



2024-1 Tagungsbericht

DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung

Shape up the subsurface industry for a changing energy
landscape

ÖGEW



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, 2024

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: LiteHeavy/Shutterstock

ISSN 1433-9013

ISBN 978-3-947716-61-6

<https://www.dgmk.de>

Inhaltsverzeichnis

Seite

Underground Storage Technology

Die Dimensionierung von Gasspeicherkavernen im Steinsalz unter Berücksichtigung von thermisch induzierten Infiltrationsrissen <i>B. Leuger, L. Baumgärtel, F. Körner, D. Zapf</i>	01
Anforderung, Entwicklung und Einsatz von Untertageausrüstung für die Wasserstoffspeicherung LAET – Lastabfang- und Abdichtelemente für Tiefbohrungen (Doppelrohrschuh) <i>K. Pfeifer, Th. Faber, D. Maut</i>	09
Planung und Durchführung einer Kavernenverwahrung am Beispiel der Ölspeicherkaverne K603 Wilhelmshaven-Rüstringen <i>K. Schippers, S. Emmerlich, J. Langer, R. Schäfer, M. Simon</i>	18
Implementation of the gas cap utilization concept of the 16.TH as peak underground gas storage <i>D. Zabel, N. Baric, S. Kreiger</i>	31

Digital Transformation

Seismische Interpretation mit künstlicher Intelligenz (KI) – Chancen und Risiken beim Einsatz für Exploration, Feldesentwicklung und CO2 Speicherung <i>N. Grobys</i>	45
Automating the well workover candidate identification process in one of Europe’s largest onshore oil fields, Matzen <i>K. Verbole Ilijev, M. Vögele, I. Tishchenko, E. Avbelj, S. Hercus, A. Payer-Moser, M. S. Eichinger-Klemm</i>	46
Digitale Evolution in maturen Ölfeldern: ONEOs Effizienzsteigerung durch gezielte Digitalisierung <i>S. Egger</i>	51
Data-Driven Future: Wintershall Dea’s OSDU Data Platform Deployment Strategy <i>de Groot, M., Mackie, S., Klein Th.</i>	52

Geoscience

- Geomechanical-numerical models without stress magnitude data** 53
M. Ziegler, O. Heidbach
- Petrography-based workflow on drill cuttings in combination with borehole gamma ray data, and pXRF on reservoir rocks from the Vienna Basin Flysch Play** 60
J. A. Ölmez, B. Busch, R. Möbius, K. Dasgupta, A. L. Gauer, F. Tosoratti, C. Hilgers

HSE

- HSE Management in einem kleinen E&P-Unternehmen – Herausforderungen, Lösungen & Chancen – ein Erfahrungsbericht** 61
S. Seidl
- Wie lassen sich NORM- und quecksilberhaltige Schlämme sicher und nachhaltig beseitigen?** 65
B. Sonnenberg
- Verantwortungsvoller Umgang mit Altlasten am Beispiel Wietze** 66
N. Delling, P. Eckardt
- Krisenzeiten bewältigen: Die ISO 45003 als Chance für den Arbeits- und Gesundheitsschutz durch die Betrachtung psychischer und sozialer Risiken** 67
P. Elster

Underground Storage

- Nutzung eines ehemaligen Gasspeichers für die Aquifer-Wärmespeicherung** 74
T. Tischner
- Einfluss der Reservoirpermeabilität auf gasbasierte Temperaturspeicherung** 75
D. Bücken, T. Backers

Methane Emission

- Welche Auswirkungen hat die EU-Methanverordnung auf die Öl- und Gasindustrie, die Energieversorgung und die chemische Produktion?** 81
M. Neupert
- Transition of the Energy Sector towards Methane Emissions Monitoring and Reduction based on emerging frameworks** 82
G. Kotsiopoulou

Mit Technologie und Teamgeist – effiziente und zielgerichtete Reduktion von Methanemissionen	83
<i>J. Brandtner, J. Schmitt, P. Weustermann</i>	

Petroleum Engineering

Barenburg EOR Pilot: from Theory to Practice	84
<i>T. Vielhauer, J. Plenge, F. Fazeli</i>	

Data-Driven improved Waterflood Management in Various Types of Oil Fields: The Use Case for Streamline Surveillance	85
<i>S. Salchenegger, D. Oliva Marti, A.-M. Burchisis, A.-C. Popa</i>	

Development Concept of the Hot Water Development project in the Oilfield Emlichheim	86
<i>S. Künckeler, H. Beckmann, D. Prasno</i>	

Performing while Transforming

New Way of Production Field Optimization while Transforming	87
<i>M. Seywald</i>	

Innovationsdiffusion in der Nachnutzung von Bergwerksflächen als Treiber für Klimaneutralität und Transformationsprozesse	88
<i>J. Haske, T. Rudolph</i>	

