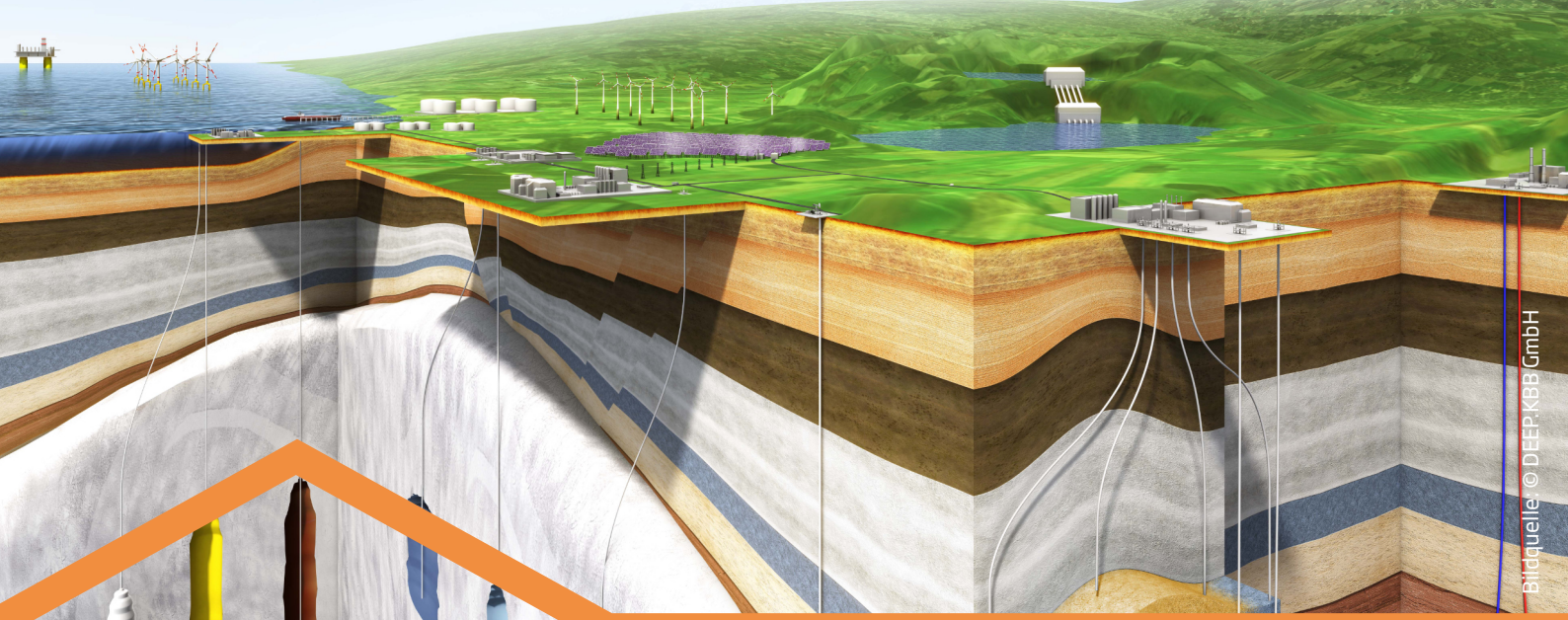




2026-1
Tagungsbericht

DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung

Beneath the Surface – engineering the future of energy

DGMK und Autor(en) haben alle Sorgfalt walten lassen, um vollständige und akkurate Informationen in diesem Buch zu publizieren. Der Verlag übernimmt weder Garantie noch die juristische Verantwortung oder irgendeine Haftung für die Nutzung dieser Informationen, für deren Wirtschaftlichkeit oder fehlerfreie Funktion für einen bestimmten Zweck. Die DGMK übernimmt keine Gewähr dafür, dass die beschriebenen Verfahren, Programme usw. frei von Schutzrechten Dritter sind.
Alle Rechte vorbehalten

© DGMK e.V., Hamburg, 2026

Für Copyright in Bezug auf das verwendete Bildmaterial siehe Quellenangaben in den Abbildungsunterschriften.
Abbildungen ohne Quellenangabe sind von den Autoren.

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der DGMK unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

The work including all its parts is protected by copyright. Any use outside the narrow limits of the German Copyright Law without the consent of the DGMK is prohibited and punishable by law. This applies in particular to reproduction, translation, microfilming and storage and processing in electronic systems.

Umschlaggestaltung: DIE NEUDENKER®, Darmstadt | DGMK e.V., Hamburg
Titelfotografie: © DEEP.KBB GmbH

ISSN 3052-1629
ISBN 978-3-947716-81-4

https://www.dgmk.de

Inhaltsverzeichnis

Seite

Underground Storage (UGS)

Entwicklung eines Leitfadens zur Verwahrung von Salzkavernen in Deutschland 1
N. Weber, D. Zander-Schiebenhöfer, F. Crotogino, H. Bernhardt

Untersuchungen zur Risspropagation um Speicherkavernen im Steinsalz im Zuge der Gasbefüllung 23
F. Körner

Ein neues Konvergenzmodell und das SOCON-Verfahren zur Kalibrierung des Konvergenzmodells mit dem thermodynamischen Simulator CavBase GasStorage 2.0 30
T. Pan, O. Kruck

A Worlds First Live Well Intervention on Hydrogen Wells 42
T. Schreuder, S. Heijwegen

Geoscience

Deposition of syn- and post-halokinetic sequences (Emsland, NW-Germany) 43
B. Legler

Developing the Remaining Reserves on the Northern-Western Flank of Büsum Salt Diapir in the Mittelplate Oilfield 48
P. Ijeh, F. Bremer, G. Grando, S. Dellepiane

Geophysical reservoir characterization of Middle Jurassic sandstones (Dogger) in the North German Basin 49
I. Weber, S. Lubeseder, M.-P. Süss, J. Strobel, T. Thiel, T. Tischner

Structural and diagenetic influence on fluid pathways in geoenergy applications in fractured Triassic limestones, southern Germany 58
J. A. Ölmez, B. Busch, C. Hilgers

Drilling I

BETA Test Rig & DemoCELL - Innovation trifft Geothermie 59
R. Biedorf, A. Brecht, O. Höhn, M. Franz

TRoSiKA – Aktuelle Untersuchungen zum Reib- und Verschleißverhalten von Zentralisatoren 61
S. Klein, U. Kirsten

Bentonitformsteine als Abdichtungsmaterial für Tiefbohrungen 63
K.-U. Belohlavek, T. Wilsnack, T. Sander

Drilling reservoir section in high fractured zone: challenges and optimizations 83
R. Ibragim, D. Schwarz, F. Bremer

Energy Storage

Speicherung von flüssigem Ammoniak (NH_3) in Salzkavernen ***84***
C. Marrune, M. Amro

Experimentelle und numerische Folgenabschätzung thermomechanischer Energiespeicherung im Untergrund ***101***
K. M. Neumann, D. Bücken, M. Duda, T. Backers

Optimierung von Wasserstoffspeichermodellen und Betriebsszenarien anhand von Feldtest-Daten ***104***
M. Schlichtenmayer, M. Glöckner, A. Bannach, H. Djizanne, G. Hévin

Monitoring & Emission Management

Drohnen- und Satelliten-Fernerkundung als Beitrag zu einem integrierten, sicherheits- und umwelttechnischen Monitoring von Untergrundspeichern ***119***
B. Haske

A milestone in the Dutch-German North Sea: N05-A is the first gas platform powered by offshore wind energy ***120***
W. Smit, B. Schatz, B. Vrouwe

REWE - Radarfernerkundung - Epe - West-East – Horizontales Bodenbewegungsmonitoring ***126***
T. Rudolph, R. Przyrowsk, C.-H. Yang, M. Pawlik, A. Müterthies, S. Teuwsen, M. Hegemann

Geothermal Energy I

Numerical Simulation of CO_2 Exsolution Effects on Wellhead Thermodynamics ***133***
H. C. Turunc, H. Alkan, T. Nassan, C. Freese, M. Amro

OMV Geothermal Field Lab - enabling live fluid testing for long term flow assurance, materials performance and injectivity predictions ***142***
J. Badstoeber, D. Steineder

Feasibility of CO_2-Based Geothermal Systems for District Heating in Shallow Reservoir ***143***
Y. E. Bolat, B. Jenei, S. Kulaksiz, L. Ganzer, U. Balasus- Lange, H. Junker

Production / Petroleum Engineering

Research on Effectiveness of New Demulsifier Formulas Used in Oil and Gas Industry ***157***
M. Korzec

Hot Water Development Drilling Campaign - Emlichheim ***183***
E. Scheinast, Stefan Sonntag

Das Nothilfe-Konsortium der deutschen E & P-Industrie – Erkenntnisse aus der Einsatzübung „Aue 13“ ***184***
Chr. Flerlage, W. Ibsch, D. Davies, M. Lindhorst, H. Mayr

Microbial Activity in UGS

Developing Underground Hydrogen Storage Services: Microbial Suitability Analysis in Austrian Gas Reservoirs ***186***
L. Compassi, T. I. Boiadjieva-Scherzer, P. Bombach, A. Pangerl, J. Badstöber

Microbial Risks in Underground Hydrogen Storage: Results from the CETP project HyLife ***202***
P. Bombach, A. A.-S. Biwen, K. Cerna, J. Riha, K. Kristýna, N. Paltrinieri, K. Kyaw, S. Rad, S. Stephant, L. Fablet, M. Caroline, D. Ropers, A. Belcour, J. Tremosa, N. Dopffel

Significance of microorganisms in the conversion of natural gas caverns into hydrogen caverns: Risks and solutions for safe operation – a case study ***203***
L. Krasper, G. Nowack, T. Keil, M. Wagner

H2 Storage

Wasserstoffqualität bei Untertagespeicherung ***208***
A. Fuchs, U. Lubenau, R. Rockmann,

HyStorage: Insights from subsequent phases of the hydrogen storage pilot in the Bavarian Molasse Basin ***217***
S. Hogeweg, C. Kosack, G. Dietzsch

Geochemical reactivity of hydrogen in sandstone reservoirs containing hematite, anhydrite or pyrite: Implications for underground porous storage ***218***
C. Cheng, B. Busch, B. D. Leite Mendes, K. Drüppel, G. Gaus, C. Ostertag-Henning, A. Kontny, C. Hilgers

Analysis of the interaction of Line Pack and Cavern Storage using a simplified Dynamic Model ***221***
Laura C. Arias Mendez

CCS I

Planning for Carbon Capture and Storage at Scale ***222***
D. Radies, M. Zarfl

Zur Relevanz untertägiger CO_2-Speicherung im zukünftigen Energiesystem: onshore - ja oder nein? ***227***
T. Rolf, A. Groeneweg, V. Brooks, K. Alms

Evaluation of potential CO_2-reservoirs in Baden-Württemberg: Industrial emitters, pipeline-system and saline-aquifers ***232***
D. Juhász, B. Busch, C. Hilgers

Field-Scale Numerical Study of Pressure Management and Containment of Onshore CO_2 Storage in a Saline Aquifer ***233***
B. Jenei, A. Helal, L. Ganzer, A. Kiraly

Digital Transformation & AI

RFT Insights: Applied Management of Trusted, Decision-Ready Data Assets at Scale in the UK CS for Reduced Time-to-Decision from 5 Hours to 5 Minutes ***234***
F. Waltenberger

Data-driven modeling of cuttings transport using high-resolution CFD-DEM data ***241***
K. Skinder, G. Brenner, M. M. Abdelhafiz

Improvement of Drilling Personnel Capacity through Digital Twining and Drilling Well on Simulator ***251***
R. Freifer, T. Trauth, S. Kroll, U. Hahne

Skalenübergreifende Modellierung von Bohrloch–Reservoir–Wärmepumpen Systemen für geothermische Dubletten mittels KI-basiertem Bohrloch Surrogatmodell **252**
S. Stein, G. Brenner

Brine Mining / Lithium

Mehr als nur Wärme: Lithiumpotenziale geothermischer Systeme im Norddeutschen Becken ***253***
K. Alms, S. Regenspurg, E. Eiche, R. Bäßler, G. Blöcher, V. Goldberg, H. Hofmann, K. Kieling, L. Rüppke, S. Sander, A. Stechern, K. Sielemann, P. Weis

Tracergestützte Langzeitausbeuteprognose für Geothermie-assoziierten Fluidbergbau (“stoffliche Nutzung”), mit besonderem Augenmerk auf kluftgeprägte Systeme im Norddeutschen Becken **260**
H. Behrens, J. Ghergut, B. Wiegand, U. Maier, M. Sauter

Trace Elements, Challenges and Opportunities for Raw Material Extraction ***275***
R. Villablanca, V. Goldberg

Unlocking EveChem’s Lithium Resources ***276***
A. Szabados, C. Foggo, D. Minchin

CCS II

Long term study of Cement Systems for CCUS application under static CO_2 conditions ***281***
O. Czuprat, T. Hillebrecht, A. Liegenfeld, S. Sonntag

Benchmarking Icelandic Tholeiitic and German Basaltic Rocks for CO_2 Mineralisation: Insights from Laboratory Batch Experiments and PHREEQC Reactive Transport Modelling **291**
J. Turkson

Pore-scale Insights of Salt Precipitation Dynamics and Permeability Impairment due to CO_2 Injection into Saline Aquifers ***299***
R. Niftaliyev, C. Cheng, C. Hilgers

Downhole Discrete Fiber Optic Pressure and Temperature Monitoring in a Carbon Capture Injection Well ***301***
I. Vaughan, S. Gandi

Geothermal Energy II

Der BVEG/DGMK Leitfaden: Risikomanagement während der Bohr- und Testphase von Tiefengeothermieprojekten ***302***
A. El-Alfy, S. Kuchling, I. Forstner, N. Grobys, S. Homuth, U. Balasus-Lange, J. Uhde, A. Möhring, J. Schönebeck, S. Jung, H. Christofzik, M. Meirich

Deep Insight into an Urban Geothermal Energy Project: Best Practices from Münster, Germany ***303***
C. Henke, C. Lehmann, R. Misiek, S. Torabi

Tiefe Geothermie für Minden – Erste Erkenntnisse, Erfahrungen und Ausblick vom Greenfield in Ostwestfalen-Lippe (NRW) ***305***
J. Röth, M. Fischer

Beschleunigung der Tiefen Geothermie in Deutschland – Erkundung ***311***
B. Lehmann, B. Dombrowski

Underground Storage (SAMUH2)

Sichere und nachhaltige Erschließung für H_2-Untergrundspeicher ***312***
F. R. Schilling, Andreas Henk, Marcel Schulz, Birgit I.R. Müller und das SAMUH2 Team

Monitoring and modeling surface displacements above the gas storage cavern field Epe(Germany) with a geophysical source model ***316***
A. Seidel, M. Even, H. Kutterer, M. Westerhaus

Methane Production in Salt Caverns: Biofilm-Based Methanation of Renewable Hydrogen ***323***
J. Hering, A. Striegel, M. Schulz, F. Schilling, H. Würdemann

Underground Hydrogen Storage in Porous Media - A Modelling Study from the Northern Upper Rhine Graben ***328***
S. Roy, A. Henk

Drilling II

Swarfless Wellbore Obstruction Removal with wellANT (WAS Erosion): From Topside TSDS Trials to Field-Ready Deployment ***329***
E. Dahl

Evaluating Cement Bond Quality and Casing Integrity in Well P&A Operations: A case study from a depleted oil field, Germany ***331***
S. Alles, A. K. Bora

Offshore Germany ERD Drill String Failure Root Cause Learnings ***334***
R. Clyde

Understanding Well Integrity in Hydrogen Gas Storage Wells Utilising Through Barrier Diagnostics ***335***
R. Gaifutdinov, M. Riddell, T. Vadasz

Postersession

Schulwissenschaften: Ein moderner Beteiligungsprozess in der Untergrundspeicherung? ***341***
T. Rudolph, R. Untied, D. Terbeck

BioClean Project: CO_2 mineralization for Carbon Reduction ***342***
W. Gakio, N. Moeininia

Proactive process safety assessment: introducing leading safety key performance indicators in upstream E&P ***345***
K. Zhukova, M. F. Niederstadt

Smart Surface Logging: Enhancing Geothermal Exploration and Performance ***350***
P. Ferrando, S. Androvandi, A. Di Daniel

Akzeptanzsteigerung durch Risikominimierung bei oberflächennahen Geothermiebohrungen mit Bestandsbebauung – Erfassung und Bewertung von Vibrationen zur Minimierung kritischer Gebäudeerschütterungen im FuE-Projekt SMART-Drilling ***351***
T. Zinke, U. Kirsten, S. Röntzsch

Numerische Analyse der Zweiphasenströmung und der Wärmeübertragung in geschlossenen Thermosiphon-Sonden (DGMK Projekt 883) ***352***
Q. Wang, P. Jaeger, G. Brenner

Methane Monitoring of Abandoned Coal Mines (MEMO): Developing standardised technologies and guidelines for European methane inventories ***360***
B. Haske

Monitoring Microbial Communities in an Underground Gas Storage Facility: Potential for Hydrogenotrophic Methane Production ***364***
A. Striegel, L. Klopfleisch, G. Dietzsch, H. Würdemann

Invisible Threats, Visible Savings: Protecting Gas Storage Infrastructure through Integrated Microbial Monitoring ***370***
G. Schmid, L. Dengler

Vom Monitoring zum Indikator: Biodiversitätsentwicklung im Industrieumfeld messbar und sichtbar machen ***371***
M. Chrzon, J. Jaeckel

Textural, diagenetic and detrital controls on the mechanical properties of sandstone ***374***
Y. Chen, C. Cheng, B. Busch, C. Hilgers

Subsurface Uncertainty Modeling of Underground Hydrogen Storage ***375***
B. Mbella, R. Schulze-Riegert, F. Diogo De Siqueira, B. Hagemann

An inversion method to estimate thermal breakthrough time using thermo-sensitive tracer in reservoirs with highly heterogeneous permeability ***392***
D. Zhou, Q. Liu, H. Gao, A. Tatomir, M. Sauter

A pore-scale numerical study of measuring residually trapped CO_2 using partitioning tracers ***393***
H. Gao, D. Zhou, M. Fazio, A. Tatomir, M. Sauter

Simple Experimental Setup to Study Effects of Microbial Activity on Rock Permeability Important for Hydrogen Storage ***394***
M. Krüger, A. Dohrmann

Potential for microbial hydrogen consumption during underground hydrogen storage in a salt cavern newly mined with pond water ***395***
A. Dohrmann, B. Satola, H. Janßen, M. Kröner, A. Dyck, H. Seeba, M. Krüger

Diffusion Coefficient of Hydrogen in Hardened Cement Paste for Underground Storage ***397***
S. Bruckschlögl, P. Thissen, F. Dehn

New Aspects of Stress-Induced Failure in Geothermal Boreholes: Insights from Tyrnyauz ***401***
T. Niederhuber, B. Müller, T. Röckel

HyStorage: Microbial activity during underground hydrogen storage in a porous rock reservoir ***404***
P. Bombach, A. Fischer, H. Schnideritsch, C. Kosack, S. Hogeweg

Iterative Identifikation und Konkretisierung modellierungsrelevanter Elemente von Reservoirsystemen ***405***
C. Steiner-Luckabauer

Large Scale Experimental Setup for Biological Methanation Under Salt Cavern Conditions ***412***
M. Schulz, J. Hering, H. Würdemann, B. Müller, F. Schilling

Multi-Barrier Well Integrity Monitoring Using Time-Lapse Electromagnetic Defectoscopy in Gas Storage Wells ***419***
S. Prosvirkin

Raw material mobilization from reservoir rock matrix under simulated geothermal conditions ***420***
A. Flores, L. Spitzmüller, A. Terracher-Lipinski, J. Grimmer, F. Nitschke

One Storage Is Not Like the Other: Microbial Diversity in Gas Storage Systems ***425***
S. Shokranian, G. Schmid, C. Moissl-Eichinger, B. Siebers, L. Dengler

Über den sogenannten “Tracereinwirkradius” bei künstlichen Fluidmarkierungen in Geothermalreservoiren ***426***
J. Ghergut, H. Behrens, M. Sauter, Projektgruppe "GFK-Monitor|GFKonTracer"

Microbial and Geochemical Processes in Porous Underground Hydrogen Storage: Insights from the HyDRA Project ***442***
A. Fischer, K. Kuntze, M. Krüger, A. Dohrmann, A. Kilpatrick, K. Edlmann, C. Cheng, J. M. Soler, J. Cama, E. M. Thaysen, P. Rendel, K. Houghton, B. Hagemann, M. Navjord, M. Fernø, P. Bombach

Influence of diagenesis on reservoirs rock parameters and extent of H2-rock reaction during underground hydrogen storage: Insights from petrophysical, petrographic and geochemical laboratory experiments. ***443***
P. Weniger, C. Ostertag-Henning

Updated history match of the HyStorage bio-reactive transport simulation model ***444***
H. Mobaraki, B. Hagemann, S. Hogeweg, C. Kosack

Experimental and Numerical Analysis of Microbial Methanogenesis in Hydrogen Storage ***451***
C. T. Lüddeke, B. Hagemann, L. Ganzer

Siliciclastic Thin Beds Delineation Using Hybrid Probabilistic Machine Learning Models ***452***
E. K. Ezeh, F. Wellman

Data-driven modeling of cuttings transport using high-resolution CFD-DEM data ***453***
K. Skinder, D. Abi Mosleh, K. Shahid, G. Brenner

Aspekte bei der Umwidmung von untertägigen Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern ***455***
C. Freese, M. Amro

Life extension of natural gas storage facility through use of downhole straddles to maintain well integrity ***456***
O. Carver, S. Reynolds, L. Corbett, C. McMichael

Datengrundlagen zur Bestimmung tiefengeothermischer Potenziale als teilautomatisierte Steckbriefe für Gemeinden in Niedersachsen ***457***
R. Schöner, W. Wirth, R. Pierau, A. Neumann, E. Himmerkus, S. Lubeseder

Emissions management with ZEMPS - Zero Emission Mobile Power Supply ***459***
A. Nljenhuis, T. Schreuder

Low Friction Centralizer Technology for ERD Wells - Lessons Learned from the Longest Wells Worldwide ***460***
N. Romanowski, D. Levie, C. Raszczyk

Selective CO_2 Hydrogenation to Short-Chain Alkenes over Ruthenium-Based Catalysts ***462***
T. E. Müller, K. Laichter, M. Hebenbrock, V. Hagen

Environmental Assessment of CO_2-Based Pathways to Short-Chain Alkenes ***463***
M. Hebenbrock, V. Hagen, T. E. Müller

DemoCELL – Geothermisches Potenzial des Rhätsandsteins im Großraum Celle ***464***
Fabian Käsbohrer, Matthias Franz, Oliver Höhn, Rüdiger Biedorf

Entwicklung eines Leitfadens zur Verwahrung von Salzkavernen in Deutschland

Nikolaus Weber, Dr. Dirk Zander-Schiebenhöfer, Fritz Crotogino, Heike Bernhardt
DEEP.KBB GmbH

Abstract

Die Verwahrung von Salzkavernen gewinnt innerhalb der Kavernenindustrie zunehmend an Bedeutung, da viele dieser Kavernen in den kommenden Jahrzehnten das Ende ihrer betrieblichen Lebensdauer erreichen. In Reaktion darauf wurden in den vergangenen Jahren zahlreiche Untersuchungen durchgeführt und veröffentlicht, um eine technische Prozedur für die langfristig sichere Verwahrung zu entwickeln. Auf dieser Grundlage wurden in Deutschland bereits mehrere Kavernen erfolgreich verwahrt.

Neuere Studien in diesem Forschungsgebiet widmeten sich einer vertieften Analyse des Salzverhaltens nach der Verwahrung, mit dem Ziel, materialwissenschaftliche sowie makro- und mikroskalige Untersuchungen stärker in bestehende Konzepte zu integrieren und dabei insbesondere Erkenntnisse zum Kriechverhalten und zur Permeabilität von Salz noch umfassender zu berücksichtigen.

Diese Veröffentlichungen lösten eine Diskussion darüber aus, ob diese Erkenntnisse in die bestehenden angewandten Verwahrungskonzepte integriert werden sollten. Vor diesem Hintergrund beauftragte ein Konsortium von Salzkavernenbetreibern, vertreten im BVEG, im Jahr 2021 die DEEP.KBB damit, die Analysen und Ergebnisse dieser Berichte unabhängig zu bewerten – mit dem Ziel, ihre Anwendbarkeit in Deutschland zu beurteilen und möglichen Handlungsbedarf zu identifizieren.

Aufbauend auf dieser Arbeit wurden aktualisierte Empfehlungen zu technischen Verfahren für die Verwahrung von solegefüllten Salzkavernen entwickelt, die derzeitig in einen Leitfaden zu planerischen, genehmigungsrechtlichen und betrieblichen Maßnahmen überführt werden. In diesem Leitfaden werden durchzuführende Maßnahmen vor der Verwahrung, Verschlussmaßnahmen, Risikoanalysen, Bewertungskriterien sowie langfristige Aspekte nach der Verwahrung betrachtet. Der Leitfaden soll damit eine praktische Anleitung zur Vorgehensweise der Verwahrung solegefüllter Salzkavernen in Deutschland auf der Grundlage des aktuellen Stands der Technik geben. Die wichtigsten Aspekte der Empfehlungen des Leitfadens werden in diesem Paper vorgestellt und durch Erkenntnisse aus Praxisbeispielen bereits verwahrter Kavernen ergänzt.

1. Einleitung

In den kommenden Jahren wird erwartet, dass einige Salzkavernen, die das Ende ihrer Betriebsdauer erreicht haben, verwahrt werden. Überlegungen zu geeigneten Verwahrungsmethoden begannen bereits in den 1990er-Jahren. Das *Cavern Sealing and Abandonment* Programm des *Solution Mining Research Institut*e (SMRI) seit den frühen 2000er-Jahren grundlegende Arbeiten zur Kavernenverwahrung durchgeführt. Seitdem haben sich die technischen Grundlagen der Kavernenverwahrung erheblich weiterentwickelt.

Der Fortschritt der letzten Jahre wurde insbesondere durch In-situ-Tests und Laboruntersuchungen zur Permeabilität von Salz und zum Kriechverhalten bei geringen Beanspruchungen erzielt. Dadurch konnte das Materialverhalten von Salz besser verstanden werden. Dies führte zu einer Weiterentwicklung physikalischer Modelle, die in verbesserte numerische Simulationsprogramme integriert und anhand von Labor- und In-situ-Beobachtungen validiert werden konnten. Darüber hinaus haben praktische Erfahrungen aus abgeschlossenen Verwahrungsprojekten wesentlich zum heutigen Wissensstand beigetragen.

Aufbauend auf diesen Entwicklungen, den umfassenden KEM-17-Studien, die 2019 von den niederländischen Behörden veröffentlicht wurden, sowie der erwarteten zunehmenden Zahl von Salzkavernen, die das Ende ihrer Betriebsdauer erreichen, beauftragte ein Konsortium deutscher Salzkavernenbetreiber einen zusammenfassenden Bericht zum Stand der Technik der Kavernenverwahrung, der 2024 abgeschlossen wurde.

Auf Grundlage dieses Berichts wird nun im Auftrag des BVEG, ein Leitfaden für die Verwahrung solegefüllter Salzkavernen erarbeitet. Dieser Leitfaden beschreibt, wie die Verwahrung gemäß aktuellem Stand der Technik geplant und umgesetzt werden soll. Es werden die erforderlichen Verfahren dargelegt, um langfristige Auswirkungen zuverlässig vorherzusagen und eine überprüfbare Bewertung des Verwahrungskonzepts zu ermöglichen.

Die physikalischen Prozesse, die bei der Verwahrung von Salzkavernen eine Rolle spielen, erfordern langfristige Planung und die Berücksichtigung technischer Vorgänge, die in früheren Betriebsphasen nicht relevant waren. Daher ist ein differenzierterer Ansatz notwendig. Dies liegt hauptsächlich am mittel- bis langfristigen Druckaufbau in einer verschlossenen Kaverne, der dazu führen kann, dass Sole in das umgebende Gebirge eindringen kann. Die Auswirkungen dieses Eindringens können sich erst viele Generationen nach der Entlassung der Kaverne aus der Bergaufsicht zeigen.

Es ist daher praktisch unmöglich, zeitnahe Qualitätskontrollen der Verwahrungsmaßnahmen durchzuführen, und Reparaturmaßnahmen sind praktisch ausgeschlossen. Aus diesem Grund ist eine fundierte, langfristige Prognose der Prozesse innerhalb und außerhalb der verschlossenen Kaverne unerlässlich, um Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren, ohne Maßnahmen aus Vorsicht überzudimensionieren und damit die Kosten unnötig zu erhöhen.

Um die Komplexität der langfristigen Prozesse während und nach dem Kavernenbetrieb zu erfassen, bieten die Leitlinien praktische Hinweise, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Sie betonen die wesentlichen Elemente und Schritte, die für eine sichere Verwahrung über große Zeiträume (im Bereich von Tausend Jahren und mehr) erforderlich sind, und unterstützen gleichzeitig eine optimale Vorbereitung für die Prognose der Auswirkung dieser Prozesse währen im Verwahrungszeitraum.

Ziel dieser Veröffentlichung ist es, die Themen vorzustellen und zu diskutieren, die derzeit bei der Erstellung dieser Leitlinien behandelt werden. Diese Themen sind u.a.:

- Neueste Entwicklungen in der Forschung und Entwicklung zur Kavernenverwahrung
- Überblick über relevante deutsche Gesetzgebung und den Stand der Technik
- Zusammenfassung anwendbarer Verschlussverfahren bzw. -optionen
- Überblick über die Phasen der Kavernenverwahrung: Entwicklung von Handlungsempfehlungen – von Planung und Bau über Betrieb, Umnutzung und Verwahrung bis zur Nachsorge
- Eine To-Do-Liste für die Kavernenverwahrung

2. Bisherige Forschung zur Kavernenverwahrung

2.1. Erste Studien innerhalb des SMRI

Der Druckaufbauversuch in der Kaverne Etzel K102 Anfang der 1990er Jahre stellt einen Meilenstein für die Planung und Durchführung der der Verwahrung solegefüllter Salzkavernen dar. Wurde anfänglich davon ausgegangen, dass sich in Abhängigkeit der Kavernenhöhe und Teufenlage ein stationärer Enddruck in einer verwahrten solegefüllten Salzkaverne einstellt, so zeigten die Beobachtungen, dass dieser Enddruck nicht erreicht werden konnten, da es zuvor zu Infiltration von Sole in das umgebende Salzgestein kam (siehe auch Abschnitt 2.2).

Alle weitern Forschungen befassten sich daher mit der Frage unter welchen Umständen das primär Dichte Salzgestein eine Permeabilität entwickeln kann und wie dies unter Verwahrungsrelevanten Bedingungen eintreten kann.

Ende der 1990er-Jahre startete die SMRI ein umfangreiches Forschungsprogramm namens *Cavern Sealing and Abandonment* (CS&A) mit dem Ziel, ein grundlegendes Konzept für die Verwahrung solegefüllter, verschlossener Salzkavernen zu entwickeln.

Die wichtigsten Arbeitspakete betrafen[1]:

- Laboruntersuchungen zum Eindringprozess von Sole in Salzgestein unter spannungsrelevanten Bedingungen der Verwahrung
- Simulation des langfristigen Druckaufbaus in einer verschlossenen Kaverne unter Berücksichtigung der thermisch, hydraulisch und mechanisch gekoppelten Prozesse im umgebenden Salzgestein
- Labortests zur Untersuchung der langfristigen Dichtheit des Bohrlochs im Bereich des Rohrschuhs des letzten zementierten Rohrtour (LzRT)
- Zusammenfassung theoretischer Untersuchungen zu einem Verwahrungskonzept (Ratigan, 2003)
- Entwicklung technischer Konzepte für Bohrlochverfüllung, Engineering-Design und Verwahrungsprozess (Crotogino & Kepplinger, 2006)
- Durchführung von In-situ-Tests in Caresse (Frankreich), Staßfurt (Deutschland) und Mt. Belvieu (USA) zur Validierung der Simulationsergebnisse
- Überprüfung aller abgeschlossenen F&E-Projekte (Duquesnoy, 2011)

Die Auswertung der Untersuchungen zeigte fünf verschiedene Mechanismen, die bei der Entwicklung eines Verwahrungskonzepts für eine solegefüllte Kaverne berücksichtigt werden müssen (siehe auch Tabelle 1 in Abschnitt 3.2.1):

- Kriechen des Salzgesteins
- Thermische Ausdehnung der Sole
- Soleinfiltration in das Gebirge
- Sekundäre Solekonzentrationseffekte
- Mögliche Leckage entlang des Bohrlochs

Eine grundlegende Voraussetzung für die Verwahrung einer Salzkaverne ist der Nachweis der langfristigen Integrität sowohl der Kaverne als auch des Bohrlochs. Dies erfordert die Umsetzung eines zuverlässigen Verschlusskonzeptes. Um jegliche Leckage im Bohrlochbereich zu verhindern, müssen mehrere unabhängige Barrieren installiert werden. Die Wirksamkeit dieser Barrieren muss zudem durch geeignete Integritätstests nachgewiesen werden, einschließlich einer Untersuchung der bestehenden LzRT und der Verschlusselemente im Bohrloch.

Die wichtigsten Erkenntnisse des SMRI-CS&A-Programms lassen sich wie folgt zusammenfassen, nach (Ratigan, 2003).

- Vor dem Verfüllen der Kavernen muss sichergestellt werden, dass eine ausreichende Temperaturangleichung zwischen Sole und Gebirge stattgefunden hat, um einen unzulässig

[1] Referenzen beschränken sich auf zusammenfassende Studien.

hohen thermisch induzierten Druckanstieg in der verschlossenen Kaverne und damit auch im umgebenden Gebirge zu vermeiden.
- Sobald die Temperaturdifferenz zwischen Sole und Gebirge ausreichend abgeklungen ist, können die meisten Salzkavernen verschlossen und stillgelegt werden, ohne dass anschließend makroskopische Risse (engl. *Makro-Fracks*) im Salz und potenziell erhebliche Soleverluste in das umgebende Gebirge zu befürchten sind.
- Eine kavernen- und standortbezogene Prüfung des Verwahrungskonzepts ist erforderlich.
- Die Permeabilität von Salz bei Sole-Drücken, die ungefähr den umgebenden Gebirgsspannungen entsprechen, zeigt eine starke Abhängigkeit von der Differenz zwischen der minimalen Spannung in der Gesteinsmatrix und dem Fluiddruck im Porenraum.
- Wenn der Soledruck den Gebirgsdruck erreicht, steigt die Permeabilität des Salzgesteins erheblich an.

2.2. Was ist in den letzten 20 Jahren passiert?

In der folgenden Zeit zielte die weitere Forschung darauf ab, die Bedingungen für den Beginn der Soleinfiltration in das Salzgestein und den anschließenden Ausbreitungsmechanismus besser zu verstehen und vorherzusagen. Der Fokus lag auf der räumlichen und zeitlichen Entwicklung der Infiltrationszone, um mögliche langfristige Auswirkungen auf die Hydrosphäre auszuschließen.

Diese Folgearbeiten wurden hauptsächlich am IfG Leipzig und der TU Clausthal in Deutschland sowie an der École Polytechnique und durch Brouard Consulting in Frankreich durchgeführt. Darüber hinaus veröffentlichte die niederländische Bergbaubehörde *Staatstoezicht op de Mijnen* (SodM) umfassende Studien (KEM-17) (Consortium Brouard Consulting, MAP, Smart Techtonics, 2020), die das Verhalten auf Mikro-, Kavernen- und Salzstockskala berücksichtigen.

Im Folgenden wird eine thematische Zusammenfassung der wichtigsten Entwicklungen in diesem Zusammenhang dargestellt.

Materialverhalten

Felsmechanik:

Das mechanische Verhalten von Steinsalz, insbesondere sein Kriechverhalten, hängt stark von den jeweiligen Spannungsbedingungen ab. Materialuntersuchungen konzentrierten sich bisher auf Bedingungen unter normalen Betriebsbedingungen. Es wurde festgestellt, dass eine Extrapolation des Kriechverhaltens bei betriebsrelevanten Beanspruchungen auf die während der Verwahrung erwarteten geringen Beanspruchungen nicht zulässig ist, da in diesem Bereich andere Mechanismen das Kriechen auf Kristallebene bestimmen (Minkley, Knauth, & Brückner, 2013) (Lux, 2021) (Lüdeling, Spiers, Urai, & Zapf, 2024).

Weitere Forschung konzentrierte sich daher zunächst auf empirische Laboruntersuchungen und die Auswertung natürlicher Analogien. Das Wissen wurde in den letzten Jahren durch material-wissenschaftliche Untersuchungen auf Kristallebene erheblich erweitert, bei denen auch Parameter wie Korngröße, Mineralzusammensetzung und Feuchtigkeitsgehalt berücksichtigt wurden (MaP, 2019).

Reservoir-Mechanik:

Aus bereits vorliegenden Arbeiten war bekannt, dass Salz bei hoher mechanischer Beanspruchung durch Dilatanz eine Permeabilität entwickelt. Unter langfristigen Verwahrungsbedingungen liegt jedoch eine geringe mechanische Beanspruchung vor. Es galt daher zu klären, wie sich unter diesen Bedingungen eine Permeabilität in dem ursprünglich dichten Salzgestein ausbilden kann.

In Permeabilitätsversuchen im Labor konnte der Übergang von einer sehr geringen Permeabilität (technische Dichtheit) zu Werten, die mehrere Größenordnungen höher liegen, nachgewiesen werden. Dadurch wurden Daten gewonnen, die eine spätere Modellierung ermöglichen. Dabei spielt der Unterschied zwischen der minimalen Hauptspannung im Gestein und dem aufgebrachten Flüssigkeitsdruck die entscheidende Rolle. Erreicht der Flüssigkeitsdruck die minimale Hauptspannung im Gestein, kommt es zu einer sprunghaften Entwicklung einer sekundären Permeabilität.

Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Ergebnisse von Laborversuchen an Salzkernen; links die Abhängigkeit der Permeabilität von der Differenz zwischen minimaler Hauptspannung im Gestein und dem Flüssigkeitsdruck, rechts die während der Soleinfiltration entstandenen Fließwege.

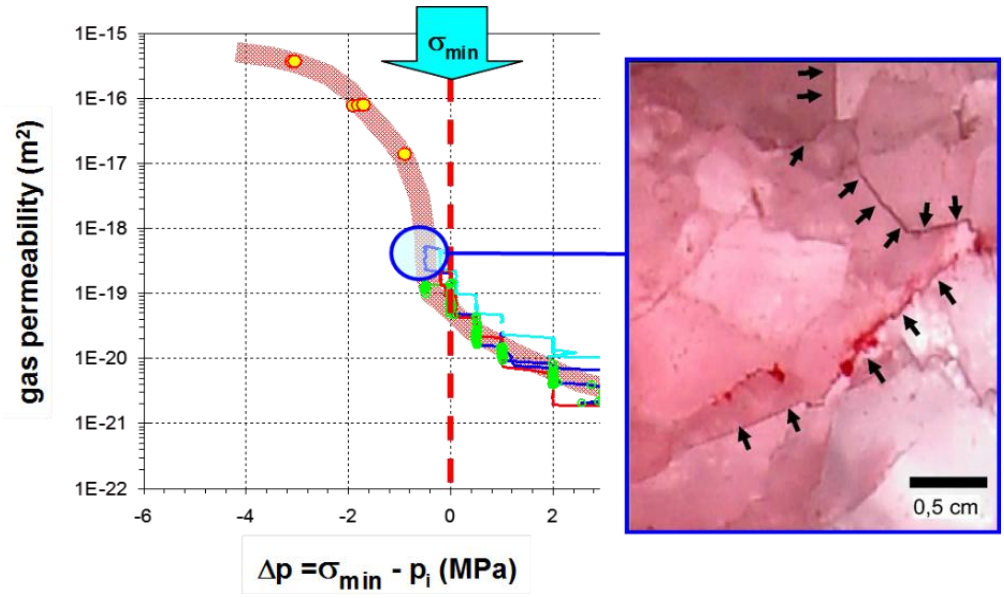


Abbildung 1: Öffnung der Korngrenzen und Vernetzung der Fließwege im Laborversuch nach Überschreitung der minimalen Hauptspannung (Popp, Brückner, & Wiedemann, 2007)

Während die Messungen zuvor eher empirischer Natur waren, wurden die Erkenntnisse zur Permeabilität von Steinsalz und zum Mechanismus der Ausbildung von Fließwegen entlang von Korngrenzen inzwischen durch materialwissenschaftliche Untersuchungen auf Kristallebene deutlich verbessert. Hier können Parameter wie Mineralzusammensetzung, Korngröße und Feuchtigkeit berücksichtigt werden (MaP, 2019).

Modellierung der Infiltrationsprozesse

In den ursprünglichen SMRI-Untersuchungen wurde das Salzgebirge stark vereinfacht als poröses Reservoir simuliert, in dem der Solenfluss anhand der jeweiligen Permeabilitäts- und Porositätswerte bestimmt wurde. Beobachtungen und Messungen zeigten jedoch, dass ungestörtes Salzgestein technisch undurchlässig ist und dass erst dann, wenn der Soledruck den Gebirgsdruck erreicht, Fließwege entlang der Korngrenzen entstehen, die eine – begrenzte – Soleinfiltration ermöglichen.

Die numerische Modellierung dieser Prozesse erforderte umfangreiche Forschungsarbeiten hauptsächlich in Deutschland, Frankreich und den Niederlanden.

Der Mechanismus, der den Flüssigkeitsfluss während der Infiltration steuert, basiert auf der Kopplung felsmechanischer, thermodynamischer und reservoirmechanischer Prozesse – und das unabhängig vom verwendeten Modellierungskonzept. Dies führte zur Neuentwicklung entsprechender numerischer Simulatoren auf der Grundlage von Spezialsoftware (Minkley, Knauth, & Brückner, 2013) (Lux, 2021).

In-Situ-Tests

Die Komplexität dieser numerischen Werkzeuge erfordert besonderen Aufwand für die Kalibrierung und Validierung der Berechnungsergebnisse. Die Situation wird dadurch erschwert, dass kaum In-situ-Daten verfügbar sind.

Der In-situ-Test an der verschlossenen Kaverne K102 in Etzel, Deutschland, Anfang der 1990er-Jahre war daher ein Glücksfall. Dort wurde Sole in die solegefüllte Kaverne gepumpt, bis der zulässige Betriebsdruck überschritten wurde. Trotz weiterer Soleinjektion, als die lithostatische Spannung erreicht war, konnte der Druck in der Kaverne nicht weiter erhöht werden (siehe Abbildung 2). Dies führte zu der neuen Erkenntnis, dass eine weitere Soleinjektion mit moderater Rate nicht zu einem hydraulischen Makro-Frac mit plötzlichem Soleverlust führt, sondern zu einer Soleinfiltration entlang neu entstandener Fließwege an den Kristallgrenzen.

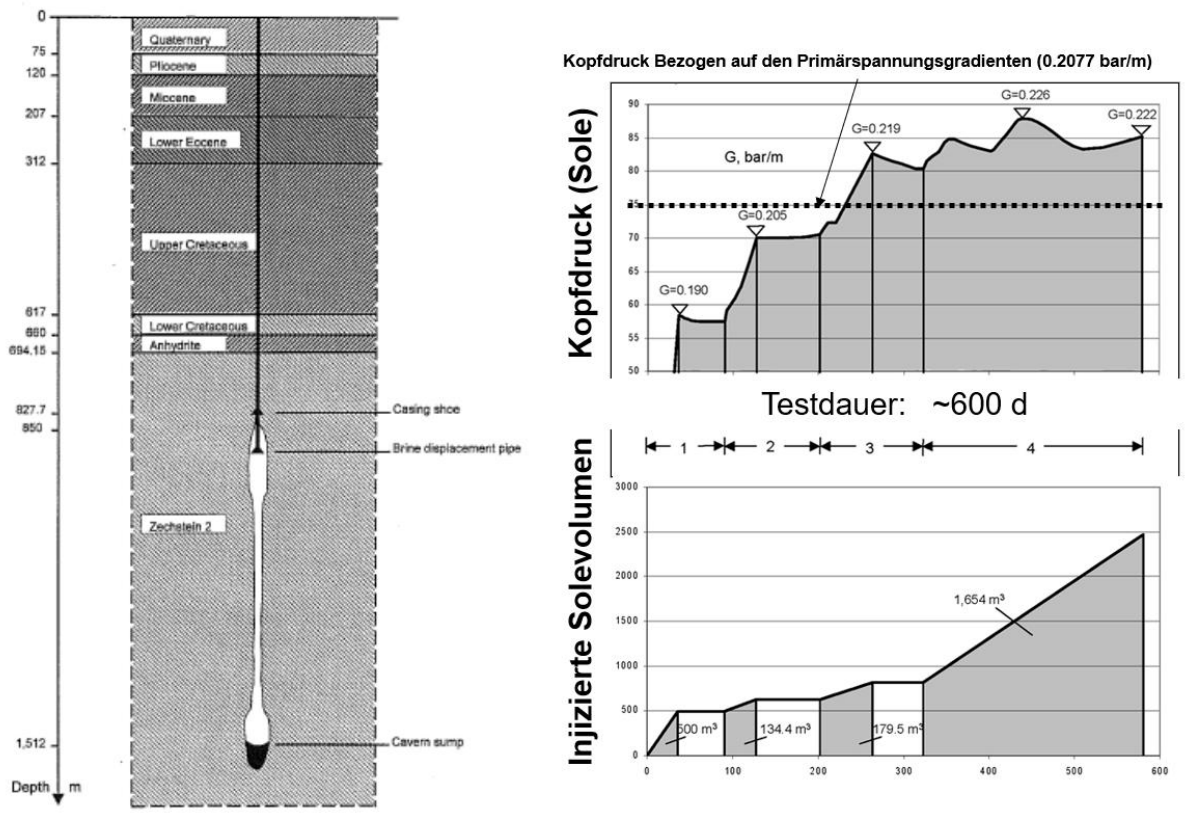


Abbildung 2: Ergebnisse des Druckaufbautests Etzel K102 – Lage der Kaverne, Druckbeobachtung und injiziertes Solevolumen (Hauck, Staudtmeister, & Zander-Schiebenhöfer, 2001)

Zusätzlich zu diesem In-situ-Test wurden viele Jahre später eine Reihe von Druckaufbautests an verschlossenen Bohrlöchern und Kavernen durchgeführt, die größtenteils vom SMRI finanziert wurden. Diese Tests waren jedoch nicht darauf ausgelegt, Drücke nahe oder oberhalb der lithostatischen Spannung zu erreichen. Bei Kavernen in geringen Tiefen wurde während des Druckaufbaus in der verschlossenen Kaverne ein unerwarteter Gleichgewichtsdruck unterhalb der lithostatischen Spannung beobachtet.

Ein weiterer bemerkenswerter In-situ-Test wurde an einer kleinen Testkaverne im Salzbergwerk der Kali und Salz AG in Bernburg, Deutschland, durchgeführt. Dort war es nicht nur möglich, den Druckaufbau und den Beginn der Infiltration zu messen, sondern die Kaverne später zu entleeren und Proben aus der Kavernenwand zu entnehmen (Brückner, Lindert, & Wiedermann, 2003).

2.3. Schutzziele und Betrachtungszeiträume

Bei der Entwicklung der Leitlinien für die Verwahrung solegefüllter Salzkavernen wurde deutlich, dass die Formulierung von Schutzzielen und Betrachtungszeiträumen bisher – obwohl sie entscheidend sind um fundierte Aussagen zur langfristigen Sicherheit des geplanten Verwahrungskonzepts treffen zu können – unzureichend berücksichtigt wurden.

Wesentliche Schutzziele sind z. B.:

- Die Anforderung, dass die infiltrierte Sole innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums dauerhaft im Salinar verbleibt, oder alternativ die Anforderung, dass austretende Sole nicht zu einer unzulässigen Beeinträchtigung der Hydrosphäre führt.
- Begrenzung von Bodenabsenkungen

Bewertungskriterien sind z. B. die Vermeidung des Verlusts der strukturellen Integrität im Falle eines hydraulischen Überdrucks oder die Begrenzung einer maximalen Druckanstiegsrate in der verschlossenen Kaverne zur Vermeidung eines Makro-Fracks im Salzgestein.

Der Betrachtungszeitraum definiert den Zeithorizont, über den der (numerische) Nachweis der Einhaltung der Bewertungskriterien gegeben sein muss – also den Zeitpunkt, bis zu dem der Nachweis der langfristigen Einhaltung der Schutzziele erbracht werden muss.

Der Aufwand für den Nachweis der Langzeitsicherheit hängt stark vom gewählten Betrachtungszeitraum ab. Der Nachweis, dass eine Soleinfiltrationsfront über 100 Jahre stabil bleibt, unterscheidet sich grundlegend von einem Nachweis über 10.000 Jahre. Eine Verlängerung des Betrachtungszeitraums erhöht zudem nicht zwangsläufig die Prognosegenauigkeit oder Sicherheit, da längere Zeiträume oft größere Unsicherheiten enthalten und daher möglicherweise nur eine scheinbare Verbesserung darstellen.

Numerische Methoden zur Modellierung von Prozessen in Kavernen und umgebenden Gebirgsformationen beruhen auf zahlreichen Annahmen. Dazu gehören Vereinfachungen bei der Bestimmung von Eingangsparametern, der Modellentwicklung – insbesondere in geologisch komplexen Situationen – sowie der Definition von Bewertungskriterien. Daher spielt die fachliche Beurteilung durch erfahrene Spezialisten in allen Phasen des geplanten Verwahrungsprozesses eine entscheidende Rolle.

Die Integration von jahrzehntelanger praktischer Erfahrung verbessert nicht nur die Zuverlässigkeit langfristiger Prognosen, sondern hilft auch, unnötig konservative Sicherheitsmargen zu vermeiden - und ebenso die dann damit verbundenen Kostensteigerungen. Zudem können übermäßig konservative Annahmen sogar den Nachweis der Einhaltung der Zielvorgaben insgesamt erschweren – ohne dass ein maßgeblicher Zugewinn an Sicherheit dadurch erreicht werden würde. Ein pragmatisches, aber vertretbares oberes Limit für den Betrachtungszeitraum – in einem Bereich von ca. 1.000 Jahren – wird derzeit als sinnvoll in Betracht gezogen.

3. Entwicklung von Leitlinien für die Verwahrung von Salzkavernen

3.1. Regulatorischer Rahmen und Stand der Technik

Regulatorischer Rahmen

Die rechtliche Grundlage für die Kavernenverwahrung in Deutschland ist im (Bundesberggesetz, 1980) (BBergG, 1980, aktualisiert 2025) definiert. Die Verwahrung muss dem Betriebsplanverfahren gemäß §51 BBergG folgen.

Wenn alle Kavernen eines Betriebs oder Teilfeldes stillgelegt werden sollen, ist ein Abschlussbetriebsplan nach §53 BBergG erforderlich. Für die Verwahrung einzelner Kavernen kann stattdessen ein Sonderbetriebsplan eingereicht werden.

Gemäß §53 BBergG muss ein Abschlussbetriebsplan Folgendes enthalten:

- Eine detaillierte Beschreibung der technischen Durchführung und Dauer der Verwahrung
- Nachweis, dass alle Sicherheits- und Umweltanforderungen (§55 BBergG) erfüllt sind
- Angaben zur Entfernung oder Umnutzung von Anlagen
- Eine umfassende Betriebschronik (z. B. Lagerstätteneigenschaften, geförderte Ressourcen, Betriebsgeschichte, Infrastruktur)

Aus den relevanten deutschen Gesetzen und Vorschriften lassen sich mehrere zentrale Anforderungen für die Verwahrung von Salzkavernen ableiten. Aus den vorgenannten Gesetzen und Verordnungen ergibt sich, dass

- Salzkavernen dauerhaft sicher zu verwahren sind,
- Bergschäden und andere nachteilige Einwirkungen durch stillgelegte unterirdische Anlagen möglichst vermieden oder vermindert werden müssen,
- ein Abschlussbetriebsplan (bzw. Sonderbetriebsplan bei der Verwahrung einzelner Kavernen vor Aufgabe des gesamten Betriebs) zu beantragen ist und die Verwahrung nach seiner Zulassung gemäß diesem Plan durchzuführen ist,
- am Ende der Maßnahme die Entlassung aus der Bergaufsicht steht und die Zuständigkeit der Bergbaubehörde endet (§ 69 Abs. 2), jedoch nicht die bergrechtliche Verantwortung des Bergbauunternehmens.

Grundsätzlich schreibt das BBergG keine detaillierten technischen Verfahren für die Verwahrung von Kavernen vor, wodurch Interpretationsspielräume hinsichtlich Art und Struktur der erforderlichen Betriebspläne bestehen. Daher wenden die Bundesländer unterschiedliche Ansätze an, jedoch innerhalb eines definierten regulatorischen Rahmens und im Einklang mit dem Stand der Technik.

Stand der Technik

Für die Planung und Durchführung der Verwahrung solegefüllter Salzkavernen definiert das deutsche Bergrecht lediglich den übergeordneten Rahmen. Antragsteller müssen daher den Stand der Technik berücksichtigen und dessen Einhaltung nachweisen. Dies umfasst die Anwendung aller relevanten technischen Normen, etablierter ingenieurtechnischer Verfahren und Erfahrungen aus abgeschlossenen Verwahrungsprojekten.

Zwei international anerkannte technische Standards, die allgemeine technische Anforderungen für die sichere Verwahrung von Salzkavernen und Bohrungen definieren, sind besonders relevant:

- DIN 1918 (3) – *Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in Salzkavernen* (DIN, 2016)

  Die endgültige Schließung und Stilllegung der Speicheranlage inklusive Rekultivierung erfolgt pro Standort und Kaverne unter Berücksichtigung der Langzeitintegrität. Untersuchungen/ Messungen müssen die Sicherheit nach Stilllegung nachweisen. Basierend auf der Beurteilung von Bohrung/Kaverne wird ein spezieller Stilllegungsplan erstellt. Bohrungen werden verfüllt in Hinblick auf den Erhalt der Stabilität der Salzformation und ihrer Abdichtung zur Oberfläche. Eine Langzeitsimulation des Salzkriechens und der Drücke am Rohrschuh ist durchzuführen.

  Die Stilllegung einer Kaverne umfasst Gasentnahme, Flutung, Beobachtung, Verfüllung/ Stilllegung der Bohrung(en), Demontage von Übertageanlagen, Überwachung auf der Basis der

Zulassung des Gesamtplans durch die Genehmigungsbehörden mit begleitender Dokumentation aller Arbeiten.

- DIN EN ISO 16530-1 – *Bohrungsintegrität, Teil 1: Lebenszykluslenkung* (DIN, 2017).

  Grundsätzlich ist hinsichtlich der Verwahrung der gesamte Lebenszyklus einer Kaverne zu berücksichtigen. Dabei gilt sowohl eine vorausschauende Sicht, d.h. die Verwahrung sollte sowohl beginnend mit der Design- und Planungsphase einer Kaverne und der darauffolgenden Lebensphasen berücksichtigt werden als auch im Rückblick unter Hinzunahme der Beobachtungen der einzelnen Phasen im Sinne von Verbesserungen („Lessons Learned“).

  Die Norm behandelt auch die Bohrlochverfüllung, deckt jedoch nicht speziell die Verwahrung von Salzkavernen ab. Die dort definierten Prinzipien und Überlegungen zur Bohrlochverfüllung sind jedoch analog auf Kavernenbohrungen anwendbar.

Der Stand der Technik für Verwahrungsprinzipien wird außerdem durch die zuvor aufgezeigten Forschungsergebnisse des SMRI, verschiedener universitärer Institute, privater Unternehmen sowie durch In-situ-Experimente definiert (siehe Abschnitt 2.2).

Da der aktuelle Stand der Technik für die Kavernenverwahrung somit aus einer Vielzahl technischer Normen, einzelner Forschungsstudien, technischer Berichte und praktischer Erfahrungen abgeleitet wird, wird deutlich, dass Betreiber, die künftig Kavernen stilllegen wollen, eine konsolidierte Leitlinie benötigen, um dieses Wissen in klare, praxisorientierte Verfahren zu überführen.

3.2. Grundlagen der Verwahrung solegefüllter Kavernen

3.2.1. Druck- und Temperaturwechselwirkungen

Der erste operative Schritt der Kavernenverwahrung ist typischerweise die Flutung der Kaverne. Das Fluten von Salzkavernen mit Frischwasser oder Sole ist ein seit Langem etabliertes Verfahren, dessen Ziel es ist, die langfristige mechanische Stabilisierung der Kavernen durch den hydrostatischen Druck der Flüssigkeitssäule sicherzustellen. Für mit Sole oder Wasser gefüllte Kavernen, die anschließend endgültig verwahrt werden sollen, müssen jedoch spezifische Aspekte der langfristigen Druckentwicklung berücksichtigt werden:

- Nachweis, dass die interne Druckentwicklung in der Kaverne die langfristige Stabilität des umgebenden Gebirges nicht gefährdet, und
- Sicherstellung des langfristigen Einschlusses der Sole innerhalb der Salzformation.

Die eingebrachte Sole oder das Frischwasser ist üblicherweise kälter als das umgebende Gebirge und erwärmt sich daher aufgrund der höheren Gebirgstemperatur. Diese thermische Wechselwirkung könnte potenziell zu makroskopischen Rissen im Salz führen, wenn die anfängliche Druckanstiegsrate zu hoch ist. Deshalb muss der Verwahrungsplan ausreichend Zeit für die Temperaturangleichung nach der Flutung vorsehen. Unter diesen Bedingungen bleibt der anschließende Druckaufbau vorhersehbar und überschreitet nicht die mechanischen Grenzen der Salzformation.

Es kann allgemein angenommen werden, dass bei geeigneter Planung und Prognose die Bildung eines größeren Risses in einer verschlossenen, solegefüllten Salzkaverne unwahrscheinlich ist, da der langfristige Druckanstieg (bedingt durch Konvergenz und Temperaturanstieg der Sole) relativ langsam erfolgt. Standortabhängige Randbedingungen müssen jedoch stets berücksichtigt werden, um eine bessere Vorhersage zu ermöglichen.

Die folgenden konzeptionellen Prinzipien für Druck und Temperatur in der Kaverne ergeben sich, wenn das Salzkriechen des umgebenden Gebirges und die thermische Entwicklung der Sole und eine mögliche Soleinfiltration berücksichtigt werden (siehe Abbildung 3):

- Zum Zeitpunkt des Bohrlochverschlusses entspricht der interne Kavernendruck dem hydrostatischen Druck der Solesäule bis zur Oberfläche, da der erste Plug unter Soledruck gesetzt wird (Skizze 1).
- Da der interne Flüssigkeitsdruck geringer ist als die lithostatische Spannung, führt das Salzkriechen zu einer Konvergenz der Kaverne, wodurch sich das Kavernenvolumen verringert.
- Da die Kaverne verschlossen ist, führt diese Konvergenz und die Erwärmung der Sole zu einem fortschreitenden Druckanstieg (Skizze 2).
- Mit der Zeit nähert sich der interne Druck der lithostatischen Spannung an.
- Vorübergehend kann der Soledruck im oberen Kavernenbereich sogar den Gebirgsdruck überschreiten[2].
- Im unteren Kavernenbereich bleibt der Flüssigkeitsdruck unter der lithostatischen Spannung, sodass die Konvergenz lokal weiter anhält und zum weiteren Druckanstieg beiträgt (Skizze 3).
- Schließlich wird ein langfristiges Gleichgewicht erreicht, bei dem der durch Konvergenz verursachte Druckanstieg durch den druckreduzierenden Effekt der Soleinfiltration in das umgebende Gebirge ausgeglichen wird (Skizze 4).

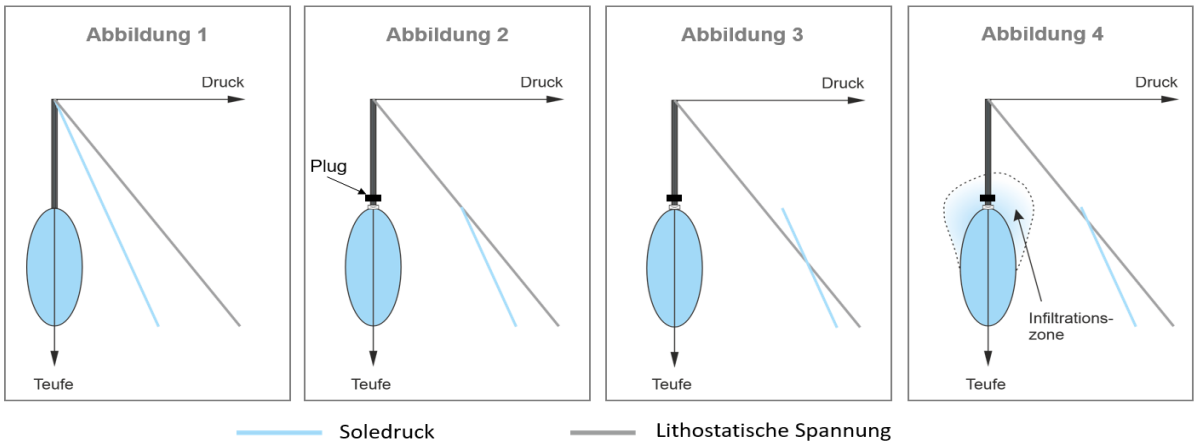


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Druckaufbaus in einer verschlossenen und mit Sole oder Frischwasser verfüllten Kaverne

Eine langfristige Bewertung der Kavernenverwahrung erfordert daher die Berücksichtigung der kombinierten Effekte aller relevanten Prozesse. Basierend auf der Forschung des SMRI-CS&A-Projekts müssen die von (Ratigan, 2003) identifizierten Prozesse (siehe Tabelle 4-1) berücksichtigt werden. Ihr Einfluss auf den Kavernendruck – entweder druckerhöhend (↑) oder drucksenkend (↓) – ist entsprechend gekennzeichnet.

Für die Bewertung der langfristigen Integrität des Gesamtsystems (Kaverne, umgebendes Gebirge, Bohrloch) müssen diese Prozesse analysiert werden hinsichtlich ihrer Abhängigkeit von:

- Temperaturbedingungen in Kaverne und Salzgestein,
- Kavernendruck,
- Kavernengeometrie und -Volumen,
- In-situ-Spannungszustand,
- Gebirgsdichtheit und Soleinfiltrationsverhalten, und
- Zeitabhängigen Wechselwirkungen dieser Prozesse

[2]z. B., wenn die Kaverne mit einer deutlich kälteren Sole geflutet wird als das umgebende Gebirge und dies zu einer schnelleren thermischen Angleichung zu einem raschen Druckanstieg führt, oder wenn eine vgl. hohe Kaverne von stark kriechfähigem Salz umgeben ist

Tabelle 1: Relevante Prozesse einer solegefüllten und verschlossenen Kaverne, nach (Ratigan, 2003)

Prozess	Einfluss auf den Kavernendruck	Verlauf / Dauer
Kriechen des umgebenden Salzgebirges	↑	Permanent wirkender Prozess mit abnehmender Tendenz
Erwärmung der Sole (durch das Gebirge)	↑	Relevant in den ersten Jahren bis Jahrzehnten nach der Flutung (→ evtl. Wartezeit bis zum Verschluss der Kaverne)
Nachsolung des Gebirges/ Nachsättigung der Sole	↓	Endet nach kurzer Zeit (Monate)
Infiltration	↓	Beginnt, wenn sich der Innendruck dem Gebirgsdruck angenähert hat; danach fortlaufender Prozess mit sehr geringen Infiltrationsraten
Leckage	↓	Nachweis der Dichtheit ist Voraussetzung für den Verschluss: keine Leckage über Zementation der LzRT und den installierten Plug

Das Konzept zur Verwahrung einer solegefüllten Kaverne muss die langfristige Infiltration von Sole in das umgebende Gebirge berücksichtigen. Dies erfordert ein komplexes, gekoppeltes Modell, das geomechanische, thermodynamische und hydraulische Prozesse integriert. Die Implementierung eines solchen Modells in einem Simulationstool – und seine Validierung durch In-situ-Beobachtungen und Laborversuche – ermöglicht zuverlässige Prognosen der langfristigen Auswirkungen der Stilllegung. Dazu gehören der Nachweis der langfristigen Stabilität des umgebenden Gebirges sowie eines dauerhaften Soleeinschlusses innerhalb des Salzgesteins, die Vermeidung von Makro-Frack-Bildung infolge übermäßigen und schnellen Druckanstiegs sowie die Bewertung potenzieller Bodensenkungen.

Das prognostizierte Langzeitverhalten hat zudem einen erheblichen Einfluss auf den Aufwand und die Kosten der Verwahrung. Zu konservative Wartezeiten für die Temperaturangleichung nach dem Fluten der Kaverne verlängern die Betriebsdauer und erhöhen die damit verbundenen Kosten, während unzureichende Wartezeiten das Risiko eines zu schnellen Druckaufbaus und die Bildung potenzieller Makro-Fracks steigern.

Aufbauend auf grundlegenden SMRI-Studien (z. B. dem CS&A-Projekt) wurden bereits bedeutende Fortschritte in der materialwissenschaftlichen Untersuchung des Salzverhaltens (siehe Abschnitt 2.2) erzielt. Diese Entwicklungen haben die Langzeitsimulationen zur Kavernenverwahrung sowie die Genauigkeit, mit der die Wechselwirkungen zwischen der Kaverne und der umgebenden Salzformation und deren langfristiges Verhalten vorhergesagt werden können, erheblich verbessert.

3.3. Verschluss-Optionen einer Salzkaverne

Neben der Durchführung der Langzeitsicherheitsprognose für die Kaverne und das umgebende Gebirge ist für das System Bohrung / Kaverne ein technisches Verschlusskonzept zu konzipieren, das eine langzeitige Dichtheit dieser Verschlusskonstruktion gewährleistet.

Wesentliche Anforderungen an die Verschlusskonstruktion sind

- die Installation eines Zwei-Barrieren-Systems
- die Langzeitdichtheit
- die Wartungsfreiheit

Die Anforderung an die Wartungsfreiheit wird auch deshalb gestellt, da nur bei einem wartungsfreien Konzept eine Befreiung des Kavernenbetreibers aus der Bergaufsicht möglich ist.

Die Planung und Durchführung des Bohrungs-/Kavernenverschlusses hat unter Beachtung der Richtlinien des zuständigen Bergamtes zu erfolgen, beispielsweise der Richtlinie über die Verfüllung von auflässigen Bohrlöchern (LBEG, 1998). Als allgemeingültige Grundlage können der Leitfaden

Bohrungsintegrität (BVEG, 2021) und die darin genannten Normen herangezogen werden. Übergeordnet ist die DIN ISO 16530 zu beachten.

Hinsichtlich der Wahl des ersten Verschlusses kann nach (Crotogino & Kepplinger, 2006) eine Kavernenbohrung auf drei unterschiedliche Arten dauerhaft verschlossen werden (siehe Abbildung 4):

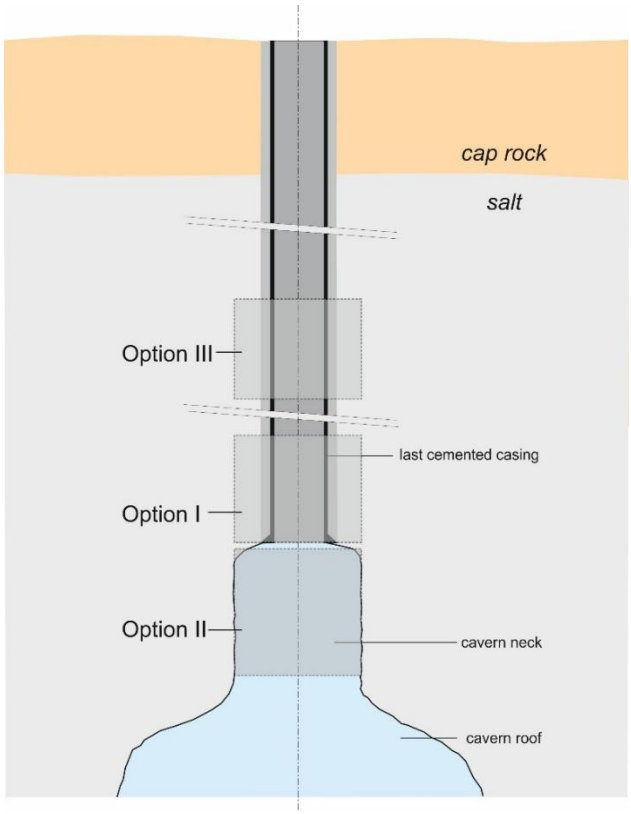


Abbildung 4: Optionen eines technischen Verschlusses der Bohrung (erster Verschluss) (Crotogino, et al., 2006)

I. Verschluss im inneren der LzRT

Das Setzen eines Zementverschlusses innerhalb der Verrohrung der LzRT stellt die technisch einfachste und kostengünstigste Option dar. Diese Vorgehensweise setzt jedoch die langfristige Integrität des Verbundsystems aus Salzgebirge, Verrohrungszementation und der letzten zementierten Verrohrung voraus. Eine grundlegende Voraussetzung für die Anwendung von Option I ist daher ein aktueller und erfolgreicher Dichtheitstest.

II. Verschluss im offenen Bohrlochabschnitt

Auf den ersten Blick erscheint dies als die sinnvollste Lösung, da ein direkter Kontakt zwischen Verschluss und Salzformation ermöglicht wird. Die Machbarkeit hängt jedoch davon ab, ob die verfügbare Länge, der Durchmesser und die Geometrie des Kavernenhalses unterhalb des Rohrschuhs der LzRT für das Setzen eines Verschlusses geeignet ist.

III. Verschluss in einem durch die LCC in die Salzformation gefrästen Fenster

Wenn Option I und II nicht umsetzbar ist, kann im unteren Abschnitt der LzRT ein Fenster bis in das Salzgebirge gefräst werden. Nach dem Setzen eines Verschlusses kann darüber eine Zementsäule eingelassen werden, die – innerhalb des gefrästen Fensters – eine optimale Bindung zum Salzgebirge erreicht und somit langfristige Dichtheit gewährleistet. Diese Option stellt einen neu etablierten direkten Kontakt zwischen Salzformation und Verschlusselement her.

3.4. Übergeordnete Schutzziele für die langfristige Verwahrung von Salzkavernen

Auf der Grundlage der Ergebnisse der Prognose des Verwahrungskonzeptes muss die Einhaltung der Schutzziele nachgewiesen werden.

Als oberstes Schutzziel ist der Schutz der Umwelt zu beachten. Dieses Schutzziel gilt als erreicht, wenn die Langzeitintegrität des Gesamtsystems, bestehend aus der verwahrten Kaverne und dem umgebenden Gebirge, innerhalb des zuvor festgelegten Betrachtungszeitraum nachgewiesen werden kann. Der sogenannte Betrachtungszeitraum legt den Zeitraum fest, für den die Ergebnisse der Prognose bewertet werden sollen, um zu überprüfen, ob die zuvor vereinbarten Zielvereinbarungen eingehalten werden können.

Langzeitintegrität bedeutet:

- Nachweis der Langzeitstabilität des die Kaverne umgebenden Gebirgsraums
- Nachweis der Langzeitdichtheit des umgebenden Gebirgsraums bestehend aus
  - dem Nachweis, dass es nicht zum Makro-Frack kommt
  - dem Nachweis des vollständigen Verbleibs der Sole im Salzgestein oder alternativ
  - dem Nachweis, dass langfristig aus dem Salzgebirge austretende Sole nicht zu einer unzulässigen Kontamination zur Grundwassergewinnung dienender Schichten führt
- ggf. Nachweis, dass zuvor definierte Grenzwerte für die Bodensenkungen eingehalten werden

Zur Einhaltung dieser Anforderungen müssen im Vorfeld zusätzliche zeitabhängige sowie standortspezifische Kriterien definiert werden. Diese Kriterien sind in das Gesamtkonzept der Verwahrung einzubetten, und die daraus resultierenden Erkenntnisse sollten in die geotechnischen Untersuchungen einfließen.

Betrachtungszeitraum

Der Betrachtungszeitraum muss mit den zu erreichenden Schutzzielen abgestimmt werden. Die unten aufgeführten Werte dienen als allgemeine Orientierungshilfe und können je nach projektspezifischen Randbedingungen variieren:

- Für das Monitoring der Bodensenkungen nach dem Verschluss wird ein Zeitraum von etwa 10 Jahren für angemessen gehalten.
- Für die Bewertung der prognostizierten Bodensenkungen wird ein Zeitraum von 100 Jahren nach Verschluss der Bohrung(en) für angemessen gehalten.
- Für den Zeitraum, für den der Nachweis der Langzeitsicherheit nachzuweisen ist (Betrachtungszeitraum), wird ein Zeitraum von 1.000 Jahren für angemessen gehalten.

Dauerhafter Einschluss der Sole im Salzgebirge oder Infiltration in das Deck- und Nebengebirge

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die infiltrierende Sole nach der Kavernenabdichtung innerhalb der Salzformation verbleibt – und zwar während des definierten Betrachtungszeitraums. In bestimmten Fällen kann jedoch ein langfristiger Einschluss nicht vollständig erreicht werden. Gründe hierfür können geologische Besonderheiten sein, wie z. B.:

- außergewöhnlich große Kavernenhöhe
- Nähe zum Rand der Salzstruktur
- geringe Salzüberdeckung
- interne strukturelle Gebirgselemente, die bevorzugte Fließpfade darstellen

In solchen Fällen muss durch zusätzliche Untersuchungen nachgewiesen werden:

- wie sich die infiltrierende Sole räumlich und zeitlich verteilt,
- welche Infiltrationsraten auftreten, und
- ob daraus unzulässige Auswirkungen auf betroffene geologische Schichten oder auf für die Grundwasserneubildung relevante Aquifere entstehen können.

Detailtiefe der geotechnischen Untersuchungen

Die Detailtiefe der geotechnischen Untersuchungen zur Verwahrung hängt von den lokationsspezifischen Randbedingungen und den Schutzzielen sowie den Zielvereinbarungen ab.

Bodensenkungen

Das Monitoring nach dem Verschluss einer Salzkaverne beschränkt sich üblicherweise auf die Bodensenkungen, da die Kaverne für In-situ-Messungen von Druck und Temperatur und insbesondere Konvergenz nicht mehr zugänglich ist.

Da der Druck in der verschlossenen Kaverne zunimmt, wird die Konvergenz des Hohlraums mit der Zeit immer geringer werden. Das gleiche gilt daher auch für die aus der Hohlraumkonvergenz resultierenden Bodensenkungen. Die langjährige Erfahrung zeigt, dass die Senkungsmulde oberhalb eines Kavernenfeldes zumeist so flach verläuft, dass die Grenzwerte hinsichtlich der Schiefstellungen, Zerrungen und Pressungen nicht erreicht werden.

4. Entwicklung eines Leitfadens – Die Phasen der Kavernenverwahrung

Der derzeit in Entwicklung befindliche Leitfaden beschreibt das praktische Vorgehen für die Planung und Umsetzung der Verwahrung von solegefüllten Salzkavernen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik. Es werden die Maßnahmen skizziert, die ergriffen werden sollten, um die langfristige Sicherheit der Verwahrung von solegefüllten Salzkavernen zuverlässig prognostizieren zu können. Dadurch ermöglichen sie eine transparente und belastbare Bewertung des Verwahrungskonzepts im Hinblick auf die definierten Schutzziele.

Die Planung und Durchführung der Verwahrung von Salzkavernen umfasst nicht nur die eigentliche Durchführung der Verwahrmaßnahmen, sondern betrachtet den gesamten Lebenszyklus der Kaverne.

Abbildung 5 zeigt eine Übersicht über die einzelnen Lebenszyklusphasen – von der ersten Planung bis zur endgültigen Verwahrung unter Solefüllung. Neben der Abschätzung der jeweiligen Phasendauer fasst die Abbildung die wichtigsten Tätigkeiten, deren Auswirkungen sowie die erforderlichen Messungen und prognostischen Bewertungen zusammen, die zur Planung und Durchführung eines Verwahrungskonzeptes notwendig sind. Insgesamt verdeutlichen diese Phasen, wie sich die relevanten Zeithorizonte über den gesamten Betriebs- und Nachbetriebszeitraum hinweg gegenseitig beeinflussen und aufeinander aufbauen.

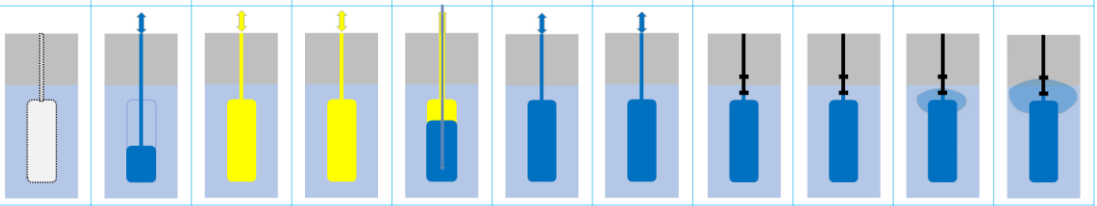
Phase	Planung	Solung	Speicherbetrieb	Planung der Verwahrung	Produktentnahme & Solebefüllung	Umrüstung, Tests und kurze Beobachtungszeit	Wartezeit für Ausgleich der Temperatur & Beobachtungszeit (optional)	Verschluss der Bohrung	Druckaufbau in Kaverne bis Beginn Soleinfiltration	Soleinfiltration innerhalb des Salzgebirges	Sonderfall: Sole verlässt das Salinar
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
											
Betrachtungs-zeitraum Arbeitshypothese	~6 bis 9 Monate	~ 3 Jahre	x * 10 Jahre	ca. 0,5 Jahre	ca. 1,5 Jahre	ca. 2 Jahre	x * 10 Jahre	ca. 1 Jahr	x * 10 Jahre	1.000 Jahre	1.000 Jahre
Zeit nach Betriebsende Arbeitshypothese	-	-	Betriebsende	0,5 Jahre	2 Jahre	4 Jahre	4 + x * 10 Jahre	5 Jahre + evtl. verlängerte Wartezeit	ca. 50 Jahre + evtl. verlängerte Wartezeit	1.000 Jahre	1.000 Jahre
Aktivität / Auswirkung nach Verschluss	Vorüberlegungen zur Verwahrung Design von Schweben und Pfeilern sowie der Kavernenhöhe	Vermeidung von Hintersolungen	Speicherbetrieb	(Speicherbetrieb) Geotechnisches Gutachten Diverse Planungen Genehmigung einholen	Produktverdrängung mit Sole	Ausbau der Komplettierung; Dichtheitstest an LZRT Bohrlochmessungen Instrumentierung Kaverne	Betrieb bei pmax (periodische Druckentlastung); Messungen auswerten Simulationsmodell erstellen und kalibrieren	Workover für Verschluss-Installation Installation Verschluss und Test	Monitoring: Bodensenkung	Druckaufbau kommt zum Stillstand; Soleinfiltration in Salinar geringe Konvergenz	Infiltrationszone erreicht das Deckgebirge; Sole tritt aus; zunehmende Konvergenz
Druck	-	< pmax	< pmax	< pmax	<= pmax	<= pmax	~ pmax	<= pmax	p-Sole erreicht etwa Gebirgsdruck	Gleichgewichtsdruck bei etwa Gebirgsdruck	Gleichgewichtsdruck bei etwa Gebirgsdruck
Konvergenz Arbeitshypothese	-	< 1%/a	0,5 bis 3%/a	0,5 bis 1%/a	0,5%/a	0,2%/a	0,15%/a	0,2%/a	< 0,02%/a	< 0,02%/a	<0,2%/a
Soleinfiltration	0	0	0	0	0	0	0	0	0	>0	>0
Untersuchungen (mit abgestimmten Soll-Ist-Vergleich)	Feld- und Senkungsbeobachtungen → (bis 10 Jahre nach Verschluss)										
	Senkungsprognose → (bis 100 Jahre nach Verschluss)										
	Geotechnisches Gutachten → (bis 1.000 Jahre nach Verschluss)										

Abbildung 5: Phasen der Verwahrung solegefüllter Salzkavernen

Die folgenden Abschnitte geben einen detaillierteren Überblick über die einzelnen Lebensphasen einer Salzkaverne inklusive der Verwahrung und benennen Aspekte, die hinsichtlich einer Verwahrung von Bedeutung sind. Diese Phasen lassen sich in vier Kategorien einteilen, die für die Planung und Durchführung der Verwahrung relevant sind. Jede Kategorie beschreibt spezifische Voraussetzungen, Beobachtungen, Planungsschritte und prognostische Bewertungen, die in die Verfahrungsplanung und Durchführung eingehen können.

I. Vorplanung und Auslegung

Bei Neuplanungen ist die Verwahrung bereits in dieser Phase zu berücksichtigen.

Phase 1: Planung von Bohrungs- und Kavernenauslegung

Nach aktuellem Wissensstand ist davon auszugehen, dass während der späteren Verwahrungsphase Sole aus der Kaverne in die umgebende Salzformation infiltrieren wird. Für bestehende Kavernen ist eine Bewertung basierend auf ihrem aktuellen Zustand durchzuführen.

Eine vorteilhafte Auslegung der Salzschwebe zum Deckgebirge und des Salzpfeilers zu Nachbarkavernen oder zum Rand der Salzstruktur kann sicherstellen, dass die Sole innerhalb des Betrachtungszeitraums vollständig in der Salzformation eingeschlossen bleibt. Sowohl für bestehende als auch für neu geplante Kavernen muss der entsprechende Nachweis im geotechnischen Gutachten erbracht werden.

II. Bau und Betrieb

Aus den Beobachtungen, während der Solung und des Kavernenbetriebs, können Erkenntnisse über das In-situ-Verhalten des umgebenden Gebirges (z.B. In-situ-Kriechverhalten des Salzes) gesammelt werden

Phase 2: Solbetrieb

Ziel der Solung einer Salzkaverne ist, die vorgegebenen gebirgsmechanischen Grenzen einzuhalten und eine Kavernenform möglichst ohne Hintersolungen herzustellen. Hintersolungen ermöglichen den ungewollten Einschluss von Speichergut oder Blanketmedium (z.B. Gas, Öl) bei der Befüllung der Kaverne mit Sole vor dem Verschluss der Bohrung.

Eine Solplanung unter Berücksichtigung der geologischen Gegebenheiten und der gebirgsmechanisch empfohlenen Kavernenform verringert das Risiko der Bildung von Hintersolungen. Durch prozessbegleitende Erfassung und Auswertung der Soldaten sowie Hohlraumvermessungen während der Solphase kann das Risiko der Bildung von Hintersolungen verringert werden.

Phase 3: Speicher- bzw. Solegewinnungs-Betrieb

Schon während der Betriebsphase sind wichtige Daten (z.B. Hohlraumvermessungen, Betriebsdruckaufzeichnungen, etc.) zu dokumentieren, die für die nachfolgende Planung und spätere Durchführung der Verwahrung relevant sein können.

Diese Daten dienen hauptsächlich als Eingabedaten für ein belastbares Prognosemodell für die Vorgänge in der Kaverne und in dem umgebenden Gebirge bereits vor und vor allem nach dem dauerhaften Verschluss der Bohrung. Wesentliche Informationen für das Prognosemodell sind u.a.:

- Geologisches Profil & Strukturmodell
- Teufenlage der Kaverne im geologischen Profil
- Kavernen- und Halsgeometrie durch Sonarmessungen, inkl. Identifikation von Hintersolungen
- Auslegungsdrücke und Zustand des Bohrlochs (Zementanbindung, Korrosion, Kalibermessungen etc.)
- Geomechanische Bewertung des umgebenden Gebirges (Laborversuche, Planungsunterlagen)
- In-situ-Tests, insbesondere Kompressibilitätstests im solegefüllten Zustand der Kaverne
- Druck- und Temperaturentwicklung in der Kaverne

III. Planung und Durchführung der Verwahrung

Diese Gruppierung umfasst alle Planungsaufgaben für die Verwahrung und ihre Durchführung. In Abschnitt 5 werden praktische Empfehlungen für die Umsetzung der Planungs- und operativen Aufgaben gegeben.

Phase 4: Planung der Verwahrung inkl. geotechnischem Gutachten

Vor Beginn der Arbeiten zur Verwahrung müssen zwei wesentliche Aktivitäten durchgeführt werden:

- Erstellung eines geotechnischen Gutachtens, das eine Prognose der zeitlichen Entwicklung der Prozesse in Kaverne und umgebenden Gebirge mit anschließender Bewertung der geplanten Maßnahmen beinhaltet
- Planung der in den jeweiligen Phasen als notwendig erachteten Aktivitäten

Das geotechnische Gutachten dient dazu, das Verwahrungskonzept im Hinblick auf die vordefinierten Schutzziele (z. B. Sicherheitsanforderungen, Betrachtungszeitraum) zu bewerten. Dazu gehören:

- Definition übergeordneter Schutzziele
- Ableitung langfristiger Sicherheitskriterien
- Nachweis der dauerhaften Stabilität des Gebirges
- Nachweis des langfristigen Soleeinschlusses bzw. Verbleibs der Sole
- Prognose der Bodensenkung

Das Gutachten muss ebenfalls prüfen, ob eine längere Wartezeit zur Temperaturangleichung erforderlich ist, und Empfehlungen zu zusätzlichem Monitoring, In-situ-Tests oder Bohrlochmessungen enthalten.

Wenn eine Infiltration von Sole in das Salzgebirge innerhalb des Betrachtungszeitraums zu erwarten ist, ist eine erweiterte Analyse ihrer Auswirkungen auf angrenzende geologische Schichten und den hydrogeologischen Raum erforderlich – gestützt durch validierte (numerische) Modelle.

Darauf aufbauend können die Genehmigungsunterlagen (Abschlussbetriebsplan) erstellt und eingereicht werden. Erst nach Erteilung der Genehmigungen – ggf. in verschiedenen aufeinander aufbauenden Schritten – können die eigentlichen Arbeiten begonnen werden:

- Flutung bei einer Speicherkaverne bzw. Entnahme von Blanket bei einer Solegewinnungskaverne
- Entscheidung hinsichtlich einer optionalen Wartezeit bis zum Einbringen des Verschlusses inklusive Messungen, Wartung, Kalibrierung des Berechnungsmodells
- Vermessungen der Kaverne und In-situ-Teste in der Kaverne bzw. von durchzuführenden Bohrlochmessungen vor dem Verschluss der Kaverne.
- Detailplanung der Verschlussinstallation inkl. Bohrlochverfüllung
- Nivellement der Geländeoberfläche
- Erstellung eines Zeitplans der Verwahrungsmaßnahme
- Zusammenstellung der Genehmigungsunterlagen und Einreichung bei der zuständigen Behörde

Phase 5: Flutung der Kaverne

Voraussetzung für die spätere Verwahrung ist die vollständige Füllung der Kaverne mit gesättigter Sole (soweit wie technisch möglich). Falls gesättigte Sole nicht zur Verfügung steht, kann auch Wasser oder teilgesättigte Sole verwendet werden, wodurch bis zur vollständigen Aufsättigung zusätzliche Lösungsprozesse stattfinden. Die daraus resultierende zusätzliche Abkühlung der Sole muss bei der Abschätzung der Wartezeit für den Temperaturausgleich berücksichtigt werden. Des Weiteren bewirkt die Aufsättigung eine Vergrößerung des Kavernenvolumens.

Die Zeitdauer für die Flutung einer Speicherkaverne hängt von ihrem Volumen, der Teufenlage und der Bohrlochkomplettierung ab.

Phase 6: Umrüstung und Tests sowie kurze Beobachtungszeit

Nach Ablauf einer kürzeren Übergangszeit zwischen Ende des Betriebs und Beginn der Verwahrung – im Gegensatz zu einer längeren Warte- und Beobachtungszeit nach dem Ausbau der Komplettierung, siehe Phase 7 – kann mit der Umrüstung der Kavernenbohrung begonnen werden. Ziel ist es die technischen Einbauten so weit wie möglich zurückzubauen und grundlegende Ausgangsdaten zur Zustandsbeschreibung der Kaverne vor Beginn der Verwahrung zu erhalten.

Mittels Workover-Arbeiten (Ausbau der Komplettierung etc.) wird die Bohrung für die Verwahrung vorbereitet. Die durchzuführenden Bohrlochmessungen sowie die Kavernenhalsvermessung dienen der Überprüfung des geplanten Verschlusskonzeptes und ggf. seiner Anpassung.

Zur Vorbereitung des Kavernenverschlusses – unabhängig davon, ob eine längere Wartezeit zu beachten ist oder nicht – sind folgende Arbeiten an der Kaverne und der Bohrung vorzusehen und durchzuplanen:

- Ausbau der Komplettierung
- Nachweis der vollständigen Sättigung der Sole
- Vollvermessung der Kaverne als Eingangsgröße für die Simulation des Langzeitverhaltens inklusive einer genauen Vermessung des Kavernenhalses in Hinblick auf die Wahl des geeigneten Verschluss-Konzepts und der Einschätzung eventuell vorhandener Hintersolungen
- Temperaturlog zur Erfassung des Anfangszustands für die Simulation des Langzeitverhaltens sowie zur Einschätzung der erforderlichen Wartezeit (ggf. sind Wiederholungen erforderlich)
- Ermittlung der Kompressibilität des Gesamtsystems aus Kaverne, darin eingeschlossener Sole, ggf. verblieben Resten von Speicher- oder Blanketmedium und dem umgebenden Gebirge
- Dichtheitstest an der LzRT als Voraussetzung für die Verschlussplanung
- Zement-Bond-Log, USIT-Log (o.Ä.) zur Bewertung des Dichtheitszustandes der Bohrung als Grundlage für die Verschlussplanung
- Bewertung der Ergebnisse und Beobachtungen und Abgleich mit den Planungsunterlagen

Phase 7: Längere Beobachtungs- und Wartezeit

Zeigt die Prognose des anfänglichen Druckaufbaus nach endgültigem Verschluss der Kaverne infolge der Erwärmung der Sole einen zu hohen Wert, muss eine längere – ggf. langjährige – Wartezeit eingehalten werden, um den Temperaturausgleich zwischen Sole und dem umgebenden Gebirge weiter abklingen zu lassen und damit die Druckerhöhungsrate zu reduzieren.

Die Zeitspanne bis zum Erreichen eines ausreichenden Ausgleichs zwischen Kavernen- und Gebirgstemperatur sollte für zusätzliche Untersuchungen und Beobachtungen genutzt werden. Hierzu ist es sinnvoll, die Kaverne über einen längeren Zeitraum auf unterschiedlichen Druckniveaus einzuschließen und dabei permanent oder zumindest periodisch den Druckaufbau und die Temperaturentwicklung zu messen.

Anhand der gewonnenen Ergebnisse der In-situ-Messungen und ihrer Interpretation kann das geotechnische Prognosemodell nochmals kalibriert werden, um den Druckaufbau in der Kaverne nach Einbringen des Verschlusses, den Spannungsverlauf im Gebirge und die spätere Ausbreitung der Soleinfiltrationsfront noch besser vorherzusagen.

Phase 8: Verschluss der Bohrung

Nach Abschluss aller vorbereitenden Arbeiten (Flutung und Umrüstung der Kaverne, Bohrlochmessungen und In-situ-Tests, ggf. der Einhaltung einer Wartezeit für den Temperaturausgleich) und bei Vorliegen der Genehmigungen kann mit der Installation des endgültigen Verschlusses begonnen werden.

Auch wenn es in den Vorschriften nicht explizit erwähnt wird, muss bei allen Arbeiten bedacht werden, dass es sich um einen wartungsfreien Verschluss handeln muss, da erstens ein abschließender Dichtheitstest auf das Verschlusselement nur als Drucktest von oben möglich ist und zweitens eine nachträgliche Reparatur des Dichtheitselements kaum oder nur unter erhöhtem Aufwand möglich ist.

Die folgenden Punkte sind zu beachten:

- Umsetzung des geplanten Verschlusskonzeptes gemäß eines 2-Barrieren-Systems
- Falls möglich, Drucktest von oben auf den jeweiligen Plug der ersten und der zweiten Barriere
- Entfernung des Kavernenkopfes mit Installation einer abschließender Betonplatte
- Rückbau des Kavernenplatzes, Abbau der Feldleitungen und Rekultivierung der Geländeoberfläche

IV. Vorhersagen und Beobachtungen nach der Verwahrung

Nach dem Einbau des endgültigen Verschlusses kann nicht mehr aktiv auf das System eingewirkt werden. Der Verschluss ist gesetzt und lediglich die Beobachtungen der Bodensenkungen können Aufschluss darüber geben, ob die Prognosen für den Verwahrungszeitraum mit den Beobachtungen

übereinstimmen. Der Verlauf der Prozesse im Gebirge nach dem Verschluss der Bohrung wird auf der Grundlage der geotechnischen Prognose eingeschätzt.

Phase 9: Druckaufbau in der verschlossenen Kaverne

Nach Installation des endgültigen Verschlusses liegt der Soledruck infolge der Flüssigkeitssäule der Sole zunächst unterhalb des bisher zulässigen Betriebsdrucks und damit auch weit unterhalb des initialen (lithostatischen) Gebirgsdrucks. Nach dem Verschluss der Bohrung führt der höhere Druck des umgebenden Gebirges weiterhin zur Konvergenz des Hohlraums. Zusammen mit der Expansion der Sole infolge Erwärmung durch das umgebende Gebirge kommt es zu einer allmählichen Erhöhung des Soledrucks mit langfristig abnehmender Tendenz.

Mithilfe der Ergebnisse des während der Wartezeit kalibrierten Simulationsmodells kann der erwartete zeitliche Verlauf des Druckaufbaus abgeschätzt werden. Zusätzlich können Bodensenkungsdaten unter Berücksichtigung der zugrunde gelegten Konvergenzentwicklung ausgewertet werden.

Die Dauer für diese Phase, in der noch keine Sole in das umgebende Gebirge eindringt, hängt sehr stark von den lokalen Bedingungen wie der Teufenlage, der Kavernenhöhe, der Kriechfähigkeit des Salzes, etc. ab. Das Monitoring beschränkt sich in der Phase nach der Installation des Verschlusses auf die Durchführung von Nivellements.

Phase 10: Beginn der Soleinfiltration in das umgebende Salzgebirge

Beginnend im oberen Kavernenbereich wird der Soledruck langfristig annähernd den ungestörten Gebirgsdruck erreichen. Die Kriecheigenschaften des Salzes, speziell jene bei den nunmehr vorliegenden sehr geringen mechanischen Beanspruchungen, haben einen Einfluss auf die Schnelligkeit des Druck-aufbaus. Schon bereits bei geringfügigen Unterschieden zwischen Soledruck und Gebirgsdruck beginnt in einem Saumbereich um die Kavernenkontur die Infiltration von Sole in das umgebende Salzgestein, die sich später bei weiterer Annäherung des Soledrucks an den Gebirgsdruck fortsetzt. In weitgehend homogenem Salzgebirge kann von einer gleichmäßig verteilten Ausbreitung ausgegangen werden, die bevorzugt in Richtung des Deckgebirges verläuft.

Wie zuvor ausgeführt, handelt es sich in dieser Phase um langsam verlaufende Vorgänge, die sich über geologische Zeiträume hinziehen können. In der Praxis wird die Prognose deshalb auf einen sinnvollen, endlichen Zeitraum begrenzt, für den die Zustandsänderungen bzw. die Ausbreitung der Soleinfiltrationsfront prognostiziert und bewertet werden.

Die Bewertung der Vorgänge in der verschlossenen Kaverne und in dem umgebenden Gebirge hinsichtlich Langzeitsicherheit und Ausbreitung der Soleinfiltration sind Bestandteil der geotechnischen Prognose. Konkret geht es hier um die Bewertung, ob die zuvor festgelegten Schutzziele wie Stabilität des Gebirges, Verbleib der Sole oder maximal zulässige Bodensenkungen innerhalb des vorgegebenen Betrachtungszeitraums eingehalten werden können.

Phase 11: Austritt von Sole aus der Salzformation in das Deckgebirge (Sonderfall)

Im Regelfall liegt der Fokus der geotechnischen Prognose auf dem Nachweis, dass die Soleinfiltrationsfront während des betrachteten Zeitraums innerhalb der Salzformation verbleibt. Liegen allerdings besondere geologische bzw. geometrische Randbedingungen vor, bei denen z.B. die Salzschwebe im Verhältnis zur Kavernenhöhe extrem gering ist, kein ausreichender Abstand der Kavernenwand von der Salzstockflanke vorhanden ist, vorgezeichnete Migrationswege zu beachten sind oder der zu berücksichtigende Betrachtungszeitraum sehr lang ist, kann nicht ausgeschlossen werden, dass innerhalb der vereinbarten Zielvorgabe für den Betrachtungszeitraum Sole aus der Salzformation austritt.

Dies verdeutlicht, dass in der geotechnischen Studie eine umfassende Prognose über die Infiltration der Sole zu erfolgen hat. Die Bewertung, ob Sole aus dem die Kaverne umgebenden Salzgebirge austritt oder nicht, ist Bestandteil der geotechnischen Prognose. Weist die Prognose darauf hin, so ist eine erweiterte Betrachtung ggf. hydrogeologische Simulation erforderlich, um zu untersuchen, wo die austretende Sole verbleibt und ob dadurch eine Umweltgefährdung entsteht.

5. Praktische Handlungsempfehlungen für die Verwahrung (To-Do-Liste)

Hinsichtlich der Planung und Durchführung der Verwahrung einer solegefüllten Salzkaverne kann die nachfolgend geschilderte Aufgabenliste (bzw. To-Do-Liste) – angepasst an die jeweiligen lokalen Gegebenheiten – genutzt werden.

5.1. Zusammenstellung der Dokumente

Als Grundlage für die Planung der Verwahrung sind die verfügbaren Unterlagen hinsichtlich der nachfolgenden Themengebiete zusammenzustellen und zu sichten:

- Geologische Berichte und Dokumente zur Strukturgeologie (Salz und Deckgebirge) und Bohrlochgeologie
- Hydrogeologie des Deckgebirges
- 3D-Geologie-Modell (falls vorhanden)
- Planungsunterlagen und Gutachten zum Bau der Kaverne(n)
- Genehmigungen zum Bau und Betrieb der Kaverne(n)
- Messungen und Aufzeichnungen (Solbetriebsdaten, Hohlraumvermessungen, Bohrlochmessungen, Nivellements etc.) während der Herstellung und des Betriebs
- Zustand der LzRT und dessen Zementanbindung
- In-situ-Teste und ihre Auswertung
- Betriebsaufzeichnungen hinsichtlich Druck- und Speichergeschichte

5.2. Vorbereitende Maßnahmen und Entscheidung für die Art der Verwahrung

Die Aufsichts- bzw. Bergbehörden sollten über den Umfang der geplanten Untersuchungen und Planungsschritte, die vorgeschlagene Verschlussmethoden sowie die zu berücksichtigenden allgemeinen Schutzziele und den Betrachtungszeitraum frühzeitig informiert werden.

Im Hinblick auf die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Entscheidung über das geeignete Verwahrungskonzept kann eine Ursachen-Wirkungs-Analyse in Verbindung mit einer Risikobewertung hilfreich sein.

5.3. Grobplanung der Verwahrungsmaßnahme

Der generelle Ablauf der Verwahrung ist inhaltlich und in seiner zeitlichen Abfolge darzustellen.

Neben dem technischen und zeitlichen Ablauf der gesamten Maßnahme sind die notwendigen Detailuntersuchungen zu spezifizieren und in den Gesamtablaufplan zu integrieren:

- Bohrlochmessungen und Teste (z.B. USIT, Temperaturlog, Kompressibilitätstest, etc.)
- Kavernenvermessung inklusive Halsvermessung
- In-situ-Beobachtungsphasen
- Grobplanung des Verschlusses
- Ablaufplan des Bohrlochverschlusses
- Renaturierung des Bohrplatzes inklusive Rückbau der nicht mehr benötigten Feldleitungen
- Auflistung der notwendigen Services und ggf. Abklären ihrer Verfügbarkeit
- Nachsorgemaßnahmen
- Abschätzung des Zeitbedarfs des gesamten Prozesses bis zur Genehmigung

5.4. Erstellung eines geotechnischen Gutachtens

Auf der Grundlage der Grobplanung und der vorliegenden Daten kann die Erstellung des geotechnischen Gutachtens erfolgen.

5.5. Detailplanung der Verwahrungsmaßnahme

Nach Auswertung und Bewertung der Bohrlochmessungen und Kavernenvermessungen kann die Detailplanung des Verschlusses vorgenommen werden.

Der zeitliche Ablauf der Verwahrungsmaßnahme ergibt sich aus den Empfehlungen des geotechnischen Gutachtens und der technischen Verwahrungsplanung.

5.6. Einreichen der Genehmigungsunterlagen

Bei Vorliegen der Detailplanung für den Verschluss und des geotechnischen Gutachtens kann der Antrag auf Genehmigung der Verwahrung zusammengestellt und bei der zuständigen Behörde eingereicht werden.

Hinsichtlich einer zügigen Bearbeitung kann es von Vorteil sein, wenn die Behörde bereits vorab und begleitend über den Stand der Planungsarbeiten informiert worden ist.

5.7. Bestellung der Services

Nach Erhalt der Genehmigung für die Verwahrungsmaßnahme kann die Bestellung der zur Durchführung der Verwahrung erforderlichen Services erfolgen.

Daraufhin kann der Zeitplan der Maßnahme angepasst werden. Bei Änderungen gegenüber dem bisherigen, ist eine Aktualisierung der Behörde mitzuteilen.

5.8. Durchführung

Die Durchführung der Verwahrungsmaßnahme erfolgt gemäß der Planung bzw. der Genehmigung. Sofern diese von zwischenzeitlichen In-situ-Beobachtungen vor dem endgültigen Verschluss abhängig ist, müssen eventuell Anpassungen des Konzepts vorgenommen werden (Bestätigung durch den geotechnischen Gutachter und den technischen Planer für den Verschluss, Meldung an die Behörde).

Der technische Ablauf der Verwahrung ist beispielhaft für eine Gasspeicherkaverne in Abbildung 6 skizziert. Für eine bereits solegefüllte Kaverne entfällt der Austausch des Speichermediums. Bei Solegewinnungskavernen ist das Blanketmedium durch Sole auszutauschen; der Einsatz einer Snubbing-Unit entfällt hier. Danach ist das Bohrloch vorschriftsgemäß zu verschließen.

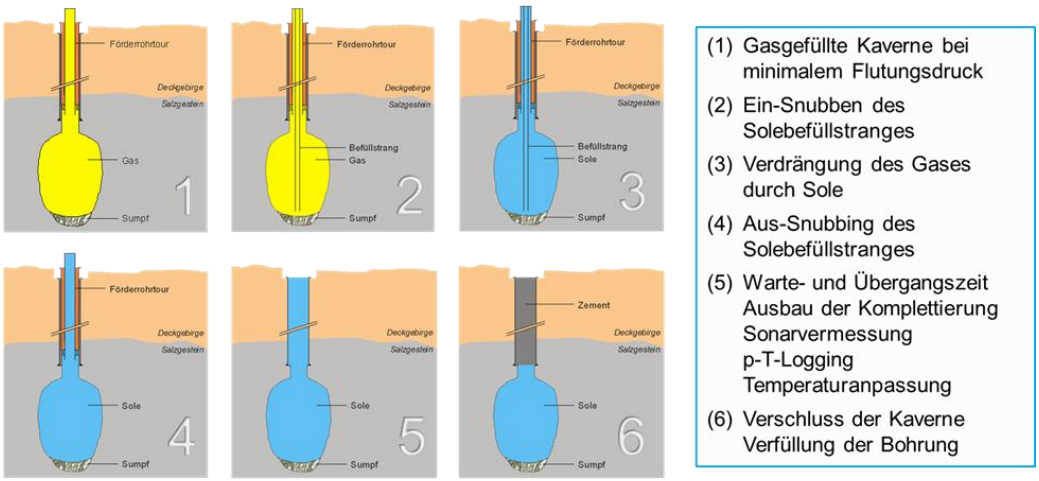


Abbildung 6: Schematischer Ablauf bis zur Verwahrung einer Gasspeicherkaverne im Salz

5.9. Platzrückbau

Nach dem Rückbau der Bohrung ist der Bohrplatz zurückzubauen und zu renaturieren.

5.10. Nachsorgemaßnahmen

Die laut Genehmigung durchzuführenden Nachsorgemaßnahmen sind zu planen und vorzunehmen. Derzeit ist davon auszugehen, dass es sich hierbei vor allem um Senkungsmessungen über einen festgelegten, begrenzten Zeitraum handeln wird.

Die Ergebnisse der Nachsorgemaßnahmen sind mit den Planungswerten zu vergleichen.

Literaturverzeichnis

Brückner, D., Lindert, A., & Wiedermann, M. (2003). The Bernburg test cavern. A model study of cavern abandonment. Solution Mninig Research Institute.

Bundesberggesetz. (1980).

BVEG. (2021). *Leitfaden Bohrungsintegrität.* Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.

Consortium Brouard Consulting, MAP, Smart Techtonics. (2020). *Conclusions and Recommendations of the overpressured caverns and leackage mechanisms project (KEM-17).*

Crotogino, F., & Kepplinger, J. (2006). *Cavern Well Abandonment Techniques Guidelines Manual.* Solution Mining Research Institute.

DIN. (2016). DIN EN 1918-3: 2016 Gasinfrastruktur - Untertagespeicherung von Gas - Teil 3: Funktionale Empfehlungen für die Speicherung in gesolten Salzkavernen.

DIN. (2017). DIN EN ISO 16530-1:2017 Erdöl- und Ergasindustrie - Bohrungsintegrität - Teil1: Lebenszykluslenkung.

Duquesnoy. (2011). Synthesis of SMRI sponsored shallow cavern abanondment tests. SMRI.

Hauck, Staudtmeister, & Zander-Schiebenhöfer. (2001). The Results of the Numerical Simulation of the Etzel Test. Solution Mining Research Institute - 2001 Meeting Orlando Florida, USA.

LBEG. (1998). *Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen (RV 4.25).* Niedersächsisches Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG).

Lüdeling, C., Spiers, C., Urai, J., & Zapf, D. (2024). Creep of Rock Salt at Low Deviatoric Stress. Solution Mining Research Institute Rersearch Report RR2023-3.

Lux. (2021). 60 Jahre Forschung auf dem Gebiet der Salzmachenik für den Kavernenbau im Salzbgebirge an der TU Clausthal-Zellerfeld. Sonderdruck Erdöl, Erdgas, Kohle.

MaP. (2019). Over-Pressurized Salt Solution Mining Caverns and Leackage Mechanisms - Phase 1: Micro-Scale Processes (KEM-17). MaP - Microstructures and Pores GmbH.

Minkley, W., Knauth, M., & Brückner, D. (2013). Discontinuum-mechanical behaviour of salt rocks and the practical relevance for the integrity of salinar barriers. American Rock Mechanics Association.

Popp, T., Brückner, D., & Wiedemann, M. (2007). *The Gas Frac Gas Frac Scenario in Rock Salt - Implications from Laboratory Investigations and Field Studies.* SMRI.

Ratigan, J. L. (2003). *Summary Report - Cavern Sealing and Abandonment Program 1996 Through 2002.* Houston: The Solution Mining Institute.

Untersuchungen zur Risspropagation um Speicherkavernen im Steinsalz im Zuge der Gasbefüllung

Feline Körner
Institut für Geotechnik Hannover, Abteilung für Unterirdisches Bauen

Abstract

Der sichere Betrieb gasgefüllter Speicherkavernen im Steinsalz erfordert ein Verständnis der thermo-mechanischen und hydraulischen Prozesse, die das Umfeld der Kaverne beeinflussen. In der vorliegenden Arbeit wird die sekundäre Infiltrationszone untersucht, ein mehrere Meter vom Kavernenhohlraum entfernter Bereich, in dem die Druckspannungen im Gebirge während schneller Reinjektion zeitweise unterhalb des Kaverneninnendrucks liegen können. Obwohl bekannt ist, dass sich Infiltrationsrisse unter effektiven Zugspannungen während der Gasentnahme ausbilden, wird unter bemessungskonformen Betriebsbedingungen davon ausgegangen, dass dadurch keine Verbindung zur sekundären Infiltrationszone entsteht. Diese Annahme zu validieren ist Ziel der vorliegenden Arbeit, da zum aktuellen Status Quo keine systematischen Untersuchungen dieses Phänomens vorliegen. Zur Analyse werden zwei komplementäre Ansätze eingesetzt: (i) thermo-mechanische Simulationen in FLAC3D mit expliziter Rissentwicklung sowie (ii) thermo-hydro-mechanische (THM) Analysen in COMSOL, bei denen Zugschädigung durch Permeabilitätssteigerung abgebildet wird. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei maximalem Kaverneninnendruck in der sekundären Infiltrationszone keine effektiven Zugspannungen auftreten und die Permeabilität im primären bis sekundären Bereich verbleibt. Folglich sind unter bemessungskonformen Betriebsregimen keine großräumigen permeablen Fließpfade zu erwarten, die primäre und sekundäre Infiltrationszonen über offene Risse verbinden. Bestehende Bemessungskriterien erweisen sich damit hinsichtlich der Integrität der sekundären Infiltrationszone als robust. THM-Analysen liefern Einblicke in die Permeabilitätsentwicklung, sind jedoch für die Bewertung des maximalen Innendrucks nicht zwingend erforderlich.

Einführung: Effektive Zugspannungen und Rissentwicklung als Design-Kriterien

Die Speicherung von Erdgas und Wasserstoff in Salzkavernen gewinnt im Zuge der Umstellung der Energiesysteme zunehmend an Bedeutung. Steinsalz hat die Fähigkeit, zyklischen Belastungen standzuhalten, die Abkühlung der Kavernenwand während der Gasentnahme reduziert jedoch die Druckspannungen im Gebirge, sodass diese unter den Kavernendruck fallen und effektive Zugspannungen hervorrufen können [1]. Resultierende Rissprozesse wurden in Laborversuchen und numerischen Studien bestätigt [2].

Die derzeitige Auslegungspraxis berücksichtigt diese Risse und beschränkt sie auf einen engen Bereich hinter der Kavernenwand, die primäre Infiltrationszone. Eine konzeptionelle Lücke betrifft die sogenannte sekundäre Infiltrationszone mehrere Meter hinter der Kavernenwand. Während der Reinjektion steigen Kavernendruck und -temperatur rasch, während die Erwärmung des entfernteren Gesteins verzögert erfolgt (Abb. 1). Fluidentkoppelte numerische Arbeiten deuten auf effektive Zugspannungen in dieser Zone hin [3], da vertikale Spannungen (hier σ_{zz}) in noch kühlen Gebirgsbereichen vorübergehend oberhalb (Druck negativ) des Kaverneninnendrucks (hier 17,8 MPa) liegen können.

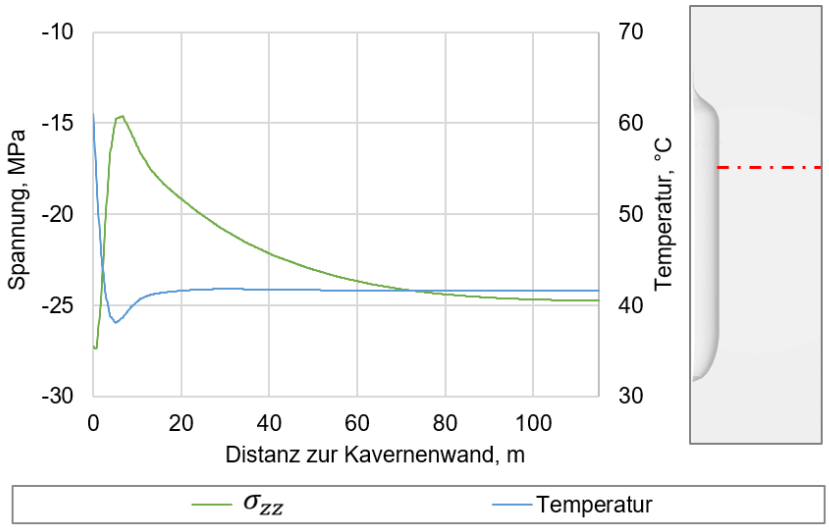


Abbildung 1: Spannungen und Temperaturverteilung entlang eines horizontalen Profils bei maximalem Kavernendruck

Diese Hypothese entwickelt sich jedoch unter Annahme eines im Gebirge vorliegenden Porendrucks auf Niveau des Kavernendrucks und ist somit idealisiert. Es resultiert die Frage, ob Infiltrationsrisse in dem isolierten Bereich entstehen oder sich dorthin ausbreiten können. Diese Arbeit hinterfragt das Risspotenzial einer sekundären Infiltrationszone und bewertet deren Rolle für die Kavernenintegrität anhand von TM- und THM-Simulationen (wobei das „H“ konventionell für hydraulische Prozesse steht, hier aber auch die Strömung eines gasförmigen Fluids beschreibt).
Die numerische Erfassung von Zugschäden ist methodisch anspruchsvoll, weshalb die Nutzung mehrerer verschiedener Simulationstechniken Vorteile hat. Zum einen kann ein direkter Bezug zur Dimensionierungspraktik gewahrt und die mechanischen Auswirkungen makroskopischer Gefügeauftrennung erfasst werden, indem die dort zur Anwendung kommenden, effizienten TM-Modelle unter diskreter Rissbildung hinzugezogen werden. Zum anderen ist die Berücksichtigung der Fluidmigration zur umfassenden Bewertung des Infiltrationsprozesses notwendig, geht jedoch mit erhöhtem Rechenaufwand einher, welcher durch strategisch gewählte Softwarepakete kontrollierbar bleibt. Eine Bewertung anhand sich ergänzender Ansätze liefert den Kompromiss zwischen Akkuratesse und Anwendungsbezug.

FLAC3D: Diskrete Rissdarstellung im TM-Framework

Die Simulationssoftware FLAC3D [4] ist für die gekoppelte Berechnung von TM-Bedingungen optimiert, Fluidströmung wird in den Modellen nicht berücksichtigt. Thermisch induzierte Infiltrationsrisse werden in FLAC3D durch diskrete Risselemente aus gruppierten finiten Zonen an der maßgeblichen Lokation unterhalb des Kavernendaches modelliert. Das dort zu prüfende Risskriterium basiert auf jenen Spannungskomponenten, die orthogonal zum Gasdruck stehen und daher für die radiale Rissausbreitung maßgeblich sind. Weiterhin wird eine konstante effektive Zugfestigkeit von 2 MPa angesetzt (entsprechend [6]) und ein Aufreißen induziert, wenn die zum Fluiddruck normale Spannung σ_t (Druck mit negativem Vorzeichen) plus der Kaverneninnendruck p_i diesen Schwellenwert überschreitet:

$$\sigma_t + p_i \geq 2 \text{ MPa} \qquad (1)$$

Bei Entstehung eines Risses wird der volle Gasdruck in der Kaverne als mechanische Belastung auf die Rissflächen aufgebracht.

COMSOL: Schädigung durch Permeabilitätsentwicklung im THM-Framework

COMSOL Multiphysics [5] kann thermo-hydro-mechanische Gleichungen monolithisch lösen und somit Infiltrationsprozesse in Form von Porendruckentwicklungen mitberücksichtigen. Die

gekoppelten Gleichungen umfassen somit Mechanik und Kriechen, Wärmetransport und Darcy-Strömung. Schädigung infolge effektiver Zugspannungen wird durch die Anwendung eines modifizierten IUB-Kriteriums geregelt. Dieses definiert, wie sich die Steinsalzpermeabilität infolge effektiver, zum Fluiddruck orthogonaler Zugspannungen erhöht (Abb. 2), bis bei Erreichen der effektiven Zugfestigkeit ein makroskopischer Riss zum rapiden Permeabilitätsanstieg führt.
Makroskopische, mechanisch wirksame Rissflächen treten in dem verschmierten Ansatz nicht auf. Porendrücke gehen direkt in die Spannungen ein und steuern das Zugkriterium, Permeabilitätsänderungen wirken wiederum auf die Porendruckentwicklung zurück.

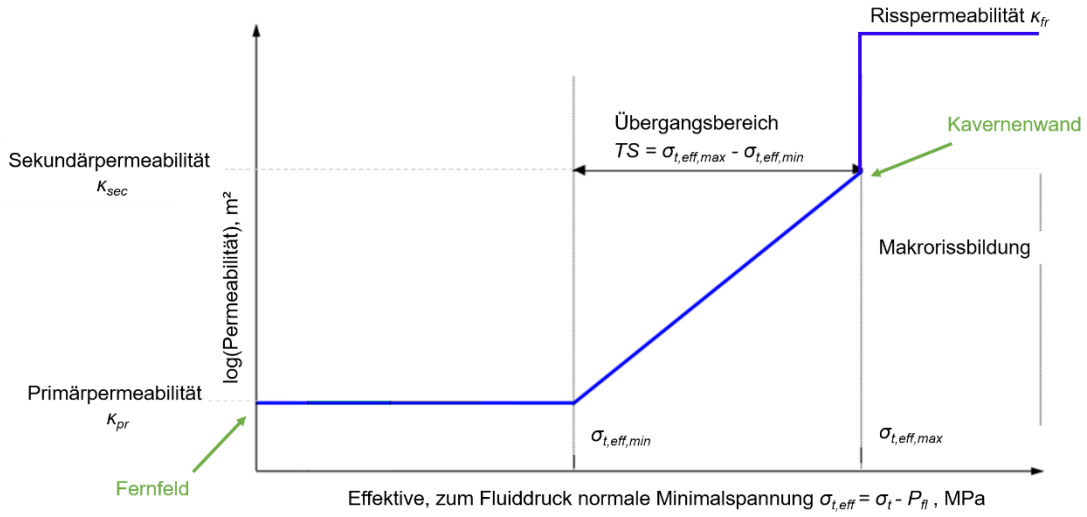


Abbildung 2: IUB- Kriterium [7]

Modellgrundlagen

Die genutzten Modelle basieren auf konsistenter Geometrie (Abb. 3) und Materialparametern. Sie verwenden die achsensymmetrische Darstellung einer typischen Speicherkaverne mit 30 m Radius, die Ränder sind verschiebungsfixiert, die Initialisierung erfolgt im geostatischen Zustand.
Das mechanische Steinsalz-Verhalten wird durch das LUBBY2-Stoffmodell beschrieben, welches Kriechprozesse unter kavernentypischen Belastungsbedingungen berücksichtigt [9]. Die verwendeten Materialeigenschaften wurden gemäß Tab. 1 zugewiesen.

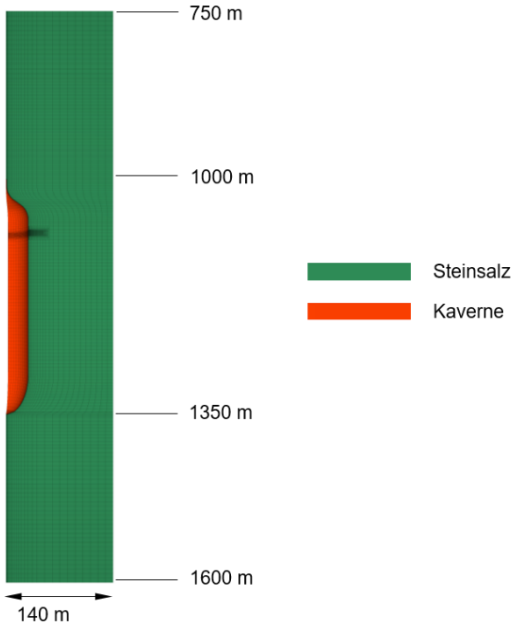


Abbildung 3: Kavernenmodellmaße, Flac3D [4]

Die mechanische Belastung der Kavernenwand entspricht einem Betriebszyklus mit Druckabsenkung, Standzeit bei Minimaldruck, anschließender Reinjektion und Stillstandsphase bei Maximaldruck. Dieser Zyklus wird mit der ESK-Software KavPool [8] unter Speicherraten von 170 000 m³/h berechnet und zweimal wiederholt (Abb. 4). Die Temperatur folgt diesem Zyklus.

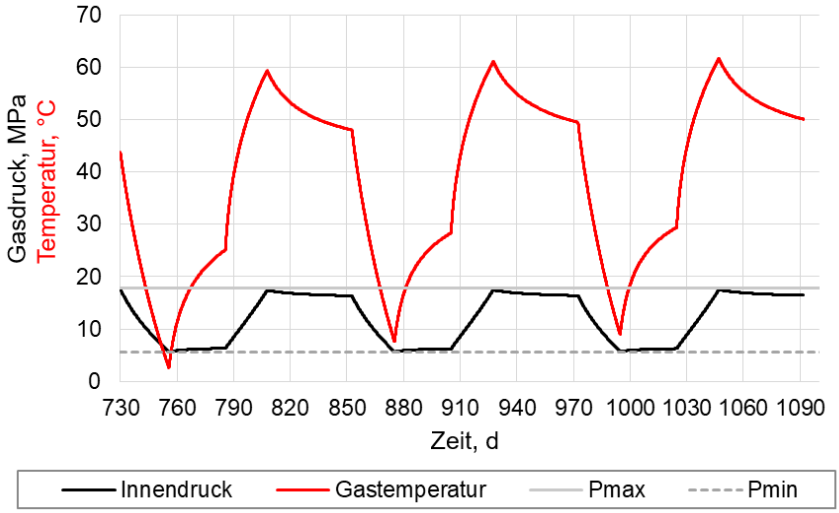


Abbildung 4: Speicherlastfall für das numerische Modell, KavPool [8]

In parametrischen Studien werden die anfängliche Permeabilität (10^{-23} m² - 10^{-22} m²), die Spannungsgrenzen im IUB-Kriterium (0 MPa < σ < 2 MPa oder -1 MPa < σ < 1 MPa) sowie die sekundäre Permeabilität (10^{-18} m² - 10^{-17} m²) variiert, um die Sensitivität der Schadensentwicklung gegenüber verschiedenen Materialparametern zu bewerten. Zusätzlich wurde ein Szenario mit erhöhten Speicherraten (200 000 m³/h) über acht Zyklen simuliert, um den Einfluss intensiverer Beanspruchung und mittelfristiger Effekte auf die Permeabilitätsentwicklung zu untersuchen.

Tabelle 1: In den numerischen Modellen verwendete Materialeigenschaften

Group	Parameter	Symbol	Value	Unit
HOOKE	Dichte	ρ_S	2190	kg/m³
	E-Modul	E	18 000	MPa
	Poissonzahl	ν	0,2	-
LUBBY2	Kelvin Schubmodul	G_K^*	5,36e4	MPa
	Kelvin Viskosität	η_K^*	6,86e4	MPa*d
	Maxwell Viskosität	η_M^*	2,06e14	MPa*d
	Materialparameter	k_1	-0,19	1/MPa
	Materialparameter	k_2	-0,18	1/MPa
	Materialparameter	m	-0,35	1/MPa
	Materialparameter	l	-0,05	1/K
Thermisch	Thermische Leitfähigkeit	λ	5,21	W/(m*K)
	Wärmekapazität	c_p	875	J/(kg*K)
	Expansionskoeffizient	α_T	4e-5	1/K
	Thermischer Gradient	ΔT_S	0,038	K/m
Hydraulisch	BIOT	α	1	-
	Porosität	ε_p	0,01	-
	Permeabilität	κ	variable	m²

Simulationsergebnisse

Für die Basiskonfiguration zeigt die THM-Simulation im horizontalen Spannungsprofil nach der dritten Reinjektion eine auf 2,5 m hinter der Kavernenwand begrenzte Permeabilitätserhöhung. Die Ausdehnung dieser Zone ist entlang der Kavernenwand weitgehend gleichmäßig, konvexe Abschnitte an Dach und Sumpf weisen etwas geringere Schädigungstiefen im Sinne des IUB-Kriteriums auf.

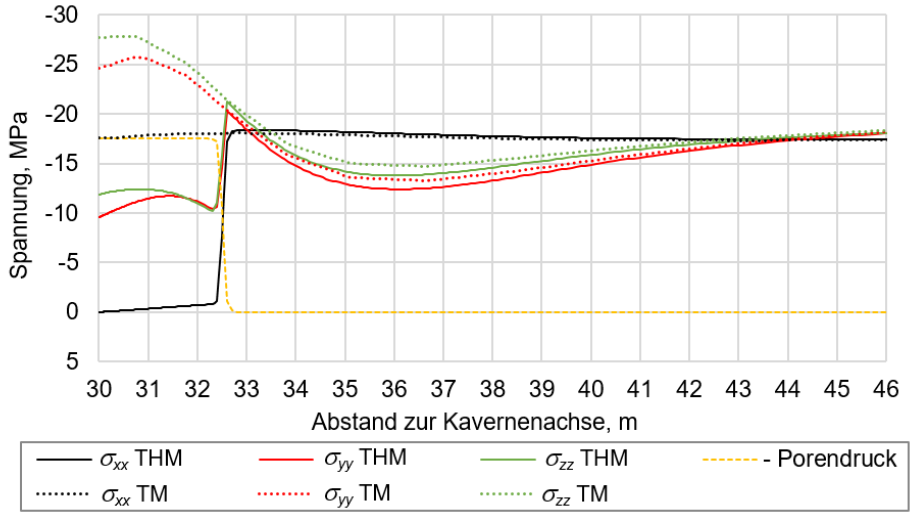


Abbildung 5: Spannungsverteilung in COMSOL bei maximalem Kaverneninnendruck im horizontalen Profil, Basismodell

Der Permeabilitätsanstieg tritt ausschließlich während der Entnahme auf, wenn

kühlungsbedingte Spannungsreduktionen effektive Zugspannungen erzeugen und ist an dem starken Druckspannungsanstieg bei etwa 32,5 m zu erkennen (Abb. 5), der den porendruckbeeinflussten Bereich vom fluiddruckfreien Fernfeld trennt. Es wird deutlich, dass im Bereich des Spannungsminimums zwischen 33 - 43 m der effektive Druckzustand herrscht. Die Druckspannungssenke, welche aus dem vorausgegangenen Minimaldruckzustand sowie der verzögerten Erwärmung des Gebirges resultiert, zeigt keine realen effektiven Zugspannungen. Dies lässt sich unmittelbar mit dem lokalen Porendruck erklären, welcher in dieser Distanz zur Kaverne nahezu null entspricht.

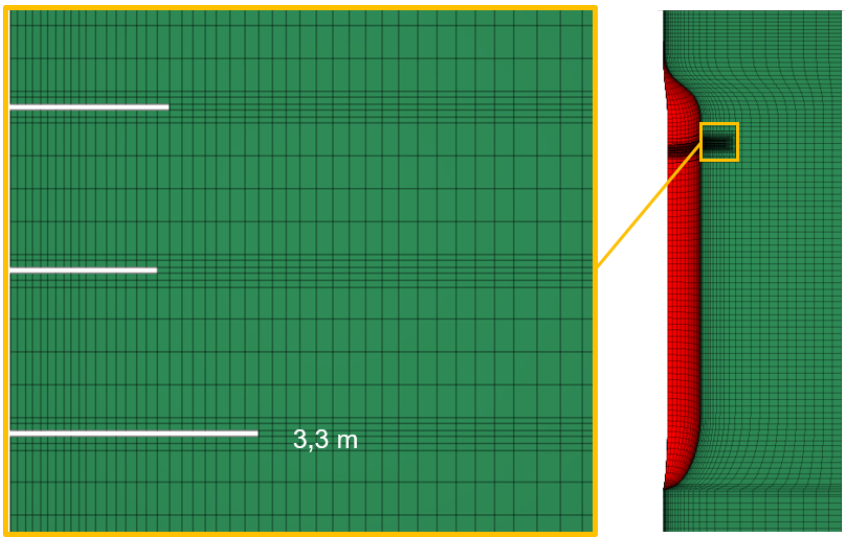


Abbildung 6: Rissentwicklung in Flac3D zum Ende des Bemessungslastfalls, Basismodell

Die TM-Simulation zeigt eine maximale Risslänge von 3,3 m (Abb. 6). Die Annahme eines voll wirksamen Porendrucks auf dem Niveau des Kaverneninnendrucks im gesamten Gebirge sowie die idealisierte Methodik der Zonen-Eliminierung führen in den Flac3D-Modellen zu konservativen Risslängen. Im THM-Modell unter kontinuierlicher Permeabilitätsanpassung wird die Porendruckentwicklung im Gebirge präziser abgebildet, woraus geringere Schädigungstiefen resultieren. Trotz dieser Unterschiede zeigen beide Modelle, dass die makroskopische Rissaktivität auf die primäre Infiltrationszone beschränkt bleibt.
Parametervarianten und Lastfallvariationen bestätigen diese Muster. Auch bei konservativeren Permeabilitätsannahmen wächst die Ausdehnung der Zone maximaler Permeabilität kaum über 2,5 m hinaus, effektive Zugspannungen treten im Befüllungsprozess nicht auf. Die TM-Simulation zeigt nach acht Speicherzyklen unter erhöhten Betriebsraten Risslängen bis 3,8 m. Im äquivalenten THM-Modell tritt das Spannungsminimum hinter der Kavernenwand trotz starker Temperaturgradienten während der Gasbefüllung nicht in den Zugbereich ein. Die Schädigungszone (Bereich maximaler Permeabilität) erreicht nach drei Zyklen ihre maximale Ausdehnung, was darauf hindeutet, dass wiederholte Druckbeaufschlagungen keine kumulativen Auswirkungen auf tiefere Gebirgsbereiche haben.

Fazit

Numerische Simulationen haben gezeigt, dass während der Gaseinspeicherung unter bemessungskonformen Betriebs- und Druckbedingungen keine effektiven Zugspannungen in der sogenannten sekundären Infiltrationszone auftreten. THM-Simulationen zeigen geringere Schädigungstiefen im Sinne eines Permeabilitätsanstiegs als die aus TM-Analysen abgeleiteten Risslängen und bestätigen somit den konservativen Charakter der derzeit verwendeten Bemessungskriterien auf der Grundlage thermomechanischer Risssimulationen. Für den Betrieb bestehender und zukünftiger Speicher ergibt sich daraus, dass auch bei schnellen Reinjektionsprozessen keine makroskopische Verbindung zwischen primärer und sekundärer Infiltrationszone aufgrund effektiver Zugspannungsrisse zu erwarten ist. Die

Ergebnisse stützen damit die Annahme, dass das umgebende Gebirge eine wirksame hydraulische Barriere aufrechterhält und keine großräumigen permeablen Fließpfade entstehen.
In der Auslegungspraktik sollten TM-basierte Risskriterien aufgrund ihrer konservativen Natur sowie ihrer reduzierten Modellkomplexität weiterhin die Grundlage der Integritätsbewertung von Gasspeicherkavernen im Steinsalz bilden. Dafür werden folgende Bewertungskriterien empfohlen:

1. Ingenieurmäßige Bewertung der zugspannungsinduzierten Maximalrisslänge und Nachweis, dass die maximale Risslänge stets kleiner ist als der Abstand zum Pfeilerkern benachbarter Kavernen.
2. Nachweis einer Druckbarriere zwischen der primären und sekundären Infiltrationszone. Simulationen zeigen eine schmale, aber wirksame Barriere, deren Vorhandensein eine zusätzliche Sicherheitsreserve darstellt. Numerische Aspekte, wie Vernetzung und Zeitschrittwahl sind zu berücksichtigen.
3. Selektiver Einsatz von THM-Kopplung für weiterführende Fragestellungen.

THM-Modellierung ist rechenintensiv und erfordert u.a. detaillierte Materialdaten. Der Einsatz vollständig gekoppelter THM-Simulationen kann dort sinnvoll sein, wo detaillierte Aussagen zur Permeabilitätsentwicklung oder zu transienten Porendruckprozessen erforderlich sind, etwa bei neuartigen Betriebsstrategien, ungewöhnlich hohen Speicherraten oder bei der Bewertung zukünftiger Wasserstoffspeicher. Sie ergänzen TM-Nachweise, indem sie Betriebsbereiche identifizieren, die die Kavernendichtheit erhalten und gleichzeitig die zulässigen Speicherraten effizienter ausnutzen. In diesem Sinne liefert die THM-Modellierung einen Rahmen, der mit der Integration bruchmechanischer Schädigungsformulierungen zunehmend prädiktiv werden kann.

References

[1] D. Zapf et al., „Influence of Infiltration Fractures on the Stress Field in the Vicinity of Gas Storage Caverns in Rock Salt“, Technical Conference Paper, SMRI Meeting Spring 2019, Solution Mining Research Institute (2019)
[2] D. Zapf, F. Körner, B. Leuger und L. Baumgärtel, „Modification of the Rock Mechanical Design of Salt Caverns on the Basis of Recent Research“, 58th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, ARMA, (2024)
[3] B. Brouard, P. Berest und M. Karimi-Jafari, „Onset of tensile effective stresses in gas storage caverns“, Technical Conference Paper, SMRI Meeting Fall 2007, Solution Mining Research Institute (2007)
[4] FLAC3D — Fast Lagrangian Analysis of Continua in Three-Dimensions, Minneapolis (2019)
[5] COMSOL AB, COMSOL Multiphysics, Stockholm (2024)
[6] D. Zapf, B. Leuger, L. Baumgärtel und F. Körner, „Laboruntersuchungen und numerische Berechnungen zur Rissausbreitung in Salzgestein (LARISSA): Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben (Förderkennzeichen 03EI3028)“, Hannover (2024)
[7] R. B. Rokahr, R. Hauck und K. Staudtmeister, „The Results of the Pressure Build-Up Test in the Brine Filled Cavern Etzel K102“, Technical Conference Paper, SMRI Meeting Fall 2000, Solution Mining Research Institute (2000)
[8] ESK GmbH. KAVPOOL. Freiberg (2022)
[9] S. Heusermann, K.-H. Lux und R. B. Rokahr, „Entwicklung mathematischer Modelle zur Beschreibung des Stoffverhaltens von Salzgestein in Abhängigkeit von der Zeit und von der Temperatur auf der Grundlage von Laborversuchen: Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben ET 2011 A“, Universität Hannover (1983)

Ein neues Konvergenzmodell und das SOCON-Verfahren zur Kalibrierung des Konvergenzmodells mit dem thermodynamischen Simulator CavBase GasStorage 2.0

Tianjie Pan, Olaf Kruck
SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Giesen, Germany

Abstract

Das Kavernenvolumen stellt einen zentralen Parameter in der thermodynamischen Analyse von Gasspeichern in Salzkavernen dar, da es sowohl die Speicherkapazität als auch die Entwicklung von Druck und Temperatur während des Betriebs maßgeblich beeinflusst. Aufgrund des zeitabhängigen Kriechverhaltens von Steinsalz unterliegt das Volumen jedoch einer kontinuierlichen Abnahme d.h. Konvergenz, was insbesondere für langfristige Betriebsanalysen berücksichtigt werden muss.

Die Simulationssoftware CavBase GasStorage 2.0 (CBGS 2.0) verwendet bislang ein Konvergenzmodell, das auf numerischen Simulationen und Betriebsdaten basiert und eine hohe Recheneffizienz bietet. Aufgrund der begrenzten Anzahl an Steuerungsparametern ist dieses Modell jedoch in seiner Flexibilität zur Beschreibung langfristiger Konvergenzentwicklungen eingeschränkt.

Zur Verbesserung wurde ein neues Konvergenzmodell entwickelt und in CBGS 2.0 implementiert, das auf analytischen Lösungen des Norton-Stoffmodells für idealisierte Kavernengeometrien basiert. Durch die Einführung der Modellparameter können wesentliche Einflussfaktoren explizit berücksichtigt werden.

Für eine zuverlässige Anwendung ist eine standortspezifische Kalibrierung dieser Parameter erforderlich. Hierzu wurde ein systematisches Verfahren von SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH (SOCON) entwickelt und eine iterative Anpassung der Modellparameter innerhalb der thermodynamischen Simulation mit der Software CBGS 2.0 ermöglicht.

Stichwort: Gasspeicherung, Salzkaverne, thermodynamische Simulation, Konvergenz

1 Einleitung

Salzkavernenspeicher zählen weltweit zu den wichtigsten großtechnischen unterirdischen Anlagen zur Gasspeicherung. Aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität sowie ihrer flexiblen Ein- und Ausspeichermöglichkeiten spielen sie eine zentrale Rolle beim Ausgleich kurzfristiger Schwankungen im Energiebedarf („Peak Shaving“) für das Versorgungssystem.

Für den langfristigen Gasspeicherbetrieb in Salzkavernen ist eine thermodynamische Analyse auf Grundlage historischer Betriebsdaten von entscheidender Bedeutung. Durch die Auswertung von an der Oberfläche gemessenen Druck-, Temperatur- und Durchflussdaten mittels thermodynamischer Modelle lassen sich die zeitlichen Entwicklungen von Druck und Temperatur in Kavernen simulieren. Diese Informationen bilden eine wichtige Grundlage zur Bewertung der mechanischen Stabilität sowie zur Optimierung zukünftiger Betriebsstrategien.

In diesem Zusammenhang stellt das Kavernenvolumen einen zentralen Parameter dar. Einerseits bestimmt es direkt die Speicherkapazität, andererseits ist es Bestandteil der thermodynamischen Gleichungen und beeinflusst maßgeblich die Entwicklung von Druck und Temperatur im Kavernenspeicher.

Aufgrund des Kriechverhaltens des umgebenden Steinsalzes nimmt das Kavernenvolumen jedoch mit der Zeit kontinuierlich ab, was als Konvergenz bezeichnet wird. Für eine realisti-

sche thermodynamische Analyse, insbesondere im Langzeitbetrieb, ist daher die Berücksichtigung eines geeigneten Konvergenzmodells erforderlich.

Die Software CavBase GasStorage 2.0 (CBGS 2.0), entwickelt von der SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH (SOCON), ist ein umfassendes Werkzeug zur thermodynamischen Analyse von Salzkavernenspeichern. In ihrem geomechanischen Modul ist bereits ein Konvergenzmodell implementiert. Dieses basiert auf numerischen Simulationen von *Krieter et al. (1997)* aus den 1990er Jahren, die an 32 Kavernen eines realen Kavernenfeldes in Deutschland durchgeführt wurden. Auf Grundlage dieser FEM-Datenbank ermöglicht das Modell eine schnelle und effiziente Berechnung der Konvergenzrate unter verschiedenen Betriebsbedingungen mittels Interpolation und Extrapolation der FEM-Datenbank.

Allerdings weist das Modell Einschränkungen bei der Anpassung an Messdaten auf. Zum einen basiert die Berechnung auf diskreten Datensätzen, wodurch die Anwendbarkeit auf bestimmte Betriebsbereiche begrenzt ist. Zum anderen steht lediglich ein globaler Skalierungsfaktor zur Verfügung, um das Modell nach Messdaten zu kalibrieren. Während damit die Entwicklungen innerhalb eines Messzeitraums gut erfasst werden können, ist das Modell bei der Beschreibung langfristiger Konvergenzentwicklung eingeschränkt.

Vor diesem Hintergrund hat die SOCON das geomechanische Modul von CBGS 2.0 weiterentwickelt. Ziel ist es, ein erweitertes Konvergenzmodell zu implementieren, um die Prognosefähigkeit sowie die Anpassbarkeit an Messdaten zu verbessern.

2 Einflussfaktoren der Konvergenz an Gasspeicherkavernen und ihre Modellierung

2.1 Kavernenkonvergenz

Die Kavernenkonvergenz wird primär durch die zeitabhängige Kriechverformung des umgebenden Steinsalzes verursacht. Neben den Materialeigenschaften des Steinsalzes hängt das Kriechverhalten wesentlich von der Temperatur sowie vom Spannungszustand ab.
Während der Kavernenaussolung wird das ursprüngliche Temperatur- und Spannungsfeld im Nahbereich der Kaverne verändert. Im anschließenden Betrieb wird der Kavernendruck aus Gründen der Dichtheit in der Regel unterhalb des ursprünglichen Gebirgsdrucks gehalten. Die daraus resultierende deviatorische Spannung im Gebirge löst die Kriechverformung aus und diese führen mit der Zeit zu einer fortschreitenden Volumenabnahme der Kaverne, also zur Konvergenz.

Die Konvergenzrate der Kaverne kann wie folgt definiert werden:

$$k = -\frac{1}{V}\frac{dV}{dt} \times 100\%$$

Wobei k die Konvergenzrate, V das Kavernenvolumen und t die Zeit bezeichnet.
Die gesamte Konvergenz K zum Zeitpunkt t relativ zum Anfangsvolumen $V_{t=0}$ ergibt sich zu:

$$K = -\ln\left(\frac{V(t)}{V_{t=0}}\right) \times 100\%$$

Für kleine Volumenänderungen kann diese Beziehung näherungsweise geschrieben werden als:

$$K \approx \left(1 - \frac{V(t)}{V_{t=0}}\right) \times 100\%$$

Die Konvergenz der Salzkaverne wird nach *Lux (1984)* durch verschiedene Einflussfaktoren bestimmt, die sich wesentlich in drei Kategorien einteilen lassen:

- Standortbezogene Bedingungen
    - Geologie des Kavernenfelds
    - Initialer Gebirgsdruck und initiale Gebirgstemperatur
    - Mechanische Eigenschaften des Steinsalzes
- Kavernenbezogene Bedingungen
    - Teufenlage
    - Geometrische Form der Kavernen
    - Benachbarte Kavernen
- Betriebsbezogene Bedingungen
    - Minimale und maximale zulässige Betriebsdrücke
    - Betriebsdauer, Ein- und Auslagerungszyklen sowie deren Frequenz

2.2 Konvergenzmodell

Nach *Zander (2007)* besteht ein allgemeines theoretisches Konvergenzmodell aus drei grundlegenden Komponenten:

- einem theoretischen Gebirgsmodell zur Beschreibung des mechanischen Verhaltens des Gebirges,
- einem theoretischen Berechnungsmodell zur Abbildung der Kaverne und der Umgebung sowie
- einem geeigneten Berechnungsverfahren.

Sonarvermessung stellen ein realistisches Abbild der Kavernengeometrie zur Verfügung, dessen weitere Entwicklung unter Berücksichtigung der geologischen Randbedingungen, in einem diskreten Modell abgebildet werden kann. In Kombination mit einem fortschrittlichem Stoffmodell des Steinsalzes, welches visko-plastisches Verhalten, Schädigung und Verheilungsprozesse berücksichtigen, stellt dies den aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik dar. Mit einem derartigen Modell kann der mechanische Zustand des Steinsalzes im Bereich der Kaverne einschließlich der Konvergenz über den gesamten Lebenszyklus simuliert werden. Allerdings sind solche Simulationen sehr rechenintensiv und somit zu zeitaufwendig, um häufig verschiedene Betriebsprognosen in kurzer Zeit zu testen. Die Integration einer numerischen Berechnung in CBGS 2.0 scheidet daher aus.

In der ingenieurtechnischen Praxis werden daher häufig analytische oder semi-empirische Ansätze verwendet. Diese basieren auf hoch idealisierten Berechnungsmodellen (meistens kugelförmigen oder zylindrischen Kavernen) und führen in Verbindung mit vereinfachten Stoffmodellen zu geschlossenen mathematischen Lösungen. Tabelle 2-1 enthält eine unvollständige Übersicht über die Konvergenzmodelle, die in der Literatur in den letzten 45 Jahre beschrieben wurden. Es ist zu ersehen, dass solche Konvergenzmodelle eine enge Verwandtschaft zu Stoffmodell aufweisen und meistens ein Potenzgesetz (Norton-Hoff oder Norton Baily) verwendet wird. Eine typische Form nach Potenzgesetz lautet:

$$K \; oder \; k = A \cdot f_1(T) \cdot p_w{}^n \cdot f_2(t)$$

Dabei beschreibt der wirksamer Gebirgsdruck p_w die Differenz zwischen Gebirgsdruck p_G und Kavernendruck p_i als Maß für die deviatorische Spannung. Die Parameter A und n sind geometrie- und materialabhängig, während $f_1(T)$ und $f_2(t)$ den Einfluss von Gebirgstemperatur bzw. Zeit berücksichtigen.

Mit *Babaryka & Benndorf (2023)* existieren auch rein zeitabhängige Konvergenzmodelle, die insbesondere als Eingabe zur Beschreibung der zeitlichen Entwicklung von Bodensenkungen verwendet werden.

Tabelle 2-1 Zusammenfassung von Konvergenzmodellen in den letzten 45 Jahren

Quelle	Theoretisches Gebirgsmodell	Theoretisches Berechnungsmodell	Mathematische Beschreibung
Horseman & Passaris 1981	Norton-Bailey	Kugelförmig/ zylindrisch	$\begin{cases} k_{zy} = 2mAt^{m-1}\left(\frac{p_G - p_i}{n}\right)^n \\ k_{ku} = \frac{3}{2}mAt^{m-1}\left(\frac{p_G - p_i}{n}\right)^n \end{cases}$
Bérest & Nguyen-Minh 1981	Tresca	Kugelförmig	$\begin{cases} \frac{1}{3}\frac{\Delta V}{V} = \frac{4c}{3E}\left[(1-2\nu)Q - \frac{3(1-\nu)}{2}\exp(Q-1)\right] \\ Q = \frac{3}{4C}(p_G - p_i) \end{cases}$
Dreyer 1982	Allgemeines Potenzgesetz	Zylindrisch	$K(t) = a\left[1-\frac{d}{h}\left(1-\frac{d}{2h}\right)\right]\left(\frac{p_G - p_i}{p_0}\right)^l\left(1+\frac{T}{T_0}\right)^m\left(\frac{t}{t_0}\right)^n$
Van Sambeek 1986 Wang et al. 2015	Norton-Hoff	Kugelförmig/ zylindrisch	$\begin{cases} k_{zy} = \sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{n}\right)^n Ae^{\frac{-Q}{RT}}(p_G - p_i)^n \\ k_{ku} = \frac{3}{2}\left(\frac{3}{2n}\right)^{n+1} Ae^{\frac{-Q}{RT}}(p_G - p_i)^n \end{cases}$
Prij 1991	Norton-Hoff	Kugelförmig/ zylindrisch	$\dot{K}(t) = k(\tau, n)\, A_0 e^{\frac{-Q}{RT(t)}}\left[\frac{\alpha p(t)}{n}\right]^n$
Menezes & Mguyen-Minh 1996	Norton-Bailey	Kugelförmig	$\begin{cases} k = -10^{-16}\alpha\left(\frac{p_G - p_i}{A}\right)^\beta t^{\alpha-1} \\ A = \left(\frac{2}{3}\right)^{\frac{\beta+1}{\beta}} K\beta \end{cases}$
Bérest et al. 2008	Norton-Hoff / Newton	Kugelförmig	$k = \frac{3}{2}A\left\{\frac{3}{2n}\left[p_G - p_i + \frac{2}{3}(n-1)S\right]\right\}^n$
Cornet 2017	Carreau	Kreisförmig	Implizit-Form $\frac{\Delta p}{2\mu_0 D_{II}^*} = -\frac{1}{2}B\left(\frac{\dot{u}^2}{rD_{II}^* + \dot{u}^2}; \frac{1}{2}; -\frac{1}{2n}\right)$
Ma et al. 2021	Norton-Hoff	Kugelförmig/ zylindrisch	$\begin{cases} K_{zy} = 1-\exp\left[-\sqrt{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{n}\right)^n Ae^{\frac{-Q}{RT}}(p_G - p_i)^n t\right] \\ K_{ku} = 1-\exp\left[-\frac{3}{2}\left(\frac{3}{2n}\right)^{n+1} Ae^{\frac{-Q}{RT}}(p_G - p_i)^n t\right] \end{cases}$
Chen et al. 2022	Burgers	Kugelförmig/ zylindrisch	$\begin{cases} k_{zy} = \left(\frac{1}{\eta_1} + \frac{1}{\eta_2}e^{-\frac{E_2}{\eta_2}t}\right)(p_G - p_i) \\ k_{ku} = \frac{3}{4}\left(\frac{1}{\eta_1} + \frac{1}{\eta_2}e^{-\frac{E_2}{\eta_2}t}\right)(p_G - p_i) \end{cases}$
Fokker & Breunese 2022	Ellis 2-Branch Potenzgesetz	Kreisförmig	Implizit-Form $\begin{cases} k = -2\left(\alpha\tau_R^n + \beta\tau_R\right) \\ p_G - p_i = \tau_R\left[n - (n-1)\cdot {}_2F_1\left(1, \frac{1}{n-1}; \frac{n}{n-1}; -\gamma\tau_R^{n-1}\right)\right] \end{cases}$

3 Das neue Konvergenzmodell für CavBase GasStorage 2.0

3.1 CavBase GasStorage 2.0

CBGS 2.0 ist eine professionelle Software zur thermodynamischen Analyse und Betriebsoptimierung von Gasspeicherkavernen. Ursprünglich von *Hagoort (1994)* und PLE entwickelt, wurde die Software von SOCON über mehr als zwei Jahrzehnte kontinuierlich weiterentwickelt und liegt inzwischen in der Version 2.0 vor. Mit dieser Version wurde nach *Kruck et al. (2022)* die Benutzerfreundlichkeit erheblich verbessert. Außerdem ist nun keine lokale Installation mehr erforderlich, stattdessen erfolgt der Zugriff als „Software as a Service“ über eine Webbasierte Oberfläche, wodurch Flexibilität, Zugänglichkeit und insbesondere die Datensicherheit deutlich erhöht wurden.

CBGS 2.0 besteht aus vier zentralen Modulen, siehe Bild 3-1. Das thermodynamische Hauptmodul basiert auf realen Gaszustandsgleichungen und berücksichtigt die Stoff- und Wärmebilanz in der Kaverne sowie den Wärmeaustausch zwischen der Kaverne und dem umgebenden Gebirge. Die Simulation kann sowohl für einzelne Kavernen als auch für Kavernenfelder (Pool-Fahrweise) durchgeführt werden. Das Hydratbildung-Modul ermöglicht die Bestimmung von Temperaturen bei der Hydratbildung sowie die Berechnung des erforderlichen Inhibitor-Bedarfs im Rahmen der thermodynamischen Analyse.

Das Modul zur Konvergenzanalyse beinhaltete bisher das auf FEM-Simulationen basierende Konvergenzmodell (FEM-Datenbank) von *Krieter et al. (1997)* und wurde nun durch das neu entwickelte empirische Konvergenzmodell zur Beschreibung der zeitabhängigen Volumenabnahme der Salzkaverne erweitert.

Mit diesem Funktionsumfang kann CBGS 2.0 auf Basis der täglich erfassten Betriebsdaten (Kopfdruck und Temperatur, Gasrate ist nicht erforderlich) in Verbindung mit dem erstellten digitalen Zwillingsmodell des entsprechenden Kavernenfeldes automatisch Simulationen durchführen. Damit werden die technischen Betriebsparameter kontinuierlich überwachet, in Tagesreports dokumentiert und automatisch an die Kunden versendet. Außerdem können zukünftige Speicheroperationen überprüft und bei Bedarf auch automatisiert (Skriptgesteuert) berechnet werden. So liefert CBGS 2.0 zuverlässige Daten und Erkenntnisse über den Speicher und der Betreiber kann die Vermarktung seines Speichers weiter optimieren.

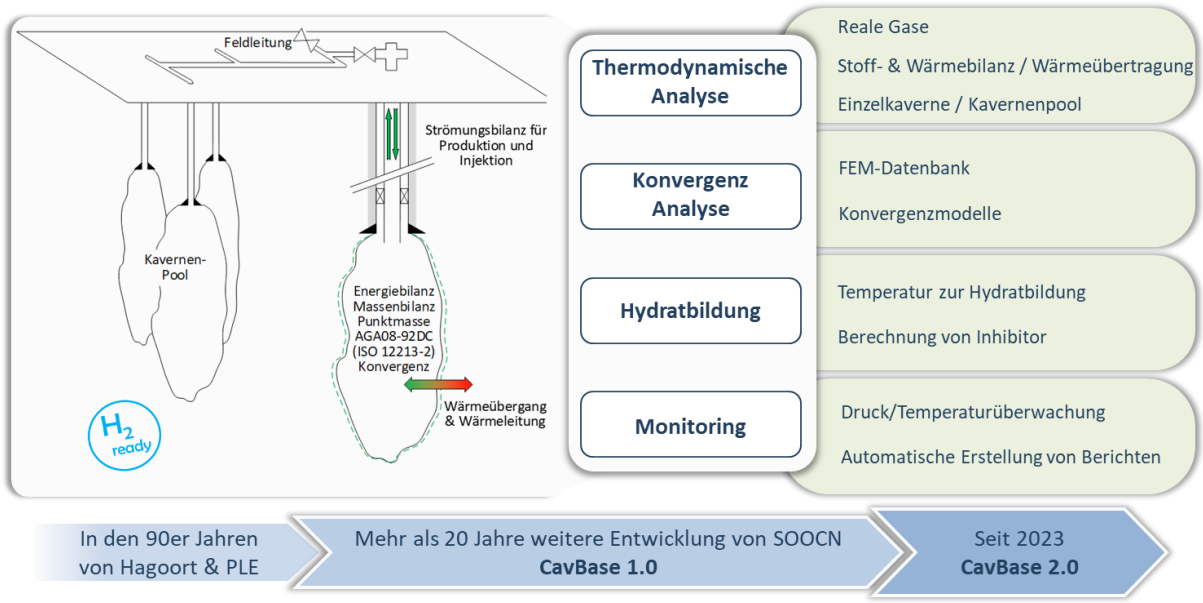


Bild 3-1 Zeitlichen Entwicklung, wesentliche Modelleigenschaften und Module von CavBase Gas Storage

3.2 Das neue implementierte Konvergenzmodell in CavBase GasStorage 2.0

Das in CBGS 2.0 neu implementierte Konvergenzmodell basiert auf von *van Sambeek (1986)* hergeleiteten analytischen Lösungen, die auf dem Norton-Hoff-Stoffmodell beruhen und das Verhalten zylindrischer und kugelförmiger Kavernen im stationären Kriechzustand beschreiben. Auf dieser Grundlage wurden die wesentlichen Einflussgrößen für das neue Modell getrennt parametrisiert und die analytische Lösung durch zusätzliche Funktionen erweitert. Diese Erweiterungen dienen dazu, Abweichungen zwischen realem Kavernenverhalten und idealisierten theoretischen Lösungen phänomenologisch zu erfassen.

Das Modell kombiniert somit eine physikalisch fundierte Beschreibung mit einer erhöhten Anpassungsfähigkeit an reale Betriebsbedingungen. Die mathematische Formulierung lautet wie folgt:

$$\begin{cases} K = \sum k \Delta t \\ k = M\left(p_w\right) \cdot G \cdot N(T) \cdot \left[D\left(t\right) \cdot p_w\right]^n \end{cases}$$

Dabei steht K für die gesamte Konvergenz, k für die Konvergenzrate, $M\left(p_w\right)$ für die Modifikationsfunktion, G für die Formfunktion, $N(T)$ für die Temperaturabhängigkeit und $D\left(t\right)$ für die Relaxationsfunktion. Der wirksamer Gebirgsdruck $p_w = p_G - p_i$ beschreibt die Differenz zwischen dem Gebirgsdruck p_G und dem Kavernendruck p_i.Die einzelnen Terme werden im Folgenden beschrieben.

Modifikationsfunktion $M\left(p_w\right)$

Die Einführung der Funktion dient dazu, dass einerseits die mögliche Unterschätzung der Kriechrate durch das Norton-Stoffmodell im Bereich niedriger deviatorischer Spannungen von *Bérest et al. (2008)* zu korrigieren und damit eine entsprechende Unterschätzung der Konvergenzrate in diesem Spannungsbereich zu vermeiden, anderseits ermöglicht der separierte Parameter für niedrige und hohe Spannungsbereiche eine höhere Flexibilität bei der Anpassung an Messdaten. Die Funktionsform lautet:

$$M\left(p_w\right) = v_1 + \frac{1}{2}\left(v_1 - v_2\right)\left[1 + \tanh\left(g \cdot \frac{p_w - p_w^g}{p_w^1 - p_w^2}\right)\right]$$

Dabei bezeichnen p_w^1 und p_w^2 die Spannungsbereiche im niedrigen bzw. hohen Bereich, während v_1 und v_2 die entsprechenden Korrekturfaktoren darstellen. Der Parameter p_w^g kennzeichnet den Übergangspunkt der Funktion und der Faktor g beschreibt die Steilheit des Übergangs von v_1 zu v_2 (siehe Bild 3-2).

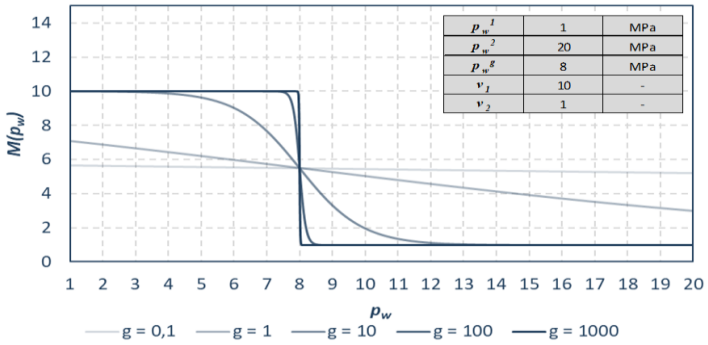


Bild 3-2 Modifikationsfunktion mit verschiedenen g-Faktoren

Formfunktion G

Die Formfunktion beschreibt den Einfluss der Kavernengeometrie sowie der möglichen mechanischen Wechselwirkung zwischen benachbarten Kavernen auf die Konvergenzrate und basiert auf der analytischen Lösung von *van Sambeek (1986)*.

$$\begin{cases} G = G_0 \cdot G_1 \\ G_0 = G_{01} \cdot G_{02} \end{cases}$$

Dabei resultiert G_0 aus der analytischen Lösung G_{01} und G_{02}. Der Faktor G_{01} berücksichtigt Unterschiede in der Konvergenzrate zwischen unendlich langen zylindrischen und kugelförmigen Kavernen. Der Faktor G_{02} beschreibt den Einfluss des Modellrands. Für eine unendlich ausgedehnte Salzformation gilt $G_{02} = 1$.

$$\begin{cases} G_{01} = \sqrt{3}\left(\dfrac{\sqrt{3}}{n}\right)^n, \quad G_{02} = \dfrac{r_o^2}{\left(r_o^{2/n} - r_i^{2/n}\right)^n} \left(zylindrische\ Kaverne\right) \\ G_{01} = \dfrac{3}{2}\left(\dfrac{3}{2n}\right)^{n+1}, \quad G_{02} = \dfrac{r_o^3}{\left(r_o^{3/n} - r_i^{3/n}\right)^n} \left(Kugelfoermige\ Kaverne\right) \end{cases}$$

Der Faktor G_{02} kann zur qualitativen Beschreibung der mechanischen Wechselwirkung zwischen benachbarten Kavernen in einem Kavernenfeld herangezogen werden. Numerische Untersuchungen von *Lux et al. (2020)* zeigen beispielsweise, dass für zentrale Kavernen in einem Kavernenfeld die Berücksichtigung endlicher Grenzen des Salinargebirges zu einer besseren Übereinstimmung mit Messdaten führt. Bild 3-3 zeigt die Abhängigkeit von G_{01} und G_{02} für zylindrische und kugelförmige Kavernen bei unterschiedlichen Norton-Exponenten n.

Der Parameter G_1 basiert auf den Arbeiten von *Hagoort et al. (1988)* und dient zur Korrektur von Abweichungen zwischen realen Kavernenformen und idealisierten Geometrien. Insbesondere der Einfluss des Höhen-Durchmesser-Verhältnisses (H/D) zylindrischer Kavernen auf die Konvergenzrate ist hierbei von Bedeutung. Darüber hinaus wurde ein möglicher Zusammenhang zwischen der Kavernenoberfläche und der Konvergenzrate vorgeschlagen, der jedoch weiterer Untersuchung bedarf.

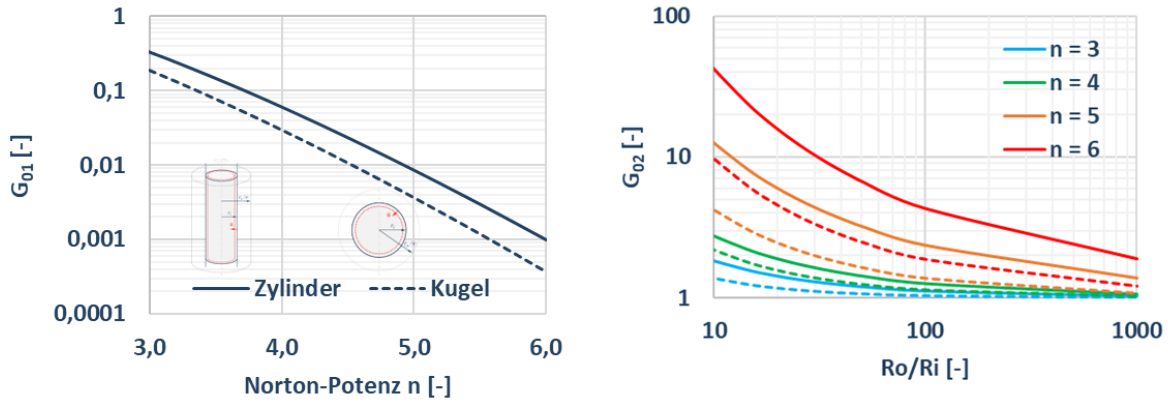


Bild 3-3 G_{01} und G_{02} bei unterschiedlichen Norton-Exponenten n

Parameter des Norton-Stoffmodells $N(T)$ und n

Der Faktor n und die Funktion $N(T)$ stammen aus dem Norton-Stoffmodell und beschreiben die Kriecheigenschaften des Steinsalzes sowie den Einfluss der Temperatur auf die Kriechrate. Die Funktion $N(T)$ lautet wie folgt:

$$N(T) = Ae^{-Q/RT}$$

Dabei ist A ein materialabhängiger Parameter, Q die Aktivierungsenergie, R die Gaskonstante und T die absolute Temperatur. Die Parameter werden in der Regel durch Anpassung an experimentelle Daten im Labor bestimmt.

Das Bild 3-4 zeigt den typischen Kriechratenbereich von verschiedenen Salzformationen bei der Vergleichsspannung $\sigma_v = 10\,MPa$ und der Temperatur $T = 50\,°C$ sowie beispielhafte Kriechkurven aus verschiedenen Kavernenfeldern mit Kriechklassen, deren Daten aus dem Projekt KOSINA von *Liu et al. (2017)* stammen.

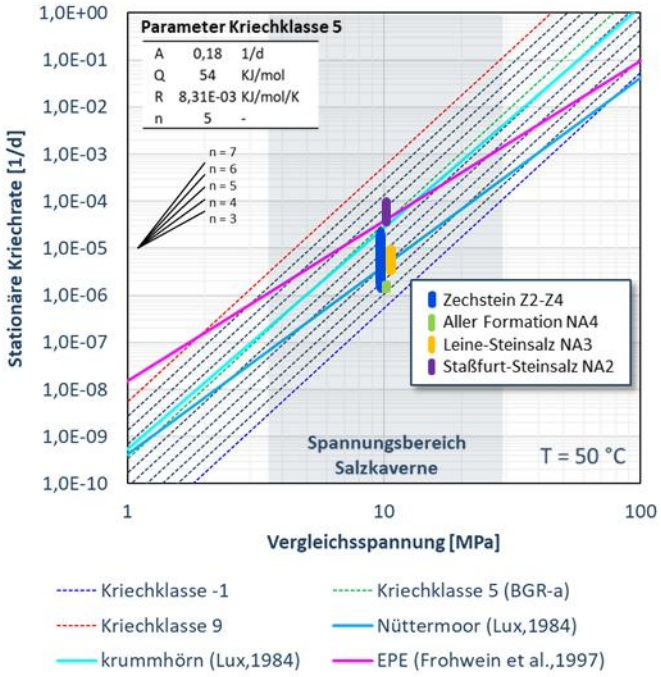


Bild 3-4 Kriechbereiche verschiedener Steinsalze bei der Vergleichsspannung von $\sigma_v = 10\,MPa$ und der Temperatur von $T = 50\,°C$ mit Kriechklassen von *Liu et al. (2017)*

Relaxationsfunktion $D(t)$

Das Norton-Modell beschreibt ausschließlich das stationäre Kriechverhalten von Steinsalz. Auch die geschlossene Lösung von *van Sambeek (1986)* basiert auf der Annahme eines stationären Systemzustands der Konvergenzrate. In der Praxis zeigt die Konvergenz häufig jedoch in einem langzeitigen betrachteten Zeitraum ein ausgeprägtes transientes Verhalten.

Zum einen weist Steinsalz ein primäres (transientes) Kriechverhalten auf, das gemäß *Lux (1984)* nach paar Betriebszyklen weitgehend abklingt und vernachlässigt werden kann. Zum anderen ändert sich der Kavernendruck während des Betriebs sehr häufig im Lauf der

Zeit. Nach einer zunächst elastischen Reaktion im Gebirge erfolgt eine zeitabhängige Spannungs-umlagerung durch Kriechen bis zum Erreichen eines neuen Gleichgewichtszustands. Dieser Prozess ist ebenfalls transienter Natur und wurde sowohl durch theoretische Analysen von *Wang et al. (2015)* als auch durch numerische Untersuchungen von *Lux et al. (2020)* nachgewiesen. Darüber hinaus zeigen *Ma et al. (2021)*, dass auch große Verformungen zur transienten Entwicklung der Kavernenkonvergenz beitragen.

Vor diesem Hintergrund wird im Modell eine Relaxationsfunktion eingeführt, die die zeitabhängige Entwicklung des wirksamen Gebirgsdrucks beschreibt und damit das transiente Verhalten der Konvergenzrate phänomenologisch abbildet. Die Funktionsform lautet:

$$D(t) = \alpha\left[1 - \delta\left(1 - e^{-\lambda(t-t_0)}\right)\right]$$

Dabei sind α , δ , λ Modellparameter, die das Relaxationsverhalten steuern.

4 SOCON-Verfahren zur Kalibrierung des Konvergenzmodells

Die in Tabelle 2-1 aufgeführten theoretischen Konvergenzmodelle basieren in der Regel auf vereinfachten Annahmen, während die tatsächlichen geologischen Bedingungen und Entwicklungen von Salzkavernen deutlich komplexer sind. Das Salinargebirge weist endliche Grenzen, Inhomogenitäten sowie tektonische Strukturen auf, die das mechanische Verhalten beeinflussen. Gleichzeitig zeigen reale Kavernen unregelmäßige Geometrien, wodurch räumlich unterschiedliche Verformungen entstehen. Das Kriechverhalten von Steinsalz ist außerdem stark nichtlinear und hängt neben dem Spannungsniveau auch vom Spannungsverlauf und der Zeit ab, zusätzlich können Schädigungs- und Verheilungseffekte eine Rolle spielen. Im Betrieb wirken zudem gekoppelte Prozesse wie Druck- und Temperaturänderungen sowie Wechselwirkungen zwischen Kavernen zusammen. Daher ist in der Praxis eine Kalibrierung der Modellparameter anhand von Messdaten erforderlich. Die angepassten Parameter repräsentieren dabei implizit die im Modell nicht erfassten physikalischen Prozesse und verbessern die Prognosefähigkeit.

Zur Optimierung dieser Parameter wurde das von *Kruck et al. (2022)* vorgestellt systematische Kalibrierungsverfahren von SOCON weiterentwickelt. Das Fließdiagramm des Kalibrierungsprozesses ist im Bild 4-1 zu sehen. Die anfängliche Parameterschätzung erfolgt durch die Zusammenfassung von Sonar-Messdaten, Standortgeologie, Gebirgsmechanik sowie Erfahrungswerten. Anomales Konvergenzverhalten kann darüber hinaus zunächst mit speziellen gebirgsmechanischen FEM-Simulationen analysiert werden. Anschließend werden die Parameter innerhalb von CBGS 2.0 iterativ unter Verwendung historischer Betriebsdaten durch thermodynamische Analyse optimiert. Das Endergebnis ist ein kalibriertes, zuverlässiges Konvergenzmodell für die Salzkaverne. Die Kalibrierung erfolgt üblicherweise dann, wenn ein neues Modell aufgebaut wird oder wesentliche neue Daten vorliegen, wie beispielsweise eine neue Sonarvermessung.

Fallbespiel mit dem neuen implementierten Konvergenzmodell

Das Bild 4-2 zeigt eine Beispielkaverne eines Erdgasspeichers in Deutschland. Die Referenzteufe der Kaverne beträgt etwa 1500 m, mit einem initialen Gebirgsdruck von rund 30 MPa und einer Gebirgstemperatur von etwa 50 °C. Die Kaverne weist eine zylindrische Geometrie mit einem halbkugelförmigen Dach und einem halbkugelförmigen Sumpf auf, mit einer Höhe von etwa 300 m sowie einem Durchmesser von rund 60 m. Nach der Aussolung wurden insgesamt drei Sonarvermessungen durchgeführt; die letzte Vermessung erfolgte etwa 3200 Tage nach Betriebsbeginn und ergab eine gesamte Konvergenz von etwa 14 %.

Das Bild zeigt zudem die mit dem bisherigen FEM-Datenbankmodell berechneten Konvergenzverläufe. Es ist zu ersehen, dass Abweichung zwischen Berechnung und Vermessung auf tritt im Zeitpunkt von etwa 1050 Tagen aufgrund der begrenzten Flexibilität des Modells. Dies verdeutlicht die eingeschränkte Fähigkeit des Modells, die langfristige nichtlineare (transiente) Entwicklungen der Konvergenz abzubilden.

Das Bild 4-3 zeigt die Ergebnisse mit dem neuen in CBGS 2.0 implementierten Modell. Durch die Erweiterung der Modellparameter wird eine deutlich höhere Anpassungsfähigkeit an Messdaten erreicht. Die linke Darstellung zeigt zuerst, dass das neue Modell bei geeigneter Parametrisierung die Ergebnisse des alten Modells reproduzieren kann. Die rechte Darstellung verdeutlicht, dass durch Anpassung der Relaxationsparameter die langfristige nichtlineare (transiente) Entwicklung der Konvergenz erfasst werden kann. Gleichzeitig ermöglicht die Variation der Korrekturfunktion eine differenzierte Beschreibung der Konvergenzrate im Bereich niedriger deviatorischer Spannungen, d.h. bei hohem Kavernendruck sowie im Bereich hoher deviatorischer Spannungen.

Mit zunehmender Verfügbarkeit von Messdaten können die Modellparameter weiter optimiert werden, wodurch sich die Prognosegenauigkeit und Anwendbarkeit des Modells weiter verbessern lassen.

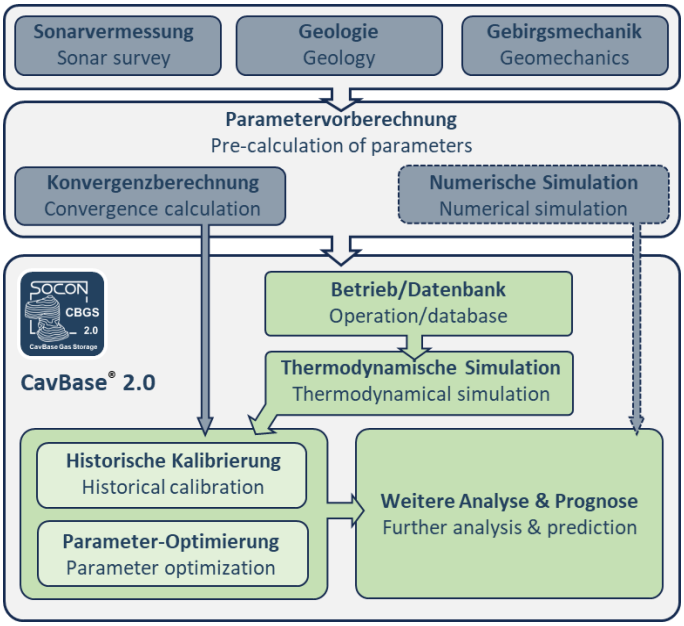


Bild 4-1 SOCON-Verfahren zur Kalibrierung des Konvergenzmodells mit CBGS 2.0

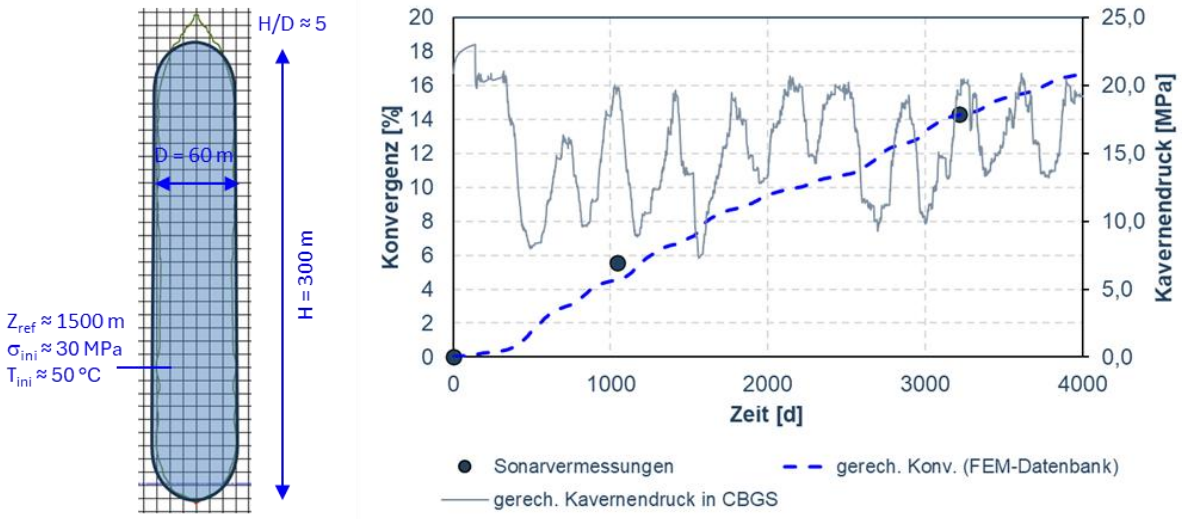


Bild 4-2 Kavernenbezogene Bedingungen einer Gasspeicherkaverne und die zeitliche Entwicklung der gerechneten Konvergenz mit der FEM-Datenbank in CBGS 2.0 im Vergleich zu den Messergebnissen

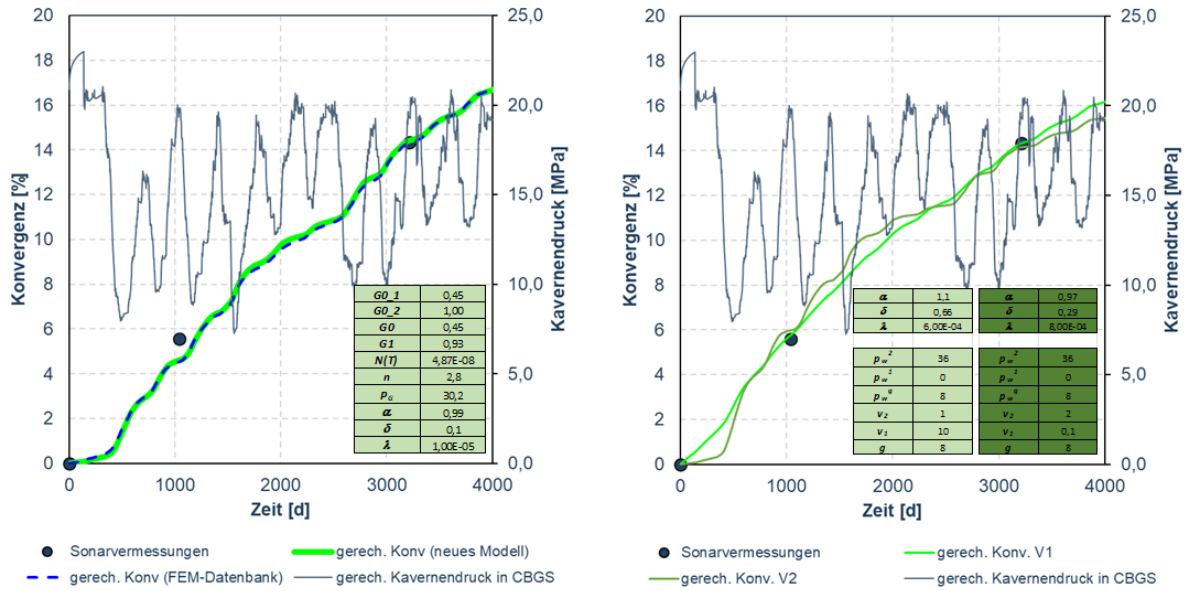


Bild 4-3 Die gerechnete Konvergenzen mit dem neuen Konvergenzmodell in CBGS 2.0 mit den unterschiedlichen Modellparametern

5 Fazit

In dieser Arbeit wurde ein neues empirisches Konvergenzmodell für Salzkavernen entwickelt und in die Simulationssoftware CBGS 2.0 implementiert. Das Modell basiert auf einer analytischen Lösung mit dem Norton-Stoffmodell und wurde durch die Einführung zusätzlicher Funktionen zur Berücksichtigung realer Einflüsse erweitert. Insbesondere ermöglichen die eingeführten Parameter eine getrennte Beschreibung von geometrischen Effekten, Spannungsabhängigkeiten sowie transienten Relaxationsprozessen.

Die Anwendung auf reale Messdaten bestätigt die Leistungsfähigkeit des Ansatzes. Durch ein systematisches Kalibrierungsverfahren können standortspezifische Charakteristiken berücksichtigt und die Prognosegenauigkeit erhöht werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass das neue Modell durch seine erweiterte Parametrisierung eine deutlich höhere Flexibilität bietet und eine verbesserte Anpassung an Messdaten erlaubt, insbesondere unter variierenden Spannungs- und Betriebsbedingungen. Insgesamt stellt das entwickelte Modell eine geeignete Grundlage für eine realitätsnahe Beschreibung der Kavernenkonvergenz dar und trägt zur Unterstützung thermodynamischer Analysen sowie zur Optimierung des Speicherbetriebs bei.

Zukünftig werden das Konvergenzmodell und die zugehörigen mechanischen Module kontinuierlich basierend auf Marktanforderungen und Nutzerfeedback verfeinert und verbessert.

6 References

Horseman, S., & Passaris E. (1981): “Creep Tests for Storage Cavity Closure Prediction.” The First Conference on the Mechanical Behavior of Salt, 1981.

Bérest, P. & Nguyen Minh D. (1981): “Deep Underground Storage Cavities in Rock Salt Interpretation of In Situ Data from French and Foreign Sites.” The First Conference on the Mechanical Behavior of Salt, 1981.

Dreyer, W. (1982): Underground Storage of Oil and Gas in Salt Deposits and other Non-Hard Rocks. Stuttgart: Enke Verlag. S.65.

Lux, K.-H. (*1984*): Gebirgsmechanische Entwurf und Felderfahrung in Salzkavernenbau. Ferdinand Enke Verlag, 1984

Van Sambeek, L. L. (*1986*): “Creep of Rock Salt under inhomogeneous stress conditions.”

Hugout, B., Chaudan, E., & Dussaud, M. (1988): “Influence on creep of shape and array of salt cavities of Natural Gas Storage.” SMRI Spring 1988.

Prij, J. (*1991*): “An Improved Model for the Convergence of an Excavation on Rock Salt.”

Hagoort, J. (*1994*): “Simulation of Production and Injection Performance of Gas Storage Caverns in Salt Formations.” SPE Reservoir Engineering, 9(04), 278–282. https://doi.org/10.2118/26654-PA

Quintanilha de Menzes, J. E., & Mguyen-Minh, D. (*1996*): “Long Term Subsidence Prediction Above Storage Cavity Fields in Salt Layers.” SMRI Fall 1996.

Krieter, M., Frohwein, A., & Benke, K. (*1997*): “The Impact of the Operating Mode of Gas Storage Caverns on Convergence Development.” SMRI Spring 1997.

Zander-Schiebenhöfer, D. (*2007*): Kriechverhalten von Salzgestein in der Umgebung von Kavernenfeldern (Dissertation). Leibniz Universität Hannover.

Bérest B., Brouard B. and Karimi-Jafari M. (2008): “The effect of small deviatoric stresses on cavern creep behavior.” SMRI Fall 2008.

Kratzch, H. (2013): Bergschadenkunde, Deutscher Markscheider-Verein e.V.,2013

Wang, L., Bérest, P., & Brouard, B. (*2015*): “Mechanical Behavior of Salt Caverns: Closed-Form Solutions vs Numerical Computations.” Rock Mechanics and Rock Engineering, 48(6), 2369–2382. https://doi.org/10.1007/s00603-014-0699-1

Cornet, J., Dabrowski, M., & Schmid, D. W. (*2017*): “Long-term cavity closure in non-linear rocks.” Geophysical Journal International, 210(2), 1231–1243. https://doi.org/10.1093/gji/ggx227

Liu, W., Völkner, E., Minkley, W. & Popp, T. (2017): Zusammenstellung der Materialparameter für THM-Modellberechnungen, Ergebnisse aus dem Vorhaben KOSINA, BGR 2017.

Lux, K. H., Wolters, R., & Pan, T. J. (*2020*): MIBOSAKA: Grundlegende Untersuchungen zum Erhalt der mechanischen Integrität von Bohrlochausbau und Salinargebirge unter den Einwirkungen eines langfristigen multizyklischen Kavernenbetriebes im Hinblick auf Risikobewertung und Akzeptanzverbesserung: Abschlussbericht zum BMWi-Forschungsvorhaben: Zeitraum: 01.04.2017-31.03.2020. Clausthal-Zellerfeld: Technische Universität Clausthal.

Ma, X., Xu, Z., Chen, L., & Shi, X. (2021): “Creep deformation analysis of gas storage in salt caverns.” International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 139, 104635. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2021.104635

Chen, F., Ye, L., Ma, H., Shi, X., Liu, H., & Yang, C. (*2022*): “Subsidence above gas storage in salt caverns predicted with viscoelastic theory.” Journal of Natural Gas Science and Engineering, 103, 104620. https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104620

Fokker, P. A., & Breunese, J. N. (2022): “Single-cavern convergence for an Ellis 2-branch power-law model.” Conference on the Mechanical Behavior of Salt X (pp. 384-394). 2022

Kruck, O., Klocke, S., Stille, A. (2022): „Kalibrierung des thermodynamischen Berechnungsmodells von Erdgaskavernen.“ DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung 2022

Babaryka, A., & Benndorf, J. (*2023*): “Ground Subsidence above Salt Caverns for Energy Storage: A Comparison of Prediction Methods with Emphasis on Convergence and Asymmetry.” Mining, 3(2), 334–346. https://doi.org/10.3390/mining3020020

Kruck, O. (*2024*): “Handbuch CavBase Gas Storage 2.0.” SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH

A Worlds First Live Well Intervention on Hydrogen Wells

T. Schreuder, S. Heijwegen
Well Gear B.V., Westerbork, The Netherlands

The underground Hydrogen storage market is expected to grow with a CAGR of 9.2% over the next decade, presenting new challenges for operators in terms of safety and risk management. Hydrogen's unique properties require specific rules, regulations and safety equipment to prevent hazards during well interventions.
WellGear was at the forefront of addressing these challenges, having successfully conducted the world's first live well "snubbing" intervention on a hydrogen storage well, for which a patent was granted.
This presentation will provide an overview of the snubbing process, followed by a discussion of the projects objectives, risk identification and effective risk management strategies. We will also present key findings and recommendations based on the results to offer insights into the future of hydrogen well interventions and safety protocols.

Deposition of syn- and post-halokinetic sequences (Emsland, NW-Germany)

Berit Legler
Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG

Abstract

Syn-halokinetic depositional sequences are characterized by rapid lateral thickness changes and pinch-outs, unconformities, shifting depocenters and depocenter axis, and nonsynchronous development of adjacent mini-basins. In contrast, the post-halokinetic cover blankets almost isopachous the earlier sequences.

Based on 3D-seismic and well data, the development of Triassic mini-basin fill and Cretaceous to Quaternary cover in the Emsland area will be presented. The focus of this presentation will be placed on the development of fluvial and marine deposits in the salt-influenced mini-basins and the post-halokinetic package. Seismic attribute analysis allows mapping geological features aerially. Seismic geomorphology and depositional elements can be interpreted. The depositional features observed in the Keuper, the Tertiary, and the Quaternary in the Emsland area will be placed into a regional context.

Introduction

The wide-spread, thick Zechstein salt formed salt structures and diapirs across the Southern Permian Basin (Pharaoh et al. 2010). Depending on the tectonic regime and according to paleo-stress orientation, the geometries and orientation of the salt structures vary. In the Emsland area, three phases of salt movement can be discriminated (Mohr et al. 2005, Kukla et al. 2008): (1) an early post-salt depositional thin-skin extension with the local formation of rafts of Early to Middle Buntsandstein deposits and an initial formation of salt pillows; (2) the Late Triassic to Jurassic extension resulting in reactive diapirism and the formation of mini-basins laterally to the growing salt diapirs; and (3) a reactive rise of the diapirs due to Later Cretaceous to Tertiary compressional tectonics.

This paper explores the depositional development of selected clastic intervals in the syn- and post-halokinetic sequences. The main question to be answered is to what degree did halokinesis influence deposition. Five stratigraphic intervals (Figure 1A) will be discussed in detail: (1) the Lettenkeuper, (2) the Schilfsandstein, and (3) the Steinmergelkeuper with fluvial channels; (4) an Oligocene/Miocene marine wedge; and (5) a Pleistocene tunnel valley.

Seismic geomorphology allows mapping of depositional elements like fluvial channels by using attribute analysis of 3D-seimic data. For the syn-halokinetic sequence, colour blending of Sweetness and Seismic Relief attributes of horizon slices provided satisfying results. Seismic relief and sweetness attributes were analysed for the post-halokinetic sequence. Both Petrel and PaleoScan have been used for the analysis.

Lettenkeuper

Syn-halokinetic mini-basins, which formed adjacent to the rising salt diapirs were mainly filled by Keuper deposits. Keuper deposition was dominated by muddy red beds with intercalated evaporites, deposited under semi-arid to arid conditions. Fluvial-dominated strata with sandstones are restricted to few stratigraphic levels. The lowermost is the Lettenkeuper

(Erfurt Formation). Vast floodplains stretched across the Southern Permian Basin, including the study area. Sediment was transported from Fennoscandia southwards. Delta- and coastal plains developed in the area of the Hessian depression (Bachmann et al. 2010). In the Ems area, narrow fluvial channels could be mapped in seismic, which dominantly trend NNE to SSW (Figure 1B). Additionally N-S and E-W trending channels occur. The NNE-SSW trending channels are slightly curved to straight and follow the trend of the mini-basin axis.

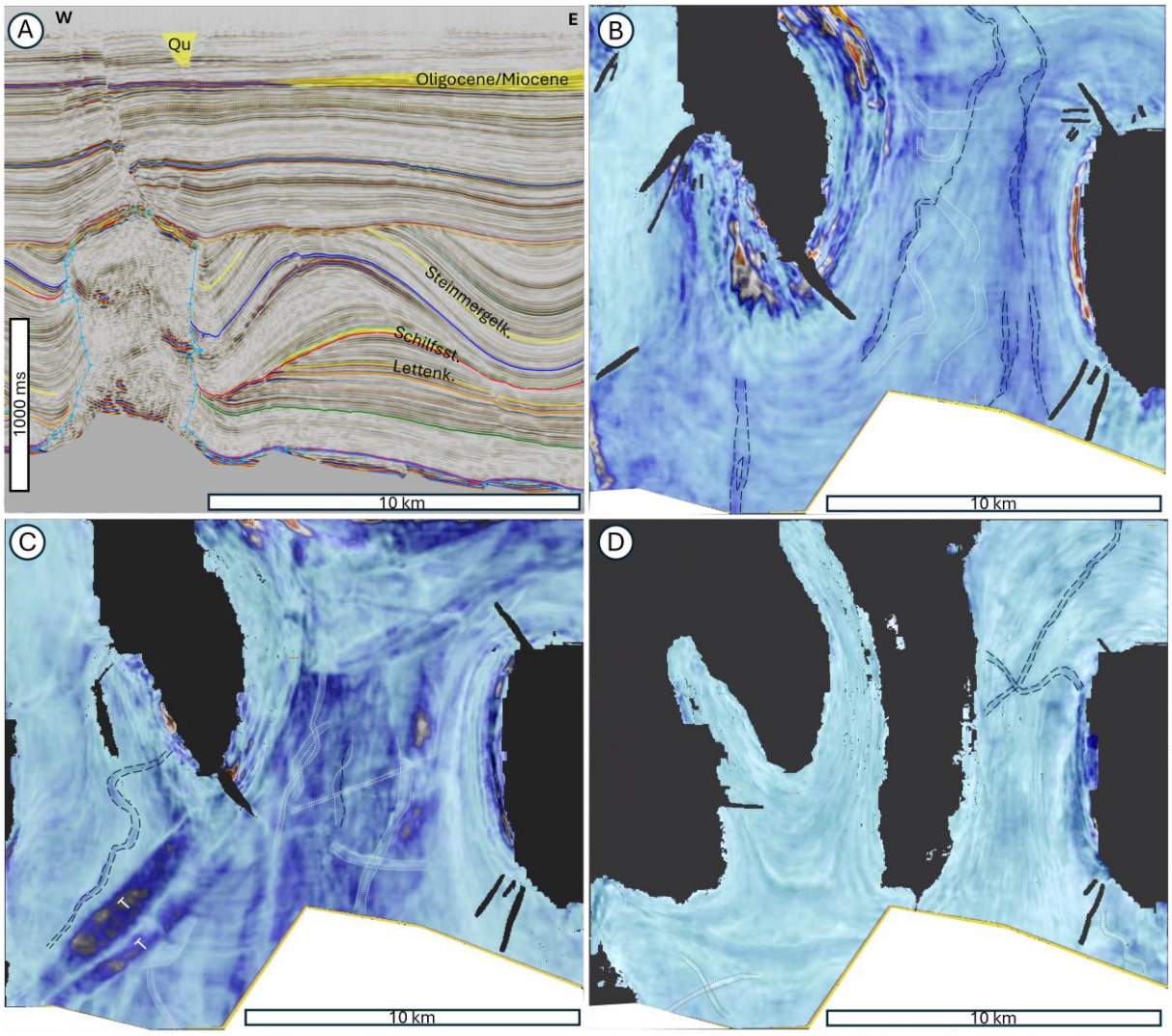


Figure 1A: Seismic cross section through northern part of study area with Lettenkeuper, Schilfsandstein, Steinmergelkeuper, Oligocene/Miocene, and Quaternary sandstones annotated. 1B-D: Horizon maps with colour blending of Sweetness and Seismic relief attributes; B: Lettenkeuper, C: Schilfsandstein (T: tuning of onlapping strata), D: Steinmergelkeuper.

Schilfsandstein

The Schilfsandstein (Stuttgart Formation) is the stratigraphically next interval with deposition under fluvial-dominated conditions. 100–400 m wide straight to meandering channels were mapped in the study area (Figure 1C). They trend most prominently NNE-SSW, and subordinately NE-SW, E-W, and NW-SE. Despite the strong thickness variations in this halokinetic sequence with well-imaged onlaps, the topography must have been flat to allow this wide range of channel trends. In comparison to the development of very pronounced fluvial channels and valleys in the Lower Saxony Basin (Kellner 2022) or channel and delta-systems in NE-Germany (Niegel & Franz 2018, Bello-Rujana et al. 2025), the fluvial channel deposits in the Ems area are sparse and are not penetrated by wells.

Steinmergelkeuper

The Steinmergelkeuper (Arnstadt Formation) is dominated by laterally extensive playa deposits. Few, NE-SW, E-W, and NW-SE trending fluvial channels were mapped in the Ems area (Figure 1D). They are straight or curved and 200–300 m wide. Similarly to the Schilfsandstein below, the variety in channel trends in the Steinmergelkeuper indicate little to no influence of salt diapirism on the mini-basin topography.

Tertiary (Late Oligocene/Early Miocene)

NW-Germany was dominated by offshore marine deposits during the Late Oligocene to Early Miocene. Overall regression during the early Miocene resulted in the progradation of deltas and shorelines from the South and Southeast. However, the Ems area is interpreted as dominated by offshore marine mudstone during that time and shoreline and delta sandstones did not reach the area before the Early Pliocene (Knox et al. 2010).

Seismic cross sections display channel-like signatures at upper Oligocene / lower Miocene levels in the northeastern and central parts of the seismic volume (Figure 2). In addition, a wedge of seismic reflectors occur in the NE, which thins and pinches out westwards. In seismic attributes, short (1–3 km) channel-like elements could be mapped, which occur north of the Timmel diapir and also to some degree between the diapirs. Given the regional depositional setting, their interpretation is ambiguous. However, there seems to be a relationship between their occurrence and topography created by the Timmel diapir during the Late Oligocene/Early Miocene. Alternatively, the reflector wedge might also represent an erosional remnant resulting from a more regional uplift.

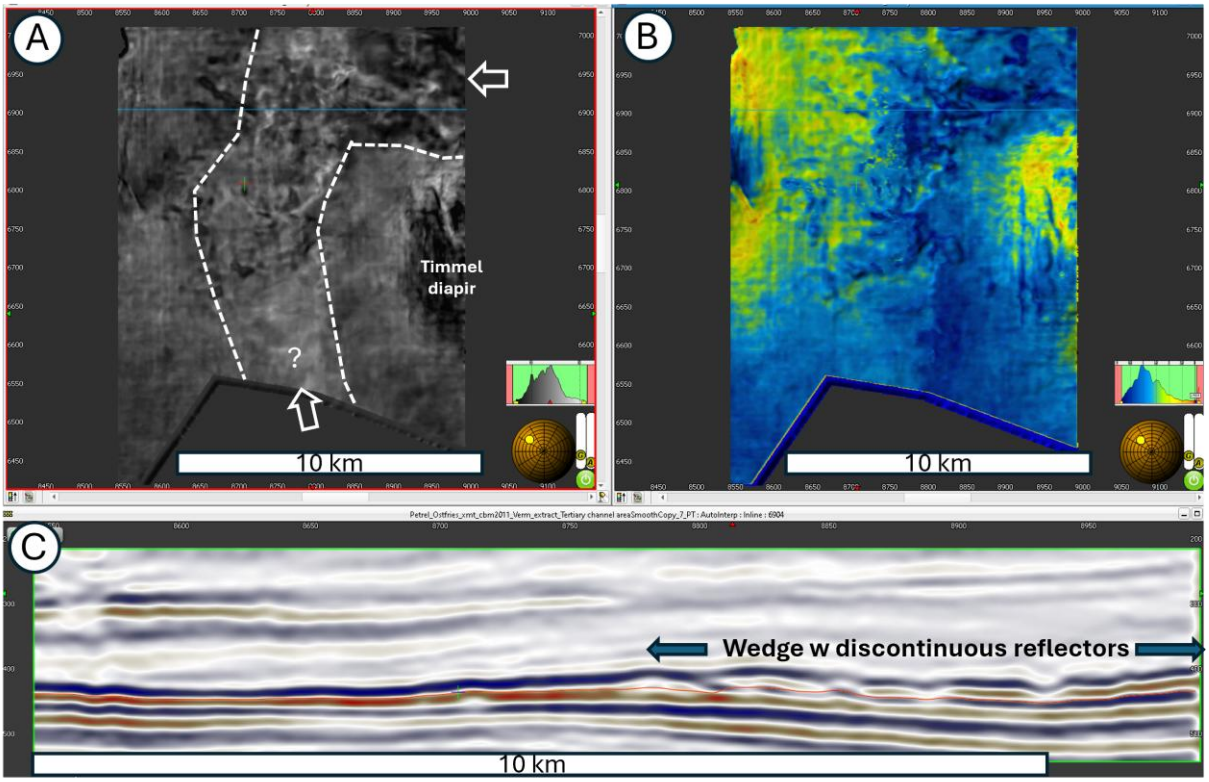


Figure 2: Upper Oligocene to Lower Miocene. A: Seismic relief and B: Sweetness attribute horizon maps; C: Seismic cross section.

Quaternary

In the shallowest part of the seismic cube a N-S trending valley crossing the Bedekaspel diapir was mapped. The valley incises c 300 m deep into the Miocene. It is 1.5 km wide at

the top and c 0.5 km wide at its base. Due to the shallow depth of the feature within the seismic cube, the upper part of the valley edge is challenging to image. Despite the high amount of data acquisition footprint, both attribute mapping and seismic cross-section show a heterogeneous valley fill. Broken reflectors, partly inwards-tilted valley banks, and stepped valley profiles are similar to Pleistocene tunnel valleys in the area, e.g. the Cuxhaven valley, which was cut by meltwater of Elsterian glaciers (Steinmetz et al. 2015). The tunnel valley mapped in this seismic cube adds to the picture of already known and mapped valleys in northern Germany and the southern North Sea (Lang et al. 2024).

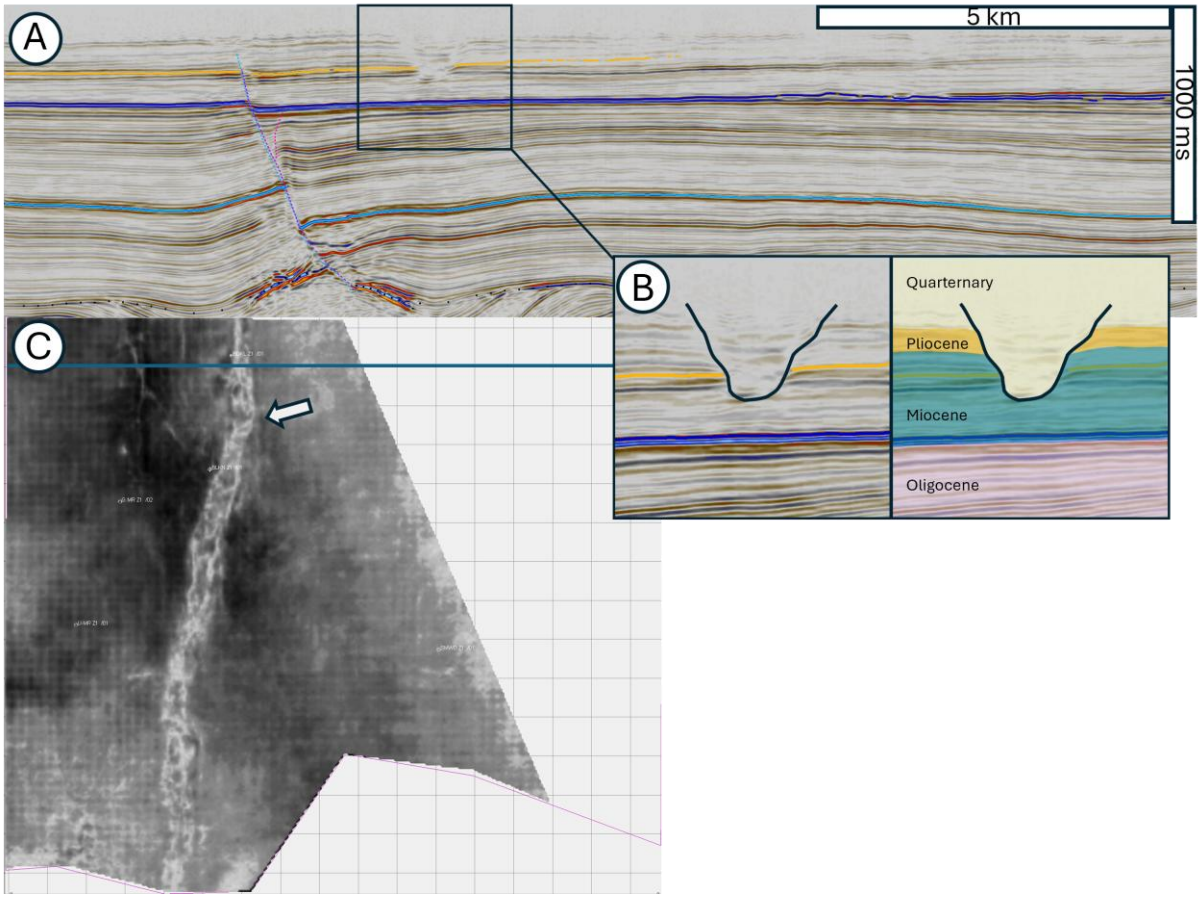


Figure 3: Quaternary tunnel valley. A: Seismic cross-section with Top Miocene (orange), Top Oligocene (dark blue), and Base Tertiary (light blue) interpretations. B: Details of valley interpretation showing depth of erosion and stepped valley profile. C: Sweetness attribute map showing valley outline and heterogeneous fill (prominent seismic acquisition footprint due to shallow depth of horizon).

