, Vol. 42, 1149-1178. doi:10.2973/dsdp.proc.42-2.157.1978

Sommer, M. (2017) The application of Krylov subspace methods for the calculation of forward solutions and model sensitivities of 3D time domain marine controlled source electromagnetic problems, PhD Thesis, Universität Kiel.

Soulet, G., Delaygue, G., Vallet-Coulomb, C., Böttcher, M.E., Sonzogni, C., Lericolais, G., Bard, E. (2010) Glacial hydrologic conditions in the Black Sea reconstructed using geochemical pore water profiles. Earth Planet. Sci. Lett. 296, 57-66.

Zander, T., Choi, J. C., Vanneste, M., Berndt, C., Dannowski, A., Carlton, B., Bialas, J. (2018) Potential impacts of gas hydrate exploitation on slope stability in the Danube deep-sea fan, Black Sea. Marine and Petroleum Geology 92, 1056-1068.

2. der wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die wichtigste Position im Vorhaben waren die Personalmittel. Diese wurden eingesetzt, um in AP1 die Mitarbeiter Frau Dr. Dannowski, Herrn Shray Badhani, Herrn Malte Sommer sowie anteilig Dr. Sebastian Hölz zu beschäftigen. In AP2 wurde Frau Dr. Ewa Burwicz zur Durchführung der PetroMod-Modellierungen angestellt, in AP3 Frau Dr. Elke Kossel und Herr Dr. Christian Deusner für die Hochdruckexperimente sowie Frau Dr. Shubhangi Gupta für die THCM-Modellentwicklungen. Anteilig wurde in AP3 außerdem die Doktorarbeit von Herrn Ludovic Legoix zur Kinetik und Thermodynamik der Hydratumwandlung finanziert. Die wesentlichen Ergebnisse und Beiträge der Mitarbeiter im Projekt wurden oben dargestellt.

In AP2 wurde zudem zur Beschaffung notwendiger Softwarelizenzen (Mathematica und Matlab) beigetragen.

In AP3 waren die für das Projekt benötigten Investitionsmittel mehrheitlich notwendig, um den in SUGAR I und II aufgebauten Zustand der Laborausstattung und Softwareausstattung für die oben beschriebenen Gashydratexperimente zu erhalten. Dazu gehört die Verlängerung der benötigten Softwarelizenzen (Position AP3-i2, COMSOL 22.458,87€, und AP3-i3, SOLID Works 3567,62, der Austausch von Laborgeräten mit beschränkter Lebensdauer (Austausch des Lasers am Raman Spektrometer, Position AP3-i4 30.324,77€) und die Neuanschaffung von unterbrechungsfreier Spannungsversorgung AP3-i6 (1.236€), um mit der vorhandenen Ausrüstung komplexere Aufbauten im gegen Stromausfälle abgesicherten Modus realisieren zu können. Zusätzlich war die Modifikation der NMR Messzelle notwendig geworden, um die Experimentbedingungen herstellen zu können, die für Vergleichsexperimente zu geomechanischen Fragestellungen geeignet sind (Position AP3-i1 NMR Zelle 3.724€). Für den Transport von Proben Arbeitsgeräten und Probenmaterial im Rahmen der wissenschaftlichen Ausfahrt GHASS (IFREMER, RV Pourquoi Pas?) wurden 10.089,36€ aufgewendet (Position AP3-i5).

Eigenleistungen / AUFE

Für das Vorhaben wurden durch GEOMAR signifikante finanzielle Eigenleistungen eingebracht in Höhe von ca. 2 Mio Euro. Die eingebrachten Eigenleistungen bestanden in der Arbeitsleistung aus dem Grundhaushalt finanzierter Mitarbeiter (s. Tabelle unten), notwendiger Infrastruktur von Laboren, Analysegeräten, Hochleistungsrechnern, sowie angefallenen Kosten für die umfangreichen geochemischen Analysen an den auf der MeBo200-Bohrfahrt M142 gewonnenen Proben:

Workstation-Cluster zur numerischen Modellierung in AP2+3	40.000 Eur
RAID-Speichersysteme für geophysikalische Daten	50.000 Eur
Kosten geochemische Analysen M142	80.000 Eur
Hochdrucklabore (Anteil Abschreibung)	690.000 Eur
Geochemie Labore (Wartung, Kalibrierung etc)	180.000 Eur
Finanzierung zusätzliches Personal durch Dea AG	450.000 Eur

GEOMAR hat dem beantragten Projekt zudem insgesamt 78 PM (entspricht ca. 1,2 Mio Eur bei angesetzten 8400 Eur pro PM) von aus dem Grundhaushalt beschäftigten Personen zur Verfügung gestellt, um die Vorbereitung, Durchführung, Auswertung des Projekts sowie die Veröffentlichung der Ergebnisse, inklusive Pressearbeit, zu gewährleisten. Die erbrachten beigestellten Aktivitäten haben zu den bereits ausführlich geschilderten Ergebnissen beigetragen – eine separierte Darstellung der hierdurch erlangten Ergebnisse ist nicht möglich.

Insgesamt beträgt die durch GEOMAR erbrachte Eigenleistung somit ca. 2,7 Mio Euro.

Grundfinanziertes Personal (PM)	Koordination	AP1	AP2	AP3	Summe
Dr. Haeckel	12		4	4	20
Prof. Wallmann	7		5		12
Dr. Bialas		12			12
Prof. Berndt		12			12
Dr. Hensen			12		12
Dr. Jegen		12			12
Techniker Labor (Domeyer + Bleyer + Surberg + Kolevica), TLZ		1	17	10	28
Sekretariat (Utecht + Ulbrich)	18				18
Presseabteilung	3				3
Rechenzentrum	12				12
Summe Eigenleistung (PM)	57	37	37	14	145

3. der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Neben dem norwegischen Kontinentalrand bietet das Schwarze Meer mit mehr als 5000 bekannten Gasaustritten am Meeresboden die stärksten Hinweise auf Gasakkumulation in Sedimenten und die intensiven Arbeiten von SUGAR-Partnern (GEOMAR, MARUM) in den letzten 20 Jahren haben zahlreiche Gashydratvorkommen im Schwarzen Meer dokumentiert. Daher sollte im SUGAR Projekt eine mögliche Produktionsstudie für Gas aus Methanhydraten erfolgen. Die vielfältigen Vermessungen und Bohrungen der Industrie decken die GHSZ nur teilweise ab und sind darüberhinaus auch nicht für die Forschung zugänglich. Maßgebliche Grundlage für eine Testbohrung mit MEBO ist aber die Bereitstellung von Detailinformationen über strukturelle Untergrundbedingungen und Verteilungen von Gashydrat. Als Fernerkundungsmethode bietet hier die Mehrkanalseismik Informationen über die Struktur und Sedimentation. Mit dem Einsatz von OBS können Schallgeschwindigkeiten für P- und S-Wellen ermittelt werden. Wie oben ausgeführt, konnten hierdurch wesentliche Fragen der Hydratstabilität, Zusammenhänge von Gasmigration und Sedimentation über bestehende Literaturkenntnisse hinaus erarbeitet werden. Zusammen mit abgeleiteten Modellen für die Temperaturverteilung werden damit wichtige physikalische Parameter für weitere Arbeitspakete und Teilprojekte in SUGAR bereitgestellt. Ohne diese Vorarbeiten wäre eine gezielte Planung der MEBO Bohrlokationen nicht möglich gewesen. Weiterhin wurden multiple BSR, die nicht nur im Schwarzen Meer bekannt sind, mit einem

ganz neuen Ansatz modelliert und eine plausible Antwort auf diese offene Forschungsfrage gefunden.

Innerhalb der letzten Projektphase konnten wesentliche Fortschritte in der Entwicklung der CSEM Methode zur Bestimmung der Methanhydratkonzentrationen erzielt werden. Die Arbeiten waren sehr umfangreich und beinhalteten die Entwicklung eines 3D Modellierungscodes in Eigenarbeit, der Analyse von 2 großen Datensätzen sowie die genauere Untersuchung des Einflusses von verschiedenen Gesteinsparameterprofilen auf die Gashydratsättigung. Auch wenn der Einbau des 3D CSEM in die Joint Inversion nicht in dieser Projektphase abgeschlossen werden konnte, so wurden die Grundlagen dazu geschaffen und der Einbau erfolgt nun in einem Anschlussprojekt. Insbesondere ist hervorzuheben, dass nur die elektromagnetischen Daten in Kombination mit den seismischen Daten zu einer erfolgreichen Abschätzung der Gashydratsättigung mit zusätzlicher Fehlerabschätzung im Donau-Tiefseefächer geführt haben. Damit ist ein überzeugender Präzedenzfall geschaffen worden und die Voraussetzungen, die Methodik zu einer Bestimmung von höffigen MeBo-Bohrungslokalationen zu schaffen.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Die erzielten Ergebnisse stellen einen wesentlichen Fortschritt bei der Quantifizierung und räumlichen Darstellung submariner Gashydratvorkommen dar. Die Verwendung der Projektmittel kann somit als gerechtfertigt angesehen werden. Je nach Entwicklung des Marktes für konventionelle Gasproduktion kann dies mittel- bis langfristig einen Wettbewerbsvorteil und gute Vermarktungschancen für den SUGAR-Partner Schlumberger und sein PetroMod-Softwarepaket darstellen. Der hier verfolgte Ansatz ist derzeit zudem noch immer weltweit konkurrenzlos.

Die durchgeführte MeBo200-Bohrfahrt M142 war, wie oben bereits ausführlich geschildert, elementar zum Testen diverser SUGAR-Entwicklungen aus allen Teilprojekten. Die geochemischen Arbeiten waren und sind zudem essentiell zur Validierung der geophysikalischen Arbeiten und der durchgeführten Modellierungen – dies gilt sowohl für die GEOMAR Arbeiten selbst als auch die mehrerer Partner im Verbundprojekt.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Das Primärziel der Arbeiten in SUGAR III war die Unterstützung der beteiligten Industriepartner bei der Entwicklung von Gashydrattechnologien und die Schaffung der Möglichkeit, diese Technologien während einer Schiffsexpedition unter realen Bedingungen zu testen. Diese Ziele wurden während der Projektlaufzeit erreicht. Auf der von GEOMAR und MARUM Wissenschaftlern vorbereiteten und durchgeführten Expedition M142 wurden Entwicklungen der Firmen Bauer, Antares, Wärtsilä Elac Nautik, Kongsberg Maritime und Corsyde getestet, deren Einsatz zum größten Teil direkt von Mitarbeitern der beteiligten Firmen begleitet werden konnte. Auf der Expedition erhobene Daten wurden den Firmen TEEC Geophysics und Terrasys zur Verfügung gestellt. Von besonderer Wichtigkeit für die geomechanischen Untersuchungen und geotechnischen Prüfungen waren die Erfahrungen mit den MeBo-Druckkern-Beprobungen zur Definition von Schnittstellen und Prozeduren für den Transfer von ungestörten Proben zur weiteren geotechnischen Untersuchung in dem in AP3.1 entwickelten Prüfgerät.

Die von der Firma APS Wille Geotechnik geplante großtechnische Hochdruckanlage zur geotechnischen Untersuchung von gashydrathaltigen Sedimenten und zur Risikoanalyse durch Bohr- und Produktionstechnologien konnte mit Unterstützung des GEOMAR im Projektzeitraum entwickelt und gebaut werden. Im Rahmen dieser Geräteentwicklung wurden am GEOMAR geotechnische Hochdruck-Durchfluss-Experimente zur Charakterisierung der für die Konstruktion benötigten Probenparameter und zur Definition von Prüfprozeduren durchgeführt.

4. des voraussichtlichen Nutzens, insbesondere der Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Mit den durchgeführten seismischen Arbeiten wurde ein einfaches Modell für die Erklärung multipler BSR vorgestellt, das ohne komplizierte Gasfraktionierungen und andere Spekulationen auskommt. Dies kann an anderen Kontinentalhängen zur Modellierung dortiger BSR genutzt werden. Die parallele Auswertung von Mehrkanalseismik (MCS), P- und S-Wellen aus der Refraktionsseismik (OBS) ist kein Standard in wissenschaftlichen Arbeiten. Hier sind notwendige Routinen und Arbeitsabläufe geschaffen worden, die dieses Vorgehen bei zukünftigen Experimenten erleichtern werden. Die Wechselwirkung von Rutschungen und Ablagerungen von Massenbewegungen (MTD) mit den Gasmigrationswegen liefert wichtige Erkenntnisse für die Beurteilung von Stabilitätskriterien an diesem von vielen, teils sehr großen Rutschungen geprägtem Hang. Mit der Expedition M143 im Schwarzen Meer wurden bereits erste Messungen durchgeführt, um diese Zusammenhänge außerhalb der Hydratstabilität zu untersuchen. Nachfolgende vertiefende Untersuchungsvorschläge wurden bereits formuliert und werden als Forschungsprojekt vorgeschlagen. Ziel der Forschung wird es sein, das gesamte Gas-Migrationssystem zu verstehen und dessen Wechselwirkung auf die Hangstabilität und Häufigkeit der Rutschungsereignisse im Sinne eine Risikoverständnisses zu beschreiben.

Die Kooperation mit Terrasys und TEEC hat sich durch das Projektvorhaben gefestigt und wir kooperieren nun großskalig im Rahmen eines MARTERA-Projekts, um die Joint Inversion nicht nur für Gashydrate sondern auch für die Exploration von Massivsulfiden und Salz/Subbasalten anzuwenden.

Die Ergebnisse in AP2 haben eindeutig gezeigt, dass der Beckensimulationsansatz für die räumliche Erfassung von Gashydratvorkommen einen sinnvollen Baustein im Gesamtkonzept der Reservoirabschätzung darstellt. Durch die Verfügbarkeit der Software über einen international renommierten kommerziellen Anbieter (Schlumberger), ist die Verwertbarkeit des Produktes für die nächsten Jahre sichergestellt.

Das in AP3 entwickelte verfahrenstechnische Konzept zur Verbesserung der Gasproduktion aus marinen Gashydratlagerstätten durch die gleichzeitige Einspeisung von überkritischem CO₂ wird weiterhin als sehr vielversprechend bewertet. Dieses erlaubt die klimaneutrale Verwertung eines Energieträgers auf Kohlenwasserstoffbasis und verbessert die Nachhaltigkeit der Fördermethode in erheblichem Umfang. Besondere und zusätzliche Aufmerksamkeit hat das Konzept erhalten, da im Projektzeitraum gezeigt werden konnte, dass die CO₂-Injektion, CH₄-CO₂-Hydratumwandlung und Bildung von CO₂-reichen Sekundärhydraten gezielt zur mechanischen Stabilisierung und hydraulischen Konditionierung von marinen Sedimenten eingesetzt werden kann (vgl. II.1). Das im Rahmen von SUGAR am GEOMAR entwickelte Konzept kann somit erheblich zur Lösung der Probleme der Sedimentdestabilisierung und Sandproduktion beitragen. Zur technischen Nutzung von Gashydraten als Werkstoff zur Stabilisierung von marinen Sedimenten wurde im Projektzeitraum ein internationales Patent (WO 2016/180402 A1) offengelegt.

Durch die Sichtbarkeit der Ergebnisse auf internationalen Konferenzen und Workshops sowie durch die Beteiligung von Wissenschaftlern des SUGAR-Konsortiums steigt auch die Wahrnehmung der beteiligten Industriepartner in den an Gashydratförderung interessierten Fachkreisen und Unternehmen. Auf diese Weise wird diesen Partnern eine verbesserte Positionierung auf dem Zukunftsmarkt der Gashydrattechnologie ermöglicht. Dass dies gelungen ist, zeigt sich z.B. dadurch, dass die SUGAR Partner Schlumberger, Kongsberg Maritime und Wärtsilä Elac Nautik bereits Aufträge aus Japan und China im Rahmen der Feldproduktionstests in 2017 erhalten haben. Auch die gemeinsamen Arbeiten der Projektpartner APS und GEOMAR haben im Projektzeitraum international viel Beachtung gefunden und wurden auf zahlreichen Fachtagungen (*International Symposium on Energy Geotechnics 2015, AGU Fall Meeting, ICEGT 1st Conference on Energy Geotechnics, ICGH 2017 9th International Conference on Gas Hydrates, 19th ICSMGE International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering*) präsentiert. Eine Fortsetzung der

gemeinsamen Arbeiten im Bereich des Gerätebaus für geotechnische Prüfungen, der Durchführung von geotechnischen Prüfungen unter Hochdruck-Durchfluss-Bedingungen, der Entwicklung von numerischen Simulatoren für gekoppelte thermo-hydro-chemo-mechanische Prozesse und der Entwicklung innovativer Verfahren zur Sedimentstabilisierung durch Gashydrate ist geplant. Derzeit wird ein gemeinsamer Antrag der SUGAR-Partner APS GmbH, Coresyde, Bauer und GEOMAR zur Fortführung dieser Arbeiten vorbereitet.

5. des während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Bezüglich der Arbeiten in AP1 und AP2 ist uns kein nennenswerter Fortschritt Dritter bekannt geworden.

Mit Bezug zu den Arbeiten in AP3 haben weitere Feldtests zur industriellen Gasproduktion aus marinen Gashydratlagerstätten im Nankaigraben (JOGMEC, 2017; Konno et al. 2017) und im Südchinesischen Meer (Chen et al., 2018) stattgefunden. Ähnlich dem ersten Offshore Test im Nankaigraben (2013) wurde die Gasproduktion durch Druckentlastung und Gashydratdissoziation herbeigeführt, und ein massgebliches Ziel der Tests war es, die Produktionszeiträume gegenüber früheren Tests auszudehnen.

Aufgrund der hohen wissenschaftlichen Relevanz und technischen Notwendigkeit eines besseren Verständnisses der geomechanischen Eigenschaften von Gashydratlagerstätten wurden im Projektzeitraum insgesamt vermehrt Studien zur geotechnischen Charakterisierung von gashydrathaltigen Sedimenten durchgeführt und veröffentlicht. Hierbei ist insbesondere zu erwähnen, dass die Anzahl an Studien zur geotechnischen Charakterisierung von natürlichen Sedimentproben aus marinen Gashydrat-Lagerstätten im Projektzeitraum zugenommen hat (e.g. Santamarina, 2015; Yoneda et al. 2015), da im Zusammenhang mit den Feldtests und für die Reservoir-Erkundung vermehrt und gezielt Autoklav-Bohrtechniken eingesetzt worden sind. Diese Entwicklung ist ein Beleg dafür, dass die Notwendigkeit zur Durchführung dieser aufwendigen geotechnischen Untersuchungen erkannt worden ist, was auch zu einer deutlichen Stärkung des Marktpotentials für die SUGAR Technologien diesem Bereich beiträgt. Die gerätetechnischen Entwicklungen beim Prüfgerätebau in SUGAR (AP3.1, Triaxial-Prüfgerät für große Prüfkörper, ausgerüstet mit Röntgen-Tomograaphie) sind derzeit weltweit weiterhin einzigartig und es sind keine vergleichbaren Fortschritte von anderen Stellen bekannt geworden. Insbesondere die in SUGAR initiierte Ausgestaltung einer Transferkette für MeBo-Druckkern-Proben zur geotechnischen Prüfung mit dem neuen Prüfgerät bietet hohes Marktpotential.