Geothermal Energy

Analytical and Numerical Calculation of Heat Transfer in Geothermal Systems for Energy Storage and Extraction	90
<i>S. Mohammadi, G. Brenner</i>	

Erschließung des Bergwerks Bochum Dannenbaum zur Wärme- und Kältenutzung: Bohren und Pumpversuche	91
<i>D. Teza, D. Boernecke, K. Appelhans, F. Jagert, J. Raube, E. H. Saenger</i>	

Case Study “Zechstein Geothermal Water”	92
<i>F. Schroers, U. Alt-Epping, K. K. Oezcubukcu</i>	

Extraction of raw materials from geothermal fluids - A review of the BrineMine Project	93
<i>V. Goldberg, D. Winter, J. Koschikowski, T. Kohl, F. Nitschke</i>	

Energy Storage

- Numerical simulation study for the evaluation of the UHS pilot test HySTORAGE** 97
S. Hogeweg, B. Hagemann, G. Strobel, C. Kosack, L. Ganzer
- Standardization in biocorrosion management in gas and hydrogen storage – status quo and recent developments** 98
L. Dengler, G. Schmid, A. Koerdt, A. Böllmann, A. Kaul
- Laboruntersuchungen zu den mechanischen Eigenschaften und der Gasdichtheit von Bohrlochzementen und Casing-Zementation-Steinsalz-Verbundsystemen für Salzkavernen** 100
T. Pan, K.-H. Lux, R. Wolters-Zhao, U. Düsterloh
- Comparison of natural gas and hydrogen withdrawal profiles of subsurface porous storage sites** 118
C. T. Lüddecke, B. Hagemann, L. Ganzer

Production Engineering

- Managing Mature Oil Fields – LTO/Technologie - Bau der „Emlichheim-Pipeline“, Einsatz neuer Materialien für den Transport von Lagerstättenwasser** 126
J. Nolle, Th. Späth
- Einsatz von KWK Konzepten - Erfahrungen in Bezug auf den Betrieb von CoGen- und BHKW Technologie** 129
T. Ladewig
- Innovative Lösungen für die neue Leitwarte der Wintershall Dea Deutschland – Zukunftsweisende Gestaltung der Bedien- und Beobachtungsebene durch Nutzung standardisierter IT-Komponenten** 130
S. Schröder, O. Schierenbeck, J. Kaluza

Geothermal Energy / Geothermal Risking

- Ein DGMK/BVEG Leitfaden zur Bewertung Tiefer Geothermischer Projekte** 133
G. Hollmann, J. Böhner, A. El-Alfy, A. Fischer-Erdsiek, I. Forstner, S. Homuth, S. Kuchling, M. Meirich, A. Möhring, O. Ritzmann, J. Schönherr, J. Uhde
- Challenges when applying classic O&G flow assurance know-how to geothermal energy harvesting systems.** 136
J. Badstoeber, T. Schroeckenfuchs
- Numerical modelling of the stress field in the Hanover area** 137
B. Bohnen, D. Bücken, H. Falk, T. Meier, A. Rogers

Radiogenic heat production of subsurface crystalline rocks calculated from core gamma-ray logging data, Bohemian Massif, Austria – first results	142
<i>W. Hujer, G. Tari</i>	

CCS

CO₂ storage potential in Austria and its competitive subsurface usage	147
<i>J. Kulich, H. Ott</i>	
Bildungs- und Zerfallsbedingungen von Gashydraten bei CO₂-Injektionen in ausgeförderten Erdgaslagerstätten	148
<i>A. Tamaskovics, N.-A. Kummer, M. Amro, H. Alkan</i>	
Scaling of Viscous-Unstable CO₂-Brine Displacement	151
<i>H. Ott, O. Amrollahinasab, S. Berg</i>	
How proper CO₂ compressor selection can improve the economics on CCUS	152
<i>P. Adam, L. Biyikli</i>	

H₂ Storage

Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn - Demonstration of a Hydrogen Storage Solution	153
<i>S. Boor, M. Strzeja, J. Kepplinger, N. Weber</i>	
Setups of microbial hydrogen consumption experiments: advantages and disadvantages	169
<i>L. Krasper, M. Wagner</i>	
Sensitivity Analysis and Simulation of Underground Hydrogen Storage in the Lehen Field, Upper Austria	170
<i>M. Abdellatif, S. Azizmohammadi, G. Stiedl, P. Jasek, H. Ott, M. Pichler</i>	
HySTORAGE: Assessment of underground hydrogen storage performances during first pilot test phase	176
<i>G. Strobel, C. Kosack, G. Dietzsch</i>	

Drilling Technology

Applying Large-Bore Expandable Liner Hangers in Complex Gas Wells in Germany	177
<i>L. Bierenriede, B. de Vries</i>	
Ultra-high temperature Logging-While-Drilling tools and Pressure-While-Drilling (PWD) applications in high temperature geothermal wells	187
<i>D. Di Tommaso</i>	