Conclusions

Deposition of syn- and post-halokinetic sequences is influenced differently by diapirism and tectonic evolution through geological history in the study area. Thickness is strongly controlled by salt-withdrawal and mini-basin formation during salt diapirism in the Triassic. Several unconformities indicate phases of local non-deposition and erosion. The actual syn-sedimentary topography during the Keuper, however, seems to be only little controlled by salt diapirism. Fluvial channels in all three studied intervals (Lettenkeuper, Schilfsandstein, Steinmergelkeuper) often trend parallel to the mini-basin axis, but strong diversion from it is also observed. In contrast, the reactive rise of the diapirs during the Tertiary had a greater effect on topography with channel-like features developing around the Timmel diapir. The Pleistocene tunnel valley crosses the Bedekaspel diapir obliquely without any influence from salt-related faults.

References

Bachmann GH, Geluk MC, Warrington G, Becker-Roman A, Beutler G, Hagdorn H, Hounslow MW, Nitsch E, Röhling H-G, Simon T & Szulc A (2010) Triassic. *In:* Doornenbal JC and Stevenson AG (editors): Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v. (Houten): 149–173.

Bello-Rujana L, Franz M, Lubo-Robles D, Moeck I (2026) 3D-seismic channel–floodplain geomorphology of the Rhaetian Distributive Fluvial System in the North German Basin: an integrated workflow with machine learning for geothermal prospects. Geothermics, 135, Article 103532: 29 pp.

Kellner A (2022) Seismischer Charakter Ober-Triassischer Sedimente der Stuttgart Formation (Schilfsandstein) im Norddeutschen Becken. DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung, Celle.

Kukla PA, Urai JL, Mohr M (2008) Dynamics of salt structures. In: Littke R, Bayer U, Gajewski D, Nelskamp S (eds) Dynamics of Complex Intracontinental Basins – The Central European Basin System. Springer: 291–306.

Knox RWOB, Bosch JHA, Rasmussen ES, Heilmann-Clausen C, Hiss M, De Lugt IR, Kasińksi J, King C, Kothe A, Słodkowska B, Standke G & Vandenberghe N (2010) Cenozoic. *In:* Doornenbal JC and Stevenson AG (eds) Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v. (Houten): 211–223.

Lang J, Bebiolka A, Noack V, Schütze J, Weihmann S & Breuer S (2024) The impact of the structural framework of the North German Basin on Pleistocene tunnel-valley formation. BOREAS, 54: 542–566.

Mohr M, Kukla PA, Urai JL, Bresser G (2005) Multiphase salt tectonic evolution in NW Germany: seismic interpretation and retro-deformation. International Journal of Earth Sciences, 94: 917–940. 1st School on Sandstone Diagenesis 2018, poster.

Pharaoh TC, Dusar M, Geluk MC, Kockel F, Krawczyk CM, Krzywiec P, Scheck-Wenderoth M, Thybo H, Vejbæk OV & Van Wees JD (2010) Tectonic evolution. *In:* Doornenbal JC and Stevenson AG (editors): Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. EAGE Publications b.v. (Houten): 25–57.

Steinmetz D, Winsemann, J, Brandes C, Siemon B, Ullmann A, Wiederhaold H, Meyer U (2015) Towards an improved geological interpretation of airborne electromagnetic data: a case study from the Cuxhaven tunnel valley and its Neogene host sediments (northwest Germany). Netherlands Journal of Geosciences – Geologie and Mjinbouw, 94/2: 201–227.

Developing the Remaining Reserves on the Northern-Western Flank of Büsum Salt Diapir in the Mittelplate Oilfield

[1]Paschal Ijeh, [1]Florian Bremer, [2]Gianluca Grando, [1]Stefano Dellepiane
[1]Harbour Energy Germany GmbH, [2]Harbour Energy Norge AS

Abstract

The Mittelplate oilfield is Germany's largest and most productive oil field. It is located in the tidal flats of the Elbe Estuary and has been on-stream since 1987. The oilfield is producing from four reservoirs – the Jurassic Dogger Beta, Gamma, Delta and Epsilon sandstones – with currently 27 production wells (offshore & onshore) and 10 injection wells (offshore). The current drilling campaign targets the Gamma, Delta and Epsilon (GDE) reservoirs.

Introduction

Due to poor seismic resolution in the proximity of the Büsum salt diapir, its exact position and geometry is unresolvable, creating significant structural uncertainty of the oil-bearing GDE reservoirs that lie on its western flank. Extended-reach drilling (ERD) wells drilled horizontally from Dieksand onshore location, already confirmed upturned and near vertical reservoirs sandstone along the western flank of the salt.

Workflow for Constructing 3D Sector Model

This presentation highlights an integrated workflow showing how reservoir markers from the ERD wells, together with existing seismic data, were utilized in specialized modeling software for constructing a 3D sector model. The structural concept underpinning the 3D model was derived from a field study of analogue outcrop. The 3D sector model formed the basis of detailed horizontal well planning targeting the Dogger Epsilon/Delta reservoir sandstone within different fault compartments along the salt flank. Optimally placing the planned well in a structurally high position within the target reservoir, and drilling along the salt dome rim, was crucial for draining the remaining reserves.

Conclusion

Real-time multi-dimensional inversion data acquired while drilling not only helped in estimating the top and base of the targeted reservoirs, but it also revealed an angular unconformity between the Epsilon and Delta reservoir sandstone. This information influenced geosteering decisions for placing the toe of the well within the subvertical Dogger Delta sandstone.

Findings and operational experience from drilling this well will be incorporated in planning and execution of subsequent wells located further north of the field.

Reference

Davison, I., & Barreto, P., (2020): Deformation and sedimentation processes, and hydrocarbon accumulations on upturned salt diapir flanks in the Lusitanian Basin, Portugal. Petroleum Geoscience, 27, petgeo2019-138

Geophysical reservoir characterization of Middle Jurassic sandstones (Dogger) in the North German Basin

I. Weber[1], S. Lubeseder[2], M.-P. Süss[2], J. Strobel[2], T. Thiel[3], T. Tischner[1]
[1]Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Germany
[2]Terra Geoservice, Worms, Germany
[3]TSC Harbour Energy, Barnstorf, Germany

Abstract

The sandstones of the Middle Jurassic (Dogger) in the North German Basin could be suitable as potential geothermal reservoirs due to their promising distribution, depth and potential hydraulic properties. In the BMWE-funded “Warm-Up” project, these sandstones are being investigated exemplarily in two working areas. The aim is to evaluate the suitability of these sandstones for geothermal energy.
The study areas focus on the western part of the North German Basin. They were selected based on presence of potential heat consumers and the availability of geological and geophysical data from oil and gas exploration.
In the Gifhorn area, located east of Hanover, the Aalenian sandstone is the subject of our investigation. For this purpose, cores were examined and correlated in terms of facies.
New core measurements were carried out to verify existing petrophysical data. Our results indicate up to Darcy range permeability, which is promising for geothermal applications. For prediction purposes we investigated the relationship between lithology and petrophysical properties and derived a porosity-permeability relationships from the core data.
In the Nienburg area, northwest of Hanover, our investigations focus on the Bajocian, Bathonian and Callovian sandstones, which are several tens of meters thick, at depths of between approx. 500 and 2,000 meters. The thickness of the sandstones and the net reservoir was obtained from petrophysical measurements of cores and geophysical logs. Subsequently, their spatial distribution was mapped. Based on the evaluated data, the geothermal suitability of the sandstones in this area seems to be limited.
We demonstrated in both areas, how historical oil and gas data, particularly geophysical borehole measurements, can be evaluated for geothermal exploration. This covered different reservoirs from the Middle Jurassic, each of which had specific facies characteristics. The results will be made publicly available and will place the Middle Jurassic in the focus of future geothermal exploration campaigns in the region.

Introduction

The intensive hydrocarbon exploration conducted over the past 150 years in the North German Basin has resulted in an extensive dataset derived from drilling and seismic surveys. The Middle Jurassic contains several significant hydrocarbon-bearing reservoirs within the North German Basin (BOIGK 1981, NOLTZE 2020, LBEG 2024). The interplay between sea-level fluctuations and changing deltaic systems led to the development of thick alternating sequences of shale and sandstone units (Fig. 2, BRAND & MÖNNING 2009). Despite the comprehensive data base derived from hydrocarbon exploration, the Middle Jurassic has so far received little attention in geothermal research in the western part of North German Basin, and its potential for deep geothermal utilization remains insufficiently assessed.

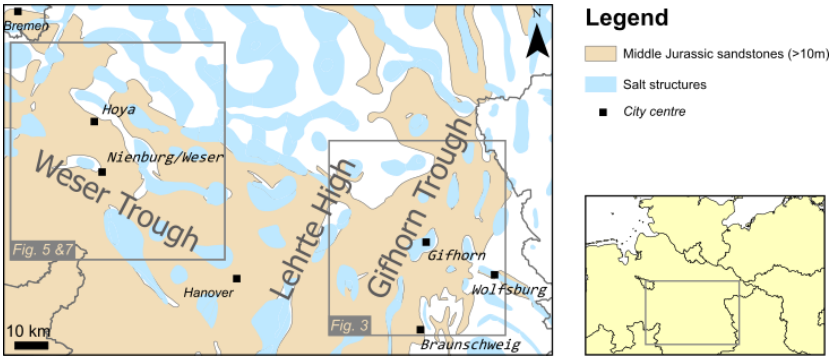


Figure 1: The map shows Weser - and Gifhorn Trough as part of the North German Basin (modified after BRAND & MÖNNING 2009), the distribution of Middle Jurassic sandstones (BARDENHAGEN & BRAUNER 2011), the Permian salt structures (FLEIG et al. 2019) and the locations of the study areas Gifhorn (Fig. 3) and Nienburg (Fig. 5 & 7).

Within our project, sandstone reservoirs of the Middle Jurassic were analysed in two study areas (Fig. 1). In the northwestern part of the Gifhorn Trough, the focus was on sandstones of the Upper Aalenian, whereas in the Weser Trough, sandstones of the Bajocian, Bathonian and Callovian were investigated. This selection was made to enable a comparative assessment of different depositional environments and their influence on reservoir characteristics, while also incorporating a comprehensive dataset comprising geophysical well logs and petrophysical core analyses. In addition, the study areas were chosen due to their proximity to potential end users, such as municipal and industrial consumers, thereby enhancing the practical relevance of the results.

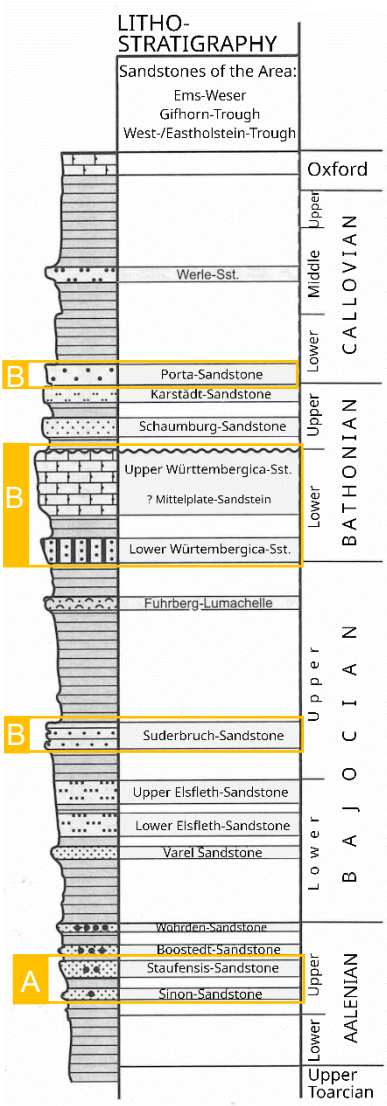


Figure 2: Lithological subdivision of the Middle Jurassic in North German Basin and Schleswig-Holstein, in addition highlighted the investigated sandstones of the two study areas: A-Gifhorn, B-Nienburg (modified after BRAND & MÖNNING 2009)

Investigations in the Gifhorn region

The sandstones of the Aalenian are being investigated in the Gifhorn study area located in the northwestern part of the Gifhorn Trough. Many Mesozoic hydrocarbon deposits are present, most of which are oil-bearing. Along the investigated section, several Middle Jurassic oil fields occur (from north to south): Hankensbüttel, Örrel, and Wesendorf, each comprising multiple subfields.

Following decades of hydrocarbon exploration in the region, new exploration initiatives have emerged in recent years, focusing on geothermal energy (Fig. 3, LBEG 2026).

The database used in this working area comprises 13 wells, each characterized by a varying suite of well logs. In most cases, gamma ray (GR) or spontaneous potential (SP) logs are available, typically complemented by at least one or more of the following log types: sonic, density, induction, and resistivity. Petrophysical data were available for eight wells, derived from a total of 152 routine core analysis (RCA) samples, including 21 new samples collected during this study from cores of three wells. Additionally, a total of 89 m of core from seven wells were described and logged.

At the northwestern slope of the Gifhorn Trough, the base of the Middle Jurassic is usually at a depth of between 1,000 and 2,000 metres. In proximity to salt diapirs, the base is shallower. Towards the trough axis, the base reaches a depth of up to 3,000 metres (LBEG 2022).

In the study area, the Aalenian Sandstone consists mainly of three sandstone horizons, which were deposited as part of a prograding delta system from the surrounding highs – primarily from the northeast, locally also from the southeast, especially in the working area (Fig. 3; ZIMMERMANN et al. 2018). The investigated section encompasses the facies zones of the delta front as well as parts of the prodelta. Two lower sandstones form several meters thick reservoir bodies, while the upper reservoir is significantly thicker, between 14 to 27 metres.

The upper reservoir is composed of a fine-grained sandstone with subordinate layers of medium-grained sandstone and locally exhibits cements of calcite, dolomite and siderite (see

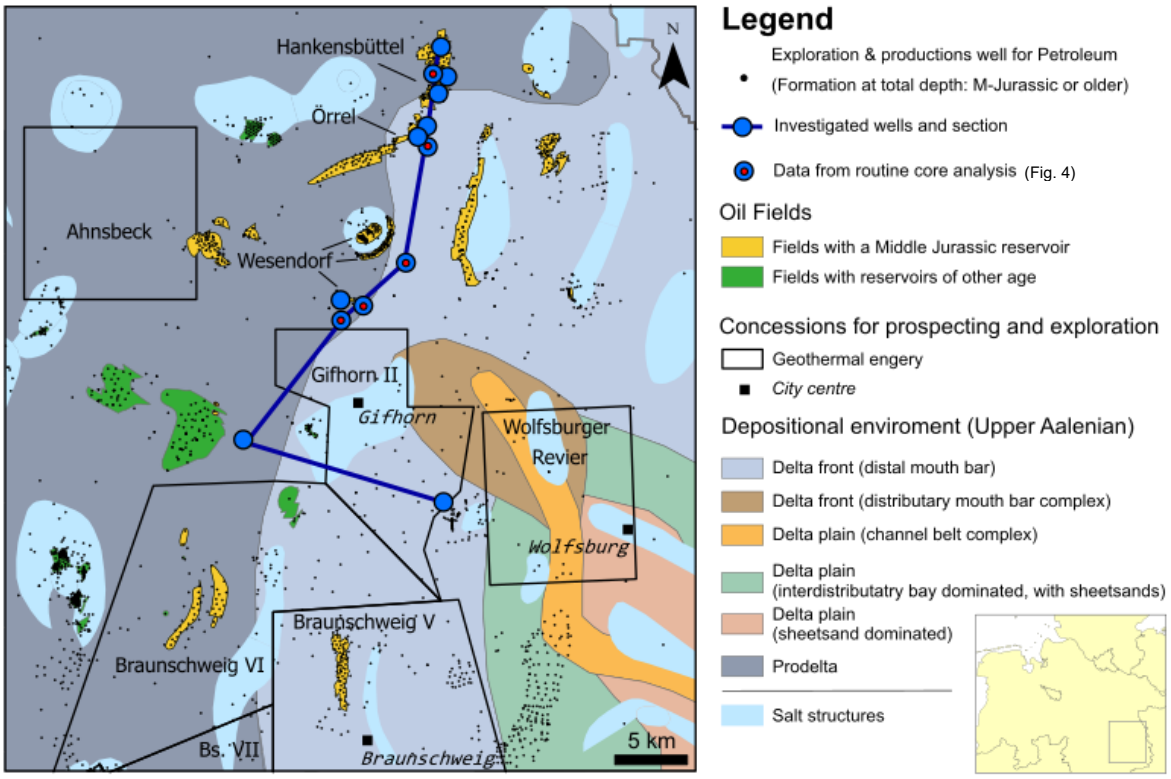


Figure 3: Map of the northwestern part of the Gifhorn Trough showing the depositional environments of the Upper Aalenian (ZIMMERMANN et al. 2018), salt structures (FLEIG et al. 2019), oil fields (highlighted in yellow: fields with a Middle Jurassic reservoir), and the current exploration licenses for geothermal energy (LBEG 2026). The investigated wells and the section location are also indicated.

highlighted samples, Fig. 4). Between the sandstone horizons, several thicker heterolithic layers of siltstone and claystone occur, partially with lamina of fine-sand and displaying varying degrees of bioturbation.
Fine- to medium-grained sandstones contribute most to both porosity and permeability. Samples below 15% porosity and 10 millidarcy permeability are typically cemented or characterized by grain sizes ranging from very fine sand to silt. For porosity values below 22%, a good relationship between porosity and permeability can be observed (Fig. 4; see K_{reg}). Above this threshold, the samples display a significantly larger scatter.
For geothermal applications sandstones with a permeability of more than 100 millidarcy are considered relevant. Frequently even significant higher permeabilities of up to some darcy are observed in this region (Fig. 4). In combination with a sandstone thickness of several meters, the typically assumed threshold for transmissibility of 5 darcymeter is met, showing the good potential for geothermal exploration.

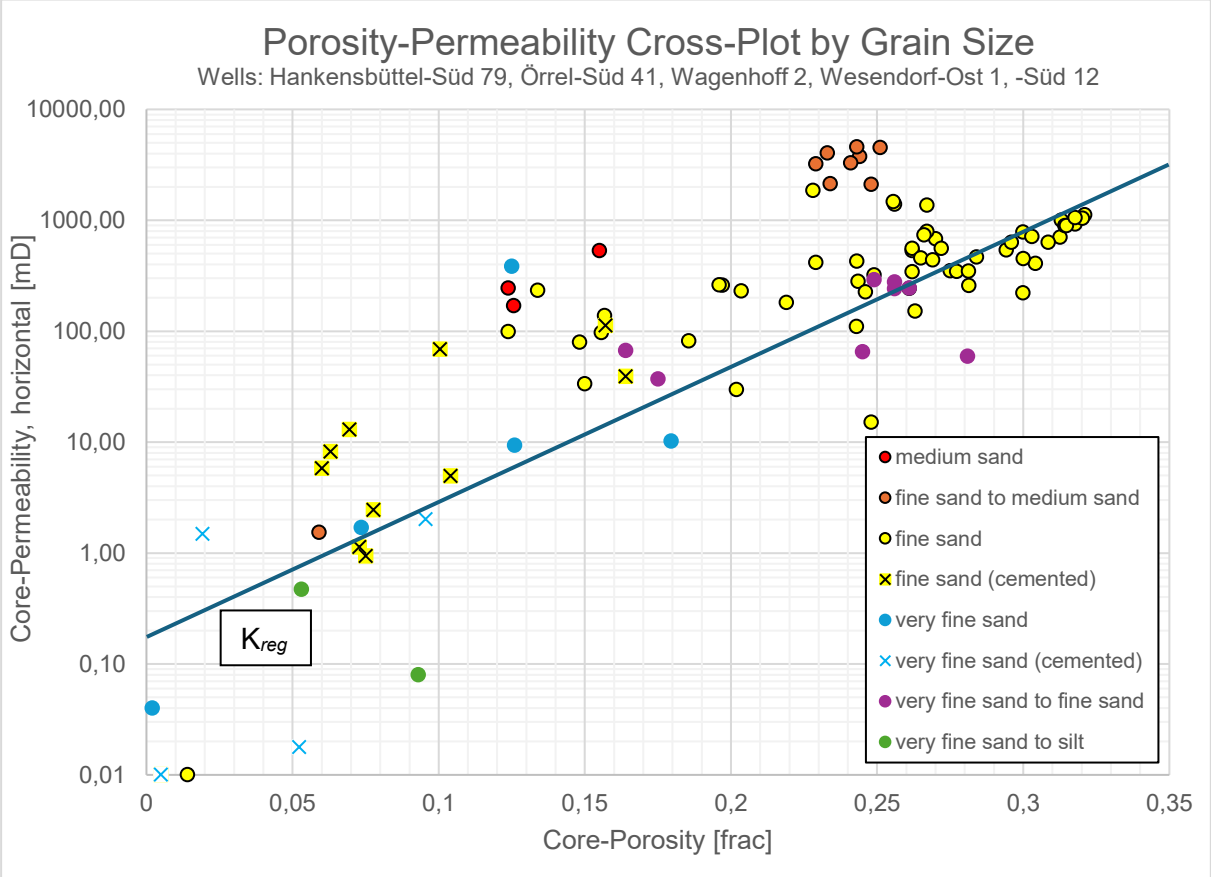


Figure 4: The diagram shows porosity and permeability data from routine core analysis (RCA) of the investigated wells (for the location of the wells see Fig. 3). Values are highlighted according to grain size as observed during core logging. In addition, samples are marked where cementation is present. Based on the data, a regression for the porosity-permeability relationship was calculated (K_{reg})

Investigations in the Nienburg region

The sandstones of the Bajocian, Bathonian and Callovian in the Weser Trough were evaluated in our second study area Nienburg. In the frame of the petroleum exploration activities over the last century three fields with a reservoir of Middle Jurassic age (Eystrup, Voigtei, Steimbke North & East) were discovered. Beside that numerous additional reservoirs were discovered in the Mesozoic and Upper Paleozoic eras. Exploration and production in these mature fields continue, albeit at a much lower level than before. With the exception the Voigtei field, all of middle Jurassic fields have ceased production (Fig. 5; LBEG 2026).

During the last years, several concessions for geothermal energy exploration were leased in this area. For example, the concession Nienburg-Weser was taken by Avacon Natur GmbH, a regional energy supplier (LBEG 2026). A should be mentioned a feasibility study on the potential use of geothermal energy at the Hoya paper mill (Smurfit Westrock group) evaluated multiple reservoirs. The study identifies the Suderbruch Sandstone (Bajocian) as the best option for a geothermal development, considering geological and economic factors (KETTERMANN et al. 2023, 2024).

In the frame of our study, we analysed a comprehensive dataset of 130 wells (see Fig. 7), each with a varying suite of data (well reports, petrophysical data from RCA, lithological and geophysical logs).

In a first step the volume of shale was determined using gamma ray or spontaneous potential logs in order to estimate sandstone thickness. For this purpose, the respective logs were correlated with the lithological records. Reference values for clean sandstone and shale were derived, and a corresponding normalization was performed based on a linear interpolation between these reference values (Figure; ASQUITH & KRYGOWSKI 2004).

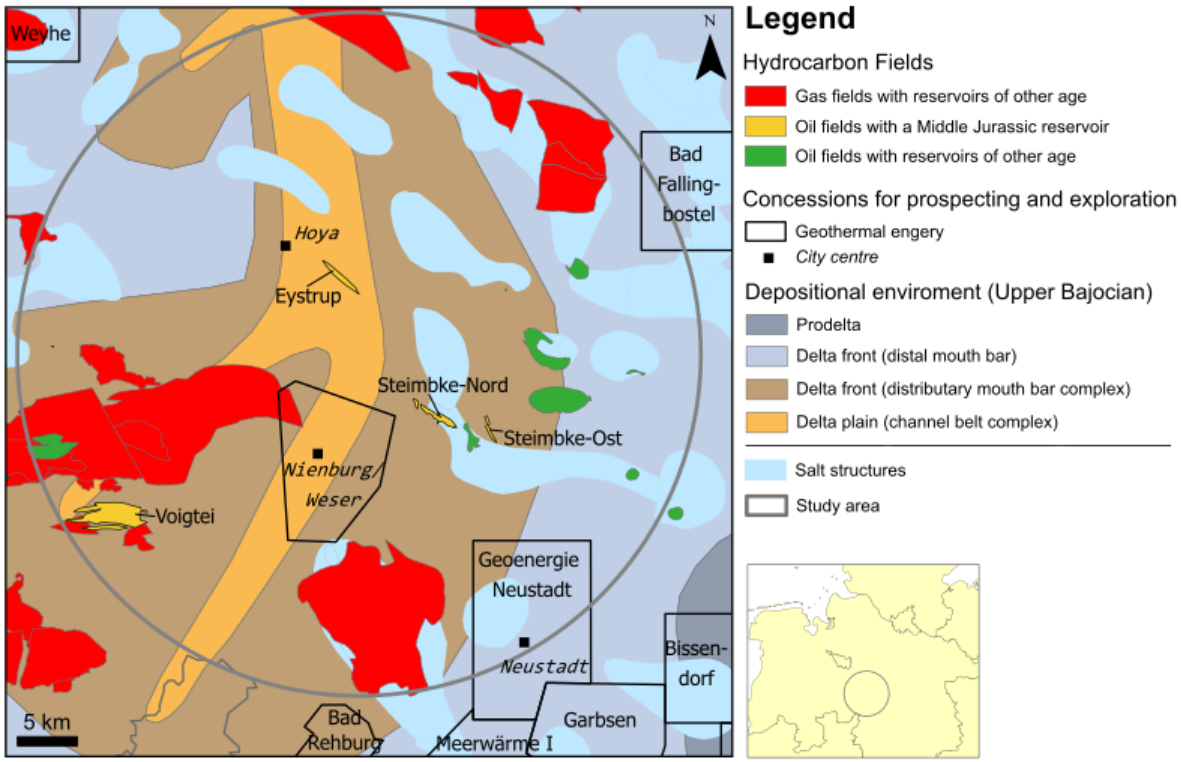


Figure 5: Map of the Nienburg region showing the depositional environments of the Suderbruch Sandstone, Upper Bajocian (ZIMMERMANN et al. 2018), salt structures (FLEIG et al. 2019), oil & gas fields (highlighted in yellow: fields with a Middle Jurassic reservoir), and the current exploration licenses for geothermal energy (LBEG 2026). For the wells investigated in this study, please refer to the thickness map of the Suderbruch Sandstone (Fig. 7).

Micro-logs were evaluated to determine net reservoir. The identification of permeable zones takes advantage of the fact that drilling mud partially invades these intervals, forming a mudcake along the borehole wall. The electrical resistivity is measured near to the borehole at different depths of investigation (1.5 and 3 inches) along the borehole. The separation between the both micro resistivity curves then indicate permeable zones as shown in Fig. 6 (right side).

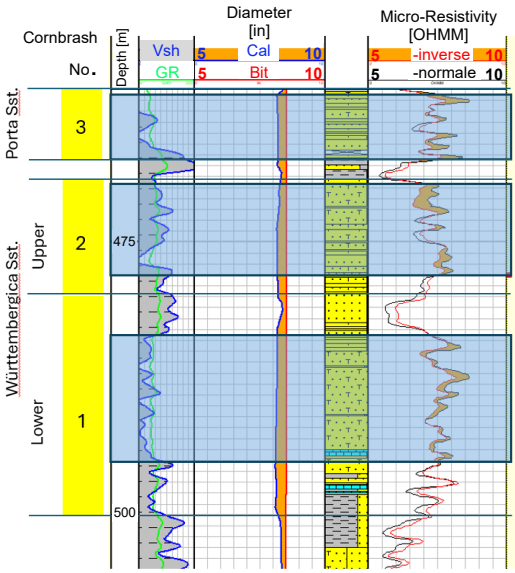
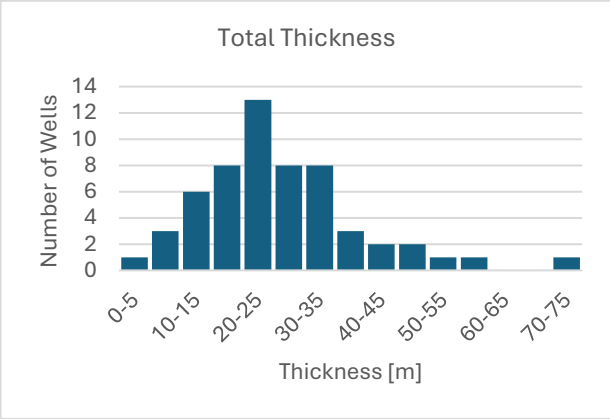
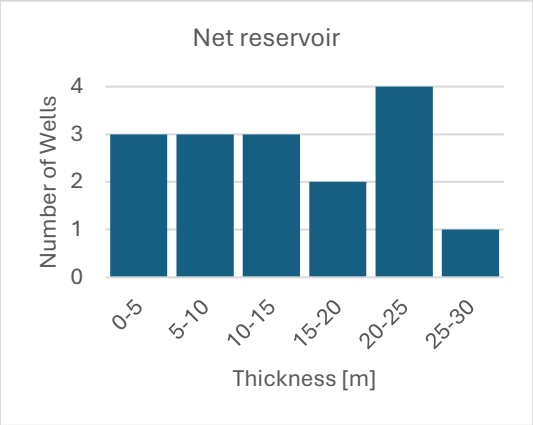


Figure 6: The image shows the Lower and Upper Württembergica Sandstones and the Porta Sandstones (formerly known as Cornbrash 1–3) in the Voigtei 117 well. From left to right the gamma gay (GR) and the derived volume of shale (Vsh) in grey, the bite size (Bit) and the micro caliber (Cal), with the mudcake highlighted in orange. The generalized lithological log derived from the final well report and the resistivity logs of the microlog (micronormale & -inverse), highlighting the positive separation between the two curves.

Having identified the permeable intervals, it is essential to consider their occurrence within the structural and stratigraphic framework in the study area. The Middle Jurassic inclines from south-west to north-east. Its base reaches a depth of around 500 metres close to the oilfield Voigtei. In contrast, it descends to a depth of 2,500 meters in the centre and in the North-East. The Middle Jurassic is up to 300 metres thick. In proximity to salt diapirs it is thinner or absent due to halokinesis and the local erosion as result the following exposure (LBEG 2022).
In this study area, the main reservoirs are the Suderbruch Sandstone and the Lower and Upper Württembergica Sandstones, Porta Sandstone (formerly known as Cornbrash 1–3). The deposits of the Suderbruch Sandstone (Upper Bajocium) were formed by a deltaic system prograding from north-east to south-west. The sediments were deposited in delta plain and delta front environments, where a fine to medium grain often non-calcareous and immature sandstone accumulated (ZIMMERMANN et al. 2018). In our dataset, the sandstone was penetrated by 54 wells. South-West and North of Nienburg it reaches a thickness of up to 50 metres. Towards the salt structures the sand pinches out. The average thickness is about 28 metres with a standard deviation of 13.9 metres. Based on the obtained thickness observation, a thickness map was created (shown in Fig. 7). For 25 wells were the net reservoir determined with average of 15 metres (10.8 meters std. dev.). The median porosity is 16.5% based on 451 RCA samples from nine wells.
The Lower & Upper Württembergica Sandstones and Porta sandstone was probably deposited from south to north into the Weser Trough (BININDA 1985). These reservoir rocks consist of a fine to middle grained sandstone partially containing coarser sand, limestone and varying content of clay. Today they are distributed between Voigtei and Hoya (see map, Fig. 7). These sandstones were encountered in 57 wells of the data set reached with a cumulative thickness of 25 metres in average with a standard deviation of 12.8 metres. In total 16 wells had sufficed data to determine a net reservoir, which is on average about 13 metres (7.4 metres std. dev.). The obtained median porosity is 15%, based on 124 RCA samples from 13 wells.

Württembergica (Upper & Lower) & Porta Sst. (Lower Bathonium & Lower Callovium)

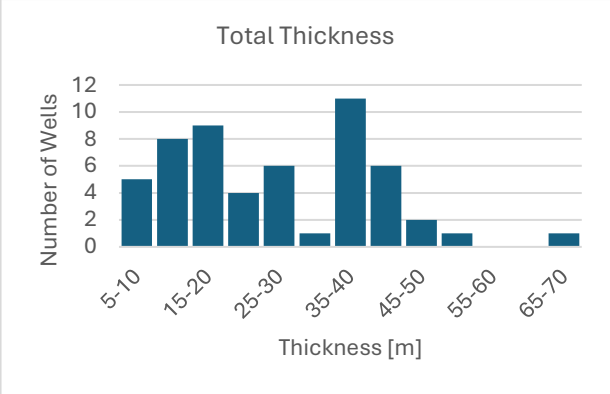


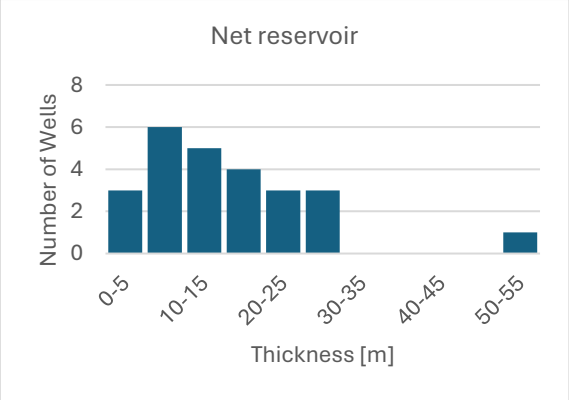


Number of Wells: 57
P10: 13m
P50 (Median): 25m
P90: 41m

Number of Wells: 16
P10: 5m
P50 (Median): 13m
P90: 23m

Suderbruch Sandstone (Upper Bajocium)

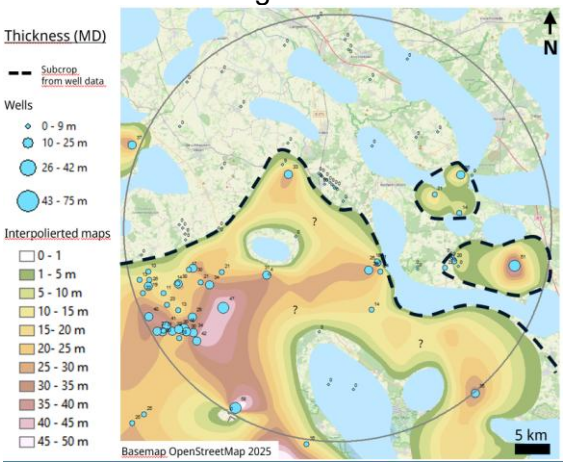




Number of Wells: 54
P10: 11m
P50 (Median): 28m
P90: 43m

Number of Wells: 25
P10: 4m
P50 (Median): 15m
P90: 26m

U. & L. Württembergica & Porta Sst.



Suderbruch Sst.

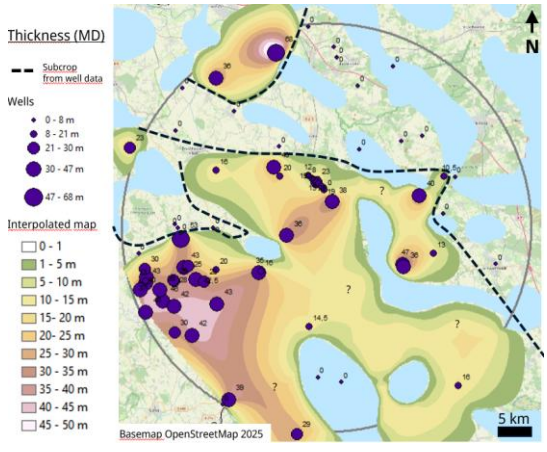


Figure 2: The figure provides an overview of the two potential reservoirs in the Nienburg area, including their thicknesses, net reservoir, and distribution maps.

Conclusions

The investigations in the region of Gifhorn and Nienburg exemplify how reservoirs can be assessed for their suitability for hydrothermal energy production using legacy data from hydrocarbon exploration. This approach gains particular relevance amid the rising interest in medium-depth geothermal energy utilization within these study areas. The investigated reservoirs cover different stratigraphic intervals of the Middle Jurassic as well as diverse depositional environments.

In the Gifhorn area, Aalenian sandstones of the delta front were investigated. Away from their position outside the channel structures, these exhibited favourable reservoir conditions, e.g., a thickness of the upper sandstone between 14 and 27 meters, with porosity above 20%, and permeability in the Darcy range. Future work should investigate the spatial distribution beyond the studied section.

In the Nienburg area, the studied Suderbruch Sandstone represents delta front and delta plain deposits, while the Württembergica and Porta Sandstone, exhibits deltaic and shallow marine facies. Both reservoirs show net reservoir thickness of 13–15 m, average porosity of around 15% and generally permeability below one Darcy. Hence it exhibits less favourable reservoir properties compared to the porosity and permeability of the investigated Aalenian sandstones in the first study area. To obtain a more accurate picture of the distribution and potential usage of the reservoirs we will characterize the individual facies spatially in more detail and according to their reservoir parameters.

In summary, these findings position the Aalenian sandstones of the delta front as a promising target for future geothermal exploration in the Gifhorn Though. The sandstones in the Nienburg region, still require further investigations to confirm their suitability for geothermal energy applications.

References

ASQUITH, G. B., & KRYGOWSKI, D.: Book, Methods in Exploration Series, No. 16, 244 p. (2004): *Basic Well Log Analysis (2nd Edition).*

BARDENHAGEN, N. & BRAUNER, H.-J.: Report, Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), 38 p. (2011): *Nachweissystem über Daten von Speicher- und Barrierekomplexbezogenen Nachweisdatensätzen für das Informationssystem Speicher-Kataster Deutschland.*

BININDA, R.: Diss., University Bonn, 204p. (1985): *Der Cornbrash im zentralen Teil des Niedersächsischen Beckens (Wesergebiet): Stratigraphie, Sedimentologie, Palaogeographie.*

BOIGK, H.: Book, 330 p. (1981): *Erdöl und Erdölgas in der Bundesrepublik Deutschland: Erdölprovinzen, Felder, Förderung, Vorräte, Lagerstättentechnik*.

BRAND, E & MÖNNING, E.: Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, Volume 54, p. 5. (2009): *Litho- und Biostratigraphie des Mittel-Jura (Dogger) in Bohrungen Norddeutschlands.*

FLEIG, S., GAST, S., HENNEBERG, M., ONNEKEN, J., RÖHLING,S., RUALES, A.: Report, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 219p. (2019*): InSpEE-DS - Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft).*

KETTERMANN, M., RITZMANN, O., BATTERMANN, J. & WELLMANN, F.: *EGU General Assembly Conference Abstracts*, pp. EGU-14105, (2023): *Potential for deep geothermal heat production in clastic rocks of the southern North German Basin-A case study from Hoya, Germany.*

KETTERMANN, M., RITZMANN, O., NIEDERAU, J., JÜSTEL, A., WELLMANN, F. & LEIST, J.: 15. Norddeutsche Geothermietagung „Hotspot Hannover: Geothermie - durch Innovation zur Wirtschaftlichkeit“ (2024): *Risiko-diskontierte Wärmegestehungskosten (LCOH) für Tiefengeothermie als Werkzeug zur quantitativen Analyse an Beispielen im Niedersächsischen Becken.*

LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (LBEG): Geologisches 3D-Modell Tieferer Untergrund Norddeutsches Becken für Niedersachsen und Bremen (TUNB3D-NI), (2022).

LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (LBEG): Report, GeoBerichte 49, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 56 p. (2024).

LANDESAMT FÜR BERGBAU, ENERGIE UND GEOLOGIE (LBEG): NIBIS® Kartenserver, https://nibis.lbeg.de/cardomap3/, (2026).

NOLTZE, J: Neues Archiv für Niedersachsen: Zeitschrift für Stadt, Regional- und Landesentwicklung, Volume 1, p. 69 (2020): *Erdölförderung im Gifhorner Trog.*

OPEN STREET MAPS: Niedersachsen, Deutschland. Map based on Open Street Map Data. Open Database License ODbL, (http://opendatacommons.org/licenses/odbl/). https://www.openstreetmap.org/#map=9/52.940/9.481, (2025).

ZIMMERMANN, J., FRANZ, M., SCHALLER, A. & WOLFGRAMM, M.: Sedimentology 65.3, p. 897, (2018): *The Toarcian–Bajocian deltaic system in the North German Basin: Subsurface mapping of ancient deltas-morphology, evolution and controls.*

Structural and diagenetic influence on fluid pathways in geoenergy applications in fractured Triassic limestones, southern Germany

Ölmez, J.A.[1,2], Busch, B.[1], Hilgers, C. [1,2]
[1]Karlsruhe Institute of Technology, Structural Geology & Tectonics, Karlsruhe, Germany; [2]KIT Campus Transfer GmbH, TTU Reservoir Geology, Karlsruhe, Germany

Abstract

Understanding structural and diagenetic interactions is key to analyzing flow pathways in tight lithologies relevant to geoenergy production. Fracture spacing and clustering influence reservoir performance, and their understanding may reduce exploration uncertainty. This outcrop analog study investigates the occurrence of fractures, vein cement generations, and faults (partly associated to breached kink bands) in tight limestones of the Upper Muschelkalk–Lower Keuper transition on the eastern Upper Rhine Graben shoulder (SW Germany). Fracture cluster analysis shows asymmetric clustering around breached kink bands and faults, with sets of varying strike. Slip and dilation tendencies indicate that fractures striking NNE–SSW (parallel to the Upper Rhine Graben), WNW–ESE, and NW–SE (parallel to present-day maximum horizontal stress) are most favorable for fluid flow. However, as partially sealed veins are also discussed to preserve fluid pathways in unsuitable stress fields we also determine the effect of increases in confining stress on the host rock permeability of undisturbed limestone, limestones containing stylolites, and partially sealed veins. Field analysis highlights partially sealed veins striking in all observed directions, implying that purely dilation-/shear-tendency focused assessments may omit favorable fluid pathways. Highest permeabilities occur in samples with partially sealed veins and stylolites (up to 9.7 mD at 1.2 MPa). Under 30 MPa confining stress, samples with partially sealed veins retain 41% of initial permeability, compared to 16% and 11% for stylolite-bearing and undisturbed samples, respectively.
These structural and diagenetic insights improve understanding of fluid migration pathways for geoenergy applications, and workflows are transferable to other fractured tight reservoirs worldwide.

BETA Test Rig & DemoCELL - Innovation trifft Geothermie

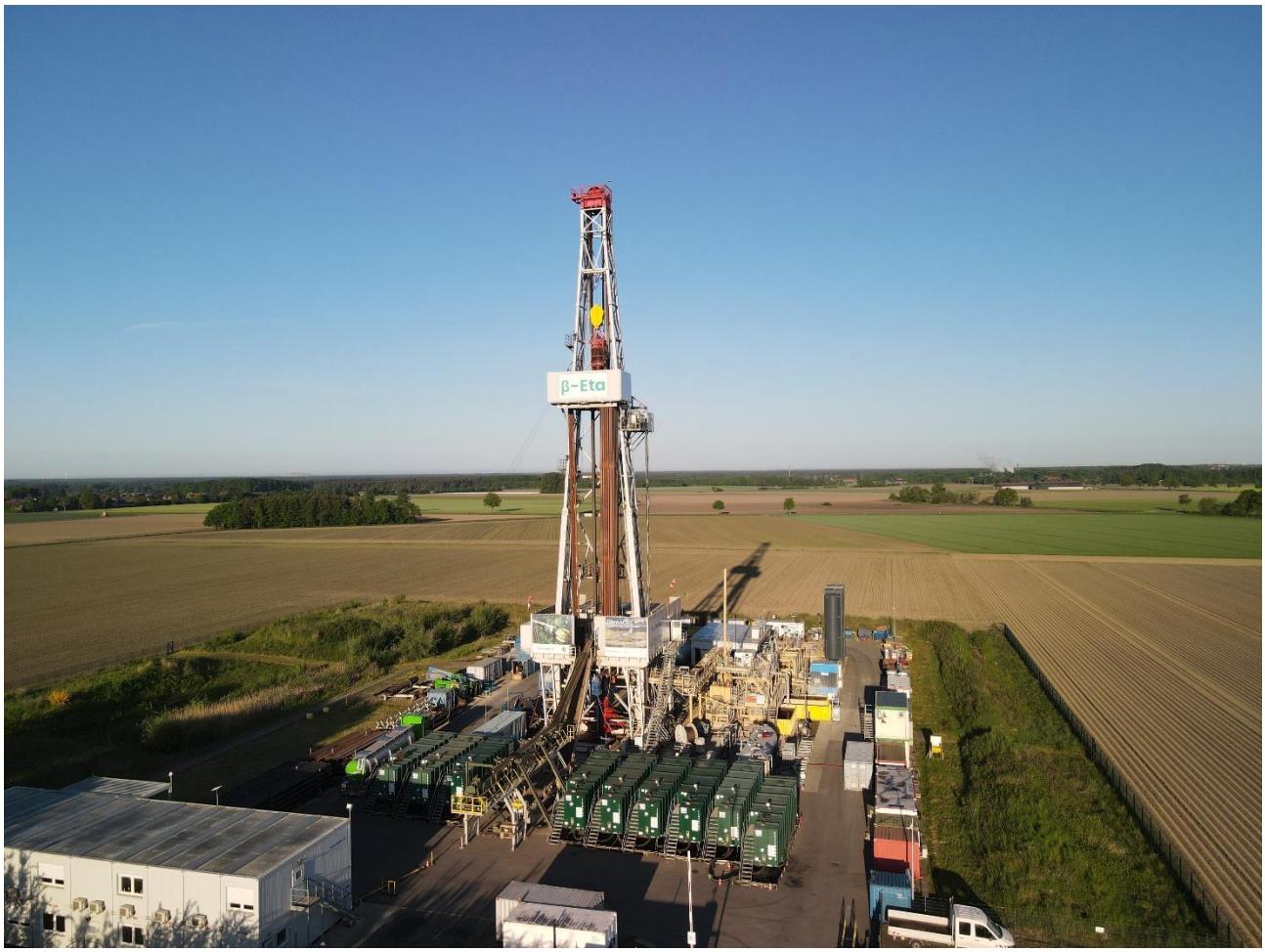
R. Biedorf[1], A. Brecht[2], O. Höhn[3], M. Franz[4]
[1]Baker Hughes INTEQ GmbH, BETA Test Rig Ahnsbeck, 29221 Celle, Germany, [2]Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH, Fachgebietsleiter Georesources, 15749 Mittenwalde, Germany, [3]Baker Hughes INTEQ GmbH, Engineering Manager – Emerging Technologies, 29221 Celle, Germany, [4]Georg-August-Universität Göttingen, Abteilung Strukturgeologie und Geothermik, 37077 Göttingen, Germany

Die Entwicklung geothermischer Standorte sowie die Erprobung innovativer Bohrtechnologien unter realen Feldbedingungen sind mit erheblichen finanziellen, zeitlichen und technischen Herausforderungen verbunden. Das FuE-Verbundvorhaben DemoCELL adressiert diese durch den Einsatz von Europas leistungsstärkster Landbohranlage BETA im Zentrum eines der bedeutendsten Erdöl- und Gasfelder Norddeutschlands. Mit einer genehmigten Bohrteufe von bis zu 3.000 m und einem horizontalen Radius von 2.000 m bietet die Anlage eine anspruchsvolle Testumgebung zur Qualifizierung neuer Technologien.

In den vergangenen fünf Jahren wurden mit der Testbohranlage über 100 Tests durchgeführt und mehr als 25 km in über 25 Sidetracks aus 4 Hauptbohrungen gebohrt. Während dieser Testarbeiten haben sich Indikationen ergeben, dass es im Bereich Ahnsbeck ein hohes geothermisches Potenzial geben könnte.

Im Rahmen des vom BMWE geförderten Verbundprojektes DemoCELL zwischen der Baker INTEQ GmbH und der Georg-August-Universität Göttingen wurde daher eine Explorationsbohrung in den Mittelrhäthauptsandstein abgeteuft. Die gewonnenen Bohrkerne belegen ein nutzbares Sandsteinreservoir mit 44 m Nettomächtigkeit und hoher Durchlässigkeit. Hydraulische Tests bestätigen einen Produktivitätsindex von >70 m³/h×MPa sowie eine Temperatur von >110 °C – ideale Voraussetzungen für die geothermische Nutzung. Damit realisierte DemoCELL die erste fündige hydrothermale Geothermiebohrung Niedersachsens.

Der Schwerpunkt der Präsentation liegt auf der Erstellung der Bohrung Beta 1j und den Lösungsansätzen für die dabei aufgetretenen bohrtechnischen Herausforderungen. Die erfolgreiche Umsetzung war nur durch die enge Zusammenarbeit von Wissenschaft und Industrie möglich. Beta 1j bildet die Grundlage für die detaillierte Reservoircharakterisierung und die Ableitung von Vorzugsstandorten im Großraum Celle. DemoCELL schafft damit nicht nur die Basis für eine optimale geothermische Standortentwicklung, sondern eröffnet auch neue Möglichkeiten für gezielte Test- und Demonstrationsvorhaben als Plattform für innovative Bohr- und Geothermietechnologien.

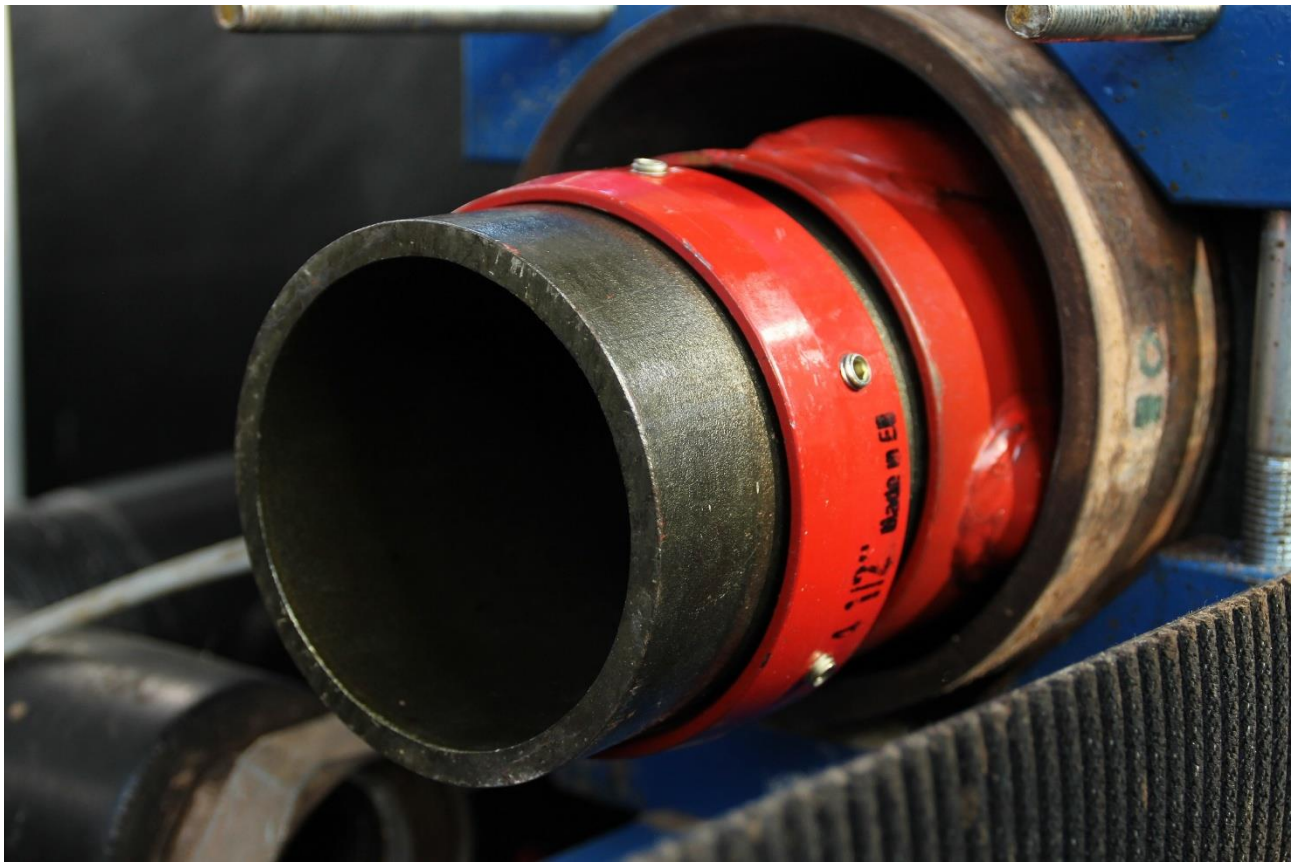


BETA 1j - DemoCELL Explorationsbohrung

TRoSiKA – Aktuelle Untersuchungen zum Reib- und Verschleißverhalten von Zentralisatoren

S. Klein, U. Kirsten
TU Bergakademie Freiberg / Instiut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Freiberg, Germany

In langen stark geneigten oder horizontalen Bohrungen ist das Einbringen der letzten Rohrtour nach den Bohrarbeiten besonders anspruchsvoll. Erfahrungen und Simulationen zeigen, dass der Erfolg dieser Maßnahme sehr stark von den Reibwerten zwischen den Einbaugruppen und dem vorangehenden verrohrten Bohrloch abhängt. Zentralisatoren übernehmen hierbei die Aufgabe, das einzubringende Casing in der schon vorhandenen Rohrtour und dem offenen Bohrloch mittig zu halten. Dies minimiert die Reibung beim Einbringen und sorgt für eine vollumfängliche Zementation der neu gesetzten Rohrtour. In Untersuchungen wurde festgestellt, dass es in den geneigten und horizontalen Bereichen des Bohrlochs zu sehr starken Verschleißerscheinungen an den Gleitflächen der Zentralisatoren kommen kann und das Casing nicht mehr mittig im Bohrloch sitzt. In der Spezialtiefbauindustrie werden oft auswechselbare Verschleißelemente eingesetzt, auf deren Oberfläche Hartmetalleinsätze angebracht sind oder über die komplette Oberfläche ein Hartauftrag bzw. eine Hartmetallmatrix aufgebracht wird. Dabei variiert die chemische Zusammensetzung je nach Anwendungszweck und gewünschten Verschleißeigenschaften. Das Ziel der aktuellen Untersuchungen war, innovative, speziell für die Zentralisatoren der Tiefbohrtechnik entwickelten und aufgebrachten Verschleißelemente auf ihr Reib- und Verschleißverhalten zu untersuchen. Die Untersuchungen der Zentralisatoren wurden am Versuchsstand TRoSiKA des Instituts für Bohrtechnik und Fuidbergbau (IBF) an der TU Bergakademie Freiberg durchgeführt. Hierfür wurden unterschiedliche Test-Zentralisatoren auf ein inneres Casing aufgespannt und in ein äußeres Casing eingebaut. Durch einen geschlossenen Kreislauf kann durch den Versuchsstand und den Ringraum eine temperierte Bohrspülung zirkuliert werden. Des Weiteren können getrennt voneinander definierte Translations- und Rotationsbewegungen ausgeführt, und eine definierte Seitenkraft von Außen an den Zentralisator angelegt werden.



Versuchsstand TRoSiKA mit Blick auf das innere Casing und befestigtem Zentralisator innerhalb des äußeren Casings

Für die Untersuchungen wurde ein detaillierter Versuchsplan erstellt. Jeder Zentralisator legte dabei eine Gesamtstrecke von drei Kilometern zurück. Dadurch konnten ausreichend Daten unter realitätsnahen Bedingungen gewährleistet und die relevanten Kenngrößen hinsichtlich des Reib- und Verschleißverhaltens der eingesetzten Zentralisatoren systematisch untersucht werden.
Mithilfe einer speziellen Software erfolgte aus den aufgenommenen Daten die Berechnung des Reibungskoeffizienten. Die Beurteilung des Verschleißes der Zentralisatoren fand anhand des zurückgelegten Verfahrwegs, sowie der Dokumentation der Masseänderung der Zentralisatoren statt. Zusätzlich wurden optische Aufnahmen zur Verschleißbewertung herangezogen.
Durch die Untersuchungen konnten aussagekräftige Erkenntnisse über das Reib- und Verschleißverhalten der untersuchten Komponenten gewonnen werden.
Der Versuchsstand hat seine Funktionsfähigkeit nachgewiesen und ist für weitere systematische Untersuchungen einsatzbereit.

Bentonitformsteine als Abdichtmaterial für Tiefbohrungen

Kai-Uwe Belohlavek[1]; Thomas Wilsnack[2]; Torben Sander[3]
[1]ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover; [2]IBeWa-Ingenieurpartnerschaft für Bergbau, Wasser und Deponietechnik; [3]Harbour Energy Germany GmbH

Kurzfassung

Um einen dauerhaften Bohrlochabschluss zu erreichen, muss das verwendete Material ein langzeitstabiles, flüssigkeits- und gasdichtes Barriereelement unter den herrschenden und künftigen Bohrlochbedingungen bilden.
Die Langzeitstabilität von Bentonit als natürlichem Analogon gegenüber den geochemischen, gebirgsmechanischen und thermodynamischen Bedingungen ist allgemein und auch von den Genehmigungsbehörden akzeptiert. Schacht- und Streckenverschlüsse unter Verwendung von vorkonditionierten Bentonitformsteinen wurden bereits mehrfach realisiert.
Im Vortrag wird über die Anwendung dieser Technologie zur Verfüllung von Tiefbohrungen berichtet. Eine zu verfüllende Ölbohrung wurde als „in situ Labor“ ausgewählt, um die Machbarkeit eines Bohrlochverschlusses mit Bentonitformsteinen zu demonstrieren. Im Vorfeld wurden Labor- und Technikumversuche durchgeführt, die die Eignung der für den Bohrlochversuch gewählten Bentonitzusammensetzung und die zu erwartende Durchlässigkeit, die Haftscherfestigkeit und die Quelldrücke bestätigten.
Die Ausrüstung, mit der die Bentonitformsteine in die Bohrung eingebaut wurden, und die Versuchsplanung wurde so gestaltet, dass Teste sowohl von oben als auch von unten auf die gequollenen Formsteine möglich sind und Daten, zur Entwicklung der Quelldrücke im Bentonitelement über die Testdauer, aufgenommen werden können. Die Ergebnisse des Versuches bestätigen die Machbarkeit eines Bohrlochverschlusses mittels Bentonitformsteinen.

1 Einleitung

In Deutschland existieren, neben einer Vielzahl von bereits ausgeförderten Bohrungen, zurzeit ca. 1300 aktive Bohrungen aus denen Kohlenwasserstoffe produziert werden. Hinzu kommen weitere Bohrungen für die Speicherung von fluiden Rohstoffen in Kavernen und die Nutzung der Tiefengeothermie sowie Erkundungs- und Forschungsbohrungen. Zementstein ist das etablierte Abdichtmaterial. Zusätzlich kann auch Bentonit als quellfähiges Material zur dauerhaften Abdichtung genutzt werden. Bei geometrischen Änderungen infolge mechanischer Belastungen sorgt das plastische Verhalten für den Erhalt der Abdichtung. Als natürliches Analogon ist Bentonit zudem langzeitstabil gegenüber einer Vielzahl geochemischer Einflüsse. Der internationale Sachstand zum Einsatz von Bentonit zur Abdichtung von Tiefbohrungen zeigt, dass es derzeit an einer kontrollierten Anwendung in Tiefbohrungen fehlt. Im Rahmen einer Studie [7] wurde ein Konzept für die Verwendung von Bentonitformsteinen für die langzeitsichere Abdichtung von Erdöl- und Erdgasbohrungen entworfen. Für die Verwendung von Bentonitformsteinen zur Abdichtung von Strecken und Schächten im klassischen Bergbau liegen umfangreiche nationale und internationale Erfahrungen vor [8, 9]. In diesem Bereich ist deren Verwendung in Deutschland behördlich anerkannt. Für den Einsatz von Bentonit in einer Tiefbohrung liegen aus der Anwendung im klassischen Bergbau keine Erfahrungen vor. Im Rahmen eines umfangreichen Forschungsprojektes sollten die Planungsgrundlagen für die Anwendung von Bentonit zur Verfüllung von Tiefbohrungen gelegt werden. Dieses Forschungsprojekt sah Feldversuche in vorhandenen Tiefbohrungen vor. Eine zu verfüllende Ölbohrung wurde als „Labor“ ausgewählt, um die Machbarkeit eines Bohrlochverschlusses mit Bentonitformsteinen zu demonstrieren. Im Vorfeld wurden Laborversuche und

Technikumversuche im Maßstab 1:1 durchgeführt. Für verschiedene Einbaudichten wurden die Quelldrücke, die Durchlässigkeit und die Haftscherfestigkeit ermittelt. Zum Einbringen der Bentonitformsteine in die Versuchsbohrung wurde ein Trägersystem konstruiert und gebaut, das es ermöglicht, die gequollenen Formsteine von oben und von unten zu testen und die Entwicklung des Quelldruckes zu erfassen. Die Laboruntersuchungen, die Technikumversuche, der erfolgreiche Einbau in die Versuchsbohrung und die aufgenommenen Drücke im Bentonitelement bestätigen das Quellen des Bentonites unter kontrollierten Bedingungen und somit die Machbarkeit eines Bohrlochverschlusses mittels Bentonitformsteinen.

2 Sachstand zum Einsatz von Bentonit
2.1 Anwendung von Bentonit in Bohrungen

Für die Verwahrung von Bohrungen wurden in den letzten Jahrzehnten von einzelnen Erdöl-/Erdgasunternehmen in mehr als 1000 Bohrungen in den USA, in Nigeria und Australien Bentonitpresslinge bis in Teufen > 2000 m eingesetzt [1]. Diese wurden in die Bohrungen, von oben eingefüllt bzw. eingeschwemmt.

Details zu den in situ erreichten Sedimentationsdichten und zu Quelldrücken und zu Permeabilitäten konnten nicht recherchiert werden. Zum Nachweis der erreichten Dichtheit liegen nur einzelne qualitative Angaben vor.

In einem Joint-Industry Forschungsprojekt in den Niederlanden wurde der Einsatz von Bentonit für die Verwahrung von Tiefbohrungen untersucht [2]. Ein Fokus lag auf der Bestimmung der Scherfestigkeit des gequollenen Bentonits, als Parameter für den Widerstand gegen Versagen der Dichtheit. Die Durchlässigkeit selbst wird als ausreichend gering angesehen, um eine Durchströmung mit Wasser zu verhindern. Die Autoren kommen zum Ergebnis, dass das natürliche Aussedimentieren von in ein Bohrloch unkontrolliert eingebrachte Bentonitpellets einen stabilen Bohrlochverschluss bildet.

Im Bereich von Flachbohrungen (Brunnenbau, oberflächennahe Geothermie) finden Tonpellets mit geringen Qualitätsanforderungen bereits breite Anwendung für die Abdichtung von Ringräumen sowie zur Querschnittsabdichtung im Bereich ausgewählter Horizonte. In der Schweiz wurde das Abdichten von Bohrungen durch eingeschwemmte Bentonitpellets untersucht [3, 4].

Das Einbringen von quellfähigem Bentonit erfolgte in allen oben genannten Anwendungen durch Einfüllen/Einwerfen von vorgeformten Bentonit-presslingen in die Bohrung bzw. durch Einschwemmen. Das kann man sich so, wie in Abbildung 1 gezeigt, vorstellen. Die Einbaudichte, ein maßgeblicher Parameter für den Quelldruck und die Durchlässigkeit, kann auf diese Weise nicht gesteuert werden.



Abb. 1: Bentonitpresslinge in Wasser [5]

2.2 Eigenschaften von Bentonit als Dichtmaterial

Bentonite besitzen auf Grund des Quellverhaltens, der geringen Permeabilität und der Sorptionsfähigkeit gute Voraussetzungen für die Verwendung als Dichtmaterial. Für Bentonite liegen natürliche Analoga vor, die eine Langzeitbeständigkeit und Dichtheit belegen. Die Permeabilität von Bentoniten ist sehr gering und reduziert sich mit abnehmender Porosität und Erhöhung des Anteils an quellfähigen Mineralen.

Die Eigenschaften die Bentonit als ein geeignetes Material für Bohrlochabdichtung ausmachen sind:

1) Langzeitstabilität (natürliches Analogon) des natürlichen, arteigenen Materials für die geochemischen, gebirgsmechanischen und thermodynamischen Bedingungen - u. a. mineralisierte Wässer, korrosives CO_2, wechselnde Temperatur- und Druckbedingungen,
2) vollständige Querschnittsabdichtung und aktive Abdichtung des Kontaktes zwischen Dichtmaterial und Gebirge bzw. zur Verrohrung in Abhängigkeit von Einbaudichte und Smektitgehalt,
3) geringe Permeabilität in Abhängigkeit von Einbaudichte und Smektitgehalt, daraus folgend Reduzierung/Verhinderung des Volumenstromes von Gas oder Flüssigkeit,
4) keine Undichtheiten durch Rissbildung und/oder Wegsamkeiten zwischen Dichtmaterial und Gebirge,
5) langfristig Erhöhung des Sicherheitsniveaus durch die plastische Verformung und rissfreie Kompaktion der allseitig eingespannten Bentonitabdichtung unter dem Einfluss der Gebirgskonvergenz.

Der Smektitgehalt und die Einbaudichte können durch ein kontrolliertes Einbringen in eine Bohrung gesteuert werden, wodurch der maximal erreichbare Quelldruck und die minimal erreichbare Durchlässigkeit bestimmt werden.

Quelldruck

Der Quellprozess von Bentoniten beruht auf der Einlagerung von Wassermolekülen in die Schichtgitterstruktur der Tonminerale und der Tonaggregate. Man unterscheidet eine intrakristalline Quellung, bei der Wasser zwischen die Lagen des Tonminerals eingelagert wird, und eine interkristalline (osmotische) Quellung, die zwischen den Kristalliten bzw. Partikeln abläuft. Für eine hohe Quellfähigkeit der verwendeten Bentonitmaterialien sollten diese mit einem geringen Ausgangswassergehalt und mit einer vordefinierten Dichte zum Einsatz kommen. Der Anteil der Tonminerale der Smektitgruppe, die Mineralisation der zum Quellen notwendigen wässrigen Lösung und die Einbautrockendichte (Porosität und Volumenbegrenzung), bestimmen den erreichbaren Quelldruck und die Permeabilität. Unter der Wirkung des Quelldruckes verspannt sich der Bentonitkörper im Einbaubereich und dichtet aktiv den Kontakt zum Gebirge bzw. zur Verrohrung ab. Wie in den Abbildungen 2 und 3 zu erkennen, kann - in Abhängigkeit vom Smektitgehalt und von der Einbautrockendichte - ein Quelldruck von über 5 MPa (50 bar) erreicht werden. Je höher der Smektitgehalt bezogen auf das Porenvolumen ist und je höher die erreichbare Einbaudichte sind, umso höher ist der Quelldruck.

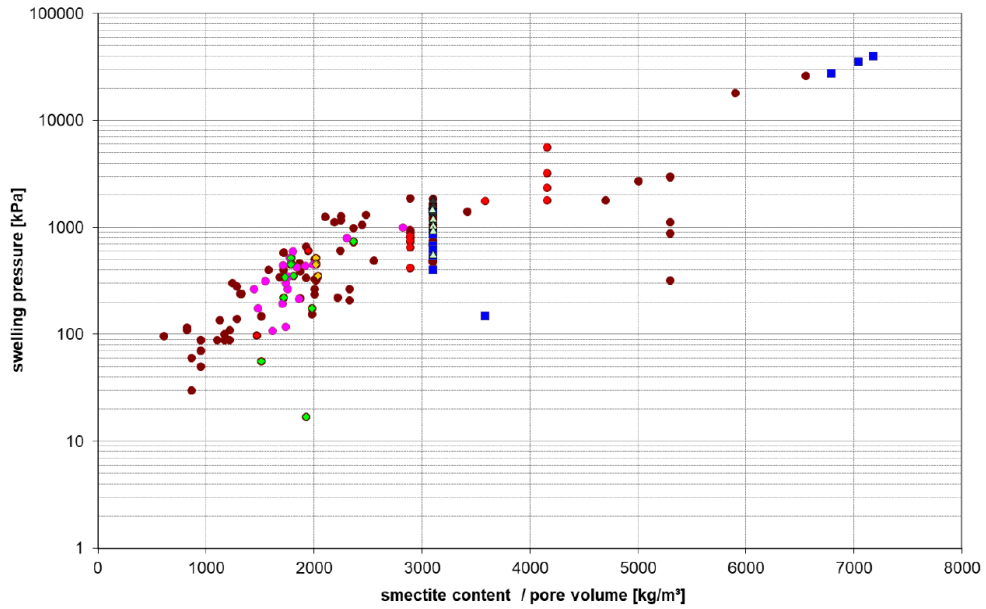


Abb. 2: Beispiele für den Quelldruck in Abhängigkeit vom Smektitgehalt je Porenvolumen [7]

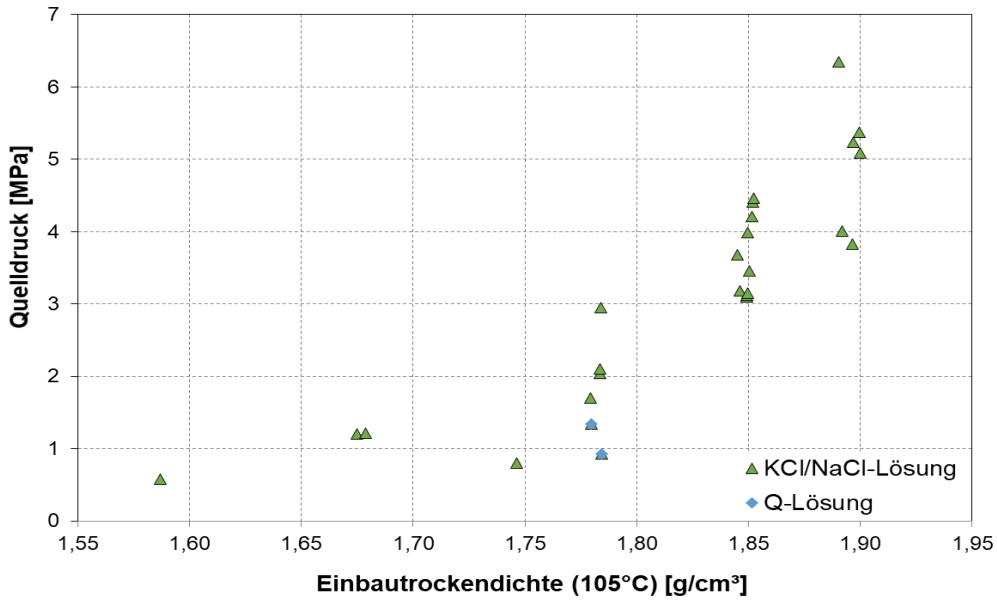


Abb. 3: Beispiel für erreichbare Quelldrücke in Abhängigkeit der Einbautrockendichte

Je höher der Smektitgehalt bezogen auf das Porenvolumen ist und je höher die erreichbare Einbaudichte ist, umso höher ist der Quelldruck.

Permeabilität

Die Permeabilität von Bentoniten ist sehr gering und reduziert sich mit abnehmender Porosität und Erhöhung des Anteils an quellfähigen Mineralen (z.B. Smektite). Bei Anwesenheit vor allem einwertiger Kationen im Bentonit (z.B. Natrium) bildet sich im Inneren eine größere diffuse Ionenschicht aus, in der sich durch den Ionengehalt die Viskosität der Wasseranteils erhöht, so dass sich Strömungsprozesse verlangsamen und somit die ermittelte Permeabilität mit steigendem Natriumionenanteil sinkt [6]. Mit zunehmender Mineralisation der strömenden Lösung verringert sich die Mächtigkeit der diffusen Ionenschicht und erhöht sich der strömungswirksame Anteil des Porenraumes [6] und in der Folge dadurch auch die Permeabilität.

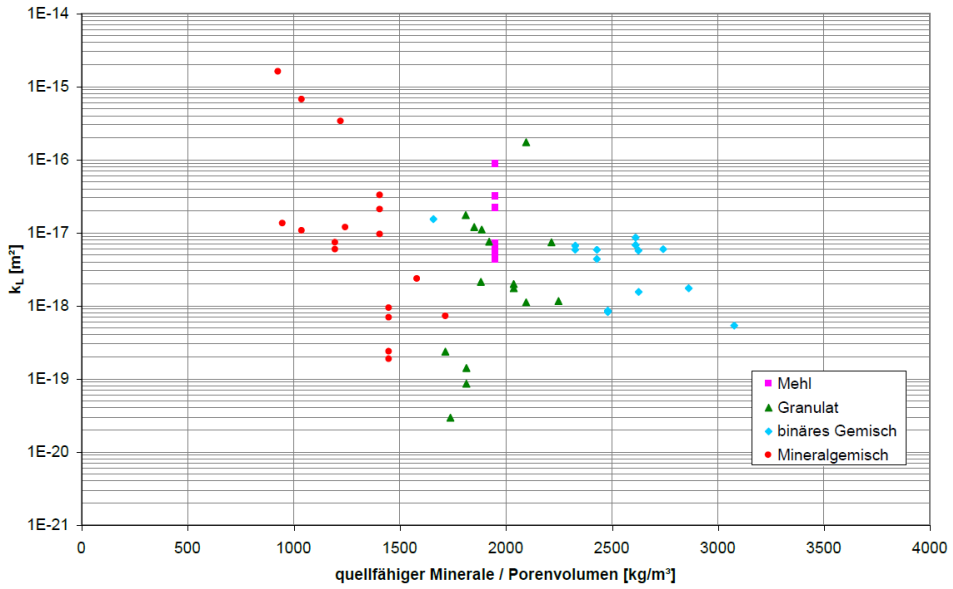


Abb. 4: Beispiele für die Permeabilität in Abhängigkeit von dem auf das Porenraumvolumen normierten Gehalt an quellfähigen Mineralien für verschiedene Formen von Bentonit und verschiedenen Mischungen mit anderen Materialien [7]

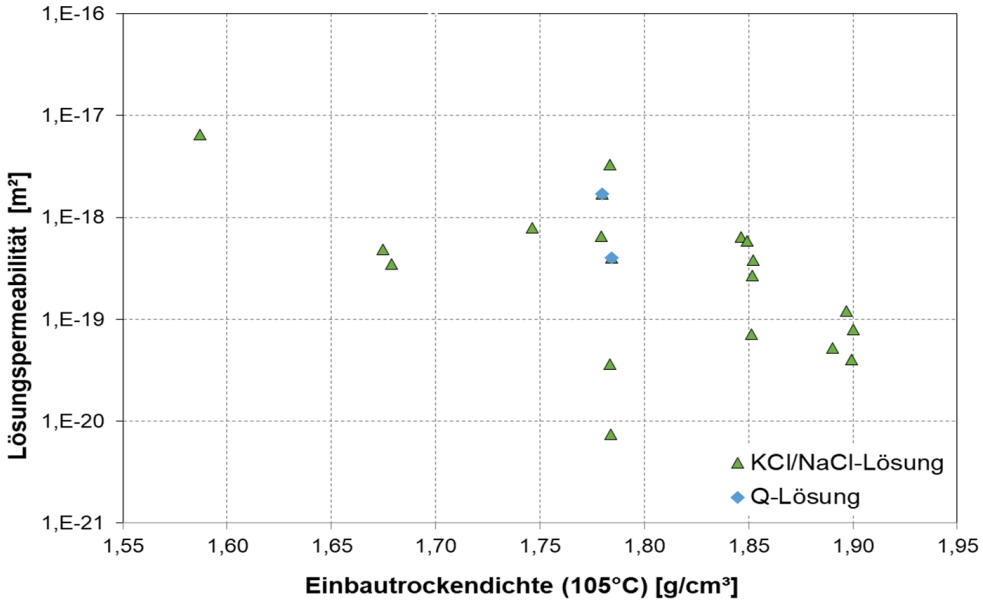


Abb. 5: Beispiel für die erreichbare Permeabilität in Abhängigkeit von der Einbautrockendichte (Trocknungstemperatur 105°C)

Die Abbildungen 4 und 5 zeigen die erreichbare Permeabilität in Abhängigkeit vom Gehalt an quellfähigem Material bzw. von der Einbautrockendichte für Formen von Bentonit, als Mischung mit anderen Materialen und gequollen in verschiedenen wässrigen Lösungen. Man kann Permeabilitäten bis in den µ-Darcy-Bereich (< 10^{-18} m²) bestimmen.

Je höher der Smektitgehalt bezogen auf das Porenvolumen ist und je höher die erreichbare Einbaudichte ist, umso kleiner ist die Permeabilität.

Tabelle 1 zeigt Mittelwerte ausgewählter Eigenschaften von Bentonitmaterial, das als Pressling oder als Granulat (ähnlich, wie in Abbildung 6), vorliegt.



a) Bentonitgranulat 0-3 mm b) Bentonitpresslinge

Abb. 6: Beispiele für Bentonit als a) Granulat und als b) Presslinge [7]

Parameter	Einheit	Presslinge	Granulate	Bemerkung
Korn-(Partikel-)größe	mm	Ellipsen 30 x 40 x 20	0 – 10	
Montmorillonitgehalt	Ma.-%	ca. 64		
Wassergehalt	Ma.-%	ca. 8,5		
Feuchtdichte	g/cm³	2,2	1,54	
Quelldruck gegenüber NaCl-Lösung (Einbautrockendichte 1,7 g/cm³)	MPa	1,0-1,5	0,2 – 1,0	Parameter abhängig von Einbaudichte und Smektitgehalt
Permeabilität gegenüber NaCl-Lösung (Einbautrockendichte 1,7 g/cm³)	m²	$\leq 10^{-18}$	$\leq 10^{-16}$	

Tab. 1: Beispiel für Mittelwerte ausgewählter Eigenschaften von Bentonit [7]

2.3 Schlussfolgerungen für eine erfolgreiche Bohrungsabdichtung mit Bentonit

Wie oben beschrieben, bestimmen der Smektitgehalt, bezogen auf das Porenvolumen, und die Einbautrockendichte den maximal erreichbaren Quelldruck und die minimal erreichbare Permeabilität. Der Smektitgehalt, wird bei der Wahl des zu verwendenden Bentonites und der Herstellung der einzusetzenden Materialart – Granulat, Presslinge, Formsteine – vorgegeben. Die Einbautrockendichte kann durch die Einbaugeometrie des Bentonits gesteuert werden. Die in der Literatur gefundenen Methoden des Einbringens von Bentonitpresslingen durch Einwerfen/Einschwemmen mit nachfolgender Sedimentation kann, hinsichtlich Smektitgehalt und Einbaudichte und dem sich daraus ergebenden Quelldruck und Permeabilität, nicht als kontrolliert angesehen werden.

Ein definierter und kontrollierter Einbau des Bentonites in eine Bohrung ist als vorgefertigter Formstein mit definierten mineralogischen und geotechnischen Eigenschaften, abgestimmt auf die Bohrlochgeometrie, möglich.
Die Anforderungen an die Funktionsweise einer Abdichtung mit Bentonit bezüglich des Lastabtrages, der Haftscherfestigkeit im Kontakt zur Kontur können anwendungsbezogen konzipiert werden. So kann zum Beispiel auf die Berücksichtigung der Scherfestigkeit des gequollenen Bentonits verzichtet werden, wenn der Bentonit zwischen mechanischen Begrenzungen eingespannt wird, z.B. zwischen zwei Zementbrücken oder zwischen zwei Bridgeplugs.

3 Vorarbeiten für einen Demontrationsversuch in einem Bohrloch

3.1 Vorhabensbeschreibung

Eine bis 360 m teilverfüllte Ölbohrung mit einer 5 ½“ Verrohrung (Innendurchmesser 127,2 mm) wurde als Labor genutzt, um eine Anzahl von zylindrischen Bentonitformsteinen mit vordefinierter Einbautrockendichte einzubauen. Die Bentonitformsteine wurden mit einer definierten Dichte, einem definiertem Smektitgehalt und mit einer definierten Geometrie

hergestellt. Nach dem Einbringen der Formsteine wurde Zeit zum Quellen gegeben und danach sollten Durchströmungsteste über den Bentonit stattfinden. Des Weiteren wurde die Quelldruckentwicklung in einem Bentonitformsteinen aufgezeichnet.

Um ein vorzeitiges Quellen der Bentonitformsteine beim Einbau in die Bohrung zu verhindern, wurden diese durch eine Ölspülung bis in einen wassergefüllten Bohrlochabschnitt eingebaut, welcher nach unten durch eine Teilzementation und einen Bridgeplug dichtend abgesperrt war. Der Raum zwischen dem Bentonit und dem Bridgeplug konnte somit als eine Druckkammer genutzt werden, die von Übertage durch das Bohrgestänge und durch die Hohlstange im Bentonitelement zugänglich war (Abbildung 7).

Dazu wurde ein Bentonitträger konstruiert und gebaut, der es ermöglicht, Bentonitformsteine über eine Länge von 1,5m (eingespannt zwischen zwei Kopfstücken) am Bohrgestänge in die Bohrung einzubauen. Die zylindrischen Formsteine wurden auf eine zentrale Hohlstange „aufgefädelt“. Das untere Kopfstück enthielt eine Berstscheibe auf der Hohlstange zum Test des Bohrgestänges auf Dichtheit. Das obere Kopfstück hat eine Durchführung für die Kabel der Drucksensoren, die sich in einem Bentonitformstein befinden. Die Sensordaten wurden in einem, für die Untersuchungen eigens entwickelten, Memorytool aufgezeichnet, welches sich im Übergangsrohr vom oberen Kopfstück zum Bohrgestängeanschluss befand.

Geplanter Ablauf des Versuches:

1. Einbau in den mit ölbasischer Spülung gefüllten Bohrlochabschnitt, bis kurz vor dem Wasserspiegel
2. Vor Einbau in das Wasser – Test des Gestängestranges auf Dichtheit
3. Einbau in den mit Wasser gefüllten Bohrlochabschnitt
4. Abwarten einer Quellzeit von mindestens 10 Tagen
5. Durchströmungsteste
6. Ausbau durch Abriss des Bentonitträgers am oberen Kopfstück

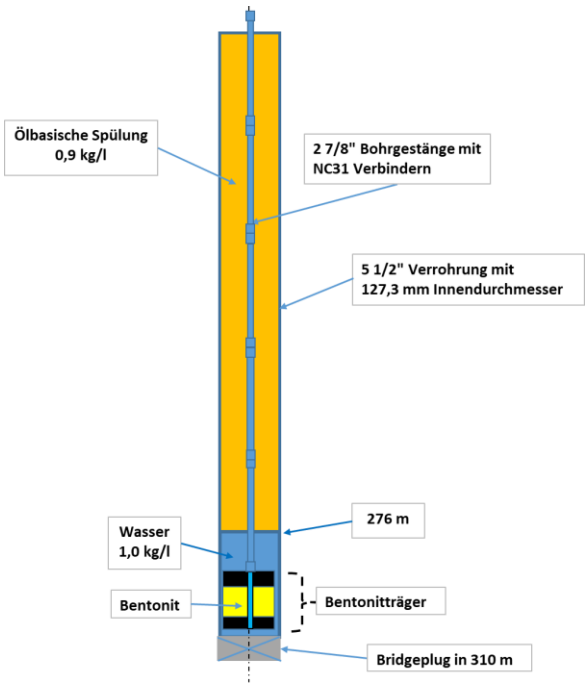


Abb. 7: Geplanter Demonstrationsversuch in einem Bohrloch

3.2 Laborversuche

An den anwendungsbezogen hergestellten Bentonitformsteinen (Abbildung 8) wurden Labortests zur Qualitätskontrolle sowie Technikumversuche zum Quellvermögen und zur Permeabilität durchgeführt.

Parameter der gefertigten Bentonitformsteine:

- Durchmesser [mm] : 121,77±0,013

- Länge [mm] : 60,09±0,60
- Trockendichte [kg/m³] /(105°C) : 1,958±0,007
- Smektitgehalt [Ma.-%] : 57,9 ± 1,3
- Xs [kg/m³] : mind. 3100
- Quelldruck (Wasser) [MPa] : > 1,5 (bei 1,70 kg/l Einbautrockendichte)
- Quelldruck (Wasser) [MPa] : > 4,5 (bei 1,80 kg/l Einbautrockendichte)

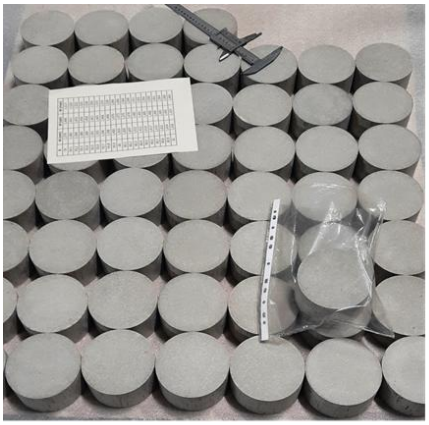


Abb. 8: Für den Demonstrationsversuch angefertigte Bentonitformsteine

Des Weiteren wurde untersucht, ob sich der Einbau durch eine ölbasische Spülung in die mit Wasser gefüllte Bohrlochsektion negativ auf das Quellvermögen auswirkt.

Die Laborversuche ergaben, dass eine Ölbenetzung des Bentonitmaterials das Quellvermögen nicht beeinträchtigt. Im Gegenteil wurden, bei ansonsten gleichen Randbedingungen, höhere Quelldrücke erreicht (Abbildung 10). Die beiden unteren Kurven zeigen die Quelldruckentwicklung mit der Zeit für die Versuche ohne vorherige Ölbenetzung. Die oberen Kurven zeigen die Versuchsergebnisse mit vorheriger Ölbenetzung. Erklärt wird dies dadurch, dass die in den Bentonit eindringende Ölphase initial gasgefüllte Porenräume besetzt, deren Kompressibilität dadurch verringert wird. Die geringere Kompressibilität des sich ergebenden Phasensystems aus Feststoff und Öl bewirkt die Ausbildung einen höheren Quelldruckes.

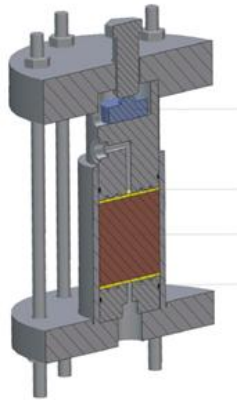


Abb. 9: Skizze des Testautoklaven zur Ermittlung der Quelldruckentwicklung mit verschiedenen Flüssigkeiten

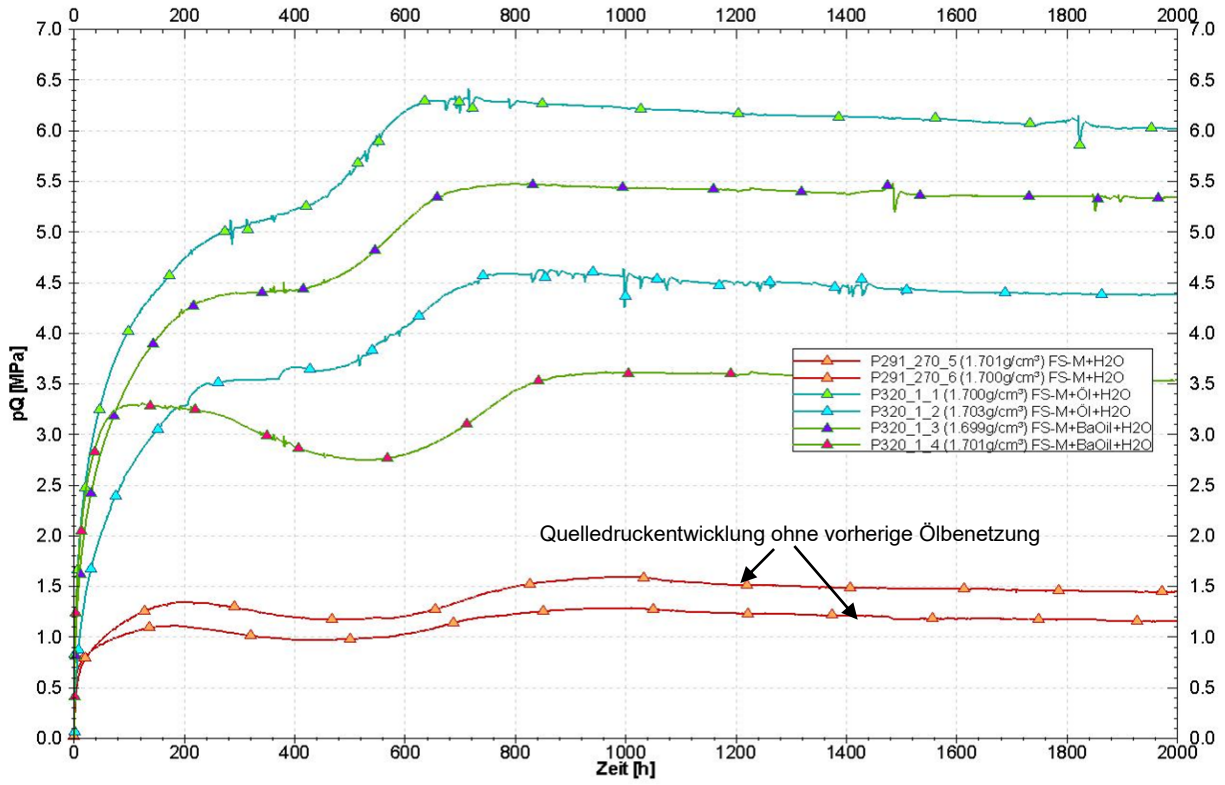


Abb. 10.: Quelldruckentwicklung mit verschiedenen Flüssigkeiten, mit und ohne vorherige Ölbenetzung, bei einer Einbautrockendichte von ca. 1,70 g/cm³

3.2 Technikumversuche

Um den erwartbaren Quelldruck und die Permeabilität für den Demonstrationsversuch in der Bohrung im Vorfeld zu bestimmen, wurden Technikumversuche im Maßstab 1:1 durchgeführt. Die Technikumversuche erfolgten mit Bentonitformsteinen (Durchmesser 121,77 mm) in einem Rohr mit den gleichen Dimensionen (Rohrinnendurchmesser 127,3 mm), wie die Verrohrung des Versuchsbohrloches. Die Versuchsrandbedingungen wurden denen in der Bohrung angenähert.

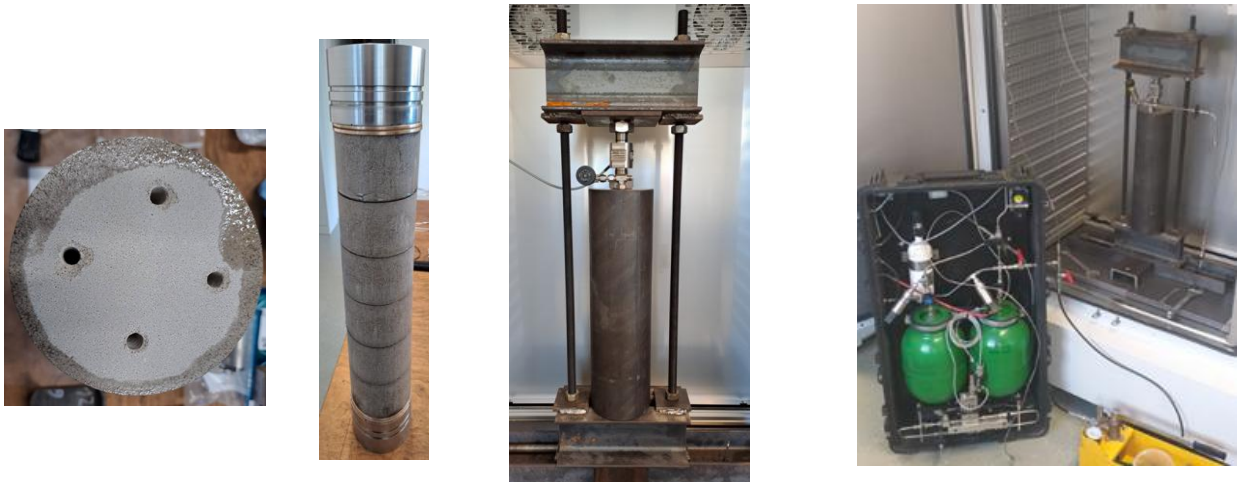
Zwischen zwei, gegen das Rohr dichtende, Metallkopfstücke wurden die zylindrischen Bentonitformsteine in das Rohr eingebaut und bildeten das Bentonitelement (Abbildung 11). Die Höhe des Bentonitelementes betrug 360 mm.

Die Bentonitformsteine enthielten radial verteilte, axiale Löcher. Durch die Anzahl der axialen Löcher konnte der Benetzungsprozess und die Einbautrockendichte für den feststehenden Außendurchmesser der Formsteine und den vorgegebenen Rohrinnendurchmesser variiert werden. Die angestrebte Einbautrockendichte orientierte sich an den Erfahrungen und an den Ergebnissen der vorher durchgeführten Laboruntersuchungen.

Um während des Aufbaues der Technikumversuche mechanische Schäden an den Formsteinen zu vermeiden, wurden diese von außen mit Epoxidharz eingestrichen. Dies war auch für den Demonstrationsversuch in der Bohrung so vorgesehen.

Die Kopfstücke haben in axialer Richtung Durchgänge zur Aufnahme von Drucksensoren und waren gegen die Bentonitformsteine mit durchlässigen Sinterplatten gelagert – Abbildung 11b. Die Kopfstücke und das Testrohr wurden zwischen zwei Traversen verspannt- Abbildung 11c.

Durch das untere Kopfstück wurde das Bentonitelement an der Unterkante mit einem gleichbleibenden Wasserdruck beaufschlagt. Druck und Volumenstrom des eingepressten Wassers wurden gemessen. Das obere Kopfstück war geschlossen und es wurde der Fluiddruck an der Bentonitelementoberkante gemessen. Zwischen der oberen Traverse und dem oberen Kopfstück wurde eine Kraftmessdose zur Ermittlung des axialen Quelldruckes installiert. Auf die Ermittlung des radialen Quelldruckes wurde in den Technikumversuchen verzichtet. Der Testaufbau befand sich in einem Wärmeschrank, um eine gleichbleibende Versuchstemperatur zu realisieren – Abbildung 11d.



a) b) c) d)

Abb. 11: a) durchbohrter Bentonitformstein, b) Formsteine zwischen den Kopfstücken, c) Anordnung zwischen den Traversen, d) Versuchsaufbau im Wärmeschrank

Versuchsablauf:

1. Einbau der Bentionitformsteine in das Testrohr
2. Verspannen der Kopfstücke gegen die Traversen
3. Befüllung des Testrohres mit Ölspülung
4. Drucksteigerung bis Erreichen des geplanten Druckes innerhalb eines festgelegten Zeitraumes
5. Fluidaustausch - Ölspülung gegen Süßwasser unter Beibehaltung des Druckes
6. Verschließen des Ausgangs am oberen Kopfstück, bei gleichzeitiger Druckbeaufschlagung durch das untere Kopfstück
7. Zuschalten des Volumenstromsensor am unteren Kopfstück
8. Start der Aufsättigung und Beginn der Messung

Abbildung 12 zeigt die Messwerte eines Technikumversuches über einen Zeitraum von 300 Stunden.

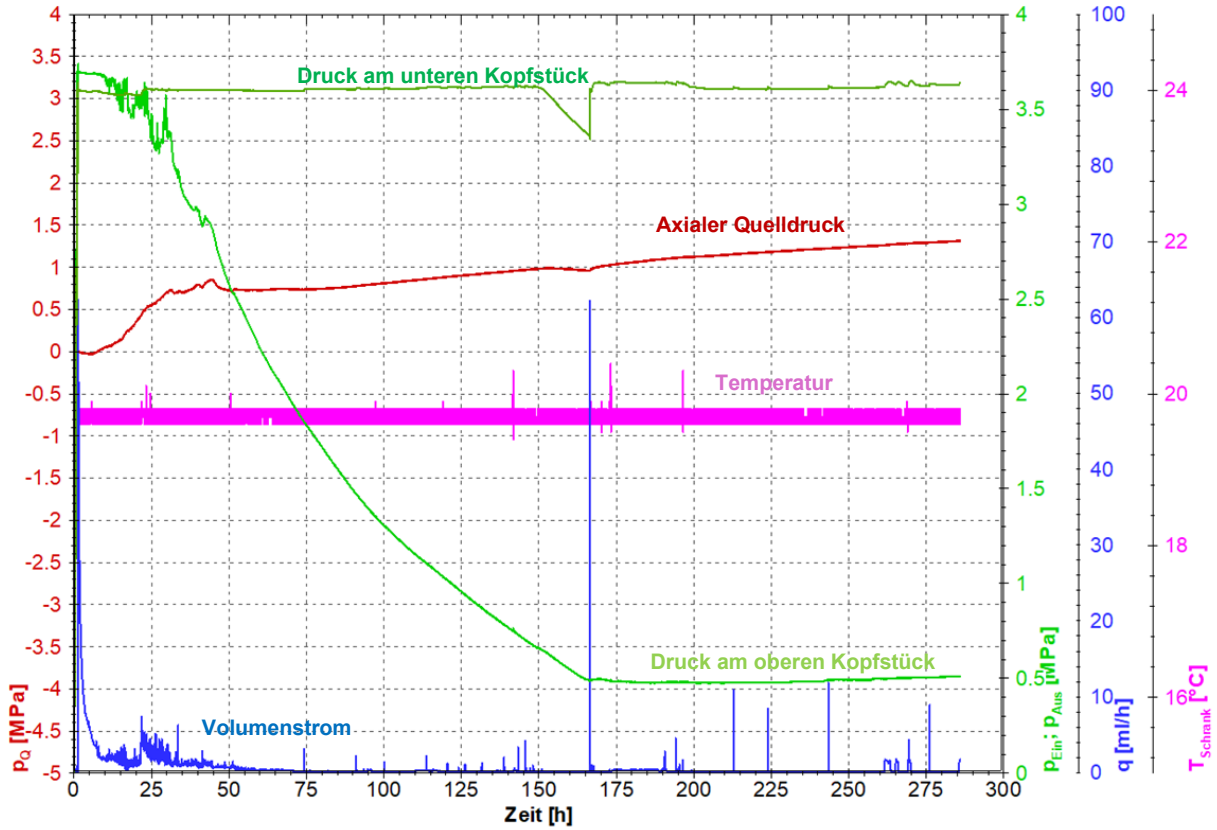


Abb. 12: Messwerte eines Technikumversuches, Magenta = Temperatur, Blau = Volumenstrom durch das untere Kopfstück, Hellgrün = Druck am oberen Kopfstück, Dunkelgrün = Druck am unteren Kopfstück, Rot = Axialer Quelldruck

In den ersten Stunden erfolgten das Fluten, der Druckaufbau und der Tausch von Ölspülung auf Wasser. Danach wurde der Wasserdruck am unteren Kopfstück konstant gehalten.
Es muss zu einem sofortigen Quellvorgang gekommen sein, der den Druckraum des oberen Kopfstückes (Durchgänge durch das obere Kopfstück und Porenraum der oberen Sinterplatten) vom Druckraum des unteren Kopfstückes hydraulisch trennte, da in den ersten 8 Stunden bereits ein Druckunterschied zu erkennen ist. Das heißt, auch die in den Formsteinen vorhandenen Löcher müssen zu gequollen sein. Nach diesem Zeitraum steigt auch der axiale Quelldruck an. Ein definitives Zeichen für das Quellen des Bentonits.

Um den Druck durch das untere Kopfstück aufrecht zu erhalten, wurden in den ersten 48 Stunden über 100 ml Wasser nachgefüllt. Zur Aufrechterhaltung des Wasserdruckes an der Unterkannte des Bentonitelementes war danach nur noch ein minimaler Volumenstrom erforderlich. Das heißt, es wurden vor allem in den ersten 48 Stunden Wasser von außen in den Bentonit aufgenommen. In diesen Zeitraum fällt auch die höchste Rate des Anstieges des axialen Quelldruckes.

Ein indirektes Zeichen für das Quellen, bei gleichzeitiger hydraulischer Abdichtung über das Bentonitelement, ist der Druckverlauf im Druckraum des oberen Kopfstückes. Der Bentonit nimmt das Wasser dort auf. Durch die Kompressibilität des Wassers fällt der Druck im Druckraum des oberen Kopfstückes, der nicht über das Bentonitelement aus dem Druckraum des unteren Kopfstückes ausgeglichen werden kann. Das heißt der Kontakt zwischen Bentonitelement und Rohr ist definitiv hergestellt. Die Druckdifferenz zwischen dem oberen und dem unteren Kopfstück (360 mm) erreicht 3,1 MPa.

Der Druckabfall am unteren Kopfstück (ab ca. 150 h) hatte technische Ursachen. Er macht sich auch leicht in der Aufzeichnung des axialen Quelldruckes bemerkbar. Der außerordentlich

große Unterschied zwischen der Änderung des Flüssigkeitsdruckes am unteren Kopfstück und der Änderung im axialen Quelldruck kann als Nachweis für einen Lastabtrag in axialer Richtung (über das Bentonitelement) gesehen werden. Deshalb ist von einem vollständigen mechanischen Kontakt zwischen dem unteren Kopfstück und dem oberen Kopfstück über das Bentonitelement auszugehen. Die Ausschläge in der Volumenstromkurve ab der 75. Stunde entstanden, wenn Laborpersonal am Klimaschrank vorbei ging. Der axiale Quelldruck erreicht nach 285 Stunden 1,3 MPa und steigt weiter an. Das Quellen war also noch nicht beendet.

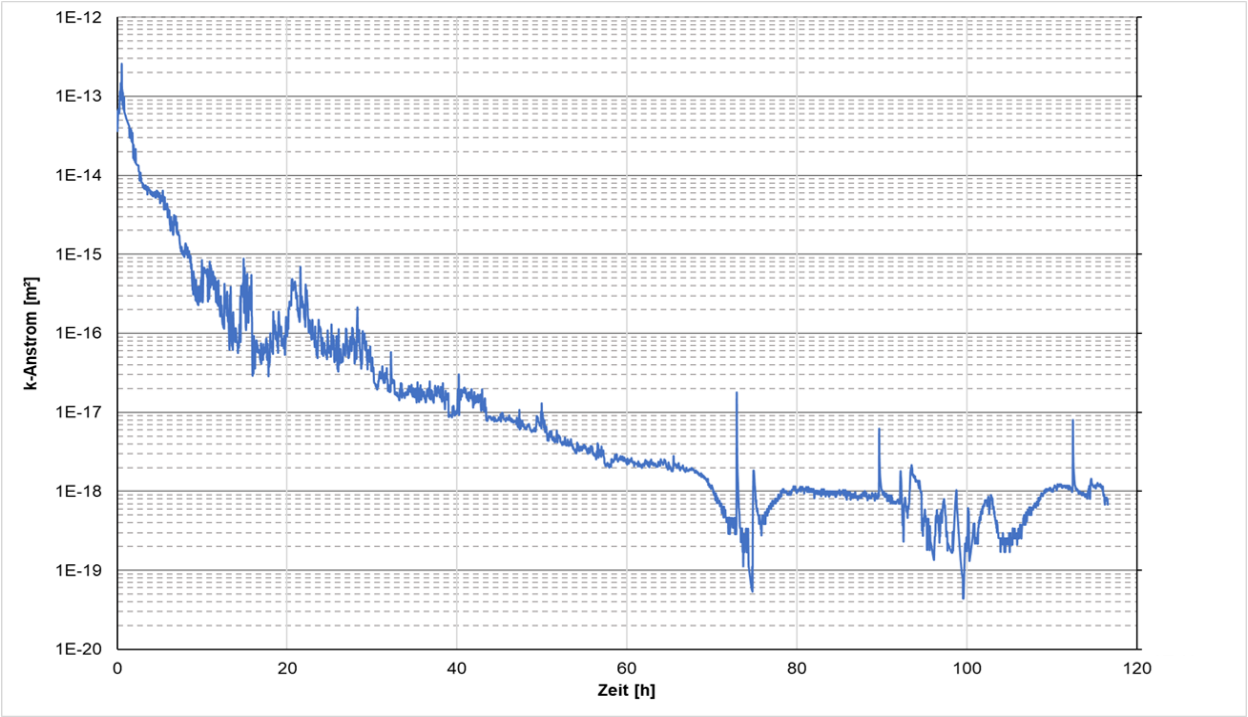


Abb. 13: Permeabilitätsentwicklung während des Versuches

In Abbildung 13 ist die Permeabilitätsentwicklung für die Versuchsdauer von ca. 120 Stunden dargestellt. Es wurde von der konservativen Annahme ausgegangen, dass die, wenn auch minimalen, gemessenen Volumenströme durch das gesamten Bentonitelement erfolgen. Die Permeabilität wurde dann mit dem zu der jeweiligen Zeit herrschenden Differenzdruck zwischen oberen und unteren Kopfstück und dem gemessen Volumenstrom bestimmt. Man sieht, dass die so (mit konservativen Annahmen) ermittelte Permeabilität innerhalb von 70 Stunden Werte zwischen 10^{-18} m² (µ-Darcy) und 10^{-19} m² erreicht.

Insgesamt wurden drei Rohrversuche durchgeführt. Nach den Versuchen wurden die Bentonitelemente aus dem Rohr herausgepresst. Für zwei Versuche konnte so die Haftscherfestigkeit bestimmt werden. Tabelle 2 zeigt ausgewählte Ergebnisse der drei Versuche. In allen drei Versuchen war das Quellen zum Versuchsende noch nicht abgeschlossen.

Die Ergebnisse der Technikumversuche wiesen die generelle Eignung des Konzeptes der Nutzung von definiert vorgefertigten Bentonitformsteinen für einen Bohrungsabschluss nach. Die in den Versuchen bestimmte Permeabilität ist klein genug, um von Dichtheit zu sprechen.

	Versuch 1	Versuch 2	Versuch 3
Einbautrockendichte	1,78 g/cm³	1,72 g/cm³	1,72 g/cm³
initiale Porenraumsättigung des Bentonits (40°C)	41 Vol.-%	38 Vol.-%	35 Vol.-%
Volumen Ölspülung bei Einbau	980 cm³	800 cm³	800 cm³
Volumen Wasser bei Verdrängung	810 cm³	ca. 600 cm³	ca. 580 cm³
axialer Quelldruck	1,8 MPa 68 Tage Versuchsdauer	2,5 MPa 38 Tage Versuchsdauer	0,8 MPa 23 Tage Versuchsdauer
Haftscherfestigkeit	≈ 0,6 N/mm²	-	≈ 0,9 N/mm²

Tab. 2: Ausgewählte Ergebnisse aus den Technikumversuchen

4 Demonstrationsversuch im Bohrloch

4.1 Bentonitträger zum Einbau der Bentonitformsteine

Die Bentonitformsteine mussten an einem Träger so in das Versuchsbohrloch eingebaut werden, dass die geplanten Durchströmungsteste möglich sind. Dies erforderte, dass die Druckkammer, die sich nach dem Quellen des Bentonits zwischen Bentonitelement und Bridgeplug ausbildet, über das Bohrgestänge messtechnisch zugänglich bleibt. Die hierfür entwickelte Einbaukonstruktion ist in Abbildung 14 zu sehen.

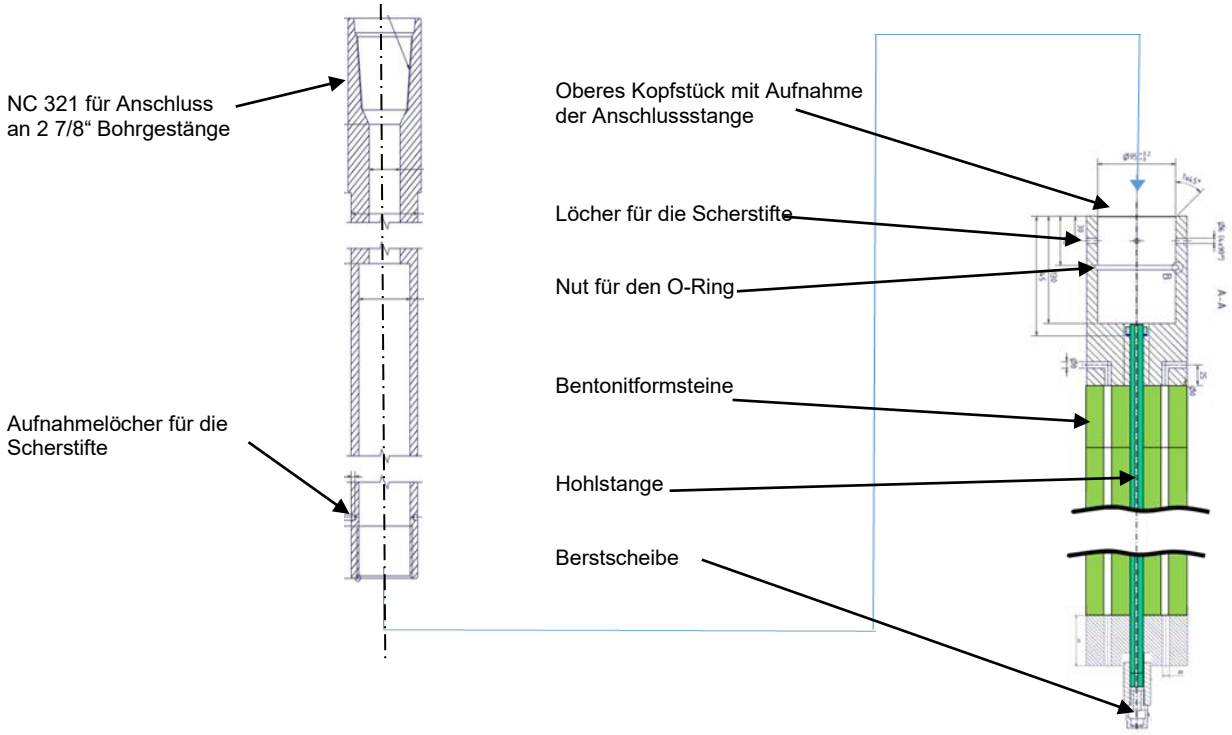


Abb. 14: Tool zum Einbau der Bentonitformsteine als ein Bentonitelement, links die Anschlussstange, rechts in Grün die Bentonitformsteine, eingespannt zwischen zwei Kopfstücken

Die Bentonitformsteine werden auf eine Hohlstange aufgefädelt und bilden ein Bentonitelement mit einer Gesamtlänge von 1,5 m. Die Hohlstange ist beidseitig mit einem Gewinde versehen, sodass die Formsteine zwischen zwei Kopfstücke axial eingespannt werden können. Am unteren Ende der Hohlstange wurde eine Berstscheibe installiert, die eine Dichtheitsprüfung des Bohrgestänges zusammen mit dem Einbautool ermöglicht. Der Test sollte bevor das Bentonitelement in den mit Wasser gefüllten Bohrlochabschnitt eingebaut wird, erfolgen.

In das obere Kopfstück wird die Anschlussstange für das Bohrgestänge, O-Ring-gedichtet, eingeschoben und mit Scherstiften gesichert (erforderliche Abscherkraft 80 kN). Die Anschlussstange hat eine NC 31 Muffe zur Verbindung mit dem 2 7/8“ Bohrgestänge. In das Bentonitelement wurden zwei Sensoren eingebaut, die in axialen und in radialer Richtung den sich entwickelnden Druck erfassten. Zur Speicherung der Druckmesswerte im Memoryspeicher werden die Sensorkabel durch das obere Kopfstück geführt. Der Memoryspeicher selbst wird in der Anschlussstange fixiert. Abbildung 15 zeigt einen der eingebauten Drucksensoren. Ebenfalls zu sehen sind die Hohlstange durch die Mitte des Formsteins, die axialen Löcher zur Einstellung der Einbautrockendichte und eine Stange als Montagehilfe.

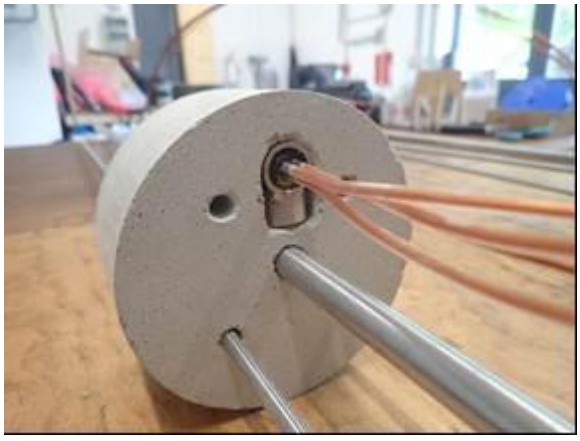


Abb. 15: In einem Bentonitformstein eingebauter Drucksensor, mit zentraler Hohlstange durch die Mitte des Formsteines, die axialen Löcher zur Einstellung der Einbautrockendichte und eine Stange als Montagehilfe

In der Abbildung 16 ist das komplette Bentonitelement aus den Bentonitformsteinen zwischen den zwei Kopfstücken zu sehen. Die Bentonitformsteine wurden zusätzlich von außen mit Epoxidharz eingestrichen und für den Transport mit einer dünnen Folie umgeben.



Abb. 16: Zwischen den Kopfstücken zusammengebaute Bentonitformsteine, die das Bentonitelement bilden

Abbildung 17 zeigt den Zusammenbauzustand. Die um das Bentonitelement gelegten und fixierte KG-Rohrhälften sind ein Schutz gegen Transportbeschädigungen.



Abb. 17: Bentonitträger mit Anschlussstange (innen mit Memoryspeicher) im Zusammenbauzustand, das Bentonitelement ist für den Transport durch fixierte KG-Rohrhälften geschützt.

4.2 Einbau des Bentonitträgers

Das Bohrloch hat eine 5 ½“ Verrohrung bis zu Tage, war bis 365 m zementiert und mit einem Bridgeplug in Teufe 310m nach unten abgedichtet. Der mit wassergefüllte Bohrungsabschnitt von 310m bis 276m, der als untere Druckkammer diente, war auf Dichtheit getestet. Oberhalb von 276m befand sich Ölspülung. Die Phasengrenze Ölspülung/Wasser wurde durch eine Messung nachgewiesen.

Der Bentonitträger wurde angeliefert, auf die Arbeitsbühne gehoben, von den KG-Rohrhälften sowie der Schutzfolie befreit, einem Dichtheitstest unterzogen und in das Bohrloch eingebaut. Abbildung 18 zeigt den Einbau des Bentonitelementes in die Bohrung.

Da sich das Bohrgestänge nicht selbst auffüllen konnte, wurde das Bohrgestänge nach Einbau von jeweils fünf Bohrstangen aufgefüllt. Durch die dabei auftretende Wechseldruckbelastung auf die Berstscheibe, die sich am unteren Ende der Hohlstange befand, wurde diese zerstört. Deshalb konnte der Test auf Dichtheit des Gestängestranges nicht durchgeführt werden. Eine Undichtheit des Gestängestranges wurde als äußerst unwahrscheinlich eingeschätzt und das Bentonitelement in den wassergefüllten Bohrlochabschnitt eingebaut. Das obere Ende der Bentonitformsteine befand sich in 283m Teufe. Damit befand sich das Bentonitelement vollständig im Wasser. Die Bohrung wurde geschlossen und der Bentonit konnte über einen Zeitraum von 21 Tage quellen.



Abb. 18: Einbau des Bentonitträgers in das Bohrloch

4.3 Versuchsdurchführung, Auswertung

Nach einer Quellzeit von 21 Tagen sollten die Durchströmungsversuche durchgeführt werden. Die Versuche konnten nicht durchgeführt werden, da das Montagehilfsrohr zwischen den aufgefädelten Bentonitformsteinen nicht entfernt worden war. Dadurch bestand eine direkte Verbindung (hydraulischer Kurzschluss) zwischen der Druckkammer unter dem Bentonitelement und dem Ringraum zwischen Gestängestrang und Verrohrung.

Der Ausbau des Bohrgestänges konnte erst erfolgen, nachdem die Hohlstange im Bereich des oberen Kopfstückes abgerissen wurde. Das heißt, das Bentonitelement hatte sich unter der Wirkung des Quelldruckes planmäßig in der 5 ½“ Verrohrung verspannt. Der Nachweis des Quellens des Bentonitelementes ist somit erbracht. Die Zugfestigkeit der Hohlstange bestimmte die Abreißkraft. Die Hohlstange wurde mit einer Zugkraft von 25 kN abgerissen werden. Dies entsprach der Zugfestigkeit der Hohlstange. Daraus ergibt sich eine Mindesthaftscherfestigkeit des Bentonitelementes an der Innenwand der Verrohrung von 0,05 N/mm². Abbildung 19 zeigt den Abreißpunkt der Hohlstange sowie das ausgebaute Kopfstück, das sich noch an der Anschlussstange befindet.

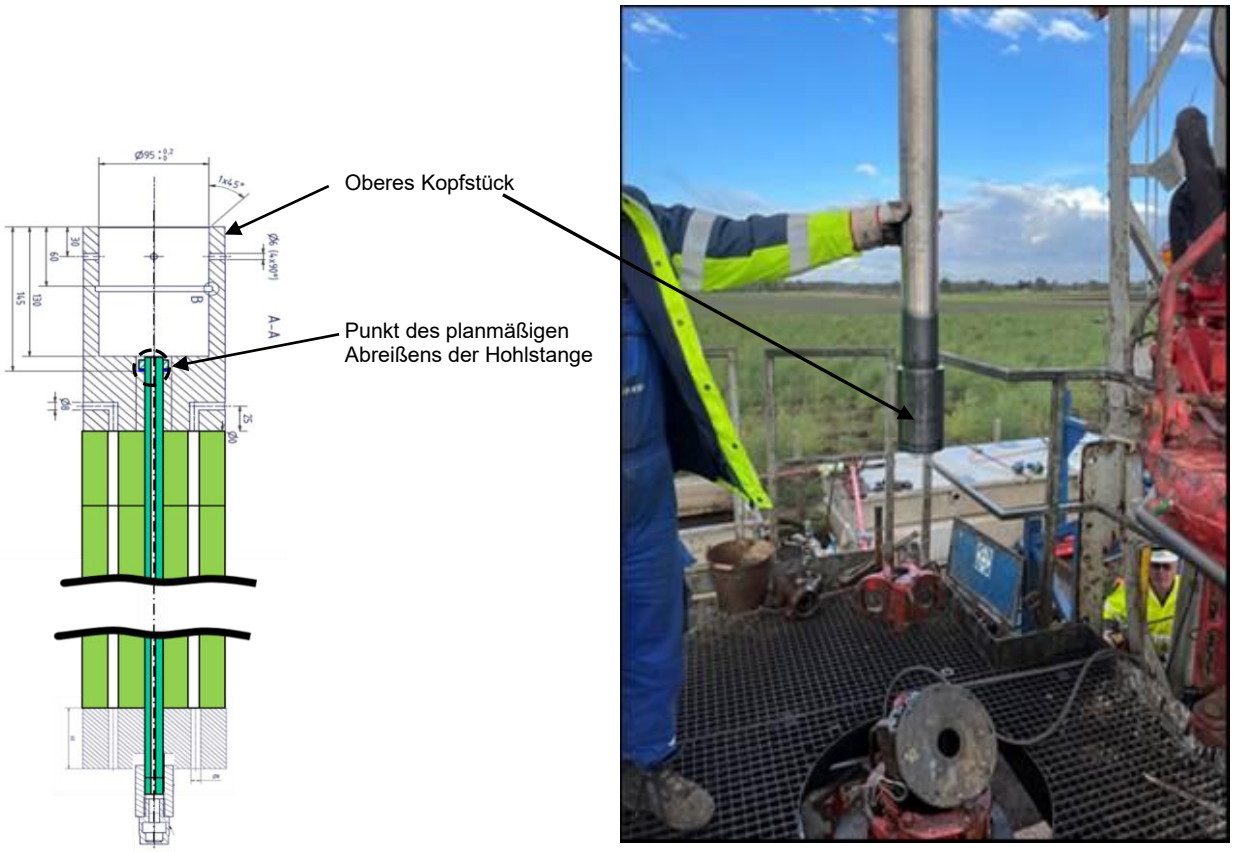


Abb. 19: Links: Punkt des planmäßigen Abreißens der Hohlstange; Rechts: ausgebautes oberes Kopfstück an der Anschlussstange für das Bohrgestänge

Die im Memoryspeicher enthaltenen Druck- und Temperaturdaten konnten gesichert und ausgewertet werden. Abbildung 20 zeigt die aufgenommenen Druckwerte der beiden radial und axial im Bentonitelement angeordneten Drucksensoren sowie die Temperatur in der Umgebung des Bentonitelementes.

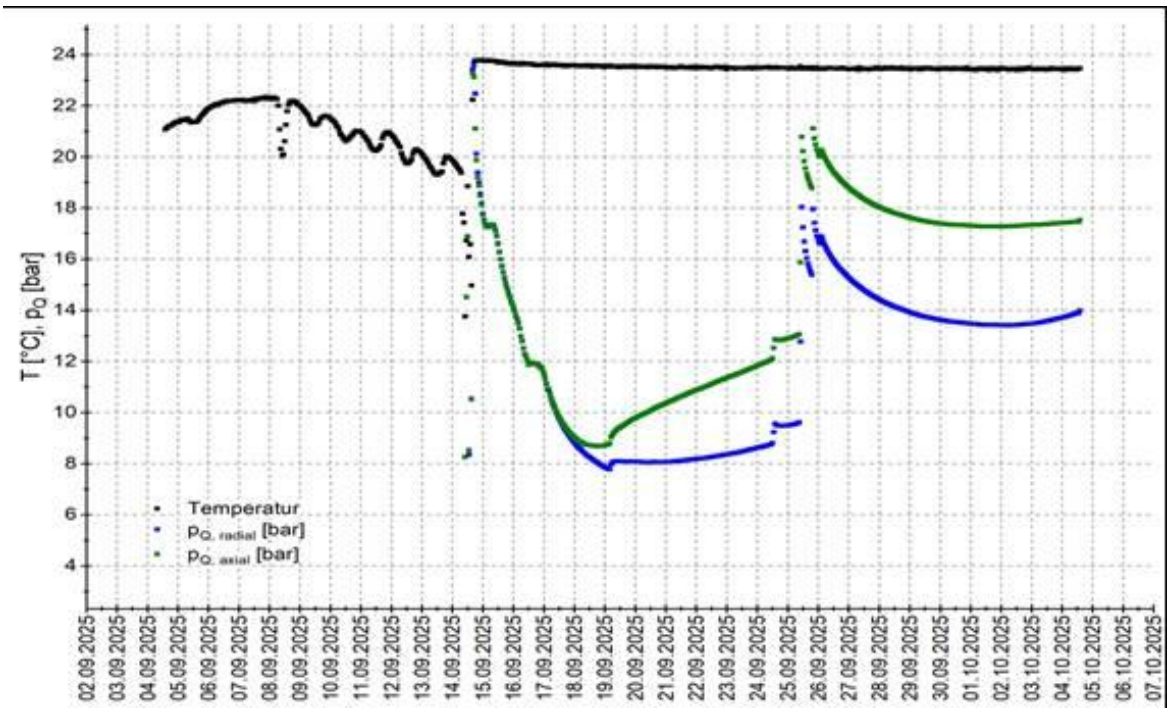


Abb. 20: Druckwerte der radial und axial im Bentonitelement angeordneten Drucksensoren

Bis zum 14.09 spiegeln die Kurven die Lagerungsbedingungen wider, dies ist am Temperaturgang erkennbar. Ab diesem Zeitpunkt erkennt man einen Anstieg in den Druckwerten beider Sensoren. Dieser Druckanstieg repräsentiert den Einbau des Bentonitelements in die Bohrung bis in eine Teufe von 283 m (Teufe der Drucksensoren). Der Druck von 23,4 bar entspricht dem hydrostatischen Druck der Flüssigkeitssäule in dieser Teufe. Die Temperatur von 23,9 °C entspricht der Bohrlochtemperatur in dieser Teufe. Innerhalb der nächsten 24 Stunden sinken die gemessenen Drücke um mehr als 8 bar.

Erklärt wird dies durch den sofort einsetzenden Quellprozess und die dichtende Wirkung des Bentonites. Dadurch wird der Raum um die Drucksensoren vom Bohrloch selbst hydraulisch getrennt. Der Bentonit um die Drucksensoren nahm Wasser auf, wodurch es im Raum um die Sensoren zu einem Druckabfall kommt, der nicht über den hydrostatischen Druck des Bohrloches kompensiert werden konnte. Dieses Verhalten konnte, wie bereits beschrieben, auch aus den Messwerten der Technikumversuche erkannt werden.

Bis 80 Stunden nach Einbau zeigen der Druck des in radialer Richtung angeordneten Sensors und der Druck des in axialer Richtung angeordneten Sensor die gleichen Werte und das gleich Verhalten. Danach ist ein Druckunterschied aber ein ähnliches Druckverhalten zu erkennen. Der Druck fängt an zu steigen. In axialer Richtung wird aber ein höherer Druck aufgebaut als in radialer Richtung.

Der Drucksprung für beide Sensorwerte um 8 bar bis 9 bar am 25.09. wird mit Bewegungen innerhalb des Bentonitelementes erklärt. Danach erfolgt ein Druckabfall, der mit demselben Mechanismus, wie am Anfang des Quellvorganges erklärt wird. Ab dem 2.10. steigt der Druck wieder, was mit dem immer noch stattfindenden Quellen erklärt wird. Das heißt, auch nach 21 Tagen ist das Quellen, entsprechend der sich im Bentonitelement ergebende Permeabilitätsverteilung, nicht beendet.

Da sich das Bentonitelement in seinen mechanischen Eigenschaften vermutlich noch heterogen

und anisoptrop verhält, repräsentieren die Druckmesswerte das Verhalten nur eines Punktes in einem Formstein und nicht das Verhalten des ganzen Dichtelementes. Es wird davon ausgegangen, dass die Druckverhältnisse durch die Wasseraufnahme des Bentonits an der Stelle der installierten Sensoren als auch durch lokale Verschiebungen innerhalb des Bentonitelementes bestimmt werden.

Es wird darauf geschlossen, dass von der Bentonitelementoberkante bis zur Stelle, an der sich die Sensoren befanden (Abstand ~ 18 cm) mindestens ein Differenzdruck von 15,5 bar gehalten wurde. Dies entspricht der Druckdifferenz am 19.09. zwischen hydrostatischem Druck der Flüssigkeitssäule in der Bohrung und dem axial wirkenden Druck an der Stelle der Sensoren.

Unterstellt man die vollständige hydraulische Isolierung der Stelle der Sensoren im Bentonitelement vom übrigen Bohrloch, so ergibt sich Mindestquelldruck in axialer Richtung von ca. 17 bar. Dies liegt in der Größenordnung der axialen Quelldrücke der Technikum-versuche.

Aus unserer Sicht ähnelt das Verhalten des Bentonitelementes in der Bohrung, dem des Verhaltens der Bentonitelemente in den Technikumversuchen.

5 Zusammenfassung

Eine Auswertung von internationaler Fachliteratur zur Verwendung von Bentonitpresslingen als Bohrungsabdichtmaterial zeigte, dass diese nicht kontrolliert eingebaut werden können. Damit lassen sich die für die Dichtheit maßgeblichen Parameter – insbesondere die erforderliche Einbaudichte in Kombination mit einem erforderlichen Smektitgehalt – zur Einstellung eines definierten Quelldrucks und der daraus resultierenden Zielpermeabilität nicht zuverlässig sicherstellen. Im klassischen Bergbau wird die Kontrolle dieser Parameter hingegen durch die Verwendung vorgefertigter Bentonitformsteine für den Bau von langzeitstabilen, aktiv dichtenden Schacht- und Streckenverschlüssen erreicht. Für die Verwendung von Bentonitformsteinen in Tiefbohrungen konnten bisher keine Angaben gefunden werden.
In einem in situ-Demonstrationsversuch wurde die grundsätzliche Eignung von Bentonit-formsteinen für den Verschluss einer Tiefbohrung geprüft. Eine zu verfüllende Ölbohrung wurde als „Untertagelabor“ ausgewählt, um die Machbarkeit zu demonstrieren. Im Vorfeld wurden Labor- und Technikumversuche durchgeführt, die die Eignung der für den Bohrlochversuch gewählten Bentonitformsteine bezüglich der bestimmenden Kenngrößen Permeabilität, Haftscherfestigkeit und Quelldrücke bestätigten.

Die Einbauausrüstung und die Versuchsplanung wurden so konzipiert, dass strömungs-technische Teste sowohl von oben und von unten möglich waren. Darüber hinaus konnte die Entwicklung des radialen und des axialen Quelldruckes im Bentonitelement, über die Versuchsdauer aufgezeichnet werden.
Die Durchflussteste von oben bzw. von unten konnten zwar nicht durchgeführt werden, aber die während des Untertageversuches aufgenommenen Druckverläufe aus dem Inneren des Bentonitelementes und die zum Ausbau notwendige Abreißkraft belegen ein abdichtendes Quellen. Der Demonstrationsversuch bestätigte die aus den Labor- und Technikum-versuchen vorliegenden Kenntnisse, die Erfahrungen aus dem klassischen Bergbau und zeigte die Machbarkeit eines Bohrlochverschlusses mittels vorgefertigter und kontrolliert eingebrachter Bentonitformsteine zur Abdichtung von tiefen Bohrungen gegenüber der Strömung von Gasen und Flüssigkeiten.

In einem weiteren in situ-Versuch sollen Durchströmungsteste erfolgen.

Abbildungs-/Tabellenverzeichnis

Abbildungen
Abb. 1: Bentonitpresslinge in Wasser [5]
Abb. 2: Beispiele für den Quelldruck in Abhängigkeit vom Smektitgehalt je Porenvolumen [7]
Abb. 3: Beispiel für erreichbare Quelldrücke in Abhängigkeit der Einbautrockendichte
Abb. 4: Beispiele für die Permeabilität in Abhängigkeit von dem auf das Porenraumvolumen normierten Gehalt an quellfähigen Mineralien für verschiedene Formen von Bentonit und verschiedenen Mischungen mit anderen Materialien [7]
Abb. 5: Beispiel für die erreichbare Permeabilität in Abhängigkeit von der Einbautrockendichte (Trocknungstemperatur 105°C)
Abb. 6: Beispiele für Bentonit als a) Granulat und als b) Presslinge [7]
Abb. 7: Geplanter Demonstrationsversuch in einem Bohrloch
Abb. 8: Für den Demonstrationsversuch angefertigte Bentonitformsteine
Abb. 9: Skizze des Testautoklaven zur Ermittlung der Quelldruckentwicklung mit verschieden Flüssigkeiten
Abb. 10: Quelldruckentwicklung mit verschiedenen Flüssigkeiten, mit und ohne vorherige Ölbenetzung, bei einer Einbautrockendichte von ca. 1,70 g/cm³
Abb. 11: a) durchbohrter Bentonitformstein, b) Formsteine zwischen den Kopfstücken, c) Anordnung zwischen den Traversen, d) Versuchsaufbau im Wärmeschrank
Abb. 12: Messwerte eines Technikumversuches, Magenta = Temperatur, Blau = Volumenstrom durch das untere Kopfstück, Hellgrün = Druck am oberen Kopfstück, Dunkelgrün = Druck am unteren Kopfstück, Rot = Axialer Quelldruck
Abb. 13: Permeabilitätsentwicklung während des Versuches
Abb. 14: Tool zum Einbau der Bentonitformsteine als ein Bentonitelement, links die Anschlussstange, rechts in Grün die Bentonitformsteine, eingespannt zwischen zwei Kopfstücken
Abb. 15: In einem Bentonitformstein eingebauter Drucksensor, mit zentraler Hohlstange durch die Mitte des Formsteines, die axialen Löcher zur Einstellung der Einbautrockendichte und eine Stange als Montagehilfe
Abb. 16: Zwischen den Kopfstücken zusammengebaute Bentonitformsteine, die das Bentonitelement bilden
Abb. 17: Bentonitträger mit Anschlussstange (innen mit Memoryspeicher) im Zusammenbauzustand, das Bentonitelement ist für den Transport durch fixierte KG-Rohrhälften geschützt.
Abb. 18: Einbau des Bentonitträgers in das Bohrloch
Abb. 19: Links: Punkt des planmäßigen Abreißens der Hohlstange; Rechts: ausgebautes oberes Kopfstück an der Anschlussstange für das Bohrgestänge
Abb. 20: Druckwerte der radial und axial im Bentonitelement angeordneten Drucksensoren

Tabellen

Tab. 1: Beispiel für Mittelwerte ausgewählter Eigenschaften von Bentonit [7]
Tab. 2: Ausgewählte Ergebnisse aus den Technikumversuchen

Literatur, Quellen

[1]
Towler B. F., Firouzi M., Mortezapour A., Hywel-Evans P. D.:
Plugging CSG Wells with Bentonite: Review and Preliminary Lab Results; Society of Petroleum Engineers (SPE). SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition, November 9–11, (2015); SPE-176987-MS; https://doi.org/10.2118/176987-MS

[2]
Corina A. N., Wollenweber J., Fischer H., van der Valk K., Castelein K., Moghadam A., Heerens G.-J.:
Evaluation of Bentonite Application for the Abandonment of Deep Geo-energy Wells. Rock Mechanics and Rock Engineering Vol. 56 (2023), Journal-ISSN (Print): 0723-2632

[3]
Castellanos, E., Villar M.V., Romero E., Lloret, A., Gens A.:
Chemical impact on the hydro-mechanical behaviour of high-density FEBEX bentonite. Physiks and Chemistry of the Earth Vol. 33 (2008), S. 516 – 526, Journal-ISSN (Print / ISSN-L) 1474-7065

[4]
Haluk, A.:
Geotechnical characterization and performance assessment of bentonite/sand mixtures for underground waste repository sealing. Applied Clay Science Vol. 49(4) (2010), S. 394 – 399, Journal-ISSN (Print): 0169-1317

[5]
Schmidt, M.W.
Evaluation of compressed sodium bentonite for use in plugging and abandoning oil & gas wells. Interstate Oil and Gas Compact Commission, Bentonite Plugging Subcommitee, Report to the Environmental and Safety Committee, Oklahoma City (2004)

[6]
Engelhardt, I.:
Experimental and Numerical Investigations with Respect to the Material Properties of Geotechnical Barriers. Dissertation. Eberhard-Karls-Universität Tübingen, Tübingen, (2004). 89 S. (Auch als Online-Ressource erschienen.)

[7]
DGMK e. V.:
Anwendung von Bentonit für die Endverwahrung von Bohrungen.
DGMK-Projekt 813, Literaturstudie (2019).
Verfügbar unter: https://dgmk.de/projekte/anwendung-von-bentonit-fuer-die-endverwahrung-von-bohrungen/

[8]
K+S:
Schachtverschluss Salzdetfurth.
K+S Aktiengesellschaft und Institut für Bergbau und Spezialtiefbau der TU Bergakademie Freiberg, BMBF gefördertes Forschungsvorhaben, Förderkennzeichen 02C0516 (2002).

[9]
Wilsnack, Th., Sitz, P., Heinemann, K.-H., Rumphorst, K., Hunstock, F.:
Flüssigkeitsdichte Verwahrung von Schächten. Kali und Steinsalz, 03/2008.

Drilling reservoir section in high fractured zone: challenges and optimizations

R. Ibragim, D. Schwarz, F. Bremer
Harbour Energy Germany GmbH, Hamburg, Germany

Drilling reservoir sections adjacent to salt diapirs is associated with complex geomechanical conditions driven by salt movement, faulting, and pronounced formation heterogeneity. These processes commonly result in mechanically stressed zones composed of fractured and poorly consolidated rock, leading to wellbore instability, severe fluid losses, and increased uncertainty in well placement.

This presentation describes the drilling of an oil reservoir section within a rubble zone located in close vicinity to a salt diapir. The primary challenges included partial to total losses, tight hole, pack-off, and unstable drilling behavior. Geosteering was further complicated by rapid lithological changes, tilted and locally overturned strata, and degraded logging-while-drilling data quality caused by higher-than-usual rates of penetration in the softer Dogger sandstone formations. In addition to subsurface challenges, operations were constrained by logistical limitations related to its unique offshore–onshore transitional location, particularly with respect to drilling fluid supply, mud transport, and loss-management operations.

An integrated workflow was applied combining advanced geological interpretation using a newly deployed logging-while-drilling tool with real-time drilling and operational data. Drilling performance was improved through optimization of key parameters, including rate of penetration and hydraulics, without compromising wellbore stability. Enhancements to drilling fluid logistics and mud mixing operations increased operational flexibility and enabled safe extension of the drilling envelope under high-loss conditions. The application of a continuous circulating system supported uninterrupted circulation and improved pressure management, contributing to shale stability while drilling through the high fractured zone. The applied strategies resulted in improved drilling efficiency, enhanced wellbore stability, and reduced nonproductive time. The lessons learned are applicable to drilling and geosteering operations in rubble zones associated with salt tectonics, particularly in logistically constrained environments.

Speicherung von flüssigem Ammoniak (NH_3) in Salzkavernen

Cruz Marrune, Mohd Amro
Technische Universität Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Freiberg, Germany

Abstract

Im Zuge der Energiewende gewinnt Ammoniak als indirekter Wasserstoffspeicher zunehmend an Bedeutung. Die Umwandlung erneuerbarer Energie in Wasserstoff bildet die Grundlage der „Power-to-Gas“-Technologie. Für eine zuverlässige und großskalige Nutzung ist jedoch eine geeignete Speicherinfrastruktur erforderlich. Salzkavernen gelten als Stand der Technik für die unterirdische Gasspeicherung, da sie hohe Sicherheit, Langzeitstabilität und große Volumina bieten sowie jahrzehntelange Betriebserfahrungen vorliegen. Ammoniak weist mit 3,53 kWh/l eine rund 50 % höhere volumetrische Energiedichte auf als Wasserstoff (2,36 kWh/l). Während die Wasserstoffspeicherung hohe Drücke (bis 200 bar) oder kryogene Bedingungen erfordert und damit energie- sowie kostenintensiv ist, lässt sich Ammoniak unter moderaten Bedingungen flüssig bei −33 °C und Atmosphärendruck oder bei mindestens 7 bar und 20°C lagern. Dies reduziert sowohl die Verdichtungsarbeit als auch die Investitions- und Betriebskosten, da keine aufwendige Materialienkompositionen oder Spezialtechnik notwendig sind.
In diesem Beitrag wird das Potenzial der Speicherung von flüssigem Ammoniak in Salzkavernen vorgestellt. Neben einer Darstellung des aktuellen Forschungsstands werden folgende technische Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze präsentiert:

- Chemische Wechselwirkungen mit dem Kavernensumpf, einschließlich Löslichkeit,
- Ammoniumsalzbildung sowie das Mischungsverhalten von Ammoniak mit Sole und Kohlenwasserstoffen,
- Thermo-physikalische Eigenschaften und PVT-Verhalten,
- Aspekte der thermischen Stabilität und Sicherheit,
- Energieaufwand für Verdichtungsprozesse und
- Herausforderung bei der Nutzung von Salzkavernen mit ‚Taschen‘ und ‚Sackgassen‘.

Auf Basis von Literaturdaten und eines repräsentativen Kavernenmodells erfolgt eine Bewertung verschiedener Speicherkonzepte hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit als Ergebnis eigener Simulation. Anhand von Fallbeispielen werden noch die existierenden strömungsmechanischen und thermodynamischen Herausforderungen bei der Speicherung erläutert und Lösungsansätze aufgezeigt.

Einleitung

Die Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energien erfordert großskalige Speicher, um die natürlichen Schwankungen von Wind- und Solarenergie auszugleichen. Wasserstoff gilt dabei als vielversprechender Energieträger. Doch seine geringe volumetrische Energiedichte macht die Speicherung aufwendig. Komprimierter Wasserstoff benötigt höhere Drücke von bis zu 700 bar, während flüssiger Wasserstoff eine energieintensive Kryotechnik bei minus 253 °C erfordert. Beide Optionen sind derzeit teuer und verlustbehaftet.

Ammoniak (NH_3) ist ein vielversprechender chemischer Wasserstoffträger. Es enthält rund 17,6 Gew.-% Wasserstoff und wird großtechnisch über das Haber-Bosch-Verfahren aus Stickstoff und Wasserstoff synthetisiert. Entscheidend für seine Eignung als Wasserstoffspeichermedium sind seine günstigen physikalischen Eigenschaften: Ammoniak liegt unter moderaten Bedingungen (–33°C unter Atmosphärendruck oder bei etwa 7 bar

unter Umgebungstemperatur) flüssig vor. Die volumetrische Energiedichte von flüssigem Ammoniak ist etwa 50 % höher als die von flüssigem Wasserstoff. Zudem besteht bereits eine umfangreiche Transport- und Handhabungsinfrastruktur aus der Düngemittelindustrie, was die Implementierung erleichtert.

Für die großtechnische Speicherung von Energieträgern haben sich Salzkavernen seit Jahrzehnten bewährt. Sie werden weltweit erfolgreich für die Speicherung von Erdgas, Erdöl, Druckluft und zunehmend auch für Wasserstoff genutzt. Salzgestein zeichnet sich durch eine geringe Permeabilität, Selbstheilungseigenschaften bei Rissbildungen und eine hohe chemische Beständigkeit aus, was es zu einem idealen Wirtsgestein für die Speicherung fluider Medien macht.

Dieser Beitrag untersucht die Möglichkeit der Speicherung von flüssigem Ammoniak in Salzkavernen. Die zentrale These lautet: Die Kombination der hohen Energiedichte von flüssigem Ammoniak mit den Sicherheits- und Kapazitätsvorteilen von Salzkavernen könnte einen bedeutenden Beitrag zur Energiespeicherung der Zukunft leisten. Es werden die zentralen physikalischen Eigenschaften von Ammoniak in Bezug auf seine Eignung als Energieträger dargestellt, mit Wasserstoff verglichen und hinsichtlich ihrer Relevanz für Kavernenspeicher bewertet, wobei der aktuelle Forschungsstand, die technischen Herausforderungen sowie Literaturdaten und eigene Berechnungen in die Beurteilung verschiedener Speicherkonzepte einfließen.

Stand der Technik

Die unterirdische Speicherung von Energieträgern in Salzkavernen ist eine etablierte Technologie, die seit den 1960er-Jahren weltweit eingesetzt wird. Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über den aktuellen Stand der Technik zur unterirdischen Ammoniakspeicherung. Salzkavernen werden in nahezu impermeablem, selbstheilendem und chemisch weitgehend inertem Salzgestein geschaffen. Dank ihrer großen Hohlraumvolumina, ihrer hohen Dichheit, ihrer mechanischen Selbstheilung, ihrer Zyklenflexibilität und ihrer jahrzehntelangen Betriebserfahrung sind sie ein besonders geeignetes Speichermedium für regenerative Energieträger wie Wasserstoff und Ammoniak.

1. NH_3 als Wasserstoffspeichermedium

Ammoniak (NH_3) gilt aufgrund seiner hohen volumetrischen Energiedichte, der etablierten globalen Infrastruktur und der einfachen Handhabung unter moderaten Druck- und Temperaturbedingungen als besonders geeigneter Wasserstoffträger. Zudem kann NH_3 entweder direkt als Brennstoff genutzt oder über thermokatalytische Cracking-Verfahren in Wasserstoff zurückgeführt werden.
Hierfür sind allerdings je nach Technologie Temperaturen zwischen 400 und 1000°C erforderlich, was den Prozess energetisch anspruchsvoll macht [1]. Eine Literaturrecherche zeigt jedoch, dass der Energieaufwand für die Verflüssigung und den Ferntransport von Wasserstoff deutlich höher ist als der Transport von flüssigem Ammoniak und dessen dezentrale Rückumwandlung in Wasserstoff [2]. Dies macht Ammoniak in vielen Szenarien zu einer energetisch vorteilhaften Option.

2. Bisherige Konzepte zur Ammoniakspeicherung im Untergrund

Die Idee, Ammoniak im Untergrund zu speichern, ist nicht neu. Erste konzeptionelle Ansätze und technische Verfahren hierzu wurden bereits in den 1950er Jahren entwickelt und patentiert. Ein frühes Beispiel ist das US-Patent 2901403 [3] aus dem Jahr 1954. Es beschreibt ein Verfahren zur Speicherung von flüssigem Ammoniak in einer durch Solung erzeugten unterirdischen Salzkaverne sowie dessen Rückgewinnung. Das Patent befasst sich mit dem zentralen Problem der Salzbildung von Ammoniak infolge des Kontakts mit den

Kavernenwänden. Als technische Lösung wird ein Destillationsverfahren unter Zugabe von Wasser vorgeschlagen, um wasserfreies Ammoniak zurückzugewinnen.

Ein weiteres US-Patent 3505821 [4] aus dem Jahr 1968 befasst sich mit der Vorbereitung einer unterirdischen Kaverne für die Speicherung von wasserfreiem Ammoniak. Es beschreibt ein Verfahren zur Entfernung von Rest- und Formationswasser aus der Kaverne, bei dem wasserfreies Ammoniak unter Druck in die Kaverne injiziert wird. Das Ammoniak reagiert mit dem anhaftenden Wasser (Bildung von Ammoniumhydroxid) und das schwerere Gemisch fließt in den Sumpfbereich, wo es abgepumpt wird. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis der Wassergehalt auf ein akzeptables Niveau gesenkt ist.

Im Kontext der Energiewende erlebt die Idee der untertägigen Ammoniakspeicherung, insbesondere in Salzkavernen, eine Renaissance. Zwar liegen bislang keine detaillierten technischen Studien zur praktischen Umsetzung vor, jedoch mehren sich in der Literatur konzeptionelle Betrachtungen zu diesem Thema. Die weltweit vorhandene praktische Erfahrung mit der untertägigen Speicherung von Ammoniak ist bislang begrenzt und umfasst im Wesentlichen unverkleidete (Unlined Rock Caverns, URC) und verkleidete (Lined Rock Caverns, LRC) Felskavernen (siehe ***Abbildung 1***) [5, 6]. Bei unverkleideten Felskavernen dient das umgebende Gestein als primäre Barriere, wobei die Dichtheit durch die natürlichen Gesteinseigenschaften und ein hydrodynamisches Dichtungskonzept gewährleistet wird.

Eine der wenigen realisierten Anlagen ist die LRC von Norsk Hydro in Glomfjord (Norwegen) mit einem Speichervolumen von rund 60.000 m³, die bei −33 °C und einem Druckniveau von 1 – 2 bar betrieben wird.

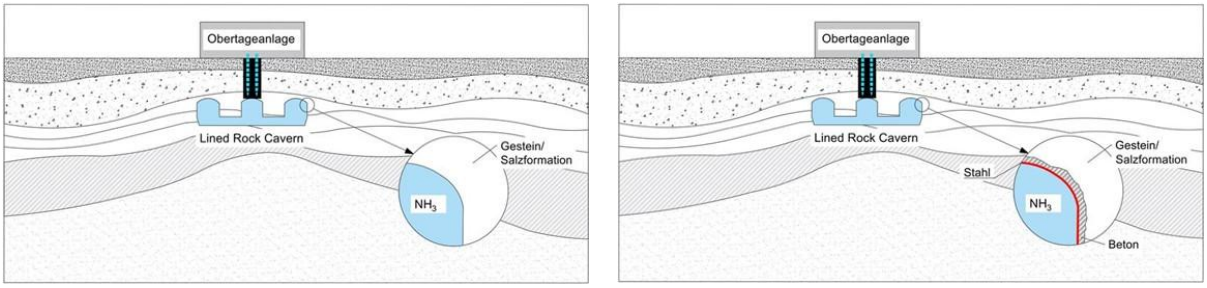


Abbildung 1: unverkleidet (links) und verkleidete (rechts) Felsenkavernen [5, 6]

Physikalische Eigenschaften und PVT-Verhalten

Die physikalischen Eigenschaften sind für den Untergrundspeicherbetrieb von zentraler Bedeutung, da sie die Prozessführung, die thermodynamische Auslegung und die energetische Bewertung wesentlich beeinflussen. Besonders relevant sind der dimensionslose Kompressibilitätsfaktor auch als Z- bzw. Realgas-Faktor genannt, die isotherme Kompressibilität und die Dichte, da sie u.a. Rückschlüsse auf den Energieaufwand während der Einspeicherung erlauben. Diese Kennwerte wurden mit der Open-Source-Bibliothek **CoolProp** berechnet.

Zunächst wird das Phasenverhalten von Ammoniak und Wasserstoff betrachtet, da es für die Eignung zur flüssigen Speicherung in Salzkavernen maßgeblich ist. Aufgrund seines extrem niedrigen kritischen Punkts von –239,97 °C und seines hohen Dampfdrucks liegt Wasserstoff nur unter stark kryogenen Bedingungen von –253 °C als Flüssigkeit vor. Dies erschwert die Handhabung im Untergrundspeicher erheblich. Ammoniak hingegen verfügt mit einem kritischen Punkt bei etwa 132 °C und 113 bar über deutlich günstigere thermodynamische Eigenschaften. Es liegt bereits bei moderaten Drücken und Temperaturen flüssig vor, was seine Speicherung wesentlich erleichtert. Die in ***Abbildung 2*** dargestellten Phasendiagramme zeigen, dass bei den üblichen Kavernenbedingungen während des Ein- und Ausspeicherbetriebs kein Phasenwechsel der beiden Stoffe in der Kaverne auftritt.

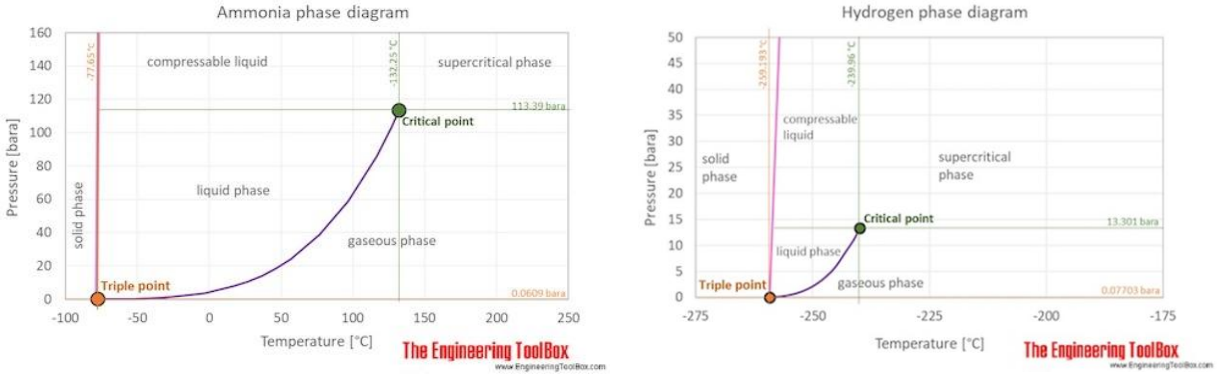


Abbildung 2: Phasendiagramm von Ammoniak und Wasserstoff [7]

1. Realgasfaktor

Der Realgasfaktor Z gibt das Verhältnis zwischen dem realen Gasvolumen und dem ideal berechneten Volumen an. Sein Wert hängt maßgeblich von Druck und Temperatur ab. Der Z-Faktor (***Abbildung 3***) von Ammoniak im relevanten Temperaturbereich weist einen deutlich realgasgeprägten Charakter mit $Z < 1$ auf, während sich Wasserstoff aufgrund seiner geringen intermolekularen Wechselwirkungen selbst unter hohen Drücken überwiegend im Bereich $Z > 1$ befindet. Diese Abweichungen vom idealen Verhalten beeinflussen direkt die Dichte und damit die thermodynamische Bilanz beim Ein- und Ausspeichern.

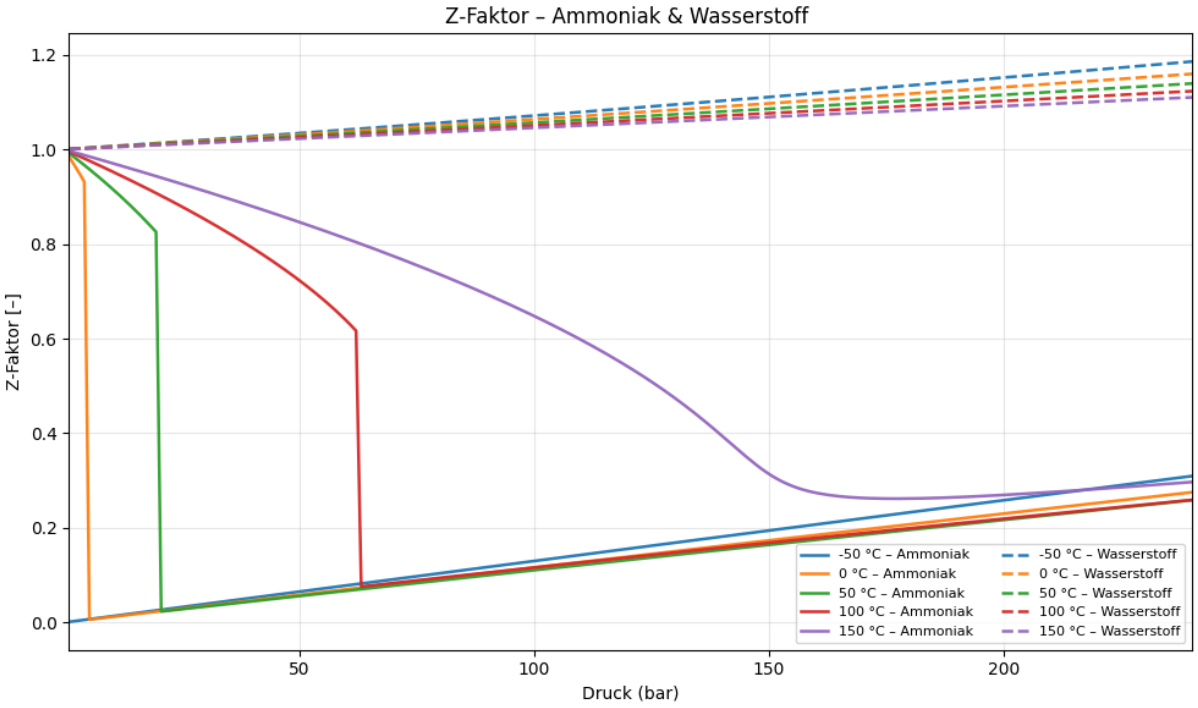


Abbildung 3: Z-Faktor von Ammoniak (links) und von Wasserstoff und Methan (rechts)

Da Flüssigkeiten nahezu inkompressibel sind, bleibt ihre Dichte weitgehend konstant und ihr Volumen verändert sich selbst unter hohem Druck nur geringfügig. Im Gegensatz zu Gasen hängt ihr Verhalten daher nicht von einer Zustandsgleichung ab, sondern primär von der druckbedingten Volumenänderung. Zur Beschreibung werden daher die isotherme Kompressibilität bzw. der inverse Kompressionsmodul herangezogen.

2. Isotherme Kompressibilität

Die isotherme Kompressibilität κ_T gibt an, wie stark sich das Volumen einer Flüssigkeit bei einer Druckänderung verändert.

- Ein hoher κ_T-Wert bedeutet, dass die Flüssigkeit gut kompressibel ist.
- Ein niedriger Wert zeigt hingegen nahezu inkompressibles Verhalten.

Als Vergleichskriterium weist Wasser bei 25 °C eine sehr geringe isotherme Kompressibilität von etwa $k_T \approx 4{,}5 \times 10^{-10}$ Pa^{-1} auf und gilt somit als nahezu inkompressibel. Ammoniak liegt bei 25°C und 1 bar als Gas vor und seine isotherme Kompressibilität beträgt $k_T \approx 1{,}0 \times 10^{-5}$ Pa^{-1}. Dies entspricht der Kompressibilität des Gases. Erst bei höheren Drücken, bei denen Ammoniak verflüssigt wird, sinkt die Kompressibilität stark ab und nähert sich den Werten typischer Flüssigkeiten an. Die isotherme Kompressibilität von flüssigem Ammoniak nähert sich der von Wasser und beträgt bei 25°C und 100 bar der $k_T \approx 1{,}4 \times 10^{-9}$ Pa^{-1}.

1. *Dichte von NH_3 und H_2*

Flüssiges Ammoniak besitzt unter Normbedingungen eine deutlich höhere Dichte als Wasserstoff, nahezu um den Faktor neun, was zu einer entsprechend hohen volumetrischen Energiedichte führt und die nutzbare Energiemenge pro Kavernenvolumen maximiert. Gleichzeitig erzeugt Ammoniak aufgrund seiner hohen Dichte bei gleicher Teufe einen deutlich höheren hydrostatischen Druck als gasförmiger Wasserstoff. Dies ist ein zentraler Aspekt für die Druckstabilität und die Betriebsführung der Kaverne.

Abbildung 4 zeigt die Dichteentwicklung von Ammoniak und Wasserstoff in Abhängigkeit von Druck und Temperatur. Für Ammoniak verlaufen die Kurven bei - 50 °C und 0 °C nahezu horizontal, sodass sich die Dichte über den gesamten Druckbereich kaum verändert. Dies ist typisch für Flüssigkeiten mit geringer Kompressibilität. Dadurch bleiben die hydrostatischen Druckverhältnisse sehr berechenbar. Mit steigender Temperatur nimmt die Dichte ab und steigt erst bei höheren Drücken wieder an. In mittleren Temperaturbereichen (50 °C, 100 °C) kann Ammoniak je nach Druck flüssig oder gasförmig vorliegen, sodass hier eine aktive Druckregelung erforderlich ist. Bei hohen Temperaturen (150 - 200 °C) liegt Ammoniak als Gas vor, ist aber durch hohen Druck stark verdichtet.

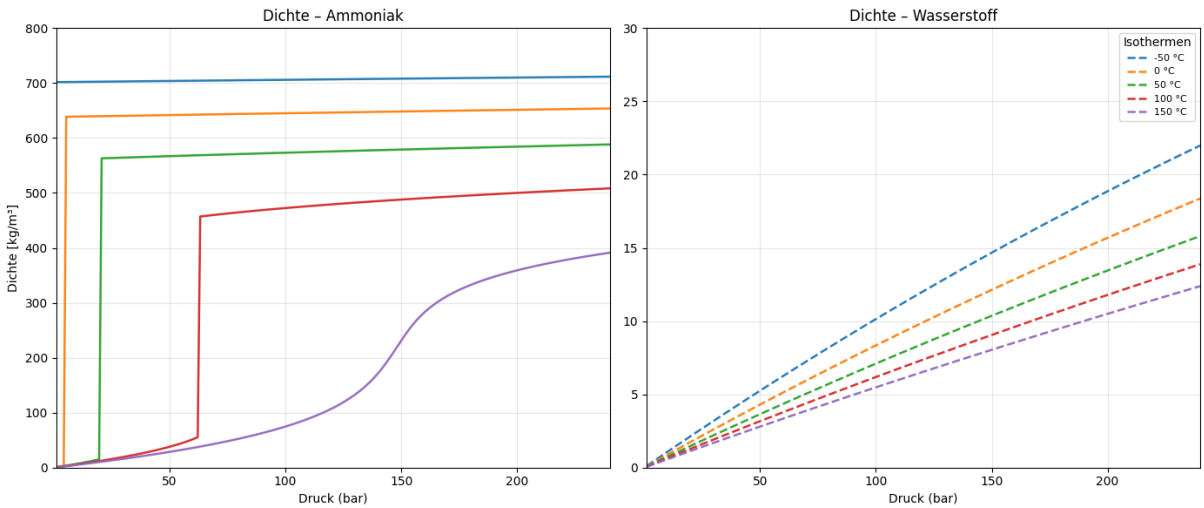


Abbildung 4: Dichte von Ammoniak (links) und von Wasserstoff (rechts)

Im Gegensatz dazu besitzt Wasserstoff eine sehr geringe Dichte und lässt sich selbst unter hohen Drücken nur begrenzt verdichten. Dadurch fällt seine volumetrische Energiedichte deutlich geringer aus und die hydrostatische Drucksäule in der Kaverne bleibt schwach ausgeprägt. Um vergleichbare Energiemengen zu speichern, sind daher entweder größere Kavernenvolumina oder wesentlich höhere Drücke erforderlich. Aufgrund seiner hohen Dichte ist Ammoniak deutlich volumeneffizienter.

Energieaufwand für Verdichtungsprozesse

Der Energieaufwand für die Einspeicherung hängt wesentlich vom thermodynamischen Zustand des jeweiligen Speichermediums ab. Auf dieser Grundlage und unter Berücksichtigung der relevanten Zustandsgleichungen wird die erforderliche Einspeicherenergie berechnet und ein Vergleich zwischen Ammoniak, Wasserstoff und Methan durchgeführt. Während Wasserstoff und Methan für die Kavernenspeicherung auf hohe Drücke verdichtet werden müssen, kann Ammoniak flüssig gespeichert werden und ist somit energieeffizienter beim Pumpen. Bei H_2 und CH_4 basiert der Energiebedarf auf der adiabaten Verdichtungsarbeit, bei NH_3 ist hingegen die deutlich geringere Pumpenarbeit maßgeblich.
Da bei der Gasverdichtung Wärme entsteht, müssen sowohl Wasserstoff als auch Methan während der Kompression zwischengekühlt werden, um den Prozess näher an den isothermen Zustand zu bringen. Aufgrund seiner geringen Dichte und hohen spezifischen Wärmekapazität erwärmt sich Wasserstoff deutlich stärker als Methan. In der Praxis sind daher mindestens drei Verdichtungsstufen mit Zwischenkühlung erforderlich, während für Methan häufig zwei Stufen ausreichen.

1. Kompressionsarbeit und Pumpenarbeit

Der Energieaufwand während der Einspeicherung von NH_3, H_2 und CH_4 wurde am Beispiel der H_2-Kaverne „Clemens Dome“ berechnet. Die H_2-Kaverne am Clemens Dome in Texas (USA) ist eine der weltweit wenigen bereits seit langem in Betrieb befindlichen Salzkavernen-Speicher für Wasserstoff. Sie hat ein Volumen von ~580.000 m³ und liegt in einer Tiefe von 1000 m. Der minimale und maximale Druck beträgt 70 – 137 bar.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem Druck von 137 bar die erforderliche Verdichtungsarbeit für Wasserstoff mit rund 3,7 kWh/kg am höchsten ist (was auf die hohe Kompressibilität zurückzuführen ist). Für Methan fällt sie mit etwa 0,34 kWh/kg deutlich geringer aus und für flüssiges Ammoniak ist sie mit nur 0,0058 kWh/kg praktisch vernachlässigbar (siehe ***Abbildung 5***). Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass der Anteil der Einspeicherenergie am jeweiligen Energieinhalt (HHV) bei einem Druck von 137 bar stark variiert. Während die Verdichtungsarbeit bei Wasserstoff rund 11 % entspricht, sind es bei Methan etwa 3 % und bei Ammoniak hingegen nur 0,1 %. Dieses Energieverhältnis verdeutlicht, warum Ammoniak im Vergleich zu H_2 und CH_4 besonders speichereffizient ist.

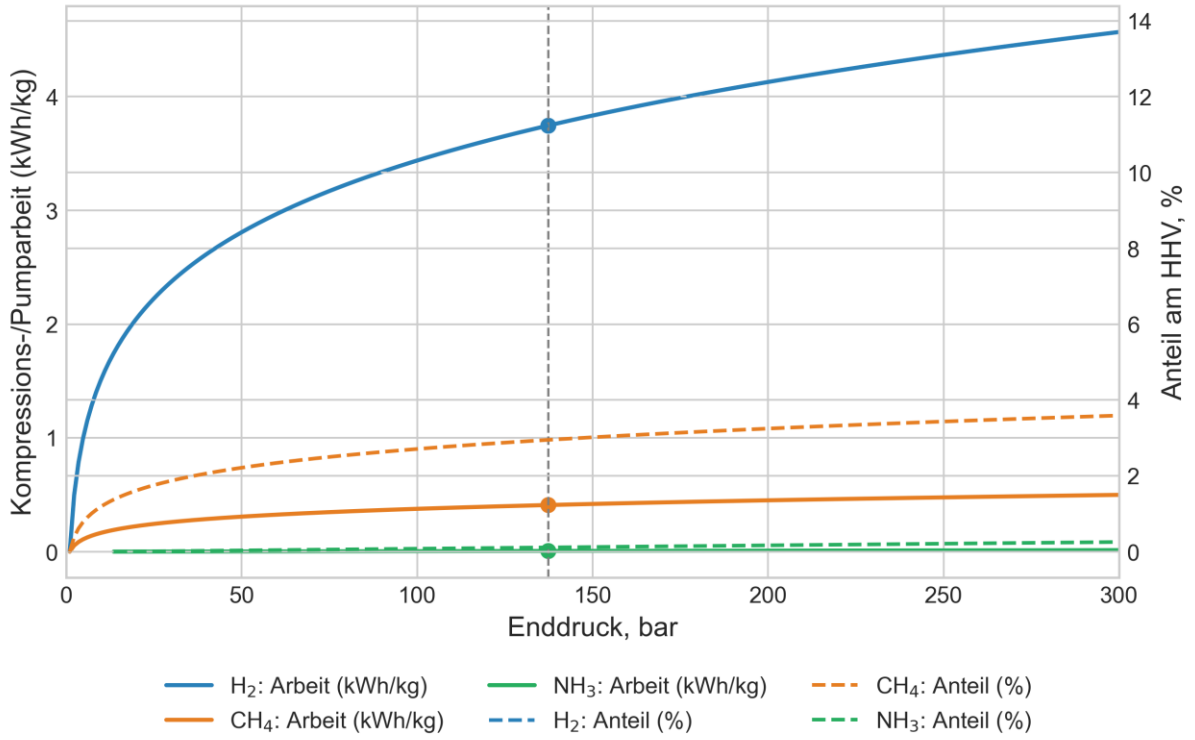


Abbildung 5: Kompressionsarbeit von H_2 und CH_4 und Pumpenarbeit von NH_3 und deren Energieverhältnis

Insgesamt zeigt sich, dass Wasserstoff aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften mit Abstand den höchsten Energieaufwand für die Einspeicherung erfordert, während Methan deutlich günstiger und flüssiges Ammoniak nahezu verlustfrei gespeichert werden kann. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf die energetische Effizienz und Wirtschaftlichkeit verschiedener Kavernen-Speicheroptionen.

2. *Energieinhalt pro Kavernenvomulen*

Für die Bewertung der Speichereffizienz ist der absolute Verdichtungsaufwand allein nicht aussagekräftig genug. Auch der Energieinhalt pro Kavernenvolumen ist entscheidend. ***Abbildung 6*** verdeutlicht die erheblichen Unterschiede zwischen Wasserstoff, Methan und Ammoniak. Für die Beispielkaverne „Clemens Dome“ ergeben sich folgende maximal speicherbaren Energiemengen:

- CH_4/H_2 = 819 GWh / 193,2 GWh = 4,24 → Methan ermöglicht einen rund viermal so hohen Energieinhalt pro Kavernenvolumen wie Wasserstoff.
- NH_3/H_2 = 1.809,8 GWh / 193,2 GWh = 9,37 → Ammoniak speichert das Neunfache des Energieinhalts von Wasserstoff pro Kavernenvolumen.

Damit besitzt Ammoniak die höchste volumetrische Energiedichte der drei Energieträger. Es speichert etwa doppelt so viel Energie wie Methan und um ca. eine Größenordnung mehr als Wasserstoff. Diese hohe volumetrische Energiedichte ist ein wesentlicher Grund, warum Ammoniak für Kavernenspeicher besonders attraktiv ist.

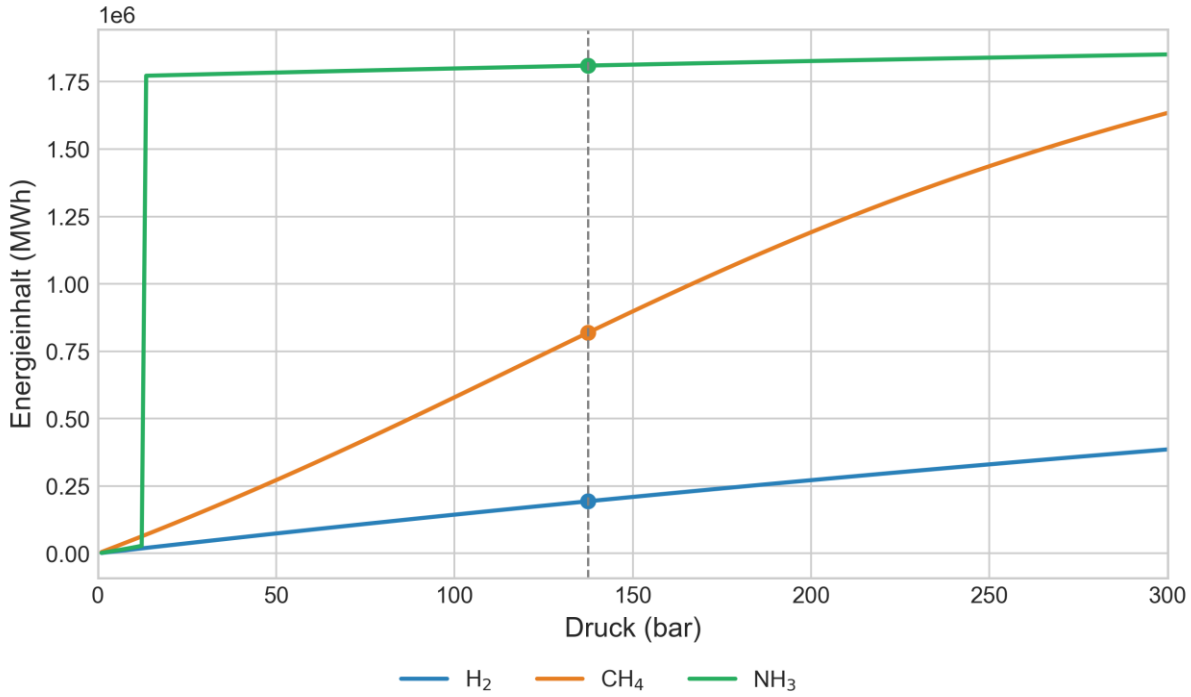


Abbildung 6: Energieverhältnis zwischen CH_4/H_2 und NH_3/H_2

Chemische Wechselwirkungen mit dem Kavernensumpf

Die Speicherung von flüssigem Ammoniak in Salzkavernen ist mit einer Reihe spezifischer technischer Herausforderungen verbunden. Im Folgenden werden diese kurz vorgestellt. Ein fundamentales Thema ist dabei die Löslichkeit von NH_3 in Wasser und Sole. Sie bestimmt maßgeblich die Menge des Fluids, das dauerhaft im Porenraum des Speichers verbleibt (Verlust durch Lösung), und bildet die Grundlage für geochemische Reaktionen im Speichergestein. Die Löslichkeit von NH_3 in einer Salzkaverne ist besonders relevant, da es sich vollständig und in jedem Verhältnis mit Wasser mischt. Bereits geringe Wassermengen in der Kaverne führen daher sofort zur Bildung konzentrierter Ammoniumhydroxid-Lösungen und somit zu Produktverunreinigungen.

1. NH_3-Löslichkeit in Wasser und Sole

Die Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten folgt dem Henry-Gesetz. Sie nimmt typischerweise mit steigender Temperatur sowie bei Anwesenheit gelöster Salze („Salting-out“) ab. Im Gegensatz zu Wasserstoff ist Ammoniak jedoch ein polarer Stoff, der mit Wasser reagiert und eine extrem hohe Löslichkeit aufweist.
Die Modellierung der NH_3-Löslichkeit in Wasser oder Sole ist komplexer als bei H_2, da neben der physikalischen Lösung auch die Dissoziation berücksichtigt werden muss. Die daraus resultierende „scheinbare“ Henry-Konstante hängt stark vom pH-Wert ab, da sie die Gesamtkonzentration gelöster Spezies ($NH_3(aq)$ + NH_4^+) beschreibt. Sing et al. [8] veröffentlichten umfangreiche experimentelle Daten für NH_3-Löslichkeiten in reinem Wasser und verschiedenen Elektrolytlösungen und korrelierten diese erfolgreich mittels Pitzer-Modell.
Basierend auf den experimentellen Daten von Sing et al. [8] und unter Nutzung des Pitzer-Ionenaustauschmodells wurde die Löslichkeit von NH_3 in Wasser und Sole berechnet. Die Ergebnisse sind in ***Abbildung 7*** dargestellt und wurden durch Anpassung der spezifischen Wechselwirkungsparameter der jeweiligen Salze erzielt. Dabei dienten experimentellen Daten der Anpassung spezifischer Wechselwirkungsparameter zwischen Ammoniak und den

jeweiligen Salzen in dem Pitzer-Modell.

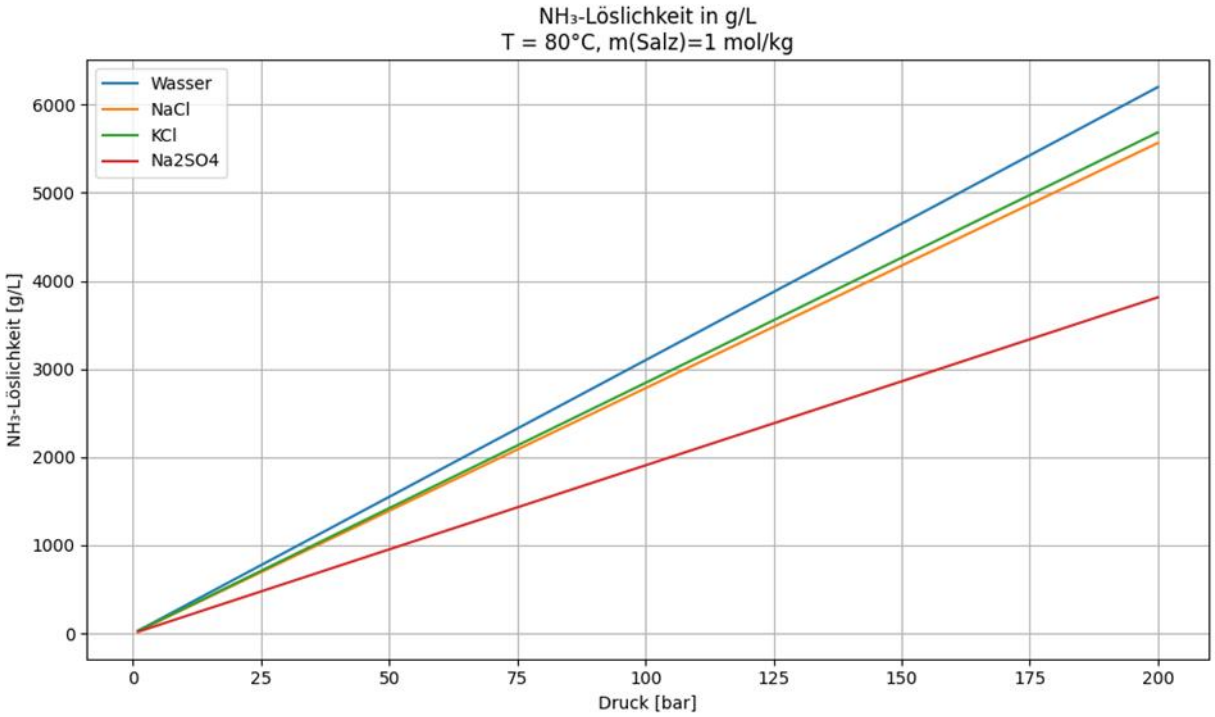


Abbildung 7: NH_3-Löslichkeit in Wasser und Sole (NaCl, KCl, Na_2SO_4)

Die auf Basis des Pitzer-Modells durchgeführten Berechnungen der NH_3-Löslichkeit zeigen eine klare Abhängigkeit vom Elektrolyt-Typ (***Abbildung 7***). Aufgrund der Modellkomplexität und der Anpassung der Wechselwirkungsparameter sind die Ergebnisse jedoch mit gewissen Unsicherheiten behaftet. Die wesentlichen Erkenntnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- **Ionenladung**: Der Aussalzeffekt steigt mit der Wertigkeit der Ionen. Das zweifach negativ geladene Sulfat-Ion (SO_4^{2-}) aus Na_2SO_4 besitzt eine hohe Ladungsdichte und starke Hydratationsenergie. Dadurch steht weniger „freies“ Wasser für die Ammoniaksolvatation zur Verfügung, sodass der Aussalzeffekt besonders stark ausfällt.
- **Ionengröße**: Einfache 1:1-Elektrolyte wie NaCl und KCl wirken schwächer. Innerhalb dieser Gruppe erzielt NaCl aufgrund des stärker hydratisierten Na^+-Ions einen höheren Aussalzeffekt als KCl, da das größere K^+-Ion Wasser weniger stark bindet und sich NH_3 daher besser löst.

2. Mögliche Reaktionen in Salzkavernen

In einer Salzkaverne treffen der zu speichernde flüssige Ammoniak, die Restsole und das umgebende Steinsalz (vorwiegend NaCl mit Verunreinigungen wie Anhydrit ($CaSO_4$) oder Tonmineralien) aufeinander. Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Reaktionen in Fall einer Ammoniakspeicherung in Salzkavernen und Folgen zusammen.

Tabelle 1: Mögliche Reaktionen in einer Salzkaverne

Prozess	**Mögliche Reaktion**	**Folgen**
NH_3 + H_2O (Exotherm-Reaktion)	$NH_3(l) + H_2O \rightarrow NH_4^+ + OH^-$ NH_3 + H_2O →NH_4^+ +OH^- (Bildung von Ammoniumhydroxid, "Aqua Ammonia")	• Schwerwiegende Produktverunreinigung. • Energieverlust
NH_3 + H_2O + Sole (NaCl)	Keine direkte Reaktion mit NaCl, aber: 1. Wasser lagert sich im NH_3 an und löst das NaCl aus der Kavernenwand.	Kontamination des NH_3 mit Salz (NaCl). • Erfordert aufwendige NH_3-Aufbereitung
NH_3 + CO_2 / H_2S (Verunreinigungen)	Bildung von Ammoniumcarbamat: $NH_2COONH_{4(fest)}$ oder Bildung von $(NH_4)_2S$ NH_4HS Ammoniumsulfid/-hydrogensulfid.	Bildung von Feststoffen, die sich absetzen und Rohrleitungen verstopfen können (scaling)

Zusammengefasst ist die zentrale Herausforderung bei der Speicherung von Ammoniak in Salzkavernen die exotherme Reaktion von Ammoniak mit Wasser zu Ammoniumhydroxid (NH_3 + H_2O ⇌ NH_4^+ + OH^-), welches sich im Kavernensumpf ansammeln kann. Dies kann zu Korrosion bestimmter Metalllegierungen, zu Produktverunreinigungen durch NH_4OH sowie zu einem effektiven Verlust an speicherbarem Ammoniak führen.

Zusätzlich können die Bestandkavernen Restkohlenwasserstoffe enthalten. Aufgrund seiner Polarität und seiner starken Dipol-Dipol- sowie Wasserstoffbrückenbindungen mischt sich NH_3 jedoch nicht mit unpolaren Kohlenwasserstoffen wie Erdöl, die nur schwache Dispersionskräfte aufweisen. Das Aufbrechen der starken NH_3-NH_3-Wechselwirkungen zugunsten schwacher NH_3-Öl-Wechselwirkungen ist energetisch ungünstig, sodass eine klare Phasentrennung entsteht. Da Kohlenwasserstoffe unter Normalbedingungen kaum reaktiv sind, treten zwischen Ammoniak und Erdöl keine chemischen Reaktionen auf. Somit eignet sich Erdöl oder unpolaren Kohlenwasserstoffe wie Diesel als Trennschichte zwischen Sole und Ammoniak.

Lösungsansatz

Auf Basis der bisher gewonnenen Erkenntnisse lässt sich festhalten, dass ein sicherer Betrieb der Kaverne grundsätzlich möglich ist, sofern ein direkter Kontakt zwischen Ammoniak (NH_3) und Sole zuverlässig vermieden wird. Um dies zu gewährleisten, schlägt der Autor das folgende Verfahren als Lösungsansatz vor: „Nutzung von Erdöl oder Diesel als Trennschicht zwischen flüssigem Ammoniak und dem Kavernensumpf bzw. der Sole".
Ausgehend von einer mit Sole gefüllten Kaverne wird vor der Injektion von flüssigem Ammoniak Erdöl oder Diesel injiziert, um die Sole aus der Kaverne zu verdrängen. Somit dient das injizierte Erdöl oder der Diesel als Trennschicht zwischen Sole und Ammoniak. Aufgrund der unterschiedlichen Dichten verbleibt die Sole in der unteren Kavernenregion. Darüber lagert sich die Diesel- bzw. Erdölschicht an, darüber befindet sich der injizierte Ammoniak. Dieses Mehrschichtsystem ist in der nachfolgenden ***Abbildung 8*** schematisch dargestellt.

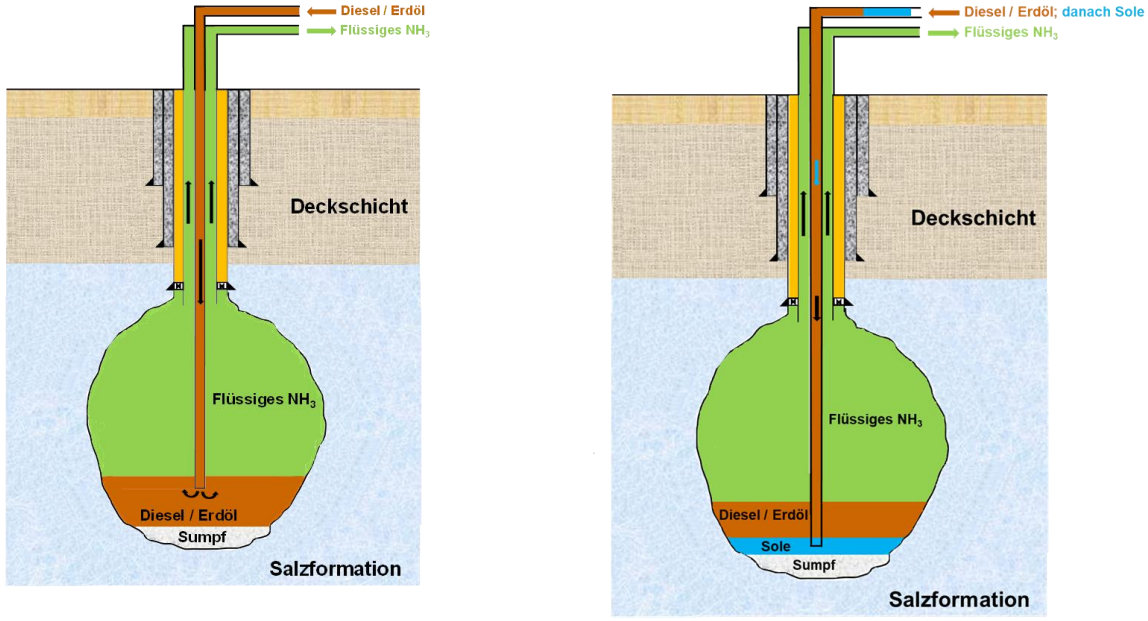


Abbildung 8: Möglichkeit zur Speicherung von Ammoniak in einer Salzkaverne

Das Erdöl oder der Diesel werden durch den äußeren Strang in die Kaverne eingebracht. Dabei verdrängt es die Sole nach oben durch den inneren Strang und erzeugt eine stabile Zwischenphase (nicht gezeigt in der ***Abbildung 8***). Anschließend wird das Ammoniak durch den äußeren Strang injiziert. Dabei ist zwingend darauf zu achten, dass der innere Förderstrang zu jeder Zeit innerhalb der Diesel- bzw. Erdölphase verbleibt, um einen ungewollten Kontakt zwischen Ammoniak und Sole im Strang auszuschließen.
Um dieses Verhalten detaillierter und präziser abzubilden sowie die Phasentrennung und die Stabilität der Schichtgrenzen wissenschaftlich zu untersuchen, wird eine numerische Strömungssimulation mit der Computational Fluid Dynamics (CFD)-Software „ANSYS Fluent" durchgeführt. Es können auch andere CFD-Softwares eingesetzt werden. Da sich der aktuelle Forschungsstand noch in einem frühen Stadium befindet, wird in diesem Beitrag ein generisches Small-Scale-Modell als exemplarische Darstellung verwendet, um die Funktionalität des Verfahrens abzubilden. Dabei kam das Volume-of-Fluid-Modell (VOF) nach Hirt & Nichols (1981) [9] als Mehrphasenmodell zum Einsatz. Es ermöglicht die Simulation von Systemen mit klar getrennten Flüssig-Flüssig-Grenzflächen und ist somit geeignet, die Interaktionen zwischen Sole, Erdöl/Diesel und Ammoniak realitätsnah nachzubilden. Da die Details und Methodik der numerischen Simulation in ANSYS Fluent nicht Thema dieses Beitrags sind, werden im Folgenden lediglich die Methodik, die Rahmenbedingungen sowie die Simulationsergebnisse grob präsentiert und kurz diskutiert.

1. *Modellbeispiel*

Die für das Simulationsbeispiel verwendete Geometrie basiert auf einem Block (Gebirge) mit den Abmessungen 50 m × 40 m. Das effektive Kavernenvolumen innerhalb des Gebirgsblock beträgt 307 m³ und ist durch eine vereinfachte 2D-Darstellung in der nachfolgenden ***Abbildung 9*** dargestellt. Im Zentrum der Geometrie befindet sich das Tubing-System, mit einem inneren und äußeren Rohr. Über dieses System erfolgen die Injektion und Förderung der Fluide. Der äußere Strang dient als Injektionstrang, während das innere Tubing den ringförmigen Rückstrom bzw. die Verdrängung ermöglicht.

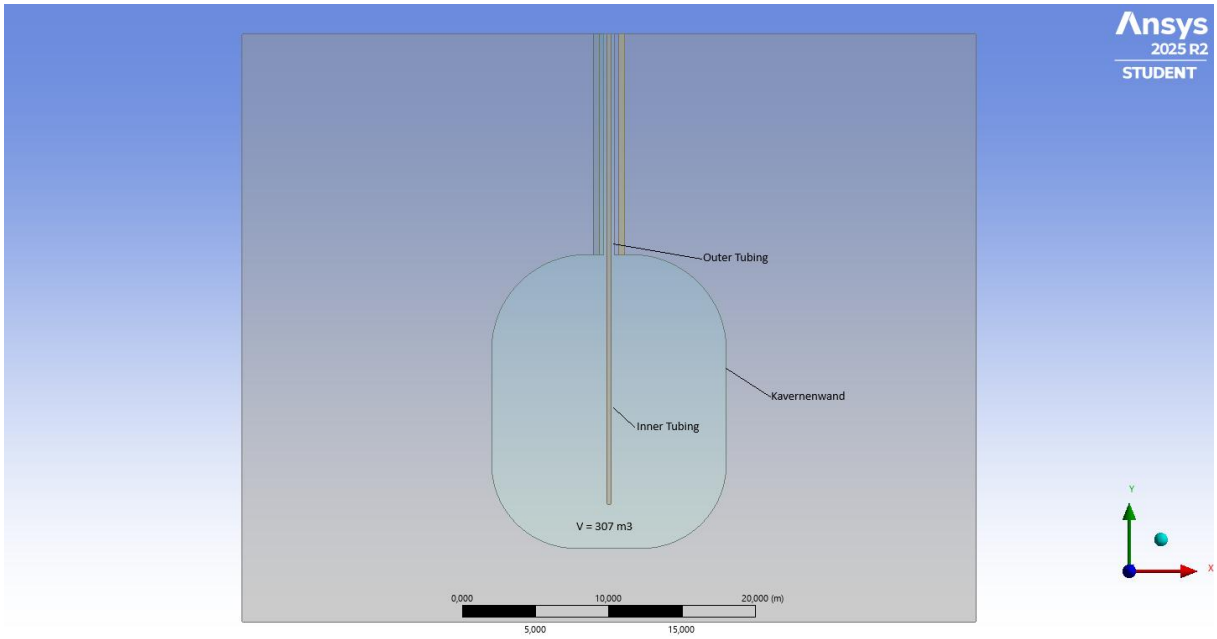


Abbildung 9: Geometrie des Modellbeispiels

2. *Randbedingungen und Methodik*

Für die numerische Simulation werden drei zeitlich aufeinanderfolgende Phasen betrachtet:

- Ölinjektion: 0 – 150 s
- Shut-in-Phase (bzw. Ruhephase): 150 – 250 s
- und die anschließende Ammoniakinjektion: 250 – 400 s.

Jede Phase erhält spezifische Randbedingungen für die Geschwindigkeit, die Drücke und die Volumenanteile (VOF) der beteiligten Flüssigkeiten. Während der Shut-in-Phase findet keine Strömung statt. Durch diese stufenweise Anpassung der Randbedingungen kann der Übergang von einer reinen Ölströmung über eine Ruhephase bis hin zur Ammoniakinjektion realitätsnah abgebildet werden. Die eingesetzte VOF-Modell löst jede Phase eine eigene Transportgleichung für den Volumenanteil α, wodurch die Phasenverteilung vollständig über die Volumenanteile beschrieben wird.

Die Phasengrenze wird mithilfe des Geo-Reconstruct-Verfahrens (PLIC - Piecewise Linear Interface Calculation) rekonstruiert, das eine stückweise lineare Approximation der Interface-Geometrie erlaubt und damit die höchste räumliche Schärfe innerhalb des VOF-Rahmens erzielt. Die Strömungsgleichungen werden mit dem PISO-Algorithmus (Pressure-Implicit with Splitting of Operators) gelöst, der eine stabile und zeitschrittgenaue Druck-Geschwindigkeit-Kopplung bei transienten, stark variierenden Mehrphasenströmungen sicherstellt. Zur Charakterisierung der Mischungszone wurden der Taylor-Dispersionsansatz und die Richardson-Zahl-Analyse herangezogen. Die Breite der Mischungszone δ skaliert gemäß folgender Formel:

$$\delta \sim L / \sqrt{Pe} \quad mit \quad Pe = u \cdot L / Deff$$

Dabei stellen Pe die Peclet-Zahl, L die charakteristische Kaverne-Höhe (20 m) und $Deff$ die effektive Diffusivität dar. Die Schichtungsstabilität wird durch die Richardson-Zahl $Ri = g \cdot \Delta\rho \cdot L / (\rho \cdot u^2)$ bewertet: $Ri > 1$ indiziert eine stabile gravitative Schichtung, während Ri < 0,25 das Auftreten von Kelvin-Helmholtz-Instabilitäten signalisiert. Das Interfaceprofil wird durch eine Fehlerfunktion (erf) approximiert, die den kontinuierlichen Übergang von $\alpha = 0$ zu $\alpha = 1$ über die Mischungszonenbreite δ beschreibt, was mit der theoretischen Lösung der eindimensionalen Diffusionsgleichung übereinstimmt:

$$\alpha(z) = ½ \cdot [1 + erf((z - z_0) / \delta)]$$

3. *Ergebnisse der Beipielsimulation und Diskussion*

1. Phasenverhalten und Volumenanteile

Die Ergebnisse des generischen Beispielmodells zeigen eine deutlich ausgeprägte Phasentrennung zwischen Sole, Erdöl und Ammoniak. Die zeitliche Entwicklung der Volumenanteile α (siehe ***Abbildung 10***) folgt dabei dem erwarteten dreistufigen Verdrängungscharakter: Bei t = 0 ist die Kaverne mit Sole befüllt, sodass der Soleanteil 100 % beträgt. Während der Ölinjektion (0 – 150 s) steigt der Volumenanteil des Erdöls nahezu linear auf ein Maximum von knapp 90 % an, während der Soleanteil von 100 % auf rund 10 % abnimmt. Danach stabilisiert sich die Front während der Shut-in-Phase. Ab einer Zeit von 250 s dringt die NH_3-Front vor und das Öl wird verdrängt. Die beobachtete Steigung der Kurven spiegelt eine typische Verdrängungsfront mit überlagerter Mischungszone wider. Diese ist geprägt von turbulenter Dispersion, Dichteunterschieden und den resultierenden Kelvin-Helmholtz-Instabilitäten.

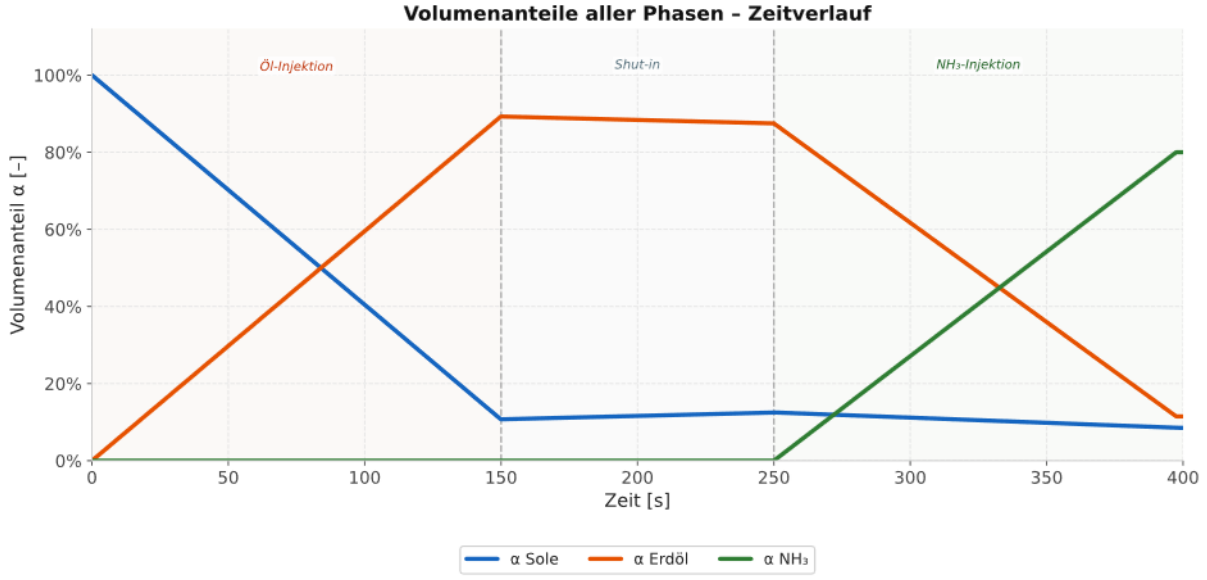


Abbildung 10: Entwicklung des Volumenanteils Während Öl- und Ammoniakinjektion

Die Summe der Volumenanteile aller Phasen (Sole, Erdöl und Ammoniak) soll über den gesamten Simulationszeitraum 100 % betragen, was die numerische Konsistenz des VOF-Modells bestätigt. Geringfügige Abweichungen von maximal 2 % sind hierbei akzeptabel, da sie auf die diskrete Gitternäherung und die erf-Approximation des Analytikmodells

zurückzuführen sind.
In einer Salzkaverne können zudem mehrere Strömungs- und Transportmechanismen zeitgleich auftreten. Diese überlagern sich sowohl räumlich als auch zeitlich und tragen gemeinsam zur Ausbildung der beobachteten Mischungszone zwischen Sole, Erdöl und Ammoniak bei, wie in der nachfolgenden ***Abbildung 11*** darstellt.

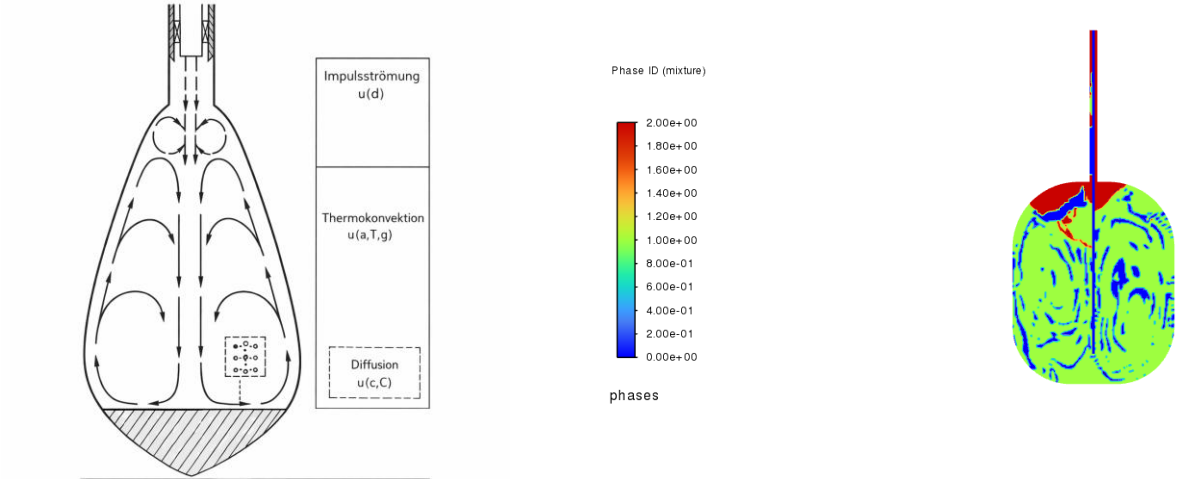


Abbildung 11: Strömungs- und Transportmechanismen in einer Speicherkaverne (links) nach [10] und die entsprechenden Simulationsergebnisse ohne Shut-in-Zeit (rechts)

Folgende Strömungs- und Transportmechanismen treten auf [10]:

- Impulsströmung aufgrund der Einströmung in die Kaverne,
- Stofftransport durch Diffusion infolge von Konzentrationsgradienten,
- Stofftransport aufgrund von Dichteunterschieden (Auftrieb, Konvektion).

In dem Modellbeispiel entsteht die Mischungszone durch das Zusammenspiel von turbulenter Dispersion, gravitativ getriebener Konvektion und geringer molekularer Diffusion. Die turbulente Strömung während der Injektion (hoher Reynolds-Zahl) erzeugt in der Kaverne Wirbelstrukturen und Kelvin-Helmholtz-Instabilitäten, die eine schnelle Vermischung begünstigen. Gleichzeitig führen die ausgeprägten Dichteunterschiede zwischen Sole, Erdöl und NH_3 zu einer vertikalen Umverteilung.
Da diese Mechanismen simultan auftreten und sich gegenseitig verstärken, kann es unmittelbar nach der Ölinjektion zu temporären Instabilitäten und Vermischungsvorgängen an den Phasengrenzen kommen. Daher ist eine Beruhigungsphase (Shut-in) erforderlich, in der die Strömung abklingen kann. Diese Phase ermöglicht die Wiederherstellung einer hydrostatisch dominierten, stabil geschichteten Struktur und reduziert das Risiko einer unerwünschten Durchmischung von Ammoniak und Sole.

2. Mischungszonenbreite

Zur Bestimmung der Mischungszonenbreite wurden die CICSAM (Compressive Interface Capturing Scheme for Arbitrary Meshes), Geo-Reconstruct (PLIC) und das δ_{10-90}-Kriterium herangezogen. Das δ_{10-90}-Kriterium bezeichnet den Bereich der Grenzschicht, in dem die VOF-Werte zwischen 10 % (α = 0,1) und 90 % (α = 0,9) liegen [7,11]. In der Simulation wird dieses Intervall verwendet, um die effektive Breite der Phasengrenze präzise zu bestimmen. Es ist unabhängig vom verwendeten VOF-Verfahren (CICSAM oder PLIC). CICSAM berechnet den Volumenanteil einer Phase in jeder Zelle, um die Trennfläche zu lokalisieren.
Die ***Abbildung 12*** stellt die Ergebnisse der Volumenanteilsprofile α(z) an den Grenzflächen Öl/Sole und Öl/NH_3 für zwei unterschiedliche VOF-Interfacerekonstruktionsverfahren Geo-Reconstruct (PLIC) und CICSAM dar. Die Profile weisen deutlich unterschiedliche Schärfegrenzen und Übergangsbreiten auf.