Aufgrund der hohen Relevanz für die Entwicklung von Gasproduktionsszenarien ist die Entwicklung von thermo-hydro-chemo-mechanischen Modellen und Simulationsplattformen im Projektzeitraum stärker in den Fokus gerückt. Derzeit findet ein Vergleich der derzeit verfügbaren Modelle und Simulatoren statt. Im Rahmen der *International Gas Hydrate Code Comparison Study* (IGHCCS2) statt, die vom *National Energy Technology Laboratory, USA*, initiiert wurde. Die in SUGAR am GEOMAR entwickelten Modelle werden in diesem Rahmen ebenfalls getestet.

Allgemein beobachten wir die Entwicklung im Bereich der Gashydratforschung und der Produktionsbestrebungen durch die Lektüre einschlägiger Fachzeitschriften, den Besuch von internationalen Fachkonferenzen und die direkte Kommunikation mit Gashydratexperten weltweit. Die so gewonnenen Erkenntnisse fließen direkt in unsere Arbeit ein, jedoch gab es keine neue Erkenntnis, die zu einer Änderung unseres generellen Arbeitsplans oder unserer Projektziele geführt hätte.

Referenzen

Chen, L., Feng, Y., Okajima, J., Komiya, A., Maruyama, S. (2018) Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 53, 55-66.

JOGMEC, <http://www.mh21japan.gr.jp/english/infomation/976/>

Konno, Y., Fujii, T., Sato, A., Akamine, K., Naiki, M., Masuda, Y., Yamamoto, K., Nagao, J. (2017) Key Findings of the World's First Offshore Methane Hydrate Production Test off the Coast of Japan: Toward Future Commercial Production. *Energy and Fuels* 31 (3), 2607-2616.

Santamarina, J.C., Dai, S., Terzariol, M., Jang, J., Waite, W.F., Winters, W.J., Nagao, J., Yoneda, J., Konno, Y., Fujii, T., Suzuki, K. (2015) Hydro-bio-geomechanical properties of hydrate-bearing sediments from Nankai Trough. *Marine and Petroleum Geology*, 66, 434-450.

Yoneda, J., Masui, A., Konno, Y., Jin, Y., Egawa, K., Kida, M., Ito, T., Nagao, J., Tenma, N. (2015) Mechanical behavior of hydrate-bearing pressure-core sediments visualized under triaxial compression. *Marine and Petroleum Geology*, 66, 451-459.

6. der erfolgten oder geplanten Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 6

a) Artikel in internationalen Fachzeitschriften und Buchbeiträge

Veröffentlicht:

Attias, E., Weitemeyer, K., Minshull, T. A., Best, A. I., Sinha, M., Jegen-Kulcsar, M., Hölz, S., Berndt, C. (2016) Controlled-source electromagnetic and seismic delineation of sub-seafloor fluid flow structures in a gas hydrate province, offshore Norway. *Geophysical Journal International* 206(2), 1093-1110.

Burwicz, E. B., Reichel, T., Wallmann, K., Rottke, W., Haeckel, M., Hensen, C. (2017) 3-D basin-scale reconstruction of natural gas hydrate system of the Green Canyon, Gulf of Mexico. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 18(5), 1959-1985.

Deusner C., Kossel E., Bigalke N., Haeckel M., Gupta S., Freise M., Anbergen H., Wille T. (2016) The role of high-pressure flow-through experiments for evaluating the mechanical behaviour of gas hydrate-bearing soils. In: Wuttke F., Bauer S., Sanchez M. (eds.) *Energy Geotechnics*. CRC Press, 437-443. ISBN 978-1-138-03299-6 (Hardcover) bzw. 978-1-315-31524-9 (eBook).

Deusner, C., Freise, M., Gupta, S., Kossel, E., Anbergen, H., Wille, T., Haeckel, M. (2017) Advanced mechanical testing of gas hydrate-bearing sediments. 19th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering, Seoul, Republic of Korea, 17-22 Sep 2017.

Gupta, S., Wohlmuth, B.I., Helmig, R. (2016) Multi-rate time stepping schemes for hydro-geo-mechanical model for subsurface methane hydrate reservoirs. *Advances in Water Resources* 91, 78-87.

Gupta, S., Deusner, C., Haeckel, M., Helmig, R., Wohlmuth, B. (2018) Testing a thermo-chemo-hydro-geomechanical model for gas hydrate bearing sediments using triaxial compression lab experiments. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 18(9), 3419-3437.

Haeckel, M., Bialas, J., Klaucke, I., Wallmann, K., Bohrmann, G., Schwalenberg, K. (2015) Gas hydrate occurrences in the Black Sea – new observations from the German SUGAR project. *Fire In The Ice* 15(2), 6-9.

Hillman, J.I.T., Klaucke, I., Bialas, J., et al. (2018) Gas migration pathways and slope failures in the Danube Fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2018.03.025.

- Hölz, S., Swidinsky, A., Sommer, M., Jegen, M., Bialas, J. (2015) The use of rotational invariants for the interpretation of marine CSEM data with a case study from the North Alex mud volcano, West Nile Delta. *Geophysical Journal International* 201(1), 224-245.
- Koch, S., Berndt, C., Bialas, J., Haeckel, M., Crutchley, G., Papenberg, C., Klaeschen, D., Greinert, J. (2015) Gas-controlled seafloor doming. *Geology* 43(7), 571-574.
- Koch, S., Schröder, H., Berndt, C., Bialas, J., Haeckel, M., Papenberg, C., Klaeschen, D., Plaza-Faveirola, A. (2016) Gas migration through the Opouawe Bank at the Hikurangi Margin, offshore New Zealand. *Geo-Marine Letters* 36, 187–196.
- Kossel, E., Deusner, C., Bigalke, N., Haeckel, M. (2018) The dependence of water permeability in quartz sand on gas hydrate saturation in the pore space. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 123(2), 1235-1251.
- Legoix, L.N., Ruffine, L., Donval, J. P., Haeckel, M. (2017) Phase equilibria of the CH₄-CO₂ binary and the CH₄-CO₂-H₂O ternary mixtures in the presence of a CO₂-rich liquid phase. *Energies* 10(12), doi:10.3390/en10122034.
- Legoix, L.N., Ruffine, L., Deusner, C., Haeckel, M. (2018) Experimental study of mixed gas hydrates from gas feed containing CH₄, CO₂ and N₂: phase equilibrium in the presence of excess water and gas exchange. *Energies* 11, doi:10.3390/en11081984.
- Luo, M., Dale, A.W., Haffert, L., Haeckel, M., Koch, S., Crutchley, G., De Stigter, H., Chen, D., Greinert, J. (2016) A quantitative assessment of methane cycling in Hikurangi Margin sediments (New Zealand) using geophysical imaging and biogeochemical modeling. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 17, doi:10.1002/2016GC006643.
- Pinero, E., Hensen, C., Haeckel, M., Rottke, W., Fuchs, T., Wallmann, K. (2016) 3-D numerical modelling of methane hydrate accumulations using PetroMod. *Marine and Petroleum Geology* 71, 288-295.
- Swidinsky, A., Hölz, S., Jegen, M. (2015) Rapid resistivity imaging for marine CSEM surveys with two transmitter polarizations: An application to the North Alex mud volcano. *Geophysics* 80(2), E97-E110.
- Xu, C., Greinert, J., Haeckel, M., Bialas, J., Dimitrov, L., Zhao, G. (2018) The character and formation of elongated depressions on the upper Bulgarian Slope. *Journal of Ocean University China* 17(3), 555-562.
- Zander, T., Haeckel, M., Berndt, Ch., Chi, W.-Ch., Klauke, I., Bialas, J., Klaeschen, D., Koch, S., Atgin, O. (2017) On the origin of multiple BSRs in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters* 462, 15–25.
- Zander, T., Choi, J.C., Vanneste, M., Berndt, C., Dannowski, A., Carlton, B., Bialas, J. (2018) Potential impacts of gas hydrate exploitation on slope stability in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology* 92, 1056-1068.

Eingereicht:

- Hillman JIT, Bialas J, Klauke I, et al. (accepted) Investigating a gas hydrate system in apparent disequilibrium in the Danube Fan, Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters*.
- Liu, J., Haeckel, M., Rutqvist, J., Wang, S., Yan, W. (submitted) The mechanism of methane gas migration through the gas hydrate stability zone: insights from numerical simulations. *Journal of Geophysical Research*.
- Parente M.T., S. Mattis, S. Gupta, C. Deusner, B. Wohlmuth (submitted) Efficient parameter estimation for a methane hydrate model with active subspaces. *Computational Geosciences*.
- Sommer, M., Hölz, S., Avdeeva, A., Jegen, M. (submitted) Comparison of Polynomial- and Rational Krylov Subspace methods for marine CSEM on GPU. *Journal of Computational Geophysics*.

Zander, T., Haeckel, M., Klaucke, I., Bialas, J., Klaeschen, D., Papenberg, C., Pape, T., Berndt, C., Bohrmann, G. (submitted) New insights into the Kerch seep plumbing system in the Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*.

In Vorbereitung:

Aloisi, G., Kossel, E., Bigalke, N.K., Savy, J.-P., Pansegrau, M., Haeckel, M., Uptake of hydrate-forming gases by water confined to cylindrical capillaries.

Bialas, J., Bohlen, T., Dannowski, A., Eisenberg-Klein, G., Gassner, L., Gehrman, R., Heeschen, K., Hölz, S., Jegen, M., Klaucke, I., Krieger, M., Mann, J., Müller, C., Prüßmann, J., Schicks, J., Schünemann, E., Schwalenberg, K., Sommer, M., Smilde, P.L., Spangenberg, E., Trappe, H., Zander, T., Joint interpretation of geophysical field experiments in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *SUGAR Special Issue in Marine and Petroleum Geology*.

Kossel, E., Bigalke, N.K., Deusner, C., Haeckel, M., Gas exchange and micro scale processes triggered by CO₂ injection in CH₄ hydrate accumulations at submarine conditions.

Burwicz, E.B., Hensen, C., Zander, T., Bialas, J., Wallmann, K., Rottke, W., Haeckel, M., 3D basin-scale modeling of natural gas hydrate systems of the western Black Sea and the Danube delta. *SUGAR Special Issue in Marine and Petroleum Geology*.

Dannowski A., Bialas J., Zander T., Kläschen D., Gross F., Shear wave modelling of OBS data in a gas hydrate environment in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *SUGAR Special Issue in Marine and Petroleum Geology*.

Deusner C., Kossel E., Bigalke N., Haeckel M., Gas hydrate exchange and secondary gas hydrate formation after injection of supercritical CO₂ – technical implications from continuous and discontinuous injection strategies.

Deusner C., Kossel E., Bigalke N., Haeckel M., Gas hydrate reactions after injection of CO₂ or N₂:CO₂ mixtures into gas hydrate bearing sediments – Ways to improve CH₄ release and CO₂ retention.

Deusner, C. Falenty, A., Freise, M., Gupta, S., Kossel, E., Wille, T., Haeckel, M., Advanced geotechnical testing of marine sediments in the presence of focused fluid migration and heterogeneous gas hydrate distributions. *SUGAR Special Issue in Marine and Petroleum Geology*.

Deusner, C., Gupta, S., Xie, X.G., Leung, Y.F., Uchida, S., Kossel, E., Haeckel, M., Hardening-softening characteristics and strength recovery of gas hydrate-bearing sediments.

Deusner, C., Gupta, S., Xie, X.G., Leung, Y.F., Uchida, S., Kossel, E., Haeckel, M., Geotechnical implications of non-homogeneous and anisotropic gas hydrate accumulations: destabilization and re-stabilization.

Gupta, S., Deusner, C., Kossel, E., Haeckel, M., Concepts for geomechanical modelling of gas hydrate formation at gas seeps. *SUGAR Special Issue in Marine and Petroleum Geology*.

Gupta, S., Haeckel, M., Modelling of gas migration through GHSZ and Multiple BSRs in Black Sea. *SUGAR Special Issue in Marine and Petroleum Geology*.

Gupta, S., Wohlmuth, B. Haeckel, M., A nonlinear complementary constraints approach for handling complex phase transitions in methane hydrate reservoir models.

Heeschen, K.U., Deusner, C. Spangenberg, E., Haeckel, M., Schicks, J., A production method under surveillance: Laboratory pilot scale tests of the CO₂-CH₄ exchange in a natural gas hydrate reservoir.

Legoix, L.N., Deusner, C., Haeckel, M., Ruffine, L., Kossel, E., Wallmann, K., Flow-through experiments of CH₄-CO₂-N₂ gas mixtures in gas hydrate-bearing sediments.

b) Vorträge und Poster bei internationalen Konferenzen und Instituten

Atgin O., Gunay Cifci, Derman Dondurur, Jorg Bialas, Ingo Klaucke, SeisLab Team, The Distribution BSR and Multiple BSR Across The Danube Delta on the Offshore Romania and Bulgaria. EGU, Vienna, Austria, 2015.

Attias, E., Weitemeyer, K., Minshull, T., Jegen, M., Hölz, S., Berndt, C., Best, A., Marine CSEM data constrained by seismic and synthetic studies for gas hydrates exploration. SEG Annual Meeting 2016, Dallas, USA, 16.-21.10.2016.

Badhani S., Bialas J., Berndt C., Klaucke I. und Zander T., Possible evidence for a relationship between gas hydrate dissociation and submarine slope failure in the Danube deep-sea fan, Black Sea. 76. Jahrestagung der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft, Münster, Germany, 14-17. März 2016.

Bialas J., Dannowski A., MSM34 participants, MSM34 - SUGAR Site: High resolution P/S wave analyses of OBS data in the Danube Delta, TaiGer Meeting, Kiel, 13-15. April 2016.

Bialas, J., Dannowski, A., Zander, T., Klaeschen, D., Klaucke, I., Approaching hydrate and free gas distribution at the SUGAR-Site location in the Danube Delta. EGU General Assembly 2017, Vienna, Austria, 23.-28.04.2017.

Burwicz, E., Reichel, T., Wallmann, K., Rottke, W., Haeckel, M., Hensen, C., 3D basin-scale modeling of a natural gas hydrate system at the Green Canyon, Gulf of Mexico. Gas In Marine Sediments (GIMS 13) conference, Tromso, Norway, 19-22.09.2016.

Burwicz, E., Zander, T., Rottke, W., Bialas, J., Hensen, C., Atgin, O., Haeckel, M., Estimating the gas hydrate recovery prospects in the western Black Sea basin based on the 3D multiphase flow of fluid and gas components within highly permeable paleo-channel-levee systems. EGU General Assembly 2017, Vienna, Austria, 23-28.04.2017.

Burwicz, E. B., Reichel, T., Hensen, C., Wallmann, K., Rottke, W., Frontiers of 3D basin-scale modeling of natural gas hydrate systems. 9th International Gas Hydrate Conference (ICGH9), Denver, USA, 25-30 Juni 2017.

Choi, J. C., Vanneste, M., Zander, T., Yang, S., Carlton, B., Forsberg, C.F., Sauvin, G., Geomechanic assessment of hydrate-related geohazards: Case studies on Black Sea and western Svalbard continental margins. MIDAS Final Meeting 2016, Ghent, Belgium, 3-7.10.2016.

Dannowski, A., Bialas, J., Zander, T., Klaeschen, D., Koch, S., High resolution shear wave modelling of OBS data in a gas hydrate environment in the Danube deep-sea fan, Black Sea. 41. CIESM Congress 2016, Kiel, Germany, 12-16.09.2016.

Dannowski, A., Bialas, J., Zander, T., Klaeschen, D., High resolution shear wave modelling of OBS data in a gas hydrate environment in the Danube Deep-Sea Fan, Black Sea. 13. Gas In Marine Sediments (GIMS 13) , Tromsø, Norway, 19- 22.09.2016.

Dannowski, A., Bialas, J., Zander, T., Klaeschen, D., Shear wave modelling of high resolution OBS data in a gas hydrate environment in the Danube deep-sea fan, Black Sea. AGU, San Francisco, USA, Dec. 2016.

Dannowski, A., Bialas, J., Schwalenberg, K., Gehrman, R., Zander, T., Klaeschen, D., Shear wave modelling of high resolution OBS data with a comparison to CSEM data in a gas hydrate environment in the Danube deep-sea fan, Black Sea. 9th International Conference on Gas Hydrates, ICGH9, Denver, USA, 25-30 June 2017.

Deusner, C., Experimental setups for hydrate research at GEOMAR. Helmholtz-CAS Joint Research Group Annual Meeting, Potsdam, 4-6 Mai 2015.

Deusner C., Kossel E., Bigalke N., Haeckel M., Gas production from marine gas hydrate deposits through depressurization and CO₂ injection - novel test devices for studying sediment mechanical and hydraulic response and resolving mechanisms of yielding and

sand production. International Symposium on Energy Geotechnics 2015, Barcelona, Spanien, 2-4 Juni 2015.

Deusner C., Gupta, S., Kossel, E., Bigalke, N. Haeckel, M., Hydro-geomechanical behaviour of gas-hydrate bearing soils during gas production through depressurization and CO₂ injection (Invited), AGU Fall Meeting 2015, San Francisco, USA, 14-18 December 2015.

Deusner C., Gupta S., Kossel E., Bigalke N., Haeckel M., Hydro-geomechanical behavior of gas hydrate-bearing soils during gas production through depressurization and CO₂ injection. TaiGer Workshop, Kiel, 13-15. April 2016.

Deusner C., Gupta S., Kossel E., Bigalke N., Haeckel M., Hydro-geomechanical behavior of gas hydrate-bearing soils: experiments and numerical simulation. Helmholtz-CAS Joint Research Group Annual Meeting 2016, Qingdao & Guangzhou, China; Guangzhou, China, 18-22. April 2016.

Deusner C., Kossel E., Bigalke N., Legoix L., Haeckel M., Schicks J., Spangenberg E., Priegnitz M., Heeschen K., Strauch B., Luzi-Helbing M., Wang Y., Strategies of driving or enhancing gas production from gas hydrate-bearing sediments through CO₂ and N₂:CO₂ injection. Helmholtz-CAS Joint Research Group Annual Meeting 2016, Qingdao & Guangzhou, China, 18-22. April 2016.

Deusner, C., S. Gupta, E. Kossel, M. Freise, H. Anbergen, T. Wille, N. Bigalke, M. Haeckel, The role of high-pressure flow-through experiments for evaluating the mechanical behaviour of gas hydrate-bearing soils. ICEGT 1st Conference on Energy Geotechnics, Kiel, August 2016.

Deusner, C., Gupta, S., Kossel, E., Xie, X.G., Freise, M., Falenty, A., Wille, T., Haeckel, M., Mechanical Behavior of Gas Hydrate-Bearing Sediments: Effects from Dynamic Changes in Gas Hydrate Saturations, Non-Homogeneous Gas Hydrate Distributions and Two-Phase Fluid Flow. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH) , Denver, USA, 25-30 Juni 2017.

Duan, S., Hölz, S., Li, G., Jegen, M., Study on Gas Hydrate Targets in the Danube Delta with the Sputnik Controlled Source Electromagnetic System. 27. Schmucker-Weidelt Kolloquium für Elektromagnetische Tiefenforschung, Breklum, Germany, 25-29.09.2017.