Urban Drilling Rigs – Entwicklung und Validierung neuer innovativer Bohranlagentechnologien für den Einsatz im innerstädtischen Raum <i>T. Trauth, J. Binder</i>	198
Numerische Mehrphasen-Simulationen für einen digitalen Zwilling des Bohrprozesses bei Geothermieprojekten <i>K. Skinder, H. Ibrahim, G. Brenner</i>	199

Postersession

Running an Extremely Long 4-1/2. Liner in a Highly Deviated Gas Well <i>L. Bierenriede, F. Pienaar</i>	201
Geochemical reactivity of hydrogen with Buntsandstein sandstones under reservoir conditions: implications for underground hydrogen storage <i>C. Cheng, B. Busch, A. Kontny, C. Hilgers</i>	213
Experimental investigation of capillary entry pressure for caprock sealing capacity in CCS <i>S. Pang, B. Hagemann, N. Langanke, L. Ganzer</i>	214
Unlocking Tomorrow's Energy: Utilizing lithium reserves from disregarded partners - oil and gas deposits <i>L. Gevorgyan, R. Haseneder</i>	221
Bodenbewegungsmonitoring 4.0 – Ein Ansatz für die Wasserstoff-Kavernenspeicher der Zukunft? <i>T. Rudolph, A. Mütterthies, C.-H. Yang, P. Goerke-Mallet</i>	223
Eine neue Quartärbasis für Niedersachsen – Umgang mit heterogenen Eingangsdaten und erste Ergebnisse <i>J. Meinsen, I. Bruns, K. Fischer, M. Helms, S. Sattler, R. Schöner</i>	224
Datenlenker der Zukunft: Wie ein dediziertes Team, KI-Magie und kluges Informationsmanagement das Daten-Chaos bezwingen! <i>T. Fischer, F. Albus, H. Ayad, I. Ulumaskan</i>	228
Advanced inline inspection techniques as a vital element to manage safely the transition of storage infrastructure to a hydrogen economy <i>F. Bruening, D. Sandana</i>	229
Fast mass transfer processes of interfering trapped CO₂-clusters at reservoir conditions: Experiment and Theory <i>H. Geistlinger, B. Zulfiqar, M. Amro</i>	230
Mechanical dispersion in UHS: Insights from laboratory experiments on hydrogen-methane interactions <i>J. Michelsen, B. Hagemann, L. Ganzer, M. Pichler, A. Andiappan</i>	239
Fast swelling effect of light oil/n-decane under reservoir conditions: Combined Micro-CT and Pressure-decay experiments <i>B. Zulfiqar, H. Geistlinger, M. Amro</i>	247
Phase Interactions during Geological Carbon Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs <i>S. Golmohammadi, S. Reichmann, C. Freese, M. Amro</i>	256

Well integrity wireline logging importance thru the geothermal wells, a novel of past and present evaluation methods	262
<i>M. Pawlowski</i>	
Beitrag der H₂-Kavernenspeicher in Niedersachsen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft	265
<i>J. Sun-Kurczinski, K.-H. Lux, T. Pan</i>	
Hydrogen-driven microbial redox reactions in deep geosystems relevant for hydrogen storage	280
<i>M. Krüger, A. Dohrmann</i>	
Microbial risk assessment for underground hydrogen storage in Europe - EU project HyLife	281
<i>P. Bombach, A.-S. Biwen, K. Cerna, J. Riha, V. Hlavackova, K. Fadrhonc, N. Paltrinieri, K. Kyaw, A. Oust, S. Rad, S. Stephant, M. Caroline, D. Ropers, A. Belcour, H. de Jong, J. Tremosa, N. D</i>	
Abschätzung der potenziellen spannungsbedingten Permeabilitätsverbesserung für die Bewertung von geothermischen Lagerstätten	283
<i>W. A. Heins, H. R. Leah, P. J. Webb, C. J. Hill</i>	
Geothermal potential of Mesozoic carbonates on the example of the Rüdersdorf Formation (“Schaumkalk”, Lower Muschelkalk): opportunity or not?	285
<i>F. Käsbohrer, M. Franz</i>	
Verletzungen vermeiden dank arbeitssicheren und querkraftfreien Verschrauben	286
<i>P. Junkers</i>	
Analyzing the Effect of Torque on Stick Slip Drilling Vibrations: A Numerical Simulation Study	287
<i>C. Ejike, A. Khizar, C. Teodoriu</i>	
A Discussion of Drilling and Well Control Simulators: past present and future	291
<i>S. Lawer Avinu, K. Abid, C. Teodoriu</i>	
Why do Downhole Materials Thermal Properties matter in Geothermal Well Construction?	296
<i>A. Toledo Velazco, K. Abid, C. Teodoriu</i>	
A Discussion of the Cementless Well Construction an the impact towards Well Integrity	300
<i>K. Abid, C. Teodoriu</i>	
Case Study of 3D Geomechanical Model of Salt Dome in North German Basin	304
<i>J. Diessl, H. Stockhausen, E. Kårstad, M. Bruno, J. Vickers, A. Kellner</i>	
Reservoir Simulation Studies in Underground Hydrogen Storage in a Depleted Gas Reservoir – Northwestern Germany	305
<i>D. A. von Reinicke Laredo, S. Roy, A. Henk</i>	