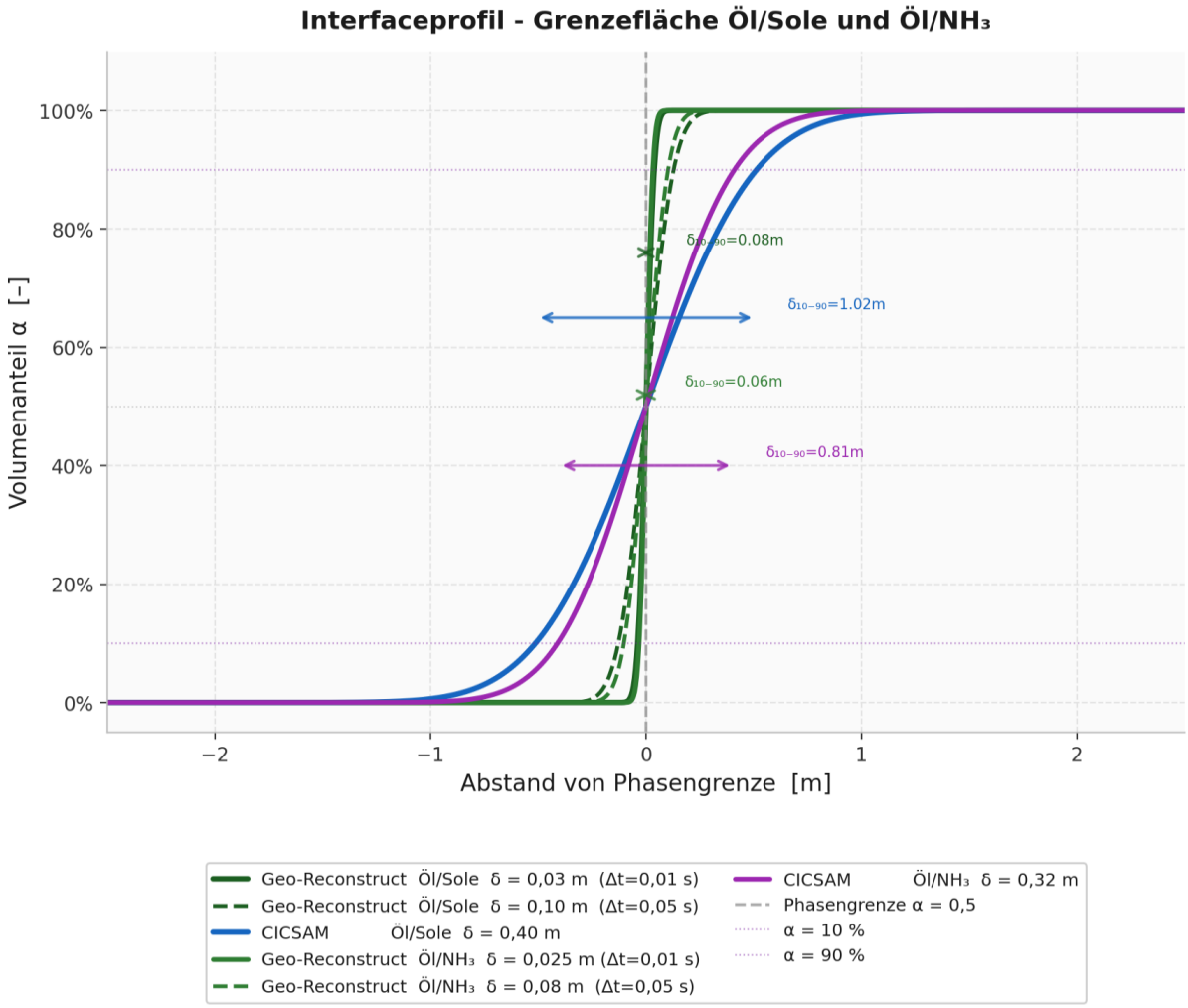


Abbildung 12: Grenzflächen zwischen die Phasen und Mischungszonenbreite

Die ***Abbildung 12*** zeigt die räumlichen Volumenanteilsprofile α entlang der Öl/Sole- und der Öl/NH_3-Grenzschicht, abgetragen gegen den Abstand zur Phasengrenze (α = 0,5). Dabei lassen sich die Ergebnisse wie folgt interpretieren:

1. **Schärfe der Phasengrenzflächen**: PLIC erzeugt für beide Grenzflächen (Öl/Sole und Öl/NH_3) eine sehr scharfe Abgrenzung.
   - Bei einer Zeitschrittweite von 0,01 s beträgt die δ_{10-90}-Mischungszonenbreite für die Grenzfläche Öl/Sole 0,08 m und für die Grenzfläche Öl/NH_3 0,06 m.
   - Der steile Gradient bestätigt die geometrisch exakte PLIC-Rekonstruktion.
2. **Einfluss der Zeitschrittweite auf Geo-Reconstruct**: Bei einer Erhöhung des Zeitschritts von 0,01 s auf 0,05 s verbreitert sich die Mischungszone δ von 0,025 auf 0,08 m (Öl/NH_3). Dies ist daran erkennbar, dass die gestrichelten grünen Kurven gegenüber den durchgezogenen leicht nach rechts verschoben sind. Dies zeigt die Co-Sensitivität von PLIC:
   - Mit wachsendem Δt steigt die numerische Diffusion, bleibt aber deutlich geringer als bei CICSAM.
3. **CICSAM**: Die blaue Kurve (Öl/Sole) und die lila Kurve (Öl/NH_3) zeigen erheblich flachere Profile. Die δ_{10-90}- Mischungszonenbreiten betragen 0,81 m für Öl/Sole und 1,02 m für Öl/NH_3. Dies ist 10- bis 17-mal breiter als bei Geo-Reconstruct.
   - CICSAM erzeugt diese Diffusion durch seine algebraische Flusskompression, ohne dass eine explizite Interfacegeometrie erforderlich ist.
   - Das Öl/Sole-Grenzflächenprofil ist somit breiter als Öl/NH_3-Grenzflächenprofil bei CICSAM. Dies spiegelt den geringeren Dichtekontrast bei Öl/NH_3 wider.

Eine geringere Richardson-Zahl bedeutet eine weniger stabile Schichtung und damit eine stärkere Durchmischung, sowohl numerisch als auch physikalisch.

Die Breite der Mischungszone ist von großer Bedeutung für die kritischste betriebliche Konsequenz, da sie die notwendige Mindestlänge der Öltrennschicht im Innenstrang bestimmt. Diese verhindert den direkten Kontakt zwischen NH_3 und Sole. Für eine Mischungszonenbreite NH_3/Öl von 0,1 bis 0,4 wird eine Mindestlänge der Öltrennschicht von >1 m empfohlen, d.h. der Ölschicht eine konservative Sicherheitslänge von mindestens 3 m benötigen. Jeder Zentimeter weniger Mischungszonenbreite kann die Reinheit des ausgespeicherten Ammoniaks aufgrund von Verunreinigungen beeinflussen.

Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Die Speicherung von flüssigem Ammoniak in Salzkavernen stellt eine innovative und vielversprechende Option für die großskalige Energiespeicherung im Kontext der Energiewende dar. Die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Technische Machbarkeit: Die Speicherung von flüssigem Ammoniak in Salzkavernen ist technisch möglich, sofern eine Reaktion zwischen Sole und Ammoniak verhindert wird.
- Herausforderungen: Die zentralen technischen Herausforderungen sind die Kontrolle von Wasserinflation und Soleansammlung im Kavernensumpf, die Vermeidung unerwünschter chemischer Reaktionen (Ammoniumsalzbildung) sowie die Gewährleistung einer vollständigen Zirkulation des Fluids, um Totzonen zu vermeiden. Diese Herausforderungen sind durch geeignete technische Maßnahmen (Einsatz von Erdöl oder Diesel als Trennschicht) beherrschbar.
- Ammoniak bietet durch seine hohe volumetrische Energiedichte und die Möglichkeit der Speicherung unter moderaten Bedingungen wirtschaftliche Vorteile gegenüber reinem Wasserstoff. Die Nutzung der bestehenden Salzkavernen-Infrastruktur kann die Investitionskosten senken.
- Forschungsbedarf: Es besteht weiterer Forschungsbedarf, insbesondere hinsichtlich der Langzeitbeständigkeit von Komplettierungsbauteile (Stähle, Zemente, Elastomere, etc.) und der geomechanischen Auswirkungen des zyklischen Betriebs. Detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalysen und Pilotprojekte sind die notwendigen nächsten Schritte, um die Technologie zur Marktreife zu führen.
- Weitere Schritte: Als nächster Schritt erfolgt eine Verbesserung und vertiefte Analyse der numerischen Simulation. Dazu werden die bisherigen Erkenntnisse zur Grenzflächenschärfe, Mischungszonenbreite und Schemaabhängigkeit systematisch erweitert. Zusätzlich werden weitere Modellparameter variiert und die numerische Simulation weitergehend optimiert.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Speicherung von flüssigem Ammoniak als Wasserstoffträger in Salzkavernen ein vielversprechender Baustein für ein zukünftiges, auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem sein kann. Sie verbindet die Vorteile eines etablierten chemischen Energieträgers mit den Vorzügen einer sicheren und großvolumigen Untergrundspeicherung.

Literaturverzeichnis

[1] Ammonia Energy Association (o. J.): High-flow ammonia cracking between 400–600 °C. Verfügbar unter: https://ammoniaenergy.org/presentations/high-flow-ammonia-cracking-between-400-600c/ [Zugriff am: 19.03.2026]
[2] Topsoe. (2023). Ammonia: A cracking opportunity for hydrogen. Zugriff am [19.03.2026], von https://www.topsoe.com/blog/ammonia-a-cracking-opportunity-for-hydrogen
[3] Ammonia Energy Association (o. J.): High-flow ammonia cracking between 400–600 °C. Verfügbar unter: https://ammoniaenergy.org/presentations/high-flow-ammonia-cracking-between-400-600c/ [Zugriff am: 19.03.2026]
[4] Dams, L. W., & Cottle, J. E. (1959). Underground storage of ammonia and its recovery (U.S. Patent No. 2901403)
[5] Scisson, S. E., & Cobbs, J. H. (1970). Method of preparing a cavern for storing anhydrous ammonia (U.S. Patent No. 3505821)
[6] Torquet, M.: UNDERGROUND STORAGE OF AMMONIA (NH3) – Review of possibilities. Geostock, 2023, https://energnet.eu/wp-content/uploads/2023/07/Underground-Storage-of-Ammonia-Review-of-possibilities-tobeuploaded-3.pdf.
[7] Londe, L.F.: Four Ways to Store Large Quantities of Hydrogen – Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. In: SPE, 2021.
[8] https://www.engineeringtoolbox.com/ammonia-gas-liquid-equilibrium-condition-properties-temperature-pressure-boiling-curve-d_2013.html
[9] Sing, R.; Rumpf, B.; Maurer, G. Solubility of Ammonia in Aqueous Solutions of Single Electrolytes Sodium Chloride, Sodium Nitrate, Sodium Acetate, and Sodium Hydroxide. Ind. Eng. Chem. Res. 1999, 38, 2098–2109, https://doi.org/10.1021/ie980572g.
[10] Hirt, C.W; Nichols, B.D (1981): Volume of Fluid (VOF) Method for the Dynamics of Free Boundaries. In Journal of Computational Physics 39 (1), pp. 201–225. DOI: 10.1016/00219991(81)90145-5.
[11] H.-J. Kretzschmar und M. Klafki, „Gasvermischung in Speicherkavernen," Erdöl Erdgas Kohle, pp. 504 - 507, Dezember 1993
[12] Saincher, S., & Sriram, V. (2022). An efficient operator-split CICSAM scheme for three-dimensional multiphase-flow problems on Cartesian grids. Computers & Fluids, 240, 105440. https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2022.105440

Experimentelle und numerische Folgenabschätzung thermomechanischer Energiespeicherung im Untergrund

K. M. Neumann[1], D. Bücken[1,2], M. Duda[1], T. Backers[1]
[1] Ruhr-Universität Bochum, Ingenieurgeologie und Felsmechanik, Institut für Geowissenschaften, Bochum, Germany
[2] geomecon GmbH, Berlin, Germany

Abstract

In Deutschland wurden 2025 fast die Hälfte (47 %) des Stroms durch Wind- und Solarenergie erzeugt; diese Stromquellen unterliegen zeitlichen Schwankungen. Zudem überstieg die erzeugte Strommenge an 84 Tagen den Bedarf. Um die entstandene Überschussenergie zu speichern, sind neue Konzepte erforderlich. Energiespeicher im geologischen Untergrund sind aufgrund der weiten Verfügbarkeit möglicher Speicherhorizonte und der thermischen Eigenschaften von Gestein besonders interessant. Um den Einfluss wiederholten Erhitzens und Abkühlens auf das Gestein bei thermischer Energiespeicherung zu evaluieren, wurden mechanische, thermische und hydraulische Eigenschaften eines Sandsteins untersucht. Porosität, Permeabilität, Wärmeleitfähigkeit, Spaltzugfestigkeit, sowie einaxiale und triaxiale Druckfestigkeit bleiben nach 49 thermischen Zyklen bei einer Maximaltemperatur von 200 °C im Rahmen der Unsicherheit und Variabilität unverändert. Systematische Veränderungen der P-Wellengeschwindigkeit zeigen jedoch einen Einfluss der Temperatur auf die elastischen Eigenschaften nach 49 Zyklen bereits bei 200 °C. Inwiefern eine weitere zyklische Belastung oder höhere Temperaturen zu nicht-reversiblen Veränderungen der Gesteinseigenschaft führen können, wird zukünftig verifiziert. Bei Temperaturen von 200 °C bis 600 °C ist bereits nach einem thermischen Zyklus eine zunehmende Reduktion der P-Wellengeschwindigkeit und Dichte, sowie eine Zunahme der Porosität mit steigender Maximaltemperatur zu erkennen. Basierend auf Laborergebnissen können die Auswirkungen der Energiespeicherung auf das geomechanische Systemverhalten numerisch untersucht werden. Das Speicherkonzept *Supercharged Hybrid Gas-based Energy Storage* (SH-GES, Bücken und Backers 2023) sieht vor, überschüssige Energie kombiniert als thermische und mechanische Energie im geologischen Untergrund mittels CO_2 zu speichern. Die resultierenden Druck- und Temperaturänderungen führen potenziell zu geomechanischen Herausforderungen, wie einer Beeinträchtigung der abdichtenden Deckschichten oder der Integrität des Speicherhorizonts. Daher wurde eine numerische Parameterstudie durchgeführt, um die maßgeblichen Gesteinseigenschaften des Speicherhorizontes zu identifizieren, die die Gebirgsintegrität beeinflussen. Insgesamt wurden 270 Kombinationen typischer Elastizitätsmoduln, Biot-Koeffizienten, Poissonzahlen, Wärmeausdehnungskoeffizienten und Permeabilitäten eines generischen Sandsteinreservoirs analysiert. Der dynamische Elastizitätsmodul erweist sich dabei als dominierend für die Systemintegrität. Zudem steht dieser im direkten Zusammenhang mit der P-Wellengeschwindigkeit, die sich in den Laborversuchen als sensibel gegenüber zyklischer thermischer Belastung bei bereits geringen Speichertemperaturen gezeigt hat. Es zeigt sich, dass ein Reservoir mit höherem Elastizitätsmodul zu einem größeren Versagenspotenzial im Reservoir und in den abdichtenden Schichten führt, was vor allem auf thermoelastische Spannungsumlagerungen zurückzuführen ist.

Einleitung

Im Jahr 2025 wurde etwa die Hälfte der Elektrizität in Deutschland durch Wind- und Solarenergie erzeugt, welche zeitlichen Schwankungen unterliegen. Im gleichen Zeitraum überstieg die Energieproduktion an 84 Tagen die Nachfrage. Neue Konzepte werden benötigt, um diese überschüssige Energie zu speichern. *Supercharged Hybrid Gas-Based Energy*

Storage (SH-GES; Bücken & Backers, 2023) ist ein neuartiges Konzept, das darauf abzielt, überschüssige Elektrizität als gekoppelte thermomechanische Energie im geologischen Untergrund zu speichern, wobei CO_2 als Speichermedium verwendet wird. Durch die Injektion des CO_2 verursachte Temperatur- und Druckänderungen können zu potenziellen geomechanischen Herausforderungen führen, wie beispielsweise einer Beeinträchtigung der Integrität von abdichtender Deckschicht und Reservoir (Bücken et al., 2026). Darüber hinaus ist bekannt, dass zyklische thermische Belastungen Veränderungen der Materialeigenschaften der Reservoirgesteine hervorrufen können (Neumann et al., 2025).
Ziel dieser Studie ist es daher, die Auswirkungen der thermomechanischen Energiespeicherung im Untergrund auf das geomechanische Systemverhalten mithilfe von laborbasierten numerischen Simulationen zu bewerten.

Laborexperimente

Die Studie bewertete experimentell die Reaktion eines typischen Reservoirsandsteins auf zyklische thermische Belastung. Dabei zeigte sich, dass die meisten für thermomechanisch gekoppelte Prozesse relevanten Parameter, wie Porosität, Permeabilität, Wärmeleitfähigkeit, Spaltzugfestigkeit sowie einaxiale und triaxiale Druckfestigkeit, gegenüber Temperaturen bis zu 200 °C innerhalb von 49 thermischen Zyklen unempfindlich sind (zyklische thermische Behandlung: maximale Temperatur 200 °C, minimale Temperatur 100 °C, Heizrate 7 °C/min, natürliche Abkühlung). Allerdings dokumentieren systematische Abnahmen der P-Wellengeschwindigkeit v_P einen irreversiblen Einfluss auf die elastischen Eigenschaften bereits bei Temperaturen von 200 °C. Dies deutet darauf hin, dass eine fortlaufende zyklische Belastung weitere Veränderungen geomechanischer Parameter hervorrufen könnte. Mit steigender maximaler Temperatur der thermischen Zyklen wird die Abnahme von v_P stärker, sogar bereits nach nur einem thermischen Zyklus (thermische Behandlung: maximale Temperatur 200 °C – 600 °C, Heizrate 10 °C/min – 11,5 °C/min, natürliche Abkühlung; Abbildung 1a). Zudem nimmt die Dichte mit steigender Temperatur ab, während die effektive Porosität zunimmt. Die Änderungen der einaxialen Druckfestigkeit mit steigender Temperatur liegen hingegen im Bereich der Probenvariabilität.

Numerische Simulationen

Eine thermisch-hydraulisch-mechanisch gekoppelte numerische Studie wurde in COMSOL Multiphysics® durchgeführt, um die gesteinsphysikalischen Parameter zu identifizieren, die die Integrität des Gebirges in abdichtender Deckschicht und Reservoir am stärksten beeinflussen. Insgesamt wurden 270 Parameterkombinationen unterschiedlicher Elastizitätsmoduln, Biot-Koeffizienten, Poissonzahlen, thermischer Ausdehnungskoeffizienten und Permeabilitäten für einen generischen Reservoirsandstein analysiert. Die Parameter des Sandsteins basieren auf Labormessungen. Die Systemintegrität wurde mithilfe von Sicherheitsfaktoren auf Basis des Mohr-Coulomb-Kriteriums, sowie der minimalen effektiven Hauptnormalspannung σ_3, bewertet. SHAP-Werte (Lundberg & Lee, 2017) wurden in einer auf maschinellem Lernen basierenden Sensitivitätsanalyse verwendet, um den Einfluss der Reservoirparameter einzuordnen. Es zeigt sich, dass transiente thermoelastische Effekte das geomechanische Verhalten dominieren, wobei der Elastizitätsmodul des Reservoirs die primäre Einflussgröße für die Scher- und Zugintegrität aller relevanten Schichten ist (Abbildung 1b).

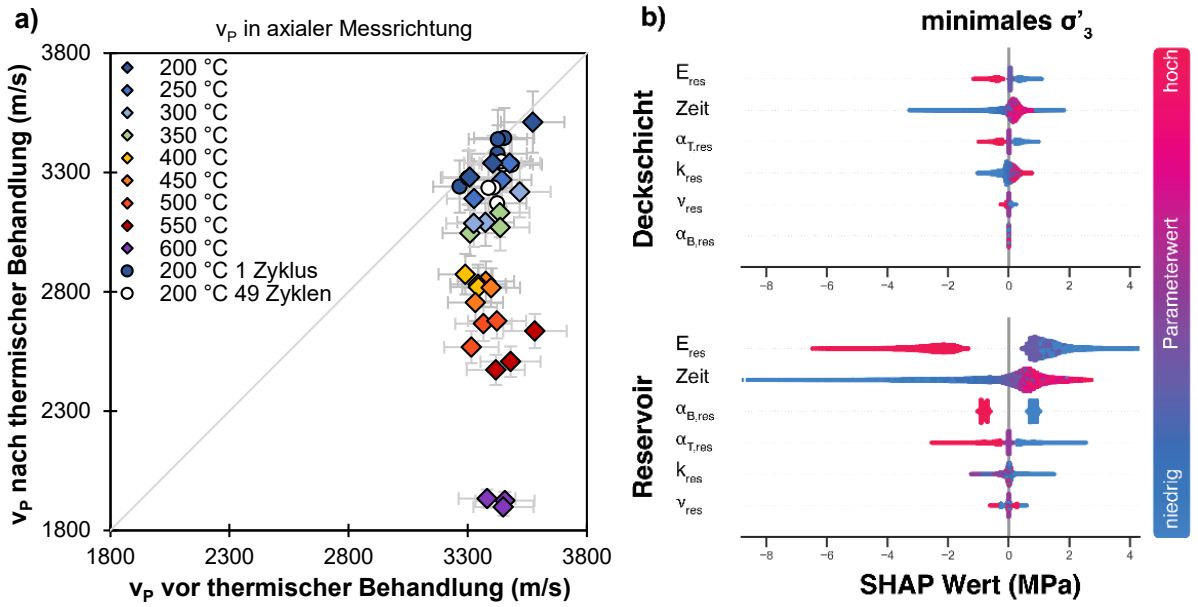


Abb. 1 a) Änderung von v_P (in axialer Richtung der Probekörper gemessen) mit steigender maximaler Temperatur (1 Zyklus, Rauten) und steigender Zyklenanzahl (Kreise). Die Werte wurden für einen triassischen Sandstein aus dem Oberrheingraben bestimmt; b) SHAP-Werte für minimale σ'_3-Werte im Reservoir, exemplarisch für die untersuchten Schichten und Bewertungsparameter.

Schlussfolgerungen

Energiespeichertechnologien im Untergrund können die Integrität des geomechanische System belasten. Labormessungen an einem typischen Reservoirsandstein zeigen, dass thermische Belastung bereits bei geringeren Temperaturen um 200 °C die P-Wellengeschwindigkeit v_P signifikant beeinflusst, welche direkt mit dem dynamischen Elastizitätsmodul zusammenhängt. Für thermomechanische Ansätze wie SH-GES zeigen numerische Simulationen, dass thermoelastische Effekte die transienten Spannungsumlagerungen dominieren, wobei ebenfalls der Elastizitätsmodul des Reservoirs der wichtigste Einflussparameter für die Scher- und Zugintegrität ist.

Referenzen

Bücken, D., & Backers, T. Hybrid CO2 Based Thermo-Mechanical Underground Energy Storage—A Numerical Geomechanical Review. ISRM-15CONGRESS-2023-468. (2023)

Bücken, D., Backers, T., & Heinze, T. Scenario-based sensitivity analysis of petrophysical parameter influence on geomechanical stability during CO2-based thermo-mechanical subsurface energy storage. SSRN. https://doi.org/10.2139/ssrn.6096839. (2026)

Lundberg, S., & Lee, S.-I. A Unified Approach to Interpreting Model Predictions (arXiv:1705.07874). arXiv. https://doi.org/10.48550/arXiv.1705.07874. (2017)

Neumann, K. M., Zinke, B., Duda, M., & Backers, T. Experimental investigation of the effect of thermal cycling loading on physical properties of a sandstone from the Upper Rhine Graben. https://doi.org/10.5194/egusphere-egu25-15455. (2025)

Danksagungen

Teile dieser Arbeit wurden im Rahmen der Projekte AGENS (finanziert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) und LISAGENS (finanziert vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt) durchgeführt. Wir bedanken uns für die Unterstützung unserer Forschung.

Optimierung von Wasserstoffspeichermodellen und Betriebsszenarien anhand von Feldtest-Daten

Maurice Schlichtenmayer[1], Michael Glöckner[1], Andreas Bannach[1], Hippolyte Djizanne[2], Grégoire Hévin[3]
[1]ESK GmbH, Freiberg, Germany; [2]Ineris, Parc Technologique ALATA, BP 2, Verneuil-en-Halatte, France; [3]Storengy SAS, La Garenne-Colombes, France

Abstract

Mit den kommenden Inbetriebnahmen der ersten großtechnischen Wasserstoffspeicherkavernen auf dem europäischen Festland in den nächsten Jahren steigt der Bedarf an zuverlässigen thermodynamischen Modellen, die die Interaktionen zwischen Wasserstoff als Speicherinventar, dem umgebenden Gestein und dem Bohrloch detailliert beschreiben. Idealerweise sollten diese Modelle mit Betriebsdaten validiert werden; allerdings existierten derartige Daten in Kontinentaleuropa bis vor Kurzem nicht. Im Jahr 2025 wurde im Rahmen des HyPSTER-Projekts ein Feldtest zur Wasserstoffspeicherung in einer kleinen Kaverne (EZ53 in Étrez, Frankreich) abgeschlossen, der die Untersuchung der wesentlichen Effekte während der multizyklischen Kompression und Entspannung des Wasserstoffs ermöglicht. Basierend auf einem bewährten thermodynamischen Modell für die Kavernenspeicherung von Erdgas werden diese Daten verwendet, um das Modell zu verbessern und einen optimierten Parametersatz zur Abbildung des Feldtests abzuleiten. Auffällig ist hierbei insbesondere, dass die thermische Kopplung zwischen dem Wasserstoffinventar und dem umgebenden Gestein erheblich stärker ist als es zuvor bei der Erdgasspeicherung beobachtet wurde. In der vorliegenden Arbeit wird ein Vergleich der Modellierung von Erdgas- und Wasserstoffkavernen gezogen. Darüber hinaus wird der Einfluss des Speicherinventars auf verschiedene Betriebsszenarien dargestellt, einschließlich einer Bewertung der gesamten Wasserstoffspeicherkapazität in verschiedenen europäischen Ländern und Analysen von Wasserstoff-Blowoutszenarien. Abschließend werden Empfehlungen formuliert, um die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Wasserstoffspeichermodellierung durch zukünftige Feldtests zu verbessern.

Einleitung

Die fortschreitende Entwicklung wasserstoffbasierter Energiesysteme in Europa erfordert großskalige, flexible und sichere untertägige Speicherlösungen. Unter den verfügbaren geologischen Optionen haben sich Salzkavernen als die vielversprechendste Technologie erwiesen, um die hohen Zyklenzahlen und betrieblichen Anforderungen der künftigen Wasserstoffinfrastruktur zu erfüllen. Während das thermodynamische Verhalten von Erdgas in Salzkavernen in den vergangenen Jahrzehnten umfassend untersucht wurde, bringt der Übergang zu Wasserstoff neue Unsicherheiten mit sich. Wasserstoff unterscheidet sich deutlich von Erdgas in seinen physikalischen Eigenschaften, etwa hinsichtlich Kompressibilität, Viskosität und Wärmekapazität. Infolgedessen kann sein Speicherverhalten nicht zuverlässig mit konventionellen Gasspeichermodellen bewertet werden. Bis vor Kurzem gab es zudem keine Felddaten aus realen Wasserstoffspeicherkavernen, die eine Validierung und Weiterentwicklung dieser Modelle ermöglicht hätten.
Das HyPSTER-Projekt hat diese Lücke geschlossen, indem es Europas ersten vollständig ausgerüsteten, EU-geförderten Demonstrator für die Wasserstoffspeicherung in einer Salzkaverne bereitgestellt hat [1]. Neben der Vorbereitung und Durchführung eines gezielten Wasserstoff-Zyklisierungstests am Standort Étrez in Frankreich bestand ein zentrales Ziel von HyPSTER darin, die Übertragbarkeit der Technologie auf europäische Salzbecken zu ermöglichen. Zu diesem Zweck wurde die kleine Kaverne EZ53, die zuvor für verschiedene

Tests zur Charakterisierung der Lokation genutzt worden war, als Versuchskaverne ausgewählt. Im Rahmen des Projekts wurde die Kaverne mit einer wasserstoffdichten Komplettierung ausgerüstet und einer Reihe von Integritätstests mit Stickstoff und Wasserstoff unterzogen. Nach erfolgreicher Verifizierung wurden etwa 2,6 t reiner Wasserstoff injiziert, um die Sole im oberen Kavernenabschnitt zu verdrängen, während der untere Teil der Kaverne weiterhin mit Sole gefüllt blieb.
In der Folge wurden ab Dezember 2024 zyklische Wasserstoff-Drucktests durch kontrollierte Injektion und Förderung von Sole durchgeführt, wodurch eine präzise Modulation des Wasserstoffdrucks ohne Veränderung des Inventars ermöglicht wurde. Diese Zyklen liefern einen einzigartigen Datensatz, der das gekoppelte thermische und druckseitige Verhalten einer teilweise solegefüllten Wasserstoffkaverne abbildet – Bedingungen, die aufgrund des geringen Gasvolumens und der hydraulischen Kopplung an den Solesumpf thermische Randeffekte stark verstärken.
Die vorliegende Arbeit wertet diese Felddaten mithilfe der thermodynamischen Simulationsumgebung KAVPOOL aus, die zuvor bereits im Projekt vorläufig eingesetzt worden war. Durch den Abgleich des gemessenen Druck-Temperatur-Verhaltens mit Modellvorhersagen zielt die Studie darauf ab, eine geeignete Parametrisierung für die Wasserstoffspeicherung zu identifizieren und zu bewerten, in welchem Umfang bestehende, auf Erdgas basierende Modelle angepasst werden müssen. Diese Validierung unterstützt nicht nur die Interpretation des Feldtests in der Kaverne EZ53, sondern liefert auch wesentliche Hinweise für zukünftige Wasserstoffspeicherbetriebe, die Weiterentwicklung von Modellen und die Auslegung von Kavernen in ganz Europa.

Thermodynamische Kavernenmodellierung mit KAVPOOL

Werden Fluide in gesolten Salzkavernen gespeichert, können in der Regel nur die Fluideigenschaften am Bohrlochkopf direkt gemessen werden, d. h. Druck, Temperatur, Zusammensetzung sowie die Bilanz des injizierten oder geförderten Fluids. Aus sicherheitstechnischen und wirtschaftlichen Gründen sind jedoch auch die Bedingungen im Bohrloch und in der Kaverne erforderlich, die üblicherweise mithilfe thermodynamischer Modelle berechnet werden.
In der vorliegenden Arbeit erfolgt die thermodynamische Modellierung von Salzkavernen für die untertägige Gasspeicherung mithilfe der Software KAVPOOL, einer von ESK entwickelten Simulationsumgebung, die seit mehreren Jahrzehnten in der operativen Unterstützung von Erdgasspeicheranlagen eingesetzt wird. Ursprünglich zur Unterstützung der täglichen Entscheidungsfindung von Gaskavernenbetreibern und als robustes Planungs- und Auslegungswerkzeug für Untertageingenieure konzipiert, deckt KAVPOOL heute ein breites Spektrum an Anwendungsszenarien ab – von der routinemäßigen Betriebsprognose und dem History-Matching bis hin zu Notfallsimulations-Workflows wie Kavernen-Blowouts.
Im Kern simuliert KAVPOOL alle für die Gasspeicherung in Salzkavernen relevanten thermodynamischen Prozesse, einschließlich des Realgas-PVT-Verhaltens, des Wärmeaustauschs zwischen dem gespeicherten Medium und dem umgebenden Gebirge sowie der reibungsbedingten Druckverluste entlang der Förderrohre und der oberirdischen Leitungen. Die Software berechnet die zeitliche Entwicklung von Druck, Temperatur, Volumenströmen und Gaszusammensetzung sowohl innerhalb der Kaverne als auch entlang des Bohrlochs, indem sie die Massen- und Energiebilanzen sowie die zugehörigen Impulsbilanzen für alle gekoppelten Kontrollvolumina löst. Das Verhalten der Kaverne wird dabei maßgeblich durch Parameter wie Geometrie, Speichermenge, Gaszusammensetzung, Temperaturverteilungen in Kaverne und Bohrloch sowie das Betriebsregime beeinflusst.

Das Kavernengas wird mithilfe einer detaillierten Energieerhaltungsgleichung modelliert, welche sowohl thermodynamische Effekte als auch Realgaseffekte berücksichtigt:

$$\dot{Q} = mc_p\left(1 - \eta\frac{p}{T}\right)\frac{\partial T}{\partial t} - \eta c_p m\frac{p}{Z}\frac{\partial Z}{\partial t} - \eta c_p p\frac{\partial m}{\partial t}$$

Dabei bezeichnet c_p die spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck, η den Isentropenexponent, Z den Kompressibilitätsfaktor des Gases und m die Gasmasse. Der Isentropeexponent wird berechnet aus:

$$\eta = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_s = \frac{T}{c_p}\left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p.$$

Das Realgasverhalten wird durch eine Redlich-Kwong-Zustandsgleichung für bis zu zwölf Komponenten beschrieben (hier: reiner Wasserstoff). Der Wärmeaustausch durch die Kavernenwand wird ausgedrückt durch:

$$\dot{Q} = \alpha A(T_w - T),$$

wobei α der Wärmeübergangskoeffizient, A die Oberfläche und T_w die Temperatur der Gebirgswand ist. T_w wird mithilfe eines radialen Wärmeleitungsmodells unter Annahme einer zylindrischen Kavernengeometrie bestimmt. Zu den Randbedingungen zählen der Wärmeaustausch im Bohrloch sowie die thermische Wechselwirkung mit dem mit Sole gefüllten Sumpf, die beide durch Beziehungen beschrieben werden, die denen an der Kavernenwand entsprechen.

Konfiguration der Kaverne Étrez EZ53 und Durchführung des Wasserstoff-Feldtests

Die Kaverne EZ53 ist eine gesolte Salzkaverne innerhalb des von Storengy betriebenen Speicherstandorts Étrez in Frankreich. Ursprünglich im Jahr 1982 ausgesolt, wurde die Kaverne aufgrund veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen im Gasmarkt nie auf volle kommerzielle Dimensionen erweitert. Dadurch verblieb ein langer Kavernenhals, der sich von 846 m bis 920 m Teufe erstreckt. Entsprechend einer Sonarvermessung im Jahr 2023 beträgt das gesamte Kavernenvolumen etwa 7 381 m³. Rund 230 m³ dieses Volumens entfallen auf eine obere Kaverne, die durch vorspringende Steinsalzlagen mit erhöhtem Anteil unlöslicher Bestandteile vom unteren Kavernenbereich getrennt ist (Abbildung 1). Nach Beendigung des Solprozesses der EZ53 verblieb die Kaverne vollständig mit Sole gefüllt.

Im Rahmen des HyPSTER-Projekts wurde in der Kaverne EZ53 eine wasserstoffdichte Bohrlochkomplettierung installiert, bestehend aus einem 7 5/8″ Förderrohr und einem 4 1/2″ Soleentleerungsstrang. Mit dieser Konfiguration wurden erfolgreiche Dichtheitsprüfungen mit Stickstoff und Wasserstoff durchgeführt [2]. Nach Bestätigung der Dichtheit wurden etwa 2,6 t Wasserstoff injiziert, um die Sole im oberen Kavernenbereich zu verdrängen, während der untere Teil der Kaverne weiterhin mit Sole gefüllt blieb. Die nachfolgenden Wasserstoffzyklen wurden vollständig durch Injektion und Produktion von Sole realisiert, wodurch die Druckmodulation über eine Veränderung des gasgefüllten Volumens erfolgte und

nicht über eine Änderung des Wasserstoffinventars. Die Solesäule oberhalb der Wasserstoff-Sole-Grenzfläche umfasste etwa 7,7 m³, während der gasgefüllte Ringraum weitere 12,6 m³ beitrug. Zusammengenommen prägten diese Elemente das effektive Kompressibilitätsverhalten, das für die thermodynamische Reaktion der Kaverne maßgeblich ist. Dieses Vorgehen stellte kontrollierte Randbedingungen für die Validierung thermodynamischer Modelle bereit.

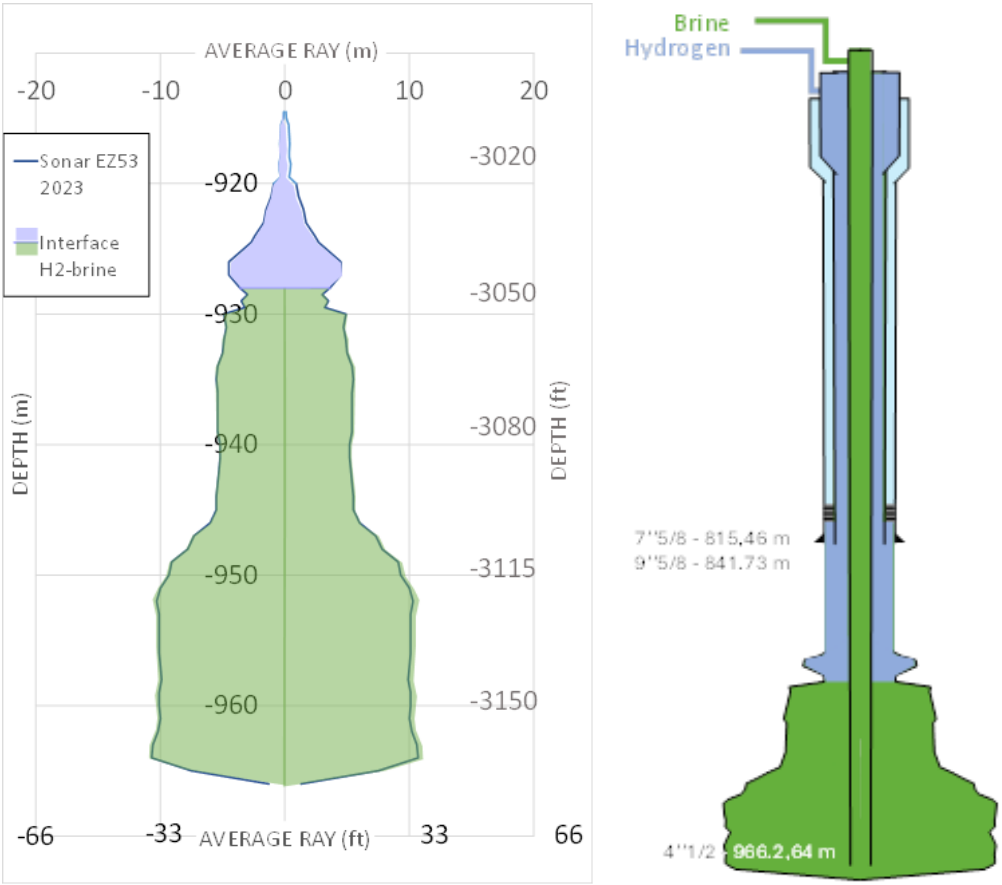


Abbildung 1. Kontur der Kaverne EZ53 aus der Sonarvermessung im Jahr 2023 mit approximiertem Wasserstoff-Füllstand während des zyklischen Tests (links) sowie der Ausbau der Kavernenverrohrung (rechts) [2].

Da die Kaverne EZ53 für Gasspeicherzwecke ungewöhnlich klein ist, weist das System eine stärkere thermische Rückkopplung auf als typische Betriebskavernen. Der Wärmeaustausch zwischen dem Gas, dem großen darunterliegenden Solesumpf und dem umgebenden Gebirge wird zu einem dominanten Faktor für die Druckentwicklung in der Kaverne. Darüber hinaus führen die schlanke Geometrie der Kaverne, der begrenzte Gasraum und die starke hydraulische Kopplung an den Sumpf zu Bedingungen, unter denen bereits geringe betriebliche Änderungen ausgeprägte thermische und druckseitige Effekte hervorrufen – was EZ53 zu einem außergewöhnlich empfindlichen Testfeld für Wasserstoffzyklen und die Qualifizierung von Modellen macht. Tabelle 1 fasst die wesentlichen strukturellen und betrieblichen Parameter zusammen, mit denen EZ53 in der HyPSTER-Modellierung und der Auswertung des Feldtests beschrieben wurde.

Tabelle 1. Parametrisierung der Kaverne Étrez EZ53 für die Modellierung des Wasserstoff-Feldtests.

Parameter	**Wert**
Teufe des letzten zementierten Rohrschuhs	846 m
Teufe des Kavernendachs	920 m
Teufe des Kavernensumpfs	929 m
Gasgefülltes Testvolumen	245 m³
Gesamtes Kavernenvolumen	7 381 m³
Wasserstoffinventar	2,6 t
Effektive Kompressibilität β	$3{,}9 \times 10^{-4}$ MPa^{-1}
Wärmeleitfähigkeit des Salzes	6 W/m·K
Wärmekapazität des Salzes	1,0 kJ/kg·K
Dichte des Salzes ρ	2 200 kg/m³
Oberflächentemperatur	11 °C
Gesteinstemperatur im Kavernenzentrum	44,6 °C
Durchmesser des Förderrohrs	194 mm
Durchmesser des Soleentleerungsstrangs	114 mm
Gasvolumen im Ringraum	12,6 m³
Solevolumen im Entleerungsstrang	7,7 m³

Das angewandte Druck-Zyklisierungsprogramm, das zwischen Dezember 2024 und April 2025 durchgeführt wurde, umfasste mehr als 100 Betriebzyklen und kombinierte dabei:

- Große Zyklen, um das tiefreichende thermische Ansprechverhalten zu untersuchen
- Kleine, kurzzeitige Zyklen (Stundenbereich), um die kurzzeitige Druck-Temperatur-Kopplung sowie den Wärmefluss an der Kavernenwand zu analysieren
- Stillstandsphasen bei hohem und niedrigem Druck, um das Annähern an den thermodynamischen Gleichgewichtszustand zu beobachten

Zu den weiteren betrieblichen Randbedingungen gehörten die Vermeidung von Rekristallisation der Sole in oberirdischen Rohrleitungen (durch Zugabe von Frischwasser), Kalt-/Warmphasen an der Oberfläche bedingt durch Wetter und Sonnenstand mit Einfluss auf die Bohrlochkopftemperaturen sowie durch Pumpen verursachte Förderratenschwankungen. Das Wasserstoffsystem zeigte während des gesamten Versuchszeitraums keine Integritätsprobleme. Nach Abschluss der Zyklisierungsphase wurde der Wasserstoff vollständig abgefördert und die Kaverne erneut vollständig mit Sole gefüllt.

Ergebnisse des Feldtests und Datenaufbereitung

Die primären Messgrößen umfassten die Wasserstoff- und Sole-Kopfdrücke, die Solerate sowie die Soletemperatur (siehe Abbildung 2). Die Abtastintervalle waren zwischen den einzelnen Messgeräten nicht einheitlich, und der Soledurchflussmesser lieferte ausschließlich Absolutwerte ohne Richtungsinformation; beide Aspekte machten eine Aufbereitung der Daten

erforderlich, um korrekte Bilanzen rekonstruieren zu können. Die folgenden Korrekturen wurden auf die Solenförderrate angewendet:

- Moduserkennung anhand des Druckverlaufs, um Injektion und Förderung zu unterscheiden, da lediglich der absolute Durchfluss erfasst wurde
- Intervallzuordnung um jeden Durchflussmesswert zur Integration der Volumina entsprechend der Mittelpunktsregel
- Korrektur der Systemkompressibilität: Anwendung eines Faktors von 0,879 auf alle Soleraten, entsprechend einer effektiven Kompressibilität von $\beta = 3{,}9 \times 10^{-4}\,\mathrm{MPa}^{-1}$
- Korrektur der Frischwasserverdünnung während der Förderphasen: zyklenweise Skalierungsfaktoren von 0,95–1,00, entsprechend Frischwasseranteilen von maximal 1,5 m³/h

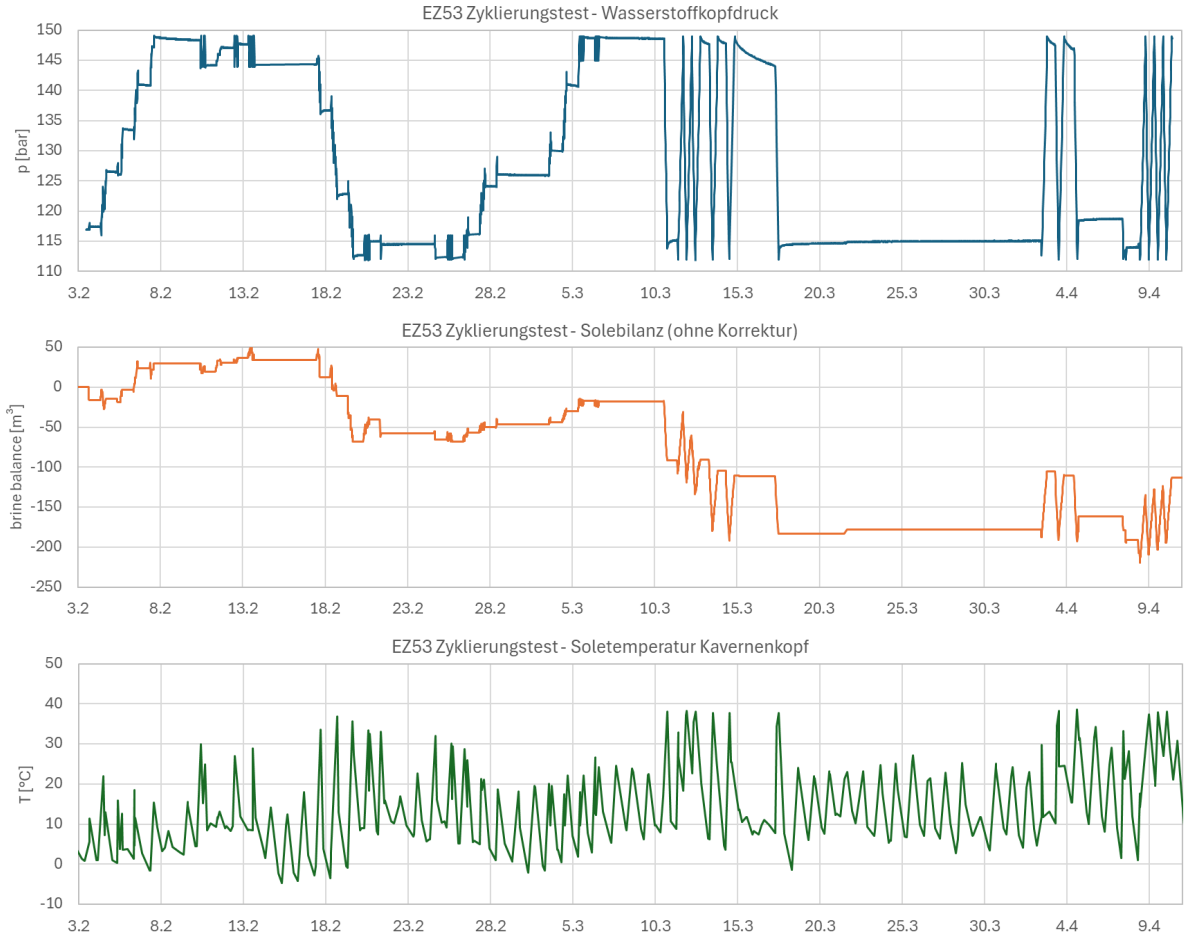


Abbildung 2. Ausschnitt der Ergebnisse des zyklischen Tests in der Kaverne EZ53, einschließlich aller großen Zyklen sowie eines Monats mit Kurzzeitzyklen: Wasserstoffkopfdruck (oben), Solenbilanz vor Korrekturen hinsichtlich Abtastintervall, Kompressibilität und Verdünnung (mitte) sowie Soletemperatur am Kavernenkopf (unten) [2].

Ohne die Korrekturen hinsichtlich Abtastintervall, Kompressibilität und Verdünnung weist die Solenbilanz eine deutliche Drift zu negativen Werten auf. Diese ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass während der Solenförderung die

gemessene Förderrate die Summe aus geförderter Sole und zusätzlich zugeführtem Frischwasser zur Vermeidung von Rekristallisation in den Feldleitungen darstellt. Unter Berücksichtigung dieser Drift erstreckt sich die Solenbilanz über eine Gesamtspanne von mehr als 250 m³. Nach Anwendung der Korrekturen (Abbildung 3) beträgt die verbleibende Bandbreite der Solenbilanz 80 m³, und eine langfristige Drift ist nicht mehr erkennbar.
Es ist darauf hinzuweisen, dass die starken Schwankungen der Solen-Bohrlochkopftemperatur auf Änderungen der Umgebungstemperatur und möglicherweise auf solare Einstrahlung zurückzuführen sind.

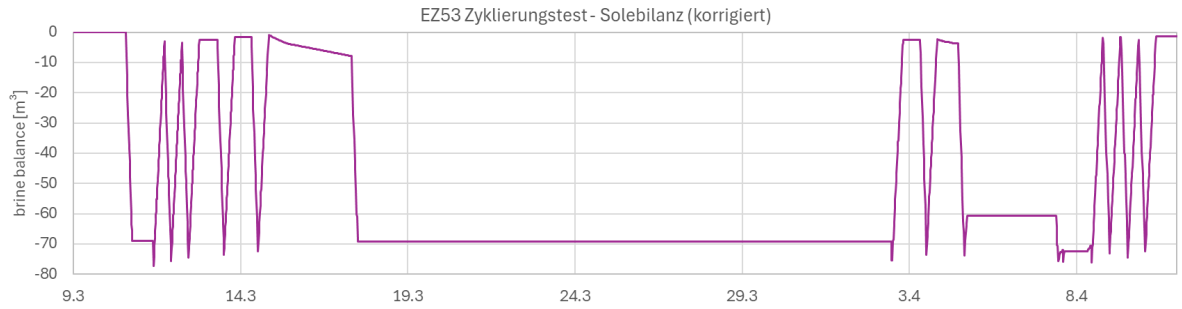


Abbildung 3. Korrigierte Solebilanz während der Phase der großen Zyklen.

Modellierung des Feldtests

Die größten Unsicherheiten bei der Parametrisierung der Feldtest-Modellierung betreffen die thermische Kopplung des Wasserstoffinventars mit seiner Umgebung. Daher wurden auf Basis der korrigierten Fahrweise vier Basisszenarien simuliert (Abbildung 4):

- Modell 1: Referenzfall mit Sumpfkopplung und moderatem Wärmeübergang an der Kavernenwand (30 W/m²·K)
- Modell 2: Identisch zu Modell 1, jedoch ohne Sumpfkopplung
- Modell 3: Niedriger Wärmeübergangskoeffizient (1 W/m²·K) mit Sumpfkopplung
- Modell 4: Niedriger Wärmeübergangskoeffizient ohne Sumpfkopplung

Zur Bewertung der Übereinstimmung dieser Modelle mit der gemessenen Entwicklung des Wasserstoffdrucks ist ein genauerer Blick auf die beiden Stillstandsperioden vom 15. bis 31. März hilfreich. Zunächst zeigt sich, dass lediglich Modell 4 den langsamen Druckabfall am 15. und 16. März beschreiben kann, während die Modelle 1 bis 3 rasch ein Druckgleichgewicht erreichen. Der Grund hierfür liegt darin, dass bei den Modellen 1 bis 3 der Wärmeaustausch mit dem Gebirge oder dem Solesumpf ausreichend effizient ist, um die während der vorangegangenen Druckerhöhung entstandene Kompressionswärme abzuführen. Nur wenn der Wärmeübergang deutlich reduziert wird, wie in Modell 4 umgesetzt, setzt sich dieser Abkühlungsprozess über die gesamte Stillstandsperiode fort. Der gegenteilige Effekt ist in der darauffolgenden Stillstandsphase ab dem 17. März zu beobachten, in der der gemessene Druck bereits nach mehreren Stunden ein Gleichgewicht erreicht. In diesem Fall können nur die Modelle mit stärkerem Wärmeaustausch die gemessene Druckentwicklung nachvollziehen, während

Modell 4 mehrere Tage benötigt, um sein Gleichgewichtsdruckniveau zu erreichen. Darüber hinaus zeigt die in den Modellen 3 und 4 beobachtete Druckbandbreite, dass diese Parametrisierung die Messungen insgesamt nur unzureichend widerspiegelt.

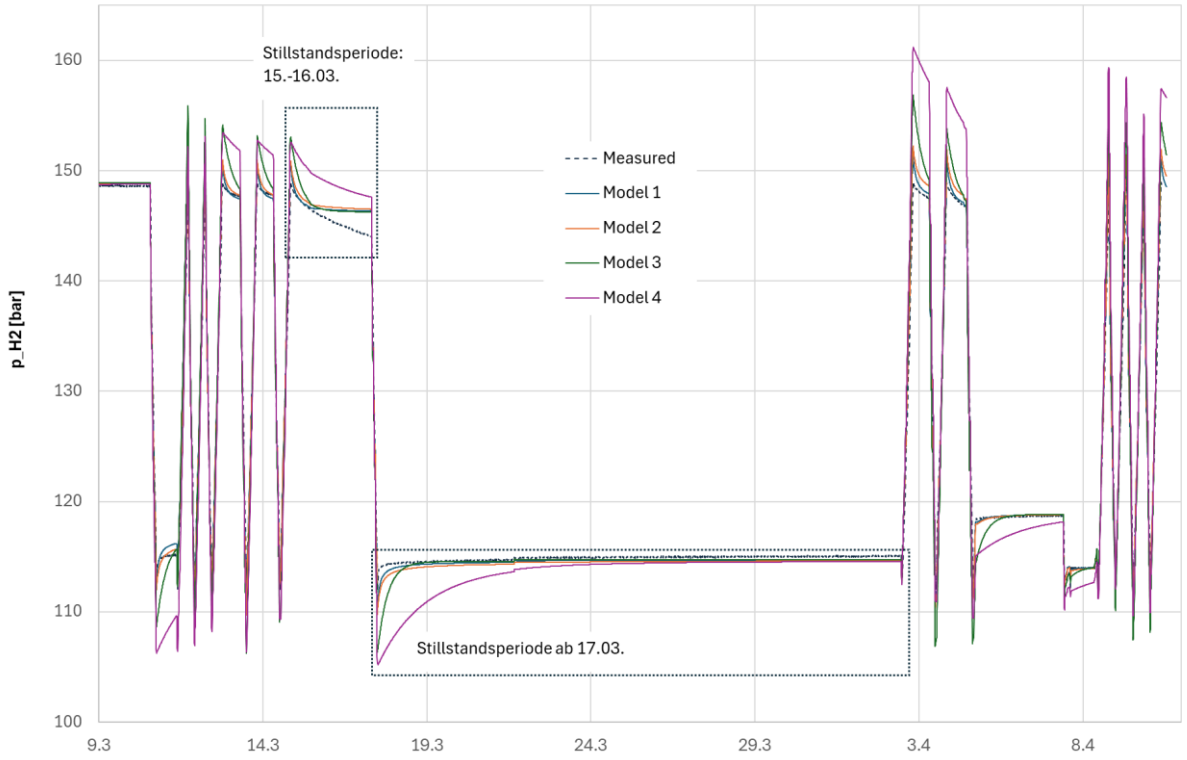


Abbildung 4. Modellierte Kopfdruckverläufe für die vier Basisszenarien (Modell 1 – 4).

Bei der Bewertung der Abweichungen zwischen Modellierung und Messung zeigt sich, dass beim Modell 1 der Wasserstoff-Bohrlochkopfdruck stets innerhalb einer Bandbreite von 2 bar (29 psi) um die gemessene Druckkurve liegt. Dennoch wurden verschiedene Modifikationen der Modelle getestet, um eine noch bessere Übereinstimmung zu erzielen. Dazu gehörten unter anderem unterschiedliche Konfigurationen des Wärmeaustauschs entlang des Bohrlochs. Diese Anpassungen hatten jedoch keinen signifikanten Einfluss auf die Druckentwicklung, da die betroffene Wasserstoffmenge im Ringraum zwischen Tubing und Soleentleerungsstrang deutlich geringer ist als die Wasserstoffmenge in der Kaverne. Die folgenden Änderungen führten hingegen zu einer signifikanten Verbesserung des Modells:

- Individuelle Korrektur der Solen-Durchflussdaten:
  Mehrere offensichtliche Ausreißer (einzelne hohe oder niedrige Werte im Widerspruch zur Druckentwicklung) in den Soleflussdaten wurden entfernt. Darüber hinaus wurden während der angenommenen Stillstandsperioden am 15.–16. März sowie am 4. April niedrige Durchflusswerte, die zuvor als Nullwerte interpretiert worden waren, als Soleförderung berücksichtigt.
- Erhöhung der thermischen Kopplung zwischen Wasserstoffinventar und Umgebung:
  Der effektive Wärmeübergangskoeffizient ist schwer zu bestimmen, da er stark von der lokalen Geometrie auf unterschiedlichen Längenskalen abhängt.

Für eine einfache zylindrische Geometrie ergeben sich aus theoretischen Überlegungen [3]

$$\alpha = 0.1 \left(\frac{g \beta \rho^2 c_p \lambda^2 (T_w - T_{H_2})}{\nu} \right)^{1/3}$$

wobei g die Erdbeschleunigung, β der Ausdehnungskoeffizient, ρ die Dichte, c_p die spezifische Wärmekapazität, λ die Wärmeleitfähigkeit, ν die dynamische Viskosität sowie $T_w - T_{H_2}$ die Temperaturdifferenz zwischen dem gespeicherten Wasserstoff und der Kavernenwand darstellen. Dieser Ansatz liefert für Wasserstoff unter Kavernenbedingungen Werte in der Größenordnung von 100–200 W/m²·K.

- Absenkung des initialen Solenstands:
  Durch eine Reduktion des Solenspiegels um 0,5 m erhöht sich das anfängliche Wasserstoffvolumen um 16 m³, und die im Modell enthaltene Wasserstoffmenge steigt um 130 kg. Dies liegt innerhalb der Unsicherheit der Wasserstoffbilanz während des Befüllungsvorgangs, da diese ausschließlich aus dem Druck im Versorgungstank abgeleitet wurde.

Diese Modifikationen wurden schrittweise getestet. Das finale Modell 5, das alle beschriebenen Korrekturen sowie einen Wärmeübergangskoeffizienten von 150 W/m²·K mit aktiver Sumpfkopplung umfasst, ergibt eine Wasserstoff-Druckkurve, die innerhalb einer Bandbreite von < 1 bar um die Messwerte liegt (Abbildung 5).

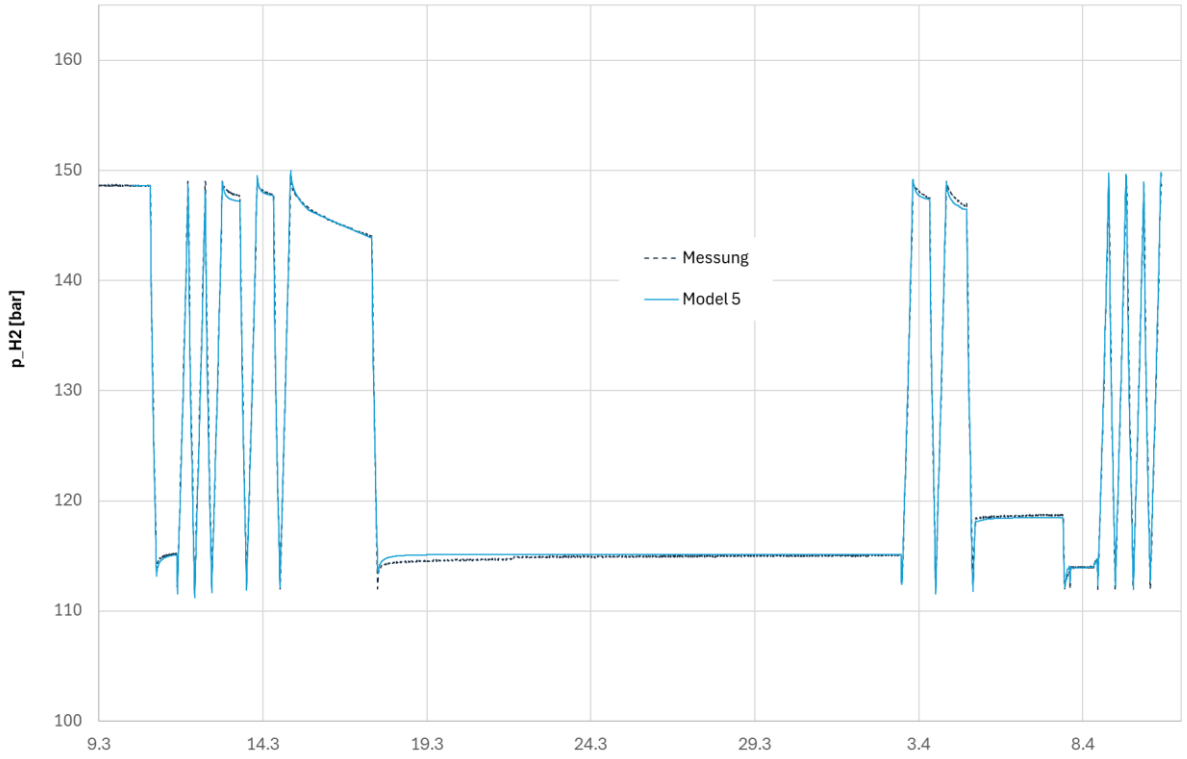


Abbildung 5. Modellierter Kopfdruckverlauf für das optimierte Modell (Modell 5).

Diskussion der Modellierungsergebnisse und Anwendung auf industrielle Betriebsszenarien

Die Übereinstimmung des finalen Modells (Modell 5) mit den Messdaten ist unter den gegebenen Randbedingungen sehr gut; die maximale Abweichung beträgt weniger als 1 bar. Der wesentliche Aufwand zur Erreichung dieser Übereinstimmung lag dabei nicht in der Modellierung selbst, sondern in der Aufbereitung und Verfeinerung der Messdaten. Eine Feinjustierung der Modellparameter erfolgte lediglich hinsichtlich des initialen Wasserstoffinventars – eine Aufgabe, die bei der Erstellung eines neuen Modells für eine spezifische Kaverne grundsätzlich erforderlich ist – sowie in Bezug auf die thermische Kopplung des Wasserstoffs an die Kavernenwand und den Sumpf. Erfahrungen aus der Erdgasspeicherung zeigen, dass bei industriell genutzten Großkavernen der Sumpf in der Regel vernachlässigt werden kann und der Wärmeübergangskoeffizient an der Kavernenwand typischerweise im Bereich von 10–50 W/m²·K liegt. Die vorliegenden Ergebnisse deuten nun darauf hin, dass für die Wasserstoffspeicherung deutlich höhere Wärmeübergangskoeffizienten erforderlich sein können, in der Größenordnung von etwa 150 W/m²·K.

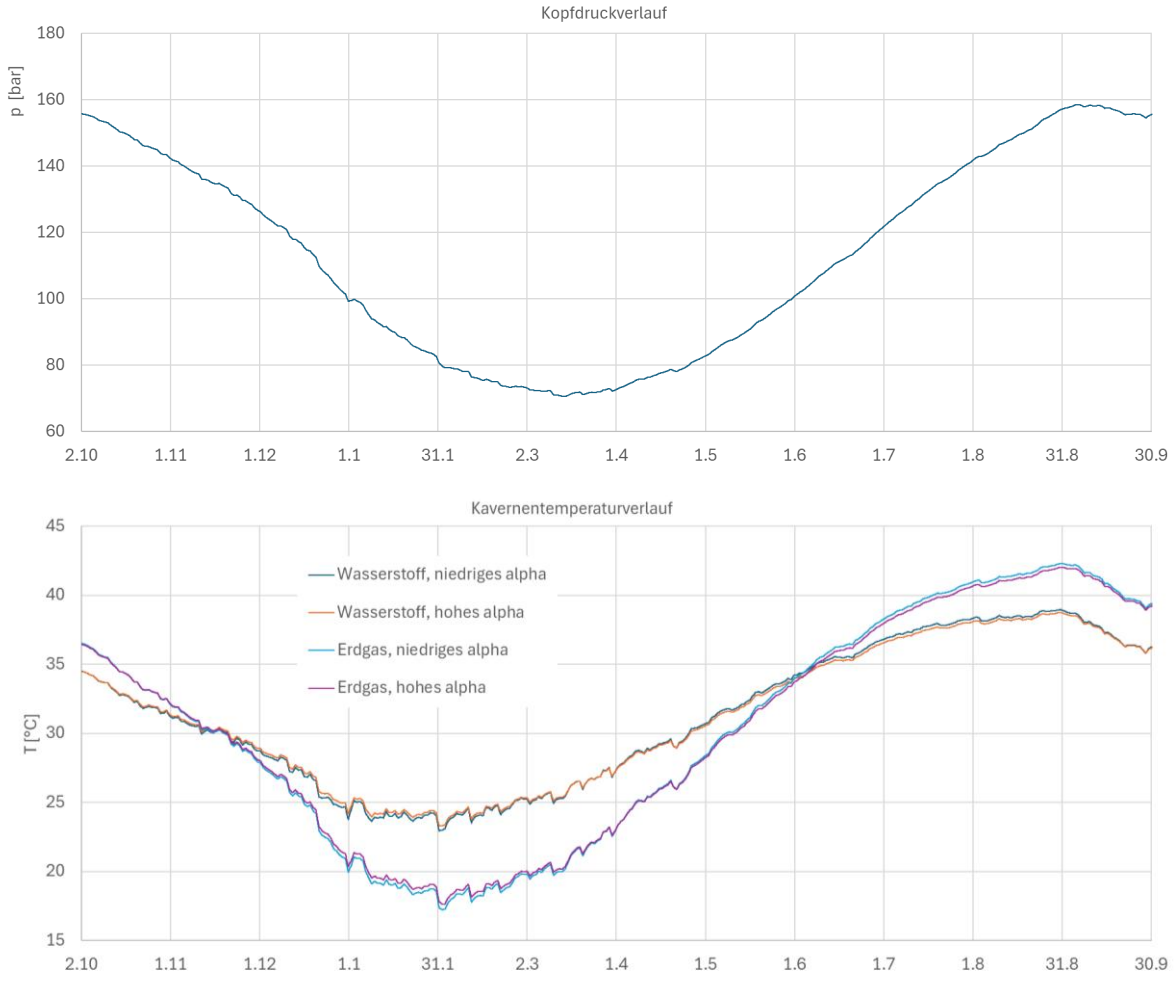


Abbildung 6. Beispiel eines modellierten jährlichen Speicherzyklus mit Kavernendruck (oben, identischer Druckverlauf für alle modellierten Fälle) und Kavernentemperatur (unten) für Wasserstoff oder Erdgas, jeweils mit niedrigem und hohem Wärmeübergangskoeffizienten (30 W/m²·K bzw. 150 W/m²·K).

Frühere Modellierungen von Wasserstoffspeicherszenarien durch ESK basierten typischerweise auf niedrigeren Wärmeübergangskoeffizienten. Daraus ergibt sich die Fragestellung, wie sich die entsprechenden Ergebnisse verändern, wenn höhere Wärmeübergangskoeffizienten auf diese Fälle angewendet werden.
Im Rahmen des HyPSTER-Projekts wurden beispielhafte Betriebszyklen für die industrielle Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen aus Simulationen von Wasserstoff-Energiesystemen abgeleitet und auf mehrere Kavernenkonfigurationen angewendet [4]. In Abbildung 6 (oben) ist die Druckentwicklung in der Kaverne für ein exemplarisches Speicherjahr dargestellt. Dieser Druckzyklus wird nun für eine zylindrische Kaverne modelliert, die entweder mit reinem Wasserstoff oder mit Erdgas gefüllt ist. Der Wärmeübergangskoeffizient wird zunächst auf einen niedrigen Wert (30 W/m²·K) und anschließend auf einen hohen Wert (150 W/m²·K) gesetzt, entsprechend den Ergebnissen der Feldtest-Modellierung. Zusätzliche Kavernenparameter sind Tabelle 2 zu entnehmen. In Abbildung 6 (unten) ist die Temperaturentwicklung für diese Fälle dargestellt.

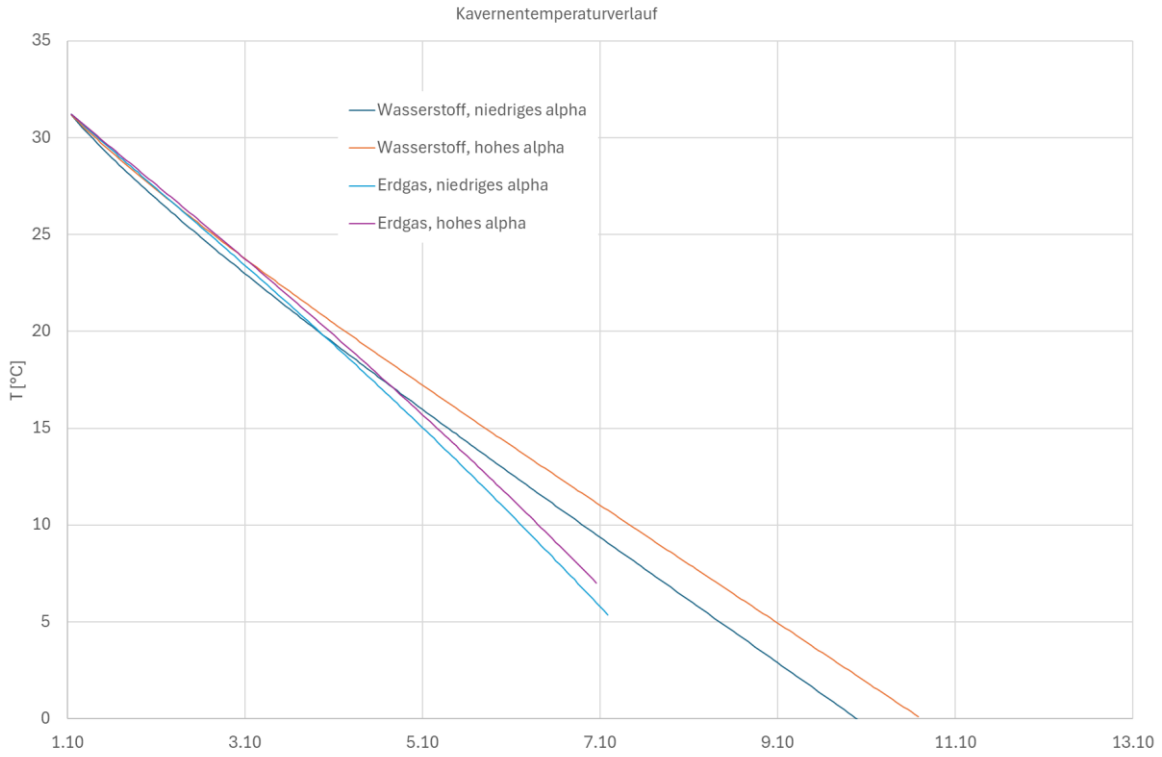


Abbildung 7. Modellierte Entwicklung der Kaverentemperatur bei Förderung mit konstanter Druckänderung (10 bar/Tag), ausgehend von einem Kavernendruck von 155,6 bar, für eine Befüllung mit Wasserstoff oder Erdgas, jeweils mit niedrigem und hohem Wärmeübergangskoeffizienten (30 W/m²·K bzw. 150 W/m²·K). Es ist zu beachten, dass die Fälle mit Erdgas früher enden als die Fälle mit Wasserstoff, da der Kopfdruck aufgrund höherer statischer und dynamischer Druckunterschiede früher den Umgebungsdruck erreicht.

Wasserstoff und Erdgas zeigen deutliche Unterschiede in ihrem thermischen Verhalten, die auf die höhere molare Wärmekapazität und Kompressibilität von Erdgas zurückzuführen sind. Erdgas transportiert bei gleicher Druckentwicklung effektiv deutlich mehr Wärme in die Kaverne hinein oder aus ihr heraus als

Wasserstoff, was zu stärkeren Temperaturänderungen führt. Für beide Gase ist der Einfluss des Wärmeübergangskoeffizienten in diesem Szenario jedoch vergleichsweise gering, da die Temperaturdifferenz zwischen niedrigen und hohen Wärmeübergangskoeffizienten stets unter 0,5 °C liegt. Dies ist jedoch vom Betriebsszenario abhängig, wie Abbildung 7 zeigt, in der für dieselben Kavernenkonfigurationen und dasselbe Inventar eine kontinuierliche Förderung mit einer konstanten Druckänderung von 10 bar/Tag modelliert wurde. Unter diesen Bedingungen können die Temperaturunterschiede zwischen den Fällen mit niedrigem und hohem Wärmeübergang bis zu 1 °C für Erdgas und bis zu 2 °C für Wasserstoff betragen. Dieser Effekt ist zwar gering, sollte jedoch von Speicherbetreibern bei der Vermarktung der Speicherkapazitäten berücksichtigt werden.

Tabelle 2. Grundlegende Kavernenkonfiguration für den Fallvergleich

Parameter	**Wert**
Teufe des letzten zementierten Rohrschuhs	900 m
Teufe des Kavernendachs	930 m
Teufe des Kavernensumpfs	1070 m
Kavernenvolumen	500 000 m³
Wärmeleitfähigkeit des Salzes	6 W/m·K
Wärmekapazität des Salzes	1,0 kJ/kg·K
Dichte des Salzes ρ	2 200 kg/m³
Oberflächentemperatur	10 °C
Gesteinstemperatur im Kavernenzentrum	31,4°C
Durchmesser des Förderrohrs	177,8 mm

Die vorangegangenen Ergebnisse zeigen, dass der Wärmeübergangskoeffizient insbesondere während längerer, intensiver Förderphasen einen größeren Einfluss auf das Speicherverhalten hat. Noch ausgeprägter sind diese Effekte bei Blowout-Ereignissen, bei denen das gesamte Speicherinventar mit der physikalisch maximal möglichen Rate gefördert wird. Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse von Blowout-Simulationen über den vollständigen Tubingquerschnitt für die in Tabelle 2 definierte Kaverne, jeweils mit niedrigem und hohem Wärmeübergangskoeffizienten und Wasserstofffüllung. Obwohl die Temperaturunterschiede zwischen den Fällen mit hohem und niedrigem Wärmeübergang in dieser Simulation bis zu 5 °C erreichen können, lassen sich Förderrate, Bohrlochkopfgeschwindigkeit und Druckentwicklung kaum voneinander unterscheiden. Dies zeigt, dass bei der gegebenen Parametrisierung die langfristigen thermischen Effekte in der Kaverne durch den Wärmefluss im Salzgestein dominiert werden und nicht durch den Wärmeübergang zwischen Wasserstoff und Kavernenwand. Daraus folgt auch, dass noch höhere Wärmeübergangskoeffizienten das Kavernenverhalten nicht sichtbar beeinflussen würden. Umgekehrt könnten deutlich niedrigere Wärmeübergangskoeffizienten zu einer thermischen Isolation des Inventars führen, auch wenn bislang nicht bekannt ist, unter welchen physikalischen Bedingungen ein solches Verhalten in der Realität auftreten könnte.

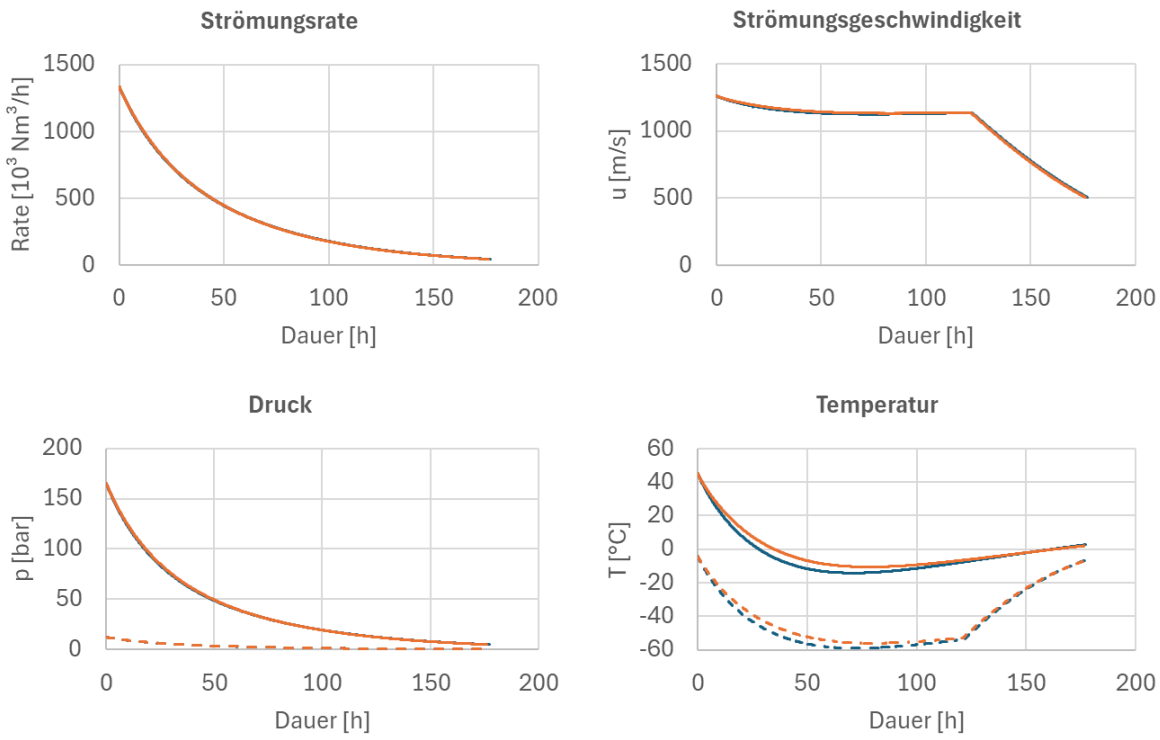


Abbildung 8. Blowout-Modellierung über den kompletten Tubingquerschnitt für die in Tabelle 2 definierte, mit Wasserstoff gefüllte Kaverne. Blaue Linien kennzeichnen den niedrigen Wärmeübergangskoeffizienten (30 W/m²·K), orange Linien den hohen Wärmeübergangskoeffizienten (150 W/m²·K). Für die Drücke (unteres linkes Teilbild) und Temperaturen (unteres rechtes Teilbild) repräsentieren durchgezogene Linien die Bedingungen am letzten zementierten Rohrschuh, während gestrichelte Linien die Bedingungen am Kavernenkopf darstellen.

Schlussfolgerungen

Für den industriellen Speicherbetrieb ist der Einfluss der beobachteten Unterschiede auf die Speicherkapazität sowie auf die Förder- und Injektionsleistung sehr gering. Somit bleibt die Gültigkeit früherer Modellierungsergebnisse und der daraus abgeleiteten kommerziellen Betriebsentscheidungen bestehen. Dennoch wird auf Basis der Ergebnisse des Feldtests in der Kaverne EZ53 empfohlen, bei zukünftigen Modellierungen der Wasserstoffspeicherung eine stärkere thermische Kopplung zwischen Wasserstoffinventar und Kavernenwand zu berücksichtigen.

In einer früheren Arbeit [4] wurde das Speicherpotenzial in mehreren europäischen Ländern (Dänemark, Frankreich, Deutschland, Niederlande und Vereinigtes Königreich) untersucht und mit den erwarteten Bedarfszahlen für die Wasserstoffspeicherung verglichen [5–8]. Dabei wurde geschlossen, dass die Salzlagerstätten dieser Länder ausreichen, um den erwarteten Wasserstoffspeicherbedarf in Europa zu decken, selbst wenn ausschließlich Standorte in der Nähe des European Hydrogen Backbone [9] sowie nahe an Optionen zur Soleentsorgung oder -verwertung entwickelt werden (Tabelle 3). Diese Schlussfolgerung wird durch die vorliegende Arbeit bestätigt, da die aus dem

EZ53-Feldtest abgeleiteten Modellierungsanforderungen während der für die kommerzielle Wasserstoffspeicherung erwarteten Betriebszyklen nur geringe Auswirkungen haben.

Tabelle 3. Übersicht über den erwarteten Wasserstoffspeicherbedarf [5] und das neu entwickelbare Speicherpotenzial in der Nähe des European Hydrogen Backbone (Planungsstand 2040) [9] sowie Soleentsorgungsoptionen (nach [4]). Die Angaben für Europa (gesamt) aus [5] umfassen alle europäischen Länder mit gemeldetem Bedarf und Gasspeicherung, während das Potenzial für neue Kavernen ausschließlich die fünf in [4] untersuchten Länder berücksichtigt.

Land	**Wasserstoff Speicherbedarf 2030 [TWh]**	**Wasserstoff Speicherbedarf 2050 [TWh]**	**Wasserstoff Speicherpotenzial (neu entwickelt) [TWh]**
Dänemark	0,7	5,3	36
Frankreich	8,2	43,1	23
Deutschland	15,9	111,4	501
Niederlande	6,3	31,6	59
Vereinigtes Königreich	6,9	57,9	52
Europa (gesamt)*	**72,2**	**466,4**	**> 671**

Darüber hinaus lassen sich aus dem Test in der Kaverne EZ53 Empfehlungen für zukünftige Feldtests ableiten, um die Auswertung künftiger Versuchsergebnisse zu verbessern:

- Datenerfassung: Die Sicherstellung konstanter, synchronisierter Erfassungsintervalle über alle Sensoren und Geräte hinweg erleichtert die Datenverarbeitung und reduziert Mehrdeutigkeiten infolge manueller Korrekturen. Eine nachgelagerte Auswertung auf Basis von Methoden des maschinellen Lernens kann dies unterstützen, sofern diese kontrolliert eingesetzt werden.
- Messkonzept: Die Erfassung der Bilanz aller beteiligten Medien ermöglicht die Korrektur von Fehlern oder fehlenden Werten in den aufgezeichneten Förder- und Injektionsraten. Die Implementierung von Temperaturmessungen im Bohrloch (z. B. faseroptische Messsysteme) reduziert die Kalibrierungsunsicherheit erheblich.
- Betriebsplanung: Geplante Stillstandsphasen bei sowohl hohem als auch niedrigem Druck können die Modellkalibrierung weiter unterstützen. Diese sind besonders hilfreich, wenn sie unmittelbar nach einer vollständigen Druckerhöhung oder -absenkung angesetzt werden.

Obwohl die Ergebnisse aus einer vergleichsweise kleinen Kaverne abgeleitet wurden, liefern die Erkenntnisse dieser Arbeit wertvolle Hinweise für die Modellierung der Wasserstoffspeicherung im industriellen Maßstab.

Danksagung

Diese Arbeit wurde auf Grundlage von Tätigkeiten im Rahmen des Projekts HyPSTER erstellt. Das Projekt wurde durch die Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (heute: Clean Hydrogen Partnership) unter der Fördervereinbarung Nr. 101006751 finanziert. Diese gemeinsame Unternehmung erhält Unterstützung aus dem Forschungs- und Innovationsprogramm Horizont 2020 der Europäischen Union sowie von Hydrogen Europe und Hydrogen Europe Research.

Referenzen

[1] Grange, M.; Hevin, G.; Djizanne, H., SMRI Fall 2023 Technical Conference (2023)
[2] Hevin, G.; Djizanne, H.; Schlichtenmayer, M., SMRI Spring 2025 Technical Conference (2025)
[3] Kreith, F.; Black, W. C., Basic Heat Transfer; Harper & Row Publishers Inc., New York (1980)
[4] Schlichtenmayer, M.; Glöckner, M.; Rockenschaub, M.; Bannach, A.; Djizanne, H.; Hevin, G., SMRI Spring 2025 Technical Conference (2025)
[5] Cihlar, J.; Mavins, D.; van der Leun, K., Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system, Guidehouse (2021)
[6] Grünpapier Wasserstoffspeicher; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland (2023)
[7] Frontier Economics Ltd.: Why European Underground Hydrogen Storage Needs Should Be Fulfilled (2024)
[8] Peterse, J.; Kühnen, L.; Lönnberg, H., The role of underground hydrogen storage in Europe, Guidehouse (2024)
[9] EHB: European Hydrogen Backbone (https://www.ehb.eu/) (abgerufen am 04.04.2024)

Drohnen- und Satelliten-Fernerkundung als Beitrag zu einem integrierten, sicherheits- und umwelttechnischen Monitoring von Untergrundspeichern

B. Haske
Technische Universität Bergakademie Freiberg (TUBAF) und Technische Hochschule Georg Agricola (THGA), Bochum, Germany

In Deutschland, Europa und der Welt lässt sich seit Jahrzehnten ein steigender Bedarf an untertägigen Speicherkapazitäten für flüssige und gasförmige Energieträger sowie weitere chemische Produkte beobachten. Ihre Nutzung ist von hoher strategischer sowie ökonomischer Relevanz, die im Zuge der Energiewende und der verstärkten Nutzung von Wasserstoff zukünftig vermutlich noch weiter steigen wird. Gleichzeitig werden die rechtlichen und gesellschaftlichen Vorgaben an eine sichere und umweltverträgliche Nutzung dieser Technologie zunehmend anspruchsvoller. Um dem steigenden Bedarf und den gestiegenen Vorgaben gerecht zu werden, ist es empfehlenswert, aktuell genutzte Verfahren für ein sicherheits- und umwelttechnisches Monitoring der Speicherbetriebe durch modernere Fernerkundungsverfahren zu ergänzen. Das Ziel der in dieser Präsentation vorgestellten Arbeit bestand daher in der Evaluierung der Nutzbarkeit von Satelliten und Drohnen als Beitrag zur Steigerung von Effektivität und Effizienz des Monitorings von Untergrundspeichern.

In einer ersten, qualitativen Betrachtung konnte im Rahmen der Dissertation aufgezeigt werden, dass Satelliten vor allem für großflächige Überwachungen, etwa von Bodenbewegungen über den Speichern, eine sinnvolle Ergänzung darstellen, während Drohnen für kleinräumigere Überwachungen, wie der Gasanalyse in technischen Anlagen, genutzt werden können. Für die Überwachung von Rohrleitungen zum Produkttransport können sich beide Technologien sowie die bisher genutzten Verfahren optimal ergänzen. Diese Ergebnisse konnten in praktischen Tests an verschiedenen Produktions- und Speicherstätten der Öl- und Gasindustrie unter Nutzung diverser geoanalytischer und geostatistischer Verfahren validiert werden. Dabei wurde ersichtlich, dass für einige der untersuchten experimentellen Methoden noch weitere Forschungsarbeit notwendig ist.

Es können direkte Empfehlungen für die Nutzung von Satelliten und Drohnen sowie GIS-gestützte Auswertungen für ein integriertes, sicherheits- und umwelttechnisches Monitoring von Untergrundspeichern gegeben werden. Hierbei zeigt sich, dass die technischen Möglichkeiten bereits heute deutlich umfassender sind als die rechtlichen Rahmenbedingungen es erlauben.

A milestone in the Dutch-German North Sea: N05-A is the first gas platform powered by offshore wind energy

W. Smit, B. Schatz, B. Vrouwe
ONE-Dyas, Amsterdam, Netherlands

Abstract

The N05-A gas field is part of the larger Gateway to the Ems or “GEMS” area, which refers to the collection of Dutch and German gas fields and prospects straddling the Netherlands-Germany median line in the North Sea (Figure 1). The N05-A field was discovered and appraised by two wells in the summer of 2017. The play in the GEMS area comprises a basal Rotliegend sandstone reservoir – fluvial, alluvial and aeolian sands deposited on the variable topography of the Base Permian Unconformity. The seal is provided by intra-formational shales and evaporites of the Lower Silverpit Formation and the source rocks are coals of the Westphalian Coal Measures. This reservoir is an Upper Rotliegend unit older than the known Slochteren Formation of the Groningen gas field and is equivalent to one of the last stages of deposition of the German Havel Subgroup. The combination of German well information with Dutch regional knowledge led to the discovery of this play. This was earlier not recognized due to lack of good quality seismic data and poor well results.

A new platform, that operates electrically and is designed to operate unmanned and autonomous, has been built and installed. A short pipeline connects the platform to the existing NGT system. The N05-A platform is powered by the nearby German offshore wind farm Riffgat through an electricity cable. This makes N05-A the first natural gas production platform in the Dutch and German North Sea to run on offshore wind energy. First gas from the N05-A field in the Dutch North Sea was achieved in March 2025. The first production well shows high productivity and has stable production with slow pressure decline. One year later, March 2026, a second production well has come online. Currently further development drilling of one additional production well is ongoing. Development will continue in the coming years, with a drilling rig that has been converted to run on electrical power. This means that both gas production and drilling activities take place with minimal CO_2 emissions: a breakthrough in offshore gas projects.
This natural gas production from the North Sea supports the climate targets, which are aimed at reducing emissions. At the same time, it makes an important contribution to the security of natural gas supply during the energy transition.

Introduction

The N05-A gas field is part of the larger Gateway to the Ems or “GEMS” area, which refers to the collection of Dutch and German gas fields and prospects straddling the Netherlands-Germany median line in the North Sea (Figure 1). The N05-A field was discovered and appraised by two wells in the summer of 2017. The play in the GEMS area comprises a basal Rotliegend sandstone reservoir – fluvial, alluvial and aeolian sands deposited on the variable topography of the Base Permian Unconformity. The seal is provided by intra-formational shales and evaporites of the Lower Silverpit Formation and the source rocks are coals of the Westphalian Coal Measures. This reservoir is an Upper Rotliegend unit older than the known Slochteren Formation of the Groningen gas field and is equivalent to one of the last stages of deposition of the German Havel Subgroup. The combination of German well information with Dutch regional knowledge led to the discovery of this play. This was

earlier not recognized due to lack of good quality seismic data and poor well results.

A new platform, that operates electrically and is designed to operate unmanned and autonomous, has been built and installed. A short pipeline connects the platform to the existing NGT system. The N05-A platform is powered by the nearby German offshore wind farm Riffgat through an electricity cable. This makes N05-A the first natural gas production platform in the Dutch and German North Sea to run on offshore wind energy. First gas from the N05-A field in the Dutch North Sea was achieved in March 2025. The first production well shows high productivity and has stable production with slow pressure decline. One year later, March 2026, a second production well has come online. Currently further development drilling of one additional production well is ongoing. Development will continue in the coming years, with a drilling rig that has been converted to run on electrical power. This means that both gas production and drilling activities take place with minimal CO_2 emissions: a breakthrough in offshore gas projects.
This natural gas production from the North Sea supports the climate targets, which are aimed at reducing emissions. At the same time, it makes an important contribution to the security of natural gas supply during the energy transition.

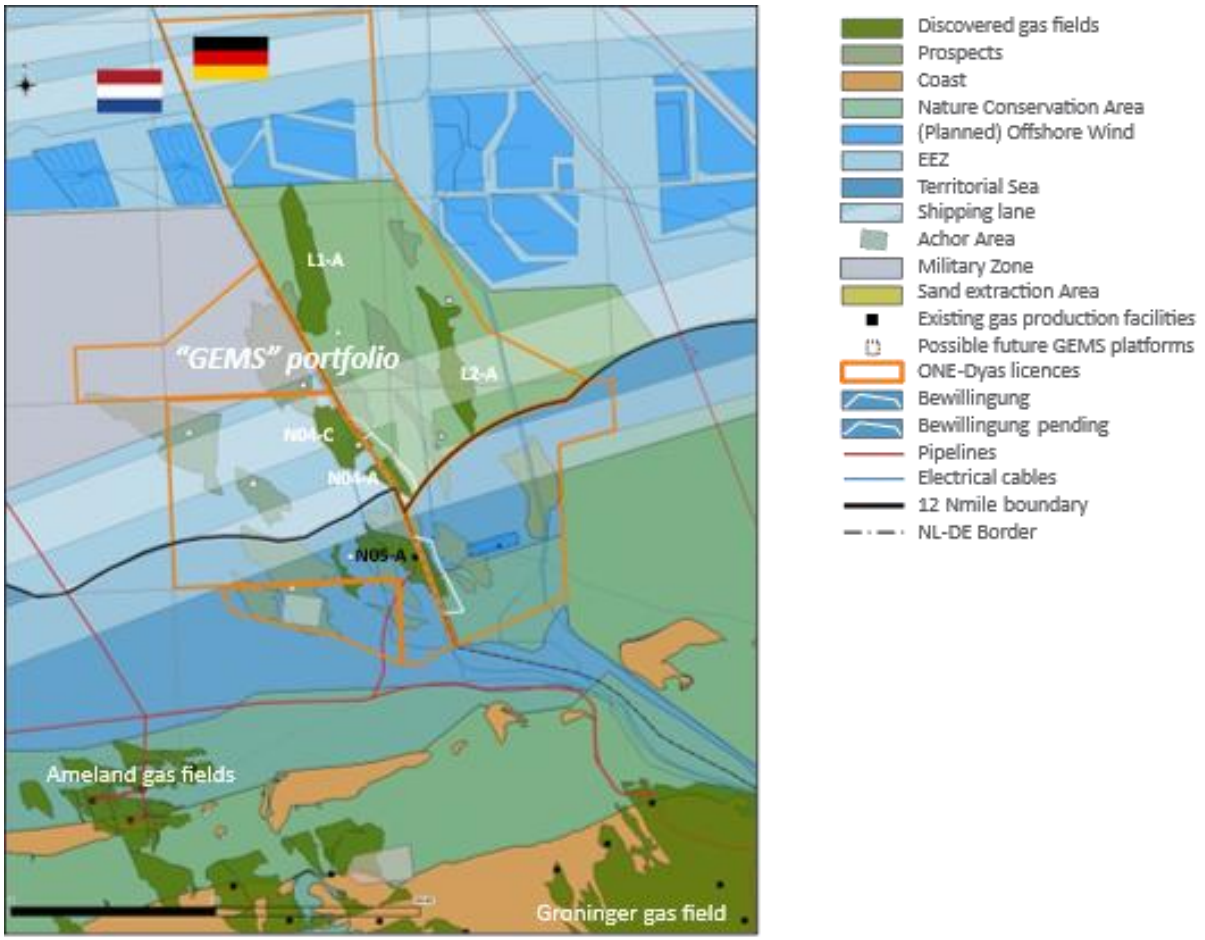


Figure 1 *Location map of the "GEMS" portfolio. The N05-A field is located in the Dutch/German North Sea, and is surrounded by prospective structures. The N04-A and N04-C straddle the Dutch/ German border, while discoveries L1-A and L2-A are in German waters.*

Regional Geology

Structurally this region is controlled by the interaction of the NNW continuation of the Lauwerszee Trough & Ems Graben fault systems and the ESE continuation of the

Rifgronden fault system (Figure 2). Normal faulting is the common fault interpretation on seismic data, but clear Riedel shear patterns and pull-apart features at Base Zechstein and younger levels, suggest that significant horizontal displacement took place along some of these fault zones to accommodate the strains during the various tectonic episodes (Bouroullec, R. and Geel, C., 2025).

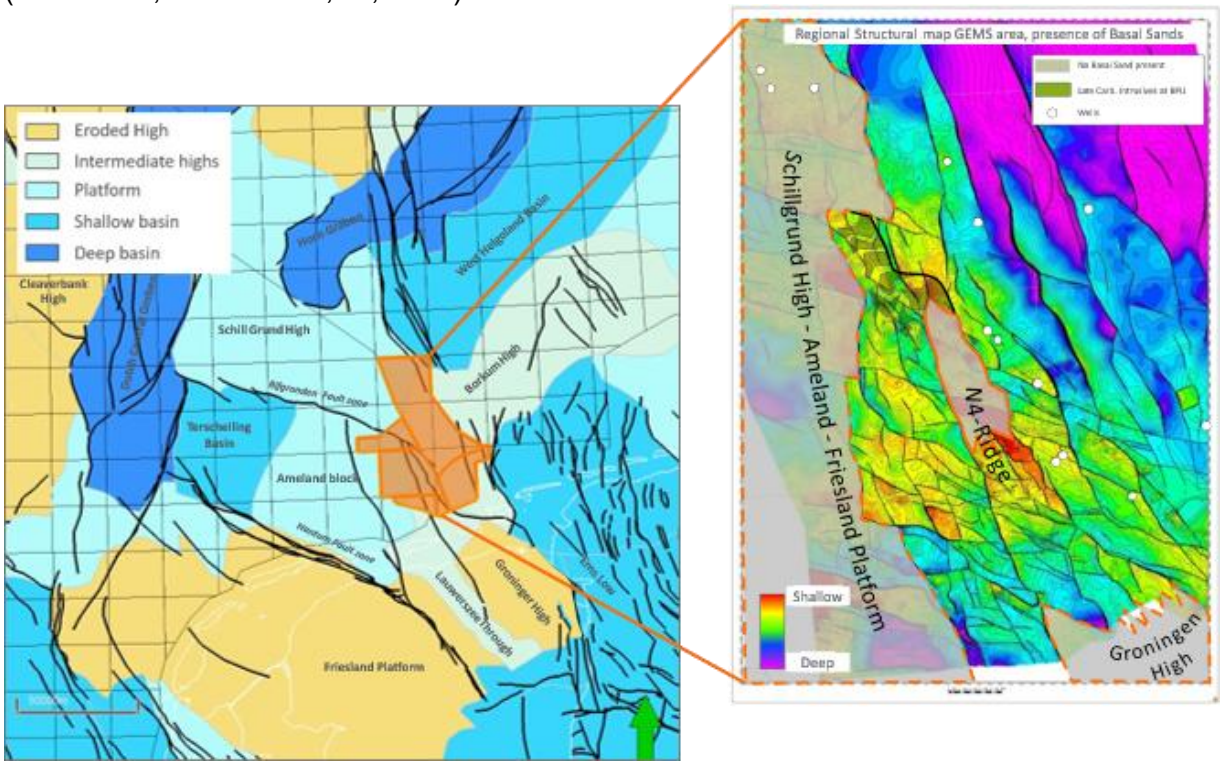


Figure 2 *Structural elements from the SPBA (modified after Pharaoh, T. et al.) and top reservoir depth map of GEMS area*

Historically, the basal Rotliegend sand play carried a high geological risk, although the critical risks were perceived differently each side of the median line. Wells in the Netherlands found thin or absent basal Rotliegend sands with gas shows, whilst wells in Germany had proven the play successful in 1965 with (L2-D1X) and 1975 (L1-Alpha). Both these discoveries encountered ~30 m basal sands, but also confirmed, a now established, increasing nitrogen content to the east, into the North German basin. German wells along the basin margin were water bearing. Consequently, the perception of critical risk in the Netherlands was reservoir presence and in Germany, a combination of top seal integrity and, progressing east, a high nitrogen content.
In the Netherlands, an east-west zone, up to 20 km north of the Groningen field had long been considered the area where the distal limits of the Upper Rotliegend clastic fairway occurs. N04-01 and N04-02, both drilled on local highs, encountered thin and poor quality basal Rotliegend sands confirming this northerly shale out. Reprocessing and inversion of the 3D seismic volumes has enabled the basal sands to be interpreted on seismic directly, which led to the recent successes. All recent wells (N05-01-S1 and -S3, N04-03, N04-04 and -04X) found a good quality, 20 to 30 m basal sandstone and a manageable nitrogen content of ~25%, suggesting a mature Westphalian source (Burgess, C. et al, 2018).

Depositional setting and paleo-topography

A concept for the depositional setting has been constructed based on the seismic observations and regional well data. The common hypothesis is that erosion of the Variscan orogeny in the hinterland acts as the source of the sediments, which were brought to the

accommodation space that was created by the subsiding thermal sag, known as the Southern Permian Basin (Bouroullec, R. and Geel, C., 2025). The substratum where the basal Rotliegend sandstone was deposited onto consist in the GEMS area of a combination of shales, sandstone and coals of Westphalian age. A modern day analogue, such as Lake Eyre, shows that desert lakes also comprise in playa lakes, fluvial fans with distributary channels develop, which may resemble a fluvial dominated delta (Fisher, J.A. et al., 2008). Current understanding is that the sediments are fed from the south by two large feeder channels, the Ems Low and potentially the Lauwerszee Trough. To the north of this fairway a north to south trending ridge, “N04-Ridge”, splits the fairway into an eastern and western areas. Early deposition has reached further out into the Silverpit basin and results in more continuous reservoir thicknesses, while later cycles of sediment input are more constrained to the southern part of the GEMS area (Figure 3).
The timing of the initial forming of the N04-Ridge is difficult to interpret and it is unclear whether the ridge was present at the onset of deposition of the objective reservoir sands.

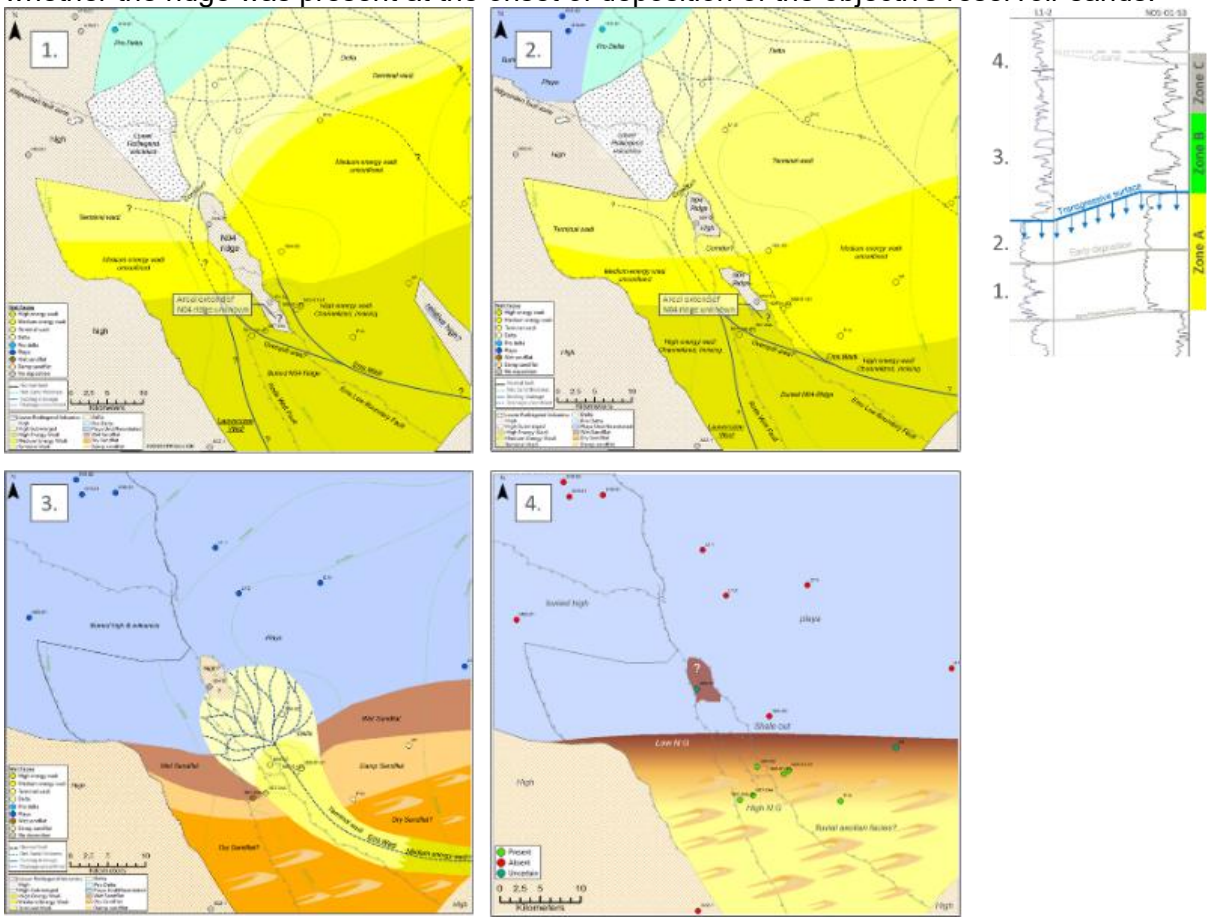


Figure 3 *Basal Rotliegend sandstone – depositional environment at different timesteps*

Reservoir properties

For correlation purpose and based on reservoir characteristics, the basal sandstone has been divided into zones. Starting from the base, Zone A represents the bulk of the reservoir interval and is predominantly conglomeratic deposited in high energy flash-floods/wadis with some cleaner channel sands representing times of sustained channel flow (Figure 4). The conglomerates are very immature at the base of the sequence incorporating locally eroded sediments and immature extra-clasts derived from the Variscan hinterland and becoming decreasingly abundant. Clasts range in composition including claystones, sandstones, meta-sediments, and possible volcanic and igneous and range in size up to boulders of over 30 cm. Towards the top of the reservoir interval the conglomerates appear more mature with a dominant pebble grain-size.

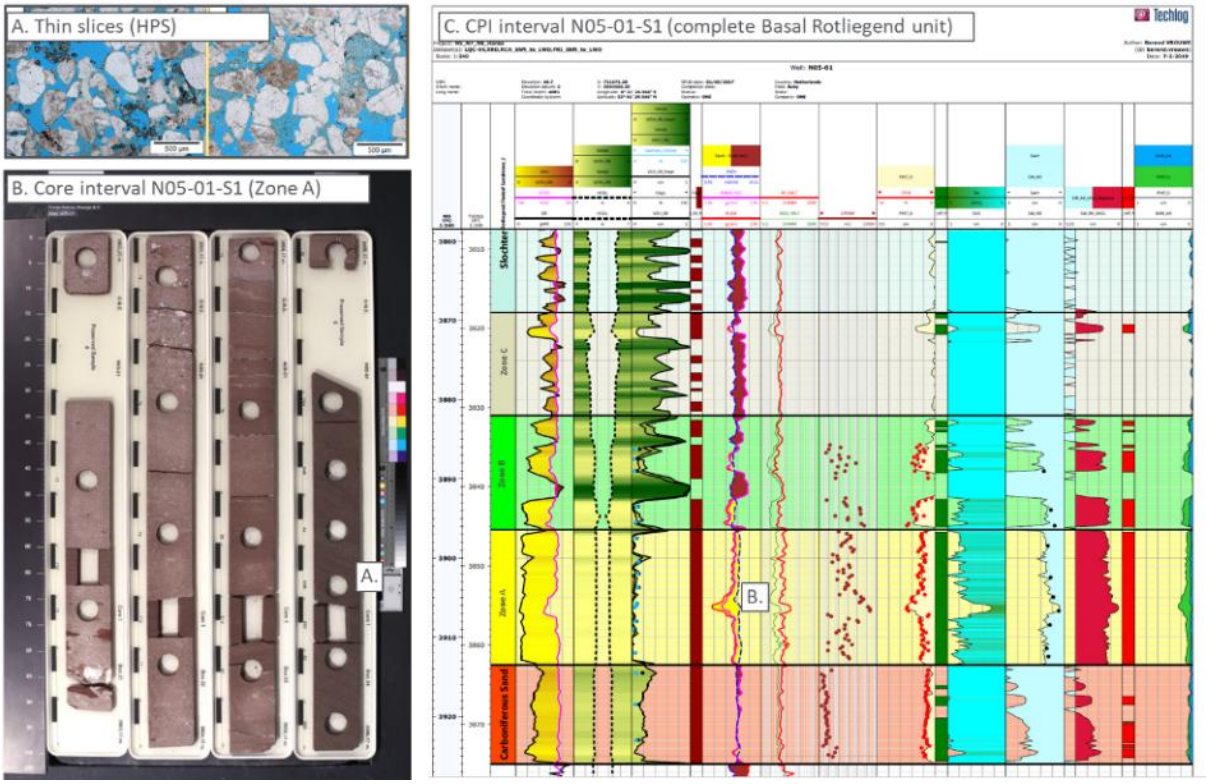


Figure 4 *N05-01-S1 reservoir properties: thin slices of HPS (A.), Core interval of Zone A (B.), CPI of basal Rotliegend (C.)*

Reservoir quality varies strongly by facies with the coarse-grained pebbly sandstones in Zone A showing poor sorting and a high degree of diagenesis. The dominant facies show a mean porosity of 11% with permeabilities ranging from 0.1 – 100mD. The clean channel sands show excellent reservoir qualities (Phi between 17 - 25%, permeability from 100 mD and up to 2 Darcies); the highest values are partially due to grain dissolution causing secondary porosity (Figure 4.A). These High perm streaks are present on specific stratigraphic depths in the well sections and are present in multiple wells across the area. These streaks form important flow units for the productions and are currently modelled as a more continuous sheet throughout the field.
The conglomeratic Zone A is followed by aeolian reworked fluvial fine-grained sandstones and mudstones with an average porosity of 11% (Figure 4). Locally preserved fluvial deposits show clean sands with porosity up to 25% and 500 mD permeability. These sandstone display a fining upwards trend and are divided into two zones (Zone B and Zone C). These zones are inferred to pinch out rapidly to the north (time step 3 and 4 in Figure 3).

Development and exploration

Production of the N05-A field started in Q1 2025 and has shown excellent performance. The first production well shows highly productivity and has stable production with slow pressure decline. The second well has recently started production. Further development drilling is ongoing.
Development and exploration of the GEMS area will be phased in order to advance delivery of gas from N05-A and explore directly neighbouring prospects, whilst in parallel exploring other parts of the GEMS area. The scope for the first phase of development includes the N05-A field and four prospects in closest vicinity and within platform reach. These can be explored and developed from the common central development location N05-A.

N05-A platform



Figure 5 *Platform N05-A with wind farm Riffgat in the background*

The newly built platform was installed in 2024. The platform is electrically powered by a cable from the Riffgat wind farm in the German North Sea (Figure 5). Drilling of development and exploration wells is conducted by an electrified drilling rig receiving power from the same wind farm. This means that both gas production and drilling activities take place with minimal CO_2 emissions. The platform has 10 well slots and can accommodate 2 additional outboard well slots and two satellite platform tie-ins. The production facilities are operated autonomously.

The platform electrification reduces greenhouse gas emissions to virtually zero. This natural gas production supports the climate targets, which are aimed at reducing emissions.

At the same time, it makes an important contribution to the economy and the security of natural gas supply during the energy transition. The N05-A platform can produce two billion cubic metres (2 bcm) of natural gas per year, equivalent to 7% of Dutch demand and more than 2.5% of German demand.

Acknowledgement

The authors would like to thank the Joint Venture Partnership for their continuing support and contributions to the work in the GEMS area.

References

Bouroullec, R. and Geel, C. [2025], Permian, *Geology of the Netherlands (second edition)*, **4**, 128-152.

Burgess, C.L., Clever, J.E., Corcoran, O.J., Cram, F.M., Hall, N.T. and Lunn, S.F. [2018] Seismic discrimination of an overlooked basal Rotliegend reservoir opens a new play in the Dutch offshore, *First Break Regional Focus: the Netherlands (Special publication),* **36**, 38-40.

Fisher, J. A., Krapf, C. B., Lang, S. C., Nichols, G. J. and Payenberg, T. H. [2008]. Sedimentology and architecture of the Douglas Creek terminal splay, Lake Eyre, central Australia. *Sedimentology*, **55 (6)**, 1915-1930.

Pharaoh, T., Dusar, M., Geluk, M., Kockel, F., Krawczyk, C., Krzywiec, P., Scheck-Wenderoth, M., Thybo, H., Vejbæk, O. and van Wees, J-D. [2010]. Tectonic evolution, *Southern Permian Basin Atlas,* **3**, 25-57.

REWE - Radarfernerkundung - Epe - West-East – Horizontales Bodenbewegungsmonitoring

T. Rudolph[1], R. Przyrowski[2], C.-H. Yang[3], M. Pawlik[1], A. Müterthies[3], S. Teuwsen[3], M. Hegemann[1]
[1]Technische Hochschule Georg Agricola, Forschungszentrum Nachbergbau, Bochum, [2]Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, [3]EFTAS Fernerkundung Technologietransfer GmbH, Münster

Kurzfassung

Eine sichere und flexible Energieversorgung benötigt Untergrundgasspeicher (UGS) in Salzkavernen. Ihr Bau- (Solegewinnung) und der Betrieb löst oberflächennahe Bodenbewegungen aus, deren Überwachung für bauliche Integrität und Umweltverträglichkeit essenziell ist. Die Studie analysiert vertikale und horizontale (W–O) Deformationen über dem Kavernenfeld Epe (NW-Deutschland) mittels flächiger Radarinterferometrie, insbesondere eSBAS (enhanced Small Baseline Subset), ergänzt um Clusteranalysen und eine Multikriterienanalyse (MKA).
Die Kooperation von Uniper Energy Storage GmbH (UST), dem Forschungszentrum Nachbergbau (THGA, Bochum) und EFTAS fusioniert frei verfügbare Copernicus Sentinel-1-Daten mit offenen Geodaten sowie operationellen Speicherbetriebsdaten und führt eine hochauflösende raumzeitliche Auswertung durch.
Die Ergebnisse, insbesondere hinsichtlich der horizontalen Bodenbewegungen, zeigen langfristige Trends, die zeitlich und räumlich eng mit Ein- und Ausspeicherzyklen korrelieren. Besonders im unmittelbaren Umfeld der Kavernen treten kontinuierliche, lokal begrenzte vertikale und horizontale, bergbaulich bedingte Oberflächenbewegungen auf. Gleichzeitig zeigen sich weitere natürliche Bodenbewegungen aufgrund der speziellen Bodenstrukturen am Standort. Methodisch ermöglicht das Clusterung die Abgrenzung kohärenter Deformationszonen und die Identifikation charakteristischer Bewegungs- und Stabilitätsbereiche. Die MKA bewertet primäre (operativer Kavernenbetrieb) und sekundäre Einflussgrößen (Deckgebirge und Deckschichten) und schärft das Prozessverständnis.
Der Ansatz belegt das Potenzial satellitengestützter Radardaten zur kontinuierlichen Beobachtung von Oberflächenbewegungen an Kavernen- und Porenspeichern. Insgesamt zeigt die Studie, dass frei verfügbare Sentinel-1-Daten in Kombination mit Geodaten und Betriebsinformationen eine frühzeitige raumzeitliche Erfassung von Bodenbewegungen und nutzbare Ableitungen für den sicheren, effizienten UGS-Betrieb ermöglichen.

Einführung

Die unterirdische Gasspeicherung (UGS) in Salzkavernen gewinnt zunehmend an Bedeutung für eine flexible und sichere Energieversorgung und die Stabilisierung des Gasmarktes. Dies gilt auch für zukünftige unterirdische Wasserstoffspeicher (UHS). Der Kavernenbetrieb kann Bodenbewegungen an der Oberfläche hervorrufen, die überwacht werden müssen, um die Integrität der Infrastruktur (z. B. der Bohrlochintegrität) und die Umweltverträglichkeit zu gewährleisten. Diese Studie analysiert hochauflösende horizontale (West-Ost) und vertikale Bodenbewegungen über dem Kavernenfeld Gronau Epe in Nordwestdeutschland mithilfe von Radarinterferometrie (InSAR), insbesondere dem SBAS-Verfahren (Small Baseline Subset), kombiniert mit Clustering und multikriterieller Analyse (Abbildung 1) [1, 2].
Die Auswertung basiert auf einer räumlichen Analyse von SBAS-InSAR-Daten (SBAS – Small Baseline Subset; InSAR – Interferometrisches Synthetic Aperture Radar), die von Dezember 2015 bis Dezember 2021 erfasst wurden [1].

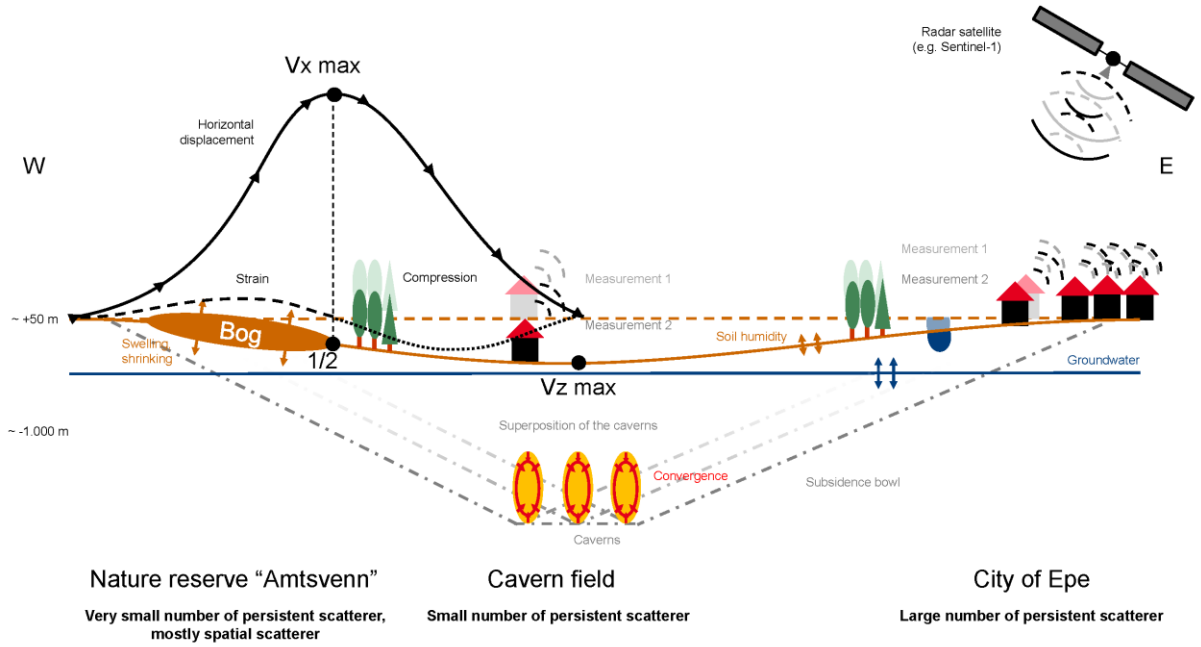


Abbildung 1: Schematischer Schnitt in W–O-Richtung des Kavernenfelds Gronau-Epe mit den die Bodenbewegungen beeinflussenden Prozessen. Halbseitige Darstellung der Prozesse horizontaler Bodenbewegung (Vx) und vertikaler Bodenbewegung (Vz) in einer Senkungsmulde (nach [1, 3]).

Die Studie wurde in Kooperation zwischen der Uniper Energy Storage GmbH, dem Forschungszentrum Nachbergbau (FZN) der Technischen Hochschule Georg Agricola (THGA), Bochum und der Firma EFTAS durchgeführt. Frei verfügbare Copernicus Sentinel-1-Daten wurden mit öffentlichen Bodenkarten und Betriebsdaten der Speicher integriert [4] [6].
Ein mehrstufiger Workflow quantifizierte Deformationsmuster, klassifizierte zusammenhängende Deformationszonen mittels Clustering und bewertete geologische und technische Einflussfaktoren mithilfe einer Multikriterienanalyse, um betriebliche (primäre) Einflüsse besser von den Einflüssen des Deckgebirges (sekundäre) zu unterscheiden. Die Ergebnisse zeigen langfristige Deformationstrends, die zeitlich und räumlich eng mit den Injektions-/Entnahmezyklen verknüpft sind. Lokal begrenzte vertikale und horizontale Bewegungen in der Nähe von Kavernen werden auf Salzkonvergenz zurückgeführt, die durch zyklische Druckänderungen ausgelöst wird, stehen aber auch in Zusammenhang mit (hydro-)geologischen und pedologischen Faktoren. Der entwickelte Ansatz bietet neben der klassischen Grubenvermessung ein hohes Überwachungspotenzial.

Methode

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit wurde eine systematische Analyse der Bodenbewegungen im Bereich des Kavernenfelds Gronau-Epe mit ESRI ArcGIS Pro 3.6.1 durchgeführt [1]. Die Auswertung basiert auf SBAS-InSAR-Daten, die von Dezember 2015 bis Dezember 2021 erhoben wurden.
Durch die raumzeitliche Anwendung der SBAS-InSAR-Daten lieferten eine Clusteranalyse und eine Multikriterienanalyse wichtige Erkenntnisse zum Modell der Bodenbewegungen an der Oberfläche. Die Integration horizontaler und vertikaler Bodenbewegungen mit den Bodentypen ermöglicht es, die komplexen Wechselwirkungen zwischen natürlichen und anthropogenen Einflüssen des Kavernenbetriebs zu erklären.
Die Integration eines raumzeitlichen Ansatzes in Form von Raum-Zeit-Würfelmodellen (Space-Time-Cube) eröffnet die Möglichkeit, Zonen mit zunehmender Deformation systematisch zu identifizieren und diese mit geologischen und bodenkundlichen

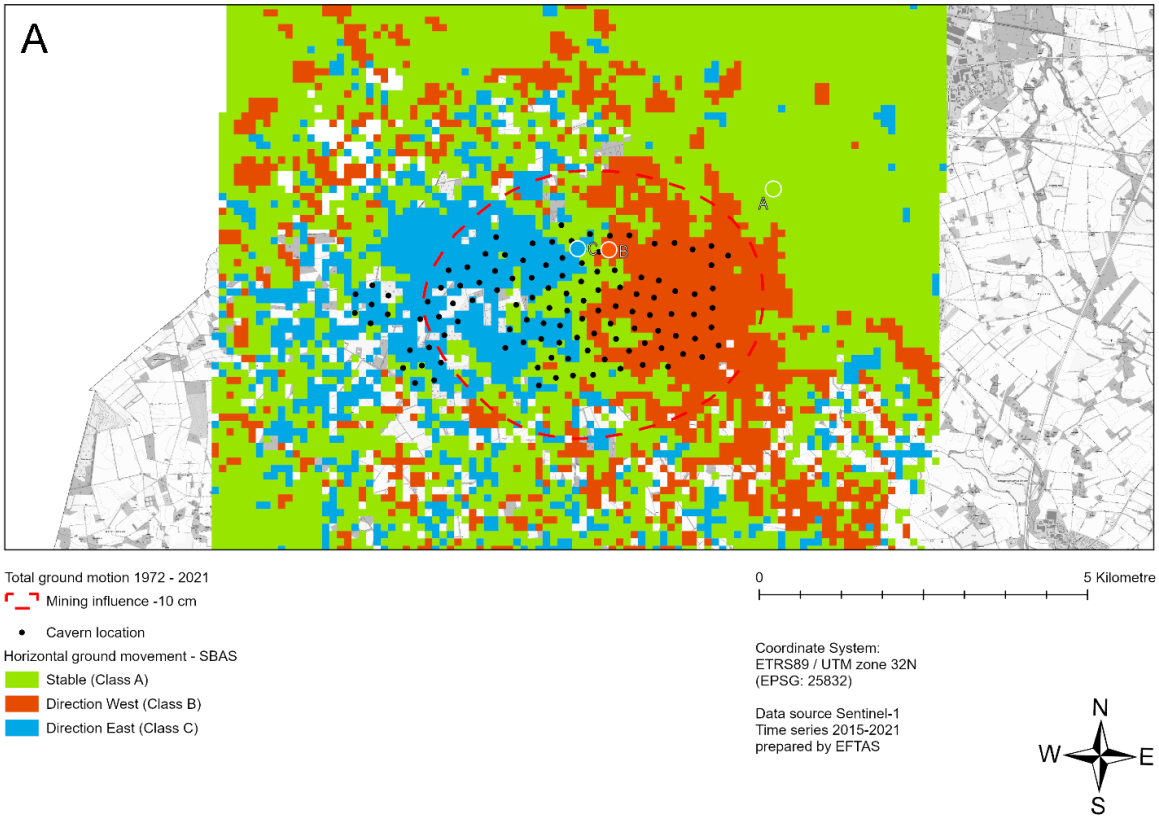
Informationen sowie mit Betriebsdaten zu verknüpfen.

Ergebnisse

Die Clusteranalyse der horizontalen Bodenbewegungen zeigt eine deutliche Unterscheidung der verschiedenen Richtungen (Abbildung 2A). Die grünen Cluster repräsentieren stabile Bedingungen, die blauen Cluster Bodenbewegungen nach Osten und die roten Cluster Bodenbewegungen nach Westen. Die Clusteranalyse zeigt auch horizontale Bodenbewegungen außerhalb des Kaverneneinflussbereichs (Abbildung 2, roter Kreis). Der Einfluss organischer Böden und der Überreste von Mooren ist im westlichen Kavernenfeld sehr hoch (Abbildung 1).

Hier ist ein deutlicher Einfluss von Bodenbewegungen mit sehr hohen Auswirkungsklassen erkennbar (Abbildung 2B). Im Untersuchungszeitraum 2015–2021 muss den zentralen Bereichen des Kavernenfelds besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden, wo vertikale Absenkungen im Bereich von −140 mm bis −330 mm beobachtet wurden [2]. Gleichzeitig wurden horizontale Bodenbewegungen von bis zu ±70 mm nach Osten und Westen festgestellt [2]. Diese Region ist interessant, da es aufgrund des unterschiedlichen Alters der Kavernen zu räumlichen Überlappungen und Richtungsänderungen der Bodenbewegungen kommt.

Die roten Cluster kennzeichnen Gebiete mit einem sehr hohen Potenzial für horizontale Bodenbewegungen, in denen ungünstige Faktoren konzentriert auftreten, wie beispielsweise besonders bewegungsanfällige Böden (Abbildung 2B). Die orangen Cluster weisen ebenfalls auf ein hohes Potenzial für horizontale Bodenbewegungen hin, jedoch nicht so stark wie in den roten Zonen. Diese Gebiete befinden sich hauptsächlich in der Nähe von Kavernen mit bewegungsanfälligen Bodentypen. Ein großes Gebiet mit sehr hohem Potenzial für horizontale Bodenbewegungen ist im zentralen Teil des Bildes auffällig und umfasst die ehemaligen Torfabbaugebiete. Die gelben Cluster stellen Gebiete mit einem mittleren Potenzial für horizontale Bodenbewegungen dar. Diese Gebiete zeichnen sich häufig durch gemischte Bodenverhältnisse aus. Im Gegensatz dazu kennzeichnen die grünen Cluster Gebiete mit einem geringen Potenzial für horizontale Bodenbewegungen, was bedeutet, dass sie stabile Bodenverhältnisse aufweisen. Bei diesen Gebieten handelt es sich überwiegend um bebaute Flächen.



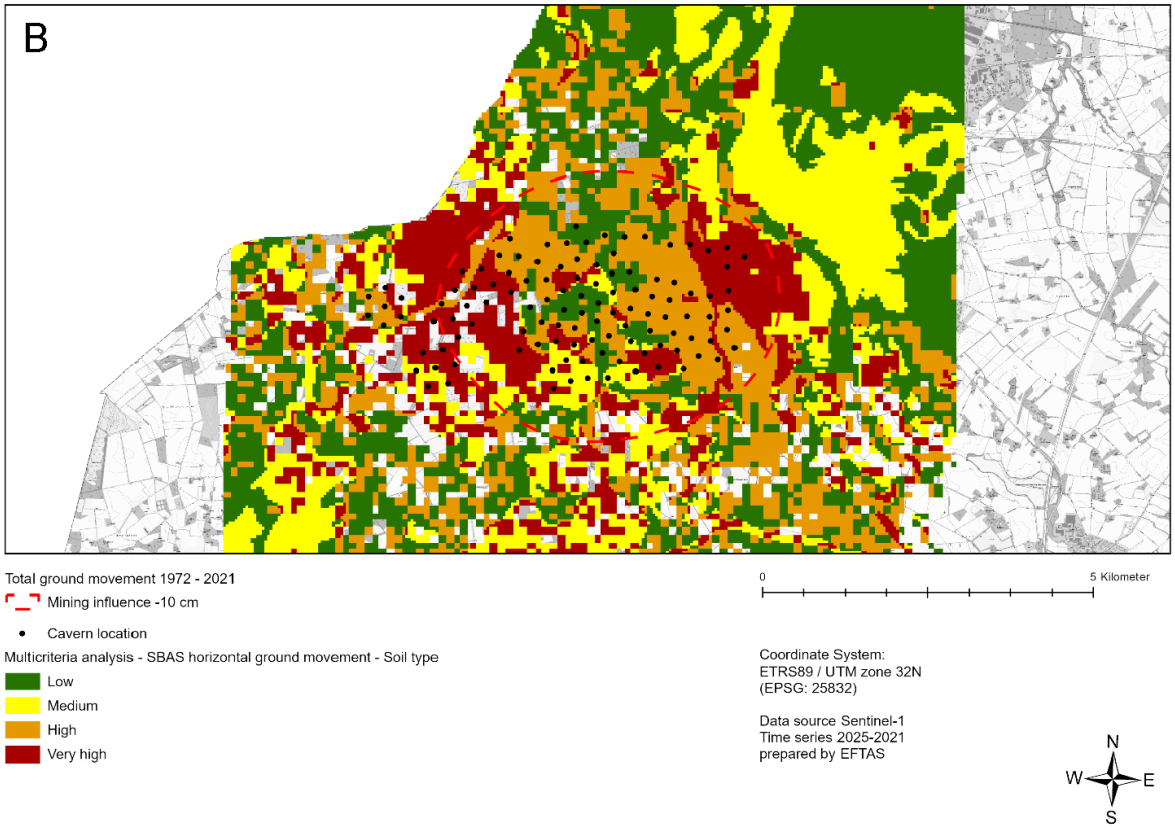


Abbildung 2: Clusteranalyse der horizontalen Bodenbewegung (A) und die Multikriterienanalyse mit Bodenkarte (B) (Zur Analyse der vertikalen Bodenbewegung siehe [2]) [Basiskarte 5].

Mittels der Ergebnisse der Bodenbewegungsanalyse für jede einzelne Kaverne im Erdgasspeicherbetrieb im Zeitraum 2015–2021 lassen sich die Bereiche anhand ihrer Bodenbewegungscharakteristika priorisieren (Abbildung 3A). Die kombinierte Bewertung basiert auf der Integration der vertikalen und horizontalen Multikriterienanalyse. Diese Klassifizierung ist in sechs Gesamtklassen unterteilt (Abbildung 3B).
Aufgrund der Korrelation vertikaler und horizontaler Bodenbewegungen und zur besseren Visualisierung wurden die Klassen der Clusteranalyse zusammengefasst. Die Kavernen der Klassen 1, 2 und 3 befinden sich in den äußeren Bereichen des Kavernenfeldes, vorwiegend im Süden, Osten und Nordosten. Die Kavernen der Klasse 4 liegen im Zentrum der Senkungsmulde, wo vertikale Bodenbewegungen vorherrschen. Die Kavernen der Klasse 5 befinden sich im zentralen Randbereich der Senkungsmulde, insbesondere im Südosten und Nordwesten. Die Kavernen der Klasse 6 befinden sich ebenfalls im zentralen Randbereich der Senkungsdepression, wobei die meisten von ihnen westlich des Senkungsmaximums in Richtung der neu erschlossenen Kavernen liegen. In diesem Bereich ändern sich die Bewegungsrichtungen aufgrund der Senkungsmulde (Abbildung 1). Abhängig von der allgemeinen Entwicklung der Senkungsmulde nach Westen erfährt der westliche Teil des Kavernenfeldes Gronau-Epe starke Veränderungen. Dies führt zu erheblichen geomechanischen Spannungen mit räumlichen Veränderungen von Kompression und Dehnung.
Die durch den Bergbau verursachte Anisotropie horizontaler und vertikaler Bodenbewegungen deutet darauf hin, dass das Spannungsfeld im Untergrund nicht isotrop ist. Trotz der Einschränkungen durch den Mangel an Daten zu Bodenbewegungen in Nord-Süd-Richtung, aufgrund der Umlaufbahn der verwendeten Radarsatelliten, liefern die aufgezeichneten Verschiebungen entlang der Ost-West-Achse wertvolle Informationen über die lokale geomechanische Dynamik im Zeitverlauf. Die Messungen zeigen eine starke Korrelation mit dem grundlegenden Verständnis der Konvergenz von Salzkavernen und den Konzeptmodellen der Senkungsentwicklung und bestätigen, dass die Analyse radarinterferometrischer Daten eine Darstellung der geomechanischen Prozesse im Untergrund ermöglicht.

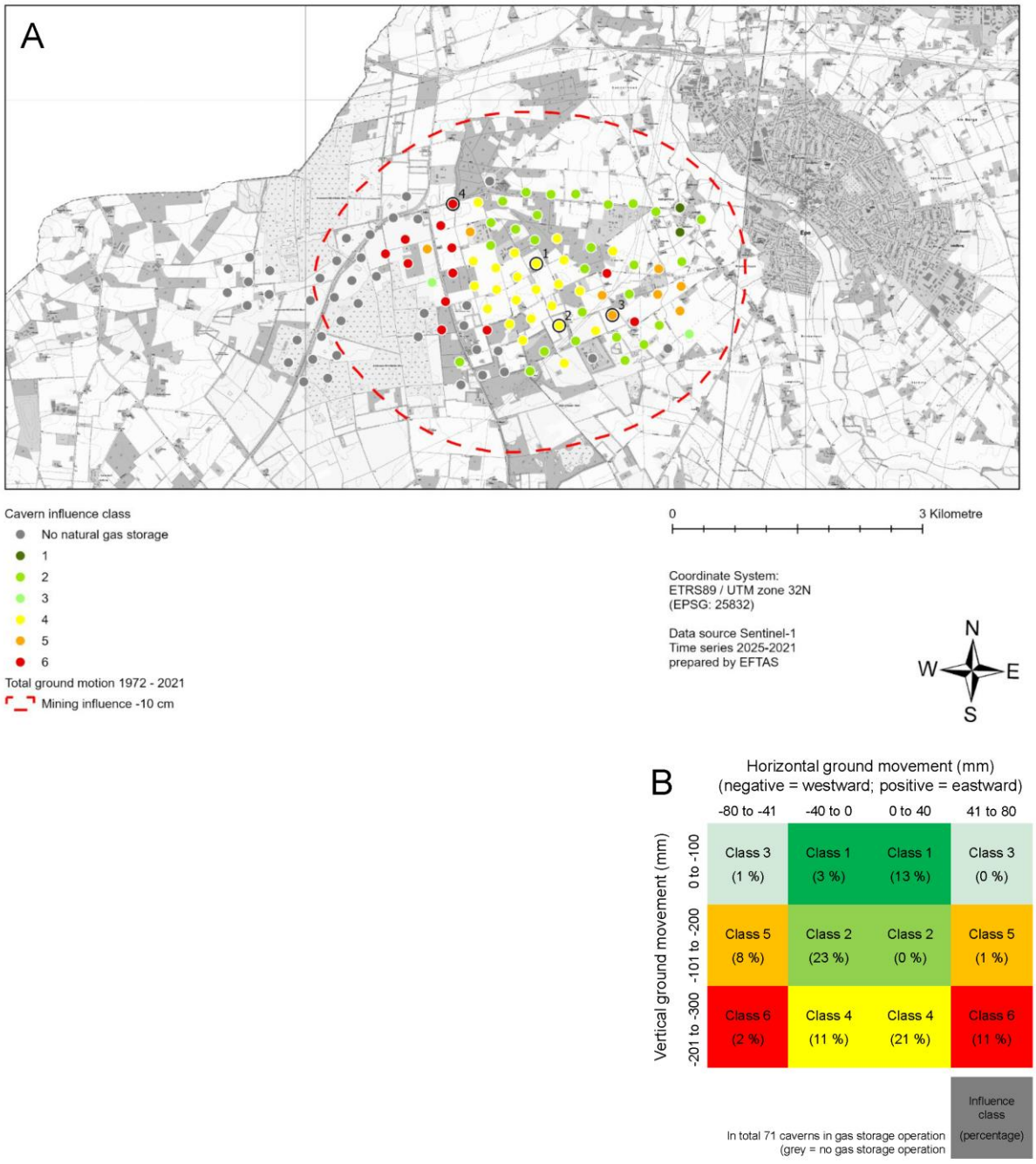


Abbildung 3: Zusammengefasste räumliche Analyse für jede Kaverne im Erdgasspeicherbetrieb (A), basierend auf der Klassifizierungstabelle für die kombinierte Einflussklasse (B) (Weitere Analysen siehe [2]) [Basiskarte 5].

Zusammenfassung

Die Analyse potenzieller Einflüsse mittels SBAS-InSAR-Technologie und einer detaillierten Clusteranalyse ermöglicht eine umfassende und hochauflösende zeitliche Darstellung der Oberflächenbewegungen im Bereich des Kavernenfelds Gronau-Epe. Im Gegensatz zu früheren punktbasierten geodätischen Vermessungen bietet diese Methode eine deutlich dichtere räumliche Abdeckung und ermöglicht somit eine differenziertere Identifizierung räumlicher Muster. Während konventionelle Vermessungsmethoden zwar primär übergreifende Zusammenhänge zwischen Oberflächenbewegungen und Untergrundprozessen abbilden konnten, fehlte ihnen die Fähigkeit, kleinräumige

raumzeitliche Variationen systematisch zu erfassen. Moderne raumzeitliche Analysen schließen diese Lücke und verbessern die Beobachtbarkeit von Veränderungen in ihrer räumlichen Struktur und zeitlichen Entwicklung. Der wissenschaftliche Ansatz dieser Forschung erweitert somit die Möglichkeiten für ein präziseres Verständnis langfristiger Trends sowie spezifischer Dynamiken von Bodenbewegungen.
Für eine detailliertere Bewertung der Ursachen und Mechanismen der beobachteten Bodenbewegungen ist es notwendig, die Lage des Einflusszentrums zum Zeitpunkt der Beobachtung systematisch zu berücksichtigen. Für die weitere Interpretation ist zu berücksichtigen, dass die Dynamik der Bodenbewegungen vom Zentrum der unterirdischen Kaverne ausgeht, d. h. von der tatsächlichen Lage und Ausdehnung des Hohlraums im Untergrund. Das Kavernenzentrum bestimmt sowohl die Symmetrie als auch die Intensität der Konvergenz- und Senkungsprozesse (Superposition). Daher müssen alle oberflächenbezogenen Analysen auf die Projektion der Kavernen auf die Oberfläche abgestimmt werden. Dies gewährleistet, dass die geodätischen Zeitreihen (z. B. SBAS-InSAR) den tatsächlichen Einflusszonen der Untergrundprozesse zugeordnet werden können und bietet eine technisch konsistente Grundlage für die Interpretation der raumzeitlichen Bewegungsfelder sowie der Integrität der Bohrungen.
Zusammenfassend unterstreichen die Forschungsergebnisse die Relevanz eines integrierten, interdisziplinären Ansatzes für die zukünftige Überwachung von Bodenbewegungen in unterirdischen Gasspeichern sowie in zukünftigen unterirdischen Wasserstoffspeichern. Die effektive Integration moderner SBAS-InSAR-Technologien mit umfassenden geowissenschaftlichen Kenntnissen des Standorts liefert wichtige Erkenntnisse für die Standortbewertung und bildet somit eine solide Grundlage für zukünftige Managementstrategien sowie für die Einbindung der Öffentlichkeit.

Danksagung

Die Autoren danken der Uniper Energy Storage GmbH für die Unterstützung und Finanzierung dieser wissenschaftlichen Arbeit. Weiterhin danken wir den Kollegen der Uniper Energy Storage GmbH für den umfassenden und intensiven Austausch zu diesem technischen Thema. Darüber hinaus danken die Autoren Prof. Dr. Peter Goerke-Mallet für seine fachkundigen Einblicke in dieses Kavernenspeichersystem.

Referenzen

[1] Rudolph, P. Goerke-Mallet, A. Homölle, A. Müterthies, H. Perrevort, S. Teuwsen and C.-H. Yang, “Participatory Geomonitoring for Future Mining — Resilience Management in the Cavern Storage Epe (Germany),” Mining, pp. 230-247, 2024.
[2] T. Rudolph, M. P. Pawlik, Y. Chia-Hsiang, P. Roman, M. Andreas, T. Sebastian und H. Michael, „Application of K-Means Clustering for the Analysis of Horizontal and Vertical SBAS-InSAR Ground Movement Data Above Europe’s Largest Underground Cavern Gas Storage Gronau-Epe,“ Mining, p. 23, 2026.
[3] Kratsch, H. Bergschadenkunde; Deutscher Markscheider-Verein e.V.: Peine, Germany, 2008; p. 932.
[4] GIE AGSI. AGSI Storage Inventory. 2026. Available online: https://agsi.gie.eu/ (accessed on 19 January 2026).
[5] Bezirksregierung Köln. Digitale Topographische Karte 1:10,000 NRW. Available online: https://www.bezreg-koeln.nrw.de/geobasis-nrw/produkte-und-dienste/topographische-karten/aktuelle-topographische-karten/digitale (accessed on 30 January 2026).
[6] Geschäftsstelle des IMA GDI Nordrhein Westfalen, GEO.portal.NRW. 2026. Available online: https://www.geoportal.nrw/?activetab=portal (accessed on 19 January 2026).

Numerical Simulation of CO2 Exsolution Effects on Geothermal Wellhead Thermodynamics

[1]Hasan Can Turunc, [1]Hakan Alkan, [1]Taofik Nassan, [1]Carsten Freese, [1]Mohd Amro
[1]Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

Abstract

The abundance of natural CO2 in hydrothermal geothermal reservoirs is well known among geothermal energy researchers and engineers. However, mitigation and handling practices vary significantly across countries, companies, and individual projects. In many high-enthalpy steam-dominated reservoirs, CO2 has been released into the atmosphere for decades due to the nature of dry steam power plants, whereas low to medium enthalpy systems typically circulate CO2 in closed loop binary plants, reinjecting it after mixing with cooler geothermal brine. Despite its widespread presence, the influence of CO2 on key energy metrics such as production enthalpy, specific heat capacity and fluid density has received limited attention in preliminary and front-end engineering, often overshadowed by discussions of mitigation strategies or neglection of the related presence.

This study evaluates the effects of dissolved and exsolved CO2 on heat extraction efficiency using appropriate CO2-brine PVT correlations, tracking phase behavior and fluid properties evolution over time at production well. The main aim is to compare usable energy and operable flow rates as a function of production pressure, accounting for phase distribution changes driven by pressure and temperature-controlled CO2 brine equilibrium in the production stream. The analysis performed with a commercial coupled reservoir-wellbore simulator under experimental reservoir and wellbore parameters, include predictions of CO2 exsolution driven by both wellbore and reservoir pressure behavior. Energy-rate impacts are assessed using half-empirical Peng-Robinson equation of state as well as empirical correlations for enthalpy, specific heat capacity, and density at wellhead conditions. The results quantify the relationship between natural dissolved CO2 fractions and energy metric variations and are further compared against empirical CO2-brine correlations. Finally, the study highlights the gap between enthalpies from pure water and those from maximally CO2-saturated brine, providing investors and technical stakeholders with a clearer understanding of the economic implications of natural CO2 content at the hydrothermal geothermal reservoirs

Introduction

The utilization of deep geothermal energy for large-scale renewable production, such as electricity generation and district heating, plays a significant role in the energy transition of countries committed to net-zero targets. However, the natural presence of dissolved CO2 in deep geothermal brines creates several challenges for maintaining sustainable energy production. These challenges are physically triggered during the production of reservoir fluids. As fluid pressure decreases due to the hydrostatic column and frictional losses in the production well, the thermodynamic equilibrium between the dissolved CO2 and the brine shifts. Once the fluid pressure falls below the mixture's saturation pressure (the sum of the brine vapor pressure and the CO2 partial pressure), CO2 begins to flash into the gas phase. The treatment of the gas phase CO2 has been varied in the history of industry according to the surface plant type installations. While it has been generally emitted to the atmosphere in dry steam and flash steam plants, it is kept in closed loop systems in the surface to inject back into the reservoir in binary cycle plants. The resulting two-phase flow necessitates a specialized engineering approach to modeling PVT behavior, specifically regarding density, viscosity, and the enthalpy of the aqueous phase. Accurately modeling of these parameters is essential for the design of production strings and pump installations. Furthermore, precise calculation of the aqueous phase enthalpy during flashing is vital for estimating the total thermal energy output.

Germany’s geothermal resources are primarily concentrated in three distinct geological regions: the North German Basin (NGB), the Molasse Basin, and the Upper Rhine Graben (URG). Extensive research has characterized these regions based on their brine chemistry and the corresponding concentrations of naturally dissolved CO2. In the NGB, field reports emphasize the impact of non-condensable gases (NCGs) on reservoir performance due to degassing at reservoir pressures; however, CH4 and N2 are the dominant species in this region rather than CO2 (Feldbusch et al., 2018). While modeling these specific NCGs is critical for a complete understanding of brine phase behavior, they fall outside the scope of the present study.

The Molasse Basin, home to Germany’s most productive geothermal reservoir, the Malm aquifer, features a lithology of highly karstified carbonate with exceptionally favorable permeability. Although geochemical analyses of wellhead samples often show low total dissolved solids (TDS) regarding major ions like HCO3, Ca, Na, and Cl, many wells experience significant calcite scaling. This occurs due to the exsolution of CO2 at pressures well above the boiling point of the brine, necessitating the inclusion of CO2 in thermodynamic brine modeling (Wanner et al., 2017). Finally, in the URG, CO2 is a consistent component of the reservoir fluid in established projects such as Landau, Insheim, and Bruchsal. While concentrations are not as high as those in worldly wideknown CO2-bearing reservoirs, the gas still triggers operational challenges, e.g. calcite scaling in the Bruchsal project as the case in many international projects (Herzberger & Stober, 2010; Haizlip & Türeyen, 2012; Allan & Mroczek, 2019). In newly designated exploration areas within the graben, CO2 concentrations remain highly uncertain due to significant lateral and vertical inconsistencies. Ultimately, assessing the impact of CO2 on the thermal performance of German geothermal reservoirs is a critical step towards developing more sustainable and predictable geothermal based energy systems.

This study models the phase behavior of CO2-bearing geothermal brine using CMG’s GEM and WinProp simulators. The PVT package in WinProp utilizes the Peng-Robinson cubic Equation of State (EoS) with optimized Binary Interaction Coefficients (BIPs) for the CO2-H2O mixtures. The solubility of CO2 in NaCl solutions is modeled using the Duan & Sun (2003) correlation, which incorporates Pitzer activity coefficient interaction parameters valid for a wide range of temperatures (0°C to 260°C), pressures (0 to 2000 bar), and salinities (0 to 4.5 molal). On the other hand, in the reservoir simulator CMG GEM base brine enthalpies are calculated

via the Dittman correlation (Dittman, 1977), where the dissolved CO2 impact is taken account via PR EoS and Harvey correlation. This study clarifies how the simulator accounts for the excess enthalpy of CO2 dissolution in the existence of dissolved salts, comparing results with the empirical correlation approaches presented in the literature (e.g. Alkan et al.,1995).

CO2 bearing hydrothermal reservoirs

Up to date, hydrothermal resources have remained the primary geothermal reservoir type capable of delivering commercial flow rates and energy, as they possess sufficient permeability and porosity within the geological medium. The hydraulic circulation enabled by this setting facilitates the movement of chemically active brines through diverse lithologies and mineralogical contexts, including carbonates, limestones, and dolomites. This interaction leads to the enrichment of brine with CO2 through the dissolution of carbonate minerals when they encounter undersaturated fluids. Furthermore, CO2 flux from magmatic sources contributes to hydrothermal systems via the convective circulation of geothermal brines. Consequently, hydrothermal resources located near magmatic zones or situated within carbonate host rocks typically exhibit high CO2 concentrations in the native brine.

The industrial management of gas-phase CO2 has historically evolved according to the specific configurations of surface plant installations. In traditional dry steam and single- or double-flash plants, non-condensable gases (NCGs), mainly CO2, have generally been vented in steam phase to the atmosphere. Prominent examples include geothermal reservoirs around Mountain Amiata in Tuscany region of Italy, Cerro Prieto in Mexico, and Kizildere and Germencik fields in Turkey where high NCG content is a defining characteristic of the reservoir fluid (Morales-Arredondo et al., 2017; Chiodini & Frondini, 2021; Akin et al., 2020). Taupo Volcanic Zone of New Zealand, fields such as Wairakei and Rotokawa have historically managed NCGs through atmospheric discharge, though modern sustainability targets are shifting this practice via gas absorption systems or binary closed loop plants which enables the application of CO2-water mixture reinjection technologies (Kaya et al., 2018; Bonafin & Manente, 2019; Manente et al., 2019).

CO2-H2O-NaCl thermodynamics

The thermodynamic behavior of the CO2-NaCl-H2O system is governed by the equilibrium between gas phase and a saline aqueous phase. Although in real-life examples of geothermal brine consists of more complex multicomponent cationic mixture such as Ca, K, Mg, Ba, Al, Sr, etc. a mathematical operation for lumping can be conducted based on the ionic strength equivalent NaCl solution to count their impacts on gas-aqueous phase equilibrium. However, their impact on scaling and corrosion should not be overlooked, which is a crucial subject of another paper.

The coexistence of NaCl and CO2 in brine alters their solubility values compared to in pure water. Although traditional Henry’s Law constants are sufficient for dilute, low-pressure systems, they fail to capture the complexities of deep geothermal reservoirs. The Duan and Sun correlation addresses this by employing a Pitzer-based activity coefficient model. This approach accounts for the specific interactions between the neutral CO2 molecules and the Na and Cl ions in the solution, providing a level of robustness that matches the experimental data across HPHT conditions.

To represent this technical description of solubility concept in NaCl solutions a case study is created for a 150°C and 350 bars hydrothermal reservoir. In Figure 1, the solubility of CO2 in various weight fraction NaCl solution from 0.0 to 0.1 at 145°C (estimated wellhead temperature) and pressures from 10 to 400 bars which represents a typical wellbore pressure profile of such a case study. The decrease of CO2 solubility clearly underlines the increasing CO2 flashing pressures in high salinity geothermal brines because of its increasing partial pressures.

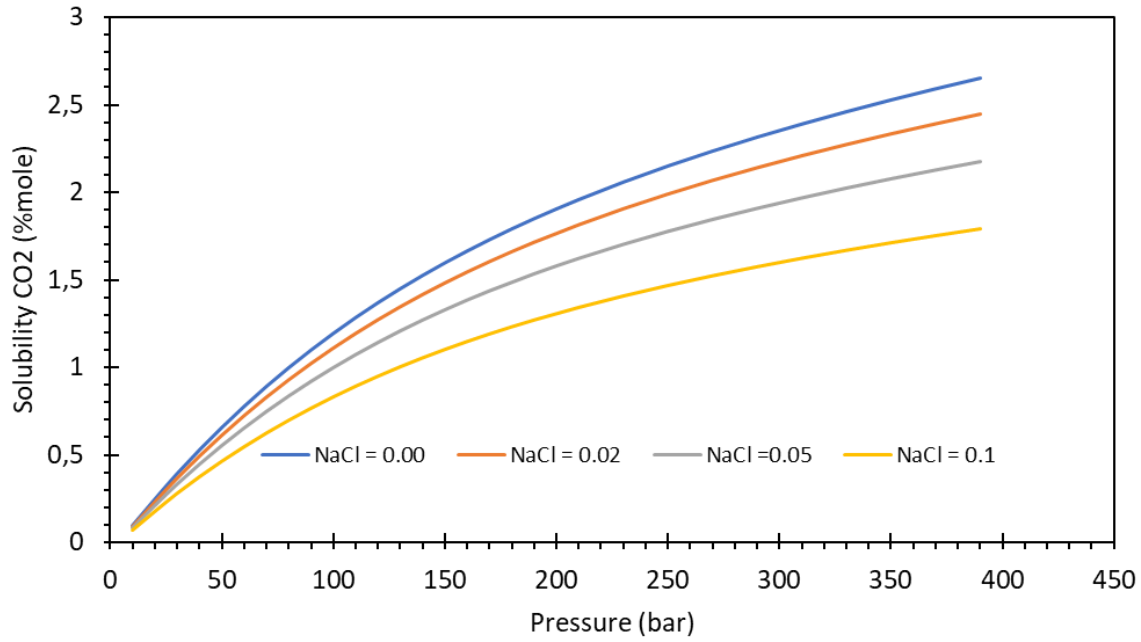


Figure 1. Solubility of CO2 at 145°C in in water with representative varying salinities for geothermal reservoirs modelled with Duan & Sun (2003) with the utilization of CMG's WinProp

Figure 1 illustrates the maximum solubility of CO2, assuming infinite supply of gas is available for dissolution at equilibrium. However, to be representative with previously mentioned geothermal fields the following example adopts value of 2% wt (≈0.9 %mole) which is considered as the CO2 concentration at a single phase compressed liquid geothermal reservoir. The resulting CO2 solubility profiles for brine solutions with 5% and 10% wt NaCl are presented in Figure 2.

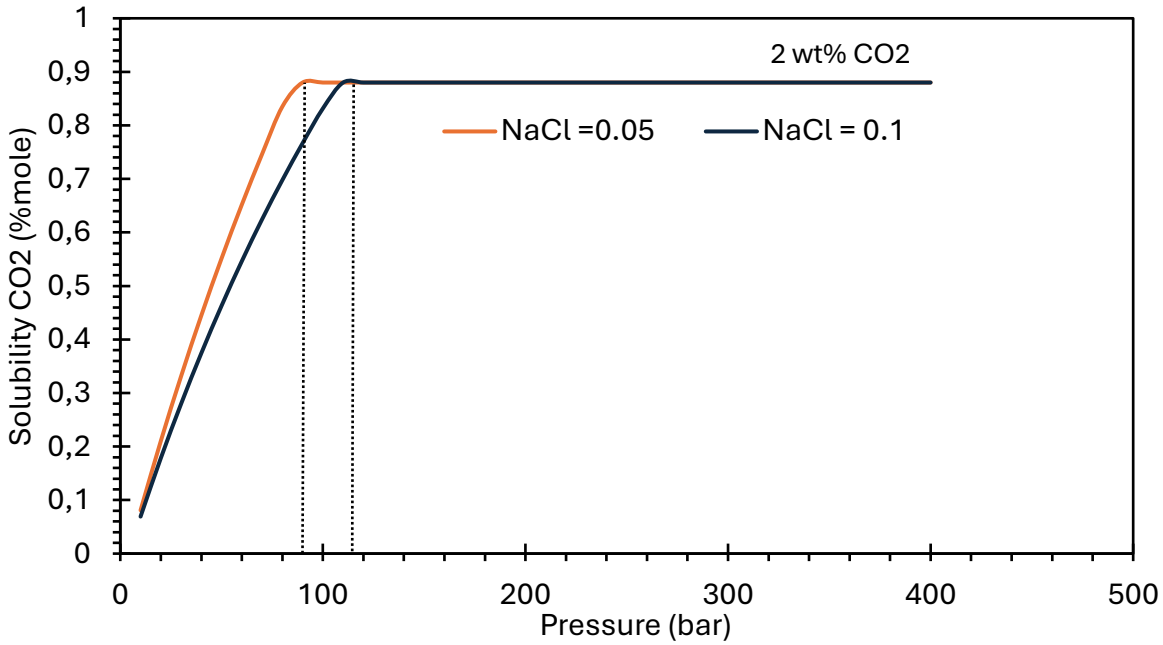


Figure 2. Solubility of 2% wt CO2 (145°C) at 0.05 and 0.1 solutions modelled with Duan & Sun (2003) with the utilization of CMG's WinProp

Figure 2 demonstrates that for typical hydrothermal reservoir pressures from 200 to 400 bars, %2 wt CO2 concentration remains constant and no outgassing occurred from compressed liquid mixture which is dictated by initial reservoir conditions. As pressure is reduced during production, the solution eventually reaches its saturation limit where total pressure becomes lower than the saturation pressure (eq.1). At this specific pressure unique to the 2% wt. CO2

and corresponding salinity, the chemical potential of the dissolved CO2 exceeds the equilibrium threshold, triggering the release of gas and a subsequent rapid decline in the dissolved gas concentration within the remaining liquid.

$$P_{sat} = x_{CO_2} * H_{CO_{2(T,S)}} > P_{tot} \quad \text{(eq. 1)}$$

In the next chapters, this methodology is coupled with the enthalpy calculation of the aqueous phase with the consideration of dissolved CO2 and NaCl mass fraction.

The enthalpy equations presented in Alkan et. al (1995) are used to account dissolved CO2 and NaCl mass fractions to calculate aqueous phase enthalpy. Results have been used to verify the results of WinProp and GEM calculations based on Peng Robinson (PR) and Dittman correlation respectively (CMG GEM, 2025).

Temperature & Pressure profiles in the wellbore

Before calculating the enthalpy within the production string and at the wellhead, the impact of CO2 on wellbore pressure and temperature profiles was analyzed across several concentration boundary conditions. This investigation was conducted using the CoFlow wellbore simulator from the CMG suite, employing the Orkiszewski wellbore flow correlation. The temperature loss is modelled in the consideration of heat transfer to the surrounding formation via production tubing, casing and cement as well as the Joule-Thomson (J-T) cooling due to the expansion of the fluid with pressure decrease. The thermal parameters for well completion and surrounding formations are given in Table 1.

Table 1. Wellbore geometry and thermal parameters

Property, unit	Value
Tubing diameter, cm	24.4
Tubing absolute roughness, cm	0.00457
Tubing thermal conductivity, J/m.s.K	44.9
Casing diameter, cm	34.29
Casing thermal conductivity, J/m.s.K	44.9
Cement thickness, cm	10.16
Cement conductivity coefficient, J/m.s.K	0.8
Rock thermal diffusivity, m^2/s	2
Rock thermal conductivity, W/m.K	2.5

Figure 3 illustrates the results for five CO2 concentrations ranging from 0% to 4% by weight (≈1,8 %mole), revealing a significant impact of initially dissolved CO2 on both the pressure gradient and the wellhead temperature.

When examining the boundary conditions, the 4% wt CO2 case delivers a wellhead pressure 24 bar higher than that of the CO2-free brine, suggesting a higher potential for pressure maintenance. Conversely, the CO2-free fluid yields a wellhead temperature 1.6 °C higher than the 4% wt CO2 case. This temperature decrease is primarily driven by the J-T effect. As the fluid migrates from the reservoir to the wellhead, the pressure drop induces a cooling effect that is amplified by the presence of dissolved gases.

High CO2 concentrations increase the mixture's compressibility, leading to a higher J-T expansion coefficient and, consequently, greater thermal energy loss during ascent. These opposing trends higher pressure but lower temperature for CO2-rich fluids underline the necessity of a rigorous enthalpy assessment to identify the net impact on the energy recovery rate.

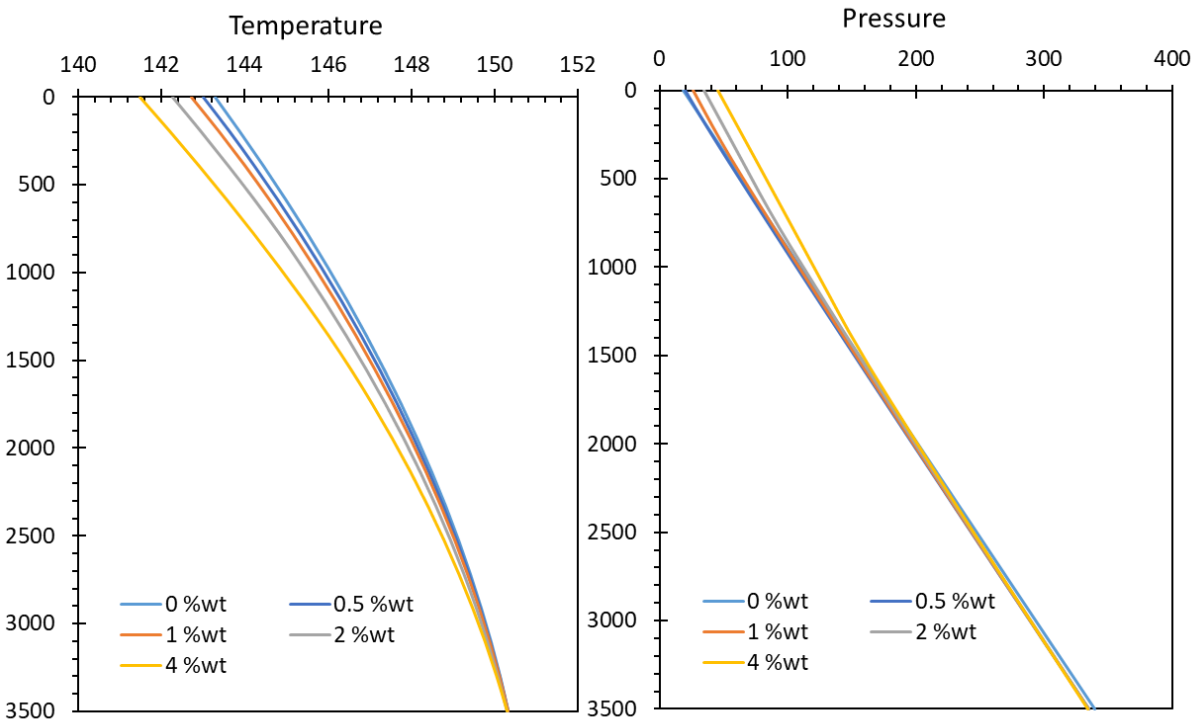


Figure 3. Temperature and pressure profiles of varying CO2 fractions in the produced brine

Enthalpy of aqueous phase in production profile

The correlation presented by Alkan et al. (1995) is used to calculate the enthalpy balance of the CO2-H2O-NaCl system at a 10% wt salinity. Compared to CMG compositional modelling a primary distinction arises from the enthalpy reference states: CMG typically calculates enthalpy starting from an ideal gas reference state, whereas thermodynamic standards such as IAPWS-97 and most analytical correlations utilize a triple-point reference (0.01 °C and 0.00061 MPa) where the enthalpy of liquid water is 0 kJ/kg. To align the WinProp results with these standard values, the simulated data were corrected by subtracting the reference offset (approximately -1864 kJ/kg). It should be noted that while this correction accounts for pure water, the shift in the reference state due to dissolved salt remains a complex variable that will be addressed in future studies.

Figure 4 illustrates the enthalpy profiles across a range of potential wellbore pressures at 145 °C, comparing the analytical correlation with WinProp simulation results. Although the absolute enthalpy values do not match perfectly, they remain within an acceptable error margin of 1–2%. This error trend is consistent throughout the compressed liquid region. However, as both models reach the saturation point - approximately below 100 bar - the error trend diverges. This discrepancy is primarily attributed to the different solubility modeling mechanisms: The correlation relies on Henry's constants from Ellis and Golding (1963), whereas WinProp utilizes the more recent empirical correlations of Duan and Sun (2003). In the WinProp results, the enthalpy decrease becomes more pronounced in the two-phase region in the calculations conducted by OGW flash experiment; this is due to the energy consumed by the exsolution of CO2, which reduces the total enthalpy of the remaining aqueous phase as the gas concentration diminishes. The enthalpy difference between two-phase flash and OGW-flash calculations is due to the solubility model Duan & Sun and is only used in OGW flash option where in two-phase flash options all phase equilibrium and enthalpy calculations are based on PR EoS. Increased slope of decreasing trend in two phase regions in OGW flash calculations creates relevance of the estimation of energy rate in geothermal initiatives containing CO2 in the natural brine.

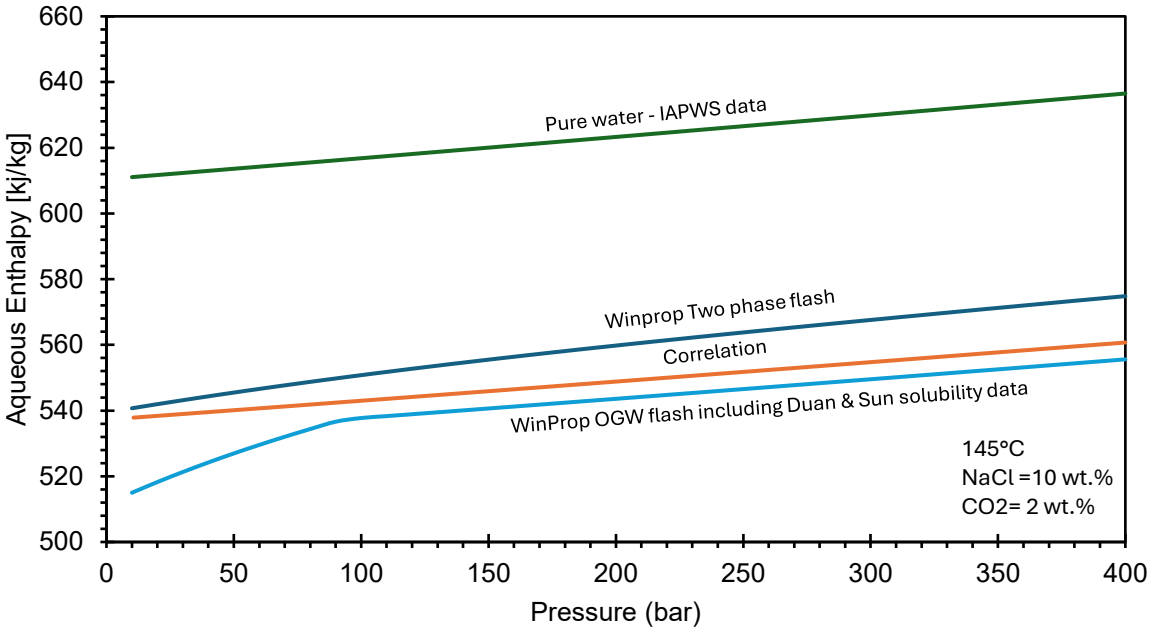


Figure 4. Aqueous phase enthalpy values vs pressure profile at 145°C saturated by 10% wt NaCl and 2% CO2 wt

Impact of varying CO2 mole (%) on reservoir liquid enthalpy

In this section, the CMG GEM reservoir simulator is employed to evaluate the impact of CO2 on geothermal brine enthalpy at reservoir conditions, following the verification of WinProp's enthalpy calculations through OGW (Oil, Gas, Water) flash experiments. While WinProp utilizes the Peng-Robinson (PR) EoS and the Duan and Sun correlation for solubility and enthalpy, GEM relies on the Dittman correlation for base enthalpy calculations, with the impact of CO2 on the aqueous solution determined via the PR EoS phase equilibrium.

The second option involves defining the initial geochemical composition and allowing for the alteration of total salinity within each reservoir block as chemical equilibrium is disturbed by injection and production activities within the doublet. To ensure a robust comparison with the WinProp results, the first option was selected to maintain consistent salinity conditions. The simulation parameters were based on the Upper Rhine Graben Buntsandstein reservoirs at depths of 2500 to 3000 meters, corresponding to 150 °C and 350 bar, respectively.

A case study for the enabled salinity calculation option (second method of salinity modelling) of GEM is designed based on URG geochemistry, a dataset prepared for agEnS project to assess precipitation and dissolution mechanisms of minerals by geochemical simulations which involves several numbers of cationic species in different molality (Sanjuan et al., 2016).

Figure 5 draws the reservoir fluid enthalpy of this case study again against varying CO2 due to the high degree of uncertainty in dissolved CO2 assessment in the region. The difference to constant salinity curve is due to the lower total salinity of the geochemical composition which yields approximately 7 wt. %. In this regard, as expected, higher enthalpy values can be seen in the lower total salinity case which represents the averaged TDS content of the URG reservoirs.

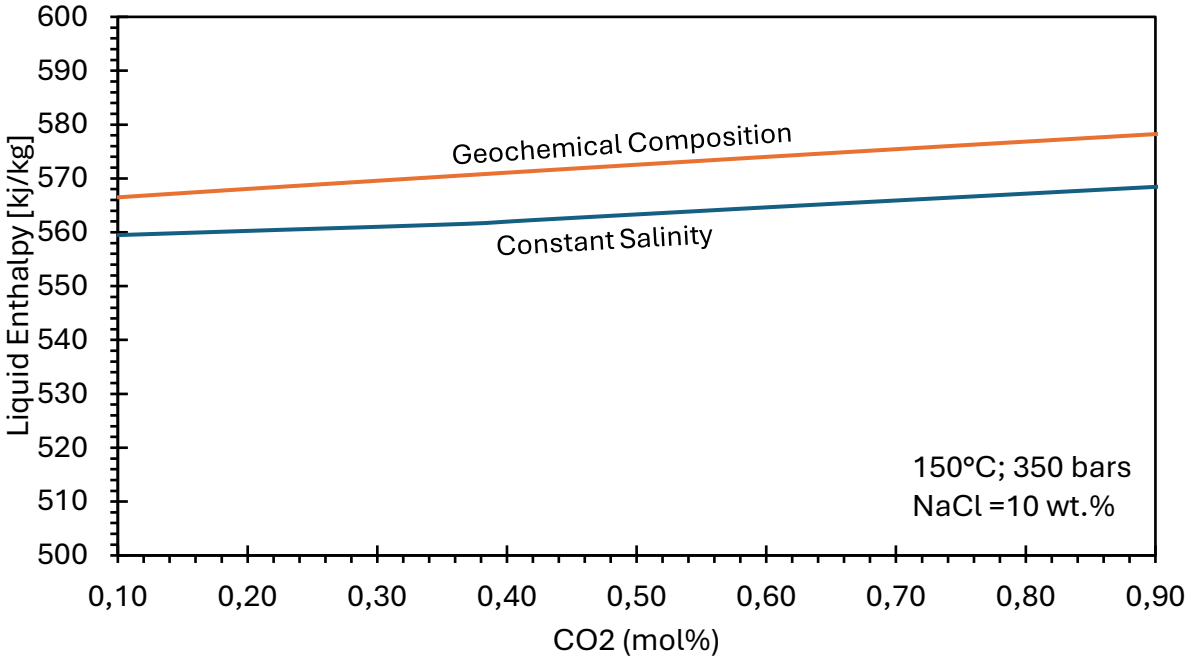


Figure 5. Compressed liquid phase enthalpy vs dissolved CO2 concentration at reservoir conditions in two different TDS modelling options.

Conclusion

This study underscores the critical importance of selecting appropriate thermodynamic models and solubility correlations for CO2-NaCl-H2O solutions. Specifically, the integration of specialized CO2 solubility correlations with robust equations of state is essential for accurately calculating enthalpy, which remains the primary metric for energy assessment in geothermal systems. The practical application of these methods was validated by comparing empirical, semi-empirical correlations with high-fidelity commercial fluid and reservoir simulators.

The results indicate that semi-empirical correlation, including those based on various equation of state frameworks beyond the Peng-Robinson model to accurately capture the impacts of dissolved salts and gases, provide reliable data for geothermal engineering. A detailed assessment of the impact of dissolved CO2 on both compressed and saturated liquid enthalpy revealed a significant thermodynamic trade-off. While increased CO2 concentrations initially enhance the aqueous enthalpy at reservoir conditions by delivering higher wellhead pressures, they simultaneously trigger greater temperature losses due to the J-T effect. On the other hand, higher CO2 concentrations also lead to elevated saturation pressures, causing the flashing process to occur at greater depths. This shift results in a significantly steeper enthalpy loss curve as pressure declines.

The integration of these thermodynamic models into front-end engineering design ensures the accurate utilization of mitigation technologies. Implementing closed-loop surface completions and managing wellhead pressures are vital strategies for maintaining high enthalpy at plant inlet points and maximizing the energy recovery from CO2-rich hydrothermal resources.

References

Akin, S., Orucu, Y., & Fridriksson, T. (2020). Characterizing the Declining CO2 Emissions from Turkish Geothermal Power Plants.

Alkan, H., Babadagli, T., & Satman, A. (1995). The prediction of the PVT/phase behaviour of the geothermal fluid mixtures. In *Proceedings of the World Geothermal Congress* (pp. 1659–1665). International Geothermal Association.

Allan, M., & Mroczek, E. (2019). Wellbore Simulation to Model Calcite Deposition on the Ngatamariki Geothermal Field, NZ. *Proceedings, 41st New Zealand Geothermal Workshop*.

Bonafin, M., & Manente, G. M. (2019). Design of a Geothermal ORC Power Plant with CO2 Reinjection. *Proceedings World Geothermal Congress 2020*.

Chiodini, G., & Frondini, F. (2021). The Carbon Dioxide Emission as Indicator of the Geothermal Heat Flow: Review of Local and Regional Applications with a Special Focus on Italy. *Energies*, *14*(16), 5069.

Dittman, G. L. (1977). *Calculation of brine properties* (UCID-17406). Lawrence Livermore Laboratory.

Duan, Z., & Sun, R. (2003). An improved model calculating CO2 solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar. *Chemical Geology, 193*(3–4), 257–271. https://doi.org/10.1016/S0009-2541(02)00263-2

Ellis, A. J., & Golding, R. M. (1963). The solubility of carbon dioxide above 100 degrees C in water and in sodium chloride solutions. *American Journal of Science, 261*(1), 47–60.

Haizlip, J. R., & Tureyen, O. I. (2012). The Impact of High Noncondensible Gas Concentrations on Well Performance Kizildere Geothermal Reservoir, Turkey. *PROCEEDINGS, Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Herzberger, D., & Stober, I. (2010). The Geothermal Power Plant Bruchsal. *PROCEEDINGS, Thirty-Fifth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Kaya, E., Zarrouk, S., & O'Sullivan, M. (2018). Reinjection of CO2-water mixture into Wairakei-Tauhara geothermal system. *Geothermics*, *71*, 239–247.

Manente, G. M., Bonafin, M., & G., A. L. G. (2019). A Novel Layout for Geothermal Flash Steam Power Plants with NCG Reinjection. *Proceedings World Geothermal Congress 2020*.

Morales-Arredondo, J. I., Barcelo-Quintal, I., & Portugal-Mendoza, E. (2017). Groundwater Chemistry and Overpressure Evidences in Cerro Prieto Geothermal Field. *Geofluids*, *2017*, 1–14.

Peng, D.-Y., & Robinson, D. B. (1976). A new two-constant equation of state. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 15*(1), 59–64. https://doi.org/10.1021/i160057a011

Sanjuan, B., Millot, R., Innocent, C., Dezayes, C., Scheiber, J., & Brach, M. (2016). Major geochemical characteristics of geothermal brines from the Upper Rhine Graben granitic basement with constraints on temperature and circulation. *Chemical Geology*

OMV Geothermal Field Lab - enabling live fluid testing for long term flow assurance, materials performance and injectivity predictions.

J. Badstoeber[1], D. Steineder[2]
[1]OMV Energy, Gänserndorf, Austria, [2]OMV Energy, TECH Center & Lab, Vienna, Austria

This field case study presents the current status of OMV's efforts in live fluid testing for making long-term prediction on scaling, material suitability and injectivity of geothermal waters under operating conditions. OMV has designed and constructed a conditioning and fluid handling system that allows its specialized test assemblies to perform tests without altering geothermal water composition. First practical experience testing waters up to 120°C fluid temperatures are presented. As practical example of how specialized test assemblies can predict injectivity performance over time, the characterization of permeability decline and the build-up of an external filter cake due to the presence of solids is highlighted on use cases involving geothermal water and produced water re-injection from oil fields

Feasibility of CO2-Based Geothermal Systems for District Heating in Shallow Reservoir

[1]Yunus Emrecan Bolat, [1]Bettina Jenei, [2]Serkan Kulaksiz, [1]Leonhard Ganzer, [3]Uwe Balasus-Lange, [3]Heinrich Junker
[1]Clauthal University of Technology, Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal-Zellerfeld, Germany
[2]Rock Fluid Dynamics (RFD)
[3]Norddeutsche.Erdwärme.Gewinnungsgesellschaft (NDEWG)

Abstract

CO_2-based geothermal systems offer a dual benefit of heat extraction and subsurface carbon storage, yet their feasibility in shallow reservoirs for district heating remains largely unexplored. This study evaluates CO_2 as a heat carrier fluid in a shallow sandstone reservoir at 1300 m depth through three-dimensional compositional reservoir simulation. Energy extraction efficiency, production and thermo-hydraulic behaviour are assessed under realistic conditions, with a sensitivity analysis on flow rate, porosity, and permeability. Results demonstrate that viable heat extraction is achievable under optimized operating conditions, with the thermosiphon effect enabling self-sustained CO_2 circulation. This work extends the CO_2-based geothermal concept beyond its conventional deep, power-generation-oriented application into shallow district heating settings.

Introduction

Conventional geothermal systems predominantly rely on water as a working fluid due to its proven thermodynamic performance and widespread use as the industry standard. However, increasing concerns related to water scarcity, along with the need to integrate energy production with carbon management strategies, have motivated the exploration of alternative energy approaches. In this context, interest in using carbon dioxide (CO_2) for geothermal applications has been growing in recent years, as it shows strong potential as an alternative working fluid.

Compared to water, CO_2 exhibits several advantageous thermophysical properties that influence subsurface flow and heat extraction. Its lower viscosity enhances injectivity and mobility within porous media, while its higher compressibility and expansivity affect pressure and temperature evolution during circulation [1]. In addition, CO_2 density is strongly dependent on temperature and pressure, which leads to significant density variations in between cold injected and heated produced fluid. This behaviour enables density-driven circulation, commonly referred to as thermosiphon effect, which can reduce or even eliminate the need for active pumping under favorable conditions [2]. Furthermore, while CO_2 has a lower specific heat capacity than water on a mass basis, its high mobility can lead to more efficient heat sweep at the reservoir scale, particularly in high-permeability formations, potentially outperforming brine-based systems in certain geological settings [3].

Beyond its role as a heat carrier, CO_2-based geothermal systems offer the additional benefit of subsurface carbon storage. Injected CO_2 can be partially retained within the reservoir through mechanisms such as structural, residual, and solubility trapping, as well as long-term mineral trapping via geochemical reactions with the host rock [4]. This allows for simultaneous energy production and long-term carbon sequestration. This dual benefit aligns well with Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) strategies, making CO_2-based geothermal systems an attractive option for integrated energy and climate solutions.

Current approaches to CO_2-based geothermal systems can be classified into three categories. CO_2-Enhanced Geothermal Systems (CO_2-EGS) involve the injection of CO_2 into

deep, hot, fractured formations, where artificial pathways are created to enhance fluid circulation and heat extraction [5]. CO_2 Plume Geothermal (CPG) systems, in contrast, utilize naturally permeable formations such as saline aquifers or depleted hydrocarbon reservoirs, where CO_2 can be circulated without hydraulic stimulation [6]. The natural permeability of these reservoirs allows CO_2 to extract heat efficiently while simultaneously enabling subsurface storage. Additionally, closed-loop CO_2 systems circulate CO_2 in a sealed, engineered loop of wells and pipes, thus eliminating dependence on reservoir permeability and preventing CO_2 migration into surrounding formations [7]. Together, these approaches demonstrate that CO_2 can be used in different types of geothermal systems—from deep reservoirs that require stimulation, to relatively shallow naturally permeable formations, and fully engineered closed-loop setups.

Despite these advantages, several challenges remain in assessing the feasibility of CO_2-based geothermal systems, particularly in shallow reservoirs. Compared to deep geothermal systems, shallow formations are characterized by lower geothermal gradients, which can limit achievable heat extraction and reduce overall system efficiency. Furthermore, the interaction between CO_2 and brine introduces complex multiphase flow behavior, where relative permeability, capillary effects, and gravity segregation control fluid distribution and mobility [8]. These processes directly impact CO_2 plume migration, thermal breakthrough, and production performance. In addition, heat losses during production that is mainly driven by CO_2 expansion (Joule-Thomson (JT) cooling) and heat transfer to the surroundings may further reduce the effective heat delivery to the surface. Such effects are expected to be particularly critical in shallow systems, where the available temperature is limited. The pressure and temperature of CO_2 decrease as it rises through the production well. Because CO_2 behaves more like a gas than water, this primarily lowers its temperature, allowing higher wellhead pressures but reducing wellhead temperatures [9]. Consequently, a detailed understanding of subsurface thermo-hydraulic processes is essential for evaluating the viability of CO_2 -based geothermal applications in these environments.

In this study, a three-dimensional compositional reservoir simulation model is developed to investigate CO_2 circulation in a shallow saline sandstone reservoir under geothermal conditions. The model captures coupled mass and heat transport processes, including multiphase flow effects and temperature-dependent fluid properties. The focus of the analysis is placed on subsurface flow dynamics, thermal evolution, and production behaviour on density-driven flow mechanisms and their influence on system performance. The results aim to provide insights into the feasibility and limitations of CO_2-based geothermal systems for district heating applications in shallow sedimentary formations.

Methodology

A three-dimensional geological model was developed to represent realistic conditions. The model is based on geological and petrophysical data obtained from the NDEWG database, including well logs, formation horizons, and core measurements. The target formation corresponds to the Wealden formation, located at an approximate depth of 1300 m, with a thickness ranging between 15 and 40 m. Porosity distributions were derived from well log data, while permeability was estimated using a porosity–permeability correlation established from available core measurements. Initial reservoir pressure was defined assuming hydrostatic conditions. The average reservoir temperature of the Wealden formation is set to approximately 70°C [10]. The formation is assumed to be fully saturated with brine prior to CO_2 injection, with a salinity of 197 000 ppm. The model grid consists of approximately 1.4 million cells covering a lateral extent of 12.5 × 11 km. Cell spacing is refined near the wells to capture local flow and heat transfer dynamics, while coarser spacing is applied away from the wells to reduce computational cost. The reservoir is bounded by impermeable caprock and bedrock layers above and below, while lateral pressure support is provided by a connected aquifer that maintains natural formation pressures and allows fluid exchange. The

well configuration consists of a single vertical injection well and a vertical production well forming a doublet system, with a spacing of 750 m. Heat exchange with surrounding formations is represented using conductive boundary conditions.

Table 1. Numerical model parameters for the cases

Model Parameter/Condition	
Number of grid cells	≈1.4 million total
Numerical grid configuration	3D, refined around wells
Well spacing	750
Well orientation	Vertical doublet
Boundary conditions (top/bottom)	Impermeable caprock/bedrock
Boundary conditions (lateral)	Connected aquifer allowing pressure support and fluid exchange
Initial conditions	Hydrostatic pressure, average 70°C, fully brine-saturated formation

The system is modeled as a two-stage process. In the first stage, CO_2 is injected into the formation over a period of two years to displace the formation brine and establish a CO_2-rich plume around the injection well. The injection conditions are defined such that CO_2 enters the reservoir in a supercritical state. Once the CO_2 plume is created, the second stage is initialized by producing the heated CO_2 from the production well and recirculating it back into the reservoir. A fixed circulation rate is applied, subject to a minimum tubing head pressure limit of 75 bar on the production, to maintain a balanced flow while ensuring the fluid remains in a supercritical state. Any co-produced brine is assumed to be separated at the surface prior to reinjection of the cooled CO_2. The separated brine may be reinjected into the formation away from the CO_2 plume, providing an additional means of controlling reservoir pressure distribution. Simulations were conducted for a total of 21 years, consisting of an initial 2-year injection-only phase followed by a 19-year circulation period. A 21-year operational timespan (2020-2041) was selected for evaluating reservoir heat depletion, as this duration typically represents the minimum acceptable life for a CO_2 geothermal project from both an economic and investment perspective [11].

Table 2. Reservoir physical parameters

Reservoir parameter/condition	
Average depth, D(m)	1300
Average horizontal permeability kx (m²)	2.2×10^{-13}, locally reaching up to $\approx 5.0 \times 10^{-13}$
Average Vertical permeability, kz (m²)	2.2×10^{-14}, locally reaching $\approx 5.0 \times 10^{-14}$
Thermal conductivity (W/m/°C)	2.7
Thickness (m)	15-40
Initial temperature, T (°C)	70
Average Porosity	0.2
Rock specific heat (J/kg/°C)	670
Rock grain density (kg/m³)	2650
Reservoir extent (km)	12.5 x 11
Formation brine NaCl saturation (ppm)	197 000
Residual brine saturation	0.4
Residual CO_2 saturation	0.1

Results and Discussions

The base case of 1.5×10^6 sm³/day (≈1 Mt/y) constant injection and production was selected as it represents a balanced operating condition between injectivity and reservoir pressure response. It also provides a suitable reference case for evaluating reservoir performance

under varying flow rates and determining the maximum sustainable injectivity. A tubing head pressure of 75 bar was controlled at the production well to maintain CO_2 in a supercritical state throughout all simulation runs. The injected CO_2 temperature was set to approximately 34.5°C, exceeding the supercritical temperature of CO_2 (31.1 °C), while the pressure remains above the critical pressure (73.8 bar) at the bottom-hole. In the first stage, a fixed two-year injection-only period was applied to create a CO_2 plume within the reservoir. A sensitivity analysis was then conducted on key parameters, including CO_2 circulation rate, porosity, permeability, in order to assess their impact on production behaviour, thermal breakthrough, and pressure evolution. A fracture pressure gradient of 0.018 MPa/m was assumed for the formation [12], resulting in an estimated fracture pressure of approximately 234 bar at a depth of 1300 m. To ensure safe operation, injection pressures were limited to 85% of this value (≈200 bar), thus avoiding the risk of formation fracturing during CO_2 injection. Within this constraint, the maximum allowable injection rate was investigated for flow rates ranging from 1.0 to 2.5 × 10^6 sm^3/day (≈0.75 Mt/y to ≈1.68 Mt/y).

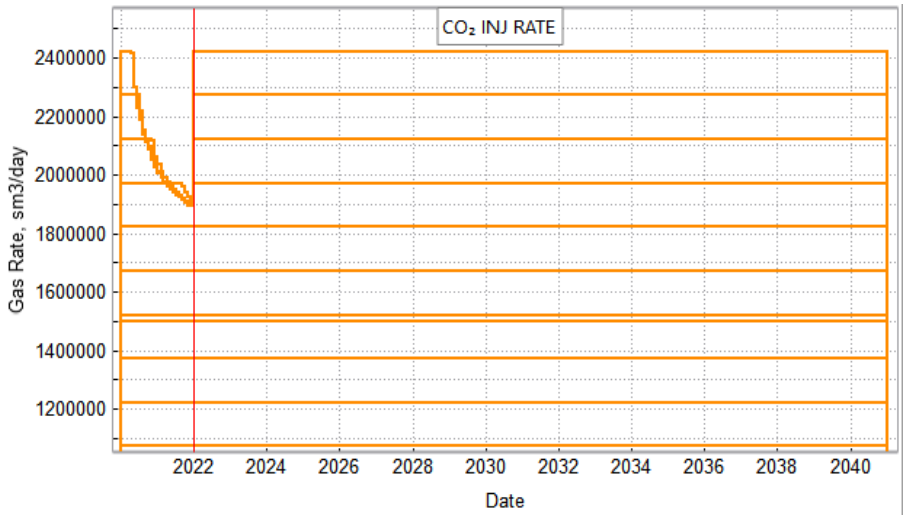


Figure 1. 10 simulation runs ranging from 1.0 to 2.5 × 10^6 sm^3/day. Orange lines represent constant flow rates across 21 years. Red vertical line represents the separation of injection and circulation stages

Figure 1 represents the constant flow rates across ten simulation scenarios. The results indicate that the maximum sustainable injection rate without exceeding the fracture pressure constraint is 1.825 × 10^6 sm^3/day (≈1.23 Mt/y). Higher flow rates fail to maintain a constant injection as the injection bottom-hole pressure (BHP) reaches the 200 bar safety limit. When circulation starts, the production well stabilizes reservoir pressures below the fracture limit. Higher flow rates during CO_2 circulation were not considered in this study to simplify the results and outputs, although operational strategies for CO_2 circulation can be further optimized/increased and implemented in future work.

For the base case, during the 2-year injection phase, CO_2 displaces the formation brine and forms a supercritical plume around the injection well. The lateral extent of the plume is primarily controlled by the injected CO_2 volume, reservoir permeability, and anisotropy, reaching approximately 1–1.1 km from the injection well by the end of the injection-only period (Figure 2). In addition, the significant density contrast between supercritical CO_2 and the formation brine creates buoyancy-driven migration (gravity override), resulting in preferential spreading of the plume along the reservoir–caprock interface, consistent with observations reported in the literature [2].

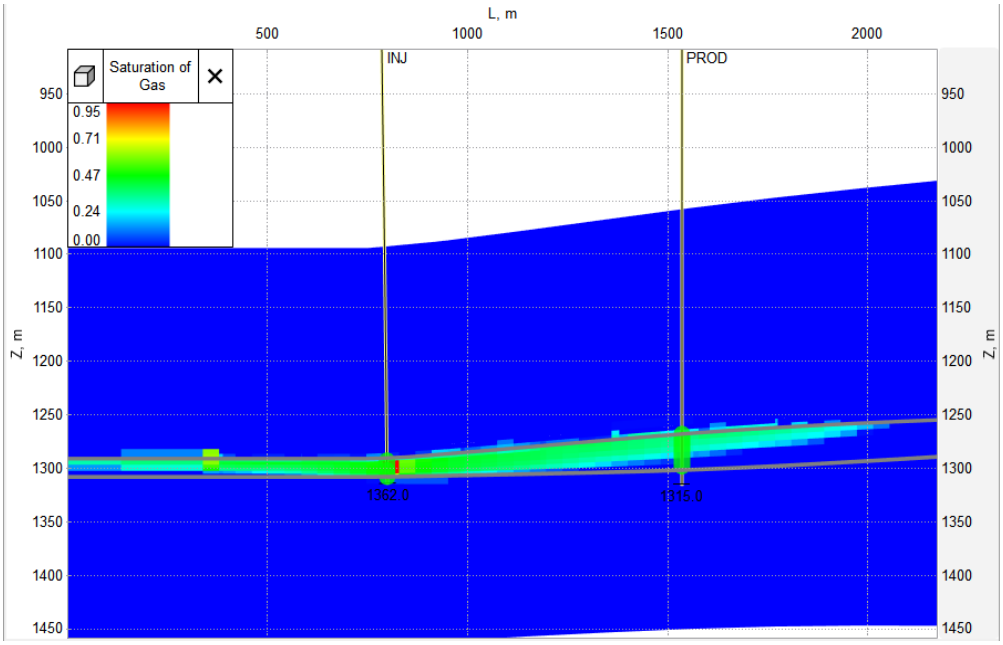


Figure 2. Cross-sectional migration of the CO_2 plume end of the 2-year injection period

The simulated plume extent exceeds the ≈800 m migration distance typically reported in the literature for similar injected masses [11]. This enhanced propagation is primarily due to the relatively high permeability of the Wealden formation (locally reaching 3.0×10^{-13} to 5.0×10^{-13} m²), which enhances lateral flow, as well as buoyancy-driven migration resulting from the density contrast between supercritical CO_2 and brine. Therefore, CO_2 accumulates beneath the caprock, forming a laterally extensive plume. With the starting of the CO_2 circulation, the heated CO_2 is extracted from the production well and reinjected into the reservoir after heat extraction. Temperature profiles within the formation indicate that heat is efficiently transferred from the surrounding brine and rock matrix to the circulating CO_2. Over the 19-year circulation period, the reservoir experiences localized thermal drawdown along the injection-production well path (Figure 3).

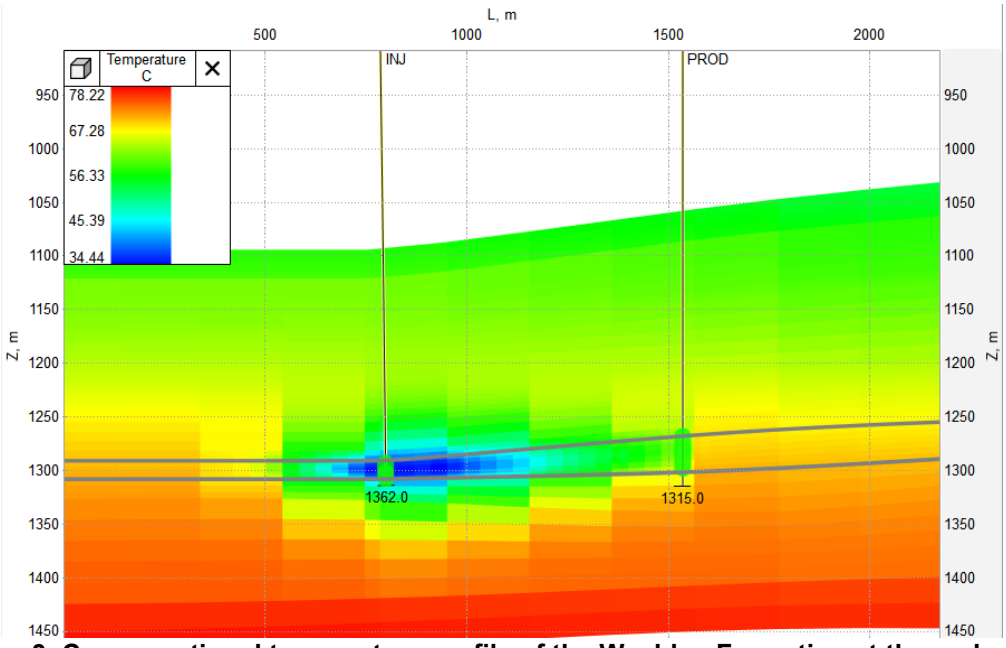


Figure 3. Cross-sectional temperature profile of the Wealden Formation at the end of the circulation, the development of the thermal cooling front between the injection (INJ) and production (PROD) wells

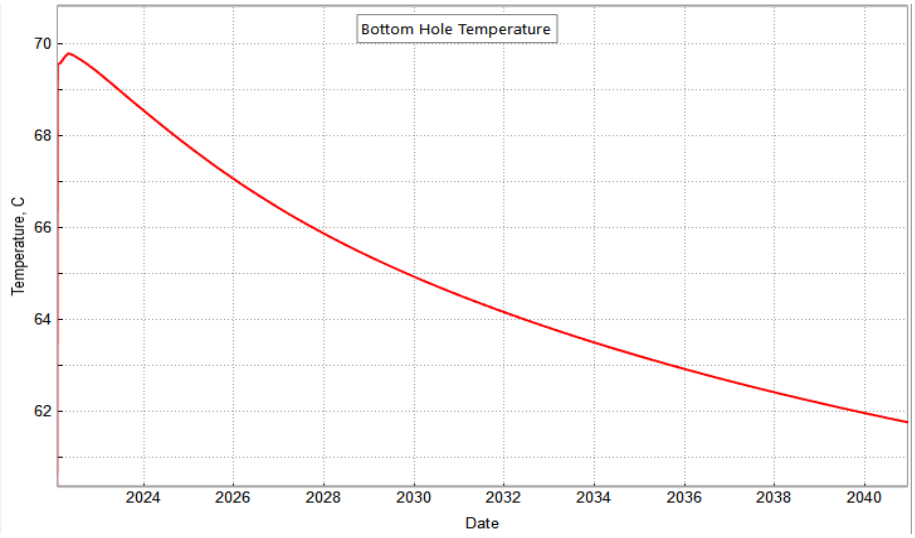


Figure 4. Evolution of the production Bottom-Hole Temperature (BHT) over the 19-year circulation period

Thermal performance and temperature decline were evaluated by monitoring the Bottom-Hole Temperature (BHT) at the production well. A slight initial increase in BHT is observed at the onset of production, caused by early production of formation fluids from the near-well region, which remain at the initial reservoir temperature of 70°C prior to the arrival of the colder injected CO_2 front. Over a 19-year of circulation period, starting from the initial reservoir temperature of 70°C, a gradual temperature decline is observed as the cold injection front moves across between wells. By the end of the circulation period, the BHT drops to 61.7°C, corresponding to a total decline of 8.3°C.

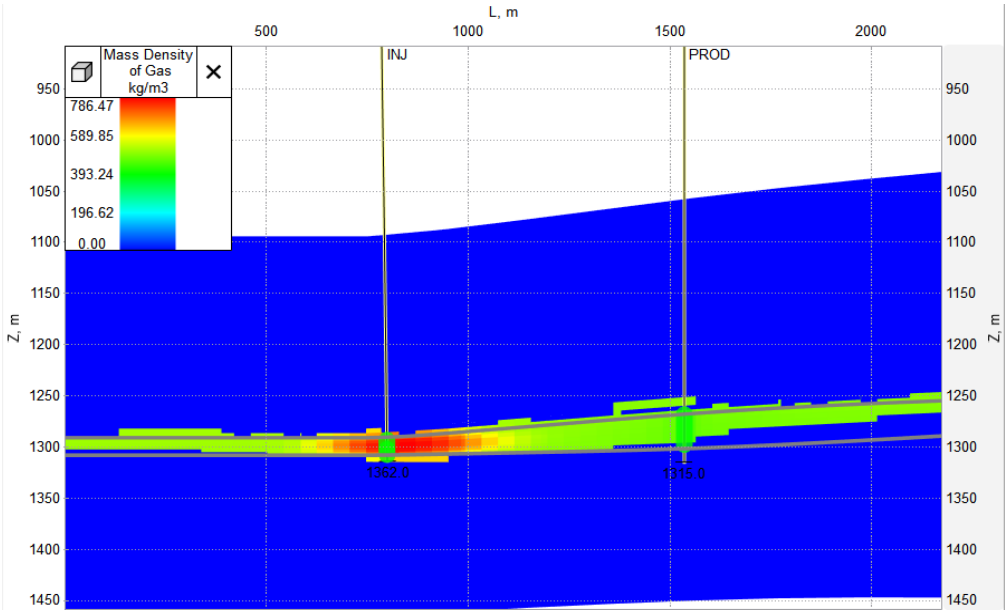


Figure 5. Cross-sectional CO_2 mass density profile during circulation

Figure 5 provides evidence of the buoyancy-driven thermosiphon effect. The injected CO_2 enters the formation as a high-density fluid, forming a red–orange zone near the injector with densities ranging from 700 to 780 kg/m³. As the supercritical CO_2 migrates toward the producer, it absorbs thermal energy from the reservoir, causing a substantial density reduction. Near the production well, the fluid density decreases to approximately 350–400 kg/m³. This nearly 50 % reduction confirms the presence of a density-driven force that establishes the thermosiphon effect within the system. The resulting density variation generates a natural pressure gradient that drives upward flow of heated CO_2 and downward

movement of the cooler injected CO_2 [2].

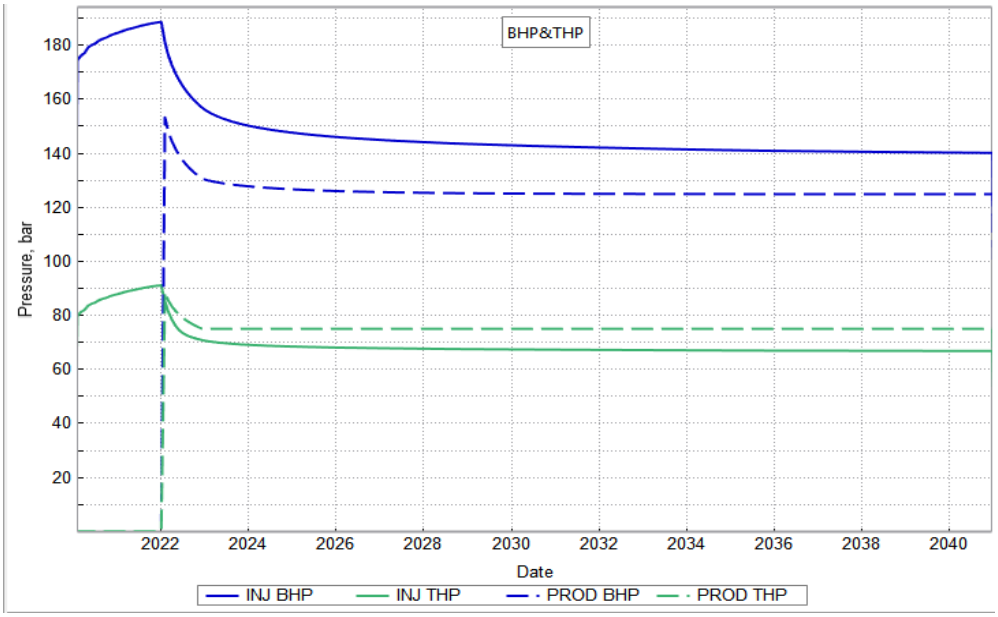


Figure 6 Evolution of bottom-hole (BHP) and tubing-head (THP) pressures during the 21-year project life.

The base case simulation demonstrates the transition between the 2-year injection and the 19-year CO_2 circulation period (Figure 6). During the injection period (2020–2022), the injection (BHP) reaches a peak of 189 bar, corresponding to a tubing head pressure (THP) of 91 bar. This pressure increase is necessary to displace the formation brine. Once CO_2 circulation begins, the system enters a stabilization phase: the injection BHP declines from its peak and stabilizes at approximately 141 bar, while the production BHP declines and stabilizes at 125 bar. Throughout the 19-year circulation period, the system maintains a consistent pressure differential. The THP profiles further demonstrate operational performance: the production THP is held constant at 75 bar to ensure supercritical CO_2 conditions, while the required injection THP stabilizes around 67 bar. This creates an 8 bar surface pressure surplus, which serves as the driving head generated by the thermosiphon. This surplus is sufficient to sustain self circulation, eliminating the need for parasitic pumping power and enhancing the system's Coefficient of Performance (COP).

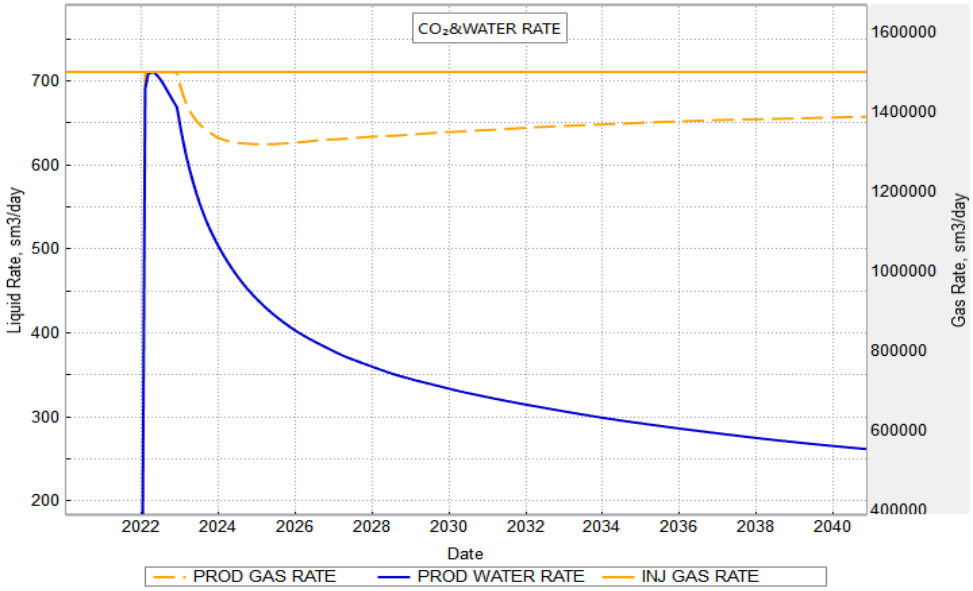


Figure 7. Injection-Production profiles for CO_2 and brine during the 19-year circulation period

The injection rate is maintained at a constant 1.5 × 10⁶ sm³/day (≈1 Mt/y) throughout the 21-year simulation period. During the initial stage of circulation (2022), the target production rate is maintained for approximately one year before declining to a minimum of 1.32 × 10⁶ sm³/day (≈0.89 Mt/y). This decline is due to localized pressure depletion, THP constraint and multiphase flow interference, as high-density brine restricts CO_2 relative permeability. Additionally, a long-term flow rate recovery (rebound) is observed after 3 years of circulation. This results in a production profile characterized by one year of constant flow, followed by two years of transient decline, and a subsequent long-term rebound, as shown in figure 7. This recovery is driven by the strengthening of the thermosiphon effect as the production wellbore reaches equilibrium with the reservoir, and the decline on brine production. In addition to CO_2 production, brine production is observed, creating a multiphase flow regime that influences the produced CO_2 mass fraction. Initial brine production increases and peaks at 709 sm³/day which has a mass fraction of ≈0.23, then decreases over the circulation period to a 260 sm³/day (≈0.1 mass fraction). The produced CO_2 mass fraction can be seen in figure 8.