Gehrmann R., Schwalenberg K., Zander T., Dettmer J., Analysis of controlled source electromagnetic data in the Black Sea: Regularized 2-D inversion with seismic constraints and trans-dimensional Bayesian inversion to estimate uncertainties. New Advances in Geophysics (NAG) Meeting 2016, Integrated Imaging of the Earth, London, UK, 11-12. Februar 2016.

Gehrmann, R., Schwalenberg, K., Hölz, S., Zander, T., Dettmer, J., Bialas, J., Controlled source electromagnetic data analysis with seismic constraints and rigorous uncertainty estimation in the Black Sea. AGU Fall Meeting 2016, San Francisco, USA, 12-16.12.2016.

Gupta, S., Deusner, C., Kossel, E., Haeckel, M., A coupled thermo-chemo-hydro-geomechanical model for gas production from gas hydrate bearing sediments. INTERPORE, 1st German National Chapter Meeting, Leipzig, Deutschland, 5-6. Dezember 2016.

Gupta, S., Deusner, C., Haeckel, M., Wohlmuth, B., A poro-elasto-plastic model for large deformation problems during gas production from methane hydrate reservoirs, InterPore 2017, 9th International Conference on Porous Media & Annual Meeting, Rotterdam, Netherlands, 8-11. Mai 2017.

Gupta, S., Deusner, C., Kossel, E., and Haeckel, M., Large-Deformation Poro-Elastoplastic Model for Lab-Scale Methane Hydrate Systems. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH) , Denver, USA, 25-30 June 2017.

Gupta, S., Haeckel, M., Wallmann, K., A thermo-chemo-hydro-geomechanical numerical simulation framework for marine geo-system applications. International Conference for

Advances in Integrated Ocean Research towards Sustainable Development, Kiel, Germany, 2-6 July 2017.

Gupta, S., Deusner, C., Haeckel, M., Wallmann, K., A Thermo-Chemo-Hydro-Geomechanical Model for Marine Gas Hydrates. In: International Workshop on Flow in Deformable Porous Media: Numerics and Benchmarks, Hamburg, Germany, 4-6 December 2017.

Gupta, S., Deusner, C., Haeckel, M., Thermo-Chemo-Hydro-Geomechanical Model and Numerical Solution Strategy for Marine Gas Hydrate Geosystems with a focus on Gas Production and related Geohazards, InterPore 2018, 10th International Conference on Porous Media & Annual Meeting, New Orleans, USA, 14-17 May 2018.

Gupta, S., Deusner, C., Haeckel, M., Wohlmuth, B., Thermo-Chemo-Hydro-Geomechanical Model and Numerical Solution Strategy for Marine Gas Hydrate Geosystems with a focus on Gas Production and related Geohazards. CMWR2018: Computational Methods in Water Resources XXII, Saint Malo, France, 3-7 June, 2018.

Haeckel, M., Zander, T., Burwicz, E., Bialas, J., Berndt, C., Dannowski, A., Hensen, C., Hölz, S., Jegen, M., Klaucke, I., Rottke, W., Schwalenberg, K., 2017. The gas hydrate system of the Danube deep-sea fan in the Black Sea. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH9), Denver, USA, 25-30 Juni 2017.

Hillman, J., Bialas, J., Feldman, H., Klaucke, I., Awwiller, D., Investigating a dynamic gas hydrate system in disequilibrium in the Danube Delta, Black Sea, AGU. San Francisco, USA, 2016.

Hillman, J., Bialas, J., Feldman, H., Klaucke, I., Feldman, H., Drexler, T., Investigating a dynamic gas hydrate system in disequilibrium in the Danube Delta, Black Sea. EGU, Vienna, Austria, 2017.

Hölz S., S. Duan, G. Li, K. Schwalenberg, M. Jegen, Investigations on Gas Hydrate Occurrences in the Western Black Sea with the Sputnik Controlled Source Electromagnetic System. DGG Tagung, Potsdam, 27-30. März 2017.

Koch S., Berndt C., Bialas J., Haeckel M., Crutchley G., Papenberg C., Klaeschen D., Greinert J., Gas-controlled seafloor doming on Opuawe Bank, offshore New Zealand. European Geosciences Union, General Assembly 2015, Wien, Österreich, 12-17 April 2015.

Kossel, E., Bigalke, N., Deusner, C., Haeckel, M., Guest molecule exchange in CH₄ hydrates by CO₂ injection: Experimental validation of the shrinking core model. Helmholtz-CAS Joint Research Annual Meeting 2016, Qingdao & Guangzhou, China, 18-22. April 2016.

Kossel, E., Bigalke, N., Deusner, C., Haeckel, M., The GEOMAR gas hydrate laboratory: Investigating kinetic processes from pore scale to bulk. TaiGer Workshop, Kiel, 13-15. April 2016.

Kossel, E., Bigalke, N., Injection of CO₂ into CH₄-hydrate bearing sediments: Completing the picture on a small scale. Helmholtz-CAS Joint Research Group Annual Meeting, Potsdam, Deutschland, 4-6 Mai 2015

Kossel, E., Deusner, C., Bigalke, N., Haeckel, M., Water flow in gas hydrate bearing sediments: Permeability and flow characteristics. Helmholtz-CAS Joint Research Group Annual Meeting 2016, Qingdao & Guangzhou, China, 18-22. April 2016.

Kossel, E., Deusner, C., Bigalke, N., Haeckel, M., Experimental investigation of water permeability in quartz sand as function of gas hydrate saturation. 13th International Conference on Gas in Marine Sediments (GIMS13), Tromsø, Norway, 19-22.09.2016.

Kossel, E., Deusner, C., Bigalke, N., Haeckel, M., Permeability of water flow in CH₄ hydrate-bearing quartz sand. 13th International Bologna Conference on Magnetic Resonance in Porous Media, Bologna, Italy, 4-8.09.2016.

Legoix, L., Deusner, C., Ruffine, L., Kossel, E., Haeckel, M., Wallmann, K., High-pressure flow-through experiments on CH₄ production from gas hydrate-bearing sediments through

injection of CO₂ and N₂:CO₂: effects from increased CH₄ load in the migrating fluid. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH), Denver, USA, 25-30 June 2017.

Liu J., Haeckel M., Rutqvist J., Wang S., Yan W., The mechanism of methane gas migration through the gas hydrate stability zone: Insights from numerical simulations. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH9), Denver, USA, 25-30 Juni 2017.

Ruffine, L., Deusner, C., Donval, J.-P., Guyader, V., Kossel, E., Haeckel, M., Metz, E., Riboulot V., Ker S., Geochemistry of gas hydrates and pore waters from the Romanian sector of the Black Sea. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH9), Denver, USA, 25-30 Juni 2017.

Schwalenberg, K., Rippe, D., Gehrman, R., Hölz, S. und Zander, T., Marine CSEM Investigation of submarine gas hydrate targets in the Danube Delta, western Black Sea. 23. Electromagnetic Induction Workshop (EMIW) , Chian Mai, Thailand, 14-20.08.2016.

Schwalenberg, K., Gehrman, R., Rippel, D., Hölz, S. und Zander, T., Gas hydrate saturation estimates from the Danube Delta offshore Romania using marine controlled source electromagnetics. 13. Gas In Marine Sediments (GIMS 13), Tromsø, Norway, 19-22.09.2016.

Schwalenberg, K., Hölz, S., Gehrman, R., Rippe, D., Dannowski, A., Zander, T., Duan, S., Jegen, M., Bialas, J., Gas hydrate occurrences in the Danube Delta, Western Black Sea: Results from 2D and 3D controlled source electromagnetics. EGU General Assembly 2017, Vienna, Austria, 23-28.04.2017.

Sommer M., S. Hölz, M. Jegen, Implementation of the Rational Krylov subspace method for marine tCSEM forward modeling and sensitivity calculation on GPU. 6th International Symposium on Three-Dimensional Electromagnetics, Berkeley, California, 28-30.3.2017.

Sommer, M., Hölz, S. and Jegen, M., Sensitivity calculations by model order reduction in the rational Krylov Subspace. 27. Schmucker-Weidelt Kolloquium für Elektromagnetische Tiefenforschung, Breklum, Germany, 25-29.09.2017.

Uchida, S., Yu, S., Deusner, C., Klar, A., Haeckel, M., Thermo-hydro-chemo-mechanical formulation for CH₄-CO₂ hydrate conversion based on hydrate formation and dissociation in hydrate-bearing sediments, Geo-Chicago 2016.

Yu, S., Uchida, S., Deusner, C., Klar, A., Haeckel, M., Numerical Simulation of Laboratory Experiments of CO₂ Injection Induced CH₄ Production from Gas Hydrate-Bearing Sediments. 9th International Conference on Gas Hydrates (ICGH) , Denver, USA, 25-30 June 2017.

Zander, T., Bialas, J., Berndt, C., Klaucke, I., Koch, S., Papenberg, C., MSM34 Scientific Parties, Gas hydrate distribution in channel-levee systems of the Danube deep-sea fan (Black Sea) revealed by new seismic data. 12th International Conference on Gas Hydrates in Marine Sediments GIMS, Teipei, Taiwan, 2015.

Zander, T., Bialas, J., Berndt, C., Klaucke, I., Haeckel, M., Kunath, P., Klaeschen, D., Koch, S., Papenberg, C., Gas hydrate accumulations and BSR anomalies in a channel-levee system of the Danube deep-sea fan (Black Sea). MIDAS Annual Meeting 2015, Sintra, Portugal, 16-20 November 2015.

Zander, T., Berndt, C., Haeckel, M., Klaucke, I., Bialas, J. und Klaeschen, D., Distribution and origin of multiple bottom simulating reflectors in the Danube deep-sea fan, Black Sea. AGU Fall Meeting 2015, San Francisco, USA, 14-18 December 2015.

Zander, T., Multiple BSRs in the Black Sea. TaiGer Meeting, Kiel, 13-15. April 2016.

Zander, T., Choi, J. C., Vanneste, M., Berndt, C., Potential Impacts of Gas Hydrate Exploitation on Slope Stability - A Study from the Danube Fan, Black Sea. EAGE Second Applied Shallow Marine Geophysics Conference, Near Surface Geosciences 2016, Barcelona, Spain, 4-8.9.2016.

Zander, T., Choi, J. C., Vanneste, M., Garziglia, S., Deusner, C., Berndt, C., Potential impacts of gas hydrate exploitation on slope stability in the Danube deep-sea fan, Black Sea. MIDAS Final Meeting 2016, Ghent, Belgium, 3-7.10.2016.

c) Berichte

Bialas J, Klaucke I, Haeckel M (2014) FS MARIA S. MERIAN FAHRTBERICHT / CRUISE REPORT MSM-34 / 1 & 2 SUGAR Site. GEOMAR, Kiel.

d) Bachelor- und Masterarbeiten

Badhani, S. (2016) Slope Failures and Gas Hydrate Distribution in the Danube Deep-Sea Fan, NW Black Sea. Universität Kiel.

Böttger, L. (2018) Studies on sand production from gas hydrate-bearing sediments using novel high-pressure experimental systems. Master Geology, CAU Kiel.

Drescher, J. (2015) On the exchange of CH₄ and CO₂ in clathrate hydrates. Bachelor Geology, CAU Kiel.

Schlund, M. (2018) Geomechanical effects of microbial induced calcium carbonate precipitation by *A.borkumensis*. Master Geology, CAU Kiel.

e) Doktorarbeiten

Legoix, L. (2018) Heat and mass transfer during hydrate formation, accumulation and destabilisation: lab experiments and modelling, CAU Kiel.

Sommer, M. (2017) The application of Krylov subspace methods for the calculation of forward solutions and model sensitivities of 3D time domain marine controlled source electromagnetic problems, Universität Kiel.

Zander, T. (2017) Methane hydrates in Black Sea deep-sea fans: Characteristics, implications, and related geohazards. Universität Kiel.

III. Erfolgskontrollbericht

1. Beitrag des Ergebnisses zu den förderpolitischen Zielen, z.B des Förderprogramms

Insgesamt hat das SUGAR-Verbundprojekt zu zwei zentralen Schwerpunkten des BMWi-Förderprogramms „Schifffahrt und Meerestechnik im 21. Jahrhundert - Maritime Technologien der nächsten Generation“ und des „Nationalen Masterplan Maritime Technologien“ (NMMT), nämlich der „Erschließung von Energie- und Rohstoff-Ressourcen aus dem Meer“ und der Entwicklung „technologischer Innovationen“ im Bereich „Meerestechnik“ beigetragen. Die Entwicklung von Systemen und Verfahren für Prospektion, Exploration und Abbau von Gashydraten adressieren zudem auch die „BMBF Hightech-Strategie 2020 für Deutschland“. Ein weiterer Aspekt der Förderprogramme ist die Unterstützung der meeresstechnischen Industrie durch eine enge Vernetzung mit der Wissenschaft. Dieser Ansatz ist generell eine der Stärken des SUGAR-Projektes, in welchem die Industriepartner, deren Entwicklungsarbeit diverse für den Bereich Gashydratproduktion relevante Technologien und Innovationen abdeckt, sehr eng im Konsortium mit den beteiligten Forschungsinstituten, die zu den weltweit führenden Institutionen in der Gashydratforschung gehören, zusammenarbeiten.

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

Die kombinierte Auswertung 2D und 3D seismischer Mehrkanalmessungen mit Weitwinkelbeobachtungen beschränkt sich in der Regel auf die Auswertung der Kompressionswellen (V_p). Mit der Modellierung von Geschwindigkeits-Tiefen-Verteilungen anhand konvertierter Scherwellen der Ozean-Boden Seismometer sind hier neue Verfahrenswege aufgezeigt worden, mit denen diese Technik auch hochauflösend für kleinräumige Strukturen benutzt werden kann. Die zusätzlichen physikalischen Parameter werden interdisziplinär genutzt, um andere Verfahren zu stützen oder die geologische Beschreibung für Bohrungen etc. zu verbessern. Die neuen Erkenntnisse zu Migrationswegen für (Methan-)Gas in den Hängen des Schwarzen Meeres und die Wechselwirkung mit Hangrutschungen und Massentransporten tragen zum Verständnis des Methankreislaufes in den extrem gasreichen Sedimenten bei. Es wurde gezeigt, dass extreme Klimaereignisse, wie die letzten Vereisungen bis heute, zu einem Ungleichgewicht in den geochemischen Parametern der Sedimente führen und somit auf die Stabilitätskriterien für Methanhydrate wirken.

Anhand der neuartigen 3D CSEM Messungen und Auswertungen konnte geophysikalisch die Existenz von Methanhydraten im Donautiefseefächer identifiziert werden. Als solches ist jetzt eine Methodik entwickelt worden, die via Oberflächenmessungen Lokationen mit erhöhter Methanhydratsättigung nachweisen können sollte. Eine abschließende Bestätigung der Gashydratsättigung konnte jedoch anhand einer fehlenden Forschungsgenehmigung für den bulgarischen Sektor nicht erreicht werden. Jedoch ist die Interpretation der Daten stimmig mit anderen geophysikalischen Daten und Bohrungen, wie im rumänischen Sektor. Desweiteren wurde die Kooperation zwischen Geomar und den Industriepartnern Terrasys und TEEC gestärkt und haben zu der erfolgreichen Beantragung eines Folgeprojekts für Joint Inversion im Rahmen des Martera-Programms geführt. Damit ist auch ein Transfer von neuartigen akademischen Methoden in die Industrie erfolgreich absolviert worden.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Die Arbeiten hatten das Ziel, die Prognosemöglichkeiten zur Quantifizierung und Verteilung submariner Gashydratvorkommen weiter zu verbessern. Die entwickelte Simulationssoftware eignet sich dazu, vorhandene Datensätze zusammenzuführen und Hypothesen zu überprüfen und stellt somit ein nützliches Werkzeug bei der Entscheidung über einen möglichen Abbau von Gashydraten dar. Weiterhin konnten die Kernkompetenzen aus

Wissenschaft und Wirtschaft gebündelt und erfolgreich in einer Produktentwicklung umgesetzt werden, die den Industriepartner Schlumberger in diesem Bereich in eine weltweit konkurrenzlose Marktposition gebracht hat. Damit ist der wichtigste Auftrag dieses BMWi-BMBF-geförderten Verbundprojekts erfüllt worden.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Zu den Ergebnissen dieses Arbeitspakets gehören Strategien und Verfahren für den Abbau von Gashydraten als CO₂-neutraler Energieträger, die Ermittlung geotechnischer Eigenschaften gashydrathaltiger marinen Sedimenten mit Relevanz für Erdgasproduktion und geotechnische Gefährdungsanalysen, sowie die Entwicklung umweltschonender Verfahren zur Sedimentstabilisierung. In allen Belangen liegt somit ein besonderer Fokus der Arbeiten im SUGAR Projekt auf der Berücksichtigung von Umweltschutz- und Sicherheitsaspekten.

Innerhalb des GEOMAR-Teilvorhabens bestand eine besonders ergiebige Zusammenarbeit mit dem Industriepartner APS Wille Geotechnik, die zur Entwicklung und Fertigung eines neuartigen geotechnischen Prüfgerätes geführt hat. In weiterer Zusammenarbeit mit der Firma Coresyde wurde ein Transfersystem für dieses Prüfgerät durch APS GmbH konzipiert, um MeBo-Autoklav-Proben ungestört, d.h. unter in situ Druck-/Temperatur-Bedingungen, geomechanischen Analysen unterziehen zu können.

Mit dem assoziierten Partner DEA AG ist eine seit 2007 bestehende Zusammenarbeit etabliert, welche im Rahmen von SUGAR vor allem einen gegenseitigen Informationsaustausch zu Gashydraten und Abbautechniken sowie deren Wirtschaftlichkeit beinhaltet. Damit ist auch der Wissenstransfer zu relevanten deutschen Gasproduzenten gewährleistet.

2. Wissenschaftlich-technisches Ergebnis des Vorhabens, die erreichten Nebenergebnisse und die gesammelten wesentlichen Erfahrungen

AP1: Geophysikalische Exploration und Datenauswertung

In der Kombination von hochauflösenden seismischen Profilen und Weitwinkelbeobachtungen der Ozean-Boden Seismometer konnte gezeigt werden, dass auch kleinräumige Anomalien (z.B. Gastaschen am BSR), die sich über wenige 10er Meter in der Tiefe erstrecken, analysiert werden können. Die Auswertung von Kompressions- und konvertierten Scherwellen erlaubt dabei kleinräumige Abschätzungen von Gasgehalten in tieferen Sedimenten. Diese Methodik lässt sich auch auf andere Fragestellungen mit vergleichbarem Auflösungsanspruch anwenden. Die Scherwellenmodellierung hat weiter gezeigt, dass für zukünftige Vermessungen eine Verdichtung der OBS über wesentlichen Strukturen für eine besser Abdeckung notwendig ist.

Der interdisziplinäre Austausch von Ergebnissen innerhalb der Arbeitspakete und über die Teilprojekte hinweg hat den Rahmen der Auswertungen erweitert und eine sichere Basis für die Planung von MEBO Bohrungen ermöglicht. Es hat sich gezeigt, dass bisher vorliegende Laborstudien zur Hydratbildung durch die Betrachtung von Endwertzuständen und die fehlende Nachbildung realer Sedimentzusammensetzungen nicht geeignet sind, die seismischen Parameter in Hydratsättigungen umzusetzen. Hier ist eine Kalibrierung durch Bohrungen wie MEBO notwendig.