Cybersecurity: From Theory to Practice	306
<i>D. Bausch, J. Möller</i>	
Einsatz von CO₂ und Polymer in einer stark geklüfteten Karbonatlagerstätte	308
<i>D. Unursaikhan, C. Freese, M. Amro</i>	
Übersichtskarte explorationsrelevanter Gesteine für hydrothermale Geothermie in Niedersachsen 1:500.000	309
<i>R. Pierau, W. Wirth</i>	
Technology Readiness Level Assesment nach DNV-RP-A203 von Untertagebauteilen für die Speicherung von Wasserstoff	310
<i>L. Ochmann, A. Acht, C. McMichael, A. Moffat</i>	
Hydrogeochemische Modellierung von Geothermiekraftwerksprozessen mittels eines Digitalen Zwillings	311
<i>L. Yström, M. Trumpp, J. Amtmann, D. Winter, J. Koschikowski, F. Nitschke</i>	
MALEG - Machine learning for enhancing geothermal energy production through a mobile hardware twin	312
<i>M. Trumpp, D. Winter, L. Yström, F. Eichinger, J. Amtmann, J. Koschikowski, T. Kohl, F. Nitschke</i>	
Hydrodynamic pore-space alteration induced by site-extracted methanogenic Archaea: A microfluidic approach towards subsurface Geo-methanation.	320
<i>P. Jasek, H. Konegger, E. Edlinger, A. Loibner, H. Ott</i>	
Scaling and reservoir clogging potential in the DeepStor High Temperature Aquifer Energy Storage (HT-ATES)	322
<i>F. Nitschke, L. Ystroem</i>	
Micro Jet drilling based reservoir intervention to boost geothermal energy harvesting and storage	323
<i>J. Hoffmann, b. Polat, v. wittig</i>	
Micro logging tool for improved geothermal well and reservoir intervention and production	324
<i>R. Stockmann, M. Meyer, v. wittig</i>	
Das Forschungsvorhaben Warm-Up - Geothermie für die Wärmewende	325
<i>S. Röhling, Projektteam Warm-Up</i>	
Lithiumgewinnung im Thermalwasserkreislauf: Fehlprognosen der Stoffausbeute sind das kleinere Problem	326
<i>BMW-K-FKZ-03EE4023E-UnLimiteD</i>	
Caveats before conducting tracer injection-withdrawal tests at geothermal production wells, and recommendations on tracer slug sizing	329
<i>BMW-K-FKZ-03EE4036E-GFK-Monitor</i>	
CompReact - Enhancing CO₂ Storage Simulation with Advanced Geochemical Modeling	332
<i>M. Wirth, E. H. Stenby, W. Yan</i>	

E-Tandem: Converting CO₂ into e-fuels - From laboratory scale to continuous production
H. Stieber

333

Die Dimensionierung von Gasspeicherkavernen im Steinsalz unter Berücksichtigung von thermisch induzierten Infiltrationsrissen

B. Leuger, L. Baumgärtel, F. Körner, D. Zapf

Leibniz Universität Hannover, Institut für Geotechnik Abt. IUB, Hannover, Germany

Abstract

Auf Basis der Forschungsergebnisse am Institut für Geotechnik, Abt. unterirdisches Bauen ist ein erweitertes Dimensionierungskonzept zur gebirgsmechanischen Bewertung von Gasspeicherkavernen entstanden. Neben den bekannten geomechanischen Betriebsgrößen maximaler und minimaler Innendruck wird auch die Rissausbreitung infolge thermisch-induzierter Spannungsänderungen im die Kavernen umgebenden Gebirge numerisch berechnet und bewertet. Im Folgenden wird dieses Dimensionierungskonzept, sowie die relevanten Forschungsergebnisse vorgestellt.

Motivation

Bei der gebirgsmechanischen Dimensionierung von Gasspeicherkavernen im Steinsalz werden grundsätzlich drei Hauptbetriebsparameter bestimmt. Abbildung 1 zeigt die betrieblichen Aspekte für die Dimensionierung einer Gasspeicherkaverne. Der maximale Innendruck sollte in Abhängigkeit vom primären Spannungszustand, der die Kaverne umgibt, aufgrund der Forderung nach Dichtheit begrenzt werden (Rokahr 1997). Des Weiteren sollten keine makroskopischen Risse im Dachbereich auftreten. Der Minimaldruck sollte aufgrund der Forderung, dass während des Betriebes keine Abschaltungen an der Kontur der Gaskaverne auftreten, begrenzt werden (Staudtmeister 1990).