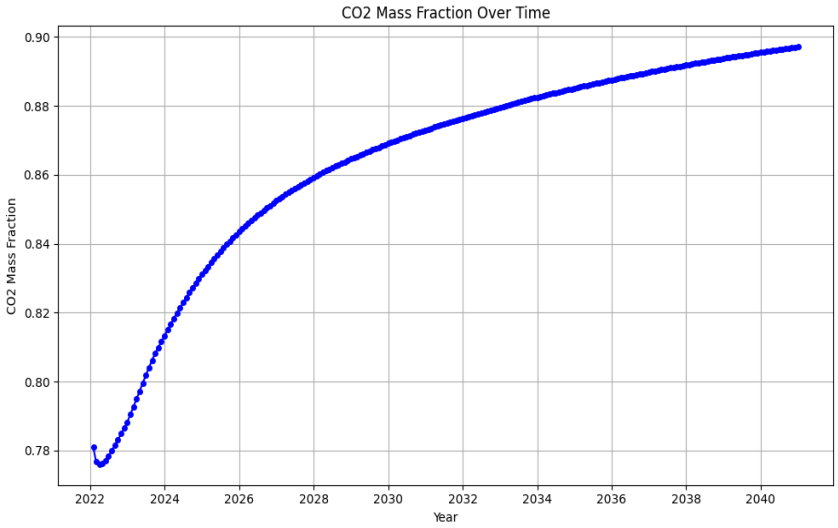


Figure 8. Evolution of the produced CO_2 mass fraction over 21-year project life

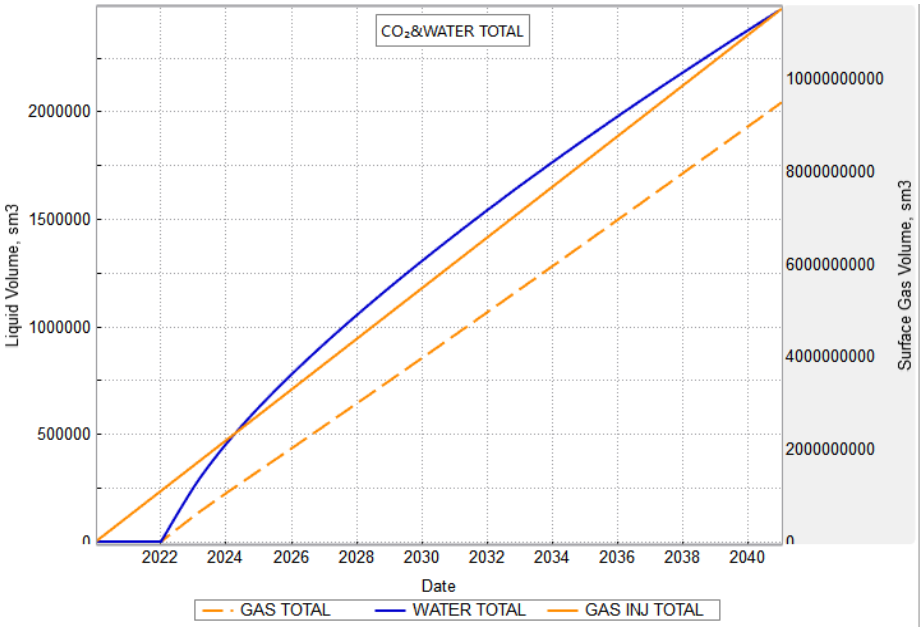


Figure 9. Cumulative CO_2 injection, production, and brine prodcution over the 21-year project life

The cumulative results over the 21-year project period (Figure 9) represent both thermal energy extraction and CO_2 storage. During the 2-year injection phase, approximately 1.1 × 10^9 sm^3 (≈2.03 Mt) of CO_2 is injected to establish the plume, followed by a 19-year circulation phase resulting in a total cumulative injection of 11.5 × 10^9 sm^3 (≈21.18 Mt). On the production side, the system achieves a cumulative production of 9.48 × 10^9 sm^3 (~17.46 Mt). The difference between injected and produced volumes corresponds to a net storage of approximately 2.02 × 10^9 sm^3 (≈3.72 Mt), indicating that about 17.6% of the injected CO_2 remains stored within the reservoir, and it may be trapped through trapping mechanisms if not produced back. Cumulative brine production reaches approximately 2.48 × 10^6 sm^3. Although the water–gas ratio remains relatively low, the cumulative brine production shows the importance of separating brine from the CO_2 stream before reinjection. The separated brine may be reinjected away from the CO_2 plume to control reservoir pressure and flow distribution while avoiding surface disposal requirements. If brine is not removed, it may accumulate near the injection well due to its lower mobility, leading to increased local pressures [13]. This can reduce injectivity and pose risks such as formation damage, induced fracturing, or potential CO_2 leakage.

Sensitivity Study

A sensitivity study was conducted on key reservoir parameters and flow rate to evaluate system performance. Each parameter was varied independently. The investigated parameters include flow rate, porosity, and permeability, in order to assess their impact on production behaviour and heat depletion.

Flow Rate

The flow rate was varied between 1 × 10^6 and 2.5 × 10^6 sm^3/day (≈0.67–1.68 Mt/year). The 2 year injection period was not constrained by fracture pressure, as it can be optimized to establish the CO_2 plume, after which the injection rate may be gradually increased once pressure balance is achieved during the circulation phase.

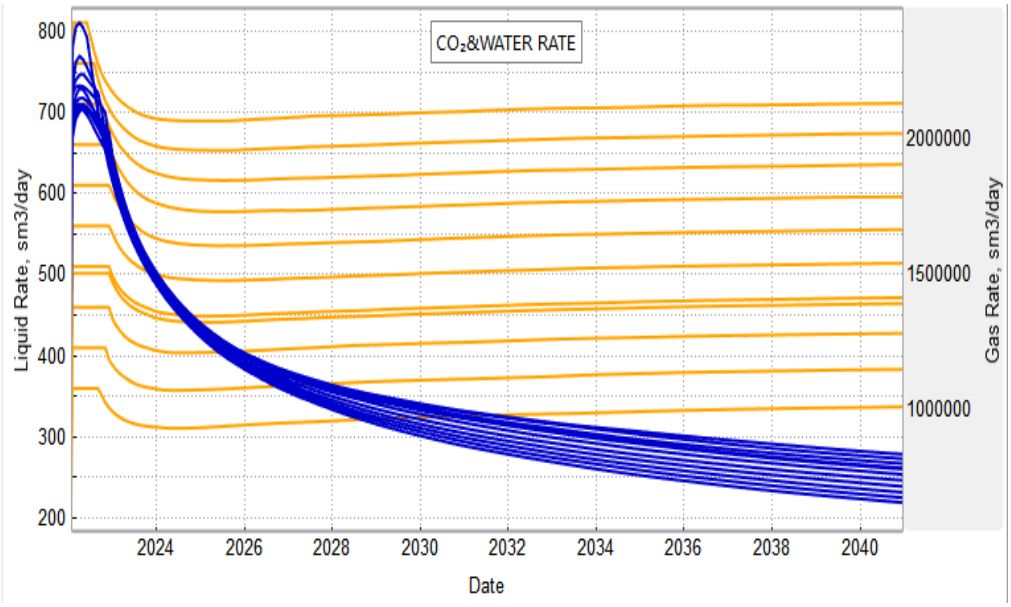


Figure 10. Sensitivity analysis of CO_2 (orange) and brine (blue) production rates over the 19-year circulation period. The vertical ranking of the curves remains consistent between both fluid phases, where the uppermost to lowest lines in each set correspond to identical simulation cases (e.g., high to low rates).

As the production rate increases, Figure 10 shows that brine production also increases; however, it is observed that brine production is relatively insensitive to changes in flow rate.

In contrast, increasing the CO_2 flow rate significantly increases the CO_2 mass fraction, as demonstrated in Figure 11.

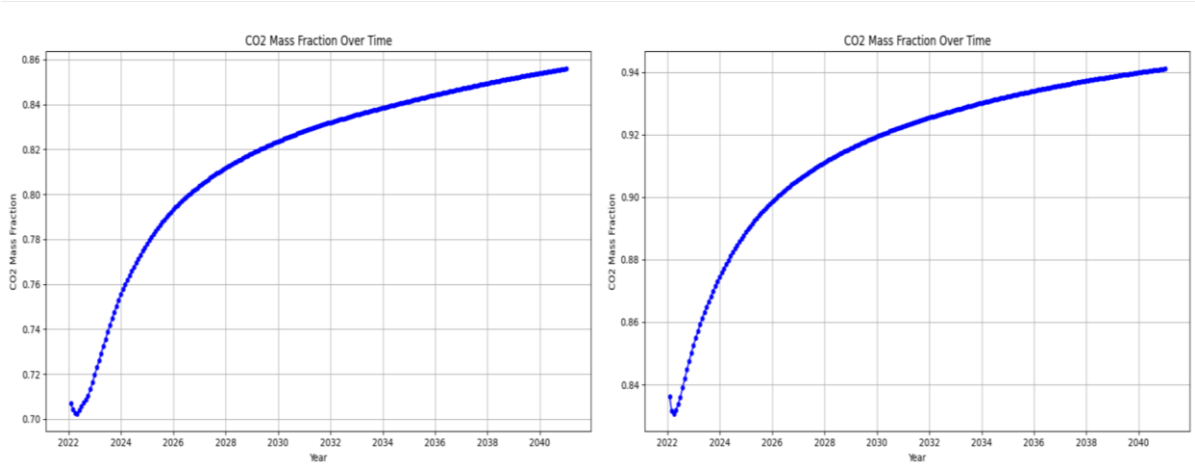


Figure 11. Comparison of produced CO_2 mass fraction for the lowest (1.0 × 10⁶ sm³/day, left) and highest (2.5 × 10⁶ sm³/day, right) circulation rates.

For thermal depletion, it is observed that increasing the flow rate leads to a greater decline in BHT over time. Since there is a limited allowable temperature drop at the production well to maintain supercritical conditions (relative to produced temperature) of the produced CO_2, the optimum flow rate with respect to thermal breakthrough should be analyzed in detail.

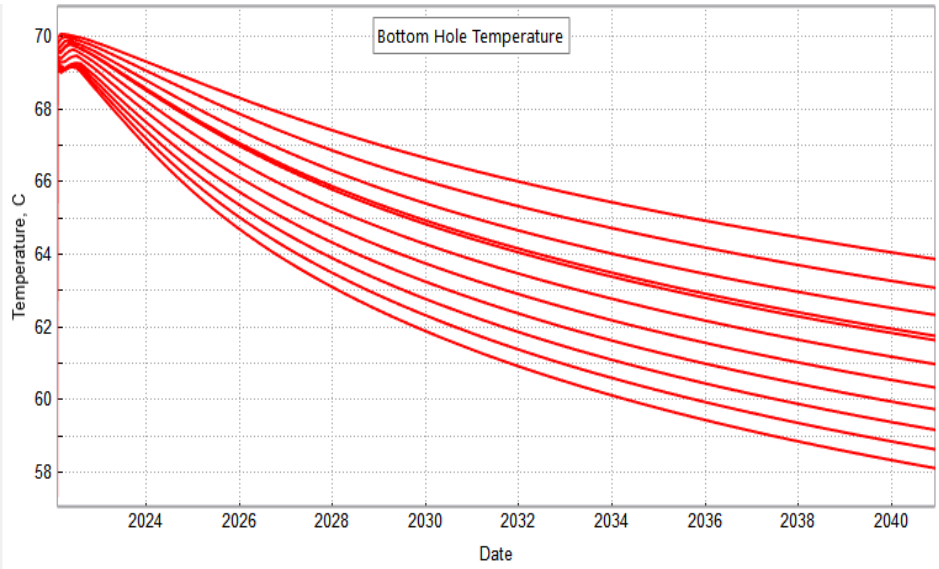


Figure 12. Sensitivity of production bottom hole temperature. Uppermost curves represent the lower circulation rates

From Figure 12, it is observed that the highest circulation rate (2.5 × 10⁶ sm³/day, ≈1.68 Mt/year) results in the lowest BHT of 58 °C at the end of the circulation period, whereas the lowest circulation rate (1.0 × 10⁶ sm³/day, ≈0.67 Mt/year) maintains the highest temperature of 64 °C. Thermal depletion and BHT are particularly important in shallow reservoirs, where initial temperature and overall heat extraction potential are relatively low. It is required that the produced CO_2 temperature does not fall below 31.1 °C; if this threshold is reached, the operation should be terminated since it will not be efficient anymore.

Porosity

An average porosity of 0.2 was varied using a multiplier range of 0.5 to 1.5. During the CO_2 injection phase, lower porosity acts as a volumetric constraint, causing the injection BHP to

reach its operational limit more rapidly. Conversely, higher porosity provides a larger pore volume that allowing improved injectivity. In terms of production behaviour, porosity significantly influences multiphase flow (Figure 13). Lower porosity leads to faster CO_2 plume development and reduced brine presence in the near-well region, resulting in lower formation brine production and higher CO_2 mass fractions. In contrast, higher porosity results in greater brine production and delays CO_2 plume development. As porosity increases, the expanded pore volume delays plume development and enhances brine retention within the reservoir.

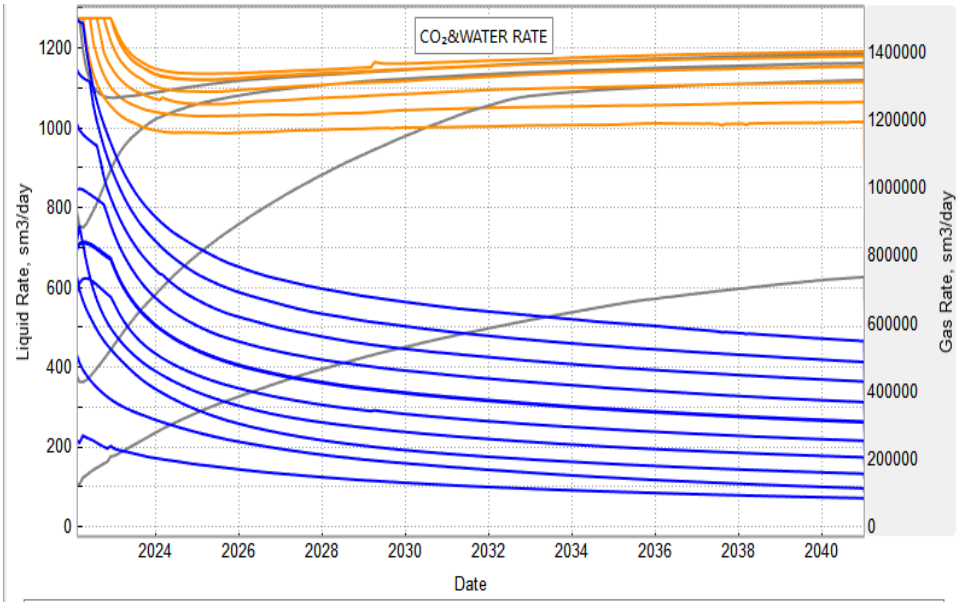


Figure 13. Sensitivity of CO_2 (orange) and brine (blue) production rates to variations in reservoir porosity. There is an inverse relationship: as porosity increases, production rates decrease due to delayed plume development, while brine production increases due to the larger volume of formation fluid being displaced. Grey CO_2 lines indicate lowest porosities where they reached fracture pressure limit thus lower production rate

Additionally, lower porosity multipliers (below ≈0.75) lead to reduced production. Below this range, limited pore volume causes rapid pressure buildup and restricts injectivity, resulting in a smaller CO_2 plume and reduced connectivity between the wells. Consequently, an optimal porosity range exists in which both injectivity and production performance are maximized. In contrary, higher porosity cases exhibit lower CO_2 mass fractions over time due to increased brine presence within the reservoir.

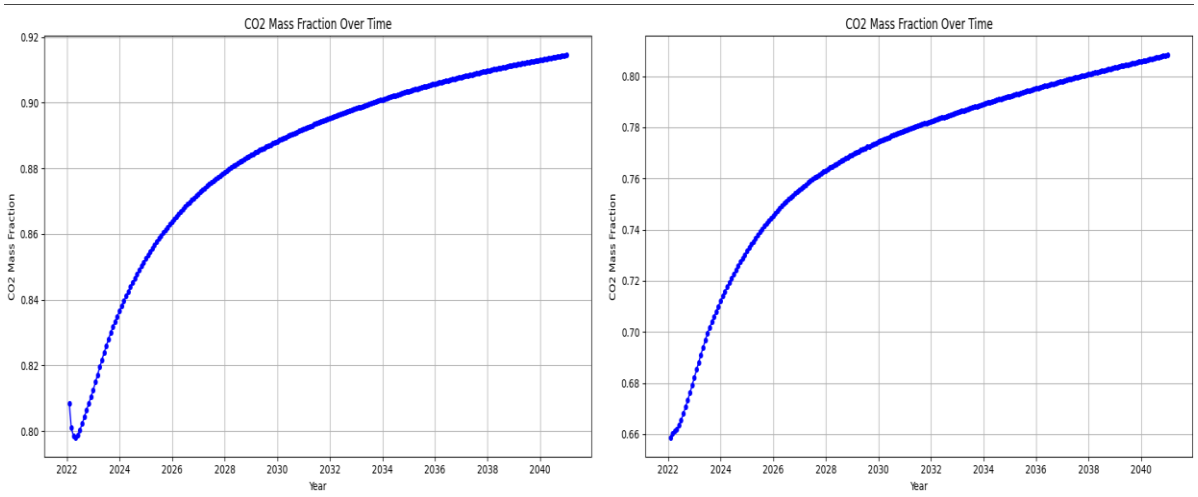


Figure 14. Comparison of produced CO_2 mass fraction for the (porosity 0.75 multiplier, left) and (porosity 1.5 multiplier, right).

It is also observed that BHTs range between 61.2 and 61.9 °C. This small variation indicates that temperature is relatively insensitive to porosity over the project lifetime. However, porosity multipliers below 0.75 result in higher bottom-hole temperatures, as CO_2 production rates are relatively lower in these cases.

Permeability

Permeability was varied using a multiplier range from 0.1 to 2.5 while maintaining an anisotropy ratio of k_x/k_z = 10. As permeability increases from the lowest case, CO_2 production rates initially rise up to the case where 0.8 permeability multiplier due to enhanced fluid mobility and faster plume development. Brine production also increases, as higher permeability allows higher brine flow and enhances multiphase mobility within the reservoir. Beyond that case, further increase in permeability results in a slight decline in CO_2 production, while brine production continues to increase. This behaviour is related to buoyancy-driven flow, where CO_2 preferentially accumulates as a thin layer beneath the caprock, reducing effective contact between the CO_2-rich zone and the vertical production well. As a result, brine production increases and CO_2 production efficiency decreases. This points to the importance of well configuration. In high-permeability formations, a horizontal production well placed below the caprock would improve well–plume contact and enhance CO_2 production performance while reducing brine production.

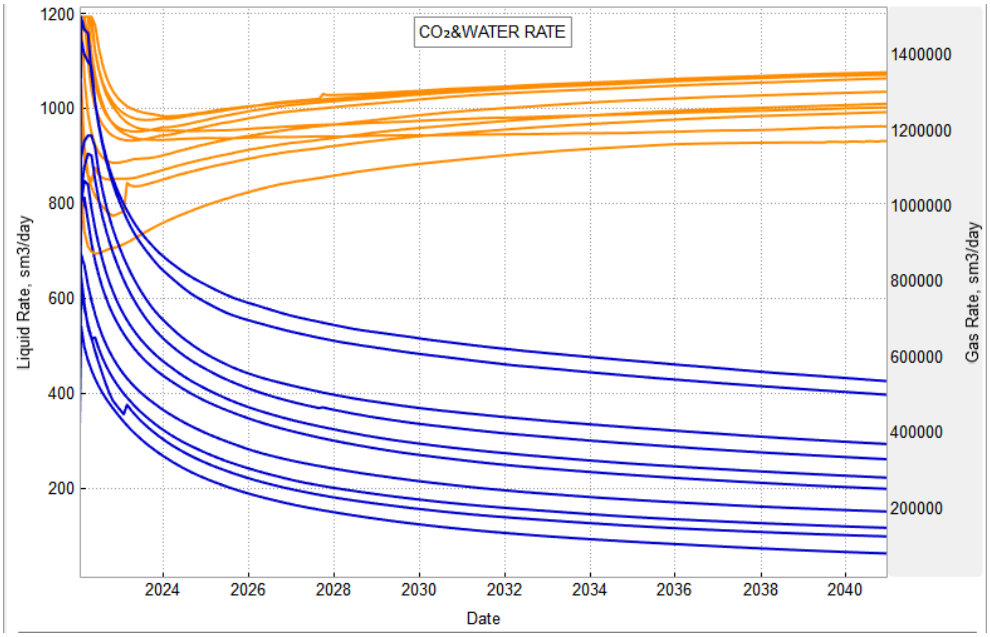


Figure 15. Sensitivity of CO_2 (orange) and brine (blue) production rates to variations in permeability. The vertical order of the curves follows an order, for brine (blue), the uppermost lines represent the highest permeability cases. However, for CO_2 (orange), the uppermost curves correspond to the 0.8 multiplier case base case; beyond this threshold, higher permeability leads to a slight downward shift in production due to bypass of the production interval, while brine rates continue to increase as the uppermost profiles

Furthermore, for the BHTs (figure 16), lower reservoir permeabilities resulted in lower BHT values. This is primarily due to the reduced CO_2 circulation rates in lower-permeability scenarios, which limit the efficiency of the thermal sweep and heat recovery from the reservoir matrix.

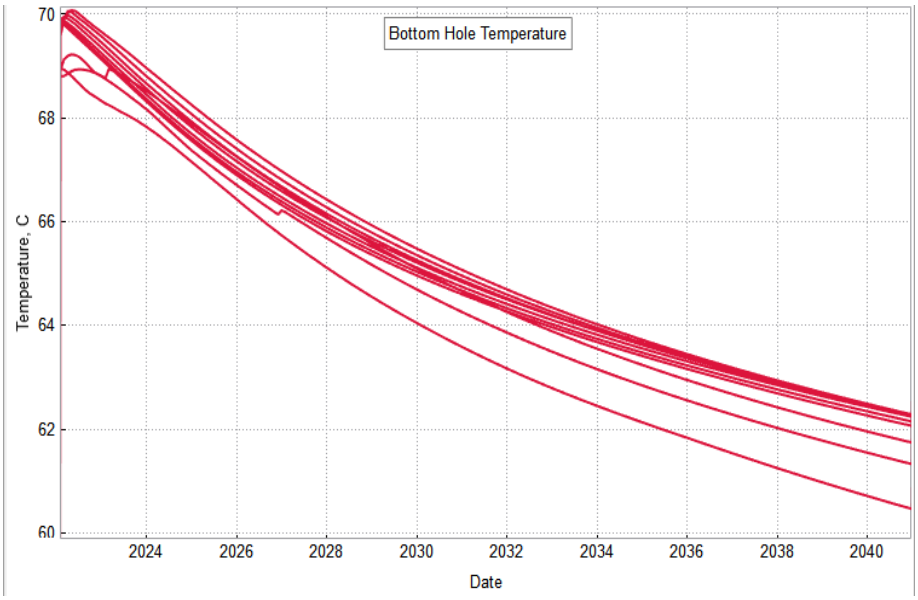


Figure 16. Sensitivity of production bottom hole temperature. Uppermost curves represent the higher permeabilities

Conclusions

Numerical simulations were conducted to study the performance of the CO_2-based geothermal vertical doublet for district heating in a shallow reservoir. Sensitivity analysis has been applied on flow rate, porosity and permeability. By utilizing a three-dimensional compositional reservoir model, the following results are determined:

- The results confirm the establishment of the thermosiphon. The density variation between the cold injected CO_2 and produced heated CO_2 generates a natural pressure surplus. This thermosiphon effect is sufficient to drive the circulation process, and potentially eliminating the need for parasitic pumping and increasing the system's Coefficient of Performance (COP).
- Over a 21-year project lifespan, the system demonstrates a sustainable thermal profile. While a gradual thermal drawdown was observed at the production well, further wellbore thermodynamic modelling are required to confirm that the produced CO_2 remains above the critical threshold of 31.1°C at the wellhead.
- The system effectively functions as a combined energy production and carbon storage system. The initial injection period establishes a CO_2 plume that serves as the working fluid for the subsequent 19-year circulation period.
- Higher flow rates increase the total thermal output but accelerate thermal drawdown. For the studied formation at 1300 m, an optimized flow rate is essential to maintain the produced fluid above 31.1°C, ensuring the stability of the system. The maximum sustainable injection rate was identified as 1.825×10^6 sm³/day (≈1.23 Mt/year), limited by the fracture pressure of approximately 200 bar.
- Porosity strongly affects multiphase flow and production behavior. Lower porosity accelerates CO_2 plume development and reduces brine production, increasing CO_2 mass fractions, while higher porosity delays plume development, and leading to greater brine production.
- Permeability influences CO_2 and brine production. Increasing permeability initially enhances CO_2 production and fluid mobility, but at relatively high permeability, buoyancy-driven flow reduces CO_2 recovery while increasing brine production. Optimal production performance depends on well placement, with horizontal wells expected to improve CO_2 contact in high-permeability reservoirs.

Simulation results indicate that shallow CO_2-based geothermal systems can contribute to district heating when integrated with appropriate surface facilities. Future work should focus

on wellbore thermodynamic modelling to get wellhead temperatures, designing proper surface facilities to supply required heat to a district heating network, optimizing the operational strategies to have increased flow rate on the circulation period to maximize heat delivery, and analyzing the efficiency of horizontal well configuration beneath the caprock that might significantly increase produced CO_2 mass fraction.

References

[1] Pruess, K., Geothermics, 35, 351, (2006)
[2] Adams, B. M., Kuehn, T. H., Bielicki, J. M., Randolph, J. B., Saar, M. O., Energy, 69, 409, (2014)
[3] Randolph, J. B., Saar, M. O., Geophysical Research Letters, 38, L10401, (2011)
[4] Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., Mathiassen, O. M., International Journal of Greenhouse Gas Control, 1, 430, (2007)
[5] Wu, Y., Li, P., Geothermal Energy, 8, 19, (2020)
[6] Randolph, J. B., Saar, M. O., Energy Procedia, 4, 2206, (2011)
[7] Hu, Z., Xu, T., Feng, B., Yuan, Y., Li, F., Feng, G., Jiang, Z., Renewable Energy, 154, 351, (2020)
[8] Jeong, G. S., Ki, S., Lee, D. S., Jang, I., Sustainability, 13, 1543, (2021)
[9] Schifflechner, C., Wieland, C., Spliethoff, H., Journal of Thermal Science, 31, 1266, (2022)
[10] Suilmann, J., Tischner, T., Graf, T., Grundwasser, 30, 3, (2025)
[11] Garapati, N., Randolph, J. B., Saar, M. O., Geothermics, 55, 182, (2015)
[12] Moeck, I., Schandelmeier, H., Holl, H. G., International Journal of Earth Sciences, 98, 1643, (2009)
[13] Buscheck, T. A., Bielicki, J. M., Randolph, J. B., Chen, M., Hao, Y., Edmunds, T. A., Adams, B., Sun, Y., 39th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, 39, 1, (2014)

Research on Effectiveness of New Demulsifier Formulas Used in Oil and Gas Industry

Michał Korzec, PhD
Brenntag

ABSTRACT

The work focuses on selecting more environmentally friendly, non-toxic solutions to replace more standard, toxic agents.

First, research objectives were defined. The first objective was to prove that environmentally friendly, non-toxic demulsifiers can effectively separate water from oil in a water-oil emulsion. The second objective examined the freezing point of various solvent mixtures, as the freezing point is one of the critical factors of a ready-to-use chemical agent. Three research hypotheses were also formulated, among them:

1. It is possible to effectively separate water from crude oil during oil exploitation using non-toxic demulsifiers.

2. Non-toxic demulsifiers can effectively reduce the salinity of crude oil.

3. The analysed active substances do not negatively affect the corrosion of steel in pipelines.

The demulsification mechanism was described as the removal of the emulsifier layer from the oil-water interface, facilitating the process of flocculation and coalescence of water. Research methods of measurement of demulsifiers' efficiency were also described.

The properties and physical parameters of fifteen non-toxic solvents and thirteen non-toxic active substances were listed. Ten solvent mixtures were analysed at different component concentrations, and the freezing points of these mixtures were determined. The impact of demulsifiers on interfacial tension and the corrosion of carbon steel was also checked.

It was shown that samples E, F, J, and K most effectively reduced interfacial tension (below 5 mN·m-1 at a dose of 20 ppm). Block diagrams and Tukey's analysis were plotted for interfacial tension test results. This analysis was also performed for corrosion testing – in this case, it was shown that samples I and J provided the best protection against corrosion (above 70%), while only sample C provided average negative protection, being the only one of the analysed samples.

Basing on application and laboratory studies of demulsifiers it was shown that among the eleven tested oil samples, substances B and K were most frequently selected (7 positive cases). Substances H and I were effective in 55% (6 out of 11 cases). Only once was substance J shown to be effective.

Basing on above, bottle tests of demulsifiers were conducted on oil mines. It was shown that the most effective agents contained substances B and D. Two products containing substance D (polyimine derivative) were included in the company's portfolio.

The biodegradability test was performed according to OECD 301 F standard.

1. INTRODUCTION

During the process of crude oil production from an oil-bearing reservoir via production tubing, a fluid reaches the surface that is typically a water–oil emulsion, most commonly of the water-in-oil (W/O) type. This emulsion is naturally stabilized by indigenous emulsifying agents - high-molecular-weight hydrocarbons such as resins, asphaltenes, and naphthenates - which possess polar structures.

Following production, an important stage is fluid treatment. The aqueous phase must be removed from the emulsion, which is achieved using demulsifiers - agents that adsorb at the water–oil interface, thereby displacing natural emulsifiers. They destabilize the emulsion and promote the coalescence of water droplets, allowing water to separate from the mixture. Hydrocarbon-soluble demulsifiers subsequently migrate into the hydrocarbon phase, whereas water-soluble demulsifiers (significantly less common in industrial practice) partition into the aqueous phase. In the vast majority of refineries, the incoming crude oil must contain no more than 0.5% water, as higher values may negatively affect refining processes. The standard dosage of demulsifier used during oil production may vary considerably. According to the author’s industrial experience, the lowest applied dosages are approximately 20 ppm relative to the hydrocarbon phase, while the highest may reach 250 ppm.

Demulsifiers are also used in refinery installations, particularly in the crude oil desalting process. In simplified terms, a demulsifier is added to crude oil delivered from oilfields, after which the oil is washed with demineralized water in order to mix this water with the residual formation water present in the crude oil (typically 4–10% water relative to the oil volume). Inorganic salts disperse throughout the aqueous phase, thereby reducing their concentration in the crude oil (it should be noted that inorganic salts dissolve exclusively in the aqueous phase). Consequently, smaller quantities of inorganic salts precipitate during downstream refining processes. In this case, the demulsifier prevents the formation of stable emulsions during mixing of crude oil with demineralized water. Demulsifier dosages used in crude oil desalting may reach 100 ppm (Vafajoo et al., 2012).

Another application where demulsifiers are used involves waste oils. This term encompasses various types of industrial hydrocarbon fractions requiring management or disposal. Waste oils may contain different lubricants, oils, crude oil itself, and often water that must be separated. Sometimes the term is also used - although not entirely correctly - for aged crude oil stored in tanks for many years or even decades, which must eventually be processed or removed, often due to tank decommissioning. In such cases, demulsifiers are also applied. Industrial practice indicates that dosages may vary widely - from several hundred ppm up to approximately 1%, depending largely on the type of oil and the stability of the emulsion, which in such systems is often difficult to estimate.

Currently, the dominant active substances on the market are aldehyde–phenolic resins, as well as block copolymers of ethylene oxide and propylene oxide (EO/PO). The main solvents used are often hazardous substances, including alcohols such as methanol, or aromatic hydrocarbons such as xylene, toluene, or heavier polyaromatic fractions. The resins themselves frequently exhibit a high potential for bioaccumulation and may in some cases also demonstrate carcinogenic properties. Toxic amine compounds are also commonly employed. As a result, both industrial practice and publicly available sources readily reveal demulsifier

formulations that are toxic to humans as well as aquatic organisms. Moreover, the transport and storage of such substances are subject to strict national and international regulations.

The present research focuses on identifying the most environmentally friendly and non-toxic demulsifiers that can be successfully implemented in industrial practice. The influence of the analysed demulsifiers on pipeline corrosion is also investigated. In the context of selecting an appropriate demulsifier, the choice of a suitable solvent base is equally important. For this purpose, freezing-point diagrams of mixtures of non-toxic solvents were developed.

In the experimental phase of the study, the first step was to investigate the influence of individual solvents on freezing point, since lower freezing temperatures facilitate transportation and storage of the product. Subsequently, active substances were selected, and their influence on the interfacial tension between a synthetic hydrocarbon mixture and demineralized water was examined. The results of these studies were subjected to statistical analysis. A similar statistical analysis was performed following experiments on the influence of demulsifiers on pipeline corrosion, using the linear polarization resistance (LPR) method.

These investigations constituted a preliminary stage for testing the active substances on crude oil samples obtained from 11 different locations. The following parameters were examined:

- the amount of separated water as a function of time,
- the water content in crude oil after separation,
- the salinity of crude oil after separation,
- the hydrocarbon content in water after separation.

These studies also served as a basis for tests conducted at production installations during the author’s professional duties. Previously studied active substances were evaluated with respect to water separation over time and residual water content in crude oil after separation.

Based on the implementation tests, final product formulations - mixtures developed as a result of this doctoral work - were described and subsequently introduced into commercial application. For these products, biodegradation studies were also performed.

2. MATERIALS AND METHODS

At the initial stage, freezing point measurements were carried out for mixtures of selected solvents. A properly formulated demulsifier should exhibit a sufficiently low freezing point in order to facilitate transportation and storage from a logistical perspective. To determine the freezing point of solvent mixtures, an MPP 5Gs apparatus was used, operating in accordance with the standards EN 23015, ISO 3016, ASTM D2500, and ASTM D97.

In order to properly select a demulsifier and evaluate its influence on crude oil quality (water content in crude oil after separation) as well as water quality (hydrocarbon content in the separated water), the following types of analyses were performed:

- demulsifier bottle tests,
- determination of water content in crude oil after separation using centrifuge – used centrifuge was Clinispin Horizon 755 VES,

- determination of hydrocarbon content in water after separation using a UV–Vis spectrophotometer – UV-Vis Hach Lange,
- determination of salinity in crude oil after separation using a salt meter – Stanhope SETA Crude Oil Analyser according to ASTM D3230,
- measurement of the interfacial tension between synthetic crude oil and demineralized water, which allows evaluation of the tendency of demulsifiers to alter the interfacial tension between the oil and water phases during the production process – using K20 tensiometer,
- assessment of the corrosivity of the applied demulsifiers (this test is optional and relatively rarely performed in industrial practice for this type of chemical product) – using LPR (*Linear Polarization Resistance*) cell,
- biodegradation testing of the final formulations – according to OECD 301 F.

Each test required appropriate preparation. The person conducting the experiments must wear suitable personal protective equipment (PPE), including a protective coverall or laboratory coat, safety goggles, laboratory gloves, and appropriate laboratory footwear.

The following subsections describe the methodology and the selection of materials required for the laboratory investigations.

2.1. Demulsifier bottle test

A very important element of the demulsifier bottle test is conducting a proper preliminary interview with the personnel operating the given installation. It is necessary to collect information regarding the process temperature, oil retention (settling) time in the separator, water content in crude oil, and the dosage of the demulsifier currently applied (if such dosing is implemented). Another crucial factor is, as mentioned earlier, working with the freshest possible crude oil sample.

The crude oil sample is heated to the temperature used at the installation (typically approximately 40–60 °C). The heated crude oil is then poured into bottles with a capacity of 100 cm³, with 80 cm³ of sample placed in each bottle. The bottles are subsequently placed in a water bath that has been previously heated to the operating temperature corresponding to the installation.

Next, an appropriate amount of demulsifier is dosed using an automatic pipette or syringe, calculated relative to the hydrocarbon phase content. The samples are manually mixed for two minutes and then returned to the water bath. The results are recorded at specified time intervals. For example, the volume of separated water may be measured after 5, 15, 30, 60, and 120 minutes of retention time. In industrial practice, measurements are often concluded after 60 minutes of testing.

In addition to recording the volume of separated water (in cm³), it is also recommended to note information concerning the interface quality and the clarity of the separated water, which may be classified as clear, moderate, or dirty. The phase boundary may be described as smooth, rough, ragged, or containing a persistent oil–water emulsion layer between the aqueous and oil phases.

It is recommended to plot a separation-versus-retention-time curve in order to determine the time required for maximum water separation from crude oil when using a given demulsifier. The bottle test may be repeated; however, it should be noted that the same sample may exhibit different properties several hours or days later due to the aging phenomenon of crude oil.

2.2. Determination of water content using centrifuge

To determine the water content in crude oil, an appropriate amount of crude oil is collected from the upper part of the sample and mixed with an equal volume of a solvent (typically xylene or toluene). The prepared samples are then placed in a centrifuge, and an appropriate program for rotational speed and operating time is set. According to the internal procedure of Brenntag, the centrifuge is operated at 2300 rpm for 8 minutes.

After completion of the test, the samples are removed and the volume of separated water is recorded. The next stage involves adding a specialized, highly concentrated demulsifier in a large dosage, known as a knock-out demulsifier (hereafter “KO”). Its purpose is to separate all remaining water from the sample during the centrifuge test. A large dosage is defined as 2–3 drops of knock-out demulsifier per 10 cm^3 of solution. The samples are mixed again and placed back in the centrifuge, with the program set to the same operating parameters as previously. After the test, the samples are removed once more and the volume of separated water is recorded again.

It is important to compare the amount of water separated in the centrifuge before and after the addition of the knock-out demulsifier. In an ideal situation, no water separates in either test, which indicates that the separated oil phase does not contain entrained (bound) water, or contains only trace amounts. An equal volume of separated water before and after the addition of the demulsifier indicates that water separation using the tested demulsifier is possible, but that other operational parameters (such as temperature, pressure, demulsifier concentration, or retention time) may need to be adjusted.

If the amount of separated water after the addition of the knock-out demulsifier is greater than before its addition, it is assumed that the tested chemical agent is not capable of breaking the emulsion, and it should therefore be excluded from further testing.

2.3. Determination of hydrocarbons in water phase

For a given crude oil sample, a calibration curve of absorbance versus oil concentration in tetrachloroethylene is determined at a selected wavelength. As an example, pure tetrachloroethylene (10 cm^3) is used as the initial reference solution. Subsequently, 10 µL of the crude oil sample is added, the mixture is homogenized, and the absorbance of the solution is measured again. Another 10 µL portion of the oil sample is then added, the measurement is repeated, and this step is performed once more.

Based on these measurements, a calibration curve and its corresponding equation are determined. On the x-axis, the oil content in the sample is plotted, while on the y-axis, the absorbance value at the selected wavelength is presented. According to the Beer–Lambert law, absorbance is directly proportional to the concentration (c) of the absorbing species and the optical path length (l) of the solution.

$$A = kcl$$

Figure 1 - Absorbance value, where:
k – absorption coefficient
c – concentration of the substance in the solution
l – thickness of the absorbing layer (the distance travelled by radiation passing through the solution)

To perform the analysis, a water sample collected from beneath the oil layer is taken (it is important that the sample volume is not less than approximately 10 cm³). Subsequently, 10 cm³ of tetrachloroethylene is added in order to dissolve the hydrocarbon fractions present in the sample. In the next step, the tetrachloroethylene–oil solution is collected from below the water layer and transferred to a dedicated measurement vessel.

The vessel is then placed in a spectrometer, the absorbance value is recorded, and this value is substituted into the y-variable of the previously determined calibration equation. By solving the equation, the corresponding x-value is obtained, which represents the hydrocarbon content in the water sample. The calculated value corresponds to the volume of oil in the sample expressed in µL.

By dividing this value by the volume of the water sample from which hydrocarbons were extracted using tetrachloroethylene, the hydrocarbon content in water is obtained, expressed in $cm^3 \cdot dm^{-3}$ of water (Figure 2).

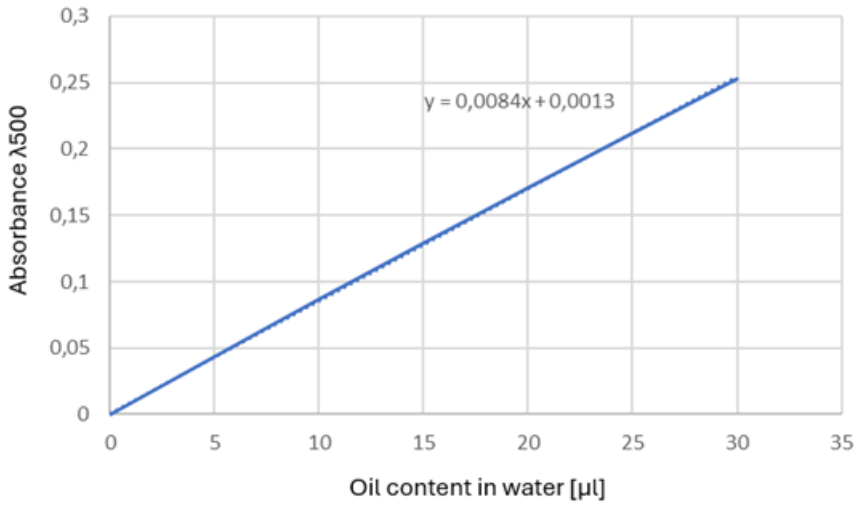


Figure 2 – Correlation of wavelength and oil content in water

2.4. Salinity measurement

The analysis was performed using a Stanhope-SETA Crude Oil Analyser, in accordance with the standards ASTM D3230 and IP 265.

Into a 100 cm³ cylinder, the following components are added sequentially: 15 cm³ of xylene, 10 cm³ of the crude oil sample, and 25 cm³ of xylene (again). The cylinder is then sealed and the sample is vigorously shaken for approximately 1 minute. Subsequently, an alcohol-based solvent (with a composition specified in the procedure) is added in an amount of 50 cm³. The cylinder is closed, the mixture is shaken again for 30 seconds, and then left to stand for two minutes. In the next step, the solution is transferred to a beaker, the electrodes of the salt meter

are immersed in the solution, and the salinity value is recorded once the measurement stabilizes. The procedure is repeated for each sample for which the analysis is required.

2.5. Interfacial tension measurement

The interfacial tension was measured using a Krüss K20 Tensiometer, operating in accordance with ASTM D971. The Wilhelmy plate method was applied during the measurements. The interfacial tension was determined between demineralized water and a mixture of aromatic and aliphatic hydrocarbons, with the composition presented in Table 1.

Table 1 - Composition of the synthetic crude oil

Component	EC No.	Content [%]
Hydrocarbons, C11–C14, n-alkanes, isoalkanes, cyclics, <2% aromatics	926-141-6	50
Hydrocarbons, C10, aromatics, <1% naphthalene	918-811-1	50

The measurement was conducted in accordance with the internal procedure of Brenntag Polska and the above-mentioned ASTM D971 standard. Prior to each measurement series, a reference liquid test must be performed. The results should be recorded and verified to ensure that they fall within the acceptable error range. For interfacial tension measurements, it is recommended to determine the value for the demineralized water–toluene system. The literature value for the water/toluene interfacial tension at 19.85 °C is 36.1 (±1) $mN \cdot m^{-1}$. If the obtained results fall outside this range, the glassware should be cleaned again, the leveling of the apparatus checked, and the test repeated.

Subsequently, the measurement of interfacial tension between synthetic crude oil and demineralized water is performed. Demineralized water was used in order to ensure experimental reproducibility, since tap water may slightly vary in composition and may differ depending on the water source.

For effective measurement of interfacial tension, the light phase (hydrocarbon phase) is first poured into an SV 20 measuring vessel, which is then placed on the lift platform. Next, the “Wilhelmy Plate” program is selected, the lift is raised above the plate level, and the reading is tared. The vessel is then removed, the plate is cleaned according to the procedure, and the plate is mounted again. Approximately one-third of the vessel volume of demineralized water is poured into another vessel, which is then placed on the lift and raised below the level of the plate.

When the plate approaches the liquid surface, the “Surface detect” command is activated. The instrument automatically raises the vessel so that the liquid comes into contact with the edge of the plate. Using the adjustment knob, the liquid level is raised by 3 mm. Subsequently, 35 cm^3 of the light phase (hydrocarbon mixture) is added so that the plate becomes completely immersed in the liquid. After waiting approximately 10 seconds, the liquid level is lowered again by 3 mm. After a further 1 minute, the measurement is initiated.

The device displays 10 measurement results, which should not differ from each other by more than 0.2 $mN \cdot m^{-1}$. The instrument also calculates the average value and the standard deviation. After completing the measurement, the vessel containing the liquid and the Wilhelmy plate are removed. The plate is cleaned by first placing it in a vessel containing acetone, then in demineralized water, and finally heating it with a burner in order to remove any remaining water. The plate should be heated until it becomes red-hot, and then allowed to cool.

The measurement is repeated several times for each sample. In subsequent stages, the procedure is repeated while adding a specified dose of demulsifier to the hydrocarbon phase. In this doctoral research, measurements were conducted for demulsifier doses of 20 ppm, 50 ppm, 80 ppm, 100 ppm, and 150 ppm. After completing the required number of measurements, the average values and their standard deviations are calculated.

2.6. Corrosivity measurement

The corrosivity test is not a standard analysis performed during the selection of a demulsifier. However, in this study it was conducted for two main reasons. The most important of these was to evaluate the impact of the applied chemicals on the potential corrosion of industrial pipelines. This approach not only expands knowledge regarding the influence of demulsifiers on pipeline corrosion, but also makes it possible to observe whether a given substance may enhance the corrosion protection of pipelines.

The second reason was to present this type of analysis as an important diagnostic tool in the selection of chemical products used in industry. Various chemical agents may influence the corrosivity of pipelines, and in industrial practice it is advisable to verify new solutions with respect to this risk in order to avoid unexpected effects during long-term crude oil production using a given chemical formulation.

The corrosion analysis was performed using an LPR (Linear Polarization Resistance) probe, based on the principles of Linear Polarization Resistance, at the Application and Research Centre of Energy Services of Brenntag.

2.7. Biodegradability measurement

Biodegradation testing of the final formulations was conducted for two formulations that were ultimately approved for commercial use and implemented by the company. To determine this parameter, the company applies the OECD 301 F respirometric method.

3. RESEARCH MATERIALS

When selecting solvents, their physical properties as well as their environmental and human health hazards were taken into consideration. The following parameters were evaluated:

- freezing point,
- flash point,
- biodegradation after 28 days (according to Organisation for Economic Co-operation and Development standards),
- octanol/water partition coefficient (Log Pow),
- general hazards according to the CLP classification,
- hazard pictograms indicating the type of risk,
- origin of the substance.

The freezing point and flash point are fundamental parameters used for logistical assessment, storage considerations, safety classification, and the assignment of appropriate hazard pictograms, since solvents are flammable products. For solvents with a flash point above 60 °C, the assignment of an appropriate mandatory hazard pictogram is required.

All the investigated solvents are described in the table below (Table 2).

Table 2 - Used solvents and their basic parameters (source: Safety Data Sheets delivered by Brenntag)

Product	Freezing point [°C]	Flash point [°C]	Biodegradability [28 days]	Log Pow	Origin
Dimethyl esters (DBE)	-55	99	97% (sweet water) 87% (sea water)	1	Byproduct of adipic acid production
2-ethylhexyl alcohol	-89	75	Easily biodegradable	2,12	Synthetic alcohol
Tri(ethylene glycol) ethyl ether	-19	110	92,1% (OECD 301B)	0,6	Synthetic ether
Linseed oil	-19	>250	Easily biodegradable	Not measured	Cold pressing of flax seeds
Castor oil	-10	229	Easily biodegradable	Not measured	Cold pressing of castor seeds
Ethylene glycol butyl ether	-75	67	90% (OECD 301B)	0,83	Synthetic product (ethoxylation of butanol or etherification of butanol 2-chloroethanol)

Ethyl acetate	-83	-4,4	100%	0,73	Reaction of ethyl alcohol with acetic acid in the presence of a catalyst (sulfuric acid)
n-butyl acetate	-90	27	83%	2,3	Esterification of acetic acid with appropriate alcohol, carried out with the participation of acid catalysts
Isopropyl alcohol	-88	12	>70% (10 dnia)	0,05	Acetone hydrogenation
Diethylene glycol butyl ether	-68	105	80–90% (OECD 301C)	Not measured	Ethylene oxide reaction with n-butanol in the presence of a catalyst
Water	0	ND	100%	Not applicable	
Dimethyl sulfoxide	18,5	87	90,4% (OECD 303A, 32 dni)	-1,35	Waste obtained during paper production
Monoethylene glycol	-13	111	90–100%	-1,36	Oxidation of ethylene, followed by hydrolysis of ethylene oxide
Methoxy propyl acetate	-66	45,5	100% (OECD 302B)	1,2	Reaction of ethylene or propylene oxides with alcohol, followed by esterification with acetic acid
Methoxydipropanol	-83	75	76–92%	0,004	Reaction of 1,2-epoxypropane and methanol in the presence of a catalyst

Important note: as of 1 December 2023, the classification of butyl glycol has changed, including a modification of its hazard pictogram (from an exclamation mark to a skull and crossbones). Despite this change, the substance was still included in the study. However, it is recommended to use butyl diglycol as a substitute in formulations.

The active substances were selected in a manner similar to the previously described solvents. During the selection of the chemicals, the following factors were taken into consideration: toxicity, environmental impact, general hazard classification, hazard pictograms, physical parameters (freezing point and flash point), and biodegradation values. Detailed information regarding the active components is presented in the tables (Table 3, Table 4).

Table 3 – Raw materials and their basic parameters (1/2)

Sample	Chemical name	RSN	Molecular weight [Da]	Freezing point [°C]	Flash point [°C]
A	Crosslinked block polymer EO/PO (1)	9	ca. 27 000	-9	> 200
B	Crosslinked block polymer EO/PO (2)	12	ca. 27 000	-10	> 200
C	Polymeric ether	10	ca. 24 000	-2	65
D	Polyimine derivative	11	ca. 10 000	Not measured	> 100
E	Fatty acid esters	5	No data	<-20	> 120
F	Ethoxylated anionic surfactant	8	No data	<-20	> 200
G	EO/PO block copolymer (4)	20	No data	11	95
H	Sorbitol derivative	18	No data	5	95
I	Glycol polyester (1)	9	ca. 13 000	Not measured	>100
J	Glycol polyester (2)	5	ca. 5000	Not measured	>100
K	EO/PO block copolymer (5)	21	ca. 8000	<10	>100
L	EO/PO block copolymer (3)	20	ca. 2950	Not measured	>100
M	Sodium docusate solution	20	ca. 444	<0	>100

Table 4 - Raw materials and their basic parameters (2/2)

Sample	Chemical name	Biodegradability [28 days]	Log Pow
A	Crosslinked block polymer EO/PO (1)	30–70% (OECD 302B)	Not measured
B	Crosslinked block polymer EO/PO (2)	30–70% (OECD 302B)	Not measured
C	Polymeric ether	Not measured	Not measured
D	Polyimine derivative	Not measured	Not measured
E	Fatty acid esters	Not measured	Not measured
F	Ethoxylated anionic surfactant	Not measured	> 5
G	EO/PO block copolymer (4)	Easily biodegradable	Not measured
H	Sorbitol derivative	Partially biodegradable	Not measured
I	Glycol polyester (1)	Partially biodegradable	Not measured
J	Glycol polyester (2)	Partially biodegradable	Not measured
K	EO/PO block copolymer (5)	Not measured	Not measured
L	EO/PO block copolymer (3)	10–30% (OECD 302B)	Not measured
M	Sodium docusate solution	>90% (OECD 310)	Not measured

4. RESULTS

A series of measurements was conducted in order to select demulsifiers that ensure the highest possible degree of separation within the shortest possible time. The research included:

- measurement of freezing points of solvent mixtures to evaluate their effectiveness in lowering the freezing point of final formulations,
- measurement of interfacial tension after the addition of various agents at multiple dosages, along with determination of relationships between different substances and their respective dosages,
- assessment of the effect of demulsifiers on steel corrosion and identification of statistical relationships,
- demulsifier bottle tests,
- determination of salinity in crude oil samples after separation,
- determination of hydrocarbon content in water after separation.

In addition, the environmentally friendly solutions listed below were evaluated using demulsifier bottle tests for selected oil production sites.

4.1. Freezing point measurements of solvent mixtures

The freezing point of solvent mixtures was determined using an MPP 5Gs apparatus. Each sample was tested three times in order to obtain the most accurate possible determination of the freezing point. Due to the measurement step of 3 °C, slight variations in the final values could occur. Therefore, the highest recorded value was selected. The results for the most promising solvent mixtures are presented below.

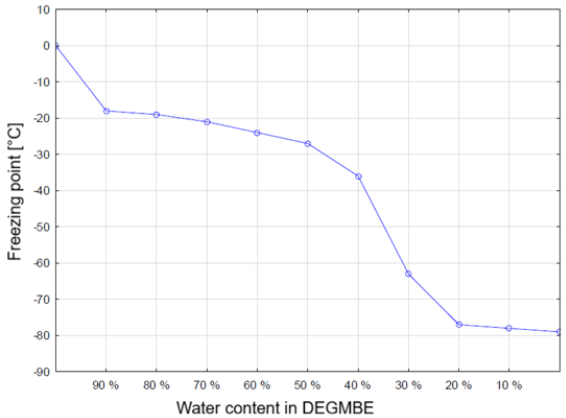


Figure 3 - Freezing point of mixtures of water and DEGMBE

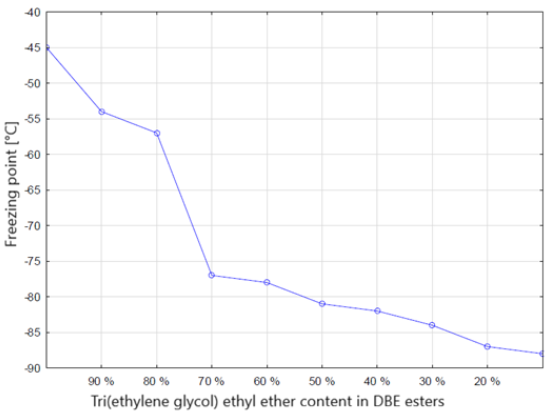


Figure 4 - Freezing point of mixtures of tri(ethylene glycol) ethyl ether and DBE esters

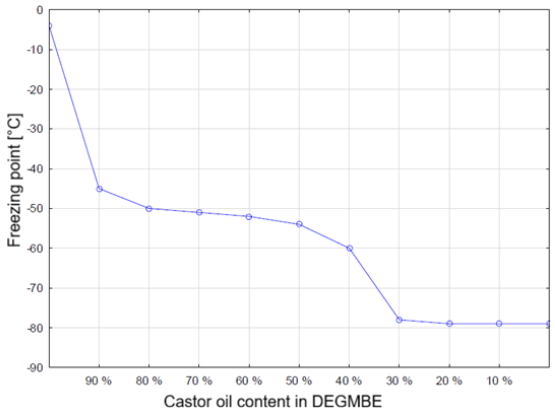


Figure 5 - Freezing point of mixtures of castor oil and DEGMBE

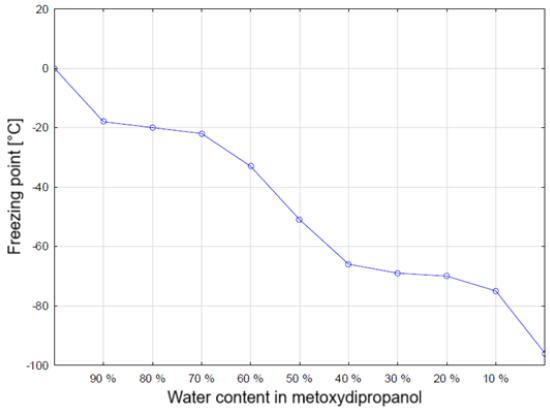


Figure 6 - Freezing point of mixtures of water and methoxydipropanol

4.2. Demulsifiers' impact on interfacial tension

Interfacial tension is a specific type of surface tension, measured at the boundary between two thermodynamic phases, i.e., at the interface of two immiscible liquids. In the cases analyzed in this study, the interfacial tension was measured between synthetic crude oil (Table 1) and demineralized water. The hydrocarbon phase contained from 0 ppm (no additive) up to 150 ppm of the active substance used as a demulsifier. Demulsifiers act to reduce interfacial tension. The results are presented in the table below (Table 5) as well as in figures including statistical analysis. The unit of interfacial tension is $mN \cdot m^{-1}$.

Table 5 - Average values of IFT in different dosages of demulsifiers

Sample	Demulsifiers' dosage					
	0 ppm	20 ppm	50 ppm	80 ppm	100 ppm	150 ppm
A	32,02	14,78	10,30	7,88	6,88	6,36
B	32,02	8,84	8,74	4,92	5,20	3,24
C	32,02	7,40	5,90	4,32	3,64	1,88
D	32,02	7,96	2,80	2,20	1,88	1,36
E	32,02	1,86	1,32	0,88	1,00	0,62
F	32,02	4,82	2,22	1,74	1,54	1,12
G	32,02	14,34	13,66	12,48	11,54	10,58
H	32,02	11,66	2,78	2,18	0,96	1,14
I	32,02	6,82	1,70	1,04	1,20	0,84
J	32,02	4,12	1,24	0,56	0,52	0,60
K	32,02	4,32	2,14	2,10	1,78	1,58
L	32,02	11,54	9,32	9,62	10,50	8,82
M	32,02	19,50	20,16	18,46	16,84	14,00

Subsequently, a statistical analysis of the results was performed and presented using a boxplot. This is a statistical tool used to analyse the dispersion and distribution shape of data. It has numerous applications, including statistical data analysis and the comparison of variable distributions. A box plot consists of a rectangle (the box), coordinate axes, and so-called whiskers, which represent the distance between the box and the minimum and maximum

values. It is considered a minimalist representation, as it conveys only five key pieces of information; however, despite its simplicity, it provides substantial insight into the dataset.

To construct a box plot, the following values are typically required: the first quartile (Q1), third quartile (Q3), median, as well as the minimum and maximum values. These parameters allow for the assessment of data dispersion and the relative position of the median within the dataset. The length of the box represents the interquartile range (IQR), which contains 50% of the central observations. The box is divided by a horizontal line indicating the median, which separates the interquartile range into two regions, each containing 25% of the observations. The whiskers extend from the box to the most extreme values within the ranges (Q1 − 1.5 × IQR; Q1) and (Q3; Q3 + 1.5 × IQR). The lower range contains 25% of the observations below the first quartile, while the upper range contains 25% of the observations above the third quartile.

Analysis of the plot:

- position – represented by the entire box plot (minimum and maximum values),
- dispersion – the longer the plot, the more dispersed the data, indicating a wider range of values; dispersion is also reflected by long whiskers, which may indicate the presence of extreme observations significantly distant from the box,
- shape – if the plot appears symmetrical with respect to the median line, the distribution of the analyzed variable can be considered symmetrical; if the box is unevenly divided and/or the whiskers differ in length, asymmetry is present (left- or right-skewed, depending on the relative position of the minimum and maximum values with respect to the median),
- application – box plots allow for the definition of data dispersion, present the distribution of ordered values, facilitate the identification of distribution skewness, and support statistical analysis and data interpretation; they are particularly useful for comparing distributions of two or more variables.

Black dots located above or below the boxes represent data points excluded from analysis due to measurement error. Such errors may result from human factors - operation of the tensiometer requires high precision, and even slight deviations may lead to significant differences in results. Similarly, fluid movement within the vessel may also affect the measurements, although this is often visible in the series of 10 results displayed by the instrument. In such cases, it is recommended to wait until the liquid stabilizes and repeat the measurement. The results are presented in the figures below (Figure 7 – Figure 11).

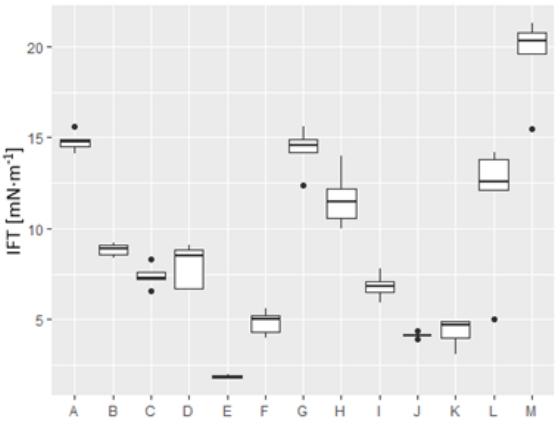


Figure 7 - IFT measurements in 20 ppm dosages

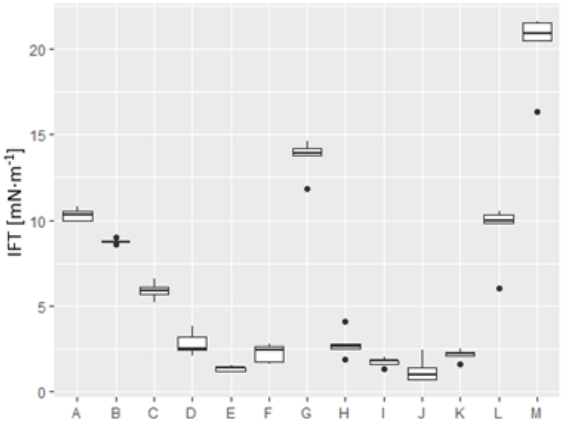


Figure 8 - IFT measurements in 50 ppm dosages

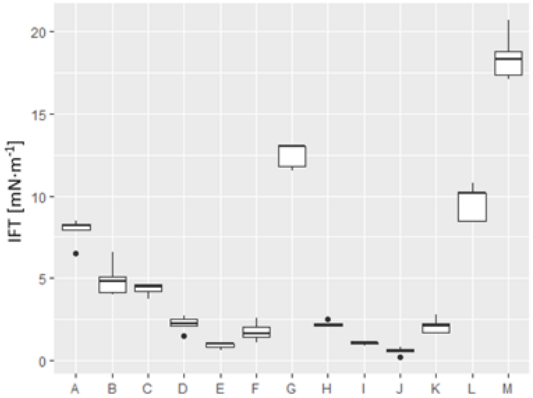


Figure 9 - IFT measurements in 80 ppm dosages

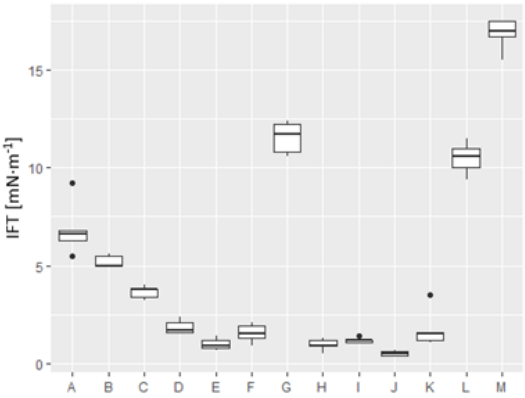


Figure 10 - IFT measurements in 100 ppm dosages

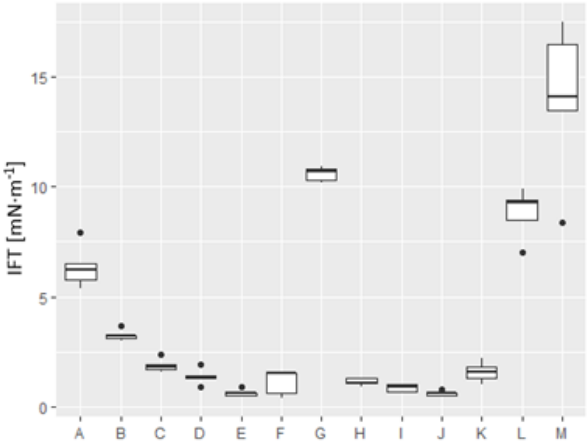


Figure 11 - IFT measurements in 150 ppm dosages

A one-way ANOVA is used to determine whether there is a statistically significant difference between the means of three or more independent groups. If the overall p-value from the ANOVA table is below a specified significance level, there is sufficient evidence to conclude that at least one group mean differs from the others. However, this does not indicate which specific groups differ, only that not all group means are equal. To identify the specific differences, a post hoc test must be performed.

One of the most commonly used post hoc tests is the Tukey's HSD test, which allows for pairwise comparisons between group means while controlling the family-wise error rate. These tests are applied when the null hypothesis (H_0) - assuming equality of group means - is rejected in the ANOVA test, and the alternative hypothesis (H_1) - stating that at least one mean differs significantly - is accepted.

The Tukey test is among the most widely used methods for comparing pairs of means, and it can be applied even when sample sizes differ. It is based on the studentized range distribution. The experiment-wise error rate remains consistent across all pairwise comparisons, meaning that if a significance level of α = 0.05 is assumed for the ANOVA test, the same level is maintained for all pairwise comparisons.

Mean values between groups were compared using ANOVA. Since the ANOVA results indicated that the group means were not equal, the Tukey's HSD test was subsequently applied to determine which groups exhibited statistically significant differences.

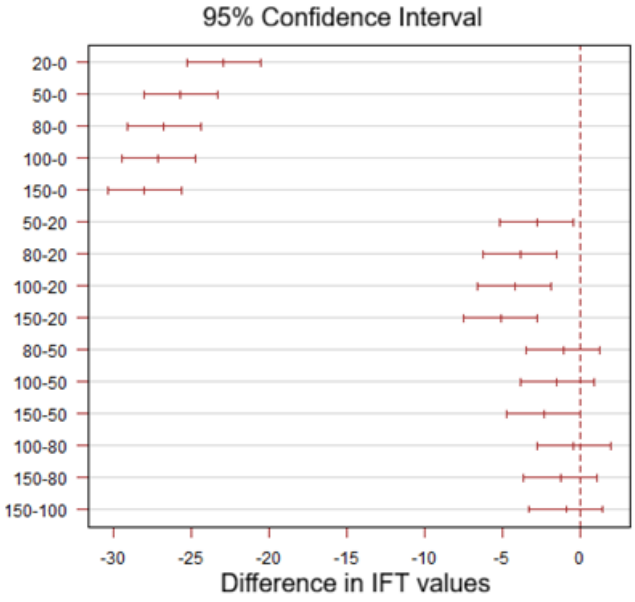


Figure 12 - Statistical differences between analysed IFT values.

Based on the analysis of the plot, it can be concluded that differences between dosages in the range of 0 to 150 ppm are statistically significant, as well as differences between 20 and 150 ppm. In contrast, dosages of 50 ppm and above do not show statistically significant differences.

4.3. Demulsifiers' impact on corrosion properties

An important factor influencing the evaluation of a chemical substance is its impact on corrosion. Corrosion resulting from chemical factors may occur both in the wellbore (production tubing) as well as in surface and pipeline installations, depending on the point of surfactant injection. Table 6 presents the corrosion protection values for various substances. A dosage of 100 ppm of a 50% solution in isopropanol was used (corresponding to 50 ppm of active substance).

Table 6 - Corrosion protection test results

Sample	Protection percentage [%]					*Average protection [%]*
A	24,91%	2,29%	6,06%	12,43%	7,07%	*10,55%*
B	-9,68%	0,32%	17,92%	6,79%	-1,06%	*2,86%*
C	3,79%	-14,23%	-12,29%	11,35%	-5,67%	*-3,41%*
D	16,19%	14,15%	17,33%	13,04%	14,29%	*15,00%*
E	1,87%	10,27%	18,20%	24,05%	25,65%	*16,01%*
F	12,47%	58,30%	84,97%	80,94%	81,41%	*63,62%*
G	25,52%	31,81%	16,18%	21,62%	21,42%	*23,31%*
H	13,66%	19,07%	23,82%	12,50%	14,46%	*16,70%*
I	77,90%	63,69%	87,24%	85,73%	79,60%	*78,83%*
J	77,46%	77,54%	89,74%	47,41%	78,83%	*74,20%*
K	-1,31%	5,76%	36,57%	20,98%	18,56%	*16,11%*
L	67,90%	52,10%	18,77%	18,16%	15,36%	*34,46%*
M	9,52%	-14,80%	83,99%	82,75%	82,01%	*48,69%*

Based on the above analyses, it was found that the highest mean values were observed for samples I, J, and F. Potential corrosion issues may arise in the case of sample C, as it was the only one that negatively affected steel corrosion.

4.4. Application laboratory tests

Application tests are understood as bottle tests combined with analyses of water content in crude oil, crude oil salinity, and hydrocarbon content in water after separation. These tests were carried out for 11 crude oil samples in the Application and Research Laboratory of Brenntag. In cases where no visible separation occurred, product salinity was used as an indicator of effectiveness. In cases of low separation efficiency, it was not possible to determine the hydrocarbon content in water after separation, as the minimum required sample volume (10 cm^3 of water) could not be obtained.

In the initial stage, bottle tests were performed for all 13 samples of active substances. Based on the results, a selection of products was made according to their separation efficiency, and these were subsequently re-tested with additional evaluation of separation rate, salinity, and hydrocarbon content in water (where feasible).

The tests were conducted for:

- six crude oil samples from Poland, including five from the Polish Lowlands (PR1, PR2, PR3, PR4, and PR8) and one from southern Poland (PR5),
- two crude oil samples from Croatia (PR6 and PR7),
- one crude oil sample from Hungary (PR10),
- one crude oil sample from Nigeria (PR9),
- one waste oil sample from Estonia (PR11).

Pieces of information regarding locations and water content are presented in the table below (Table 7).

Table 7 - Sample location and water content in the oil

	Nr próbki ropy										
	PR1	PR2	PR3	PR4	PR5	PR6	PR7	PR8	PR9	PR10	PR11
Sample origin	Poland					Croatia		Poland	Nigeria	Hungary	Estonia
Water content [%]	38%	33%	25%	12%	73%	50%	55%	81%	0,13%	12%	0,10%

Table 8 presents information on which products (T) progressed to the next stage of testing or achieved the best performance.

Table 8 - Versatility of investigated products

No												Versatility [%]
	PR1	PR2	PR3	PR4	PR5	PR6	PR7	PR8	PR9	PR10	PR11	
0												0%
A	T				T	T						27%
B	T		T	T	T	T		T			T	64%
C		T		T	T			T			T	45%
D	T								T		T	27%
E			T				T	T				27%
F							T		T		T	27%
G		T		T		T	T				T	45%
H	T	T	T		T	T				T		55%
I		T	T	T			T		T		T	55%
J										T		9%
K	T	T			T	T		T	T	T		64%
L						T	T	T	T	T		45%
M								T	T	T		27%

Among the tested samples, samples B and K proved to be the most versatile, achieving positive results in 64% of laboratory tests (i.e., 7 out of 11 tests). The least effective sample was sample J, with an effectiveness of 9%.

It is important to note that 20% demulsifier solutions were used in the study (in accordance with industrial standards), with the exception of samples E and F, which were diluted at a 1:1 ratio with the solvent (as recommended by the manufacturer). The solvent used consisted of dimethyl esters, except for sample M, which was insoluble in this medium and was therefore dissolved in butyl diglycol.

Examples of the laboratory bottle tests are presented in the figures below (Figure 13, Figure 14).

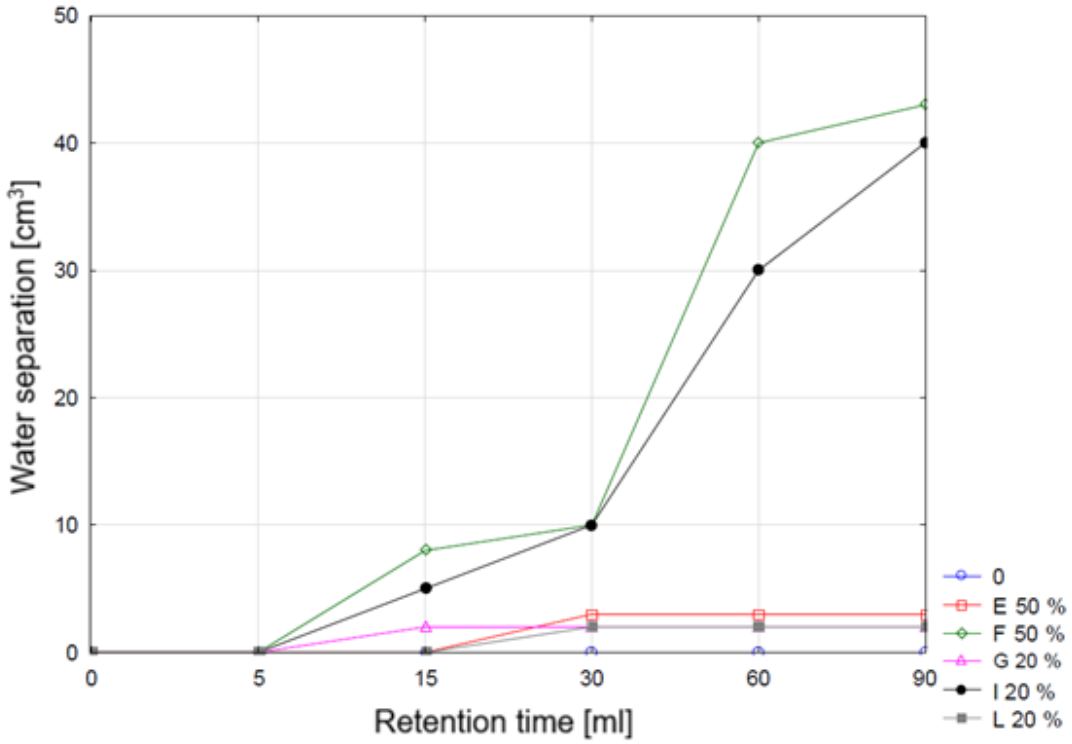


Figure 13 - Separation curves for PR7 sample

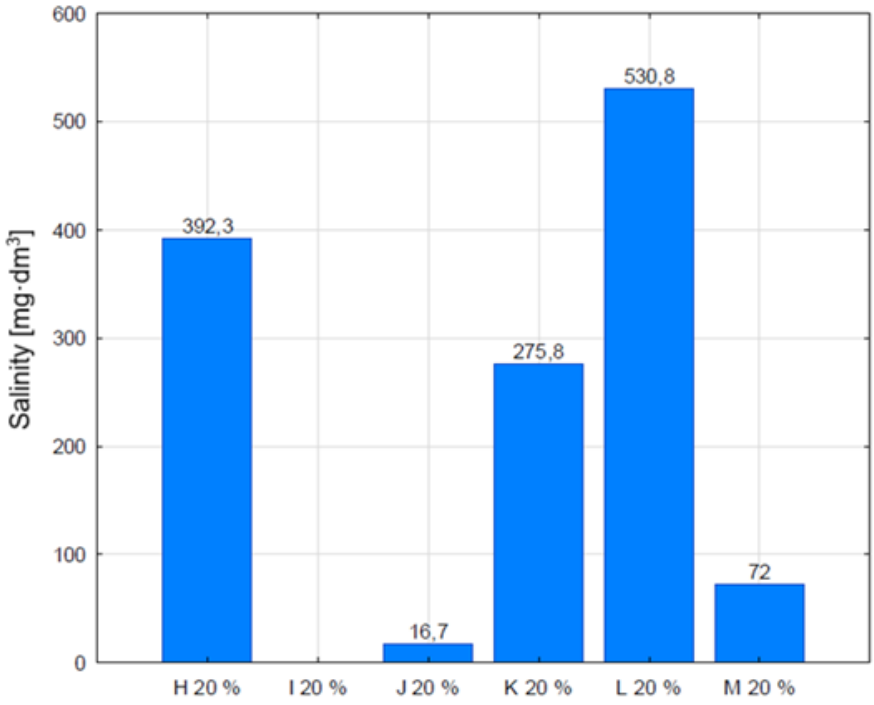


Figure 14 - Desalination efficiency for P10 sample

The application tests were carried out on a total of 11 oil samples (including one waste oil sample) collected from various locations in Poland, Croatia, Nigeria, and Estonia. Based on these studies, the following conclusions were drawn:

- PR1 sample: Complete water separation (30 cm³) was achieved for 20% solutions of samples A, B, and K. High separation (25 cm³) was also obtained for samples D and H. The lowest water content after centrifuge testing was observed for A, B, D, and H (<0.05 cm³). Salinity within the measurement range was recorded only for A (324.20 $mg \cdot dm^{-3}$) and B (392.60 $mg \cdot dm^{-3}$). The lowest hydrocarbon content in water was observed for H (0.14 $mg \cdot dm^{-3}$), D (0.19 $mg \cdot dm^{-3}$), A (0.21 $mg \cdot dm^{-3}$), K, and B. A high separation efficiency (~100%) with low residual water and hydrocarbon content was achieved. Despite relatively high salinity (>300 $mg \cdot dm^{-3}$), a noticeable reduction compared to other samples was observed. The test was considered successful.
- PR2 sample: Water content was 33% (27 cm³ in 80 cm³ emulsion). The highest separation (27 cm³) was achieved for sample K, followed by H (25 cm³). Salinity exceeded the measurement range. The lowest residual water after centrifugation was observed for K and H (0.10 cm³ each). The lowest hydrocarbon content in water was obtained for H (0.30 $mg \cdot dm^{-3}$), G (0.69 $mg \cdot dm^{-3}$), C (0.84 $mg \cdot dm^{-3}$), and K (0.85 $mg \cdot dm^{-3}$). Clean water with low hydrocarbon content was observed. The test was successful.
- PR3 sample: This sample was problematic, containing ~25% water (20 cm³). Separation was achieved only with sample I (15 cm³). However, the residual water content after separation was high (2.30 cm³ in 5.00 cm³ oil), indicating poor dehydration efficiency. Hydrocarbon content in water was 0.99 $mg \cdot dm^{-3}$, while salinity could not be measured. The test was considered successful, although additional chemical treatment would be required.
- PR4 sample: Water content was 12% (~10 cm³). The highest separation (5 cm³) was achieved after 60 minutes for samples G and I, although only G produced clean water and a smooth interface. Due to partial separation, inability to measure hydrocarbons, salinity above range, and moderate grind-out (0.80 cm³), the test was considered only partially successful.
- PR5 sample: Water content was 73% (~58 cm³). Full separation (58 cm³) was achieved for sample K, and high separation for A, B, H (55 cm³) and C (53 cm³). Salinity was lowest for A (74.50 $mg \cdot dm^{-3}$), B (77.20 $mg \cdot dm^{-3}$), and H (88.30 $mg \cdot dm^{-3}$). The lowest hydrocarbon content in water was observed for C (0.08 $mg \cdot dm^{-3}$). The test was successful.
- PR6 sample: Results were unsatisfactory. The best separation was 15 cm³ (K) after extended retention time, followed by H (10 cm³). Residual water was 1.50 cm³, and salinity was lowest for K (305.6 $mg \cdot dm^{-3}$). The test was considered partially satisfactory.
- PR7 sample: Water content was 55% (~43 cm³). Full separation was achieved for F (43 cm³) and nearly full for I (40 cm³). The lowest residual water was observed for G, E, L (0.01 cm³). The best salinity result was obtained for F (29.8 $mg \cdot dm^{-3}$). Hydrocarbon content in water was 0.02 $mg \cdot dm^{-3}$. The test was successful.

- PR8 sample: Water separation occurred almost without demulsifier (65 cm³). However, demulsifiers significantly reduced hydrocarbon content in water - from 0.60 mg·dm^{-3} (blank) to as low as 0.02 mg·dm^{-3} (L). The test was successful.
- PR9 sample: Very low water content (0.13%). Evaluation was based on salinity. The lowest salinity was obtained for I (1.9 mg·dm^{-3}), followed by F and D (2.1 mg·dm^{-3}).
- PR10 sample: Despite 12% water content, separation was minimal (0.5 cm³ for sample C). Residual water after centrifugation was ~1 cm³ in all cases. Knock-out demulsifier tests showed values from 0.10 to 0.80 cm³. Salinity reduction was observed, with the best results for J (16.7 mg·dm^{-3}) and M (72.0 mg·dm^{-3}). The test was considered unsuccessful, although salinity reduction was noted.
- PR11 sample: Water content was 0.10%. Selection was based on salinity. The blank sample showed 147.0 mg·dm^{-3}, while the lowest value was obtained for C (110.6 mg·dm^{-3}). It was concluded that the tested substances had no significant effect on salinity.

Based on the above studies, it was decided to use final formulations containing environmentally friendly agents during commercial demulsifier bottle tests conducted in Germany, Czech Republic, Serbia, France, and Angola. The results are presented in the following chapter.

4.5. Industrial bottle tests

The industrial tests were conducted during field visits to Germany, Czech Republic, Serbia, France, and Angola.

However, these tests did not involve only the individual agents discussed before, but rather their final formulations, i.e., mixtures already combined with solvents. During each test, an initial screening test was first performed on a selected crude oil sample using a larger set of demulsifiers (typically a dozen or more), including both standard and environmentally friendly formulations. Based on the results of this preliminary test, a subset of demulsifiers was selected for further testing on additional crude oil samples.

During these studies, neither salinity measurements nor hydrocarbon content analyses in crude oil were performed, due to limited time on site and the lack of appropriate portable analytical equipment. In industrial practice, water quality is often assessed only during field trials of one or, at most, two selected demulsifiers directly at the production installation. Field tests constitute the most critical stage of commercial product implementation, as they ultimately determine whether a given product can be successfully commercialized.

Based on application, laboratory, and implementation tests of demulsifiers, two products (TN-02808 and TN-02810) were successfully introduced into commercial use.

The first product (TN-02808) was selected primarily based on demulsifier bottle tests conducted for an oilfield in France. From the analyzed substances, it was decided to formulate a product using sample D and a non-tested EO/PO block copolymer with a low RSN value (12). As a solvent, 2-ethylhexanol was used.

This formulation provides biodegradability above 60% (according to OECD 301 F) and is also fully safe from a logistics standpoint (no ADR transport classification numbers). In terms of hazards, the product is labeled with the GHS07 pictogram. The associated hazard statements (H-statements) are:

- H315 – Causes skin irritation,
- H319 – Causes serious eye irritation,
- H332 – Harmful if inhaled,
- H335 – May cause respiratory irritation.

The corresponding precautionary statements (P-statements) include:

- P261 – Avoid breathing dust/fume/gas/mist/vapours/spray,
- P264 – Wash hands thoroughly after handling,
- P280 – Wear protective gloves/protective clothing/eye protection/face protection,
- P302 + P352 – IF ON SKIN: Wash with plenty of water,
- P304 + P340 – IF INHALED: Remove person to fresh air and keep comfortable for breathing,
- P305 + P351 + P338 – IF IN EYES: Rinse cautiously with water for several minutes; remove contact lenses if present and easy to do; continue rinsing,
- P403 + P233 – Store in a well-ventilated place. Keep container tightly closed,
- P501 – Dispose of contents/container to an authorized waste collection facility.

Field tests were also carried out for this product during oil production operations. During these tests, a limited volume of the product was supplied - specifically, 200 dm^3 of the final demulsifier was prepared. The sole performance criterion was achieving a water content in crude oil below 0.5%.

The results are presented in the table below (Table 8). The first measurement was performed 20 hours after dosing, due to the operational schedule of the oilfield. It was determined that complete replacement of the chemical in the pipeline occurs within approximately 1.5–2 hours.

The initial dosage was set at 75 ppm (10 $cm^3 \cdot min^{-1}$). Since the oil-in-water content met the installation requirements, the dosage was subsequently reduced to 8.2 $cm^3 \cdot min^{-1}$, corresponding to 61.5 ppm, which represents the lower operating limit of the dosing pump (Table 9).

Table 9 - Field test results of TN-02808

Dosage [ppm]	Dosage [$cm^3 \cdot min^{-1}$]	Dosing time [h]	Water content in the oil after the process [%]
75	10	20	0,3
75	10	20	0,3
61,5	8,2	22	0,4
61,5	8,2	22	0,4
61,5	8,2	24	0,3
61,5	8,2	24	0,3

The second commercialized product is TN-02810. It is a completely non-toxic agent, while its biodegradability (according to OECD 301 F) is approximately 36%, which is lower than that of the first product. The product is not classified as hazardous under current regulations and does not carry any hazard pictograms or signal words. It is also not subject to ADR regulations.

Similarly to TN-02808, sample D was primarily selected as the active substance. As the solvent base, a mixture of water and methoxypropoxypropanol was used in order to achieve the lowest possible freezing point while maintaining minimal toxicity. A freezing point of −22 °C was obtained for the overall formulation.

5. CONCLUSIONS

During the research, three main research hypotheses were formulated:

1. It is possible to effectively separate water from crude oil during production using non-toxic demulsifiers.
2. Non-toxic demulsifiers can effectively reduce crude oil salinity.
3. The analyzed active substances do not negatively affect the corrosion of steel in transmission pipelines.

For laboratory studies, 15 solvents and 13 active substances with low toxicity and high biodegradability were used. As a result, freezing point curves were developed for 10 solvent mixtures suitable as demulsifier bases. For example, a 30% solution of methoxypropoxypropanol in water exhibited a freezing point below −20°C, making it suitable for industrial use under European winter conditions. Pure methoxypropoxypropanol showed even lower values. Mixtures of linseed oil and castor oil were also tested, and their freezing points could be reduced by adding n-butyl acetate.

The following active substances were investigated:

- EO/PO block copolymers with varying RSN values and molecular weights (samples A, B, G, K, L),
- two polyglycol esters (samples I and J),
- sodium dioctyl sulfosuccinate solution (sample M),
- sorbitol derivative (sample H),

- polymer ester (sample C),
- modified alkoxylated polymer (sample D),
- ethoxylated anionic surfactant (sample F),
- mixture of fatty acid esters (sample E).

A total of 11 crude oil samples were collected: from Polish Lowlands (PR1, PR2, PR3, PR4, PR8), southern Poland (PR5), and abroad - Croatia (PR6, PR7), Nigeria (PR9), Hungary (PR10), and Estonia (PR11). These samples were used to evaluate the impact of demulsifiers on separation efficiency, salinity reduction, and hydrocarbon content in water.

According to industrial practice, demulsifiers selected for one crude oil should not be applied to another without prior testing. Therefore, bottle tests on fresh crude samples are commonly performed. Even minor variations in composition can significantly affect separation efficiency. Additionally, oil aging (loss of light hydrocarbons over time) alters its properties, making fresh samples the most representative. While laboratory tests provide initial screening, field implementation tests better reflect industrial conditions.

The study also evaluated the effect of 13 active substances on interfacial tension between synthetic oil (hydrocarbon mixture) and demineralized water. Dosages of 20, 50, 80, 100, and 150 ppm were tested. It was demonstrated that higher dosages resulted in lower interfacial tension. Statistical analysis showed that:

- at 20 ppm – sample E performed best,
- at 50 ppm – samples J and E,
- at 80 ppm – samples J and E,
- at 100 ppm – sample J,
- at 150 ppm – samples E and J.

A Tukey analysis (95% confidence interval) indicated that dosages above 50 ppm were no longer statistically significant, suggesting proximity to the critical micelle concentration (CMC).

The impact on carbon steel corrosion was assessed using the LPR method. Statistical analysis showed significant differences between certain agents. Samples I, J, and F provided good corrosion protection, with average efficiencies of 78.83%, 74.20%, and 63.62%, respectively.

Laboratory tests conducted on 11 crude oil samples identified samples B and K as the most effective demulsifiers, while sample J was the least effective. Tests included bottle testing, followed, where possible, by evaluation of water separation, hydrocarbon content in water, and salinity reduction. Based on these results and product availability, field implementation tests were conducted in Germany, France, Serbia, Czech Republic, and Angola.

In Germany, formulations containing substances D, E, F, B, I, and J were tested. Sample D was selected due to availability and high separation efficiency, leading to the development of TN-02810, which was commercialized with ~36% biodegradability and no transport restrictions. Another product, TN-02808, was developed based on tests in oilfields in the Paris Basin (France), achieving >60% biodegradability and also being selected for offshore testing

in Angola. In the remaining cases, no fully ecological product was selected, although good performance was observed (sample A in the Czech Republic and sample B in Serbia).

Referring to the research hypotheses:

- The first two hypotheses were confirmed. Effective separation was achieved for all samples except PR10, and salinity reduction was observed in all but PR11. Over 95% water removal was achieved in six samples (PR1, PR2, PR3, PR5, PR7, PR8). PR6 achieved 75% separation, and PR4 reached 52%. Significant salinity reductions were also observed across multiple samples.
- The third hypothesis was also confirmed. Only sample C showed slightly negative corrosion protection. All other substances did not promote corrosion and in some cases even improved protection. Although industrial corrosion inhibitors typically exceed 90% efficiency, the tested demulsifiers showed no detrimental effect and may contribute positively.

In conclusion, the study demonstrated that eco-friendly, non-toxic demulsifiers can be effectively applied in industrial oil production, achieving high separation efficiency, reducing salinity, and maintaining safe corrosion performance.

REFERENCES

[1]. Alvarez F., Flores E.A., Castro L.V., Hernández J.G., López A., Vázquez F., Dissipative Particle Dynamics (DPD) Study of Crude Oil−Water Emulsions in the Presence of a Functionalized Copolymer, Energy Fuels, 25, 2, 562–567, 2011.

[2]. Auflem I.H., Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability by Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Doktor Ingeniør Thesis, June, p. 58, 2002.

[3]. Bęben D., Jewulski J., Janocha A., Demulgatory i ich wpływ na procesy eksploatacji ropy naftowej, „Wiertnictwo Nafta Gaz", t. 24, z. 1, 2007.

[4]. Chen X., Sun G., Liu D., Zhang H., Zhang H., Li C., Zhao Z., Two Effects of Wax Crystals on Stabilizing Water-In-Oil Emulsions, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 625, 126884, 2021.

[5]. Davies C., Temple-Heald C., Wilson N., Sarginson H., The Development of New Green Demulsifiers for Use in the North Sea, Chemistry in the Oil Industry XIII: Oilfield Chemistry – New Frontiers, Manchester Conference Centre, Nov. 4–6, 2013.

[6]. Demirbas A., Taylan O., Removing of resins from crude oils, Petroleum Science and Technology, 34:8, 771–777, 2016.

[7]. Elsharaky E.A., El-Tabei A.S., El-Tabey A.E., The Influence of Newly Synthesized Demulsifiers on the Interfacial Rheological Properties of a Naturally Occurring Water/Oil Emulsion, ACS Omega 2022, 7, 32471–32480, 2022.

[8]. Facanali, R., Porto, N.D.A., Crucello, J., Carvalho, R.M., Vaz, B.G., Hantao, L.W., Naphthenic Acids: Formation, Role in Emulsion Stability, and Recent Advances in Mass Spectrometry-Based Analytical Methods, Journal of Analytical Methods in Chemistry, 2021.

[9]. Faizullayev S., Adilbekova A., Kujawski W., Mirzaeian M., Recent Demulsification Methods of Crude Oil Emulsions – Brief Review, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 110643, 2022.

[10]. Kiyingi W., Guo J-X., Xiong R-Y., Su L., Yang X-H., Crude Oil Wax: A Review on Formation, Experimentation, Prediction and Remediation Techniques, Petroleum Science 19, 2343–1357, 2022.

[11]. Korzec M., Sapińska-Śliwa A., Prevention and Removal of Naphthenate Deposits in Oil and Gas Production – Historical Background and Novel Attitude towards Inhibition and Solution, Energies, 2023.

[12]. Lawal O., Adekola S., Akinlua A., Occurrence of naphthenate deposition in crude oil production field offshore Niger Delta, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 11, 531–537, 2021.

[13]. Nordgard E., Hanneseth A.-M., Sjoeblom J., Inhibition of Calcium Naphthenate. Experimental Methods to Study the Effect of Commercially Available Naphthenate Inhibitors, Journal of Dispersion Science and Technology 31(5), 668–675, 2010.

[14]. Raya S.A., Saaid I.M., Ahmed A.A., Umar A.A., A Critical Review of Development and Demulsification Mechanisms of Crude Oil Emulsion in the Petroleum Industry, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10:1711–1728, 2020.

[15]. Sjöblom J., Hemmingsen P.V., Kallevik H., The Role of Asphaltenes in Stabilizing Water-in-Crude Oil Emulsions, Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics, 549–587, 2007.

[16]. Xu Y., Wu J., Dabros T., Hamza H., Venter J., Optimizing the Polyethylene Oxide and Polypropylene Oxide Contents in Diethylenetriamine-Based Surfactants for Destabilization of a Water-in-Oil Emulsion, Energy & Fuels 19, 916, 2005.

[17]. Yonguep E., Kapiamba K.F., Kabamba K.J., Chowdhury M., Formation, Stabilization and Chemical Demulsification of Crude Oil-In-Water Emulsions: A Review, Petroleum Research, Vol. 7, I. 4, 459–472, 2022.

Hot Water Development Drilling Campaign - Emlichheim

E. Scheinast, Stefan Sonntag
Harbour Energy, Hamburg, Germany

This drilling campaign involved the development of six wells—comprising three injectors and three producers—aimed at optimizing field performance while minimizing environmental impact. A major initiative was the substitution of traditional steam injection with hot water injection, resulting in a significant reduction of the CO_2 footprint associated with production operations.

Safety remained the foremost priority throughout the campaign. A robust HSE management framework was implemented, including comprehensive risk assessments, daily safety briefings, and close collaboration with the contractor. The campaign successfully recorded zero lost time incidents, highlighting the effectiveness of proactive safety measures and fostering a strong culture of safety awareness. Special initiatives, such as a dedicated Safety Day, further reinforced engagement and cooperation between all personnel, contributing to continuous improvement in HSE performance.

Operational efficiency was equally emphasized. Despite the challenges posed by a complex and constrained site, the campaign achieved streamlined drilling and completion processes, optimized logistics, and coordinated construction activities. Careful planning, real-time monitoring, and close collaboration between the operator and contractor ensured that targets were met on schedule while maintaining high-quality standards.

This campaign demonstrates that, even in logistically challenging environments, it is possible to achieve a balanced approach that prioritizes safety, enhances operational efficiency, and advances environmental responsibility. The lessons learned provide a model for future field developments aiming to deliver high performance without compromising safety or sustainability.

Das Nothilfe-Konsortium der E&P-Industrie – Erkenntnisse aus der Einsatzübung „Aue 13“

Chr. Flerlage[1], W. Ibsch[1], D. Davies[1], Meiko Lindhorst[2], Harald Mayr[3]
[1]*ExxonMobil Production Deutschland GmbH*
[2]*Harbour Energy Germany GmbH*
[3]*OMV Austria Exploration & Production GmbH*

Extended Abstract

Erdöl- und Erdgaslagerstätten befinden sich unter einem gas- und flüssigkeitsdichten Deckgebirge und stehen unter hohem natürlichem Druck. Im äußerst unwahrscheinlichen Fall eines vollständigen Versagens aller sicherheitstechnischen Barrieren an einer Bohrung kann es zu einem unkontrollierten Austritt von Lagerstättenfluiden, einem sogenannten Blowout, kommen. Solche Ereignisse stellen eine erhebliche Gefahr für Menschen, Umwelt und Infrastruktur dar. Zu den unmittelbar notwendigen Erstmaßnahmen zählen die großräumige Sicherung des Umfeldes, die konsequente Vermeidung möglicher Zündquellen sowie der Schutz der Einsatzkräfte.

Zur Unterstützung der Gefahrenabwehr betreiben mehrere Erdöl- und Erdgasunternehmen in Deutschland ein gemeinsames Nothilfe-Konsortium. Dessen Aufgabe ist es, im Ereignisfall unverzüglich unterstützende Maßnahmen einzuleiten, bis spezialisierte Bohrlochsicherungsfirmen die operative Sicherung des Bohrlochs übernehmen. Der Schwerpunkt der Konsortiumsaktivitäten liegt dabei auf der Umfeldsicherung, der kontinuierlichen Kühlung des Schadensbereichs sowie der Schaffung stabiler Einsatzbedingungen für die nachfolgenden Spezialmaßnahmen.

Die Erfüllung dieser Aufgaben erfordert sowohl leistungsfähige technische Ausrüstung als auch eine ausgebildete Einsatzmannschaft mit klar definierten Führungs- und Entscheidungsstrukturen. Das verfügbare Sonderequipment umfasst unter anderem ein mobiles Wasserbecken mit einem Fassungsvermögen von 600 m³, leistungsstarke Pumpensysteme und mehrere Kilometer großdimensionierter Förderschläuche.

Ein zentrales Schutzziel ist die Sicherstellung einer leistungsfähigen und redundanten Löschwasserversorgung. Dies beinhaltet die Wasserförderung über lange Wegstrecken, den Aufbau eines ausreichenden Löschwasservorrates an der Schadensstelle sowie die Gewährleistung einer kontinuierlichen Wasserabgabe auch unter erschwerten Einsatzbedingungen. Als Zielgröße wurde definiert, spätestens 48 Stunden nach Alarmierung eine stabile Wasserabgabe direkt am betroffenen Bohrrohr sicherzustellen.

Um die Einsatzbereitschaft des Nothilfe-Konsortiums unter realitätsnahen Bedingungen zu überprüfen, wurde im Jahr 2025 die mehrtägige Einsatzübung „Aue 13“ durchgeführt. Die Übung fand im öffentlichen Raum statt, erstreckte sich über vier Tage und begann mit der realistischen Alarmierung und vollständigen Mobilisierung aller Einsatzkräfte. Inhalte der Übung waren unter anderem die stabsmäßige Einsatzführung, die sichere Einrichtung von Wasserentnahmestellen und eine mehrtägige Wasserförderung über eine Distanz von rund vier Kilometern.

Die Auswertung der Übung zeigt eine insgesamt sehr gute Zusammenarbeit zwischen allen beteiligten Einsatzkräften und Unternehmen. Die detaillierte Vorbereitung führte zu einem hohen Kenntnisstand über Abläufe und Verantwortlichkeiten, die Alarmierung funktionierte realitätsnah und erfolgreich, und die Wasserförderung konnte über mehrere Tage stabil aufrechterhalten werden. Gleichzeitig wurden weitere Optimierungspotenziale identifiziert, unter anderem in der Etablierung einer noch stärker skalierbaren Führungsstruktur, in der Verbesserung der Kommunikationsmittel und -wege, beim verstärkten Einsatz von Lotsen und Kurierdiensten im Einsatzgebiet sowie bei der Vorhaltung von Ersatzteilen direkt vor Ort.

Zusammenfassend konnte mit der Übung „Aue 13“ die Einsatzbereitschaft des Nothilfe-Konsortiums erfolgreich getestet und demonstriert werden. Die gewonnenen Erkenntnisse leisten einen wesentlichen Beitrag zur Weiterentwicklung der Notfallvorsorge und zur Stärkung der gemeinsamen Gefahrenabwehr innerhalb der E&P-Industrie.

Developing Underground Hydrogen Storage Services: Microbial Suitability Analysis in Austrian Gas Reservoirs

Compassi, L.[1], Boiadjieva-Scherzer, T.[1], Bombach, P.[2], Pangerl, A.[1], Badstöber, J.[1]
[1]OMV Exploration & Production GmbH, Vienna, Austria, [2]Isodetect GmbH, Leipzig, Germany

Abstract

A reliable laboratory screening for underground hydrogen storage (UHS) in natural gas reservoirs is essential for assessing microbiological risks associated with hydrogen (H_2) consumption and conversion. This screening provides detailed characterization of indigenous microbial activity, focusing on methanogenesis, sulfate reduction, and homoacetogenesis, to evaluate reservoir suitability for UHS. Formation brine and reservoir rock samples are incubated with H_2 gas for 40-50 days under controlled conditions, with analytical parameters such as gas composition, pH, organic acid concentrations and compound-specific stable isotopes (CSIA) of δ^2H_{H2}, $\delta^{13}C_{CH4}$, $\delta^{13}C_{CO2}$, and δ^2H_{H2O} monitored. Results from multiple Austrian field sites revealed microbial H_2 consumption, with activity and conversion products influenced by site-specific physicochemical factors. Methanogenesis was observed at all sites and poses the greatest conversion risk, particularly in natural gas storage reservoirs with increased production of hydrogen sulfide (H_2S) and acetate/formate. CSIA effectively traced microbial H_2 conversion, confirming the dominance of methanogenesis. This laboratory screening approach reduces microbial subsurface uncertainty, enabling informed reservoir selection and microbiological risk assessment for future UHS projects.

Introduction

Underground hydrogen storage (UHS) in depleted natural gas reservoirs presents a promising approach for storing large volumes of hydrogen (H_2), thereby supporting the transition to a sustainable and renewable energy system.

Despite this potential, UHS remains a relatively unexplored field, with significant uncertainty risks limiting its widespread adoption.
One of the primary sources of uncertainty lies in the subsurface environment, where diverse indigenous microbial communities exist. These microorganisms may utilize H_2 as an energy source, potentially resulting in H_2 losses, alterations in gas composition due to production of hydrogen sulfide (H_2S) or methane (CH_4), and operational or infrastructural risks due to biological growth and biocorrosion by formation of biofilm and organic acids (Dopffel N., 2024).

Globally, only a limited number of UHS pilot projects have been established, resulting in a lack of long-term operational datasets. The complexity of microbiological processes in deep geological systems further hinders simulation efforts and upscaling, highlighting the need for systematic studies and subsequent operational pilots to validate emerging insights (Dopffel N., 2021).
Due to highly site-specific microbiomes, findings from one reservoir are rarely applicable to others. Therefore, it is critical for each potential storage site to undergo microbiological evaluation as a first step.

To enable robust and reproducible assessments, the development and application of standardized methodologies for microbiological evaluation are recommended.
The EU co-funded CETP (Clean Energy Transition Partnership) project “HyLife” developed

an initial set of harmonized field sampling methods and approaches for H_2 enrichment experiments, investigating microbial processes related to H_2 at various sites across Europe (Černá K., 2025). These standard operating procedures (SOPs) provided the foundation for the methods adopted in this study.

In Austria, four distinct natural gas production and storage fields were considered as candidates for future UHS as part of an extensive internal research campaign in 2025. Selection criteria included favourable geographic locations (proximity to energy companies expected to utilize stored H_2), the presence of existing gas storage infrastructure and most important the availability of sampling for reservoir water.

Laboratory bottle studies were conducted for all selected formations, allowing direct comparison of microbial responses and enabling both indicative-risk assessment and conversion-severity evaluation.
The experiments were carried out using native formation brine, which contains the indigenous microbial community and supplies essential nutrients, together with reservoir rock material that provides surface area for biofilm development. In addition, the rock matrix can release mineral-derived nutrients such as carbonate from calcite or dolomite and iron or sulfide from pyrite that may further support microbial activity under anoxic conditions (Ortiz-Castillo, 2021).
Varying concentrations of H_2 were introduced into the bottle headspace, ranging from 0 to 99.5% at low pressure, and incubations were performed at in-situ reservoir temperatures.
Microbial metabolism was subsequently monitored by quantifying the consumption of H_2 and CO_2 and the formation of CH_4, H_2S, and organic acids (acetate and formate).
In addition, compound-specific stable isotope analyses were carried out to track and interpret changes in the stable isotope ratios of δ^2H_{H2}, $\delta^{13}C_{CH4}$, $\delta^{13}C_{CO2}$, and δ^2H_{H2O}. These analyses were performed to evaluate their potential use as monitoring tools for future technical pilot applications.

Objective

The objective of this study was to establish a screening laboratory methodology to assess the microbial suitability of natural gas reservoirs for future UHS, focusing on the potential for H_2-consuming microbial processes under reservoir conditions including temperature and reservoir rock. The analysis focuses on key microbial pathways including methanogenesis, sulfate reduction, and homoacetogenesis and examines their relationships to temperature, salinity, redox conditions, and nutrient availability.

By investigating four distinct Austrian natural gas sites, this study aims to develop and offer a standardized microbiological evaluation service for future UHS projects.

Methodology

The procedures carried out were based on the methods developed by HyLife (Černá K., 2025) but were independently further developed and adapted to the specific needs of the study.

The experiments were conducted in series and were divided into the following steps: (1) field sampling of reservoir brine and initial analysis, (2) preparation of the exposure specimen, including reservoir brine and rock, and pressurization with $H_2/CO_2/CH_4$ gas mixtures at low pressures (<5 bar), (3) gas-tight incubation at reservoir temperature, and (4) monitoring of H_2 loss and microbial metabolic products.

Field Site Sampling and Initial Analysis

Initially, within the framework of an internal research campaign conducted in 2024/2025, numerous wellhead liquid samples produced from gas wells were analyzed for conductivity (electrochemical measurement at 21 °C using a Cond 197i device [WTW]) to identify wells producing reservoir water. Based on these findings, four different fields were selected for the H_2-exposure experiments.

The first site (field 1: depleted natural gas storage), previously investigated for UHS and considered for a potential pilot plant, was sampled subsurface since the well experienced a reservoir pressure drop, preventing brine production to the surface via wellhead compressor (WHC). Brine was therefore collected using a custom-made, sterile sampling tube (capacity approx. 700 ml; autoclaved at 121 °C and 2 bar g for 20 min) lowered to the perforation level by wireline. The tube's automatic lid allowed sampling at the reservoir water level and was then retrieved to the surface, where pressure was gradually reduced (approx. 3 bar/min) before proceeding with surface sampling procedures.
All other field sites (field 2 and 4: natural gas production fields; field 3: active natural gas storage) were sampled on the surface. Therfore, produced water was collected at the wellhead sampler at the Christmas Tree (X-Mas Tree), where water is first separated from gas. The sampler was thoroughly flushed beforehand to remove microbes from shutdowns or interruptions, ensuring only reservoir microorganisms were sampled. Sterile, nitrogen-(N_2)-flushed containers were used to prevent oxygen (O_2) contamination, thereby reflecting the naturally O_2-free reservoir conditions and ensuring the survival of microbes adapted to these anoxic environments. Samples were sealed with bromobutyl septa and stored in the dark at ambient temperature until processing.



Figure 1: Sampling workflow impressions, shown from left to right: (1) Custom-made sampling tube for downhole sampling; (2) Brine acquired via downhole sampling; (3) Downhole-wireline sampling location; and (4) Wellhead surface sampling at the X-Mas Tree sampler, with continuous N_2 flushing of the sampling container.

Additionally, the brine was chemically and microbiologically characterized, with sampling and preservation done according to internal OMV Tech Center & Lab instructions.

To investigate the nutritional habitat for microbial growth, the brine was analyzed for pH (pocket pH meter LAQUAtwin pH-11 [Horiba]), conductivity (electrochemical measurement at 21 °C using a Cond 197i device [WTW]), alkalinity (potentiometric measurement using an MPT Titrino (Metrohm 798) equipped with an automatic burette and a glass electrode (Metrohm 6.0203.100) [Metrohm]). Anions (Bromide, Sulphate, Iodide, Nitrate, Thiosulfate) were measured by Ionchromatography (Thermo Scientific Aquion with Dionex IonPAC AG9/AS 9HC column combination; Eluent: 10 mmol Sodium Carbonate; Flow rate: 1 ml/min). Cations (Lithium, Sodium, Ammonia, Potassium, Magnesium, Calcium & Strontium) were determined by Ionchromatography (Thermo Scientific ICS 6000 with Dionex IonPAC CG/CS16 column combination; Eluent: 27 mmol MSA; Flow rate: 1 ml/min). Other Elements (Iron, Barium, Manganese, Silicium, Boron) were analyzed by ICP-OES (Spectro Ametek

Blue). Organic acids (glacial acetic acid, glycolic acid, formic acid, propionic acid, butyric acid, valeric acid, sodium 3-hydroxybutyrate, isobutyric acid, isovaleric acid were analyzed by Ionchromatography (Thermo Scientific ICS 5000 with Dionex IonPac AG30 as pre- and Dionex IonPac AS30 as main-column; Eluent: 100mM KOH; Flow rate: 1 ml/min).
For microbiological characterization the microbiological activity was measured by analyzing the intracellular Adenosine-triphosphate (ATP) concentration (Luminultra Bugcount® with Luminultra QGOM Test kit and the total cell counts by DNA staining (Thermo Fisher Scientific SYBR™ Gold) and microscopic determination (Epi-fluorescence microscopy, Leica DM2500 LED). The distribution across different cell types according to diverse metabolisms was analyzed by using quantitative Polymerase Chain Reaction (qPCR, Luminultra Genecount® with Luminultra assays for targeting total archaea, total bacteria, methanogens, sulfate-reducing bacteria, sulfur-oxidizing bacteria, and iron-reducing bacteria).

The reservoir rock materials corresponding to the brines at the respective field sites were selected from the OMV Tech Center & Lab core storage, representing the individual reservoirs. Sediments with a grain size of 0.5-5 mm were prepared by fracturing the cores. Subsamples were then analyzed by X-ray diffraction (XRD, Bruker D8 Advance and DIFFRAC.EVA/TOPAS as evaluation platform) to identify potential nutrient sources present in the rock (e.g., carbonate).

Hydrogen Exposure Tests

Sterilized glass bottles (50 ml) with thick bromobutyl septa were prepared and filled with sediments and formation brine (ratios shown in the respective site tables) inside a glovebox under N_2. Diffusion controls used sterile water instead of brine to monitor gas diffusion. Most samples were analyzed in duplicate, except diffusion controls. At field site 1, 60 mg L^{-1} sulfate was added to restore original levels due to prior depletion. Bottles were sealed with septa and crimp caps.
Outside the glovebox, half of the bottles were sterilized again for abiotic controls. The rest served as biotic specimens.

Samples were flushed with designated gas mixtures (constant 0.5% CO_2, varying H_2/CH_4) and pressurized to 2.5 bar. For simplicity, the respective gas mix 1 (0% H_2), 2 (10% H_2), 3 (40% H_2) and 4 (99.5% H_2) is indicated in brackets at the end of the specimen code. After pressurization, bottles were incubated upside down at reservoir temperatures (field site 1: 40 °C; 2: 41 °C; 3: 49 °C and 4: 50 °C) for 40–50 days.

Table 1: Field site 1 specimen overview with used gas mixtures and brine/rock ratios. Incubation Temperature: 40 °C; Incubation Time 49 days.

Specimen Code	Specimen Type	H_2 [%]	CH_4 [%]	CO_2 [%]	Brine [ml]	Rock [g]
B.DC.1 (1)	Diffusion control	0	99.5	0.5	25	0
B.A1 (1)	Abiotic	0	99.5	0.5	25	0
B.B1 (1)	Biotic	0	99.5	0.5	25	0
B.DC1 (3)	Diffusion control	40	69.5	0.5	25	0
B.A1 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	25	0
B.A2 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	25	0
B.B1 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	25	0
B.B2 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	25	0
B.DC1 (4)	Diffusion control	99.5	0	0.5	25	0
B.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	25	0
B.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	25	0
B.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	25	0
B.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	25	0

B.A1 (4)	Abiotic without Sulfate	99.5	0	0.5	25	0
B.A2 (4)	Abiotic without Sulfate	99.5	0	0.5	25	0
B.B1 (4)	Biotic without Sulfate	99.5	0	0.5	25	0
B.B2 (4)	Biotic without Sulfate	99.5	0	0.5	25	0
C.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
C.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
C.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
C.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
D.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	8	12.5
D.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	8	12.5
D.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	8	12.5
D.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	8	12.5

Table 2: Field site 2 specimen overview with used gas mixtures and brine/rock ratios. Incubation Temperature: 41 °C; Incubation Time 42 days.

Specimen Code	Specimen Type	H_2 [%]	CH_4 [%]	CO_2 [%]	Brine [ml]	Rock [g]
E.DC1 (2)	Diffusion control	10	89.5	0.5	25	0
E.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	25	0
E.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	25	0
E.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	25	0
E.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	25	0
E.DC1 (4)	Diffusion control	99.5	0	0.5	25	0
E.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	25	0
E.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	25	0
E.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	25	0
E.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	25	0
F.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
F.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
F.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
F.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
F.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
F.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
F.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
F.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
G.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	8	12.5
G.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	8	12.5
G.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	8	12.5
G.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	8	12.5
G.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	8	12.5
G.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	8	12.5
G.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	8	12.5
G.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	8	12.5

Table 3: Field site 3 specimen overview with used gas mixtures and brine/rock ratios. Incubation Temperature: 49 °C; Incubation Time 44 days.

Specimen Code	Specimen Type	H_2 [%]	CH_4 [%]	CO_2 [%]	Brine [ml]	Rock [g]

H.DC1 (2)	Diffusion control	10	89.5	0.5	25	0
H.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	25	0
H.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	25	0
H.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	25	0
H.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	25	0
H.DC1 (4)	Diffusion control	99.5	0	0.5	25	0
H.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	25	0
H.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	25	0
H.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	25	0
H.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	25	0
I.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
I.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
I.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
I.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
I.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
I.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
I.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
I.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	12.5	12.5
J.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	8	12.5
J.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	8	12.5
J.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	8	12.5
J.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	8	12.5
J.A1 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	8	12.5
J.A2 (4)	Abiotic	99.5	0	0.5	8	12.5
J.B1 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	8	12.5
J.B2 (4)	Biotic	99.5	0	0.5	8	12.5

Table 4: Field site 4 specimen overview with used gas mixtures and brine/rock ratios. Incubation Temperature: 50 °C; Incubation Time 47 days.

Specimen Code	Specimen Type	H_2 [%]	CH_4 [%]	CO_2 [%]	Brine [ml]	Rock [g]
K.DC1 (2)	Diffusion control	10	89.5	0.5	25	0
K.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	25	0
K.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	25	0
K.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	25	0
K.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	25	0
K.DC1 (3)	Diffusion control	40	69.5	0.5	25	0
K.A1 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	25	0
K.A2 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	25	0
K.B1 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	25	0
K.B2 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	25	0
L.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
L.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
L.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
L.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	12.5	12.5
L.A1 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	12.5	12.5
L.A2 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	12.5	12.5
L.B1 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	12.5	12.5

L.B2 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	12.5	12.5
M.A1 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	8	12.5
M.A2 (2)	Abiotic	10	89.5	0.5	8	12.5
M.B1 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	8	12.5
M.B2 (2)	Biotic	10	89.5	0.5	8	12.5
M.A1 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	8	12.5
M.A2 (3)	Abiotic	40	69.5	0.5	8	12.5
M.B1 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	8	12.5
M.B2 (3)	Biotic	40	69.5	0.5	8	12.5

Monitoring Methods and Compound-Specific Stable Isotope Analysis

Specimens were monitored for H_2 consumption and metabolic products weekly.

Firstly, after cooling down to ambient temperature, the bottle weight and start pressures were measured (pressure sensor LEX1 [Keller]).

Afterwards, gas analyses were performed by manual injection of either 250 µl (H_2S) or 300 µl (H_2, CH_4 and CO_2) by carefully piercing through the septa with a gas tight syringe.
Gas chromatographic analyses for CH_4, H_2 and CO_2 were performed using an Agilent 7890B GC system, equipped with a thermal conductivity detector (TCD). Separation was achieved on a Restek Shin Carbon column (80/100 mesh, 2m, 0,53 mm). Helium was used as the carrier gas at a flow rate of 3,8 mL/min with a resulting pressure of 60 psi. A split flow of 10 ml/min with a Split/Splitless (SSL @ 150 °C) injector were used. The oven program started at 40 °C, increased immediately with 10 °C/min to 110 °C without holding time. The detector was maintained at 250 °C.
For the analysis of H_2S, an Agilent 7890B GC system with a 5977B MSD detector was used. Ultra 2 column (50 m x 200 µm x 0,53 µm) was used for separation. Helium was used as the carrier gas at a flow rate of 1 mL/min with a resulting of 28 psi. A split flow of 30 ml/min with a Split/Splitless (SSL @ 250 °C) injector was used. The oven program started at 30 °C (hold time = 6,7min), increased with 20 °C/min up to 60 °C with a hold time of 4 minutes. The mass spectrometer was operated in electron ionization mode at 70 eV. Data was acquired in single ion monitoring (SIM) mode, monitoring m/z 34.
For the calibration of the target compounds, the gas mixtures 1, 2, 3 or 4 from SIAD were used.

After gas analysis, water samples (approx. 1 ml) for the analysis of organic acids and pH were taken. Since the amount of water was insufficient, specimens with moistened sediments were not sampled for water analysis.

Selected samples from field sites 1 and 2 were additionally subjected to compound-specific stable isotope analysis of both the aqueous and gaseous phases (δ^2H_{H2}, $\delta^{13}C_{CH4}$, $\delta^{13}C_{CO2}$, and δ^2H_{H2O}) in order to study and interpret changes in stable isotope ratios. These analyses were done by Isodetect GmbH in Leipzig, Germany.

Ultimately, the end pressure was measured using again the pressure sensor LEX 1 (Keller). By weighing the bottle, the exact sampled water volumes were calculated.

Calculation of Microbial Hydrogen conversion

To determine the microbial conversion of H_2 (and CO_2) into the expected metabolic products (CH_4, organic acids, H_2S) the calculation procedure of HyLife (Černá K., 2025) was used.

There, the ideal gas law was applied. This law relates temperature (T, in Kelvin) and pressure (p, in Pascal; corrected by subtracting the water vapor pressure at the respective

temperature) to the gas constant (R = 8.3144 $J \cdot K^{-1} \cdot mol^{-1}$). To measure the gas volume of present H2 in each bottle, the measured composition of the gas phase (in %) and the known total bottle volume were used.

$$p \times V = n \times R \times T$$

For each sample, H_2 volume was calculated before and after monitoring sampling points by measuring the pressures at both time points. The decrease in H_2 between these points was attributed to sample withdrawal and subtracted accordingly.
To accurately determine the fraction of H_2 loss (in %) due to microbial conversion within the incubation time, the H_2 loss observed in the diffusion controls was also subtracted.

H_2S and CH_4 were calculated similarly to H_2, taking into account the loss during sampling and diffusion.

The organic acids in the brine phase were reported in mg L^{-1}.

Results and Interpretation

This section presents a comprehensive, cross-site comparative analysis of the four field sites investigated.

Across all tested brine-to-rock ratios, the multi-panel data consistently show pronounced hydrogen consumption, accompanied by site-specific differences in the formation of methane, hydrogen sulfide, and organic acids. The extent and distribution of these metabolic processes reveal clear differences between individual field sites and a strong dependency on both the fluid-to-rock ratio and the initial hydrogen concentration.

Hydrochemical and Microbiological Characterization of Initial Brines and Sediments

All water samples were identified as formation water, except for Site 4, which represented condensed water but was nonetheless included due to its reservoir microbial signature.

Reservoir temperatures ranged from 40 °C to 50 °C, supporting microbial communities from mesophilic to thermophilic. Essential nutrients in reservoir brines varied by site. Sites 1 and 3 had the highest carbonate levels (1333 and 1724 mg HCO_3 L^{-1}), while site 4 had much lower levels (243 mg HCO_3 L^{-1}). Sulfate concentrations were low (<5 mg L^{-1}) at all sites except site 1, where it was absent due to prior bacterial depletion and replenished to 60 mg L^{-1} in lab specimen.

Microbiological analysis revealed that all sites harbored active microbial communities capable of utilizing H_2 through all three major metabolic pathways. High total cell counts were observed in site 1, 2 and 3 (2.96E+07 to 3.26E+08 cells mL^{-1}), with site 3 showing the highest load dominated by fermentative bacteria *Pseudomonas spp*. (Pseudo). Methanogens were the dominant group in site 1, 2, and 4, while sulfate-reducing bacteria (SRB) and iron-reducing bacteria (IRB) were most abundant in site 1 but below detection in site 2. Culturable acid-producing-general-heterotrophic bacteria (APGHB) were detected at all sites. Site 4 exhibited a moderate microbial load with clear methanogenic dominance.

The calcite content of sediments varied between sites, ranging from high (site 1: 25.9 wt%) to low (site 2 and 3: 3.5 wt% and 5 wt%) and moderate at site 4 (17 wt%).

In summary, all sites provided suitable hydrochemical conditions and diverse indigenous microbial populations with capacity for multiple H_2 conversion pathways, despite differences

in dominant metabolisms and nutrient availability.

Table 5: Physico-chemical parameters of the four investigated brines.

Parameter	Field Site 1	Field Site 2	Field Site 3	Field Site 4
Sampling date	16.04.2024	23.10.2024	17.03.2025	01.07.2025
pH-value	8.05	6.85	7.36	N/A
Conductivity @20 °C [µS cm^{-1}]	4170	26600	42100	N/A
m-value [mmol L^{-1}]	21.8	12.2	28.3	4.0
m1-value [mmol L^{-1}]	22.6	12.8	30.5	4.4
Total Hardness [°dH]	3.0	93.1	61.7	0.5
Chloride [mg L^{-1}]	971	10232	16409	3.0
Bromide [mg L^{-1}]	8.6	60.5	89.5	<0.1
Iodide [mg L^{-1}]	2.6	32.3	51.5	<0.1
Sulfate [mg L^{-1}]	0.9	0.4	5.5	1.4
Lithium [mg L^{-1}]	0.3	6.8	1.0	<0.1
Sodium [mg L^{-1}]	1106	5883	10681	16.0
Ammonium [mg L^{-1}]	5.8	191	72.8	54.2
Potassium [mg L^{-1}]	11.8	129	188	1.3
Magnesium [mg L^{-1}]	5.5	185	97.9	0.8
Calcium [mg L^{-1}]	12.0	332	239	2.0
Strontium [mg L^{-1}]	0.6	10.8	27.3	<0.1
Barium [mg L^{-1}]	0.6	81.8	97.0	<0.1
Iron [mg L^{-1}]	0.1	181	6.6	13.7
3-Hydroxy-butyrate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
Glycolate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
Acetate [mg L^{-1}]	39.2	5.6	413	15.8
Propionate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	13.4	<0.5
Iso-butyrate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
Butyrate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	5.06	<0.5
Iso-valerate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
Formate [mg L^{-1}]	<0.5	0.8	3.2	0.6
Valerate [mg L^{-1}]	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5
Boron [mg L^{-1}]	2.0	18.3	19.3	0.1
Silica [mg L^{-1}]	8.3	11.6	9.3	0.9
Manganese [mg L^{-1}]	0.1	1.2	0.3	0.3
Aluminium [mg L^{-1}]	<0.1	0.3	<0.1	<0.1

Table 6: Microbiological parameters of the four investigated brines.

Parameter	Field Site 1	Field Site 2	Field Site 3	Field Site 4
Sampling date	16.04.2024	23.10.2024	17.03.2025	01.07.2025
Total cells [cells mL^{-1}]	2.96E+07	6.37E+07	not measured	2.40E+06
Active cells [cells mL^{-1}]	7.49E+04	3.82E+05	1.70E+06	2.52E+04
Inactive cells [cells mL^{-1}]	3.40E+06	2.55E+06	4.62E+07	5.32E+04
Total Archaea [cells mL^{-1}]	9.00E+06	7.10E+07	4.34E+08	3.25E+05
Total Bacteria [cells mL^{-1}]	2.02E+07	3.26E+07	2.74E+08	8.61E+05
Acid-producing general-herterotrophic bacteria [cells mL^{-1}]	3.80E+03	4.30E+02	2.30E+01	6.40E+04
Pseudomonas spp. [cells mL^{-1}]	N/A	N/A	3.26E+08	1.34E+04
Methanogens [cells mL^{-1}]	3.32E+07	1.15E+08	<LOD	1.91E+05
Corrosive Methanogens [cells mL^{-1}]	5.15E+04	<LOD	9.37E+04	<LOD
Sulfate-reducing bacteria [cells mL^{-1}]	5.55E+04	<LOD	3.90E+04	7.52E+03
Sulfur-oxidizing bacteria [cells mL^{-1}]	<LOD	8.01E+04	<LOD	<LOD
Iron-reducing bacteria [cells mL^{-1}]	1.22E+05	<LOD	2.30E+01	<LOD

Table 7: Petrographic properties of the rock material used for the four field sites investigated.

Parameter	Field Site 1	Field Site 2	Field Site 3	Field Site 4

Reservoir age	Eocene	Sarmatian	Tortonian	Badenian
Depth (m)	669.5–1147.1	1000–1007	1113.5 and 1147.0–1147.1	839–844
Quartz (wt%)	55.5	66.5	56.0	35.0
Calcite (wt%)	25.9	3.5	5.0	17.0
K-feldspar (wt%)	14.1	4.7	2.0	1.0
Plagioclase (wt%)	1.9	2.0	2.0	4.0
Dolomite (wt%)	0.7	19.1	26.0	5.0
Clay + mica (wt%)	0.9	2.1	3.0	34.0
Ankerite (wt%)	0.7	2.1	5.0	2.0
Pyrite (wt%)	0.4	0	0	2.0
Rock type characterization	quartz-rich, calcareous sandstone	quartz-rich, dolomitic sandstone	dolomitic sandstone	sandy, calcareous shale

Microbial Hydrogen Conversion

Microbial H_2 consumption was observed at all four field sites, initiating within the first week of incubation. However, degradation activity and the resulting conversion products varied substantially among the reservoirs, primarily controlled by physicochemical conditions rather than H_2 availability alone.

All three principal metabolic pathways – methanogenesis, sulfate reduction, and homoacetogenesis – were detected, with methanogenesis being consistently present and posing the greatest risk.

The inclusion of reservoir rock material further stimulated microbial activity and H_2 depletion, with specimens containing a 50/50 brine-to-rock ratio exhibiting the highest consumption rates.

Increased H_2 concentrations resulted in higher absolute consumption.

Although gaseous CO_2 was already utilized, consumption did not cease, likely due to sufficient carbonate originating from the brine and sediment sources (Dopffel N., 2026).

The following table presents the calculated H_2 loss in [%], attributable to microbial metabolism. Additionally, the resulting microbial metabolic products are listed. For H_2S and organic acids (acetate and formate), the values shown are not final values but represent the maximum concentrations observed during the entire incubation period, as these compounds may continue to react or be metabolized.

Hydrogen sulfide quantification was complicated by subsequent geochemical transformations. H_2S formed during incubation readily precipitated with dissolved iron from the brine, as evidenced by the formation of black FeS. Consequently, measured H_2S concentrations likely underestimate the true peak values between sampling intervals.

Acetate and formate are both intermediate metabolites under anoxic conditions and can be further metabolized – acetate via aceticlastic methanogenesis or syntrophic acetate oxidation (Ferry, 1993; Fotidis et al., 2013), and formate as an electron donor for hydrogenotrophic methanogens and syntrophic consortia (Sun et al., 2021; Schmidt et al., 2016). These pathways led to the depletion of organic acids during the incubations, making it difficult to interpret the magnitude of intermediate peaks.

Accurate quantification of methane production was challenging in samples with a high initial methane background (gas mixes 1-3), occasionally resulting in apparent net negative CH_4 values. Since CH_4 is a terminal end-product of anaerobic methanogenesis and cannot be further utilized by microorganisms under strictly anoxic conditions (Rother, 2010), these negative values reflect fluctuations around a high baseline rather than biological CH_4 consumption. Furthermore, the relatively low H_2 partial pressures in gas mixes 1-3 disfavor methanogenesis compared to competing processes such as sulfate-reduction, explaining why some specimens formed only minimal amounts of CH_4 under these conditions. To avoid misinterpretation, negative CH_4 values were excluded and were marked with n.d. in the table.

With a brine/rock ratio of 100/0, across field sites, H-specimens (field site 3) showed the highest methanogenic activity (median: 3.3 % CH_4), followed by E-specimens (field site 2;

median: 2.3 %) and B-specimens (field site 1; median: 2.1 %). K-specimens (field site 4) did not produce CH_4, likely due to their condensed-water matrix, which provides insufficient substrates for methanogenesis (Rother M., 2010).
H_2S formation remained mostly low to moderate across sites, consistent with the low initial SO_4^{2-} concentrations of the brines. However, all H-specimens that were intentionally amended with 60 mg SO_4^{2-} L^{-1} produced measurable H_2S (20-75 ppm), indicating the presence of sulfate-reducing or disproportionating microorganisms. The appearance of black precipitates suggests Iron sulfide (FeS) formation, implying that actual in-situ H_2S levels may have been higher between measurement intervals.
Marked differences between field sites also became evident in organic acid accumulation. H-specimens showed the strongest formation of acetate (160-260 mg L^{-1}) and formate (up to 150 mg L^{-1}), substantially exceeding values in B-specimens (50-90 mg acetate L^{-1} and up to 50 mg formate L^{-1}). K-specimens produced only small amounts of acetate (5 mg L^{-1}) but showed formate up to 85 mg L^{-1}, whereas E-specimens showed no detectable organic acid formation.

At a brine/rock ratio of 50/50, F (field site 2) and I (field site 3) are the lead methane producers (with I also showing high H_2S), L (field site 4) is strongly fermentative (large organic acid pools), and C (field site 1) shows strong H_2 removal but low intermediate metabolic response for which we were focusing.

For samples with a brine/rock ratio of 0/100, the J-specimens stand out as the most reactive for sulfur metabolism (with low CH_4 and moderate H_2S formation), while D-, G- and M-specimens remain low in both H_2S and CH_4. Organic acid formation is likely occurring but could not be measured due to the minimal liquid present in the specimens, therefore, these values are indicated as n.a. (not analyzed).

Table 8: Overview of hydrogen consumption, methane production, acetate and formate peak concentrations, and hydrogen sulfide peak production in all biotic specimens after incubation (40-50 days) for all four field sites investigated.

Field Site	Brine/ Rock	Sample Code	H_2 loss [%]	CH_4 formation [%]	H_2S formation peak value [ppm]	Acetate formation peak value [mg L^{-1}]	Formate formation peak value [mg L^{-1}]
1	100/0	B.B1 (3)	-17.39	n.d.	56	<0.5	37
	100/0	B.B2 (3)	-8.83	n.d.	75	85	40
	100/0	B.B1 (4)	-46.64	2.18	21	75	49
	100/0	B.B2 (4)	-51.26	2.41	53	51	39
	100/0	B.B1 (4) without SO_4^{2-}	-35.90	0.00	1	<0.5	2
	100/0	B.B2 (4) without SO_4^{2-}	-53.51	0.00	1	<0.5	6
	50/50	C.B1 (4)	-20.00	0.85	20	<0.5	50
	50/50	C.B2 (4)	-50.33	0.16	26	<0.5	25
	0/100	D.B1 (4)	-50.31	0.07	5	n.a.	n.a.
	0/100	D.B2 (4)	-25.89	0.12	5	n.a.	n.a.
2	100/0	E.B1 (2)	-7.49	3.06	1	<0.5	<0.5
	100/0	E.B2 (2)	-7.63	2.38	<1	<0.5	<0.5
	50/50	F.B1 (2)	-9.08	3.42	<1	14	<0.5
	50/50	F.B2 (2)	-8.70	2.11	<1	12	<0.5
	0/100	G.B1 (2)	-5.21	n.d.	<1	n.a.	n.a.
	0/100	G.B2 (2)	-3.14	n.d.	<1	n.a.	n.a.
	100/0	E.B1 (4)	-0.21	1.78	<1	<0.5	<0.5
	100/0	E.B2 (4)	-1.80	1.73	<1	<0.5	<0.5
	50/50	F.B1 (4)	-7.34	2.43	<1	11	38
	50/50	F.B2 (4)	-6.92	3.33	<1	22	42
	0/100	G.B1 (4)	0.01	n.d.	<1	n.a.	n.a.
	0/100	G.B2 (4)	-5.55	0.64	<1	n.a.	n.a.

3	100/0	H.B1 (2)	-8.75	1.60	6	269	7
	100/0	H.B2 (2)	-8.86	n.d.	7	166	2
	50/50	I.B1 (2)	-9.09	2.73	139	162	2
	50/50	I.B2 (2)	-8.93	n.d.	98	182	2
	0/100	J.B1 (2)	-7.22	n.d.	32	74	<0.5
	0/100	J.B2 (2)	-4.06	n.d.	63	150	<0.5
	100/0	H.B1 (4)	-12.91	3.93	6	223	124
	100/0	H.B2 (4)	-12.68	4.40	10	200	150
	50/50	I.B1 (4)	-17.85	4.06	115	226	99
	50/50	I.B2 (4)	-16.41	4.15	114	113	90
	0/100	J.B1 (4)	-7.61	1.3	86	126	21
	0/100	J.B2 (4)	-15.33	1.4	98	140	40
4	100/0	K.B1 (2)	-3.04	n.d.	1	<0.5	3
	100/0	K.B2 (2)	-3.36	n.d.	<1	<0.5	3
	50/50	L.B1 (2)	-7.91	n.d.	<1	591	4
	50/50	L.B2 (2)	-8.18	n.d.	<1	653	4
	0/100	M.B1 (2)	-7.51	n.d.	<1	n.a.	n.a.
	0/100	M.B2 (2)	-9.29	n.d.	<1	n.a.	n.a.
	100/0	K.B1 (3)	-6.54	n.d.	<1	5	86
	100/0	K.B2 (3)	-6.4	n.d.	<1	8	32
	50/50	L.B1 (3)	-31.7	2.4	1	489	13
	50/50	L.B2 (3)	-33.6	2.4	4	354	3
	0/100	M.B1 (3)	-17.1	n.d.	1	n.a.	n.a.
	0/100	M.B2 (3)	-19.1	n.d.	<1	n.a.	n.a.

Compound-Specific Stable Isotope Analysis

Stable isotope analysis proved effective for tracing microbial hydrogen conversion processes. Significant shifts in $\delta^2H_{H_2}$-, $\delta^{13}C_{CO2}$-, $\delta^{13}C_{CH_4}$- and /$\delta^2H_{CH_4}$-values confirmed methanogenic activity.

In field 1, after 49 days, gas and fluid samples were analyzed for isotopic effects.
Microbial H_2 conversion was evident, causing a significant decrease in δ^2H_{H2} values from around -203‰ to -531 to -519‰, regardless of the initial H_2 concentration. Abiotic controls exhibited no changes, confirming that these shifts were driven by microbial activity. Microbes preferentially consumed light hydrogen isotopes (^1H), but equilibrium isotope exchange catalyzed by hydrogenase between gaseous H_2 and water drove δ^2H_{H2} towards more negative values.
Methanogenesis was observed in biotic samples, with CH_4 showing enriched ^{12}C ($\delta^{13}C_{CH4}$ -18.6 to -15.0‰) and very light δ^2H_{CH4} (-406 to -402‰), supporting microbial methane formation (up to 5% CH4 in biotic setups). Limited shifts in $\delta^{13}C_{CH4}$ occurred in samples with 40% H_2 due to high background methane and low CO_2, with acetate formation hinting at fermentative processes.
CO_2 was consumed across all living specimen, raising pH and causing $\delta^{13}C_{CO2}$ and $\delta^{13}C_{DIC}$ values to shift, reflecting microbial activity.
Isotope values in fluids (δ^2H_{H2O} and $\delta^{18}O_{H2O}$) did not differ significantly between biotic and abiotic samples.

In field 2, samples were taken throughout the experiment up to the final incubation day 42.
Microcosms with both 10% and 99.5% H_2 displayed strong shifts to more negative δ^2H_{H2} values (up to -533‰ and -462‰, respectively), confirming microbial hydrogen consumption. Controls showed no changes, underscoring the sensitivity of δ^2H_{H2} monitoring to microbial activity.
Methanogenesis was confirmed by concurrent shifts in $\delta^{13}C_{CH4}$ and δ^2H_{CH4} values, with greater changes observed in 99.5% H_2 samples, where less background methane was present.
CO_2 consumption and production were reflected by shifting $\delta^{13}C_{CO2}$ and $\delta^{13}C_{DIC}$ values, and neither acetate nor H_2S was detected, indicating methanogenesis as the primary hydrogen-

consuming pathway.
Fluids showed increased δ^2H_{H2O} and $\delta^{18}O_{H2O}$ values compared to controls, which was attributed primarily to evaporation rather than microbial activity.

Conclusions

All four fields investigated showed H_2 loss but differed in their extend and metabolic conversion products.
Overall, methanogenesis is being ubiquitous in all tested fields where formation brine was incubated. Therefore, representing the highest risk, consistent with the long-term presence of methanogenic microorganisms in these kinds of reservoirs.
However, H_2S and acetate/formate formation were also observed, predominantly in gas storage samples.
Notably, samples from gas storage sites exhibited generally higher microbial activity compared to natural gas producing field sites, reflecting the dynamic and nutrient-rich conditions resulting from ongoing human intervention, which introduces microorganisms, nutrients, water, and electron acceptors, and creates dynamic environmental conditions.

Compound-specific stable isotope analysis proved effective for tracing microbial hydrogen conversion processes, with significant shifts in δ^2H_{H2}, $\delta^{13}C_{CO2}$, and $\delta^{13}C/\delta^2H_{CH4}$ values confirming methanogenic activity. Monitoring gas phase isotopic changes offers therefore a practical and accurate approach for future studies and pilots, where monitoring of aqueous phase is difficult.

The extent to which conversion reactions may ultimately contribute to H_2 loss in the specific fields is governed by a complex interplay of chemical, physical, and mineralogical characteristics specific to each reservoir. Key factors include, but are not limited to, reservoir temperature and pressure conditions, mineral composition, porosity and permeability, as well as the presence and activity of indigenous microbial communities.

Given this high degree of variability, it is essential to conduct comprehensive experimental investigations tailored to each individual reservoir in advance in order to accurately characterize the spectrum of potential microbially mediated reactions.

Hydrogen Conversion Severity Assessment Across Four Austrian Natural Gas Fields

One of the main objectives of this project was to create a simplified indicative severity assessment evaluating the results obtained within this study for the four tested Austrian natural gas field sites. For this, the H_2 loss due to microbiological activity and the CH_4-, H_2S-, and organic acid-formation have been assessed.
Factors such as the presence of potential nutrients from formation rock material and general microbiological conditions – like reservoir temperature and available nutrients from formation water – were also included in the evaluation.

The severity assessment does not allow for direct extrapolation to reservoir-scale modelling, as the experiments conducted represent worst-case scenarios. In real reservoirs, the formation brine/gas/rock ratios differ significantly from those in the laboratory setup.
Nevertheless, when used to compare different reservoirs with each other, the assessment still provides valuable indicative support in the search for suitable underground hydrogen storage sites.

The severities of the tested fields are represented using a color scale. Field site 4 was excluded from the severity assessment since it was not representative enough for formation brine. However, also there H_2 conversion (mainly as fermentative organic acid production) was observed.

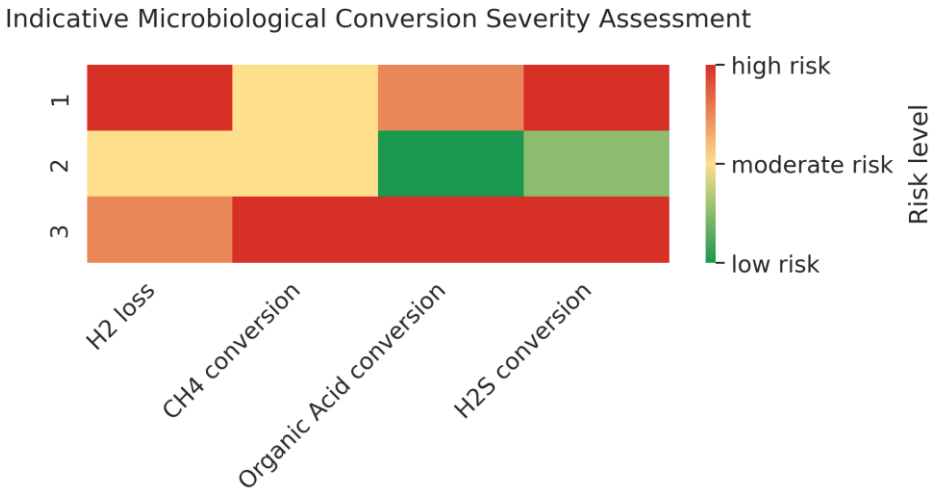


Figure 2: Indicative microbiological conversion severity assessment for Field Sites 1–3. Heatmap showing relative microbiological conversion severity based on four indicators (hydrogen loss, methane conversion, organic acid conversion, hydrogen sulfide conversion). Colors represent qualitative risk levels from low (green) to high (red), highlighting site-specific differences in microbial transformation potential.

Considering these outcomes, both natural gas storage sites (1 and 3) showed a higher risk compared to the actively producing natural gas reservoir. They demonstrated both high metabolic conversion to H_2S. CH_4 formation risk in Field 1 was moderate and in Field 3 high. Fermentative organic acid formation was also found in both storage sites as higher risk. In contrast, in the production gas field (Field 2), only CH_4 formation was identified as the main risk.
Based solely on these results, field 2 would be the most suitable option for UHS since there the risk of losing H_2 is lower from microbiological perspective than in the others.

Energetic Impact of Conversion Products

Metabolic pathways converting H_2 to CH_4, H_2S, and acetate differ in energy yield. Sulfate reduction is the most exergonic ($\Delta G°$: -152 kJ mol^{-1}), letting sulfate reducers outcompete methanogens when sulfate is present.
Hydrogenotrophic methanogenesis ($\Delta G°$: -136 kJ mol^{-1}) is less favorable, while acetogenesis ($\Delta G°$: -105 kJ mol^{-1}) is the least energetically preferred pathway for microbial hydrogen consumption.

		$\Delta G°$ kJ mol^{-1}
Sulfate-reduction	$4\ H_2 + SO_4^{2-} + H^+ \rightarrow HS^- + 4\ H_2O$	***-151.9***
Hydrogenotrophic-methanogenesis	$4\ H_2 + HCO_3^- + H^+ \rightarrow CH_4 + 3\ H_2O$	***-135.6***
Homo-/Hydrogenotrophic-acetogenesis	$4\ H_2 + 2\ HCO_3^- + H^+ \rightarrow CH_3COO^- + 4\ H_2O$	***-104.6***

While these processes can occur simultaneously, the most energetically favorable reaction will dominate as long as its electron acceptor is available.
Conversion of H_2 to CH_4 does not reduce energy potential, since CH_4 is a higher-energy carrier (one mole of CH_4 releases 890 kJ, compared to 572 kJ for two moles of H_2).
However, converting H_2 to H_2S or organic acids produces corrosive and toxic substances, resulting in a loss of usable energy.

References

Černá K., Fadrhonc K., Říha J., Bombach P., Stephant S., Michel C., Fablet L., Tremosa J., Mayers K., An-Stepec B.A., Dopffel N., *Towards standardized microbial hydrogen consumption testing in the subsurface: harmonized field sampling and enrichment approaches*, World Journal of Microbiology and Biotechnology, 41, 342 (2025). http://doi.org/10.1007/s11274-025-04542-0

Dopffel N., Jansen S., Gerritse J., *Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation*, International Journal of Hydrogen Energy, 46, 8594 (2021). http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.12.058

Dopffel N., Černa K., Stephant S., Bombach P., Wunch K., An-Stepec B., Valiakhmetova A., Boiadjieva-Scherzer T., Tremosa J., Rad S., Ropers D., *Microbial risks associated with hydrogen underground storage in Europe*, Solution Mining Research Institute Spring 2024 Conference, 1 (2024).

Dopffel N., Compassi L., Heydolph B., Kedir A., An-Stepec B.A., Badstöber J., Boiadjieva-Scherzer T., *Hydrogen competition between a gas reservoir community indicates available CO_2 as main limiting factor*, FEMS Microbiology Letters, fnag031 (2026). https://doi.org/10.1093/femsle/fnag031

Fablet L., Belcour A., Stephant S., Michel C., Ropers D., Cerna K., Bombach P., Riha J., Tremosa J., An-Stepec B.A., Fadrhonc K., Dopffel N., Rad S., *Microbial-geochemical interactions in underground reservoirs: Implications for hydrogen storage*, Preprint, 1 (2025). http://doi.org/10.21203/rs.3.rs-7920847/v1

Rother M., *Methanogenesis, in: Handbook of Hydrocarbon and Lipid Microbiology*, Springer Nature, pp. 481–499 (2010). https://doi.org/10.1007/978-3-540-77587-4_36

Ferry J.C., *Fermentation of Acetate, in: Methanogenesis* (ed. Ferry J.G.), Chapman & Hall, (1993). https://doi.org/10.1007/978-1-4615-2391-8_7

Fotidis I.A., Karakashev D., Kotsopoulos T.A., Martzopoulos G.G., Angelidaki I., *Effect of ammonium and acetate on methanogenic pathway and methanogenic community composition*, FEMS Microbiology Ecology, 83(1), 38–48 (2013). https://doi.org/10.1111/j.1574-6941.2012.01456.x

Schmidt O., Hink L., Horn M.A., Drake H.L., *Peat: home to novel syntrophic species that feed acetate- and hydrogen-scavenging methanogens*, The ISME Journal, 10, 1954–1966 (2016). https://doi.org/10.1038/ismej.2015.256

Sela-Adler, M., Ronen, Z., Herut, B., Antler, G., Vigderovich, H., Eckert, W. E., & Sivan, O. *Co-existence of methanogenesis and sulfate reduction with common substrates in sulfate-rich estuarine sediments,* Frontiers in Microbiology, 8, 766 (2017). https://doi.org/10.3389/fmicb.2017.00766

Lovley, D.R., *Minimum threshold for hydrogen metabolism in methanogenic bacteria*, Applied and Environmental Microbiology, 49, 1530–1531 (1985). https://doi.org/10.1128/aem.49.6.1530-1531.1985

Conrad, R., *Contribution of hydrogen to methane production and control of hydrogen concentrations in methanogenic soils and sediments*, FEMS Microbiology Ecology, 28, 193–202 (1999). https://doi.org/10.1111/j.1574-6941.1999.tb00575.x

Szuhaj, M., Kakuk, B., Wirth, R., Rákhely, G., Kovács, K.L., Bagi, Z., *Regulation of the*

methanogenesis pathways by hydrogen at transcriptomic level in time, Applied Microbiology and Biotechnology, 107, 6315–6324 (2023). https://doi.org/10.1007/s00253-023-12700-3

Sun, H., Yang, Z., Shi, G., Arhin, S.G., Papadakis, V.G., Goula, M.A., Zhou, L., Zhang, Y., Liu, G., Wang, W., *Methane production from acetate, formate and H_2/CO_2 under high ammonia level: Modified ADM1 simulation and microbial characterization*, Science of the Total Environment, 783, 147581 (2021). https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2021.147581

Ortiz-Castillo, J.E.; Mirazimi, M.; Mohammadi, M.; Dy, E.; Liu, W., *The Role of Microorganisms in the Formation, Dissolution, and Transformation of Secondary Minerals in Mine Rock and Drainage: A Review,* Minerals, 11(12), 1349 (2021). https://doi.org/10.3390/min11121349

Microbial Risks in Underground Hydrogen Storage: Results from the CETP project HyLife

P. Bombach[1], A. A.-S. Biwen[2], K. Cerna[3], J. Riha[3], K. Kristýna[3], N. Paltrinieri[4], K. Kyaw[4], S. Rad[5], S. Stephant[5], L. Fablet[5], M. Caroline[5], D. Ropers[6], A. Belcour[6], J. Tremosa[7], N. Dopffel[2]
[1]Isodetect GmbH, Leipzig, Germany, [2]Norwegian Research Centre AS - NORCE, Bergen, Norway, [3]Technical University of Liberec, Institute for Nanomaterials, Advanced Technologies and Innovation, Liberec, Czech Republic, [4]Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, [5]French Geological Survey BRGM, Orléans, France, [6]Inria, Grenoble, France, [7]Geostock, Ruel-Malmaison, France

Underground hydrogen (H_2) storage offers a promising approach to store excess energy from renewable energy sources. However, subsurface storage environments are inhabited by diverse microbial communities that may utilize H_2 as an energy source. Microbial processes can therefore influence H_2 storage operations, potentially leading to H_2 losses, deterioration of gas quality through hydrogen sulfide (H_2S) formation, and risks to infrastructure integrity caused by biocorrosion or microbially induced mineral precipitation.
The CETP-funded research project HyLife investigates microbial risks associated with underground H_2 storage in European reservoirs. The project focuses on identifying H_2-consuming microbial communities, assessing their activity under reservoir conditions, and determining key environmental parameters controlling microbial H_2 conversion.
We will present a comprehensive investigation of formation water samples from European subsurface storage sites. A total of 57 samples from 13 European countries were analyzed, including samples from porous rock reservoirs, salt caverns, and aquifer reservoirs with varying lithologies and physical properties. Microbial community composition and metabolic potential were characterized using DNA-based methods. To assess microbial activity, reservoir-derived microbial communities were exposed to H_2 under controlled laboratory conditions. Laboratory experiments investigated the kinetics of H_2 consumption and formation of metabolic products such as H_2S, methane, and acetate.
Laboratory experiments demonstrated H_2 consumption by microbial communities from porous rock reservoirs, aquifers, and salt caverns. Hydrogen conversion to the metabolic products H_2S and methane was observed under reservoir-relevant temperature conditions. Microbial H_2 consumption occurred across a temperature range from 25 °C to 83 °C.
Statistical evaluation of microbial, geochemical, and physical data allowed identification of key parameters influencing microbial risks associated with underground H_2 storage in Europe. These results provide an improved basis for assessing microbial impacts on H_2 storage performance and support the development of appropriate monitoring and mitigation strategies.

Acknowledgement:
This research was funded by CETPartnership, the European Partnership under Joint Call 2022 for research proposals, co-funded by the European Commission (GA N°101069750) and with the funding organisations of Norway, France and Czech Republic listed on the CETPartnership website. In addition, this project is cofinanced with tax revenue on the basis of the budget adopted by the Saxon state parliament. We also thank our industry partners Lanxess, BP, Total Energies, SLB, Corronation and OMV for their support.

Significance of microorganisms in the conversion of natural gas caverns into hydrogen caverns: Risks and solutions for safe operation – a case study

L. Krasper, G. Nowack, T. Keil, M. Wagner
MicroPro GmbH

Abstract

In the context of the transition of the energy system from fossil fuels to renewable energies, hydrogen (H_2) is considered as a universal, carbon-free energy carrier. Based on several decades of experience in underground storage of natural gas, the storage of H_2 in geological formations, especially in porous storage facilities and caverns, offers an attractive and economical option due to the enormous storage capacities and the infrastructure that is already partially in place. It is known that both porous storage and caverns contain diverse microbial communities that have adapted to the respective conditions. These communities have the capability to proliferate under extreme conditions such as oxygen deprivation, elevated temperatures, high salinity and high pressure. The most significant H_2-consuming processes that can influence underground storage facilities are methane production, acetate production, sulfate reduction, and iron reduction.

The study elucidates the significance of site-specific sulfate-reducing microorganisms in authentic brine samples from a cavern site designated for conversion to H_2 storage. The results of long-term simulation experiments designed to quantify microbial H_2S production under practical conditions will be presented. The second section outlines possibilities for mitigating microbial activity in caverns and preventing the release of H_2S from the brine.

Introduction

In recent years, there has been an increase in research into the suitability of underground storage facilities for converting existing natural gas and oil storage sites for H_2-storage. In addition to the technical challenges that H_2 poses for operation compared to methane, microbial influences are also gaining greater attention. Compared to methane, hydrogen is a very attractive electron donor for many anaerobic microorganisms that occur naturally in underground storage facilities or have become established there over the facility's history (Vreeland et al., 2000). It is assumed that H_2 stimulates microbial processes and that, among other things, the metabolic products and the formation of microbial biomass can lead to changes in the storage facility that may negatively impact operations. In caverns, due to the limited availability of metals and nitrate, material transformations are primarily expected to occur through sulfate reduction, acetogenesis, and methanogenesis. The process most relevant to H_2-storage is sulfate reduction, since this results not only in the loss of H_2, but also in the contamination of the stored gas with corrosive H_2S, which has negative consequences for operational safety and costs.

Despite the extreme conditions in saturated brine, it cannot ruled out that biochemical reactions will occur at varying rates depending on other environmental factors such as temperature,

sulfate availability, and the presence of microorganisms (Dopffel et al., 2024; Schwab et al., 2022; Wagner & Ballerstedt, 2013). For example, a microbial risk is assumed for caverns at temperatures below 55°C (Thaysen et al., 2023). In recent years, there have been numerous research projects, pilot projects, and publications on H_2 storage in UGS that have also taken microbiological aspects into account (e.g. h2ugs, Hystories, Hylife, and HyDRA).
The focal point of our experimental investigation was SRB, given the undetectable activity of methanogenic and acetogenic microorganisms under the prevailing experimental conditions. The results presented for exemplary sites demonstrate that an individual microbial assessment and simulation of H_2-storage for specific sites serves as a useful supplement to the general risk classification based on framework conditions and literature-based data.

Comparison of microbial H_2S production in authentic samples of different salt caverns

Original brine samples from various salt caverns were incubated in microcosm experiments under both ambient and high pressure for up to 320 days. The experiments involved both optimized conditions for the microorganisms - achieved by adding additives, reducing salinity and H_2/CO_2 atmosphere - and incubation in the original brine containing merely the caverns' native salt under 100% H_2.
In addition, the temperature dependence of the microbial processes was investigated. The analysis of identical cavern samples revealed that different results in microbial activity exhibited temperature-dependent fluctuations. Nevertheless, it was not possible to formulate a comprehensive statement on the matter.
In cavern (A), no significant microbial H_2S was produced at temperatures lower than the average cavern temperature. However, H_2S was generated at the average cavern temperature. In another cavern (B), microbial sulfide formation was recorded across a broader temperature range during the study period, despite the fact that the environmental conditions in both caverns were nearly identical (Figure 1). In lower temperature conditions, a prolonged lag phase prior to H_2S formation was observed, in contrast to the average cavern temperature. The simulation tests conducted with samples from a third cavern (C) revealed the absence of H_2S generation at all temperatures that were tested within the observed incubation time.

The microorganisms in the caverns thus appear to be, in part, highly specialized to their unique habitat. Consequently, false-negative outcomes may be obtained in microbial monitoring programs due to either inadequate adherence to the environmental conditions present with the cavern or a deficiency in understanding those conditions. In addition, extended periods of several weeks following stimulation with H_2 are to be anticipated, characterized by a lag phase.

Therefore, it is imperative that test periods are extended to the maximum extent possible in order to avert the potential oversight of a microbial hazard. As a cavern storage facility operates over the long term, a period of approximately 30 years, it is important to consider the potential relevance of microbial processes that may become apparent over time. Such processes, which may initially be unnoticed, should be taken into account in order to ensure the effective management of the facility.

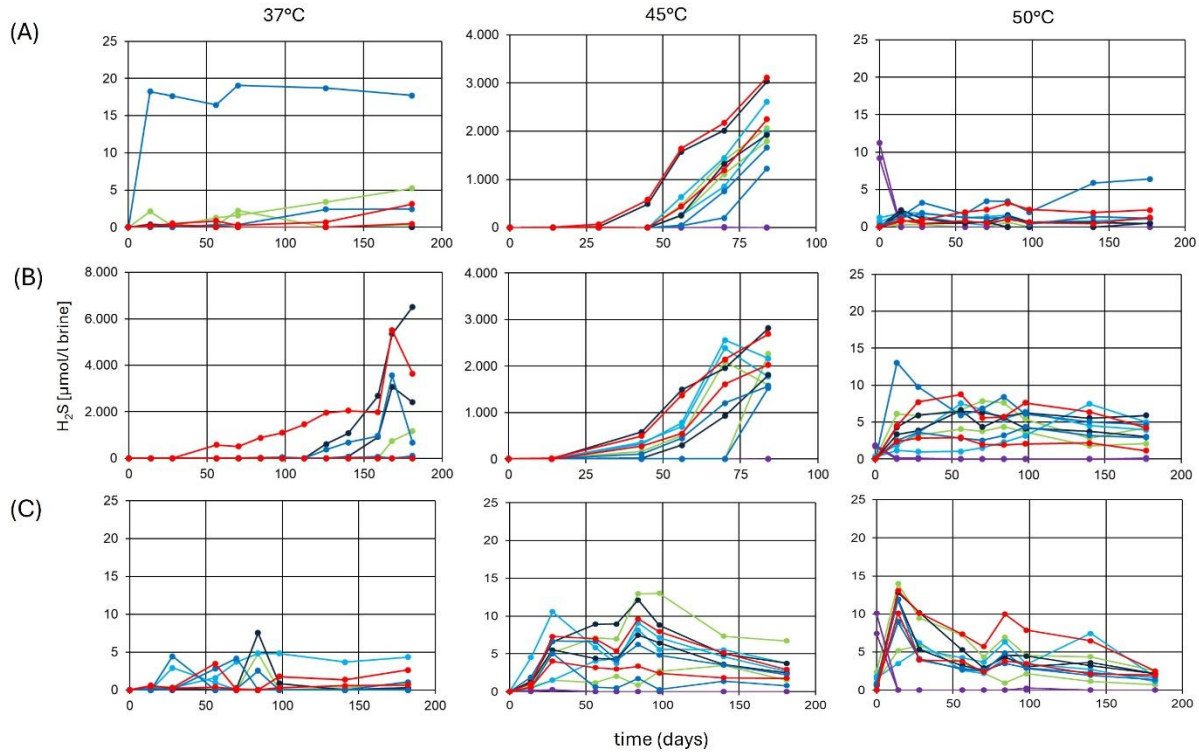


Figure 1: H_2S formation in microcosm experiments with brine of three different caverns, different supplements with H_2/CO_2 atmosphere at ambient pressure.

High-pressure tests with brine from these caverns under in-situ conditions have demonstrated that H_2S can generally be formed by autochthonous microbes. . However, due to the extreme conditions and low microbial activity, H_2S formation only became analytically detectable after very long incubation periods. In consequence of the 100-fold greater volume of H_2 in comparison with microcosm experiments at ambient pressure, the H_2S content in the compressed gas was considerably lower. Therefore, microcosm experiments at lower pressure are useful for a qualitative assessment of H_2S formation in order to identify a fundamental risk. Inoculation with microorganisms previously enriched from representative samples can significantly shorten the lag-phase in laboratory experiments under in-situ conditions. (Figure 2).

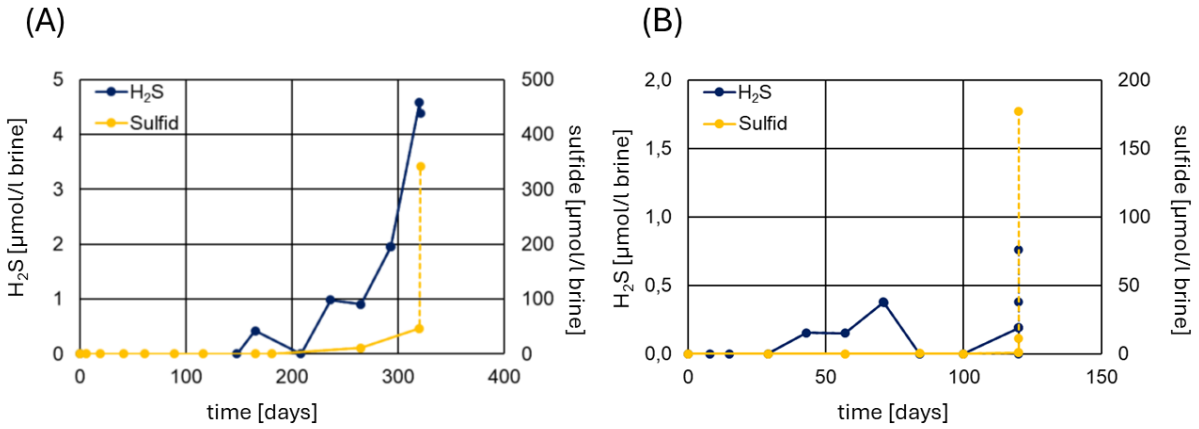


Figure 2: H_2S and sulfide formation under H_2 exposure at high pressure without (A) and with (B) inoculation with preadapted microorganism of cavern.

It is important to adopt a holistic perspective when investigating the formation of H_2S, given that a substantial proportion of the H_2S generated by microorganisms exists in dissolved state within the brine. The sampling of the liquid phase is of particular importance during high-pressure experiments, as it enables the detection of H_2S or sulfide that is dissolved in the brine. Changes in conditions during cavern operation, such as cavern pressure or pH of the brine, can induce significant fluctuations in the distribution of H_2S between the gas phase and the brine. For instance, a decline in the pH of the brine or a decrease in pressure within the cavern can result in a substantial release of dissolved H_2S from the brine into the storage gas phase.

Prevention and control strategies for microbial H_2S formation

Using two treatment agents as case studies, the efficacy of inhibiting H_2S formation under in situ conditions was demonstrated through the use of site-specific microorganisms. The formation of H_2S was significantly reduced for one of the two agents that were examined in this study. No further increase in H_2S formation was observed for the second agent when compared to an untreated control. To achieve this objective, the optimal application concentrations were initially determined using a series of dilutions. The effect was demonstrated over a period of 30 days and resulted in a reduction in H_2S release from the brine, even after microbial H_2S production has taken place at the start of the experiment.

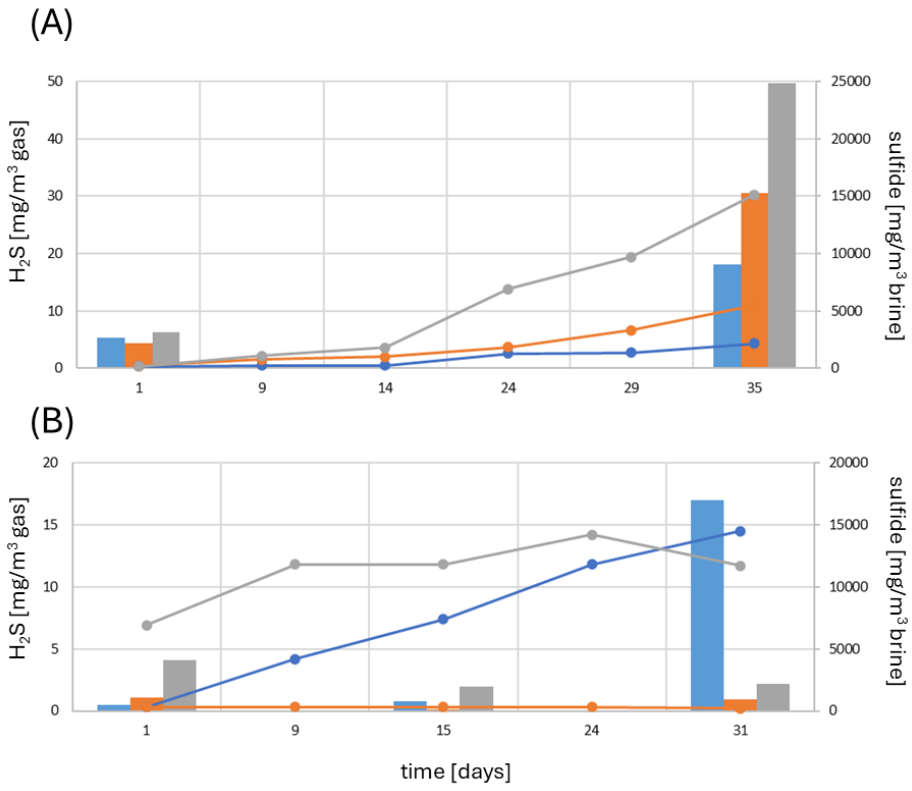


Figure 3: H_2S and sulfide formation at in situ conditions before (A) and after treatment with two different agents (orange and gray) compared to a control (blue).

Conclusion

It is evident that caves exhibit significant variations in their microbiological potential, despite the presence of comparable environmental conditions. Microbial H_2S formation is a process that can generally be carried out under extreme conditions. In certain cases, a prolonged period of adaptation may occur prior to the manifestation of quantifiable H_2S concentrations, following which the formation and increase of detectable H_2S becomes evident. This process is temperature-dependent.

In order to guarantee the applicability of laboratory results to praxis, it is imperative that the simulation conditions of laboratory tests reflect real-world conditions as closely as possible. In this case study, a cavern (C) was identified in which microbial H_2S formation was not detectable, despite comparable conditions, such as location, cavern depth and the associated average temperature, pressure and mineralogical conditions compared to the two other investigated caverns (A, B). Other factors, such as the storage history, changes in the leaching process, and the microbial community present, influence the effects of H_2-storage. Consequently, the feasibility of H_2-storage in cavern storage facilities with documented microbial activity is contingent on specific conditions, necessitating a case-by-case assessment for each facility with rigorous monitoring. Prevention strategies must be implemented in the event of increased microbial activity.

References

Dopffel, N., An-Stepec, B. A., Bombach, P., Wagner, M., & Passaris, E. (2024). “Microbial life in salt caverns and their influence on H2 storage – Current knowledge and open questions.”. *International Journal of Hydrogen Energy*, *58*, 1478–1485. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.334

Schwab, L., Nowack, G., Stryhanyuk, H., Bombach, P., Vogt, C., & Richnow, H. H. (2022, Februar 21). *Effects of hydrogen in anaerobic, extremely halophilic microbial cultures from the Zechstein formation*. VAAM.

Thaysen, E. M., Armitage, T., Slabon, L., Hassanpouryouzband, A., & Edlmann, K. (2023). Microbial risk assessment for underground hydrogen storage in porous rocks. *Fuel*, *352*, 128852. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128852

Vreeland, R. H., Rosenzweig, W. D., & Powers, D. W. (2000). Isolation of a 250 million-year-old halotolerant bacterium from a primary salt crystal. *Nature*, *407*(6806), 897–900. https://doi.org/10.1038/35038060

Wagner, M., & Ballerstedt, H. (2013). *Influence of biogas and hydrogen on the microbiology in underground gas storage facilities—Literature study—Einfluss von Biogas und Wasserstoff auf die Mikrobiologie in Untertagegasspeichern: DGMK-Forschungsbericht 756* (Research Report No. 756; DGMK Research Report, S. 1–70). Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.

Wasserstoffqualität bei Untertagespeicherung

Antje Fuchs[1], Udo Lubenau[2], Rico Rockmann[2]
[1] DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, [2] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Abstract

Die Untertagespeicherung von Wasserstoff ist ein zentraler Baustein für den Aufbau einer wasserstoffbasierten Energieversorgung. Neben der technischen Machbarkeit gewinnt die Gasqualität bei der Ausspeicherung an Bedeutung, da untertägige und obertägige Prozesse die Zusammensetzung des Wasserstoffs beeinflussen können.
Die vorliegende Arbeit untersucht speicherartspezifische Eintragsmechanismen in Salzkavernen und Porenspeichern und bewertet deren Auswirkungen auf die erreichbare Wasserstoffqualität. Dabei werden Gasvermischung, Löslichkeitsprozesse – insbesondere von Kohlenwasserstoffen – sowie mikrobiologisch vermittelte Umsetzungen berücksichtigt. Geochemische Wechselwirkungen tragen unter den betrachteten Speicherbedingungen nur in begrenztem Umfang zur Veränderung der Wasserstoffqualität und zu Wasserstoffverlusten bei. Zusätzlich werden Einträge aus der Obertageanlage betrachtet.
Die Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede zwischen den Speichertypen: Salzkavernen weisen ein geringes und gut beherrschbares Eintragsniveau auf, während Porenspeicher aufgrund von Restgasverteilung, Fluid-Gestein-Wechselwirkungen und mikrobiologischer Aktivität eine deutlich höhere standortspezifische Komplexität aufweisen. Die erreichbare Wasserstoffqualität hängt maßgeblich von Speicherhistorie, geologischen Randbedingungen und der Betriebsweise des Speichers ab. Damit können Speicherbetreiber über die Wahl der Betriebsweise die Gasqualität aktiv beeinflussen.
Für alle betrachteten Speichertypen ist die Einhaltung definierter Wasserstoffqualitäten grundsätzlich technisch möglich. Der erforderliche Aufbereitungsaufwand wird maßgeblich durch die angestrebte Zielreinheit bestimmt. Insbesondere bei erhöhten Reinheitsanforderungen können zusätzliche Abtrennverfahren erforderlich werden, die mit apparativem Aufwand und Wasserstoffverlusten verbunden sind.
Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Bewertung von Wasserstoffqualitäten nicht isoliert auf Basis einzelner Speichertypen erfolgen kann. Vielmehr ist eine Abstimmung zwischen Speicher, Aufbereitung, Netzanforderungen und Abnehmern erforderlich, um geeignete Wasserstoffqualitäten bereitzustellen.

Einleitung

Die großskalige Speicherung von Wasserstoff in untertägigen Speichern stellt einen wesentlichen Baustein für die Versorgungssicherheit eines zunehmend wasserstoffbasierten Energiesystems dar. Untertagespeicher ermöglichen die zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und leisten damit einen zentralen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien sowie zur Stabilisierung von Energiesystemen.
Untertägige Speicher sind jedoch keine qualitätsneutralen Systeme. In Abhängigkeit von Speichertyp, Speicherhistorie und Betriebsweise können sich Zusammensetzung und Reinheit des gespeicherten Wasserstoffs verändern. Diese Veränderungen resultieren aus einer Vielzahl von Prozessen wie Gasvermischung, Löslichkeits- und Freisetzungsprozesse, mikrobiologisch vermittelte Umsetzungen sowie Einträge aus der Obertageanlage. Zusätzlich beeinflusst die Betriebsweise des Speichers maßgeblich die Ausprägung dieser Prozesse und

damit die resultierende Gasqualität.
Die Ausprägung dieser Effekte unterscheidet sich grundlegend zwischen Salzkavernen und Porenspeichern. Während Salzkavernen durch einen weitgehend abgeschlossenen Speicherraum mit begrenzter Wechselwirkung zur Umgebung charakterisiert sind, weisen Porenspeicher aufgrund ihres Porenraums sowie des Kontakts zwischen Gas, Formationswasser und Gesteinsmatrix deutlich komplexere Randbedingungen auf. Zusätzlich können strukturelle Eigenschaften des Speichergesteins sowie mikrobiologische Prozesse die Gaszusammensetzung beeinflussen. Die Wechselwirkungen zwischen diesen Einflussfaktoren führen zu einem komplexen, standortspezifischen Eintrags- und Reaktionsverhalten.
Vor diesem Hintergrund besteht ein Bedarf an einer systematischen Bewertung der speicherartspezifischen Eintragsmechanismen und deren Auswirkungen auf die erreichbare Wasserstoffqualität. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die relevanten Prozesse für unterschiedliche Speichertypen zu analysieren, deren Bedeutung für die Gasqualität einzuordnen und daraus den resultierenden Aufbereitungsbedarf abzuleiten.

Eintragsmechanismen und Rahmenbedingungen

Die Zusammensetzung des in untertägigen Speichern ausgespeicherten Wasserstoffs wird durch eine Vielzahl von Eintragsmechanismen bestimmt, die sowohl im Untergrund als auch in der Obertageanlage wirksam sind. Diese Mechanismen führen zur Einbringung von Begleitstoffen in den Wasserstoff oder zu dessen stofflicher Umwandlung.
Zu den wesentlichen Eintragsmechanismen zählen die Vermischung mit Restgasen infolge der Speicherhistorie, Löslichkeits- und Freisetzungsprozesse von Kohlenwasserstoffen, mikrobiologisch vermittelte Umsetzungen sowie geochemische Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff, Gestein und Formationsfluid. Ergänzend können Einträge aus der Obertageanlage, sowie Betrieb und Dynamik des Speichers zur Veränderung der Gaszusammensetzung beitragen. Diese Mechanismen bestimmen, welche Stoffe und Reaktionsprodukte in den Wasserstoff gelangen.
Von diesen Eintragsmechanismen sind die Rahmenbedingungen zu unterscheiden, welche die Ausprägung und Intensität der einzelnen Prozesse steuern. Hierzu zählen insbesondere die Speicherhistorie, die geologischen und petrophysikalischen Eigenschaften des Speichers, die Verteilung von Gas-, Wasser- und Gesteinsphasen sowie die Betriebsweise des Speichers als zentraler steuernder Einflussfaktor und die prozessbedingten Einträge aus der Obertageanlage. Diese Rahmenbedingungen bestimmen, wie stark die einzelnen Eintragsmechanismen wirksam werden und erklären die standortspezifischen Unterschiede zwischen verschiedenen Speichern.
Das Zusammenwirken von Eintragsmechanismen und Rahmenbedingungen führt zu einem komplexen standortspezifischen Eintragsverhalten, das die erreichbare Wasserstoffqualität im Einzelfall bestimmt.

Speicherhistorie

Die Speicherhistorie stellt einen wesentlichen Ausgangspunkt für die Zusammensetzung des in Speicher eingebrachten und daraus ausgespeicherten Wasserstoffs dar. In Abhängigkeit von der vorherigen Nutzung verbleiben unterschiedliche Gasmengen und Stoffe im Speicher, die durch Vermischungsprozesse und stoffliche Übergänge in den Wasserstoff übergehen können.
In Salzkavernen ist die Speicherhistorie maßgeblich durch die vorherige Nutzung und das eingesetzte Blanket geprägt. Neu gesolte Kavernen weisen keine Restgase aus vorheriger Nutzung auf, sodass Einträge nur aus dem verwendeten Blanket resultieren können. In umgewidmeten Erdgaskavernen verbleiben hingegen Restgase (insbesondere Erdgas) in der Kavernenwand, in Hintersolungen oder im Sumpfbereich. Diese Gase werden bei der Ein- und Ausspeicherung mobilisiert und mit dem eingespeicherten Wasserstoff vermischt. In ehemaligen Öl- und Produktkavernen können zusätzlich flüssige Kohlenwasserstoffe vorhanden sein, die in Kontakt mit dem Wasserstoff stehen und in die Gasphase übergehen

können.
Die Gasvermischung beschreibt dabei den Prozess, bei dem eingespeicherter Wasserstoff mit im Speicher vorhandenen Gasen in Kontakt kommt und sich mit diesen durchmischt. In Salzkavernen erfolgt diese Vermischung überwiegend durch Diffusion sowie durch strömungsinduzierte Durchmischung während der Ein- und Ausspeicherung. Aufgrund der strömungsbedingten Durchmischung und der begrenzten Diffusion stellt sich keine homogene Gasverteilung im Speicher ein – stattdessen entstehen dynamische, betriebsspezifische Konzentrationsverteilungen.
In Porenspeichern ist die Gasverteilung deutlich komplexer. Restgase verbleiben im Porenraum sowie in gering durchströmten Bereichen und werden im Zuge von Druckänderungen mobilisiert. Zusätzlich führen strukturelle Heterogenitäten, unterschiedliche Strömungspfade sowie dispersive Transportprozesse zu einer räumlich variablen Durchmischung des Wasserstoffs. Dadurch kann die Zusammensetzung des ausgespeicherten Gases sowohl zeitlich als auch räumlich variieren. Die Ausprägung der Gasvermischung wird durch die Speicherhistorie, die Speichergeometrie, die petrophysikalischen Eigenschaften des Speichers sowie die Betriebsweise beeinflusst.
Neben der Gasvermischung können in Abhängigkeit von der Speicherhistorie auch Löslichkeitsprozesse zur Veränderung der Gaszusammensetzung beitragen, insbesondere in Speichern mit verbleibenden Kohlenwasserstoffen.

Geochemische Eintragsmechanismen

Geochemische Wechselwirkungen zwischen Wasserstoff, Gestein und Formationsfluid können grundsätzlich zur Veränderung der Gaszusammensetzung beitragen. Wasserstoff kann dabei als Elektronendonator in Redoxreaktionen eingebunden werden. In Salzkavernen ist die Relevanz geochemischer Prozesse aufgrund des inerten Wirtgesteins gering.
In Porenspeichern können geochemische Wechselwirkungen stärker ausgeprägt sein. Die Reaktivität hängt dabei von der Mineralogie des Speichergesteins sowie von den chemischen Eigenschaften des Formationswassers ab. Unter geeigneten Bedingungen können mineralische Reaktionen zur Freisetzung oder Bildung von Begleitstoffen beitragen. Die tatsächliche Ausprägung ist jedoch stark standortspezifisch und wird insbesondere durch die Mineralogie des Speichergesteins sowie die chemischen Eigenschaften des Formationswassers bestimmt.
Insgesamt tragen geochemische Prozesse unter den betrachteten Speicherbedingungen nur in begrenztem Umfang zur Veränderung der Wasserstoffqualität und zu Wasserstoffverlusten bei.

Mikrobiologische Eintragsmechanismen

Mikrobiologisch vermittelte Prozesse können die Zusammensetzung des gespeicherten Wasserstoffs wesentlich beeinflussen. Wasserstoff dient dabei als Elektronendonator für verschiedene mikrobielle Stoffwechselprozesse, insbesondere Methanogenese, Sulfatreduktion und Acetogenese, bei denen Begleitstoffe wie Methan oder Schwefelwasserstoff gebildet werden können.
In Salzkavernen ist die mikrobiologische Aktivität aufgrund der hohen Salinität sowie der begrenzten Verfügbarkeit von Wasser und Nährstoffen eingeschränkt. Mikroorganismen können in Bereichen mit vorhandener Feuchte oder organischen Reststoffen auftreten und zur Bildung von Schwefelverbindungen beitragen.
In Porenspeichern ist die mikrobiologische Aktivität deutlich ausgeprägter. Mikroorganismen sind sowohl im Porenraum als auch im Formationswasser vorhanden. Ihre Aktivität wird durch die Verfügbarkeit von Wasser, Nährstoffen und geeigneten Elektronenakzeptoren bestimmt. Unter diesen Bedingungen kann Wasserstoff mikrobiell umgesetzt werden, was sowohl zu Wasserstoffverlusten als auch zur Bildung qualitätsrelevanter Begleitstoffe führen kann.
Die tatsächliche Ausprägung mikrobiologischer Prozesse ist stark standortspezifisch und derzeit mit Unsicherheiten behaftet, insbesondere hinsichtlich der gebildeten Stoffmengen und

deren zeitlicher Entwicklung. In allen untertägigen Bereichen sind Mikroorganismen anzutreffen, aber nicht alle Arten sind für die Umsetzung von Wasserstoff oder die Bildung qualitätsrelevanter Begleitstoffe relevant.

Wechselwirkungen zwischen Geochemie, Mikrobiologie und Fluid-Gestein-Systemen

Wechselwirkungen zwischen geochemischen, mikrobiologischen und fluiddynamischen Prozessen bestimmen maßgeblich, welche Stoffe im Speicher freigesetzt oder gebildet werden und wie sich deren Verteilung im Speicher entwickelt. Diese Prozesse wirken abhängig voneinander und sind über gemeinsame Reaktionsräume und Transportprozesse miteinander gekoppelt.
Zentrale Bedeutung kommt dabei den Gas-Wasser-Gestein-Grenzflächen zu. Diese stellen die eigentlichen Reaktionsräume dar, in denen geochemische und mikrobiologische Prozesse ablaufen. Über diese Grenzflächen erfolgt der Austausch von Gasen, gelösten Stoffen und Nährstoffen, wodurch festgelegt wird, welche Reaktionen unter den jeweiligen Bedingungen überhaupt stattfinden können. Geochemische und mikrobiologische Prozesse können sich dabei gegenseitig beeinflussen. Geochemische Reaktionen können beispielsweise Nährstoffe oder Elektronenakzeptoren für Mikroorganismen bereitstellen, während mikrobiell vermittelte Prozesse wiederum Mineralausfällungen oder Veränderungen im Porenraum auslösen können. Hierzu zählen insbesondere Biofilmbildung, mineralische Präzipitationen sowie mikrobiell beeinflusste Korrosionsprozesse. Dadurch können sich Eigenschaften des Speichers, wie Porenstruktur oder Benetzbarkeit langfristig verändern.
Die Verteilung von Gas, Wasser und gelösten Stoffen im Speicher steuert dabei maßgeblich, wo und in welchem Umfang diese Prozesse ablaufen. Sie beeinflusst sowohl Transportprozesse als auch die räumliche Ausdehnung der Reaktionsräume im Porenraum.

Die Betriebsweise des Speichers wirkt als überlagernder Einflussfaktor auf alle genannten Prozesse. Druckänderungen, zyklische Fahrweisen sowie Ein- und Ausspeicherprozesse verändern die Verteilung von Gas- und Wasserphasen, beeinflussen die Ausbildung von Grenzflächen und führen zu wechselnden Reaktionsbedingungen im Speicher.
Das Zusammenwirken dieser Prozesse bestimmt somit die Zusammensetzung des gespeicherten Gases sowie die langfristige Entwicklung des Porenraums und der speicherrelevanten Eigenschaften.

Einträge aus der Obertageanlage

Einträge aus der Obertageanlage stellen einen weiteren Mechanismus dar, durch den Begleitstoffe in den Wasserstoff eingetragen werden können. Diese resultieren aus den eingesetzten technischen Verfahren zur Verdichtung, Trocknung und Gasaufbereitung.
Einträge können insbesondere aus Verdichterölen, aus Trocknungsprozessen (z.B. Glykol) sowie aus Abscheidern stammen (Partikel). Art und Umfang dieser Einträge sind anlagenspezifisch und hängen von der eingesetzten Technik sowie der Betriebsweise der Anlage ab.
Im Vergleich zu untertägigen Prozessen sind Einträge aus der Obertageanlage in der Regel gut technisch beherrschbar. Standardverfahren wie Filtration, Abscheidung oder Trocknung ermöglichen eine gezielte Reduktion dieser Stoffe. Gleichzeitig stellen sie eine kontinuierliche Eintragsquelle dar, deren Relevanz mit steigenden Anforderungen an die Wasserstoffqualität zunimmt, da bereits geringe Konzentrationen einzelner Komponenten qualitätsbestimmend werden können.

Qualitätsrelevante Komponenten und Grenzwerte

Die in untertägigen Wasserstoffspeichern wirksamen Eintragsmechanismen führen zur Bildung bzw. Einbringung verschiedener Begleitstoffe, die die Zusammensetzung des ausgespeicherten Gases bestimmen. Für die Bewertung der Gasqualität ist dabei nicht nur das Auftreten einzelner Komponenten entscheidend, sondern insbesondere deren

Konzentration im Vergleich zu den jeweils gültigen Qualitätsanforderungen.
Zu den Begleitgasen zählen insbesondere Methan, Kohlendioxid und Stickstoff. Diese Komponenten stammen primär aus der Speicherhistorie oder aus Gasvermischungsprozessen und beeinflussen direkt den Wasserstoffgehalt im Gasgemisch.
Schwefelverbindungen, insbesondere Schwefelwasserstoff, entstehen vor allem durch mikrobiologisch vermittelte Prozesse. Bereits geringe Konzentrationen können qualitätsbestimmend sein und stellen zusätzlich Anforderungen an Werkstoffe und Aufbereitung.
Kohlenwasserstoffe können sowohl in gasförmiger als auch in kondensierter Form auftreten. Ihre Herkunft ist eng mit der Speicherhistorie verknüpft, insbesondere in umgewidmeten Öl- und Produktkavernen. Insbesondere kurzkettige Kohlenwasserstoffe können in relevanten Konzentrationen in die Gasphase übergehen und maßgeblich zur Überschreitung zulässiger Grenzwerte beitragen. Bereits im ppm- bis unteren mol-%-Bereich können sie qualitätsbestimmend sein. Für die Bewertung eine Verunreinigung mit Kohlenwasserstoffen ist neben der Konzentration auch der Kohlenwasserstoff-Kondensationspunkt von Bedeutung.
Wasser ist in untertägigen Speichern vorhanden und muss unabhängig vom Speichertyp im Rahmen der Gasaufbereitung reduziert werden, um die geforderten Spezifikationen einzuhalten.
Zusätzlich können Spurenstoffe aus der Obertageanlage, wie Glykol oder Verdichteröle, in den Wasserstoff eingetragen werden. Diese Komponenten treten in der Regel in geringen Konzentrationen auf, können jedoch insbesondere bei sehr hohen Reinheitsanforderungen qualitätsrelevant werden.
Die zulässigen Konzentrationen der genannten Komponenten sind in verschiedenen Regelwerken definiert und unterscheiden sich je nach Anwendung und Qualitätsniveau. Mit steigenden Anforderungen an die Wasserstoffreinheit werden einzelne Begleitstoffe zunehmend qualitätsbestimmend und beeinflussen den erforderlichen Aufbereitungsaufwand.

Aufbereitung des ausgespeicherten Wasserstoffs

Die im ausgespeicherten Wasserstoff enthaltenen Begleitstoffe können durch geeignete Aufbereitungsverfahren reduziert werden, um die geforderten Qualitätsanforderungen einzuhalten. Der konkrete Aufbereitungsbedarf hängt dabei sowohl von der Art und Konzentration der vorhandenen Komponenten als auch von der angestrebten Zielreinheit ab.
Zur Abtrennung gasförmiger Begleitkomponenten wie Methan, Stickstoff oder Kohlendioxid kommen insbesondere Verfahren wie die Druckwechseladsorption (PSA) zum Einsatz. Die PSA stellt dabei ein zentrales Verfahren zur Erhöhung des Wasserstoffgehalts dar, ist jedoch mit systembedingten Wasserstoffverlusten verbunden. Alternativ können auch Membranverfahren eingesetzt werden, insbesondere bei variablen Zusammensetzungen des Gasstroms.
Schwefelverbindungen können durch etablierte Entschwefelungsverfahren entfernt werden. Diese Verfahren sind Stand der Technik und ermöglichen eine zuverlässige Einhaltung entsprechender Grenzwerte.
Kohlenwasserstoffe werden in der Regel durch Adsorptionsverfahren, beispielsweise temperaturwechselbasierte Verfahren (TSA), aus dem Gas entfernt. Hierbei kommen insbesondere Festbett-Adsorber zum Einsatz, deren Auslegung stark von Art und Konzentration der Kohlenwasserstoffe abhängt. Dabei ist die Auslegung der Aufbereitung stark von der Art der Kohlenwasserstoffe sowie deren Konzentration abhängig.
Wasser wird durch Trocknungsverfahren, beispielsweise auf Basis von Triethylenglykol oder Feststoffadsorption, aus dem Gas entfernt. Diese Verfahren sind unabhängig vom Speichertyp erforderlich, da das ausgespeicherte Gas in der Regel wasserdampfgesättigt ist.
Die Auswahl und Auslegung der Aufbereitungsverfahren erfolgt in Abhängigkeit vom jeweiligen Eintragsprofil sowie von den geforderten Qualitätsniveaus. Mit steigenden Reinheitsanforderungen steigt der Aufbereitungsaufwand deutlich an, wodurch zusätzliche Verfahrensschritte erforderlich werden und systembedingte Wasserstoffverluste auftreten können.

Bewertung der technischen Realisierbarkeit von Wasserstoffqualitäten bei der Ausspeicherung

Die Bewertung der technischen Realisierbarkeit von Wasserstoffqualitäten bei der Ausspeicherung erfordert eine integrierte Betrachtung der speicherartspezifischen Eintragsmechanismen, der resultierenden Begleitstoffe sowie der verfügbaren Aufbereitungsverfahren. Dabei sind insbesondere Zielreinheiten im Bereich von etwa ≥ 98 mol-%, ≥ 99,5 mol-% und ≥ 99,97 mol-% denkbar, da sich mit steigender Reinheit die technischen Anforderungen deutlich verändern.

Für moderate Reinheitsanforderungen im Bereich von etwa ≥ 98 mol-% Wasserstoff ist die Einhaltung der Qualitätsanforderungen für alle betrachteten Speichertypen grundsätzlich darstellbar. In vielen Fällen sind hierfür etablierte Verfahren wie Trocknung und Entschwefelung ausreichend.

Mit steigenden Anforderungen an die Wasserstoffreinheit verschieben sich die technischen Randbedingungen deutlich. Bereits geringe Anteile an Begleitgasen wie Methan oder Stickstoff können qualitätsbestimmend werden, sodass zusätzliche Abtrennverfahren erforderlich werden.

Wird die Abtrennung von Begleitgasen notwendig, werden dafür Verfahren wie die PSA eingesetzt werden. Dieses Verfahren ermöglicht eine Erhöhung des Wasserstoffgehalts, ist jedoch mit zusätzlichem apparativem Aufwand und systembedingten Wasserstoffverlusten verbunden. Mit steigender Zielreinheit nehmen diese Verluste zu (“tail gas“) und müssen in der Gesamtbewertung berücksichtigt werden.

In Speichern mit relevanten Kohlenwasserstoffanteilen, insbesondere in ehemaligen Öl- und Produktkavernen, können andere Aufbereitungsschritte zur Entfernung von Kohlenwasserstoffen erforderlich sein. Die Anforderungen an die Aufbereitung hängen dabei maßgeblich von der Art und Konzentration der vorhandenen Komponenten sowie vom angestrebten Qualitätsniveau ab.

Zur strukturierten Einordnung des zusätzlichen Aufbereitungsaufwands in Abhängigkeit von Speichertyp und angestrebter Zielreinheit ist eine vergleichende Übersicht in Tabelle 1 dargestellt. Diese zeigt, insbesondere die zusätzlichen Aufbereitungsschritte beim Übergang von 98 mol-% auf höhere Reinheiten. Insbesondere werden bei höheren Reinheitsanforderungen zusätzliche Abtrennverfahren wie PSA bestimmend, während bei kohlenwasserstoffbelasteten Speichern die Auslegung der Adsorptionsverfahren maßgeblich wird.

Tabelle 1: Delta-Tabelle der zusätzlichen Aufbereitungsanforderungen bei höheren Reinheitsstufen, ohne Eintrag zusätzlicher Komponenten über Einspeisung.

Speichertypen	**98 mol-%**	**Von 98 → 99,5 mol-%**	**Von 98 → 99,97 mol-% (Mobilität / Gruppe D)**
Kaverne neu (N_2-Blanket)	Trocknung, Entschwefelung	-	PSA; langfristige Betriebserfahrungen begrenzt
Kaverne neu (Dieselblanket)	Trocknung, Entschwefelung	-	PSA oder Temperaturwechseladsorption
Umgewidmete Erdgaskaverne	Trocknung + Entschwefelung	PSA (abhängig von Speicherhistorie und Zyklisierung)	PSA
Umgewidmete Rohöl- und Dieselkavernen	Kohlenwasserstoff-Entfernung (Adsorber (Temperaturwechseladsorption)); evtl. Kühlung; Entschwefelung,	-	Anpassung der Adsorberauslegung (z.B. Aktivkohle)

	Trocknung		
Porenspeicher (ausgeförderte Erdgaslagerstätten)	Ggf. PSA; Trocknung, Entschwefelung	PSA (bei mikrobiologischer Aktivität und Restgasanteilen)	PSA
Aquifere (neu)	Trocknung, Entschwefelung	PSA (bei mikrobiologischer Aktivität)	PSA bei CH_4-Bildung

Insgesamt zeigt sich, dass die technische Realisierbarkeit von Wasserstoffqualitäten nicht allein vom Speichertyp abhängt, sondern wesentlich durch die Kombination aus Speicherhistorie, Eintragsprofil und Aufbereitungsstrategie bestimmt wird. Höhere Reinheitsanforderungen führen dabei systematisch zu einem erhöhten Aufbereitungsaufwand und zu zusätzlichen Wasserstoffverlusten. Eine pauschale Bewertung einzelner Speichertypen ist daher nicht ausreichend.

Handlungsempfehlungen

Aus den dargestellten Ergebnissen ergibt sich, dass die Bewertung und Umsetzung von Wasserstoffspeicherung eine differenzierte Betrachtung der jeweiligen Speicherart erfordert. Insbesondere zwischen Salzkavernen und Porenspeichern bestehen grundlegende Unterschiede hinsichtlich der Eintragsmechanismen, der zu erwartenden Gasqualitäten sowie der notwendigen technischen Maßnahmen.
Für Salzkavernen zeigt sich, dass die Speicherhistorie den maßgeblichen Einfluss auf die Gasqualität hat. Während neu gesolte Kavernen ein geringes Eintragsniveau aufweisen, können in umgewidmeten Kavernen Restgase sowie Kohlenwasserstoffe aus vorherigen Nutzungen die Wasserstoffqualität beeinflussen. Die Speicherhistorie sollte daher bei der Bewertung der zu erwartenden Wasserstoffqualität systematisch berücksichtigt werden.
Eine gezielte Steuerung der Betriebsweise, insbesondere der Ein- und Ausspeicherzyklen, ermöglicht es, Vermischungsprozesse und damit die Gasqualität aktiv zu beeinflussen. Die Betriebsweise sollte gezielt zur Steuerung der Gasqualität eingesetzt werden.
Ein kontinuierliches Monitoring der Gaszusammensetzung sollte insbesondere in frühen Betriebsphasen etabliert werden, um mögliche Qualitätsschwankungen zu erkennen.
Die Auslegung der Aufbereitungsanlagen sollte dabei flexibel erfolgen, da die Konzentrationen relevanter Begleitstoffe mit zunehmender Anzahl von Speicherzyklen variieren werden. Die Aufbereitungsanlagen sollten entsprechend flexibel ausgelegt werden, um auf veränderliche Gaszusammensetzungen reagieren zu können.
Für Porenspeicher ergibt sich eine deutlich höhere standortspezifische Komplexität. Die Wasserstoffqualität wird hier durch das Zusammenwirken von Restgasen, mikrobiologischen Prozessen sowie geochemischen Wechselwirkungen bestimmt. Vor der Nutzung sollten umfassende standortspezifische Untersuchungen durchgeführt werden, insbesondere hinsichtlich Mineralogie, Formationswasser und mikrobiologischer Aktivität.
Eine umfassende Charakterisierung des Speicherstandorts ist daher eine grundlegende Voraussetzung für die Bewertung der technischen Machbarkeit und sollte durch Modellierungen ergänzt werden, um Transport- und Reaktionsprozesse sowie deren Auswirkungen auf die Gasqualität abzuschätzen.
Während des Betriebs kommt dem kontinuierlichen Monitoring eine zentrale Bedeutung zu, um Wasserstoffverluste sowie die Bildung qualitätsrelevanter Komponenten wie Methan oder Schwefelwasserstoff frühzeitig zu erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen abzuleiten.
Über beide Speicherarten hinweg zeigt sich, dass die angestrebte Wasserstoffqualität nicht isoliert festgelegt werden sollte. Vielmehr ist eine abgestimmte Auslegung von Speicher, Aufbereitung und Anforderungen der nachgelagerten Nutzung erforderlich. Insbesondere bei hohen Reinheitsanforderungen sind zusätzliche Aufbereitungsaufwände sowie damit verbundene Wasserstoffverluste frühzeitig zu berücksichtigen. Die Festlegung der Zielqualität sollte unter Berücksichtigung von Speichercharakteristik, Aufbereitungsaufwand und

Wasserstoffverlusten erfolgen.

Schlussfolgerung

Die Ergebnisse zeigen, dass die Speicherung von Wasserstoff in untertägigen Speichern grundsätzlich technisch umsetzbar ist. Die erreichbare Gasqualität hängt jedoch maßgeblich vom jeweiligen Speichersystem ab. Während Salzkavernen insgesamt ein geringes und gut beherrschbares Eintragsniveau aufweisen, sind Porenspeicher durch eine deutlich höhere standortspezifische Komplexität gekennzeichnet.
Die Wasserstoffqualität wird durch ein komplexes Zusammenspiel aus Speicherhistorie, geologischen und mikrobiologischen Prozessen, Betriebsweise des Speichers sowie Einträgen aus der Obertageanlage bestimmt. Eine pauschale Bewertung einzelner Speichertypen ist daher nicht ausreichend.
Für alle betrachteten Speichertypen gilt, dass die Einhaltung definierter Wasserstoffqualitäten technisch möglich ist. Der hierfür erforderliche Aufbereitungsaufwand variiert jedoch deutlich und nimmt mit steigenden Reinheitsanforderungen zu. Insbesondere bei hohen Reinheitsanforderungen sind zusätzliche Aufbereitungsschritte sowie damit verbundene Wasserstoffverluste zu berücksichtigen.
Daraus ergibt sich, dass Speicher, Aufbereitung, Netzanforderungen und Abnehmer nicht isoliert betrachtet werden können, sondern gezielt aufeinander abgestimmt werden müssen, um technisch und wirtschaftlich sinnvolle Wasserstoffqualitäten bereitzustellen.

Literatur

Please cite your references as follows: author´s name with initials, name of journal, volume, number of first page, year of publication in brackets.

Aftab, A., Hassanpouryouzband, A., Xie, Q., Machuca, L. L., Sarmadivaleh, M. (2022). Toward a fundamental understanding of geological hydrogen storage. Industrial & Engineering Chemistry Research. Heft 61. Seiten: 3233-3253.

Boon, M., Buntic, I., Ahmed, K., Dopffel, N., Peters, C., Hajibeygi, H. (2024). Microbial induced wettability alteration with implications for Underground Hydrogen Storage. Scientific Reports. Jg. 14. Heft 1.

Dopffel, N., Jansen, S., Gerritse, J. (2021). Microbial side effects of underground hydrogen storage – knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. International Journal of Hydrogen Energy. Jg. 46, Nr. 12. Seiten: 8594-8606.

Dopffel, N., An-Stepec, B. A., de Rezende, J. R., Sousa, D. Z., Koerdt, A. (2023). Microbiology of underground hydrogen storage. Frontiers in Energy Research. Jg. 11. Seiten 1-3.

Dopffel, N. (2025). Microbial aspects of H2UGS – What we know in 2025. 4th International Summer School on Underground Hydrogen Storage. Vortrag.

DVGW (2021). Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A): Gasbeschaffenheit.

Edlmann, K., Dopffel, N., Xie, Q., Hough, E., Groenenberg, R., Greco, G., Réveillère, A., Schultz, R., Fernández, C. Y., Fournier, C., Dragonov, D., Machado de Sousa, D., Slob, E., Juez-Larré, J., van Winden, J., Bisdom, K., Ramesh Kumar, K., Truche, L., Zeng, L., van Noort, R., Pérez, R. A., Murúa, S., Jansen, S., Hangx, S., Schacht, U. (2023). Underground Hydrogen Storage: Technology Monitor Report. Hydrogen TCP-Task 42.

Henkel, S., Pudlo, D., Werner, L. Enzmann, F., Reitenbach, V., Albrecht, D., Würdemann, H., Heister, K., Ganzer, L., Gaupp, R. 2014). Mineral reactions in the geological underground induced by H_2 and CO2 injections. Energy Procedia, 63. Seiten 8026-8035.

Jerenic, D. (2013). Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur partiellen Kondensation von Triethylenglykol in einer Ferngasleitung. Shaker Verlag.

Keßler, B. (2021). Thermodynamisches Verhalten von Erdgas, Wasserstoff und Erdgas-Wasserstoff-Mischgasen in Salzkavernen während der unterirdischen Speicherung. Dissertation, Fakultät für Geowissenschaften, Geotechnik und Bergbau, TU Bergakademie Freiberg.

Kuperus, E., Sutton, J., Ongkwan, M., Groenenberg, R., Salahshoor, S. (2025). Building Confidence in Underground Hydrogen Storage: Final report of Hydrogen TCP-Task 42.

Ochmann, L., Garcia, M., Wilke, H., Acht, A., McMichael, C., Brüning, J. (2025). Umnutzung von Ölkavernen zur Wasserstoffspeicherung. In: Subsurface Innovations and Insights – guarantors for a sustainable energy landscape. Seiten: 28-36.

HyStorage: Insights from subsequent phases of the hydrogen storage pilot in the Bavarian Molasse Basin

S. Hogeweg, C. Kosack, G. Dietzsch
Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany

Hydrogen plays a central role in enabling Europe to achieve its climate targets and become the first climate-neutral continent by 2050. Owing to the intermittent nature of hydrogen production from renewable energy sources, large-scale storage solutions such as subsurface storage in porous rock formations and caverns are essential. To assess hydrogen-specific processes within such storage systems, empirical evidence from field-scale experiments is required.

Addressing this need, the Underground Hydrogen Storage (UHS) pilot project HyStorage has been conducted since 2023. Within this project, hydrogen is admixed to natural gas at concentrations of up to 20%, stored, and subsequently withdrawn from a porous reservoir in the Bavarian Molasse Basin.

The project places particular emphasis on reservoir dynamics, focusing on hydrodynamic and microbiological effects, as well as on the hydrogen compatibility of well materials. The individual test phases with varying hydrogen concentrations are continuously accompanied by microbial analyses and numerical reservoir simulations to improve understanding of hydrogen-specific processes. This integrated approach provides valuable insights into gas mixing behavior with the initial reservoir gas and enables the assessment of hydrogen storage performance in the presence of microbiological activity.

Most recently, project phase three involving a 20% hydrogen admixture was successfully completed. The results confirm hydrogen recovery rates well above 95%, indicating that hydrogen remaining in storage is negligible within the bounds of uncertainty.