Die fehlende Abstimmung zwischen Fahrtplanung der deutschen Forschungsschiffe nach Empfehlung einer Fahrtdurchführung und davon getrennt geförderten Verbundprojekten hat diese vorgesehene Kalibrierung im Projektzeitraum verhindert. Hinzu kommt die limitierte Auslastungsmöglichkeit für die Großgeräte aufgrund der zu geringen Personaldecke an den operierenden Instituten (GEOMAR, MARUM, AWI). Es ist zu wünschen, dass dieses Problem im Rahmen der Deutschen Allianz Meeresforschung (DAM) durch entsprechende Aufstockung der Finanzierung behoben werden kann.

Durch eine Kombination von Seismik, Elektromagnetik und der Einbindung von Bohrkerndaten konnte erstmals eine quantitative Gashydratabschätzung in der Tiefe erfolgen. Dieser neue und erfolgreiche Ansatz ist hinsichtlich der Exploration anderer Rohstoffvorkommen (d.h. Massivsulfide, Gasfelder) sehr interessant und die hier erfolgte Arbeit repräsentiert dazu eine wichtige Pilotstudie. Leider können durch die Verschiebung der MeBo Reise und Beschränkung auf das Arbeitsgebiet 2 die durch die Bohrung gewonnenen Erkenntnisse und Kalibrationen nicht mehr in vollem Umfang eingebaut werden. Die in SUGAR geleisteten methodischen Entwicklungen werden nun auch auf einen Datensatz vor Taiwan (MeBo-Bohrfahrt SO266) angewendet und sind auch für das nun anlaufende Projekt der offshore Grundwassererkundung relevant.

AP2: Charakterisierung der Gashydratvorkommen im Donautiefseefächer

Das während der ersten beiden Förderphasen von SUGAR gemeinsam mit dem Schlumberger Aachen Technology Center (AaTC) erfolgreich entwickelte Gashydrat-Modul für die Beckensimulations-Software PetroMod konnte erfolgreich angewendet und weiterentwickelt werden. Das Modul steht Anwendern von PetroMod zur Verfügung und kann somit über eine rein wissenschaftliche Anwendung hinaus auch von der Industrie genutzt werden.

AP3: Technologische Herausforderungen beim Gashydratabbau

Es wurden maßgebliche Fortschritte bei der geotechnischen Charakterisierung von gashydrathaltigen Sedimenten, bei der mathematischen Modellierung und Simulation von thermo-hydro-chemo-mechanischen Prozessen, der Charakterisierung von Gashydrat-Sediment-Strukturen auf unterschiedlichen Skalen und der Optimierung von Verfahrensschritten zur Gashydratproduktion erzielt. Die Durchführung der geotechnischen Untersuchungen zielte auf die im Rahmen der Produktions-Feldtests bekannt gewordenen Probleme ab, bei denen es zu erheblicher Destabilisierung der Lagerstätte bzw. Produktionsbohrungen und zu teilweise unkontrollierter Sandproduktion gekommen ist.

Durch die wissenschaftlichen Vorarbeiten und gerätetechnischen Entwicklungen in SUGAR (u.a. Triaxial-Prüfgeräte für große Probenkörper mit Tomographie, Hochdruck-Durchflusssysteme für die Untersuchung gekoppelter thermo-hydro-chemo-mechanischer Prozesse, Aufbauten zur Analyse von Sandproduktion, Druck-Transfersysteme für natürliche Bohrerproben) standen weltweit einzigartige Systeme und Expertise zur Verfügung, die eine direkte experimentelle Simulation und hochauflösende Analyse von komplexen und dynamischen Produktionsszenarien ermöglichten. Durch diese in enger Zusammenarbeit von akademischen und industriellen Partnern erworbene wissenschaftlich-technische Kompetenz konnte in kurzer Zeit eine international anerkannte Expertise aufgebaut und eine hohe Sichtbarkeit der entsprechenden SUGAR-Technologien erreicht werden. In Verbindung mit der Entwicklung von innovativen neuen Verfahren zur Sedimentstabilisierung durch Gashydratbildung wird diese Expertise zur Vorbereitung zukünftiger Produktionstests und bei der Kommerzialisierung von Verfahren zur Gashydratproduktion genutzt werden können.

Im Projektzeitraum wurden umfangreiche Untersuchungen der mechanischen und hydraulischen Auswirkungen der Gasproduktion aus gashydrathaltigen Sedimenten durchgeführt, und z.B. Festigkeitsgrenzen, Verformungen und Fluidisierung von Sedimentpartikeln analysiert und quantifiziert. Die Ergebnisse aus diesen Untersuchungen wurden zur Entwicklung und Parametrisierung neuartiger numerischer Modelle und Simulationstools genutzt. Zahlreiche Untersuchungen zielten dabei auf bisher nicht berücksichtigte Aspekte, z.B. dynamische und heterogene Bildung von Gashydraten nach CO₂- bzw. CH₄-Injektion, Spannungs-Dehnungs-Verhalten von lasttragenden anisotropen Gashydrat-Strukturen, Potential der Gashydratbildung zur mechanischen Stabilisierung mariner Sedimente, ab. Die wissenschaftlich-technischen Untersuchungen führten zur Identifizierung bisher nicht beachteter möglicher Ursachen und Auslöser von Sandproduktion und zur Entwicklung technischer Strategien für eine Stabilisierung bzw. Re-stabilisierung der Gashydratformation.

Die geotechnischen Untersuchungen fanden weitgehend im Rahmen von Hochdruck-Durchfluss-Untersuchungen statt und waren in die zuvor in SUGAR erarbeiteten Konzepte und Förderstrategien für Gashydrate integriert, so dass im Projektzeitraum insgesamt eine Verfahrensoptimierung zur Gasproduktion aus Gashydraten vorgenommen wurde.

Weitere Details und einzelne Ergebnisse sind in Abschnitt II.1 dargestellt.

3. Fortschreibung des Verwertungsplans

Die fachlichen Kompetenzen aus den Erfahrungen mit dem 3D P-Cable System haben gemeinsam mit einem Projektpartner zur Entwicklung neuer Messtechniken geführt. Diese Ergebnisse sind Gegenstand von Patentanmeldungen und eines neuen Entwicklungsprojektes.

Die Erfahrungen mit kombinierter Vermessung von 3D Mehrkanalseismik und Ozean-Boden Seismometern hat zu neuen Kooperationen mit dem neuseeländischen Gashydratprojekt HYDEE geführt.

Das prognostische Gashydratmodul innerhalb der Beckensimulations-Software PetroMod stellt einen Wettbewerbsvorteil für den SUGAR-Partner Schlumberger dar und verspricht damit gute Vermarktungschancen. Der gewählte Ansatz ist bislang weltweit einzigartig.

Zur technischen Nutzung von Gashydraten als Werkstoff zur Stabilisierung mariner Sedimente wurde im Berichtszeitraum ein Internationales Patent (WO 2016/180402 A1) offengelegt. Eine Nationalisierung des Patentes wurde für Europa, USA, Japan eingeleitet. Eine Verwertung des Patentes wird im Rahmen von Messen und Investorentreffen angestrebt, z.B. Techno-Ocean´18 im Qingdao Oceantech Valley.

Aufgrund der guten Vermarktungschancen für die in SUGAR entwickelten geotechnischen Prüfgeräte, Messsysteme und Prüfprozeduren seitens APS GmbH soll die Zusammenarbeit zwischen GEOMAR und APS GmbH fortgesetzt werden. Ein Projektantrag, der auch die Firmen Coresyde und Bauer Maschinen einbezieht, ist derzeit in Vorbereitung und soll in Kürze beim BMWi eingereicht werden. Das geplante Projekt zielt weitgehend auf eine unmittelbare Weiterentwicklung der SUGAR Konzepte und Technologien im Bereich der Prüfgeräte- und Verfahrensentwicklung ab. U.a. sollen Prüfprozeduren an ungestörten MeBo-Autoklavproben entwickelt und geprüft werden, ob und auf welche Weise die entsprechenden geotechnischen Prüfgeräte und –prozeduren für den Offshore-Einsatz (z.B. direkt auf Bohrschiffen) genutzt werden können. Diese Entwicklungen unterstützen das generelle Bestreben, SUGAR Technologien für den Feldeinsatz und eine zukünftige industrielle Gasproduktion zu etablieren. SUGAR Technologien werden auch bei zukünftigen Schiffsexpeditionen mit Bezug zu Gashydraten oder Gasaustritten intensiv eingesetzt werden. Ein Beispiel ist die Forschungsfahrt SO266 mit FS SONNE im Oktober/November 2018 vor Taiwan, in der MeBo-Autoklavproben ungestört in die SUGAR Prüfanalge transferiert und geotechnisch untersucht werden sollen. Die im SUGAR Projekt bei Expeditionen und Laborexperimenten gewonnenen Erfahrungen und Erkenntnisse zum Verständnis von Gashydratsystemen kommen bei der Planung der Ausfahrten und der Auswertung der auf den Expeditionen gesammelten Daten zum Tragen.

Die in SUGAR entwickelten numerischen Modelle und Simulatoren für gekoppelte thermo-hydro-chemo-mechanische Prozesse werden kontinuierlich weiterentwickelt. Derzeit erfolgt eine Teilnahme an der *International Gas Hydrate Code Comparison Study* (IGHCCS2), die vom National Energy Technology Laboratory, USA, initiiert wurde und in deren Rahmen die international verfügbaren Simulatoren getestet werden.

Die intensive Zusammenarbeit auf Europäischer Ebene wird im Rahmen der COST action MIGRATE fortgesetzt. U.a. werden derzeit zwei ITN Anträge (EU International Training Networks) vorbereitet, zum einen zum Thema „Clathrate hydrates for integrated industrial

applications: powerful crystals for smart solutions”, in dessen Rahmen eine weitergehende Untersuchung der Sedimentstabilisierung durch Gashydrate durchgeführt und verfahrenstechnische Strategien optimiert werden sollen, zum anderen zum Thema „Assessment and mitigation of emissions induced by offshore resource extractions“, in dem die in SUGAR-TP4 entwickelten Umweltmonitoringstrategien und –technologien weiterentwickelt und auf andere marine Nutzungen (z.B. Tiefseebergbau, Öl- und Gasproduktion) adaptiert werden sollen. Die Kooperationen mit Ländern im asiatischen Raum sollen im Rahmen von weiteren Projekten fortgeführt werden. Hierzu wurde u.a. ein DFG-Antrag von GEOMAR, GFZ und Christian-Albrecht-Universität zu Kiel gemeinsam mit den chinesischen Instituten Guangzhou Institute of Energy Conversion, Qingdao Institute of Marine Geology und Guangzhou Marine Geology Survey eingereicht.

3.1 Verwertungsplan mit Zeithorizont

lfd. Nr.	AP	Bezeichnung	Zeithorizont
1	AP1	Fortsetzung Forschungsk Kooperation mit Neuseeland	ab 2018
2	AP1	Neuentwicklung Gerätetechnik mit KMU	2019
3	AP1	MARTERA Projekt Gitaro (mit Teec, Terrasys, Uni-Delft)	2018-2021
4	AP1	SMART: Sustainable Management of Offshore Groundwater Resources, HGF European Partnering Programm	2018-2021
5	AP2	Vertrieb des Gashydratmoduls für PetroMod durch Schlumberger	5-10 Jahre
6	AP3	Projekt zu geomechanischer Prüftechnik mit APS Wille	nächste 3 Jahre
7	AP1+3	Einsatz von SUGAR Technologien auf Forschungsschiffen	nächste 3 Jahre
8	AP1+3	TaiDrill (SO266)	2018-2020
9	AP3	Patentverwertung Sedimentstabilisierung	nächste 5 Jahre
10	AP1-3	Kooperationen auf europäischer Ebene (z.B. über MIGRATE entwickelte ITN Projekte zu Umweltmonitoring und Gashydrattechnologien)	nächste 3 Jahre
11	AP1-3	Kooperationen auf asiatischer Ebene (China, Taiwan, Südkorea)	nächste 3 Jahre

4. Arbeiten, die zu keiner Lösung geführt haben

Alle begonnenen Arbeiten haben zu einer Lösung geführt.

Die in AP1 angestrebte Umsetzung von V_p/V_s Geschwindigkeitsmodellen in Sättigungsverteilungen für Gashydrat anhand von Laboruntersuchungen konnte nicht eindeutig erfolgen. Die in der Literatur verfügbaren Studien weichen zu stark von den realen Sedimentparametern ab. Eigene Laborstudien der Projektpartner konnten nicht erfolgen, da die benötigten Proben aus MEBO Bohrungen (M142) im Projektverlauf nicht mehr zur Verfügung standen. Auch die Entwicklung des numerischen 3D CSEM Codes und eine

getestete Anwendung in der Joint Inversion konnte daher nicht mehr vollständig innerhalb des Projektzeitraums realisiert werden und erfolgt nun in einem MARTERA-Projekt.

5. Präsentationsmöglichkeiten für mögliche Nutzer, z.B. Anwenderkonferenzen

Die erzielten Ergebnisse wurden in Vorträgen und Postern auf internationalen wissenschaftlichen Konferenzen und Industrietagungen vorgestellt. Exemplarisch seien hier der MIGRATE Industrie-Workshop im April 2016, die Techno-Ocean 2018 im Qingdao Oceantech Valley, die internationalen Gashydratkonferenzen ICGH-9 (2017) und Fiery Ice (2016 und 2018) sowie Geotechnik-Anwenderkonferenzen, wie GeoChicago 2015, SEG 2015, ICEGT 2016, genannt. Hierdurch ist gewährleistet, dass die SUGAR-Ergebnisse von potentiellen Anwendern von Gashydrattechnologien wahrgenommen werden. Die bestehenden direkten Kooperationen mit den Gashydratprogrammen im asiatischen Raum (China, Taiwan, Südkorea, Neuseeland) als wichtigster Anwendungsraum für Gashydrattechnologien werden auch in der nahen Zukunft weitergeführt. Regelmäßige Schulungen für PetroMod Nutzer durch Schlumberger beinhalten zudem das in SUGAR entwickelte Gashydratmodul.

6. Einhaltung der Ausgaben- und Zeitplanung

Die beantragte Höhe der Ausgaben wurde nicht überschritten. Aufgrund der späten Berücksichtigung der bewilligten MeBo200-Bohrfahrt M142 im Fahrplan von RV METEOR wurde eine kostenneutrale Verlängerung des Projektes notwendig, um auch die geplanten Technologietests durchzuführen. Die abschließende Validierung der wissenschaftlichen Arbeiten anhand der MeBo-Bohrungen konnte trotzdem nicht umfassend geleistet werden und wird derzeit vervollständigt.

Zwischenzeitliche Verzögerungen in AP2, hervorgerufen durch Probleme bei der Lizenzfortführung von PetroMod konnten bis zum Projektende aufgefangen werden.

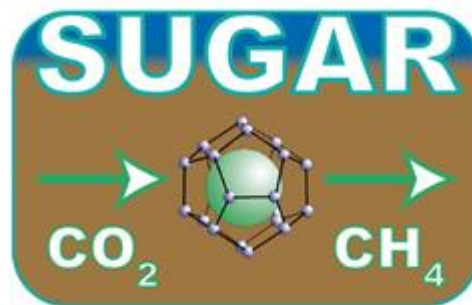
Die Veröffentlichung der Projektergebnisse ist zum Teil bereits erfolgt (s. II.6) und wird in 2019 mit dem SUGAR-Sonderband in Marine und Petroleum Geology finalisiert.

SUGAR III

Submarine Gas Hydrate Reservoirs

Part A (BMWi):
Strategies and technologies for natural gas production
from methane hydrate deposits

Part B (BMBF):
Exploration of a field location and geomechanical
behaviour during exploitation



Final Report

BMWi (03SX381A-M)

1.10.2014 – 31.3.2018

 Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

BMBF (03G0856A-C)

1.1.2015 – 31.3.2018

 Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Introduction

The SUGAR project has developed technologies for economic exploration and exploitation of marine gas hydrate deposits. A main focus has been on the production of natural gas from methane hydrates while storing carbon dioxide below the seabed. The project started in 2008 and is coordinated by the GEOMAR Helmholtz Centre for Ocean Research Kiel. Here, we report the results and conclusions of the third project phase that lasted from October 2014 (funding by BMWi) and January 2015 (funding by BMBF) until end of March 2018.

In the past decade natural gas produced from unconventional reservoirs has changed the global market for fossil fuel – North America does no longer depend on the import of liquefied natural gas (LNG), but exports unconventional hydrocarbons worldwide. Methane hydrates are regarded as the next unconventional resource for natural gas. As a consequence, in the past 20 years more than a billion US\$ have been invested in the exploration of gas hydrate accumulation as well as development and testing of production technology. East Asian countries (Japan, China, India, South Korea, and Taiwan) and New Zealand are particularly active in this regard because of their strong economic growth that depends largely on the import of expensive LNG.

Until today six production field trials have been conducted to produce natural gas from methane hydrate deposits. The first three tests took place on land in Arctic permafrost areas in Northern Canada and Alaska, where gas hydrates are more accessible than in the deep offshore seabed due to existing infrastructure. In these onshore tests the three most common production methods, warm water injection (Mallik 2001/2), depressurization (Mallik 2007/8), and carbon dioxide injection (Ignik Sikumi 2012) were tested. While the injection of warm water turned out to be inefficient because it did not percolate far into the formation before cooling down and because the ice surrounding the well was heated up thereby also threatening the borehole stability, gas hydrate dissociation by reducing the pressure in the formation proved to be quite successful. Over a period of six days a total of 13,000 m³ of gas (at standard temperature and pressure conditions, STP) were produced at rates of 2000-4000 m³ STP per day. A few years later, a consortium of the US Department of Energy (USDOE), ConocoPhillips and the Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) demonstrated in Prudhoe Bay, Alaska, that methane gas could be produced from gas hydrates by injection of a CO₂-N₂ (23:77 mole-%) gas mixture. In this process, the CO₂ reacts spontaneously with the methane hydrate in the formation by replacing the CH₄ in the gas hydrate structure and forming a thermodynamically more stable CO₂-rich gas hydrate. After a gas injection period of thirteen days, injecting a total amount of ~195 kmol of N₂ and ~57 kmol of CO₂, a period of six days for the installation of the pumps followed, which allowed the gas mixture to react with the methane hydrates. Then the resulting methane-rich gas mixture was pumped from the formation for about ten days, before the pressure in the formation was slowly reduced below methane hydrate dissociation pressure. Gas production by depressurization continued for about nineteen days, always staying above the CO₂ hydrate dissociation pressure. Overall, about 1 Mmol of methane was produced at an average rate of ~900 m³ STP per day, while sequestering 56 % of the carbon dioxide and 33 % of the nitrogen. In total also 188 m³ of water and 11 m³ of sand were produced. In spring 2013 the first offshore production test was conducted by the Japanese MH21 gas hydrate program. It took place in the Nankai Trough in a water depth of about 1000 m in a turbidite setting consisting of 122 alternating layers of sand, silt and mud in a 60-m thick zone with gas hydrates. Pressure in the hydrate zone was slowly reduced to a third of the natural conditions establishing an average gas production rate of ~20,000 m³ STP per day. However, after six days of continuous gas flow the trial had to be aborted because sand had clogged up the pump. In spring 2017 two further offshore production trials took place, the second Japanese test in the Nankai Trough and the first Chinese test in the Shenhu area of the South China Sea. Both trials produced methane gas for several weeks using the depressurization method. In the Nankai Trough a total of 235,000 m³ STP of gas were produced, but the problem of sand production could not be fully solved. The Chinese test lasted sixty days and produced a total of 300,000 m³ STP of gas from the muddy-silty Shenhu methane hydrate deposits at rates of 5,000-35,000 m³ STP per day. In this trial, sand production did not occur and only little amounts of water were produced, suggesting that likely the free gas from below the gas hydrate stability zone was tapped primarily.