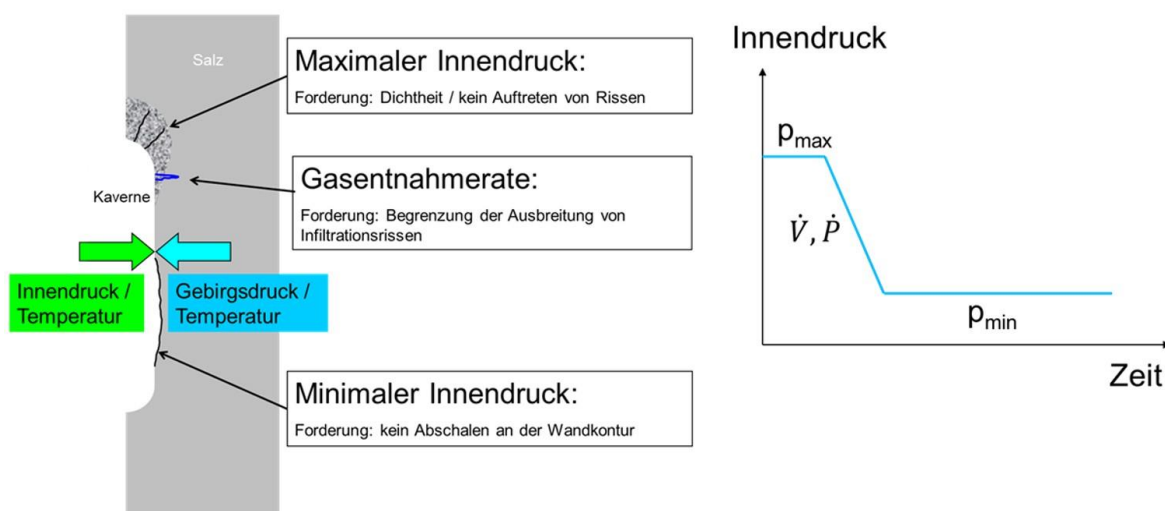


Abb. 1 Gebirgsmechanische Dimensionierung der Betriebsparameter für Gasspeicherkavernen

Zwischen Maximal- und Minimaldruck sollte die Entnahmerate begrenzt sein, da der Druckabfall in der Kaverne zu niedrigen Temperaturen in der Kaverne und in der umgebenden Steinsalzgebirge führt (Pellizzaro 2011). Es ist wahrscheinlich, dass diese kalten Temperaturen zu Spannungszuständen führen, die zu Infiltrationsrissen an der Kavernenwand führen (Zapf 2012). Da die Kaverne unter hohem Druck steht, ist es

wahrscheinlich, dass sich die Zugrisse durch das Eindringen von Gas in einen solchen offenen Raum verlängern.

Gasspeicherkavernen im Steinsalz können mit Sonarmessungen beobachtet werden, wie sie von Reitze (2009) und Hasselkus (2022) beschrieben wurden. Mit diesen Messungen können Konturveränderungen, z. B. durch Abschaltungen oder Konvergenz des Hohlraums, festgestellt werden, aber es ist nicht möglich, horizontale Risse aufgrund zu kalter Temperaturen in der Kaverne zu dedektieren.

Die Forschungsarbeiten am Institut für Geotechnik (Abt. IUB) der letzten Jahre haben gezeigt, dass bereits bei relativen Zugspannungen makroskopische Risse im Steinsalz auftreten können. In diesem Fall verbleiben sämtliche Gebirgsspannungskomponenten im Druckbereich, hingegen unterschreitet mind. eine Spannungskomponente im Gebirge den in der Kaverne anstehenden Innendruck. Das Auftreten von so genannten thermisch induzierten Infiltrationsrissen an der Kavernenwand ist bei einer wirtschaftlichen Betriebsweise nahezu unvermeidbar. Für die Dimensionierung von Gasspeicherkavernen stellt dieses Forschungsergebnis einen Meilenstein dar.

Stoffgesetz Lubby 2

Das Stoffgesetz LUBBY2 beschreibt das zeitabhängige mechanische Verhalten von Steinsalz und basiert im Prinzip auf dem linearen modellrheologischen Materialgesetz nach BURGERS. Im Unterschied zu BURGERS sind die Materialparameter beim LUBBY2 Spannungsabhängig formuliert (Heusermann 1982). Es wurde bereits in über 100 Gutachten zur Dimensionierung von Salzkavernen zur Erdöl- und Erdgasspeicherung sowie von Salzkavernen zur Soleförderung erfolgreich eingesetzt.