Geochemical reactivity of hydrogen in sandstone reservoirs containing hematite, anhydrite or pyrite: Implications for underground porous storage

Chaojie Cheng[1], Benjamin Busch[1], Bruno Daniel Leite Mendes[1], Kirsten Drüppel[1], Garri Gaus[2], Christian Ostertag-Henning[3], Agnes Kontny[1], Christoph Hilgers[1]
[1]Institute of Applied Geosciences, KIT – Karlsruhe Institute of Technology, [2]RWTH Aachen University, [3]BGR – Federal Institute for Geosciences and Natural Resources

Abstract

Underground hydrogen storage (UHS) in porous rocks presents a promising solution for renewable energy storage. However, abiotic geochemical reactions may pose challenges, as hydrogen is a strong electron donor. Minerals known to react with molecular hydrogen include iron oxides (Thüns et al., 2019), pyrite (Truche et al., 2010), sulphates (Truche et al., 2009), and carbonates (Giardini et al., 1968) based on limited experimental evidence (Ostertag-Henning et al., 2021). These reactions occur on reactive mineral surfaces in contact with hydrogen gas and/or in the aqueous formation brines between dissolved ions and dissolved hydrogen. The extent of reaction under reservoir conditions remains unclear, and reported effects on petrophysical properties are inconsistent (Flesch et al., 2018; Yekta et al., 2018). Therefore, to accurately assess the influence of hydrogen on geochemical reactions and, more important, their effects on reservoir properties, it is essential to conduct comprehensive batch experiments with appropriate control scenarios that distinguish hydrogen-induced effects from those arising solely from fluid-rock interactions.

Here, we present results from hydrogen batch experiments using Buntsandstein (e.g., hematite and anhydrite) and Greensand (pyrite-bearing) reservoir cores at 100 °C, with hydrogen partial pressure > 100 bars and a reaction time of more than four weeks. Three scenarios were examined for the rock experiments: (1) initial dry rock samples exposed to hydrogen, (2) synthetic saline fluid-saturated rock samples with hydrogen, and (3) fluid-saturated rock samples with helium (as a control). Comprehensive pre- and post-analyses included permeability, porosity, magnetic susceptibility, petrography, fluid chemistry, EPMA, Raman spectroscopy, and gas chromatography. We didn't detect any significant hematite reduction based on susceptibility, and the observed petrophysical changes in the Buntsandstein are primarily attributed to anhydrite dissolution driven by fluid non-equilibrium rather than to hydrogen-induced geochemical reactions (Cheng et al., 2025). In contrast, pyrite reacted under hydrogen, as indicated by microstructural features, Raman spectroscopy, GC, and magnetic susceptibility. Interestingly, we did not detect pyrrhotite, which is often observed as a product in the hydrogen-pyrite reaction (Truche et al., 2010). It is likely that intermediate iron sulfide phases formed in our experiments, or that dissolved ions accumulated without forming a secondary iron-sulfide mineral phase. Overall, hydrogen exposure caused no detrimental effects on permeability or porosity. While UHS appears feasible without major petrophysical impairment, pyrite-bearing reservoirs require more in-depth and careful studies due to H_2S formation (Hintzen et al., 2025). Our findings support improved risk assessments for UHS.

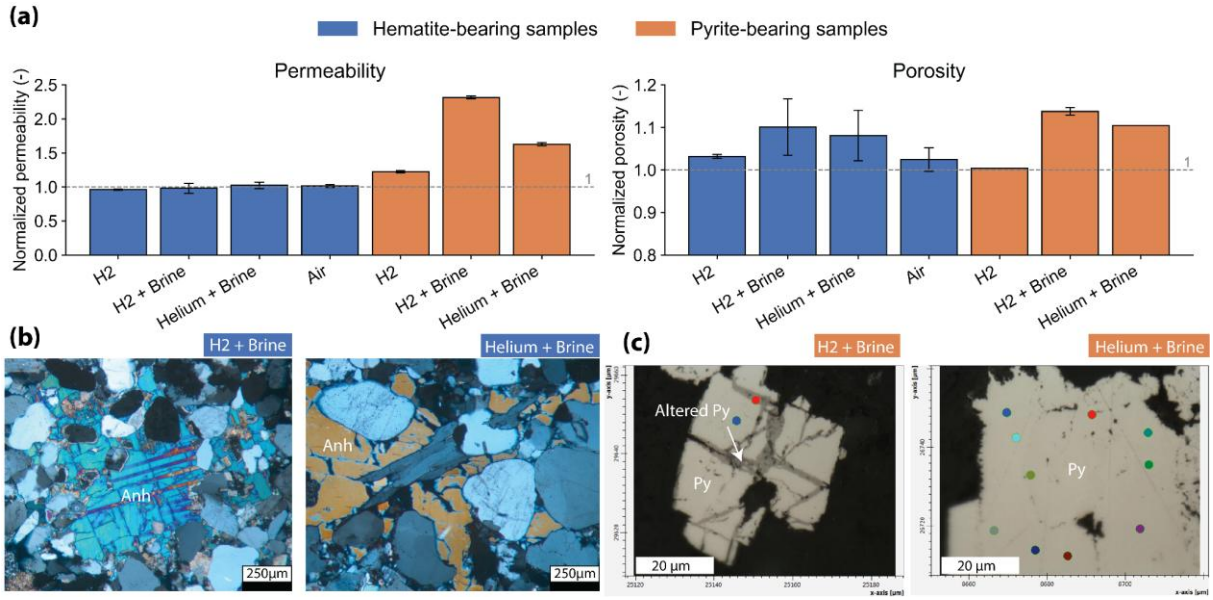


Figure 1: *(a) Normalized variations of permeability and porosity (after/before) after the batch experiments, (b) thin-section images under the crossed-polarized light microscope (XPL), and (c) Microscopic thin-section images (reflected light) of pyrite in Greensand, indicating features of pyrite alteration.*

References

Cheng, C., Busch, B., Kontny, A., and Hilgers, C. (2025), Underground hydrogen storage in sandstone reservoirs: Effects of geochemical reactivity of hydrogen on reservoir performance, *International Journal of Hydrogen Energy*, *105*, 492-504, doi:10.1016/j.ijhydene.2025.01.330.

Flesch, S., Pudlo, D., Albrecht, D., Jacob, A., and Enzmann, F. (2018), Hydrogen underground storage—Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions, *International Journal of Hydrogen Energy*, *43*(45), 20822-20835, doi:10.1016/j.ijhydene.2018.09.112.

Giardini, A., Salotti, C., and Lakner, J. (1968), Synthesis of graphite and hydrocarbons by reaction between calcite and hydrogen, *Science*, *159*(3812), 317-319, doi:DOI 10.1126/science.159.3812.317.

Hintzen, R., Hellmann, R., Roddatis, V. V., van Winden, J., and Truche, L. (2025), Experimental kinetic rate laws for aqueous pyrite reduction at underground hydrogen storage conditions (60–150° C, up to 150 bar H2), *Geochimica et Cosmochimica Acta*.

Ostertag-Henning, C., Alperman, T., Krüger, M., Dohrmann, A., Keller, S., Stanjek, H., Thüns, N., Krooss, B., Amann-Hildenbrand, A., and Gaus, G. (2021), Transport of hydrogen in rocks considering abiotic chemical and microbial redox reactions: The H2_ReacT research projects, paper presented at 2nd Geoscience & Engineering in Energy Transition Conference, European Association of Geoscientists & Engineers.

Thüns, N., Krooss, B., Zhang, Q., and Stanjek, H. (2019), The effect of H2 pressure on the reduction kinetics of hematite at low temperatures, *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(50), 27615-27625.

Truche, L., Berger, G., Destrigneville, C., Guillaume, D., and Giffaut, E. (2010), Kinetics of pyrite to pyrrhotite reduction by hydrogen in calcite buffered solutions between 90 and 180 C: Implications for nuclear waste disposal, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, *74*(10), 2894-2914.

Truche, L., Berger, G., Destrigneville, C., Pages, A., Guillaume, D., Giffaut, E., and Jacquot, E. (2009), Experimental reduction of aqueous sulphate by hydrogen under

hydrothermal conditions: implication for the nuclear waste storage, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, *73*(16), 4824-4835, doi:10.1016/j.gca.2009.05.043.

Yekta, A. E., Pichavant, M., and Audigane, P. (2018), Evaluation of geochemical reactivity of hydrogen in sandstone: Application to geological storage, *Applied Geochemistry*, *95*, 182-194, doi:10.1016/j.apgeochem.2018.05.021.

Analysis of the interaction of Line Pack and Cavern Storage using a simplified Dynamic Model

L. C. Arias Mendez
Institute of Physics School of Mathematics and Science, Carl von Ossietzky University of Oldenburg, Germany

The development of the German hydrogen core network requires flexible operation to manage short-term supply–demand imbalances. Within this context, pipeline linepack represents an inherent buffering mechanism. Linepack denotes the quantity of hydrogen that can be temporarily stored in a pipeline by operating between its minimum and maximum allowable pressures; the corresponding pressure interval defines the available linepack flexibility.

A dynamic simulation model was developed that couples a hydrogen pipeline network with a salt cavern storage facility. Supply and demand profiles served as boundary conditions. The model enabled an assessment of the influence of pipeline diameter, inlet pressure conditions, and operational pressure constraints on linepack flexibility.

The results indicated a strong dependence of linepack flexibility on pipeline dimensioning and allowable pressure range. Larger diameters and wider operating pressure intervals increase the available buffering capacity. During simulated periods of cavern unavailability, linepack provides short-term compensation to fully cover demand for approximately two days, underlining its complementary and temporary storage function.

Furthermore, the frequency and duration of cavern deadtime influence pressure dynamics and thus the flexibility of the system. The buffering action of linepack affects pressure gradients along the pipeline, particularly under repeated storage constraints. Operational balancing mechanisms optimise linepack utilisation, stabilise pressure levels, and minimise hydrogen supply deficits.

These findings emphasise the role of linepack in short-term buffering and managing supply-demand imbalances, especially when the cavern is constrained, providing insights for the optimal design and operation of integrated pipeline–cavern configurations within a future hydrogen infrastructure.

Planning for Carbon Capture and Storage at Scale

Dirk Radies & Manuel Zarfl
M&D Consulting

INTRODUCTION

Scaling Carbon Capture and Storage (CCS) worldwide is critical for achieving net-zero target timelines and ensuring clean energy transition (DNV 2025). While current CCS operations are largely asset specific, future deployments at scale will rely on complex value chains involving multiple projects and companies that have not been working together for a common goal before.

Future CCS solutions that serve the needs of larger emitters are projected to handle 5 to 20 million tons of CO_2 per year. Apart from ensuring the actual performance of storage sites for such injection volumes, the dimension and complexity of processing and transport infrastructure pose significant challenges and risks to planning and later execution towards a functioning value chain (Matinez Castilla et al. 2025).

These chains must operate under dynamic regulatory environments, investment risks and evolving carbon pricing. Such new levels of coordination require solutions to ensure technical, commercial and strategic alignment across stakeholders to accelerate safe and value optimized project delivery.

THE CCS VALUE CHAIN

A representative CCS value chain with offshore storage includes four key projects: 1) CO_2 capture at an industrial emitter, 2) a hub for CO_2 conditioning, 3) transport via ship or pipeline, and 4) long-term geological storage. Each of these projects has unique timelines, investments, decisions, and regulations. A risk-based approach assesses each project, its interdependencies and divergence to the other projects. The entire CCS value chain faces challenges and risks on its own level, especially with the alignment of projects for technical standards, common delivery dates, CO_2 pricing, liability transfer for emissions and complex stakeholder environments.

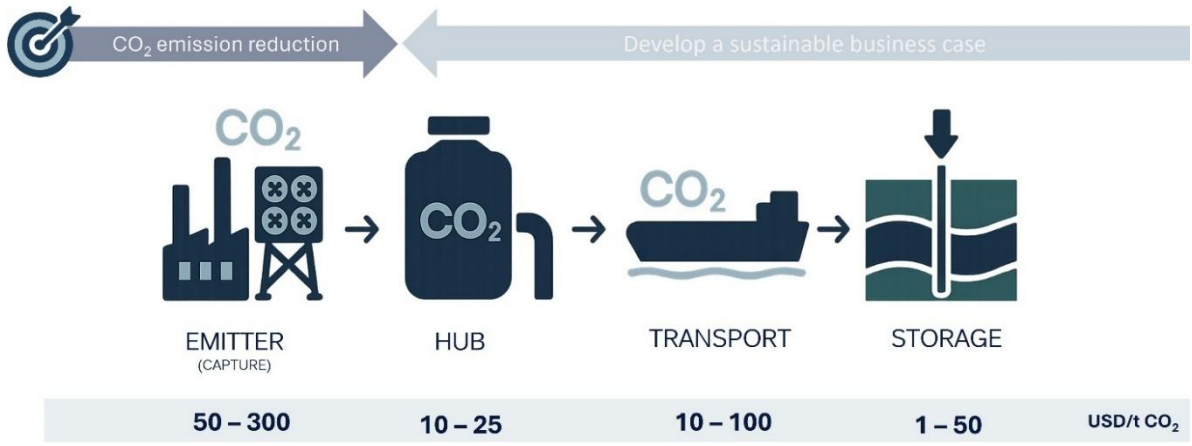


Fig. 1—Typical Carbon Capture and Storage (CCS) value chain. While the emitter has the ultimate target to capture and offload the produced CO2 as well as hand over liability, the conditioning, transport and storage partners need to operate under their own sustainable business cases. Cost ranges derived from IEA (2021), Morgan et al. (2022), IPCC (2005). Capture cost range includes Direct Air Capture.

CO_2 capture technologies are mature. Their incentive for installation is driven by regulatory changes for emitters. With the further development of the Emission Trading Systems, the cost per ton of emitted CO_2 is projected to rise significantly. These projects have the chance to advance faster, with clearer incentives, especially the desire to hand over the ultimate liability of CO_2 handling down the value chain.

Hub and transport solutions, while technically proven, introduce technical specification constraints and rely on dependable sequencing between upstream and downstream players.

For CO_2 transport to offshore storage, shipping is more flexible in early deployment, but large-scale marine CO_2 transport still faces technology qualification and regulatory gaps. Pipelines, while technically mature, are capital-intensive and involve longer lead times due to permitting and land access challenges. For the transport to onshore storage or coastal hubs, rail solutions are currently coming into focus.

Storage site development is investment- and time-intensive, requiring upfront capital for appraisal drilling as well as extended timelines for evaluation and permitting. Typical for subsurface situations, the actual long-term injection capacity is subject to uncertainty that might influence the scalability of the CCS value chain.

ALIGNMENT & GOVERNANCE

Emitters looking for contractual clarity may push the downstream chain into early commercial commitments, introducing asymmetry in risk exposure and timeline readiness. Without coordinated governance, these misalignments increase the likelihood of delays, stranded assets, or underutilized infrastructure.

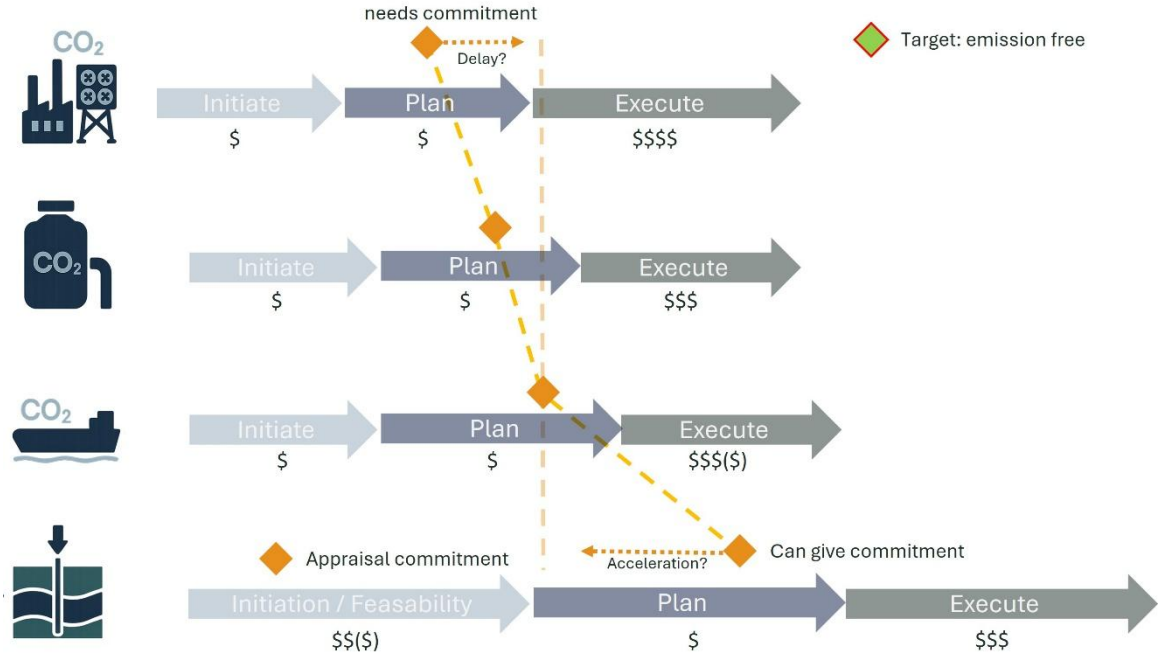


Fig. 2—The challenge to align final investment decisions (commitment, e.g. concept freeze) for individual projects in a CCS value chain. Given a more or less simultaneous start, subsurface storage likely requires more extended timelines for feasibility and planning due to the need for reservoir appraisal and has related upfront capital investments.

Fig. 2 represents an idealized scenario with a simultaneous starting for project initiation across a value chain. The current project-landscape in Europe has multiple groupings based on memorandums of understanding, but also individual projects still looking for elements of the final value chain, emitters waiting for infrastructure readiness to build capture units, selected projects of common interest receiving EU funding support and storage projects in various planning stages. So in reality, the starting points of individual projects will be even more diverse.

Mastering these challenges and building an effective value chain requires a governance and management layer that operates across all involved projects, with a mandate that extends beyond individual project-specific objectives. The establishment of a dedicated Program Management Office (PrMO) for integrated CCS developments is a solution to deal with this level of complexity.

CCS PROGRAM MANAGEMENT

According to established industry standards like PMI© (Project Management Institute 2024), a PrMO is a centralized organizational function that standardizes program-related governance and supports the coordinated management of multiple projects. In the context of CCS, however, the role of the PrMO extends beyond conventional program coordination. It must address value-chain-wide technical interfaces, regulatory asymmetries, commercial dependences, and long-term risk exposure that cannot be efficiently managed within individual projects. Such a centralized and empowered program management office enables

alignment across project scopes, funding cycles, facilitate coherent scheduling and FID synchronization, reducing contractual and delivery risk, and supports adaptive responses to evolving policy environments. An important function of the PrMO is effective interface management. By facilitating structured communication between the different project entities and operators, the PrMO supports early identification of technical and commercial interdependencies, helps avoid late-stage design changes, and reduces the risk of incompatible specifications across the chain. Standardized processes, transparent information flows, and clearly defined escalation paths are essential elements of this role.

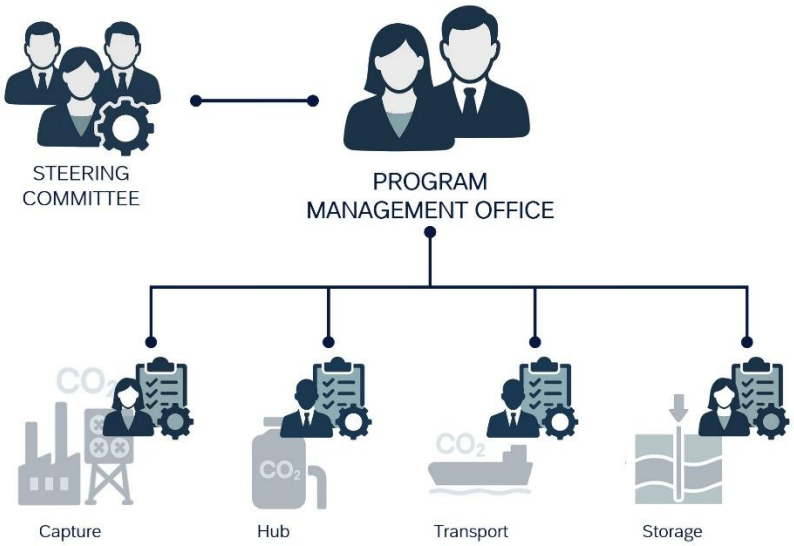


Fig. 3—Relation of steering committee and program management office to the CSS value chain projects.

The PrMO should be staffed with a neutral, central core team to ensure that the program is managed independently of any single project partner's biases. This core team is staffed with program-level personnel who are not embedded within any individual organization and who operate with a value-chain-wide mandate. The core team typically consists of a Program Manager or PrMO Lead, who holds overall accountability and is ideally appointed jointly or selected as a neutral external hire. Supporting this role, a Program Planner or Scheduler manages the integrated master schedule across all capture, transport, and storage projects, while a Risk & Interface Manager oversees cross-value-chain risks and ensures that interdependencies are handled proactively. A Commercial or Contract Coordinator aligns contracting strategies and commercial interfaces across partners, and a Technical Integration Lead provides consistency in technical requirements and standards across the different project components.

Another central element is the Steering Committee, which should include equal representation from all major partners to maintain fairness and transparency. This body operates under clearly defined voting rules set up in a Joint Governance Agreement: for example, requiring consensus on strategic matters while allowing qualified majority voting for operational issues. Transparent escalation paths ensure that disputes or bottlenecks can be resolved efficiently without disrupting program progress.

The key to this understanding is to explore and acknowledge the complexity in a transparent and value focused way at the very beginning of initiating a CCS value chain. In that way, the early establishment of the PrMO enables joint progress on all shared challenges and avoids delays caused by individual project's limitations.

LITERATURE

DNV (2025): Energy Transition Outlook 2025 – CCS to 2050. – 72 pp., DNV AS, Norway.

IEA (2021): CCUS around the world in 2021, IEA, Paris – https://www.iea.org/reports/ccus-around-the-world-in-2021, Licence: CC BY 4.0

IPCC (2005): Carbon Dioxide Capture and Storage. – IPCC Special Report, 431 pp., Cambridge University Press, New York

Martinez Castilla, G., Tumara, D., Mountraki, A., Letout, S., Jaxa-Rozen, M., Schmitz, A., Ince, E., and Georgagaki, A. (2025): Carbon Capture, Utilisation and Storage in the European Union - Status Report on Technology Development, Trends, Value Chains and Markets. - Publications Office of the European Union (JRC Technical Report), 59 pp.

Morgan, D., Guinan, A., and Sheriff, A. "FECM/NETL CO2 Transport Cost Model (2022): Description and User's Manual," National Energy Technology Laboratory, DOE/NETL-2022/3218, Pittsburgh, PA, March 14, 2022.

Project Management Institute (2024): The Standard for Program Management. – 5th Edition, 247 pp.

Zur Relevanz untertägiger CO2-Speicherung im zukünftigen Energiesystem: onshore – ja oder nein?

Tobias Rolf[1], Alicia Groeneweg[1], Veronika Brooks[2], Katharina Alms[1]
Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG, [1]Ressourcengeologie, Bochum, Deutschland, [2]Integrierte Energieinfrastrukturen, Cottbus, Deutschland

Abstract

Die untertägige Speicherung von CO_2 wird voraussichtlich eine zentrale Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen. Bisher konzentrieren sich jedoch die meisten bestehenden und geplanten CCS-Projekte auf die kosten- und aufwandsintensivere Offshore-Speicherung, während Onshore-Optionen in Deutschland unter anderem aufgrund regulatorischer Einschränkungen kaum entwickelt sind. Mithilfe des Energiesystemmodells PyPSA-Eur zeigen wir, welchen Einfluss die Onshore-Speicherung auf die zukünftige Energieinfrastruktur, insbesondere auf Speicherstandorte und Transportnetze, haben kann. Zur Verbesserung der Abbildung von Untergrundspeichern in solchen Modellen schätzen wir potenzielle Speicherkapazitäten ab. Potenzielle Kapazitäten finden sich in Gaslagerstätten, welche deutlich zeitnäher und günstiger erschlossen werden könnten als tiefe Aquifere. Wir ermitteln eine obere Kapazitätsgrenze von bis zu 2,67 Gt CO_2, wovon etwa 80% auf das Rotliegend und den Zechstein entfallen. Die Kapazitäten konzentrieren sich im nordwestlichen Teil des Norddeutschen Beckens, während im Oberrheingraben und im Molassebecken geringere Potenziale vorhanden sind. Diese Abschätzung stellt eine obere Grenze dar: Große Tiefen, Anforderungen an die Integrität bestehender Bohrlöcher sowie mögliche Nutzungskonflikte könnten die tatsächlich verfügbare Kapazität deutlich reduzieren und – abhängig vom Speicherbedarf – eine verstärkte Nutzung von Aquiferspeichern erforderlich machen.

Einleitung

Die Abscheidung und Speicherung von CO_2-Emissionen (auch *CCS*) bietet Branchen mit prozessbedingt schwer vermeidbaren Emissionen eine Möglichkeit ihren Emissionsabdruck zu verringern. Mehrere Studien weisen darauf hin, dass die Einhaltung der Klimaziele ohne die Umsetzung von CCS kaum erreichbar sei und dass bis 2045 Projekte mit einer Speicherkapazität von 45 Mt CO_2 pro Jahr operativ sein müssten *[Agora Think Tanks, 2024]*. Bis 2045 könnte der CCS-Bedarf bis zu 1 Gt CO_2 betragen. Grundsätzlich ist CCS sowohl auf dem Festland (*onshore*) als auch unter dem Meeresboden (*offshore*) denkbar. Während in Nordamerika die *onshore*-Option dominiert, fokussieren sich die meisten europäischen Projekte bisher auf die *offshore*-Speicherung, vor allem in der Nordsee. Offshore bietet den Vorteil großer Speicherkapazitäten und geringerer raumplanerischer Hürden, wobei im Falle der deutschen AWZ auch diese akut vorhanden sein können *[Rütters & Löschke, 2024]*. Zudem ist die Erkundung geeigneter offshore-Lagerstätten aufwendiger und teurer.

Onshore-CCS bietet günstigere Erschließungs- und vor allem CO_2-Transportkosten, was besonders für die ökonomische Bewertung von CCS auf industriellem Maßstab relevant ist. Transportkosten sind schwierig robust abzuschätzen, klar ist aber ihr starker Anstieg sind mit der Transportentfernung, da Druckverluste regelmäßig wieder kostenintensiv ausgeglichen werden müssen, um das CO_2 im superkritischen Zustand transportieren zu können. Den klaren Kostenvorteilen der *onshore*-Option stehen bisher höhere regulatorische Hürden gegenüber. Erst Ende 2025 wird es den Bundesländern mit Änderung des KSpG überhaupt ermöglicht die *onshore*-Option voranzutreiben. Um dies politisch und ökonomisch interessant zu machen, ist aber ein verbessertes Verständnis der Potenziale unabkömmlich. Darauf fokussiert sich dieser Beitrag.

Onshore vs. Offshore: Auslegung des Energiesystems

Die Relevanz der beiden CCS-Optionen wird mithilfe von Energiesystemmodellen analysiert. Mit PyPSA-Eur *[Neumann et al., 2023]* vergleichen wir zwei Szenarien: (a) CCS nur offshore und (b) CCS on- und offshore. Das Modell optimiert dazu das paneuropäische Energiesystem (hier nur dargestellt für Deutschland und die Nordsee) hinsichtlich der CO_2-Flüsse sowie der Pipeline- und Speicherkapazitäten – mit Fokus auf die Kostenminimierung. Es zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen beiden Szenarien (**Abb. 1**).

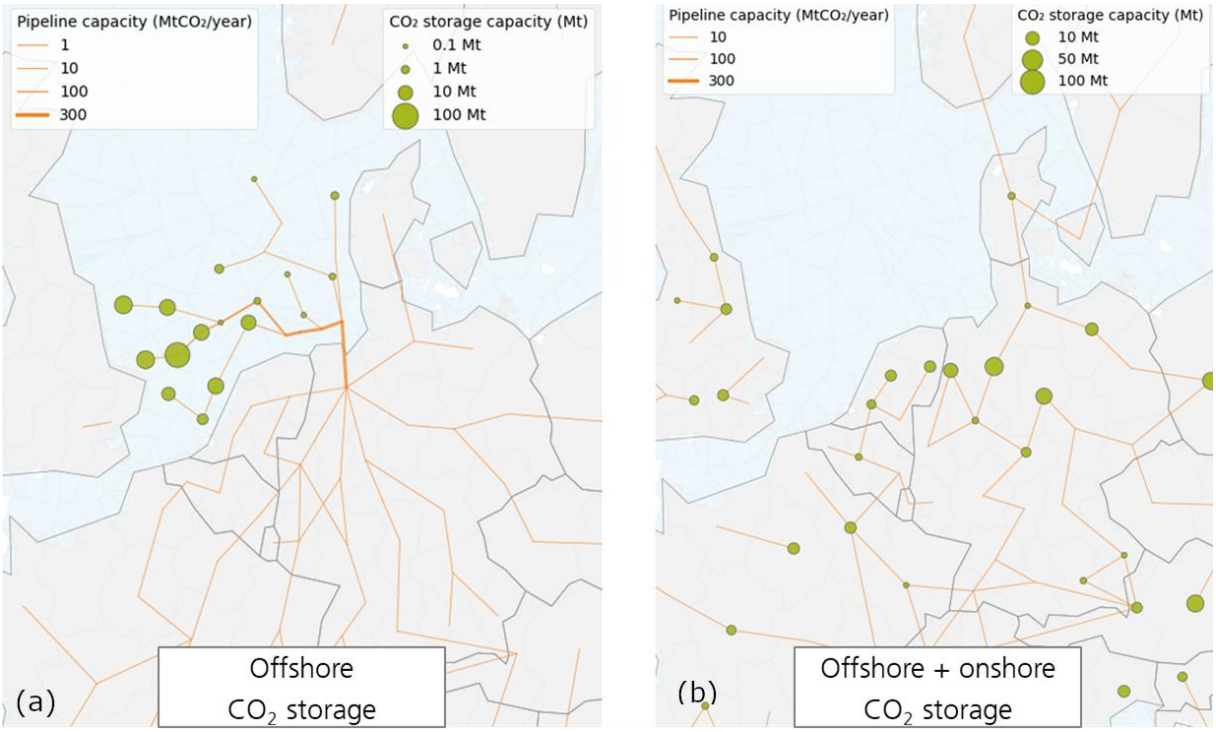


Abb. 1: *Vergleich zweier Energiesystem-Szenarien berechnet mit PyPSA-EUR: (a) CCS nur offshore, (b) CCS off- und onshore. Orange Linien zeigen die prognostizierte Pipeline-Kapazität an, grüne Kreise die genutzten Speicherkapazitäten. [V. Brooks/IEG]*

Für Szenario (a) ergibt sich ein Transportnetz in Richtung deutscher Nordseeküste; die Speicherung offshore findet an diversen Standorten mit unterschiedlicher Speicherkapazität statt, fokussiert sich aber auf den westlichen Teil der Nordsee außerhalb der deutschen AWZ. In Szenario (b) dagegen ist das Transportnetz weniger unidirektional und seine Gesamtkapazität sinkt deutlich. Die CO_2-Speicherung ist regional breiter verteilt, doch trotz der grundsätzlichen Möglichkeit wird keine *offshore*-Speicherung mehr prognostiziert.

Dieser Vergleich verdeutlicht die wichtige Rolle der onshore-Option für eine ökonomische Entwicklung des Energiesystems. Für vertiefte Quantifizierungen sind weitere Untersuchungen notwendig und die Einbindung der hinterlegten Speichermöglichkeiten auf Systemebene muss zudem verbessert werden, unter anderem durch eine Unterscheidung verschiedener Speichertypen (erschöpfte Lagerstätten, Aquifere, Kavernen), deren Kapazitäten und Flexibilität.

CO_2-Speicherkapazität nationaler Kohlenwasserstoff-Lagerstätten

In Deutschland bieten Aquifere als Speicherhorizonte die große theoretische Potenziale *[Knopf et al., 2010],* die Umsetzung bedingt jedoch zeit- und kostenintensiven Aufwand für Erkundung und Erschließung. Für bereits erschlossene Kohlenwasserstoff-Lagerstätten kann dagegen vorhandene Speicherinfrastruktur teilweise umgewidmet werden und Explorationskosten sind durch vorherige Erkundung viel geringer. Dadurch sind (fast) erschöpfte Lagerstätten

hinsichtlich Kosten und Umsetzungszeit interessante Optionen. Daten über die Kohlenwasserstoffproduktion aus deutschen Lagerstätten sind zudem öffentlich verfügbar *[z.B. LBEG, 2023],* wenn auch nur in geringerem Maße für Ostdeutschland. Aus den Fördermengen können die CO_2-Speicherkapazitäten abgeschätzt werden unter der Annahme, dass das speicherfähige CO_2-Volumen dem geförderten Gasvolumen entspricht. Aufgrund der eher geringen Speicherkapazität der deutschen Ölfelder im Vergleich zu den Gasfeldern, fokussiert sich dieser Beitrag auf (nahezu) erschöpfte Gaslagerstätten. Die zur Berechnung nötige Dichte des CO_2 unter Reservoir-Bedingungen wird mit Hilfe der *CoolProp*-Datenbank abgeschätzt. Lagerstätten oberhalb von 800 m Tiefe wurden vernachlässigt, um den superkritischen Zustand des CO_2 zu gewährleisten. Ein oberer Schwellenwert für die Speichertiefe wurde nicht angenommen.

Insgesamt wurde eine Speicherkapazität von 2,67 Gt CO_2 abgeschätzt (**Abb. 2**). Die größte Kapazität findet sich in den Horizonten des Rotliegend (*ro*, 1,06 Gt, 40%) und Zechstein (*z*, 0,99 Gt, 37%), in geringerem Maße auch im Buntsandstein (*sm*, 0,37 Gt, 14%). Zusammen machen diese Horizonte über 90% der Gesamtkapazität aus.

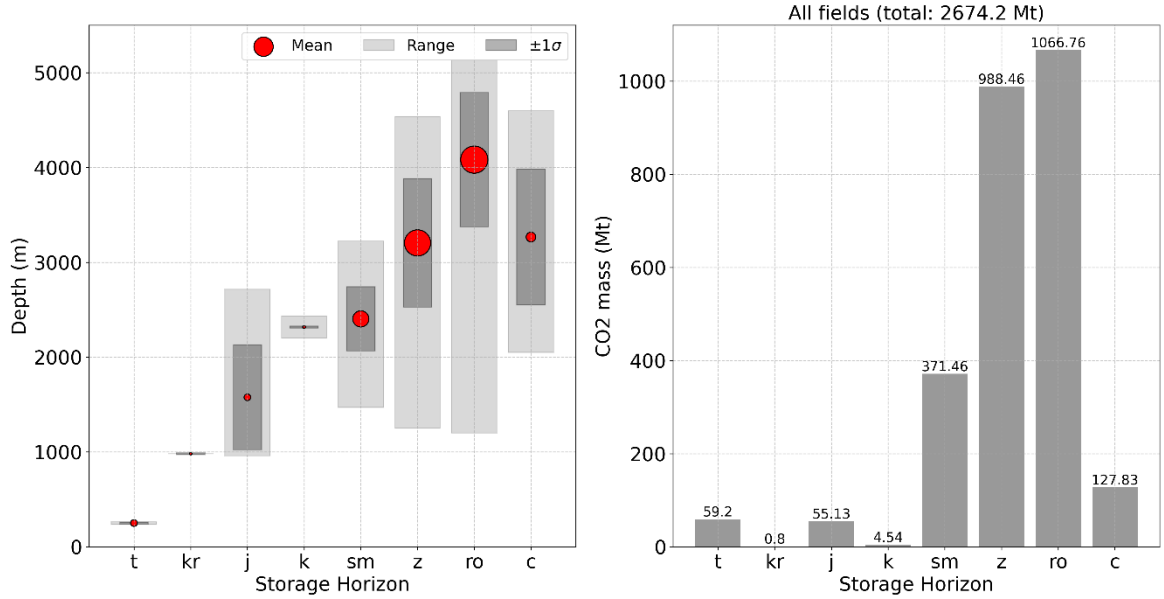


Abb. 2: *Mittlere Tiefe und abgeschätzte Speicherkapazität für die Hauptspeicherhorizonte (t-Tertiär, kr-Kreide, j-Jura, k–Keuper, sm-Mittl. Buntsandstein, z-Zechstein, ro–Oberer Rotliegend, c– Karbon).*

Die Tiefenlage der Horizonte ist breit gestreut, fokussiert sich aber auf ~3200+/-700 m für den Zechstein und ~4080+/-700 m für das Rotliegend. Ein großer Teil der Kapazitäten in diesen Horizonten liegt damit deutlich unter den Speichertiefen operativer Projekte. *Iglauer (2018)* gibt eine optimale Speichertiefe von 1300 m und eine Maximaltiefe von 2400 m an, da sich in größerer Tiefe das Benetzungsverhalten von CO_2 umkehrt. Allerdings ist dies stark von Druck und Temperatur abhängig und die Umsetzung von CCS in ultratiefen Reservoiren *[z.B. Mansour et al., 2024]* zeigt, dass CCS in den hier vorliegenden Tiefenbereichen nicht ausgeschlossen ist. Monitoring-Kosten steigen jedoch deutlich mit größerer Tiefe, was für die ökonomische Bewertung sehr tiefer Lagerstätten berücksichtigt werden muss. Ähnliches gilt für die Integritätsbetrachtung. Hoher Druck und Temperatur stellen erhöhte Anforderungen an die Integrität der Bohrlöcher dar, insbesondere mit steigendem Alter der Bohrungen. Die Ausbeutung der hier betrachteten Lagerstätten begann in den 1960-70er Jahren, das Alter vieler Bohrlöcher ist dementsprechend hoch und ihre Integrität bzgl. CO_2-Speicherung nicht hinreichend bekannt, was bei der Erschließung der Kapazitäten jedoch berücksichtigt werden muss, da *workover*-Maßnahmen sehr kostenintensiv sein können *[Lackey et al., 2026]*. Jedoch fallen auch hier deutlich geringere Kosten bei der onshore-Option an.

Vor diesem Hintergrund ist die getroffene Abschätzung von 2,67 Gt CO_2 Speicherkapazität in

den deutschen Gaslagerstätten nur als erster Richtwert anzusehen, welcher durch Detailbetrachtung einzelner Lagerstätten weiter verfeinert werden sollte, um die tatsächliche realisierbare Speicherkapazität der Gaslagerstätten zu ermitteln.

Neben den oben genannten Anforderungen wird die realisierbare Speicherkapazität konkreter Lagerstätten von weiteren Aspekten beeinflusst. So betrachtet unsere Abschätzung keine regulatorischen Hürden, die entstehen, wenn Bundesländer mit großer Speicherkapazität nicht von der *opt-in*-Option des aktualisierten KSpG Gebrauch machen und onshore-CCS ausschließen. Ein Grund dafür könnten mögliche Nutzungskonflikte sein, z.B. die Priorisierung der H_2-Speicherung. Dies würde die CO_2-Speicherkapazität deutlich senken *[Groeneweg, 2024]*, der Einfluss wäre jedoch begrenzt, wenn der H_2-Speicherbedarf überwiegend durch Kavernenspeicher und flachere Porenspeicher gedeckt werden kann, für die in Deutschland ausreichende technische Potenziale bestehen *[Caglayan et al., 2020].*

Für einzelne Lagerstätten wäre auch die Co-Speicherung von H_2 (Arbeitsgas) und CO_2 (Kissengas) denkbar, allerdings besteht hier noch Forschungsbedarf *[Williams, 2025]*. Eine Co-Nutzung ist auch im Kontext geothermischer Systeme (CPG) denkbar, bei denen das CO_2 als Wärmeträger dient und gleichzeitig dauerhaft im Untergrund gespeichert wird. Diese Möglichkeit besteht teilweise auch für einige deutsche Gaslagerstätten. Co-Nutzungen dieser Art könnten positiv zur gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS beitragen und damit den Hochlauf der Technologie unterstützen.

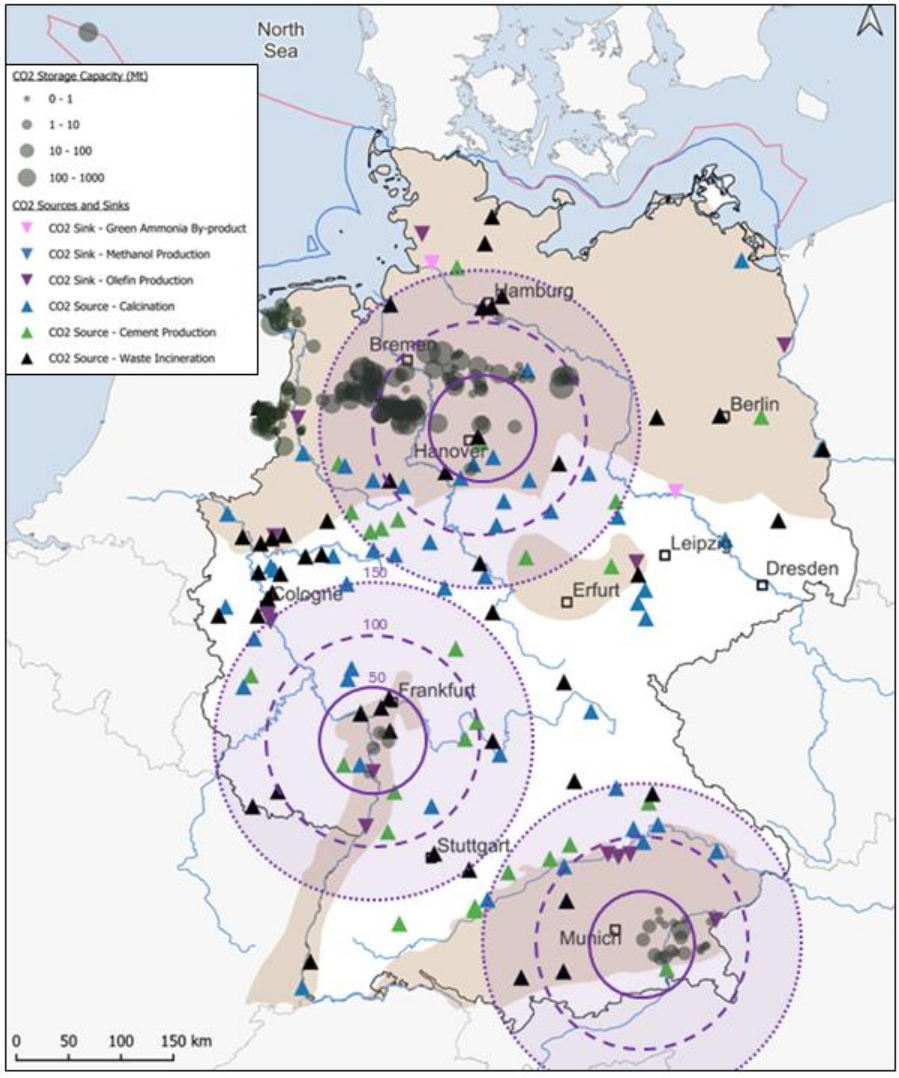


Abb. 3: *Übersicht der Gaslagerstätten und ihrer CO2-Speicherkapazitäten [A. Groeneweg/IEG].*

Zusammenfassung

Basierend auf Daten zur Kohlenwasser stoff-Produktion wurde die Kapazität für die onshore-Speicherung von CO_2 in deutschen Gaslagerstätten abgeschätzt (**Abb. 3**). Insgesamt wurde eine Kapazität von 2,67 Gt bestimmt. Dies würde mehr als ausreichen um prognostizierte Speicherbedarf (~1 Gt CO_2 bis 2045) abzudecken. 80% der Gesamtkapazität liegen im Zechstein und Rotliegend und damit in Tiefen für die standortspezifisch ermittelt werden muss, ob CO_2 dort eingespeichert werden kann. Aufgrund der hohen Dichte und des z.T. großen Alters von Bohrlöchern im Bereich der Lagerstätten muss ebenfalls die Integrität der einzelnen Lagerstätten detailliert betrachtet werden, um zu ermitteln welche der Gaslagerstätten geologisch und ökonomisch tatsächlich realisierbar sein könnten.

Vor diesem Hintergrund ist eine ggf. deutliche Verringerung unserer Abschätzung denkbar. Je nach Bedarfsprognose für die CO_2-Speicherung in Deutschland bedingt dies eine mögliche Ausweitung der Speicherstandorte auf tiefe Aquifere und ihre Speicherkapazitäten.

Literatur

Agora Think Tanks (2024): *Klimaneutrales Deutschland*. Von der Zielsetzung zur Umsetzung (https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie#downloads).

Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P.A., Stolten, D. (2020):

Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. Int. J. Hydrogen Energy, 45, 6793.

Groeneweg A (2024): *The Potential of Depleted Hydrocarbon Fields to Store Hydrogen and Carbon Dioxide for the Transition to a Low-Carbon Economy in Germany*, unpublished MSc-thesis, University of Aberdeen, 74 pp.

Iglauer, S. (2018): *Optimum storage depths for structural CO2 trapping*, Int. J. Greenhouse Gas Control, 77, 82-87, https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.07.009.

Knopf, S., May, F., Mueller, C., Gerling, P. (2010): *Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO2-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 60. 76-80.

Lackey, G., Wolterbeek, T.K.T., Cahill, A., Cavanagh, A., Moghadam, A., Iyer, J., Jordan, P., Pawar, R. (2026): *A decade of progress in understanding and managing legacy well integrity for geologic carbon storage*. Int. J. Greenhouse Control,151,104604, https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2026.104604.

LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2023): *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022*. Hannover, DOI: 10.48476/geober_49_2023.

Mansour, K., Merghany, I. A., ElSayed, R., Ismail, A., Ellamey, C., Agam, A., Taqey, A., Gomes, R., Stojic, S., Bouchet, F., Nasiri, A., Nasreldin, G., Abdi, H. Ashtiani, Eleoni, M., Dredge, J., De Boer., Y. (2024): *Enhancing CO2 Trapping Mechanism in Ultra Deep and Highly Dipping Saline Aquifers in The Western Desert Of Egypt*. ADIPEC, Abu Dhabi/UAE, https://doi.org/10.2118/222261-MS.

Neumann, F., Zeyen, E., Victoria, M., Brown, T. (2023): *The potential role of a hydrogen network in Europe*, Joule, 7, 1-25, https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.06.016.

Rütters, H., Löschke, S. (2024): *CO2-Speicherung im Meeresgebiet – Nutzungskonflikte und Einbeziehung in die Meeresraumplanung? – Bericht zum Fachworkshop des Forschungsverbundes GEOSTOR der Forschungsmission CDRmare*, 11.10.2023, Geozentrum Hannover, GEOSTOR/BGR, Kiel/Hannover, 47 S., DOI 10.3289/CDRmare.34

Schifflechner, C., de Reus, J., Schuster, S., C. Villasana, A., Brillert, D, Saar, M.O., Spliethoff, H. (2024): *Paving the way for CO2-Plume Geothermal (CPG) systems: A perspective on the CO2 surface equipment*. Energy, 305,132258, https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132258

Williams, H.A., Heinemann, N., Molnar, I.L., de Mesquita L Veloso, F., Gladding, T., Rashwan, T.L. (2025): *Hydrogen storage in depleted gas reservoirs with carbon dioxide as a cushion gas: Exploring a lateral gas separation strategy to reduce gas mixing*, Int. J. Hydrogen Energy, 102, 1116.

Evaluation of potential CO_2-reservoirs in Baden-Württemberg: Industrial emitters, pipeline-system and saline-aquifers

Dorina Juász, Benjamin Busch, Christoph Hilgers
Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geology – Structural Geology and Tectonics, Germany

Abstract

The European Union has set itself the goal of becoming climate neutral by 2050, the Federal Republic of Germany by 2045, and the state of Baden-Württemberg by 2040. This goal cannot be achieved without capture and underground CO_2 storage (CCS). This study is focused on Baden-Württemberg, to assess potential geological storage sites and barrier complexes, located in the Upper Rhine Graben and Molasse Basin. Furthermore, we take into account the current and planned pipeline routes for CO_2 transport, and the locations of the main industrial emitters (119 plants) of Baden-Württemberg. With this dataset we were able to calculate the approximate transport distance between the emitters, pipelines and possible storage locations. Furthermore, an evaluation of potential storage volumes with updated calculations based on Monte-Carlo-Simulations, fills some data gaps, especially in the Tertiary sequence of the Upper Rhine Graben already hosting gas storage sites and former hydrocarbon fields. The overall geopotential for CO_2 storage in Baden-Württemberg ranges from 433 Mt to 1932,3 Mt. This value range may host 92 years of current CO_2 emissions. This data might help to estimate the maximum potential for CCS including transport for the main emitters in Baden-Württemberg, but will have to be adjusted for individual structures.

Field-Scale Numerical Study of Pressure Management and Containment of Onshore CO_2 Storage in a Saline Aquifer

B. Jenei[1], A. Helal[2], L. Ganzer[1], A. Kiraly[3]
[1]TU Clausthal, Goslar, Germany, [2]SLB, Aberdeen, United Kingdom, [3]O&GDC, Budapest, Hungary

A field-scale numerical simulation study is conducted to evaluate pressure management and containment-relevant behaviour during CO_2 injection into an onshore deep saline aquifer. The modelling framework quantifies the temporal evolution of reservoir pressure as a function of injection rate and cumulative injected mass, and predicts the areal and vertical distribution of the CO_2 plume. CO_2 phase behaviour is represented to resolve partitioning between mobile, residually trapped, and dissolved CO_2, and to support assessment of trapping contributions over time. Secondary containment elements within the storage complex are assumed to remain intact in all scenarios.

A sensitivity set is implemented to test the influence of key uncertain inputs on pressure buildup, plume extent, and trapping. The investigated uncertainties include reservoir heterogeneity, permeability anisotropy, boundary condition representation, and multiphase flow functions (relative permeability and capillary pressure). Simulation outputs are interpreted with respect to operationally relevant indicators, including pressure gradients and criteria associated with fracturing of the storage formation and caprock, and conditions supporting potential CO_2 entry into the caprock. For open-boundary configurations, the rate and extent of lateral pressure dissipation and plume migration are evaluated. Where included, fluid–rock interaction is represented to examine changes in formation-water chemistry and their implications for flow and storage behaviour.

Dynamic simulation results are compared with static and theoretical capacity estimates to quantify differences arising from pressure-limited injection and multiphase flow effects. The study provides a basis for ranking sensitivities that control pressure development and containment-relevant responses in onshore saline aquifer CO_2 storage.

RFT Insights: Applied Management of Trusted, Decision-Ready Data Assets at Scale in the UK CS for Reduced Time-to-Decision from 5 Hours to 5 Minutes

Felix Waltenberger
Harbour Energy

Abstract

Data from Repeat Formation Testing (RFT), Modular Formation Dynamics Testing (MDT) and similar formation pressure data is essential in determining:
- Reservoir Connectivity & Fluid Contacts
- Intervals to complete and produce from
- Reservoir quality and deliverability: permeability, mobility, flow rates, pressures

E&P professionals often face high data volumes, inconsistent data structures, missing data quality tags and siloed data and therefore spend a lot of their time with search, wrangling and formatting of data. Harbour Energy's RFT Insights project aims to reduce the time-to-decision from five hours to five minutes. At the same time, according to an Operations Geologist in well planning at Harbour Energy UK, acquisition of a single well log curve offshore in UK CS can cost, - depending on a variety of parameters, around 70,000 €, with the caveat that data acquisition is mixed with the cost of the drilling tools, i.e. bottom hole assembly, BHA. Being reluctant to make the most of subsurface data assets such as well logs and pressure data would be a costly mistake.

Raw data from more than 250 offshore wells in UK Continental Shelf (CS) has formed the basis for RFT Insights, a joint effort between Petroleum Engineering, Geophysics/Geology and Information Systems (IS) departments.

The following core elements contribute toward the management, governance, ingestion, validation, and visualisation of pressure data in RFT Insights:

- Fit-for-purpose subsurface data model and required column headers defined with Petroleum Engineers
- Azure-based pipeline for ingestion of pressure data into the data platform
- Multi-disciplinary data validation rules highlighting data - and technical inconsistencies
- Integrated visualization in Spotfire of pressure, mobility, well tops, fluid sample comments, and well logs
- End-to-end data management including well name dictionary, data quality attributes, ownership, units, depth references, ingestion rules, and change tracking.

These are complemented by a Python PoC that allows for efficient scanning of the company's drive for legacy well log data to enrich the pressure data. It harmonises different sampling depths of pressure - well log - and directional survey data to a single standardized grid via discretisation and by using Minimum Curvature technique.

Rigorous data management, integrated E&P expertise, and interdisciplinary collaboration enable RFT Insights to serve as a trusted single source of truth for UKCS pressure data, supporting safer, faster, and more efficient decision-making.

Value proposition

At the early stages of a project, the Geophysics team lacked reliable and accessible pressure data for GBA (Greater Britannia Area). While the correct data was ultimately found and used, better access to master data of this type would have allowed the project to proceed with the right data from the outset. Harbour Energy legacy Formation Pressure data has been held in a number of storage and software locations used by the end users (Reservoir Engineers, Petrophysicists etc). This has often meant that data was entered into spreadsheets or software and edited for specific purposes which resulted in inconsistent data sets for further use. The developed RFT Insights provides instant and clear visualisation of formation pressure data, enabling
efficient interrogation for the Petrophysicist or Reservoir Engineer working on the data. Among others it can facilitate ease of:

- filtering
- QC
- interpretation

This all contributes to better ROI of a very valuable resource. Figure 1 shows the conceptual workflow of RFT Insights during the project planning phase.

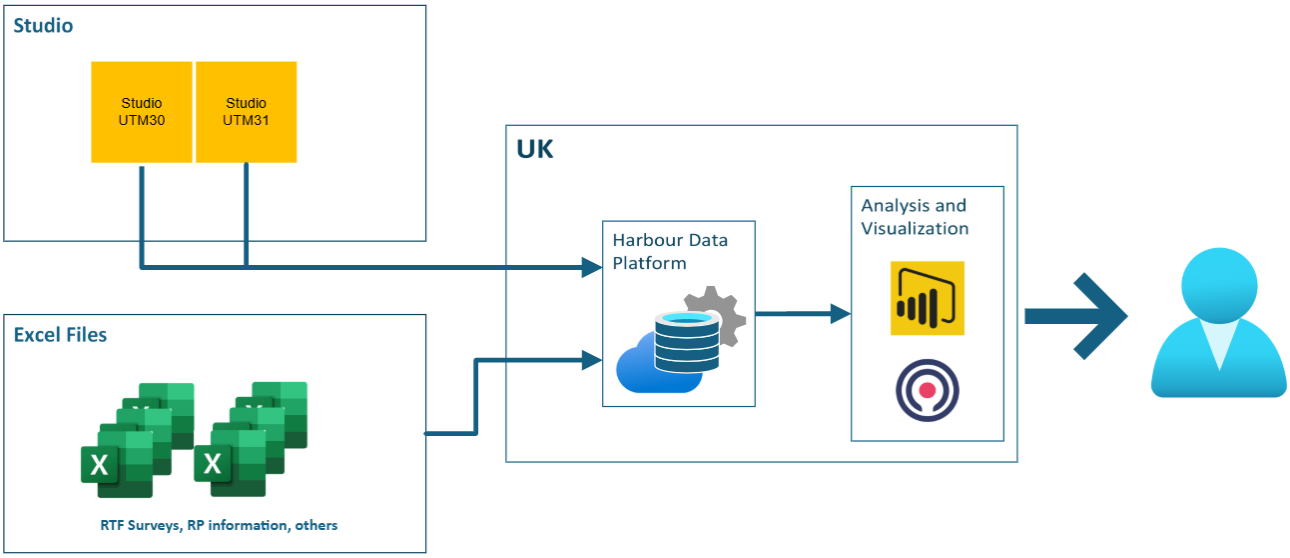


Figure 1: Legacy source data set is ingested into the Data Platform and made available for analysis and visualization for the end users. This reduces the workload on subsurface specialists, leading to reduced time spent on collecting, validating and visualising the data, leaving more time for decision making.

Data collection and automated log scanning

Legacy source data set was taken as basis for RFT Insights. The data was held by one of the legacy companies and hadn't been updated since 2012. The structure of columns (UWI, Pressure, depth, mobility, qualifiers, comments, well tops and others) was adopted from the legacy source data set for RFT Insights.

Regarding the a) ingestion of relevant data in Studio, and b) extraction of relevant data from Studio for enrichment of RFT data, the following data collection efforts were initiated in parallel:

- Consultation process for UKCS well tops beyond the well tops included in legacy source data set (single source of truth Studio) was started in close cooperation with geologists.
- Surveys with SMEs to identify other pressure dataset within UK BU relevant for RFT insights project.
- Extraction efforts of relevant Studio data (deviation surveys, well logs, etc.) through the underlying databases was futile, due to binary data storage format.

Other efforts for data collection are highlighted in figure 2 and include:

- Manual export of deviation surveys from Studio
- Algorithm for efficient well log scanning to identify well logs on the UK BU drive
- Algorithm for daily, scheduled enrichment of RFT Insights with well status from NSTA's website, the national energy data authority in the UKCS.

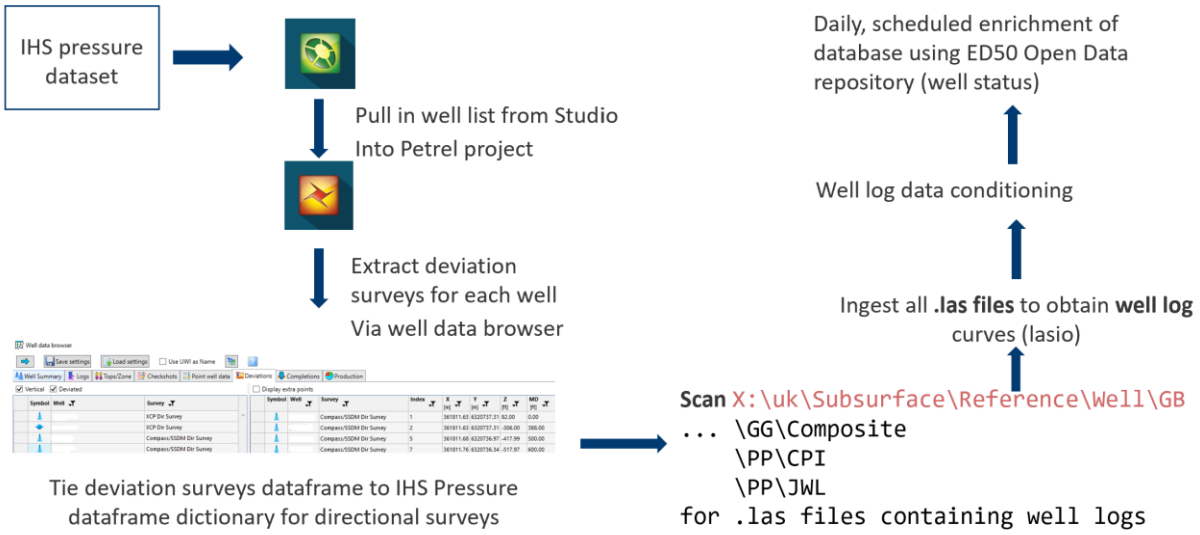


Figure 2: Workflow from deviation survey data export, to well log scanning on X drive, well log data conditioning and daily, scheduled enrichment with well status from NSTA (Open Data).

Standardisation, Data Platform ingestion and validation

A key action was the standardisation and alignment of legacy source data set qualifiers with the Harbour Petrophysical standard for pressure data qualifiers. (Table 1)

Cleaned legacy source data set qualifiers brought to HBR standard	
SF	0 **S**eal **F**ailure
D	1 **D**ry/Tight
SC	2 **S**uper**c**harged
P	3 **P**oor

F	4 **F**air
G	5 **G**ood

Table 2: Adjusted legacy source data set qualifiers for RFT data, aligned with Harbour Petrophysical data standards.

The fit for purpose, Azure-based Data Platform hosts all RFT data with the following processes:

- Change data capture
- Daily refreshes
- Stages: raw, base, enriched, curated
- Data validation rules
- Automated reports

The data validation rules have been defined with SMEs, for the SMEs. The goal was fitness for purpose, actively contribute to consistency, data quality and last but not least, enforce trust by SMEs in the data, have been defined. Among others, the 40 rules include:

- Expected units
- Data source must not be empty
- Expected data type
- Gauge type
- …

Field Name	Description	Data Type	Validation Rules	Example Values
MD_KB	Measured Depth from Kelly Bushing reference	Integer	Must not be empty and must be larger than zero	
TVD_KB	True Vertical Depth from Kelly Bushing reference	Integer	Must be larger than zero	
TVD_SS	True Vertical Depth from Sub Sea reference	Integer	Must not be empty and must be larger than zero	
Accepted_Test	Info about quality of pressure values. **A (Accepted)**: Values used to determine formation pressure and fluid gradient. Empty cell: Not accepted	Boolean (A or empty)	Must be one of the following values: A or blank	A, blank
Test_Type	RFT (Repeat Formation Tester) is an older test type, MDT (Modular Dynamic Tester) is a new type developed by Slb	Categorical (String)	Must be one of the following values	RWLT, RFT, MDT, FMT, RCI, FIT, Tes Trak, XPT, SRFT, FT, Quicksilver, DFT, Stethoscope
Gauge	Gauge type	Categorical (String)	Must be one of the following values	Strain, Quartz, Bourdon Tube
Formation	Provides additional context or quality assessment for the pressure measurements.	String		
Reference	Data source. Should be the name of the excel file it was loaded from.	String	Must be populated	"IHS_db_PRESSURE", "230824 Regional Pressures MPH"

Figure 3: More than 40 data validation rules have been defined in close cooperation with subsurface specialists. If expected data type, completeness, unit, … of data loaded to the Data Platform, individual rows are highlighted as non-compliant to the data validation rules and automatically flagged in a report.

PoC for automated unification of pressure data, well logs and discretized deviation surveys

Standardisation of Petrophysical data is one of the biggest challenges in the oil and gas industry. Different data types are sampled in different step sizes, which leads to difficulties in analysing and plotting the data. Two key algorithms overcome this challenge (Table 2):

- Minimum curvature algorithm, to discretize the deviation survey (coarse data points) into finer intervals, aligned with reference grid
- Binning algorithm: In legacy source data set, RFT data has a varying sampling size,

as opposed to well log data where sampling size is defined. A binning algorithm overcomes this challenge.

Data type	Step size (sampling)	Changes applied	Example
JWL	0.5 ft	-	**0.5; 1; 1.5; …**
CPI	0.5 ft	-	**0.5; 1; 1.5; …**
PP_Gold	0.5 ft		0.25; 0.75;1.25; …
Deviation/Index		Discretised to reference grid	0.25; **0.5**; 0.75; **1**; 1.25; **1.5**
RFT	Average 1.2 ft	Binned into reference grid	-

Table 2: Step sizes have been discretised in the deviation surveys to reference grid, in order to allow for standardised visualisation and quick look analysis of the data.

Data Governance

- Data owner
- Data custodian (steward)
- Data quality tags aligned with Subsurface Data Management (low, medium, high, external)
- Data source
- Date of change
- Data status tags (raw, QC, QC adjusted)

Data is owned by the reservoir engineers and petrophysicists, who receive the pressure data from the operations geologists. Clear ownership of the data must be defined, otherwise the validation rules in the data pipeline of the Data Platform reject the data ingestion process.

Data quality tags that have been aligned with existing tags used by subsurface data management when loading data to Studio, contribute to better consistency across the organisation.

Data status tags reflect whether data has been loaded raw, has been quality controlled or has been quality controlled, but adjusted or corrected at a later point in time (QC adjusted).

Any changes to RFT data will be conducted by subsurface data management (add, modify, delete), when requested by the business (subsurface, wells, …). IS acts as gatekeeper, ensuring the right people have the right level of access.

Visualisation in a geospatial context

In addition to the rules and systems in place, the team aimed high to integrate GIS data into RFT Insights. An extract from Studio deviation surveys with x y coordinates complemented RFT Insights with a geospatial context dimension. Figure 4 illustrates how in the future a

system consisting of RFT Insights and fully integrated ArcGIS, could look like.

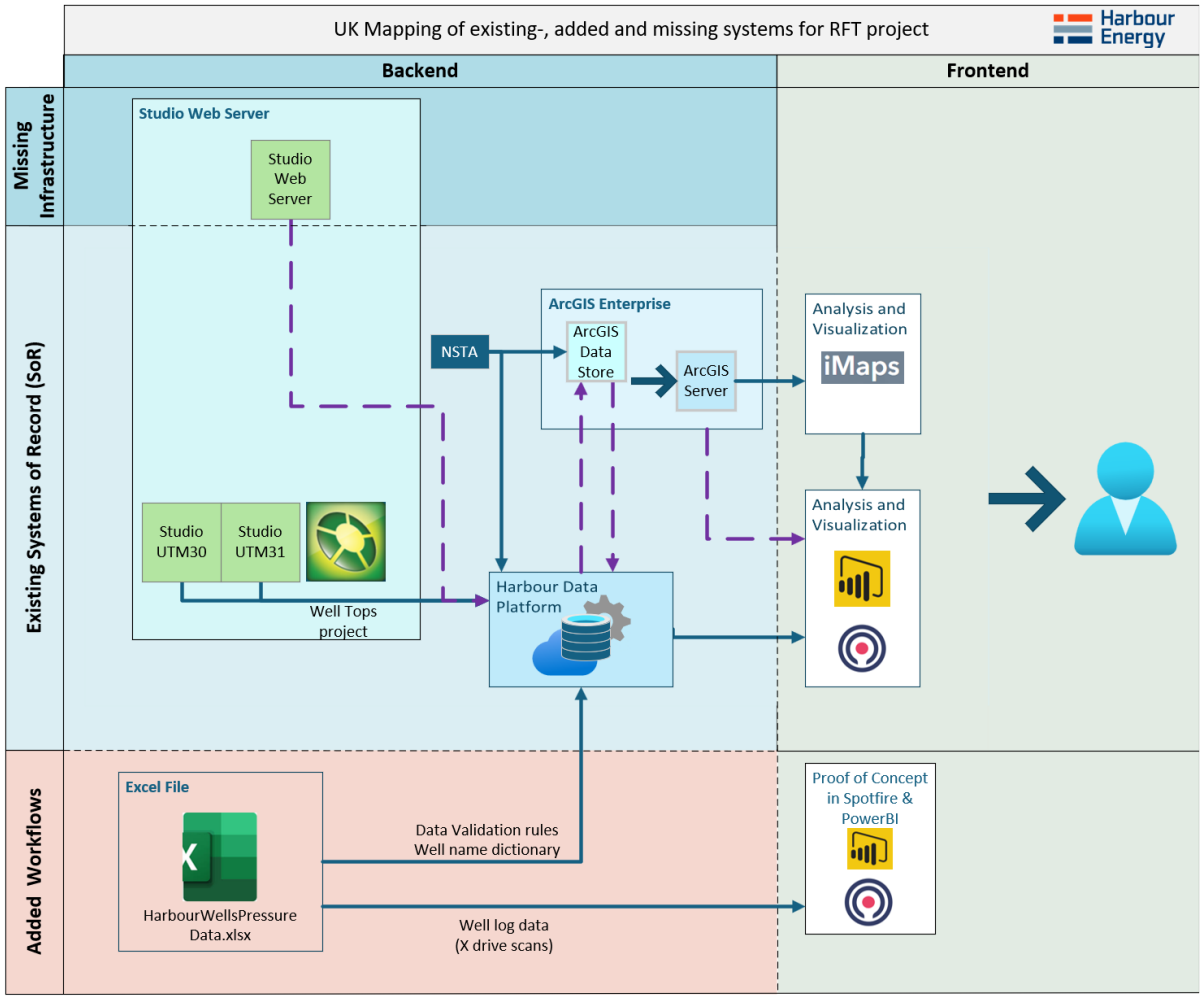


Figure 4: In the future, RFT Insights will be enriched with geospatial data directly from ArcGIS. Until then, an extract of data from Studio is utilized.

Conclusions

With the final product deployed, instead of spending 5 hours with collecting, standardising, validating the data, SME's time is freed up, and insights can be gained after only 5 minutes. Figure 5 shows the final product with relevant plots and information, gathered from various sources such as the legacy source data set, NSTA and Studio.

The cross-discipline driven RFT Insights project is a flagship on how subject matter expertise, consistent data management and governance, solid data pipelines and platforms, supported by intelligent algorithms can contribute to a lean, fit for purpose product, which can be deployed in little time with little resources, while delivering maximum business impact.



Figure 5: From left to right: A depth vs. pressure plot showing the gradients and qualifiers. A depth vs. mobility plot with data points sized by mobility provides quick insights. A legend displays the qualifiers. If available, comments are shown. Well facts provide further information, such as well status, the unique identifier in Studio, the previous operator, block, quadrant and license. If required, further well facts can be shown. If the data is available, a map chart provides geospatial context. All visualization layers are fully customizable in Spotfire data visualization software.

Abbreviations

RFT… Repeat Formation Tester
BHA … Bottom Hole Assembly
QC … Quality Control
IS … Information Systems
GIS … Geo Information Systems
JWL … Joined Well Log
CPI … Computer Processed Interpretation
UKCS … United Kingdom Continental Shelf
GBA … Greater Britannia Area
PoC … Proof of Concept
BU … Business Units
NSTA … North Sea Transition Authority
SME … Subject Matter Expert

Data-driven modeling of cuttings transport using high-resolution CFD-DEM data

Kathrin S. Skinder[1,2], Mostafa M Abdelhafiz[1,2], Gunther Brenner[1,2]
[1]Clausthal University of Technology, Institute of Applied Mechanics, Department of Fluid Mechanics, Clausthal-Zellerfeld, Germany
[2]Drilling Simulator Celle, Celle, Germany

Abstract

Efficient cuttings transport is essential for safe and cost-effective drilling, particularly in extended-reach and geothermal wells where hole cleaning poses increasing challenges. Accurate prediction of cuttings removal requires detailed understanding of complex multiphase flow interactions between drilling fluid and particles. This work builds upon high-resolution CFD-DEM simulations used to generate datasets of cuttings transport in annular flow, systematically exploring operational parameters such as flow velocity, drill string rotation, particle size, and concentration. Focusing on surrogate models trained to predict the average particle velocity, we utilize an enriched dataset created by generating new input points via Latin Hypercube Sampling (LHS) and evaluating these points with Gaussian Process Regression (GPR) trained on the original sparse dataset. Analysis of the tree-based model response curves across the parameter space reveals that surrogate models trained on the enriched dataset generally exhibit smoother predicted trends compared to those trained solely on sparse data. Among the models, Random Forest shows the most significant improvements in smoothness and physical interpretability. XGBoost also demonstrates smoother responses than before, though some unphysical discontinuities remain, particularly in parameters with smaller influence. Decision Tree Regression, however, continues to produce pronounced jumps despite the enriched data. These findings highlight the critical role of carefully curated numerical data and comprehensive surrogate model evaluation in developing physically meaningful and reliable surrogate models for drill cuttings transport.

Introduction

Modeling drill cuttings transport is intrinsically complex due to the multiphase nature of the flow and nonlinear interactions between drilling fluid, solid particles, and geometry (Xu et.al., 2025). Traditional empirical or simplified models often rely on measurement data from experimental databases to relate operational parameters to cuttings behavior (Agwu et al., 2020; Goldstein, & Coco, 2014; Lv et al., 2024; Rooki et al., 2012; Maiti et al. 2021; Rushd et al., 2021). These data-driven models, while valuable, face limitations in controlling parameter ranges, sampling density, or capturing detailed physics under diverse drilling scenarios. Measurement data can be incomplete or inconsistent, complicating surrogate model construction and generalization (Refaie et al., 2026).

In contrast, high-fidelity numerical simulations using coupled Computational Fluid Dynamics – Discrete Element Method (CFD-DEM) models provide a physics-based alternative to generate detailed datasets capturing fluid-particle interactions and transport phenomena accurately (Aragall et al., 2015; Shirangi et al. 2022; Naderi & Khamehchi, 2018; Miao et al., 2023; Al-Hadeethi & Moosavi, 2025; Olawale et al., 2021). Such simulations enable systematic exploration of operational and geometric variables in a controlled and customizable way, generating valuable datasets for surrogate modeling. While they do require significant computational resources and careful numerical design, to ensure accuracy and efficiency, their costs remain substantially lower and more manageable than those of physical experiments or

field measurements. Moreover, advancements in high-performance computing (HPC) facilities have made these simulations increasingly accessible and practical for complex drilling applications.
Our approach leverages this advantage by integrating three critical elements: (1) parameter variation to comprehensively and systematically cover relevant operational ranges including flow rate, drill string rotation, particle size, and concentration; (2) numerical calculations via rigorous CFD-DEM simulations to generate high-quality, physically consistent data of cuttings transport in annular geometry; and (3) machine learning (ML) modeling to build fast, accurate surrogate models able to predict key outputs such as averaged particle velocity for use in real-time drilling simulators. Building on our previous work on surrogate modeling using CFD data (Skinder et al., 2026, under review), this study moves in the direction of dataset enrichment and evaluates its impact on the smoothness and physical consistency of tree-based surrogate model predictions.

CFD-DEM calculations and the MPPIC Approach

The core of our numerical data generation is a coupled Computational Fluid Dynamics–Discrete Element Method (CFD-DEM) model, resolving the multiphase flow of drilling fluid carrying discrete cuttings particles within an annular wellbore segment. This approach captures detailed fluid-particle interactions with high physical fidelity.

The geometry consists of a vertical annulus representing the borehole section between the drill string (inner cylinder) and the borehole wall (outer cylinder). The domain length is 1 m, with inner and outer radii r_i = 0.0625 m and r_a = 0.125 m, respectively. The inner cylinder rotates at angular velocity ω, simulating drill string rotation, while the outer cylinder remains stationary.

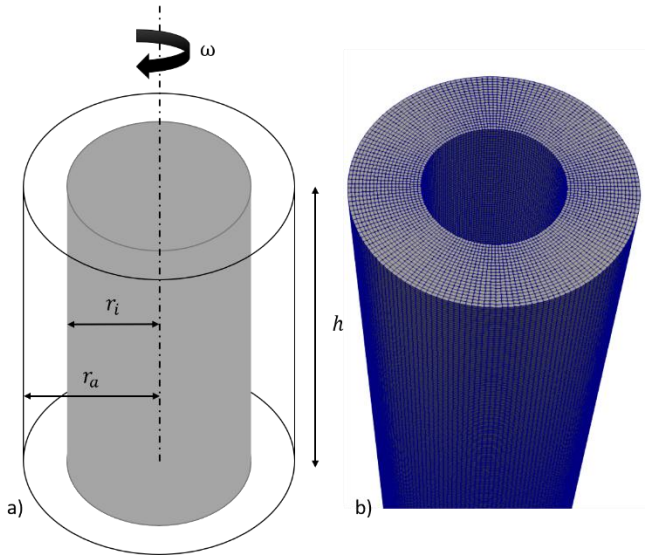


Figure 1: a) Annulus model and b) discretization for the numerical calculations (Skinder et al., 2026, under review)

No-slip boundary conditions enforce zero fluid velocity at the inner and outer walls. Axial inlet and outlet employ periodic boundary conditions, enabling continuous, fully developed flow by allowing fluid and particles exiting one end to re-enter at the other, minimizing end effects.

A structured hexahedral mesh with ~1,024,000 cells discretizes the domain. Mesh refinement resolves key flow features, such as Taylor vortices induced by rotation and axial flow. The mesh resolution balances computational cost and accuracy by keeping particle diameters roughly four times smaller than the local mesh length scale, capturing fluid-particle momentum exchange accurately. Boundary layer refinement was omitted to meet this condition, after validation showed negligible impact on the laminar annular flow profiles.

The fluid phase is described by the Navier-Stokes equations:

$$\frac{\partial(\alpha_f \rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\alpha_f \rho_f \vec{u}_f\right) = 0 \tag{1}$$

$$\frac{\partial(\alpha_f \rho_f \vec{u}_f)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\alpha_f \rho_f \vec{u}_f \vec{u}_f\right) = -\alpha_f \nabla p + \nabla \cdot \left(\alpha_f \boldsymbol{\tau}\right) + \vec{g} \rho_f \alpha_f + \vec{M}_{fp} \tag{2}$$

where α_f is fluid volume fraction, ρ_f fluid density, $\vec{u}_f$ fluid velocity, p pressure, $\boldsymbol{\tau}$ viscous stress tensor, and $\vec{M}_{fp}$ momentum exchange from fluid-particle interaction.

Particles are tracked individually via Newton's second law,

$$m_{p,i} \frac{d\vec{u}_{p,i}}{dt} = m_{p,i}\vec{g} + \vec{F}_{c,i} + \vec{F}_{fp,i} \tag{3}$$

where $m_{p,i}$ and $\vec{u}_{p,i}$ denote particle mass and velocity, $\vec{F}_{fp,i}$ fluid-induced forces (drag and lift), and $\vec{F}_{c,i}$ the inter-particle collision force.

Unlike classical CFD-DEM approaches that explicitly resolve individual particle collisions, this work employs the Multiphase Particle-in-Cell (MPPIC) method implemented in OpenFOAM's MPPICFoam solver. MPPIC models inter-particle stresses as a continuum field within computational cells, here using the model by (Harris & Crighton, 1994), implicitly accounting for particle collisions and enduring contacts rather than resolving them discretely. This mesoscopic treatment models the collisional stresses arising from particle interactions, representing their collective effect on momentum exchange and bridging microscale particle physics with a continuum approximation.

This approach offers key benefits:

1) Computational efficiency: It avoids the high cost of explicit collision handling in dense particulate flows.
2) Suitability for larger particles: MPPIC better accommodates particles whose diameters approach or exceed multiple mesh lengths by stabilizing particle-particle interaction treatment, which is critical as we plan to incorporate larger particle sizes in future work.
3) It is particularly effective in handling collisional stresses in high-concentration regimes typical of cutting transport in annuli.

Fluid-particle momentum exchange terms incorporate drag using (Ergun, 1952) and (Wen & Yu, 1966) correlations, and lift forces via (Saffman, 1965 and 1968) and (Mei & Klausner, 1994) formulations. Particle trajectories are advanced using explicit Euler integration, and the solver uses small time steps for stable fully coupled phase interactions.

Figure 2 presents a snapshot from a CFD-DEM simulation illustrating the upward transport of drill cuttings, modeled as spherical particles, within the annular space surrounding the drill string. The flow exhibits a spiral structure induced by drill string rotation. Under these flow conditions, axial flow combines with Taylor vortices to form spiral vortices, where particles tend to accumulate in the vortex centers, creating distinct spiral band-like formations.
To enable modeling of cuttings transport at the larger borehole scale, we extract the average particle velocity averaged both spatially over the entire flow domain and temporally over a 20-second window from the high-resolution simulation data.

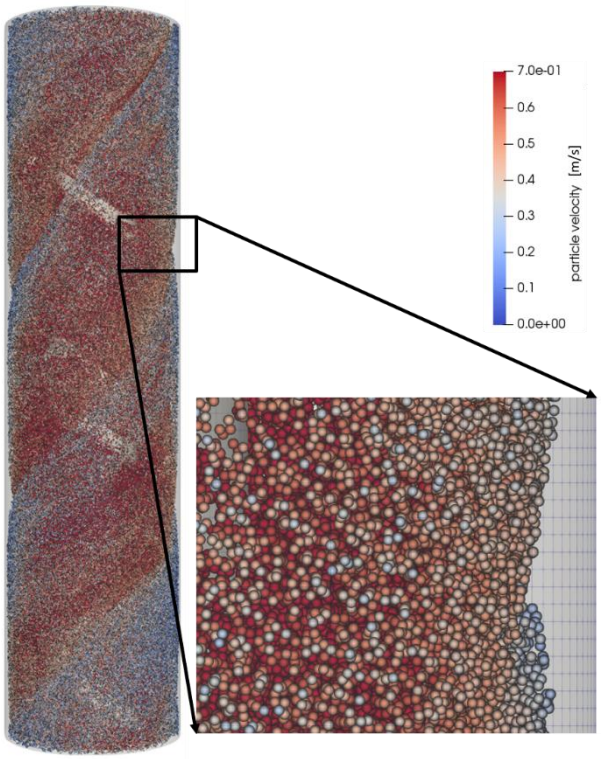


Figure 2: Snapshot from a CFD-DEM calculation with Taylor vortices. Particles move upwards in a spiral pattern due to drill string rotation. (Skinder et al., 2026, under review)

Parameter Space Sampling and Surrogate Data Enrichment

The parameters varied in this work, as well as their ranges, spanning the parameter space, are described in Table 1.

Table 1: Parameter ranges covered in the original CFD-DEM dataset.

Name	lower bound	upper bound
Reynolds number Re	156	1563
Taylor number Ta	0	798
Particle concentration c_p	0.1 vol-%	5 vol-%
Particle diameter d_p	0.5 mm	5 mm

The Reynolds number, characterizing the bulk flow, is defined as

$$Re = \frac{2\,\rho_f u_f (r_a - r_i)}{\mu} \tag{4}$$

where u_f is the mean flow velocity in the axial direction, and μ is the dynamic viscosity of the fluid. The Taylor number is defined as

$$Ta = 2\left(\frac{\rho_f \omega}{\mu}\right)^2 r_i^2 \frac{(r_a - r_i)^3}{r_a + r_i} \tag{5}$$

The original dataset used in (Skinder et al., 2026, under review) consists of 269 simulation runs based on a non-uniform grid sampling parameter design, where parameter values were chosen according to areas of interest. The dataset includes results for the mean particle

velocity obtained from CFD-DEM calculations.

A key challenge in developing surrogate models for drill cuttings transport lies in the generation and sampling of the input parameter space. In our study, we encountered a fundamental conflict between easy interpretability of data and the effectiveness of surrogate modeling. From a data analysis perspective, grid sampling enables systematic selection of discrete parameter values, allowing focused investigation of specific regions of interest rather than attempting to optimally cover the entire parameter space. This targeted approach supports clearer interpretation and visualization by concentrating samples where they matter most for analysis or plotting.
However, even when selectively choosing grid points, grid sampling can become impractical in high-dimensional spaces or with finely discretized parameters due to the rapid increase in sampling points. As a result, the sampling often remains sparse relative to the continuous parameter space, leaving substantial gaps unpopulated (see Figure 1, blue points). These gaps pose challenges for surrogate model training, which typically benefits from denser and more uniformly distributed samples to accurately capture complex nonlinear relationships.

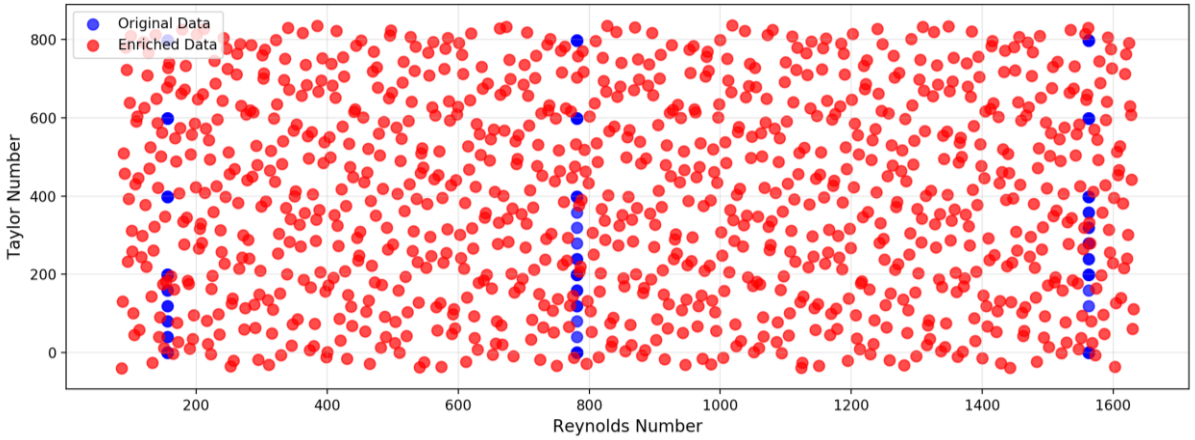


Figure 3: Illustration of parameter space coverage. Blue: Grid sampling based variation producing sparse coverage (original dataset consisting of 269 data points), and red: Latin Hypercube Sampling better suited for surrogate modeling (enriched dataset, consisting of 1000 additional data points).

To reconcile the conflict between interpretability and surrogate modeling needs, we adopted a two-stage workflow leveraging Gaussian Process Regression (GPR) (Rasmussen, 2004). GPR is a non-parametric, probabilistic machine learning method that models the relationship between inputs and outputs by assuming a Gaussian prior over functions and updating it according to observed data. Importantly, unlike many other regression methods, GPR provides quantified uncertainty estimates at each point in the input space. These predictive uncertainties indicate regions where the training data are sparse and predictions are less confident.
The adopted workflow is as follows:

1) Perform CFD-DEM simulations using a one-at-a-time parameter variation design to generate the original sparse dataset.

2) Use Latin Hypercube Sampling (LHS) to generate a large number of new input points uniformly distributed across the parameter space.

3) Employ a GPR model trained on the original sparse dataset to predict the average particle velocity at the LHS-generated input points, creating an enriched synthetic dataset.

Serving as a more densely sampled basis, the enriched dataset serves as a basis for training

tree-based surrogate models, which have shown to be very robust in our past studies, and generally benefit from denser sampling to improve accuracy and generalization. We adopted this synthetic data approach primarily to test whether these models exhibit improved behavior when trained on datasets with improved parameter space coverage. This step represents a conceptual departure from our prior work, where surrogate models relied exclusively on sparse datasets.

While we currently rely on GPR to generate synthetic data, the ultimate goal is to use the GPR uncertainty estimates to selectively and iteratively run new high-fidelity CFD-DEM simulations in regions of greatest uncertainty. This active learning strategy would improve dataset coverage and surrogate model fidelity. Another aspect is the efficient allocation of computational resources by targeting only the most informative additional simulations. However, these further simulations remain future work, pending positive indications from the synthetic-data experiments.

Results - Tree based Surrogate Models

In this section, we compare the surrogate model results trained on the enriched dataset to those from the original sparse dataset, which were analyzed extensively in (Skinder et al., 2026, under review). A key issue identified in the sparse dataset was the presence of unphysical step-like discontinuities in some tree-based model predictions. Notably, XGBoost, while performing best in standard evaluation metrics and demonstrating strong robustness even on small datasets, failed the physical consistency test due to these discontinuities. Gaussian Process Regression (GPR) and Extra Trees Regression (XTR) produced smoother and more physically consistent response curves. However, GPR exhibited reduced robustness, while XTR was not the best in terms of mean squared error (MSE), mean absolute error (MAE), and R^2 performance.

With the enriched dataset, created via synthetic GPR predictions, our objective is to improve the behavior of tree-based models, particularly XGBoost, which previously struggled with smoothness despite excellent statistical metrics.

The response curves of both the original and the enriched dataset are compared in Figure 4. For all curves, all parameter values, that are not plotted, are kept constant at Re = 1562.5, Ta = 0, c_p= 1 vol-%, and d_p= 1 mm.

Most models show improved smoothness on the enriched dataset, while XTR continues to exhibit the same level of smoothness in its predictions as seen with the original dataset. For DTR, smoothness improves only for Reynolds number and even worsens for Taylor number.
XGBoost, while improving largely, still displays issues, especially with Taylor number and particle diameter. The most significant improvement is observed with Random Forest (RF), which previously showed some of the largest jumps but now produces some of the smoothest curves alongside XTR.
It is important to note that none of the tree-based models produce perfectly smooth response curves. In future work, artificial smoothing could be considered to address this; however, such smoothing must be applied cautiously to avoid distorting the fundamental physical trends. Moreover, response curves require validation against additional simulations or experimental data.

Sensitivity analysis reported in our earlier work showed that the Reynolds number explains more than 95% of the output variance. For the Reynolds number, all models perform relatively well, although DTR still shows notable discontinuities. For the other, smaller-effect parameters, some models show noticeable offsets relative to the synthetic GPR predictions. A possible explanation is that the synthetic data, generated by GPR trained on sparse original data,

introduces some approximation errors, especially in less influential parameter directions where the original data provides limited information. Because these parameters contribute only marginally to output variance, the model's predictions there are less constrained and more susceptible to noise or small biases from the surrogate generating the synthetic points. We expect better alignment once actual numerical simulations fill these enriched points.

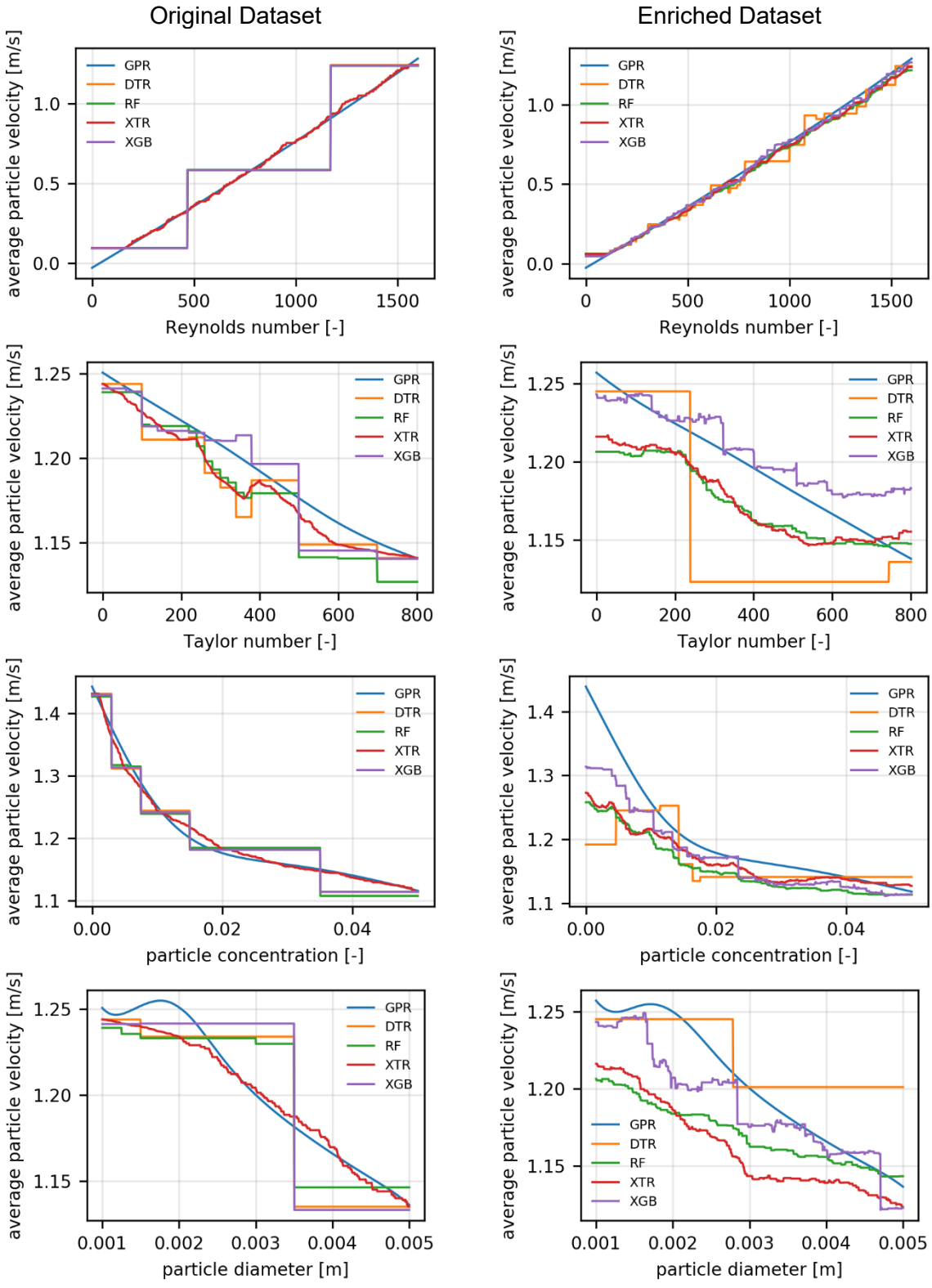


Figure 4: Response curves of ML models trained on the original dataset (left) and on the enriched dataset (right).

Conclusions

Through the application of data enrichment, we observed noticeable improvement in the performance of several tree-based surrogate models, particularly Random Forest. However, not all models benefited equally, and some discontinuities in the response curves persist. Additionally, offsets remain apparent for parameters with smaller influence on the output. These results suggest that while replacing the synthetic enriched data points with actual CFD-DEM simulation results has the potential to enhance surrogate model accuracy and robustness, careful model selection is still needed, with emphasis on physical consistency.

Our study also highlights an important lesson: while intuitive interpretability of datasets, such as obtained from a sparse, grid sampling based parameter variation, is valuable, considerations related to surrogate modeling performance must guide data generation strategies. Encouragingly, it is possible to balance both objectives by starting with interpretable sampling and progressively enriching the dataset through surrogate-based augmentation. Subsequently, this iterative process informs the selection of new parameter values for targeted CFD-DEM simulations, enabling the development of highly accurate, robust, and physically consistent surrogate models. In contrast, models trained solely on sparse data require a trade-off between robustness and physical consistency.

Looking forward, future research should focus on refining dataset enrichment approaches. For instance, our current enrichment process did not handle duplicate points nor explicitly account for regions of highest predictive uncertainty in the parameter space. Leveraging Gaussian Process Regression uncertainty estimates for active learning to select informative new simulation points is a promising direction, as outlined earlier. Additionally, dataset enrichment demonstrated improvements in the smoothness of surrogate response curves, motivating further work in this area. However, care must be taken with artificial smoothing techniques to preserve fundamental physical trends, especially for applications involving transient simulations.

Beyond tree-based methods, exploring alternative surrogate modeling approaches such as Support Vector Regression or Artificial Neural Networks, including multilayer perceptrons, which have shown effectiveness in related drilling transport tasks, could broaden modeling capabilities. GPR could also not be evaluated as a modeling technique on the enriched dataset, as it was already used to generate the synthetic data points. When those points are replaced with CFD-DEM results, GPR should again become part of the model selection process, even though it did not prove to be as robust as the tree-based methods.

From a computational simulation standpoint, future challenges for CFD-DEM include accurate handling of large, non-spherical particles and non-Newtonian drilling fluids. Incorporating semi-resolved modeling strategies for such larger particles will be essential to realistically represent cuttings transport under these complex conditions.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge the computing time granted by the Resource Allocation Board and provided on the supercomputer Emmy at NHR-Nord@Göttingen as part of the NHR infrastructure. The calculations for this research were conducted with computing resources under the project nii00198.

Parts of the work were funded by the Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG, German Research Foundation) - Project Number 441175148 as well as the program Durchbrüche (zukunft.niedersachsen) - Project number 2023 ZN 4260.

References

Agwu, O.E., Akpabio, J.U., Dosunmu, A.: *Petroleum 6, 340.* Artificial neural network model for predicting drill cuttings settling velocity. (2020)

Al-hadeethi, L.F.H., Moosavi, E.: *Petroleum Science and Technology 0, 1.* Cutting transfer modeling of drilling operations based on two-phase computational fluid dynamics to optimize the effective parameters. (2025)

Aragall, R., Mulchandani, V., Brenner, G.: *International Journal of Multiphase Flow 69, 63.* Optical measurement and numerical analysis of mono- and bidisperse coarse suspensions in vertical axisymmetric sudden-expansion. (2015)

Ergun, S.: *Chem. Eng. Prog 48, 89.* Fluid flow through packed columns. (1952)

Goldstein, E.B., Coco, G.: *Water Resources Research 50, 3595.* A machine learning approach for the prediction of settling velocity. (2014)

Harris, S., Crighton, D.: *Journal of Fluid Mechanics 266, 243.* Solitons, solitary waves, and voidage disturbances in gas-fluidized beds. (1994)

Lv, W., Xu, Z., Jia, X., Duan, S., Liu, J., Song, X.: *Applied Sciences 14, 826*. Prediction of particle settling velocity in newtonian and power-law fluids using artificial neural network model. (2024)

Maiti, S.B., Bar, N., Das, S.K.: *Chemical Engineering Journal Advances 7, 100136.* Terminal settling velocity of solids in the pseudoplastic non-newtonian liquid system - experiment and ann modeling. (2021)

Mei, R., Klausner, J.: *International Journal of Heat and Fluid Flow 15, 62.* Shear lift force on spherical bubbles. (1994)

Miao, H., Qiu, Z., Dokhani, V., Ma, Y., Zhang, D.: *Geoenergy Science and Engineering 227, 211875.* Numerical modeling of transient cuttings transport in deviated wellbores. (2023)

Naderi, M., Khamehchi, E.: *Journal of Petroleum Science and Engineering 163, 58.* Cutting transport efficiency prediction using probabilistic cfd and doe techniques. (2018)

Olawale, S.B., Longe, P.O., Ofesi, S.F.: *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology 11, 2981*. Evaluating the effect of drill string rotation and change in drilling fluid viscosity on hole cleaning. (2021)

Rasmussen, C.E.: *Advanced Lectures on Machine Learning. Lecture Notes in Computer Science, vol 3176. Springer.* Gaussian Processes in Machine Learning. (2004)

Refaie, E.A., El-Sayed, S.K., Noah, A.Z., Abdelhafiz, M.M.: *Energy Science & Engineering 13, 1398.* Quantifying parametric influence on cuttings transport in deviated deep wells using global sensitivity analysis methods. (2026)

Rooki, R., Doulati Ardejani, F., Moradzadeh, A., Kelessidis, V.C., Nourozi, M.: *International Journal of Mineral Processing 110-111, 53.* Prediction of terminal velocity of solid spheres falling through newtonian and non-newtonian pseudoplastic power law fluid using artificial neural network. (2012)

Rushd, S., Hafsa, N., Al-Faiad, M., Arifuzzaman, M.: *Symmetry 13, 71.* Modeling the settling velocity of a sphere in newtonian and non-newtonian fluids with machine-learning algorithms. (2021)

Saffman, P.: *Journal of Fluid Mechanics 22, 385.* The lift on a small sphere in a slow shear flow. (1965)

Saffman, P.: *Journal of Fluid Mechanics 31, 624.* The lift on a small sphere in a slow shear flow - corrigendum. (1968)

Shirangi, M.G., Aragall, R., Osgouei, R.E., May, R., Furlong, E., Dahl, T.G., Thompson, C.A.: *Journal of Energy Resources Technology 144, 123003.* Development of digital twins for drilling fluids: Local velocities for hole cleaning and rheology monitoring. (2022)

Skinder, K.; Abdelhafiz, M.M.; Shahid, K.; Brenner, G.: *Manuscript under review.* Machine Learning Modeling of Drill Cuttings Transport based on Computational Fluid Dynamics Simulation Data. (2026)

Wen, C., Yu, Y.: *The Chemical Engineering Progress Symposium Series 162, 100.* Mechanics of fluidization. (1966)

Xu, Zh.; Song, Xi.; Sun, Yi; Zhou, Meng.; Li, Gen.: *International Journal of Fluid Engineering 2, 030601.* Comprehensive review of cuttings transport in wellbore drilling: Mechanisms, challenges, and future directions. (2025)

Improvement of Drilling Personnel Capacity through Digital Twining and Drilling Well on Simulator

R. Freifer, T. Trauth, S. Kroll, U. Hahne
Herrenknecht Vertical GmbH, Schwanau, Germany

The ultimate goal of becoming CO2 neutral by 2045 with the help of renewable energy is dependent on the rate of installation of that capacity. In the German deep geothermal prospect, the goals are to reach a capacity of 10 TWh by 2030 and to cover 25% of the domestic heating needs by 2045.(reference: Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne-BMWK). These goals are inevitably linked to the drilling rig manufacturing capacity and drilling personnel availability in Europe.
Since the boom of renewables around 2005, the capacity of drilling personnel in Germany has been shrinking strongly with some sources showing numbers of 2500 drilling personnel (reference: Statista). This is due to its strong tie to the Hydrocarbon E&P industry. Since Geothermal is a base load capable energy source, drilling technology is being revied. Advancements in rig technologies, such as automation and pipe handling, are making the work environment safer and the drilling faster. Much of the equipment is being automated and handled by new effective and safety conform systems. However, catching up with the set goals through equipment alone is not enough. The availability of drilling personnel is crucial for the operation of the new drilling rigs. Adequate training for the operation of the new rigs and its equipment is key for the success of deep geothermal drilling.
Training of the drilling crews is either done on generic simulators with older rigs or directly on the rig, which is resource intensive and carbon heavy. Efforts were made for replicating drilling scenarios for training purposes (Reference: Höhn et al.) and real-time scenario analysis (reference: van Oort et al.). The proposed approach is to use function-based Digital Twin (DT) and Hardware-in-the-loop (HIL) systems to accelerate and enhance the training experience through a realistic Drilling Well on Simulator (DWOS) experience. This proposal aims to decrease training costs by reducing the training time and assisting with the de-risking of deep drilling projects.
This work presents a training framework connecting DTs and DWOS. It is done by integrating a cyber chair from the new generation drilling rigs of Herrenknecht Vertical with a simplified DT of the newest 250 to Geothermal drilling rig. This DT delivers all functions of the equipment of the rig with accurate responsiveness and anti-collision program. The DWOS process incorporates drilling scenarios such as drilling ahead, kick detection and handling, loss of circulation, and stuck pipes that are handled by the DT.

References:

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), (2022), Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eckpunkte-geothermie.html
[2] V. Pawlik, (2022), Anzahl der Beschäftigten in der Erdöl- und Erdgasgewinnung in Deutschland in den Jahren 1991 bis 2020, Statisa, https://de.statista.com/statistik/daten/studie/150413/umfrage/beschaeftigte-in-der-erdoel-und-erdgasgewinnung-in-deutschland-seit-1991/
[3] Patrikck Höhn, Rodrigue Freifer, Joachim Oppelt, (2019), Realistic Scenario Drilling Simulation for Deep and Critical Wells, Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravenna, https://onepetro.org/OMCONF/proceedings-abstract/OMC19/OMC19/OMC-2019-1187/1961?redirectedFrom=PDF, 2025-01-12, TU Clausthal
[4] Gurtej Singh Saini, AmirHossein Fallah, Pradeepkumar Ashok and Eric van Oort*, (2022), Digital Twins for Real-Time Scenario Analysis during Well Construction Operations, MDPI, Energies, Austin, Texas, https://doi.org/10.3390/en15186584, Cockrell School of Engineering, The University of Texas at Austin

Skalenübergreifende Modellierung von Bohrloch–Reservoir–Wärmepumpen-Systemen für geothermische Dubletten mittels KI-basiertem Bohrloch-Surrogatmodell

S. Stein[1], G. Brenner[2]
[1]TU Clausthal, ITM, Abteilung für Stromungsmechanik, Clausthal-Zellerfeld, Germany, [2]TU-Clausthal, ITM, Abteilung für Strömungsmechanik, Clausthal-Zellerfeld, Germany

Für den wirtschaftlichen und zuverlässigen Betrieb geothermischer Dubletten ist eine präzise, gekoppelte Modellierung von Bohrloch, Reservoir und oberflächennaher Anlagentechnik erforderlich. Diese Systemkomponenten unterliegen jedoch stark unterschiedlichen räumlichen und zeitlichen Skalen, wodurch klassische vollphysikalische Ansätze schnell an ihre Grenzen stoßen. Insbesondere detaillierte Bohrlochmodelle besitzen eine viel feinere skalenbedingte Auflösung als Reservoir- oder Anlagenmodelle und erschweren dadurch konsistente, langzeitstabile Gesamtsimulationen.

In dieser Arbeit wird ein integriertes thermo-hydraulisches Simulationsframework vorgestellt, das die relevanten Prozesse über alle Skalen hinweg konsistent erfasst. Ein zentraler Baustein ist ein KI-basiertes Bohrloch-Surrogatmodell, das auf umfangreichen hochauflösenden Bohrlochsimulationen trainiert wurde. Es dient als skalenübergreifende Abstraktion des physikalisch detaillierten Bohrmodells und ermöglicht dessen nahtlose Einbettung in die Gesamtsimulation, ohne wesentliche thermische oder hydraulische Effekte zu verlieren.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Rechenaufwand um Größenordnungen reduziert werden kann, während die prognostizierten Fördertemperaturen, Druckverluste und Wärmegewinne eine hohe Übereinstimmung mit vollphysikalischen Referenzmodellen aufweisen. Das Framework bildet damit eine leistungsfähige Grundlage für Systemdesign, Langzeitprognosen und Betriebsoptimierung geothermischer Dubletten.

Mehr als nur Wärme: Lithiumpotenziale geothermischer Systeme im Norddeutschen Becken

K. Alms[1, 2], S. Regenspurg[3], E. Eiche[4], R. Bäßler[5], G. Blöcher[3], V. Goldberg[6, 7], H. Hofmann[3], K. Kieling[3], L. Rüppke[8], S. Sander[8, 9], A. Stechern[10], K. Sielemann[3, 11,] P. Weis[3, 12]

[1]Fraunhofer IEG, Bochum, Deutschland, [2]Ruhr-Universität Bochum, Institut für Energietechnik, Lehrstuhl für Geothermische Energiesysteme, Bochum, Deutschland, [3]GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung, Potsdam, Deutschland, [4]Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Angewandte Geowissenschaften, Lehrstuhl für Geochemie & Lagerstättenkunde, Karlsruhe, Deutschland, [5]Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Berlin, Deutschland, [6]Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Angewandte Geowissenschaften, Lehrstuhl für Geothermie und Reservoirtechnologie, Karlsruhe, Deutschland, [7]Geochemische Beratung GmbH, Neubrandenburg, Deutschland, [8]GEOMAR Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung, Kiel, Deutschland, [9]Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät, Kiel, Deutschland, [10]Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Deutschland, [11]SynCom, Helmholtz Earth & Environment, Berlin, Deutschland, Berlin, Deutschland, [12]Universität Potsdam, Institut für Geowissenschaften, Potsdam, German

Kurzfassung

Die in diesem Beitrag präsentierten Ergebnisse wurden im Rahmen des Syncom-Projekts CuLiWell gewonnen und bewerten das Potenzial einer kombinierten Gewinnung von Lithium und geothermischer Energie im Norddeutschen Becken (NDB). Basierend auf geologischen, geochemischen und technologischen Analysen werden lithiumführende Formationen, Fluidzusammensetzungen sowie geeignete Extraktionsverfahren untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere Rotliegend-Sandsteine Lithiumkonzentrationen von bis zu 400 mg/L bei gleichzeitig erhöhten Temperaturen aufweisen. Gleichzeitig stellen geringe Permeabilitäten sowie komplexe Fluidzusammensetzungen zentrale Herausforderungen für eine nachhaltige Nutzung dar. Insbesondere das unterschiedliche Durchbruchsverhalten von thermischen und chemischen Fronten kann zu einer frühzeitigen Abnahme der Lithiumkonzentrationen führen, obwohl die thermische Produktion stabil bleibt. Insgesamt besitzt das NDB ein erhebliches Potenzial für die Koproduktion, dessen wirtschaftliche Nutzung jedoch ganzheitliche Bewirtschaftungsstrategien und standortspezifische Optimierungen erfordert.

Einleitung

Die gekoppelte Gewinnung geothermischer Wärme und kritischer Rohstoffe (Critical Raw Materials, CRMs) aus geothermischen Fluiden stellt eine vielversprechende Strategie dar, um dem wachsenden globalen Bedarf an Metallen und Energie gleichzeitig zu begegnen (e.g. Graham et al., 2021). Geothermische Fluide aus Sedimentbecken weisen teils hohe Konzentrationen an Lithium (> 100 mg/L) sowie weiteren CRMs wie Kupfer auf und könnten somit eine attraktive ergänzende Rohstoffquelle darstellen (Stringfellow and Dobson, 2021; Sanjuan et al., 2022; Gourcerol et al., 2024).

In diesem Beitrag wird das Norddeutsche Becken (NDB) als Beispiel einer bislang nur geringfügig erkundeten sedimentären Lagerstätte zur Gewinnung von CRM untersucht (SynCom, 2026). Dabei dient Lithium als repräsentativer kritischer Rohstoff. Ziel ist es, das Lithiumpotenzial geothermischer Fluide im Norddeutschen Becken zu bewerten und im Kontext einer möglichen Koproduktion mit geothermischer Energie einzuordnen (SynCom, 2026). Dabei wird insbesondere der Frage nachgegangen, unter welchen geologischen und technischen Bedingungen eine wirtschaftlich und nachhaltig tragfähige Nutzung möglich ist.

Tiefengeothermie im Norddeutschen Becken

Das Norddeutsche Becken entstand infolge riftbezogener Tektonik im späten Karbon und durchlief seither eine komplexe Entwicklung mit Sedimentmächtigkeiten von über 10 km. Die wichtigsten Zielhorizonte der Tiefengeothermie konzentrieren sich auf Aquifere mit ausreichender primärer Permeabilität, insbesondere die mesozoischen Einheiten Buntsandstein, Muschelkalk und Keuper (Feldrappe et al., 2007; Franz et al., 2018; siehe Abb. 1). Derzeit existieren drei Forschungs- und fünf kommerzielle Standorte, die hydrothermale Energie aus mesozoischen Reservoiren nutzen. Mehr als 50 weitere Standorte befinden sich in der Planungsphase.

In den darunterliegenden paläozoischen Formationen, in Teufen von mehr als 3000 m, gibt es aufgrund der geringen Permeabilitäten bislang keine kommerzielle geothermische Nutzung, wenngleich hier die größten Lithiumvorkommen liegen (Alms et al., 2025). Obwohl die primäre Permeabilität mit zunehmender Tiefe grundsätzlich abnimmt, können sekundäre Permeabilitäten entlang von Salzstrukturen und Verwerfungssystemen lokal erhöhte Durchlässigkeiten ermöglichen (Blöcher et al., 2015; Franz et al., 2018). Damit rücken insbesondere tiefere, bislang nicht genutzte Formationen in den Fokus.

Diese geologischen und hydraulischen Rahmenbedingungen bilden die Grundlage für die Bewertung der technischen Umsetzbarkeit einer Koextraktion von Lithium und Wärme.

Geofluide des Norddeutschen Beckens

Die geothermischen Fluide im Norddeutschen Becken sind hoch salinar (teilweise > 300 g/L TDS), chemisch komplex und enthalten korrosive Bestandteile wie Cl^-, Cu^{2+}, CO_2 und H_2S (Lüders et al., 2010, Wolfgramm et al., 2011a). Die Eignung von Anlagenmaterialien, insbesondere metallischer Werkstoffe, hängt maßgeblich von Salinität, chemischer Zusammensetzung, pH-Wert und Temperatur ab.

Während der Zirkulation von der Förder- zur Injektionsstelle führen Temperatur- und Druckänderungen zu hohen Anforderungen an alle exponierten Materialien, weshalb eine sorgfältige Materialauswahl unerlässlich ist. Zudem bewirken diese Veränderungen eine Verschiebung des untertägigen chemischen Gleichgewichts, was zur Übersättigung und Ausfällung verschiedener Mineralphasen sowie zur Entgasung führt. Typische Scale-Minerale welche in Anlagen im NDB beobachtet wurden sind Ba/Sr-Sulfate, Karbonate, Natriumchlorid sowie gediegene Metalle oder Metallsulfide (Wolfgramm et al., 2011b). Diese haben einen entscheidenden Einfluss auf die chemischen Eigenschaften sowie auf die Effizienz und Selektivität der Lithiumextraktion.

Lithium im Norddeutschen Becken

Geothermische Fluide oberhalb des Buntsandsteins weisen keine signifikanten Konzentrationen kritischer Rohstoffe auf, wohingegen im Buntsandstein Lithiumkonzentrationen von bis zu 190 mg/L gemessen wurden (Müller 1969; Hesshaus et al., 2013). In den darunterliegenden Staßfurt-Karbonaten treten Werte von bis zu 300 mg/L auf (Müller 1969; Müller & Papendieck, 1975), während die Rotliegend-Sedimente Lithiumkonzentrationen zwischen 100 und 400 mg/L bei Temperaturen von über 100 °C aufweisen (Müller 1969; Lüders et al., 2010; Regenspurg et al., 2010; siehe Abb. 1).

Diese Konzentrationen liegen im Bereich wirtschaftlich relevanter Schwellenwerte und unterstreichen das Potenzial des NDB als alternative Lithiumquelle. Damit stellt das NDB eine potenziell strategische Ressource im europäischen Kontext dar. Erste Ressourcenschätzungen deuten auf ein Lithiumpotenzial von etwa 4,73 Mt hin (Alms et

al.,2025)

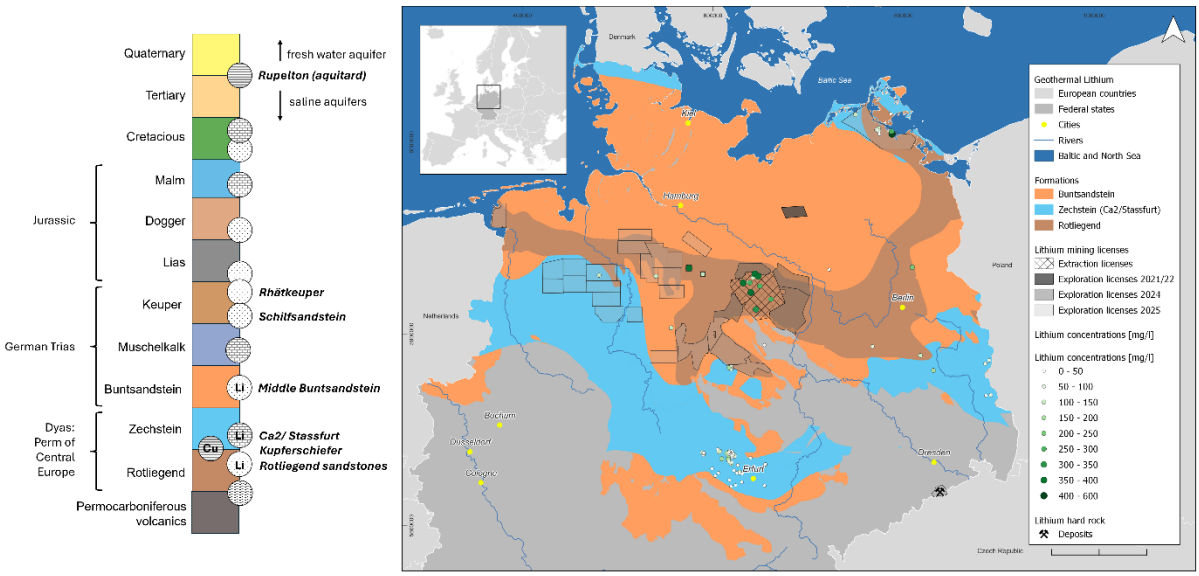


Abbildung 1: Geologie, Geofluide und kritische Rohstoffe im Norddeutschen Becken (Regenspurg et al., in review). Links: Stratigraphisches Profil des NGBs mit markierten Horizonten für die Nutzung geothermischer Energie und die Gewinnung kritischer Rohstoffe. Rechts: Karte der drei geologischen Einheiten mit erhöhten Lithiumwerten sowie der ausgewiesenen und beantragten Explorations- und Gewinnungslizenzen.

Technologien zur direkten Lithiumextraktion

Zur technischen Realisierung einer Lithiumgewinnung aus den beschriebenen geothermischen Fluiden sind geeignete Extraktionstechnologien erforderlich. Die direkte Lithiumextraktion oder „Direct Lithium Extraction“ (DLE) umfasst verschiedene Verfahren bei denen Lithium-Ionen (Li^+) gezielt aus komplexen wässrigen Lösungen durch selektive Materialien oder Grenzflächen gegenüber konkurrierenden Ionen (etwa Na^+, K^+, Mg^{2+}, und Ca^{2+}) abgetrennt werden. Dazu zählen Adsorption, Ionenaustausch, Lösungsmittelextraktion, Membranprozesse und elektrochemische Ansätze (siehe Abb. 2, Goldberg et al., 2022, Reich et al., 2023). Die Ansätze unterscheiden sich sowohl hinsichtlich ihres Wirkprinzips als auch ihrer Eignung für spezifische Fluide und werden hinsichtlich Kapazität, Selektivität, Regenerierbarkeit, Stabilität und Energieeffizienz bewertet.

Für das Norddeutsche Becken stellen insbesondere Adsorptions- und Ionenaustauschverfahren, die Lithium selektiv aufnehmen und durch Regeneration wieder freisetzen, derzeit die vielversprechendsten Optionen dar. Beide Technologien zeichnen sich durch eine hohe Stabilität gegenüber hoher Salinität und komplexer Ionenmatrix aus und verfügen bereits über eine fortgeschrittene technologische Reife. Adsorptions- und Ionenaustauschverfahren basieren auf anorganischen, metallbasierten Feststoffen die als Granulat oder Pulver von der Lithium-haltigen Lösung durchströmt werden (z.B. Goldberg et al., 2022, Reich et al., 2023). Adsorptionsverfahren (z.B. mit Aluminiumhydroxid) lagern Lithium an ihrer Oberfläche an, wovon es durch Spülen mit wässeriger Lösung wieder zurückgewonnen werden kann (Goldberg et al., 2022, Reich et al., 2023). Bei Ionenaustauschverfahren (z.B. mit Titan- oder Manganoxid) wird Lithium über einen Lithium-/Wasserstoffionen-Austausch in das Kristallgitter eingebaut (Reich et al., 2023). Hier erfolgt eine Rückgewinnung durch den Einsatz von Säuren. Die Auswahl geeigneter Verfahren ist dabei eng an die spezifischen Fluid- und Reservoirbedingungen des NDB gekoppelt.

Reservoirbewirtschaftung

Für die erfolgreiche Umsetzung einer kombinierten Wärme- und Lithiumproduktion im Norddeutschen Becken sind mehrere miteinander verknüpfte Faktoren entscheidend. Aufgrund der allgemein geringen primären Permeabilitäten der Rotliegend-Sandsteine sind Stimulationsmaßnahmen, abseits hydraulisch leitender Bruchzonen, notwendig, um wirtschaftlich relevante Förderraten zu erreichen (Alms et al., 2025, SynCom, 2026).

Risssysteme und Stimulationsmaßnahmen erhöhen zwar die Produktivität, stellen jedoch gleichzeitig eine zentrale Herausforderung hinsichtlich der langfristigen Nachhaltigkeit dar. Insbesondere für die Lithiumgewinnung stellt sich die Frage, inwieweit eine kontinuierliche Nachlieferung aus der Gesteinsmatrix gewährleistet ist oder ob es zu einer Erschöpfung der im Fluid gelösten Ressourcen kommt (Goldberg et al., 2023; Banshoya et al., 2025).

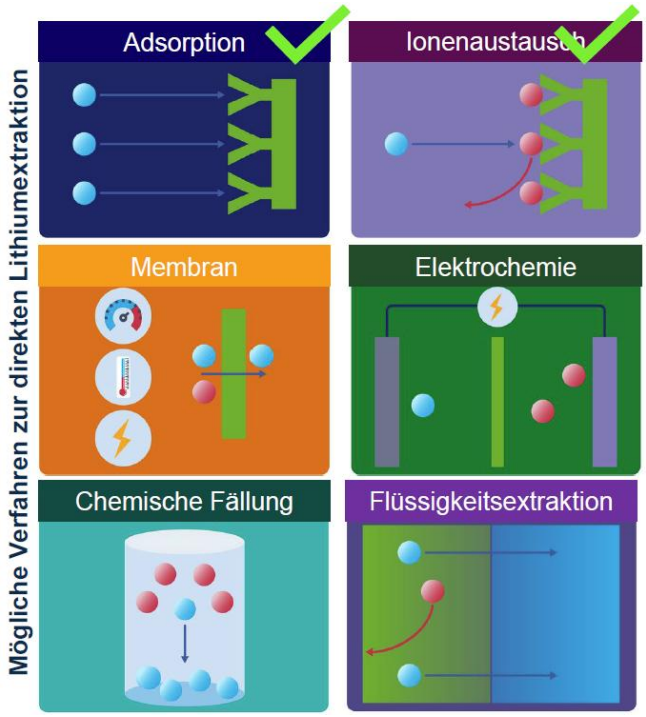


Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der Technologien zur direkten Lithiumextraktion, modifiziert nach IDTechEx. Aufgrund der spezifischen chemischen Bedingungen im Norddeutschen Becken – insbesondere der hohen Salinitäten und der komplexen Ionenzusammensetzung – stellen Adsorptions- und Ionenaustauschverfahren derzeit die vielversprechendsten Optionen dar. Diese ermöglichen eine selektive Abtrennung von Lithium gegenüber anderen Kationen und ermöglichen eine zyklische Beladung und Regeneration der eingesetzten Materialien.

Eine zentrale Herausforderung ist das unterschiedliche Durchbruchsverhalten von thermischen und chemischen Fronten: Während der *thermal breakthrough* typischerweise erst nach längerer Betriebszeit auftritt, kann ein chemischer Durchbruch deutlich früher erfolgen, insbesondere in geklüfteten Reservoiren, wenn bevorzugte Fließpfade zwischen Injektions- und Produktionsbohrung entstehen (Egert et al., 2020). Dies hat direkte Auswirkungen auf die Lithiumproduktion: Während thermisch weiterhin günstige Bedingungen vorliegen können, kann die Lithiumkonzentration im geförderten Fluid frühzeitig abnehmen.

Für eine nachhaltige Nutzung ist es daher entscheidend, Stimulationskonzepte so auszulegen, dass ausreichende Förderraten erreicht werden, ohne hydraulische Kurzschlussverbindungen zu dominieren. Matrixdominierte Fließregime sind hierbei vorteilhaft (Blöcher et al., 2015), da sie eine kontinuierliche Nachlieferung lithiumreicher Fluide ermöglichen. Am Forschungsstandort Groß Schönebeck wurde über 20 Jahre die Produktion aus Rotliegend-Formationen mittels matrixdominantem EGS untersucht, wobei hydraulische Stimulation die Produktivität deutlich steigerte, aber im Langzeitbetrieb durch Mineralausfällungen, elektrochemische Effekte und Zweiphasenströmung abnahm (Blöcher et al., 2016, Regenspurg et al., 2011); dieses Beispiel zeigt auch, dass Maßnahmen wie konstante Produktionstemperaturen, angepasste Drucksenkungen, Optimierung der Bohrlochgeometrie

und geeignete Werkstoffe die Förderfähigkeit langfristig sichern können.

Damit wird deutlich, dass die wirtschaftliche Lithiumproduktion weniger durch die initiale Konzentration als vielmehr durch die langfristige Stoffnachlieferung und das Strömungsregime bestimmt wird.

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass das Norddeutsche Becken ein signifikantes Potenzial für die kombinierte Gewinnung von geothermischer Energie und Lithium besitzt, insbesondere in Rotliegend-Sandsteinen. Trotz vielversprechender Konzentrationen und erster Ressourcenschätzungen bestehen weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich Reservoirverhalten, Fluiddynamik und nachhaltiger Bewirtschaftung. Technologisch erscheinen insbesondere Adsorptions- und Ionenaustauschverfahren derzeit am vielversprechendsten, müssen jedoch standortspezifisch weiterentwickelt werden. Insgesamt erfordert die wirtschaftliche Umsetzung eine integrierte Betrachtung von Geologie, Technik und Umweltaspekten sowie weitere experimentelle und modellbasierte Untersuchungen.

Danksagung

Die in diesem Beitrag präsentierten Ergebnisse wurden im Rahmen des Syncom-Projekts CuLiWell gewonnen. Eine ausführliche Langfassung, die zusätzlich Aspekte wie Lebenszyklusanalyse (LCA), regulatorische Rahmenbedingungen und gesellschaftliche sowie risiko-bezogene Fragestellungen behandelt, wird in Kürze in *Geothermics* unter Regenspurg et al. veröffentlicht. K. Alms wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Förderkennzeichen: FKZ: 03EE4034B) gefördert.

References

ALMS, Katharina; HEINELT, Manfred; GROENEWEG, Alicia. Lithium prospectivity and capacity assessment in Northern Germany. *Geothermics*, 2025, 127. Jg., S. 103207.

BANSHOYA, Shin Irgens; BERRE, Inga; KEILEGAVLEN, Eirik. A simulation study of the impact of fracture networks on the co-production of geothermal energy and lithium. *Geothermal Energy*, 2025, 13. Jg., Nr. 1, S. 31.

BLÖCHER, Guido, et al. Evaluation of three exploitation concepts for a deep geothermal system in the North German Basin. *Computers & Geosciences*, 2015, 82. Jg., S. 120-129.

BLÖCHER, Guido, et al. Hydraulic history and current state of the deep geothermal reservoir Groß Schönebeck. *Geothermics*, 2016, 63. Jg., S. 27-43.

EGERT, Robert, et al. Implications on large-scale flow of the fractured EGS reservoir Soultz inferred from hydraulic data and tracer experiments. *Geothermics*, 2020, 84. Jg., S. 101749.

FELDRAPPE, Hagen; OBST, Karsten; WOLFGRAMM, Markus. Evaluation of sandstone aquifers of the North German Basin: a contribution to the „Geothermal Information System of Germany “. In: *Proceedings European Geothermal Congress, Unterhaching, Germany*. 2007.

FRANZ, Matthias, et al. Geothermal resources of the North German Basin: exploration strategy, development examples and remaining opportunities in Mesozoic hydrothermal reservoirs. 2018.

GOLDBERG, Valentin; KLUGE, Tobias; NITSCHKE, Fabian. Herausforderungen und

Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland–Teil 1: Literaturvergleich bestehender Extraktionstechnologien. *Grundwasser*, 2022, 27. Jg., Nr. 4, S. 239-259.

GOLDBERG, Valentin, et al. Challenges and opportunities for lithium extraction from geothermal systems in Germany—part 3: the return of the extraction brine. *Energies*, 2023, 16. Jg., Nr. 16, S. 5899.

GOURCEROL, Blandine, et al. Atlas of lithium geothermal fluids in Europe. *Geothermics*, 2024, 119. Jg., S. 102956.

GRAHAM, John D.; RUPP, John A.; BRUNGARD, Eva. Lithium in the green energy transition: The quest for both sustainability and security. *Sustainability*, 2021, 13. Jg., Nr. 20, S. 11274.

HESSHAUS, Annalena; HOUBEN, Georg; KRINGEL, Robert. Halite clogging in a deep geothermal well–Geochemical and isotopic characterisation of salt origin. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 2013, 64. Jg., S. 127-139.

IDTechEx, *Direct lithium extraction technology types.* https://www.idtechex.com/en/research-report/direct-lithium-extraction-2026-2036-technologies-players-forecasts/1140

LÜDERS, Volker, et al. Chemistry and isotopic composition of Rotliegend and Upper Carboniferous formation waters from the North German Basin. *Chemical Geology*, 2010, 276. Jg., Nr. 3-4, S. 198-208.

MÜLLER, E. P.; PAPENDIECK, G. ZUR VERTEILUNG, GENESE UND DYNAMIK VON TIEFENWAESSERN UNTER BESONDERER BERUECHSICHTIGUNG DES ZECHSTEINS. 1975.

MÜLLER, Peter. Geochemische Merkmale der Erdöl-und Erdgasführung und die Hydrogeochemie der Tiefenwässer im Nordteil der DDR. 1969. Doktorarbeit. Verlag nicht ermittelbar.

REGENSPURG, Simona, et al. Geochemical properties of saline geothermal fluids from the in-situ geothermal laboratory Groß Schönebeck (Germany). *Geochemistry*, 2010, 70. Jg., S. 3-12.

REGENSPURG et al. *in review*. Co-extraction of critical raw materials and heat from sedimentary basin fluids. *Geothermics*

REICH, Rebekka, et al. Lithium extraction techniques and the application potential of different sorbents for lithium recovery from brines. *Mineral processing and extractive metallurgy review*, 2023, 44. Jg., Nr. 4, S. 261-280.

SANJUAN, Bernard, et al. Lithium-rich geothermal brines in Europe: An up-date about geochemical characteristics and implications for potential Li resources. *Geothermics*, 2022, 101. Jg., S. 102385.

STRINGFELLOW, William T.; DOBSON, Patrick F. Technology for the recovery of lithium from geothermal brines. *Energies*, 2021, 14. Jg., Nr. 20, S. 6805.

SynCom, Helmholtz Erde-Umwelt (2026). Ko-Förderung von Energie und Rohstoffen: Kann die gleichzeitige Gewinnung von Rohstoffen und Wärme aus geothermischen Fluiden im Norddeutschen Becken (wirtschaftlich) gelingen? Fact Sheet. pp.1–6. https://doi.org/10.48440/syncom.2026.001

WOLFGRAMM, Markus, et al. Zusammensetzung, Herkunft und Genese geothermaler Tiefengrundwässer im Norddeutschen Becken (NDB) und deren Relevanz für die geothermische Nutzung. *Z. geol. Wiss*, 2011a, 339. Jg., S. 173-193.

WOLFGRAMM, Markus; RAUPPACH, Kerstin; THORWART, Kirstin. Mineralneubildungen Und Partikeltransport Im Thermalwasserkreislauf Geothermischer Anlagen Deutschlands. *Z. Für Geol. Wiss*, 2011b, 39. Jg., S. 213-239.

Tracergestützte Langzeitausbeuteprognose für Geothermie-assoziierten Fluidbergbau (“stoffliche Nutzung”), mit besonderem Augenmerk auf kluftgeprägte Systeme im Norddeutschen Becken

H. Behrens[1], J. Ghergut[1], B. Wiegand[1], U. Maier[1], M. Sauter[1,2]

[1]Georg-August-Universität, Geowissenschaftliches Zentrum Göttingen,
[2]Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover ([1,2]Germany)

Abstract

Die neue europäische KR-Verordnung (CRMA vom Mai 2024) erhöht den Leistungsdruck für den geothermal-gekoppelten Fluidbergbau, insbesondere für “geothermisches Lithium”, um sich gegenüber anderen (bereits operierenden oder politisch bevorzugt zu-reaktivierenden) Optionen für die Rohstoffgewinnung behaupten zu können, insbes. gegenüber einem auch wirtschaftlich aussichtsreicheren (Fluid-)Bergbau an ‘klassischen’ Erz- oder Mischphasen-Lagerstätten. Die stoffliche Langzeitausbeute beim Fluidbergbau an einem Thermalwasser-kreislauf (**TWK**, i. d. R. mittels einer Bohrlochdublette) und die zeitliche Entwicklung der stofflichen Abreicherung (Depletion) im zirkulierten Fluid lassen sich am Belastbarsten tracerbasiert, weitgehend modellunabhängig vorhersagen, wie in unseren früheren Beiträgen anhand dreiparametrischer Typkurven veranschaulicht. Um den Merkmalen kluftdominierter Reservoirkonstellationen im Norddeutschen Becken (**NDB**) Rechnung zu tragen, wird das zuvor dreiparametrisch angesetzte Prognosetool um einen vierten Parameter erweitert, der die matrixdiffusionswirksame Fluid-Gestein-Grenzflächendichte entlang der Fließwege im TWK quantifiziert. Als maßgebender Transportprozess in kluftdominierten Systemen ist die Matrixdiffusion zwingend zu berücksichtigen, ungeachtet der (meistens auch zutreffend) vermuteten Bedeutungslosigkeit von Diffusionsprozessen als Beitrag zur ‘Neubildung’ des im TWK allmählich abgereicherten Stoffes; unabhängig davon gilt: Je höher die Fluid-Gestein-Grenzflächendichte, desto höher die Stoffausbeute langfristig und desto langsamer die stoffliche Depletion, bzw. desto später der ‘stoffliche Durchbruch’ (analog zum ‘thermischen Durchbruch’) im TWK. Dieser etwas kontraintuitive Befund wird als eine ‘augenscheinliche’ Parametersensitivitätsanalyse an den gezeigten Typkurven verständlich; ‘schnell’ oder ‘langsam’ verstehen sich allerdings stets *relativ* zur mittleren Fluidverweilzeit im TWK, letztere bleibt der für das stoffliche Ausbeute-Versprechen entscheidende Parameter. Der Visualisierbarkeit zuliebe wird auch die neue, 4-parametrische Prognose in 3-parametrischer Form dargestellt, wobei eine der vormals 3 Kennzahlen (der Tracerwiedererhaltsfaktor als Maß für die Reservoirgeschlossenheit) nunmehr lediglich die ‘Spreizung’ der neuen Typ-kurvenfamilien skaliert. Für die als typisch anvisierte, von künstlich-zu-erzeugenden Klüften geprägte Reservoirerschließung im NDB dürfte sich die Kennzahl der Geschlossenheit in einem deutlich engeren Bereich nahe bei 1 bewegen, anders als die zuvor im Ober-rheingraben betrachteten, viel breiter offenen (und bei der Standortsuche als solche gezielt anvisierten) strukturgeologischen Konstellationen. Sinn und Zweck der niederparametrischen Modelle ist, generische Prognosen für diverse hydrogeologische Settings zu ermöglichen, noch bevor in einem neu-erbohrten Reservoir Gelegenheit besteht, überhaupt einen Tracertest vorzunehmen (geschweige denn, ein Tracersignal annähernd ‘vollständig’ darin erfasst zu haben). Die in die niederparametrischen Typkurvenfamilien eingespeisten Werte für die 3 bzw. 4 Kennzahlen spiegeln die Bandbreite erdenklicher hydrogeologischer Settings (mit mehr oder weniger kluftgeprägtem Fluidtransport) basierend auf einem Erfahrungsschatz bereits ausgewerteter Tracertests in ‘ähnlichen’ Reservoiren. Sobald für das betreffende Reservoir ein Tracertest (künstliche Fluidmarkierung) durchgeführt und ein Tracersignal annähernd ‘vollständig’ erfasst wurde, erübrigt sich der Rückgriff auf Typkurven als Prognosetool, und die tatsächliche Prognose erfolgt nunmehr tracerbasiert, streng standortspezifisch aber ganz unabhängig von einem Reservoirmodell.

Einleitung

In rezenten Beiträgen (Behrens et al. 2021, Ghergut et al. 2023[c]) warnten wir vor der Extrapolierung früh im TWK erfasster Stoffflussraten als Grundlage für die Prognose einer Gesamtausbeute, die man (etwa einem Investor gegenüber, einer Bank oder einem Gutachter im Rahmen staatlicher Förderprogramme) als 'Versprechen' geltend macht, und zeigten anhand normierter Typkurven für verschiedene Reservoirarten, wie 'bald' bzw. nach welcher zeitlichen Verzögerung mit einem "stofflichen Durchbruch" (a. k. a. Depletion) im TWK zu rechnen sei; ganz analog zum "thermischen Durchbruch" (alias Reservoirabkühlung), aber *etwas weniger verzögert* als dieser relativ zur mittleren Fluidverweilzeit im TWK, tritt auch der stoffliche Durchbruch ein; das "*Weniger*" beim "*Verzögert*" hängt generell vom Reservoirtyp ab (Behrens et al. 2022, Ghergut et al. 2023[b]). Unsere Typkurven basierten auf einem standortunabhängigen niederparametrischen Modell zum konservativen Fluidtransport in einem TWK, bei dem die 'Reservoirgröße' global durch die mittlere Fluidverweilzeit im TWK, die strukturgeologischen Randbedingungen (bzw. "Öffnungswinkel" einer Bohrlochdublette) alias Reservoir- "Geschlossenheit" durch den asymptotischen Tracerwiedererhaltsfaktor, und der "Reservoircharakter" (von homogenem Porenleiter bis Einzelkluft, dazwischen mehr oder weniger heterogen und mehr oder weniger kluftgeprägt) durch eine abstrakte "Bodenzahl" (Pécletzahl) quantifiziert wurde. Letzteres stellte jedoch eine grobe Vereinfachung dar, die den konservativen Fluidtransport in Hydrothermalreservoiren akzeptabel (für die Zwecke der stofflichen Ausbeuteprognose ausreichend) nachbildet, aber für kluftdominierte Reservoire die Tailings eines Tracersignals signifikant unterschätzt. Um der wesentlichen Roll, die (i. d. R. künstlich zu-erzeugende) großräumige Klüfte bei der Reservoirerschließung im NDB einnehmen, Rechnung zu tragen, wird nun das 3-Parameter-Modell um einen 4. Parameter erweitert, der die kluftgebundene Fluid-Gestein-Grenzflächendichte quantifiziert. Auch dieser 4. Parameter lässt sich dimensionslos ausdrücken, als Verhältnis zwischen einem Matrixdiffusionszeitmaßstab und der mittleren Fluidverweilzeit im TWK. Somit bleibt Letztere weiterhin als physischer Größenparameter auch für das tracerbasierte Fluidbergbau-Prognosetool (wie schon für die vertrautere thermische Durchbruchsprognose) bestehen; sie besagt, wie groß das erschlossene Reservoir tatsächlich ist, bezogen vielmehr auf ein Strömungsfeld denn auf eine statische Reservoirgeometrie. Für denselben Standort, dieselbe Bohrlochdublette kann sich die 'tatsächliche' Reservoirgröße mit der Fließrate ändern; beim 3-Parameter-Modell wächst sie i. d. R. unterproportional mit der Fließrate, sofern keine Stimulationseffekte eintreten. Der vierte Parameter wiederum nimmt i. d. R. invers-unterproportional mit steigender Fließrate ab, sofern keine neuen Klüfte generiert werden; diesbezügliches Parameterverhalten ergibt sich unabhängig davon, welcher Druckaufbau bzw. -absenkung an Reinjektions- bzw. Produktionsbohrungen für die Augmentierung der Fließraten (bzw. der Reservoirgröße) notwendig ist; m. a. W., sobald eine Reservoirstruktur feststeht, entkoppelt sich die Quantifizierung des Fluidtransports von der Reservoirhydraulik.

Geänderte Rahmenbedingungen?

Die im Mai 2024 inkraftgetretene KR-Verordnung (*CRMA*, *Critical Raw Materials Act*) der EU, die man mitunter auch als "kritische Rohstoffverordnung" bezeichnen dürfte, erhöht den Leistungsdruck auf geothermal-gekoppelte Fluidbergbauvorhaben, belastbare Nachweise zu erbringen, kurz- bis mittelfristig vergleichbare (oder zumindest nennenswerte) Beiträge zur Bedienung einer wachsenden KR-Nachfrage liefern zu können wie der klassische, nunmehr nicht mehr so sehr als "schmutzig" verrufene Bergbau, den die KR-Verordnung wieder salonfähig macht, und sogar mit gewissem Nachdruck, indem sie diesem, nebst Aussicht auf Bevorzugung bei öffentlicher Förderung, auch "spürbar beschleunigte und verschlankte" Umweltverträglichkeitsprüfungsverfahren verspricht. Der Leistungsdruck auf die Geothermiegebundenen Fluidbergbau-Projekte erhöht sich insbesondere beim Lithium hierzulande, wo

Europas (nach derzeitigem Erkenntnisstand) drittgrößtes Li-Vorkommen (“Zinnwald”) ab 2030 produzieren soll. Zwar könnte ein geothermal-gekoppelter Fluidbergbau mit dem geringen Flächenbedarf und den sehr überschaubaren Umwelteinwirkungen punkten, nebst Rücksicht auf kulturgeschichtliche Aspekte (Pilz 2025), hartgesottene Kämpfer für die Reinheit des Blauen Planeten dürften jedoch erwidern, der geringe Raumbedarf gelte nur obertage, die Zielfluide im tieferen Untergrund würden jedoch über Reservoirvolumina von “etlichen” Kubikkilometern mobilisiert, mit “etlichen” Folgen für ein diskursiv gern bemühtes “Gesamtsystem”. — Damit wären wir aber (noch bevor man sich daran macht, die teils absurden Vorbehalte zu entkräften) bei dem, paradoxerweise, eigentlichen Problem mit dem durch die EU verstärkten Leistungsdruck auf den geothermal-gekoppelten Fluidbergbau: Denn der Grad der Fluid-“Mobilisierung” über “etliche” Kubikkilometer ist immer noch zu gering (und “etliche” vermutlich noch zu wenige), um gegenüber anderen Bergbau-Optionen wettbewerbsfähig zu werden. Dies gilt leider auch ganz unabhängig von der Herkunft des Li im Geothermalfluid und von der Gesamtgröße der Ressource. Gezielte Herkunftsuntersuchungen (Wiegand et al. 2021, Maier & Wiegand 2025) bleiben dennoch unabdingbar, denn davon hängt ab, ob das im nächsten Abschnitt berechnete Doppelfaltungsintegral langfristig gültig bleibt, oder aber mit einem Quell-/Senkterm korrigiert werden muss, nachdem rezirkulationsbedingt ein ‘stofflicher Durchbruch’ einsetzt und eine etwaige stoffliche Nachlieferung an den Reservoirrändern ‘zehrt’ oder ‘nagt’.

Analytisch-numerische Simulationen

Nachfolgende Typkurven gelten übrigens nicht nur für das “geothermische Lithium”, sondern für jeden wirtschaftlich relevanten und konservativ transportierten Fluidinhaltsstoff “X” (Mikro- oder Spurenelement), der nach Erwägungen eines erweiterten Umweltschutzes (mit ‘Umwelt’ auch i. S. von geopolitischer Ökosphäre und militärischer Sicherheitslandschaft) Gegenstand von Fluidbergbauverfahren im Fluidkreislaufbetrieb werden kann, bei dem die kontinuierliche Reinjektion eines an “X” verarmten Fluides zur zwangsläufig voranschreitenden Verdünnung des “X” im zirkulierenden Fluid führt – dies ist die wesentliche Depletionsmechanik, die 1:1 durch künstliche Fluidmarkierung (Tracertest) abbildbar ist, und zwar grundsätzlich *vorab*, lange bevor die “X”-Abreicherung im zirkulierenden Fluid messtechnisch detektierbar wird. Die mathematischen Grundlagen unseres tracerbasierten, modellunabhängigen Tools für die Stoffausbeuteprognose wurden in früheren Beiträgen (Behrens et al. 2022, Ghergut et al. 2023[bc]) ausführlich erläutert, was hier nicht wiederholt werden soll.

Die stoffliche Depletion entspricht dem zunehmenden Anteil reinjizierter Fluide im TWK und berechnet sich als Konvolutionsprodukt (Faltungsintegral) dieses zeitabhängigen Reinjiziert-Anteils (als Quellterm) mit der Fluidverweilzeitverteilung (als Green’scher Kerneloperator), wobei die aufeinander gefalteten Funktionen durch ein unter identischen Strömungsbedingungen im TWK erzeugtes Tracersignal quantifizierbar sind, nämlich der an der Produktionsbohrung gemessene Stoffflussverlauf (*flux-type concentration* nach Zuber) eines konservativen, an der Reinjektionsbohrung zugeführten Fluidmarkierungsmittels.

Hat dort tatsächlich ein Tracertest stattgefunden und ist das Tracersignal einigermaßen ‘vollständig’ erfasst (i. S. annähernden Erreichens asymptotischer Plateauwerte für den kumulativen Tracerwiedererhalt, vgl. die jeweils rechte Achse in den Abb. 1 –4), entspricht dies einem quasi-unendlich-parametrischen Reservoirmodells, d. h. das gemessene Tracersignal enthält ‘so gut wie’ alle zur Stoffausbeuteprognose benötigte Information.

Liegt noch kein (vollständig erfasstes) Tracersignal vor, kann stattdessen ein niederparametrisches Modell herangezogen werden, wie das 3-Parameter-Modell in Beiträgen der letzten Jahre (Behrens et al. 2021, 2022; Kölbel et al. 2023; Ghergut et al. 2023[bc], 2024) oder (nachfolgend) ein 4-Parameter-Modell, welches der Bedeutung der Matrixdiffusion in kluftgeprägten Systemen, hier mit Blick auf geothermische Erschließungen im NDB, Rechnung

trägt. Zur Beschreibung der Matrixdiffusion wären verschiedene Parameterkombinationen anwendbar; für den angestrebten Umgang mit Typkurven ist eine dimensionslose Kennzahl praktisch, daher wird der neue Parameter “a” als Produkt der Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (*area density*, bezogen auf das Mobilfluidvolumen im lokalen REV des TWK, für lateral unendlich-ausgedehnte Einzelkluftsysteme, oder, mit der transportwirksamen Porosität multipliziert, auf das finite Bergvolumen für uniforme Parallelkluftsysteme mit finitem Kluftabstand, in beiden Fällen die physische Dimensionalität $L^2/L^3 = 1/L$ ergebend) mit einem charakteristischen (hauptsächlich transversal zur Strömung relevanten) Reichweitenmaßstab der Matrixdiffusion:

$$L_{diff} = \mathrm{Sqrt}\ (\ D \cdot MRT\ )$$

wobei D den effektiven Diffusionskoeffizienten des transportierten Materials und MRT (*mean residence time*) die mittlere Verweilzeit des Tracers im TWK bezeichnet.

Die Verweilzeitverteilung eines konservativen Tracers ist hierbei *identisch* mit derjenigen des im TWK bewegten Fluides selbst, sofern die räumlichen Randbedingungen bei der Tracertestdurchführung (Modalität der Tracereinspeisung am Reinjektionsbohrloch und der Fluidbeprobung am Förderbohrloch) der sog. 2. Art (Neumann, *flux-type*) entsprechen — was bei Geothermalreservoirmarkierungen in aller Regel der Fall ist (die viel seltener vorgenommene Probenahme per Tiefenfluidschöpfer entspräche hingegen dem sogenannten *resident mode* und würde bei der Auswertung zusätzliche Umrechnungen erfordern, die leider nicht mehr modellunabhängig sind, sondern u. A. eine Annahme a priori zum dispersiven Anteil des nicht-advektiven Fluidtransports im Reservoir benötigen).

Da sich die Diffusionskoeffizient-Werte der als künstliche Tracer eingesetzten Verbindungen (meist aromatische Anionen) nicht allzu sehr unterscheiden von denjenigen des Zielstoffs, im Falle des Lithiums als hydratisierter Kation (meist kleinerer Kationenradius aber stärkere Hydratisierung, verglichen mit den Tracer-Anionen; Diffusionskoeffizienten unterscheiden sich um <1 Viertel Größenordnung, was sich unter Sqrt auf <1 Achtel Größenordnung halbiert), sind ihre matrixdiffusiven Reichweiten (L_{diff}) ungefähr gleich, somit gilt “a” als Kennzahl für Tracer- und Zielstoff (hier: Lithium) gleichermaßen. Damit ist a im Wesentlichen ein Strömungsfeld- und Reservoir*struktur*parameter, zusätzlich moduliert durch die *Größe* des Reservoirs, dank seiner Proportionalität mit Sqrt(MRT), beziehungsweise mit (cf. infra) Sqrt(TOV).

Hauptparameter bleibt nach wie vor die Skalierung der ‘Betriebsdauer’-Achse, zeitlich bzw. fluidumsatzbezogen sowie stoffmengenmäßig: Die Achse des ‘Betriebsdauer’ stellt den kumulativen Fluidumsatz im TWK dar, normiert durch das Reservoirumsatzvolumen (*turnover volume*)

$$TOV = Q \cdot MRT$$

wobei Q die (hier als konstant angenommene) Fließrate im TWK bezeichnet. Ist Q konstant, wird das normierte Fluidumsatzvolumen (V / TOV) identisch mit der normierten Betriebsdauer (Zeit / MRT).

Die Typkurven in Abb. 1 – 4 zeigen den somit normiert-‘zeitlichen’ Verlauf normierter Tracerflüsse und des kumulativen Tracerwiedererhaltsfaktors bei mehr oder weniger heterogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl variiert von 20 für ‘sehr homogen’ bis knapp 3 für ‘äußerst heterogen’; Pécletzahlwerte <3 kaum noch sinnvoll anwendbar) und bei verschiedenen Werten der neuen Kennzahl “a”, welche die Fluid-Gestein-Grenzflächendichte auf dimensionslose Weise quantifiziert (a-Werte von 0.1 für “geringe” bis 10 für “sehr hohe Grenzflächendichte”, in logarithmisch ungefähr gleichen Schritten).

Diesen Tracersignalfamilien entsprechen die in Abb. 5 – 8 gezeigten Typkurven, in jeweils normierter Darstellung, für den “stofflichen Durchbruch” (analog zum “thermischen Durchbruch”) und die kumulative Stoffausbeute.

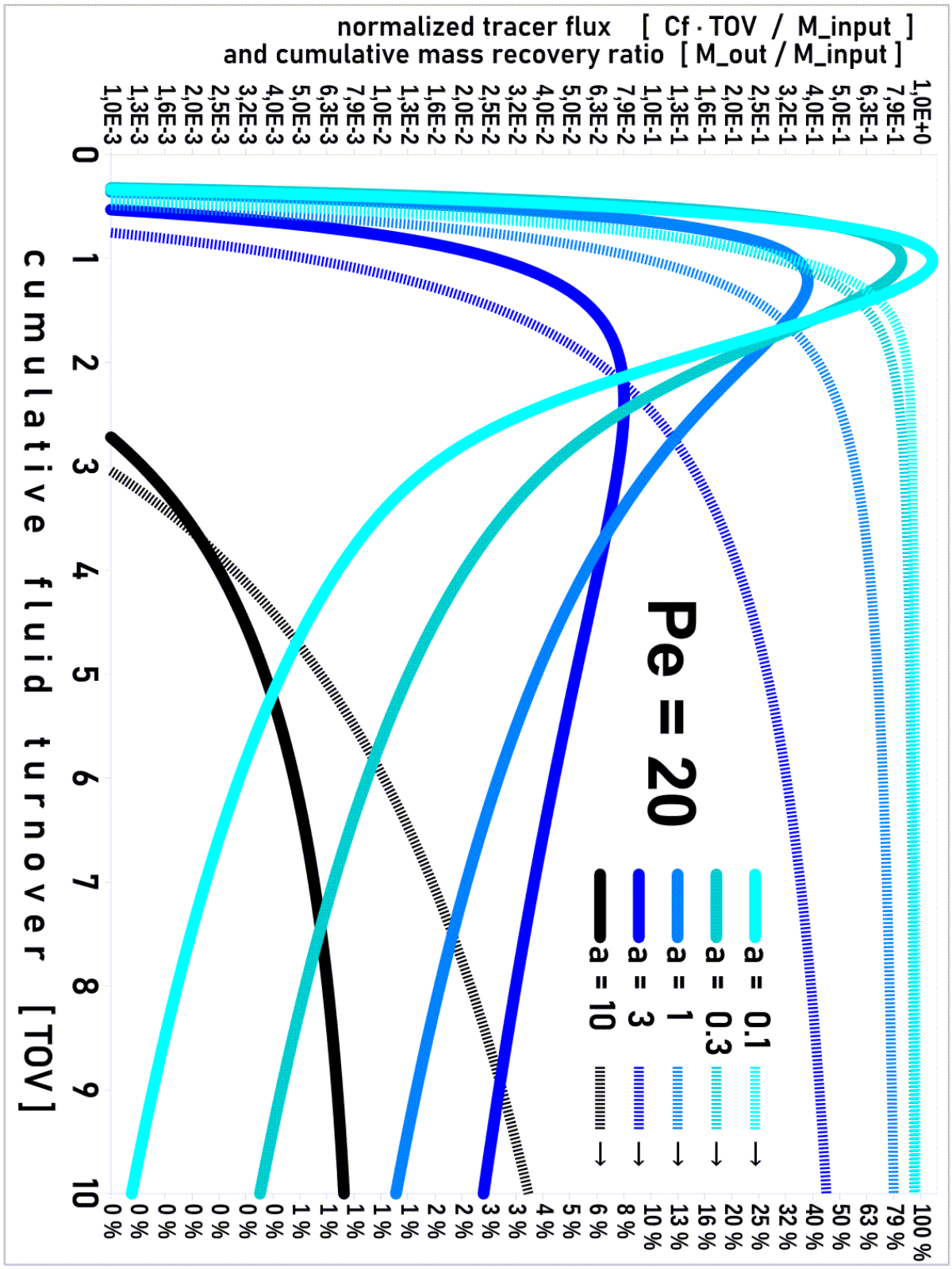


Abb. 1: Normierte Tracerflüsse und kumulative Wiedererhalte bei ziemlich homogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl 20)

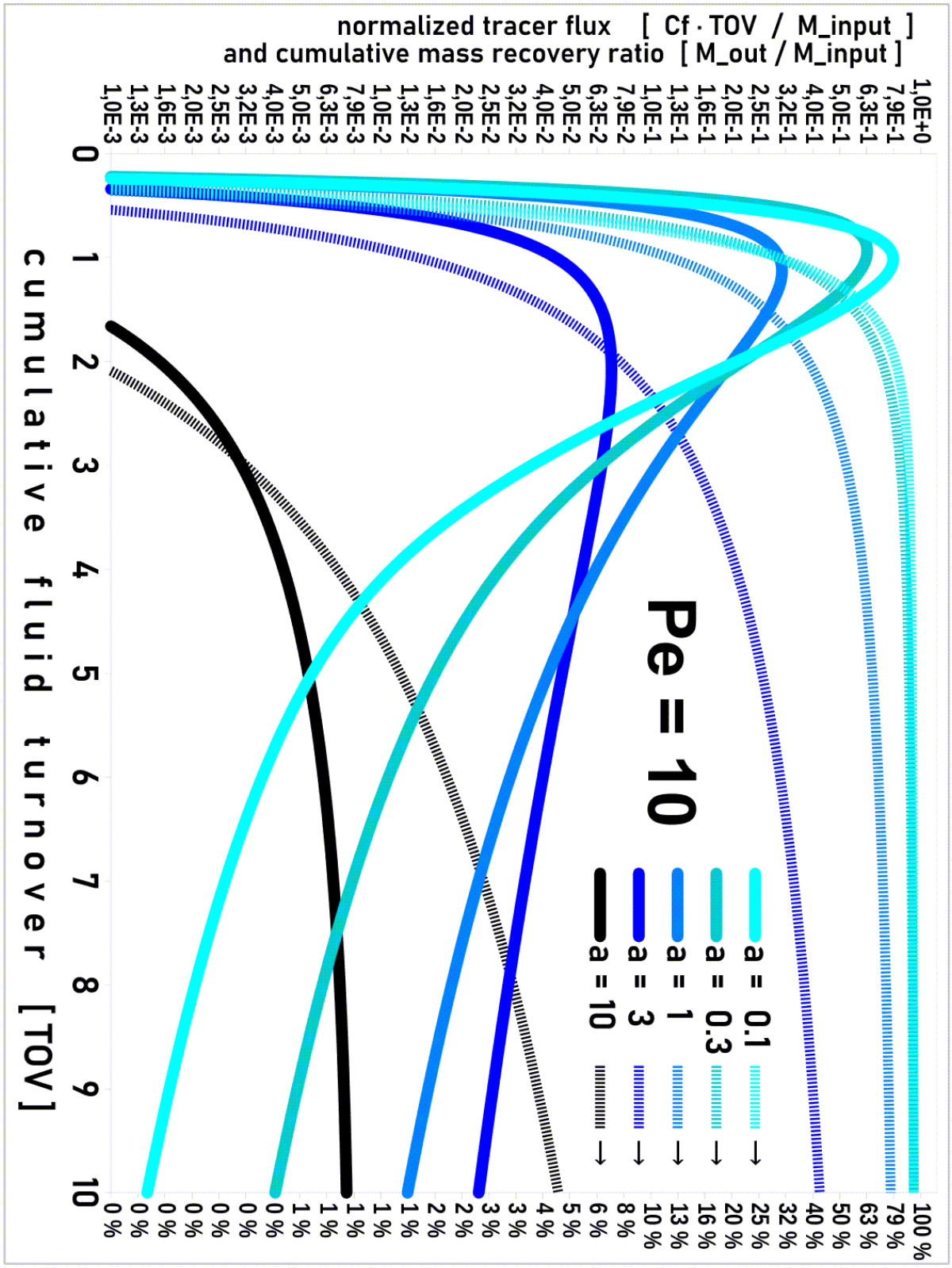


Abb. 2: Normierte Tracerflüsse und kumulative Wiedererhalte bei halbwegs homogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl 10)

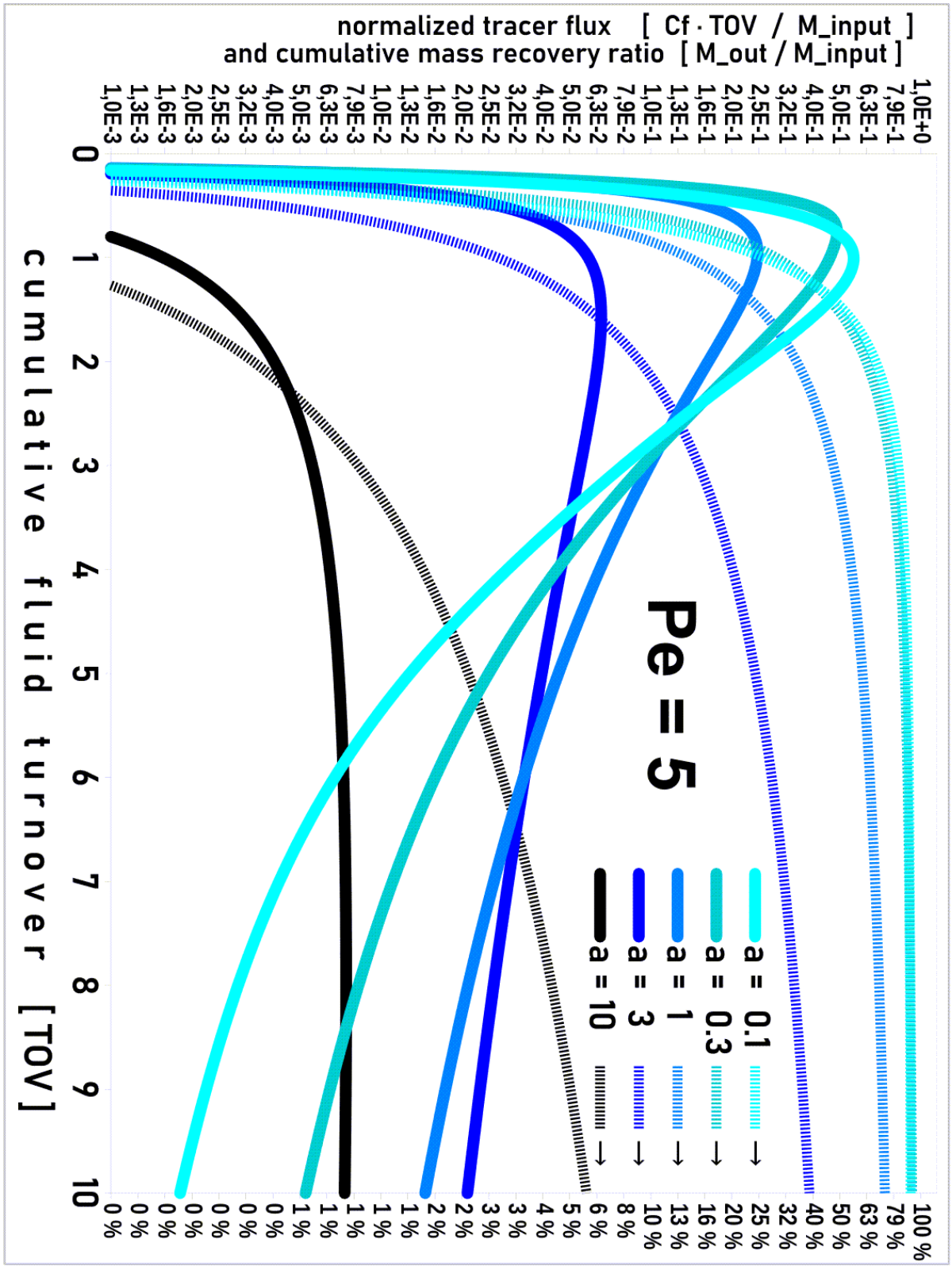


Abb. 3: Normierte Tracerflüsse und kumulative Wiedererhalte bei sehr heterogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl 5)

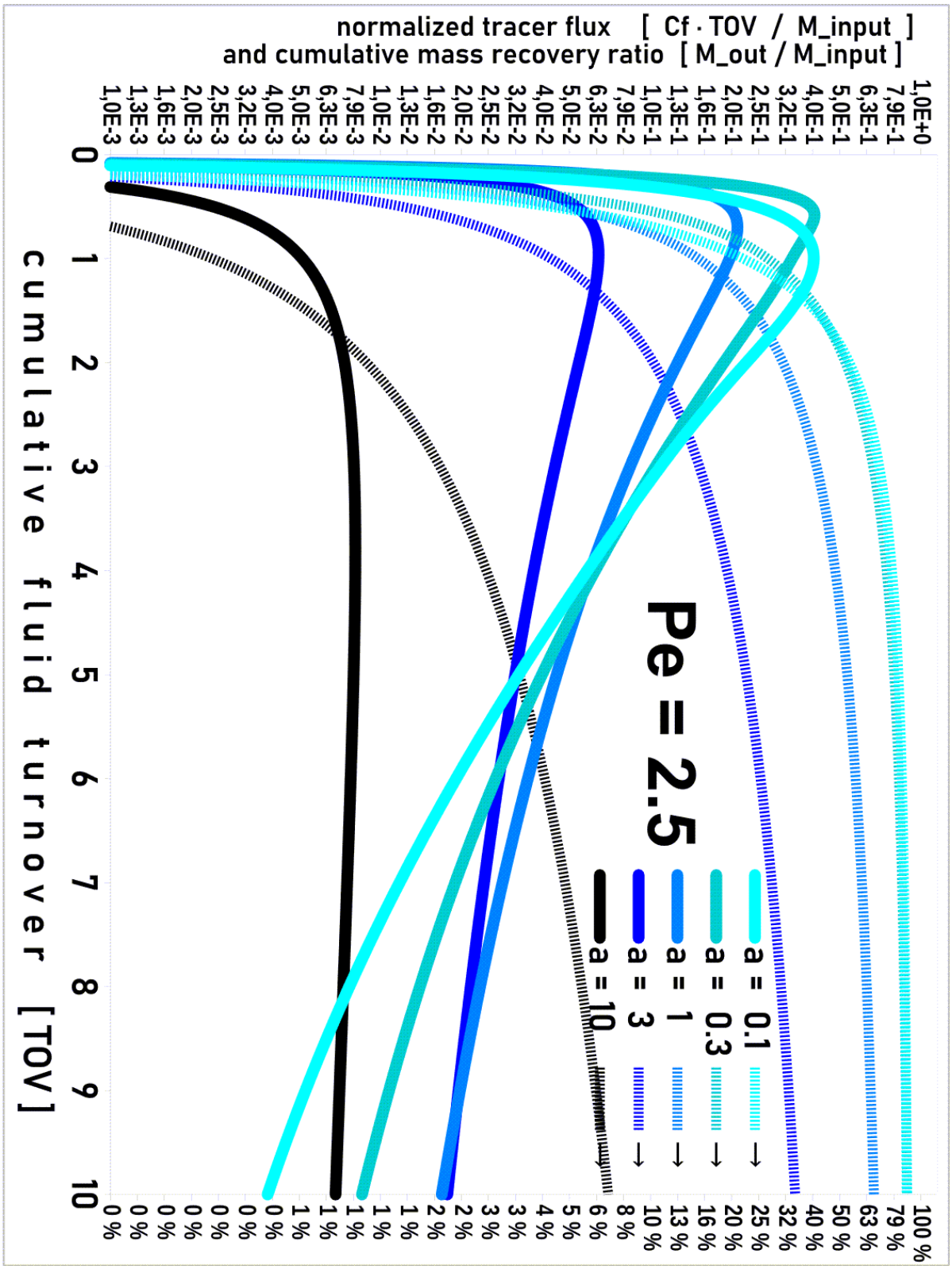


Abb. 4: Normierte Tracerflüsse und kumulative Wiedererhalte bei äußerst heterogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahlwerte <3 kaum noch sinnvoll anwendbar)

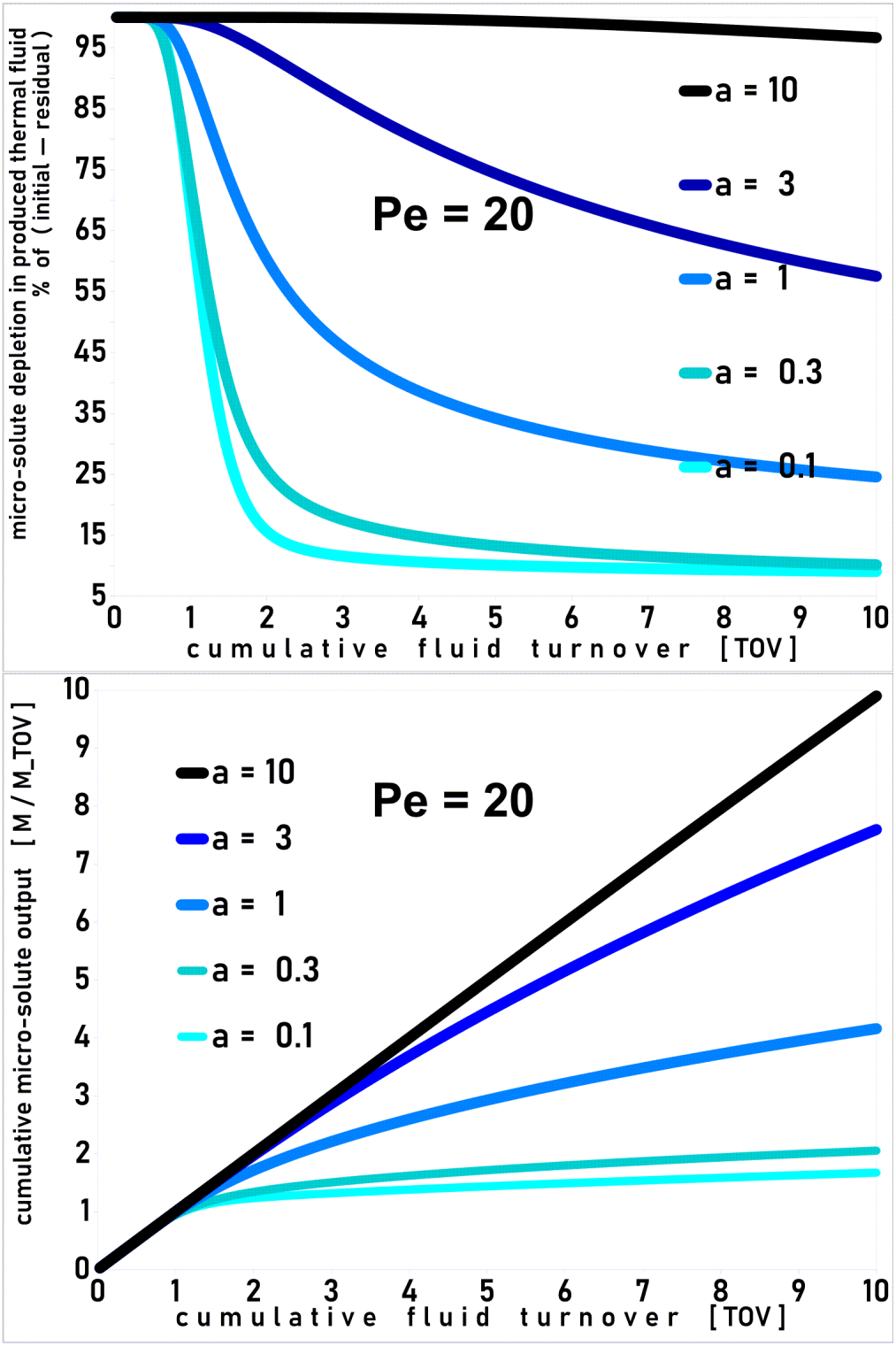


Abb. 5: “Stofflicher Durchbruch” (im Sinne von *solute depletion*, analog zum “thermischen Durchbruch”) und kumulative Stoffausbeute in jeweils normierter Darstellung, bei ziemlich homogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl 20)

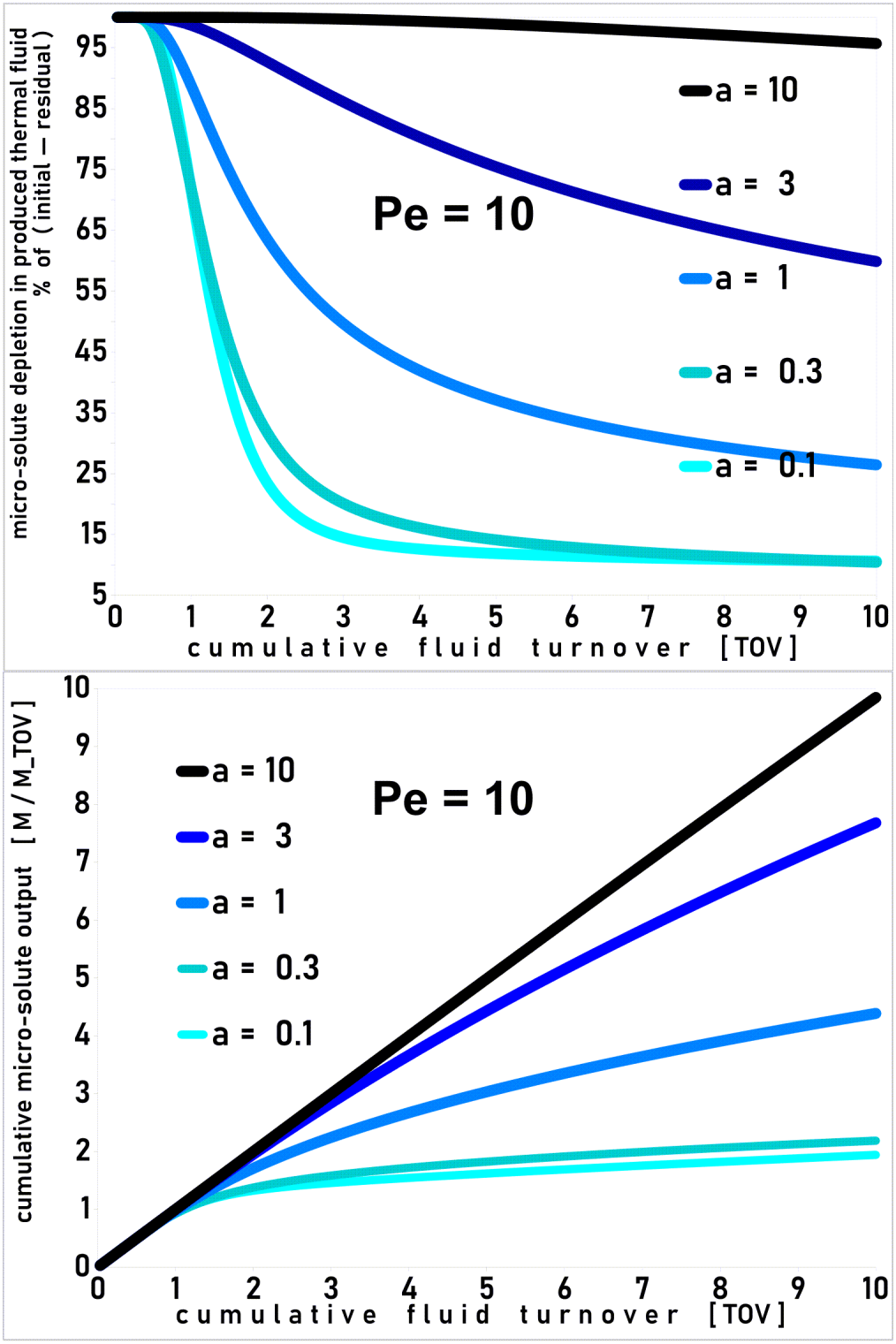


Abb. 6: “Stofflicher Durchbruch” (im Sinne von *solute depletion*, analog zum “thermischen Durchbruch”) und kumulative Stoffausbeute in jeweils normierter Darstellung, bei halbwegs homogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl 10)

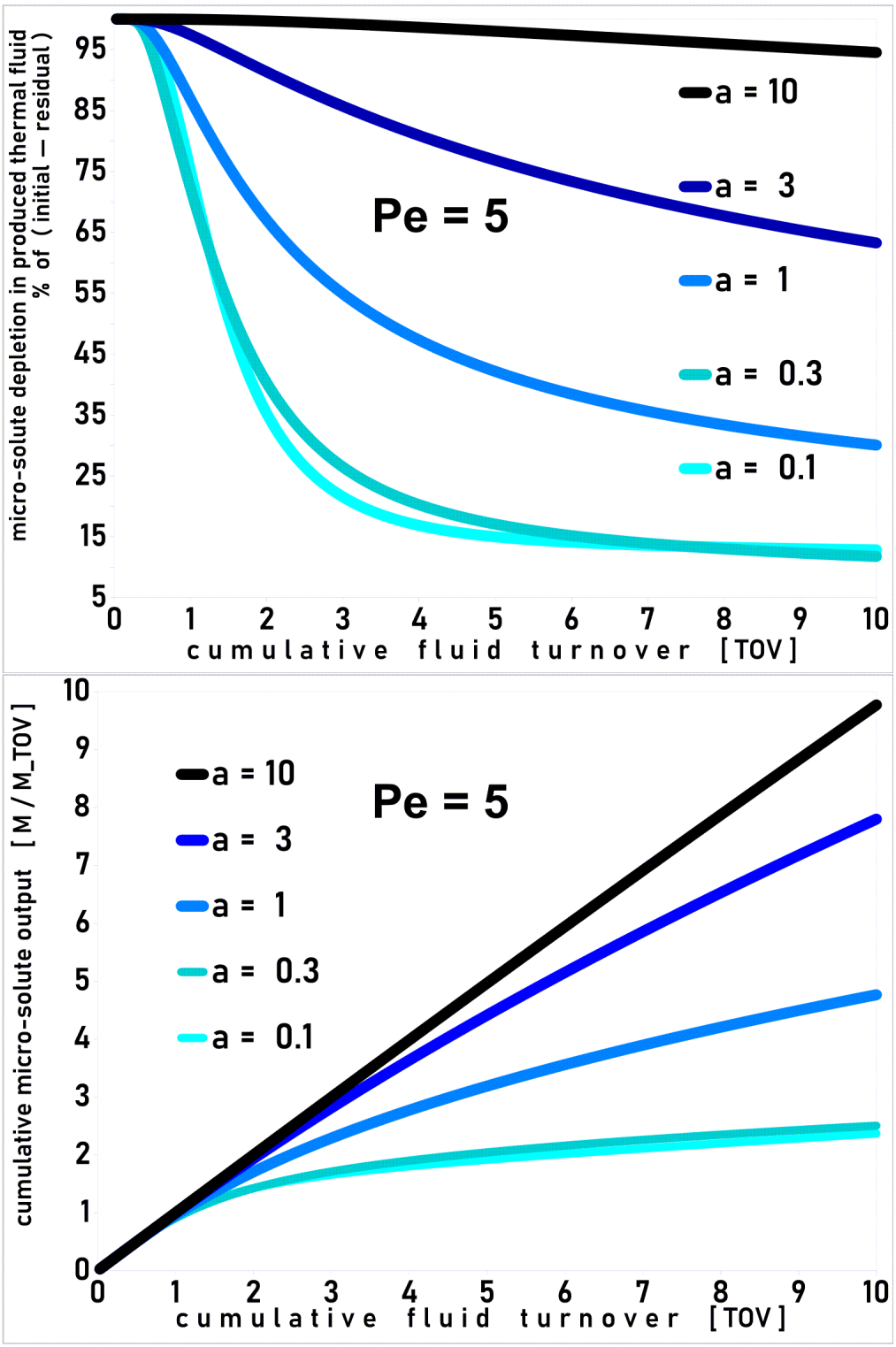


Abb. 7: “Stofflicher Durchbruch” (im Sinne von *solute depletion*, analog zum “thermischen Durchbruch”) und kumulative Stoffausbeute in jeweils normierter Darstellung, bei sehr heterogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahl 5)

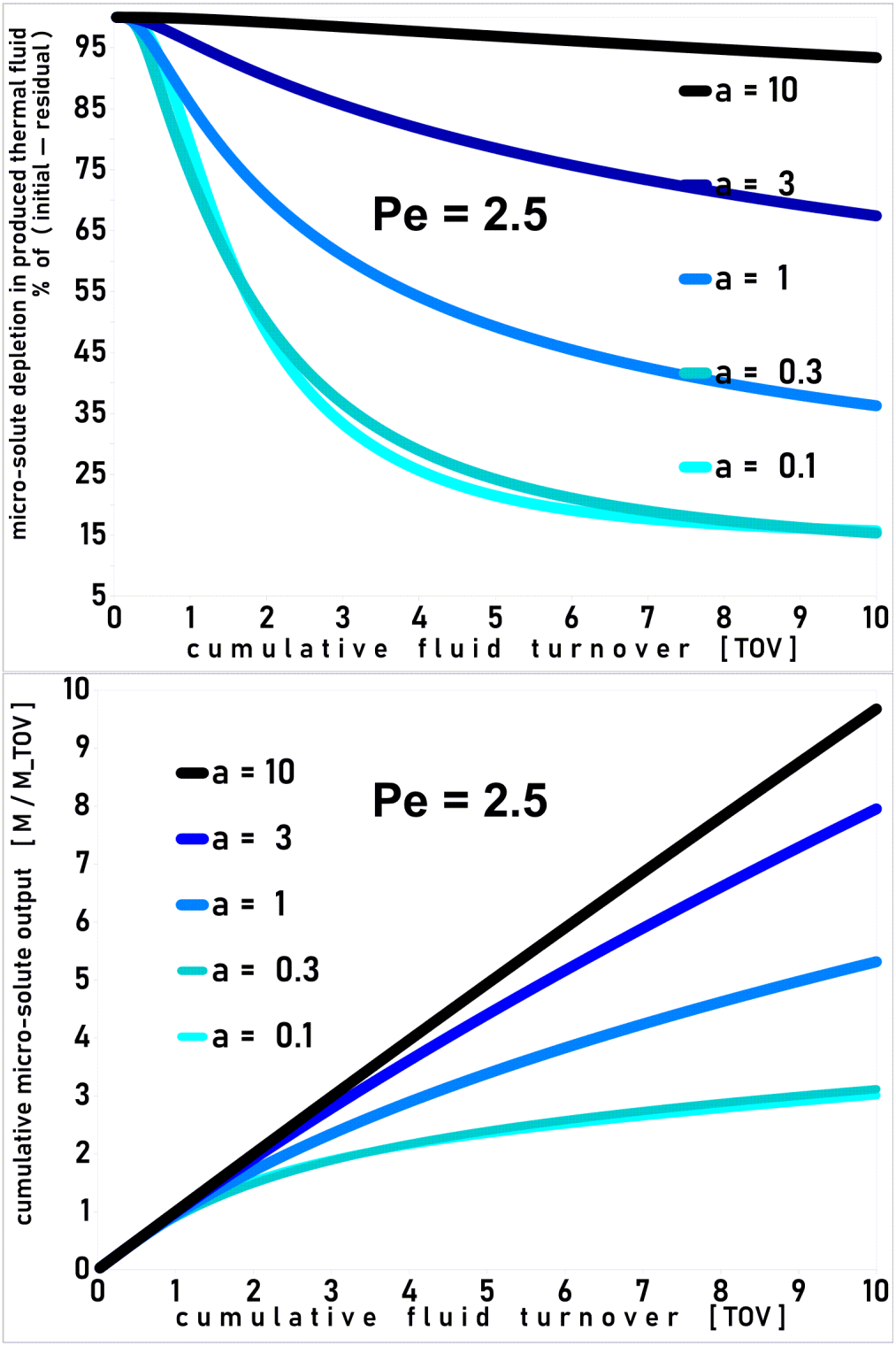


Abb. 8: “Stofflicher Durchbruch” (im Sinne von *solute depletion*, analog zum “thermischen Durchbruch”) und kumulative Stoffausbeute in jeweils normierter Darstellung, bei äußerst heterogenen Fluidwegsamkeiten im kluftgeprägten Reservoir (Pécletzahlwerte <3 kaum noch sinnvoll anwendbar)

Die Output-Achsen, kumulative Stoffausbeute im unteren, stofflicher Durchbruch im oberen Teil der Abb. 5 – 8 sind durch den extrahierbaren Teil des maximalen (d. h., Anfangs-) Stoffgehalts eines Reservoirumsatzvolumens, TOV · ($C_{initial} – C_{residual}$), bzw. durch letzteren Konzentrationsabstand normiert (und im oberen Abb.-Teil prozentual) dargestellt. Der Wert von $C_{residual}$ hängt vom obertägig angewendeten Extraktionsverfahren ab (Materialzusammensetzung von Adsorptionssäulen, Elutionsmittel, Durchlaufgeschwindigkeit, ggf. -zyklen, etc.), hier wurde $C_{residual}$ als 1/20 vom $C_{initial}$ angenommen, bei anderen Werten liest sich die Achse im oberen Abb.-Teil entsprechend umskaliert, während der untere Abb.-Teil davon unberührt bleibt.

Einem aktuellen Schwerpunkt (“*closed loops*”) der Anwenderinteressen entgegenkommend, wurde eine Kennzahl aus dem alten 3-Parameter-Modell (Ghergut et al. 2023[bc], 2024), nämlich der asymptotische Tracerwiedererhaltsfaktor R, auf 1 (bzw. 100%) gesetzt; realistischere Werte (R<1) verringern die Spreizung der Typkurven unter der Horizontale (im oberen Abb.-Teil) bzw. unter der Diagonale (im unteren Abb.-Teil) proportional: Je kleiner der asymptotische Tracerwiedererhaltsfaktor, desto enger die Spreizung aller Typkurvensätze, desto höher die Stoffausbeute und desto weniger spürbar ein stofflicher Durchbruch. Typkurvensätze mit R = 1 lesen sich somit als *worst-case*-Szenario.

Der Einfluss matrixdiffusiver Prozesse auf Tracersignale gemäß 4-Parameter-Modell und auf die tracerbasierte Prognose von kumulativer Stoffausbeute und stofflichem Durchbruch erweist sich als formal invers-ähnlich dem zuvor mittels 3-Parameter-Modell quantifizierten Einfluss des asymptotischen Tracerwiedererhaltsfaktors: je höher die Kennzahl a, desto verzögerter die Tracersignale und desto langsamer die kumulativen Tracerwiedererhaltsverläufe; je höher die Kennzahl a, desto langsamer der stoffliche Durchbruch und desto größer die längerfristig zu-erwartende Stoffausbeute. Allerdings wirkt sich für kluftdominierte Systeme im NDB die neue Kennzahl a quantitativ stärker auf die Stoffausbeuteprognose aus als die alte Kennzahl R.

Was lässt sich noch versprechen?

Was sich *nicht* versprechen lässt, angesichts begründeter Erwartungen an den Fluidverweilzeiten bzw. deren Verteilung im TWK eines mehr [→ dunkle…] oder weniger [→ helle Töne in den Abb. 1 – 4] kluftgeprägten Reservoirs, ist, dass eine schwarze Horizontale auf verhältnismäßig hohem (wirtschaftlich noch lohnendem) Niveau für die Stoffgehalte im oberen Teil, bzw. eine schwarze Diagonale im unteren Teil der Abb. 5 – 8 für die kumulative Stoffausbeute im TWK zeitlich uneingeschränkt bestehen bleiben. Das Abfallen von der schwarzen Horizontale bzw. Diagonale entspricht dem zunehmenden Anteil reinjizierter Fluide im TWK.

Was sich weiterhin versprechen lässt, ist die Verbesserung der Stoffausbeuteprognose **proportional** mit dem gemeinsamen Skalierungsfaktor beider Achsen in den Abb. 5 – 8: Größere Reservoire, mit höheren Fließraten und/oder längeren Fluidverweilzeiten erhöhen die Stoffausbeute wie die Wärmeausbeute, verlangsamen den Durchbruch und verlängern die Lebensdauer des Reservoirs. Dies gilt eigentlich gänzlich modellunabhängig.

Fazit

Für den geothermal-gekoppelten Fluidbergbau (“stoffliche Nutzung”, “geothermische Ko-Produktion”) bestehen i. W. das gleiche **Fündigkeitsrisiko** sowie ein ähnliches **Durchbruchsrisiko**, wie diese für den Wärmebergbau selbst bereits bekannt sind. Wie der sog. “thermische Durchbruch”, weist auch der “stoffliche Durchbruch”, erfreulicherweise, eine signifikante Verzögerung gegenüber dem sog. “Tracerdurchbruch” auf, obwohl der stoffliche direkt (während der thermische nur sehr indirekt) mit dem Anteil des reinjizierten im

produzierten Fluid zusammenhängt. Aber auch diese erhebliche Verzögerung reicht alleine bei Weitem nicht aus, um den Fluidbergbau, durchsatzmäßig, gegenüber dem klassischen (Erz- oder Mischphasenlagerstätten-)Bergbau wettbewerbsfähig zu machen.

Das wesentliche Fündigkeitsrisiko für Wärme- wie für stofflichen Fluidbergbau besteht nicht darin, das angetroffene Fluid sei “zu kalt” oder das Lithium darin “zu sehr verdünnt”, sondern in den enttäuschenden Produktivitäts- und/oder Injektivitäts-Indizes, mit denen sich keine ergiebigen Fließraten im TWK aufrechterhalten lassen. Die hydrogeologische Unsicherheit (bezüglich durchflusswirksamer Porositäten, Permeabilitäten, ggf. auch Kluftparameter betreffend – vgl. Kölbel et al. 2021) ist wesentlich größer als diejenige der Temperatur- bzw. hydrochemischen Profile in der Tiefe, welche i. d. R. ausreichend belastbar vorab erkundet sind (abgesehen von leichten ‘Unfällen’, wie in Ghergut et al. 2023[a] veranschaulicht). Insofern stellt auch die stoffliche Nutzung keine ‘Reparatur’ oder ‘Trostpflaster’ für die bislang noch nicht gelösten Herausforderungen der geothermischen Reservoirerschließung dar, und diese Herausforderungen gehen dem angedachten “stofflichen Ausgleich” für die sog. “Wirtschaftlichkeitslücke” beim Betrieb eines TWK voraus. Dies gilt für petro- und hydrothermale oder EGS-Settings gleichermaßen, wenngleich auf physikalisch teils kontrastierende Weise (wie dies auch in den teils ähnlichen, teils kontrastierenden Typkurvensätzen zum Ausdruck kommt).

Kurzum: Das wesentliche ‘Fündigkeitsrisiko’ eines tiefengeothermischen Unterfangens, nämlich nicht die tiefe Temperatur sondern die erzielbaren Fließraten betreffend, besteht als solches auch für ein etwaiges damit assoziiertes Fluidbergbauvorhaben. Die sogenannte ‘Wirtschaftlichkeitslücke’ eines tiefengeothermischen Projekts wird meistens eine solche bleiben auch für ein damit gekoppeltes Fluidbergbauprojekt. Der durch die ‘kritische’ EU-Verordnung induzierte ‘neue’ Leistungsdruck auf geothermal-gekoppelte Fluidbergbauvorhaben ist i. W. der schon etwas ältere Leistungsdruck in Sachen Reservoirerschließung – hin zur Entwicklung neuer bohrlochgeometrischer Anordnungen und ggf. Anwendung mutigerer Stimulationsverfahren.

Die Vorstellung, stoffliche Ko-Produktion verbessere die Leistungsbilanz eines tiefengeothermischen Projektes dahingehend, dass es nunmehr “weniger dringend” werde, die Reservoirerschließungs- und -stimulationsverfahren weiterzuentwickeln, führt in die Irre. Insofern ist der durch die EU-KR-Verordnung erzeugte ‘kritische Druck’ tatsächlich, für hartgesottene Geothermiker, ein willkommener (‘*back to the roots*’, wie Reinhard Jung es nannte) und wird hoffentlich auch in der Prioritätensetzung neuer BMWE-Förderprogramme Widerhall finden. Gerade jene als “vorerst gescheitert” wahrgenommene Unterfangen mit neuartigen Ansätzen zur Reservoirerschließung werden in diesem Zusammenhang wieder interessant, auch unabhängig von einer stofflichen Nutzung (Wetzel 2023; Ghergut et al. 2023[a]; u.v.a.m.). Wer die EU-KR-Verordnung als “Rückschlag für die Tiefe Geothermie” empfindet, hatte demnach die Tiefe Geothermie per se schon vorher aufgegeben.

Danksagung

Die Untersuchungen wurden durch das **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie** im Rahmen des Verbundvorhabens “UNLIMITED” (FKZ: 03EE4023E) ermöglicht.

Die Tracersignal-Typkurven in Abb. 1 – 4 wurden mit dem im BMWE-Verbundvorhaben “GFK-MONITOR” (FKZ: 03EE4036E) entwickelten, analytisch-numerischen Lösungsverfahren für die Wärme- und Stofftransportgleichungen mit Matrixdiffusion erstellt.

Dank gebührt auch dem **Projektträger Jülich** für die einfühlsame Betreuung in allen Projektstadien. Last but not least, auch **Dr. Torsten Tischner (BGR Hannover)** für das langjährige Engagement rund um die Testbohrung Horstberg und um deren Nachfolge.

References

Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M., Wagner, B., and Wiegand, B.: About solute co-production from small geothermal reservoirs – how little is too little? *Procs. 47th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University (CA), SGP-TR-223 (2022), 200–210

Behrens, H., Ghergut, J., Wagner, B., Wiegand, B., and Sauter, M.: 'Impfdurchbrüche': stoffliche und thermische Ausbeute im Lichte niederparametrischer Modelle und künstlicher Tracersignale. *Tagungsband* "DGK – Der Geothermiekongress" (2021), P224

Ghergut, J., Behrens, H., and Sauter, M.: Serendipitous petrothermal-reservoir development in a region with ascertained large-scale hydrothermal resources. *Procs. 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University (CA), SGP-TR-224 (2023[a])

Ghergut, J., Wiegand, B., Behrens, H., and Sauter, M.: Model-independent, and model-dependent aspects of 'geothermal solute' co-production forecast for hydrothermal vs. petrothermal reservoirs. *Procs. 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University (CA), SGP-TR-224 (2023[b])

Ghergut, J., Wiegand, B., Behrens, H., and Sauter, M.: Lithiumgewinnung im Thermalwasserkreislauf – wie es mitunter zu Fehlprognosen kommt. DGMK-Tagungsbericht-1/23 (2023[c]), 332–335

Ghergut, J., Wiegand, B., Behrens, H., Maier, U., and Sauter, M.: Lithium co-production from hydrothermal reservoir, Upper-Rhine Rift valley: solute output prediction based on mid-late signals from inter-well tracer test. *Procs. 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University (CA), SGP-TR-227 (2024)

Goldberg, V., Kluge, T., and Nitschke, F.: Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland. Teil 1: Literaturvergleich bestehender Extraktionstechnologien. *Grundwasser* – Z.d.Fachsek.Hydrogeol., 27 (2022[a]), 239–259, doi.org/10.1007/s00767-022-00522-5

Goldberg, V., Nitschke, F., and Kluge, T.: Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland. Teil 2: Potenziale und Produktionsszenarien in Deutschland, *Grundwasser* – Z.d.Fachsek.Hydrogeol., 27 (2022[b]), 261–275, doi.org/10.1007/s00767-022-00523-4

Kölbel, L., Ghergut, J., Sauter, M., Kölbel, T., and Wiegand, B.: Integrated approach into the characterization of the fracture network of a geothermal reservoir. *Applied Geochemistry*, 129 (2021), 104967 (doi.org/10.1016/j.apgeochem.2021.104967)

Kölbel, L., Kölbel, T., Herrmann, L., Kaymakci, E., Ghergut, J., Poirel, A., Schneider, J. (2023) Lithium extraction from geothermal brines in the Upper Rhine Graben: A case study of potential and current state of the art. *Hydrometallurgy*, 221, 106131 (doi.org/10.1016/j.hydromet.2023.106131)

Pilz., M.: KRITISCHE ROHSTOFFE. Erze für die Energiewende – und Sachsen zahlt die Zeche. *Die WELT*, 17.10.2025 (www.welt.de/kultur/article68c18ab914783f3062eeb533/Erst-Kunst-dann-Konzern-Wie-das-Erzgebirge-ploetzlich-wieder-ausgebeutet-werden-soll.html, abgerufen am 26.10.2025)

Wetzel, D.: ERDWÄRME OHNE RISIKO. Unerschöpfliche Öko-Energie, sauber, überall nutzbar – kann das wirklich sein? *Die WELT*, 04.09.2023 (www.welt.de/wirtschaft/plus247080328/Energie-Unerschoepfliche-Oeko-Energie-und-ueberall-nutzbar-kann-das-wirklich-sein.html, abgerufen am 26.10.2025)

Wiegand, B., Sauter, M., Maier, U., Ghergut, I., et al.: Abschätzung der vorhandenen Lithium-Ressourcen im ORG [Oberrheingraben] und im NDB [Norddt. Becken]. Bericht AP3.1, Verbundprojekt UnLimiteD – Untersuchungen zur Lithiumproduktion aus heißen Tiefenwässern in Deutschland. Universität Göttingen (2021)

Trace Elements, Challenges and Opportunities for Raw Material Extraction

R. Villablanca, V. Goldberg
BWG Geochemische Beratung GmbH, Neubrandenburg, Germany

Geothermal brines of the Upper Rhine Graben represent a promising resource for lithium and potentially for other critical raw materials. Current research and development activities are largely focused on extraction technologies, while the geochemical characteristics of deep geothermal fluids remain a major source of uncertainty for both resource evaluation and the technical integration of extraction processes into geothermal systems. The ThermIon project addresses this gap by linking the development of an electrochemical ion pump based lithium extraction technology with a detailed geochemical assessment of geothermal reservoirs. A key challenge lies in the prediction of precipitation and dissolution reactions during fluid production, surface treatment and reinjection. These processes are strongly affected by changes in temperature, pressure and fluid composition associated with raw material extraction. To improve predictive capabilities, a new thermodynamic geochemical dataset is being developed that is specifically adapted to high salinity geothermal brines and selected target elements. The database allows a more robust description of scaling tendencies and leaching processes, including the potential remobilization and subsequent recovery of elements from the reservoir rock. This represents an important prerequisite for reliable process design, stable plant operation and the preservation of reservoir performance over time.
Furthermore, the interaction of commonly applied scaling and corrosion inhibitors with raw material extraction processes is investigated, with particular emphasis on their effects on fluid chemistry and extraction efficiency. The results provide insight into geochemical constraints and risks associated with combined geothermal energy production and raw material recovery. The study outlines the scientific scope of the ThermIon project and presents initial results relevant to the sustainable utilization of geothermal brines.

Unlocking EveChem's Lithium Resources

A. Szabados, C. Foggo, D. Minchin
EveChem GmbH , Grünheide

Abstract

Since 2024, EveChem GmbH are license holder (100%) and operator of two lithium brine exploration licenses, Clenze and Ehra. Since then, EveChem are studying the subsurface to assess commercial viability and to identify optimal drilling locations to derisk the exploitation of such brines via Direct Lithium Extraction (DLE) methods. Both licenses are close to or part of the world class Rotliegend Altmark legacy gas field (A.O.O. Wenke et al 2025, Böcker et al. 2025), one of the most sizable and prolific brines worldwide regarding lithium content.

EveChem are developing their flagship Clenze Project in Lower Saxony, Germany, applying mineral sector principles to derisk a deep lithium brine project. EveChem have a NI 43-101 inferred mineral resource of 2.3Mt Lithium Carbonate Equivalent (LCE) @ 328mg/l in Rotliegend sandstones and an additional exploration target of 1.9-3.4Mt LCE @ 150-227mg/l in the overlying Bunter sandstone.

The inhouse studies demonstrate the potential to develop commercial volumes of lithium from the heart of the EU, located proximal to off-takers, and offering strategic supply of critical minerals for energy transition. The project is moving on to demonstration scale with drilling completion planned for early 2028 followed by DLE test production.

Introduction

EveChem GmbH was awarded the first lithium exploration permits in the North German Basin in early 2024 alongside neighbouring license holders Neptune Energy, Esso Deutschland (ExxonMobil), and Lilac Solutions (Fig.1).

Ongoing subsurface investigations are focused on assessing both the technical and commercial viability and to identify optimal drilling locations for the development of such brines via DLE methods.

EveChem have conducted preliminary reservoir simulation studies to assess the flow rates and optimal target locations for horizontal production and injector wells for different field development scenarios. The prognosis of flow rates has been achieved by history matching reported legacy annual gas production data and by using reported or published fluid models and poro-perm relationships.

EveChem obtained a large brine sample (7m³) from the Middle Buntsandstein Horstberg Z1 geothermal project. The sample was chemically analysed, and laboratory scale tests were conducted demonstrating the feasibility of different DLE technologies. The next step is a field test for which a flowing well is needed. Therefore, EveChem has started well planning and is preparing all necessary reports to file the permitting documents by end of 2026.

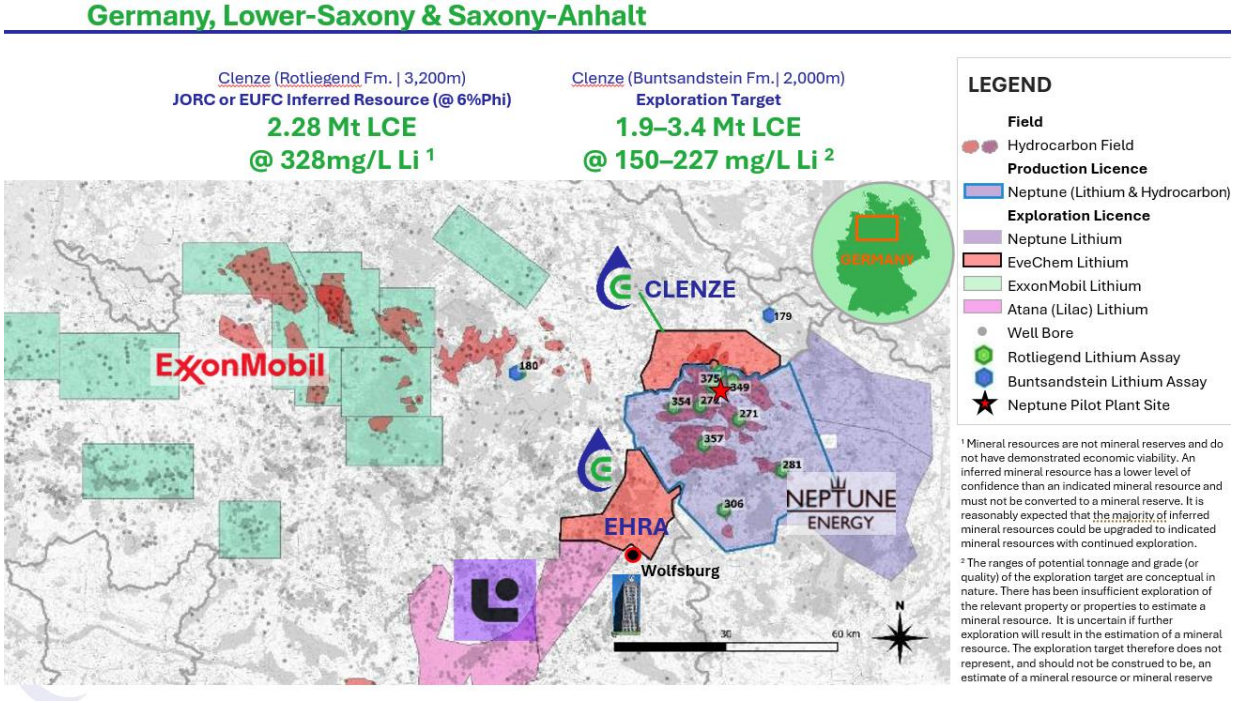


Fig. 1: Lithium exploration license map

Geological Evaluation

Based on the data integration, data interpretation, and creation of the static geological model, a preliminary dynamic simulation study of the Rotliegend reservoirs was conducted and history matched to the legacy gas production (Wustrow field) in the Clenze license.

Reliable fluid parameters and lithium concentrations in the Altmark region are published (Lüders, V. et al. 2010), allowing for the calculation of effective porosity and the content of water and mobile hydrocarbons. However, the production data published annually by the LBEG (Lower Saxony State Authority for Mining, Energy and Geology) generally includes the total yearly production by field, and not by producer. Furthermore, pressure data and the water content is not part of the annual LBEG publication, resulting in a degree of uncertainty, for example, regarding actual production days. Average lithium concentration reported (Lüders, V. et al. 2010) from six different well samples is 338 mg Li/l.

Three wells have been identified that produced from isolated segments of the Wustrow gas field: Lüchow Z1, Volzendorf Z1, and Lemgow Z1. A history match was achieved, predicting also the historical gas production of the entire Wustrow field. Based on the simulation model, the most promising areas for lithium test production with the highest PhiE*h and flow rates were identified. Further selection criteria have been applied such as proximity to existing boreholes to minimize the geological risk and to define areas for potential DLE test production.

In both licenses, the Middle Buntsandstein reservoir brines provide a significant upside to the prolific Rotliegend reservoir brines and will be further explored.