While the field trials have generally shown that production of natural gas from hydrate deposits is technically feasible, current production rates are 5-10 times too low to be economic, and continuous production for many months still needs to be demonstrated. The latter also requires the development of technology for sand management in order to avoid uncontrolled flow of sand clogging the pumps. Hence, SUGAR aimed at developing novel technology specifically adapted to gas hydrate reservoirs to reduce the costs for exploration and exploitation compared to the conventional oil & gas technology that is currently used. In its third phase the SUGAR project continued to improve key gas hydrate technologies and extended its portfolio towards geomechanical aspects of hydrate reservoirs to address the problem of uncontrolled sand production encountered in the field trials.

SUGAR III was structured into four thematic work packages:

WP1 Geophysical Exploration and Data Analysis

WP2 Exploration Drilling Technology

WP3 Natural Gas Production from Methane Hydrates

WP4 Technologies and Strategies for Environmental Monitoring

addressing the following main objectives:

- Exploration and Characterisation of the gas hydrate accumulations in the Danube Paleodelta jointly applying the various SUGAR technologies,
- Development of geophysical multi-parameter inversion strategies for improved imaging of gas hydrate structures in the subsurface,
- Determination of geophysical variables and geotechnical, structural models for an improved quantification of the gas hydrate resource,
- Development of borehole logging and control techniques for an adapted, mobile, and autonomous drilling tool (MeBo200) for a cost-efficient exploration of gas hydrate deposits,
- Development of a pressurized container to transfer MeBo200 autoclave drill cores of hydrate-bearing sediments into a high-pressure laboratory facility for in situ characterisation,
- Development of a large-scale high-pressure geotechnical test unit for hydrate-bearing sediments under dynamic thermal, hydraulic, and reactive conditions,
- Characterisation of hydrate-sediment micro-structures and development of a geotechnical model to assess the risks of production methods as well as strategies to mitigate sand production,
- Numerical modelling of possible gas production strategies for the gas hydrate deposits of the Danube Paleodelta,
- Development of an environmental monitoring strategy and programme for the exploitation of submarine gas hydrate deposits.

All work packages worked jointly towards a characterisation of the gas hydrate deposits of the Danube Paleodelta by testing and validating their technologies. This started already with the expeditions MSM 34 and MSM 35 in the last year of the second phase of SUGAR by collecting the seismic and electromagnetic data and culminated in the MeBo200 drilling of the hydrate deposits on expedition M142 in late fall 2017.

The SUGAR project was jointly funded by the German Ministry of Economy and Technology (BMWi) and the German Ministry of Education and Research (BMBF). Consequently, industry and academic institutes interacted closely in the project in order to maximize transfer of knowledge and technology.

The following chapters summarize the main results of the third SUGAR phase by work package.

WP1 Geophysical Exploration and Data Analysis

Partner: TEEC, Terrasys, TEECware, GEOMAR, KIT, GFZ

Key achievements of this work package are new technology developments for geophysical data exploration at very high resolution in combination with low budget data acquisition principles and the establishment of calibration data obtained from newly designed and instrumented laboratory experiments.

Task 1: Multi-parameter Inversion methods for subsurface models (Joint Inversion)

The first task of this work package focused on a combination of different geophysical measurements in order to perform a joint data analysis and inversion. The inversion aimed at obtaining the distribution of subsurface geophysical properties as a model of these subsurface structures. While the work concentrated on electromagnetic and seismic (i.e. acoustic and elastic) properties, the framework for a more general, modular inversion technology was also developed.

Key features of the developed Joint Inversion are:

- The realization of a distributed Joint Inversion framework integrating several geophysical datasets and the respective sophisticated modeling/inversion methods into one unified structural model (i.e. parameterization). To achieve this, workflows as well as the software for conversion and exchange routines and adapted innovative coupling strategies for performing the Joint Inversion were developed.
- Individual developments for individual modules: (1) To integrate the NIP tomography for seismic velocity optimization, additional specific model parameters and regularization methods were implemented; (2) To integrate 3D-CSEM data, a proper model setup was developed; (3) the existing 1D-CSEM solutions of the Black Sea data were implemented by a static coupling method.
- Application of seismic NIP tomography on real field data (Line P07 of the MSM34 cruise) via a Joint Inversion framework with distributed forward modelling at TEEC and with regularized optimization of structural model variables by inversion at TERRASYS.
- Successful exemplary Joint Inversion of the NIP tomography together with static CSEM solutions on synthetic seismic data (supplied by KIT) for profile P1107 (MSM34), resolving both, seismic velocities and geometric variations of model interfaces. The newly developed inversion module that also controls the geometrical interface optimization was successfully applied to the seismic inversion module and its NIP-reflectors.
- Development of a 3D visualization environment based on the open source tool Paraview: Scripts have been developed for a stream-lined import and export from application-specific data formats. It proved to be beneficial to be able to display seismic and electromagnetic volumetric data (i.e. velocity and resistivity) simultaneously and spatially overlapping, together with spatial structures, such as interfaces and body surfaces. This allowed an accurate and concerted comparison of data from all project partners. The simultaneous visualization of all the fundamental variables of a structure-based Joint Inversion approach is evidently important to boost the acceptance of calculated results.
- An enhanced forward modeling algorithm for seismic NIP tomography was developed in order to compute the sensitivity kernels for model parameter variations to be used in the modular Joint Inversion framework.
- A new forward modelling code for electromagnetic problems was developed. The parallelized finite-difference code uses graphical processing units (GPUs) for a highly efficient calculation of

electromagnetic responses. This includes a novel code for calculating sensitivities, which is the backbone for the CSEM module of the Joint Inversion framework.

The measured data have already been interpreted in terms of 1D inversion of rotational invariants. From these results gas hydrate (or free gas) saturations are estimated using the averaged resistivity models, which shows for the Bulgarian working area of MSM35 in the Danube Paleodelta that there are resistors at a sediment depth of 50-100 m, which are interpreted in terms of hydrate / free gas saturations of 9-30% within SUGAR channel with a possible error of $\pm 8\%$ and at a sediment depth of 240-350 m (i.e. above the BSR) with saturation of 23-50% with a possible error of $\pm 6\%$ (Duan et al. in prep).

- Adaptation of the seismic data preparation and noise reduction method CRS (Common Reflection Surface) to high-frequency and high-resolution seismic P-cable data with frequencies up to 350 Hz. This development was used for the attribute search required by the NIP tomography as well as by the 3D seismic processing and data enhancement for the structural interpretation.

Task 2: High-resolution reflection seismic imaging

In addition to the Joint Inversion approach, a second focus was on the structural and lithological interpretation of seismic data from Ocean Bottom Seismometers (OBS) recorded at the seafloor. The development of new methodology and adaptation of existing methods allowed the establishment of a new concept of 3D structural imaging from OBS data that can be applied to high-resolution seismic exploration with sparse data acquisition:

- The Full Wavefield Migration (FWM) method for structural imaging was adapted and applied to the Black Sea OBS data. By using back-scattered seismic energy to increase subsurface illumination, this method proved to be well suited for sparse data acquisition such as OBS measurements.
- The Full Waveform Inversion (FWI) was adapted to OBS geometry and used for this kind of data, providing an additional model refinement.
- For the Full Waveform Inversion (FWI), a sensitivity study was performed to show the confidence limits for inverting for gas hydrate or gas bearing sediment structures. It was based on a multi-parameter reference model that included the subsurface geometry of profile P1102 (MSM34), realistic values for P- and S-wave velocities, and density.

From synthetic seismic OBS data calculated for the reference model, full waveform inversion can robustly reconstruct the parameter model of the P-wave velocity. The quality of the reconstructed model of the S-wave velocity strongly depends on the availability of a starting model that is close to the true model, low frequencies, and a low noise level in the measured data. The density distribution can hardly be reconstructed and is characterized by strong parameter fluctuations.

Finally, gas hydrate saturation values for the inverted models could be estimated based on empirical relations. The areas of reduced velocity can be converted into gas saturations of a few percent, whereas zones of increased velocity can indicate hydrate saturations of up to 30%. For the calculation, however, the composition as well as the porosity of the subsurface had to be estimated, as there are no data available in the area of the profiles (Gassner et al. in prep).

- The estimates for gas hydrate saturation from FWI and CSEM inversions are in good agreement. This indicates that a further integration of the data analysis inside the joint inversion is promising and subject to the follow-up project Gitaro.JIM.
- Independent seismic velocity profiles of the seismic compressional (V_p) and shear (V_s) wave velocities were obtained to derive the V_p/V_s ratio, an indicator for pore fluid regime changes.

Task 3: Detailed structural and lithological interpretation of the Danube Paleodelta

A detailed structural and lithological interpretation was obtained from the available large geophysical dataset complementing the 2D and 3D OBS data, comprising the high-resolution 3D P-Cable data in the selected working areas of MSM34, 2D regional seismic lines covering the entire Danube Paleodelta, as well as 2D and 3D CSEM data acquisition. GEOMAR's interpretation activities in SUGAR-III were complemented by their work in other projects, and lead to several publications.

The following topics were covered:

- Regional multi-channel seismic data of the Danube Paleodelta was used as a basis for detailed studies of the canyon system and observed slope failures at the upper slope close to limit of the gas hydrate stability zone.
- The formation of the multiple BSRs in the Bulgarian part of the Danube Paleodelta was attributed to different sediment deposition events of levees onto the corresponding paleo seafloor (partly conducted in the framework of the EU project MIDAS; Zander et al. 2017).
- Evaluation of geomechanical stability criteria in canyon system in response to gas hydrate dissociation and exploitation (partly conducted in the framework of the EU project MIDAS; Zander et al. 2017).
- The role of mass-transport deposits (MTD) in blocking gas migration pathways (in cooperation with project EM-103479; Hillman et al. 2018).
- Influence of the topography on the variability of the surface temperature gradient; apparent partial disequilibrium of the gas hydrate stability zone at present day environmental conditions (in cooperation with project EM-103479; Hillman et al. submitted).
- Using shear wave energy in OBS data to characterize and quantify gas hydrates accumulations.
- Using amplitude-versus-offset (AVO) analysis to identify potential gas and gas hydrate zones for well planning.
- Delineation of low-velocity zones below high velocities at the BSR reflector by full-waveform inversion (FWI).
- Empirical estimation of gas hydrate saturations of up to 30% at high velocities revealed by full-waveform inversion (FWI) at the BSR reflector.
- Identification of highly resistive layers in CSEM data, which are likely to contain accumulations of hydrates or free gas, supplemented by a first quantification attempt.
- Salinity estimates from CSEM data of the Bulgarian working area with very short offsets (>100 m): CSEM data appears to indicate salinities of >3 psu rather than lower values of only 1 psu. This interpretation seems to be in accordance with the salinities measured in the MeBo200 drill cores (M142) in the Romanian area.

Task 4: Quantification of gas hydrate saturation

New laboratory equipment was designed and assembled, corresponding to the sample types from the Black Sea working area as well as the desired physical measurements:

- A seismic tomography option was developed for the large reservoir simulator (LARS). With this extension, the influence of hydrate saturation on the seismic p-wave velocity, absorption of seismic wave energy, and the electrical resistivity of a sample could be determined simultaneously.
- The low pressures and unconsolidated sediments in the Black Sea working areas required a completely new design of the seismic sources, using an excitation based on high voltage and high power pulses, and a new concept for high power signal switching. The new instrumentation was designed and built within the SUGAR project, but could not be tested yet. The respective experiments on Black Sea samples will be conducted in the follow-up project Gitaro.JIM.

Laboratory experiments aimed at developing parameter correlations between the measured physical properties and the gas hydrate saturation, to be used later in the Joint Inversion of electrical and seismic field data characterizing the gas hydrate content and the gas hydrate distribution in a natural reservoir.

In order to bridge the long duration necessary to assemble the equipment, a faster procedure was designed for these laboratory experiments:

- A new method, published as “Quick Look”, provides the possibility to measure a simulated hydrate saturation dependence within two weeks only in small-sized samples, instead of requiring two to three months for producing hydrates from methane dissolved in water (Spangenberg et al. 2018).

The main idea of this concept uses the freezing point depression of a potassium chloride solution to form a defined amount of ice in the pore space of the sediment as a proxy for methane hydrate. The experiments showed that ice produced the same velocity increase in sand as non-cementing hydrate formed from methane dissolved in water.

- With the “Quick Look” method, the dependencies of electrical resistivity, seismic velocity and seismic quality factor on ice saturation as proxy for hydrate saturation were measured on small sized samples (30mm x 60mm).
- The seismic absorption (inverse quality factor) increased continuously with hydrate saturation up to about 70% and then starts to decrease again.
- The seismic velocity is continuously increasing with hydrate content.
- The electrical resistivity shows a linear increase with hydrate content in a log-log plot with a slope of $n = -1.85$, which is a little lower than the value for the saturation exponent ($n = -1.93$) proposed by Pearson et al. (1983).

Since the MeBo200 drilling campaign (expedition M142) was postponed towards the end of the project, the laboratory experiments were performed with “model” sands approximately matching the properties in the Danube Paleodelta. The collected natural samples from the MeBo200 drill cores will now be investigated during the follow-up project Gitaro.JIM using the newly developed “Quick Look” method and laboratory equipment.

References

Duan S, Hölz S, Jegen M et al. (in prep) Study on Gas Hydrate Targets in the Danube Delta with the Sputnik Controlled-Source Electromagnetic System. *Marine and Petroleum Geology*.

Gassner L, Gerach T, Bohlen T (in prep) Characterization of Submarine Gas Hydrate Deposits in the Western Black Sea by 2D Full-Waveform Inversion of Ocean-Bottom Seismic Data, *Geophysics*.

Hillman JIT, Klaucke I, Bialas J et al. (2018) Gas migration pathways and slope failures in the Danube Fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, doi:10.1016/j.marpetgeo.2018.03.025.

Hillman J, Burwicz E, Zander T et al. (submitted) Investigating a gas hydrate system in apparent disequilibrium in the Danube Fan, Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters*.

Pearson CF, Halleck PM, McGuire PL, Hermes R, Mathews M (1983) Natural gas hydrate deposits: A review of in situ properties. *The Journal of Physical Chemistry*, 87(21), 4180-4185.

Spangenberg E, Seyberth K, Heeschen K, Priegnitz M, Schicks JM (2018) A “Quick Look” method to assess the dependencies of rock physical sediment properties on the saturation with pore filling hydrate. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*.

Zander T, Haeckel M, Berndt C et al. (2017) On the origin of multiple BSRs in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters* 462,15–25.

Zander T, Choi JC, Vanneste M et al. (2017) Potential impacts of gas hydrate exploitation on slope stability in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2017.08.010.

WP2 Exploration Drilling Technology

Partner: BAUER Maschinen, Antares, Corsyde, Hatlapa, MARUM, TUBAF

Two objectives were addressed in this work package:

1. Adaption and modification of the available borehole measurement technique for gas hydrate deposits. Development of a standalone borehole probe for the measurement of free gas and P-wave velocities and conceptual investigation of further necessary adjustments for other logging methods.
2. Adaptation of the exploration technology to market requirements through the development of an industrial and automated control system for submarine exploration drillings of gas hydrate deposits.

Task 1: Extension of the drilling measurement technology for gas hydrate deposits

The goal of this task was the development of an autonomous geophysical borehole probe for the exploration of gas hydrates within small bore holes (< 65 mm).

Borehole probe for gas hydrate deposits (Antares, MARUM)

Antares has developed and manufactured an acoustic logging probe for the use with MeBo200, designed to determine free gas and in-situ p-wave velocities. The Antares memory system allows for an autonomous use on a variety of drilling devices, i.e. MeBo70, Mebo200, BGS Rockdrill. The concept for the logging probe includes the implementation of a new memory logger and the Memory Acoustic probe itself. In addition, an inclination measurement sensor and a temperature sensor were integrated into the probe.

MARUM has reengineered the magazine compartment of the MeBo200 seabed drilling system to enable the extraction of borehole probes. Moreover, a detailed system check of the pressure core drilling technology (MDP) developed in the first phase of SUGAR was performed and measures for facilitating the usage and the reliability were identified. One measure would be the simplification of the key functional groups of the MDP. At the same time, these measures would also allow for a significant increase in the size of the core marsh.

Investigation of promising measurement methods for the exploration of gas hydrate deposits (TUBAF, MARUM, Antares, BAUER Maschinen)

The objective of the work of TUBAF was to deduce measures and scenarios that would allow the MeBo system to explore deepwater gas hydrate deposits more effectively than before.

Research into geophysical measurement techniques of oil and gas well drilling has been conducted and how these logging-while-drilling (LWD) techniques could be used to explore gas hydrate deposits. It was also investigated, how existing MWD (measuring-while-drilling) systems could be used to continuously measure the drilling path (slope and compass) of MeBo.

In addition to a market analysis of available commercial measurement systems, the already existing measurement technology developed in the work package was analyzed and evaluated.

Task 2: Development of an automated control system for the gas hydrate exploration drilling system MeBo200 (BAUER Maschinen, Hatlapa, TUBAF, MARUM)

Here, the goal was the development of a partial automation of the control system for the exploration drilling system for gas hydrate deposits and in a first step the further development and adaption of the current control system to the requirements of a commercial operation system.