Bei der Betrachtung des Übergangskriechens mit Zeitverfestigungsansatz gilt für die viskose Dehnungsrate bei dreidimensionalen Spannungszuständen folgende Gleichung:

$$\underline{\dot{\epsilon}}^v(t) = \frac{3}{2} \left(\frac{1}{\bar{\eta}_k} \exp\left(-\frac{\bar{\eta}_k}{\bar{G}_k} \cdot t\right) + \frac{1}{\bar{\eta}_M} \right) \cdot M_2 \cdot \sigma \quad (1)$$

mit:

$$\text{dem Dehnungsratenvektor } \underline{\dot{\epsilon}}^v(t) = \{\dot{\epsilon}_x^v \ \dot{\epsilon}_y^v \ \dot{\epsilon}_z^v \ \dot{\gamma}_{xy}^v \ \dot{\gamma}_{yz}^v \ \dot{\gamma}_{xz}^v\} \quad (2)$$

der Filtermatrix M_2 ,

dem Maxwell-Viskositätsmodul η_m

dem Kelvin-Viskositätsmodul η_k und

dem Kelvin-Schermodul G_k .

Der Maxwell-Viskositätsmodul η_m wird hier gemäß Gleichung 3 in Abhängigkeit von der effektiven Spannung σ_{eff} und der absoluten Temperatur T formuliert. Der Kelvin-Viskositätsmodul $\bar{\eta}_k$ (Gleichung 4) und der Kelvin-Schubmodul \bar{G}_k (Gleichung 5) sind in Abhängigkeit der effektiven Spannung σ_{eff} formuliert.

Die Parameter $\bar{\eta}_M^*$, m und l , sowie $\bar{\eta}_K^*$, \bar{G}_K^* , k_1 und k_2 sind Materialparameter, die aus Laborversuchen ermittelt werden können.

$$\bar{\eta}_M(\sigma) = \bar{\eta}_M^* \cdot e^{m \cdot \sigma_{eff}} \cdot e^{l \cdot T} \quad (3)$$

$$\bar{\eta}_k(\sigma) = \bar{\eta}_K^* \cdot \exp(k_2 \cdot \sigma_{eff}) \quad (4)$$

$$\bar{G}_k(\sigma) = \bar{G}_K^* \cdot \exp(k_1 \cdot \sigma_{eff}) \quad (5)$$

Maximaler Kaverneninnendruck

Der Verlust der Gebrauchstauglichkeit unter Maximaldruckbedingungen kann im Wesentlichen durch zwei verschiedene Versagensarten beschrieben werden:

Das plötzliche Aufbrechen des Gesteins mit der Entstehung von Makrorissen, verbunden mit dem Verlust von Gas entlang dieser neu entstandenen Wege und mit einem sich möglicherweise ausweitenden Riss.

Das Eindringen des Gases in das Gestein, das bereits bei einem Kaverneninnendruck beginnt, der unter dem Druck liegt, der zu den oben beschriebenen Makrorissen führen würde.

Um die Gefahr des Aufreißens des Gebirges zu vermeiden, wird der maximale Druckgradient G aus dem maximalen Innendruck bezogen auf die Rohrschuhteufe auf ein Niveau unterhalb des primären Gebirgsdruckgradienten begrenzt, der sich aus dem unteren Grenzfall der gemessenen Gebirgsdichten ebenfalls bezogen auf die Rohrschuhteufe ergibt.

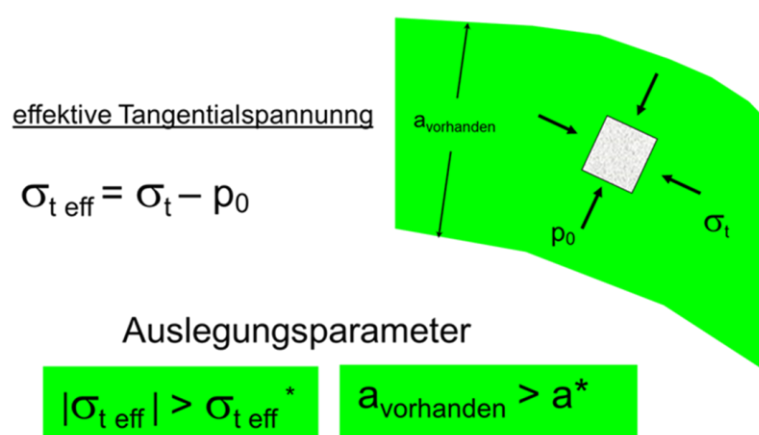


Abb. 2: Gebirgsmechanisches Auslegungskriterium für maximalen Innendruck

Als Kriterium für die Sicherheit gegen Gasaustritt infolge Infiltration ist es erforderlich, dass zum berechneten Zeitpunkt des Druckanstiegs auf das maximale Kaverneninnendruckniveau:

- um die Kaverne eine ausreichend große Sicherheitszone ($a_{\text{vorhanden}}$) vorhanden ist, in der die Differenzen zwischen den Hauptspannungskomponenten σ_2 bzw. σ_3 und dem Innendruck p_i unter einem Grenzwert bleiben (Abb. 2) und dass
- der Rohrschuh gleichzeitig ausreichend in diese Sicherheitszone eingebettet ist.