Resource Assessment

The results of the technical report prepared by APEX Geoscience in accordance with the definition standards and best practice guidelines of the Canadian Institute of Mining,

Metallurgy and Petroleum, as well as the standards of the Canadian Securities Administration for the disclosure of mineral projects, National Instrument 43-101, have been completed and published. According to this report, the Clenze license contains recoverable lithium resources in the Rotlegend reservoir in the order of 2.3 million tonnes of LCE.

	Reporting parameter	Upper Rotliegend
Inferred Li-Brine Resource Estimation	Aquifer volume (km^3)	154.734
	Brine volume based on a 6% porosity block model cutoff (km^3)	1.351
	Average lithium concentration (mg/L)	328.0
	Average porosity within ≥6% porosity cutoff blocks (%) [1]	8.40%
	Average brine in pore space	100.0%
	Total elemental Li resource (tonnes)	430,000
	Total LCE (tonnes)	2,289,000

Notes:

1) Mineral Resources that are not Mineral Reserves do not have demonstrated economic viability. It is reasonably expected that the majority of the Inferred Mineral Resource could potentially be upgraded to an Indicated Mineral Resource with continued exploration.
2) The Effective Date of this inferred mineral resource estimation is 10 July 2025.
3) The Mineral Resources were estimated in accordance with the CIM definition standards and best practice guidelines (CIM, 2014, 2019).
4) The average porosity value of 8.40% represents the mean of all Conditional Simulation realizations within blocks above a 6% porosity cutoff.
5) The resource estimation was completed and reported using an elemental lithium cutoff of 125 mg/L Li.
6) Weight is reported in metric tonnes (1,000 kg or 2,204.6 lbs) and rounded to the nearest 1,000 unit.
7) To describe the resource in terms of the industry standard, a conversion factor of 5.323 is used to convert elemental Li to Li_2CO_3, or Lithium Carbonate Equivalent (LCE).

Fig. 2: APEX Resource Statement Clenze

Metallurgical Test Work

A Triassic Bunter sandstone brine sample from the Horstberg Z1 geothermal project was chemically analysed and tested for laboratory scale DLE methods. The Bunter sandstone brine is a suitable analogue for the Rotliegend brine in the Altmark region because the two aquifer brines exhibit similar macro-chemistry. The Rotliegend brine has a significantly higher lithium content than the Bunter sandstone brine.

Metallurgical tests conducted independently using different DLE methods show that EveChem's Bunter sandstone brine is potentially suitable for commercial lithium extraction.

Lithium was successfully extracted from the brine using the DLE process on a pilot scale. The Lithium chloride produced was then further processed in the laboratory to yield approximately 0.6 kg of technical-grade lithium carbonate.

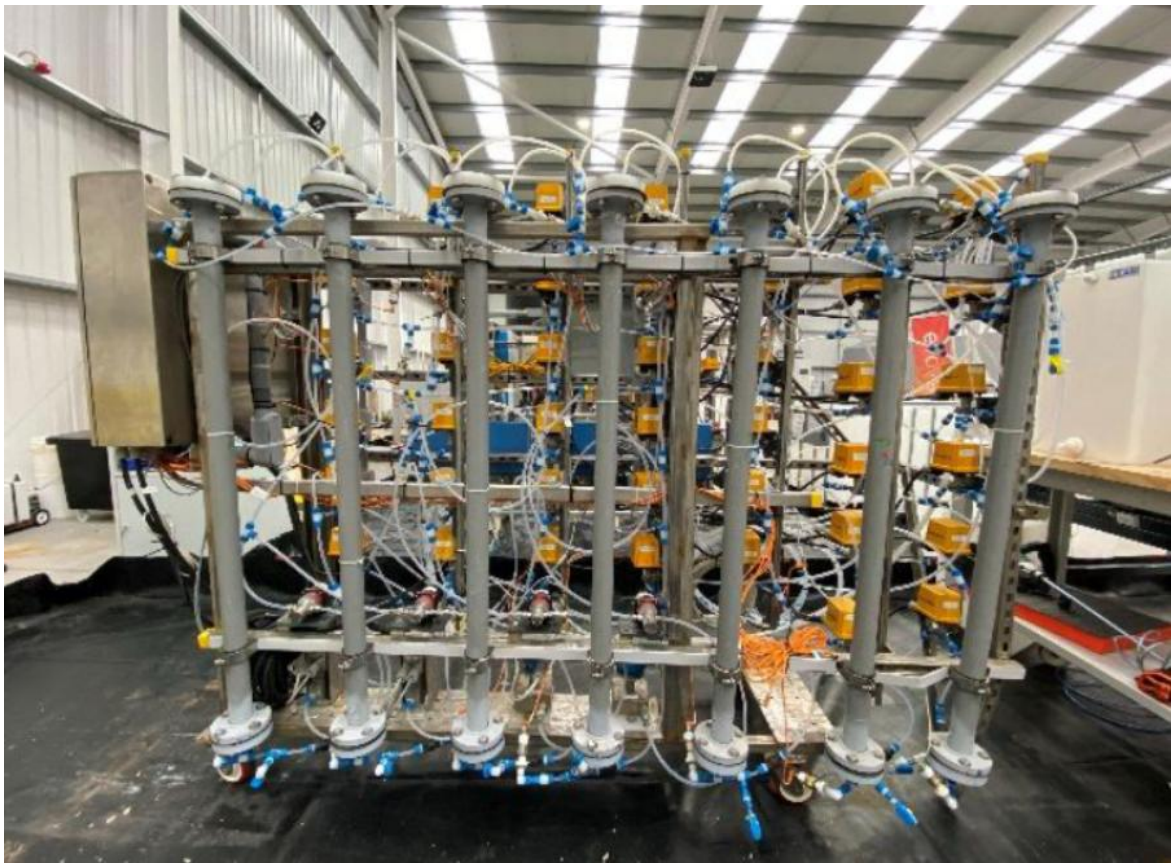


Fig. 3: Exemplary representation of a process step of the simulated moving bed (SMB) adsorbend system

Planned Work Programme

Field-scale DLE pilot projects are needed to ensure the process is replicable and to identify, address, and model performance variations over at least 6 months. Continuous optimisation will be undertaken during test production to improve process efficiency and stability. A continuous brine flow of 20-50m³ per day is needed at the beginning of the test works and initially a similar amount of freshwater is needed for the eluate. Several purification and enrichment processes can be established on site during later upscaling.

The residual brine of the initial test production needs to be disposed by certified firms. At any stage of the pilot production, it is planned to demonstrate the entire value chain and further refine the intermediary product (Lithium Chloride) into lithium carbonate or integrate the intermediary product into midstream refineries in Europe.

For this plan, a pilot well is prepared to be drilled in Q4 2027, followed by flow tests and the commissioning of the DLE test plant in 2028.

The next step after successful test production is the commissioning of a sub-commercial demonstration plant of 100-200 m³ brine per day which could be achieved assuming sufficient and sustainable flow rate of the pilot well.

A horizonal producer is expected to maintain a daily flow rate of more than 1000m³ within a modelled geometric array of injectors and producers drilled from and connected to several

central drilling and DLE sites.

However, prior to start drilling horizontal producers, 3D seismic needs to be acquired in 2029, followed by field development drilling after 2030. Prior to drilling producers, an injection facility needs to be established first. The planned pilot well for test production could later be recompleted as injector or alternatively a dual completion could ensure continuous production and injection on a demo-scale level as the nucleus of a continuous upscaling process.

Conclusions

EveChem's NI 43-101 inferred mineral resource of 2.3Mt Lithium Carbonate Equivalent (LCE) @ 328mg/l within its Lithium brine exploration license Clenze is on track to building a DLE test production facility by 2028. After successful DLE test works, it is planned to acquire seismic data in 2029 to further de-risk the field development and upscaling. EveChem expects the first commercial Lithium production after 2032.

References

A.A.O. Wenke, J. Böcker, M. Berling, M. Determann, D. Fischer, V. Köhler, S. Lehmann, T. Mozer, J. Sluet (2025): Altmark Lithium Extraction – Redevelopment of a brine-based Lithium Resource, Altmark Gas Field, Saxony-Anhalt, Germany, Proceedings, 86th EAGE Annual, Toulouse

Böcker, J. (2025) Findings on the origin of lithium enrichment in brines in the Altmark gas field area, Germany, Proceedings, 86th EAGE Annual, Toulouse

Doornenbal, J.C., Stevenson, A.G. (2010): Petroleum Geological Atlas of the Southern Permian Basin Area. -EAGE, Houten (Eds.).

Dugamin, E.J.M, Cathelineau, M., Boiron, M.-Ch., Richard, A., Despinois, F. (2023): Lithium enrichment processes in sedimentary formation waters. - Chemical Geology, 635 (2023), 121626

Hoth, P., Seibt, A., Kellner, T. (1997): Hydrochemische Charakterisierung mesozoischer Tiefenwässer. - Geothermie Report 97-1, GFZ-Potsdam, 86 STR97/15.

Lüders, V., Plessen, B., Romer, R. L., Weise, St. M., Banks, D. A., Hoth, P., Dulski, P., Schettler, G. (2010): Chemistry and isotopic composition of Rotliegend and Upper Carboniferous formation waters from the North German Basin - Chemical Geology, 276 (2010), 198-208.

Long term study of Cement Systems for CCUS application under static CO_2 conditions

Oliver Czuprat, Thomas Hillebrecht, Andreas Liegenfeld, Stefan Sonntag
Harbour Energy Germany GmbH

Abstract

With the emerging focus of zonal isolation for underground storage projects, and the potential uncertainty of applicability of current barrier materials, the durability of Portland Cement in contact with CO_2 has been under discussion for long time: To this day, there is no accepted consensus so far. Examples from literature show that the ideas of the degeneration velocity of cement vary widely. Little handling differences can falsify the results and lead to wrong assumptions. It is recommended to assess cement performances/long-term stability for individual well conditions following best practices.

Thus, for a Danish project, a long-term stability study was conducted comparing a conventional Portland-based design to a reduced version alongside with a non-Portland (blast furnace slag-based) and a commercially available CCS design. The investigation entailed a three-months long test schedule with intermittent sampling at one and two months intervals of the exposed plugs. Mechanical properties testing and complementary micro-CT scans were completed and are detailed in this paper.

The changes under CO_2 atmospheres were monitored for two different potential reservoirs (pressure, temperature, formation brine composition). Technically, all tested cement systems are considered “fit-for-purpose“. However, slight performance differences among the systems remain, with the conditions with higher temperatures and salinity appearing less harsh.

Introduction

Resource extraction and energy generation face pressure to transition towards more sustainable practices, e.g. by reducing CO_2 emissions. Thus, many operators are increasingly adopting Carbon Capture and Storage (CCS) and Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) technologies. They play a key role in significantly reducing the overall carbon footprint of fossil fuel extraction and consumption.

In this context, wellbore integrity of the cement systems is important. These systems are to isolate geological formations and preventing migration of CO_2 and other fluids to the surface. Depending on the actual wellbore conditions, CO_2 partial pressure and actual cement formulation, conventional oil well cement systems can demonstrate drawbacks when exposed to CO_2-rich environments. A typical phenomenon is carbonation which can compromise the wellbore’s long-term sealing and containment capabilities.

A previous study has shown that after 4 months of CO_2 exposure, alterations in conventional Class G cement systems could be observed in the order of 0.5 to 1.5 mm by means of micro-CT with no complete failure of samples. For that given well conditions, a simplified extrapolation had suggested that carbonation will have penetrated only a few cm into the cement after 50 years of exposure.

This study was part of the cement qualification for a first CCS exploration as well as

subsequent CO_2 injector wells in a CCS license in Denmark. At depths between 2,000 and 3,000 m, there are two distinct sandstone formations capable of holding CO_2. A 900 m thick layer of shale and claystone encloses the stored CO_2 and acts as a natural, impermeable seal that prevents it from migrating to the surface. It is estimated that the subsurface in the license area may have a total storage capacity of up to 250 million tons of CO_2.

Table 1 lists the two formations for CO_2 storage, their corresponding depths and conditions.

Table 1: Conditions for CO_2 contact of the cement slurries to be tested in this study.

Formation	Depth / m	Expected T / °C	max. p / bar	Expected CO_2 pressure / bar
A	+/- 1900	+/- 60	+/- 110	340
B	+/- 3000	+/- 100	+/- 200	550

Experimental

The objective of this study is to determine the potential negative/beneficial properties of the following cement designs:

a) 1.9 SG Class G cement (base case)
b) 1.9 SG Class G/Silica (reduced Portland cement)
c) 1.9 SG Commercial “CCS-designed” cement
d) 1.9 SG Blast-furnace slag (BFS) cement

All of these formulations are used in “fit-for-purpose” designs incl. corresponding additives, etc. in order to meet all requirements for cementing across the two above mentioned sections as confirmed by complementary testing according to API RP 10B.

The following performance criteria are set as shown in Table 1.

Table 1: Performance CO_2 exposure criteria.

Parameter	Criteria	Comments
Visual appearance	No flaking, cracks, and micro cracks	Photograph
Deterioration	No micro-cracks, carbonation	Micro-CT
Porosity	No significant increase	Towards gas
Permeability	No significant increase, max. < 0.1 mD	Towards gas
Compressive Strength	> 500 psi	Uniaxial Compressive Strength (UCS)

Curing of all slurries is done for 72 hours at individual downhole pressure and temperature followed by 2 weeks aging in the corresponding synthetic formation water (“base brine aging”). The main compositional components of the formation brines and pH are given in table 3. After each of the two steps, the cement plugs with a dimension of 2” by 1” were removed from the autoclaves for generating the baseline by µ-CT scanning, permeability/porosity as well as compressive strength testing.

Table 3: Brine compositions.

	Na^+	K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Sr^{2+}	Fe_{total}	Cl^-	Br^-	pH^-
	mg / L								
A	56667	421	8033	1480	498	39	105000	372	6.3
B	77333	1838	27950	2820	815	281	177667	993	5.9

Afterwards, all four cement designs were placed again into autoclaves being filled with synthetic formation brine and energized using CO_2 for around 30 min while monitoring a pH drop reaching saturation. The sample cells were ramped in 90 min to downhole temperature and pressure whereas samples were taken out for monitoring alteration upon CO2 aging after 1, 2 and 3 months. Figure 1 shows a photograph of the heating cabinet hosting the autoclaves.



Figure 1: Autoclave inside heating chamber used at Harbour Energy´s Technology & Service Center for exposure of cement plugs to CO_2-saturated formation brine.

Results

Figure 2 compiles photographs of the a) Class G-based cement slurry design (base case) after curing for 96 hours, 2 weeks of base brine aging as well as upon CO_2 exposure for 1, 2 and 3 months. The corresponding photographs of the other cement systems, i.e. b) to d), Are given in figures 3 to 4.

The higher iron content in the formation A brine leads to a “rusty” appearance. For all cement systems, no evident general flaking or major cracks at any stage could be observed.

Minor flaking could only be observed on one of the Class G as well as Class G/Silica samples. The origin is attributed rather to handling only.

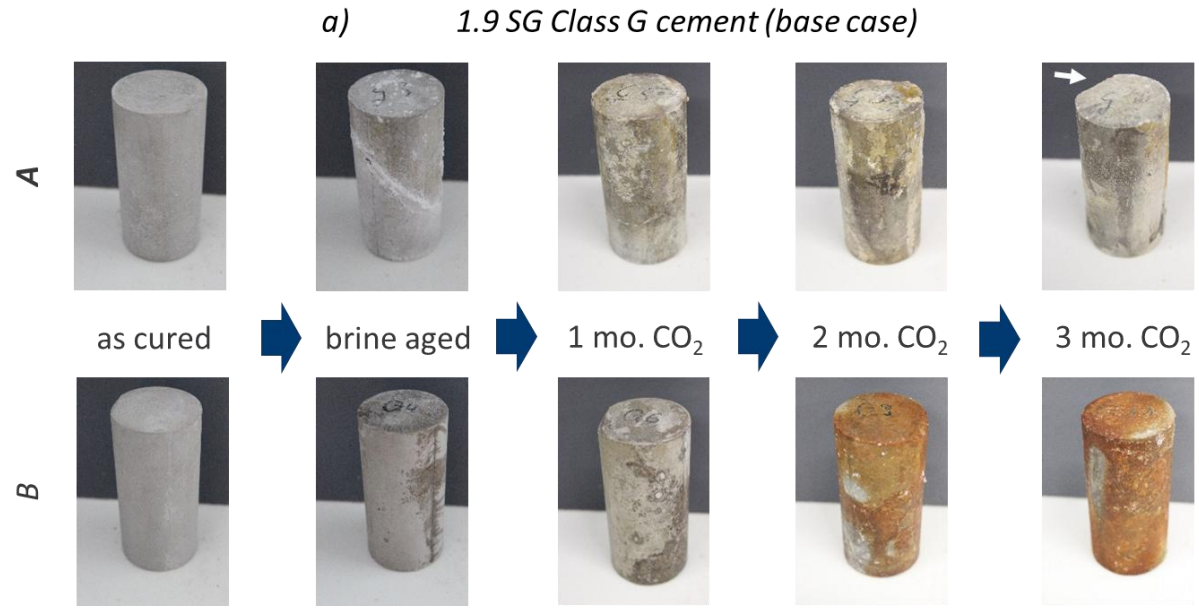


Figure 2: Photographs of the a) Class G cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions).

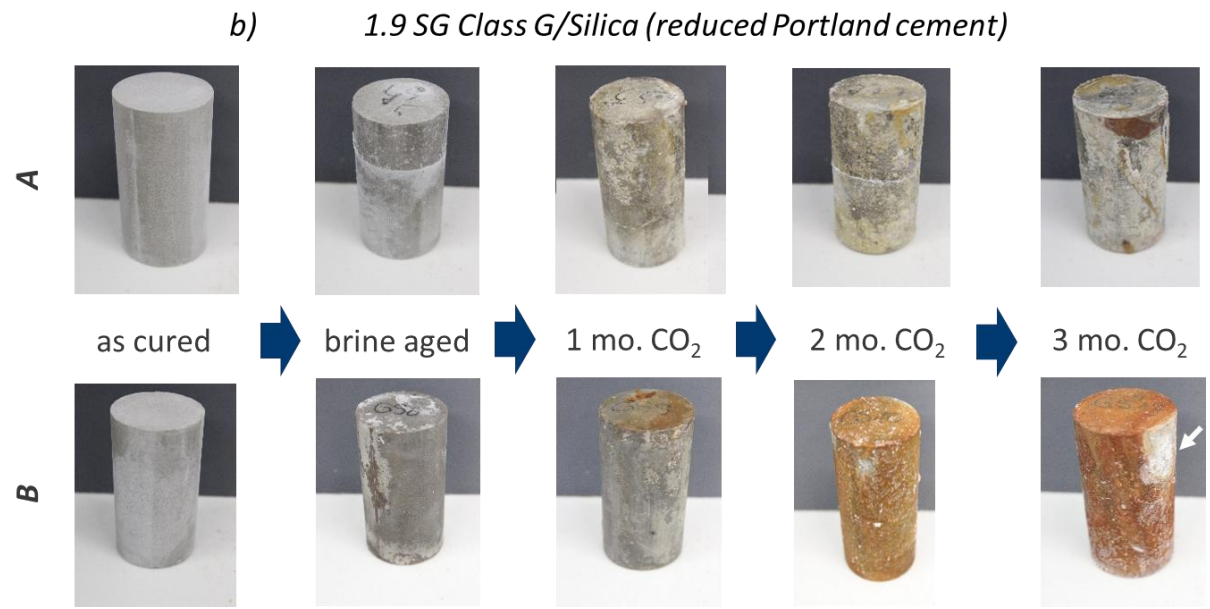


Figure 3: Photographs of the b) Class G/Class G Silica cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

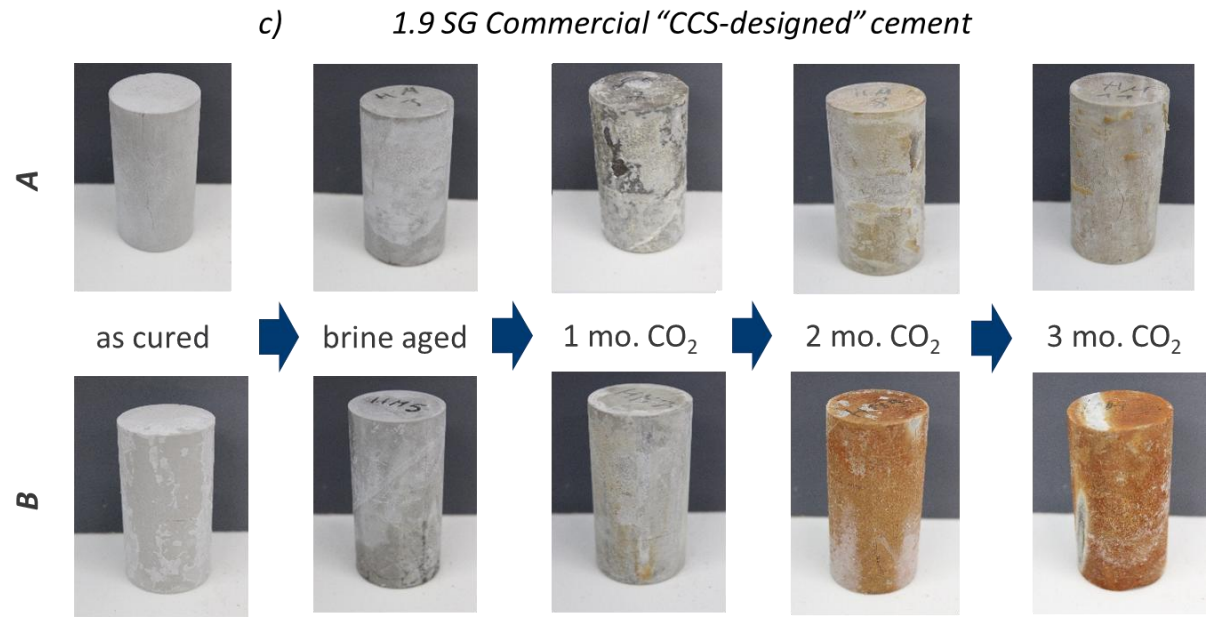


Figure 4: Photographs of the c) CCS-designed cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

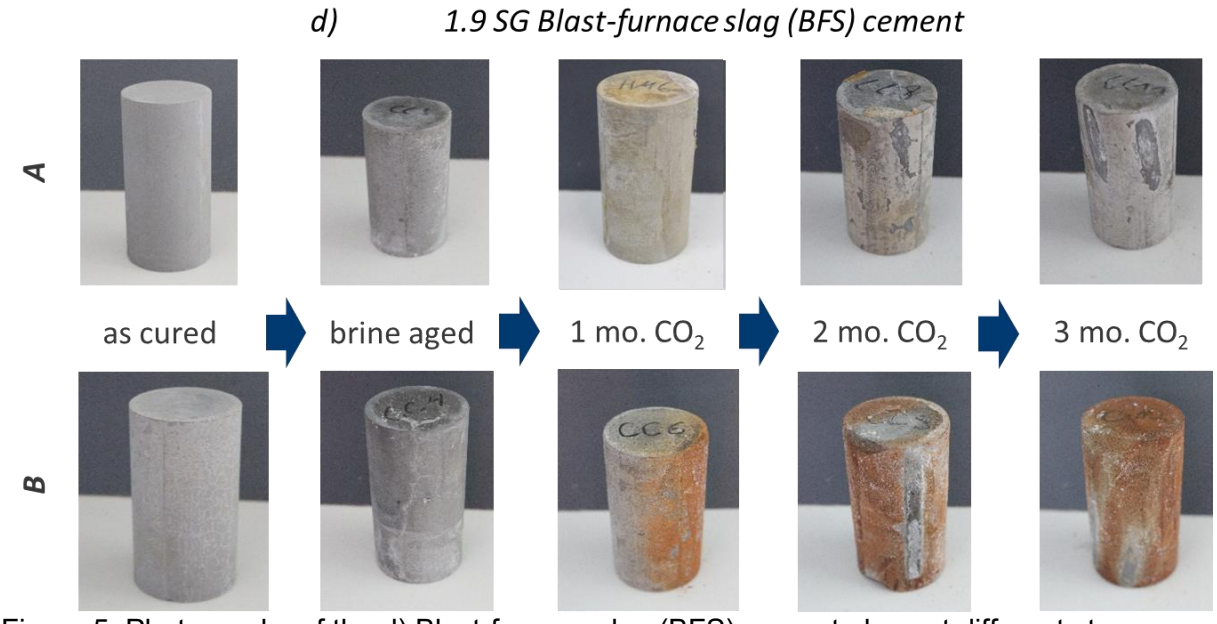


Figure 5: Photographs of the d) Blast-furnace slag (BFS) cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

Micro-CT scan results of all cement systems is given in figures 6-9.

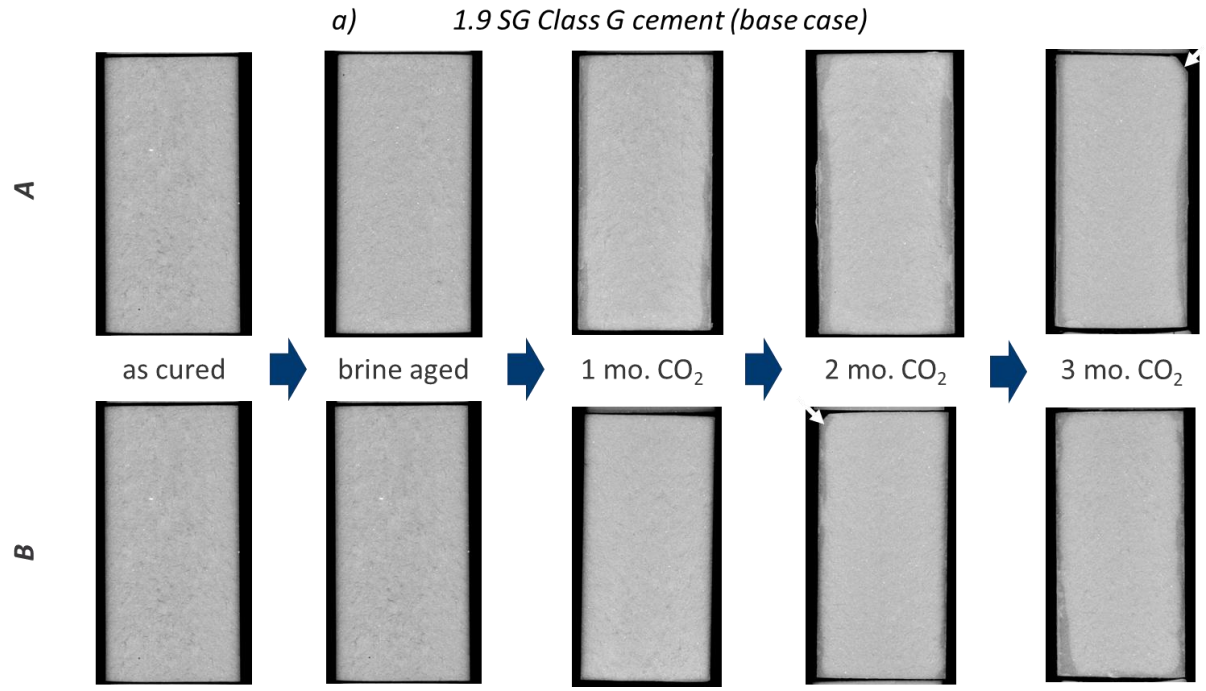


Figure 6: Micro-CT scans of the a) Class G cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

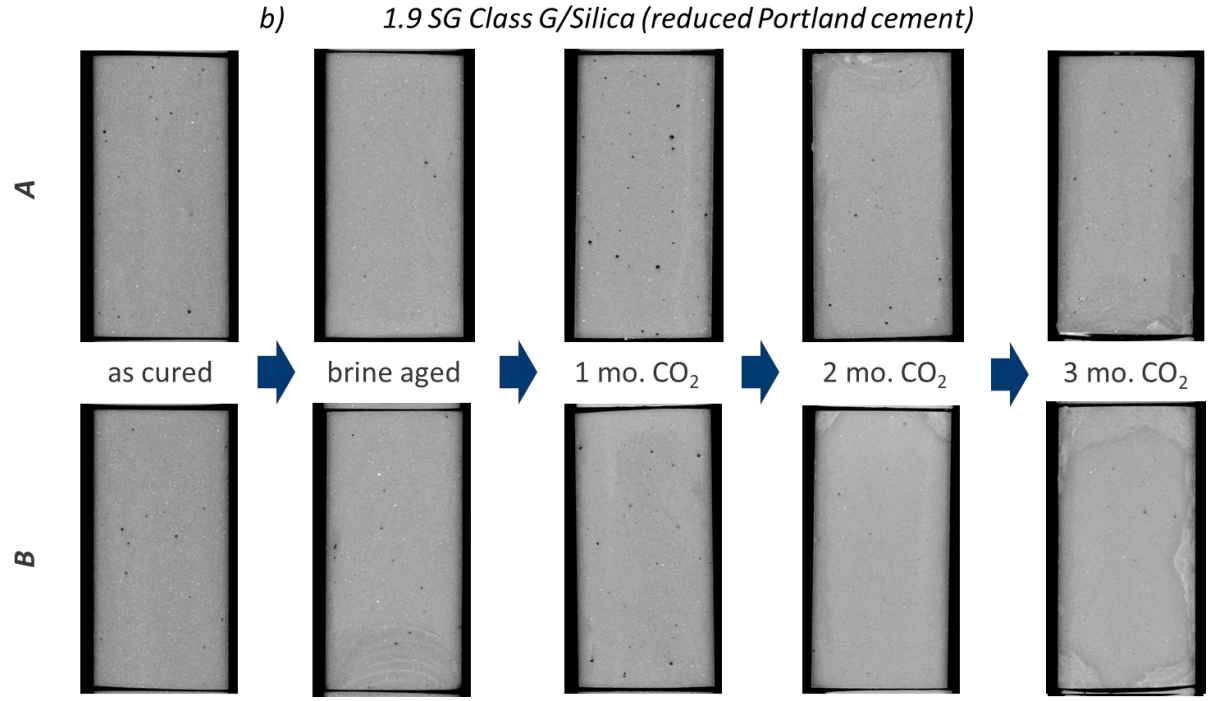


Figure 7: Micro-CT scans of the b) Class G/Silica cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

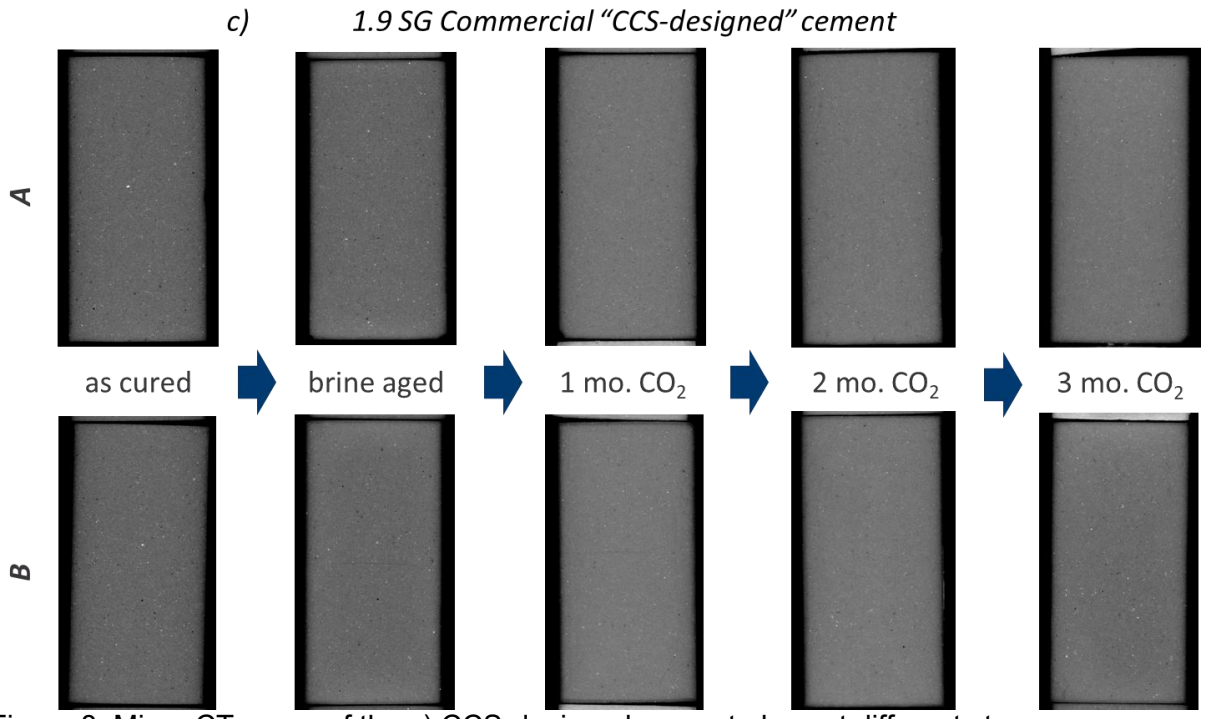


Figure 8: Micro-CT scans of the c) CCS-designed cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

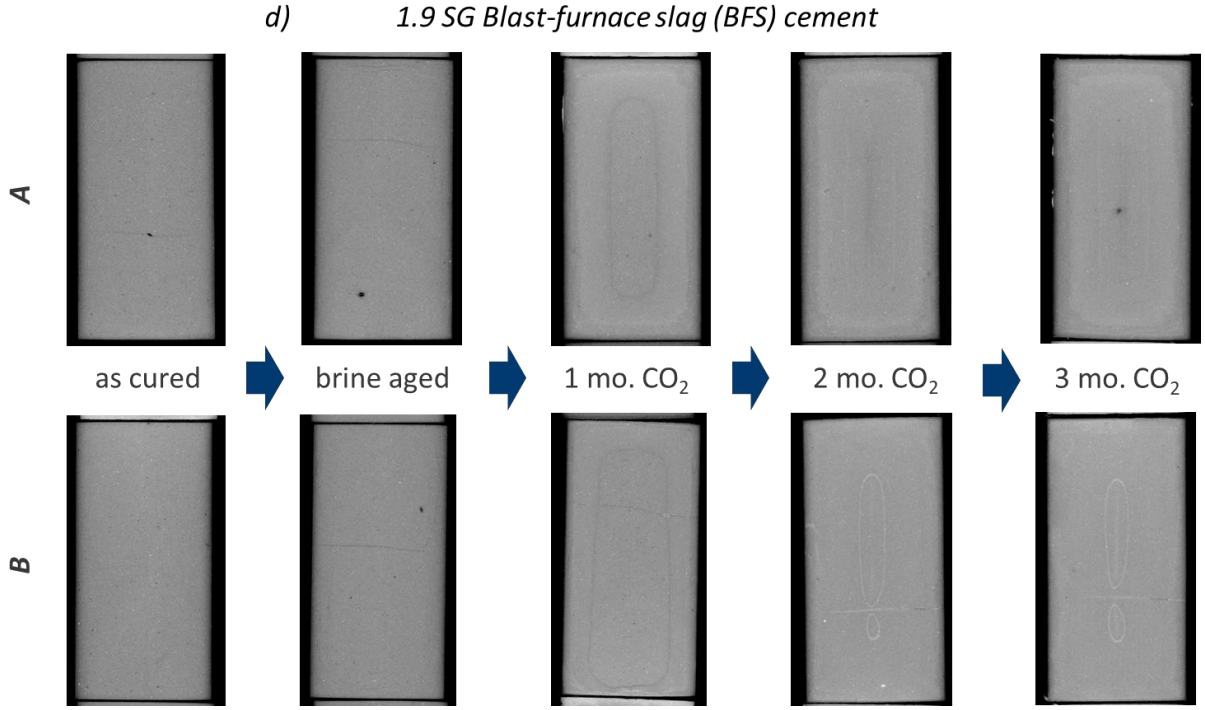


Figure 9: Micro-CT scans of the d) Blast-furnace slag (BFS) cement plugs at different stages upon curing/aging/CO2 exposure at formation A (top row) and formation B (bottom row conditions)

For the Class G cement plugs, a slight carbonation front (darker-shaded outline) is visible as indicated by the white arrow after 3 months of CO_2 exposure at formation A conditions (see figure 7). The carbonation front is reduced for the Class G/Silica system (see figure 8). Any

carbonation appears to be less profound at higher temperatures (formation B). No evident micro cracks of Class G and Class G/Silica is visible whereas any minor flaking/chopping for selected of these plugs is attributed to handling only.

In contrast, the CCS-designed as well as Blast-furnace slag-based cement systems (see figure 8 and 9, respectively) show only traces of a deteriorated zone which is not present at higher temperatures (formation B conditions). If any sample contains micro cracks, they most likely result exclusively from the fabrication process.

Figure 10 exhibits magnified cutouts (upper left corner) of the 3-months CO_2-aged cement plugs

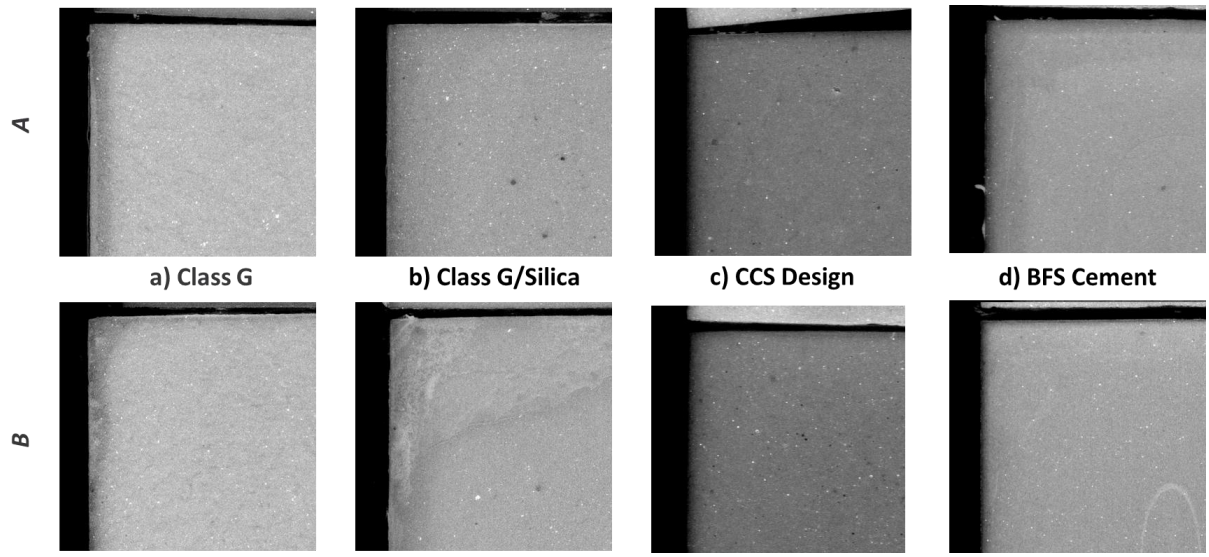


Figure 10: Magnified cutouts of the cement plugs upon three months exposure to CO_2 (formation A = top row, formation B = bottom row).

Once again, it is clearly visible that the formation B conditions (higher temperature) being less harsh in terms of carbonation. This is in alignment with previous studies performed in-house. The reactivity of the different can be ranked as follows:

CCS Design (least reactive) < Class G/Silica ≈ BFS < Class G

Figures 11 and 12 illustrate the permeability and porosity changes of the cement systems at all stages for formation A and formation B conditions, respectively.

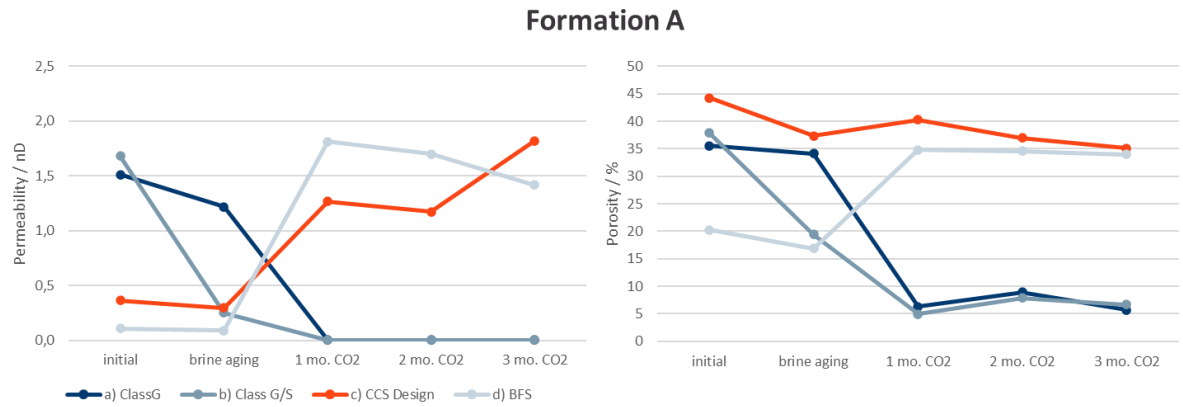


Figure 11: Permeability (left) and porosity (right) results for all cement systems at formation A conditions.

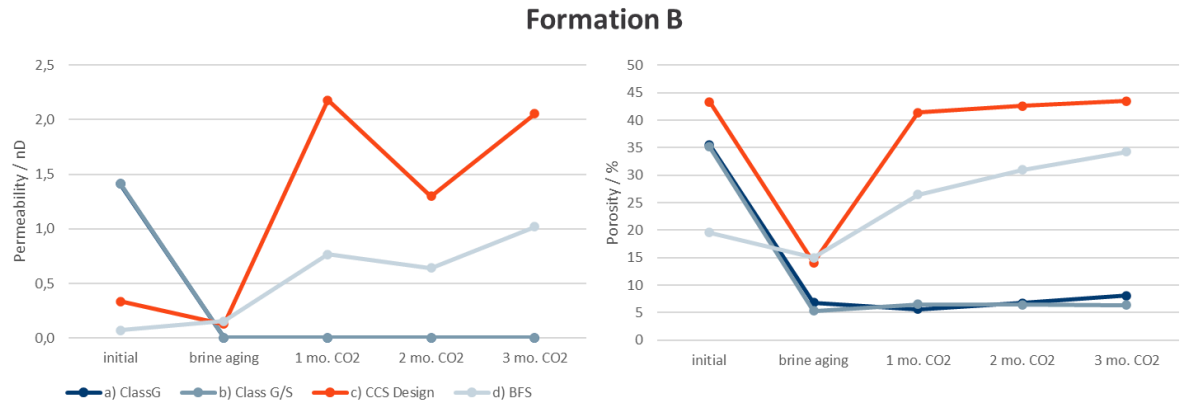


Figure 12: Permeability (left) and porosity (right) results for all cement systems at formation b conditions.

The gas permeabilities at all stages can be rated as very low (< 2.5 nD). The Class G and Class G/Silica cement samples show decreasing trends over time in permeability, whereas the CCS design as well as the BFS cement show the opposite. Also decreasing trends can be seen for Class G and Class G/Silica with regards to porosity, whereas the CCS design and the BFS cement remain more or less constant. The increasing porosity for the BFS cement is most likely due to leaching of salt (required to be added for the slurry to yield a density of 1.9 SG).

Results from mechanical properties of all tested cements at all stages are sketched in figure 13.

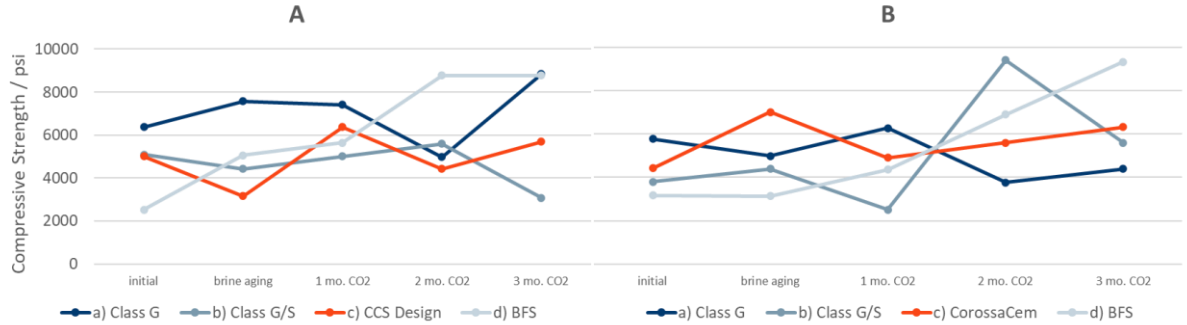


Figure 13: Compressive strengths development for formation A (left) and B (right) conditions.

All recorded compressive strengths can be rated as being on a high level (> 2,000 psi) at all stages. Class G, Class G/Silica and the CCS-Design show no clear developing trend with the numbers b22eing all within a certain range. In comparison, the BFS cement exhibits a clear trend of increasing compressive strength over time. The final compressive strength (after 3 months of CO2 exposure) can be put into the following increasing orders:

- Formation A: Class G/Silica < CCS Design < BFS ≈ Class G
- Fomation B: Class G < Class G/Silica < CCS Design < BFS

Based on the criteria listed in table 2, the following overall rating of the different cement systems can be concluded (table 4). Please note that for all parameters marked with "*", CO_2 exposure represents worst-case conditions (attack from all sides vs. unidirectional) flaking and cracks not likely when cement is surrounded by casing/formation.

Table 4: Individual parameter as well as overall rating of the different cement systems.

	Visual apperance (Flaking, Cracks)	**µ-CT** (Micro Cracks, Carbonation/ Deterioration)	**Porosity**	**Permeability**	**Compressive Strength**	**Overall**
Class G	+*	+*	+++	+++	+++	+
Class G/Silica	+*	+*	+++	+++	+++	+
CCS Design	+++	+++	+++	+++	+++	+++
BFS Cement	+++	+*	+++	+++	+++	++

Technically, all tested cement systems considered „fit-for-purpose" for the application – however, slight performance differences remain as shown in far-right column showing that the CCS Design exhibits the best overall performance.

Benchmarking Icelandic Tholeiitic and German Basaltic Rocks for CO_2 Mineralisation: Insights from Laboratory Batch Experiments and PHREEQC Reactive Transport Modelling

Joseph Turkson
Applied Geosciences, RWTH Aachen University

Abstract

Geological CO_2 sequestration by mineral trapping in basaltic formations has demonstrated near-complete mineralisation efficiency at the CarbFix site in Iceland. Scaling this approach to continental Europe requires quantitative characterisation of locally available basaltic and ultramafic formations. This study presents a systematic benchmark of three rock types: an Icelandic tholeiitic basalt (ICBA), a Harz Diabase (HZWH), and a Harz Harzburgite (HZF13) through laboratory autoclave experiments and coupled PHREEQC reactive transport (RT) modelling. Batch experiments were conducted at 60°C, 10 bar pCO_2, and 160 bar total pressure over 42–45 days. Transition State Theory (TST) kinetic models calibrated to the experimental data were transferred into one-dimensional RT simulations representing 365 days of CO_2-charged fluid flow. HZF13 is the only rock achieving carbonate mineral trapping within one year: Siderite ($FeCO_3$) precipitates at 0.09–0.10 mol per cell driven by Fe^{2+} release from $Forsterite_{80}$. The carbonation potential ranking is: HZF13 ≫ ICBA > HZWH.

Introduction

Geological storage of CO_2 in basaltic formations relies on the rapid dissolution of primary silicate minerals and subsequent precipitation of stable carbonate phases. The CarbFix project in Iceland demonstrated that over 95% of injected CO_2 can be mineralised within two years under reservoir conditions [1]. The controlling factors are the availability of divalent cations principally Ca^{2+} and Mg^{2+}, released by mineral dissolution, and the local CO_2 partial pressure, which must decline below the carbonate saturation threshold to trigger precipitation [2].

Deploying basalt-hosted CCS in Central Europe requires evaluation of locally available lithologies. The German Harz Mountains expose a range of mafic to ultramafic intrusive rocks that have not been systematically benchmarked for CO_2 mineralisation potential. A key challenge is that the reactive surface area of rock within a geological formation, which governs mineral dissolution rates, is unknown and cannot be measured directly. In-situ rock formation differs fundamentally from crushed laboratory samples: grain size, porosity, fracture density, and cementation all affect the area of mineral surface available to the reacting fluid, and these properties vary across formations and depths.

This study, therefore, adopts a comparative screening approach rather than an absolute formation characterisation. Batch autoclave experiments on three crushed rock samples, an Icelandic tholeiitic basalt (ICBA), a Harz Diabase (HZWH), and a Harz Harzburgite (HZF13), are used to constrain the relative dissolution kinetics of each lithology under controlled CO_2 conditions. PHREEQC TST kinetic models are calibrated to the experimental cation release data, yielding effective surface area parameters that reproduce the observed dissolution behaviour within an open-system, fixed-pCO_2 framework. These effective parameters are not claimed to represent in-situ formation surface areas; rather, they encode the relative reactivity of each lithology under the experimental conditions. The calibrated models are then transferred into a one-dimensional reactive transport simulation representing near-injection zone conditions at a CO_2 storage site, where continuous CO_2 supply maintains elevated pCO_2. The

output is a comparative ranking of carbonation potential, a screening tool for lithology prioritization, rather than a quantitative prediction of field-scale mineralisation rates.

The objective of this study is to characterise and directly compare three representative rock types under identical experimental and modelling conditions, providing a geochemically rigorous basis for site prioritisation.

Materials and Methods

2.1 Rock samples: ICBA is a tholeiitic basalt from Iceland (Bytownite 69%, Augite 16%, Forsterite 8%, Magnetite 7%), closely replicating the CarbFix host rock. HZWH is a Harz Diabase (Anorthite + Albite + Augite + Hornblende + Chamosite). HZF13 is a Harz Harzburgite (Lizardite 55%, Forsterite$_{80}$ 32%, Augite 13%). All samples were crushed and sieved to the 63–125 µm fraction.

2.2 Autoclave batch experiments: Sealed stainless-steel autoclaves: 60°C, pCO_2 = 10 bar, total pressure ≈160 bar (CO_2 + N_2), 100 g rock per 500 mL deionised water, 42–45 days, six fluid sampling timepoints. pH measured in field; Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}, K^{+} by ICP-OES. The system is closed with respect to CO_2: total pressure decreases from 160 to 83 bar over 42 days due to fluid extraction during sampling.

2.3 PHREEQC batch calibration: PHREEQC version 3 with CarbFix database, open system at fixed pCO_2 = 10 bar. TST rate laws for each primary mineral; surface areas optimised by least-squares fitting of modelled Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}. It is acknowledged that calibrating an open-system model against closed-system experiments introduces a systematic pH offset of 1.0–2.4 units; the open-system boundary was retained as it represents the target near-injection zone conditions where CO_2 supply is continuous, and the fitted surface areas are treated as effective parameters for that scenario

2.4 Reactive transport model: 1D column: 10 cells, 1.0 kg water each, 200 advective shifts = 365 days, fixed pCO_2 = 10 bar (near-injection zone scenario). Calibrated surface areas transferred without re-fitting. Secondary mineral precipitation allowed where SI > 0.

Results

3.1 Batch calibration: The PHREEQC batch model reproduced the experimental cation time series with the following root mean square errors (RMSE): Ca^{2+} = 0.29 (ICBA), 0.73 (HZWH), 0.25 mmol/L (HZF13); Na^{+} = 0.07, 0.48, 0.09 mmol/L, respectively. The higher Ca^{2+} RMSE for HZWH reflects the absence of a burst-dissolution term. The endpoint error at day 42 is only −4.8%. For HZF13, Mg^{2+} calibration uses only two timepoints, but the endpoint error of −5.5% supports the fitted reactive surface area.

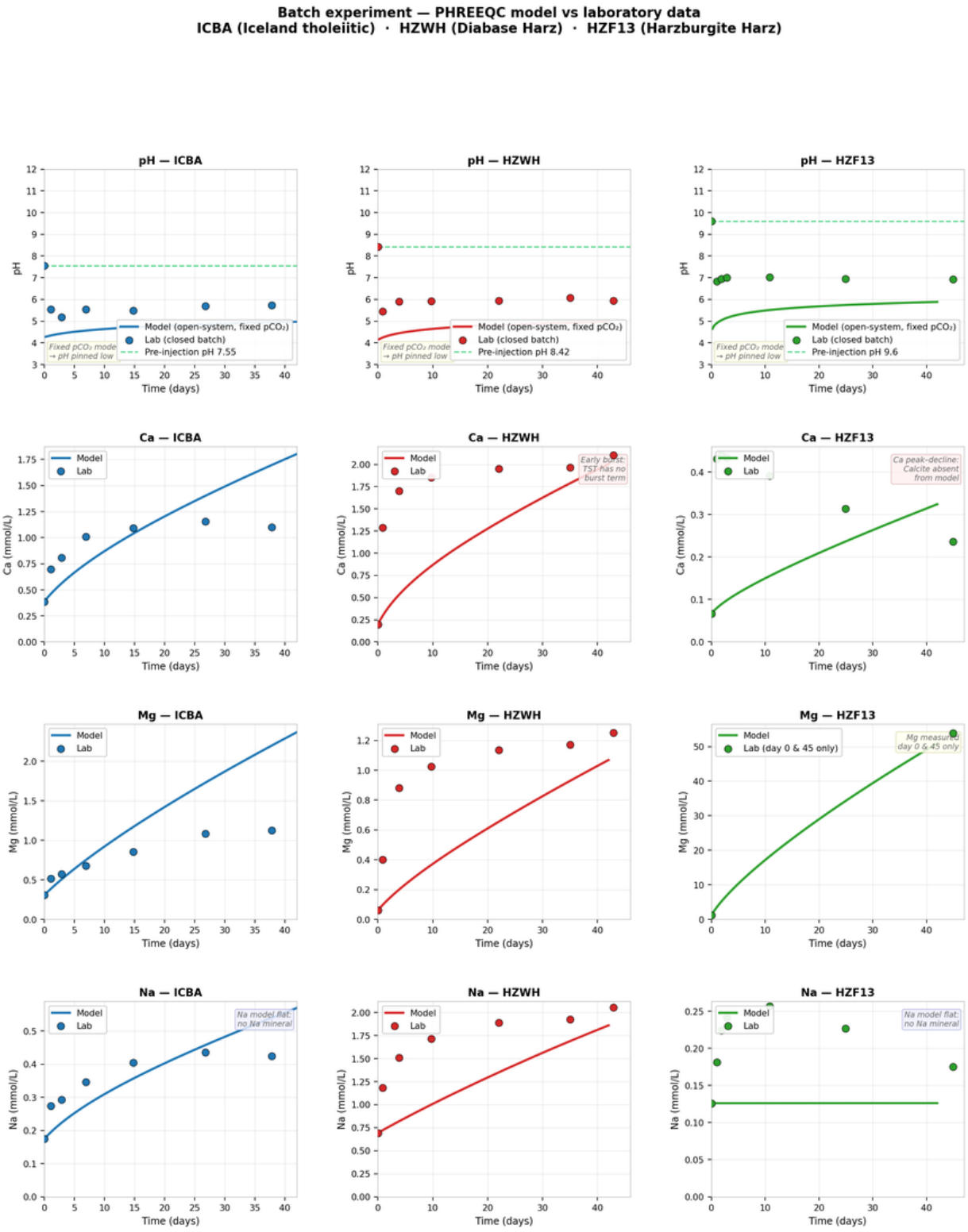


Figure 1: PHREEQC TST batch model (lines) vs. laboratory data (points) for all three rocks. Rows: pH, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}. ICBA (blue), HZWH (red), HZF13 (green). Solid lines: modelled values; dashed lines: model extrapolation beyond last sampling point; dotted lines: equilibrium saturation limits.

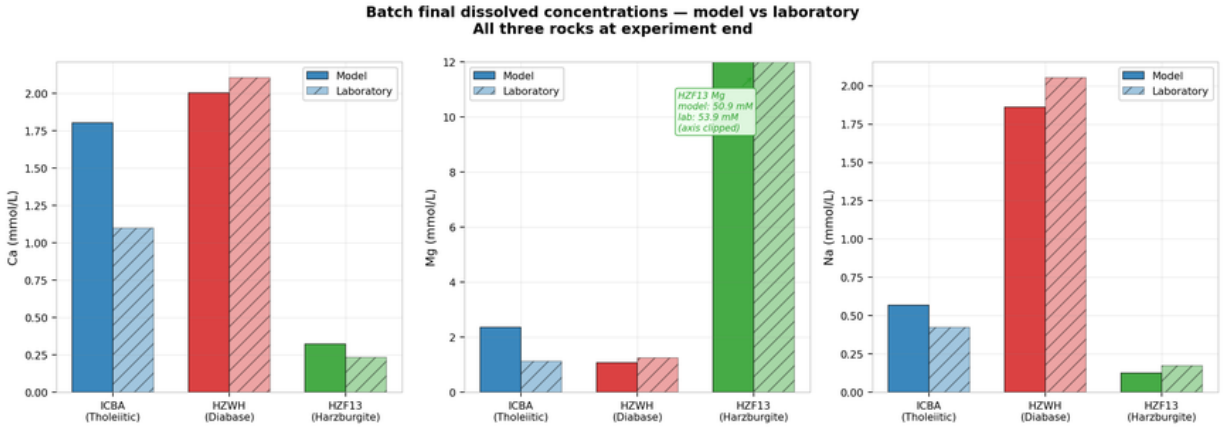


Figure 2: Batch endpoint concentrations — model vs. laboratory for Ca^{2+}, Mg^{2+}, and Na^{+} at experiment end. HZF13 Mg^{2+} axis clipped (model: 50.9 mM).

3.2 RT outlet chemistry. At the reactive transport column outlet (Cell 10, Day 365), the water from sample ICBA has a pH of 4.75 and Ca^{2+}, Mg^{2+}, and Na^{+} concentrations of 1.14, 1.29, and 0.38 mmol/L, respectively (Na^{+} fraction 13.7 %). Sample HZWH produced a pH of 4.78 and Ca^{2+}, Mg^{2+}, and Na^{+} concentrations of 1.18, 0.56, and 1.20 mmol/L, respectively (Na^{+} fraction 40.9 %). Sample HZF13 produced a pH of 5.50 and Ca^{2+}, Mg^{2+}, and Na^{+} concentrations of 0.22, 17.57, and 0.13 mmol/L, respectively (Na^{+} fraction 0.7 %; Mg/Ca = 81).

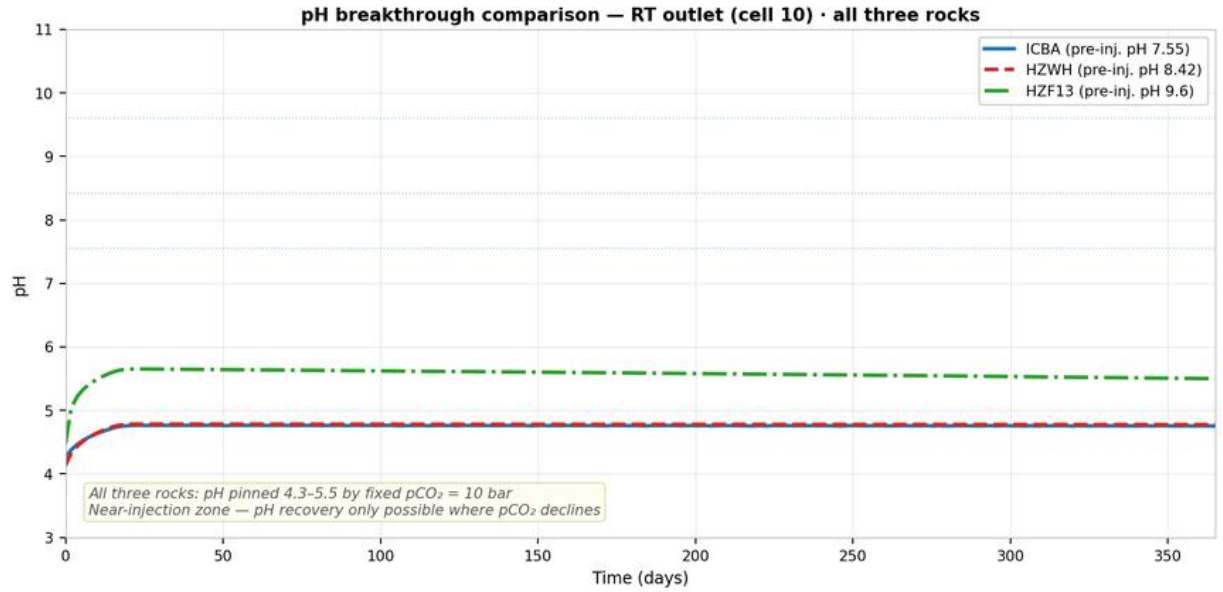


Figure 3: pH breakthrough at RT outlet (Cell 10) over 365 days for all three rocks. All rocks pinned at 4.3–5.5 by fixed pCO_2 = 10 bar.

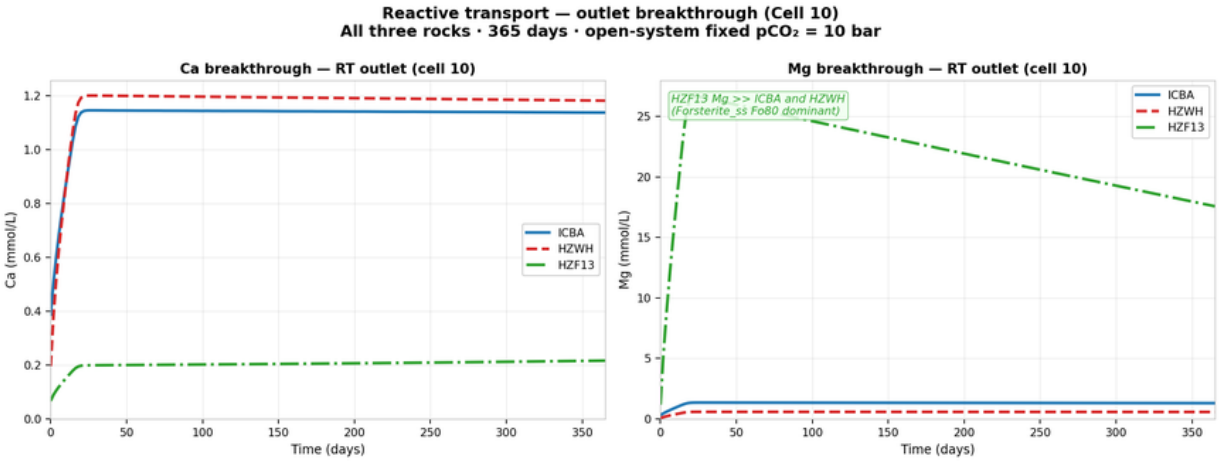


Figure 4: Ca^{2+} (left) and Mg^{2+} (right) breakthrough at RT outlet (Cell 10) over 365 days. HZF13 Mg^{2+} off-scale vs. ICBA and HZWH (Forsterite$_{80}$-dominated dissolution).

3.3 Carbonate mineral trapping. HZF13 is the only rock achieving carbonate mineral trapping within 365 days. Siderite ($FeCO_3$) precipitates uniformly at 0.092–0.102 mol per cell across the 10-cell column, driven by Fe^{2+} from Forsterite$_{80}$ ($Mg_{1.6}Fe_{0.4}SiO_4$). By day 365, Forsterite$_{80}$ is depleted by 75.5% in Cell 1 and 50.9% in Cell 10. Magnesite ($MgCO_3$) approaches saturation, reaching a saturation index (SI) of −0.27 in Cell 5 at Day 365. In contrast, ICBA and HZWH show no carbonate mineral formation. For ICBA, only kaolinite precipitates (0.013 mol per cell). For HZWH, kaolinite (0.018 mol per cell) and goethite (FeOOH) precipitate. Neither kaolinite nor goethite contributes to carbonate mineral trapping.

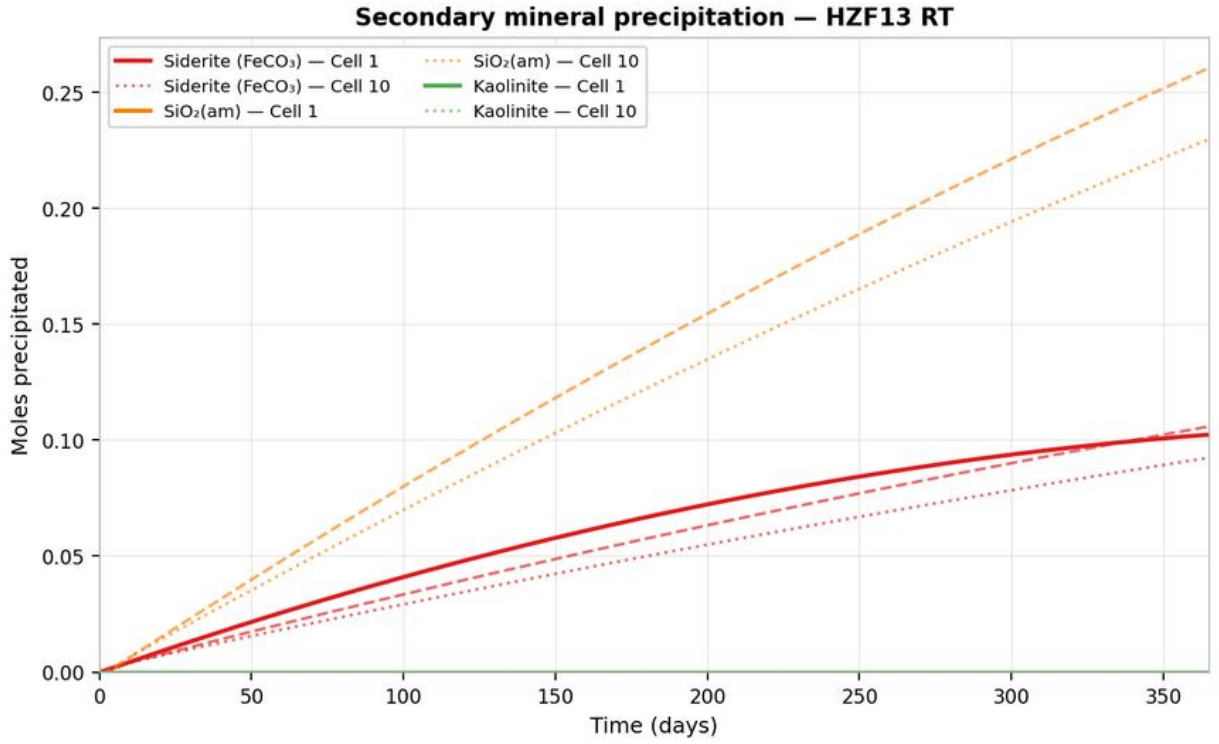


Figure 5: Secondary mineral precipitation over 365 days in the HZF13 RT column. Siderite ($FeCO_3$, red) accumulates continuously at 0.09–0.10 mol/cell. SiO_2(am) and Kaolinite (ICBA/HZWH analogue) shown for comparison.

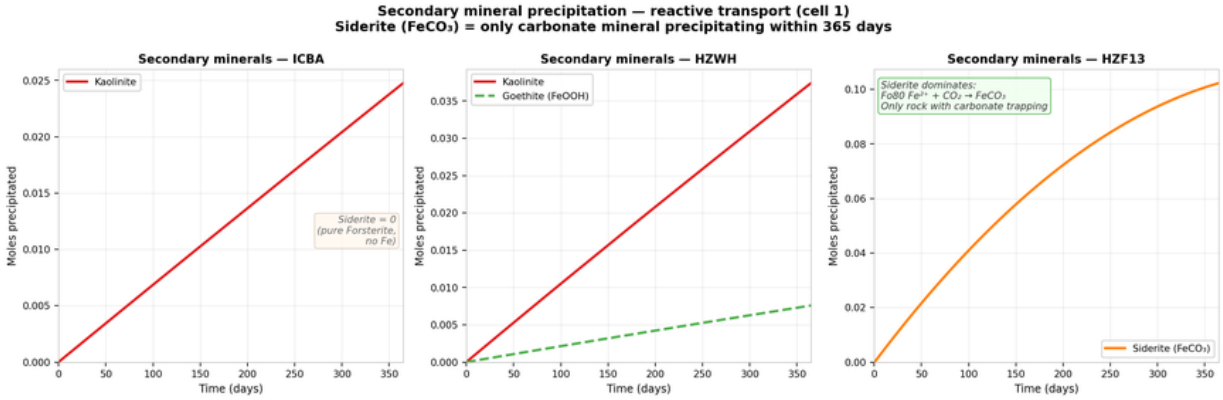


Figure 6: Three-rock comparison of secondary mineral precipitation in the RT column. Only HZF13 achieves carbonate trapping (Siderite). ICBA produces Kaolinite only, and HZWH produces Kaolinite and geothite.

Discussion

Geochemical ranking: ICBA provides a balanced supply of Ca^{2+} + Mg^{2+} with minimal dilution from Na^{+}, closely replicating the behaviour of CarbFix host rocks. In contrast, the CO2 mineralisation potential of HZWH is constrained by its Albite content. Na^{+} released during albite dissolution is geochemically inactive in carbonate precipitation, reducing the effective divalent cation budget by approximately 28% relative to ICBA. HZF13 delivers the highest flux of divalent cations (17.79 mmol/L) and is the only rock that achieved CO2 mineral trapping at the modelled condition through the formation of siderite. The harzburgite sample releases iron and magnesium, enabling siderite precipitation under low pH conditions. At the same time, magnesite approaches saturation and is expected to precipitate as pH increases. The rapid reaction kinetics and high rates of elemental release from olivine [6] make harzburgite a promising candidate for CO_2 storage via mineralization.

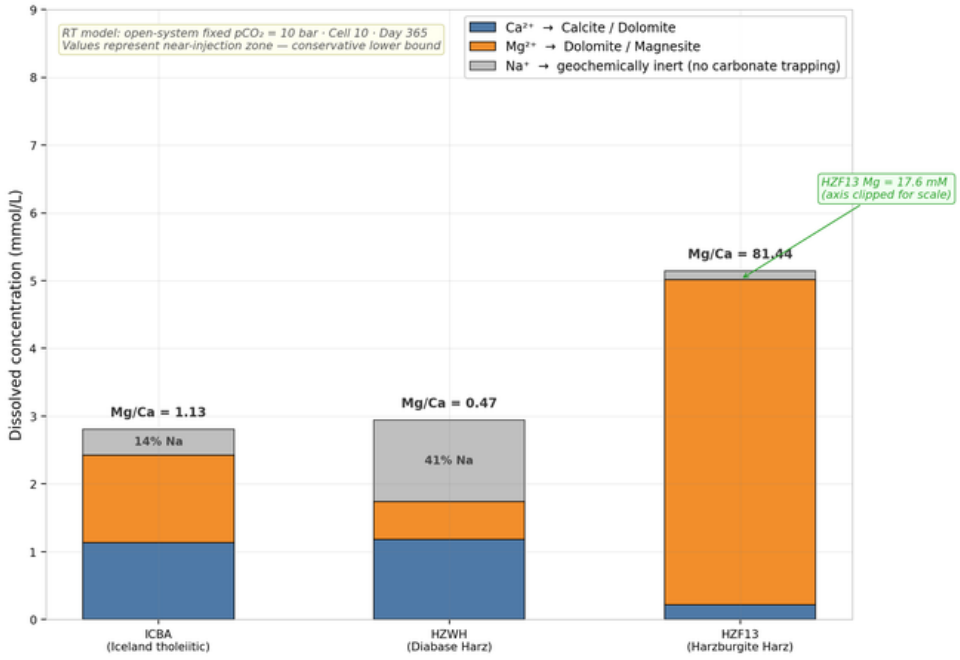


Figure 7: RT outlet dissolved cation budget at Cell 10, Day 365. Stacked bars show Ca^{2+}, Mg^{2+}, and inert Na^{+} fractions. HZF13 Mg^{2+} axis clipped at 9 mmol/L for scale (actual: 17.6 mmol/L).

Future work should incorporate a declining-pCO_2 boundary to model far-field conditions where carbonate precipitation is expected to accelerate for all three rocks as pH rises.

Comparison with CarbFix: At CarbFix, Calcite, Dolomite, and other Ca–Mg carbonates are the primary trapping minerals, driven by Ca^{2+} and Mg^{2+} release from primarily plagioclase, pyroxene, and olivine. [3]. ICBA qualitatively replicates this behaviour. HZF13 produced siderite, a distinct Fe-carbonate mineral that forms under the low-pH conditions of the near-injection zone model. Siderite is also observed at CarbFix at low pH, where calcite dominates at higher pH; the siderite formation in HZF13 is therefore consistent with CarbFix observations under equivalent acidic conditions. This mineral contributes to CO2 mineral trapping at lower pH.

Conclusions

This study provides a systematic geochemical benchmark for three mafic-to-ultramafic rock types under CO_2-injection conditions. PHREEQC TST batch modelling reproduced dissolved Ca^{2+} and Na^{+} with RMSE ≤ 0.73 mmol/L and endpoint errors below 6% for all rocks, validating the modelling approach. Among the three lithologies tested, only HZF13 (Harzburgite) achieved carbonate mineral trapping within one year, with siderite ($FeCO_3$) precipitating at 0.09–0.10 mol per cell and magnesite approaching saturation (SI = −0.27) at Day 365. ICBA most closely replicates CarbFix host rock chemistry, with Ca^{2+} + Mg^{2+} = 2.43 mmol/L and a low Na^{+} fraction of 13.7%, while HZWH is geochemically limited by albite dissolution, its 40.9% Na^{+} fraction suppressing the effective carbonation potential. The overall CO_2 mineralisation ranking is HZF13 (Harzburgite) ≫ ICBA (Icelandic tholeiitic basalt) > HZWH (Harz Diabase), and PHREEQC TST reactive transport modelling is confirmed as an efficient screening tool for basaltic and ultramafic CCS targets in Europe.

This study establishes a geochemical comparison for three mafic to ultramafic lithologies under CO_2 injection conditions. PHREEQC batch reaction modelling reliably reproduced dissolved major cation concentrations (RMSE ≤ 0.73 mmol/L; endpoint deviations < 6%), validating its application. Among the tested rocks, only HZF13 (harzburgite) achieves carbonate mineral trapping within one year at the given conditions, characterized by siderite precipitation (0.09–0.10 mol per cell) and magnesite approaching saturation (SI = −0.27). ICBA closely replicates CarbFix host rock chemistry (Ca^{2+} + Mg^{2+} = 2.43 mmol/L; Na^{+} fraction 13.7%), whereas HZWH is limited by albite dissolution, with a high Na^{+} fraction (40.9%), reducing effective carbonation potential. Overall, the results highlight harzburgite as a promising lithology and confirm PHREEQC reactive transport modelling as an efficient screening tool for CCS applications in basaltic and ultramafic systems.

References

[1] Matter, J.M., Stute, M., Snæbjörnsdóttir, S.Ó. et al.: Rapid carbon mineralisation for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions. Science, 352, 1312, (2016).

[2] Oelkers, E.H., Gislason, S.R., Matter, J.: Mineral carbonation of CO_2. Elements, 4, 333, (2008).

[3] Pogge von Strandmann, P.A.E., Burton, K.W., Snæbjörnsdóttir, S.Ó. et al.: Rapid CO_2 mineralisation into calcite at the CarbFix storage site quantified using calcium isotopes. Nature Communications, 10, 1983, (2019).

[4] Parkhurst, D.L., Appelo, C.A.J.: Description of input and examples for PHREEQC version 3. U.S. Geological Survey Techniques and Methods, book 6, chapter A43, 497 p., (2013).

[5] Wolff-Boenisch, D., Wenau, S., Gislason, S.R., Oelkers, E.H.: Dissolution of basalts and peridotite in seawater, in the presence of ligands, and CO_2. Geochimica et Cosmochimica Acta, 75, 5510, (2011).

[6] Hänchen, M., Prigiobbe, V., Storti, G., Seward, T.M., Mazzotti, M.: Dissolution kinetics of fosteritic olivine at 90–150°C including effects of the presence of CO_2. Geochimica et Cosmochimica Acta, 70, 4403–4416, (2006).

Pore-scale Insights of Salt Precipitation Dynamics and Permeability Impairment due to CO_2 Injection into Saline Aquifers

Rustam Niftaliyev[1], C. Cheng[1], C. Hilgers[1]
[1]Structural Geology & Tectonics, Institute of Applied Geosciences, KIT Karlsruhe Institute of Technology, Adenauerring 20a, 76131 Karlsruhe, Germany

Abstract

Salt precipitation during CO_2 injection into saline aquifers poses a significant risk to near-wellbore permeability, leading to injectivity decline [1,2]. Over the past decade, significant progress has been made through core-scale experiments, pore-scale microfluidic studies, and reactive transport modelling [3,4]. Previous studies have revealed that capillary-driven brine transport toward the drying front concentrates dissolved ions [5,6], resulting in enhanced crystal growth that blocks flow pathways and causes permeability impairment [7]. Pore-scale investigations have further clarified how parameters, including brine composition [8], CO2 phase state, rock mineralogy, and wetting properties dictate salt precipitates [9,10].

This study presents a microfluidic approach to identify the pore-scale mechanisms of salt precipitation, emphasizing the influence of temperature, which has not been well understood, on evaporation dynamics, crystal growth, and distribution. A custom temperature-controlled microfluidic platform, integrated with high resolution real-time imaging, was used to perform CO_2 injection experiments at constant temperatures of 20 °C, 40 °C, and 60 °C, respectively.

Preliminary observations indicate that higher temperatures accelerate the evaporation process, with rapid solvent loss from the gas-brine interfaces located at pore throats rather than in the uniform pore spaces. This shift in evaporation dynamics leads to preferential nucleation at the thin gas-brine interfaces and accelerates growth of polycrystalline salt aggregates at pore throats, causing more severe permeability impairment. In contrast, at the slower temperature, more single crystals grow within residual brines, less affecting permeability. Despite comparable total volumes of precipitated salt across all experiments, these temperature-induced changes in evaporation behaviours and crystal growth result in different precipitation distribution, causing permeability reductions that differ by more than an order of magnitude.

The results demonstrate that permeability reduction is primarily driven by salt blockage of critical flow paths rather than uniform porosity loss, with potentially more severe injectivity challenges at elevated reservoir temperatures. Ongoing investigation will further quantify the impact on permeability impairment and identify how thermal effects interact with factors such as flow rates and wettability to govern salt precipitation dynamics.

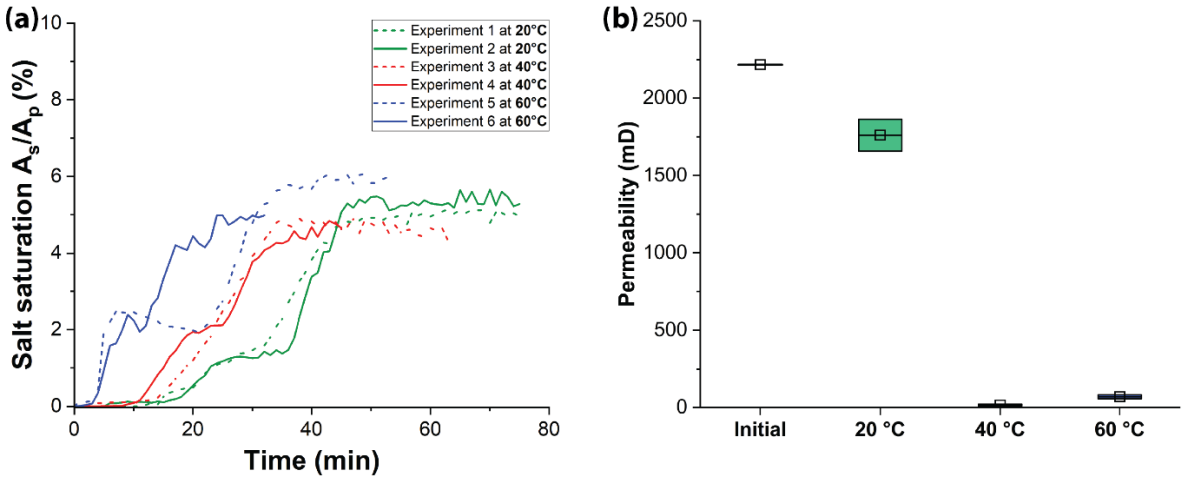


Figure 1. Distribution of salt saturation and permeability impairment

References

1 Miri, R. & Hellevang, H. Salt precipitation during CO2 storage—A review. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **51**, 136, (2016).

2 Baumann, G., Henninges, J. & De Lucia, M. Monitoring of saturation changes and salt precipitation during CO2 injection using pulsed neutron-gamma logging at the Ketzin pilot site. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **28**, 134, (2014).

3 Miri, R., van Noort, R., Aagaard, P. & Hellevang, H. New insights on the physics of salt precipitation during injection of CO2 into saline aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **43**, 10, (2015).

4 Izadpanahi, A. *et al.* A review of carbon storage in saline aquifers: Key obstacles and solutions. *Geoenergy Science and Engineering* **250**, 213806 (2025).

5 Zhang, H., Sun, Z., Zhang, N. & Zhao, B. Brine Drying and Salt Precipitation in Porous Media: A Microfluidics Study. *Water Resources Research* **60**, e2023WR035670 (2024).

6 Ott, H., Snippe, J. & de Kloe, K. Salt precipitation due to supercritical gas injection: II. Capillary transport in multi porosity rocks. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **105**, 103233 (2021).

7 Boumedjane, M., Al-Maamari, R. S., Rabbani, A. & Karimi, M. Real-Time Pore-Scale Investigation of the Effects of Uniform, Random, and Heterogenous Porous Structures on Intrinsic Permeability Using Two-Dimensional Microfluidic Chips. *Energy & Fuels* **38**, 5700, (2024).

8 Ott, H., Roels, S. M. & de Kloe, K. Salt precipitation due to supercritical gas injection: I. Capillary-driven flow in unimodal sandstone. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **43**, 247, (2015).

9 He, D., Jiang, P. & Xu, R. Pore-Scale Experimental Investigation of the Effect of Supercritical CO(2) Injection Rate and Surface Wettability on Salt Precipitation. *Environ Sci Technol* **53**, 14744, (2019).

10 Nooraiepour, M., Fazeli, H., Miri, R. & Hellevang, H. Effect of CO2 Phase States and Flow Rate on Salt Precipitation in Shale Caprocks—A Microfluidic Study. *Environmental Science & Technology* **52**, 6050, (2018).

Downhole Discrete Fiber Optic Pressure and Temperature Monitoring in a Carbon Capture Injection Well

I. Vaughan, S. Gandi
Weatherford, Completions, Aberdeen, United Kingdom

This project presents the deployment of discrete fibre optic (FO) pressure and temperature (P&T) monitoring technology in a carbon capture and storage (CCS) injection well—the first of its kind in the United Kingdom Contenental Shelf. The objective was to monitor near-wellbore conditions during injection testing using reliable, high-resolution data. Weatherford provided discrete FO sensors on both tubing and annulus, alongside Distributed Acoustic Sensing (DAS) and Distributed Temperature Sensing (DTS) for complementary qualitative analysis.

This application served as an early field trial of the proposed CCS-duty equipment—preceding formal lab qualification under cold service conditions. Leveraging over 30 years of FO deployment experience in 36 countries, our team successfully delivered a robust installation that performed flawlessly throughout the injection period.

The FO system provided uninterrupted quantitative measurements, offering a clear baseline for interpreting DTS and DAS data. In contrast, conventional electronic gauges—run in parallel—highlighted the advantages of FO in this challenging environment.

The success of this installation not only validates the operational readiness of fibre technology for CO_2 service but also underscores its potential to enhance CCS monitoring strategies. In a test well environment, where continuous learning is key, the clarity and reliability of the FO system proved invaluable

Der BVEG/DGMK Leitfaden: Risikomanagement während der Bohr- und Testphase von Tiefengeothermieprojekten

A. El-Alfy[1], S. Kuchling[2], I. Forstner[3], N. Grobys[4], S. Homuth[5], U. Balasus-Lange[6], J. Uhde[7], A. Möhring[6], J. Schönebeck[8], S. Jung[9], H. Christofzik[10], M. Meirich[1]
[1]neowells GmbH, Berlin, Germany, [2]COWI Geothermie GmbH, Berlin, Germany, [3]BVEG e.V., Hannover, Germany, [4]DGMK e.V., Hamburg, Germany, [5]Deutsche ErdWärme GmbH, Karlsruhe, Germany, [6]NDEWG, Lingen, Germany, [7]geopfalz, Speyer, Germany, [8]Deep KBB, Bad Zwischenahn, Germany, [9]Baker Hughes, Celle, Germany, [10]Geo-data, Garbsen, Germany

Die Bohrphase von Tiefengeothermieprojekten erfordert eine enge Zusammenarbeit verschiedener Disziplinen, damit technische, wirtschaftliche und andere Risiken im Entscheidungsprozess umfassend berücksichtigt werden können. Während der Bohrarbeiten können unvorhergesehene Ereignisse auftreten, die zeitnahe und koordinierte Entscheidungen oder Maßnahmen erfordern. Daher ist es essenziell, Risiken frühzeitig zu identifizieren, systematisch zu bewerten und entsprechende Gegenmaßnahmen zu planen. Ein strukturiertes Risikomanagement stellt hierbei eine grundlegende Voraussetzung dar.

Der Vortrag stellt den gemeinsam von BVEG und DGMK entwickelten Leitfaden zum "Risikomanagement während der Bohr- und Testphase von Tiefengeothermieprojekten" vor. Ziel dieses Leitfadens ist es, Institutionen und Personen, die in den Bereichen Projektentwicklung, Investition, Planung, Genehmigung oder Ausführung von Bohrarbeiten aktiv sind, praxisorientierte Empfehlungen für das frühzeitige Erkennen und Beherrschen von Risiken während der Bohr- und Testphase zu geben. Der Leitfaden hat eine umfangreiche öffentliche Konsultationsphase durchschritten und bildet nun eine zentrale Grundlage für das erfolgreiche Risikomanagement von Tiefengeothermieprojekten.

Im Mittelpunkt steht die Frage, wie Risiken im Rahmen von tiefengeothermischen Einzelprojekten systematisch identifiziert, bewertet und gemanagt werden können. Dafür werden u.a. Prozesse und Werkzeuge vorgestellt. Der Leitfaden versteht sich als Ergänzung zum „Leitfaden zur wirtschaftlichen Bewertung geologischer Risiken tiefengeothermischer Projekte“ und begleitet den Übergang von der geologischen Vorerkundung zur praktischen Realisierung eines Projekts und während der Bohr- und Testphase.

Der Leitfaden beschreibt einen allgemein anwendbaren Risikomanagementprozess für die Bohr- und Testphase von Tiefengeothermieprojekten. Die anzuwendenden technischen Methoden können je nach den jeweiligen geologischen und bohrtechnischen Gegebenheiten variieren.

Deep Insight into an Urban Geothermal Energy Project: Best Practices from Münster, Germany

C. Henke[1,2], C. Lehmann[3], R. Misiek[1], S. Torabi[2]
[1]DMT GmbH & Co. KG, Natural Resources, Essen, Germany, [2]DMT Petrologic GmbH & Co. KG, Hannover, Germany, [3]Stadtwerke Münster, Münster, Germany

Geothermal energy is set to play an important role in energy transition and decarbonization of heat production in Germany soon. The availability of seismic data is crucial for reducing explorational and development risks in geothermal projects. Due to the high cost of pipeline construction and low efficiency of heat transportation geothermal heat projects are located within or near urban areas which are the main centres of heat consumption. Compared to seismic surveys in rural areas seismic data acquisition in urban areas face its own challenges in terms of permitting, high anthropogenic ambient noise, and avoiding damage to residential buildings, infrastructure and sensitive industrial units.
The contribution presents the experiences and insights gained during the largest 3D seismic survey ever carried out in a German City. DMT conducted the 3D survey involving more than 25.000 Vibration Points and 48.000 Receiver Points on behalf of Stadtwerke Münster in an area of 348 km² in the densely populated city of Münster in the 4th quarter of 2024. Key lessons learned include the importance of early stakeholder engagement to promote public acceptance and support as well as the necessity for precise planning and execution of seismic measurements to maximize data quality. The implementation of a task force within the city administration throughout the acquisition not only significantly accelerated the approval processes but also improved public acceptance and data acquisition.
Furthermore, cutting-edge technologies for 3D seismic data processing, and interpretation were implemented. The time and cost for the 3D seismic acquisition were substantially reduced using blended Vibroseis acquisitions and High-Performance Vibration techniques, with up to 4 fleets operating simultaneously. Deblending added to the processing sequence to remove the interference from the other Vibroseis, also noise attenuation workflows were adapted to compensate for high urban noise level. In addition, operator-oriented CRS processing sequence [1] has been applied to improve the Signal-to-Noise ratio, fill the acquisition gaps, and regularize the data for input to imaging steps. To reduce the effect of anthropogenic ambient noise, the recording was restricted to night-time operations.

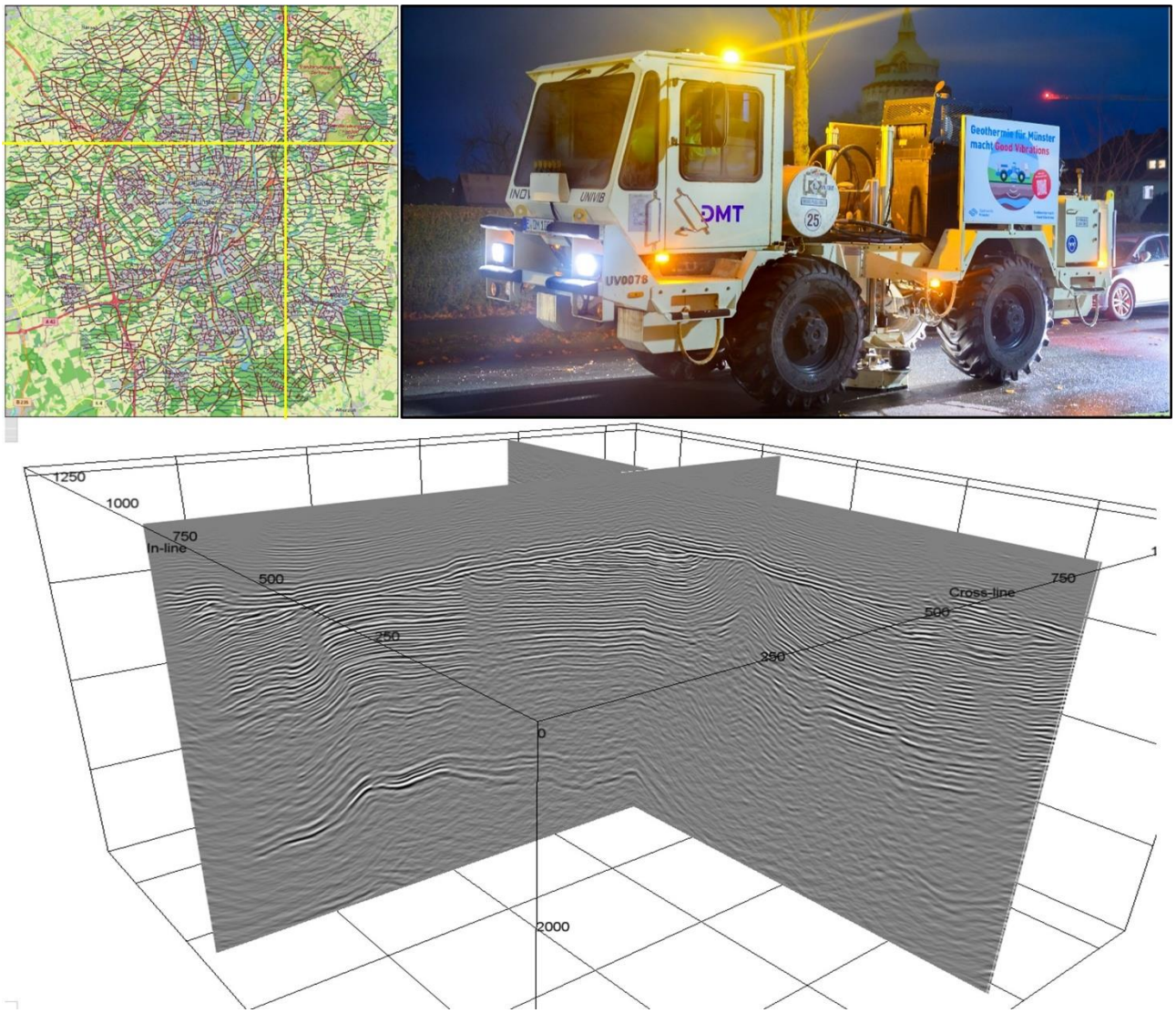


Figure 1: (top left) shows the 3D seismic survey area, the final processing results of two yellow lines (IL 934, and XL 969) are presented in the lower part of the figure.

Conclusions

This practice demonstrates that 3D-seismic surveys can be successfully executed in densely populated urban areas. A combination of a precise stakeholder management, careful acquisition planning, high quality seismic measurements, and optimized processing workflows including Deblending, advance noise attenuation techniques, and operator-oriented CRS processing enabled the delivery of high-quality seismic results in a challenging urban area.

References:

[1] Höcht, G., Ricarte, P., Bergler, S. and Landa, E. , (2009), Operator-oriented CRS interpolation, EAGE, Geophysical Prospecting, 957-979, 57(6), https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2009.00789.x

Tiefe Geothermie für Minden – Erste Erkenntnisse, Erfahrungen und Ausblick vom Greenfield in Ostwestfalen-Lippe (NRW)

J. Röth[1], M. Fischer[2]
[1]OWL Geopartners GmbH, Herford, Germany, [2]Energieservice Westfalen Weser GmbH, Kirchlengern, Germany

Abstract

Mittels einer detaillierten Vorstudie der Energieservice Westfalen Weser GmbH (ESW) wurden die allgemeine geologische Datenlage und das vorläufige hydrothermale Potenzial der Stadt Minden ermittelt. Ein Erlaubnisantrag für das Feld „Geothermie Minden“ wurde nach einem erfolgreichen Beteiligungsverfahren von der Bergbehörde genehmigt.

In Nordrhein-Westfalen (NRW) existiert bis heute noch kein Geothermie-Heizkraftwerk und zum Zeitpunkt seiner Genehmigung stellte das Erlaubnisfeld „Geothermie Minden“ das erste und einzige Tiefengeothermie-Projekt in Ostwestfalen-Lippe (OWL) dar. Durch die Explorations-Initiative „Masterplan Geothermie NRW“ des MWIKE NRW hat die Energiewende mit Tiefengeothermie nun jedoch Fahrt aufgenommen.

Die ESW spielt als Energieversorger eine wichtige Rolle für die regionale Wirtschaft und Versorgungssicherheit in OWL und im südlichen Niedersachsen. Mit der Mindener Wärme GmbH unterhält die ESW ein Fernwärmenetz in Minden, welches mit dem gasbetriebenen Blockheizkraftwerk (BHKW) Minden Nord aktuell ca. 4 % des Wärmebedarfs der Stadt abdeckt.

Das etwa 220 km^2 große Lizenzgebiet am Übergang zur Norddeutschen Tiefebene ist geprägt von Sumpflandschaft einerseits und von städtisch-industrieller Bebauung anderseits. Das Deckgebirge besteht aus Ton-, Tonmergel, Kalk- und Kalksandsteinen des Mesozoikums (Trias, Jura, Unterkreide). Nur wenige Kilometer südlich wird in Bad Oeynhausen seit etwa 100 Jahren ca. 36 °C warmes Thermalwasser mit Förderraten von ehemals bis zu 100 L/s aus bis zu 1.000 m tiefen triassischen Schichten zu balneologischen Zwecken gewonnen.

Davon ausgehend und basierend auf benachbarten Bohrloch-Daten und anderen Anhaltspunkten wird in Tiefen von etwa 4 km unterhalb von Minden 130 °C heißes Thermalwasser erwartet, was ein wirtschaftlich profitables Szenario für die hydrothermale Wärmegewinnung verspricht. Um das Thermalwasser zutage zu fördern und um die in einer Geothermie-Anlage gewonnene Wärme in das Fernwärmenetz einspeisen zu können, sollen Dublettenbohrungen realisiert werden. Mit der prognostizierten Leistung könnte mindestens das Bestandsnetz dekarbonisiert werden.

Alte Tiefbohrungen und Seismik-Daten sind in OWL nur spärlich verfügbar. Um die Datenlage und das regionale Strukturmodell zu verbessern, wurden vom Geologischen Dienst NRW (GDNRW) neue 2D-Seismik-Linien aufgenommen, welche aktuell ausgewertet werden.

Im Greenfield-Projekt „Geothermie Minden“ stehen also günstige geologische Verhältnisse einer verbesserungswürdigen Datenlage gegenüber. Für den notwendigen Erkenntnisgewinn und zur Erhöhung der Erfolgswahrscheinlichkeit wird nun eine Machbarkeitsstudie mit einem detaillierten Arbeitsprogramm inklusive 3D-Seismik und Tiefbohrungen durchgeführt. Dabei bilden eine permanente Risikobewertung unter Berücksichtigung aller notwendigen

ökologischen, sozialen, wirtschaftlichen und technischen Aspekte sowie die Anwendung der von der DGMK und dem BVEG bereitgestellten Leitfäden und Peer-Reviews wichtige Grundlagen.

Ausgangssituation

Die ca. 80.000 Einwohner der Stadt Minden mit ihren zahlreichen Gewerben, der Industrie und dem Hafen haben einen Wärmebedarf von etwa 1.300 GWh/a. Dabei basiert die Wärmeversorgung hauptsächlich auf fossiler Erzeugung. Das bestehende Fernwärmenetz befindet sich zurzeit im Ausbau (aktuelle Länge: ca. 16 km) und trägt mit einem Anteil von ca. 4 % zur Versorgung bei. Das gasbetriebene BHKW Minden Nord liefert ca. 35 MW_{th} für dieses Netz und stellt Dampf für eine benachbarte Papierfabrik zur Verfügung. Die ESW hat sich nun zum Ziel gesetzt, die Integration von Tiefengeothermie in die kommunale Wärmeplanung und in die lokale Energieversorgung umzusetzen, um damit die fossile Erzeugung sukzessive durch grundlastfähige, erneuerbare Energie abzulösen.

In einer umfangreichen geowissenschaftlichen Arbeit (Jüstel et al., 2023) wurden wertvolle Einblicke in die lokale Geologie präsentiert und erste Ideen zur Erschließung diskutiert. Anschließend hat sich die Tiefengeothermie in Minden und in ganz Ostwestfalen-Lippe in kürzester Zeit zu einem zentralen Thema der Energiewende entwickelt. Parallel zur Bearbeitung einer umfangreichen Vorstudie durch die ESW wurden wegweisende politische Initiativen und Anreize geschaffen: Im Jahr 2024 wurde vom MWIKE NRW das Explorations- und Bohrprogramm „Geothermie NRW“ als Teil des „Masterplan Geothermie NRW“ aufgesetzt. Zusammen mit der Bereitstellung eines für NRW maßgeschneiderten Förderprogramms über progres.nrw wurde im Herbst 2024 mit der Umsetzung begonnen.

Den Auftakt des Programms bildete die 2D-Seismik-Kampagne „OWL 2024“ des Geologischen Dienstes NRW mit einer Gesamtlänge von etwa 350 km begleitet von wertvoller Öffentlichkeitsarbeit (Road-Shows, Webinare, Entscheider-Briefings, etc.). Primäre Ziele dieser vom Land NRW finanzierten Maßnahme sind (MWIKE NRW, 2024; GDNRW 2024):

- Nachweis der Leistungsfähigkeit geothermischer Reservoire
- Verbesserung der Datengrundlagen
- Umfangreiche Bereitstellung von Daten
- Grundlagen für Investitionsentscheidungen
- Unterstützung der kommunalen Wärmeplanung

Zeitgleich zu den geophysikalischen Untersuchungen wurde von der ESW ein Aufsuchungsantrag bei der Bergbehörde für das Erlaubnisfeld „Geothermie Minden“ (Abb. 1) gestellt und nach einem erfolgreichen Beteiligungsverfahren genehmigt. Das Lizenzgebiet am Übergang vom Niedersächsischen/Ostwestfälischen Tektogen (= Invertiertes Niedersachsen-Becken) zur Norddeutschen Tiefebene erstreckt sich über eine Fläche von ca. 220 km^2.

Eine weite, hauptsächlich landwirtschaftlich genutzte Sumpflandschaft rund um die Ortschaft Hille im Westen (Großes Torfmoor & Bastauwiesen mit breiten postglazialen Auen) steht im starken Kontrast zum östlichen Teil des Erlaubnisfeldes mit städtisch-industrieller Bebauung entlang der Weser rund um das historische Stadtzentrum von Minden. Eine weitere zentrale Wasserstraße im Erlaubnisfeld bildet der Ost-West-verlaufende Mittellandkanal, entlang dessen sich ein ausgedehntes Hafenareal mit vielseitiger Industrie und zahlreichen Gewerbegebieten gebildet hat. Die Kämme des Wiehengebirges und des Wesergebirges markieren die südliche Grenze. Im Norden grenzt das Erlaubnisfeld an die südlichen Vororte von Petershagen, im Westen an Espelkamp und Lübbecke, und im Osten an die Landesgrenze zu Niedersachsen. Innerhalb des Erlaubnisfeldes befinden sich zahlreiche, großflächige und sich gegenseitig überlagernde Schutzgebiete und Überflutungsflächen.

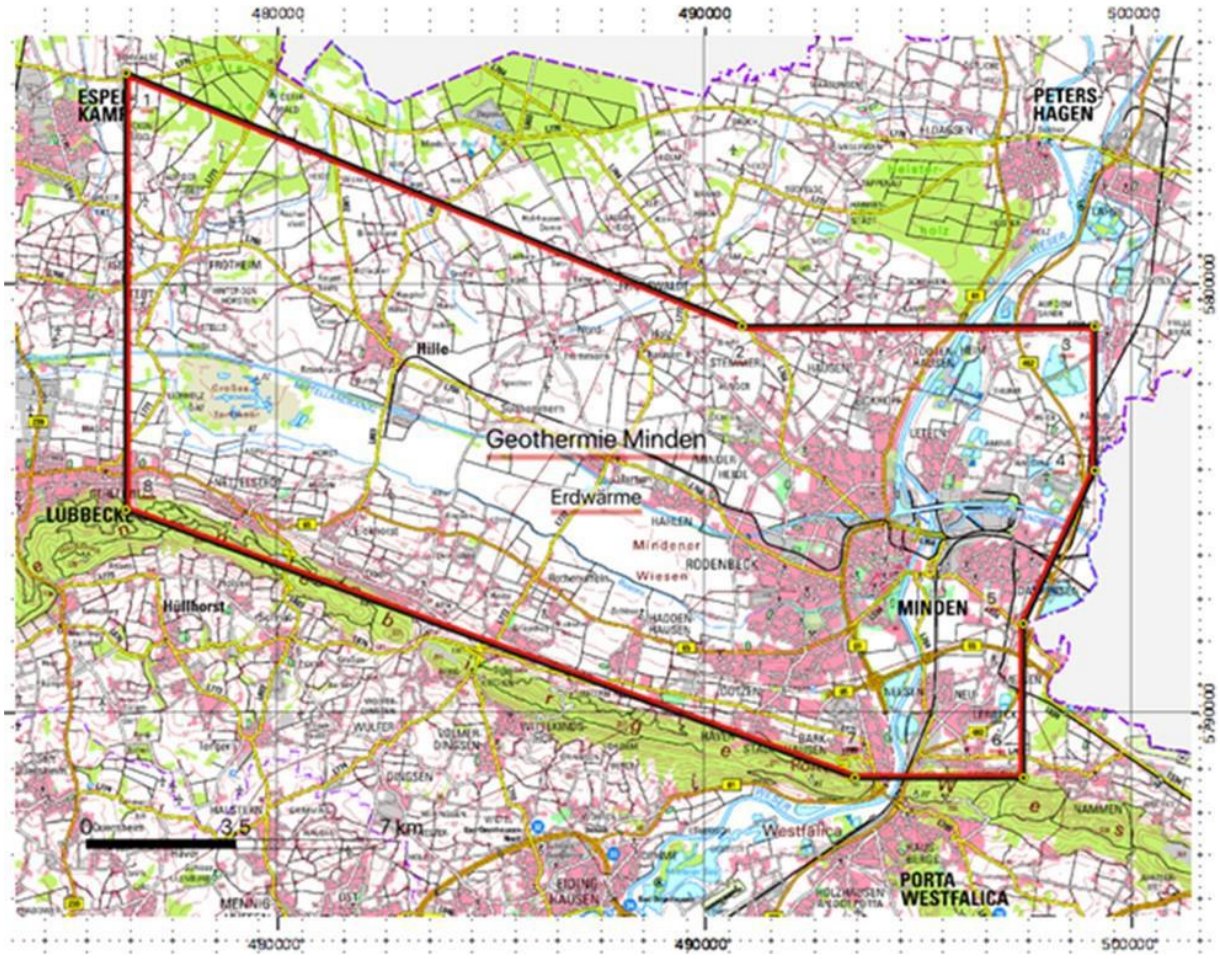


Abbildung 1: Genehmigtes Erlaubnisfeld „Geothermie Minden“ der Energieservice Westfalen Weser GmbH.

Erste Erkenntnisse

Die Wiehengebirgsflexur bildet den Übergang vom südlichen Hochgebiet („Ostwestfälisches Hügelland“) zur „Wiehengebirgs-Randmulde“ unterhalb von Minden und Hille Das Deckgebirge unter der quartären Auflage besteht aus Ton-, Tonmergel, Kalk- und Kalksandsteinen des Mesozoikums (Trias, Jura, Unterkreide). Im Wiehengebirge treten Schichten des Oberen Jura, im Ortsteil Bölhorst Schichten der Unterkreide zutage (Abb. 2). Seit etwa 100 Jahren wird nur wenige Kilometer südlich in Bad Oeynhausen Thermalwasser mit einer Temperatur von ca. 36 °C und Förderraten von ehemals bis zu 100 L/s zu balneologischen Zwecken gewonnen. Als Reservoir dienen stark geklüftete triassische Schichten in bis zu 1.000 m Tiefe (z.B. Deutloff, 1974; Reiche, 1977; Betzer et al., 2003).

Nützliche Explorationsdaten (alte Tiefbohrungen und Alt-Seismik) sind in OWL selten und zudem nur schwer zugänglich. Untersuchungen in den mittlerweile erloschenen Erlaubnisfeldern für Kohlenwasserstoffe blieben ohne (jedenfalls öffentlich nicht zugängliche) relevante neue Erkenntnisse. Das aktuelle Strukturmodell des geologischen Untergrundes basiert daher hauptsächlich auf dem Geotektonischen Atlas (Baldschuhn et al., 2001; Vgl. Abb.2) ergänzt durch neuere Untersuchungen des Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) und des GDNRW. Umso wichtiger erscheinen daher die aktuellen Initiativen der Landesregierung und des GDNRW, da sie zunächst die dringend notwendigen Grundlagen für die Ersterkundung der hydrothermalen Potenziale des geologischen Untergrundes von OWL und anderen Teilen von NRW liefern.

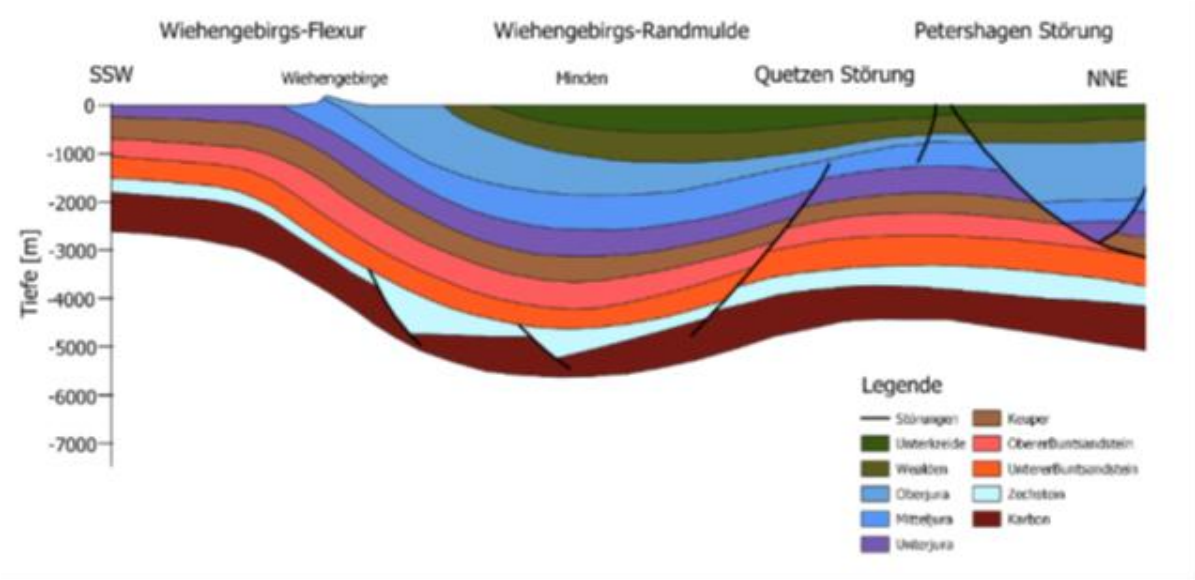


Abbildung 2: Schematisches geologisches Profil 110/6 aus dem Geotektonischen Atlas (Quelle. Baldschuhn et al., 2001).

Von diesen geologischen Bedingungen ausgehend und basierend auf Daten benachbarter Bohrungen und anderen Anhaltspunkten wird insbesondere in Tiefen von etwa 4 km unterhalb von Minden 130 °C heißes Thermalwasser erwartet. Diese Erkenntnisse lassen auf wirtschaftlich profitable Szenarien für die hydrothermale Wärmegewinnung auch für hangende Schichten (z.B. Muschelkalk, Keuper und Dogger) schließen. Den primären Zielhorizont mit dem größten wirtschaftlichen Potenzial stellt der (mittlere) Buntsandstein dar (Übersicht siehe Tab. 1), wobei theoretisch auch Schichten des darunter liegenden Perm in Frage kommen. Um das Thermalwasser aus dieser Tiefe fördern zu können, sollen Dublettenbohrungen realisiert werden. Damit könnte nach dem Bau einer Geothermie-Anlage mindestens das Bestandsnetz in Minden dekarbonisiert werden. Im Erfolgsfall wird die Realisierung von weiteren Bohrungen geprüft.

Tabelle 1: Eckdaten der hydrothermalen Erschließung von Erdwärme für Minden.

Grundkonzept	Hydrothermale Dublette(n)
Primärer Zielhorizont	(mittlerer) Buntsandstein als Kluft-/Störungsgebundenes Reservoir
Tiefe (TVD)	>4.000 m
Bohrmeter (MD)	>5.000 m
Geothermischer Gradient	ca. 34 °C/km (Vgl. Agemar et al., 2012)
Erwartete Temperatur	>130 °C
Erwartete Schüttung	ca. 100 L/s
Weitere (sekundäre) hydrothermale Systeme	Dogger, Keuper, Muschelkalk, ggf. Perm als Kluft-/Störungsgebundene Reservoirs (ggf. Karst)

Im Aufsuchungsgebiet wird zudem eine komplexe Hydrogeologie mit heterogener Hydrochemie mit Salzgehalten (TDS) um 10 %, z.T. sehr hohen Sulfatgehalten (siehe Michel et al., 1998) und erhöhtem CO_2-Risiko erwartet (z.B. Petmecky et al., 1999). Aufgrund der sehr hohen thermischen Reife der Kohlenwasserstoff-Muttergesteine in der Umgebung und starker Kompaktion und Klüftung des Deckgebirges sind lokale Vorkommen von Erdgas möglich (Bruns et al., 2013, Fink et al., 2019; Froidl et al., 2021). Es ist also ein engmaschiger Risikoansatz notwendig. Die Durchführung einer 3D-Seismik wird somit zur Pflicht.

Erfahrungen und Schlussfolgerungen

Die bisher sehr erfolgreiche Projektierung im Tiefengeothermie Greenfield von Minden basiert auf sorgfältiger Datenanalyse und umfangreicher (teils zeitintensiver) Datenbeschaffung. Im Rahmen der Vorstudie stellte der enge Austausch mit den zuständigen Behörden und anderen Stakeholdern eine zentrale Grundlage für die Erreichung wichtiger Meilensteine dar. Die zuständigen Behörden zeigten sich dabei durchgehend höchst-kooperativ und unterstützend.

Beim Energieversorger ESW, der bisher kaum mit komplexen geologischen Themen in Berührung kam, entwickelte sich durch schnelle und klare Kommunikation ein sehr großes Interesse, eine hohe Flexibilität und eine sehr steile Lernkurve. Das nötige Risikobewusstsein und das Vorfreudemanagement wurden sorgfältig gemanagt und sind zu festen Bestandteilen des Projektmanagements geworden.

Durch die effiziente Synchronisierung und Verteilung der einzelnen notwendigen Aufgaben und Arbeitsschritte in einem multidisziplinären Team konnte im Mai 2025 sowohl die Aufsuchungserlaubnis erteilt als auch die umfangreiche Vorstudie inklusive unabhängigem Peer-Review abgeschlossen werden. In der zweiten Jahreshälfte des Jahres 2025 erfolgte die Erstellung eines Leistungsverzeichnisses basierend auf dem in der Vorstudie ermittelten Arbeitsprogramm, die Vorbereitung eines Förderantrags und schließlich die Ausschreibung für den ersten Teil der nun anlaufenden Machbarkeitsstudie.

Die regelmäßige Rücksprache mit den wichtigsten Stakeholdern und auch die vielerorts parallel stattfindende Öffentlichkeitsarbeit des GDNRW (unterstützt durch viele andere Beteiligte und Dienstleister) und schließlich die Orientierung an den BVEG/DGMK-Leitfäden sorgten für breite Akzeptanz und hohen Qualitätsgewinn in einem sehr frühen Projektstadium.

Ausblick

Aktuell wird eine Machbarkeitsstudie angefertigt, wobei der Fokus im Verlauf des Jahres zunächst auf der Auswertung und Re-Interpretation der Altbohrungen, der Altseismik, der jüngsten 2D-Seismik-Kampagne OWL 2024 des GDNRW, sowie der Erstellung eines ersten geologischen Strukturmodells für das Erlaubnisfeld liegt.

Die weitere Projektplanung umfasst eine 3D-Seismik-Kampagne im Stadtgebiet von Minden (2026/2027) und den zweiten Teil der Machbarkeitsstudie inklusive Auswertung der 3D-Seismik und Erstellung eines detaillierten geologischen Modells (2027). Die ersten Tiefbohrungen sollen zwischen 2028 und 2030 durchgeführt werden, sodass ab 2030 mit dem Anlagenbau und schließlich der Wärme- (ggf. Strom-)Gewinnung aus lokal produzierter, erneuerbarer, klimaneutraler und grundlastfähiger Erdwärme begonnen werden kann.

In Anbetracht der weiter zunehmenden innen- und außenpolitischen Treiber kann man es kaum erwarten. Auch deshalb ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass in OWL bald weitere Tiefengeothermie-Projekte entstehen werden.

Quellen- und Literaturverzeichnis

Agemar, T., Schellschmidt, R., & Schulz, R. (2012). Subsurface temperature distribution in Germany. Geothermics, 44, 65-77. DOI: https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2012.07.002

Baldschuhn, R., Binot, F., Fleig, S., & Kockel, F. (2001). Geotektonischer Atlas von Nordwest-Deutschland und dem-deutschen Nordsee-Sektor. Geologisches Jahrbuch Reihe A, Band A 153, 88 Seiten. Schweizerbart. ISBN 978-3-510-95881-8. https://www.schweizerbart.de/publications/detail/isbn/9783510958818/Geotektonischer_Atlas_von_Nordwest_Deutschland_und

Betzer, H.-J., Dassel, W., Drozdzewski, G., Farrenschon, J., Gawlik, A., Heuser, H., Juch, D., Ribbert, K. H., Skupin, K., unter Mitarbeit von Klassen, H. & Berenger, D (2003): Geologie im Weser- und Osnabrücker Bergland. – 219 S., 6 Taf., 59 Abb., 18 Tab.; Krefeld (Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen).

Bruns, B., Di Primio, R., Berner, U., & Littke, R. (2013). Petroleum system evolution in the inverted Lower Saxony Basin, northwest Germany: a 3D basin modeling study. Geofluids, 13(2), 246-271. https://doi.org/10.1111/gfl.12016

BVEG/DGMK (2024). Leitfaden für die wirtschaftliche Bewertung geologischer Risiken von tiefengeothermischen Projekten (Stand: 12/2024). https://www.bveg.de/umwelt-sicherheit/technische-regeln/leitfaden-wirtschaftliche-bewertung-geologischer-risiken-von-tiefengeothermischen-projekten/

Deutloff, O. (1974): Die Hydrogeologie des nordwestlichen Weserberglandes in der Umgebung von Bad Salzuflen und Bad Oeynhausen. - Fortschr. Geol. Rheinld. u. Westf., 20: 111-194, 12 Abb., 9 Tab., 4 Taf.; Krefeld.

Fink, R., Frohn, V., Froidl, F., Littke, R., & Uffmann, A. K. (2019). Impact of burial history on petrophysical properties of Jurassic and Lower Cretaceous mudstones as potential nuclear waste storage sites in the Lower Saxony Basin, Northern Germany. Journal of Applied & Regional Geology/Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften (ZDGG), 170. DOI: 10.1127/zdgg/2019/0191

Froidl, F., Littke, R., Baniasad, A., Zheng, T., Röth, J., Böcker, J., ... & Strauss, H. (2021). Peculiar Berriasian “Wealden” Shales of northwest Germany: organic facies, depositional environment, thermal maturity and kinetics of petroleum generation. Marine and Petroleum Geology, 124, 104819. DOI: https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104819

Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen, GDNRW (2024): Geowärme-Wir erkunden NRW. Für eine nachhaltige Wärmeversorgung. https://geowaerme.nrw.de/

Jüstel, A., Knaub, O., Strozyk, F., Bussmann, G., Wellmann, F., & Kukla, P. (2023). Spatial distribution of Mesozoic deposits and their temperature ranges within the Weser-Wiehengebirge Syncline of the inverted Lower Saxony Basin, Minden area, Germany. Advances in Geosciences, 58, 121-134. https://doi.org/10.5194/adgeo-58-121-2023

Michel, G., Adams, U., & Schollmayer, G. (1998). Mineral-und Heilwässervorkommen in Nordrhein-Westfalen und angrenzenden Gebieten. Krefeld (Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen).

Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, MWIKE NRW (2024). Masterplan Geothermie Nordrhein-Westfalen (NRW), unter: https://www.wirtschaft.nrw/masterplan-geothermie

Petmecky, S., Meier, L., Reiser, H., & Littke, R. (1999). High thermal maturity in the Lower Saxony Basin: intrusion or deep burial?.Tectonophysics, 304(4), 317-344. DOI: https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00030-X

Reiche, E. (Hrsg.) (1977). Der Alexander-von-Humboldt-Sprudel in Bad Oeynhausen - Mit Beiträgen von u.a. Geyh, Knauff, Langguth. Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen Bd.26, 79 Abb., 10 Tafeln und 19 Tabellen. Geologisches Landesamt NRW, Krefeld.

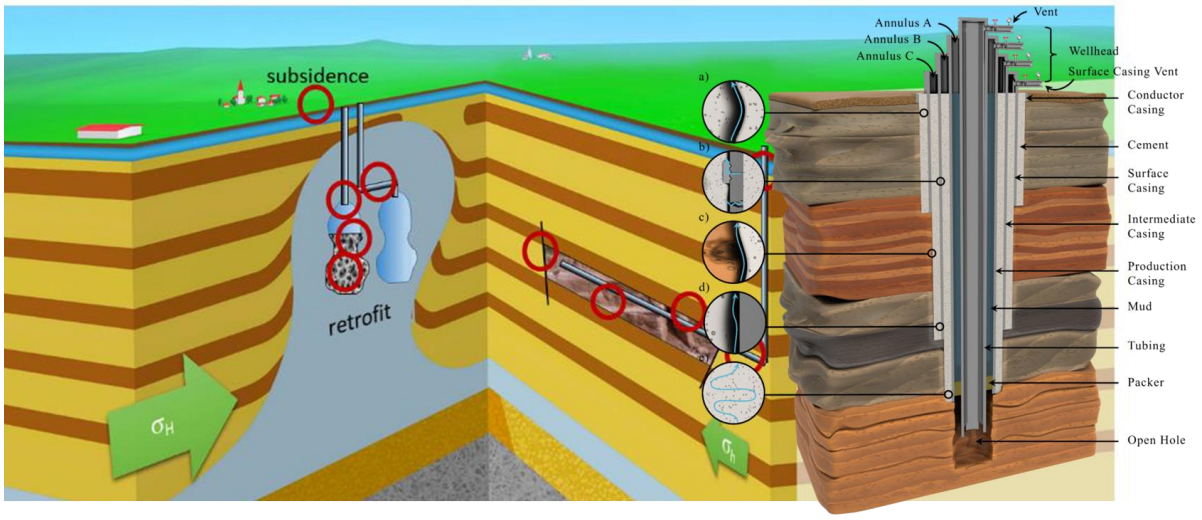
Beschleunigung der Tiefen Geothermie in Deutschland – Erkundung

B. Lehmann, B. Dombrowski
DMT GmbH & Co. KG, Essen, Germany

Im aktuellen politischen Kontext, in dem die Energiewende und zunehmend die Wärmewende eine zentrale Rolle spielt, wird der Erfolg des Plans "Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne Geothermie für die Wärmewende" vom November 2022 rückschauend analysiert. Diese Initiative war angekündigt als ein bedeutender Schritt in Richtung einer nachhaltigen und klimafreundlichen Wärmeversorgung. Die Geothermie, als eine der vielversprechendsten erneuerbaren Energiequellen, bietet das Potenzial, die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern und die CO2-Emissionen zu senken.
Trotz der positiven Entwicklungen stehen Projektentwickler, Erkundungsfirmen und Berater vor erheblichen Herausforderungen. Lange Genehmigungswege, hohe Erkundungsrisiken und mangelnde Planungssicherheit, insbesondere in den frühen Phasen der Projektierung und Erkundung, hemmen den Fortschritt. Diese Hürden sind nicht nur technische oder bürokratische Hindernisse, sondern spiegeln auch die komplexen politischen und gesellschaftlichen Anforderungen wider, die mit der Nutzung von Geothermie verbunden sind.
Um die Erkundung, einen wesentlichen Baustein der Projektentwicklung, zu beschleunigen, gibt es mehrere strategische Ansätze. Einerseits könnte die operative Ebene durch eine schnellere Planung und Durchführung der Seismik, einschließlich der erforderlichen Genehmigungen, optimiert werden. Andererseits müssen die Genehmigungsprozesse selbst, die Aspekte wie Artenschutz und Kampfmittelfreiheit betreffen, effizienter gestaltet werden. Hierbei spielen auch Prozesse wie VEMAGS (Verfahrensmanagement für Großraum- und Schwertransporte) und Lärmschutzmaßnahmen eine entscheidende Rolle.
Ein Lichtblick in diesem Kontext ist das Geothermie Beschleunigungsgesetz, das der Bundestag im Dezember 2025 verabschiedet hat. Dieses Gesetz könnte als Katalysator wirken, um die bürokratischen Hürden zu überwinden und die Genehmigungsprozesse zu straffen, was letztlich die Umsetzung von Geothermieprojekten erheblich beschleunigen könnte.
Abschließend wird die Frage aufgeworfen, ob die derzeitige sequenzielle Fördersystematik in diesem Zusammenhang sinnvoll ist. Es wird diskutiert, welchen Beitrag eine gezielte Explorationsinitiative zur Beschleunigung der Geothermieprojekte leisten kann. In einer Zeit, in der die Wärmewende politisch und gesellschaftlich dringlicher denn je ist, könnte eine solche Kampagne entscheidend dazu beitragen, die Tiefe Geothermie als Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Wärmeversorgung der Zukunft zu etablieren.

Sichere und nachhaltige Erschließung für H_2-Untergrundspeicher

Frank R. Schilling[1], Andreas Henk[2], Marcel Schulz[1], Birgit I.R. Müller[1], das SAMUH$_2$ Team
[1]KIT, Angewandte Geowissenschaften, Karlsruhe, Germany, [2]TU-Darmstadt, Angewandte Geowissenschaften, Darmstadt, Germany



Für eine resiliente Energieversorgung müssen Energiemengen im 100er TWh Bereich sicher gespeichert werden. Neben Batteriespeichern und Pumpspeicherkraftwerken (in der Summe < 1 TWh) und Wärmespeichern werden dazu aktuell stoffliche Speicher auf der Bais von Kohlenwasserstoffen (z.B. Erdöl, Erdgas) verwendet (> 300 TWh). Bei einer Umstellung auf eine nachhaltige Energieversorgung wird auf absehbare Zeit eine stoffliche Speicherung von Energie (z.B. als Wasserstoff) notwendig sein. Deshalb ist eine langfristige, effiziente und sichere Nutzung von Untertage-Gasspeichern (UGS) für eine sichere Energieversorgung im Land notwendig. Bei einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff (H_2) im Energiesystem werden sichere und innovative Erschließungskonzepte für Ausbau und Nachnutzung sowie angepasste Monitoring-Strategien für H_2 benötigt: Dies beinhaltet neue Erschließungskonzepte z.B. über Horizontalbohrungen für Porenspeicher und die Nachnutzung existierender Speicher, u.a. die Nutzung von Kavernenspeichern als Bioreaktoren. Im vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Verbundvorhaben SAMUH$_2$ wurden dazu verschiedene Aspekte der Nutzung von Poren- und Kavernenspeichern sowie Strategien zum Retrofitting bestehender Speicher systematisch untersucht. So geht beispielsweise in Kavernen aufgrund des plastischen Materialverhaltens von Halit ca. 1% des Speichervolumens pro Jahr verloren. Dies führt zu einer signifikanten Subsidenz an der Erdoberfläche und zusätzlichen Spannungen an den Kavernenwänden und im Bereich der Bohrungen. Es werden Konzepte diskutiert und vorgestellt, die eine Reduktion dieser Deformationen ermöglichen. Quantitative Untersuchungen der Wechselwirkungen des Verbundsystems Bohrlochverrohrung, Zement und Formation, insbesondere bei zyklischer Belastung, zeigen auf, wie die Lebensdauer von

Speichern und deren Kapazität erhöht und der sichere Betrieb und damit die nachhaltige Nutzung des Untergrundes gewährleistet werden kann.

Hebungen und Absenkungen über Speicherfeldern

Die Eigenschaften von porösen Medien können durch ein poro-elasto-plastisches Materialienverhalten angenähert werden. Bei Porenspeicher dominiert das elastische Verhalten und die Druckänderungen im Reservoir pausen sich zur Oberfläche mit geringem Zeitversatz als Hebungen (beim Befüllen) und Absenkungen (beim Entleeren) durch. Die Konversion von nahezu ausgeförderten Erdgaslagerstätten und von aktuell als Untertage-Erdgasspeicher genutzten Strukturen sowie die Nutzung von salinen Aquiferen für die Wasserstoffspeicherung wurden mit thermo-hydro-mechanisch gekoppelten Modellen untersucht. Dabei wurde neben verschiedenen Kissengasen und Injektions-Produktions-Szenarien auch die Möglichkeiten einer *in situ* Methanisierung betrachtet (von Reinicke Laredo et al., 2026). Bei der Auswertung der Simulationen wurde neben dem Wasserstoffanteil im rückgeförderten Gasstrom auch das Reaktivierungspotential von Störungen und die Integrität der abdeckenden Gesteine untersucht.

Bei Kavernenspeichern führt die plastische Verformung im Salz zu einer Subsidenz. In mit Erdgas gefüllten Kavernen gehen durch Konvergenz jedes Jahr rund 1% des Speichervolumens jeder Kaverne verloren. Dies wurde im Rahmen des SAMUH$_2$ Vorhabens über die Auswertung von Satelliten-basierten INSAR Messungen (persistant scatterer) bestimmt. Die Beobachtungen stimmen sehr gut mit Modellierungen überein, bei denen das Untergrundverhalten mithilfe eines elasto-plastischen Materialverhaltens unter Berücksichtigung der Füllständen der Kavernen modelliert wurde. Je nach Speicherbefüllung wurden Subsidenzen > 3 cm/a beobachtet. Dabei variiert die Subsidenz je nach Füllstand der Kavernen.

Bei Speicherung von Wasserstoff wird erwartet, dass die Subsidenz zunimmt, da für dieselbe gespeicherte Energie ein Vielfaches an Speichervolumen benötigt wird und durch unterschiedliche Realgasfaktoren auch der Kissengasanteil vermutlich höher ausfällt (je nach Speicherdesign ist ein bis zu 10faches Speichervolumen notwendig). Dies könnte zu einer Subsidenz von mehreren Dezimetern pro Jahr führen.

Im Rahmen des Vorhabens wurde deshalb untersucht, wie die Subsidenz verringert und eine langfristigere Nutzung von Kavernen möglich wäre. Bei Beladung einer Kaverne mit Feststoffen (z.B. ein poröses Material) würde sich zwar das Speichervolumen verringen (ca. auf 40 %), der Speicher könnte dann jedoch ohne Kissengas betrieben werden, ohne dass dadurch die Kaverne instabil würde. Modellierungen unter Annahme von Verdichtungsmodellen für Lockermaterialien zeigen, dass eine Reduktion (berechnet auf 100 Jahre) der Subsidenz auf 1% der aktuellen Werte realistisch erscheint. Dies würde auch die langfristige Nutzung von Verrohrungen – die durch die Subsidenz einem zusätzlichen Stress ausgeliefert sind – signifikant reduzieren und damit die Nutzungszeit von Kavernen erhöhen.

Darüber hinaus wurde untersucht, ob eine entsprechend modifizierte Kaverne auch als großer Bioreaktor verwendet werden könnte, um aus Wasserstoff und Kohlendioxid Methan produziert werden kann. Die prinzipielle Funktionsfähigkeit kann gezeigt werden, es ist jedoch wichtig, eine ausreichende Feuchtigkeit im Bereich der Biofilme sicherzustellen und

über eine Drainage zwischen Kavernensumpf und Biofilm eine hohe Salinität im Bioreaktor zu vermeiden.

Speichererschließung

Bei der Qualifizierung von Speichern müssen sowohl Migrationen in Salzkavernen als auch Migrationen durch das Deckgebirge untersucht und der Einfluss von Wasserstoff auf die Speichersicherheit quantifiziert werden. Im Rahmen des Vorhabens wurden deshalb von Projektpartnern (Gesteinslabor Jahns & Institut für Gebirgsmechanik) eine Anlage zur Messung der Durchlässigkeit von Cap-Rocks aufgebaut sowie eine Strategie zur Qualifizierung von Salzkavernen erstellt. Neben den natürlichen Barrieren müssen die technischen Installationen für einen Wasserstoffbetrieb qualifiziert sein,

Förder- und Injektionsbohrungen in Untertagespeichern bilden potenzielle Leckage-Pfade. Bei der stofflichen Speicherung von Energie, die durch fluktuierende Erneuerbare Energie wie Wind und Photovoltaik produziert werden, muss in den Bohrungen mit stark variablen Fließraten und damit Drücken gerechnet werden. Vor diesem Hintergrund können die Bohrungen einer hohen zyklischen Druck- und Temperaturbelastung bei Injektion und Förderung ausgesetzt sein. Deshalb wurde die Dichtigkeit von Bohrzementproben und der Verbund Zement-Stahlrohr im Technikumsmaßstab untersucht. Dabei wurden der Einfluss zyklischer Temperatur- und Druckbelastungen auf den Zement und eine zementgefüllte Rohrtour untersucht und quantitativ ausgewertet. Dabei kann gezeigt werden, dass bei einer erfolgreichen Zementation die Bohrung eine ausreichende Dichtigkeit auch nach einer zyklischen Belastung aufweist.

Eine Möglichkeit, die Anzahl der Leckage-Pfade zu reduzieren, ist der der Einsatz von Horizontalbohrungen. Bei einer Speicher-Erschließung über Horizontalbohrungen müssen ggf. horizontale Strecken zementiert werden. Entsprechende Erschließungskonzepte wurden dazu im Vorhaben SAMUH$_2$ diskutiert und spezifische Zementationsexperimente für Horizontalbohrungen durchgeführt. Aufgrund der höheren Dichte von Zement gegenüber Spülungen kann es bei der Verfüllung von Horizontalstrecken bevorzugt zur Bildung von „Mudchannels“ an der Oberseite der Bohrungen kommen. Im Rahmen des Vorhabens wurden deshalb horizontale Zementationen im Technikumsmaßstab durchgeführt, verschiedene Zementmischungen untersucht und Verfüllungsexperimente durchgeführt. Darüber hinaus wurde der Einfluss von Wasserstoff auf die Qualität der Zementation untersucht.

Um die Qualität von Bohrungen zu überprüfen, werden weltweit routinemäßig Untersuchungen zu „Sustained Casing Pressure“ (SCP) oder zum „Surface Casing Vent Flow“ (SCVF) durchgeführt. Eine Untersuchung der weltweit verwendeten Regularien (bzw. Industriestandards) bei Bohrlochüberwachungsstrategien wurde durchgeführt und daraus ein Konzept abgeleitet, wie eine sinnvolle Qualifizierungs- und Überwachungsstrategie für Wasserstoffspeicher aussehen sollte.

Fazit

Mit dem heutigen Stand der Technik und dem im Projekt gewonnen Wissen können Speicher qualifiziert und sicher betrieben werden. Dazu müssen die besonderen Eigenschaften von Wasserstoff berücksichtigt und der Einfluss von Wasserstoff auf das

Deckgebirge getestet, die Biozönose beachtet und das Reservoirmanagement angepasst werden.

Für eine langzeitsichere Verwahrung von Kavernen wird eine alternative Verwahrungsstrategie vorgeschlagen, die einen verlängerten Betrieb von Kavernen ermöglicht und es zusätzlich erlaubt, Kavernen als (Bio-)reaktoren zu nutzen. Erste Versuche und Modellierungen sind erfolgversprechend.

Für alle Speicher gilt, dass detailliertere standortbezogene Untersuchungen unter Nutzung des Stands von Forschung und Technik für einen sicheren Betrieb und eine nachhaltige Verwahrung notwendig sind.

Referenzen

Bruckschlögl S., C. Cheng, P. Thissen, B. Busch, C. Hilgers, F. Dehn (2026) *Hydrogen reactivity with wellbore and polymer-modified cements: experimental insights for safe underground hydrogen storage*, International Journal of Hydrogen Energy 210, 153578

Schulz M., M. Talukdar, I. Pfander, G. Lackey *et al. (*2025) *Global regulations and practices for well integrity management: a review,* Journal of Petroleum

Seidel A., M. Even, M. Westerhaus,, H. Kutterer (2025). *Surface displacement monitoring and geophysical source modeling at the gas storage cavern field Epe.* doi:10.5445/IR/1000180142

von Reinicke Laredo, D., Roy, S., Mozer, T. & Henk, A. (2026) *Reservoir simulation studies and techno-economic analysis of underground hydrogen storage in a depleted gas reservoir – A case study from northwestern Germany.* International Journal of Hydrogen Energy 226, 154534

Monitoring and modeling surface displacements above the gas storage cavern field Epe (Germany) with a geophysical source model

A. Seidel, M. Even, H. Kutterer, M. Westerhaus
Karlsruhe Institute of Technology, Geodetic Institute, Geodetic Earth System Sciences, Karlsruhe, Germany

Abstract

Underground storage caverns in salt-rock layers, containing natural gas or hydrogen, are an important part of the energy infrastructure. As the pressure inside a cavern is lower than in the surrounding rock, the cavern converges and the surface above subsides. These displacements vary spatially and temporally depending on usage, location and number of caverns. Ensuring long-term integrity requires continuous monitoring of cavern convergence and precise surface displacement measurements to estimate potential risks for infrastructure.
At the storage cavern field Epe in North Rhine-Westphalia (Germany), surface displacements are complex, as signals of 114 caverns superpose with processes such as groundwater-level variations. Monitoring with sufficient spatial and temporal coverage is difficult, and modeling with a long-term linear subsidence trend and seasonal term is not accurate for Epe, where annual total subsidence varies significantly with cavern filling levels.

We present an integrated monitoring and modeling approach combining multi-temporal SAR interferometry (InSAR), GNSS, and leveling data to derive a geophysical source model for Epe with a causal relation to cavern filling levels. The model combines the approach of Ślizowski et al. (2010) using the pressure dependent Norton creep law with a multi cavern variant of the Sroka-Schober model (Sroka et al., 2017). Local parameters are derived through optimization using the InSAR, GNSS, and leveling data. The resulting model enables 3D surface displacement estimations at daily temporal resolution and shows strong correlation to cavern filling levels, convergence, and measured subsidence.
This work demonstrates that combining InSAR time series analysis and geophysical source modeling enables high resolution and accurate monitoring of surface deformation at underground energy storage sites.

Introduction

Underground storage sites, storing natural gas and more recently hydrogen, are an important part of the energy infrastructure. Depending on the gas pressure inside the storage, the surface above the site responds with deformation. While for porous rock storage sites, the surface displacements can be described as an elastic response of the ground to pressure changes, causing a cyclic, often seasonal pattern of uplift and subsidence, storage caverns in salt rock layers are different because of the viscoelasticity of the salt. As the pressure inside such a cavern is kept lower than in the surrounding rock, it causes the cavern to continuously converge. This volume loss translates to the surface and causes permanent subsidence. These surface displacements can vary in strength and shape, fluctuating spatially and temporally depending on the usage, location and number of caverns located at one site. The long-term integrity of such storage fields requires continuous monitoring of cavern convergence and precise measurement of the associated surface displacements, to estimate potential risks for damage to infrastructure in that area.

In this work we study surface displacements at the storage cavern field Epe in North Rhine-Westphalia (Germany). Here, the surface displacements are spatially and temporally complex, as cavern-related displacements of 114 gas and liquid filled caverns superpose with additional processes such as the surface response to groundwater-level variations, especially in the western part of the cavern field, where a fen is located (see Fig. 1). Monitoring surface displacements in such a scenario with sufficient spatial and temporal coverage of measurements is difficult, even when combining multiple geodetic methods. Modeling proves equally challenging, as describing such a displacement field with the common parameterization for deformation of a long-term linear subsidence trend that is superposed by a seasonal term, proves not to be accurate for Epe, where annual total subsidence shows to vary significantly depending on the filling levels of gas caverns throughout the year.

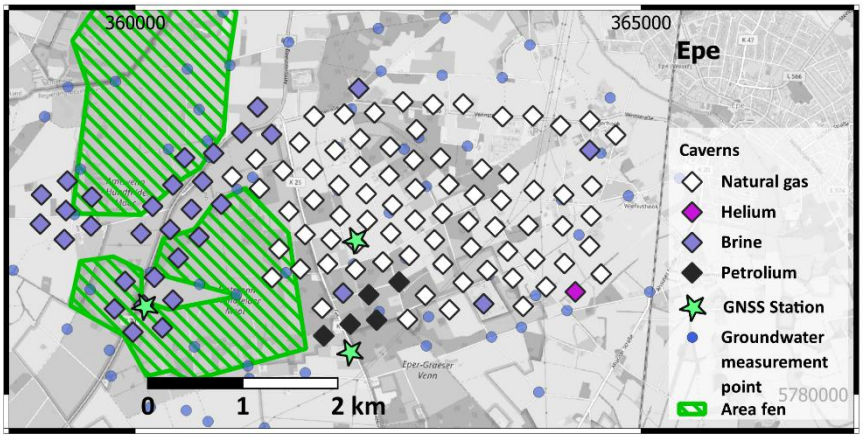


Figure 1: Map of the storage cavern field in Epe Caverns of different types are indicated with diamonds, the fen area is marked with green dashed lines, locations of GNSS permanent stations are marked with green stars. From Seidel et al. (2024)

We therefore present an integrated monitoring and modeling approach that combines multi-temporal SAR interferometry (InSAR), GNSS, and leveling data to derive local parameters for a geophysical source model for Epe that can describe surface displacements with a causal relation to cavern filling levels. This enables surface displacement predictions where no measurement data is available and could help identify the cause of displacements observed at sites, where the relation to cavern convergence is unclear.

Geodetic data

The geodetic data for this work consists mainly of InSAR time series obtained from ten years (2015-2025) of SAR data from the Sentinel-1 mission, including four tracks with different viewing geometries from ascending and descending orbits. The time series were processed independently for each track, using a combination of the Persistent Scatterer (PS) and Distributed Scatterer (DS) methods, to maximize spatial coverage. The use of DS results in additional scatterers in the fen area, where no GNSS or leveling measurements are available. As this is also the area where one of the two maxima of the east-west directed horizontal displacements are expected, these scatterers are important for deriving the model, but also do contain strong groundwater related signals.
To separate these from the cavern induced signals we use statistic component separation methods as shown in Seidel et al. (2025) and remove the groundwater related signals from the InSAR time series for the purpose of the parameter optimization.

We also use GNSS data from 2018-2023 of three permanent stations in the cavern field (Fig. 1, green stars), and height data from annual levelling campaigns from 2015-2022. Both datasets were provided by the project partner SGW (Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen). SGW also provided data regarding location, volume, storage medium and provider company for each

cavern, as well as the depths of cavern center and top depth of the salt layer at each cavern.

Source model

To relate cavern filling levels to surface displacements, we first model the cavern volume loss as a response to stress, which is the difference between lithostatic pressure and gas pressure inside the cavern for all gas filled caverns individually. For the liquid filled caverns, we assume linear convergence at the rates given for Epe in Sroka et al. (2017). Then, this volume loss is propagated to the surface with a geomechanical model. For both models, we derive the local parameters in a joint optimization from the InSAR, GNSS and levelling data.

Cavern volume loss

We describe the cavern volume change ΔV_{cavern} as the sum of the immediate elastic stress response $\Delta V_{elastic}$ the viscoelastic response of primary creep $\Delta V_{primary\ creep}(t)$ and the secondary, steady creep response $\Delta V_{steady\ creep}(t)$.

$$\Delta V_{cavern}(t) = \Delta V_{elastic} + \Delta V_{primary\ creep}(t) + \Delta V_{steady\ creep}(t) \quad (1)$$

For the elastic response, we use a simple spring model (Eq. 2), for primary creep, we use a Kelvin-Voigt element (Eq.3) and to describe the steady creep, we utilize the Norton creep law (Eq. 4), as in Slizowski et al. (2010).

$$\Delta V_{elastic} = \frac{p_{cav} - p_{lith}}{E_1} \quad (2)$$

$$\Delta V_{primary\ creep}(t) = \frac{p_{cav} - p_{lith}}{E_2}\left[1 - \exp\left(-\left(\frac{E_2}{\eta}\right)t\right)\right] \quad (3)$$

$$\Delta V_{steady\ creep}(t) = A \cdot e^{-\left(\frac{Q}{RT}\right)} \cdot (p_{cav} - p_{lith})^n \quad (4)$$

For all three elements, the pressure difference $p_{cav} - p_{lith}$ describes the stress on the cavern. As exact pressure levels are usually not published by the cavern operators, we approximate cavern pressure from the daily mean filling levels per provider company that are publicly available at the website of the Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI). For this we use the general pressure values of minimum (0%) and maximum pressure (100%) at Epe, provided to us by Uniper Energy. The lithostatic pressure is calculated at the depth of the center of each cavern, for which we assume for the rock layers above the salt layer a density of 2.6 g/cm^3 and for the salt layer a density of 2.2 g/cm^3.
$E_1$and E_2 are the Youngs Moduli for the elastic and the viscoelastic element respectively, and η is the viscosity of the rock salt. T is the temperature inside the cavern, Q is the activation energy of the salt and R is the Boltzmann constant. The creep rate coefficient A and the stress exponent n, are local material parameters which we assume to be same for all caverns and obtain from the parameter optimization. We use literature values for $E_1$and E_2 of 13000 and 20000 MPa respectively and obtain $\frac{E_2}{\eta}$which is the retardation time TR, from the parameter optimization. We use values for Q/R, as given in Ślizowski et al. (2010), and assume a constant temperature of 40°C as we have no information on the actual temperature changes inside the caverns, except that temperature variations are usually not larger than 30°C.
As cavern filling levels are available at a daily temporal resolution, we calculate the cavern volume change ΔV for time intervals of one day.

Volume loss to surface displacement

To describe the surface displacements as a function of cavern volume loss, we use the Sroka-

Schober model (Sroka et al., 2017) in a multi cavern scenario, similar as in Even et al. (2022) for Epe, where the displacements of all caverns superpose each other. As shown in Eq. 5, the maximum subsidence $d_{max(t)}$ caused by the volume loss $\Delta V(t)$ of one cylindrical cavern is described through its geometry and the angle of main influences β . See Fig. 2 for reference.

$$d_{max(t)} = \frac{\alpha \cdot \Delta V(t)}{H_{top} \cdot H_{bot}} \tan^2 \beta \tag{5}$$

H_{top} and H_{bot} are the depths of the cavern roof and floor and α is the coefficient of volume loss, i.e. the ratio between the volume change in the subsidence trough at the surface and the volume change in the cavern.
Vertical and horizontal displacements at distance r from the point of maximum subsidence are described by Eq. 6 and 7, assuming a proportional relationship between horizontal and vertical displacements through the horizontal movement factor B and tilt vector T.

$$d_{v(r,t)} = d_{\max(t)} \cdot e^{\left(-\pi \frac{r^2}{H_{top} \cdot H_{bot}} \tan^2 \beta\right)} \tag{6}$$

$$d_{x(r,t)}, d_{y(r,t)} = -B \cdot T_{x,y} \tag{7}$$

The angle of main influences β is obtained from the parameter optimization and is assumed constant for all caverns. B depends on individual cavern geometry and a factor λ that is also assumed constant for all caverns and obtained from the optimization. See Sroka et al. (2017) for a complete description of the model.

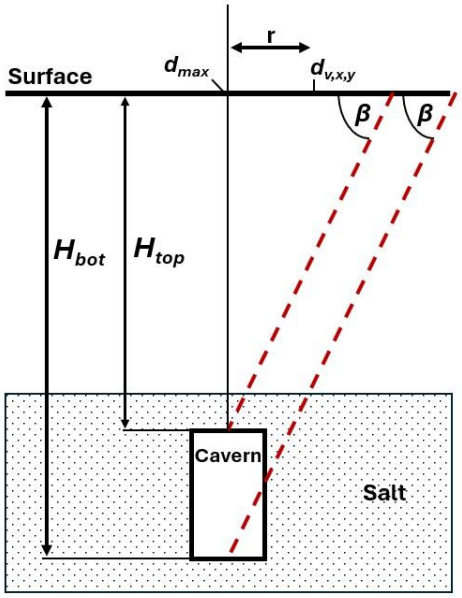


Figure 2: Sroka-Schober model of a cavern. β is the angle of main influences, Ht_{op} and H_{bot} are the depths from surface to cavern roof and floor, r is the distance of a certain point from the point of maximum subsidence d_{max} at the surface

Results and discussion

With the model, a prediction of vertical and horizontal surface displacements for the entire cavern field is now possible, as can be seen in Fig. 3. The derived local parameters are listed in Tab.1. For the period of 2015 to 2025, the cumulative vertical surface displacements show up to 30 cm of subsidence in the center of the cavern field. Horizontal displacements are smaller, up to 11 cm total for north-south directed displacements and up to 8 cm for east-west

directed displacements. Vertical and north-south directed horizontal displacements show the expected patterns of an elongated subsidence trough, while the east-west directed horizontal displacements are more irregular and the extrema are not equal in strength. This is most probably due to the spatial distribution of the caverns in the western field, and because the western part of the field only contains liquid filled caverns, which display a smaller convergence rate than the gas filled caverns for most of the years in the modeled time period.

Table 1: Derived local model parameters

Parameter	A	n	TR (days)	β (°)	λ
Value	$1.95 \cdot 10^{-5}$	5.65	35	31°	0.36

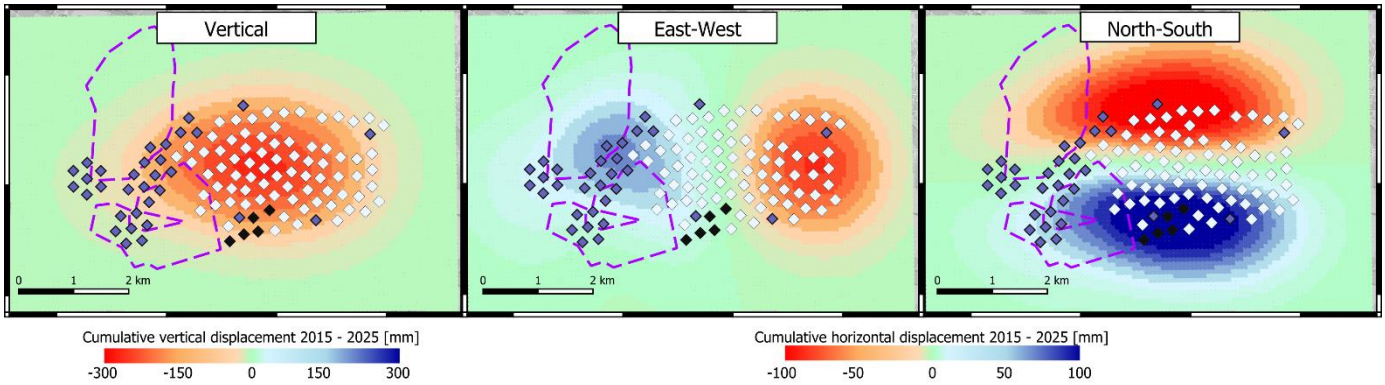


Figure 4: Modeled horizontal and vertical surface displacement components. The caverns (diamonds: black and dark blue are liquid filled caverns, white are gas caverns) and the shape of the fen (dashed purple line) are added for orientation.

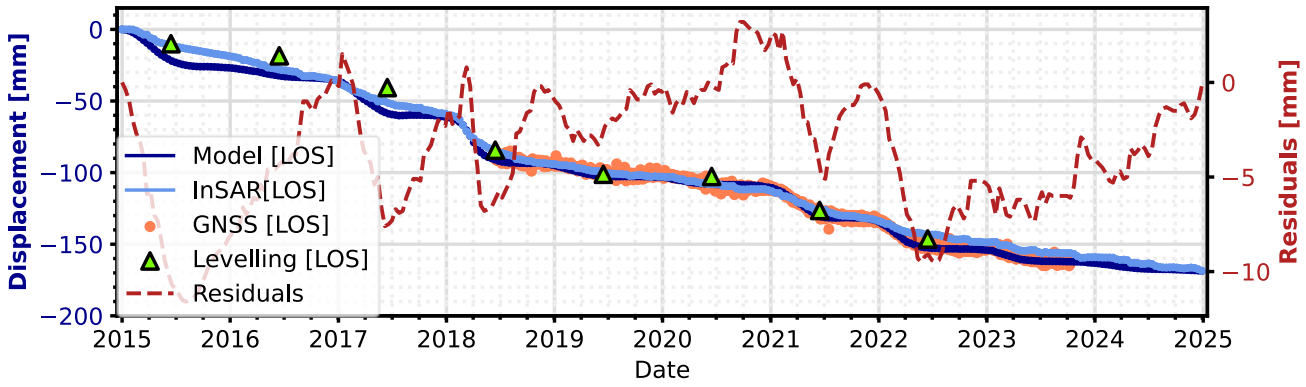


Figure 3: Comparison of modeled deformation translated to LOS geometry of dsc. 37 (dark blue) with results of the InSAR time series analysis of track dsc. 37 (light blue), GNSS (orange) and leveling measurements (green triangles). GNSS and levelling are also translated to LOS. The point location is at GNSS station A01, in the center of the cavern field (central green star in Fig. 1). Left y-axis displays ground displacement [mm] in LOS, right y-axis represents the residuals (red) between model and InSAR time series [mm] in LOS.

Time series of surface displacements at the center of the cavern field, close to the GNSS station A01 (Fig. 4), show a very good agreement between all three geodetic datasets and the model.

Fig. 5 shows a comparison between cumulative displacements in the line of sight (LOS) geometry of InSAR-track ‘descending 37’ (dsc. 37), of InSAR and the model. Again, the displacements match very well, with residuals being high only in the area of the fen. Here we assume that some of the groundwater related displacements have not been completely removed and therefore cause these differences.

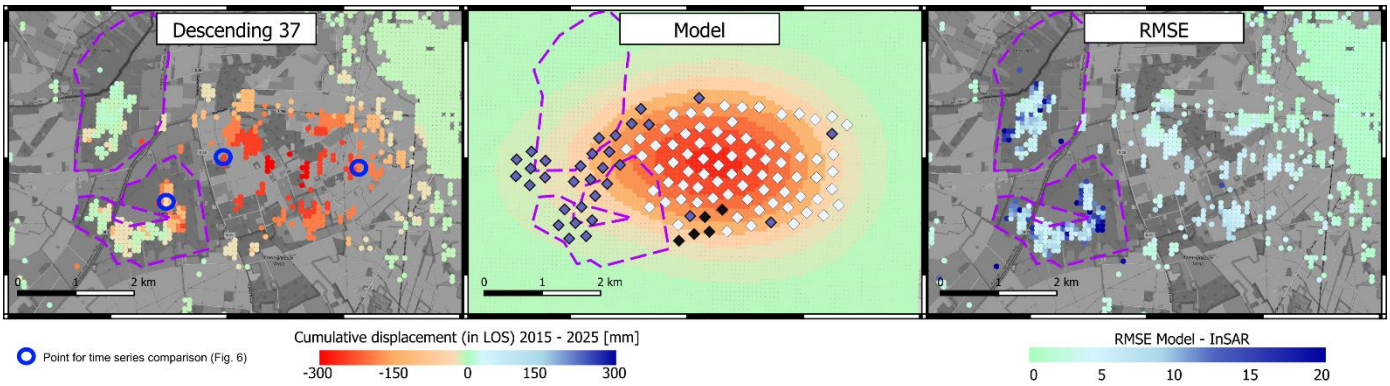


Figure 5: Cumulative displacement from 2015 to 2025 estimated from InSAR time series (left), and model (center) in LOS of track dsc. 37. The RMSE (of all points in time) for each point between model and InSAR is displayed on the right. The blue circles indicate the locations of the points in Figure 6.

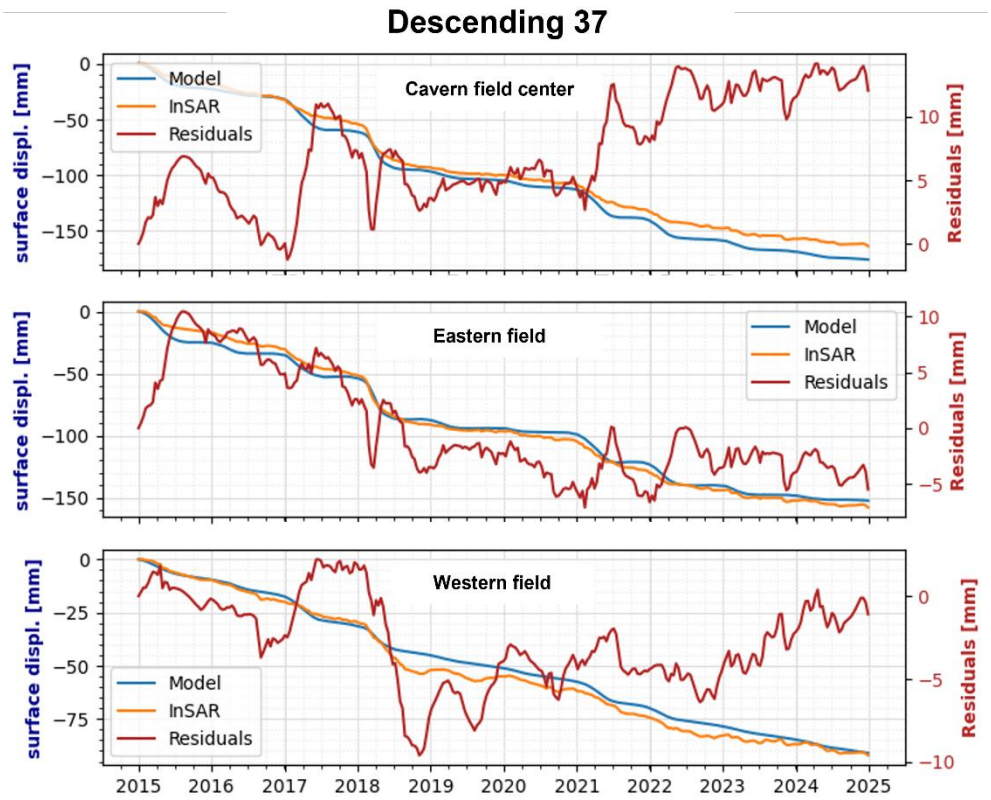


Figure 6: Comparison of modeled deformation translated to LOS geometry of dsc. 37 (blue) with results of the InSAR time series analysis of track dsc. 37 (orange) and residuals (red) between model and InSAR at three points across the cavern field (see Fig. 5 for exact locations). Left y-axis displays ground displacement [mm] in LOS, right y-axis represents the residuals (red) between model and InSAR time series [mm] in LOS.

Fig. 6 shows comparisons between time series of surface displacements from InSAR and modeled displacements, each for three points across the cavern field for track dsc.37. The modeled displacement time series follow the shape of the InSAR displacements closely, with residuals remaining small compared to the total displacement of each time series. Some differences in the temporal curve between model and InSAR could be explained by the fact that the mean filling levels per provider that were used do not always reflect the filling levels of the individual caverns.

Conclusions

Our InSAR, GNSS and levelling based source model enables 3D surface displacement estimations for the entire cavern field at daily temporal resolution, based on publicly available cavern filling level data. The modeled displacements show a strong agreement to the measured surface displacements of all available geodetic datasets. Even though the model relies on multiple assumptions and approximations, it can predict the surface displacements at Epe storage cavern field rather well. The greatest source of inaccuracy is supposedly the assumption of a mean filling level for all caverns of one provider company and the approximation of cavern pressure from those filling levels. Yet, when analysed together with geodetic measurements, this method provides a way to obtain surface displacement information in a spatial and temporal resolution that is not obtainable by any geodetic measurement method alone.

Our work shows that the combined use of InSAR time series analysis and geophysical source modeling enables high resolution and accurate monitoring of surface deformation at underground energy storage sites.

Acknowledgments

We would like to thank SGW (Salzgewinnungsgesellschaft Westfalen) for providing the GNSS and leveling data as well as cavern information data. We thank Uniper Energy GmbH storage for providing additional data and information about their caverns in Epe.
This work was conducted within the SAMUH2 project, funded by the Federal Ministry of Economics and Climate Protection.

References

Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI). https://agsi.gie.eu/#/

Even, M., Westerhaus, M., Seidel, A. „Konvergenz- und druckabhängige Oberflächenverschiebungen über einem Kavernenspeicherfeld in NW-Deutschland, beobachtet mit Methoden der Radarinterferometrie“, DGMK/O¨GEW Frühjahrstagung 2022 – Geo-Energy-Systems and Subsurface Technologies– Key Elements towards a Low Carbon World, 33–41 (2022)

Seidel, A., Even, M., Kutterer, H., Westerhaus, M. “Monitoring eight years of surface displacements at the storage cavern field Epe with multitemporal InSAR“. AVN - Allgemeine Vermessungs-Nachrichten, (5): 270–280 (2024)

Seidel, A., Westerhaus, M., Even, M., Kutterer, H. “Signal decomposition with InSAR displacement time series above a storage cavern field: Example Epe (NRW, Germany). International Association of Geodesy Symposia, (2025)

Ślizowski, J., Urbanczyk, K., Serbin, K. “Numerical analyses of gas storage caverns convergence in salt dome; [numeryczna analiza konwergencji pola komor magazynowych gazu w wysadzie solnym]. Gospodarka Surowcami Mineralnymi / Mineral Resources Management, 26(3), 85–93 (2010)

Sroka, A., Misa, R., Tajduś, K., Klaus, M., Stefan Meyer, S., Feldhaus, B. “Forecast of rock mass and ground surface movements caused by the convergence of salt caverns for storage of liquid and gaseous energy carriers”, 18. Geokinematischer Tag, Bergakademie Freiberg (2017)

Methane Production in Salt Caverns: Biofilm-Based Methanation of Renewable Hydrogen

Jon Hering[1], Anja Striegel[1], Marcel Schulz[2], Frank Schilling[2], Hilke Würdemann[1]
[1]Hochschule Merseburg, [2]Karlsruher Institut für Technologie

Abstract

Large-scale energy storage systems are essential for a security of energy supply and a successful energy transition. While underground methane storage remains the current backbone of large-scale energy storage, power-to-gas enables storing surplus renewable energy as hydrogen. However, the low volumetric energy density of hydrogen requires an increased storage volume to store the same amount of energy as in caverns filled with natural gas. Biological methanation - converting hydrogen (H_2) and carbon dioxide (CO_2) into methane (CH_4) - improves storage efficiency.
The aim of this study is to repurpose abandoned salt caverns as large-scale bioreactors. Therefore, porous expanded clay was colonised with salt-tolerant biofilms to catalyse the methanation of CO_2. In laboratory reactor experiments, hydrogenotrophic archaea achieved an almost total turnover in a batch setup, with activity increasing until all the added H_2 had been utilised. Switching to a continuous supply of H_2 further optimised CH_4 production. The system has maintained relatively stable turnover rates for over 570 days, demonstrating long-term process stability. Additionally, an increase of methanogenic activity was achieved by introducing a highly active liquid culture to the existing biocoenosis.

Introduction

Over the past few decades, renewable electricity generation from wind and solar power stations has expanded significantly. However, wind- and solar-based energy production is subject to fluctuations depending on the season and weather conditions. This has a strong impact on availability and, consequently, on security of supply. Processes for storing excess electricity, such as the concept ‘power-to-gas’, can improve the situation: if surplus electricity generated from renewable sources is used to electrolyse water, so-called green hydrogen can be produced. An extension of this concept is biological methanation. In this process, hydrogen (H_2) and carbon dioxide (CO_2) are converted into methane (CH_4) by methanogenic archaea. Compared to hydrogen, methane already has a well-established infrastructure with a wide range of applications, and it has a higher volumetric energy density (Bettin and Indiger, 2023).
Biological methanation can be combined with the reuse of salt caverns. These have to be stabilised as part of the decommissioning process. A mixture of various porous materials could be used for backfilling, which would simultaneously serve as a growth surface for microorganisms. A stabilised cavern could thus become a biofilm reactor in which methane is produced from fed-in hydrogen and carbon dioxide. Laboratory experiments were conducted to investigate the process stability of methanogenic fixed-bed biofilm reactors, with a view to developing measures to optimise performance.

Materials and methods

To simulate the conditions in a repurposed salt cavern, 5-litre glass reactors were filled with a drainage layer of sterilised gravel and expanded clay covered with biofilm (Figure 1). The overgrown expanded clay was cultivated beforehand using pellets from an UASB (Upflow Anaerobic Sludge Blanket) reactor. The glass reactors were flushed with a gas mixture containing 24 % H_2, 10 % He, 6 % CO_2 and 60 % N_2. The ratio of H_2 to CO_2 was derived from the following reaction equation for methanogenesis:

$$CO_2 + 4\ H_2 \rightarrow CH_4 + 2\ H_2O \qquad \text{(Equation 1)}$$

The drainage layer was supposed to prevent the overgrown expanded clay from becoming covered with accumulating water and reducing its activity. The helium in the gas mixture served as a tracer to indicate the loss of hydrogen due to leaks or diffusion effects. The gas mixture was supplied via a gas tank and passed through a wash bottle filled with water for humidification. Following the reactor, an additional wash bottle functioned as a barrier against the ingress of oxygen and served as a flow indicator. The gas flow rate was measured using a gas meter. During start-up, 10 mL of methanogenic medium (as described by Katayama and Kamagata, 2017) was added to humidify the system and supply the microorganisms with mineral nutrients, vitamins and trace elements. The reactors were maintained at 28 °C using a circulatory heating system. A total of four reactors were operated at different times, three of which were identical. The fourth was put into operation as an upscaling experiment in collaboration with the Karlsruhe Institute of Technology (KIT) (Schulz et al., 2026).

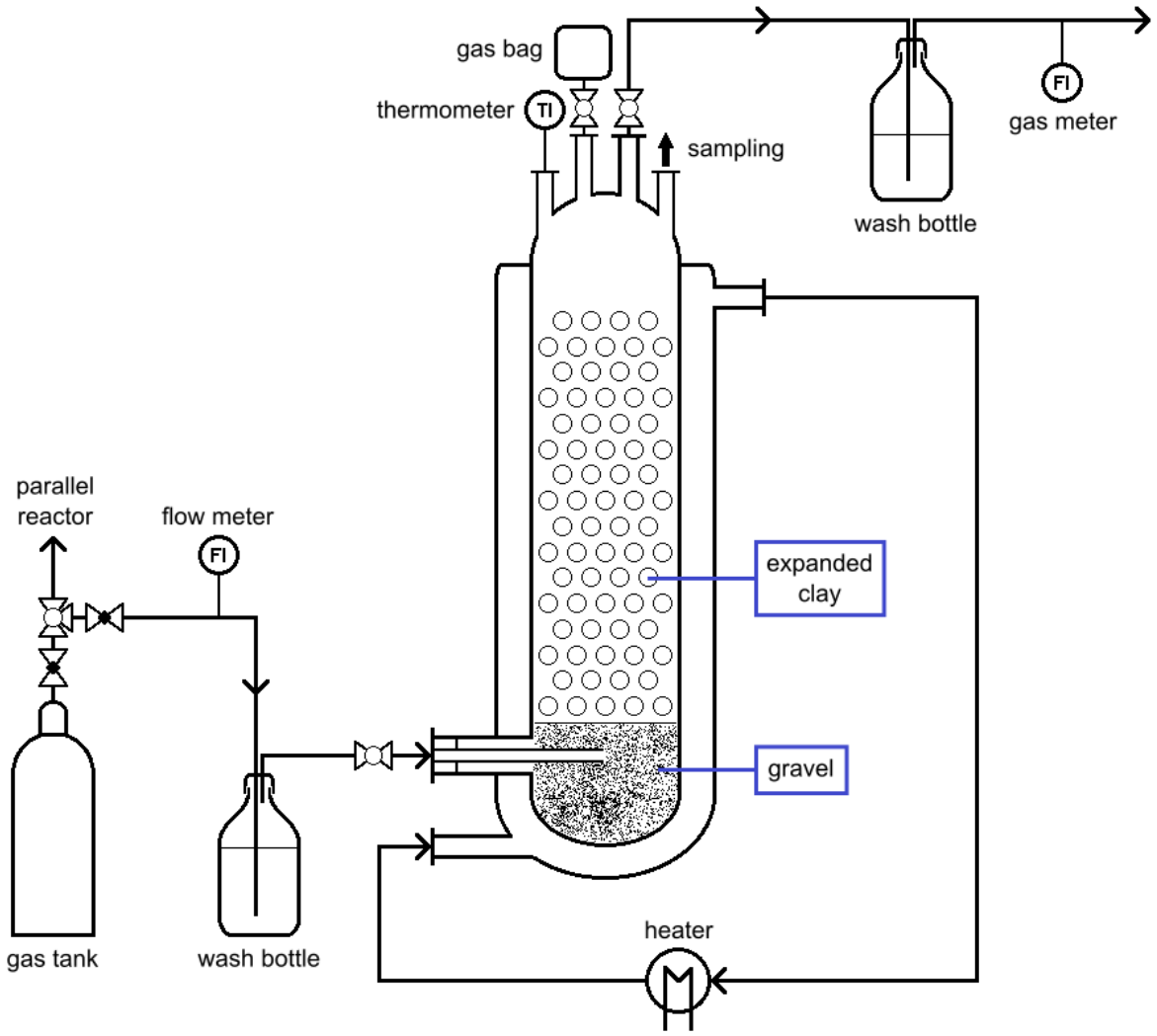


Figure 1: Schematic illustration of the experimental setup

At the start of the experiment, the fixed-bed biofilm reactors were operated in batch mode and flushed with the aforementioned gas mixture once a day on five days a week (1 L/min, 15 - 20 min) to supply the microorganisms with H_2 and CO_2 and remove the produced CH_4. As the availability of hydrogen limited metabolic activity during the course of the experiment, Reactor 2 (from day 191) and Reactor 3 (from day 52) were changed to continuous operation and were supplied with a volume flow of approx. 0.005 to 0.015 L/min per reactor. The flow rate was gradually increased over time to accommodate the increasing activity. In addition, methanogenic liquid cultures were grown to boost the activity in Reactor 3. At three different time points (days 288, 301 and 360), 10 mL of this culture were added via the sampling port.
To determine methanogenic activity, gas samples were taken from the head space of the reactor. The concentrations of N_2, He, H_2, O_2, CO_2 and CH_4 were analysed via gas chromatography with a TCD. All measured values were normalised to a helium concentration of 10 % and the difference from the input concentration was calculated. The normalisation to helium served as an internal standard to mathematically compensate the process-induced reduction in gas volume. This enabled an accurate mass balance to be established for the biological methanation.

Results

The objective of this study is the conversion of abandoned salt caverns into large-scale bioreactors. Accordingly, porous expanded clay served as a carrier material for salt-tolerant biofilms to facilitate methanation. During the start-up phase, Reactor 2 and Reactor 3 were operated as fixed-bed systems in batch mode for 191 and 51 days, respectively. In this phase, the provided hydrogen quantity limited methane production. In order to increase the hydrogen supply, the system was switched to a continuous operation. Over a period of 40 days, the flow rate was gradually raised from 0.005 L/min to 0.015 L/min to prevent any further substrate limitation. As a result, the methane production rate was enhanced six- to eightfold in both reactors
The following section presents the results of the continuous operation of both fixed-bed reactors over a period of 170 days (Figure 2). Special focus is placed on the effects of process-induced water accumulation, the pre-cultivation as well as the inoculation with a methanogenic culture on the efficiency of methanation.
Between days 491 and 534, methane production rate in Reactor 2 decreased by around 10 % (Figure 2a). The consumption of H_2 and CO_2 declined accordingly. One reason for the decrease in activity was the continuous formation of water (see Equation 1) and the associated rise of the water level in the column. The limited transport of hydrogen in the liquid phase compared to the gas phase reduced methane production. After lowering the water level to the border between the expanded clay and the drainage layer, methanogenic activity recovered slightly, best seen by the increase of H_2 consumption of around 5 %. Whether the remaining decline in activity could be due to the long period of operation without the addition of nutrients will be investigated further.
Reactor 3 exhibited lower methanogenic activity than Reactor 2, during both batch mode and the following continuous operation: While in batch mode, the specific methane production rate was 40 % lower and during continuous operation it remained 25 % lower. It is likely that a shorter pre-cultivation period was insufficient for a complete colonization of the expanded clay and thereby leading to a lower methanogenic activity. To raise the activity to the same level as Reactor 2, the reactor was re-inoculated with a liquid methanogenic culture (added on days 288 and 301). Subsequently, the methane production rate increased by about 30 % (Figure 2b). Apart from the addition of nutrients, the introduction of metabolically active microorganisms was presumably decisive for the rapid increase in activity. A third inoculation did not result in a further increase in activity. It is likely that, subsequent to the first two inoculations, the growth surface in the reactor was already sufficiently colonised.
Regardless of the reactor and its methanogenic activity, average turnover rates between 90 and 100% were achieved for both carbon and hydrogen.

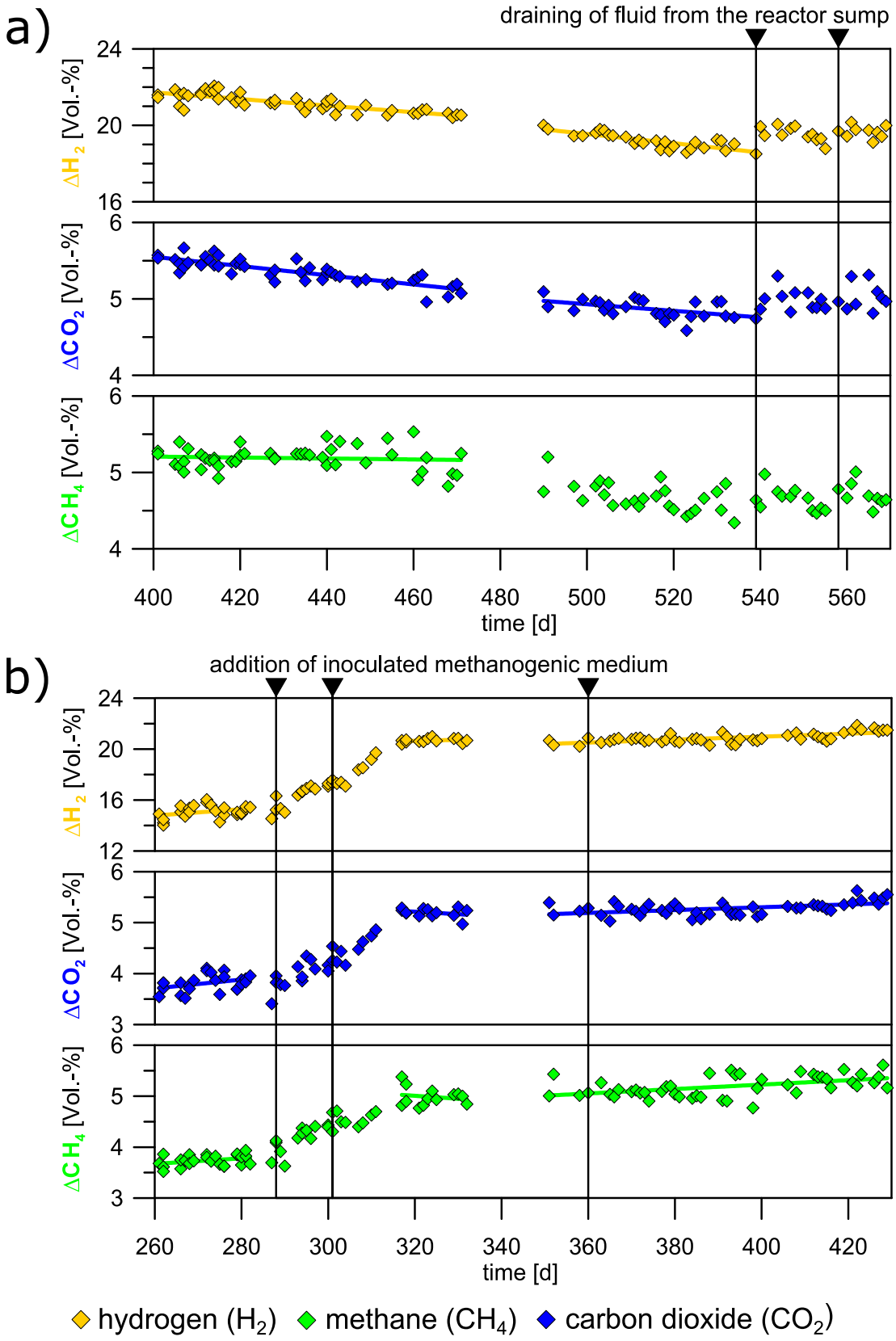


Figure 2: a) CH_4 production compared to CO_2 and H_2 consumption during continuous operation over 170 days in Reactor 2. Holiday break between days 471 and 490 with reduced flow rate. Linear regression lines for individual sections (days 401 - 471 and 490 - 539). b) CH_4 production compared to CO_2 and H_2 consumption during continuous operation over 170 days in Reactor 3. Holiday break between days 332 and 351 with reduced flow rate. Linear regression lines for individual sections (days 261 - 282, 317 - 332 and 351 - 416).

Conclusions

Two fixed-bed reactors for the biological methanation of hydrogen were successfully operated for a maximum period of 570 days without any additional nutrient supply. The conversion rates for carbon and hydrogen ranged between 90 and 100 %.

In batch mode, methanogenic activity was limited by the amount of hydrogen available. Following the switch to continuous operation, the methanogenic activity increased steadily over the course of 40 days. To meet the rising demand for hydrogen, the flow rate was tripled (to up to 0.015 L/min). This led to a six-fold increase in the specific methane production rate in Reactor 2 compared to the batch operation. After approximately 520 days, the methane production rate in this reactor had decreased by around 10 %. One reason for this was a reduced supply of hydrogen due to the continuously rising water level in the column caused by the water produced during methanation. As a result of the subsequent lowering of the water level, the mass transfer resistance was reduced and raised the methanation rate. However, the initial level was not fully recovered. Further investigations will examine whether the addition of methanogenic medium can restore the methanogenic activity.

The switch to continuous operation enhanced the methane production rate in Reactor 3 as well. Due to the shorter pre-cultivation period, the biofilm coverage on the expanded clay was not sufficient, leading to a lower methanogenic activity compared to Reactor 2. Following a re-inoculation of the reactor, combined with the addition of nutrients, the methane production rate was increased by almost one third, bringing it roughly to the same level as Reactor 2.

To further evaluate the reuse salt caverns as bioreactors, subsequent studies will examine the influence of salt exposure and the effectiveness of a capillary barrier in mitigating brine intrusion into the active reactor compartment.

References

Bettin, F., Indiger, A. (2023): Speicherung von Wasserstoff. Wien. Available online at https://www.hypa.at/fileadmin/11_hypa/fact_sheets/hypa-fact-sheet_speicherung_von_wasserstoff_juni_2023.pdf, last checked on 30 April 2025.

Katayama, T.; Kamagata, Y. (2017): Cultivation of Methanogens. In: Terry J. McGenity, Kenneth N. Timmis und Balbina Nogales (ed.): Hydrocarbon and Lipid Microbiology Protocols. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Springer Protocols Handbooks), p. 177–195.

Schulz, M., Hering, J., Würdemann, H., Müller, B., Schilling, F. (2026): Large Scale Experimental Setup for Biological Methanation Under Salt Cavern Conditions. DGMK/ÖGEW spring conference 2026.

Underground Hydrogen Storage in Porous Media - A Modelling Study from the Northern Upper Rhine Graben

S. Roy, A. Henk
Technische Universität Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissenschaften, Ingenieurgeologie, Darmstadt, Germany

As part of the SAMUH2 research project, our working group focused on the feasibility of converting depleted hydrocarbon reservoirs/saline aquifers, primarily porous rocks, into underground hydrogen storage (UHS). Among others, we investigated the northern Upper Rhine Graben (NURG) for its UHS potential in order to support future energy sustainability.
In this region of NURG, some decommissioned hydrocarbon fields and saline aquifers (Stockstadt, Hähnlein and Frankenthal) were converted into underground gas storage (UGS) in the 1960s. Archive records also suggest that town gas was stored in them. In addition, there are a couple of abandoned fields with similar geological settings (350–550 m below MSL, ~30 °C, and 45-55 bar) and reservoir characteristics (unconsolidated sands), such as Wolfskehlen and Pfungstadt. The gas accumulations are in Miocene sands deposited in fluvial environments. They were generally of small volume (in the hundreds of MMm3) and of biogenic origin. The traps typically have three-way closures bounded by normal faults and are generally flat anticlines. To characterise the potential of these fields for UHS, the UGS Stockstadt and Hähnlein were selected. In addition to archival records and information provided by the current operator MND Energy Storage Germany GmbH, these two sites have significant open-source data, including a 3D seismic survey (covering Wolfskehlen) and UGS operational data (injection and production volumes). The modelling study aims to assess the technical feasibility and key uncertainties of repurposing shallow porous reservoirs for UHS. The archival data were integrated with open-source data and gaps were filled with assumptions derived from iterative modelling results that replicate the available observational data. This history-matched model was then used as a base model to test multiple scenarios covering petrophysics, aquifer strength, cushion gas type, methanation and operational schemes.
The results from the structural model and dynamic simulations indicate that lithological heterogeneity and aquifer strength play important roles in the injected/produced volumes, given the flat nature of the structures and the hydrodynamic behaviour of hydrogen (density, viscosity, and compressibility). Pressure changes from the dynamic model were coupled with a mechanical simulation, providing insights into fault reactivation and surface movements. According to published records, the Stockstadt and Hähnlein UGS together store 2.3 TWh of energy (natural gas), necessitating an assessment of the area's UHS prospects. The workflow established for this study area, which focuses on evaluating uncertainties associated with UHS development, can be transferred to similar shallow, fault-bounded porous reservoirs in the area. Results suggest that UHS is technically feasible in selected NURG reservoirs, provided aquifer support and heterogeneity are adequately constrained.

Swarfless Wellbore Obstruction Removal with wellANT (WAS Erosion): From Topside TSDS Trials to Field-Ready Deployment

Eibe Dahl
Head of Engineering, ANT Applied New Technologies AG, Lübeck

Abstract

Problem wells in production and plug and abandonment (P&A) frequently contain internal obstructions such as stuck plugs, collapsed tubulars, cement barriers, and damaged valve components. In such cases, conventional mechanical milling or fishing can reach technical limits, increase intervention time, and raise the risk of further wellbore damage. wellANT is an erosion tool based on Water Abrasive Suspension (WAS) technology for the controlled removal of internal wellbore obstructions while avoiding weight on bit and minimizing secondary debris. The system is designed for operation with standard topside pump equipment and, for shallow-water applications, can be deployed via a Topside Drive System (TSDS) on jointed pipe. The operating envelope presented includes pressures up to 450 bar, flow rates up to 450 l/min, abrasive rates up to 45 kg/min, and multi-nozzle configurations selected according to nozzle orientation, rotation, and feed requirements. Case examples presented in this paper include a stuck or broken DHSV flapper, selected stuck-plug scenarios, and a collapsed well section. In the cases shown, erosion restored wellbore access with reported rates of penetration between 1.5 and 3.0 mm/min and runtimes ranging from 15 minutes to 8.5 hours; selected cases also reported maintained well integrity and enabled subsequent standard fishing operations. The paper discusses the operating principle, configuration logic, and lessons learned from TSDS trials, and outlines the path from topside testing to field deployment for wellbore obstruction removal where mechanical methods reach their limits.

Introduction

Internal wellbore obstructions remain a recurring challenge in production and plug and abandonment (P&A) operations. Stuck plugs, collapsed tubulars, cement remnants, and damaged valve components can restrict access, prolong intervention time, and increase operational risk. In many cases, conventional mechanical milling or fishing is effective; however, in selected scenarios these methods can reach technical limits or increase the risk of further damage to the wellbore or completion components.

wellANT is an erosion tool based on Water Abrasive Suspension (WAS) technology for the controlled removal of internal wellbore obstructions. The concept presented in this paper focuses on restoring access without applying weight on bit and with limited secondary debris generation. For shallow-water applications, the system can be deployed via a Topside Drive System (TSDS) on jointed pipe and operated with standard topside pumping equipment. This paper presents the operating principle, system configuration, and selected case results for obstruction-removal scenarios where conventional methods approach their practical limits.

Operating Principle and System Configuration

wellANT uses a Water Abrasive Suspension (WAS) process to erode internal obstructions in a controlled manner. The system is intended for cases in which conventional milling or fishing becomes inefficient or technically challenging. In the presented setup, erosion performance is determined by nozzle design and orientation in combination with rotation and feed rate. According to the presented system concept, the nozzle arrangement is selected using a prediction model to match the target geometry and removal objective.

For shallow-water deployment, the tool can be run via a Topside Drive System (TSDS) on jointed pipe. The operating envelope shown in the presentation includes the use of standard deck equipment with pump pressures up to 450 bar, flow rates up to 450 l/min, and abrasive rates up to 45 kg/min. This setup is intended to provide a practical deployment route for field-relevant obstruction-removal tasks while maintaining a compact topside footprint.

Selected Case Results and Deployment Learnings

The presented case examples include a stuck or broken DHSV flapper, stuck-plug scenarios, and a collapsed well section. In the DHSV flapper case, the reported result was restored wellbore access with a reported rate of penetration (ROP) of 2 mm/min and a runtime of 15 minutes for a 4-inch hole; the slide further states that well integrity was maintained. In a stuck-plug example, a reported ROP of 1.5 mm/min and a runtime of 8.5 hours enabled BPV release and subsequent standard fishing operations. Additional presented cases report plug removal and restored full-bore access with reported ROP values up to 3 mm/min.

These examples indicate that WAS-based erosion can provide a controlled obstruction-removal option in selected well-access scenarios. The presented learnings particularly highlight the importance of matching nozzle configuration, rotation behavior, and feed progression to the obstruction type and target geometry. From a deployment perspective, the TSDS-based setup represents a practical intermediate step between topside trials and broader field application.

Conclusions

wellANT extends the intervention toolbox for internal wellbore obstruction removal in cases where conventional mechanical milling or fishing approaches practical or technical limits. The presented operating concept combines WAS-based erosion with standard topside pump equipment and TSDS deployment for shallow-water applications. In the case examples shown, the system restored wellbore access in selected DHSV, stuck-plug, and collapsed-well scenarios, with reported rates of penetration between 1.5 and 3.0 mm/min and runtimes ranging from 15 minutes to 8.5 hours. The results support the use of controlled erosion as a field-relevant option for selected access-restoration tasks.

Evaluating Cement Bond Quality and Casing Integrity in Well P&A Operations: A case study from a depleted oil field, Germany

Sascha Alles[1], Ajoy Krishna Bora[2]
[1]ExxonMobil Production Deutschland GmbH ,[2]ExxonMobil Bangalore Technology Centre

Abstract

The presentation delineates a case study utilizing an enhanced cement bond evaluation workflow tailored for an ongoing Plug and Abandonment (P&A) campaign involving approximately 70 wells in an onshore oil field in Germany from the 1950s. The results from the cement bond and casing integrity assessments were crucial for facilitating prompt operational decisions including cementing unit mobilization, cement plugs pressure tests, depth determination for cutting and recovering free pipe, and ultimately deciding on partial P&A or permanent P&A to surface. The primary Jurassic-reservoirs in this field are stacked and have been produced through multiple sets of perforations over time. Shallower Cretaceous- sand layers are sporadically distributed in the field, which may or may not be charged with oil necessitating considerations of its flow potential. Accurate assessment of primary cement quality and general well integrity is essential to ensure adequate isolation in accordance with regulatory standards for P&A decisions. To ensure the acquisition of good quality data, removal of paraffin deposits has proven essential to prevent false interpretation. We implemented standard quality control measures during both acquisition and processing to ensure accurate interpretation.

This cement evaluation workflow has been evolved from visual inspection and manual assignment of qualitative cement bond evaluation terms like ‘good’, ‘moderate’, and ‘poor’, to a data-driven approach that consistently derives a combined cement score using sonic and ultrasonic measurements in a consistent fashion. Another key input of the evaluation workflow is the Geological data from the wells has been a key input for the evaluation workflow. Integrating cement score and geological factors, we establish the zonal isolation criteria, ensuring presence of rock-to-rock barriers, thereby completely preventing any fluid migration. Additionally, the assessment of casing integrity using ultrasonic pulse echo measurements help determining the suitability and potential risks associated with the planned operations. The wells in this field are relatively shallow, with typical total measured depths around 500-600 meters Occurrences of micro-annulus were not common making CBL protocols of single passes under normal pressure sufficient.

Standard composite log plot integrating key well integrity parameters proved to be essential for enhancing time efficiency and ensuring uniformity throughout the P&A campaign. Integrated interpretation of sonic and ultrasonic logs using the new workflow, combined with other relevant data proved invaluable for the P&A calls. Identifying free pipe within double casing is challenging, as ultrasonic measurements are less effective and influenced by multiple tubulars. As the P&A campaign advanced, successful identification and extraction of free pipes yielded valuable insights, enhancing workflow effectiveness. These experiences bolstered confidence in the application of CBL and VDL techniques. In some cases, sector bond log measurements performed in double casing environments yielded results consistent with standard CBL/VDL outcomes. In summary, the current approach has led to more reliable and consistent results, overcoming initial challenges through continuous learning and effective integration.

Introduction

Permanent plug and abandonment (P&A) is a crucial phase in the lifecycle of oil and gas wells, aimed at ensuring that decommissioned wells do not pose environmental or safety risks. Numerous international technical and operational standards have been published worldwide to provide comprehensive guidelines for P&A activities, emphasizing well integrity and environmental protection (NORSOK D-010, 2021; Oil & Gas UK (2015BBb); Saasen, 2013). For instance, the NORSOK D-010 standard offers a detailed framework for permanent plug and abandonment activities, focusing on the use of barriers and the rock-to-rock principle to restore the caprock and ensure long-term well integrity. According to NORSOK D-010, a well barrier is defined as an envelope of one or several dependent barrier elements that prevent fluids or gases from flowing unintentionally from the formation, into another formation, or to the surface. In the context of P&A, barriers are essential to prevent the flow of hydrocarbons or other fluids from the wellbore to the surface or between different geological formations.

Since the caprock has acted as a proven natural barrier, preventing the upward migration of hydrocarbons, restoring the caprock is crucial for keeping hydrocarbons in their original subsurface formations. To achieve this, the “rock-to-rock” principle is a key planning concept, which involves setting a permanent material such as cement with or without embedded tubulars across the wellbore inside the caprock in order to effectively seal off the wellbore and prevent any potential pathways for fluid migration. Figure 1 presents a schematic diagram denoting key barrier elements.

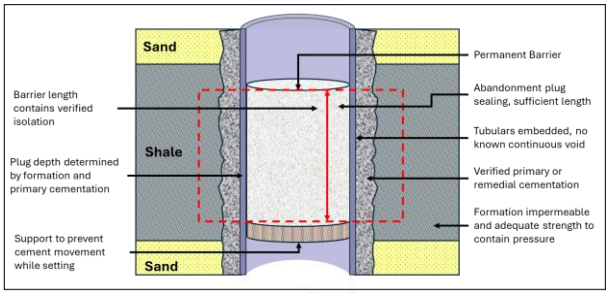


Fig. 1: Schematic diagram showing key isolation elements to ensure rock-to-rock barrier in P&A operations.

If tubulars are embedded in this cement plug, the role of primary cement behind the casing becomes essential to ensure cement plug continuity and quality inside and outside the casing. ExxonMobil has developed its own technical standard by adapting relevant international regulations and guidelines. These standards outline expectations related to well integrity throughout the entire lifecycle of a well, including permanent P&A. Among other things, it defines the minimum number of independent and tested barriers required to ensure long-term well integrity after the abandonment process.

In the context of an ongoing permanent P&A campaign, this presentation highlights recent results of the evaluation of the primary cement bond quality of onshore wells drilled in the 1950s in Germany. Cement bond and casing integrity evaluation in real time has been a critical aspect in the ongoing campaign to optimize operational efficiency and meeting regulatory and internal company standards to reduce long term liability.

References

NORSOK. Well Integrity in Drilling and Well Operations. NORSOK Standard D-010, Rev. 4, Standard Norge, 2021.

Oil & Gas UK, 2015, *Guidelines for the Abandonment of Wells*, Issue 5. ISBN: 1 903 004 500

Saasen, A., Fjelde, K.K., Vrålstad, T., Raksagati, S., Moeinikia, F., 2013. Plug and abandonment of offshore exploration wells. In: Paper Presented at Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 6–9 May, DOI: 10.4043/OTC-23909-MS

Offshore Germany ERD Drill String Failure Root Cause Learnings

R. Clyde
Harbour Energy Germany GmbH, Drilling and Wells, Hamburg, Germany

This presentation describes the investigation process, findings and lessons learned from two drill-string failures that occurred on a complex extend reach well drilled from the German Mittelplate installation.

The Mittelplate field was originally discovered in 1981, and the western section of the reservoir was partly developed from 1987 with a series of extended reach wells drilled from the Dieksand onshore land-based facility. Soon after the Mittelplate platform drilled and completed a consecutive development well, most categorized as extended reach. A decline in drilling activity during 2020 was later followed by reactivation of drilling activity in 2023 causing strain on many of the oil and gas resources in the German region.

During the drilling of Mittelplate-A 32 well a drill-string failure occurred with a stabilizer parting during the drilling of deep section of a very extended reach well, resulting in the loss of the bottom hole assembly below the parted stabilizer. This in turn caused the loss of a complex Bottom Hole Assembly (BHA).

Another failure occurred when a drillpipe joint parted at 1,000m above the drill bit. Luckily the fish below was recovered despite the hole not being fully cleaned of cuttings around the fish prior to recovery.

In order to assure the right causes were address both failures underwent a thorough investigation process including: equipment traceability, metallurgical analysis, drilling data analysis, and investigation specialists to determine not only the causes but also the best remediations both technically and organizational systems to avoid similar events.

This paper is intended to help organizations avoid drillstring failures, and should they occur; help them to develop an optimum approach towards investigation and improvement, not only for the immediate, technical, causes but also the organizational system root causes and worthwhile improvements towards avoidance and optimum delivery of complex wells.

Understanding Well Integrity in Hydrogen Gas Storage Wells Utilising Through Barrier Diagnostics

R. Gaifutdinov[1], M. Riddell[1], T. Vadasz[2]
[1] TGT Diagnostics, Aberdeen, United Kingdom
[2] AFEC OilTools and Pumps Kft, Debrecen, Hungary

Abstract

Well integrity is a critical requirement for underground hydrogen storage, particularly in wells converted from conventional gas storage. Due to the high diffusivity of hydrogen and its interaction with well barrier materials, such wells face increased risks of undetected leakage, corrosion, and behind-casing flow.
This paper presents an integrated diagnostic approach combining electromagnetic defectoscopy, passive acoustic monitoring, and temperature measurements to evaluate multi-barrier integrity and detect subsurface flow processes.
The methodology was applied in a hydrogen storage well as a baseline logging survey prior to hydrogen injection to assess barrier condition and verify the absence of integrity-related issues. Electromagnetic data indicated generally good barrier condition with only minor localized corrosion. Acoustic and temperature measurements did not reveal any behind-casing flow or crossflow under different operational conditions.
The results demonstrate that integrated diagnostics provide reliable verification of well integrity and enable identification of intervals requiring further monitoring. The proposed approach supports a transition from assumption-based to measurement-driven integrity management in hydrogen storage wells.

Introduction

The increasing role of renewable energy systems requires reliable large-scale energy storage solutions, with underground hydrogen storage emerging as a key option. However, compared to conventional natural gas storage, hydrogen introduces additional integrity challenges due to its high diffusivity, low viscosity, and interaction with well barrier materials.

Well integrity is therefore a critical factor for safe hydrogen storage operations, particularly in the context of legacy gas storage wells considered for conversion. Such wells were not originally designed for hydrogen exposure and may contain pre-existing degradation of cement and casing barriers.
Conventional integrity assessment methods, mainly based on pressure monitoring, are often insufficient to detect early-stage degradation, micro-annuli, or low-rate behind-casing flow. These limitations are particularly significant for hydrogen, which can migrate through small defects without clear surface indications.
This paper presents the proposed integrated approach combining electromagnetic defectoscopy, passive acoustic monitoring, and temperature profiling to enable direct evaluation of multi-barrier integrity and detection of subsurface flow processes in hydrogen subsurface assets.

Key Integrity Challenges for Hydrogen Storage Wells

Underground hydrogen storage introduces a set of integrity challenges that differ significantly from conventional natural gas storage. These challenges are primarily related to the physical properties of hydrogen and its interaction with well barrier materials.
Due to its low molecular size and high diffusivity, hydrogen can migrate through very small defects within cement and along interfaces, such as micro-annuli between casing and cement. This increases the likelihood of undetected leakage pathways, particularly in wells with complex multi-barrier configurations.
Material degradation represents an additional risk. The presence of hydrogen, combined with moisture and cyclic operational conditions, may accelerate corrosion processes in metallic

barriers and contribute to long-term deterioration of well components. In legacy wells, such degradation mechanisms may already be present but remain unidentified.
Behind-casing flow is considered one of the most critical integrity risks in H_2 assets. It may occur due to channeling in cement, poor zonal isolation, or interaction with active aquifers. Even low-rate flow can lead to gradual hydrogen migration, pressure redistribution, and localized corrosion effects, which are difficult to detect using conventional monitoring techniques.
These challenges are further amplified in converted gas storage wells, where historical construction practices and long-term operation introduce additional uncertainties regarding barrier condition. As a result, direct evaluation of both structural integrity and dynamic processes within the well system becomes essential for reliable hydrogen storage operations.
A schematic representation of typical integrity risks in H_2 wells, including hydrogen migration pathways, barrier degradation, and behind-casing flow mechanisms, is shown in Figure 1.

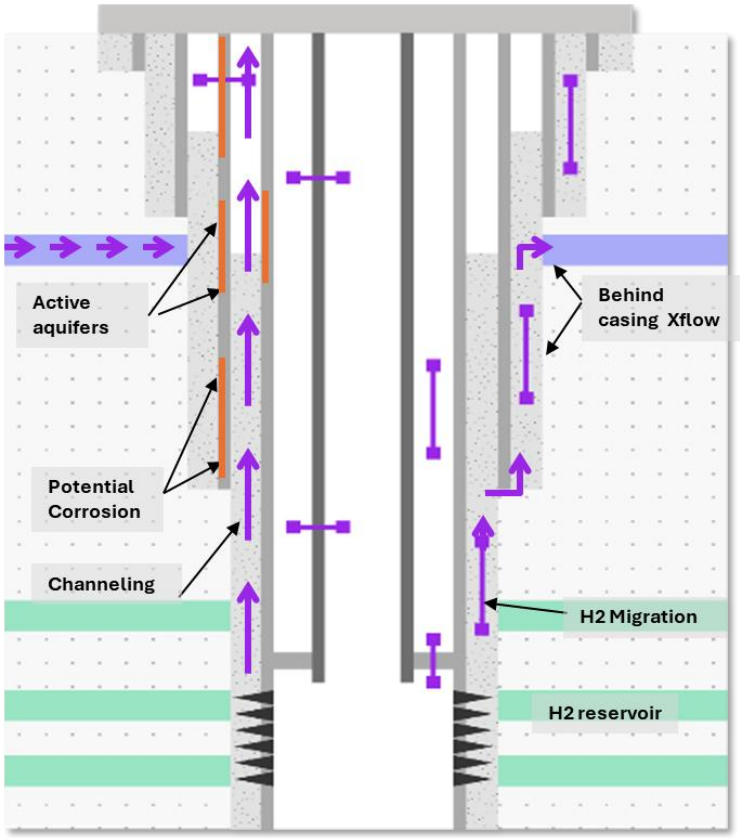


Figure 1 Well Schematic representation of integrity risks in Hydrogen storage wells

Diagnostic Approach for H2 Gas Storage Integrity Challenges

To address the identified integrity challenges, an integrated diagnostic approach is applied, combining methods capable of evaluating both structural barrier condition and dynamic processes within the well system.
Electromagnetic defectoscopy is used for direct assessment of metallic barriers, including tubing and multiple casing strings. The method enables detection of corrosion, metal loss, and other integrity-related defects across several concentric barriers within a single logging run, providing a comprehensive evaluation of the well's structural condition. A detailed description of the method and its application for multi-barrier inspection is presented by Aslanyan et all (2014). An example of typical electromagnetic response and representative results used for integrity evaluation is shown in Figure 2.

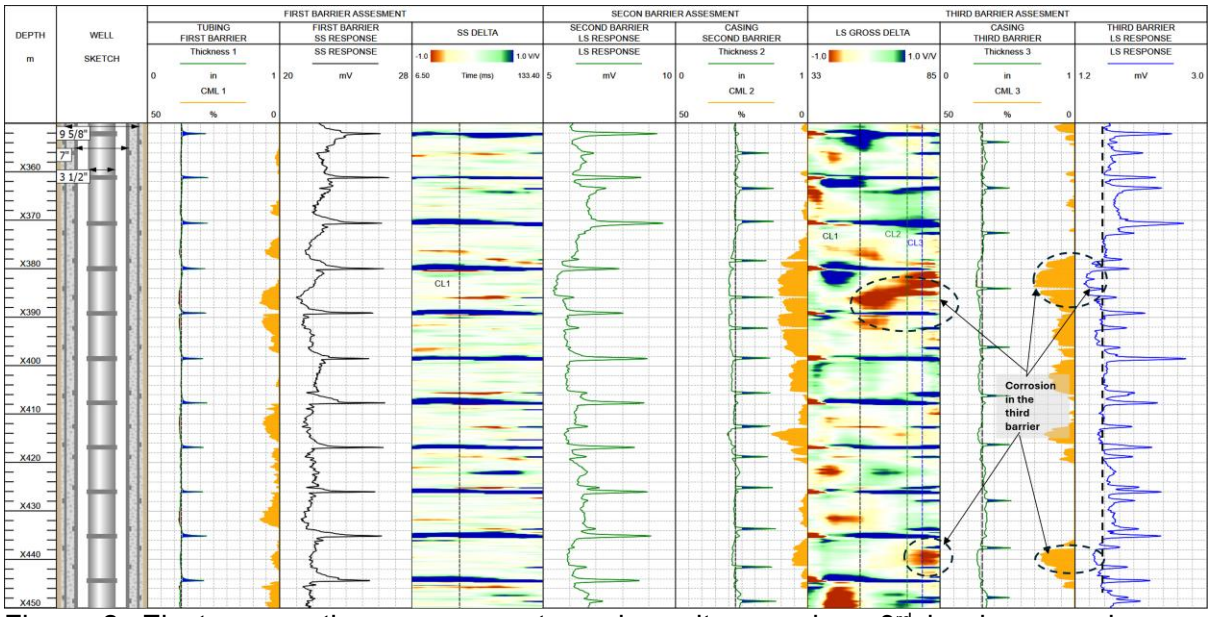


Figure 2. Electromagnetic measurements and results overview. 3rd barrier corrosion was observed based on the measurements.