Five key objectives were identified that need to be addressed for the most secure / robust and automated control possible. Figure 2.1 shows the interaction of the individual aspects for the goal of robust, safe and semi-automated control. BAUER Maschinen led the development of the basic control as well as the further development of the control in this work package. The project partners supported BAUER Maschinen in an advisory capacity and through practical testing of the control system

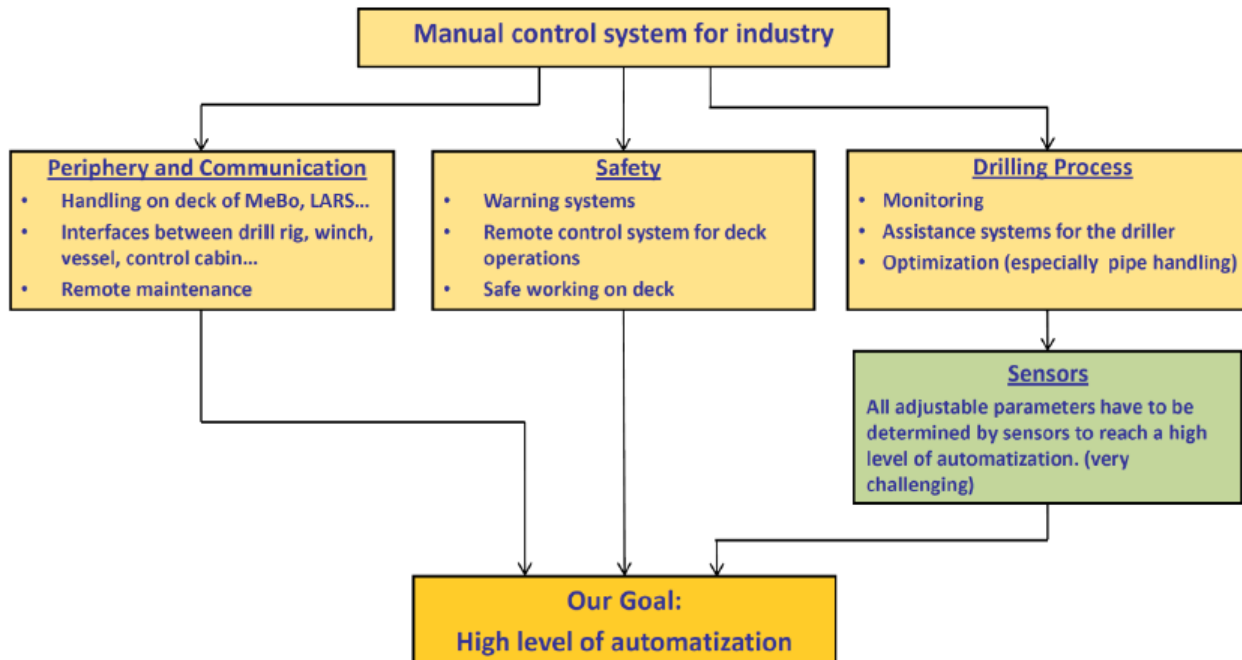


Figure 2.1: Concept of an industrially marketable semi-automated control system

BAUER Maschinen participated with project staff in 3 MeBo200 expeditions: the 2014 test deployments, SO247 and M142. The objectives were twofold: (1) to get a better understanding of the general working process/condition during a MeBo200 expedition and (2) to gather information on how the control system was used, which function needed adaptation, and which solution could be omitted. Based on these impressions, a control architecture has been developed, which is the basis of the developed basic control system. In addition to the control architecture, a user interface and an operating concept have been developed.

Furthermore, BAUER Maschinen developed and integrated several semi-automatic and full automatic control solutions in the basic control system developed, e.g. automatic screwing process. In order to achieve a higher level of automation, all functional parameters of the MeBo system were defined and suitable sensor solutions were identified. Furthermore, a concept how these sensors could be integrated in the current MeBo200 system was developed. Moreover, all relevant interfaces and parameters were implemented in the basic control system.

At the same time, MARUM used the MeBo200 expeditions in 2014 and 2017 (SO247) to test and analyze the strengths and weaknesses of the PC-based control system developed by MARUM. Key objectives for improved operational safety and user-friendliness were identified and implemented:

- Improve software stability by reprogramming the user interface using the Robot Operating System (open source),
- Implementation of situational restrictions in the control possibility for collision avoidance (process monitoring),
- Automation of positioning, particularly for multi-use positions and especially the magazines and the gripper arm to automate the boom treatment,

- Revision of the Graphical User Interface (GUI) for an improved overview of drill parameters and device status.

Task 3: Analysis and validation of the entire system

Task 3 successfully tested and validated the developments of tasks 1 and 2.

Test of the developed borehole measuring probe (Antares, Marum, TUBAF)

The probe was successfully tested in the specified temperature range. Furthermore, pressure tests and detailed in-situ measurements in the test hole were successfully carried out. In addition, the pressure core drilling technology developed in the first SUGAR phase was modified for use with MeBo200 and successfully used on three expeditions: SO247, MSM57, M142.

- SO247 (April 2016): First user experiences with the conductivity borehole probe led to modifications and reengineering of the component for recovering the probe,
- PS104 (March 2017): The Acoustic probe for in-situ measurements of P-wave velocities was successfully tested for the first time in a short hole,
- M142 (November/December 2017): Antares' acoustic probe was mounted on the MeBo200 drilling system and successfully identified gas hydrate layers in 144 m sediment depth.

A description of the system and initial results were published by Pape et al., 2017.

Test of the control system

The control system was tested in Bremen on MeBo200 under "dry" conditions, i.e. laboratory environment. The MeBo control and visualization system of MARUM was replaced by the new BAUER Maschinen control & visualization solution. The control of the telemetry was still in the responsibility of MARUM for the tests. All tests have been successfully passed. The dry test is considered as a complete success and the project goal of a commercially marketable, safe and robust basic control for the MeBo200 system has been achieved.

The new developed advanced control has been subjected to a real endurance test on the M142. The operator of the drilling system had to operate the system without satisfactory visual inspection, i.e. virtually blind, purely via the control data, because of the extreme turbidity of the soil water. Nevertheless, three holes with drilling depths between 134 and 147 m were successfully completed. This success could only be realized through the improved operational safety and automation of the control system.

References

Pape T., Hohnberg H.-J., Wunsch D., Anders E., Freudenthal T., Huhn K., Bohrmann G. (2017) Design and deployment of autoclave pressure vessels for the portable deep sea drill rig MeBo (Meeresboden-Bohrgerät). *Scientific Drilling* (23), 29-37.

WP3 Natural Gas Production from Methane Hydrates

Partners: UMSICHT, APS Wille, Schlumberger, GEOMAR, GFZ, GZG, MARUM, TUBAF

In this work package exploitation and production techniques for marine gas hydrate reservoirs were developed and examined in a case study realized in the Danube deep-sea fan in the Black Sea. The planned developments within the third phase of the SUGAR project required concrete specifications of the reservoir conditions of the Danube Paleodelta that were collected during the geophysical exploration cruises MSM34 and MSM35 as well as the MeBo200 drilling cruise M142.

The overall objectives of WP 3 were:

- Evaluating and interpreting the geophysical, geological and geochemical data of the Danube Paleodelta to develop a PetroMod model of this gas hydrate system (GEOMAR, Schlumberger)
- Improving the marketability of Schlumberger's PetroMod software by enhancing the quality of its gas hydrate module and broadening its applicability (Schlumberger, GEOMAR),
- Development of strategies and techniques minimizing the sand production problem in order to guarantee a continuous gas production flow (GEOMAR, TUBAF),
- Design of a large-scale high-pressure device for geotechnical investigations of hydrate-bearing sediments under dynamic conditions of hydrate drilling and production (APS Wille, GEOMAR),
- Deriving of geomechanical parameters of hydrate-bearing sediments under static and dynamic conditions (GFZ, GEOMAR)
- Development of a coupled thermo-hydro-chemo-mechanical model (GEOMAR),
- Development of innovative models for the gas hydrate sediment micro-structure improving the geophysical quantification of gas hydrate saturations in WP1 (GZG) and for evaluating geomechanical risks during industrial hydrate exploitation (GEOMAR),
- Quantification of the anticipated gas production data, development of exploitation strategies and definition of different business cases for the Danube Paleodelta to support prospection of economic gas hydrate reservoirs (UMSICHT),
- Ground-truthing of geophysical data interpretations (WP1) and testing of the improved and upgraded MeBo200 drilling system (WP2) during the M142 cruise with RV METEOR in the Danube Paleodelta of the Black Sea (MARUM, GEOMAR).

Task 1: Characterization and simulation of gas hydrates in the Danube deep-sea fan

A major objective of this task was to develop a 3D basin-scale model of the western Black Sea and the Danube delta in order (i) to simulate the distribution of sub-seafloor gas hydrates, (ii) to estimate their total mass, and (iii) to determine the source of methane for gas hydrate formation. The model setup was mainly based on available seismic and stratigraphic information as well as recent measurements (e.g. thermal calibration). The results indicate that gas hydrates occur in the area since Miocene times. The present day gas hydrate distribution pattern shows major accumulations in the Danube delta area and along the continental margin (Fig. 3.1). Much of this enrichment is ascribed to the topographical effect when upwards-migrating methane becomes trapped as soon as it reached the gas hydrate stability zone. Interestingly, biogenic methane is the predominant source of gas hydrates. Important source rocks like the Miocene Maykop Formation are obviously not tapped. In situ, biogenic methane formation has been intensified due to the intense deposition of organic rich sediments in the Quaternary. Local enrichments of gas hydrates are expected in sandy channel deposits of the Danube delta.

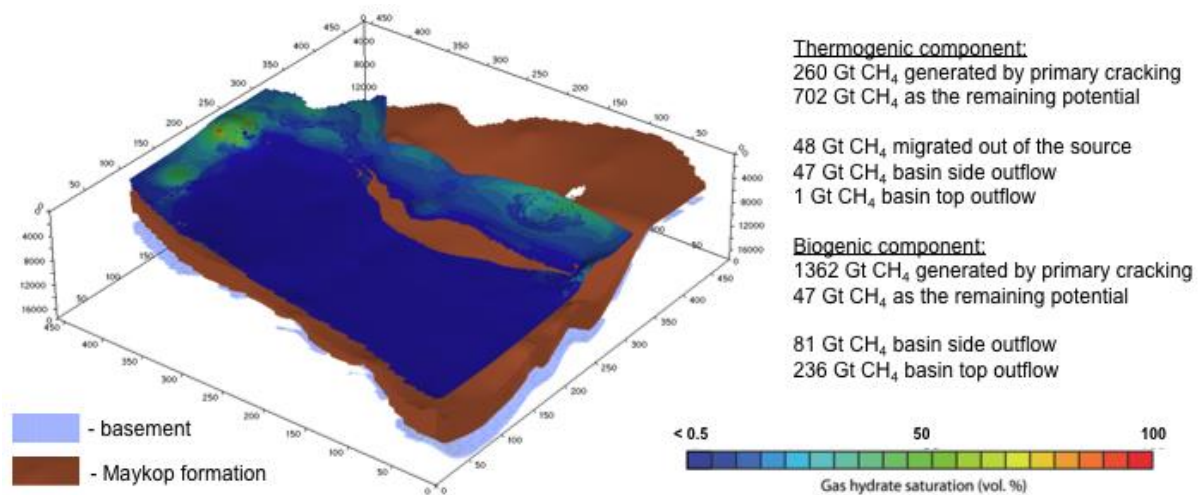


Figure 3.1: Distribution of gas hydrates in the western Black Sea.

In order to ground-truth the geophysical exploration conducted in WP1 and the numerical modelling of the Danube gas hydrate system in this work package, in November-December 2017 the research cruise M142 was conducted with RV METEOR. During this cruise the mobile drilling device MeBo200 was deployed to drill locations in the Romanian sector of the Danube paleo delta. Since Bulgarian authorities did not give permission to work also in their exclusive economic zone, the planned drill sites in the western part of the Danube deep-sea fan had to be cancelled. The drill sites were selected based on the geophysical information that had been collected during the cruises MSM34 and MSM35 in December 2013 – February 2014 and were analyzed in work package 1. During M142 three sites were drilled: (1) MeBo Site 16 was drilled to a depth of 147.4 m below seafloor coring glacial slump deposits and spill-over turbidity layers at the eastern flank of the S2 channel in 860 m water depth, (2) MeBo Sites 17 and 19 were drilled down to 144 m at the higher western flank of the S2 canyon in 765 m water depth coring the sediment sequences above the BSR that contained small concentrations of gas hydrates in 60-100 m depth, and (3) MeBo Site 18 was drilled into coarser grained sediments of the S3 channel in 1400 m water depth, but had to be stopped at a depth of 18 mbsf due to technical problems. The parallel drill holes MeBo 17 and 19 allowed to deploy the full set of borehole logging tools developed in WP2, i.e. the sonic, dual induction, and spectrum gamma ray probes, to measure p-wave velocity, electrical resistivity, and K/U/Th concentrations, respectively, as well as discrete downhole temperature measurements.

Data analyses and interpretation are currently still ongoing and results will be published in a Special Issue on the 'Black Sea Gas Hydrate System' in international peer-reviewed journal *Marine and Petroleum Geology* next year (2019).

Task 2: Technological challenges of gas hydrate production

The key outcomes of the work at GEOMAR include the in-depth evaluation of geotechnical properties of gas hydrate-bearing sediments relevant to natural gas production and geotechnical hazard assessment, the development of sediment stabilization techniques and the optimization of strategies for the gas production from marine gas hydrate reservoirs as a CO₂-neutral energy resource. The scientific progress results from combined experimental and numerical studies using advanced geotechnical testing devices and numerical simulators. The studies were focused on recent and severe problems in gas production tests in which the mechanical destabilization of the reservoir sediment or production well caused catastrophic sand production events. Thus, the overall research objectives were to identify the main parameters which determine the strength and stress-strain behavior of gas hydrate-bearing sediments, and to analyze the geomechanical response in gas production scenarios. In particular, the results from the experimental studies were used to develop and parameterize constitutive geomechanical models for coupled thermo-hydro-chemo-mechanical simulation of gas production scenarios.

It was shown that peak sediment strength is dependent on gas hydrate (GH) saturation over a wide range of test conditions at similar pore fluid compositions. Large differences of shear strength of hydrate-bearing sediments under water- or gas-limited conditions (Fig. 3.2) are hypothesized to result from differences in strain-induced alterations and re-arrangement of GH-sediment fabrics. Fast axial strain rates increase stiffness and brittleness of GH-bearing sediments, which results in rapid softening towards critical state conditions. However, ductility is increased at slow strain rates, high GH saturation and high effective stresses. The results clearly indicate that GH structures have the capacity to re-arrange during deformation in a viscous response to volumetric and deviatoric strain rates, and stress-strain paths. Similarly, secondary kinematic hardening and apparent strength recovery during deformation is hypothesized to also result from progressive re-arrangement of GH-sediment fabrics and to be dependent on pore fluid composition.

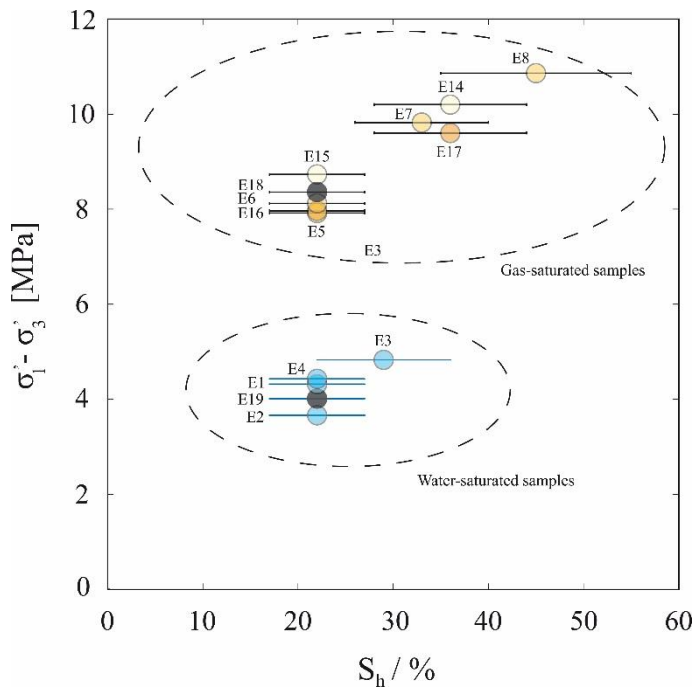


Figure 3.2: Peak deviator stress in triaxial compression tests at different gas hydrate saturations and pore fluid compositions (gas, water).

For numerical analysis of the coupled geomechanical behavior, a Drucker-Prager I1-J2 plasticity model was implemented and enhanced with templates for general strain hardening material laws. It was further extended with a strain-rate dependent mobilization of the residual friction of the composite GH-sediment medium. The model was implemented in the numerical framework of the thermo-hydro-chemo-mechanical simulator. A one-element finite element calibration set up was used for studying the model parameter-space and for calibrating the model with respect to the experimental data. For efficient estimation of constitutive model parameters in a Bayesian setting, an Active Subspaces strategy was implemented to identify lower-dimensional structures (i.e. active subspaces) in the space of parameters of the plasticity constitutive model.

Further investigations at GEOMAR were focused on understanding the geotechnical effects of dynamic and heterogeneous formation of GH after CO₂ or CH₄ injection, the stress-strain behavior of load-bearing anisotropic GH structures, and the engineering potentials of GH formation for mechanical stabilization of marine sediments. It was shown that the dynamic formation of GH in the vicinity of CH₄ or CO₂ channels leads to a rapid increase in sediment strength. The change of stress-strain behavior in response to fluid injection was dependent on the injection fluid composition and pore pressures. In particular, the injection of CO₂ was recognized as a technical strategy to achieve sediment stabilization or re-stabilization, because sediment stress-strain behavior after injection of liquid CO₂ was characterized by a distinct secondary kinematic hardening when the sample was loaded in triaxial compression tests. Further, the study of heterogeneous and load-bearing GH accumulations led to the identification of previously unknown

potential causes and triggers of sand production. Stress-strain paths during gas production from GH-bearing sediments at constant shear loading indicate that heterogeneous distributions and anisotropic geomechanical properties result in sudden stress-strain transitions which could trigger local sediment unloading, particle mobilization and sand production.

Overall, the geotechnical investigations were carried out as part of high-pressure flow-through tests and were integrated into the previously developed SUGAR concepts and gas production strategies. Unique systems including triaxial test equipment with tomography for analysis of large specimens, high-pressure flow-through systems for the investigation of coupled thermo-hydro-chemo-mechanical processes and systems for the analysis of sand production were available that allowed advanced experimental simulation and high-resolution analysis of complex and dynamic gas production scenarios. Thanks to the close cooperation among academic and industrial partners, it was possible to achieve high visibility of the corresponding SUGAR technologies. The close cooperation with the industrial partner APS Wille led to the development and production of a novel geotechnical testing device with X-ray tomography. This testing instrument, which was developed by APS Wille and installed at GEOMAR, was also designed for the analysis of MeBo200 autoclave samples, so that the geomechanical analysis of undisturbed sediment samples under in situ pressure / temperature conditions became possible.

The goal of GFZ in WP 3 was to investigate the shear strength and tensile strength of gas hydrate-bearing sediments in LARS. Early on in the SUGAR III phase, after developing a “quick-look” method for tests on gas hydrate-bearing sediments (Spangenberg et al., 2018), it became clear that it would be easier, more extensive and exact to determine strength parameters in external set-ups rather than in LARS. Further, LARS was not available for long periods due to the construction of the seismic wave tomography (SWT) as part of WP1 goals.

While the first half of the project was devoted to development, construction, and test of the new set-ups and instrumentation – especially for the external shear test rig ESTER – a large number of experiments were carried out in the second half, investigating changes in tensile and shear strength in relation to the presence and amount of ice and gas hydrate in sands. Ice is used to (i) test the new set-ups and (ii) to investigate the dependencies of the strength on the amount of water in the pore space. This enables a timelier and more effective use of the equipment regarding the more elaborate and time consuming experiments using hydrate-bearing sediments. In some instances, these experiments were part of bachelor theses.

Using the “quick-look” method, a large series of tests under atmospheric pressure established an exponential relationship between the ice volume in the pore space of sand and the tensile strength of the system. Rounded ungraded sand from Schlingmeier was chosen by all SUGAR partners to represent sands of the gas hydrate reservoir in the central channel system of the Bulgarian working area in the Danube Paleodelta. A significant increase in tensile strength was only observed of ice saturations of >80 % of the pore space. A number of experiments under confining pressure demonstrated increased tensile strength. A clear relationship was not yet detected due to considerable leakage using the new set-up.