In der Umgebung einer Gasspeicherkaverne sollte eine gewisse Ausdehnung einer Sicherheitszone mit einer Differenz zwischen dem Innendruck und den Hauptspannungskomponenten vorhanden sein.

Im Hinblick auf die Auslegung des maximalen Kaverneninnendrucks hat sich gezeigt, dass die Berücksichtigung thermodynamischer Vorgänge nur von untergeordneter Bedeutung ist. Die Ausbildung der Sicherheitszonen im Bereich der Kavernendecke wird durch Temperaturänderungen in einer Gasspeicherkaverne nicht oder nicht wesentlich beeinflusst. Verschiedene Benchmark-Rechnungen haben gezeigt, dass der Temperatureinfluss nicht bis in den sicherheitsrelevanten Gebirgsbereich reicht.

Minimaler Kaverneninnendruck

Der Auslastungsgrad η_{IUB} kann aus Abb. 3 anhand der Bruchfestigkeit ermittelt werden. Dieser gibt an, wie viel Prozent der aus den numerischen Berechnungen abgeleiteten Festigkeit des Steinsalzes bei gegebenen Spannungszuständen innerhalb des Gebirges im Vergleich zu der aus den Laborversuchen ermittelten Kurzzeitfestigkeit ausgenutzt werden kann.

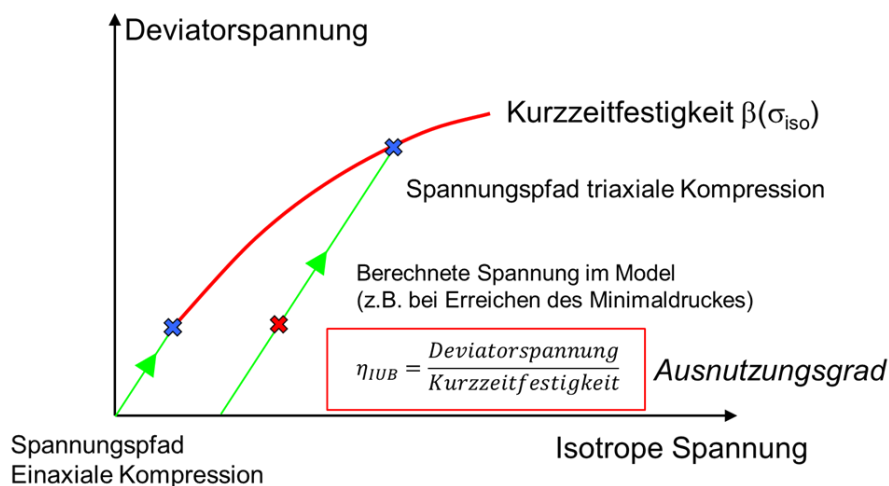


Abb. 3: Gebirgsmechanisches Auslegungskriterium für minimalen Innendruck

Der Auslastungsgrad ist daher definiert als das Verhältnis zwischen der vorhandenen Spannung des Materials und der abweichenden Spannung des Materials, die kurzfristig aufgenommen werden kann:

$$\eta_{IUB} = \frac{\sqrt{2J_2^D}_{vorh}}{\beta^D(\sigma)} \quad (6)$$

wobei

J_2^D : zweite Invariante des Deviators des lokalen Spannungstensors

β^D : Kurzzeitversagensfestigkeit des Materials, ermittelt aus den Ergebnissen von Laborversuchen in Abhängigkeit vom Spannungszustand σ .

Empirisch gesehen nimmt die Bruchfestigkeit von Steinsalz mit der Dauer der Beanspruchung ab. Für sehr lange Zeiträume wird die Abnahmen der Kurzzeitfestigkeit maßgebend. Die Dauerfestigkeit beträgt 30% - 35 % der Kurzzeitfestigkeit und wird über die Dillatanzgrenze beschrieben.

Die Kernzone des Pfeilers zwischen zwei Kavernen, der so genannte Pfeilerkernbereich hat eine Ausdehnung von 2-mal dem Kavernendurchmesser bzw. der Summe der zwei Kavernendurchmesser.

Die Zustandsgrößen innerhalb des Steinsalzes beim Absinken auf einen Mindestinnendruck werden mit dem Stoffgesetz LUBBY2 bestimmt. Der erforderliche minimale Kaverneninnendruck wird auf der Grundlage der folgenden Nachweise ermittelt:

- Überprüfung der Integrität des Perimeters, d.h. Vermeidung von Abplatzungen an der Kavernenwand, die den Durchmesser der Kaverne vergrößern.
- Überprüfung der Stabilität des Pfeilerkernbereiches.