Complementary spectral passive acoustic monitoring is applied to detect and characterize dynamic processes within the well, such as behind-casing flow, inter-zonal communication, and gas migration. The method is sensitive to low-rate flow conditions, which are typical for early-stage leakage and may not produce measurable pressure anomalies at surface. The general principles of spectral passive acoustic data processing and interpretation are described by Maslennikova et all (2012). A representative example of acoustic response associated with subsurface flow activity is presented in Figure 3.

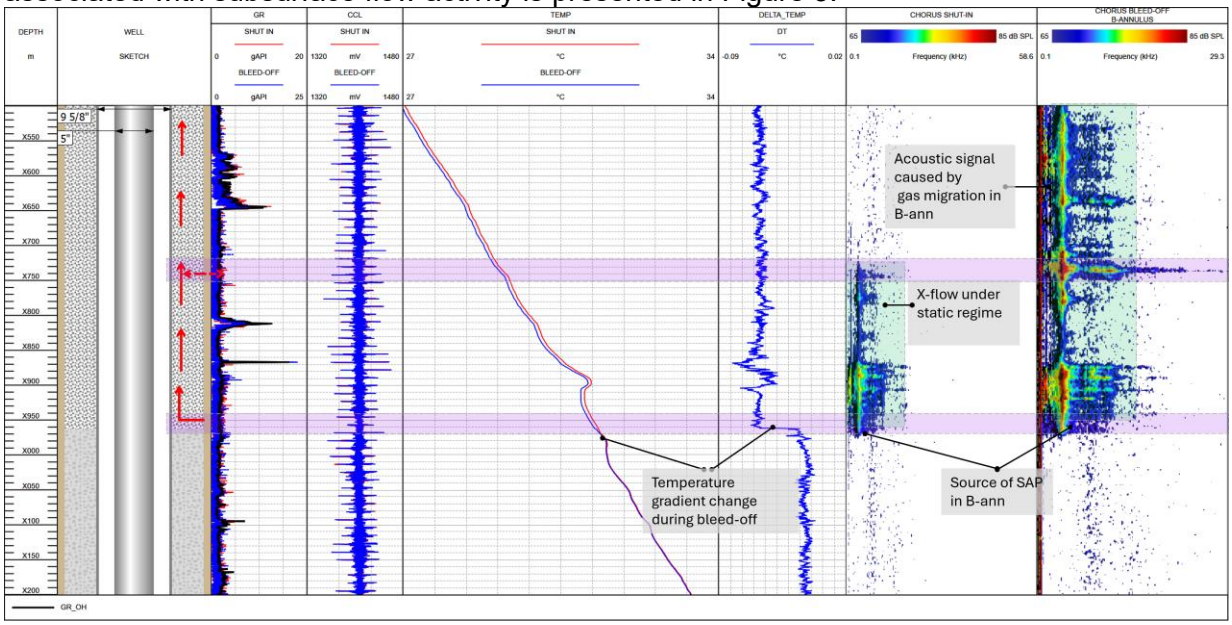


Figure 3. Aggregated example of spectral passive acoustic survey overview. Example demonstrates identifying source of gas channelling in B-annulus based on spectral acoustic induced response and temperature gradient change.

Temperature measurements are used as a supporting diagnostic tool, providing additional indication of fluid movement and helping to localize active intervals. The combined interpretation of acoustic and temperature data improves confidence in identifying flow-related processes as demonstrated in Figure 3.

The integration of these diagnostic methods enables simultaneous evaluation of both barrier condition and subsurface activity, reducing uncertainty in integrity assessment and supporting more informed decision-making for considered H_2 subsurface assets.

Field Case Study

The integrated diagnostic approach described above was applied to an underground storage well recently converted for hydrogen storage. The survey was performed as a baseline logging campaign prior to planned hydrogen injection, with the objective of assessing barrier integrity and verifying the absence of pre-existing integrity issues.

To address these objectives, a dedicated logging program was designed, combining electromagnetic defectoscopy, passive acoustic monitoring, and temperature measurements. The workflow of the applied diagnostic procedure is illustrated in Figure 4.

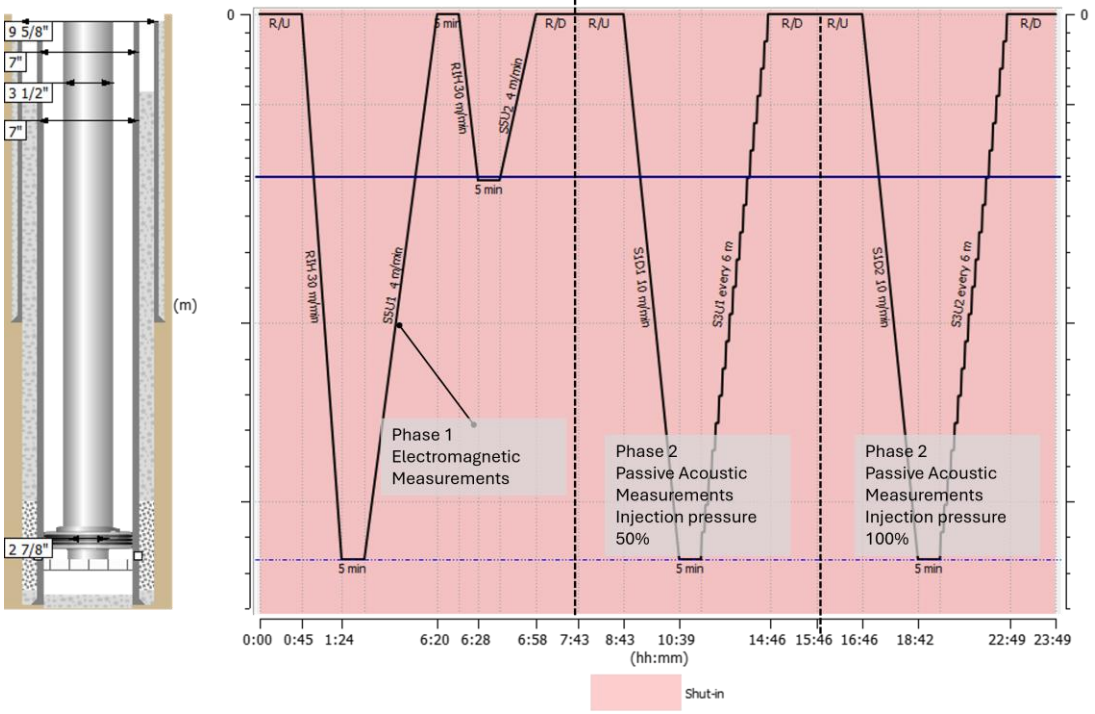


Figure 4 Suggested sequence of downhole logging for the applied diagnostic procedure. Logging survey contains two phases: Phase 1- electromagnetic measurements and phase 2- spectral passive acoustic monitoring.

The study was conducted in two sequential phases. The first phase focused on evaluation of the structural integrity of well barriers, while the second phase aimed to identify potential behind-casing flow or channeling effects under controlled injection conditions.

Results of the first phase, based on electromagnetic defectoscopy data, indicated that no severe or intensive corrosion zones were detected across the evaluated barriers. The overall condition of the well was assessed as good, with only minor to moderate metal loss observed locally in the second and third barriers. The extent of identified corrosion zones did not exceed 15% metal loss of nominal pipe thickness based on electromagnetic data evaluation. These intervals were recommended for further monitoring in the context of continued hydrogen storage operations.

The second phase included assessment of potential fluid movement behind casing under two operating conditions, corresponding to 50% and 100% of the standard injection pressure. This approach allowed evaluation of possible pressure-dependent flow behaviour and verification of any potential crossflow induced by future hydrogen injection cycles.

No acoustic activity indicative of behind-casing flow or inter-zonal communication was detected under either operating condition. These observations were consistent with temperature data, which did not show significant anomalies associated with vertical fluid movement outside the main flow path.

A comparative analysis of temperature profiles acquired during the initial baseline survey and the current survey confirmed the stability of the thermal regime, with no observable changes in temperature gradient. At the same time, a localized cooling anomaly associated with the main injection zone was identified within the reservoir interval, confirming expected injection-related effects.

The integrated interpretation of electromagnetic, acoustic, and temperature data demonstrates that the well maintains its integrity prior hydrogen injection conditions. In addition, the study enabled identification of specific intervals requiring attention in future monitoring programs, supporting a proactive approach to integrity management. A summary of key results is presented in Figure 5.

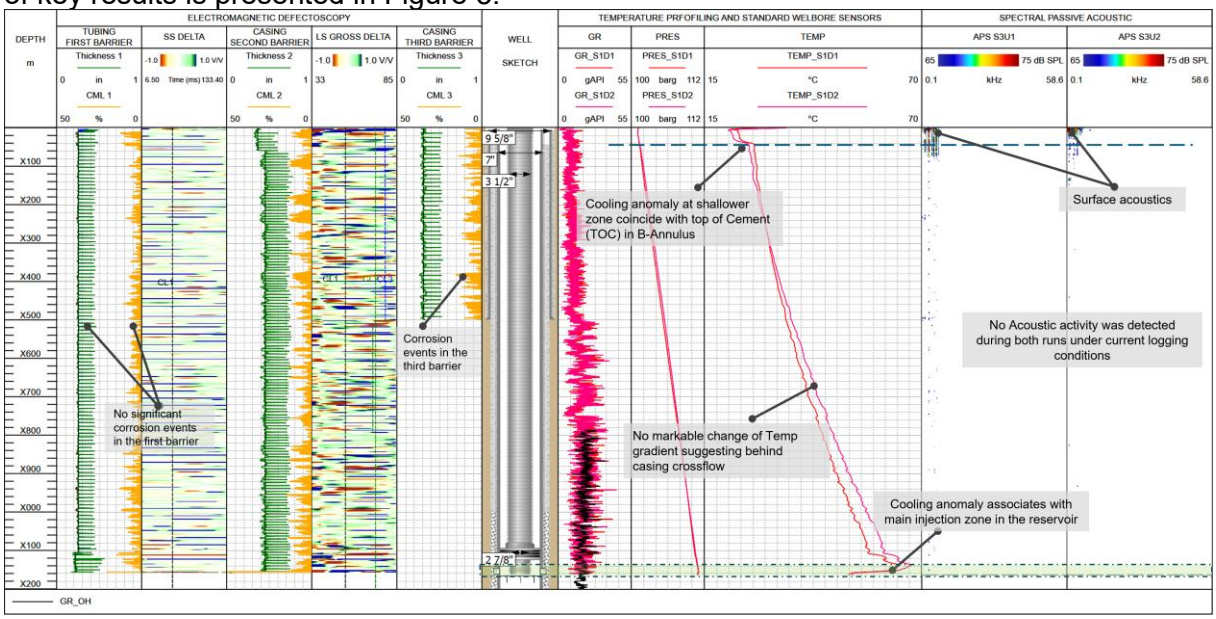


Figure 5. Summary overview combined plot of electromagnetic defectoscopy of metallic barriers and spectral passive acoustic monitoring.

Discussion and Implications

The presented results highlight the increasing importance of direct diagnostic methods for integrity assessment in hydrogen storage wells also including external barriers. Due to the specific properties of hydrogen, including its high diffusivity and ability to migrate through small defects, conventional integrity verification approaches based solely on pressure monitoring may not be sufficient to detect early-stage degradation or low-rate leakage.

The application of integrated diagnostics combining electromagnetic, acoustic, and temperature measurements enables a more comprehensive understanding of well behaviour, allowing simultaneous evaluation of structural barrier condition and dynamic subsurface processes. This reduces uncertainty associated with integrity assessment, particularly in converted wells with complex completion designs and long operational histories.

The field case demonstrates that even in the absence of detected integrity breaches, diagnostic data provide valuable insight into barrier condition and potential risk zones. Identification of localized corrosion intervals and confirmation of the absence of behind-casing flow under different operating conditions support a more informed and proactive approach to integrity management.

The presented results demonstrated a baseline integrity assessment prior to hydrogen injection, providing a reference for future monitoring during subsequent injection and withdrawal cycles. The applied diagnostic approach is planned to be repeated during future operational phases to further evaluate well behaviour under hydrogen storage conditions. cycles.

Conclusions

- Hydrogen storage introduces additional well integrity challenges related to gas properties, material interaction, and potential for undetected migration.
- Conventional integrity assessment methods may not be sufficient to identify early-stage degradation or low-rate behind-casing flow.
- The integration of electromagnetic defectoscopy, passive acoustic monitoring and temperature measurements enables comprehensive evaluation of both barrier condition and dynamic processes in the well system.

- Field application demonstrates that the proposed approach provides reliable verification of baseline well integrity and supports identification of intervals requiring further monitoring prior to hydrogen injection.
- The use of integrated diagnostics supports a proactive, risk-based approach to well integrity management in hydrogen storage projects.

References

- *[1]* Aslanyan, A.M., Aslanyan, I.Y., Arbuzov, A.A., Zagidullin, B. et al. , (2014), Time-Domain Magnetic Defectoscopy for Tubing and Casing Corrosion Detection, SPE, SPE International Oilfield Corrosion Conference and Exhibition, Aberdeen, UK., Aberdeen, https://doi.org/10.2118/169601-MS
- *[2]* Maslennikova, Y.S., Bochkarev, V.V., Savinkov, A.V. and Davydov, D.A. , (2012), Spectral Noise Logging Data Processing Technology, SPE, SPE-162081-MS presented in SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and E, Moscow. https://doi.org/10.2118/162081-MS

Schulwissenschaften: Ein moderner Beteiligungsprozess in der Untergrundspeicherung?

T. Rudolph[1], R. Untied[2], D. Terbeck[2]
[1]Technische Hochschule Georg Agricola, Forschungszentrum Nachbergbau, Bochum, Germany, [2]Euregio-Gesamtschule Epe, Gronau-Epe, Germany

Schulwissenschaften sind ein wichtiges öffentliches Beteiligungsformat und helfen Verständnis und Vertrauen aufzubauen. Am Kavernenfeld Epe, dem größten Untertagegasspeicher in Europa, werden seit mehreren Jahren partizipative Projekte umgesetzt. Im Schuljahr 2024/2025 startete an der Euregio-Gesamtschule Epe mit der Sekundarstufe II ein Projektkurs zu Schulwissenschaften. Der Projektkurs gliedert sich in vier Forschungsgruppen: Feldforschung mit hydrologischen Messungen an lokalen Fließgewässern, der Fotodokumentation sowie bodenkundlichen Probennahmen; Erstellung eines maßstabsgerechten, physischen 3D-Untergrundmodells unter Nutzung offener Geodaten; Social-Media-Management für kontinuierliche Wissenschaftskommunikation; Organisation einer Informationsveranstaltung zur Einbindung der interessierten Öffentlichkeit.
Die wissenschaftlichen Ergebnisse der Abflussmessungen zeigen normale Abflussregime in Abhängigkeit des Niederschlages ohne eine bergbauliche Beeinflussung. Das dreidimensionale Modell des Kavernenfeldes eröffnet den Zugang zu geologischem Expertenwissen und fungiert als essentielles Kommunikationsinstrument. Die Projektergebnisse wurden in einer Informationsveranstaltung präsentiert, wodurch ein niedrigschwelliger Wissenstransfer zwischen den Schüler:innen und der interessierten Öffentlichkeit erreicht wurde.
Die öffentliche Sichtbarkeit des Projektkurses zeigt, dass Schulwissenschaften ein wichtiges Instrument moderner Beteiligungsprozesse, der Generierung verwertbarer Umweltdaten sowie der Förderung einer wissenschaftlich informierten Öffentlichkeit sind. Der Projektkurs unterstreicht das Potenzial didaktisch fundierter Citizen-Science-Ansätze.

BioClean Project: CO_2 mineralization for Carbon Reduction

Waithera Gakio, Nazika Moeininia
DBI – Gas Technology Institute gGmbH Freiberg

Abstract

Carbon storage through mineral carbonation is a critical pathway for achieving the Paris Agreement's climate targets [1], as it enables permanent CO_2 binding through the reaction of injected CO_2-saturated water with Ca- and Mg-bearing silicate minerals [2]. Unlike conventional CCS projects that inject supercritical CO_2 into sedimentary basins, where mineralization may require thousands of years [3], the BioClean Project demonstrates the potential for CO_2 mineralization within only a few years by injecting CO_2-saturated water into highly reactive basaltic formations, a mechanism similar to the CarbFix project [4].

In contrast to the CarbFix Project, this project utilized altered rock samples containing secondary minerals such as clays and zeolites. The experimental results revealed no measurable mineralogical changes, but a permeability reduction of roughly one order of magnitude. Simulation results led to the evaluation of three hypotheses concerning the influence of rock type, salinity, and reduced amount of CO_2 molality. The findings show that unaltered basalt supports faster and more extensive CO_2 mineralization, high salinity (10,000 ppm) enhances carbonate formation by increasing available divalent cations [6], and low CO_2 molality nearly eliminates mineral trapping [7].

Overall, the findings demonstrate that rapid and permanent CO_2 mineralization is strongly influenced by basalt reactivity, injection-water salinity, and the CO_2 content of the injected fluid, with unaltered basalt and high-salinity conditions providing the most favourable environments for stable carbonate formation.

Introduction

Carbon Capture and Storage (CCS) has emerged as a promising strategy that captures CO_2 at the source and injects it into underground formations [8]. A variety of subsurface reservoirs have been considered for geological CO_2 storage, including deep saline aquifers, depleted oil and gas fields, coal beds, natural and artificial caverns, and formations used for enhanced oil and gas recovery (EOR/EGR) [9]. Reservoirs composed of highly reactive rocks, particularly basalt, are increasingly recognized for their potential to support CO_2 mineralization due to their abundance of Ca^{2+}, Mg^{2+}, and Fe^{2+}-bearing minerals [10]. While all formations must be carefully evaluated for suitability and long-term storage security, basaltic formations are especially promising.

Among the various CCS approaches investigated in recent years, this study focuses specifically on the permanent storage of CO_2 in formations containing highly reactive rocks such as basalt. Mineral trapping has historically received limited attention because it is often characterized as a slow process requiring hundreds to thousands of years in conventional sedimentary formations [11]. However, in reactive rocks like basalt, the rate of mineralization

increases dramatically [4]. For mineral carbonation to occur, the reservoir must contain divalent metallic cations such as Ca^{2+}, Mg^{2+}, and Fe^{2+}, which are abundant in minerals including olivine, pyroxene, plagioclase, serpentine, feldspar, and basaltic glass [12].

While the availability of divalent cations is fundamental, several additional factors strongly influence the effectiveness of mineral trapping [7]. These challenges are further investigated through different hypotheses.

Methodology

The experimental investigation focused on two lithologies: gneiss and basalt. Since fractures were identified in the gneiss sample but not in the basalt, a dual-porosity model was applied to the gneiss, while the basalt was modelled using a single-porosity model. All samples were exposed to CO_2-saturated water for 18 months under controlled conditions. During the experiments, no measurable changes in mineralogical composition were observed, although permeability decreased by approximately an order of magnitude.

To investigate the processes controlling CO_2 mineralization and permeability reduction, three primary hypotheses were developed and tested:

(1) the influence of rock type, comparing unaltered and altered basalt samples, particularly their potential role in promoting clay swelling and modifying flow pathways
(2) the effect of salinity in CO_2-saturated injection water
(3) the impact of low CO_2 molality of the injected fluid

Results & Discussion

1. Influence of basalt rock type & clay swelling

Unaltered basalt showed significantly faster and more extensive CO_2 mineralization due to higher reactivity and the absence of secondary minerals such as clays and zeolites. In contrast, altered basalt containing swelling clays (smectite and montmorillonite) experienced greater permeability reductions. Clay swelling can obstruct pore spaces, particularly larger voids such as coalesced vesicles, thereby restricting fluid flow and limiting the transport of CO_2 through the formation. Mineralization in altered basalt began after about 210 days, while unaltered basalt-initiated mineralization after 92 days. The total amount of mineralized CO_2 doubled from 1.2×10^6 mol in the altered basalt to 2.3×10^6 mol in the unaltered basalt.

2. Effect of salinity

Simulations with low (10 ppm), base (~1,000 ppm), and high (10,000 ppm) salinity showed that high salinity substantially enhanced mineral trapping in both altered and unaltered basalt. This behaviour is attributed to the higher availability of divalent cations required for carbonate precipitation. Differences between the base and low-salinity cases were minimal. These results suggest that while high salinity enhances mineral trapping, the effects of low salinity warrant further investigation.

3. Effect of CO_2 molality

Reduced CO_2 molality in the injected fluid resulted in a substantial decline in mineralization,

with carbonate precipitation dropping to nearly zero. To isolate this effect, the concentrations of other aqueous species were held constant, confirming that dissolved CO_2 content is a critical driver of mineral trapping. Although mineralogical changes remained minimal under low-CO_2 conditions, localized porosity reductions were observed particularly near the upper boundary where CO_2 tended to accumulate. Porosity decreased from 0.14 to 0.139, and according to the Kozeny–Carman relationship, even such small reductions can cause a measurable loss in permeability by lowering pore volume and connectivity.

Conclusions

In summary, the long-term success of CO_2 mineralization in basaltic formations depends not only on the presence of divalent cations but also on geochemical and petrophysical factors that influence fluid–rock interaction, reaction kinetics, and storage security. While basalt shows significant potential in achieving rapid and permanent CO_2 trapping through mineral carbonation, uncertainties remain concerning the influence of rock alteration, clay swelling, salinity, and CO_2 concentration. To address these knowledge gaps, this project evaluates these parameters through different hypotheses, providing a basis for understanding the influences governing the efficiency of in-situ mineral carbonation as a long-term CO_2 storage strategy.

References

[1] UNFCCC: *Paris Agreement* (2015).
[2] Lackner, K.S.; Wendt, C.H.; Butt, D.P.; Joyce, E.L.; Sharp, D.H.: *Energy*, 20, 1153 (1995).
[3] Michael, K.; Golab, A.; Shulakova, V.; Ennis-King, J.; Allinson, G.; Sharma, S.; Aiken, T.: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 891 (2010).
[4] Matter, J.M.; Stute, M.; Snæbjörnsdóttir, S.Ó.; Oelkers, E.H.; Gislason, S.R.; Aradóttir, E.S.; et al.: *Science*, 352, 1312 (2016).
[5] Baines, S.J.; Worden, R.H.: *Geological Society, London, Special Publications*, 233, 1 (2004).
[6] Gysi, A.P.; Stefánsson, A.: *Chemical Geology*, 284, 73 (2011).
[7] Snæbjörnsdóttir, S.Ó.; Sigfússon, B.; Aradóttir, E.S.; Gunnarsson, I.; Gislason, S.R.; et al.: *CarbFix Final Report* (2014).
[8] IPCC: *Special Report on Carbon Capture and Storage* (2005).
[9] Benson, S.M.; Cole, D.R.: *Elements*, 4, 325 (2008).
[10] Gislason, S.R.; Oelkers, E.H.: *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 77, 129 (2014).
[11] Xu, T.; Apps, J.A.; Pruess, K.: *Applied Geochemistry*, 19, 919 (2004).
[12] Oelkers, E.H.; Gislason, S.R.: *Elements*, 4, 333 (2008).

Proactive process safety assessment: introducing leading safety key performance indicators in upstream E&P

Kseniia Zhukova, Frederik Malta Niederstadt
Harbour Energy Germany GmbH, Hamburg, Germany

Abstract

The upstream E&P industry involves high-risk operations that are commonly assessed through well-established International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) lagging safety key performance indicators (KPIs). Investigations of incidents routinely uncover multiple root causes, which are critical for similar events in the future. These resulting preventive actions can be reflected in so-called leading safety KPIs, which indicate the health of barriers and integrity of management processes. Unlike lagging KPIs, which provide historical data with limited controllability, leading KPIs offer a dynamic, real-time view of process safety and can be directly influenced within ongoing high-risk operations.

This study begins with a general introduction of safety KPIs and proceeds with a case study investigating operational incidents from both lagging and leading perspectives. By integrating both types of KPIs into a combined process safety approach, a feedback loop was established to enhance understanding of actual process safety levels. This insight enables more targeted and effective development of future safety measures and interventions.

Based on the findings from the case study, the paper finally proposes the additional use of selected leading safety KPIs to identify priority areas for operational and auditing activities aimed at strengthening process safety performance.

Introduction

In the upstream oil and gas industry, incident investigations traditionally begin with the analysis of lagging KPIs, which reflect events that have already occurred. These indicators provide important historical performance data but are inherently reactive in nature. Following any more severe incident, a formal investigation is conducted to determine the root causes, extract lessons learned and implement corrective and preventive actions to reduce the likelihood of recurrence. Hence, lagging KPIs provide an insight on the safety performance of the past.

However, observations made onsite often reveal weaknesses in safety barriers, operational controls, and management systems—areas that can be monitored proactively through appropriately defined leading KPIs. While lagging KPIs are generally well established and consistently monitored across the industry, leading KPIs require careful definition and operational alignment. Both are based on systematic data collection and defined according IOGP report 456 (May 2023).

The development and implementation of meaningful leading process safety KPIs enables organizations to monitor barrier health, management system effectiveness, and operational discipline in real time. This allows proactive intervention before incidents occur, shifting the focus from reactive learning to preventive risk management.

This paper focuses specifically on the implementation of leading KPIs related to process safety. Occupational safety leading KPIs are addressed only where they overlap with process safety aspects but are not examined in detail.

Description of Case Study

To illustrate the development and application of leading process safety KPIs, this paper presents a case study based on the 2024 drilling campaign of a new gas well in lower saxony, Germany. The drilling operations began in January, while completion took place in November. The works were closely supervised by the operator, the drilling contractor, as well as external gas protection and safety advisors. Consequently, a large number of more than 2500 project-related technical and behavioural observations were recorded and utilized as the basis of analysis in this study to demonstrate the significance of leading safety indicators.

The drilling campaign includes various operation activities like working at heights, mechanical lifting, working in confined spaces, etc., which reflect the IOGP life-saving-rules. Further analysis of operational observations is focused on pressurized systems, especially hoses, which are considered to be main barriers in process safety. The case study considers 25 observations and one high potential near miss event & process safety event of category Tier 3 (sudden mud hose burst). As the later has been the most process safety critical incident during the whole campaign, the scope of the investigation has been narrowed to hydraulic hoses, while it is of particular interest to determine whether the likelihood of such events could have been predicted based on the analysis of leading KPIs. Hydraulic hoses are widely used on the drilling location in heavy construction machinery (e.g. trucks, cranes and forklifts) as well as designated oil and gas tools, such as power tongs or iron rough necks.

Systematic framework

A detailed review of operational findings revealed several deficiencies related to hydraulic system integrity during the drilling campaign. These observations, which included hose condition, hydraulic leakage, installation or routing issues, and inspection findings, can be interpreted as indicators of barrier degradation. From a process safety perspective, hydraulic systems act as technical barriers designed to prevent uncontrolled releases of pressurized fluids and to maintain operational control. Monitoring the condition of these barriers provides insight into the health and effectiveness of safety-critical systems, supporting the use of leading process safety indicators.
To structure these findings conceptually, operational observations have be mapped to three levels of barrier degradation:

Level 1 – Early Degradation: Minor deficiencies that increase the probability of barrier failure without affecting system function. This level is primarily indicated by:
- Hose condition: small cuts, minor wear, missing abrasion protection
- Installation/routing issues: hoses incorrectly routed or at risk of pinching
- Inspection/monitoring findings: early detection of minor anomalies during routine checks

These observations act as early warning signals that the barrier may be weakening.

Level 2 – Functional Degradation: Partial reduction in barrier performance. The barrier is still operational, but reliability has decreased. This level is indicated by:
- Hose condition: partially damaged hoses that are still functioning
- Hydraulic leakage: minor drips or reduced pressure
- Installation/routing issues: loose connections or minor mechanical stress

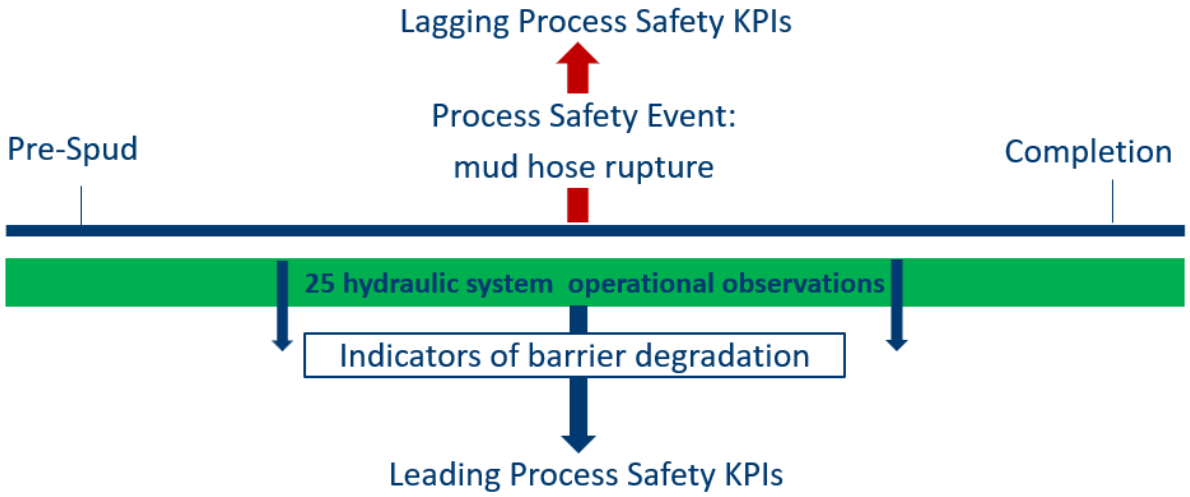
These findings highlight areas where barrier performance is deteriorating before a major incident occurs.

Level 3 – Partial Failure: The barrier is already failing, though not yet resulting in a catastrophic incident. This level is indicated by:
- Hydraulic leakage: dripping connections, fluid release
- Hose condition: complete hose rupture or severe damage

In the drilling campaign, the High-Potential (HiPo) near-miss incident Process safety tier 3

event involved a hose rupture, illustrating a Level 3 barrier degradation. Events at this level demonstrate the direct consequences of compromised barriers and underscore the importance of proactive monitoring.

Applying this framework, operational findings can be systematically linked to leading process safety KPIs. For example, a Hydraulic Barrier Integrity KPI could track the number of hydraulic system integrity observations of L1 and L2 over L3.
The distribution of observations across different levels of degradation plays a significant role. In order to prevent incidents in this category in the future we need to aim to have more observations in the category of L1 and L2 and reduce them in L3 when partial failure of barrier already took place.
This distribution of the observations leads to a very important leading KPI: ration of L1+L2 observations over L3 observations. The higher the ratio, the more proactive the approach is.



Picture 1: Illustration of KPI basis: Lagging KPIs are based on single events, such as the mud hose rupture; whereas leading KPIs root in a continuous high number of observations throughout the drilling campaign.

Analysis

The matrix below shows the results of analysis of this case in regards to observations – showing them across 2 classifications – hydraulic system observation category and across level of degradation. It shows the distribution of observations across all levels of degradation which allows. As shown in the matrix, L1 and L2 observation are more than L3. Analyzing the observations, often it is difficult to distinguish exactly between L1 and L2 since observations are subject to human writing and description so L1 and L2 in total were 19 observations over 6 observations L3. It is quite important to keep L1 L2 observations level high during operations and monitor it constantly in order to reduce process safety events and injuries. Naturally, high attention on hydraulic systems will lead to more L1 and L2 observations, while preventing L3 cases. Conversely, insufficient attention on systems and maintenance will reduce the number of early findings and will lead to more severe failures.

Table 1. categorization of operational observations matrix

Observation category	Hydraulic System Barrier Conditions		
	L1 - Early degradation	**L2 - Functional degradation**	**L3 - Partial Failure**
Mechanical damage (related to equipment integrity)	Porous hydraulic hose, hose without abrasion protection	Hose pinched during installation	*N/A*
Hydraulic leakage / loss of containment	*N/A*	Dripping connection, drips at low pressure	Leakage at hopper pump, oil release under pump unit
Installation issues	Incorrect hose connection to rig tongs	Hose at risk of being crushed during pipe clamp installation	*N/A*
Inspection findings	Crew notices low pressure	Loose fittings discovered, identification of potential leaks	*N/A*

Findings

The analysis shows that operational observations can be used as a structured basis for assessing barrier degradation and developing leading process safety KPIs.

1. Operational observations provide direct information on the condition of the hydraulic system as a technical barrier and allow continuous monitoring of barrier health during operations.
2. The classification of observations into defined categories (hose condition, leakage, installation/routing issues, inspection findings) enables a consistent identification of degradation mechanisms.
3. The distribution of observations shows that L1 and L2 findings (19 observations) exceed L3 findings (6 observations). Due to the qualitative nature of reporting, L1 and L2 are considered jointly in the analysis.
4. L1 and L2 observations represent early and intermediate stages of degradation, while L3 observations reflect advanced barrier failure, including the recorded HiPo near-miss (hose rupture).
5. Based on this distribution, a leading KPI can be defined as: (L1 + L2) / L3
   This ratio provides a quantitative measure of how early degradation is detected relative to barrier failure.

Conclusions

This paper presents a framework for proactive process safety assessment in upstream E&P based on the use of leading process safety KPIs derived from operational observations.

The case study demonstrates how observations related to hydraulic system integrity can be structured and analyzed to assess barrier conditions. The combination of observation categories with degradation levels enables the transformation of qualitative field data into measurable indicators.

The results show that monitoring the distribution of observations across L1–L3 provides insight into barrier performance and supports early identification of degradation trends. The proposed KPI, based on the ratio of L1 and L2 to L3 observations, offers a practical measure for assessing the level of proactiveness in barrier management.

The framework supports a shift from reactive incident analysis to continuous monitoring of barrier health during operations.

Further development should include extending the approach to additional process safety barriers and integrating time-based trend analysis of leading indicators.

The study has limitations. It is based on a single case study and focuses on one technical

barrier system, which may limit general applicability. In addition, operational observations rely on human reporting, which introduces variability and may affect consistency in classification, particularly between L1 and L2. To prove the indicated solutions and use of leading safety key performance indicators further study and assessment will be required.

References

Health and Safety Executive (HSE), *HSG254…*, 2006, ISBN: 9780717661800
American Petroleum Institute (API), *Recommended Practice 754: Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries*, 1st ed., Washington, DC, 2010.
International Association of Oil & Gas Producers (IOGP), *Process Safety – Recommended Practice on Key Performance Indicators*, Report No. 456, 3rd ed., London, 2023.

Smart Surface Logging: Enhancing Geothermal Exploration and Performance

P. Ferrando, S. Androvandi, A. Di Daniel
Slb, Clamart, France

The surface logging data acquisition has been improving over the years delivering high-quality outputs and the displays are nowadays bringing value to the operations while drilling a well and designing the completion. Surface logging is now able to provide value in all scenarios, particularly in challenging and complex well conditions such as those encountered in deep offshore environments, or in high and ultra-high temperature areas.

Surface logging acquisition systems have consistently demonstrated reliability and robustness under extreme operational scenarios, becoming a trusted solution for critical drilling operations.
Traditionally, surface logging services are built around three core components: monitoring drilling parameters, performing gas analysis, and evaluating cuttings. These elements are typically deployed together as an integrated package, which, while comprehensive, can be challenging to adapt to specific basin requirements or to offer tailored solutions for niche markets. This conventional approach often results in higher operational overhead and reduced flexibility, particularly in regions where resources and infrastructure are limited or where operators seek leaner solutions.

To overcome these challenges and unlock new opportunities, an innovative acquisition and display platform was utilized to simplify deployment and enhance adaptability.

In this study, we present the workflow successfully used to provide real-time value in geothermal fields. Drilling real-time data interpretation together with PPRT models and recommendation were enabled, together with geological insights derived from cuttings. Information from cuttings in geothermal fields is critical for understanding the vicinity of the reservoirs, to plan the casing set prior to drill through the reservoir. Additionally, information on hydrothermal alteration is critical together with estimation of the intensity. In the innovative platform we were able to capture this information and display it in log-format, enhancing the value from the geological descriptions.

The workflow has provided valuable information for geothermal energy projects, reinforcing the relevance of surface logging in the transition to sustainable energy.

Akzeptanzsteigerung durch Risikominimierung bei oberflächennahen Geothermiebohrungen mit Bestandsbebauung – Erfassung und Bewertung von Vibrationen zur Minimierung kritischer Gebäudeerschütterungen im FuE-Projekt SMART-Drilling

T. Zinke[1], U. Kirsten[2], S. Röntzsch[2]
[1]TU Bergakademie Freiberg / Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Professur für Bohrtechnik und Bohrungskomplettierung, Freiberg, Germany, [2]TU Bergakademie Freiberg / Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Professor für Bohrtechnik und Bohrungskomplettierung, Freiberg, Germany

Die oberflächennahe Geothermie mit üblichen Teufen bis zu 200 Metern wird im Rahmen der Energiewende auch für Bestandsgebäude zunehmend interessant. In der Vergangenheit wurden Erdwärmepumpen-Heizanlagen fast ausschließlich in Neubauten eingesetzt. Die Bohrungen werden hier zumeist abgeteuft, bevor die Gebäude errichtet werden. Gegenwärtig werden auch immer mehr bestehende Heizanlagen in Wohn- oder Industriegebäuden auf Erdwärme umgestellt. Das bedeutet, dass die Bohrungen in bebauten Gebieten, meist in unmittelbarer Nähe von bestehenden Gebäuden stattfinden.
Da die Bohrungen häufig bis weit ins Festgestein hineinreichen, ist das bevorzugte Bohrverfahren fast immer das schlagende Bohren mit Imlochhämmern. Im Festgestein werden daher fast ausschließlich druckluftbetriebene Schlagbohrhämmer als Bohrwerkzeuge eingesetzt, um das Gestein auf der Bohrlochsohle schlagend zu zertrümmern. Die prozessbedingt gegebenen Vibrationen aus dem Bohrprozess und damit einhergehende Gebäudeerschütterungen können auch zu Schäden an der Bausubstanz führen.
In einem laufenden FuE-Projekt mit dem mittelständischen Praxispartner Bohrmaus GmbH lautet daher die Zielstellung, eine Sensorik und Algorithmen zu entwickeln, um kritische dynamische Gebäudeerschütterungen rechtzeitig zu signalisieren und somit Schäden im Zuge der Geothermiebohrungen zu vermeiden. Konkret wird eine Versuchsanordnung zur Erfassung der Schwingungen am institutseigenen Bohrgerät WiBOS (Kürzel für Wissenschaftliches Bohren in Sachsen), im Boden und am Gebäude entwickelt. Es erfolgt eine Auswertung von Feldversuchsmesswerten und folgend wird ein Algorithmus zur automatisierten Datenauswertung und Steuerung des Bohrprozesses konzipiert. Kritische dynamische Situationen rechtzeitig zu erkennen und die Bohrparameter so zu beeinflussen, dass keine schädigenden dynamischen Beanspruchungen an den umliegenden Gebäuden auftreten können, wird im Ergebnis Hauseigentümern als auch Bohrunternehmen zusätzliche Sicherheit geben. Eine Akzeptanzsteigerung von oberflächennahen Geothermiebohrungen in der Nähe von Bestandsgebäuden wird erwartet. Die ausführenden Bohrunternehmen werden in die Lage versetzt, Bohrungen in eng bebauten Gebieten zu realisieren, sämtliche Maschinenparameter und Gebäudeschwingungen sicher messtechnisch zu erfassen und zu dokumentieren.
Im Rahmen der Präsentation wird auf die grundlegende Technik und erste Messkampagnen eingegangen. Im Fokus steht die vollführte Messdatenerfassung mit Bestandsbebauung und dem Betrieb von zwei Bohrgeräten zur Realisierung der Erdwärmebohrungen. Die messtechnisch erfassten Schwingungen wurden dabei im Zeit- und Frequenzbereich ausgewertet und für die Inhalte im FuE-Projekt verwertet. Erste Querbezüge zur DIN 4150-3 „Erschütterungen im Bauwesen - Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlagen“ sind dabei eingeflossen.

Die Ergebnisse entstanden im Rahmen des Vorhabens „Online-sensorgesteuerte geothermische Bohrungen“ (Projekt-Nr. 100731944) in der EFRE - FuE Verbundprojektförderung.

Kofinanziert von der Europäischen Union

Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

Förderverweis

Numerische Analyse der Zweiphasenströmung und der Wärmeübertragung in geschlossenen Thermosiphon-Sonden (DGMK Projekt 883)

Qiaoleiyue Wang[1]， Philip Jaeger[2], Gunther Brenner[1]
[1]Technische Universität Clausthal - Institut für Technische Mechanik, [2]Technische Universität Clausthal – Institute of Subsurface Energy Systems

Abstract

Geschlossene Zweiphasen-Thermosiphon-Sonden sind eine innovative Lösung im Bereich der Geothermie, da sie ohne Hilfsaggregate wie Pumpen auskommen. Das Arbeitsmedium, beispielsweise Kohlendioxid, zirkuliert aufgrund der Schwerkraft und der Dichteunterschiede der beiden Phasen in der geschlossenen Sonde. An der Innenwand bildet sich aufgrund des Phasenwechsels ein Flüssigkeitsfilm aus. Die Wärmeübertragungsleistung der Sonde hängt wesentlich von der Dynamik des Flüssigkeitsfilms (Filmdicke, Benetzung, Welligkeit, Turbulenz etc.) ab. Daher ist die Untersuchung dieser Strömung für die Optimierung des Betriebsverhaltens der Sonde von großer Bedeutung.

In der vorliegenden Arbeit wird die Strömung sowie die konjugierte Wärmeübertragung in der Sonde und dem geologischen Untergrund mittels numerischer Simulation (CFD) analysiert. Die dreidimensionale räumliche Auflösung der Flüssigkeitsfilme mit einem numerischen Verfahren, z.B. der Volume of Fluid Methode, ist aufgrund der extrem kleinen Filmdicken bei gleichzeitig großen lateralen Abmessungen nicht praktikabel. Daher wird in der vorliegenden Arbeit stattdessen ein 2D-Filmmodell verwendet, um die Ausbreitung des Films über größere Bereiche des Innenrohrs effizient berechnen zu können. Das Modell basiert auf den Flachwassergleichungen und Transportgleichungen für Energie. Damit lassen sich die zeitliche und räumliche (in 2D) Entwicklung der Filmdicke, die wandparallele Filmgeschwindigkeit und die mittlere Filmtemperatur bzw. der Wärmeübergang berechnen. Die Temperatur in der Formation um die Sonde sowie die gasförmige Strömung im Innern des Rohrs werden durch entsprechende drei-dimensionale Modelle beschrieben.

Zur Verifizierung des Modells werden die Nusselt'sche Wasserhauttheorie und die analytische Lösung der Wärmeleitung herangezogen. Zudem wird eine Parameteruntersuchung durchgeführt, um verschiedene Szenarien des lokalen Betriebszustands der Sonde zu simulieren. Das Ziel besteht darin, eine optimierte Auslegung und einen verbesserten Betrieb der Sonde zu ermöglichen.

Einleitung

Das Strömungsverhalten des Flüssigkeitsfilms an der Innenwand von geschlossenen Zweiphasen-Thermosiphon-Sonden ist für die Effizienz der Wärmeübertragung des Systems von zentraler Bedeutung. Hierbei bieten numerische Simulationen wertvolle Einblicke in das Betriebsverhalten der Sonde und ermöglichen eine gezielte Optimierung.

In dieser Arbeit wird ein 2D-Filmmodell, das in OpenFOAM implementiert wurde, zur Abbildung des Flüssigkeitsfilms in der Sonde verifiziert. Zur Überprüfung des Modells wird die Nusselt'sche Wasserhauttheorie herangezogen. Darüber hinaus werden Parameterstudien und Validierungen für die Strömung auf einer ebenen Platte sowie für einzelne Tropfen durchgeführt.

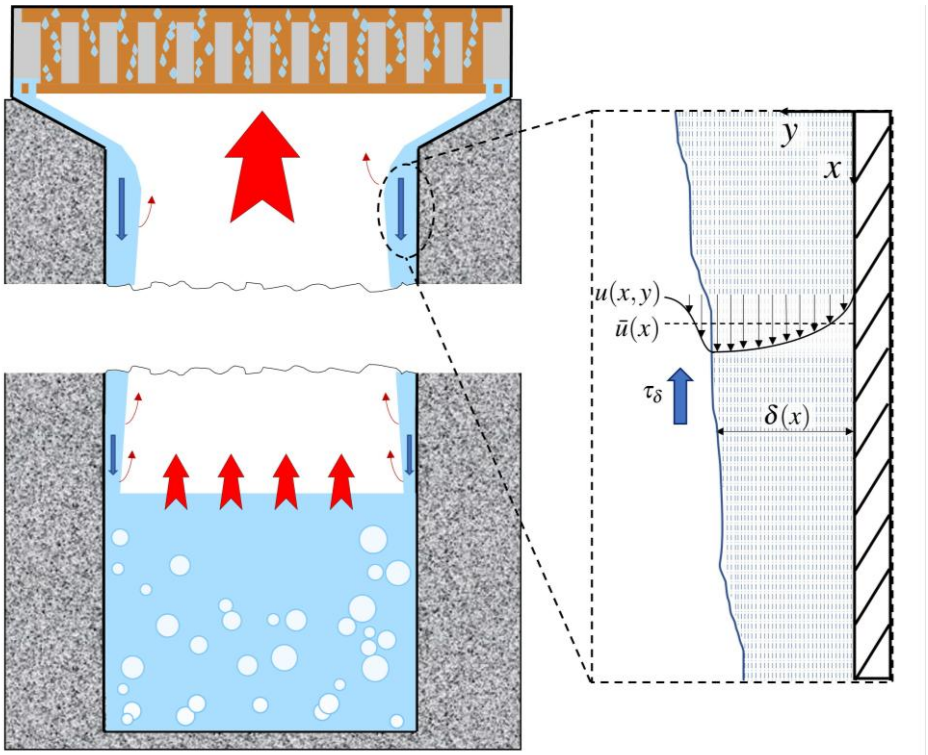


Abbildung 1: Schematische Darstellung einer Phasenwechselsonde sowie Details der Zweiphasenströmung.

Mathematisches Modell für Filmströmung

Das mathematische Modell basiert auf den 2D-Flachwassergleichungen sowie erweiterten Transportgleichungen für Energie und zeichnet sich gegenüber dreidimensionalen Modellen durch einen deutlich geringeren Rechenaufwand aus. Im Folgenden sind die verwendeten Terme für die Erhaltung von Masse, Impuls und Energie aufgeführt.

Massenerhaltung:

$$\frac{\partial(\delta\rho)}{\partial t} + \nabla_s \cdot (\delta\rho\,\vec{u}) = S_\delta$$

Impulserhaltung:

$$\frac{\partial(\delta\rho\,\vec{u})}{\partial t} + \nabla_s \cdot (\delta\rho\,\vec{u}\vec{u}) = -\nabla_s(\delta p) + \nabla_s \cdot (\delta\,\tau) + \delta\rho\,\vec{g}_s + \vec{f}_\sigma + S_{\delta,\mathrm{I}}$$

Energieerhaltung:

$$\frac{\partial(\delta\rho h)}{\partial t} + \nabla_s \cdot (\delta\rho\,\vec{u}h) = \nabla_s \cdot (\delta\lambda\nabla_s T) + q_{\mathrm{int}} + S_{\delta,\mathrm{E}}$$

Dabei ist δ die lokale Filmdicke und u die wandtangential gemittelte Filmgeschwindigkeit.

Die Terme f_σ, $S_{\sigma,i}$, q_{int} und $S_{\sigma,E}$ beschreiben die Kontaktwinkelkräfte, die Schubspannungen zwischen den Phasen, sowie den Wärmeübergang zwischen den Phasen und zur Wand.

Stoffeigenschaften

In OpenFOAM können die Materialeigenschaften, wie beispielsweise Dichte und dynamische Viskosität, als temperaturabhängige Funktionen nach empirischen Korrelationen (z.B. NIST) hinterlegt werden.

Dichte des Wassers (NSRDS5):

$$\rho(T) = \frac{a}{b^{1+(1-T/c)^d}}.$$

Dynamische Viskosität des Wassers (NSRDS2):

$$\mu(T) = \exp\left(a + \frac{b}{T} + c\ln T + dT^e\right).$$

Die temperaturabhängigen Verläufe von Dichte und dynamischer Viskosität sind in Abb. 2 dargestellt.

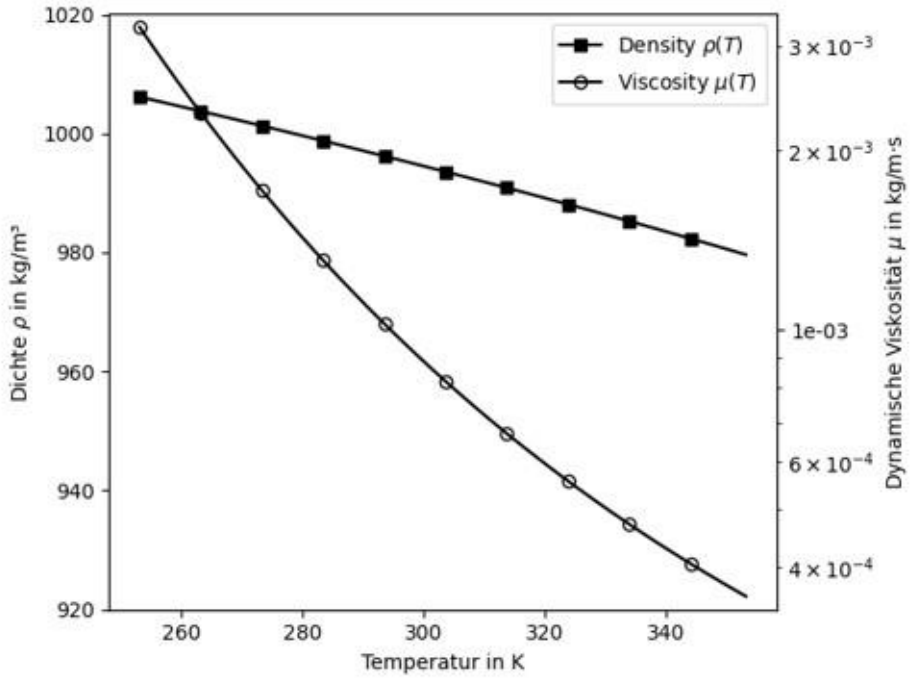


Abbildung 2: Temperaturabhängigkeit der Dichte (linke Achse) und der dynamischen Viskosität (rechte Achse) von Wasser.

Verifikation: 1D-Filmströmung

Zur Verifikation wird eine stationäre, laminare und inkompressible 1D-Filmströmung angenommen. So lässt sich die analytische Lösung für die Filmdicke gemäß der Nusselt'schen Wasserhauttheorie ermitteln, siehe Abb. 3:

$$\delta = \left(\frac{3}{4}\frac{\nu^2 \mathrm{Re}}{g}\right)^{1/3},$$

wobei die Reynolds- und Kapitza-Zahl wie folgt definiert sind:

$$\mathrm{Re} = \frac{4\Gamma}{\mu} \qquad Ka = \frac{\sigma}{\rho\, g^{1/3} \nu^{4/3}}.$$

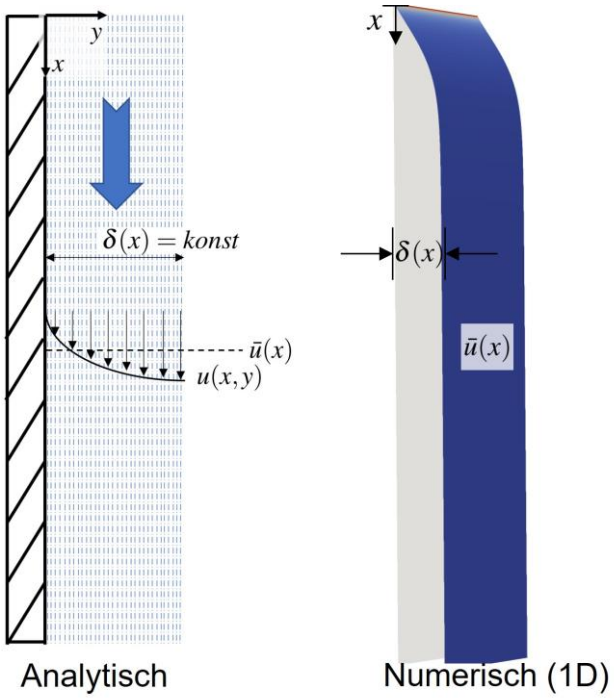


Abbildung 3: Skizze des voll entwickelten Geschwindigkeitsprofils im Film (links) und numerisch berechnete Ausbildung der Filmströmung (rechts).

Um den Einfluss der Diskretisierung auszuschließen, wurde zunächst eine Gitterkonvergenzstudie durchgeführt. An der Position x = 0,1 m eines ein Meter langen Films (Re≈96) wurden die berechnete mittlere Geschwindigkeit und die Filmdicke miteinander verglichen, um die Gitterunabhängigkeit der Ergebnisse sicherzustellen. In den weiteren Simulationen wurde die Anzahl der Kontrollvolumina auf 1.000 gesetzt, was einer Gittergröße von einem Millimeter entspricht, siehe Abb.4.

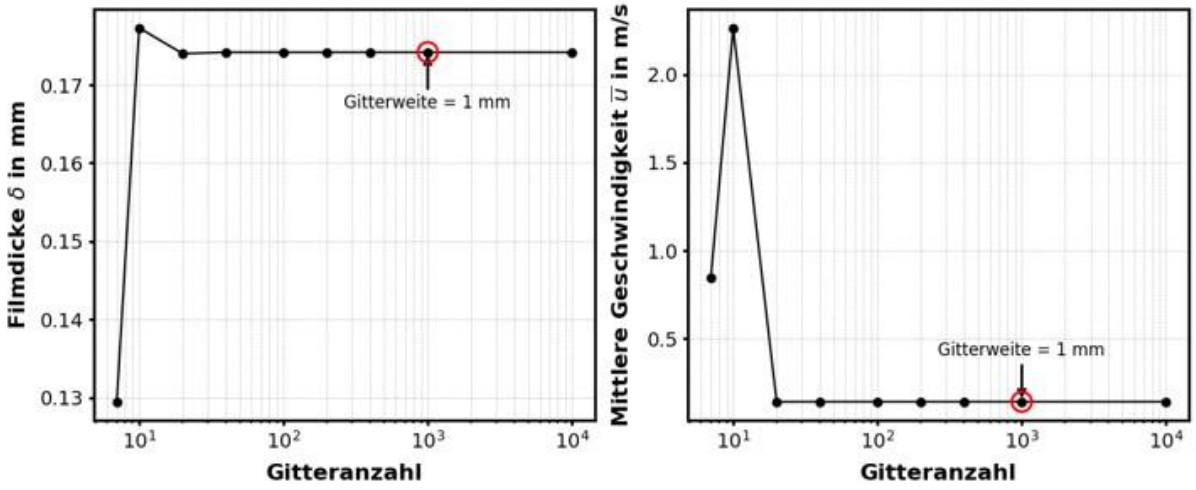


Abbildung 4: Einfluss der Netzauflösung auf Filmdicke und mittlere Geschwindigkeit der 1D-Filmströmung an der Position x = 0,1 m.

Um gleiche Szenarien zu gewährleisten, wurde die Kapitza-Zahl der Simulation ähnlich wie im Experiment von [Drosos et al., 2004] eingestellt, siehe Abb. 5. Die numerisch berechneten Filmdicken zeigen im Trend eine sehr gute Übereinstimmung mit der analytischen Lösung. Da die analytische Lösung bereits durch experimentelle Daten validiert wurde, bestätigt der Vergleich die Zuverlässigkeit des numerischen Modells.

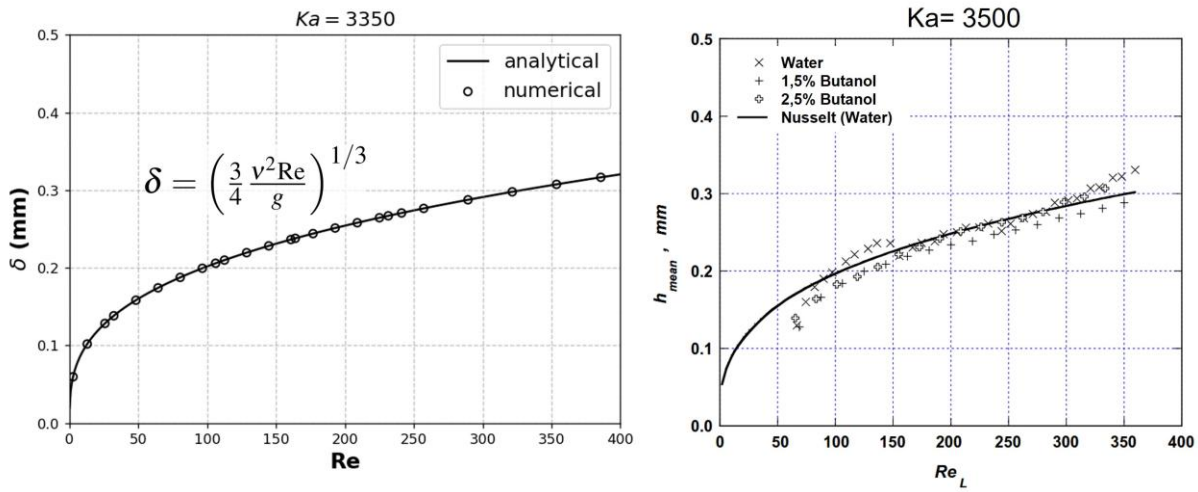


Abbildung 5: Numerisch/analytische Ergebnisse dieser Arbeit (links, Ka = 3350) und experimentelle/analytische Daten aus [Drosos et al., 2004] (rechts, Ka = 3500).

Verifikation: Film auf vertikaler Platte

In diesem Abschnitt wird der Einfluss des Benetzungsverhaltens und des Massenstroms auf die Filmströmung über einer vertikalen Platte untersucht. Die Geometrie besteht aus einer Wand mit einem Einlass oben und einem Auslass unten, siehe Abb. 6. Am Einlass werden die Anfangsfilmdicke und die mittlere Geschwindigkeit vorgegeben. Nach einer gewissen Zeit wird die Verteilung der Filmdicke entlang der Wand analysiert.

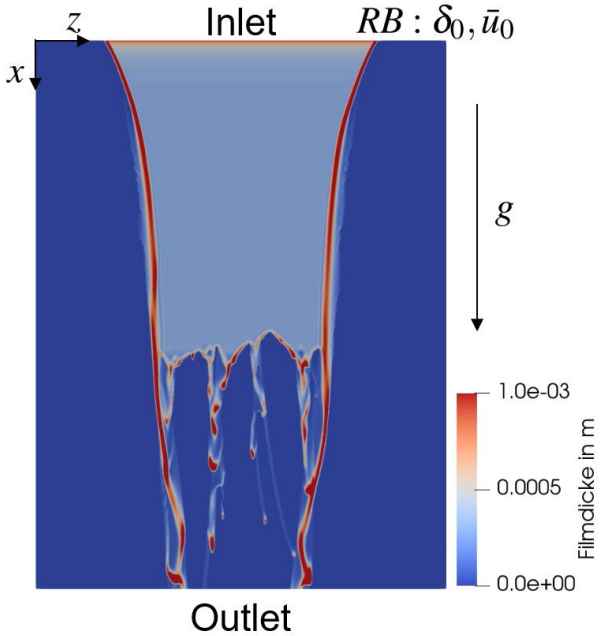


Abbildung 6: Momentaufnahme der berechneten Filmdicke entlang einer vertikalen Platte.

Abbildung 7 verdeutlicht den Einfluss des Benetzungsverhaltens auf die Verteilung des Flüssigkeitsfilms. Bei kleinem Kontaktwinkel (hydrophile Oberfläche, links) ist der Film weitgehend gleichmäßig auf der Wand verteilt. Mit zunehmendem Kontaktwinkel (Mitte: kritisch, rechts: hydrophob) nimmt die Benetzbarkeit ab, der Flüssigkeitsfilm zieht sich zurück und sammelt sich verstärkt an bestimmten Stellen, was zu einer ausgeprägteren lokalen Filmdickenbildung führt. Dies unterstreicht den entscheidenden Einfluss der Wandbenetzung auf das Strömungs- und Verteilungsverhalten von Flüssigkeitsfilmen.

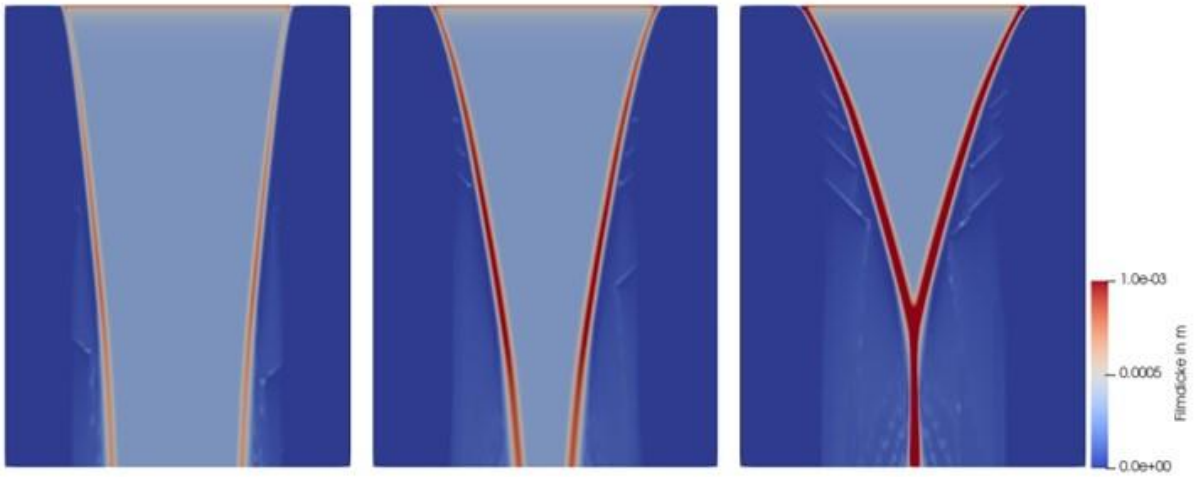


Abbildung 7: Verteilung der Filmdicke bei unterschiedlichem Benetzungsverhalten: links hydrophil, Mitte kritisch (Kontaktwinkel 90°), rechts hydrophob.

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, verändert sich die Verteilung des Flüssigkeitsfilms mit steigendem Massenstrom deutlich. Bei einem niedrigen Massenstrom von 0,05 kg/s treten ausgeprägte Instabilitäten und Rinnsale auf. Mit zunehmendem Massenstrom (0,2 kg/s bzw. 0,4 kg/s) verteilt sich der Film hingegen gleichmäßiger und stabiler über die gesamte Wandfläche. Zusätzlich ist zu beobachten, dass die mittlere Filmdicke mit steigendem Massenstrom zunimmt.

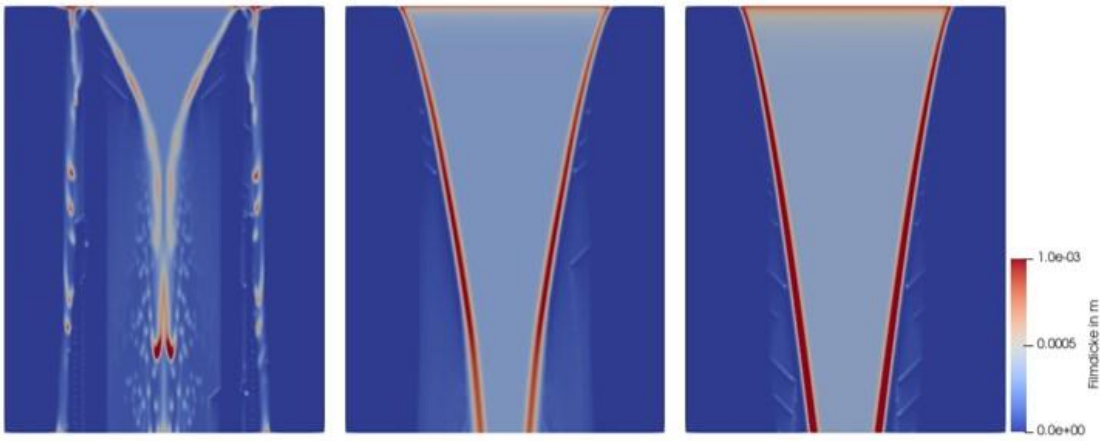


Abbildung 8: Verteilung der Filmdicke für unterschiedliche Massenströme am Einlass: 0,05 kg/s (links), 0,2 kg/s (Mitte) sowie 0,4 kg/s (rechts).

Verifikation: Tropfen auf horizontale Platte

Zur Verifikation der Modellierung von Oberflächenspannungseffekten wird die Ausbreitung eines Tropfens auf einer horizontalen Platte ohne Schwerkrafteinfluss untersucht. Ein zylindrischer Tropfen mit einem Radius von 4 mm breitet sich auf einer 40 mm × 40 mm großen Platte mit einer Anfangsfilmdicke von 0,5 mm aus. Die Simulationsergebnisse (siehe Abb. 10) zeigen die zeitabhängige Ausbreitung des Tropfens allein durch Grenzflächenkräfte und bestätigen somit die korrekte Abbildung kapillar dominierter Benetzungsprozesse durch das numerische Modell.

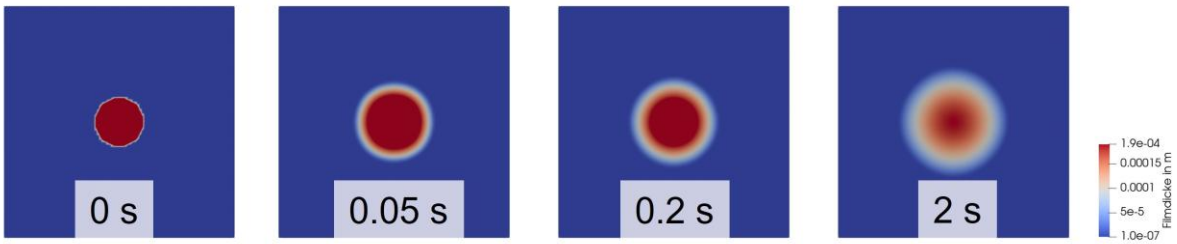


Abbildung 10: Zeitliche Ausbreitung eines Tropfens auf einer horizontalen Platte unter Einfluss von Grenzflächenkräften.

Um die Abhängigkeit dieses Prozesses von der Anfangsgeometrie zu überprüfen, wurde zusätzlich eine würfelförmige Anfangsverteilung betrachtet. Die Ergebnisse zeigen, dass sich unabhängig von der anfänglichen Tropfenform nach kurzer Zeit eine ähnliche, annähernd axialsymmetrische Filmdickenverteilung einstellt. Damit wird bestätigt, dass die finale Tropfengestalt im Wesentlichen durch die Oberflächenspannungen bestimmt wird und nicht von der Startform abhängt. Zur Veranschaulichung wird die 2D-Filmverteilung im Postprocessing über die Filmdicke visualisiert (Warp-Darstellung).

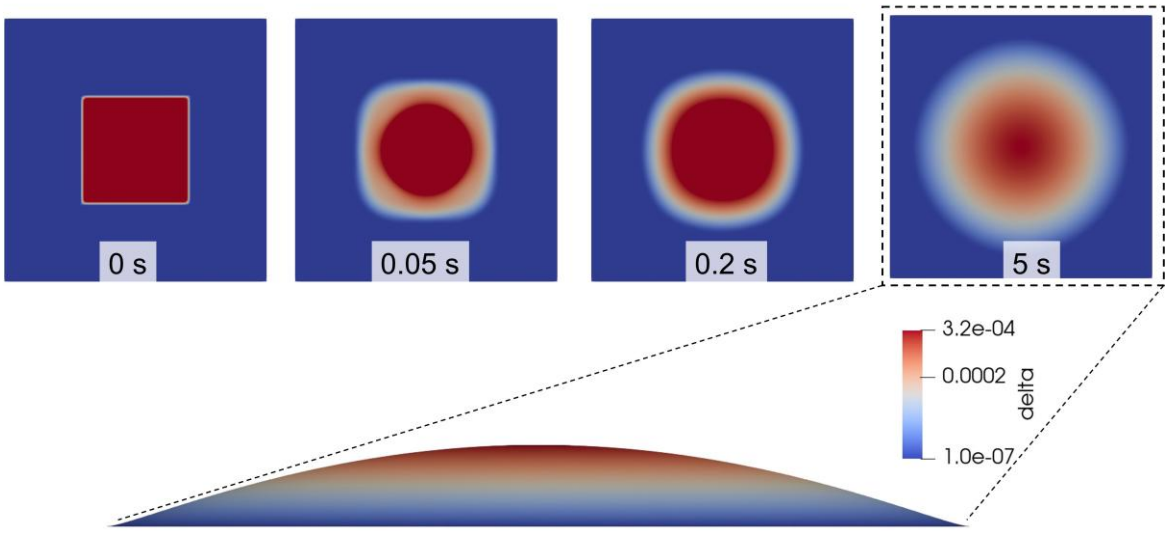


Abbildung 10: Umwandlung eines anfangs würfelförmigen Tropfens in eine kreisförmige Tropfenform durch Oberflächenspannung; unten: 3D-Darstellung der resultierenden Tropfengeometrie (Postprocessing).

Ergebnisse: Zweiphasenströmung in der Thermosiphon-Sonde

In diesem Abschnitt wird die Zweiphasenströmung in einer Thermosiphon-Sonde untersucht. Der Fokus liegt dabei auf der Schubspannung an der Phasengrenze zwischen der aufwärts strömenden Gasphase und dem abwärts laufenden Flüssigkeitsfilm. Als Medien werden Wasser nach NIST und Luft mit erhöhter Viskosität verwendet, um eine laminare Strömung in der Gasphase sicherzustellen.

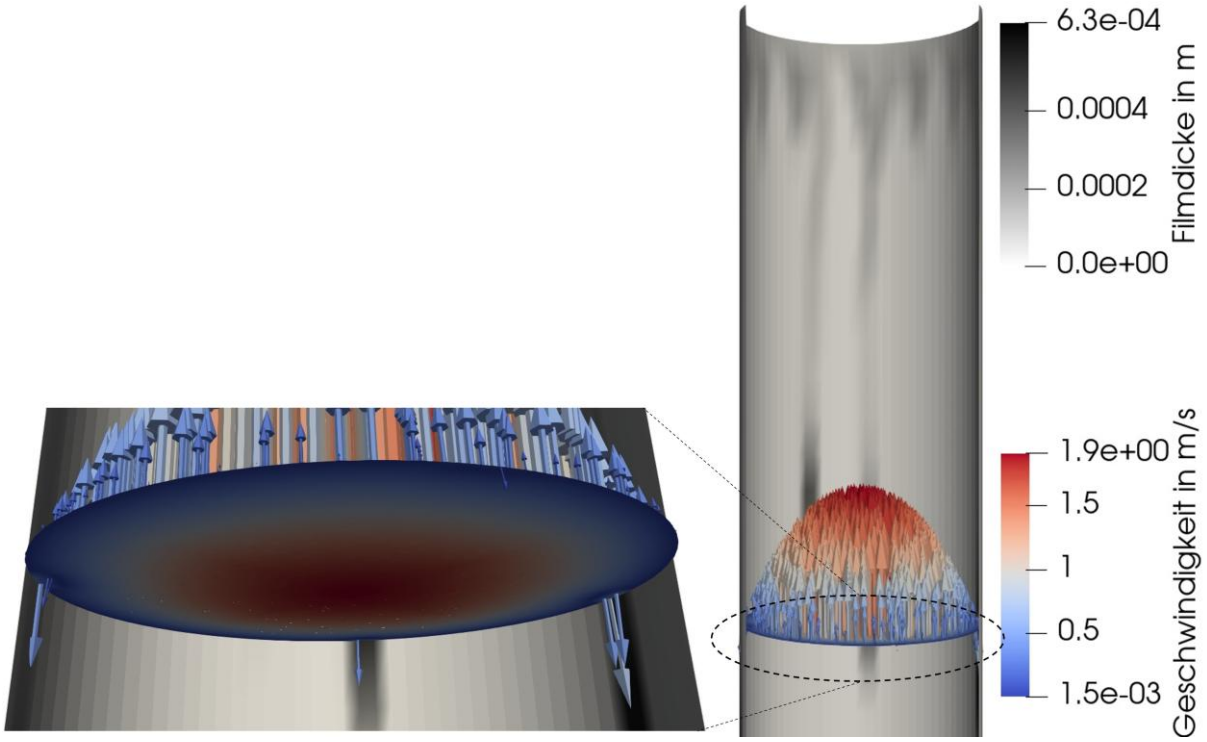


Abbildung 9: Berechnete Wandfilmdicke (Re_{film} beträgt 0 ~ 607) und Strömungsgeschwindigkeit (Re_{gas} beträgt 72,5) in der Gasphase in der Sonde (Ka=3127).

In dem untersuchten Querschnitt steigt die Gasphase im Rohr auf, während der Flüssigkeitsfilm mit einer vorgegebenen Anfangsfilmdicke und Geschwindigkeit an der Wand abwärtsströmt. Ein Phasenwechsel wird in dieser Simulation nicht berücksichtigt. Die Schubspannung an der Phasengrenze verursacht Strömungsinstabilitäten und lokale Verdickungen (fingering instability) im Flüssigkeitsfilm. Gleichzeitig wird die Geschwindigkeit der Gasphase im wandnahen Bereich durch den Flüssigkeitsfilm verringert.

Zusammenfassung und Ausblick

Das in OpenFOAM implementierte 2D-Filmmodell hat sich bei der theoretischen Beschreibung und Verifikation von Flüssigkeitsfilmen und Zweiphasenströmungen als erfolgreich erwiesen. Die Validierungen bestätigen, dass das Modell das Filmverhalten und die Phaseninteraktion realitätsnah erfasst. Somit bildet es eine solide Basis für die Integration von Phasenwechselvorgängen und für weiterführende Berechnungen geschlossener Thermosiphon-Sonden. In Zukunft soll das Modell um Phasenwechsel erweitert und für praxisnahe Anwendungen weiterentwickelt werden.

Danksagung

Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter der Vorhabensbezeichnung „IGF-Leittechnologien 69-70-71LN“ gefördert. Das Vorhaben wird von der DGMK unter der Projektnummer 883 koordiniert. Wir danken darüber hinaus den Mitgliedern des Projektbegleitenden Ausschusses für fruchtbare Diskussionen.

References

Drosos, E. I. P., Paras, S. V. & Karabelas, A. J. Characteristics of developing free falling films at intermediate Reynolds and high Kapitza numbers. International Journal of Multiphase Flow 30, 853–876 (2004).

Methane Monitoring of Abandoned Coal Mines (MEMO): Developing standardised technologies and guidelines for European methane inventories

Benjamin Haske
Research Center of Post-Mining, Technische Hochschule Georg Agricola University, 44787 Bochum, Germany

Abstract

Methane emissions from abandoned coal mines are a significant yet historically underestimated contributor to European greenhouse gas inventories. EU Regulation 2024/1787 now requires member states to systematically identify, quantify, and report these emissions, but standardised monitoring methodologies for practical implementation are still lacking. The RFCS-funded MEMO project addresses this gap by developing a harmonised methodology for unified methane emission inventories from closed coal mines. A consortium of nine partners from five countries combines experimental, numerical, and field-based approaches to deliver a decision workflow for mine selection, a classification of emissive components and methane pathways, a comparative assessment of flux measurement techniques against the regulatory thresholds, and emission-factor-based estimation methods supported by CFD modelling. The complete workflow, including uncertainty assessment, will be validated through representative European case studies to ensure transferability and provide practical technical guidelines for Member States.

Introduction

Methane emissions are not only a significant factor in the oil and gas industry, but also in other branches of mining, such as hard coal and lignite [1]. This is particularly evident in the case of emissions from abandoned coal mines [2] [3] [4] [5] [1] [6] [7], which are abundant in Germany, Europe, and the world. These emissions have been largely marginalized as emission factors in recent decades. With the introduction of the EU methane regulation [8], this aspect has been addressed for the first time in a systematic manner. However, the regulation has left numerous questions regarding the appropriate measuring and monitoring methods to be employed by the responsible stakeholders and verified by the authorities. The international project MEMO (Methane Monitoring of Abandoned Coal Mines), funded by the European Research Fund for Coal and Steel (RFCS), aims to address this discrepancy between monitoring requirements and practical, efficient methods for implementing them.

Project MEMO

The MEMO project [9] is an initiative that aims to enhance knowledge, expertise, and methodologies concerning the detection and monitoring of fugitive methane emissions from abandoned coal mines within the European Union member states. The primary objective of this initiative is to develop a robust methodology for establishing a unified methane emission inventory in accordance with the EU methane regulation. The following elements are to be addressed in order to facilitate the selection of mines for inclusion in the inventory:

- Development of a robust methodology for selecting the mines concerned by the inventory
- Establishment of methane emission inventories applicable by all EU countries
- Definition of a method for classifying the abandoned coal and lignite mines and their respective emissive components
- Definition of a quantification method based on emission factor estimation

- Establishment of the current state of methane emission measurements applied to abandoned underground coal mines
- Assessment and development of measurement tools and data collection devices or networks
- Application of the developed methodology to a case study to validate its feasibility and estimate its uncertainties

To achieve these objectives, a consortium of nine partners in five countries was established:

- Belgium:
  - Institut Scientifique de Service Public (ISSeP)
    - Subsurface and Post-Mining Risks Department
  - University of Mons (UMONS)
    - Mining Engineering Unit
- Czech Republic
  - VUHU AS
    - Testing Laboratories
- France:
  - National Institute for Industrial Environment and Risks (Ineris)
- Germany:
  - Technische Hochschule Georg Agricola University (THGA)
    - Research Center of Post-Mining
- Poland:
  - Central Mining Institute – National Research Institute (GIG)
    - Department of Extraction Technologies, Rockburst and Risk Assessment
    - Department of Mining Aerology
    - Department of Geology and Geophysics and Surface Protection
  - KOMAG Institute of Mining Technology
    - Department of Machines and Devices
  - Polish Geological Institute - National Research Institute (PAN)
    - Upper Silesian Branch
  - Strata Mechanics Research Institute – Polish Academy of Sciences (IMG PAN)
    - Mine Ventilation Laboratory

The project's duration is from September 2026 to February 2029, and it is co-funded by RFCS (project number 101216769) with a maximum grant amount of €1,967,484.62.

The transfer of methods between the oil and gas and coal industries is a key part of the project plan, with existing methods and those still in development being shared.

Methodology

MEMO employs an experimental, numerical, and field-based methodology (Figure 1) to develop a harmonized workflow for methane inventories from closed and abandoned coal mines.

First, a decision workflow is established to identify all mines subject to the regulation. Then, available archival, geological, and production data are used to appropriate estimation tiers at mine and basin scale. A systematic analysis of existing local inventories and data portals is conducted to derive standard procedures for data collection, gap analysis, and acquisition of missing information. This includes point sources, historical methane measurements, and key mine parameters.

The consortium will develop a classification of emissive components (shafts, galleries, boreholes, tunnels, drainage pipes, etc.) and associated methane pathways, including isotopic discrimination between thermogenic and biogenic methane, with the objective of restricting the inventory to mining-related emissions. For components where direct measurements are feasible, the project compares flux measurement techniques with respect to the regulatory threshold of 0.5 t CH4/year and device sensitivity. In circumstances where direct measurements are not feasible or data is limited, MEMO employs emission-factor-based methodologies supported by CFD modeling of decline curves. These methodologies account for mine geometry, production history, flooding state, coal rank, depth, and time since closure. They are further complemented by basin-scale typologies for sites with inadequate documentation.



Figure 1: Evaluation of different In-Situ- and UAV based methane detection methods by THGA. Image: Christian Teichmann, THGA.

Current and upcoming results

During the initial six months of the project, the primary focus was on establishing the organizational and conceptual foundations for MEMO. The consortium agreement was prepared, the project management structures were established, and the Project Steering Committee (PSC) was formally appointed. Furthermore, the organization of ongoing project coordination was implemented, and the schedule for regular partner meetings and reporting was defined.

In addition to the comprehensive overview of the project and the dissemination, exploitation, and communication plan, the initial key deliverables were produced and are currently under review: The workflow to select the mines concerned by the EU inventory, the determination of estimation methods and the list of existing methane monitoring methods. Additional results will follow as the project progresses, using the above methodology.

The complete workflow, inclusive of uncertainty assessment, will undergo rigorous testing and refinement using representative European case studies. This approach is designed to ensure the transferability of the workflow to diverse mining contexts and to establish a practical technical guideline for Member States.

References

[1] N. Kholod, „Global methane emissions from coal mining to continue growing even with declining coal production," *Journal of Cleaner Production,* Bd. 256, p. 120489, 2020.

[2] D. Chen, „Substantial methane emissions from abandoned coal mines in China," *Environmental Research,* Bd. 214, p. 113944, 2022.

[3] A. Duda und A. Krzemień, „Forecast of methane emission from closed underground coal mines exploited by longwall mining – A case study of Anna coal mine," *Journal of Sustainable Mining,* Bd. 17, pp. 184-194, 2018.

[4] S. Fernando, „Update of Estimated Methane Emissions from UK Abandoned Coal Mines," 2011.

[5] J. Hadro, „Abandoned mine methane development of the Upper Silesian Coal Basin in the light of the new EU regulation on methane emission reduction in the energy sector," 2024.

[6] E. Krause, „Investigations on methane emission from flooded workings of closed coal mines," *Journal of Sustainable Mining,* Bd. 12, pp. 40-45, 2013.

[7] „Methane Emissions from Abandoned Coal Mines in the United States: Emission Inventory Methodology and 1990–2002 Emissions Estimates," 2004.

[8] European Union, „Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942," 2024.

[9] THGA, „MEMO: Methane Emission Monitoring of Abandoned Coal Mines," 2025.

Monitoring Microbial Communities in an Underground Gas Storage Facility: Potential for Hydrogenotrophic Methane Production

A. Striegel[1], L. Klopfleisch[1], G. Dietzsch[2], H. Würdemann[1]
[1]Hochschule Merseburg, INW, Merseburg, Germany, [2]Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany

Abstract

Geological porous reservoirs can facilitate the microbial methanation of hydrogen (H_2), provided that carbon dioxide (CO_2) is co-stored. Beyond favourable growth conditions, sulfate availability is a critical factor, as sulfate reduction competes with methanogenesis and thereby diminishes the methane yield.
To assess the suitability of underground storages for hydrogen and in situ-methanation, the microbial community in the Eschenfelden gas storage site was characterized. The molecular biological characterization of downhole samples taken from storage and observation wells of the storage site revealed a high abundance and diversity of bacteria and archaea. Hydrogenotrophic archaea, such as *Methanobacterium*, *Methanoculleus*, *Methanoregula*, and *Methanospirillum* were present in high abundances. In addition, hydrogenotrophic methanogenic activity was also detected in fluid samples from the storage wells. The lower relative abundance of sulfate reducing bacteria (SRB) in the storage wells compared to the observation wells indicates that the availability of sulfate has been reduced due to storage operation over about 50 years and the associated introduction of hydrogen, methane, and other organic substances. Due to the reduced availability only minor hydrogen losses caused by sulfate reduction are to be expected.
Based on findings concerning the microbial biocoenosis, the underground storage Eschenfelden would be a suitable testing site for the underground methanation of H_2 and CO_2 using the existing methanogenic archaea as is presented in A-132 (Hering et al., 2026).

Introduction

Geological underground storage of natural gas currently accounts for a significant portion of the available energy capacity in Germany. The underground pore storage, which was investigated as part of the SAMUH$_2$ project, was commissioned in the mid-1960s. Initially operated using town gas, it was later converted to use natural gas. The introduction of town gas resulted in the release of pollutants such as BTEX (benzene, toluene, ethylbenzene and xylene) and naphthalene, as well as other polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs).
Microbial processes in underground storage facilities can help to break down residual and trace substances, thereby reducing the environmental risks associated with storage use. In the course of the abandonment of the Eschenfelden gas storage facility, downhole samples were taken from a depth of 500 – 600 meters. From the total of 46 downhole samples that were taken since 2022 from 13 wells, three observation and one storage well were sampled at least once per year. The focus of the investigation was the characterization of the microbial community as well as the analysis of the chemical composition of the samples. In addition, the suitability of the site for the underground microbial conversion of hydrogen and carbon dioxide into methane was evaluated.

Materials and Methods

Fluids from the Eschenfelden gas storage facility were extracted using a bailer from depths of 500 to 600 m, transferred to sterile glass bottles and kept cool until analysis.
The fluid samples were filtered to enable molecular biological analyses, such as quantitative polymerase chain reaction (qPCR) and microbiome analyses, to characterise the microbial

community. DNA was extracted from the filters using a DNA extraction kit (FastDNA Spin Kit for Soil from MP Biomedicals). The DNA was analysed using qPCR to determine the abundance of bacteria (16S rRNA gene; Nadkarni et al. 2002), sulfate reducers (dsrB gene; Geets et al. 2006) and methanogenic archaea (mcrA gene, modified from Angel et al. 2011 and Steinberg and Regan 2008). Furthermore, DNA samples were analysed by Eurofins Genomics using microbiome analysis (INVIEW Microbiome profiling 3.0). In this process, the composition of the microbial community was examined using various primers (16S – Bacteria and Archaea, dsrB – sulfate-reducing bacteria (Geets et al. 2006)).
The chemical composition of the fluids was characterised as part of Uniper's monitoring programme for the storage facility and the surrounding observation wells. The pH value, the concentrations of certain anions and various sum parameters (organic acids, total organic carbon) were determined using suitable probes, ion chromatographic analyses and cuvette tests (Hach-Lange) at Merseburg University of Applied Sciences.

Results

Over four years 46 fluid samples from a geological gas storage site were taken to characterise the microbial community and to evaluate the site´s potential for hydrogen storage. The bacterial and archaeal communities were analysed and compared using specific primers. qPCR analysis revealed higher abundances of bacteria and SRBs in the storage wells compared to the observation wells (data not shown).

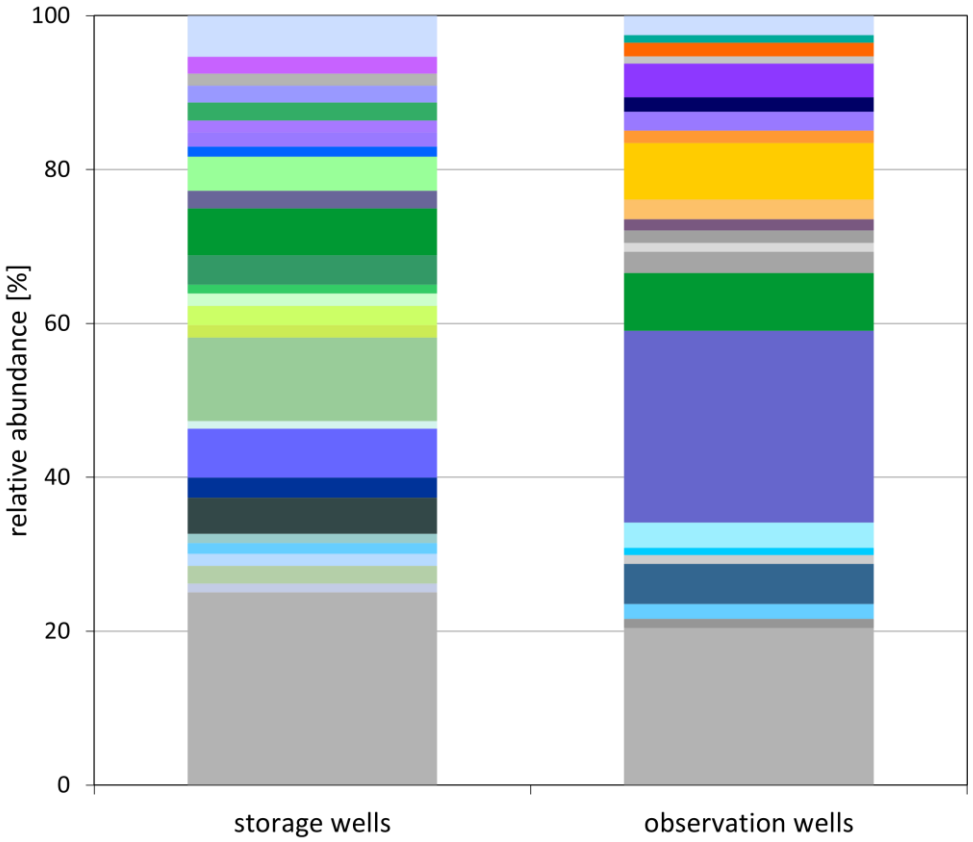


Figure 1: Comparison of the relative abundances of Bacteria (V3V5) in the deep fluids of the storage and observation wells at the Eschenfelden underground storage facility from February 2022 to April 2025. Blue/purple shades represent fermenters, orange/red shades represent sulfate reducers, and green shades represent methanogenic archaea.

Figure 1 shows a comparative overview of the average composition of the microbial communities for all storage wells (18 samples) and for all injection wells (23 samples). Genera with an abundance of less than 1 % were grouped under 'low-abundance and

unidentified' (grey bar at the bottom of Figure 1). A striking feature is the high proportion of methanogenic archaea (green bars) in the analyses of the bacterial biocoenosis, particularly in the storage wells. Presumably, the archaea in these samples are so abundant that they are detected during bacterial DNA sequencing as well. This finding is interpreted as clear evidence of the strong presence of methanogens in the storage reservoir. In contrast to the storage wells, sulfate-reducing bacteria (SRB) were detected in the fluids of the observation wells with a higher relative abundance of 13 % on average (red/orange bars in Figure 1). This suggests that, as a result of long-term storage operations, sulfate contained in the reservoir rocks has been largely depleted due to the introduction of organic compounds with the storage gas. In contrast, sulfate appears to be present to a greater extent in the observation wells, which are used for groundwater monitoring and had no direct contact with the stored gas. Few sediment samples from the reservoir were also analysed. In these samples, the relative abundance of SRBs ranged up to 29 %.
The quite high abundances of sulfate-reducing bacteria in the storage wells detected with qPCR contrast with the fact that SRBs were generally not detected by the microbiome analysis. Since microbiome analysis primarily detects the most common genera, and fermenters als well as methanogenic archaea were present in higher abundances in the storage wells, SRB were likely masked. The microbiome analysis of the SRB community showed that the storage wells were dominated almost exclusively by *Desulfovibrio*, whereas in the observation wells additional genera such as *Nitratidesulfovibrio* and others were also detected.
Furthermore, as in the reservoir boreholes, fermenters were detected. These are shown in blue/purple in Figure 1. Here, the genus *Moorella* is particularly dominant, with an average relative abundance of approx. 25 % in the observation boreholes.

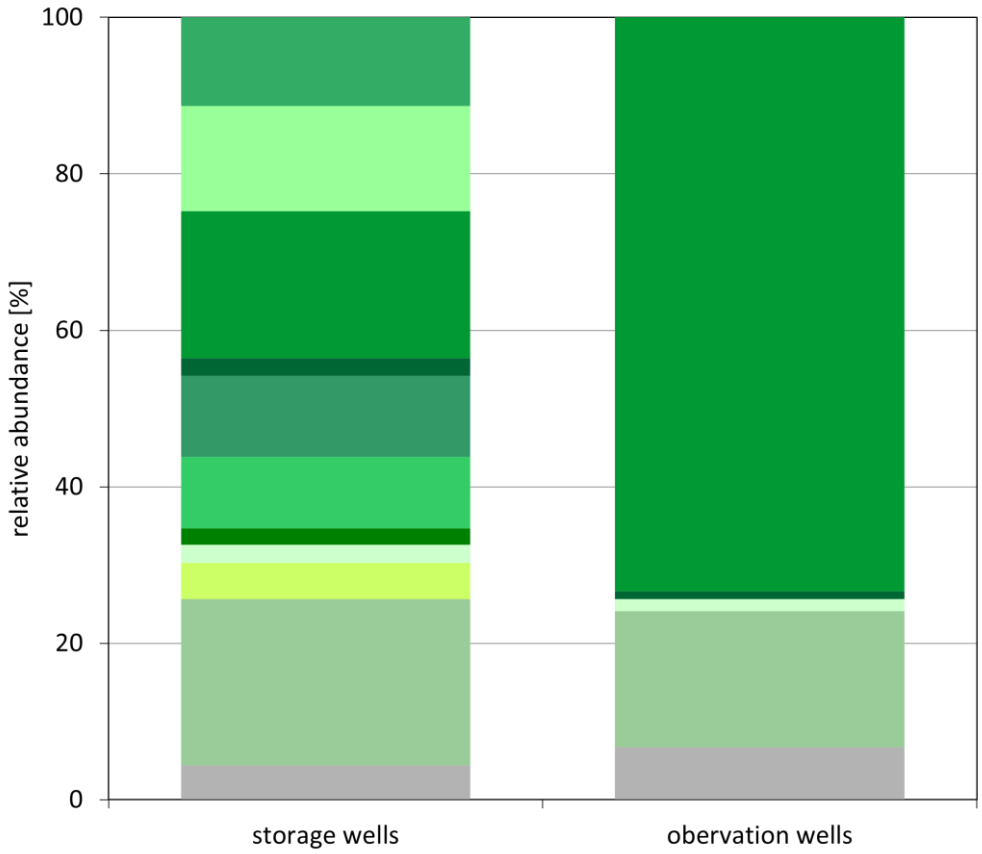


Figure 2: Comparison of the mean relative abundances of archaea (AV3V4a) in the deep fluids of the storage and observation wells at the Eschenfelden underground storage facility from 2022 to 2025. Methanogenic archaea are shown in green.

Significant differences are also evident within the Archaea community between the storage wells (18 samples) and the observation wells (15 samples) as shown in Figure 2. Genera with an abundance of less than 1 % were grouped together with low-abundance and unidentified species (grey bar at the bottom in Figure 2). In the storage wells, the archaea community shows significantly greater diversity than in the observation wells. In total, representatives of ten different genera were found. Representatives of the genera *Methanothrix* and *Methanobacterium* were the most frequently detected, with relative abundances of around 20 % each. In contrast, in the observation wells, the genus *Methanobacterium* is dominant with an abundance of approximately 73 % (Figure 2).
Laboratory experiments revealed markedly higher hydrogen consumption and methane production with fluids originating from a storage well. In contrast, fluids taken from observation wells showed substantially slower methane formation. This suggests that the microbial community in the storage wells is better adapted to hydrogen - likely due to prolonged exposure during long-term storage operations - than the communities present in the observation wells.

As an example, one storage well and one observation well are examined in more detail below.

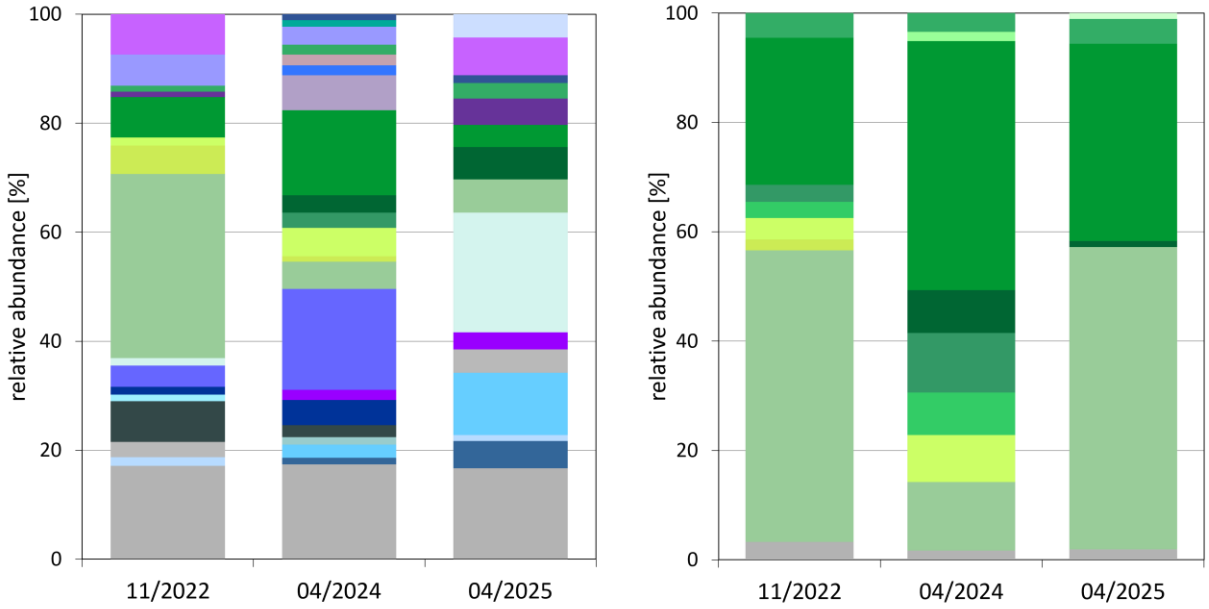


Figure 3: Comparison of the relative abundances of Bacteria (V3V5, left) and Archaea (AV3V4a, right) in the deep fluids of storage well Esch8 at the Eschenfelden underground storage facility from 2022 to 2025. Blue/purple shades represent fermenters, orange/red shades represent sulfate reducers, and green shades represents methanogenic archaea.

Figure 3 illustrates the development of the microbial community in the Esch8 storage borehole over a period of three years. The microbiome analysis reveals a diverse bacterial community, characterised predominantly by fermenters of the genera *Anaerobacterium*, *Pelolinea*, *Syntrophomonas* and *Paludibaculum*. Methanogenic archaea were detected with surprising frequency using the bacteria-specific primer, with a relative abundance of 16 to 48 %. Among the archaea, *Methanobacterium* and *Methanothrix* are the most common representatives, reaching relative abundances of up to 55 % (Figure 3). Consistently, these genera were also identified in the Bacteria analysis.

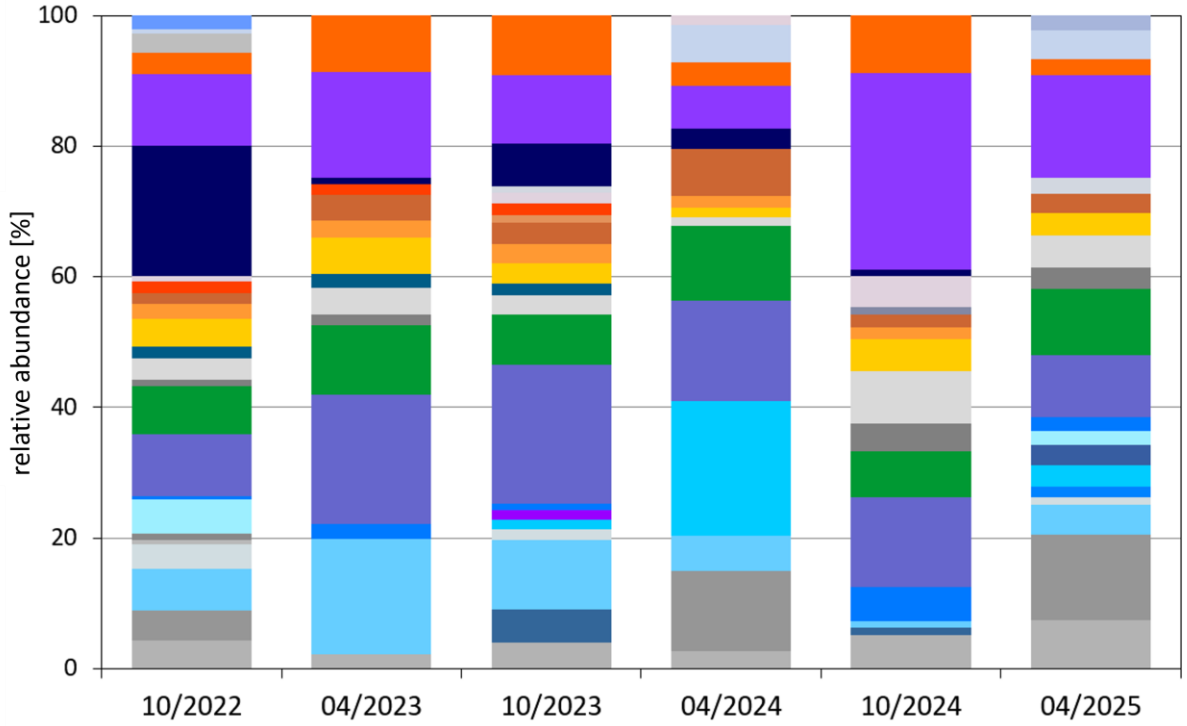


Figure 4: Comparison of the relative abundances of bacteria (V3V5) in the deep fluids of observation well EB2 at the Eschenfelden underground storage facility from 2022 to 2025. Blue/purple shades represent fermenters, orange/red shades represent sulfate reducers, and green represents methanogenic archaea.

Figure 4 illustrates the development of the microbial community in observation borehole EB2 over a period of three years. The composition of the bacterial community remained essentially constant, whilst the abundances of individual genera changed. Representatives of *Moorella*, *Chlamydomonas* and *Citrobacter*, for example, were frequently detected. In addition, various sulfate-reducing bacteria, such as *Desulfocucumis* or *Desulfovibrio*, were also detected with abundances ranging from 9 to 22 %.
Analysis of the bacterial community again identified representatives of the genus *Methanobacterium*. This genus is also dominant in the analysis of the archaeal community, with a relative abundance of 78 to 98 %. Furthermore, representatives of *Candidatus Methanoplasma*, *Methanobrevibacter* and *Methanothrix* were detected with a relative abundance of up to 2 %.

Conclusions

Bacteria, SRB and methanogenic archaea were detected in relatively high abundance (qPCR) in all deep fluids of the Eschenfelden reservoir and also in the neighbouring observation wells. However, characterisation of the microbial community via microbiome analysis showed that SRBs occur with greater diversity in the observation wells. In contrast, the detection of SRBs in the storage wells of the gas storage facility was limited to a few genera with low abundance (1 to 2 % relative abundance) in a small number of fluid samples and some sediment samples. With regard to fermenters and archaea, the microbiome analysis revealed a high diversity in all wells, which corresponds with the qPCR data. Overall, microbial abundance in the storage wells was significantly higher according to qPCR than in the observation wells, suggesting a higher availability of organic substrates in the storage facility. Notably, methanogenic archaea were detected in high relative abundance despite the use of a primer specific to bacteria. This dominance of methanogens within the storage's microbial community is also accompanied by significantly higher diversity and hydrogenotrophic activity.

References

Angel, R.; Matthies, D.; Conrad, R.: Activation of methanogenesis in arid biological soil crusts despite the presence of oxygen. In PLOS ONE, Vol. 6 (2011)

Geets, J.; Borremans, B.; Diels, L.; Springael, D.; Vangronsveld, J.; van der Lelie, D.; Vanbroekhoven, K.: DsrB gene-based DGGE for community and diversity surveys of sulfate-reducing bacteria. In Journal of Microbiological Methods, Vol. 66., p. 194 (2006)

Hering, J.; Striegel, S.; Schulz, M.; Schilling, F.; Würdemann, W.: Methane Production in Salt Caverns: Biofilm-Based Methanation of Renewable Hydrogen. DGMK/ÖGEW spring conference 2026 (2026)

Nadkarni, M. A.; Martin, F. E.; Jacques, N. A.; Hunter, N.: Determination of bacterial load by real-time PCR using a broad-range (universal) probe and primers set. In Microbiology, Vol. 148. (2002)

Steinberg, L. M.; Regan, J. M.: Phylogenetic comparison of the methanogenic communities from an acidic, oligotrophic fen and an anaerobic digester treating municipal wastewater sludge. In Applied and Environmental Microbiology, Vol. 74 (2008)

Invisible Threats, Visible Savings: Protecting Gas Storage Infrastructure through Integrated Microbial Monitoring

G. Schmid, L. Dengler
Microbify GmbH, Straubing, Germany

Microbiologically influenced corrosion (MIC) represents a major threat to the integrity and reliability of technical infrastructure. It is estimated that MIC causes costs amounting to **500 billion US dollars** per year worldwide. In the oil and gas industry, MIC accounts for around 20–30% of total corrosion costs [1], with pipelines, tanks, and components exposed to liquid accumulation being particularly vulnerable. Underground gas storage facilities are no exception: corrosion damage can compromise operational safety, increase maintenance and repair expenditures, and, in severe cases, result in extended downtime and reduced availability of storage capacity.

This work addresses the need for proactive and systematic approaches to mitigate MIC in gas storage infrastructure by presenting an **integrated microbial monitoring strategy** for surface and subsurface assets. The central premise is that incorporating microbial monitoring into routine inspection and maintenance programs enables early detection of MIC-relevant microorganisms, such as sulfate-reducing (H_2S-producing), sulfur-oxidizing, iron-reducing/oxidizing, methanogenic or acid-producing microbes. Early identification of these microbial communities provides operators with critical **information on corrosion risks before significant material damage occurs**. This is particularly important for caverns and porous rock storages that are repurposed for hydrogen (H_2) storage.

The proposed monitoring concept combines targeted sampling, microbiological and molecular analytical methods, physical-chemical analysis and data integration with existing asset integrity management systems. This approach allows for **site-specific risk assessment** and supports informed decision-making. Based on monitoring results, **appropriate countermeasures** can be implemented in a timely manner, including operational adjustments, biocide application, material selection, or process optimization to reduce water accumulation and nutrient availability.

By shifting from reactive repair to **preventive management**, integrated microbial monitoring has the potential to significantly **reduce corrosion-related costs**, enhance infrastructure resilience, and improve the long-term safety and sustainability of underground gas storage operations.

References:

[1] Skovhus, T. L., Enning, D., & Lee, J. (Eds.), (2017), Microbiologically influenced corrosion in the upstream oil and gas industry (1st ed.), CRC Press, https://doi.org/10.1201/9781315157818

Vom Monitoring zum Indikator: Biodiversitätsentwicklung im Industrieumfeld messbar und sichtbar machen

Malin Chrzon[1], Julian Jaeckel[2]
[1]Technische Hochschule Georg Agricole, Forschungszentrum Nachbergbau, Bochum, Germany, [2]Ruhr Universität Bochum, Bochum, Germany

Abstract

Biodiversität in industriell geprägten Landschaften gewinnt zunehmend an Bedeutung, sowohl im Kontext regulatorischer Anforderungen als auch im Rahmen unternehmerischer Nachhaltigkeitsstrategien.[1] Gleichzeitig fehlen Ansätze, mit denen biodiversitätsrelevante Veränderungen flächenhaft, zeitlich vergleichbar und mit vertretbarem Aufwand erfasst werden können.

Das Forschungsprojekt INDIBIO adressiert diese Lücke durch die Entwicklung eines integrativen Ansatzes, der multisensorische und multiskalige Daten systematisch zusammenführt und in einen gewichteten Bewertungsindikator überführt. Ein zentraler Schwerpunkt liegt dabei auf der Nutzung satellitengestützter Zeitreihendaten, die eine kontinuierliche Beobachtung von Umweltveränderungen ermöglichen.

Aus diesen Daten werden Indikatoren abgeleitet, die zentrale Aspekte biodiversitätsrelevanter Veränderungen erfassen, darunter Vegetationsdynamik, Feuchtebedingungen, Landnutzung sowie anthropogene Störungsstrukturen. Diese Indikatoren werden normiert und im Rahmen einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse zu einem aggregierten Bewertungswert zusammengeführt.

Die Kombination mit öffentlichen Geodaten und punktuellen ökologischen Felddaten ermöglichen eine mehrdimensionale Analyse. Der Ansatz orientiert sich an etablierten Konzepten des Geomonitorings, bei denen unterschiedliche Sensorebenen (Satellit, Drohnen, In-situ) kombiniert werden, um deren jeweilige Stärken in Bezug auf räumliche Abdeckung, zeitliche Auflösung und Detailtiefe zu nutzen [2].

Die konzeptionelle Anwendung erfolgt am Standort Gronau-Epe, einem Kavernenspeichergebiet mit komplexer Überlagerung von industrieller Nutzung, Landwirtschaft und naturschutzfachlich relevanten Moorflächen.

Einleitung

Industriell beeinflusste Landschaften stellen komplexe Systeme dar, in denen sich natürliche und anthropogene Prozesse überlagern und über unterschiedliche räumliche und zeitliche Skalen hinweg wirken. Die Bewertung ihrer ökologischen Auswirkungen ist methodisch anspruchsvoll, da sie sich nicht durch eine einzelne Messgröße erfassen lässt, sondern über Indikatoren erfolgt, die verschiedene Aspekte von Biodiversität abbilden [3].

Satellitengestützte Fernerkundung bieten in diesem Kontext den Vorteil einer kontinuierlichen und flächenhaften Beobachtung von Umweltparametern. Im Gegensatz zu punktuellen in-situ Erhebungen liefern Satellitendaten regelmäßig wiederkehrende Messungen desselben Gebietes und ermöglichen damit die Analyse zeitlicher Entwicklungen. Diese sogenannten

Zeitreihen stellen einen entscheidenden Vorteil dar, da sie nicht nur Zustände, sondern auch Veränderungen und Trends erfassen.

Die Auswertung basiert auf multispektralen Daten, bei denen Sensoren die von der Erdoberfläche reflektierte Strahlung in unterschiedlichen Wellenlängenbereichen messen. Vegetation weist dabei charakteristische Reflexionsmuster auf. Während sie sichtbares Licht, insbesondere im roten Bereich, stark absorbiert, reflektiert sie nahinfrarote Strahlung in hohem Maße [4]. Aus diesen Unterschieden lassen sich Vegetationsindizes ableiten, wie beispielsweise der Normalized Difference Vegetation Index (NDVI), der als Maß für Biomasse, Vitalität und Vegetationsdichte dient. Durch die Analyse solcher Indizes über längere Zeiträume können Veränderungen in der Vegetationsentwicklung erkannt werden, etwa infolge von Trockenstress, Nutzungsänderungen oder anthropogenen Eingriffen [5].

Ergänzend können Drohnen-Daten hochauflösende Detailinformationen liefern, während Geodaten zusätzliche Kontextinformationen zu Landnutzung, Infrastruktur, Schutzgebieten sowie geologischen und pedologischen Bedingungen bereitstellen. Die Integration dieser heterogenen Daten ist zentraler Bestandteil aktueller Geomonitoring-Ansätze, da erst durch die Kombination unterschiedlicher räumlicher und zeitlicher Skalen ein umfassendes Verständnis von Umweltprozessen möglich wird.

Ziel dieser Arbeit ist es, diese datengetriebenen und multiskaligen Ansätze systematisch auf die Bewertung biodiversitätsrelevanter Bedingungen zu übertragen und in einen konsistenten Bewertungsansatz zu überführen.

Pilotstandort

Als Untersuchungsraum dient das Kavernenspeicherfeld Gronau/Epe. In diesem Gebiet überlagern sich industrielle Nutzung, landwirtschaftliche Flächen sowie naturschutzfachlich relevante Moor- und Grünlandbereiche. Der Einfluss der industriellen Nutzung zeigt sich insbesondere in der Flächeninanspruchnahme durch Infrastruktur sowie in durch den Speichervorgang verursachten Bodenbewegungen an der Tagesoberfläche [6]. Diese können den Wasserhaushalt beeinflussen und damit zentrale Standortbedingungen für Vegetation verändern. Auffällig ist die zunehmende Fragmentierung der Landschaft durch eine Vielzahl kleinräumiger Bohrplätze.

Darüber hinaus ist das Gebiet durch weitere Veränderungen geprägt, darunter Renaturierungs- und Kompensationsmaßnahmen im Bereich angrenzender Moorflächen sowie landwirtschaftliche Nutzungsänderungen. Die beobachtbaren Veränderungen resultieren somit aus unterschiedlichen, sich überlagernden Prozessen mit jeweils verschiedenen Ursachen. Diese Überlagerung erschwert die eindeutige Zuordnung einzelner Effekte, macht das Gebiet jedoch gleichzeitig besonders geeignet für die Analyse komplexer Wechselwirkungen zwischen industrieller Nutzung, Standortbedingungen und biodiversitätsrelevanten Prozessen.

Durch die Überschneidung mit Naturschutz-, FFH- und Vogelschutzgebieten steht zudem eine umfangreiche Datengrundlage aus ökologischen Erhebungen, beispielsweise Brutvogelkartierungen, zur Verfügung, die zur Validierung der abgeleiteten Indikatoren genutzt werden kann.

Methodisches Vorgehen

Die Datengrundlage bilden multitemporale Zeitreihen der Fernerkundungsmissionen Landsat und Sentinel-2, ergänzt durch Drohnen-Daten, öffentlich verfügbare Geodaten sowie

ökologische Referenzdatensätze. Der methodische Ansatz folgt einem integrativen Workflow, der auf der systematischen Verknüpfung heterogener Daten basiert.

Zunächst erfolgt der Aufbau eines Standort- und Prozessverständnisses durch die Integration vorhandener Geodaten. Anschließend werden alle Datensätze auf eine gemeinsame räumliche und zeitliche Referenz (Raster) überführt um eine konsistente Analyse zu ermöglichen.

Auf dieser Grundlage werden aus den Fernerkundungszeitreihen zentrale Umweltindikatoren abgeleitet, darunter Vegetationsdynamik, Feuchtebedingungen, Landnutzung und Habitatstruktur sowie anthropogene Störungsindikatoren wie Distanz zu Infrastruktur oder Fragmentierungsgrad.

Die anschließende Analyse erfolgt sowohl räumlich als auch zeitlich, indem Veränderungen entlang von Zeitreihen sowie entlang räumlicher Gradienten untersucht werden. Abschließend werden die Indikatoren normiert und im Rahmen einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse zu einem aggregierten Bewertungswert zusammengeführt, der eine räumlich explizite und zeitlich vergleichbare Bewertung von Biodiversität ermöglicht.

Erwarteter Beitrag

Der entwickelte Ansatz ermöglicht die systematische Überführung von Geomonitoring-Daten in eine konsistente Bewertung von Biodiversität und schafft die Grundlage für ein flächenhaftes, wiederholbares Monitoring sowie eine praxisorientierte Bewertung industrieller Einflüsse auf Ökosysteme.

Dadurch können Veränderungen infolge von Baumaßnahmen, Eingriffen in den Naturhaushalt sowie Maßnahmen zur Rekultivierung oder Renaturierung räumlich differenziert erfasst, über die Zeit hinweg verfolgt und in ihrer Wirkung systematisch bewertet werden.

Projektförderung

Das Forschungsprojekt wird im Rahmen einer Forschungskooperation von Uniper Energy Storage GmbH (UST) mit einer Laufzeit von drei Jahren (11/2025 – 10/2028) gefördert.

Referenzen

[1] IPBES (2019): Global assessment report on biodiversity and ecosystem services, IPBES Secretariat, Bonn, Germany (2019)
[2] Rudolph, T., Yin, X., Goerke-Mallet, P., Umfassende Definition des Geo- und Umweltmonitoring aus den nachbergbaulichen Erfahrungen im Ruhrgebiet, Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 173, 513, (2023)
[3] Pereira, H.M. et al., Essential Biodiversity Variables, Science, 339, 277, (2013)
[4] Tucker, C.J., Red and photographic infrared linear combinations for monitoring vegetation, Remote Sensing of Environment, 8, 127, (1979)
[5] Pawlik, M., Der Einsatz von multispektralen Satellitenbildern im Geomonitoring von nachbergbaulichen Prozessen, Dissertation, 1, 1, (2025)
[6] Rudolph, T., Goerke-Mallet, P., Homölle, A., Müterthies, A., Perrevort, H., Teuwsen, S., Yang, C.-H., Participatory Geomonitoring for Future Mining—Resilience Management in the Cavern Storage Epe, Mining, 4, 203, (2024)

Textural, diagenetic and detrital controls on the mechanical properties of sandstone

Y. Chen, C. Cheng, B. Busch, C. Hilgers
Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geosciences, Karlsruhe, Germany

Accurate prediction of sandstone mechanical properties is essential for geotechnical engineering, reservoir management, and subsurface energy storage. The diagenetic processes, particularly compaction and cementation, not only control the porosity and permeability of sandstones but also strongly affect their mechanical strength. Although uniaxial compressive strength (UCS) generally increases with decreasing porosity, the extent to which diagenetic cementation and associated fracture mechanisms modulate this relationship has not been systematically quantified.
In this study, we investigate how diagenetic alterations, including porosity reduction and cementation type, govern the UCS of sandstones collected from Lower Triassic Buntsandstein outcrops at the Upper Rhine Graben shoulder in south-western Germany. Cylindrical samples drilled mainly perpendicular to bedding exhibit porosities of 4–25% and permeabilities from 0.001 to 10000 mD, reflecting varying diagenetic intensities. UCS values range from 17 to 179 MPa, with corresponding Young's modulus of 8–50 GPa and P-wave velocities between 2122 and 4132 m/s. The results demonstrate that high-porosity samples with low cement content predominantly fail through fracture coalescence along pre-existing defects, whereas low-porosity samples with abundant cement exhibit grain-scale fracture propagation. Additionally, we detected two main categories exhibiting different degrees of strength enhancement with porosity reduction, namely brittle-cement (e.g., quartz, feldspar) dominance and ductile-cement (e.g., clay minerals) dominance. In a low-porosity regime (<15%), brittle cementation produces a markedly stronger increase in UCS than ductile cementation, whereas at high porosity, cementation exerts minimal control on failure mechanisms. These findings reveal that sandstone strength is not governed solely by porosity magnitude, but by the coupled effects of cement type, porosity evolution, and fracture processes. This mechanistic framework enables an improved strength prediction for porous sandstone reservoirs and subsurface engineering applications.

Subsurface Uncertainty Modeling of Underground Hydrogen Storage

B. Mbella[1], R. Schulze-Riegert[2], F. Diogo de Siqueira[3], B. Hagemann[1]
[1]Clausthal University of Technology
[2]SLB Norwegian Technology Center
[3]SLB Abingdon Technology Center

Abstract

The increasing integration of renewable energy sources has intensified the need for reliable and scalable energy storage solutions to manage surplus electricity generation from solar and wind. Underground Hydrogen Storage (UHS) offers a promising option by converting excess electricity into hydrogen via electrolysis and storing it in deep geological formations for later recovery, supporting grid stability and long-term decarbonization.
Robust performance prediction of Underground Hydrogen Storage (UHS) operations needs to consider subsurface uncertainties related to microbial activity and geological heterogeneity. Both can significantly influence hydrogen recovery. Microorganisms may consume hydrogen or alter subsurface conditions, while spatial variability in porosity and permeability controls fluid flow and storage behavior. The impact of variations in geological and reservoir conditions can be analyzed and quantified using reservoir modeling and simulation.
This study focuses on two key sources of uncertainty in UHS modeling: subsurface property modeling and microbial activities. The impact of geological uncertainty is investigated through variations in porosity, permeability, and facies distribution using a benchmark model from the Clausthal University of Technology. Multiple realizations of petrophysical properties were generated using Gaussian Random Function Simulation to evaluate their effect on hydrogen recovery over multiple cycles of injection and withdrawal of gas mixtures including hydrogen.
Microbial activity is modeled using the double Monod model, which represents microbial growth dynamics in hydrogen-rich environments (Hagemann, Hogeweg, & Luddeke, 2024). Sensitivity analyses are performed to assess the influence of model parameters on hydrogen recovery (Yessenaliyeva, Schulze-Riegert, Diogo de Siqueira, & Hagemann, 2025) and to determine optimal parameter settings for a benchmark model. In conclusion, this study provides insights into geological uncertainty modeling and microbial activity, highlighting their influence on predicting UHS operational performance.

Introduction

Renewable energy sources like solar and wind are variable, creating challenges for maintaining grid flexibility and balancing supply with demand. Managing periods of excess generation requires effective storage solutions. One approach is Underground Hydrogen Storage (UHS), which allows hydrogen to be stored in deep geological formations for later use, providing a flexible and long-term energy storage option.
The feasibility and efficiency of UHS is strongly influenced by complex subsurface processes. Among these, microbial activity and geological heterogeneity present significant uncertainties that can affect the amount of hydrogen recovered at the surface. Microorganisms can consume hydrogen or alter subsurface conditions, while the spatial variability in porosity and permeability governs fluid flow and storage dynamics. As these factors are not yet fully understood, their impact must be quantified and accounted for in reservoir simulation models to ensure accurate performance forecasting and reliable design of UHS operations.
This study aims to address two key areas of uncertainty in UHS modeling: (1) the effect of subsurface property modeling on hydrogen recovery and (2) the influence of different approaches to simulate microbial activity. The first part of the work investigates how geological

modeling choices particularly in porosity, permeability, and facies distribution affect the predicted hydrogen fraction recovered. A benchmark project from Clausthal University was used as a base case, with new realizations of petrophysical properties generated using Gaussian Random Function in Petrel (Petrel, 2025). These realizations were used to run multiple simulation scenarios in Intersect (Intersect, 2025), allowing for sensitivity analysis on property variation.
The second part focuses on microbial activity modeling. In previous versions, Intersect has used the Arrhenius model to simulate biochemical reactions. In the 2025 release of the simulator, two new models were introduced both based on the Monod kinetics (Monod, 1949), which is more representative of microbial growth dynamics: the Arrhenius-based bacterial decay approach and the limiting and maintenance term approach (Hagemann, Hogeweg, & Luddeke, 2024). These models aim to more realistically regulate bacterial population growth in hydrogen-rich environments. Through a series of simulations and sensitivity analyses using Mepo (Mepo, 2025), this study evaluates the performance and behavior of these models, with the goal of understanding how different parameterizations influence hydrogen recovery. A comparative analysis is also provided to present a best practice in model selection and parameter tuning for improved history matching and predictive reliability.

Property modeling

The objective of the property modeling in Petrel was to assess the impact of variations in porosity, permeability, and facies models on the H_2 fraction in the production stream, using the TU Clausthal benchmark models as a reference (Hogeweg et al.,2022). However, direct modifications of the benchmark property models was a challenge as the original Petrel project file was unavailable, and only limited information was provided regarding the creation of these models.
For this purpose, synthetic well logs were extracted from the available models through the single existing well and used as input for the property modeling process. Four additional synthetic wells were created to improve spatial coverage and obtain more representative information from the benchmark models. Therefore, new porosity and permeability models were generated using Gaussian random function simulation. Facies modeling was also included to enhance the geological consistency of the final property models.
Finally, sensitivity studies were conducted on the seed variable used in the simulation process to generate multiple realizations and evaluate the variability in the produced H_2 fraction. This was done using the Petrel Uncertainty and Optimization workflow.

The TU Clausthal benchmark model is a synthetic model replicating sandstone reservoirs in Northern Germany. The parameters of the model are listed in Table 1. The GWC is 1210 m below the surface with a pressure of 81.6 bar. Capillary pressure of 0.1 bar results in a transition zone between the gas and water zones. Injection and production of gas is accomplished through one well, located in the center of the model Figure 1 show the porosity, permeability XY and permeability Z models, respectively.

Table 1: TU Clausthal benchmark models' parameters

Model parameters	*Values*
Number of grid cells	44652 (61X61X12)
Dimension of a cell xy	50m x 50m
Cell height	Variable
Average porosity	15%
Average permeability (PERM XY)	143 mD
Average permeability (PERM Z)	3 mD

The operation scenario of the UHS was taken from Hogeweg et al., 2022. The UHS is described by the following design:

- Four cushion gas (CG) injection cycles, each lasting 2 months (60 days), with a 1-month (30 days) idle period between injection and production phases. The injected cushion gas is controlled by bottom-hole pressure (BHP), which increases by 4 bars after each injection cycle.
- Four working gas (WG) injection and production cycles, each lasting 3 months (90 days), with a 1-month (30 days) idle period between injection and production phases. An additional 15-day idle period is introduced before each WG injection cycle from cycle 2 to 4. WG production and injection are carried out at a constant rate of 600000 Sm^3/d.

The initial fluid compositions, as well as the working gas and cushion gas compositions, are summarized in Table 2.

Table 2: Reservoir fluid, cushion gas and working gas fluid compositions.

Components (mole %)	*Reservoir fluid*	*CG/WG fluid*
H_2	0.0	0.10
N2	0.0909	0.08181
CO2	0.0252	0.02268
C1	0.8761	0.78849
C2	0.0072	0.00648
Pseudo Comp.(C3+)	0.0006	0.00054

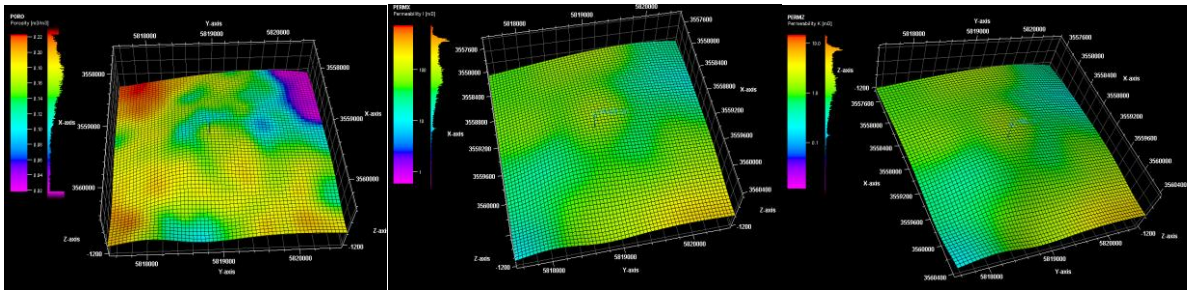


Figure 1: TU Clausthal benchmark porosity, permeability XY and Z models

A well-defined workflow was followed throughout the property modeling process (Figure 2).

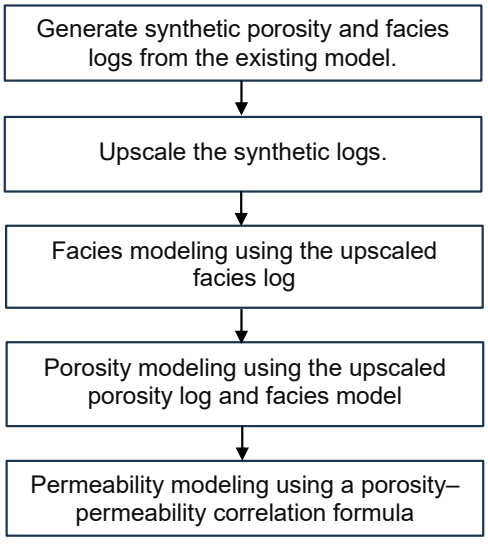


Figure 2: Property modeling workflow

Due to the considerable lack of data, four new wells (wells 4, 5, 6 and 7) were added to the

model to capture more spatial information. Synthetic porosity logs were then generated for each well and upscaled to the grid using the arithmetic average method Figure 3.

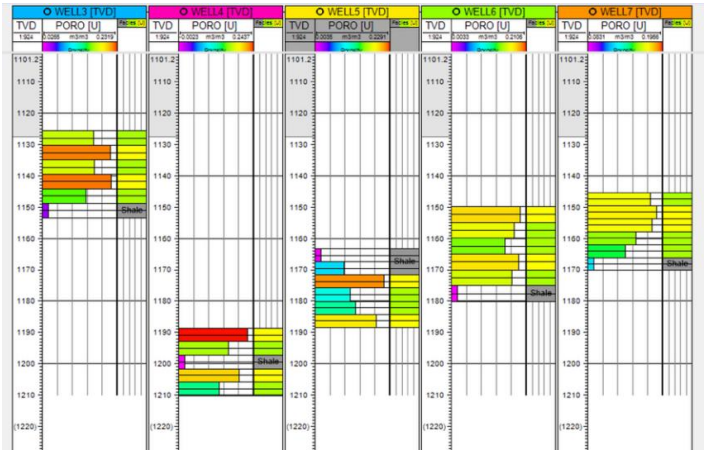


Figure 3: Upscaled porosity and facies logs

Figure 4 shows the upscaled porosity logs distribution. Based on this distribution, facies were defined using porosity cutoffs (Table 3), and facies logs were generated with a well calculator using Equation (1). The upscaled facies logs are also illustrated in Figure 3.

$$\text{Facies=IF (PORO<0.1,0, IF(PORO<0.18,1,2))} \quad (1)$$

Where PORO is the upscaled porosity log.

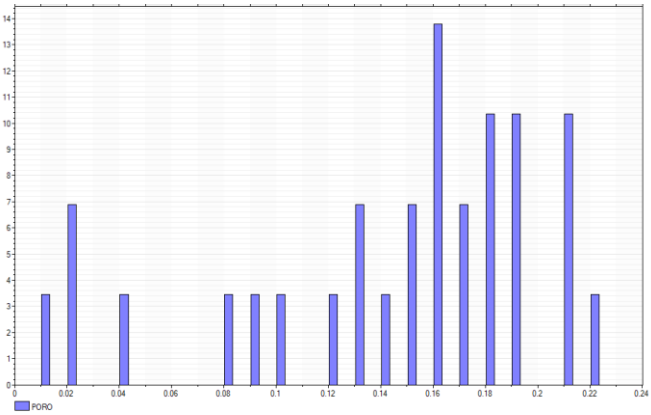


Figure 4: Upscaled Porosity logs distribution

Table 3: Facies definition

Facies	*Porosity range*
Shale (0)	<0.11
Moderate sand (1)	0.11-0.18
Good sand (2)	>0.18

Facies must be spatially distributed through facies modeling (Figure 5) to serve as input for porosity and permeability models.

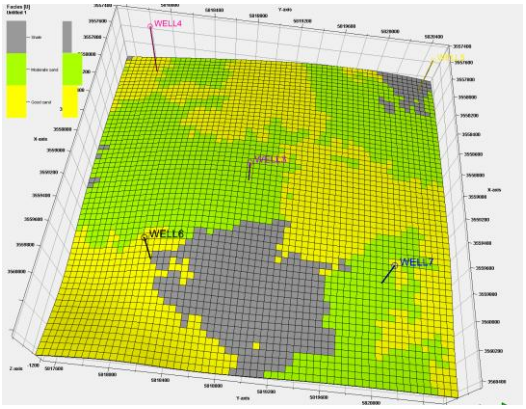


Figure 5: Facies model

The porosity model was generated through Gaussian random function simulation, using the five upscaled porosity logs and the facies model as input data. The permeability XY model was created using the property calculator by applying Equation (2) to correlate it with porosity, and the permeability Z model was generated using Equation (3). The porosity–permeability correlation is illustrated in Figure 6.

$$PERMXY = (27847181 * \emptyset^{7.1828}) + (0.2 * 27847181 * \emptyset^{7.1828}) \quad (2)$$

$$PERMZ = PERMXY/10 \quad (3)$$

Where $PERMXY$ is the permeability in the x and y direction in mD. $\emptyset$ is the porosity. $PERMZ$ is the permeability in the z direction.

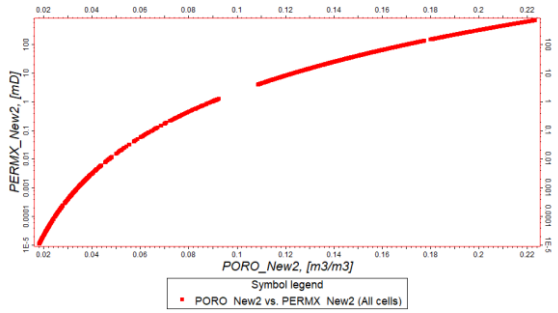


Figure 6: Porosity–permeability correlation graph

The new models generated using Gaussian simulation were subsequently used to simulate the H_2 mole fraction in the production stream, to compare their response with that of the original TU Clausthal models. Figure 7 shows that the responses are acceptably close in terms of H_2 mole fraction. On average, the H_2 mole fraction predicted by the Gaussian-based models differs from the original TU Clausthal models by only 0.15% (mean percent error). This shows that the 2 models can be used interchangeably, with the Gaussian-based models offering a suitable alternative for implementing further modifications.

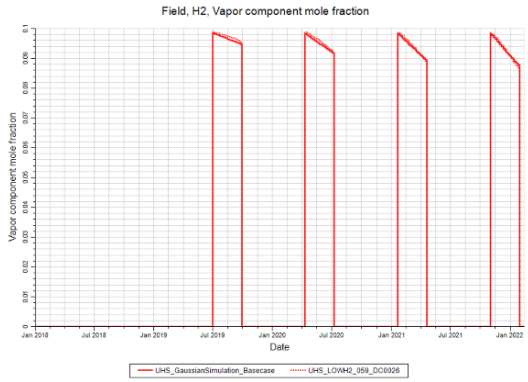


Figure 7: H_2 fraction in the production stream from the new Gaussian-based and TU Clausthal models.

Sensitivity analysis was performed on the seed variable used for facies modeling. The facies seed was changed while the porosity seed remained fixed (Table 4). However, since the porosity model uses the facies model as an input, generating multiple facies realizations also results in different porosity realizations, even if the porosity seed remains the same. Each realization honors the same input data and statistical parameters but differing in their spatial distribution.

Table 4: Seed values for property realizations with Gaussian simulation (GS)

Realizations	*Porosity and facies realizations*	
	Porosity seed	Facies seed
1(base case)	9270	10379
2	9270	13761
3	9270	17486
4	9270	12328

Figure 8, Figure 9 , Figure 10, and Figure 11 present the different facies, porosity, and permeability models generated by varying the facies seed. It is evident that changes in the facies model significantly influence the spatial distribution of porosity and, consequently, permeability. Regions dominated by shale facies consistently exhibit low porosity and permeability values, while areas composed of moderate or high-quality sands maintain relatively higher porosity and permeability across all realizations. This impact is further confirmed by Figure 12, which displays the behavior of the H_2 fraction in the production stream. Each realization results in a distinct production response, except for realizations 3 and 4, which exhibit similar porosity and permeability distributions and therefore produce similar outcomes. The reason for this variation lies in the fact that each facies realization introduces a completely new spatial arrangement of lithological units. Since porosity and permeability models are conditioned by the facies model, any change in facies distribution directly affects the corresponding petrophysical properties. As a result, the flow dynamics of hydrogen in the reservoir change accordingly, leading to noticeable differences in the simulated H_2 recovery across the various realizations.

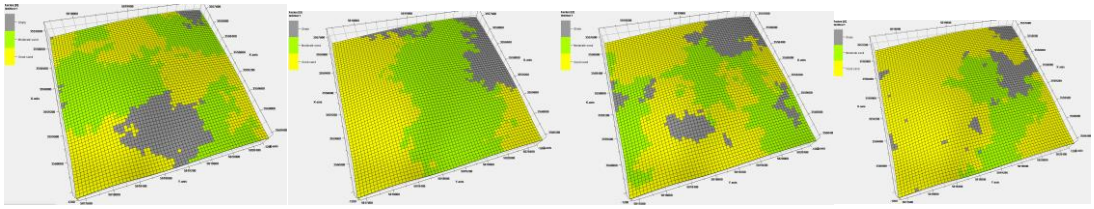


Figure 8: Facies realizations (1–4) using GS arranged from left to right.

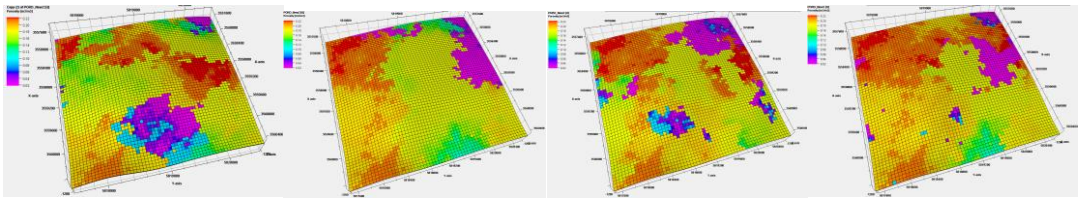


Figure 9: Porosity realizations (1–4) using GS arranged from left to right

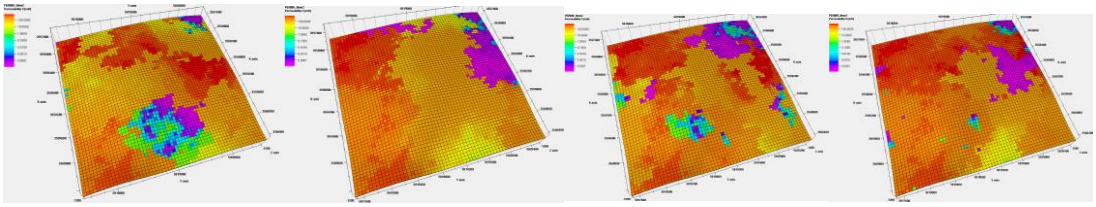


Figure 10: Permeability XY realizations (1–4) using GS arranged from left to right.

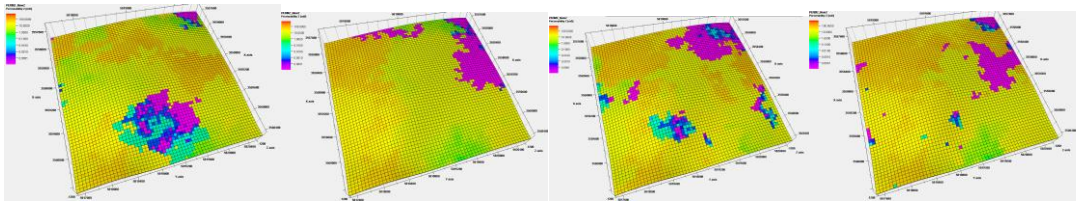


Figure 11: Permeability Z realizations (1–4) using GS arranged from left to right.

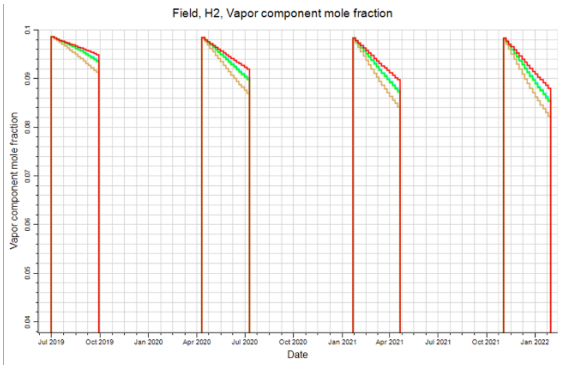


Figure 12: H_2 fraction in the production stream from Gaussian simulation realizations; red—realization 1; brown—realization 2; green— realization 3; blue— realization 4.

The generation of multiple realizations of facies, porosity, and permeability models is essential to account for subsurface uncertainty. By varying the spatial arrangement of facies and the associated petrophysical properties, a range of plausible reservoir representations is obtained rather than relying on a single deterministic model. Each case produces a distinct response in terms of the H_2 mole fraction in the production stream, reflecting the sensitivity of flow behavior to heterogeneity in reservoir properties.

At this stage, no single model can be considered as the definitive representation of the subsurface. Therefore, adopting a probabilistic approach is more appropriate, as it allows the evaluation of a spectrum of possible outcomes instead of assuming a unique solution. This approach makes it possible to quantify the variability in H_2 recovery performance.

As illustrated in Figure 13 and Table 5, the H_2 mole fraction exhibits a decline in the range of 10 to 16% over the course of the 4^{th} cycle, with the range of variation resulting from differences in the underlying property models. Although this study is based on synthetic models and only four realizations were generated, it already provides a solid basis to demonstrate the importance of properly accounting for geological uncertainty in UHS studies. In real field applications, increasing the number of realizations would further improve the robustness of the analysis. This shows the significant impact of geological uncertainty on the predicted reservoir performance and reinforces the importance of considering these uncertainties in UHS studies.

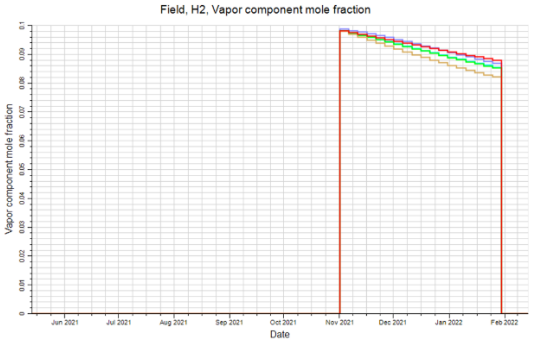


Figure 13: H_2 fraction in the production stream for the 4th cycle; purple—TU Clausthal, red—realization 1, brown—realization 2, green— realization 3, blue— realization 4.

Table 5: Percentage drop of H_2 from the beginning to the end of the 4th cycle.

Realizations	% Drop of H_2
TU Clausthal	12
1	10.4
2	16,1
3	13,1
4	12,8

Monod model implementation

In the previous Intersect version (IX 2024), the classical Arrhenius model was used to describe biochemical reactions. One of the most critical reactions in the context of Underground Hydrogen Storage (UHS) is methanogenesis, a process in which microbes convert hydrogen (H_2) and carbon dioxide (CO_2) into methane (CH_4) and water (H_2O) under anaerobic conditions:

$$CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O \quad (4)$$

This microbial activity can significantly affect the amount of hydrogen recovery during production and therefore must be accurately modeled. In the new Intersect version (Intersect, 2025), the double Monod model (Monod, 1949), recommended for Underground Hydrogen Storage (UHS) applications, has been introduced to effectively capture microbial growth dynamics as a function of substrate availability. To regulate microbial population growth within the Monod kinetics, a limiting and maintenance term approach have been applied.

As this method is newly implemented, the goal of this part was to gain a better understanding of the direct impact of its input parameters (reaction rates of bacterial growth, maintenance, maximum population etc.) on hydrogen recovery behavior, through sensitivity analyses.

The Arrhenius model does not explicitly account for microbial population; instead, it models biochemical reactions solely based on substrate concentrations (e.g., CO_2 and H_2), assuming this is sufficient to capture the reaction dynamics without representing microbes directly. This is represented by the following equation (Intersect, 2025):

$$R_r = A_r V_p \varphi^{n_{rp}} (1 - S_{vf})^{n_{rs}} \exp\left(-\frac{E_r}{RT}\right) \prod_i c_{ri}^{n_{ri}} \quad (5)$$

where

- A_r is the reaction rate constant,
- V_p is the pore volume of the grid cell,
- φ the porosity of grid cell,
- n_{rp} is the order of porosity term,

- S_{vf} is the solid volume fraction (0 if solids are not modeled),
- n_{rs} is the order of solid term,
- E_r is the activation molar energy,
- RT is a gas constant and absolute temperature respectively,
- c_{ri} is dimensionless component concentration term,
- n_{ri} is the order of component concentration term.

In contrast to the Arrhenius model, bacteria are included in the Monod model in the reaction stoichiometry and are modeled as separate entities, which allows for a more realistic representation of microbial processes and their impact on H_2 storage efficiency.
For the reaction to occur, all reactants including microbes must be present in the aqueous phase. Key Monod parameters, such as the half-velocity constants and solubility of the reactants, should be defined and are typically sourced from the literature. Bacterial growth is represented through a product stoichiometric coefficient that is higher than the reactant coefficient, and it is controlled by a defined reaction rate.
Therefore, it becomes essential to limit the bacteria's population size to prevent infinite growth in cases where substrates are abundantly available. To address this, two approaches were implemented: the Arrhenius-based bacterial decay and the limiting-and-maintenance term approaches.

Arrhenius-based bacterial decay

The limitation is introduced through a decay term, meaning that some bacteria begin to die over time, governed by a defined reaction rate. In the literature, the Monod equation (Monod, 1949) is made of two rate expressions; the rate of microbial population change as a function of the components' concentration Equations (6),(7),(8) and the rate of change in the non-microbial components caused by reaction Equation (9).

$$\frac{\partial(nS_w)}{\partial_t} = \psi^{growth}(nS_w) - \psi^{decay}(nS_w) \tag{6}$$

$$\psi^{growth} = \psi^{growth}_{max}\left[\prod\nolimits_{i\#bacteria}\left(\frac{a_i}{\alpha_i + a_i}\right)\right] \tag{7}$$

$$\psi^{decay} = \beta n \tag{8}$$

where

- ψ is the growth or decay rate,
- n is the number of microbes per (water) volume,
- ψ^{growth}_{max} is the maximum specific growth rate (inverse of time),
- α_i is the i-th component dimensionless half-velocities,
- a_i is the water phase component mole fractions,
- S_w is the water phase saturation,
- β is the decay constant.

$$q_{r,i} = \emptyset\partial_{r,i}\frac{\psi^{growth}}{Y}nS_w \tag{9}$$

where

- $\emptyset$ is the porosity,
- Y is the yield coefficient, defined as the number of microbial cells generated per mole of substrate,
- $\partial_{r,i}$, i is the stoichiometric coefficient.

It is possible to cast the model defined by Equations (6) to (9) into the reaction framework given by Equation (5) to create a rate equation. Using the default values n_{rp} = 0, n_{rs}= 1, E_r = 0, and S_{vf}= 0, as no solids are modeled, Equations (10),(11)(12) are obtained.

$$R_r = A_r V_p c_{ri,microbe}^{n_{ri}} \prod_{Arrhenius} c_{ri}^{n_{ri}} \prod_{Monod} c_{ri}^{n_{ri=1}} \quad (10)$$

$$c_{ri,Monod} = \left(\frac{a_i}{\alpha_i + a_i}\right) \text{ for Monod-type reactants} \quad (11)$$

$$c_{ri,microbe} = \frac{S_w \rho_w a_i}{u_o} \text{ for microbes} \quad (12)$$

where ρ_w is the water molar density and, u_o is a constant (1lb-mole/ft3 in field units, 16.01846 kg-mole/m3 in metric units and 0.01601846 gm-mole/cm3 in lab units) used to make the component concentration terms c_{ri} dimensionless.

Limiting and maintenance term

The limitation is introduced by bounding the bacterial population size using a logistic growth term, which deactivates the reaction when the population reaches its maximum value (Equation (13). In addition, a maintenance term is included to account for substrate consumption required to keep the bacteria alive (cell maintenance), even when they are no longer growing. This approach was suggested by (Hagemann, Hogeweg, & Luddeke, 2024).

$$l(n) = 1 - \left(\frac{n}{n_{max}}\right)^k \quad (13)$$

where n_{max} is the maximum possible microbial density and, k is the population exponent. The limiting growth model can be introduced in the rate equation as Equation (14):

$$R_r = A_r V_p l(n) c_{ri,microbe}^{n_{ri}} \prod_{Arrhenius} c_{ri}^{n_{ri}} \prod_{Monod} c_{ri}^{n_{ri=1}} \quad (14)$$

The maintenance term can be incorporated by defining a second reaction with the following kinetics Equation (15):

$$R_{r,m} = A_{r,m} V_p c_{ri,microbe}^{n_{ri}} \prod_{Arrhenius} c_{ri}^{n_{ri}} \prod_{Monod} c_{ri}^{n_{ri=1}} \quad (15)$$

The 2 approaches are implemented in (Intersect, 2025) through IX user edits, as no dedicated interface is currently available in (Petrel, 2025). The models are defined by several key parameters, which require calibration to match any available observed data:

- Reaction rate of bacterial growth, X1
- Maximum population of bacteria, X2
- Population exponent, X3
- Reaction rate of maintenance, X4
- The bacterial decay, X5

Operational Scenario and Simulation Results

Two UHS simulation cases were run on IX to test the new implementations, one case for the Arrhenius-based bacterial decay approach and another case for the limiting and maintenance term approach. The test was done in an artificial 2D methane-depleted gas reservoir with a single well located at the center of anticline. The operational scenario (Figure 14) follows a setup like that described by (Hogeweg, Strobel, & Hagemann, 2022):

- Four cushion gas (CG) injection cycles, each lasting 2 months, with a 1-month idle period between them. The CG injection is constrained by an initial rate of 2500 Sm³/d, which decreases by 100 Sm³/d after each injection period.
- Four working gas (WG) injection and production cycles, each lasting 3 months, with a 1-month idle period between the injection and production phases. An additional idle period of 15 days is introduced before each new injection cycle (from cycle 2 to 4). WG injection and production are carried out at a constant rate of 2000 Sm³/d.

The initial fluid compositions, as well as the working gas and cushion gas compositions, are

summarized in (Intersect, 2025).

Table 6: Reservoir fluid, cushion gas and working gas fluid compositions.

Components (mole %)	*Reservoir fluid*	*CG/WG fluid*
H_2	0.0	0.8
N2	0.09163794744	0.15
CO2	0.02526515504	0.05
C1	0.8830968975	0

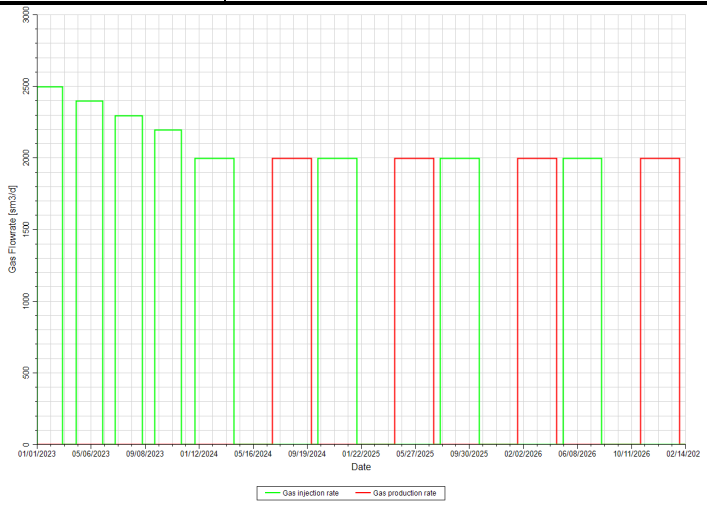


Figure 14: Well rates schedule

Figure 15 shows the H_2 mole fraction in the production stream in the absence of bacterial reaction. A progressive decrease in the H_2 fraction is observed over successive cycles, indicating that methanogenesis is not the sole mechanism responsible for the decline. Other processes, such as H_2 solubility in water and diffusion within the gas phase, are also key contributors.

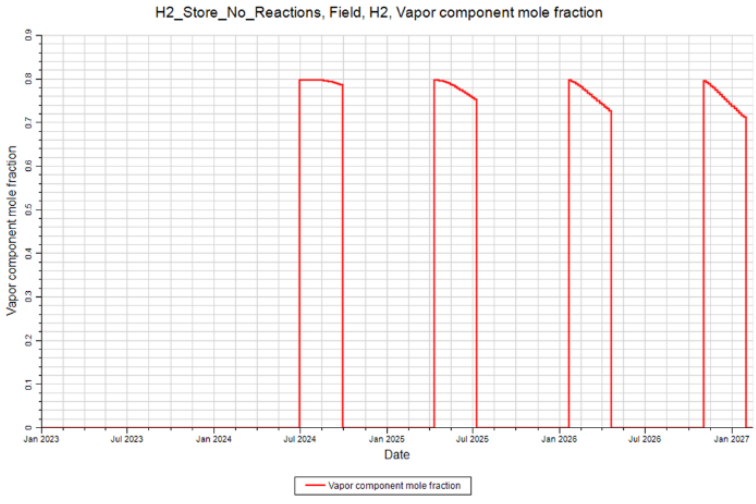


Figure 15: H_2 mole fraction in the production stream in the absence of bacterial reaction.

Sensitivity studies were performed using Mepo, a tool for uncertainty modeling and optimization. The main goal is to support the understanding of the input parameters and enable a more effective and less time-consuming history matching process when observed data are available. For this purpose, a crucial step is to identify the key parameters of the 2 bacteria modeling approaches, having a strong influence on the H_2 and CO_2 mole fraction in the

production stream.

Arrhenius-based bacterial decay sensitivity results

Figure 16 shows the response parameters. The colored points, referred to as watch points, are used to track the values of the response at different time steps while the red point serves both as a watch point and as the objective function.

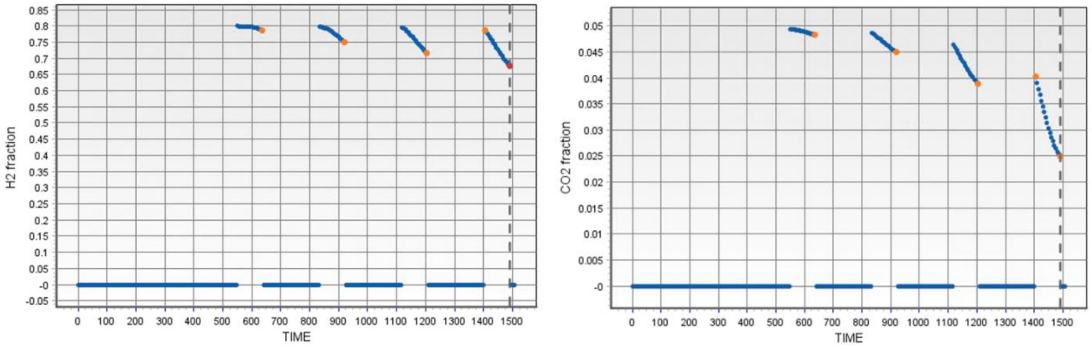


Figure 16: H_2 and CO_2 fractions in the production stream – Arrhenius bacterial decay

Table 7 documents the input parameters ranges defined for the first One variable at the time (OVAT) study and Figure 17 shows the sensitivity results. The x-axis, which is the change in global represents the change in the drop of H_2 at the beginning and the end of the 4th production cycle (from time step 1405 to 1490). A 0% change in Global represents the base case scenario. As shown in the chart, the growth reaction rate is the most influential parameter affecting the H_2 fraction, followed by the decay rate. Setting the growth rate to its lower bound will result in reducing the drop of H_2 by around 30% whereas setting it to its upper level will increase the drop by more than 55%.

Table 7: Input parameterization for OVAT 1— Arrhenius-based bacterial decay.

Input parameters	*Lower level*	*Base value*	*Upper level*
Reaction rate decay, $\mathrm{kg.mol}/m^3.\mathrm{d}$	0.010	0.065	2
Reaction rate growth, $\mathrm{kg.mol}/m^3.\mathrm{d}$	2	4	6

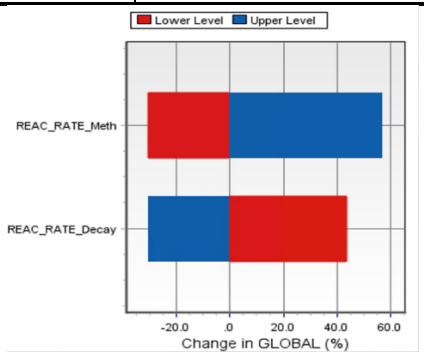


Figure 17: Influence of Arrhenius-based decay input parameters on the drop of H_2 fraction.

Another OVAT test was conducted to investigate the sensitivity of the response to small variations, (Table 8).

Table 8: Input parameterization for OVAT 2— Arrhenius-based bacterial decay.

Input parameters	*Values*
Reaction rate growth	4, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5
Reaction rate decay	0.065,0.066,0.067,0.068,0.069,0.70

As shown in Figure 18 and Figure 19, the first observation is that increasing the growth reaction

rate from 4.1 to 4.5 leads to a more significant reduction in the H_2 fraction compared to the base case. Secondly, in the base case scenario, the H_2 fraction remains relatively stable from the beginning of one production cycle to the next, with approximately 80% recovery observed at the start of each cycle before a decline occurs. In contrast, this pattern is not maintained in the other cases, where the H_2 fraction varies considerably between cycles. As a result, the H_2 fraction at the beginning of some cycles exceeds that of the previous one which is an abnormal behavior. This could result from rapid CO_2 consumption, which temporarily limited methanogenic activity despite a new CO_2 injection. Additionally, the observed decrease in bacterial population near the well suggests that part of the microbial community may have died or become inactive during this period of CO_2 limitation, further reducing H_2 consumption and contributing to the unexpected rise in H_2 concentration (Figure 20).

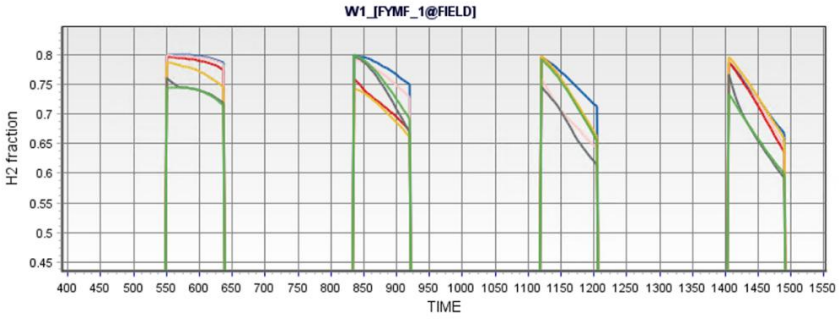


Figure 18: Results of H_2 fractions in the production stream from OVAT 2 with different growth reaction rates. Blue— 4; pink— 4.1; red— 4.2; yellow— 4.3; gray— 4.4; green— 4. 5.

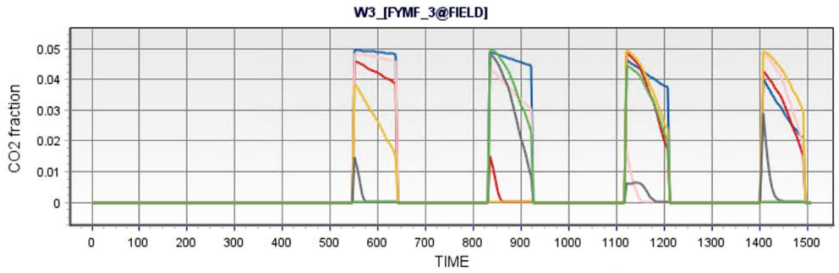


Figure 19: Results of CO2 fractions in the production stream from OVAT 2 with different growth reaction rates. Blue— 4; pink— 4.1; red— 4.2; yellow— 4.3; gray— 4.4; green— 4.5.

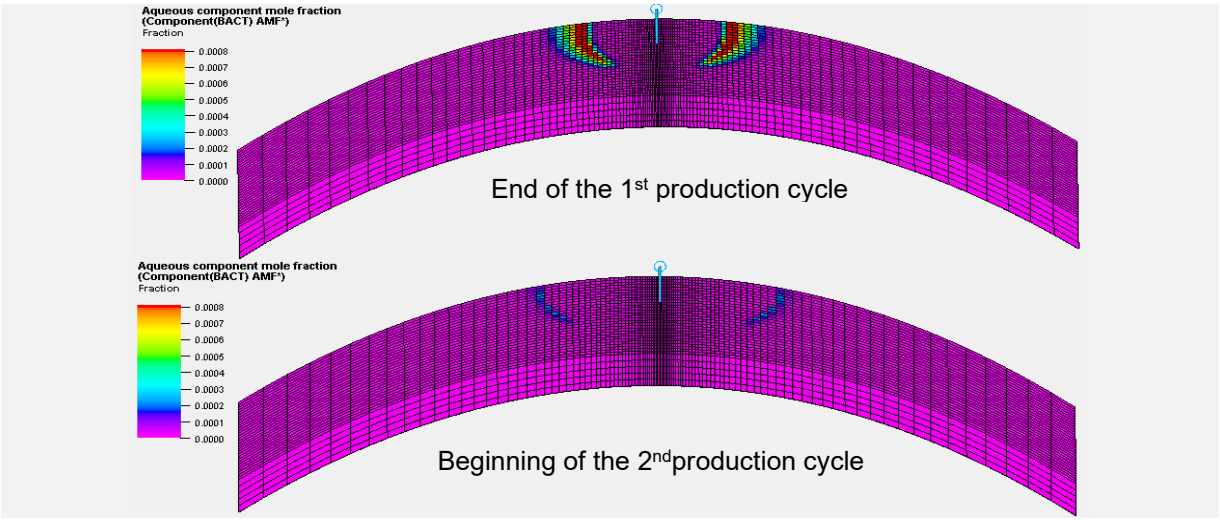


Figure 20: Bacteria concentration around the well with a growth reaction rate of 4.5— Arrhenius-based bacterial decay.

In Figure 21, a slight increase in the decay reaction rate leads to a predictable increase in the

H_2 fraction. This occurs because a higher decay rate accelerates bacterial death, reducing hydrogen consumption and allowing more H_2 to be recovered in the production stream.

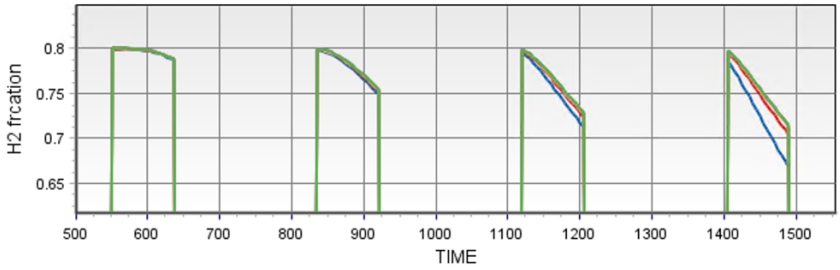


Figure 21: Results of H_2 fraction with different decay reaction rates from OVAT 2 for Arrhenius-based bacterial decay; blue—0.065, red—0.066, pink—0.067, yellow—0.068; gray—0.069; green—0.070.

Latin Hypercube method was used to evaluate the impact of simultaneous changes in both input parameters. The input parameterization was redefined in terms of the decay/growth ratio and the growth rate (Table 9).

Table 9: Input parameterization for LH 1— Arrhenius-based bacterial decay.

Input parameters	*Base value*	*Sampling interval*
Decay/growth	0.01625	0.003-0.032
Reaction rate growth	4	2-6 (±50% base case)

A total of 20 samples were generated for the analysis and plotted in Figure 22 for each production cycle. A lack of sensitivity to the decay/growth ratio is observed outside the range of 0.01–0.017. This means that simulations with ratios below 0.01 or above 0.017 yield identical responses, making them ineffective for history matching. However, within the critical range of 0.01–0.017, where the base case lies, variations in the ratio do produce distinct responses, highlighting it as the relevant zone for calibration.

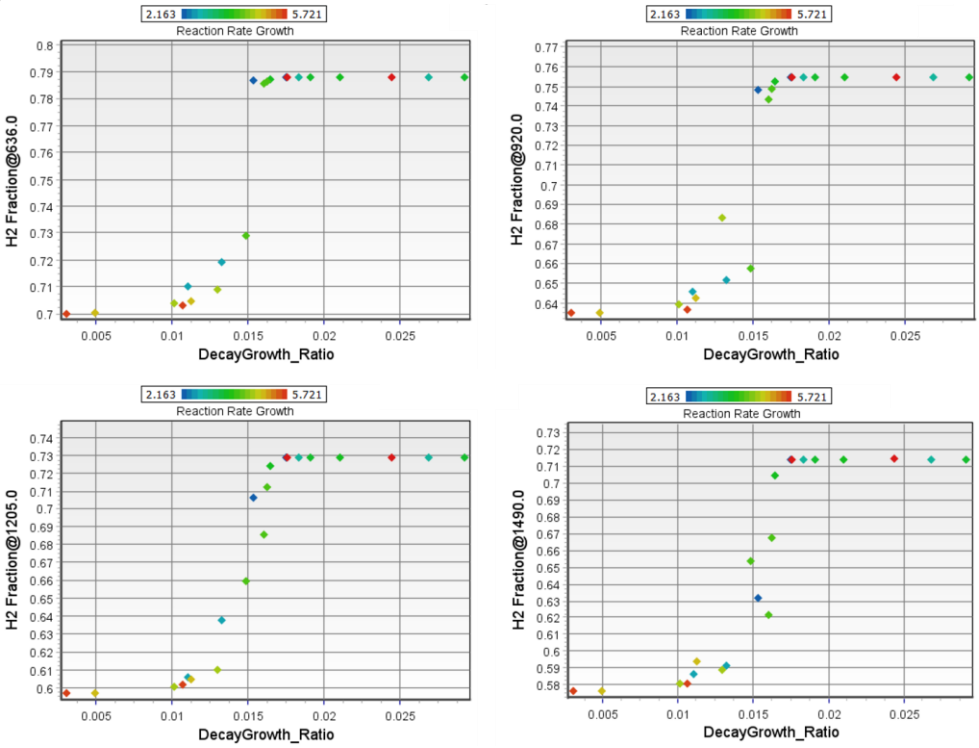


Figure 22: Decay/growth ratio versus the H_2 fraction at the end of all four production cycles LH 1— Arrhenius-based bacterial decay.

Limiting and Maintenance term sensitivity results

The same workflow used for the Arrhenius-based bacterial decay is applied in this case. Figure 23 shows the response parameters.

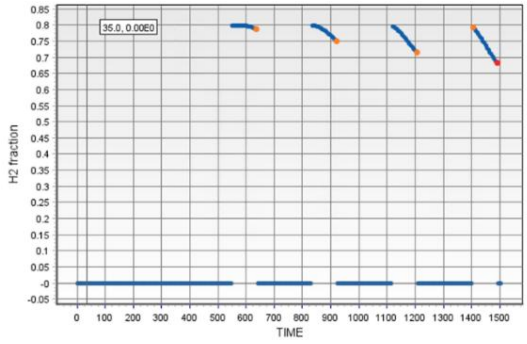


Figure 23: H_2 fraction in the production stream— Limiting and maintenance term.

Table 10 documents the input parameters ranges defined for the first One variable at the time (OVAT) study and Figure 24 shows the sensitivity results. The maximum population of bacteria has the strongest influence on the drop in H_2 fraction, followed by the maintenance reaction rate, the growth reaction rate, and finally the population exponent. Reducing the maximum population to 0.05 leads to a decrease in the H_2 drop of approximately 10%, while increasing it results in a rise of more than 45%.

Table 10: Input parameterization for OVAT1— Limiting and maintenance term.

Input parameters	*Lower level*	*Base value*	*Upper level*
Maximum population, $\mathrm{kg.mol}/m^3$	0.05	0.1	1
Reaction rate maintenance, $\mathrm{kg.mol}/m^3.\mathrm{d}$	0.05	0.1	1
Reaction rate growth, $\mathrm{kg.mol}/m^3.\mathrm{d}$	0.05	0.3	1.5
Population exponent	0.1	0.5	2

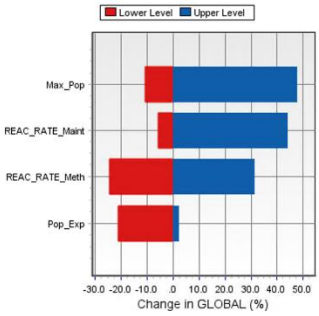


Figure 24: Influence of Limiting and maintenance term input parameters on the drop of H_2

Table 11 presents the input parameterization of the second OVAT study, where the growth rates, the maintenance rate and the maximum population were individually varied in small increments to assess the sensitivity of the model.

Table 11:Input parameterization for OVAT 2— Limiting and maintenance term.

Input parameters	*Values*
Reaction rate growth	0.3,0.4,0.5,0.6,0.7,0.8
Reaction rate maintenance	0.1,0.2,0.3,0.4,0.5,0.6
Maximum population	0.05,0.1,0.2,0.3,0.4

As shown in Figure 25 increasing the maintenance reaction rate leads to a decrease in the H_2 fraction. This predictable trend is consistent with the role of the maintenance reaction in sustaining bacterial activity, thereby increasing H_2 consumption.
A higher growth reaction rate (Figure 26), also results in a reduced H_2 fraction, with approximately 80% recovery observed at the start of each cycle before a decline occurs. Another notable observation is that as the simulation progresses from one cycle to the next, the response curves of different cases tend to converge. This behavior can be explained by the bacterial population approaching its maximum as the growth reaction rate increases. Once this limit is reached, the growth reaction is automatically deactivated. From that point on, the response is mainly controlled by the constant maintenance reaction. Since both the population and maintenance rate remain unchanged, the system yields nearly identical results across the simulation cases.
Figure 27 shows no significant variation is observed during the first 3 cycles. Since the initial bacterial population is very low (10^{-4} $\mathrm{kg.mol/m^3}$) and the system needs some time for differences to appear. As the cycles progress, the bacterial population increases, and the effect of the maximum population becomes more visible, leading to noticeable differences in H_2 depletion.

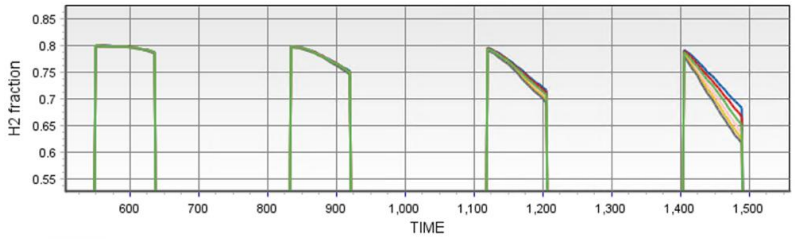


Figure 25: Effect of the maintenance rate variation on the H_2 fraction in the production stream; blue—0.1; red—0.2; green—0.3; pink—0.4; yellow—0.5; gray—0.6.

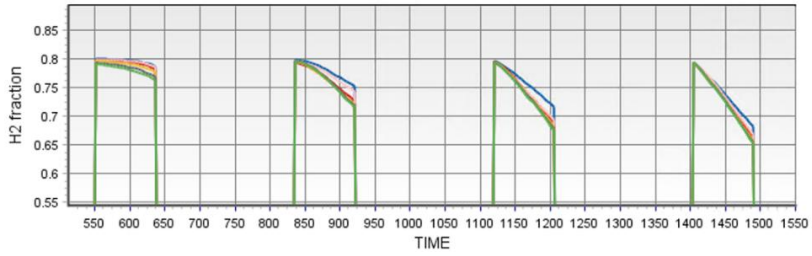


Figure 26: Effect of the growth rate variation on the H_2 fraction in the production stream; blue—0.3; pink—0.4; red—0.5; yellow—0.6; gray—0.7; green—0.8.

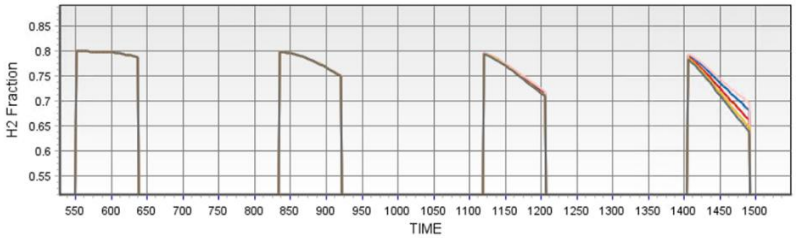


Figure 27: Effect of the maximum population variations on the H_2 fraction in the production stream; pink—0.05; blue—0.1; red—0.2; yellow—0.3; gray—0.4.

The Arrhenius-based decay approach is highly sensitive to changes in input parameters, as even a small variation in the bacterial growth reaction rate can lead to significant differences in the results. In addition, the system exhibits an abnormal behavior from one cycle to another, making its response less predictable. For this reason, parameterization is recommended to be based on the decay-to-growth ratio and the bacterial growth reaction rate. It is also observed that the system shows no sensitivity to the decay-to-growth ratio outside the range of 0.01–

0.017. However, this observation is specific to the current study and cannot be generalized to other fields without further investigation.
The limiting and maintenance approach shows greater stability and is less sensitive to variations in input parameters. The system exhibits a more predictable behavior from one injection–withdrawal cycle to another, resulting in a more consistent response. In contrast to the decay approach, no specific sensitivity range is identified for the maintenance-to-growth ratio within the investigated parameter space.
At this stage, the most influential parameters have been identified, and their impact on the H_2 response is understood. Once observed data is available, model parameters can be calibrated using assisted history matching techniques, e.g. Markov Chain Monte Carlo (Mepo, 2025), a sampling technique supported by machine learning methods for fast result delivery. Figure 28 shows the calibrated H_2 and CO_2 mole fraction for the Arrhenius-bacterial decay and limiting and maintenance models, including the case with no bacteria.

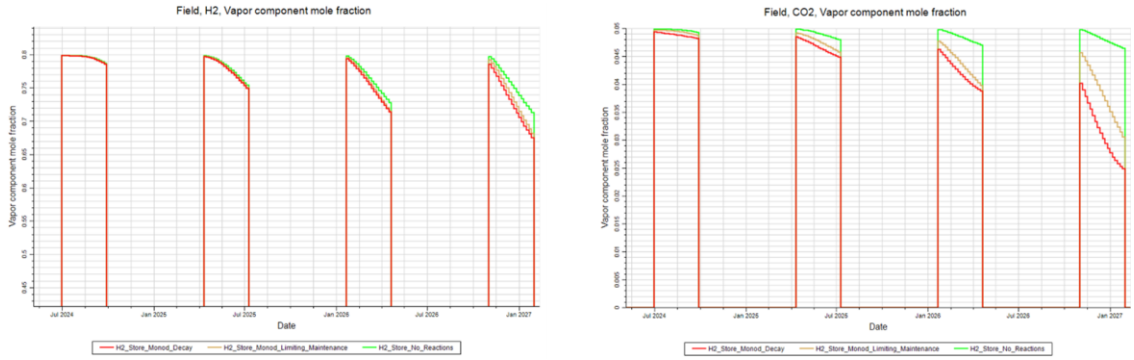


Figure 28: Comparison of calibrated H_2 mole fraction (left), CO_2 mole fraction (right) for different models, including the no-bacteria case.

Conclusion

This study highlights the strong impact of both geological uncertainty and biogeochemical processes on H_2 recovery in underground hydrogen storage. Variations in facies and associated petrophysical properties lead to noticeable differences in H_2 production, emphasizing the need for a probabilistic approach. Among the bacterial models, the Arrhenius-based decay approach shows high sensitivity and less predictable behavior, whereas the limiting and maintenance approach provides more stable and consistent results. Sensitivity analysis identifies the key controlling parameters, enabling efficient history matching when observed data are available. Overall, the results underline the importance of properly accounting for subsurface heterogeneity and microbial activity to obtain reliable predictions of reservoir performance.

References

Hagemann, H., Hogeweg, S., & Luddeke, C. (2024). Model developments for microbial growth in subsurface reservoirs. *European Conference on the Mathematics of Geological Reservoirs.* EAGE. doi:10.3997/2214-4609.202437065

Hogeweg, S., Strobel, G., & Hagemann, B. (2022). Benchmark study for the simulation of Underground Hydrogen Storage operations. *Computational Geosciences, 26*, 1367-1378. doi:10.1007/s10596-022-10163-5

Intersect. (2025). *Intersect high-resolution reservoir simulator, version 2025.1.* SLB.

Mepo. (2025). *Mepo Uncertainty modeling and optimization, version 2020.3.1.* SLB.

Monod, J. (1949). The growth of bacterial cultures. *Annual review of microbiology, 3*(1), 371-394.

Petrel. (2025). *Petrel, version 2024.7.* SLB.

Yessenaliyeva, I., Schulze-Riegert, R., Diogo de Siqueira, F., & Hagemann, B. (2025). Uncertainty Modeling of Biochemical Reactions Impacting H_2 Underground Reservoir Storage Capacity. DGMK, ISBN 978-3–947716-70-8.

An inversion method to estimate thermal breakthrough time using thermo-sensitive tracer in reservoirs with highly heterogeneous permeability

D. Zhou[1], Q. Liu[2], H. Gao[1], A. Tatomir[2], M. Sauter[1]
[1]LIAG-Institut für Angewandte Geophysik, Hannover, Germany, [2]University of Göttingen, Göttingen, Germany

Thermo-sensitive (TS) tracers offer significant potential for enhancing the understanding of heat transfer in porous media and ascertaining financial revenues by reducing reservoir lifetime prediction uncertainty. Based on the demonstrated feasibility of TS tracers for estimating the thermal front positions in homogeneous systems, the study expands the application of TS tracers to heterogeneous conditions. Assuming that heat and tracers follow the same preferential flow pathways, we derived an analytical solution to estimate the thermal breakthrough time in the reservoir with highly heterogeneous permeability. The analytical estimates are validated against the simulation results. The findings show a strong agreement on thermal breakthrough time, with a correlation coefficient exceeding 0.99, between the analytical estimates and simulation results. Additionally, the estimation accuracy remains robust across a wider range of injection and reservoir conditions, including the variation of injection rate, temperature, and reservoir porosity. However, the reliability of this approach critically relies on the ability to accurately interpret the tracer concentration breakthrough curve. The TS tracer technology demonstrates high feasibility only when the breakthrough curve can be effect

A pore-scale numerical study of measuring residually trapped CO_2 using partitioning tracers

H. Gao[1], D. Zhou[1], M. Fazio[1], A. Tatomir[2], M. Sauter[1]
[1]LIAG-Institute for Applied Geophysics, Hannover, Germany, [2]University of Goettingen, Goettingen, Germany

Geological storage of carbon dioxide in deep saline formations represents a core component of CCUS strategies aimed at reducing anthropogenic greenhouse gas emissions. The long-term security of CO_2 storage relies strongly on residual trapping, whereby supercritical CO_2 is immobilized within pore spaces by capillary forces following plume migration. Reliable estimation of residually trapped CO_2 saturation is therefore essential for assessing both storage capacity and trapping efficiency. Partitioning tracer tests have been widely adopted to quantify residual saturation of immiscible fluids in subsurface systems. However, deviations from equilibrium partitioning can introduce significant uncertainty in saturation estimates. While such nonequilibrium effects have been extensively attributed to aquifer heterogeneity and complex trapping structures at meso- and field scales, they may also arise at the centimetre scale in homogeneous porous media as a result of variations in the local Péclet number. The implications of Péclet-number-induced nonequilibrium partitioning for tracer test interpretation remain insufficiently explored. In this work, pore-scale and continuum-scale numerical simulations are used to systematically examine the transport and partitioning behaviour of tracers under conditions relevant to CO_2 residual trapping. Simulations cover a wide range of Péclet numbers, residual CO_2 saturations, and tracer partitioning coefficients. The results demonstrate that moment-based analysis yields more reliable saturation estimates under low Péclet number conditions, longer transport distances, and lower residual saturations. Breakthrough curve responses are shown to be highly sensitive to the Péclet number, with nonequilibrium transport producing early concentration peaks associated with tracer fractions remaining in the aqueous phase. Model-based interpretation at the continuum scale performs well when partitioning coefficients are small, and the inferred mass transfer coefficient exhibits a linear dependence on the Péclet number. For larger partitioning coefficients, accurate matching of tracer responses requires the use of an effective partitioning coefficient that reflects the combined influence of residual saturation, flow regime, and intrinsic partitioning behaviour. These findings provide new insights into tracer-based characterization of residual CO_2 trapping and have direct implications for the design and interpretation of tracer tests in CCUS storage reservoirs.

Simple Experimental Setup to Study Effects of Microbial Activity on Rock Permeability Important for Hydrogen Storage

M. Krüger, A. Dohrmann
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Geochemie der Rohstoffe, Hannover, Germany

Effects of microbial activity on permeability of porous rock is a significant research topic in the context of underground hydrogen storage. However, the introduction of microorganisms into conventional experimental setups for permeability measurements under *in situ* pressure and temperature conditions, e.g. a Hassler cell, carries several risks for the outcome. Maintaining sterile conditions is important as well as the exclusion of oxygen and the avoidance of toxic materials such as lead foil. Thus, careful planning and consideration of the experimental set up is crucial to avoid incorrect assessment of microbial rock interactions. This study presents the interdisciplinary development of a simple experimental setup to gain basic knowledge on microbial rock interactions. The system was successfully used to introduce microorganisms into porous rocks while the anaerobic microorganisms stayed alive and active and no contamination was observed. At the same time, the setup was sensitive enough to detect a permeability reduction induced by the introduced microorganisms. Consequently, this experimental setup helps gaining fundamental knowledge needed for more complex experiments e.g. in high pressure Hassler cells where *in situ* pressure, temperature and flow conditions can be simulated.

Potential for microbial hydrogen consumption during underground hydrogen storage in a salt cavern newly mined with pond water

Anja Bettina Dohrmann[1]; Barbara Satola[2], Holger Janßen[2], Michael Kröner[2], Alexander Dyck[2], Hayo Seeba[3], Martin Krüger[1]
[1]Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, Germany
[2]Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg, Germany
[3]EWE GASSPEICHER GmbH, Oldenburg, Germany

Abstract

Hydrogen (H_2) is a key element for the future energy supply and adequate storage solutions for H_2 will be required in the future. Underground H_2 storage in salt caverns is a preferable option due to the ability to store large quantities of H_2 for a long time. New storage space can be created by solution mining of new caverns, whereby the use of fresh water as a mining fluid is a cost-effective option.
However, solution mining of caverns in salt rock presents an anthropogenic impact on microbial biogeochemical processes. The use of non-sterile water for solution mining might introduce microorganisms foreign to the salt rock habitat into a newly created environment, while the storage of H_2 could simultaneously provide an energy source that many microorganisms can utilise. The work presented here addresses the effects of solution mining a new cavern with pond water on the development of the microbial community in the cavern and possible impacts on the stored H_2 quality and quantity due to microbial activity during the initial H_2 storage phase.
Pond water and fluid retrieved from the cavern during solution mining, as well as brine sampled after one year of idle time prior to the start of the H_2 storage test, were analysed (Figure 1). After 1.5 years of H_2 storage, another brine sample (sump) was taken. The microbial communities in the fluids were characterised by high-throughput DNA sequencing of 16S rRNA amplicons. Laboratory incubations of the fluids with H_2 at different pressures and temperatures were used to simulate H_2 storage.
Pond water, used as the mining solution introduced a typical freshwater microbial community into the cavern with the potential to oxidize H_2. During solution mining the freshwater microbial community, dominated by *Bacteria,* was detected in the high saline fluid returning from the cavern while no H_2 oxidation was seen in laboratory incubation experiments. One year after the start of the cavern mining, the community in the cavern has changed to one specifically adapted to the high saline conditions of the brine being able to live under the specific conditions of the cavern. This community further developed during the H_2 storage test. Halophilic *Archaea* of the class *Halobacteria* became dominant in the cavern.
Neither a significant microbial impact on H_2 quantity or quality nor the formation of metabolic products (methane, acetate, sulfide) was observed in any laboratory incubation of fluids sampled from the cavern during mining or before or after the H_2 storage test. There was no indication from laboratory incubation experiments and molecular biological analyses that the use of pond water at that specific site had negative consequences for H_2 storage, indicating the use of pond water as a suitable and a cost-effective option for solution mining of H_2 storage caverns.

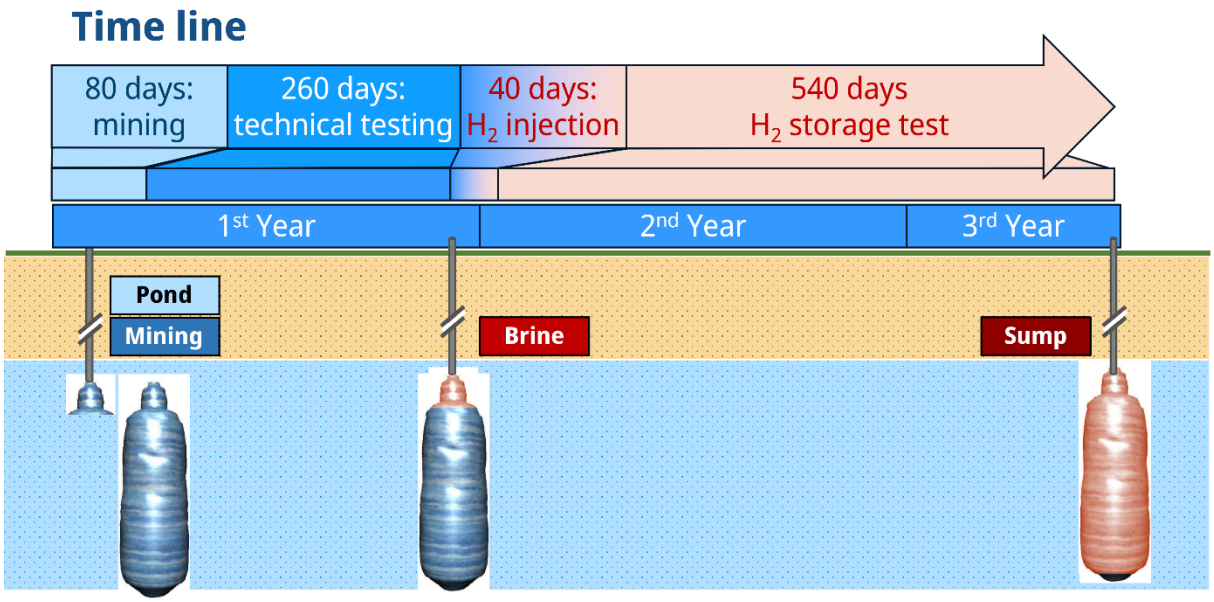


Figure 1: Time line illustrating the sampling dates used for microbiological analyses.

Diffusion Coefficient of Hydrogen in Hardened Cement Paste for Underground Storage

Sebastian Bruckschlögl, Peter Thissen, Frank Dehn
Institute of Concrete Structures and Building Materials (IMB), KIT – Karlsruhe Institute of Technology, Karlsruhe, Germany.

Abstract

Underground Hydrogen Storage (UHS) is increasingly being researched and implemented in pilot projects. Many considerations regarding feasibility have already been addressed. However, fundamental aspects remain for a deeper understanding of the operational phase. Due to the high mobility of hydrogen, the criteria for gas tightness in borehole construction, especially the cemented annular spaces, are becoming stricter. Current studies show, in line with findings on underground natural gas storage, that transport mechanisms for UHS are strongly influenced by diffusive processes. The experimental determination of the diffusion coefficient in hardened cement paste is challenging and very time-consuming at high moisture contents. Therefore, existing studies were reviewed, and sample preparation techniques were tested to allow a fast determination of the hydrogen diffusion coefficient of hardened cement paste at low moisture content. The addition of polymers to the cement slurry resulted in a reduction in the diffusion coefficient to meet the higher requirements for UHS.

Introduction

Underground hydrogen storage offers significant potential as a universal energy carrier for balancing fluctuating renewable energy production and seasonal energy demand. Decades of practical experience with underground natural gas storage have demonstrated the general integrity and technical tightness of wellbores. However, the storage of hydrogen imposes higher requirements on sealing materials and wellbore components compared to natural gas. This is largely attributed to hydrogen’s very small molecular size and low viscosity, which lead to higher mobility than that of other gases. Additionally, an increase in cyclic loading due to injection and withdrawal is expected and potential reactions between the hardened cement paste and hydrogen that have been recently addressed [2].

Wellbore cement, which seals the annular space between the casing and the surrounding formation, is a material characterized by a highly porous microstructure. Its pore network governs the transport processes of gases and fluids and is typically divided into capillary pores and gel pores. Although hardened cement paste contains a connected capillary pore system, the transport through the saturated material is significantly limited. Under typical subsurface conditions this leads to very low permeability and diffusion coefficients. In practice, permeability is mostly used as a performance indicator. However, for saturated hardened cement pastes, diffusion-dominated processes are increasingly recognized as the dominant mechanism for long-term gas migration. These diffusive processes are strongly influenced by the tortuosity and connectivity of the hardened cement paste pore network [1, 4].

To evaluate wellbore integrity for UHS and potential storage losses, a general understanding of hydrogen diffusion through cementitious sealing materials is essential. However, the experimental determination of diffusion coefficients in hardened cement paste is challenging due to the complex microstructure and high dependency of the water saturation. Furthermore, hardened cement pastes are sensitive to rapid drying and may develop

microcracks, which significantly affect their diffusion behaviour. Theoretical and experimental investigations are limited but provide some important information for a general assessment of the transferability of underground storage of natural gas to hydrogen.

Short Literature review

Hubao et al. [4] demonstrated that hydrogen diffusion in gel pores differs from ideal-gas assumptions under elevated temperature and pressure, identifying a pressure threshold above which diffusion is controlled primarily by pore size and pressure and less by temperature or the nanopore confinement.

According to the experimental findings of Sercombe et al. [5] the diffusion coefficient strongly depends on the water saturation of the hardened cement paste. The mean diffusion coefficients for H_2 remain relatively constant at approximately $1x10^{-6}$ m²/s for saturation levels between 0 to 55 %. This suggests that diffusion through the initially filled gel pore system plays only a minor role. At saturation levels above roughly 60 %, the mean diffusion coefficient for H_2 decreases sharply with the filling of the capillary pore space and reaches values of approximately $1x10^{-14}$ m²/s under near-complete water saturation. Under such conditions, which reflect typical field scenarios, the required experimental testing durations increase substantially, often extending over several months and approaching the sensitivity limits of current measurement techniques. The diffusion coefficient of Xenon is approximately 5 to 20 times lower than that of H_2, which confirms hydrogen's higher mobility. Comparisons between different cement types indicate material-dependent variations. Cements with a high amount of Ground Granulated Blast Furnace Slag (GGBS) exhibit diffusion coefficients up to one order of magnitude lower than Ordinary Portland Cement (OPC) [5]. The experimental and theoretical study by Boher et al. [1] extends the findings by varying the water-to-cement ratio (w/c-ratio) and tortuosity as a function of water saturation for the purpose of modelling diffusion behaviour of blended cements.

Numerical simulations with a variation of cement porosity and water saturation were conducted by Dudun et al. [3] with a hydrogen diffusion coefficient of $1.9x10^{-6}$ m²/s. To fully penetrate a 35 mm cement sheath H_2 would take 7.5 days. If the borehole (cement column) remained intact for 50 metres, the penetration time would be 500 years. The results show that structural integrity is more important than the diffusion processes alone through intact hardened cement pastes for the application of UHS.

Preliminary tests

Preliminary tests were performed by the authors to investigate sample preparation techniques that allow a fast determination of the diffusion coefficient of hydrogen in hardened cement paste at low moisture content. The goal of the experiments was to compare different material properties like variation in w/c-ratio and the implementation of polymers that are known to reduce the permeability of hardened cement pastes.

In this study a high-sulfate resisting API Class G cement was used. The w/c-ratio was variated between 0.44, 0.40 and 0.35. Polymer-modified cements were tested with Polymer dispersion containing Copolymer of Vinyl Acetate-Ethylene (EVA) used in civil engineering applications and Styrene-Butadiene (SB) especially developed for wellbore applications with a solid-polymer content of 5 % and 10 % of the cement content. To achieve practical mixtures small contents of dispersant, antifoam agent, anti-shrinkage agent, and fluid loss control were used. The cement slurries were mixed according to the API Spec 10A standard. Disc with a diameter of 56 mm and 20 mm thickness were casted, demoulded after 1 day and placed in a water bath for 6 days at 20 °C.

For comparison of the drying methods, the specimens were dried after 7 days either in an oven at 40 °C or in a vacuum desiccator at 20 °C until the mass variation ΔM (%) was less than 0.5 % within 24 h. The specimens were ground, and sealed with epoxy resin, except for an internal surface with a diameter of 40 mm. The chambers of the test setup were sealed using rubber bands placed on the epoxy surface. The diffusion coefficient was determined by hydrogen sensors in both chambers. Afterwards, the specimens were weighed and dried in an oven at 105 °C to determine the degree of water saturation.
Specimens with a decreased w/c ratio of 0.35 showed the highest remaining water saturation after drying and thus required the longest drying time. Likewise, an increasing polymer content resulted in a higher remaining water saturation. Oven drying and vacuum-desiccator drying achieved ΔM < 0.5 % after a similar duration with a variation of a few hours. Depending on the material, the water saturation of the specimens (comparison before drying and after drying at 105 °C) ranged between approximately 22 % and 52 %. For the materials investigated, no visible cracking occurred with both drying methods.

The mean diffusion coefficient for H_2 determined so far is approx. 1×10^{-5} m²/s and appears to be mostly independent of the w/c-ratio. With a polymer addition of 5 % (EVA or SB), the mean diffusion coefficient was reduced to approx. 5×10^{-6} m²/s, and with 10 % EVA combined with a reduced w/c ratio of 0.35, to approx. 1×10^{-6} m²/s. The diffusion coefficients measured for the hardened cement pastes are about one order of magnitude higher than values reported in the studies by Sercombe et al. [5] and Boher et al. [1]. However, the specimen age, and thus the degree of hydration, was only about 14 to 28 days in the preliminary tests, compared to several years in Sercombe et al. [5]. Therefore, the authors conclude at equal specimen ages the results are sufficiently comparable. The addition of polymers resulted in an effective reduction of the diffusion coefficient by approximately one order of magnitude.

Conclusions

The shift from natural gas to hydrogen in underground storage introduces new challenges. In particular, the higher mobility of hydrogen compared to larger molecules necessitates a long-term assessment of storage integrity with respect to diffusive transport. For Ordinary Portland Cement (OPC), an initial evaluation can be made based on published studies conducted under atmospheric temperature and pressure conditions. The preliminary tests carried out in this study showed a general agreement with the literature and enable a rapid, indicative comparison of different materials. The results also demonstrated that the addition of polymers to the cement can reduce the diffusion coefficient by approximately one order of magnitude, thereby counteracting the increased mobility of H_2 in comparison to natural gas. However, to obtain more practical results, the hydrogen diffusion behaviour must be evaluated under real wellbore conditions. Due to the high-water saturation, very long testing durations are to be expected, and the elevated pressure and temperature conditions require a complex experimental setup.

References

[1] Boher, C., Frizon, F., Lorente, S., Bart, F.: Influence of pore network on hydrogen diffusion through blended cement pastes, Cement & Concrete Composites, 37, 30-36, (2013).

[2] Bruckschlögl, S., Cheng, C., Thissen, P., Busch, B., Hilgers, C., Dehn, F.: Hydrogen reactivity with wellbore and polymer-modified cements: experimental insights for safe underground hydrogen storage, International Journal of Hydrogen Energy, 210, 15378, (2026).

[3] Dudun, A., Feng, Y., Guo, B.: Numerical Simulation of Hydrogen Diffusion in Cement Sheath of Wells Used for Underground Hydrogen Storage, sustainability, 15, 10844, (2023).

[4] Hubao, A., Yang, et al.: H_2 diffusion in cement nanopores and its implication for underground hydrogen storage, Journal of Energy Storage, 102, 113926, (2024).

[5] Sercombe, J., Vidal, R., Gallé, C., Adenot, F.: Experimental study of gas diffusion in cement paste, Cement and Concrete Research, 37, 579-588, (2007).

New Aspects of Stress-Induced Failure in Geothermal Boreholes: Insights from Tyrnyauz

T. Niederhuber[1], B.I.R Müller[1], T.K. Röckel[2]
[1]Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geosciences – Devision of Technical Petrophysics, Karlsruhe, Germany [2]Piewak & Partner GmbH, Bayreuth, Germany

Abstract

Accurate stress information is critical for many surface and subsurface infrastructure related to renewable energy. But measurements are often lacking so observations on stress induced features of borehole failure, especially borehole breakouts are employed to constrain stress magnitudes. Although classical approaches attribute breakouts to shear failure, we show by integration of core disking data, hydraulic-fracture data, white-light/UV core scans, petrophysical properties and results of borehole logging, from wells 1500 and T1 (Baksan valley, Northern Greater Caucasus) combined with a finite element stress model, that tensile-splitting govern the shallow breakouts in mountain settings with a granitic basement and not shearing.

Introduction

Reduction of CO_2 emissions and the transition to renewable energy constitute a major global challenge. Several technologies that generate or store thermal and electrical energy rely directly on the subsurface - such as geothermal systems and gas storage - or are closely linked to it, for example hydropower dams and pumped-storage facilities. Accurate knowledge of the contemporary stress field is essential for ensuring the integrity of these infrastructures. However, in situ stress data are sparse. Therefore, drilling-induced borehole wall features are commonly used to constrain both the orientation and magnitude of the stress field. The reliability of such interpretations depends critically on the assumed formation mechanisms of the observed features. Borehole breakouts constitute one of the most frequently observed and utilized indicators. They are traditionally interpreted as the result of shear failure. However, tunnel observations and laboratory experiments have demonstrated that, particularly at shallow depths, tensile splitting is more likely to dominate.
To investigate breakout formation and the influence of thermal stresses along deep boreholes, we examine wells 1500 and T1 in the Baksan valley of the Northern Greater Caucasus. Both were drilled to investigate Hot Dry Rock (HDR) similar to Enhanced Geothermal Systems (EGS). Within the wells intense core disking, a result of tensile failure in the drill cores that is governed by the Poisson´s effect (Shen and Barton., 2017) has been observed. Only well T1, was investigated with geophysical borehole logging. The measurements revealed continuous breakout formation starting at shallow depth (Hickman et al., 1992). We integrate these observations with newly released white-light and ultraviolet core scans (Niederhuber et al., 2025; Röckel et al., 2025), which show that core disking first occurs at 257 m, exactly at the transition from river sediment to granitic basement. We determine the theoretical depth, where borehole breakouts should occur if they form by shearing or by tensile splitting under different stress and temperature scenarios.

Methods

In a first step, we calculate the vertical stress (SV) by integrating rock density over depth, following e.g. Hubbert & Willis (1957) and McGarr & Gay (1978). Thermal stress $\sigma^{\Delta T}$ is derived from the temperature difference between drilling fluid and rock. For the derivation of S_{hmin} we

use a hydraulic fracture test (HF) performed in 3.7 km depth. Thereby fluid is injected into a borehole interval isolated by packers, until a radial fracture is created. Assuming linear-elastic material behaviour, the fracture is initiated when the tangential stress ($\sigma_{\theta\theta}$) at the borehole wall exceeds the rock's tensile strength. Inverse techniques such as hydraulic testing on pre-existing fractures (HTPF) and sleeve-fracturing (Cornet & Valette 1984; Desroches & Kurkjian 1994) have not been applied at Tyrnyauz so S_{Hmax} is estimated by different approaches:

(i) the Hubbert-Willis HF approach using the breakdown - re-opening pressure relationship of Bredehoeft et al. (1976).
(ii) a frictional-equilibrium model (e.g. Jaeger & Cook 1979) using values of the coefficient of friction μ of 0.3, 0.6, 0.8.
(iii) by breakout opening angles (e.g. Zoback 2007).

Thermal and poro-elastic effects are incorporated by superposition (e.g. Fjaer et al. 2008; Sadd 2009). For the analysis of core disking, we adopt a modified Stacey criterion to evaluate tensile failure at the borehole bottom. To account for topographic induced stresses that cannot be described by constant stress gradients with depth, we set up a linear elastic FE-model.

Results and Discussion

When a constant stress gradient is assumed over depth, borehole breakouts would be predicted in greater depth than those observed, regardless of the failure mechanism. Local topography enhances the stress magnitudes in shallow depth significantly. Incorporating those using a numerical FE model, the predicted onset of breakout shifts to shallow depths, matching the field observations and indicating that tensile splitting is the failure mechanism. Shear failure in contrast would not explain the borehole breakouts.

Core disking is observed in the same depth as borehole breakouts. They build as tensile failure at the borehole bottom. Our interpretation is that the process forming core disks and borehole breakouts is closely linked and governed by the Poisson´s effect as well as the rock strength.

Cooling of the rock mass during drilling suppresses breakout formation, whereas heating enhances it. However, thermal effects are typically restricted to shallow sections of the well, as mud temperature is largely governed by atmospheric conditions and the geothermal gradient. In Tyrnyauz, the elevated geothermal gradient confines any heating-related increase in stress to the sedimentary interval, which exhibits no breakouts. Consequently, heating effects can be disregarded in our analysis.

Conclusions

- Tensile-failure criteria yield in shallow breakouts, whereas shear-failure predict breakouts only at depths.
- Incorporating local stress amplifications by topographic loading the occurrence of shallow borehole breakouts can be reproduced by tensile splitting.
- Cooling effects while drilling counteracts the formation of borehole breakouts

References

Bredehoeft, J. D., Wolff, R. G., Keys, W. S., & Shuter, E.: Hydraulic fracturing to determine the regional in situ stress field, Piceance Basin, Colorado. *Geological Society of America Bulletin*, *87*(2), 250. (1976). https://doi.org/10.1130/0016-7606(1976)87%253C250:hftdtr%253E2.0.co;2

Cornet, F. H., & Valette, B.: In situ stress determination from hydraulic injection test data. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, *89*(B13), 11527–11537. (1984). https://doi.org/10.1029/JB089iB13p11527

Desroches, J., & Kurkjian, A. L.: Applications of Wireline Stress Measurements. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, *2*(05), 451–461. (1999). https://doi.org/10.2118/58086-PA

Fjaer, E. (Ed.).: *Petroleum related rock mechanics* (2nd ed). Elsevier. (2008).

Hickman, S., Moos, D., Barton, C. A., Katz, G., Budkov, G., & Kim, E.: Breakouts and In-Situ Stress in the Tyrnyauz Well, Caucasus Mountains, Russia. *Proceedings. 6th International Symposium on the Observation of the Continental Crust through Drilling*. (1992).

Hubbert, M. K., & Willis, D. G.: Mechanics Of Hydraulic Fracturing. *Transactions of the AIME*, *210*(01), 153–168. (1957). https://doi.org/10.2118/686-G

Jaeger, J. C., & Cook, N. G. W.: *Fundamentals of rock mechanics* (3d ed). Chapman and Hall. (1979).