The focus of GFZ in WP3 was on the shear tests and the development and construction of a ring shear cell allowing for direct shear tests on methane hydrate-bearing sediments under simulated in situ conditions, i.e., lower temperatures, elevated normal stress, and pore pressure. In a ring shear cell a sensor measures the torque needed for shear on a fixed plane of the sample (peak and residual strength), whereas in triaxial cells changes in strain are measured until fracture occurs on the weakest plane. ESTER has a sample volume of 40 ml, maximum load and pore pressures are 0-25 MPa, temperatures range from -30 to 100 °C, the shear velocity is 0.001 to 6750°/min. The maximum torque is 1 kNm and two sensors allow for good resolution of low as well as high torque.

The last year of the project at GFZ was devoted to experiments determining the dependence of shear strength on the volume of pore water in ice-bearing sands as a model for gas hydrate-bearing sands. A test series on applicable shear rates was carried out to reduce the creep/ductile behavior reported for ice but less so for methane hydrate (Durham et al., 2003). Using a high shear rate, the shear strength for a series of high ice volumes (> 60%) was determined. Both, peak and residual shear strength show an increase with increasing normal stress and ice concentration, with the latter not showing a linear correlation in case of higher ice concentrations. The increase in

shear strength is preferentially based on an increase in cohesion, rather than the friction angle. Experiments creating sands with very high methane hydrate saturation revealed elevated shear strengths compared to ice and a brittle behavior even at a low shear rate. Measurements on the relation of shear strength and gas hydrate saturation as well as changes in normal stress are currently ongoing as part of a bachelor thesis.

Furthermore, at GZG X-ray micro-tomographic investigations using synchrotron radiation were carried out. They were focused on the formation and dissociation of gas hydrates in a sandy matrix with sub-micrometer resolution. The main scope of these experiments was an identification of microstructures at various gas hydrate saturation levels and their influence on the permeability. Ultimately the results should serve as a guide connecting changes of these microstructural fabrics to macroscopic effects during the gas production. The experiments were performed during two campaigns at the TOMCAT-Beamline, Swiss Light Source (SLS). It has been clearly established that the formation process from fresh water and melt water (from decomposed gas hydrates) leads to significantly different local microstructures. Both formation paths are presented below in Figure 3.3. More in-depth discussion with all implications can be found in the publication of Chaouachi et al. (2016). It has also been clearly established that none of the presently available microstructural models can be applied in a straightforward way. On the contrary, the observed microstructures change with the local saturation and one sample can contain several types of fabrics.

Similarly, we have explored the dissociation process in which destabilized gas hydrates turn into “memory water” and free gas. This process is presented on tomography 2D images and schematic drawings in Figure 3.4. Our work on the dissociation has been presented in detail in the publication of Yang et al. (2017).

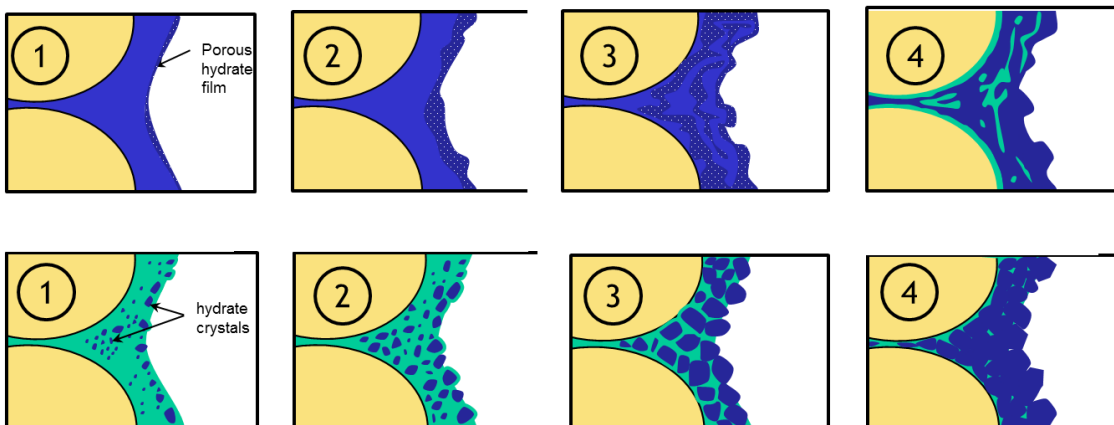


Figure 3.3: The upper sequence shows the GH formation from fresh water. The lower series shows the development of microstructures from melt water, sometimes called “memory water” (after the full decomposition of the pre-existing gas hydrates); as we recently established, the “memory water” is a form of water emulsion with 100-200 nm large gas bubbles that drive the system into higher gas saturation than at thermodynamic equilibrium. This in turn has a profound effect on the nucleation process and resulting microstructures.

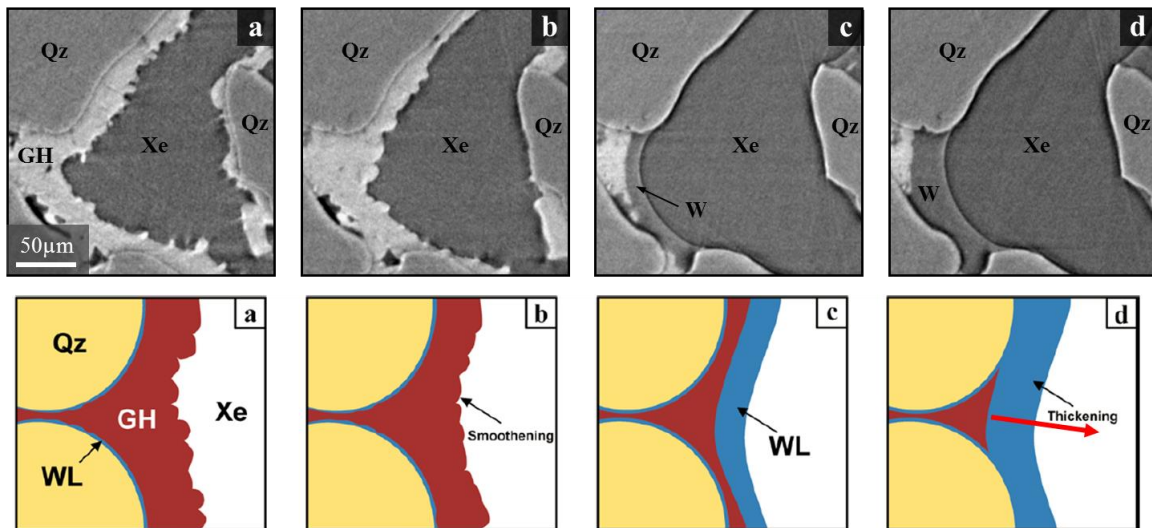


Figure 3.4: The rapid dissociation process has been explored via a „stop-and-go“ method developed by us (the system was taken out of equilibrium for a predetermined time period to stimulate the dissociation and re-stabilized for every tomographic sweep by increasing pressure up to the stability boundary). After recording the initial microstructures (a), the dissociation was paused after 10 s (b), 15 min (c) and 25 min (d). The red arrow on the cartoon (d) marks the general direction of the out-diffusion of gas from the collapsing GH. Gas nano-bubbles are moving away mainly via Brownian motion (random walk along the concentration gradient).

Along with the abovementioned experiments, we have also investigated the influence of various sands (different surface morphology, origin and grain size distribution) on the resulting GH fabrics. This comparison was of major importance in terms of the consistency of our results with the ones from other laboratories that for various reasons utilize different sands in their simulations. The following sand types have been investigated: Hostun (GEOMAR; crushed sandstone), fine river sand from Russia (GZG), fine sand (GEOMAR) and “LARS-Sand” (GFZ). The investigations revealed no major differences in the microstructures and the nature of the GH and sand interface. In conclusion, the results from the publications of Chaouachi et al. (2016) and Yang et al. (2017) can be treated as representative also for the results of the partner groups.

Currently, there is also one further publication in preparation that is based on our sub-micrometer tomography. It explores changes in the permeability during the dissociation.

In addition, investigations of the crystal size distribution of gas hydrates were carried out at GZG. The crystal size distribution (CSD) of gas hydrates in sedimentary matrices has been investigated using a novel X-ray diffraction-based method developed at our department (Neher et al., 2018). The GH results together with a detailed discussion can be found in the publication of Chaouachi et al. (2017). The study has revealed two major aspects of laboratory-grown GH that are characterized by very small crystal size (1) which undergo a very slow coarsening process due to very low mobility of grain boundaries; their displacement mechanism upon external stress is likely to proceed by Grain-Boundary-Sliding (GBS) (2). These two factors may have a major influence on the mechanical properties of artificial sedimentary cores with laboratory grown GH-s.

Figure 3.5 demonstrates changes to the CSD of laboratory grown GH-s; Crystals found in nature are considerably bigger, reaching sizes even two orders of magnitude higher, most likely due to the anomalous growth. Reaching crystal sizes observed in natural accumulations via laboratory experiments seems to be beyond our reach. The large difference in CSD-s may result in quite different mechanical properties of synthetic and natural GH accumulations (Chaouachi et al., 2017).

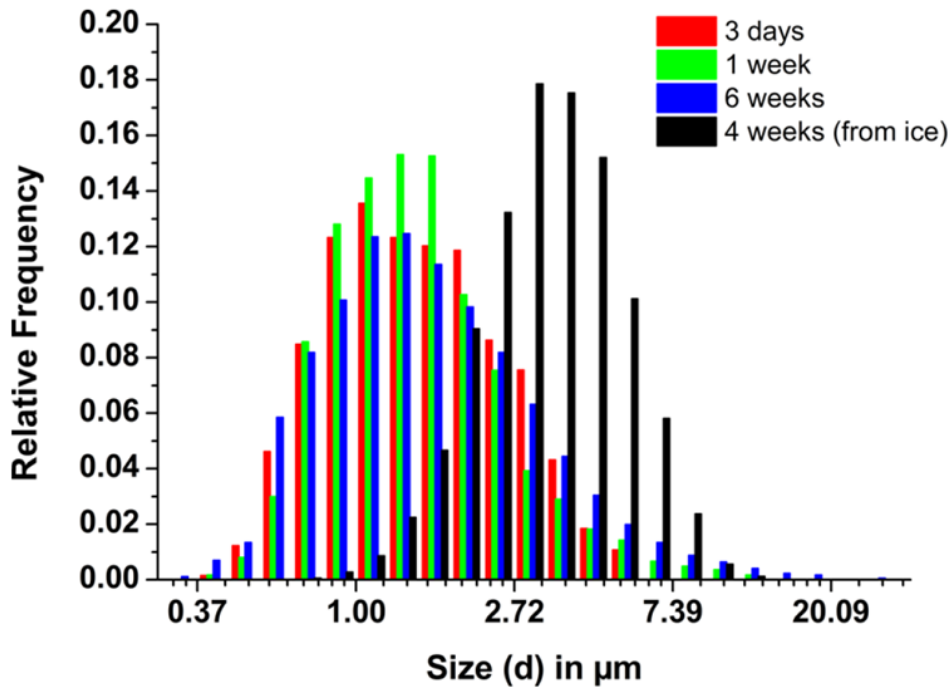


Figure 3.5: Time resolved crystal size distribution of methane hydrate dispersed in a sand matrix (measured periodically between 3 days and 6 weeks after the formation from liquid water was completed). In black, we show also the crystal size distribution of pure methane hydrate formed via so called ice method, from μm size ice spheres. All sets (displayed on the logarithmic scale) can be very well described by a log normal distribution. Remarkably, the crystal size changes very slowly within the observed time window.

A further publication that is currently in preparation is dedicated to experimental work on establishing CSD-s of THF-hydrates, frequently used as a substitute of methane hydrate. We have clearly established very significant differences in CSD-s, coarsening rates as well as growth textures in our tomography images as compared to gas hydrates. This puts all studies utilizing such substitution to simulate submarine gas hydrates on very shaky ground.

During the SUGAR-III project phase GZG has also published detailed experimental work as well as a comprehensive mathematical model describing the gas swapping process. Both parts were developed in the frame of the previous project phase, SUGAR-II (Falenty et al., 2016; Salamatin et al., 2017).

The aim of the work at TUBAF was to develop technical approaches and strategies for sand control measures, artificial lift and well testing for the production of natural gas from gas hydrate deposits. Due to the scientific orientation and the experienced personnel in the field of production engineering at the Institute of Drilling Engineering and Fluid Mining, practicable solutions for sand control in unconsolidated or weakly consolidated submarine gas hydrate deposits as well as methods for the dynamic characterization of gas hydrate deposits by means of well testing were generated. The project began with extensive literature research in all relevant areas of gas hydrate and on the technical challenges and problems of previous production scenarios from submarine gas hydrate deposits. After identifying the relevant problems that occurred in the Mallik and Nankai Trough production tests, solutions were investigated to address these issues. This involved specifically the selection of artificial lift methods, effective sand control measures and the evaluation of well test data. Well testing is carried out in almost every conventional oil and gas deposit to derive essential reservoir parameters and to dynamically characterize the deposit from acquired production data.

However, in order to obtain representative reservoir parameters via the data from the well tests, representative conceptual well test models which describe the flow processes in the reservoirs must be available. Building on previous work in SUGAR-II, which identified the requirement of creating well test models for flow problems, advanced approaches and solutions to more complex

problems in gas hydrate reservoirs were evaluated. A series of well test models (Tab. 3.1) were developed, which can be used for the dynamic characterization of gas hydrate deposits.

Table 3.1: Combinations for well test models

Flow Conditions	Boundary Conditions	Test Types
Wellbore Storage	Infinite Acting Reservoir (IAR)	Drawdown Test
Skin Effect	Constant Pressure Outer Boundary (CPOB)	Injection Test (Class 1+2 GH)
Partial Penetration Effect	No-flow Boundary (NFB)	Build-up Test
Constant rate + pressure	Reservoirs with sealing or connecting faults	Fall-off Test
Laminar + turbulent flow	Reservoirs with Aquifer-drive	Multi-rate Test (Flow-after Flow, Isochronal and Modified Isochronal)

Gas hydrate deposits are referred to as weakly consolidated formations with sand production being a major problem during gas production operations, a problem also common in conventional natural gas or petroleum reservoirs. In SUGAR III the main focus of TUBAF was on Standalone Screens (SAS) for the investigation of sand control measures. Therefore, a cooperation with the German company con-slot Screens GmbH was established. Using a triaxial experimental cell, purchased from the company APS Wille, triaxial tests with various wire-wrapped SAS from con-slot Screens GmbH were performed for fine sands retention under very low pressures to identify the complexity of sand retention under various operating conditions. In a follow-up ZIM project "Corrosion and erosion measurements to optimize the flow characteristics and life of the wire-wrapped filters", Con-Slot GmbH, TUBAF, and IKTS will investigate the corrosion and erosion resistance, turbulent flow, multi-phase flow and the effectiveness of sand retention.

In the petroleum and natural gas industry, numerous approaches have been developed to safely produce the fluids from a reservoir to the surface. The problem of two-phase flow (gas and water), as seen in gas hydrate deposits, is of great importance in the natural gas industry. The permanent change in the phase behavior during production poses considerable difficulty in the selection of a suitable artificial lift method, which can allow for up to 100% gas in the conveyed fluid or a certain amount of solids. This problem also exists in the recovery of methane from coal seam deposits. Usually, for multiphase flow in a well, multi-phase pumps are used or, after careful investigation, conventional downhole pumps in combination with gas separators are used. Due to a lack of precise information on the expected phase composition, which is relevant for the design of a gas/water artificial lift system, only multi-phase pumps can be proposed for the time being to accommodate up to 100% gas content in the transported medium. Hence, multi-phase downhole pumps such as Top-Drive-Twin-Screw -pump (TDTSP) or Electric-Submersible-Twin-Screw-pump (ESTSP) from Can-K could be used. Alternatives are subsea pumps, such as the Helico-axial Multiphase Pump (Framo Schlumberger), Multi-blade Centrifugal Pump (Baker Hughes), or Twin-Screw Multiphase Pump (Bornemann).

Task 3: Strategies for the economic exploitation of gas hydrate deposits

The main objective of Fraunhofer UMSICHT was the further development and adaptation of mathematical models for the simulation and evaluation of the exploitation of submarine gas hydrate deposits. In SUGAR-III the work focused on the setting of the Danube Paleodelta in the Black Sea. Based on the available geophysical data of WP1, two target horizons (Unit V and Unit VII), which are located at different depths below the sea floor, were selected (Fig. 3.6). First a simplified geometric model of the deposit was developed in the SUGAR-HYRES simulator, which was then adjusted continuously as more specific information and parameterizations of the gas hydrate deposit became available.

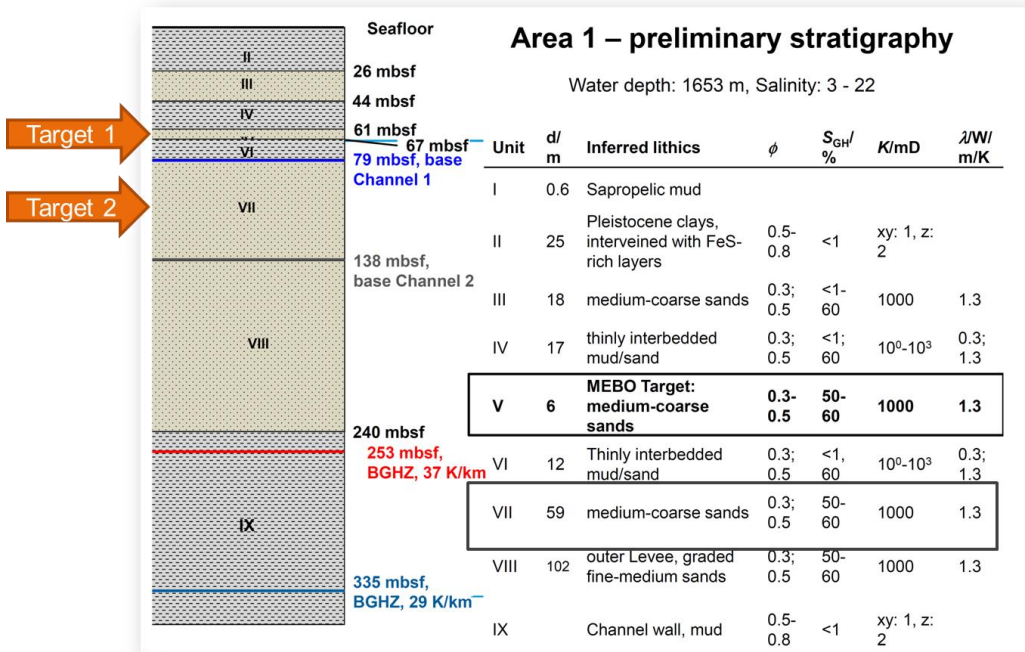


Figure 3.6: Summary of the reservoir information for the target layers in the Danube Paleodelta, based on geophysical interpretation of WP1 (provided by GEOMAR).

By implementing a pressure boundary at the position of the sea floor in the model, it is possible to obtain more realistic estimates of production rates during gas production. However, with the new boundary setting, the pressure at the seafloor remains at an elevated level (151 bar), which results in less hydrate being decomposed during the depressurization within the underlying layers. Accordingly, the production rates are lower (in Fig. 3.7 the dashed line illustrates the simulation results without pressure boundary at the seafloor) and reach a maximum of about 1,500 m³ STP per hour (STP = standard temperature and pressure conditions) after about 17 years (i.e. 6,500 days). By comparison, a maximum production rate of more than 2,700 m³ STP per hour is achieved after 12 years (i.e. 4,500 days) without a pressure boundary.

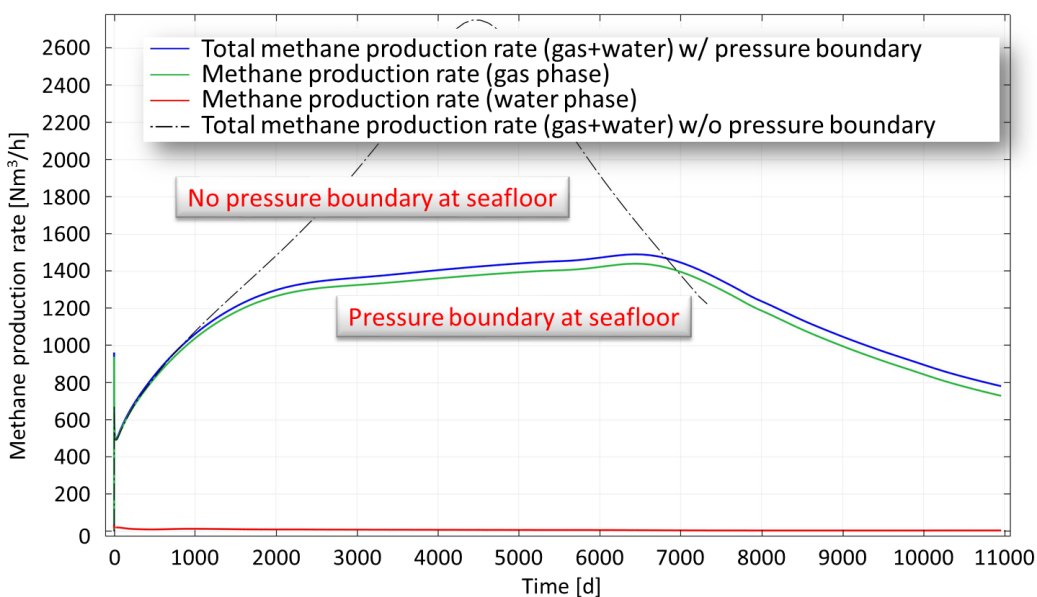


Figure 3.7: Production rates for simple depressurization in Unit V with pressure boundary at the seafloor (solid lines) and without pressure boundary (dashed line).

In a comparison of two hydrate layers, which exist at different depths below the seafloor the maximum production rate for the deeper layer (Unit VII) was twice as high as the production rate for the shallower layer (Unit V), i.e. 3,600 m³_{STP}/h versus 1,400 m³_{STP}/h under identical boundary conditions (only the depth and thus the pressure was different). The main reason for this is the higher temperature within the deeper hydrate layer in combination with a lower influence of the pressure conditions at the seafloor (i.e. hydrostatic pressure) on the target layer. Not only the maximum production rate is higher for Unit VII, but the gas hydrate is decomposed completely within a shorter period of time as well. After 18 years the recovery factor, i.e. the ratio of produced gas to initial gas-in-place, for Unit VII is 100 %, whereas it is only 50 % for Unit V.

From simulations of a production test of 14 days in duration, it can be concluded that the »disturbed area« which is produced and where the initial field conditions change, is only a few meters around the well. This fact must be considered when designing the monitoring and data acquisition for a short production test. Furthermore, potential utilization paths and the process chain for natural gas production from submarine gas hydrates was considered to determine economics of the exploitation of gas hydrates.

As in previous studies on hydrate exploitation in SUGAR phases I and II, it was shown that permeability and heat transfer play the most important role in the gas production. Thus, the following aspects have to be taken into account during the selection of a potential hydrate deposit for exploitation: higher production rates results from (i) higher sediment permeability, (ii) higher initial hydrate saturation, (iii) higher reservoir pressure, (iv) higher reservoir temperature, (v) deeper hydrate layers (resulting in a higher pressure gradient between the reservoir and the well as well as less influences by hydrostatic pressure (i.e. the pressure boundary at the seafloor), (vi) hydrate occurrences in turbidites (sand and clay), and (vii) lower production well pressure (i.e. bottom hole pressure, which may however increases the risk of clogging due to ice formation!).

From a safety point of view, the following aspects should also be taken into account: (i) due to heat transport into the hydrate layers (e.g. from well cementing (exothermal process) or warming of the pipes by warm water injection) hydrates can decompose locally around the well, (ii) secondary hydrate formation is possible under specific pressure and temperature conditions in the riser pipe, and (iii) during depressurization of the hydrate layers gas escape to the water column (or even the atmosphere) is unlikely to occur.

References

- Chaouachi M, A Falenty, K Sell, F Enzmann, M Kersten, D Haberthür & WF Kuhs (2015) Microstructural evolution of gas hydrates in sedimentary matrices observed with synchrotron X-ray computed tomographic microscopy. *Geochem. Geophys. Geosyst.* 16, 1711-1722.
- Chaouachi M, SH Neher, A Falenty & WF Kuhs (2017) Time resolved coarsening of clathrate crystals: the case of gas hydrates. *Crystal Growth & Design* 17, 2458-2472.
- Durham, W. B., Kirby, S. H., Stern, L. A., & Zhang, W. (2003) The strength and rheology of methane clathrate hydrate. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 108(B4).
- Falenty A, J Qin, AN Salamatin, L Yang & WF Kuhs (2016) Fluid composition and kinetics of the in situ replacement in CH₄-CO₂ hydrate system. *J.Phys.Chem. C* 120, 27159-17172.
- Neher SH, H Klein & WF Kuhs (2018) A fast X-ray-diffraction-based method for the determination of crystal size distributions (FXD-CSD). *J. Appl. Cryst.* 51, doi:10.1107/S1600576718010567
- Salamatin AN, A Falenty & WF Kuhs (2017) Diffusion model for gas replacement in an isostructural CH₄-CO₂ hydrate system. *J.Phys.Chem. C* 121, 17603-17616.
- Yang L, A Falenty, M Chaouachi, D Haberthür & WF Kuhs (2016) Synchrotron X-ray computed microtomography study on gas hydrate decomposition in a sedimentary matrix. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems* 17, 3717-3732.

WP4 Technologies and Strategies for Environmental Monitoring

Partners: Kongsberg Maritime (former Contros & Embient), Wärtsilä ELAC Nautik, GEOMAR

The production of gas from deep-sea gas hydrates poses environmental challenges that are either connected to potential gas leakages (directly from the well or in close proximity of the well, or anywhere in the reservoir) or to potential seabed movement and the risk of slope failures (potentially causing tsunamis and/or major gas releases at the seafloor). While previous work in SUGAR I and II, but also in other international projects (e.g. ECO2, STEMM-CCS), has focused primarily on lifting the specific sensors and leakage detection technologies to a level that they can be used to locate and quantify subsea gas emissions, this work package aimed at developing suitable monitoring platforms and concepts as well.

A monitoring system for gas production from deep-sea methane hydrates should consist of components that cover:

- High potential leakage spots, such as the well itself, the Christmas Tree and other infrastructure that penetrates the seafloor. Sensors systems that use a methane sensor as well as other sensors and an intelligent data logger that analyzes the data on the spot and then gives a concise report to the operator are small enough to be directly attached, for example, to the Christmas Tree.
- The direct environment surrounding the production well (i.e., in 10-100 m distance) where seabed deformation would be strongest (if it occurs) and where gas leakages are more likely than in the far field.
- The whole reservoir. As the gas hydrate fields are typically in a relatively shallow depth, but cover extensive areas, monitoring of this area requires a technology that is capable of covering large areas in comparably short time.

Hence, WP4 focused on (1) improving single components of an environmental monitoring network and (2) developing platforms that make use of the improved components by building entire monitoring networks.

One major monitoring task is the monitoring of the gas hydrate field. Up to now scientists expect that gas leakage is the most likely environmentally relevant problem that may occur in some distance of the gas production site. To cover such large areas, multibeam echo sounders like the ELAC SeaBeam 3050 or similar devices are the method of choice for gas bubble detection. During SUGAR-III we were able to achieve the following advances in this area:

- (1) The entire functionality for the transmission and reception processing of frequency-modulated (FM) signals was implemented in the ELAC SeaBeam 3030/3050 systems, leading to increased system performance regarding range resolution and swath coverage.
- (2) Doppler shifts induced by the ship's movements are compensated already in the WCI data by Doppler-corrected pulse replica which vary several times within a ping. This leads to highest position accuracy of objects in the water column.
- (3) In order to open new opportunities for environmental monitoring, a software package was developed which is dedicated to the automatic detection of gas flares in the water column. All relevant information on detected objects is stored in XML-based object log files.

Next to the gas field monitoring with multibeam echo sounders there is also the need for more elaborated short distance monitoring. Such monitoring systems rely on both, acoustic sensors as well as CH₄ and CO₂ detectors. The following main results were achieved:

- (1) Improved sensor stability and reliability of the gas sensors (CH₄ and CO₂) through optimized membranes and better humidity management inside the sensor. These developments broaden the range of applications of this type of sensor and make it suitable for the required long term deep-sea deployments.

- (2) Qualifying the EK80 split beam or single beam echo sounder in combination with a Pan & Tilt unit as means to detect and quantify bubble streams from non-moving subsea platforms. This combination allows to cover much more water volume compared to a multibeam system while, at the same time, using less power. Furthermore, the data logger can use algorithms to follow the bubble stream in the water column to get better estimates of the total gas volume of the bubbles.

Concerning the monitoring systems, we were able to optimize the benthic landers with respect to (i) easy deployment and recovery, (ii) equipping them with an enhanced data logger with OPC-UA (an industry standard for interprocess communication) communication interface, (iii) intelligent logger functions to decrease communication bandwidth while increasing information content and avoid false alarms for the use in landers as well as in monitoring systems that are directly attached to the underwater production infrastructure.

Hence, in SUGAR-III the first important steps were made to move from improving individual sensors to building systems that help users without scientific background to actually operate an environmental monitoring system. This is an important step on the way to assist gas production companies that in the future want to produce gas from deep-sea gas hydrate fields to implement a comprehensive environmental monitoring system to protect our environment.

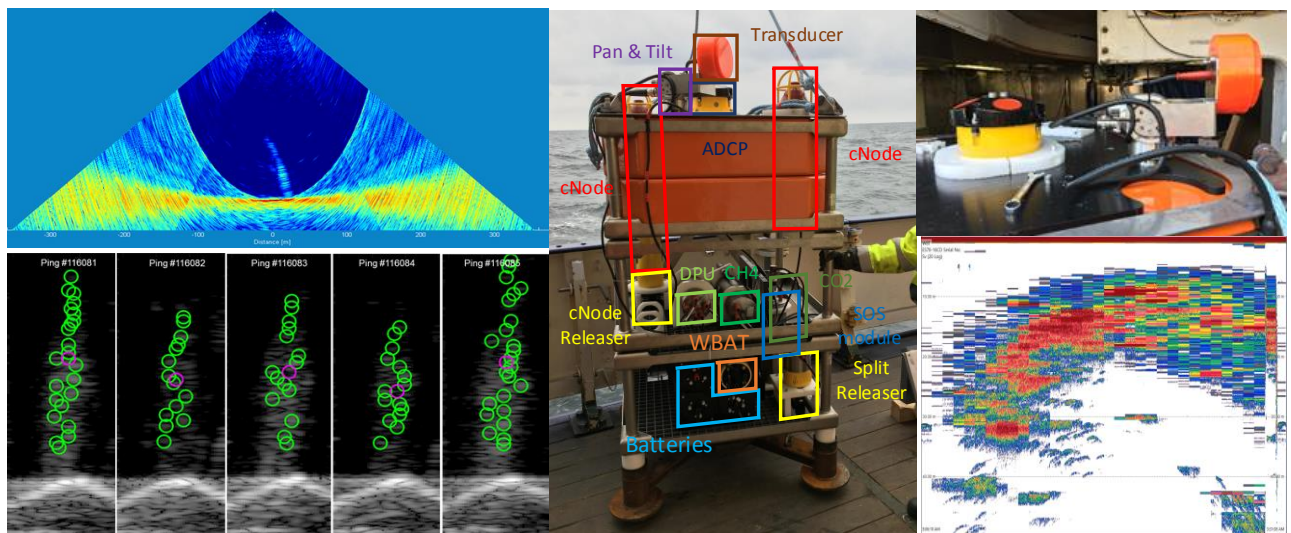


Figure 4.1: (Top left) WCI data with gas flare acquired by an ELAC SeaBeam 3050 during the RV POSEIDON cruise POS518-1 at leaky gas well in the North Sea in a water depth of approx. 140 m. (Bottom left) Automatic tracking of a gas flare over 5 consecutive pings with the Automatic Object Detector from Wärtsilä ELAC Nautik. (Center) K-Lander MK2 as deployed during the RV METEOR cruise M142 with a large selection of sensors: EK80 on Pan & Tilt, CH₄ and CO₂ sensors, ADCP and SOS-Module. (Top right) ADCP and close view of the EK80 installed on a Pan & Tilt unit. (Bottom right) Acoustic data collected with the EK80 during one of the 210° scans (offset between scans is 7°).

International Cooperation

International gas hydrate research is strongly progressing in Southeast Asia. Hence, SUGAR is cooperating closely with the national gas hydrate programmes of China, India, Japan, New Zealand, South Korea, and Taiwan. In the past ten years SUGAR has organized many joint workshops and exchange visits with all prominent international institutes and organizations active in the gas hydrate field. SUGAR technologies were used on several expeditions to explore gas hydrate accumulations world-wide. In this context, close collaborations were established with colleagues in New Zealand (GNS Wellington, University of Auckland), Taiwan (National Taiwan University, NARLabs), Norway (CAGE University Tromsø), Bulgaria (IO-BAS Varna), Romania (Geocomar), Turkey (IMST University of Izmir), and China (Guangzhou Institute of Energy Conversion, Guangzhou Marine Geological Survey, Qingdao Institute of Marine Geology, Dalian University).

For the last three years, joint European gas hydrate activities are undertaken in the framework of the COST Action MIGRATE, coordinated by GEOMAR. MIGRATE partners are currently developing two proposals for EU Integrated Training Networks on gas hydrate technologies and on environmental monitoring and hazards that will be submitted in January 2019. However, efforts to launch a large-scale gas hydrate initiative on technologies and resources on the European level have not been successful so far.

SUGAR partners have presented their results at numerous international conferences (e.g., ICGH, Fiery Ice, Goldschmidt, EGU, AGU, GRC, EAGE). Notably, at the International Conference on Gas Hydrates (ICGH) in 2011 (Edinburgh), 2014 (Beijing) and 2017 (Denver) over-proportionally high ratios of oral presentations were granted to SUGAR representatives compared to other countries, emphasizing the high quality and international leadership of the SUGAR work.

Technology transfer and economic prospects

Economic exploitation of gas hydrates is not yet taking place and hence, there is only a very limited market for exploration and production technology of gas hydrates. However, interests in gas hydrates as a future resource for natural gas is still rising, particularly in Asian countries, i.e. Japan, China, India, Taiwan, South Korea, and New Zealand. Some SUGAR partners, such as the companies Schlumberger, Kongsberg Maritime, and Wärtsilä Elac Nautik, could already profit from this situation by getting involved in the offshore exploration of gas hydrate deposits of these countries as well as the production field trials in the Nankai Trough and the South China Sea.

Besides for gas hydrates, the developed SUGAR technologies are also relevant for other applications. Companies involved in SUGAR, therefore, have been able to strengthen their market position also in areas they are already active in. Since gas hydrates are essentially frozen natural gas, SUGAR technologies can generally also be applied in the offshore oil and gas business, and particularly offers new opportunities in the field of unconventional resources. Today, the oil and gas field is the largest market for marine technologies in general. In addition, some SUGAR technologies are also suitable for the currently emerging field of deep-sea mining, particularly with respect to the exploration of these ore deposits and the environmental monitoring of future mining operations. Hence, the overall economic prospects for SUGAR technologies are quite good.

The SUGAR project has established close collaboration between companies and academic institutions in Germany, thereby fostering a fruitful exchange of knowledge and transfer of marine technologies. Both sectors, marine sciences and industry, have benefitted from this exchange. Overall, the technology transfer in SUGAR has significantly improved the companies' products and strengthened their market position. Consequently, individual follow-up projects have been proposed, some already receive funding, others are being developed.

Prime examples of successful technology developments in SUGAR are:

- Algorithms for automatic object detection in hydro-acoustic data have significantly enlarged the applicability of the SeaBeam multibeam echosounder systems of Wärtsilä ELAC Nautik towards detection of gas leakages from offshore gas installations and the exploration of natural gas seeps that are suitable indicators for sub-seafloor gas hydrate accumulations. For example, ELAC systems are installed on almost all of the Chinese research vessels.
- Kongsberg Maritime is able to offer system solutions, including various platforms and sensors, for the environmental monitoring of offshore operations. This novel expertise was already employed in the framework of the Japanese and Chinese offshore gas hydrate production field trials.
- A module for simulating the formation of gas hydrate accumulations over geological time scales has been integrated into the basin modelling software PetroMod of Schlumberger. This novel tool has been validated successfully for different gas hydrate settings below Alaskan permafrost, in the Gulf of Mexico, and in Black Sea by GEOMAR, but it has also been used by colleagues from New Zealand to simulate gas hydrates at the Hikurangi Margin and by the Japanese MH21 program to model the Nankai Trough hydrates. Schlumberger has already gained new customers because of this novel and unique feature of PetroMod.
- The Joint Inversion processing of seismic, electromagnetic, and gravimetric data developed by TEEC and Terrasys has significantly improved the sub-seafloor geophysical data analysis and interpretation.
- The mobile drill rigs MeBo70 and MeBo200, built by BAUER Maschinen, have been upgraded with an industrial and automated control system to facilitate its operation. These mobile drilling devices are designed to target the gas hydrate deposits in the shallow sub-surface much more cost-efficiently than standard drilling operations.
- ANTARES has equipped the MeBo systems with autonomous geophysical borehole probes for the exploration of gas hydrates. The Antares logging probes are specific adaptations for small borehole diameters (< 65 mm).
- CORESYDE has developed pressure core drilling technology (MDP) for the MeBo systems that allows for the collection of hydrate-bearing core sections under in situ formation pressure. In conjunction with the pressure transfer vessel of APS Wille these autoclave cores can be transferred into the laboratory for further investigations of undisturbed samples.
- The novel geotechnical test unit of APS Wille allows for the first time the investigation of coupled geomechanical, thermal, chemical and fluid flow processes under highly dynamic conditions. This unique technology is also highly relevant for assessing the environmental risks and operational safety of underground applications, such as production of geothermal energy, geological CO₂ storage, and ultimate disposal of nuclear waste, as well as shale gas production using fracking methods.

The seagoing equipment of BAUER Maschinen, ANTARES, Corsyde, Kongsberg Maritime, and Wärtsilä ELAC Nautik as well as the laboratory devices of APS Wille and the software algorithms and packages of TEEC, Terrasys, and Schlumberger have been tested intensively and have been validated at various gas hydrate settings world-wide that have been investigated within the SUGAR project.