McGarr, A., & Gay, N. C.: State of Stress in the Earth's Crust. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, *6*(1), 405–436. (1978). https://doi.org/10.1146/annurev.ea.06.050178.002201

Niederhuber, T., Röckel, T., Müller, B., & Schilling, F.: *Drill Core Scans Tyrnyauz Wells T1 and Well 1500*. Karlsruhe Institute of Technology. (2025) https://doi.org/10.35097/D2KXKXVNWXCFFCN9

Röckel, T., Niederhuber, T., & Müller, B.: *Drill Core Photos Tyrnyauz Wells T1 and Well 1500*. Karlsruhe Institute of Technology. (2025). https://doi.org/10.35097/C7A38A5USBSYDH88

Saad, M. H.: *Elasticity: Theory, applications, and numerics* (2nd ed). Academic Press. (2009).

Shen, B., & Barton, N.: Rock fracturing mechanisms around underground openings. *Geomechanics and Engineering*, *16*(1), 35-47. (2018). https://doi.org/10.12989/GAE.2018.16.1.035

SKB: *Characterization of crystalline rocks in deep boreholes. The Kola, Krivoy Rog and Tyrnauz boreholes* (SKB Technical Report Nos. 92–39). NEDRA – Scientific Industrial Company on Superdeep Drilling and Comprehensive Investigation of the Earth´s Interior. (1992).

Zoback, Mark D.: Reservoir Geomechanics. 1st ed. Cambridge University Press. (2007).

HyStorage: Microbial activity during underground hydrogen storage in a porous rock reservoir

P. Bombach[1], A. Fischer[1], H. Schnideritsch[2], C. Kosack[3], S. Hogeweg[3]
[1]Isodetect GmbH, Leipzig, Germany, [2]voestalpine Tubulars GmbH & Co KG, Kindberg-Aumuehl, Austria, [3]Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany

Porous rock reservoirs have been proposed for large-scale hydrogen storage, but practical experiences are limited. The HyStorage project investigates the suitability and integrity of porous rock reservoirs for large-volume hydrogen storage in three phases of different hydrogen - natural gas mixtures (5%, 10% and 20%). The various hydrogen-natural gas mixtures are being injected in stages in a pilot test at a natural gas storage facility. A key objective of the project is to gain knowledge about potential biogeochemical and microbiological processes that could influence the underground storage of hydrogen.
The three project phases included microbial investigations of which the results will be presented here. Gas composition analysis was complemented by compound-specific stable isotope analysis (CSIA) to trace microbial H_2 consuming processes on easily accessible gas samples during underground H_2 storage. In all three project phases, stable isotope analysis showed distinct changes in the isotope ratios of the H_2 ($^2H/^1H$) extracted compared to H_2 introduced and pointed to microbial H_2 conversion during underground H_2 storage. To explore microbial H_2-consumption processes in detail, indigenous reservoir microorganisms were collected in the gas stream during the field trial by a special *in situ* microcosm sampler as reservoir brine could not be sampled directly. The *in situ* microcosm sampler was incubated for three months in the subsurface. In subsequent laboratory studies with the reservoir microorganisms, kinetics of H_2 consumption and product formation as well as stimulation of certain microbial groups were investigated.
In summary, this study delivers data on microbial H_2 consumption during underground H_2 storage in porous rock reservoirs, and demonstrates a transferable methodology applicable to the investigation of microbial H_2 consumption at other field sites.

Iterative Identifikation und Konkretisierung modellierungsrelevanter Elemente von Reservoirsystemen

Dr. Claudia Steiner-Luckabauer
HOT Energy Group, Leoben, Austria

Abstract

Die Modellierung von Öl- und Gaslagerstätten sowie die Analyse des Strömungsverhaltens in geothermisch höffigen Gebieten erfolgt in der Praxis häufig in sequenziellen, disziplinär getrennten Arbeitsschritten. Dieses Vorgehen führt dazu, dass wesentliche Einflussgrößen hinsichtlich der Lagerstätteneigenschaften oftmals erst in späten Projektphasen identifiziert werden, wodurch die Aussagekraft der resultierenden Modelle eingeschränkt ist. Insbesondere im Bereich der Geothermie ist es jedoch von zentraler Bedeutung, bereits in frühen Projektphasen belastbare und aussagekräftige Modelle zu entwickeln.

Die vorliegende Arbeit stellt einen Ansatz vor, der darauf abzielt, bereits in frühen Projektphasen ein belastbares Systemverständnis zu entwickeln und die entscheidenden maßgeblichen Einflussfaktoren des Reservoirs gezielt zu identifizieren und zu priorisieren. Der Ansatz gliedert sich in drei Phasen: In Phase 1 werden verfügbare Daten nicht nur hinsichtlich ihrer Qualität bewertet, sondern im Kontext des Fließverhaltens des Gesteins interpretiert und in ein erstes konzeptionelles Modell überführt. Durch iterative Gewichtung zentraler Einflussgrößen wird frühzeitig eine signifikante Erhöhung der Prognosefähigkeit erreicht. In Phase 2 erfolgt die integrierte und interdisziplinäre Weiterentwicklung dieses Verständnisses. Durch intensive Kommunikation, iterative Modellanpassung sowie die gezielte Nutzung statischer und dynamischer Konzepte, wird ein konsistentes Gesamtmodell entwickelt. In Phase 3 werden die Ergebnisse finalisiert und in eine strukturierte, nachvollziehbare Form überführt, die als belastbare Grundlage für operative Entscheidungen wie Bohrungsplanung und Feldentwicklung dient. Die Arbeit zeigt, dass eine frühzeitige Zieldefinition und die konsequente Fokussierung auf die wesentlichen Lagerstätteneigenschaften entscheidend für den Projekterfolg sind. Insbesondere wird deutlich, dass Projekte mit klarer initialer Wertentwicklung selbst bei variierender Ausführungsqualität bessere Ergebnisse erzielen als solche, die erst in späteren Phasen versuchen, fehlendes Lagerstättenverständnis zu kompensieren. Insbesondere bei asymmetrischer Datenverfügbarkeit ermöglicht dieser agile Ansatz eine gezieltere Nutzung von Daten und eine effektivere Anwendung. Insgesamt bietet der Ansatz eine robuste Grundlage für eine effizientere, integrierte und stärker wertorientierte Gestaltung von Lagerstättenmodellierungsprojekten.

Einführung

Die Beschreibung und Modellierung von Lagerstätten stellt eine zentrale Herausforderung in der Öl- und Gasindustrie sowie in der Geothermie dar, insbesondere im Kontext der integrierten statischen und dynamischen Lagerstättencharakterisierung. In der industriellen Praxis werden entsprechende Studien jedoch häufig in sequenziellen Wasserfallstrukturen organisiert, in denen geowissenschaftliche und ingenieurtechnische Disziplinen – wie Geologie, Geophysik, Petrophysik und Reservoir Engineering – weitgehend entkoppelt und in isolierten Arbeitspaketen bearbeitet werden. Diese siloartige Vorgehensweise führt dazu, dass Modelle primär disziplinspezifisch optimiert werden, während eine fachübergreifende Integration erst in fortgeschrittenen Projektphasen erfolgt.

Infolgedessen werden die tatsächlich dominanten Kontrollfaktoren der Lagerstätte oder deren Signifikanz – beispielsweise strukturelle Architektur, Stratigraphie, Kompartmentalisierung, diagenetische Überprägung oder hydraulisch wirksame Klüftung – häufig erst spät im Projektverlauf erkannt. Gleichzeitig sind iterative Anpassungen oder grundlegende Modellüberarbeitungen in solchen Projektstrukturen typischerweise nicht vorgesehen. Modell-Updates werden nicht als integraler Bestandteil des Projektfortschritts verstanden, sondern als zusätzlicher Aufwand, der Zeit und Ressourcen bindet und entsprechend begründet werden muss. Dies erschwert eine echte fachübergreifende Integration und führt häufig dazu, dass der Fokus stärker auf der Abarbeitung des definierten Projektumfangs liegt als auf der gezielten Verbesserung der Modellqualität. Dabei ist gerade die Vorhersagefähigkeit („Prognosefähigkeit“) eines Modells das zentrale Kriterium für dessen tatsächlichen Wertbeitrag.

Vor diesem Hintergrund adressiert die vorliegende Arbeit die Anwendung von „Front-End Loading“ in der Lagerstättenmodellierung [1]. Ziel ist es, bereits in frühen Projektphasen ein belastbares Systemverständnis zu entwickeln und die entscheidenden Einflussgrößen des Reservoirs („wesentliche Einflussgrößen“) systematisch zu identifizieren und zu priorisieren. Der vorgeschlagene Ansatz basiert auf einer explizit modell- bzw. hypothesengetriebenen Strategie, bei der konzeptionelle Modelle frühzeitig formuliert und gezielt mit verfügbaren Daten konfrontiert werden. Im Gegensatz zu rein datengetriebenen, sequenziellen Integrationsansätzen werden Daten dabei nicht primär zur inkrementellen Modellverfeinerung genutzt, sondern zur gezielten Validierung von Modellannahmen eingesetzt. Durch diese Neuausrichtung wird eine frühzeitige Fokussierung auf die dominanten Einflussgrößen des Systems ermöglicht, während weniger kritische Detailaspekte („untergeordnete Faktoren“) bewusst nachgelagert behandelt werden.

Phase 1: Daten-Sichtung, Identifikation der maßgeblichen Einflussfaktoren und konzeptionelle Modellbildung

Zu Beginn eines Projekts werden in der Regel zahlreiche Datensätze bereitgestellt, die als Grundlage für die Untergrundmodellierung dienen sollen. Diese Daten werden zunächst systematisch gesichtet, auf Vollständigkeit geprüft, bereinigt und hinsichtlich ihrer Qualität bewertet. In der Praxis zeigt sich dabei häufig, dass Daten zwar grundsätzlich vorhanden sind, jedoch nicht in der erforderlichen Qualität, Auflösung oder Konsistenz vorliegen, um bestimmte Modellierungsschritte zuverlässig zu unterstützen. Maßgeblich ist daher nicht allein die Verfügbarkeit von Daten, sondern deren Eignung, die relevanten Eigenschaften des Reservoirs angemessen abzubilden.

Über diese grundlegende Datenaufbereitung hinaus umfasst Phase 1 die Entwicklung eines ersten konzeptionellen Verständnisses der Prozesse, die die Performance des Reservoirs bestimmen. Produktionsdaten liefern hierbei häufig wichtige Hinweise, etwa auf Dual-Porositätsverhalten, geringe Permeabilität oder andere dominierende Mechanismen. Die Fragestellung richtet sich entsprechend darauf, inwieweit die vorhandenen Daten geeignet sind, das beobachtete Verhalten des Reservoirs konsistent zu erklären.

Parallel dazu erfolgt eine strukturierte Analyse der maßgeblichen Einflussgrößen. Für das hier vorgestellte Konzept lassen sich diese in verschiedene Kategorien einteilen, wie z.B.: Klüftung, Stratigraphie, Diagenese, Tektonik, Ablagerungsmilieu sowie nicht explizit erfasste Einflussgrößen. Zu Projektbeginn ist deren relative Bedeutung typischerweise noch nicht quantifiziert, sodass die Prognosefähigkeit eines Modells zunächst gering ist. Das Front-End-Loading-Konzept [1] zielt darauf ab, diese Unsicherheiten frühzeitig zu reduzieren, anstatt sie in spätere Projektphasen zu verlagern [2].

Der Prozess lässt sich als schrittweise Gewichtung dieser Einflussgrößen beschreiben. Zu Beginn werden die einzelnen Faktoren gleichwertig betrachtet. Im Zuge von Analyse,

fachübergreifender Diskussion und ersten Modelltests erfolgt eine sukzessive Einordnung ihrer relativen Bedeutung. Dabei kann sich beispielsweise zeigen, dass die Stratigraphie einen dominanten Einfluss auf das Fließverhalten ausübt, während andere Faktoren lediglich einen untergeordneten Beitrag leisten. Mit einer ersten belastbaren Priorisierung steigt die Prognosefähigkeit des Modells bereits deutlich an. Durch weitere iterative Anpassungen wird das Systemverständnis fortlaufend präzisiert.

Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit einer technischen Plattform, die als gemeinsamer Arbeits- und Diskussionsraum dient. Im Vordergrund steht dabei die Möglichkeit, Annahmen transparent zu formulieren, zu überprüfen und bei Bedarf anzupassen. Ziel ist es, innerhalb kurzer Zeit eine konsistente Vorwärtsmodellierung zu entwickeln, die als Referenz für die weitere Arbeit dient. Erfahrung spielt in diesem Zusammenhang eine wesentliche Rolle, da sich auf dieser Basis häufig früh erkennen lässt, wo relevante Unsicherheiten bestehen und welche Aspekte prioritär behandelt werden sollten.

Phase 1 lässt sich daher als eine integrierte Due-Diligence-Phase verstehen, in der die wesentlichen Aspekte des Reservoirs frühzeitig herausgearbeitet werden. In Anlehnung an das Pareto-Prinzip [3] liegt der Fokus auf der Identifikation der wenigen entscheidenden Einflussgrößen, während weniger kritische Aspekte bewusst nachgelagert behandelt werden. Am Ende dieser Phase sollte das Team nicht nur über einen bereinigten und bewerteten Datensatz verfügen, sondern vor allem über ein gemeinsames, fachübergreifend abgestimmtes Verständnis der grundlegenden Funktionsweise des Reservoirs. Ebenso sollte Klarheit darüber bestehen, welche Unsicherheiten kritisch sind, welche Einflussgrößen dominieren und welche Daten für die weiteren Schritte tatsächlich relevant sind. Auf dieser Grundlage kann anschließend ein Modell entwickelt werden, das sowohl den Anforderungen des Kunden entspricht als auch eine belastbare Aussagekraft aufweist.

Phase 2: Integrierte Modellierung, Priorisierung der Schlüsselparameter und iterative Wertgenerierung

In Phase 2 erfolgt die eigentliche Wertgenerierung, indem die in Phase 1 identifizierten Einflussgrößen in ein integriertes Modell überführt werden. Zentrale Voraussetzung hierfür ist eine enge interdisziplinäre Abstimmung sowie eine klare Ziel- und Zeitstruktur. Der Arbeitsprozess ist iterativ organisiert und basiert auf kurzen Abstimmungszyklen, in denen Annahmen überprüft, Ergebnisse bewertet und nächste Schritte definiert werden. Ziel ist es, ein konsistentes, gemeinsames Verständnis des Reservoirs kontinuierlich weiterzuentwickeln.

Ein vollständiger Abgleich zwischen statischem und dynamischem Modell ist dabei nicht jederzeit möglich, muss jedoch durch geeignete Referenzgrößen unterstützt werden. Dazu zählen beispielsweise Bohrlochtests oder die konsistente Abbildung von Fluidkontakten. Solche Parameter sind disziplinübergreifend relevant und müssen frühzeitig abgestimmt werden, um Inkonsistenzen im Gesamtmodell zu vermeiden.

Der Arbeitsprozess bewegt sich dabei bewusst in einem offenen Lösungsraum [3], in dem einzelne Arbeitsschritte nicht vollständig vorgegeben sind. Unterschiedliche fachliche Perspektiven führen zwangsläufig zu variierenden Annahmen, die im iterativen Prozess zusammengeführt werden. Im Gegensatz zu sequenziellen Projektansätzen erfolgt diese Integration nicht am Ende, sondern kontinuierlich während der Modellentwicklung.

Methodisch wird dieser Ansatz durch Prinzipien des agilen Projektmanagements unterstützt. Dazu zählen insbesondere kurze Iterationszyklen, eine inkrementelle Weiterentwicklung des Modells sowie die kontinuierliche Integration neuer Erkenntnisse in den Modellierungsprozess. Eine wesentliche Voraussetzung für diesen Prozess ist die Verfügbarkeit einer technischen Plattform, die eine schnelle, fachübergreifende

Modellanpassung ermöglicht. Insbesondere im Kontext von Öl- und Gasreservoiren sowie Lagerstätten zur Speicherung Fluiden und Gasen ist hierbei die konsistente Nutzung petrophysikalischer Daten von zentraler Bedeutung. Auf Basis von Kapillardruckdaten, Fluidkontakten sowie gesteinsphysikalischen Eigenschaften muss jede statische Modellierung einer physikalischen Konsistenzprüfung standhalten. Die aus dem Modell abgeleiteten Sättigungsverteilungen müssen mit petrophysikalischen Berechnungen, etwa aus Widerstandslogs, übereinstimmen. Abweichungen weisen auf inkonsistente Annahmen hin und erfordern eine erneute fachübergreifende Bewertung.

Solche Anpassungen können beispielsweise zu einer Überarbeitung stratigraphischer Korrelationen führen, wenn sich zeigt, dass diese nicht konsistent mit den beobachteten Daten sind. Entscheidend ist dabei, dass diese Korrekturen nicht isoliert erfolgen, sondern gemeinsam über die Disziplinen hinweg abgestimmt werden. Ein wesentlicher Aspekt ist die Diskrepanz zwischen geologischen Klassifikationen und der tatsächlich wirksamen hydraulischen Struktur des Reservoirs. Geologisch konsistente Einteilungen bilden nicht zwangsläufig die für das Fließverhalten relevanten Eigenschaften ab. Diese Inkonsistenz ist eine häufige Ursache für unzureichende Modellqualität. Entsprechend müssen Klassifikationen nicht nur geologisch, sondern auch im Hinblick auf ihre hydraulische Relevanz bewertet werden. Dies betrifft insbesondere Parameter wie Permeabilität, Porenstruktur und Fließverhalten. Eine integrierte Betrachtung dieser Aspekte ist Voraussetzung für ein konsistentes Modell.

Vergleichbare Zusammenhänge ergeben sich auch in geothermischen Anwendungen, in denen physikalische Messmethoden häufig primär auf den Wasseranteil reagieren. Widerstandslogs liefern hierbei zusätzliche Informationen zur Porenstruktur und können als Indikator für permeable Zonen genutzt werden. Die konsistente Integration dieser Daten ist auch hier entscheidend für die Modellqualität.

Phase 3: Finalisierung, Ergebnisaufbereitung und Übergabe

In Phase 3 liegt der Fokus auf der Finalisierung und Aufbereitung der Projektergebnisse. Das in den vorangegangenen Phasen entwickelte Modell wird weiter verfeinert und in eine Form überführt, die sowohl technisch belastbar als auch für den Kunden nachvollziehbar und anwendungsbereit ist. Im Vordergrund stehen dabei die konsistente Ausarbeitung und Darstellung der bereits gewonnenen Erkenntnisse in Form eines kohärenten Modells, eines klar formulierten Berichts sowie einer konsistenten visuellen Darstellung.

Ein zentrales Qualitätskriterium ist die Fähigkeit des Modells, das beobachtete Reservoirverhalten konsistent zu reproduzieren. Durch die vorangegangene Ausarbeitung der dominanten Lagerstätteneigenschaften bzw. dem grundlegenden Verständnis betreffend der Lagerstätte ist es möglich, ein robustes Model zu erstellen, welches die gegebene Historie reproduziert, physikalischen Konzepte honoriert und so eine wesentliche Aussagekraft bezüglich weiterer Entscheidungen darstellt.

Einfluss von Zieldefinition und Wertentwicklung auf den Projekterfolg

Die beschriebenen Phasen zeigen, dass insbesondere Phase 1 und Phase 2 maßgeblich zur Identifikation und Entwicklung des Projektwertes beitragen. Eine klare Definition der Projektziele sowie eine gezielte Entwicklung der wesentlichen Lagerstätteneigenschaften bilden die Grundlage für eine nachhaltige Wertschöpfung im gesamten Projektverlauf.

Wird dieser Ansatz konsequent umgesetzt, kann bei gleichzeitig hoher Qualität in der Projektausführung ein optimaler Projektausgang erreicht werden (Punkt A, Abbildung 1). In diesem Fall sind sowohl die Zieldefinition als auch die Wertentwicklung frühzeitig etabliert,

und die nachfolgenden Arbeitsschritte bauen konsistent darauf auf.

Selbst bei einer weniger strukturierten oder qualitativ eingeschränkten Projektausführung kann ein Projekt, das auf einer klaren Zieldefinition und einer fundierten frühen Wertentwicklung basiert, noch immer einen vergleichsweise hohen Gesamtwert erreichen (Punkt B, Abbildung 1). Dies unterstreicht die zentrale Bedeutung der frühen Phasen für den Projekterfolg.

Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass eine gute technische Ausführung allein nicht ausreicht, wenn das Projekt auf einer unzureichenden Zieldefinition und fehlenden Wertentwicklung aufbaut (Punkt C, Abbildung 1). Trotz qualitativ hochwertiger Umsetzung bleibt das Ergebnis hinter seinem Potenzial zurück, da die wesentlichen Fragestellungen nicht von Beginn an richtig adressiert wurden.

Die ungünstigste Konstellation ergibt sich schließlich, wenn sowohl die Zieldefinition als auch die Wertentwicklung unzureichend sind und zusätzlich eine schwache Projektausführung vorliegt (Punkt D, Abbildung 1). In diesem Fall wird weder ein belastbares Systemverständnis entwickelt noch ein Modell erzeugt, das für fundierte Entscheidungen geeignet ist.

Insgesamt verdeutlicht diese Betrachtung, dass der Projekterfolg nicht primär durch die Qualität der späten technischen Umsetzung bestimmt wird, sondern maßgeblich durch die frühzeitige Definition der richtigen Ziele und die gezielte Entwicklung der entscheidenden Lagerstätteneigenschaften, so wie in Abbildung 2 veranschaulicht. Die in dieser Arbeit vorgestellte Vorgehensweise adressiert genau diesen Aspekt, indem sie die Wertgenerierung konsequent in die frühen Projektphasen verlagert und damit die Grundlage für eine deutlich verbesserte Modellqualität und Entscheidungsrelevanz schafft.

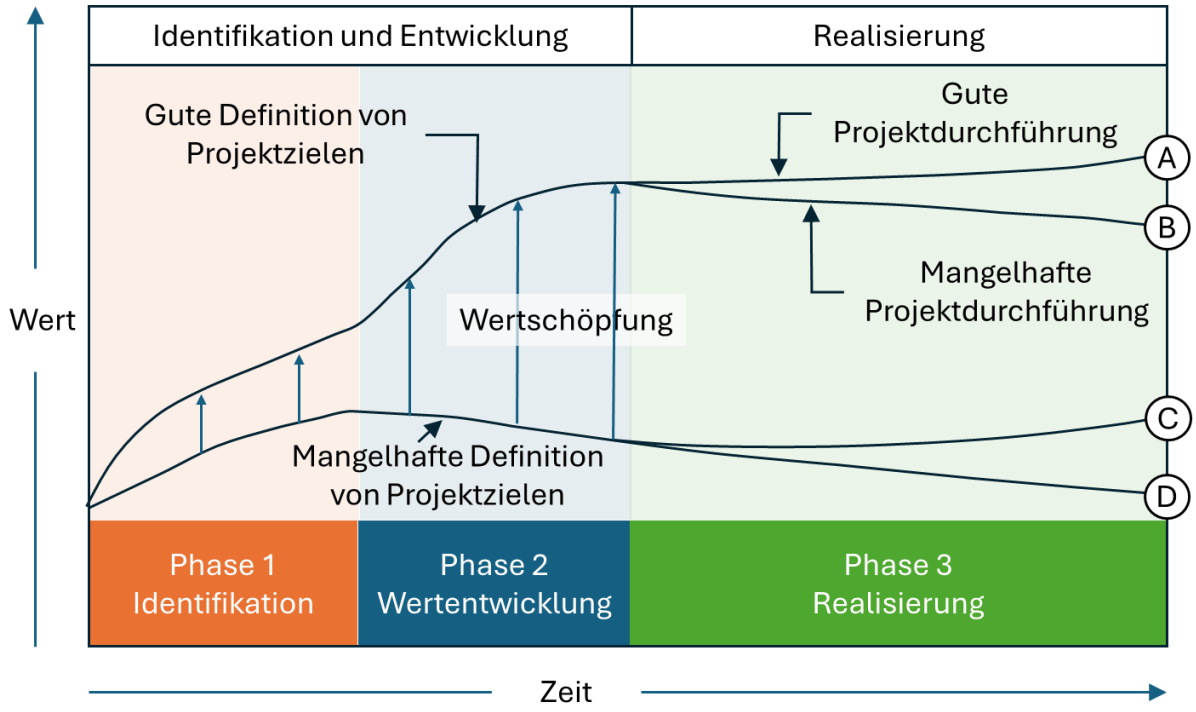


Abbildung 1: Arbeitschritte zur Wertsteigerung (Hutchinson und Wabeke 2006, zitiert nach van der Weijde 2008: 4)

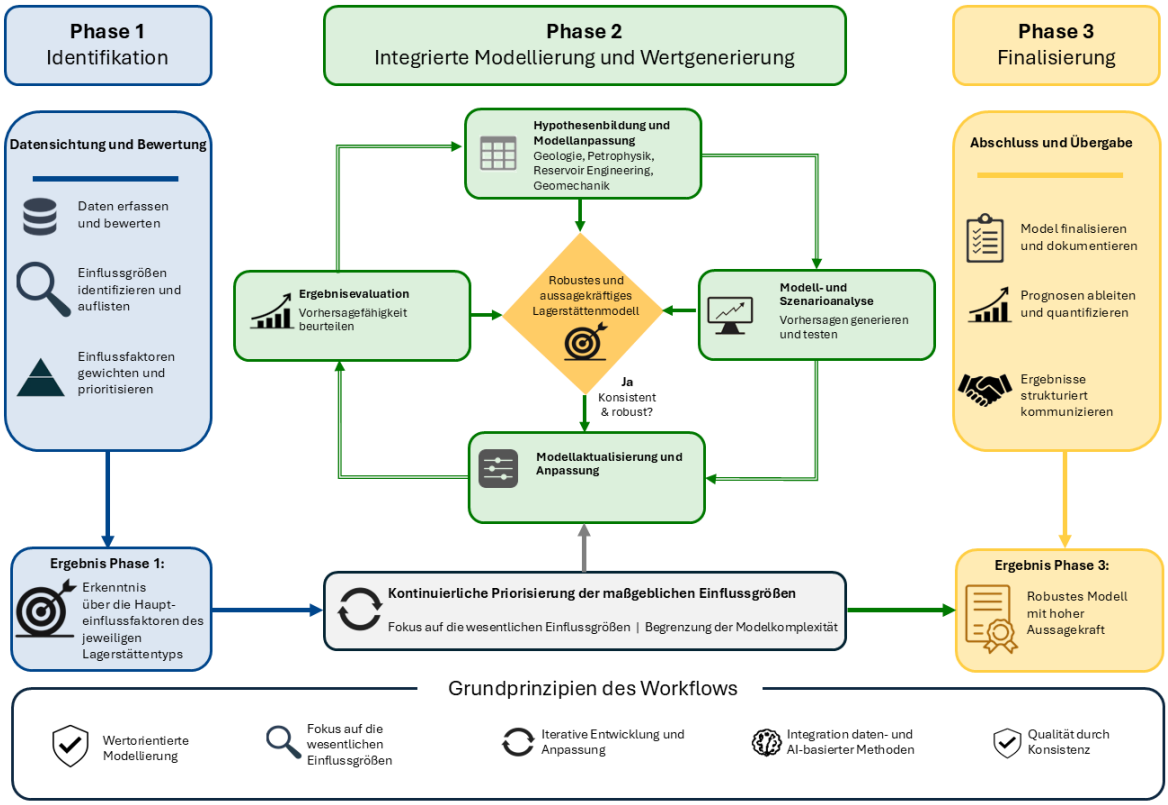


Abbildung 2: Prozessdiagramm

Zusammenfassung

Die präsentierte Vorangehensweise zeigt, dass die Qualität von Lagerstättenmodellen wesentlich durch ein früh entwickeltes Systemverständnis gesteuert wird. Die Erstellung eines belastbaren Modells ist dann gegeben, wenn die maßgeblichen Einflussgrößen des Reservoirs frühzeitig erkannt und in der Modellierung berücksichtigt werden.

Der vorgestellte Ansatz basiert auf einer integrierten Arbeitsweise, bei der die Modellierung konsequent und kontinuierlich an diesen Einflussgrößen ausgerichtet wird. Durch die frühe Identifikation und Priorisierung der relevanten Parameter lassen sich Daten gezielter einsetzen und Unsicherheiten systematisch reduzieren.

Dies gewinnt insbesondere bei asymmetrischer Datenverfügbarkeit an Bedeutung. In solchen Fällen ermöglicht die strukturierte Einordnung der maßgeblichen Einflussgrößen eine fokussierte Nutzung der verfügbaren Daten. Die kontinuierliche fachübergreifende Abstimmung unterstützt dabei die Konsistenz zwischen statischen und dynamischen Modellanteilen und trägt zu einem kohärenten Gesamtmodell bei.

Insgesamt zeigt sich, dass die frühzeitige Fokussierung auf die dominierenden Einflussgrößen sowie deren schrittweise Weiterentwicklung zu belastbareren und besser anwendbaren Modellen führt. Der Ansatz bietet damit eine Grundlage für eine effizientere und zielgerichtete Durchführung von Untergrundmodellierungsprojekten.

Referenzen

[1] van der Weijde, G. (2008). *Front-end loading in the oil and gas industry*. Delft University of Technology.

[2] Heinemann, G. F.; Bashiri, G.; Harrer, A. W.; Keramati, R. M.; Mittermeir, G. M. (2007): *An Imperative Workflow for Modeling of Naturally Fractured Reservoirs on Different Scales*. SPE Paper 107180, Society of Petroleum Engineers.

[3] Rother, M. (2010). *Toyota Kata: Managing People for Improvement, Adaptiveness, and Superior Results*. New York: McGraw-Hill.

Large Scale Experimental Setup for Biological Methanation Under Salt Cavern Conditions

Marcel Schulz[1], Jon Hering[2], Hilke Würdemann[2], Birgit Müller[1], Frank Schilling[1]
[1]Karlsruhe Institute for Technology, Germany
[2]Merseburg University of Applied Sciences, Germany

Abstract

Salt caverns are widely used for underground gas storage. However, long-term cavern convergence may lead to significant subsidence. One proposed mitigation strategy is the partial filling of caverns with suitable materials, which can reduce deformation while simultaneously creating a porous environment that may support microbial processes. In this context, hydrogen storage caverns could potentially function as large-scale bioreactors for biological methanation, converting hydrogen and carbon dioxide into methane.

To investigate the feasibility of this concept, a large-scale experimental setup was developed to simulate the conditions of a filled salt cavern. Experiments were conducted in a large-scale autoclave system consisting of two chambers connected by a 2.5 m steel pipe. The pipe contained expanded clay, overgrown with a biofilm containing methanogenic archaea, while a gravel layer separated the microbial zone from a water-filled sump that simulated the cavern bottom. The system was supplied with a gas mixture containing 3.5 % hydrogen, 1 % carbon dioxide, and 95.5 % nitrogen at volumetric flow rates between 1 and 10 L/h.

The results demonstrate that methanogenic archaea remained active at 28 °C under the applied flow rates and gas concentrations, and that were capable of consuming most of the supplied hydrogen at higher flow rates after an adaptation phase. Methane concentrations of approximately 0.8–0.9 % were achieved in the outflowing gas. Microbial activity showed strong sensitivity to temperature variations and decreased significantly when temperatures dropped below approximately 20 °C. Furthermore, reactor moisture conditions were found to influence microbial performance, and the addition of an active methanogenic culture in a nutrient-rich medium resulted in a noticeable recovery of methanation activity.

The findings indicate that porous backfill materials in salt caverns could potentially support microbial methanation processes, suggesting that underground hydrogen storage caverns may also serve as biological reactors for methane production under suitable environmental conditions.

Introduction

Salt caverns are widely used for gas storage but are prone to significant subsidence over time. One approach to mitigate this issue is to fill caverns with suitable materials, reducing convergence and improving stability (Figure 1). These materials could create conditions for biological processes, enabling the use of hydrogen caverns as large-scale bioreactors for methanation. This dual-purpose concept combines structural integrity with energy storage and conversion by transforming hydrogen and carbon dioxide into methane.

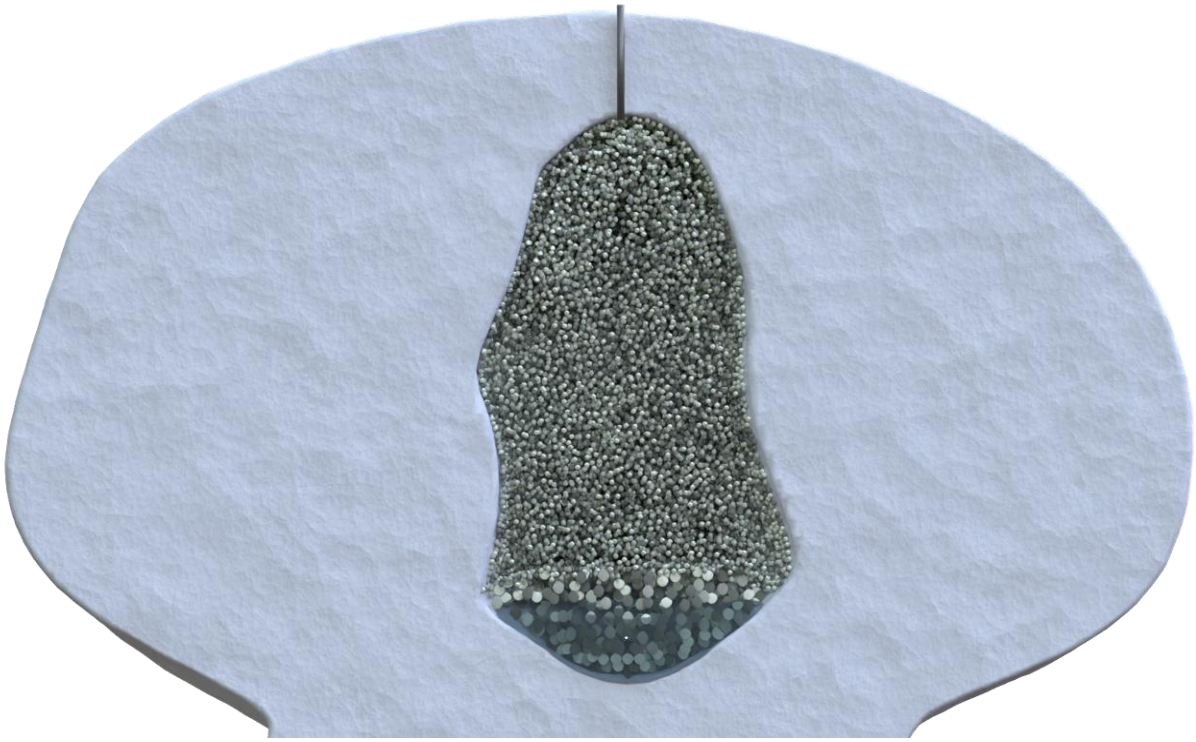


Figure 1: Simplified illustration of a cavern filled with porous material, while the sump is filled with non-porous pebbles to avoid contact between porous material and brine

Although salt caverns exhibit high salinity, biological methanation remains feasible if appropriate conditions are established. Porous backfill materials can provide growth surfaces for biofilm development and non-porous materials can help to separate the microorganisms from the saline brine. Both materials may also contribute to mitigating cavern convergence as part of containment strategies.

To investigate this concept, large-scale experiments were conducted to simulate cavern filling with porous materials and to evaluate substrates that promote biofilm growth. The overarching goal is to design an underground methanation reactor that not only supports microbial activity but also minimizes structural deformation. A key question is whether methanogenic archaea can persist under cavern conditions.

Experimental Setup

For this purpose, an autoclave system with a total capacity of approximately 35 liters was employed. Most experiments were conducted at atmospheric pressure and temperatures of 28 °C. The setup comprised two chambers connected by a 2.5 m casing. For safety reasons, the gas mixture contained only 3.5 % hydrogen (H_2) and 1 % carbon dioxide (CO_2), the rest being nitrogen (N_2). The experiments were conducted within the framework of the SAMUH$_2$ project in cooperation with the Merseburg University of Applied Sciences and represent a large-scale extension of earlier laboratory-scale studies carried out at their laboratories (Abstract A-132).

The upper section of the autoclave contained approximately 10 liters of expanded clay (Figure 2), which serves as the microbial habitat. Prior to the start of the experiments, the expanded clay was inoculated with methanogenic archaea to establish an active biocoenosis.

The autoclave system was first flushed with nitrogen to remove residual air and establish anaerobic conditions. Subsequently, the microorganisms were introduced and the system

was sealed as quickly as possible to minimize oxygen exposure. The system was then heated to 28 °C.

At the bottom, water was used to simulate the cavern sump. To ensure separation between the sump and the microorganisms, a drainage layer of gravel was placed beneath the expanded clay (Figure 2). This design was intended to prevent direct contact between microorganisms and the saline solution, as salt would be added to the water at a later time to replicate realistic sump conditions of a salt cavern.

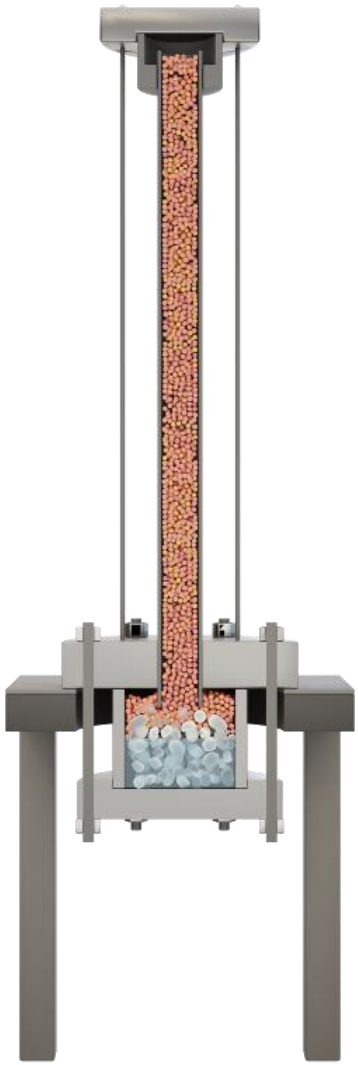


Figure 2: Schematic illustration of the autoclave system filled with gravel (grey), water or brine (blue) and overgrown expanded clay (orange)

After the system was filled and sealed, a volumetric gas flow rate of 1 L/h was applied using the aforementioned gas mixture. The flow rate was then incrementally increased to 2, 3, 4, 5, 6, 8, and 10 L/h over a period of 80 days. The increase in flow rate depended on the observed methane production. Following these flow rate experiments, the system pressure was increased to approximately 2.5 bar and later to approximately 5 bar in order to investigate microbial activity under elevated pressure conditions.

Gas concentrations were measured using gas chromatographs equipped with a thermal conductivity detector. During the first 46 days of the experiment, measurements were performed manually one to three times per day, except on weekends. Subsequently, measurements were conducted in an automated sequence: ten consecutive measurements

were carried out, followed by a one-hour pause before the next sequence of ten measurements.

Temperature was monitored using a PT100 resistance temperature detector. The volumetric flow rate of the gas was controlled and measured using a thermal mass flow controller, which determines the gas flow by measuring the heat transfer from a heated sensor element to the flowing gas.

Results

At the initial low volumetric flow rate of 1 L/h, the methanogenic archaea consumed nearly all available hydrogen after 3 days, resulting in a methane concentration of approximately 0.9 % in the outflowing gas (Figure 3).

Increasing the flow rate led to a temporary increase in H_2 concentrations and a corresponding decrease in CH_4 concentrations due to a shorter retention time. However, after each increase, the hydrogen concentration gradually declined as microbial consumption adapted to the increased substrate supply. After a certain adjustment period (e.g., approximately two weeks at 4 L/h), most of the hydrogen was again consumed.

In case of a gas supply shortage (e g. days 81-84), the remaining hydrogen was rapidly consumed and methane production decreased significantly. Once the gas supply had been restored, however, the archaea responded quickly and methane production increased substantially within approximately two days, reaching nearly the same levels as before the interruption.

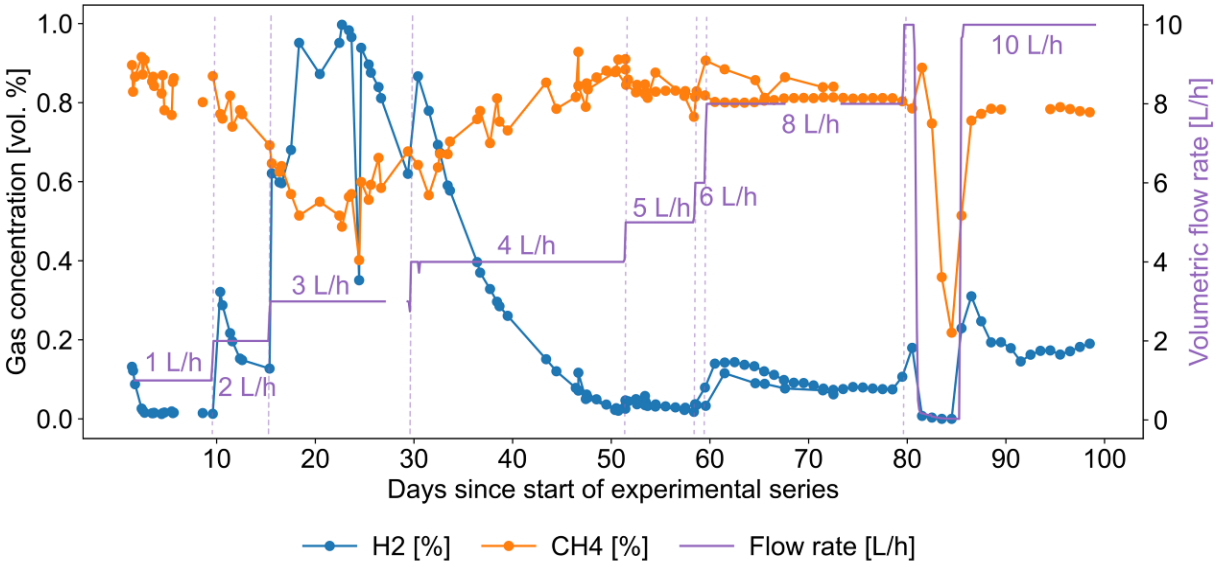


Figure 3: Volumetric flow rates as well as H_2- and CH_4-concentrations with progressing time. Around day 70, gas concentrations overlap because two different gas chromatographs were used temporarily. However, both measurements show good agreement.

Following gradual increase of the flow rate, the system was operated predominantly at a constant flow rate of 10 L/h. During this period, variations in temperature were introduced to investigate their influence on microbial activity.

When the previously stable temperature of approximately 27 °C decreased to 17 °C, microbial activity declined drastically (Figure 4). A similar effect was observed during a later temperature drop to 18 °C. However, once the temperature was restored to its initial level, microbial activity recovered rapidly. Short-term temperature decreases to around 22 °C appear to have smaller effects.

Furthermore, the methane concentration in the outflowing gas gradually decreased from 0.79% on day 95 to 0.68% on day 130, as shown in Figure 4. A likely explanation is the complete evaporation of the water initially present in the sump at the bottom of the system. After the sump had dried out entirely, the reactor was continuously flushed with dry inlet gas rather than humidified gas, as the gas did not pass the sump anymore. This shift probably led to the gradual drying and potential inactivation of the biofilms. Refilling the sump with water on day 117 resulted only in a brief and minor increase in methane production.

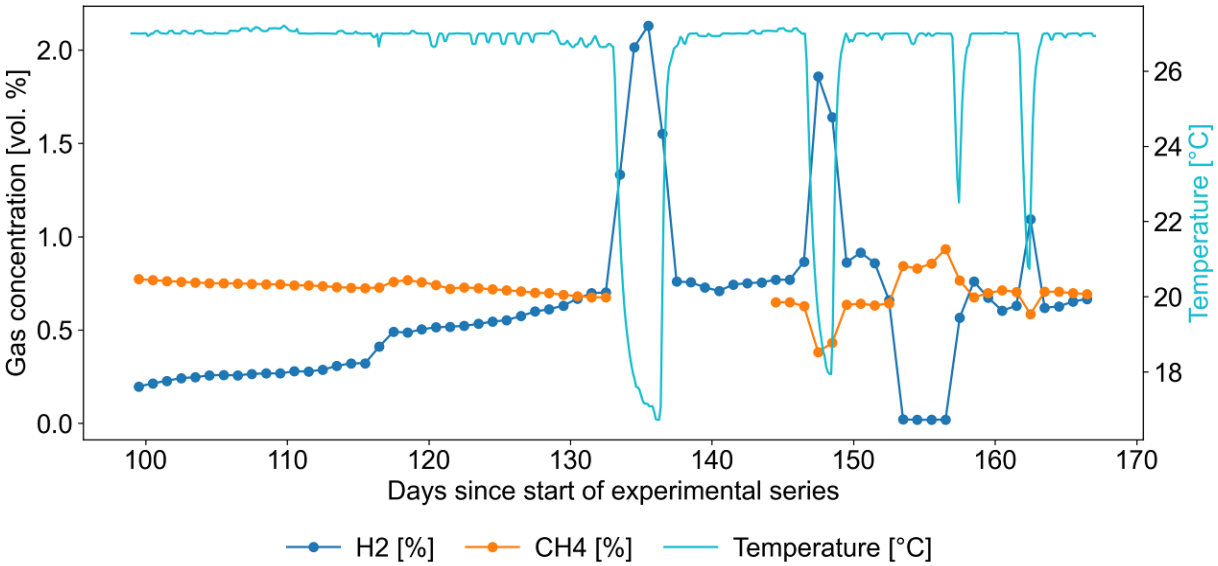


Figure 4: Temperature reductions lead to a decrease in microbial activity.

On the day 169, approximately 200 mL of a methanogenic culture in a special methanogenic medium (according to Katayama and Kamagata, 2017) was applied from the top of the expanded clay column. The medium was added to improve moisture conditions and to supply the microorganisms with minerals, vitamins, and trace elements. In addition, the medium contained highly active methanogenic archaea.

Immediately after the addition, methane concentrations in the outflowing gas temporarily decreased (Figure 5). This initial decline is most likely related to the brief opening of the system, which allowed an ingress of oxygen. Oxygen is known to be toxic to strictly anaerobic methanogens and therefore may have temporarily inhibited microbial activity.

Subsequently, methane concentrations increased again while hydrogen and carbon dioxide concentrations declined, indicating a recovery and enhancement of microbial methanation. In contrast to this top-down application (where the methanogenic medium was poured over the expanded clay and directly wetted its surface) the simple addition of water into the sump below the column did not lead to any comparable rise in methane production, probably because the water never came into contact with the expanded clay matrix itself. This is noteworthy because the incoming gas stream passes through the sump and would therefore be expected to humidify the gas before it enters the column. The use of methanogenic medium containing additional methanogenic archaea might also have further enhanced methane production.

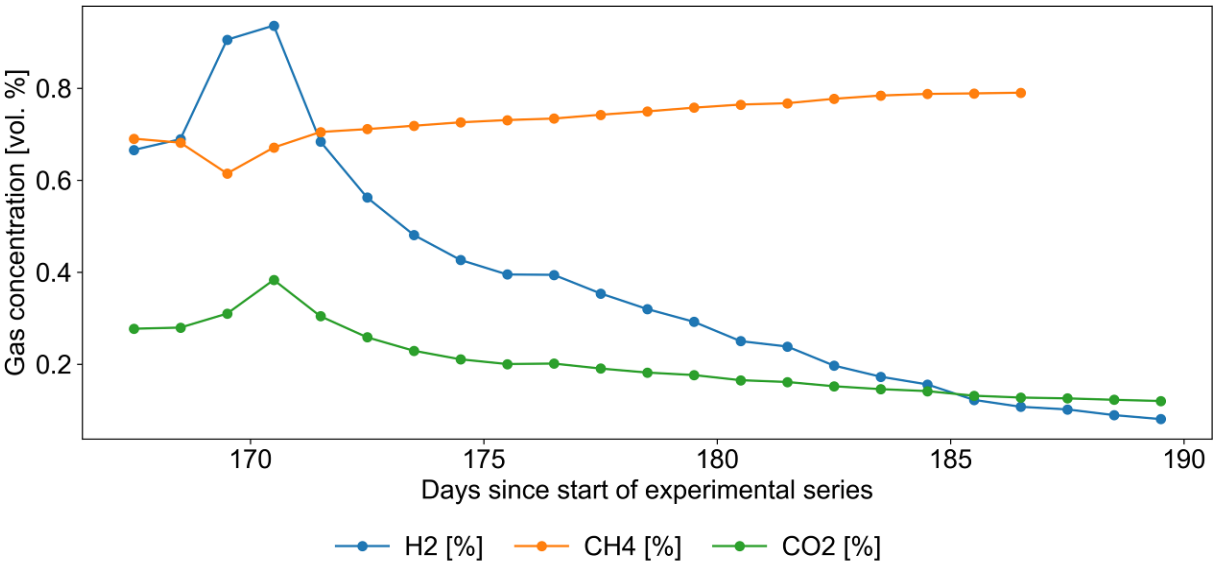


Figure 5: After the addition of methanogenic medium at the 9th of February, the methanogenic activity increases again.

Conclusions

The conducted experiments demonstrate that methanogenic archaea remain metabolically active within a porous expanded clay column designed to simulate conditions in a filled salt cavern. At a volumetric flow rate of 1 L/h, CO_2 concentrations of 1 % and H_2 concentrations of 3.5 %, the microorganisms were able to consume most of the available hydrogen and convert it into methane, achieving average methane concentrations of 0.8 % in the produced gas.

A gradual increase in volumetric gas flow rates initially resulted in higher hydrogen concentrations in the reactor outlet, indicating temporary substrate oversupply. However, after adaptation periods of several days to weeks, hydrogen consumption and methane production increased, suggesting a higher microbial activity due to acclimatization to the higher substrate availability and potential microbial growth.

The experiments further revealed a strong dependence on environmental conditions. In particular, fast temperature reductions by approximately 10 °C led to a significant decrease in methane production, while restoration of the original temperature rapidly reactivated microbial activity. Moisture conditions within the porous medium also appear to play an important role, as gradual drying of the system coincided with decreasing methanation rates.

The addition of methanogenic nutrient medium resulted in a renewed increase in methane production, indicating that direct rehydration of the porous medium can play an important role in restoring microbial activity. Nutrient availability and the introduction of additional methanogenic archaea also contributed to the recovery of microbial activity. In contrast, refilling the sump with water alone was insufficient to restore methane production once microbial activity had declined.

These findings suggest that biological methanation within porous backfill materials in salt caverns is technically feasible, provided that suitable environmental conditions, such as temperature and moisture, are maintained.

References

Katayama, T.; Kamagata, Y. (2017): Cultivation of Methanogens. In: Terry J. McGenity, Kenneth N. Timmis und Balbina Nogales (ed.): Hydrocarbon and Lipid Microbiology Protocols. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Springer Protocols Handbooks), p. 177–195.

Multi-Barrier Well Integrity Monitoring Using Time-Lapse Electromagnetic Defectoscopy in Gas Storage Wells

S. Prosvirkin
TGT Diagnostics, Oilfield Services, Aberdeen, United Kingdom

Well integrity is a critical safety, environmental, and regulatory requirement for underground gas storage operations throughout the well lifecycle. Recent regulatory developments increasingly emphasize preventive integrity management and the demonstration of reliable containment across all metallic well barriers. As a result, operators are required to assess the condition of multiple concentric barriers, particularly in gas storage wells with complex multi-casing completions and long operational histories.

Typical gas storage wells comprise several concentric metallic barriers, including tubing, production casing, intermediate casing, and surface casing, commonly corresponding to 7”, 9 5/8”, and 13 3/8” casing completions. Comprehensive inspection of these barriers is essential to reduce the risk of uncontrolled gas migration and to demonstrate compliance with integrity requirements. Conventional inspection methods are often limited to individual barriers, require rig-based interventions, or provide only static condition assessments, which restricts their applicability for continuous integrity surveillance.

Electromagnetic defectoscopy offers a non-intrusive and rigless approach for evaluating multiple metallic barriers without tubing retrieval. By analysing variations in electromagnetic response, the technology enables detection of corrosion, wall thickness reduction, and metal loss mechanisms across up to four concentric metallic barriers within a single logging run. This capability supports operational efficiency, reduces intervention-related downtime, and enables optimization of OPEX through fewer rig-based operations and targeted integrity actions.

When implemented within a structured well integrity monitoring framework, electromagnetic defectoscopy enables time-lapse integrity assessment based on repeat measurements under comparable conditions. Establishing a baseline survey allows subsequent inspections to identify temporal changes in barrier condition, highlight zones of increasing metal loss, and monitor defect evolution over time. This proactive approach shifts well integrity management from reactive inspection toward continuous monitoring and early risk identification. A schematic illustration is included to demonstrate the multi-barrier inspection concept and the time-lapse monitoring workflow.

References

1 - Aslanyan, A.M., Aslanyan, I.Y., Arbuzov, A.A., Zagidullin, B. et al. 2014. Time-Domain Magnetic Defectoscopy for Tubing and Casing Corrosion Detection. SPE International Oilfield Corrosion Conference and Exhibition, Aberdeen, UK.

2 - Yugay, A., Daghmouni, H.B., Ali, A.B., Volkov, M., Sparke, S.J. 2017. Field Trial Results for 3rd Barrier Evaluation Using Individual Electromagnetic Metal Loss Logging. ADIPEC 2017, Abu Dhabi, UAE.

Raw material mobilization from reservoir rock matrix under simulated geothermal conditions.

Andrea A. Flores-Salinas[1]; Laura Spitzmüller[1], Alixe Terracher-Lipinski[1], Jens Grimmer[1], Fabian Nitschke[1].
[1] Department of Geothermal Research and Reservoir-Technology, Institute of Applied Geosciences (AGW), Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Germany

Abstract

The change from conventional energy to renewable energies to reduce climate change requires an increasing demand in critical raw materials (CRM). However, deposits of CRM are limited in Europe, generating the need to resort to third countries to meet the demand. To reduce dependence on importing components, various solutions have been proposed, such as the extraction of elements from geothermal brines (Hoffman et al., 2018) that represents an accessible and minimal invasive technique for the environment. For this technique to function properly and achieve productivity, several factors are necessary. The primary is the achievable flow rate (Goldberg et al., 2023), also features must be known, like the characterization of the reservoir rock, brine composition, method of extraction, leaching rates of the elements, among others. Leaching experiments are a first step to evaluate the recharging capability of an aquifer through water-rock interaction and generates data about the leaching elements in quantity.

For this study, with the objective to evaluate the recharge capacity of a geothermal brine and elements present in it, reservoir analogue samples from the Buntsandstein Formation (one host rock formation from geothermal reservoir in the Upper Rhine Graben, Germany) will be tested in batch autoclaves with different water compositions (synthetic brine, deionized water and their variations with CO_2) to perform water-rock interactions under simulated geothermal reservoir conditions (200°C) for a period of 58 days. The resulting fluids will be measured by ICP-MS and ICP-OES to determine the elements occurrence after the experiment, then, their leaching rates will be evaluated and implemented in a TH(M)C model. This will provide a general idea of which elements could be extracted sustainably from this reservoir rock in the URG, but also allow for predicting regeneration times and productivity of extracting elements from the geothermal brine.

Introduction

Renewable energies and green economy are needed to reduce climate change, and with them, functional materials to achieve the transition towards low carbon energy. These materials are known as “critical raw materials” (CRM), the definition of Hoffmann et al., 2018 is “elements that, at as given time and within a given economic system, are necessary for achieving certain performances and functions in a technology or product, and for which the supply of this element therefore is crucial”.

One of the many challenges associated with these materials is its low availability, whose extraction is usually linked to environmental damage, and is possible only in limited countries as a result, Europe has to primarily import these raw materials from third countries (e.g., neodymium and dysprosium from China). As a solution to the limited distribution of these elements in Europe, the extraction of CRM from geothermal brines has been proposed, studied and even achieved in recent years based on the fact that high concentrations of critical elements have been reported in hydrothermal fluids, (e.g., 163-190 mg/L of Li in reported in Alsace, Sanjuan et al., 2016).

Is well known that the Upper Rhine Graben (URG), in Germany, presents unique geological and thermal conditions that make it stand out for a well-suited place for geothermal energy use (Vidal et al., 2015; Stober & Bucher, 2015; Pribnow & Schellschmidt, 2000), here, raw materials could be extracted on the surface, in addition to generating electricity and heat, significantly reducing the environmental impact. The existent geothermal plants could produce a total of approximately 6,500 metric tons of lithium carbonate equivalent (LCE) per year (assuming a Li recovery of 90%), the annual capacity of around 150,000 lithium-ion batteries, each one with a capacity of 60 kWh (Kölbel et al., 2023).

To assess the long-term sustainability of raw material extraction from geothermal brines, it is therefore crucial to understand the origin of the dissolved elements which involves comprehension and detection of bearing mineral phases, their lixiviation rate and mobility to the fluids, as well as the understanding of elements recharge from the reservoir and enrichment methods and rates (Goldberg et al., 2023). However, unlike Li, the rest of the CRM are little or not at all studied. In this study, we focus on documenting the behavior of elements classified as CRM that leach from the Buntsandstein host rock in the URG reservoir, the concentrations of these elements in the fluid, and their behavior over a 62-day period under geothermal conditions performing leaching experiments, in order to predict whether or not regeneration may occur.

Experimental Setup

Outcrops from the Buntsandstein Formation (Middle Buntsandstein) in the North Black Forest were collected. The rock preparation consisted of a crushed process to achieve 1-0.5 mm of sediments for the leaching experiments and milling to powder for further acid digestion. In addition, thin sections were made for petrography and SEM analysis.

Posteriorly, a synthetic brine was prepared in the lab based in the chemical composition from the Graben Neudorf. The leaching experiments were performed under geothermal conditions at 200°C for a time set of 62 days. In total 32 samples were analysed, in each set of samples were prepared four batch vessels, each one with 20 gr of sample, two batch vessels with 40 gr of MiliQ water, all of them with N_2 and one adding CO_2; by the other hand, two with synthetic brine, both with N_2 and only one with CO_2 added. After the experiments the samples were cooled down and pH, T° and alkalinity were measure in situ. Afterwards, the fluid was taking out with a syringe, 5 ml were filtered with a 45 µm mesh filter to analyse alkalinity, the rest were filtered and split into vials of 15 mL each one, one untreated and one diluted 1:10 with deionized water and a drop of citric acid (HNO_3 68%), storage and cooled until measurement. For the geochemical data, the used methods were ICP-OES, ICP-MS and WDX for the rock samples.

Preliminary Results

Mineralogically, the main components of the rock, measured with WDX, are 83% of SiO_2, 65% of Al_2O_3 and 4% of K_2O, the rest is around 1% or less. The Middle Buntsandstein rock shows, from highest to lowest concentration (ppm): 173 ppm of Ba, total REE is 52.1 ppm, 42.9 ppm of Rb, 38.1 ppm of Sr, W with 31.1 ppm, 26.8 of Zr and 15.5 ppm of Li. All other trace elements remained below 10 ppm.

In the case of the conducted leaching experiments, the elements that exhibited mobility from the host rock to the fluids under geothermal conditions (200°C), and, are considered CRM are shown in Table 1.

Table 1. CRM concentrations in the fluids resulting from leaching experiments under different conditions

Water	*Water + CO_2*	*Synthetic Brine*	*Synthetic Brine + CO_2*
Li	Li	Li	Li
B	B	B	B
V	V	V	V
Co	Co	Co	Co
Ge	Ge	Ni	Ni
As	As	Cu	Cu
Sr	Sr	Ge	Ge
		Sr	As
			Sr

In general, the addition of CO_2 does not change in big numbers the lixiviation of elements from mineral, for example, Li shows a low decrease in addition with CO_2, however, the differences are minimum, suggesting a system near to the geochemist equilibrium. Plus, the presence of CO_2 seems to affect more the elements of As and Sr, increasing their concentrations in the system (e.g from 4.2 mg/L for As in the day 3 to 16 mg/L in the same day with CO_2 presence).

It should be added that the concentrations of elements in general increase with the interaction of synthetic brine compared to natural water (MiliQ), and that they much more closely resemble the real geothermal conditions of the reservoir. Since the samples with synthetic brine and CO_2 has a higher concentration of elements, it is the batch of experiments that will be used for the interpretation of results.

The results of the 32 experimental sets demonstrated that the element Ba, is the most abundant in the fluids reaching 1453 μg/L after the 62 days of the experiment, nevertheless, it is not classified as a CRM or as a potential CRM, followed by Sr, which peaked on the day 53 with 367 μg/L. Li also showed high quantities, reaching the peak at day 53, with 35 μg/L, similar values with Co, that started and ended the experiments with 24 μg/L, demonstrating a natural rebalancing, which will be discussed later.

The behaviour of the elements considered CRM and with the highest potential of growing during time, during the 62 days of the experiments is shown in the next graphics:

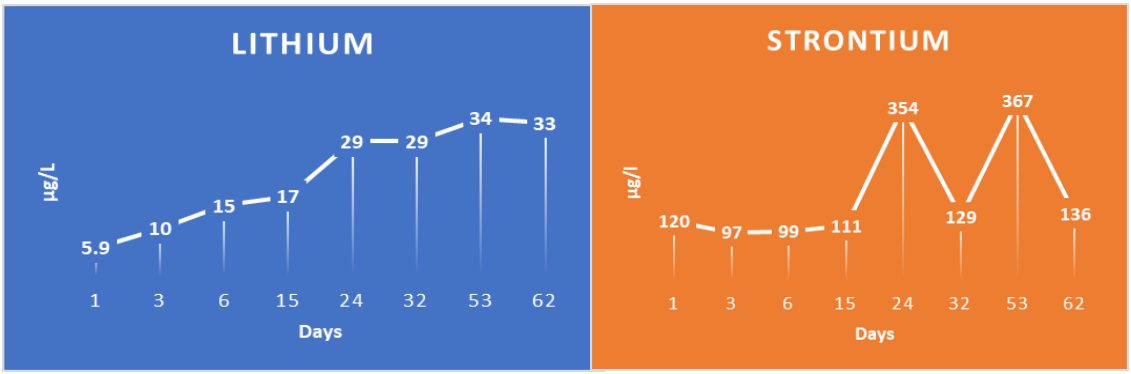


Figure 1, 2. Concentrations of leached trace elements Li and Sr, during 62 days, showing promising develop of CRM into fluids.

Li increase their concentration slowly during time and reach the peak of 34 μg/L the day 53, decreasing to 33 μg/L at the last day, where the experiment began with the concentration of 5.9 μg/L. This could indicate a slow but continuous dissolution of the carrier mineral, which

releases Li from the host rock into the fluid.

Sr remains almost in equilibrium (97-120 μg/L) the first 15 days of the expeirment, after, increase dramatticly to 354 μg/L the day 24, then, again decreased at 129 μg/L, then reached the highest concentration with 367 μg/L, to end the experiment at day 62 with 136 μg/L, a few more than the initial concentration (120 μg/L) . This behavior could be due to an adsorption/dissorption process.

Conclusions

The temporal evolution of the analyzed elements of interest shows distinct behaviors, which were grouped as follows:

1. Progressive solution: represented as increase of concentration of element during time, probably controlled for mineral dissolution, concentration increase with time as consequence of mineral release as a continue and slow dissolution. **Included: Li.**
2. Dissolution + balancing: shows as diminution in the concentrations and sharp increases, or vice versa, the behaviour of this elements varies with the time, which suggests dynamic processes of dissolution and rebalancing, possibly associated with specific mineral phases, secondary precipitation, adsorption/desorption and/or changes in the pH. **Included: Sr**.

In conclusion, the CRM compounds present in the Buntsandstein formation that leach from the rock into the fluid and showed an increase in concentration over time and/or natural rebalancing, and, in this way, represent elements with the potential for brine extraction are **Li and Sr**. And among the potential CRM compounds present in the system, that manages to find its balance over time, despite their low concentrations, are **B, V, Co**. It is worth noting that those elements present in the system that show low potential—both at very low concentrations and as concentrations decline over time—are Ni, Cu and Ge.

The extraction and processing of Li and Sr from geothermal brines would represent a major technological advantage for Europe, given that Sr find applications in medicine, environmental sciences (Mesa et al., 2025) and in the field of hydrogen production via photocatalytic production (Sharma & Hernadi, 2022). In Li case, the most well-known use is in the generation of lithium-in batteries for electric vehicles and microelectronic devices (Gao et al., 2025; Wang et al., 2015).

The next step is performing the experiments with Upper Buntsandstein that contain highest content of the elements of interest and the results could be more accurate, due Middle Buntsandstein does not represent the highest concentrations of CRM, changing the time set, to see if the elements stabilized after some months. In addition, to achieve a deeper understanding about the mineralogy that rule the rock and the process of lixiviation, laser ablation combinate with ICP-MS is recommended to determinate which lithium-rich mineral is present in the samples (spodumene, petalite, lepidolite, etc) (Grew et al., 2019) and with the rest of the bearing minerals of CRM, since each mineral has distinct characteristics that will influence its leaching and recharge into the aquifer.

References

1. Gao, Z. W., Lan, T., Yin, H., & Liu, Y. (2025). Development and commercial application of lithium-ion batteries in electric vehicles: a review. Processes, 13(3), 756.
2. Goldberg, V., Dashti, A., Egert, R., Benny, B., Kohl, T., & Nitschke, F. (2023). Challenges and opportunities for lithium extraction from geothermal systems in

Germany—part 3: the return of the extraction brine. Energies, 16(16), 5899.
3. Grew, E. S., Hystad, G., Toapanta, M. P., Eleish, A., Ostroverkhova, A., Golden, J., & Hazen, R. M. (2019). Lithium mineral evolution and ecology: comparison with boron and beryllium. European Journal of Mineralogy, 31(4), 755-774.
4. Hofmann, M., Hofmann, H., Hagelüken, C., & Hool, A. (2018). Critical raw materials: A perspective from the materials science community. Sustainable Materials and Technologies, 17, e00074.
5. Kölbel, T., Koelbel, L., Herrmann, L., Kaymakci, E., Ghergut, I., Poirel, A., & Schneider, J. (2023). Lithium extraction from geothermal brines in the Upper Rhine Graben: A case study of potential and current state of the art. Hydrometallurgy, 221, 106131.
6. Mesa, D., Gowda, V., Ortega, F., Bhadani, K., Ariza-Rodriguez, N., Asbjörnsson, G., & Brito-Parada, P. R. (2025). Strontium minerals as critical raw materials—Market dynamics, processing techniques, and future challenges. Minerals Engineering, 220, 109065.
7. Pribnow, D., & Schellschmidt, R. (2000). Thermal tracking of upper crustal fluid flow in the Rhine graben. Geophysical Research Letters, 27(13), 1957–1960. https://doi.org/10.1029/2000GL008494
8. Sanjuan, B., Millot, R., Innocent, Ch., Dezayes, Ch., Scheiber, J., & Brach, M. (2016). Major geochemical characteristics of geothermal brines from the Upper Rhine Graben granitic basement with constraints on temperature and circulation. Chemical Geology, 428, 27–47. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.02.021
9. Sharma, N., & Hernadi, K. (2022). The Emerging Career of Strontium Titanates in Photocatalytic Applications: A Review. Catalysts, 12(12), 1619. https://doi.org/10.3390/catal12121619
10. Stober, I., & Bucher, K. (2015). Hydraulic and hydrochemical properties of deep sedimentary reservoirs of the Upper Rhine Graben, Europe. Geofluids, 15(3), 464–482. https://doi.org/10.1111/gfl.12122
11. Vidal, J., Genter, A., & Schmittbuhl, J. (2015). How do permeable fractures in the Triassic sediments of Northern Alsace characterize the top of hydrothermal convective cells? Evidence from Soultz geothermal boreholes (France). Geothermal Energy, 3(1), 8. https://doi.org/10.1186/s40517-015-0026-4
12. Wang, Y., Liu, B., Li, Q., Cartmell, S., Ferrara, S., Deng, Z. D., & Xiao, J. (2015). Lithium and lithium ion batteries for applications in microelectronic devices: A review. Journal of Power Sources, 286, 330-345.

One Storage Is Not Like the Other: Microbial Diversity in Gas Storage Systems

S. Shokranian[1], G. Schmid[1], C. Moissl-Eichinger[2], B. Siebers[3], L. Dengler[1]
[1]Microbify GmbH, Straubing, Germany, [2]Medical University of Graz, Diagnostic and Research Institute of Hygiene, Microbiology and Environmental Medicine, Graz, Austria, [3]University of Duisburg-Essen, Molecular Enzyme Technology and Biochemistry (MEB), Essen, Germany

Microbial activity and **microbiologically influenced corrosion (MIC)** pose a significant risk to underground gas storage systems and their associated surface infrastructure. To better understand site-specific microbial influences, multiple underground gas storage facilities were sampled and analyzed, including both salt caverns and porous rock storages. In addition, relevant above-ground infrastructure components such as pipelines, separators, and storage-related installations were included in the investigation.

Microbiological and molecular biological analyses revealed significant differences in microbial activity and community composition between storage types and individual locations. While some locations exhibited elevated activity of MIC-related microorganisms, others showed low or negligible microbial activity under comparable operational conditions. Similarly, microbial findings from different underground locations varied considerably.

The results demonstrate that **microbial processes in gas storage systems are highly site- and location-specific**. Consequently, conclusions drawn from one storage location or infrastructure type cannot be directly transferred to another. These findings highlight the necessity of location-specific microbial monitoring and risk assessment rather than relying on generalized assumptions.

Overall, this study emphasizes that **effective microbial monitoring and MIC management** in gas storage infrastructures require tailored monitoring strategies that take into account geological conditions, operating conditions and local microbial activity in order to support informed corrosion mitigation and asset integrity management. Early detection of microbial activity is also key to protecting **hydrogen** and the related infrastructure in the upcoming hydrogen age.

Über einen sogenannten "Tracereinwirkradius" bei künstlichen Fluidmarkierungen in Geothermalreservoiren – zwei standortübergreifende Lehren aus den BMWE-Verbundvorhaben GFK-MONITOR und UNLIMITED

J. Ghergut[1], H. Behrens[1], B. Wiegand[1], M. Sauter[1,2], Projektgruppe GFK-Monitor[1,3]

[1]Georg-August-Universität Göttingen, Geowissenschaftliches Zentrum, [2]Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG), Hannover, [3]TU München, AG Hydrogeologie ([1,2,3]Germany)

Abstract

Bei künstlichen Fluidmarkierungen *aka* Tracertests in Geothermalreservoiren (i. d. R., jedoch nicht ausschließlich in durch Bohrlochdubletten erzeugten Thermalwasserkreisläufen (**TWK**)) liegt der asymptotische Tracerwiedererhaltsfaktor nicht selten im einstelligen Prozentbereich; über eine möglichst lange TWK-Betriebsdauer sehr langsam ansteigende, und kumuliert niedrig bleibende Werte sind grundsätzlich wünschenswert; höhere zweistellige Prozentwerte nach nur wenigen Betriebsjahren (in der Praxis hoffentlich nicht allzu oft vorkommend) stellen hingegen keine gute Nachricht dar, sie weisen auf eine wie auch immer geartete Unterdimensionierung bei der Reservoirerschließung hin, mitunter durch ungünstige Ausrichtung der *inter-well*-Achse(n), entlang 'zu schneller' bzw. 'zu schmaler' Fließwege – was sich nicht immer eindeutig bereits in der Einzelbohrlochtestphase, vor dem Einrichten eines TWK, als hydraulischer "Kurzschluss" bemerkbar machen muss; wobei, wiederum, eine schnelle Druckantwort bei hydraulischen Interferenztests keineswegs bedeutet, dass auch der Fluidtransport darin schnell erfolgen müsse und somit bald mit einem thermischen Durchbruch zu rechnen sei: Die geophysikalische Erkundung und initiale hydraulische Testung lassen eben bzgl. Fluidtransport weite Interpretationsspielräume offen, die nur mittels Fluidmarkierung signifikant eingrenzbar sind. – Sind einmal alle diese Unwägbarkeiten erfolgreich ausgeräumt und bleibt der kumulative Tracerwiedererhalt auch nach längerer Zeit erfreulich niedrig, stellt sich dennoch die Frage: Wo bleiben die dann höheren prozentual zweistelligen Anteile der ins Reservoir eingespeisten Tracermenge? Was geschieht, mittel- bis langfristig, mit dieser Tracerfracht? In Süddeutschland haben einige Landesämter, verantwortlich für die berg-, wasser- und umweltrechtliche Prüfung vor der Erteilung einer Genehmigung für die Durchführung eines Tracertests, diese Frage bereits formalisiert, indem sie von den Antragstellern die Angabe eines sog. "Tracereinwirkradius" verlangen. Abgesehen davon, dass die fortwährende Reinjektion des geförderten tracerhaltigen Fluids ohnehin für das Verbleiben der *gesamten* Tracermenge im Untergrund sorgt (teils mehrfach rezirkuliert innerhalb des TWK, teils stagnierend, 'weg'-diffundierend, driftend außerhalb des TWK; abzüglich der auch kumuliert unbedeutenden Tracermengen, die durch regelmäßige Probenahme dem TWK entzogen werden), hat die Beschäftigung mit konträren tracermethodischen Anforderungen in zwei BMWE-geförderten Verbundvorhaben (GFK-MONITOR, 03EE4036E: *Gesamtfrachtkontrolle künstlicher Tracer in großräumig wechselwirkenden TWK* und UNLIMITED, 03EE4023E: *Untersuchungen zur Li-Gewinnung aus heißen Tiefenwässern in Deutschland – tracergestützte Nachhaltigkeitsbewertung*) den gefragten "Tracereinwirkradius" ins Zentrum methodischer 'Perplexitäten' gerückt. Einerseits sind wir natürlich bemüht, den Prüfern in Landesämtern mit möglichst sinnvollen und belastbaren quantitativen Angaben (Abgrenzung räumlicher Bereiche mit Angabe maximaler Tracerfrachten, Raum-Zeit-Konzentrationsabnahmemuster, Unsicherheitsanalysen etc.) entgegenzukommen; andererseits raten wir vor der geowissenschaftlichen Einbürgerung des "Tracereinwirkradius"-Begriffs grundsätzlich ab, insbesondere für jene sich noch in Erschließung/Entwicklung befindlichen Untergrundräume, wo stets Aussicht auf neue Bohrlokationen besteht, und neue Förderbohrungen eine zuvor 'harmlos' stagnierende (diffusiv mehr oder weniger verdünnte) Tracerfracht-'Altlast', durch neu-erzwungene hydraulische Gradienten mobilisieren und im um ihre 'Absenktrichter' konvergierenden Strömungsfeld wieder 'auf'(!)konzentrieren können.

Einleitung

Nach der Durchführung eines hydraulischen Interferenztests zwischen zwei Bohrungen (die vorläufig als Kandidaten zum Einrichten eines TWK in einem Geothermalreservoir gelten) ist i. d. R. mit dem verhältnismäßig schnellen Abklingen der Drucksignale, nach einer Dauer in der gleichen Größenordnung wie die Testdauer selbst; hydraulische Interferenztests hinterlassen im Reservoir keine dauerhafte (lokalisierte oder diffuse) Druck-“Altlast”.

Bei einer Fluidmarkierung in einem Geothermalreservoir, etwa in einem TWK (mit Tracereinspeisung an einer Reinjektionsbohrung, Signalerfassung durch Fluidbeprobung an einer Produktionsbohrung) verbleibt die eingespeiste Tracermenge grundsätzlich im Reservoir, zweiteilig dauerhaft:

– erstens: der Anteil der an der Reinjektionsbohrung einmal eingespeisten Tracermenge, der *nicht* die Förderbohrung erreicht, um dort als “Tracerwiedererhalt” verbucht zu werden, sondern ‘sonstwohin’ in die Weiten des Reservoirs eventuell ‘fließt’ oder driftet (je nach großräumig vorherrschenden hydraulischen Gradienten, zusätzlich zur Dipolströmung im TWK), sowie in das umliegende Gestein matrixdiffusiv ‘verloren’ geht (Letzteres ein Prozess, der immer stattfindet – ob als Matrixdiffusion im engeren Sinne durch Kluftflächen, oder als sog. ‘Intrapartikeldiffusion’ in einem nicht-kluftgeprägten ‘Aquifer’)

– zweitens: der Anteil der an der Reinjektionsbohrung einmal eingespeisten Tracermenge, der die Förderbohrung erreicht, und dort als “Tracerwiedererhalt” verbucht wird – denn in einem TWK wird *auch dieser* Anteil erneut (laufend) eingespeist und verbleibt somit dauerhaft untertage (anders als bei oberflächennahen Fluidmarkierungen, wo die verdünnte Tracerfracht etwa durch Vorfluter drainiert wird und sich dabei irreversibel weiter verdünnt, oder durch Förderbohrungen von Wasserversorgungswerken, Kläranlagen u. Dgl.)

Bei TWK-Markierungen verbleibt also die gesamte Tracermenge untertage; wo? und wie verteilt sie sich? Lässt sich diese Frage überhaupt (fundiert) beantworten, solange noch kein Tracertest stattgefunden hat, sondern erst als beabsichtigter ‘Eingriff in den Untergrund’ zur Genehmigung eingereicht wird? Oder lässt sich die Frage erst, oder aber auch nicht mal dann belastbar beantworten, wenn ein vollständiges Tracersignal vorliegt? Denn: *to trace is not to track* (vgl. unsere DGMK-Glosse 2017), Tracersignale liefern keinerlei Ortsinformation, Fließwege werden im Reservoir nicht durch Tracertests lokalisierbar, sondern lediglich hinsichtlich der Verweilzeitverteilung des darin zirkulierenden Fluids quantifizierbar; Schlussfolgerungen bezüglich einer räumlichen Verteilung der Fließwege werden durch Tracertests i. d. R. nicht, oder bestenfalls auf indirekte (und bislang nur für die oberflächennahe Hydrosphäre bewährte) Weise ermöglicht.

Wovon hängt ein “Tracereinwirkradius” grundsätzlich ab?

Theoretisch ergäbe sich ein “Tracereinwirkradius” aus (1) dem Verhältnis zwischen Tracer-Gesamtmenge und dessen Nachweisgrenze (*detection limit*) oder dem NOAEL (*No Observed Adverse Effect Level*), einem noch tolerablen Schwellenwert (i. S. der Umweltverträglichkeit und/oder unerwünschten, aber noch unkritischen Zusammenspiels mit fremden Traceranwendungen), (2) dem Anteil der Tracer-Gesamtmenge, der nicht (mehr) innerhalb des TWK zirkuliert und nicht (mehr) zum an der Produktionsbohrung erfassten Tracerwiedererhaltsfaktor beiträgt, (3) den außerhalb des TWK wirkenden hydraulischen Gradienten, (4) der Verweilzeitverteilung des Tracers bzw. des zirkulierenden Fluids zwischen Reinjektions- und Produktionsstellen im und außerhalb des TWK, (5) der hydrogeologischen Charakterisierung (Permeabilität, Porosität, matrixdiffusionsrelevante Parameter) betroffener Reservoirdomänen im und außerhalb des TWK. Die Tabelle fasst zusammen, wie es um deren Bestimmbarkeit vorab, oder aber erst nach Vorliegen eines gemessenen Tracersignals bestellt ist:

“Tracereinwirkradius” -Einflussfaktor	**Bestimmbarkeit vor / nach dem Vorliegen eines Tracersignals**	**Abhängigkeit von Reservoir-modellannahmen**
Tracer-Gesamtmenge	vorab bekannt (wichtige Designgröße eines Tracertests)	erfordert die gewagtesten modellabhängigen Annahmen im Tracertestdesign-Stadium
Nachweisgrenze und/oder NOAEL	vorab bekannt (laborinstrumentelle Analytik, Umweltvorgaben)	modellunabhängig
Tracerwiedererhaltsfaktor	nicht vorab bekannt; erst durch Tracertest bestimmbar erst nach Vorliegen eines quasi-vollständigen Tracersignals) eine Hauptzielgröße von Tracertests	grundsätzlich modellunabhängig im Frühstadium der Tracersignal-erfassung jedoch noch stark modellabhängige Extrapolierung benötigt
großräumig vorherrschende hydraulische Gradienten	einigermaßen vorab bekannt; nicht Zielgröße von Tracertests	teilweise auch modellabhängig (Extrapolierung/Interpolation für größere/verfeinerte Domänen; Annahmen über zeitliche Trends oder Schwankungen)
Verweilzeitverteilung des Tracers im TWK	nicht vorab bekannt; Hauptzielsetzung des Tracertests	weitgehend modellunabhängig (bis auf im Frühstadium noch benötigte Extrapolierung)
Tracerverweilzeiten in Domänen außerhalb des TWK	essentiell unbekannt, auch nach Vorliegen eines Tracersignals	sehr (kritisch!) modellabhängig
Hydrogeologie des Reservoirs im TWK-‘Nahfeld’	Permeabilitäten (nicht Zielgröße von Tracertests) evtl. aus hydraulischen Tests vorab bekannt; transportwirksame Porositäten (und matrixdiffusionsrelevante Parameter) erst durch den Tracertest bestimmbar	oft kritisch modellabhängig
Hydrogeologie des Reservoirs im TWK-‘Fernfeld’	Permeabilitäten (nicht Zielgröße von Tracertests) evtl. aus ferneren hydraulischen Tests vorab bekannt; transportwirksame Porositäten (und matrixdiffusionsrelevante Parameter) nicht aus dem ‘Nahfeld’-Tracertest bestimmbar	sehr (kritisch!) modellabhängig

Der Tracerwiedererhaltsfaktor, der die normierten Signale (Vertikalachsen) in den Typkurvenfamilien (Abb. 1 – 6) implizit skaliert, wird erst nach einer quasi-vollständigen Signalerfassung belastbar bekannt. Für ‘gute’, d. h. große Reservoire bedeutet dies Beobachtungszeiten von mehreren Jahren (Abb. 7 – 8). Ein “informiertes Erraten” (*educated guess*) dieses Wertes vorab ist grundsätzlich ausgeschlossen; als *worst-case* im Sinne des LA-geforderten “Tracereinwirkradius” kann man “höchstens null” annehmen (als würde die gesamte eingespeiste Tracermenge “sonstwohin” außerhalb des TWK wandern). Ähnliches gilt für die

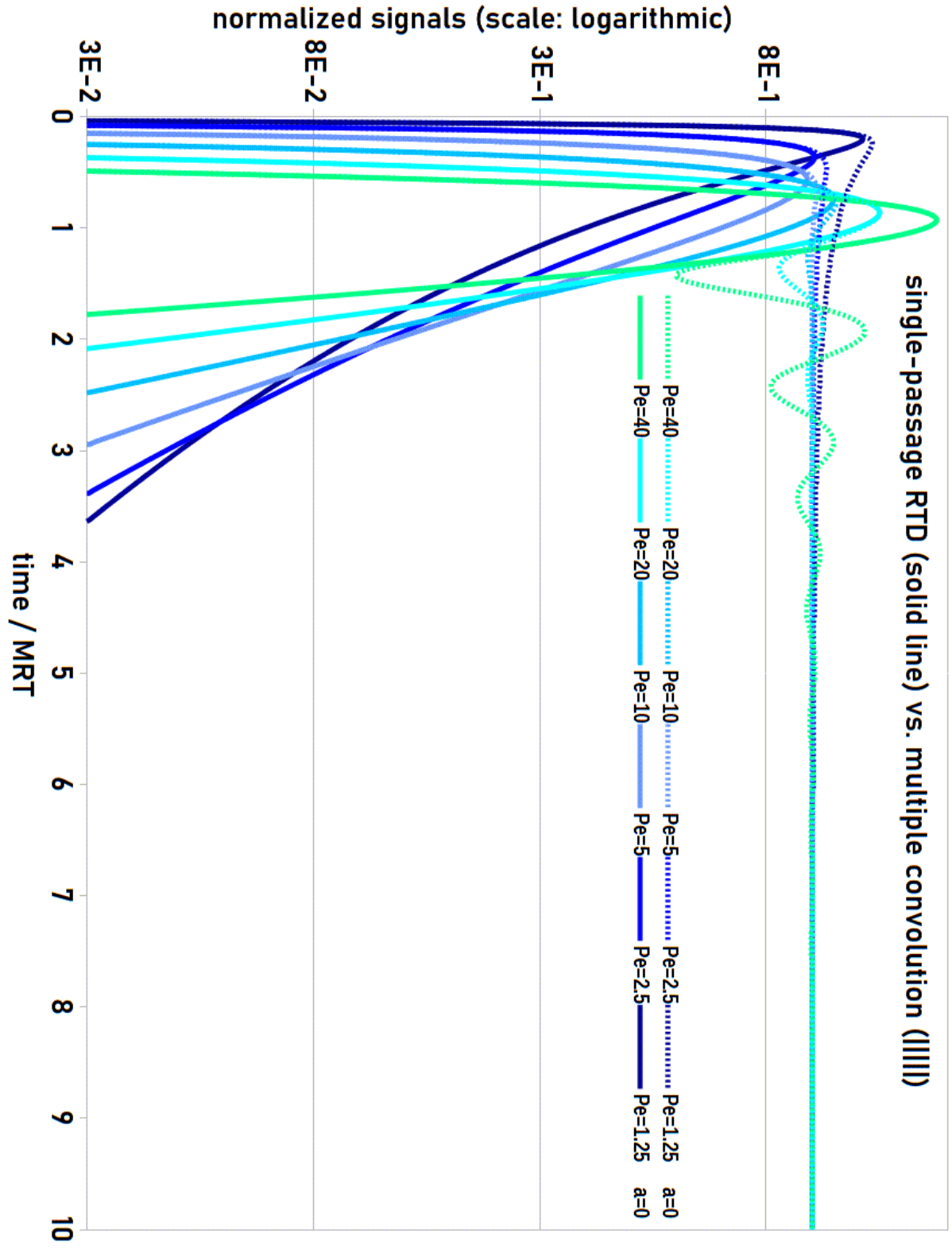


Abb. 1: Verweilzeitverteilung (durchgezogene Linien) und TWK-rezirkulationsbedingt konvoluierte Signale (gestrichelte Linien) in Reservoiren mit vernachlässigbarer matrixdiffusionswirksamer Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a = 0, realitätsfern, aber als '*baseline*' oder Grenzfall-Typkurven von Bedeutung). Signale nach Pécletzahl sortiert, als Maß für die advektiv-dispersive Heterogenität der TWK-Strömung.

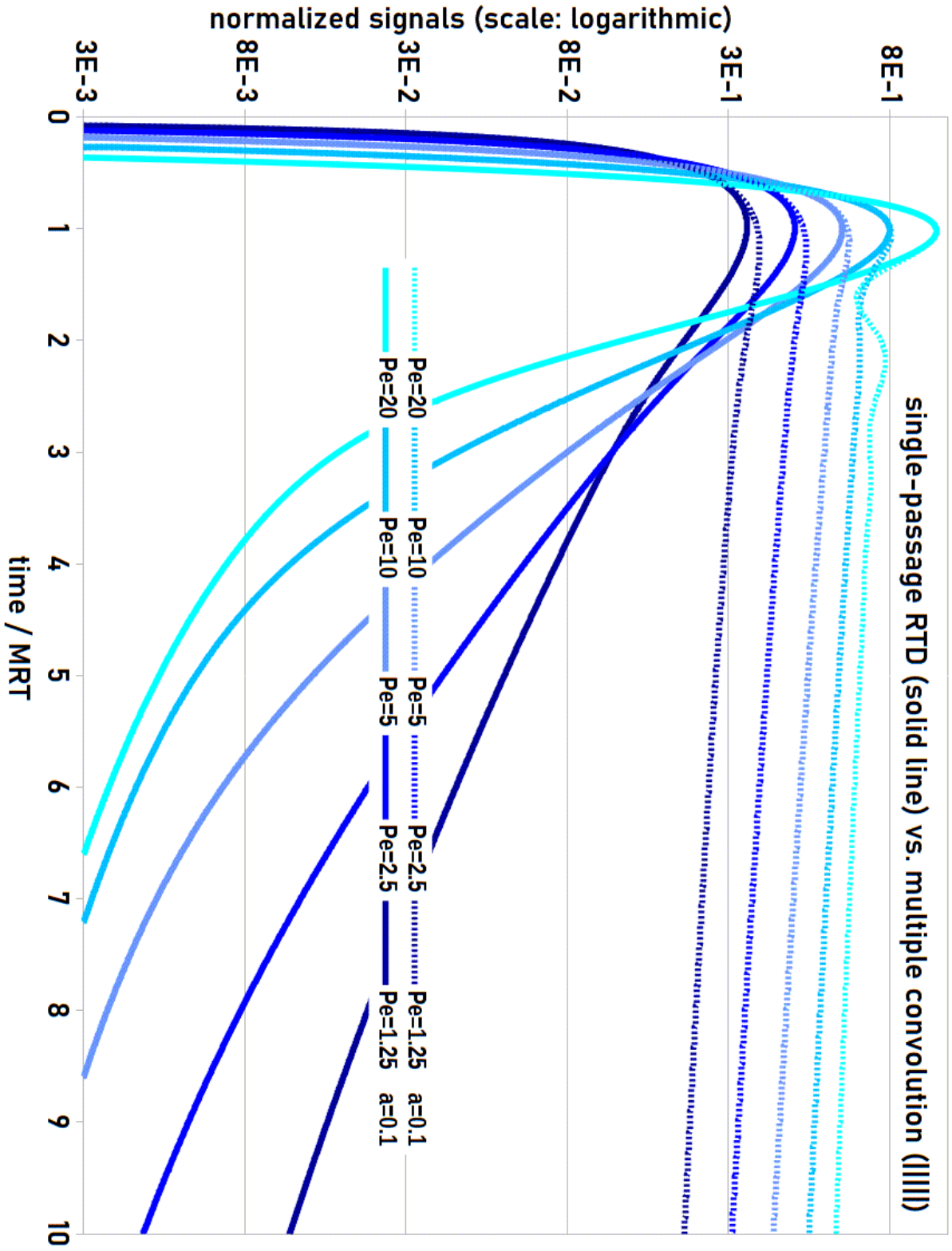


Abb. 2: Verweilzeitverteilung (durchgezogene Linien) und TWK-rezirkulationsbedingt selbstgefaltete Signale (gestrichelte Linien) in Reservoiren mit geringer matrixdiffusionswirksamer Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a = 0.1, etwa für einzelne oder einige wenige Karst-Conduits oder Störungszonenbereiche mit außergewöhnlich großer Öffnungsweite). Signale nach Pécletzahl sortiert, als Maß für die advektiv-dispersive Heterogenität der TWK-Strömung.

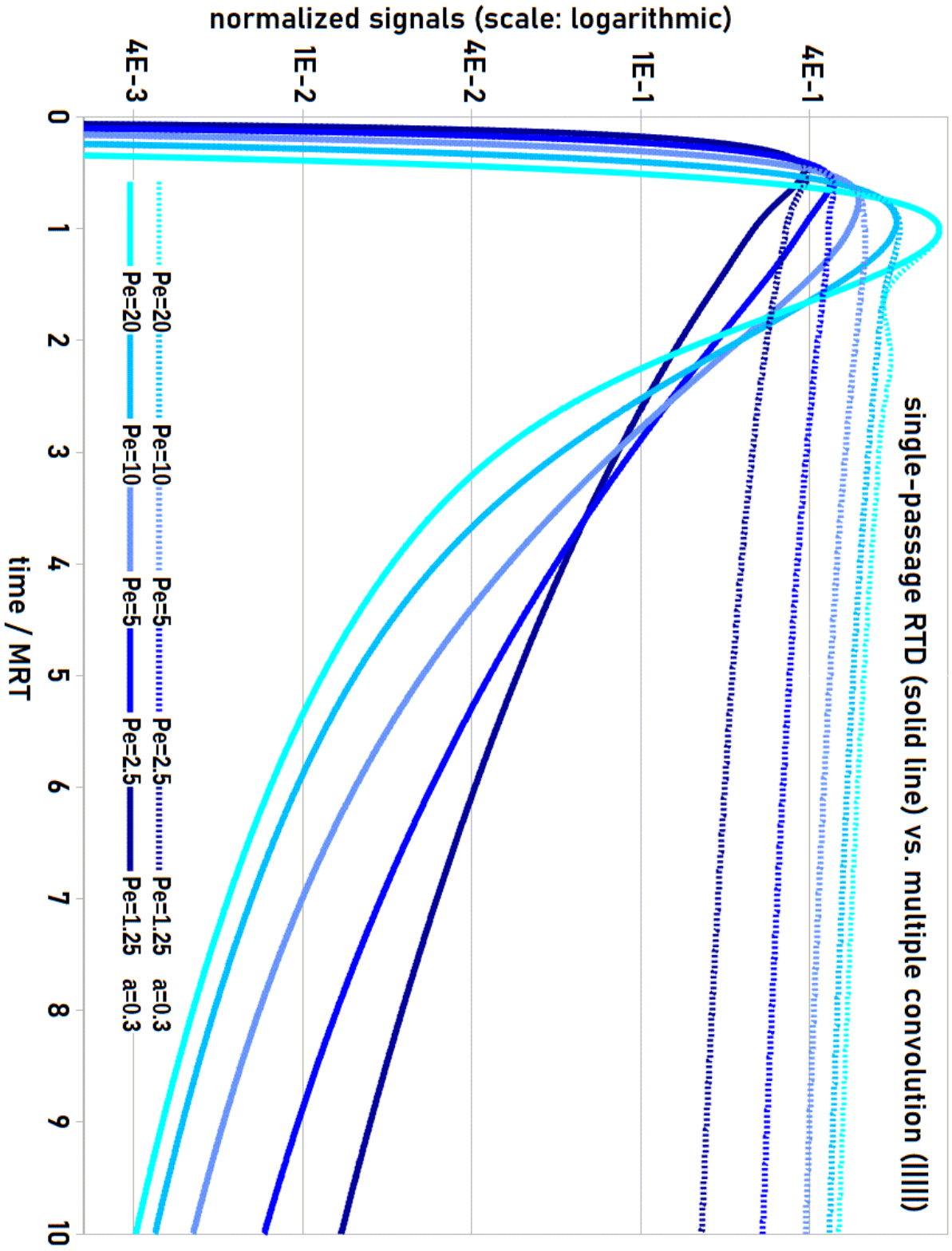


Abb. 3: Verweilzeitverteilung (durchgezogene Linien) und TWK-rezirkulationsbedingt selbstgefaltete Signale (gestrichelte Linien) in Reservoiren mit eher wenig matrixdiffusionswirksamer Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a = 0.3, etwa für mäßig verkarstete Fluidwegsamkeiten oder Störungszonenbereiche mit großer Öffnungsweite). Signale nach Pécletzahl sortiert, als Maß für die advektiv-dispersive Heterogenität der TWK-Strömung.

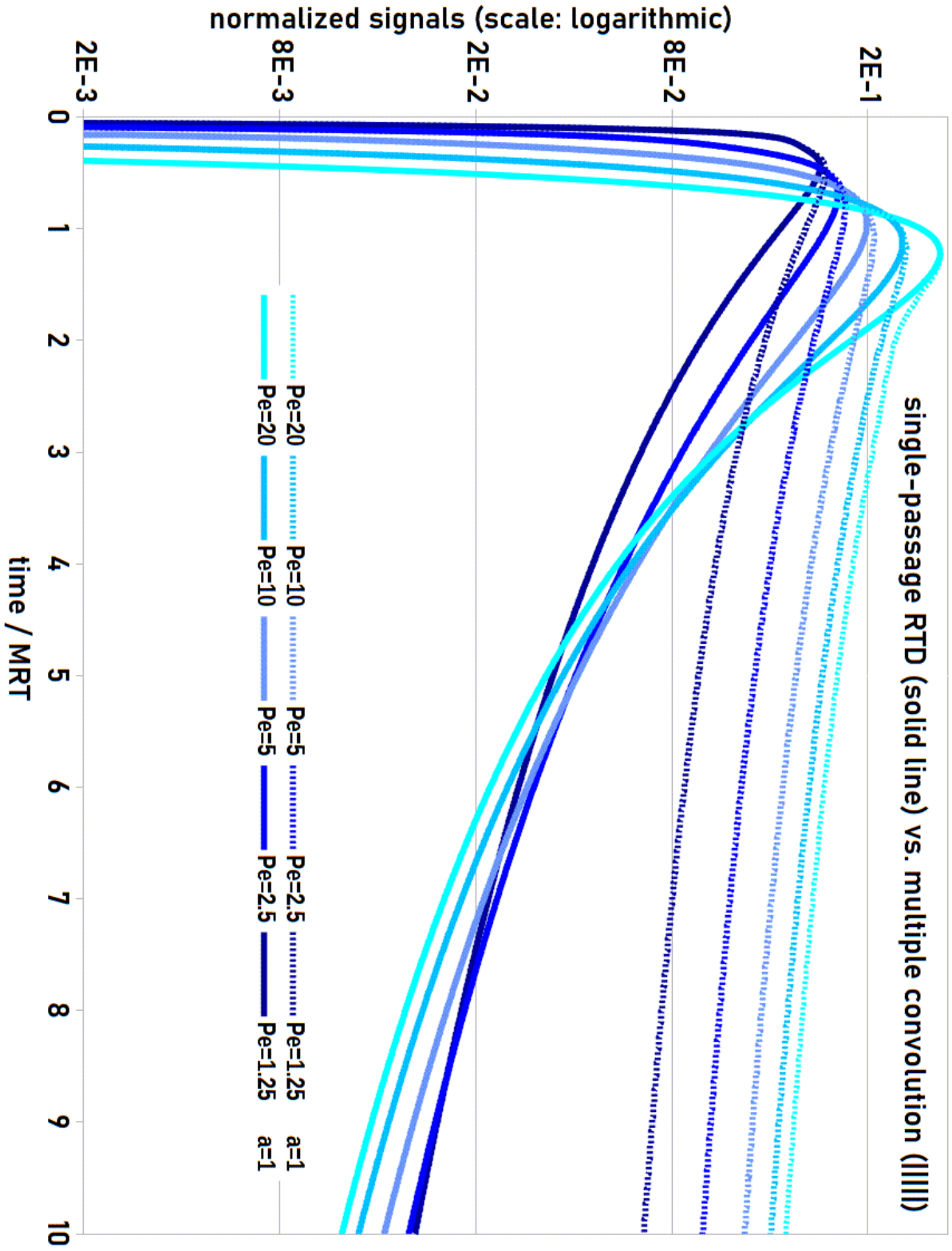


Abb. 4: Verweilzeitverteilung (durchgezogene Linien) und TWK-rezirkulationsbedingt selbstgefaltete Signale (gestrichelte Linien) in Reservoiren mit mäßig matrixdiffusionswirksamer Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a = 1, etwa für kluftgeprägte Fluidwegsamkeiten). Signale nach Pécletzahl sortiert, als Maß für die advektiv-dispersive Heterogenität der TWK-Strömung.

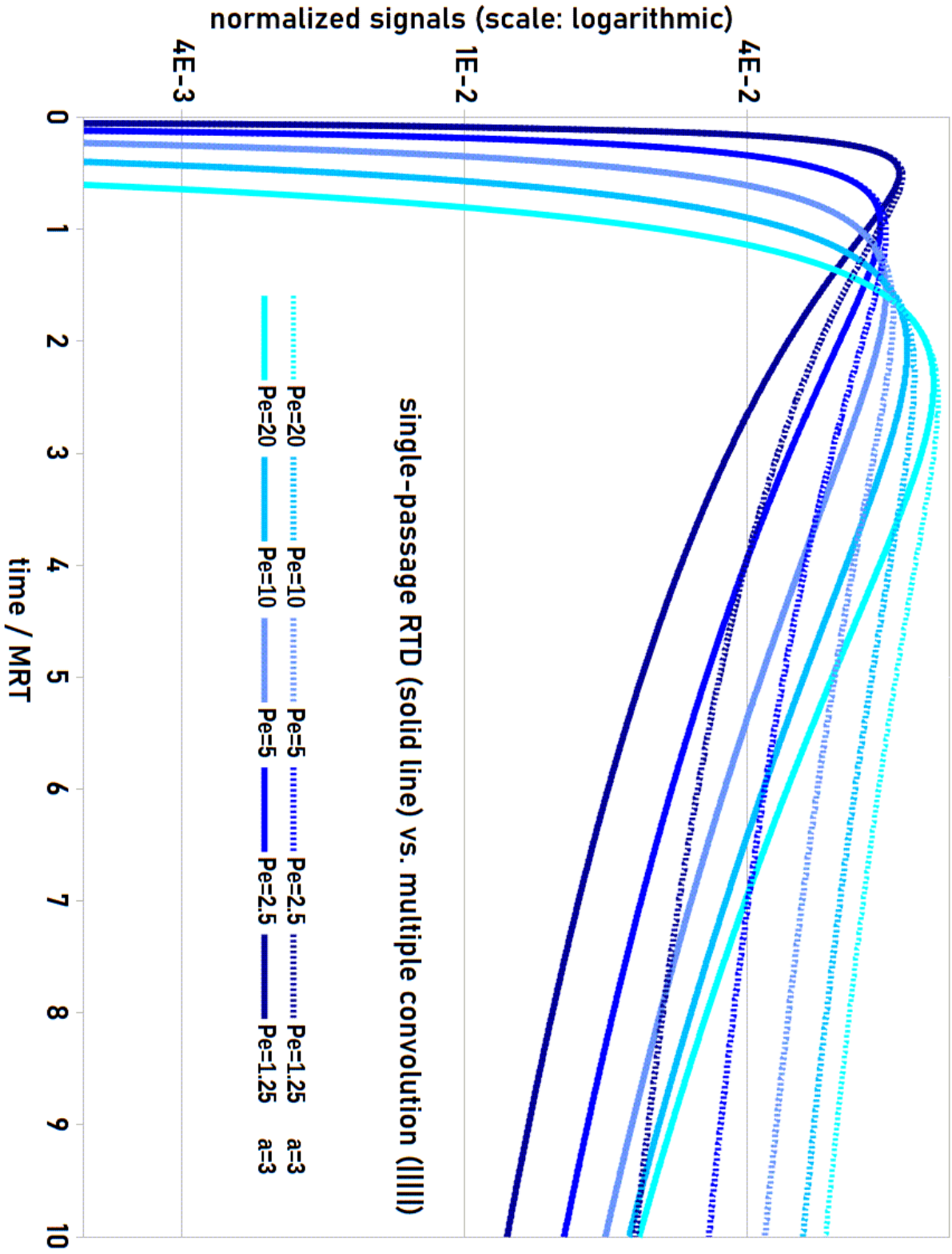


Abb. 5: Verweilzeitverteilung (durchgezogene Linien) und TWK-rezirkulationsbedingt selbstgefaltete Signale (gestrichelte Linien) in Reservoiren mit hoher matrixdiffusionswirksamer Fluid-Gestein-Grenzflächen-dichte (a = 3, etwa für kluftdominierte Fluidwegsamkeiten). Signale nach Pécletzahl sortiert, als Maß für die advektiv-dispersive Heterogenität der TWK-Strömung.

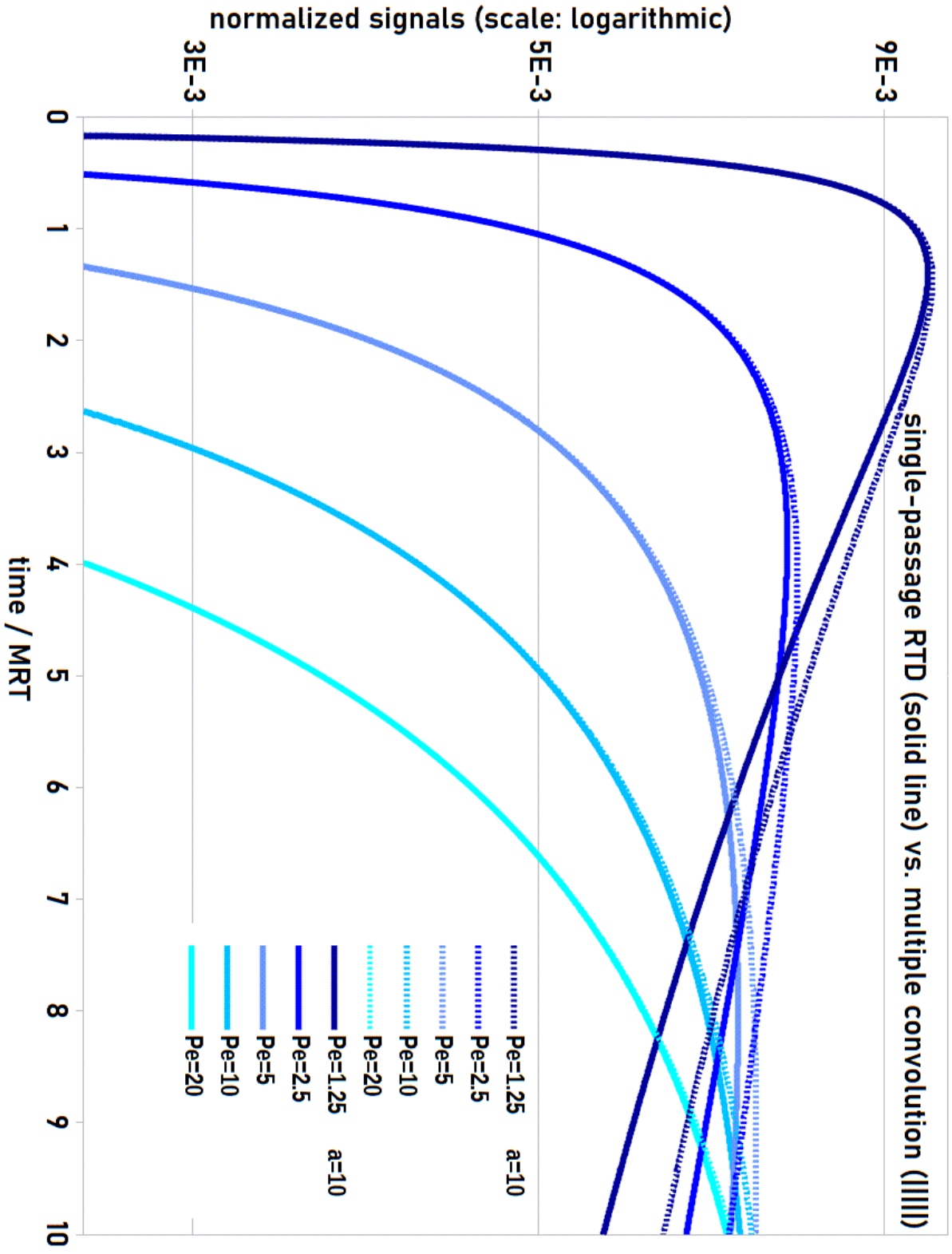


Abb. 6: Verweilzeitverteilung (durchgezogene Linien) und TWK-rezirkulationsbedingt selbstgefaltete Signale (gestrichelte Linien) in Reservoiren mit sehr hoher matrixdiffusionswirksamer Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a = 10, für kluftdominierte Fluidwegsamkeiten). Signale nach Pécletzahl sortiert, als Maß für die advektiv-dispersive Heterogenität der TWK-Strömung.

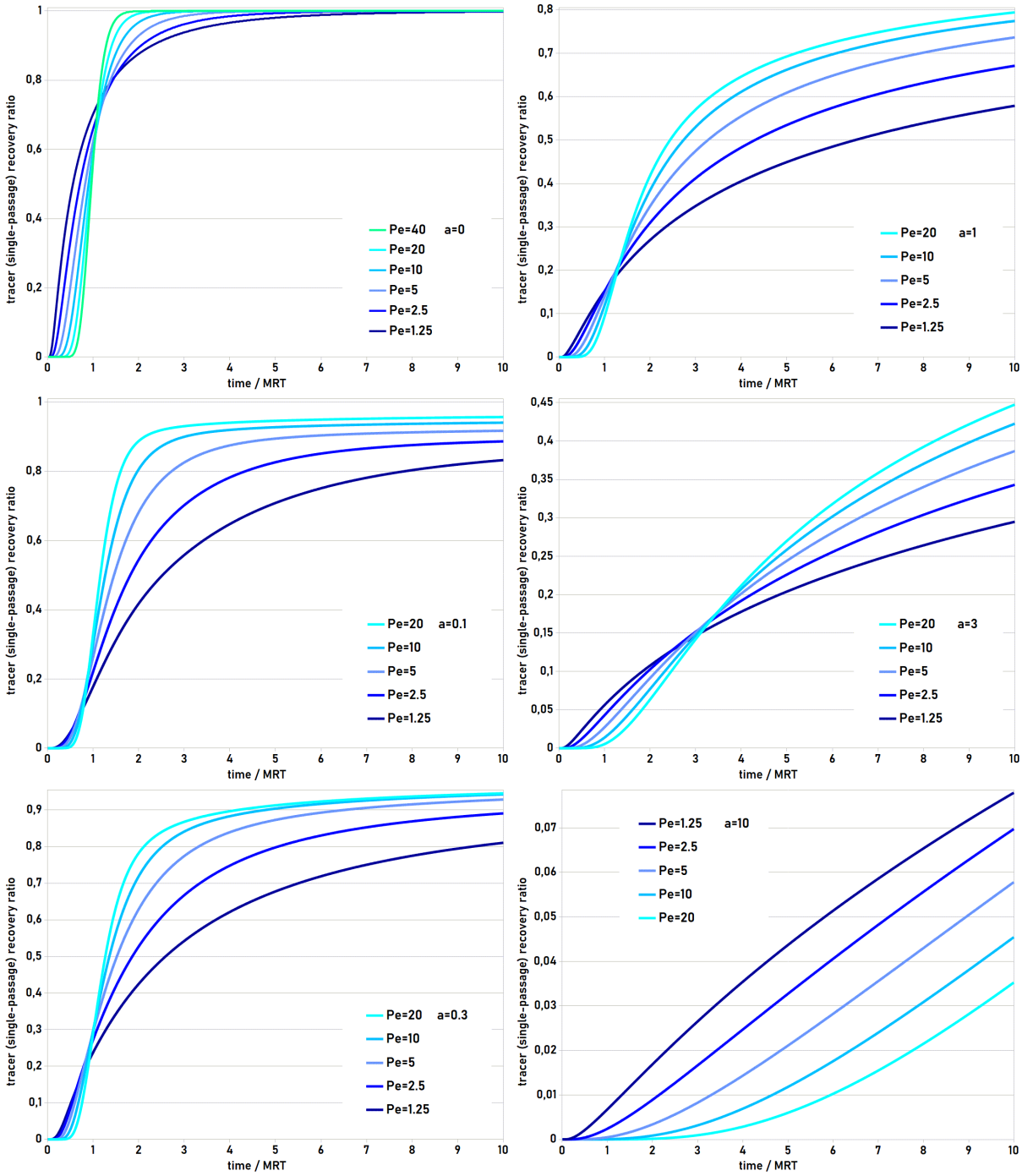


Abb. 7: Kumulierte Tracerwiedererhalte, bezogen auf einen Einzeldurchlauf im TWK, normiert durch die anfangs (1x) eingespeiste Tracermenge, für alle Kennzahl-Kombinationen der Abb. 1 – 6.
Die 6 Grafikteile entsprechen den 6 Werten der Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a), in jedem Grafikteil sind die Typkurven nach Pécletzahl sortiert, von Pe = 40 oder 20 (für außergewöhnlich homogene Systeme) bis Pe = 1.3 (für äußerst heterogene Systeme).

Pécletzahlwerte < 3 sind theoretisch kaum noch durch das Advektions-Dispersions-Modell darstellbar. Das hier entwickelte analytisch-numerische Rechenverfahren liefert jedoch auch für theoretisch-unmögliche Pécletzahlwerte ‘normal’ aussehende Typkurven, die gemessenen Tracersignalen aus real existierenden Reservoiren verblüffend nahe kommen. Allerdings kämen für deren Nachbildung auch andere Transportmodellparametrisierungen in Frage, zumal zwischen Dispersion und Matrix-diffusion ein gewisses Maß an Mehrdeutigkeit (*parameter interplay*) besteht.

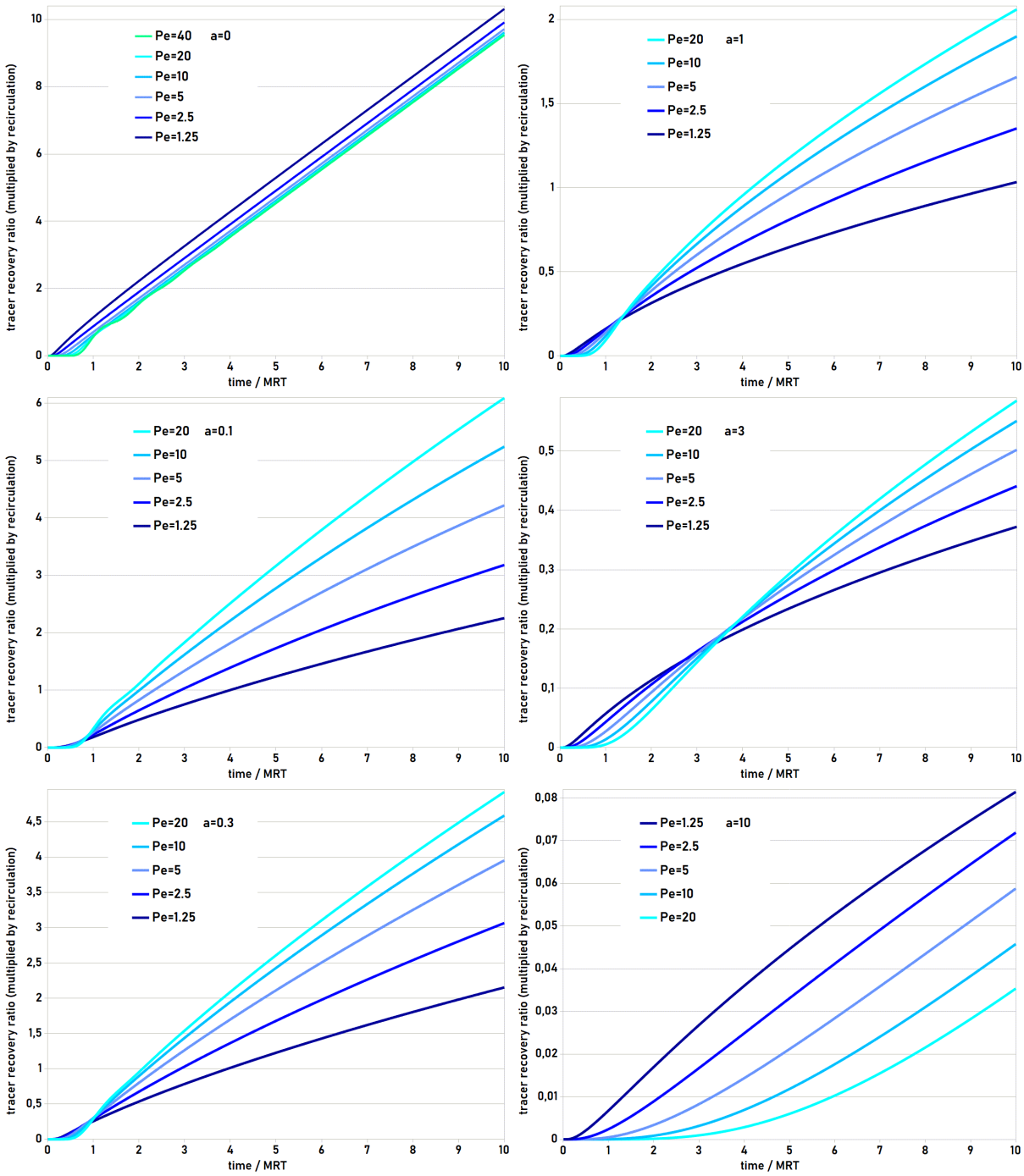


Abb. 8: Kumulierte ‘Tracerwiedererhalte’, mehrfach (redundant) gezählt durch Rezirkulation im TWK, normiert durch die anfangs (1x) eingespeiste Tracermenge, für alle Kennzahl-Kombinationen der Abb. 1 – 6. Die 6 Grafikteile entsprechen den 6 Werten der Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (a), in jedem Grafikteil sind die Typkurven nach Pécletzahl sortiert, von Pe = 40 oder 20 (für außergewöhnlich homogene Systeme) bis Pe = 1.3 (für äußerst heterogene Systeme).

Bei allen bisherigen Abbildungen (Abb. 1 bis 8) ist das von Plot zu Plot veränderte Maximum der Signalachsen zu bedenken: Typkurvenfamilien, die auf den ersten Blick ziemlich ähnlich aussehen, sind mit unterschiedlichen Achseneinheiten dargestellt. Hingegen die Zeitachse ist in stets gleicher Weise durch die mittlere Verweilzeit (MRT für *mean residence time*) normiert.

Weitere Hinweise zur Bedeutung der Parameter und zur methodischen Relevanz der Typkurvenfamilien sind den später nachfolgenden Abb. 11 – 12 zu entnehmen.

mittlere Verweilzeit (statistisches Median der Verweilzeitverteilung), die ebenfalls erst nach längerer Beobachtungszeit belastbar bestimmbar wird. Ein “informiertes Erraten” vorab ist zwar notwendig(!), als Grundlage für die Dimensionierung der Tracerzugabe und der Beprobungsintervalle, und dieses geschieht modellabhängig (wie hier durch die Typkurvenfamilien in Abb. 1 – 6 veranschaulicht), wenngleich die komplett-Messsignal-basiert zu ermittelnde Verweilzeitverteilung später modellunabhängig wird. Alles Andere (cf. Tabelle) bleibt kritisch modellabhängig, mitunter ‘Glückssache’ (Beispiele aus dem Norddeutschen Becken, Oberrheingraben und Molassebecken in Behrens et al. 2021, Ghergut et al. 2023[abc]).

“Tracereinzugsgebiete” vielmehr als “Tracereinwirkradius” ?

Wie bereits einleitend in Kontrast gesetzt (drastisch vereinfacht: langsamer Fluidtransport gegenüber schneller Druckdiffusion), stehen den Tracer-‘Altlasten’, nebst einer weitgehend wenig bekannten Hydrogeologie (*hic sunt dracones*) vielmehr hydraulische ‘Unwägbarkeiten’ gegenüber. Wie schnell eine verhältnismäßig kleine Schwankung lokaler Druckgradienten, und/oder transversal-dispersive Unschärfe die stofftransportmäßige Einzugsbreite (sog. “Dispersionswinkel”) jenseits einer beim hydraulisch-stationären Strömungsfeld scharf definierten Randstromlinie erweitern kann, veranschaulichen die Abb. 9 – 10. Innerhalb der Randstromlinie bleibt die Kontaminationswahrscheinlichkeit einer fremden (neu erstellten) Produktionsbohrung durch die stromauf stagnierende Tracer-‘Altlast’ relativ unabhängig von Transportparametern wie die Transversaldispersivität α_T (graphisch: gleiches Profil für ungleiche Farben), annähernd nur durch die Entfernung stromauf bestimmt (graphisch: gleiche Linientypen zeigen gleiche Profile).

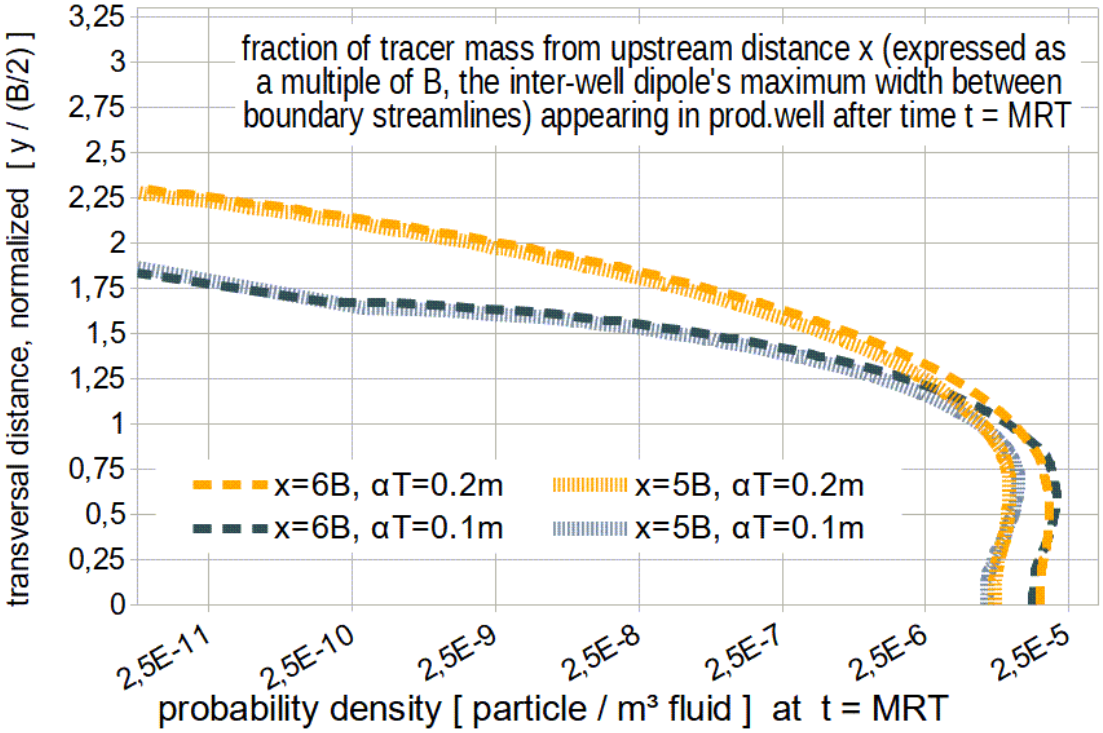


Abb. 9: Kontaminationswahrscheinlichkeit für eine fremde (oder neu-erstellte) Produktionsbohrung in einer vergleichbaren räumlichen Entfernung und einem vergleichbaren zeitlichen Maßstab (mittlere Verweilzeit zwischen Reinjektions- und Produktionsbohrung im alten TWK), die von einer Tracer-‘Altlast’ (in Gesamtgröße von “1 Partikel”) herrührt, die stromaufwärts um ein Mehrfaches der TWK-Dipolbreite von der neuen Bohrung entfernt liegt. Wahrscheinlichkeitsdichten der Größenordnung 1E–9 sind bereits ‘konkurrenzfähig’ bzw. für neue Markierungen mit demselben Tracer sehr störend.

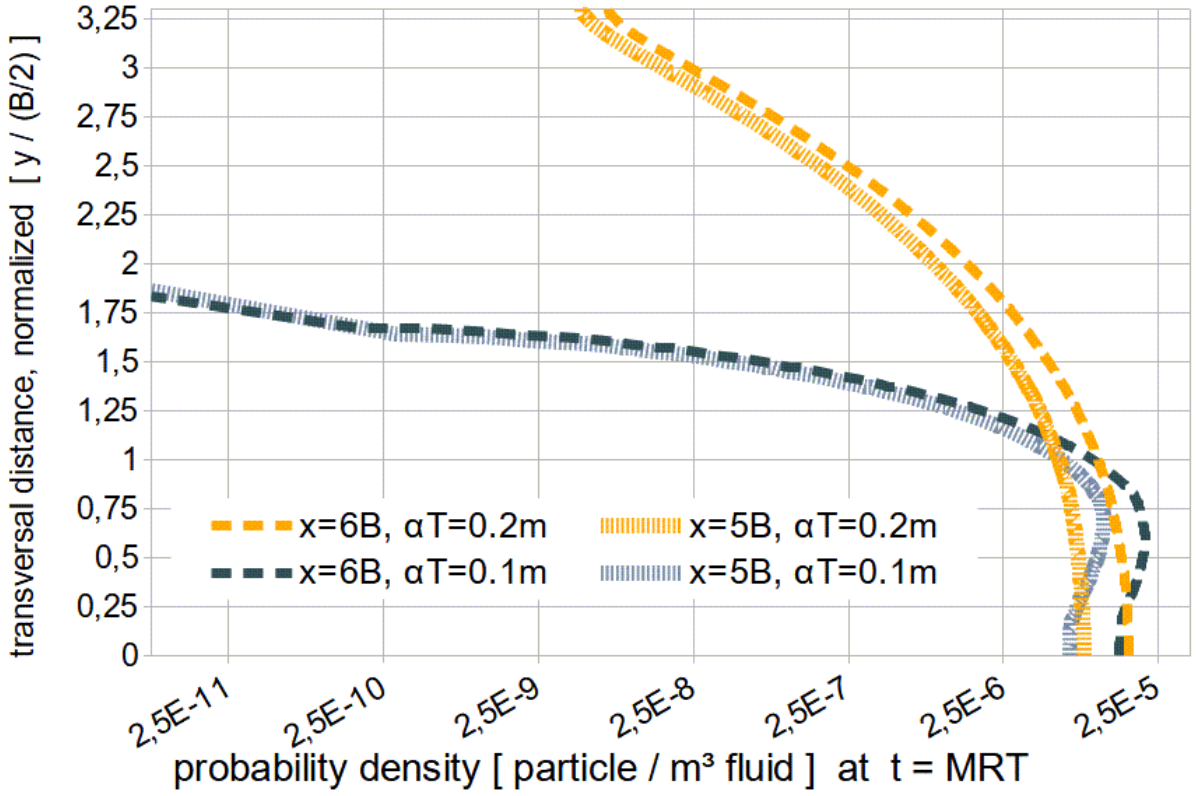


Abb. 10: Kontaminationswahrscheinlichkeitsprofile wie in Abb. 9, bei fünffacher Transversaldispersivität (in Gelb). Die Umkehrung der Parametersensitivitätsverhältnisse an der Randstromlinie (transversale Entfernung y = B/2) bleibt bestehen: graphisch ein Umschwenken von ‘Linientyp’ auf ‘Farbe’, d. h. von ‘stark dispersionssensitiv’ außerhalb auf ‘leicht entfernungssensitiv’ innerhalb der Randstromlinie, wobei die Einzugsbreite jenseits der Randstromlinie (y > B/2) sich sehr spürbar vergrößert.

Außerhalb der Randstromlinie verkehren sich die Verhältnisse: gleiche Profile für gleiche Farben, unterscheiden sich nur nach Linientyp, d. h. die Kontaminationswahrscheinlichkeit wächst, nunmehr unabhängig von der Entfernung stromaufwärts, empfindlich mit α_T, einem hybriden Parameter, einerseits durch die Hydrogeologie vorbestimmt, andererseits durch das (variable) Strömungsfeld moduliert; ein ‘Spezialparameter’, der sich bei tiefen Reservoiren so gut wie allen erdenklichen Mess- und Testungsverfahren entzieht.

In Abb. 10 führt die α_T-Verfünffachung zufällig zur Verfünffachung des sog. “Dispersionswinkels” alias Einzugsgebietsbreite der fremden (neuen) Produktionsbohrung, jenseits ihrer ansonsten hydraulisch scharf-definierten Randstromlinie. Eine Wahrscheinlichkeitsdichte um 1E–9 “Partikel” pro m³ ist bereits nennenswert, da hier “1 Partikel” der gesamten stromauf stagnierenden ‘Altlast’-Tracermenge entspricht; und wäre diese Menge lediglich 1 Kg (<1%) aus den bei TWK-Markierungen für gewöhnlich eingespeisten Hunderten Kg, ergäbe sich eine Kontamination in ppt-Größenordnung, ‘konkurrenzfähig’ mit den bei TWK-Markierungen mittels Fluoreszenztracer wie Uranin angestrebten Signalhöhen. (Das “Partikel”-Vokabular ist an das populäre *particle tracking* bzw. an die “Pfad”-basierte Betrachtung nach Lagrange angelehnt; die den Abb. 9–10 zugrundeliegende numerische Simulation erfolgte jedoch in der REV-basierten Betrachtung nach Euler, mit einem advektiv-dispersiven Transportmodell.) Dies nur als ein Beispiel unter vielfach möglichen (und eigentlich naheliegenden) Gründen, warum nicht nur ein “Tracereinwirkradius”, sondern sogar das etwas weiter durchdachte “Einzugsgebiet” einer fremden oder neuen Bohrung in vergleichbarer Entfernung wie der zuerst markierte TWK keine wirklich belastbare begriffliche Grundlage bieten für Genehmigung oder Ablehnung einer beantragten Tracereinspeisung bei einem TWK.

Wunschdenken oder gewünschtes Denken? (ein Wunsch an die LA)

Die im GFK-MONITOR angestrebte, extern mittels "Tracereinwirkradius" erwartete "*Gesamtfrachtkontrolle künstlicher Tracer in großräumig wechselwirkenden TWK*" widerspricht vordergründig der im UNLIMITED–Teilprojekt E (*"Untersuchungen zur Lithiumproduktion aus heißen Tiefenwässern in Deutschland: Lithiumherkunft, tracerbasierte quantitative Ausbeuteprognosen und Nachhaltigkeitsbewertung*") vorherrschenden Erwartung, anhand gemessener Tracersignale aus einer TWK-Markierung quantitative Aussagen über (teilweise sehr) ferne Reservoirränder, über Fluidaustausch (Ab- und Zuflüsse) mit fremden Reservoiren treffen zu können. Ein weiterer Widerspruch tut sich im erstgenannten Projekt auf, mit der verschiedentlich geäußerten Erwartung, ein kleinskaliger *single-well-push-pull*-Test an der Produktionsbohrung könne die Geothermie-relevante "Reservoircharakteristik", welche eine TWK-Markierung im Dublettenverfahren "leider viel zu langsam" erbringe, "schneller und einfacher" liefern (Abb. 11). Modellrechnungen zeigen inwieweit (Abb. 12) solche Erwartungen vielmehr mit Wärme (bzw. Kälte) als 'Tracer' denn mit stofflichen Markierungsmitteln erfüllbar sind.

inter-well	single-well	an messbaren Tracersignalen 'ablesbare' Reservoireigenschaften :
JA	NEIN	Fluidverweilzeitverteilung im Thermalwasserkreislauf
		oder zumindest statistische VerteilungsKennwerte…
JA	NEIN	StMom **0.** Ordnung alias Reservoir-"Offenheit" ("Randflüsse", "Fokuswinkel" einer Dublette, …)
JA	NEIN	StMom **1.** Ordnung alias Reservoir- "size" ("Fluidumsatzvolumen", "Mobilfluidvolumen im TWK", "mittlere Verweilzeit im TWK", …)
JA	JA	StMom **2.** Ordnung alias "Reservoirheterogenität"
JA	verstärkt mehrdeutig	prozesscharakteristisches Tailingverhalten
JA	JA verstärkt mehrdeutig NEIN	Fluid-Gestein-Grenzflächendichte (nicht ganz identisch mit: Wärmetauschflächendichte)
"UnLimiteD" sowie (FKZ: 03EE4023E)	"GFK-Monitor" (FKZ: 03EE4036E)	Untersuchungen in BMWiE-Verbundvorhaben
Universität Göttingen, EnBW, BESTEC-for-nature, TU München, SWM	Universität Göttingen & TU München (Angew. Geowiss.) (Hydrogeologie)	beteiligte Arbeitsgruppen Kontakt: iulia.ghergut@geo-uni-goettingen.de

Abb. 11: Tracermethodische Arbeitsteilung? Einbohrlochmethoden können für kluftdominierte Systeme wichtige Erkenntnisse liefern, ohne jedoch an der Notwendigkeit und Opportunität von TWK-Markierungen etwas zu ändern. Für hydrothermale Aquifere weisen Einbohrlochmethoden ein eher prohibitives Aufwand-pro-Nutzen-Verhältnis auf.

Verschiedene Ansätze zur Definition und Berechnung eines "Tracereinwirkradius" zeigen weniger denn Sinn und mehr die Grenzen deren Anwendbarkeit. Einerseits sind wir natürlich bemüht, den Prüfern in Landesämtern mit möglichst sinnvollen und belastbaren quantitativen Angaben (Abgrenzung räumlicher Bereiche mit Angabe maximaler Tracerfrachten, Raum-Zeit-Konzentrationsabnahmemuster, mit Angabe von Unsicherheitsbreiten etc.) entgegenzukommen. Andererseits raten wir jedoch vor einer geowissenschaftlichen Einbürgerung des "Tracereinwirkradius"-Begriffs grundsätzlich ab. Erstens vermittelt der Begriff ein Gefühl von Absicherung, das lediglich durch Wunschdenken 'abgesichert' ist. (Mit einem gerüttelt Maß an Wunschdenken – welches in die Dimensionierung von Tracerzugaben und Beprobungsintervallen einfließt – muss man zwar bei der Tracertestplanung leben; ohne es jedoch zur allgemein-geltenden Norm verklären und der in diesem Sprachraum beliebten Pseudo-

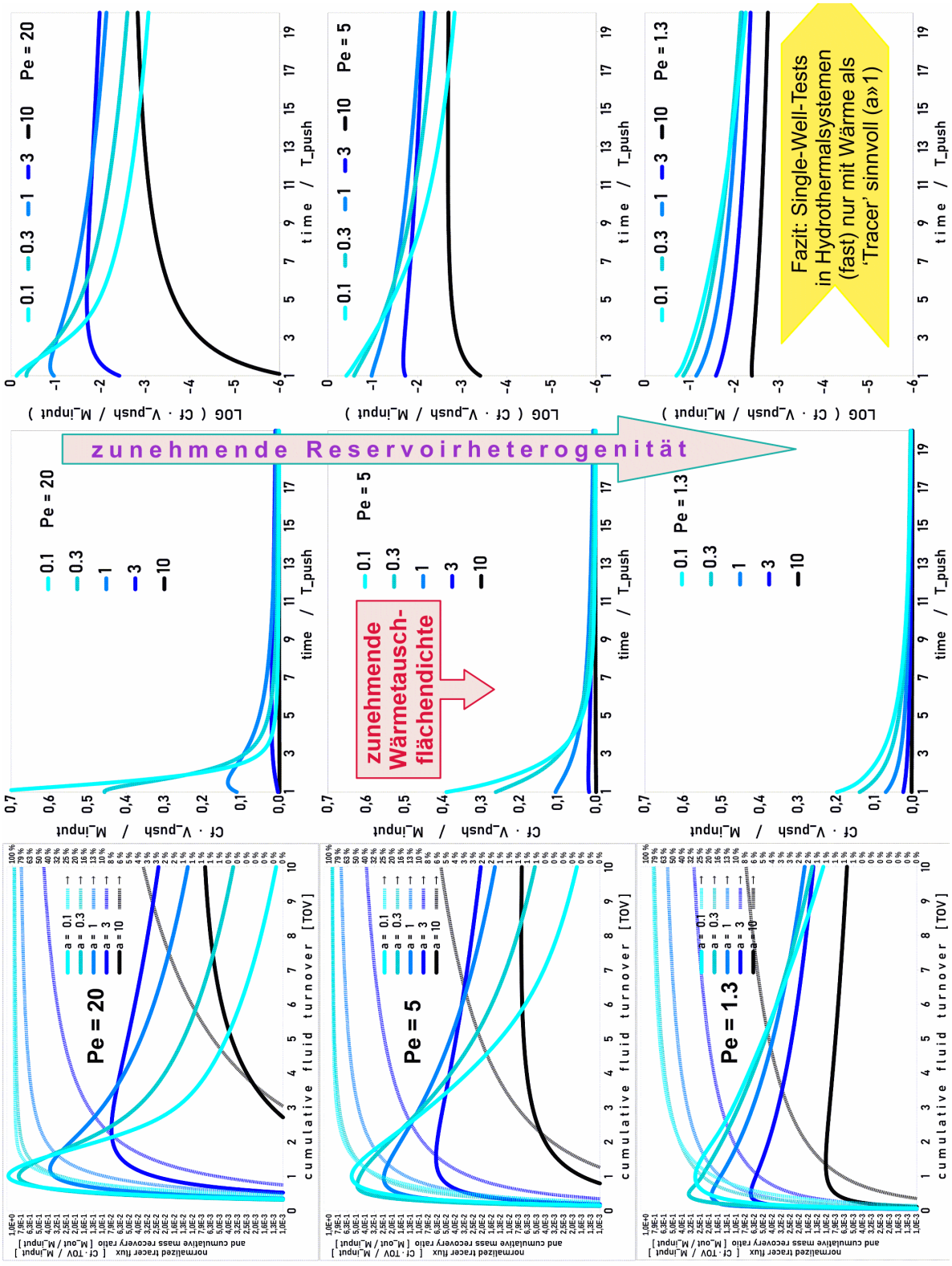


Abb. 12: Vergleich von Parametersensitivitäten und Aussagekraft zwischen Einbohrlochverfahren (obere bzw. linke Reihen, logarithmisch und linear) und TWK-Markierungen (untere bzw. rechte Reihe). Typkurven, 3- bzw. 4-parametrisch: Signale durch 2 Kennzahlen (Wärmetauschflächendichte und Pécletzahl) sortiert; Betriebsumsatz-Achse durch das Einbohrloch-PUSH- bzw. das TWK-Umsatzvolumen, Signalachse bei TWK zusätzlich durch den Tracerwiedererhaltsfaktor (als vierten Parameter) skaliert.

Sicherheitsphilosophie Vorschub leisten zu müssen.) Zweitens steht der Begriff in einem

bizarren Widerspruch mit hydrogeologischen Modellvorstellungen, die in die Auswertung und Interpretation gemessener Tracersignale einfließen – und damit auch mit dem Berufsethos der Geowissenschaftsgemeinde, aus deren Reihen sich auch das LA-Personal rekrutiert; gemeinsamer 'Widerstand' gegen einen inadäquaten Arbeitsbegriff wie "Tracereinwirkradius" wäre *both-sides-of-the-aisle* gelebte geowissenschaftliche Solidarität. Natürlich weiß man etwa, ein in die Bohrung Horstberg (auch "in rauen Mengen") eingegebener Tracer kann nicht in der Bohrung Groß-Buchholz 'erscheinen' (außer als Kontamination durch gemeinsam genutztes Gerät, Behältnisse, Fahrzeuge u. Dgl.). Aber "Einwirkradius"-Angaben 'bis zum Zaun' des Nachbarprojektes oder bis zur Randstromlinie der nächsten Bohrung, die im eigenen Projektgarten später stehen mag, lassen sich in einem hydrogeologischen Raum wie dem Molassebecken nicht seriös begründen. Was sich vorsorglich versuchen ließe, wäre die explizite Berücksichtigung solcher Eventualitäten bei der Dimensionierung 'multipler' Tracertests mit dem nur einmal eingespeisten Markierungsmittel, i. S. seiner Auswertbarkeit an mehrfachen Beprobungsstellen im hydrogeologisch zusammenhängenden Projektraum.

Danksagung

Dank gebührt dem **Projektträger Jülich** für stets einfühlsame Betreuung in verschiedenen Vorhaben und Projektstadien. Tracermethodische Untersuchungen sind hauptsächlich durch das **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**, u. A. im Rahmen des Verbundvorhabens "GFK-MONITOR" (Teilprojekt E, **FKZ 03EE4036E**) ermöglicht worden. Deren Ergebnisverwertung, nebst tracermethodischen Weiterentwicklungen im BMWE-geförderten Verbundvorhaben "UNLIMITED" (Teilprojekt E, **FKZ 03EE4023E**), vor dem Hintergrund langjähriger Anstrengungen, struktur- und hydrogeologische Lücken im Konzeptmodell des Geothermalreservoirs Bruchsal tracergestützt zu überbrücken, haben schließlich starke Argumente zum Überdenken des "Tracereinwirkradius"-Begriffs geliefert. Die Arbeitsteilung zwischen den Projekten ist im vorletzten Diagramm (Abb. 11) explizit gekennzeichnet.

References

Behrens, H., Ghergut, J., Wagner, B., Wiegand, B., Sauter, M.: 'Impfdurchbrüche': stoffliche und thermische Ausbeute im Lichte niederparametrischer Modelle und künstlicher Tracersignale. *Tagungsband* "DGK – Der Geothermiekongress" (2021), P224

Behrens, H., Ghergut, J., Wiegand, B., Maier, U., Sauter, M.: Tracergestützte Langzeitausbeuteprognose für Geothermie-assoziierten Fluidbergbau ("stoffliche Nutzung"), mit besonderem Augenmerk auf kluftgeprägte Systeme im Norddeutschen Becken. DGMK-Tagungsberichte, Deutsche Gesellschaft für Mineralöl und Kohle, Hamburg (2026), in diesem Band

Ghergut, J. (2017) To trace is not to track – Wie entbehrlich sind Ortungsfragen bei Fluidmarkierungen in tiefen Georeservoiren? DGMK-Tagungsberichte, Deutsche Gesellschaft für Mineralöl und Kohle, Hamburg (2017), 427-436

Ghergut, J., Behrens, H., Sauter, M.: Serendipitous petrothermal-reservoir development in a region with ascertained large-scale hydrothermal resources. *Procs. 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University (CA), SGP-TR-224 (2023[a])

Ghergut, J., Wiegand, B., Behrens, H., Sauter, M.: Model-independent, and model-dependent aspects of 'geothermal solute' co-production forecast for hydrothermal vs. petrothermal reservoirs. *Procs. 48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University (CA), SGP-TR-224 (2023[b])

Ghergut, J., Wiegand, B., Behrens, H., Sauter, M.: Lithiumgewinnung im Thermalwasserkreislauf – wie es mitunter zu Fehlprognosen kommt. DGMK-Tagungsberichte, Deutsche Gesellschaft für Mineralöl und Kohle, Hamburg (2023[c]), 332–335

Microbial and Geochemical Processes in Porous Underground Hydrogen Storage: Insights from the HyDRA Project

A. Fischer[1], K. Kuntze[1], M. Krüger[2], A. Dohrmann[2], A. Kilpatrick[3], K. Edlmann[3], C. Cheng[4], J. M. Soler[5], J. Cama[5], E. M. Thaysen[5], P. Rendel[6], K. Houghton[6], B. Hagemann[7], M. Navjord[8], M. Fernø[8], P. Bombach[1]
[1]Isodetect GmbH, Leipzig, Germany, [2]BGR-Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, Hannover, Germany, [3]University of Edinburgh, Edinburgh, United Kingdom, [4]KIT-Karlsruhe Institute of Technology, Karlsruhe, Germany, [5]IDAEA-CSIC, Institute of Environmental Assessment and Water Research, Barcelona, Spain, [6]Earth Sciences New Zealand, Avalon, New Zealand, [7]Clausthal University of Technology, Clausthal, Germany, [8]University of Bergen, Dept. of Physics and Technology, Bergen, Norway

Underground hydrogen (H_2) storage in porous geological formations involves complex interactions between microbial activity and geochemical processes. Geological and hydrogeochemical conditions control which microbial communities can develop and which reactions are thermodynamically feasible, while microbial processes can in turn influence fluid composition and mineralogy in the reservoir. These coupled processes may affect hydrogen storage performance by H2 losses, degradation of gas quality due to hydrogen sulfide (H2S) and methane (CH4) formation, risks to well and infrastructure integrity, reduced gas injectivity and recovery caused by biomass accumulation, biocorrosion or microbially induced mineral precipitation. A systematic understanding of these interactions is therefore essential for the reliable assessment and future deployment of underground hydrogen storage in porous rock reservoirs.
The European research project HyDRA aims to improve the understanding of coupled microbial and geochemical processes relevant to underground hydrogen storage in porous rock reservoirs across Europe. The project combines site data compilation, coordinated sampling, laboratory experiments, and modelling to assess potential microbial risks and to identify key controlling parameters for a variety of reservoir conditions. We will present the HyDRA concept and first results from ongoing sampling and subsequent biogeochemical experiments. A harmonised sampling strategy was developed to collect fluid and rock samples from representative porous reservoirs covering a wide range of temperatures, salinities, lithologies, and operational settings. Collected samples are used for microbial community analysis, mineralogical characterisation, and laboratory experiments with indigenous reservoir microbial communities under H_2 exposure.
Laboratory studies investigate the kinetics of H_2 consumption, formation of metabolic products such as methane and H_2S, and potential impacts of microbial activity on reservoir rock properties. By integrating experimental results with site-specific geological and geochemical information, HyDRA aims to identify key parameters governing microbial activity and associated risks in porous underground hydrogen storage. The results contribute to a fundamental understanding of the interplay between geochemical reactions and microbial activity under the site-specific range of conditions and will support the development of regulation codes and standards for accelerated underground hydrogen storage in porous rock reservoir facilities.

Influence of diagenesis on reservoirs rock parameters and extent of H_2-rock reaction during underground hydrogen storage: Insights from petrophysical, petrographic and geochemical laboratory experiments.

P. Weniger, C. Ostertag-Henning
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, Germany

To meet the forecast demand for underground hydrogen storage, additional storage capacity in salt caverns and porous rock-formations will be needed (IEA, 2023). The reactivity of molecular hydrogen can trigger different geochemical processes in porous storage formations, for example the reduction of Fe(III) in hematite (Fe_2O_3) to Fe(II) (Hydrogen-TCP, 2023). Due to the heterogenous nature of porous rock formations uncertainty regarding the impact of these processes remains. Here we present results of detailed petrophysical and petrographic characterization and geochemical laboratory experiments of Buntsandstein sandstones from a former gas reservoir and underground gas storage site in Germany. The mainly red-brown colored sandstone is primarily composed of quartz grains and subordinate feldspar grains, both with hematite coatings, and partly pore-filling cements and clay cutans. But within the investigated reservoir section, some intervals are bleached to grey-beige as a result of different diagenetic influences. The aim of the study is to characterize the transport and storage properties as well as to quantify the extent of hydrogen-rock reactions for these two distinctly different appearances within the formation. Petrophysical results show different poro-perm characteristics between the red-brown and the bleached sandstone. Samples of the red-brown sandstone show higher porosity but lower permeability than samples from the bleached sections. Batch experiments with powdered sandstone samples from both intervals, synthetic saline formation water and hydrogen at a partial pressure of 10 MPa at 120°C and 20 MPa confining pressure show significant, but minor amounts of H_2 being oxidized during the 14 days experiment for both the red-brown and bleached sandstone. This was counterintuitive as we expected to see more H_2 oxidation by the hematite-rich red-brown sandstone. Petrographic investigations combined with Raman analyses revealed that iron-bearing grain coatings in the red-brown sandstone are mostly overgrown with quartz and plagioclase cements. These results indicate that, diagenetic bleaching, probably caused by migration of reducing fluids (Aehnelt et al., 2021), reduced porosity, e.g. due to cement precipitation, but not permeability. The presence of reactive Fe(III) in the unbleached facies does not increase H_2-mineral reactions, indicating that the quartz overgrowth of hematite-coatings protects Fe(III) from reacting with hydrogen. Thus, in the studied formation, accessibility to reactive mineral surfaces (here hematite) is a controlling factor that can limit H_2-rock reactions.

References

IEA (2023) Global Hydrogen Review 2023.
Hydrogen-TCP-Task-42 (2023) Underground Hydrogen Storage: Technology Monitor Report.
Aehnelt, M. et al. (2021) “On the origin of bleaching phenomena in red bed sediments of Triassic Buntsandstein deposits in Central Germany,” Geochemistry, 81(2), p. 125736

Updated history match of the HyStorage bio-reactive transport simulation model

H. Mobaraki[1], B. Hagemann[1], S. Hogeweg[2], C. Kosack[2]
[1]TU Clausthal, Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal-Zellerfeld, Germany,
[2]Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany

Abstract

Underground hydrogen storage (UHS) is a key technology for enabling large-scale integration of renewable energy, but its safe and efficient operation requires reliable prediction of multiphase flow, component transport, and geochemical and biological reactions in the subsurface. Within the HyStorage project, a field scale pilot site is operated under cyclic injection, shut-in, and production conditions, providing detailed data for model calibration and validation.

In this work, a reactive, multi-component, two-phase model was implemented using DuMu^x (an open-source multiphase flow and transport simulation framework) and applied to the reservoir domain with local grid refinement around the well. The model accounts for advective and diffusive transport in gas and aqueous phases, mechanical dispersion, and bio-reactive processes, in particular microbial sulfate reduction ($SO_4^{2-} + 5H_2 \rightarrow H_2S + 4H_2O$). Based on well-core information, the reservoir was represented by two petrophysical layers of equal thickness but contrasting properties. Calibration focused on the permeability contrast between these layers using paired permeability multipliers whose sum was kept constant, thereby preserving the average permeability while varying the degree of heterogeneity. Both layer orderings (high/low and low/high permeability) were tested. Model performance was evaluated by matching produced gas compositions (H_2 and CO_2) over all operational phases. To better capture H_2S formation, near-well dry-out was additionally represented by a radial water saturation profile increasing from the wellbore towards the far field.

The calibrated layered model reproduces the observed produced gas composition more closely than the previous single-layer model. In particular, the agreement for CO_2 and H_2S is clearly improved, while H_2 is also reproduced more accurately. For Phase 1, used here as a reference case, the relative error during gas production is reduced by approximately 7 percentage points for CO_2, 15 percentage points for H_2S, and 3 percentage points for H_2. Including near-well dry-out further improves the simulated time evolution of H_2S.

Overall, the combined calibration of layer permeability contrast and near-well water saturation substantially enhances the model's predictive capability. The refined DuMu^x model provides a more reliable basis for estimating hydrogen recovery and assessing microbially driven H_2S formation in underground hydrogen storage operations.

Introduction

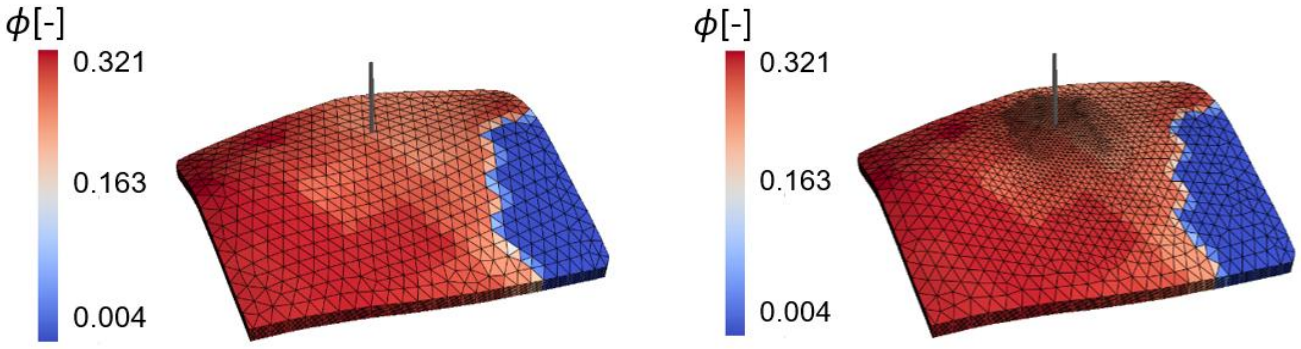
In recent years, the transition from fossil-based energy systems to renewable energy sources has gained increasing importance in the context of global climate action. Electricity production from renewable sources, especially from wind and solar, is subject to daily and seasonal variability, while energy demand often follows a different pattern. As a result, energy storage and buffering solutions are becoming essential for a sustainable future energy system. One suitable approach is the conversion of surplus electricity into secondary energy carriers such as hydrogen, methane, or ammonia, which can be stored and used when needed [2]. Among those, hydrogen is considered especially promising because of its versatile role as both an energy carrier and an industrial resource.

After its conversion, hydrogen can either be delivered directly to consumers or stored for later use in subsurface formations. Suitable underground storage options include salt caverns, depleted hydrocarbon reservoirs, and aquifers. When required, the stored hydrogen can be recovered and supplied back to the electrical system.

Compared with other storage options, pore storages typically offer larger storage capacities [3]. Accordingly, depleted hydrocarbon reservoirs are of particular interest for the present study. At the same time, previous investigations have indicated that hydrogen can be microbially converted into other compounds, such as methane and hydrogen sulfide, under reservoir conditions [5, 6]. Such conversions may reduce hydrogen recovery and negatively influence storage operation. These processes can have a strong impact on the technical and economic performance of underground hydrogen storage, but their extent and reaction rates under subsurface conditions are still not fully understood. Understanding both the possible magnitude of these reactions and their kinetics is therefore important for predicting their effect over the lifetime of a storage site [7]. For this reason, the present study builds on a simulation model developed for the HyStorage project by incorporating reservoir heterogeneity more realistically to improve the representation of biologically induced H_2S generation. The aim is to improve the agreement between simulated and observed data, enhance the overall accuracy of the model, and provide a stronger basis for forecasting and planning future storage operations.

Numerical model extension in the open-source simulator DuMu^x

The previously developed mathematical model was implemented in the open-source simulator DuMu^X. DuMu^X has been developed since 2007 at the University of Stuttgart, at the Institute for Modelling Hydraulic and Environmental Systems, and is based on the Distributed and Unified Numeric Environment (DUNE). It is provided as an additional module for simulating fluid flow and transport in porous media, including chemical reactions. The name DuMuX stands for “DUNE for Multi-Phase, Component, Scale, Physics, ... flow and transport in porous media” [3,8,9].
DuMu^X does not provide a graphical user interface and is implemented in C++, but it allows a more flexible and detailed implementation of reactions and coupled effects than many commercial simulators. Utilizing this implementation, the model was further extended and modified in the present study to incorporate reservoir heterogeneity more realistically on the basis of well-core data and the representation of microbial activity within the storage system was improved.
The underlying model represents an investigation area of approximately 500 m in length, 290–340 m in width, and 2.4 m in thickness, and consists of 15,530 cells, including local refinement in the vicinity of the wellbore. The petrophysical properties used in the model were based on the most recent geological model of the investigated layer. Building on this existing setup, the present study focused on improving the representation of reservoir heterogeneity and near-well dry-out.
In the original study, the recent formation history was reproduced to calibrate the model, with bottom-hole pressure serving as the main reference variable. Since the objective at that stage was mainly to match the pressure response, a coarse grid was sufficient, whereas a finer grid near to the wellbore was used for the reproduction of preliminary reservoir tests, and the subsequent prediction of the UHS pilot operation.



(a) Coarser grid used for history matching. (b) Finer grid used for the UHS pilot prediction.

Fig. 1: Grid configurations used in the previous work

After completion of the history-matching stage for the reproduction of the preliminary operational tests, namely the reservoir limit test (RLT) and the multi-rate test (MRT), the model was applied to simulate Phase 1.1 of the UHS field test, including both injection and withdrawal operations with a 5% hydrogen admixture to natural gas. The results of this phase were then compared with the observed data to assess the model performance under actual operating conditions.

Figure 2 presents this comparison for the H_2, CO_2, and H_2S mole fractions during Phase 1.1.

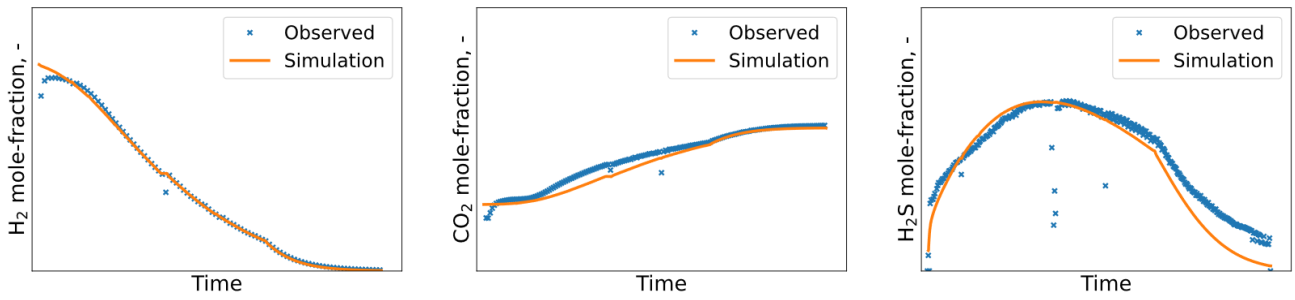
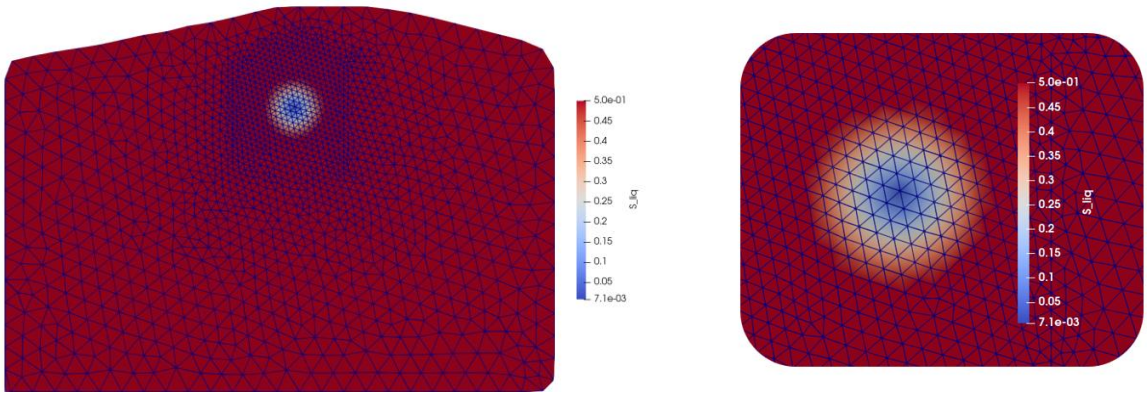


Fig. 2: Simulated and observed H_2, CO_2 and H_2S mole fractions for Phase 1.1.

Phase 1.1 was initially simulated assuming a single-layer reservoir representation. As illustrated in Fig. 2, the overall behavior is captured reasonably well; however, the model still exhibits clear deviations from the observed data for H_2S and CO_2. The persistence of these mismatches suggested that a more detailed representation of the formation is required. This interpretation is consistent with laboratory experiments performed on core plugs collected from different depths, which revealed permeability contrasts and led to the identification of two petrophysical regions. For this reason, the implementation of a layered reservoir model became an important next step toward better representing reservoir heterogeneity and improving the model response.

To better represent the heterogeneity indicated by the laboratory results, the reservoir was divided into two layers, and a new calibration procedure was carried out. This procedure involved testing paired permeability multipliers for the upper and lower parts of the formation. In all cases, the sum of the two multipliers was kept constant so that the average permeability remained unchanged. This made it possible to focus specifically on the effect of heterogeneity by varying only the contrast between the two layers. The contrast was progressively increased, with multiplier pairs ranging from 1.5/0.5 to 1.9/0.1. For each permeability combination, an additional complementary case was also simulated by swapping the multipliers between the two layers. This approach allowed both the magnitude of the permeability contrast and its spatial arrangement to be examined in relation to the observed field response. Since sulfate reduction is strongly influenced by water saturation, near-well dry-out was additionally represented in the model in order to improve the reproduction of H_2S formation. As illustrated for the upper layer in Fig.3, the initial water saturation was initialized using a radial profile that increases from the wellbore towards the distance, thereby reflecting stronger drying effects close to the well. In the full model setup, the two layers were assigned different initial water saturations, selected in accordance with the permeability multipliers used for each layer. Furthermore, the kinetic parameters governing sulfate reduction were calibrated to achieve a better match with the observed H_2S response.



(a) Complete view.

(b) Detailed view.

Fig.3: Top views of the reservoir model showing the initialized water saturation

Following its implementation, the updated model incorporating vertical heterogeneity and near-well dry-out was used as the basis for reproducing Phase 1.1 and for simulating the subsequent storage phases.

Results and Discussion

Using the updated model, Phase 1.1 was simulated and compared with the earlier single-layer result and the observed data. Among the tested cases, the permeability multiplier pair 0.4/1.6 for the upper and lower layers, respectively, provided the best overall match and was therefore selected for further evaluation. The updated model preserves the good agreement already achieved for H_2, while improving the simulation of CO_2 and H_2S. Quantitatively, for Phase 1.1 the relative error during gas production is reduced by approximately 7 percentage points for CO_2, 15 percentage points for H_2S, and 3 percentage points for H_2.

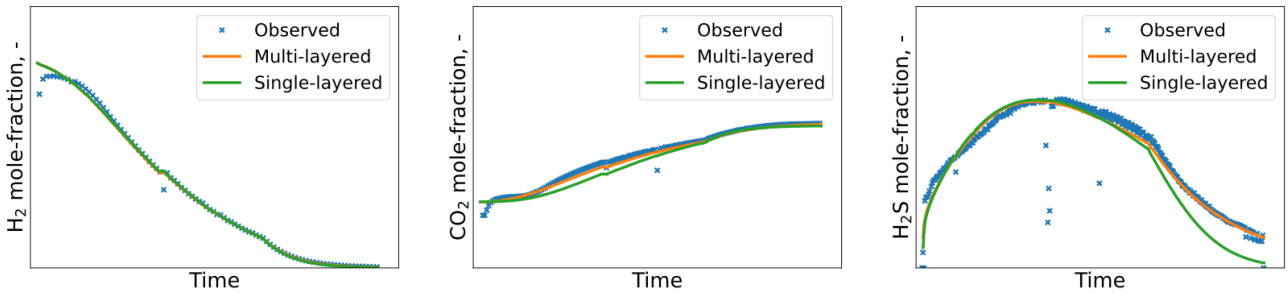


Fig. 4: Single-layered versus multi-layered simulation results for Phase 1.1.

To assess whether the improvement identified for Phase 1.1 is also maintained in the later stages, the updated model was further applied to Phase 1.2 and Phase 2. For Phase 1.2, the relative error during gas production decreased by approximately 12 percentage points for H_2S and 7 percentage points for CO_2, while the H_2 response showed no noticeable improvement because the agreement was already satisfactory.

While Phase 1.1 and Phase 1.2 were conducted with an injected gas composition containing 5% H_2, Phase 2 involved an increased hydrogen concentration of 10%. Despite this increase in hydrogen content, the layered simulation model still reproduced the observed field behavior more precisely than the single-layered case. Quantitatively, the results for Phase 2 showed a reduction in the relative error of approximately 5 percentage points for both H_2S and CO_2, while the H_2 match remains at a similarly good level.

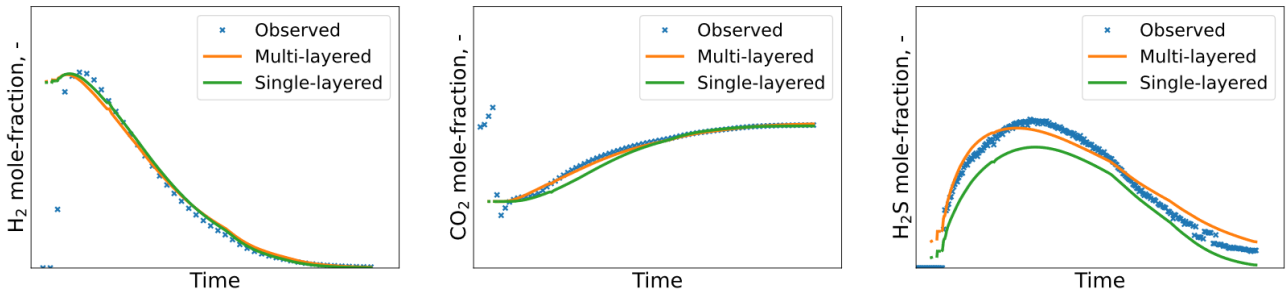


Fig. 5: Single-layered versus multi-layered simulation results for Phase 1.2.

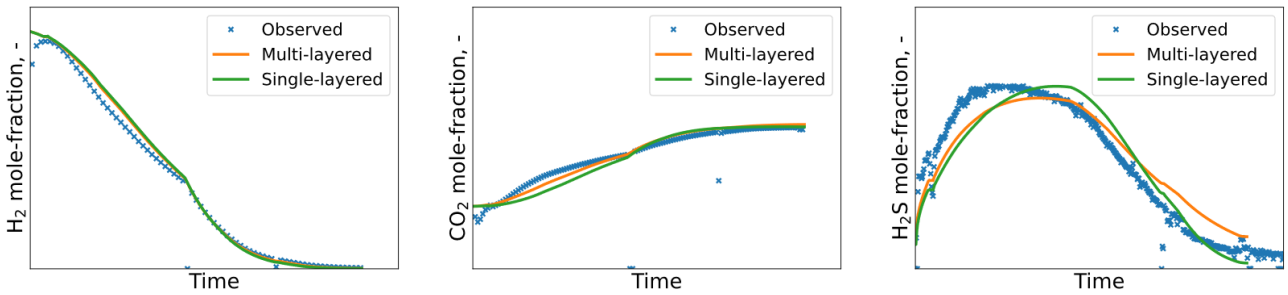


Fig. 6: Single-layered versus multi-layered simulation results for Phase 2.

Conclusions

This study improved the previously developed HyStorage bio-reactive transport model by introducing a layered representation of reservoir heterogeneity and a revised near-well water-saturation profile to account for dry-out effects. These modifications were motivated by the mismatch observed in the single-layer simulation and by drill core analysis indicating permeability contrasts between different depth intervals. The updated model preserves the good agreement already achieved for H_2, while improving the reproduction of CO_2 and H_2S during Phase 1.1. The improved performance was also maintained in the subsequent phases, where the layered model consistently provided a closer match to the observed data than the single-layered representation. Overall, the updated model provides a more reliable basis for interpreting, simulating, and forecasting underground hydrogen storage behaviour under field conditions, as well as for planning future operations.

References

[1] S. Hogeweg, Numerical Investigations of Reactive Transport Processes during the Storage of Hydrogen in the Porous Subsurface,
Doctoral Thesis, Clausthal University of Technology, 2024.

[2] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, and T. Kolb, “Renewable Power-to-Gas: A
technological and economic review,” Renewable Energy, vol. 85, pp. 1371–1390, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.

[3] S. Hogeweg, G. Strobel, and B. Hagemann, “Benchmark study for the simulation of Underground Hydrogen Storage operations,”
Computational Geosciences, vol. 26, pp. 1367–1378, 2022, doi: 10.1007/s10596-022-10163-5.

[4] G. Strobel, B. Hagemann, C. T. Lüddeke, and L. Ganzer, “Coupled model for microbial growth and phase mass transfer in
pressurized batch reactors in the context of underground hydrogen storage,” Frontiers in Microbiology, vol. 14, p. 1150102,
2023, doi: 10.3389/fmicb.2023.1150102.

[5] A. Pérez, E. Pérez, S. Dupraz, and J. Bolcich, “Patagonia wind-hydrogen project: Underground storage and methanation,” in
21st World Hydrogen Energy Conference 2016, 2016.

[6] S. Bauer, Underground Sun.Storage Final Report. Vienna, 2017. Available online at: https://www.underground-sun-storage.at
(accessed on December 21, 2022).

[7] N. Heinemann, J. Alcalde, J. M. Miocic, S. J. T. Hangx, J. Kallmeyer, C. Ostertag-Henning, A. Hassanpouryouzband,
E. M. Thaysen, G. J. Strobel, C. Schmidt-Hattenberger, K. Edlmann, M. Wilkinson, M. Bentham, R. S. Haszeldine, R. Carbonell,
and A. Rudloff, “Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges,” Energy & Environmental
Science, vol. 14, no. 2, pp. 853–864, 2021, doi: 10.1039/D0EE03536J.

[8] B. Flemisch, M. Darcis, K. Mosthaf, C. Huber, A. Lauser, R. Müller, S. Nuske, A. Tatomir, M. Wohlmuth, and P. Bastian,
“DuMuX: DUNE for Multi-(Phase, Component, Scale, Physics, …) Flow and Transport in Porous Media,” Advances in Water
Resources, vol. 34, no. 9, pp. 1102–1112, 2011, doi: 10.1016/j.advwatres.2011.03.007.

[9] T. Koch, D. Gläser, M. Weishaupt, M. Ackermann, P. Weinhardt, and B. Flemisch, “DuMuX 3 – An Open-Source Simulator
for Solving Flow and Transport Problems in Porous Media with a Focus on Model Coupling,” Computational Mathematics and
Applications, 2020, doi: 10.1016/j.camwa.2020.02.012.

Experimental and Numerical Analysis of Microbial Methanogenesis in Hydrogen Storage

C. T. Lüddeke, B. Hagemann, L. Ganzer
Clausthal University of Technology (TU Clausthal), Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal-Zellerfeld, Germany

As a key pillar of the transition towards renewable energy systems, hydrogen is increasingly gaining importance. To ensure that sufficient quantities are available to meet the necessity for renewable energies during an imbalance between supply and demand, this energy carrier must be stored in suitable facilities. Subsurface porous storage sites are a promising option as they have reliably stored natural gas for many decades. Despite their large volumetric storage capacities, storing hydrogen in the porous subsurface poses significant uncertainties, such as microbial reactions with hydrogen and residual gases. These interactions can trigger microbial metabolism, leading to a growth in the microbial population and potentially reducing hydrogen quality. Apart from the increase in the microbial number, the metabolism results in the production of new gases, for instance methane.

In the first part of this study, microbial growth experiments are conducted at a Darcy-scale in a H_2-CO_2 atmosphere. The experiments are performed in quasi-two-dimensional micromodels featuring an artificial pore structure. A mixture of methanogenic archaea and media culture is injected into the micromodel, followed by a gas mixture consisting of 80% hydrogen and 20% carbon dioxide. The microbial number is observed using a high-resolution camera and a micro gas chromatograph measures the composition of the outflowing gas. The development of the microbial number and measured methane is evaluated.

Concurrently, a continuum-scale model is developed using the open-source numerical simulator DuMu^X. The Double-Monod microbial growth kinetic model and the bioreactive transport equation are implemented into it. Due to limited pore space for the microbial development within the micromodel, the Double-Monod model is extended with a limiting function to account for spatial constraints. Model parameters are calibrated to attain a satisfactory agreement with the experimental values.

The results of the microscopic observation and the gas analyses indicate microbial growth and methane production in the presence of hydrogen and carbon dioxide. Following an initially experimental stable microbial population for some time, an increase in both the microbial number and methane is noticed, stabilizing at a quasi-stationary level at their respective maximum values. Subsequently, a decline in the microbial number and methane production is observed. The comparison between the simulation model and experimental data reveals that microbial growth and methane production are dependent on the initial and maximum microbial numbers, kinetic parameters and the available pore space. Incorporating spatial restrictions into the model improves the agreement with experimental values, as it effectively captures the impact of restricted space on microbial growth, enhancing the predictive accuracy of the simulation.

Siliciclastic Thin Beds Delineation Using Hybrid Probabilistic Machine Learning Models

E. K. Ezeh[1], F. Wellman[2]
[1]Computational Geoscience, Geothermics and Reservoir Geophysics, RWTH, Aachen, Germany,
[2]Fraunhofer Research Institution for Energy and Geothermal Systems (IEG), Bochum, Germany

Beyond Geometric Constraints: Duration-Aware Facies Classification of Thin Beds Using Hidden Semi-Markov Models

Key Words: Niger Delta Basin. Agbada Formation. Siliciclastic Thin Beds. Lithofacies Classification. Hidden Semi-Markov Model (HSMM). Duration-Aware Modeling. Sojourn Time. Expectation-Maximization (EM). Seismic Tuning Effect. Instantaneous Attributes. Seismic-Log Fusion. Uncertainty Quantification.

The accurate delineation of thin-bed reservoirs is frequently compromised by the inherent limitations of standard probabilistic models, which often fail to respect the explicit thickness (duration) of geological units. While standard Hidden Markov Models (HMM) improve upon static classifiers by capturing sequential dependencies, they mathematically assume state durations follow a geometric distribution. This assumption poorly represents the distinct, variable thickness of thin sandstone beds versus thick background shale. This study proposes a Hidden Semi-Markov Model (HSMM) workflow as a robust improvement for seismic-log fusion and high-resolution facies classification.
By explicitly modeling the "sojourn time" (duration) of each lithofacies, the HSMM framework prevents the unrealistic state-switching often triggered by noisy data, while simultaneously preserving the integrity of genuine thin-bed events that standard smoothing might erase. Our methodology integrates multi-physics well log features (gamma ray, resistivity, porosity) with seismic attributes to capture the sharp, short-lived amplitude bursts characteristic of thin beds. We demonstrate that upgrading from HMM to HSMM significantly improves class balance and stratigraphic boundary detection, reducing the bias toward dominant facies. The result is a geologically consistent pipeline that scales from sparse well data to full seismic volumes, offering a probabilistic, duration-aware tool for resolving sub-seismic stratigraphic details.

Abstract Summary
Enhancing Thin-Bed Resolution: A Hidden Semi-Markov Model Approach
Standard Hidden Markov Models (HMM) are limited by rigid geometric assumptions that struggle to represent the variable thickness of geological beds. This session introduces the Hidden Semi-Markov Model (HSMM), a duration-aware advancement that explicitly models facies thickness ("sojourn time"). We demonstrate how HSMMs outperform standard HMMs in resolving thin siliciclastic beds by better handling state duration and preventing unrealistic rapid switching. The talk outlines a complete workflow for fusing well logs and seismic data to create geologically realistic, duration-constrained facies models.

Data-driven modeling of cuttings transport using high-resolution CFD-DEM data

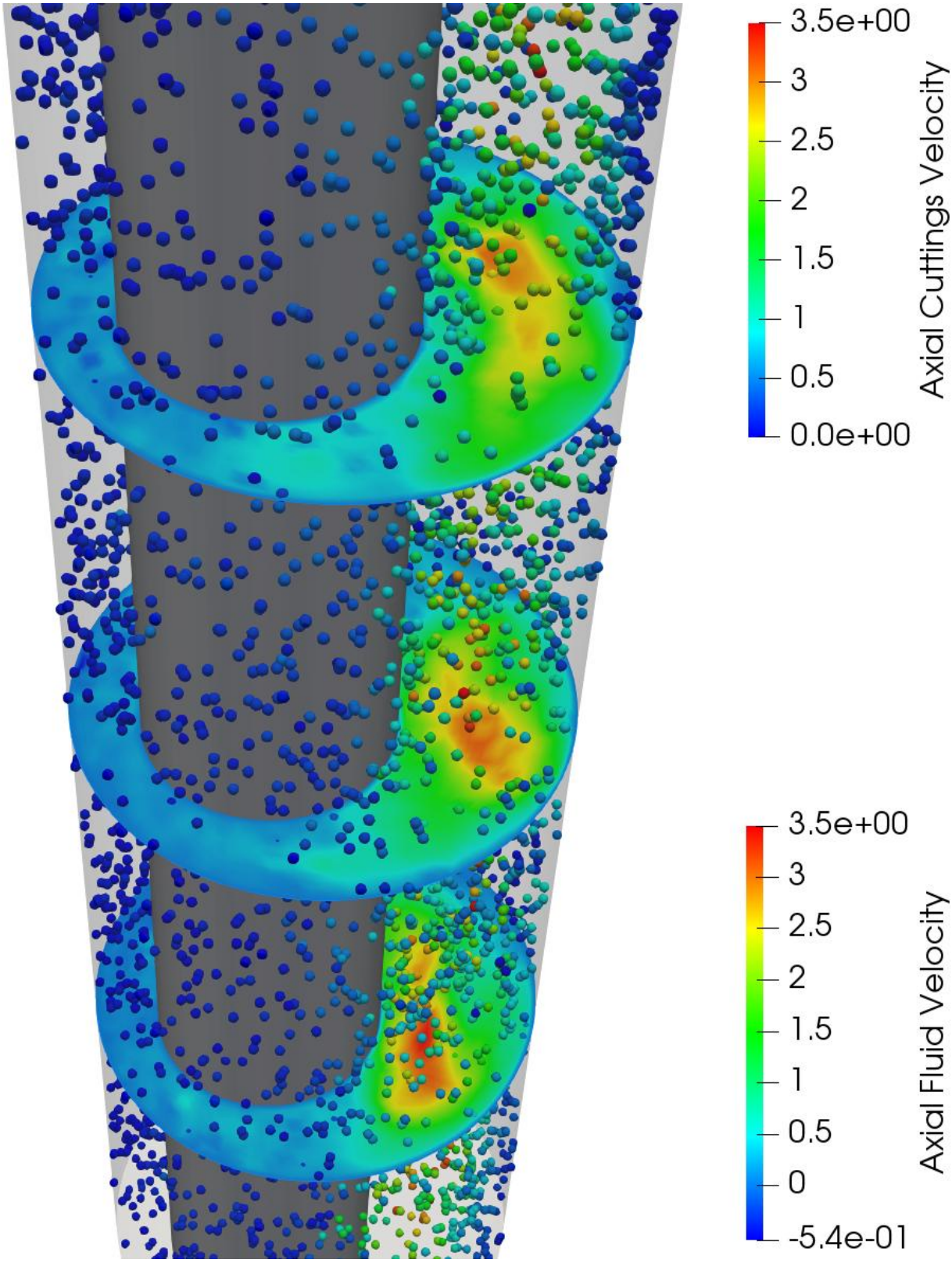
K. Skinder[1,2], D. Abi Mosleh[2], K. Shahid[3], G. Brenner[2]
[1]TU Clausthal/Institute of Applied Mechanics, Fluid Mechanics, Clausthal-Zellerfeld, Germany, [2]TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld, Germany, [3]Drilling Simulator Celle, Celle, Germany

Efficient cuttings transport is a critical factor for the safety, cost-efficiency, and success of drilling operations, particularly in geothermal and other subsurface energy projects. Predicting cuttings transport dynamics and associated pressure losses in real time poses significant challenges due to the complex multiphase flow interactions between drilling fluid and solid particles in the wellbore. High-fidelity CFD-DEM (Computational Fluid Dynamics / Discrete Element Method) simulations allow detailed resolving of these multiphase flow phenomena at the particle scale, but come at prohibitive computational costs: simulating one minute of real-time cuttings transport can require hours to days of calculation depending on resolution and particle load.

In this work, we begin by outlining the numerical methods employed in the CFD-DEM simulations, which are based on an Euler-Lagrange approach resolving flow and particle interactions. We then demonstrate how high-resolution CFD-DEM simulation data can be used to develop efficient surrogate models for cuttings transport. By systematically varying key input parameters, such as flow rate, drill string rotation, well inclination, cuttings size and concentration, within realistic ranges, we aim to cover the relevant parameter space. The resulting detailed datasets reveal the relationships between operating conditions and critical transport metrics such as cuttings velocities and pressure losses.

Subsequently, these data serve as a training basis for reduced-order models employing various machine learning approaches, enabling predictions of cuttings transport and pressure loss during drilling. Such reduced models maintain necessary physical fidelity while offering computational performance suitable for integration into real-time drilling simulators. These simulators can incorporate cuttings transport models either standalone or coupled with other process models, such as rate-of-penetration (ROP) estimators and thermal models, supporting optimized drilling control strategies.

DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung 2026



Example of CFD-DEM calculation result for vertical transport with eccentric drill string

Aspekte bei der Umwidmung von untertägigen Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern

C. Freese[1], M. Amro[2]
[1]TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Freiberg, Germany, [2]TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, Germany

Während sich die Welt von fossilen Brennstoffen hin zu einer nachhaltigeren und kohlenstoffärmeren Zukunft entwickelt, wird Wasserstoff zu einem wichtigen Bestandteil des Energiemixes.
Als Ziel der Energiewende hat die Deutsche Bundesregierung die Reduzierung der nationalen Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % und bis 2040 um 88 % formuliert - mit dem ehrgeizigen Ziel ab 2050 eine negative Emissionsbilanz an zu streben. Dafür müssen die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden um im Jahr 2030 mit einem Anteil von 80 % zur Energieversorgung beizutragen. Dieses Ziel ist ohne eine deutliche Zunahme an Energiespeichern nicht zu erreichen, da erneuerbare Energien systembedingt starken Schwankungen unterliegen.

Ein geplanter Weg ist die Erzeugung von Wasserstoff aus Überschußstrom, der dann bis zum Verbrauch gespeichert werden soll. Da Deutschland schon jetzt über sehr große Speicherkapazitäten für Erdgas verfügt, und im Zuge der Energiewende eine schrittweise Abkehr von fossilen Energieträgern geplant ist, werden in den nächsten Jahren Erdgasspeicher auf Wasserstoffbetrieb umgestellt. Im Vorfeld der Umstellung sind jedoch die unterschiedlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften zu beachten, die Auswirkungen auf die obertägigen Ausrüstungen aber auch auf den Speicherbetrieb selbst haben. In dem Vortrag wird auf die wichtigsten Unterschiede bei den Eigenschaften eingegangen und die daraus resultierenden Konsequenzen für den Speicher wie z.B. den Joule-Thomson Koeffizient oder die benötigte Kompressionsarbeit.

Im zweiten Teil des Vortrages wird über die Möglichkeiten von Laboruntersuchungen zur Ermittlung der Dichtheit von Bohrlochzementation, Salzgestein und Caprock gegenüber Methan und Wasserstoff berichtet. Es wird gezeigt, wie nicht nur die Dichtheit der reinen Komponenten, sondern auch von Verbundproben untersucht werden können.

Anhand von realen Messungen werden ausgewählte Ergebnisse von Laboruntersuchungen zur Dichtheitsbestimmung unterschiedlicher Materialien diskutiert.

Life extension of natural gas storage facility through use of downhole straddles to maintain well integrity

O. Carver, S. Reynolds, L. Corbett, C. McMichael
AtkinsRéalis, Glasgow, United Kingdom

The Atwick natural gas storage facility, in East Yorkshire, UK, has been operational since 1980s and consists of 9 salt caverns providing a combined storage volume of 309 million standard cubic meters of gas. Despite its age, the facility continues to successfully operate where a thorough approach to asset management has been adopted. One of the key aspects of this is the management of Well Integrity, ensuring that the condition of all wells is monitored, assessed and remediation measures taken where necessary.

Most of the wells at Atwick incorporate a moving seal assembly above the production packer to minimise thermal loads on the packer and completion during import and export. The effectiveness of the dynamic seal is known to deteriorate over time and has resulted in Sustained Annulus Pressure in some Atwick wells due to their age. Historically, the operator deployed ‘straddles’ into the wells which create a seal above and below the leak point, therefore re-establishing the barrier between the tubing and annulus.

The use of straddles is considered a relatively cost-effective method of well remediation where the ultimate alternative is the full recompletion of the well which is both a significant cost and in the case of these wells would require cavern rewatering. However, with a finite design life, it is necessary to continue to monitor straddle integrity and be prepared to replace these as required.

In 2024 / 2025 a straddle replacement and installation campaign on three wells, Atwick 3, 7 & 8, accounting for ~34% of the sites total storage capacity was undertaken successfully. The lessons that were learned in the planning, design and enactment of the operations are considered to be valuable to the wider industry, especially when focused on extending asset life. This presentation aims to present the following key points:
1) Summary of Atwick site history and well design of 3, 7 & 8
2) Overview of key considerations in asset life assessment, well integrity management and use of straddles in gas storage salt caverns.
3) Summary of straddle design and operations planning.
4) Adaption of detailed design to dynamic operational and execution schedule, incl. risk management
5) Summary of straddle installation works including key insights and learnings applicable to wider industry
6) Summary of key conclusions

Datengrundlagen zur Bestimmung tiefengeothermischer Potenziale als teilautomatisierte Steckbriefe für Gemeinden in Niedersachsen

Robert Schöner, Wolfgang Wirth, Roberto Pierau, Arvid Neumann, Elke Himmerkus, Stefan Lubeseder
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover, Deutschland

Kurzfassung

Kommunen in Niedersachsen benötigen verlässliche Datengrundlagen, um für ihre Wärmeplanung tiefengeothermische Potenziale ermitteln zu können. Dabei greifen Sie auf kostenfreie Informationsangebote des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) zurück. Um den Zugang zu diesen Informationsangeboten zu erleichtern, entwickelt das LBEG Gemeindesteckbriefe, die relevante Daten für die Bewertung tiefengeothermischer Potenziale gebündelt bereitstellen. Diese Steckbriefe basieren auf digital verfügbaren Informationen, enthalten Angaben zu geologischen und geophysikalischen Daten, Tiefbohrungen und bestehenden Bergbauberechtigungen, und werden derzeit bezüglich einer ersten Einschätzung der Eignung ausgewählter geologischer Horizonte für eine geothermische Nutzung weiterentwickelt. Über eine Online-Anwendung im NIBIS® Kartenserver können Kommunen jederzeit aktuelle, standortspezifische Informationen abrufen und als Grundlage für weiterführende Planungen nutzen.

Einführung

Zahlreiche bisherige Bemühungen zur Umsetzung von Tiefengeothermievorhaben in Niedersachsen gehen von kommunaler Ebene aus. Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) und das Niedersächsische Klimagesetz (NKlimaG) verpflichten Einheits- und Samtgemeinden in Niedersachsen, Wärmepläne zu erstellen und die Wärmeplanung als Daueraufgabe zu verankern. Zur Tiefengeothermie als einer möglichen, klimaschonenden Wärmequelle können die Kommunen dabei bereits jetzt auf das Informations- und Beratungsangebot des Niedersächsischen Geothermiedienstes zugreifen, das über die Internetseite des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und den NIBIS® Kartenserver (2026) kostenfrei zur Verfügung steht.

Um Kommunen die Berücksichtigung der Tiefengeothermie bei ihren Planungen zu erleichtern, werden am LBEG derzeit Gemeindesteckbriefe mit Datengrundlagen zur Bestimmung tiefengeothermischer Potenziale entwickelt. Mit diesen Steckbriefen werden die Kommunen vom LBEG aktiv auf die Möglichkeiten der Tiefengeothermie in ihrer Region aufmerksam gemacht und es entfällt die sonst notwendige Suche nach den benötigten Informationen.

Aufbau und Inhalt der Steckbriefe

Die Steckbriefe beinhalten passgenau diejenigen Informationen aus dem vielfältigen Informationsangebot des LBEG, die als eine Grundlage für die Einschätzung benötigt werden, ob Investitionen in weiterführende Studien zu tiefengeothermischen Nutzungsmöglichkeiten sinnvoll erscheinen. Wenn solche Studien, wie beispielsweise eine Machbarkeitsstudie, beauftragt werden, dient die in den Steckbriefen enthaltene Datenübersicht als Grundlage für die konkrete standortbezogene Bewertung

tiefengeothermischer Potenziale, die grundsätzlich unter gleichzeitiger Berücksichtigung der lokalen Geologie und der geplanten Wärmeabnahme durch ein geeignetes Ingenieurbüro vorgenommen werden muss.

In einem ersten Schritt wurden die bereits digital in geeigneten Formaten verfügbaren Informationsgrundlagen des LBEG im Rahmen einer Online-Anwendung zu einem automatisierten Steckbrief zusammengestellt. Dieser enthält neben allgemeinen Informationen zur Tiefengeothermie Hinweise auf explorationsrelevante Gesteine für die hydrothermale Tiefengeothermie im Gemeindegebiet, zu verfügbaren 3D-Modellen, Geophysikdaten und Tiefbohrungen sowie zu bestehenden Bergbauberechtigungen für Erdwärme. Bei Änderungen der Datengrundlagen, beispielsweise durch die Ablieferung neuer Seismik-Daten an das LBEG oder bei Wegfall einer bestehenden Bergbauberechtigung, werden die entsprechenden Kartenebenen des NIBIS® Kartenservers aktualisiert. Die Online-Anwendung greift bei jedem Abruf auf die aktuellen Kartenebenen zu. Damit ist sichergestellt, dass die Gemeindesteckbriefe nicht veralten.

In einem zweiten Schritt werden derzeit erste Einschätzungen von Reservoirqualitäten erarbeitet und sukzessive in die Steckbriefe integriert, um den Gemeinden ein möglichst aussagkräftiges Werkzeug für die weitere Planung an die Hand zu geben. Diese Auswertungen orientieren sich in erster Linie an den bereits bekannten explorationsrelevanten Gesteinen für hydrothermale Tiefengeothermie in Niedersachsen (NIBIS® Kartenserver 2023). Sie verwenden digital verfügbare Schichtenverzeichnisse und Bohrlochmessungen aus Tiefbohrungen der Kohlenwasserstoff-Exploration und -Gewinnung, extrahieren daraus die für die Geothermie relevanten Informationen und liefern als Schlussfolgerung – unter Berücksichtigung der Datenverfügbarkeit, der Datenqualität und der damit verbundenen Unsicherheiten – eine erste Einschätzung der Reservoirqualitäten für jedes Gemeindegebiet. Damit wird gleichzeitig einer der Forderungen der Geothermiebranche an die geologischen Dienste nach einem verbesserten Zugang zu qualitativ hochwertigen Daten der Kohlenwasserstoff-Industrie Rechnung getragen.

Die Online-Anwendung ist über den NIBIS® Kartenserver (2026) des LBEG verfügbar und erzeugt jeweils aktuelle Informationsgrundlagen für jedes Gemeindegebiet zum Zeitpunkt des Abrufs.

Schlussfolgerung

Mit der Online-Anwendung der Gemeindesteckbriefe stellt das LBEG ein praxisnahes, immer aktuelles und niedrigschwelliges Instrument bereit, um Kommunen die Bewertung tiefengeothermischer Potenziale deutlich zu erleichtern. Die Anwendung unterstützt die Kommunen in dem Prozess, weiterführende Planungen für Tiefengeothermievorhaben in geologisch günstigen Gebieten zu initiieren.

Quellen

NIBIS® Kartenserver (2023): Übersichtskarte Explorationsrelevanter Gesteine für hydrothermale Geothermie in Niedersachsen.– 1: 500.000 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover.

NIBIS® Kartenserver (2026): Themenkarten Bergbau, Geologie, Geophysik und Tiefbohrungen.– Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Hannover.

Emissions management with ZEMPS - Zero Emission Mobile Power Supply

A. NIjenhuis, T. Schreuder
Well Gear B.V., Westerbork, The Netherlands

Emission management is a critical element for well operators attention seeking regulatory approval for wellsite operations. Wells close to residents have to take into consideration noise and light, wells in environmentally sensitive areas can have strict limits on NOX emissions and locations designated as Natura 2000 (in The Netherlands) demand zero emissions which present well owners and well service providers with a new operational challenge across the complete workscope from logistics, execution to demobilisation. While progress has been made in the industry to operate wellsite equipment from grid power, often wellsites may be disconnected from the grid or insufficient grid power exists to run the operation. A solution to overcome this problem was necessary.
ZEMPS is WellGear's Zero Emission Mobile Power Supply which can provide the solution, by supporting existing grid connections or allowing operations to commence independantly from a grid connection. Selection of the correct equipemt can then resulting in an emission free wellsite.
This presentation will provide an overview of the cause, scope and relevance of the innovation, its implementation and how this technology can transform power generation to a wider audience.

Low Friction Centralizer Technology for ERD Wells - Lessons Learned from the Longest Wells Worldwide

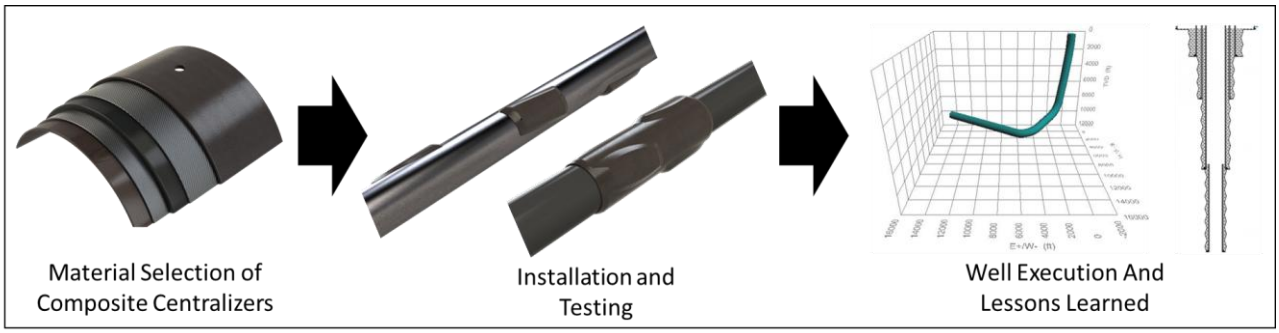
N. Romanowski*[1], D. Levie*[2], C. Raszczyk*[3]
[1]Maxwell Oil Tools GmbH, Herford, Germany, [2]Maxwell Oil Tools GmbH, Dammam, Saudi Arabia, [3]Maxwell Oil Tools GmbH, Abu Dhabi, United Arab Emirates

*Contributed equally

The technical limits of well construction are being pushed further than ever before. Wells are not only becoming longer and deeper, but are also being drilled in subsurface environments that were considered very difficult in the past. Here, low-friction centralizers play a crucial role in wellbore completion, especially for extended reach drilling (ERD) wells. Besides the low friction - that can result in significantly less drag - other important factors such as hydraulics, cementation, corrosion, stiffness, wear resistance, operational efficiency and safety aspects have to be considered in the development of fit-for-purpose low friction composite centralizers.

[ReferenceOne] and [ReferenceTwo] describe the development, design and enhanced testing, manufacturing and installation of non-metallic composite centralizers. Combined with [ReferenceThree] - presenting the longest wells that have been drilled worldwide with more than 50,000ft or 15,000m measured depth - and similar insightful ERD case studies, this paper highlights the technical challenges, solutions and future opportunities of non-metallic composite centralizers in extended reach wells and other well construction areas. Continuous research and lessons learned from actual wells indicate further improvement potential for this novel centralizer material and design to push the boundaries in well construction further.

DGMK/ÖGEW Frühjahrstagung 2026



Low Friction Composite Centralizers - Design, Manufacturing, Installation and Well Execution

References:

[ReferenceOne] Christoph Raszczyk; David Levie , (2024), Introduction of a New Friction and Wear Testing Method to Set New Standards for Low Friction Centralizers , Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, https://doi.org/10.2118/222328-MS, ADIPEC, Maxwell Oil Tools

[ReferenceThree] Panga, Mohan, Pace, David, Mohamed, Abdulla Abdo, Al Hammadi, Fatima, Wills, John Andrew, Davis, Josh, and Jonathan Marsh, (2024), Lessons Learned in Drilling and Completing World Record Length Wells in a Giant Middle Eastern Carbonate Reservoir, Society of Petroleum Engineers, Abu Dhabi, https://doi.org/10.2118/222862-MS, ADIPEC

[ReferenceTwo] Romanowski, Levie, Raszczyk, (2025), State-of-the-Art Composite Centralizer Design - From Unique Lab Testing And Customized Engineering Software To Successful Case Studies In ERD Wells, Society of Petroleum Engineers, ATCE 2025, Houston, https://doi.org/10.2118/222328-MS, ATCE, Maxwell Oil Tools

Selective CO_2 Hydrogenation to Short-Chain Alkenes over Ruthenium-Based Catalysts

T. E. Müller[1], K. Laichter[1], M. Hebenbrock[1], V. Hagen[2]
[1]Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau / Carbon Sources and Conversion, Bochum, Germany, [2]Rubokat GmbH, Bochum, Germany

The conversion of carbon dioxide into value-added chemicals is a key element of future carbon capture and utilization (CCU) strategies. In this context, the selective hydrogenation of CO_2 to short-chain alkenes represents an attractive but highly challenging pathway, as it requires controlled C–C coupling while suppressing over-hydrogenation and methane formation.

This contribution investigates the selective hydrogenation of CO_2 to short-chain alkenes (C_2–C_6) over ruthenium-based catalysts, with a particular focus on catalyst composition, reaction conditions, and selectivity control. Monometallic Ru catalysts as well as bimetallic Ru/Fe systems were studied in a laboratory-scale tubular fixed-bed reactor under elevated pressure using CO_2/H_2 and $CO/CO_2/H_2$ feed mixtures. The influence of temperature, residence time, pressure, and feed composition on conversion and product distribution was systematically evaluated. Complementary transient screening experiments were employed to rapidly assess catalyst performance and support the interpretation of selectivity trends observed under continuous operation.

The results demonstrate that targeted catalyst modification is crucial for steering selectivity toward short-chain alkenes. Alkali promotion significantly enhances alkene selectivity, while iron incorporation enables effective CO_2 utilization through an integrated reverse water–gas shift functionality. Continuous-operation experiments confirm stable catalyst performance within a well-defined but technically accessible operating window. Kinetic analyses reveal comparable apparent activation energies for alkene and alkane formation, indicating a shared rate-determining step and highlighting the importance of precise reaction control.

Experimental data were coupled with reactor and process simulations to assess the impact of heat management, recycle strategies, and process integration on achievable yields under idealized process assumptions. The combined experimental–modeling approach provides insight into the trade-offs between conversion, selectivity, and reactor operability, which are critical for the future development and scale-up of CO_2 hydrogenation pathways.

Overall, the results demonstrate that ruthenium-based catalysts enable selective CO_2 hydrogenation to short-chain alkenes when catalyst design and process conditions are carefully aligned. The presented approach contributes to the development of CCU pathways that move beyond single-carbon products and highlights the potential of selective CO_2 hydrogenation as a building block for defossilized olefin value chains.

Environmental Assessment of CO_2-Based Pathways to Short-Chain Alkenes

M. Hebenbrock[1], V. Hagen[2], T. E. Müller[1]
[1]Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau / Carbon Sources and Conversion, Bochum, Germany, [2]Rubokat GmbH, Bochum, Germany

The defossilization of olefin production requires not only selective catalytic routes but also a comprehensive assessment of their environmental performance at the system level. In this contribution, an environmental life-cycle-based evaluation of CO_2-based pathways to short-chain alkenes is presented, focusing on the integration of catalytic CO_2 hydrogenation into future carbon capture and utilization (CCU) value chains.

Process data derived from laboratory-scale experiments on ruthenium-based catalysts were combined with reactor and process simulations to derive mass and energy balances for CO_2 hydrogenation routes to C_2–C_6 alkenes. These data formed the basis for a cradle-to-gate life cycle assessment (LCA), benchmarked against conventional fossil-based olefin production. Current scenarios assuming grid electricity and industrial CO_2 sources indicate a higher carbon footprint for CO_2-based pathways due to the significant energy demand for hydrogen production.

Scenario analyses highlight that the environmental performance is strongly governed by the availability of renewable electricity, green hydrogen, and closed-loop CO_2 supply. Under idealized future conditions, the results indicate that CO_2-based alkene production can approach or even outperform conventional routes in terms of global warming potential. Sensitivity analyses within the LCA framework identify hydrogen sourcing, process efficiency, and heat integration as key levers for further improvement.

The results underline that catalytic advances must be accompanied by system-level optimization to realize the full potential of CO_2 utilization. By embedding selective CO_2 hydrogenation into integrated CCU infrastructures, short-chain alkenes can evolve into sustainable carbon carriers within defossilized chemical value chains. The poster provides a quantitative framework for evaluating the environmental relevance of emerging CO_2-based olefin technologies and supports transparent assessment of pathways toward industrial implementation.

DemoCELL – Geothermisches Potenzial des Rhätsandsteins im Großraum Celle

F. Käsbohrer[1], M. Franz[1], O. Höhn[2], R. Biedorf[2]
[1]Georg-August-Universität Göttingen, Göttingen, Germany, [2]Baker Hughes INTEQ GmbH, Celle, Germany

In Norddeutschland werden hydrothermale Reservoire bereits seit über 30 Jahren für die Gewinnung von Erdwärme mittels Bohrungsdubletten erschlossen. Mehrere Beispiele, insbesondere in Mecklenburg-Vorpommern, zeigen die Möglichkeit des langfristig wirtschaftlichen Dublettenbetriebs für die kommunale Fernwärmeversorgung. Die dabei gewonnenen Erfahrungen in der Erkundung und Erschließung hydrothermaler Reservoire sollen im FuE-Verbundvorhaben DemoCELL für die geothermische Standortentwicklung im Großraum Celle genutzt werden. Aufgrund der intensiven Erkundung auf Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in den 1950er bis 1980er Jahren liegen im Großraum Celle umfangreiche Bohrungs- und Seismikdaten gebietsweise in hoher Dichte vor. Dieser Beitrag präsentiert erste Ergebnisse der Reservoircharakterisierung des Rhätsandsteins am Standort Ahnsbeck bei Celle.

In einem ersten Schritt hat das DemoCELL-Konsortium, bestehend aus der Baker Hughes INTEQ GmbH und der Georg-August-Universität Göttingen, am Standort Ahnsbeck mit der Testbohranlage BETA den Mittelrhäthauptsandstein in einer Tiefe von 2500 m erfolgreich erschlossen und komplettiert. Dabei konnte ein über 100 m langer Bohrkern aus dem Mittelrhät gewonnen werden, der den Mittelrhäthauptsandstein mit 44 m Mächtigkeit erschlossen hat. Die Nettoreservoirmächtigkeit von 38 m und die hohe mittlere Permeabilität von ca. 600 mD (Plug-Messungen) tragen zu einer Transmissivität von ca. 23 Dm bei. Die hohe Durchlässigkeit wurde auch durch hydraulische Tests nachgewiesen, die einen Produktivitätsindex von >50 $m^3/(h \cdot MPa)$ und eine Temperatur von 113°C belegen.

Die Bohrung Beta 1j ist die erste fündige Geothermiebohrung Niedersachsens. Aktuell wird die Eignung des Rhätsandsteins an weiteren Standorten im Großraum Celle sowie Sandsteine der Unterkreide als zweite Erschließungsoption untersucht. Im Ergebnis wird das Vorhaben DemoCELL die für eine optimale geothermische Standortentwicklung im Großraum Celle benötigten Daten bereitstellen und Vorzugsstandorte für die Erschließung ausweisen.