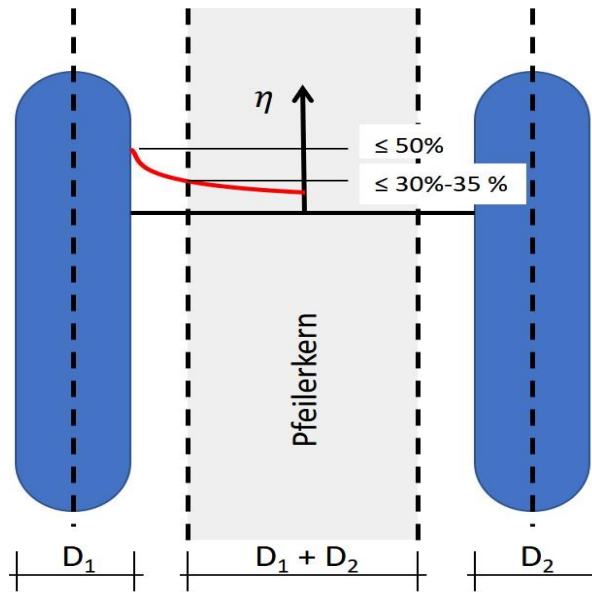


Abb. 4: Nachweise für minimalen Innendruck

Die Abbildung 4 verdeutlicht die Kriterien. Am Hohlraumrand darf das η_{IUB} einen maximalen Wert von 50 % nicht überschreiten. Im Pfeilerkernbereich darf der Auslastungsgrad η_{IUB} maximal den Wert der Dauerfestigkeit von 30% - 35% betragen.

Maximale Druck- bzw. Volumenänderungsrate

Als Ergebnis des Forschungsprojekts LARISSA muss mit Infiltrationsrissen an der Kavernenwand gerechnet werden, wenn eine der Hauptspannungskomponenten kleinere Druckspannungswerte in der Größenordnung von $\Delta\sigma = 1-2$ MPa aufweist als die radiale Spannungskomponente oder als der herrschende Innendruck.

Ein Beispiel für den Spannungszustand an der Kavernenwand während eines Bemessungslastfalls ist in Abbildung 5 dargestellt.

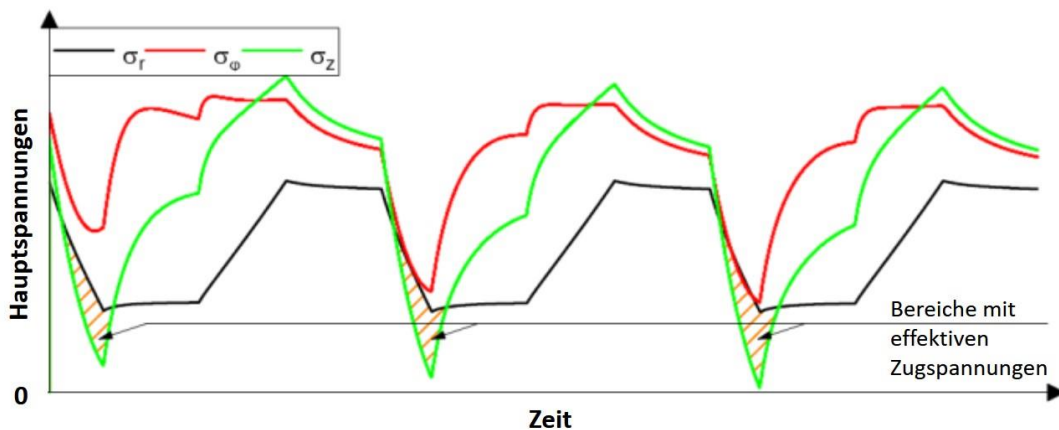


Abb. 5: Hauptspannungen über die Zeit für eine thermo – mechanische Berechnung eines Dimensionierungslastfalls (DLC)

Das Diagramm in Abbildung 5 zeigt exemplarisch die drei Hauptspannungskomponenten σ_r (schwarze Linie), σ_ϕ (rote Linie) und σ_z (grüne Linie) an der Kavernenwand im Zeitverlauf für eine thermo-mechanische numerische Berechnung. Die radiale Spannungskomponente σ_r ist gleich dem in der Kaverne herrschenden Innendruck p_i .

Infolge der durch die Gasentnahme verursachten Temperaturabsenkung in der Kaverne werden die vertikale Spannungskomponente σ_z und die Umfangsspannungskomponente σ_φ im Bereich der Kavernenwand so weit reduziert, dass eine Spannungsdifferenz zwischen dem Spannungszustand im Gebirge und dem Innendruck p_i von bis zu 8 MPa und mehr auftreten kann.

Das erweiterte Dimensionierungskonzept geht davon aus, dass in den mit orangefarbenen Streifen markierten Zeiträumen Infiltrationsrisse entstehen können. Dafür war es notwendig ein erweitertes Berechnungsmodell zu entwickeln, in dem eine Rissfortschreitung modelliert werden kann. Die Abbildung 6 zeigt auf der linken Seite ein solches Modell, bei dem im für die Rissbildung relevanten Gebirgsbereich fünf Rissspuren mit einer sehr feinen Diskretisierung berücksichtigt werden.

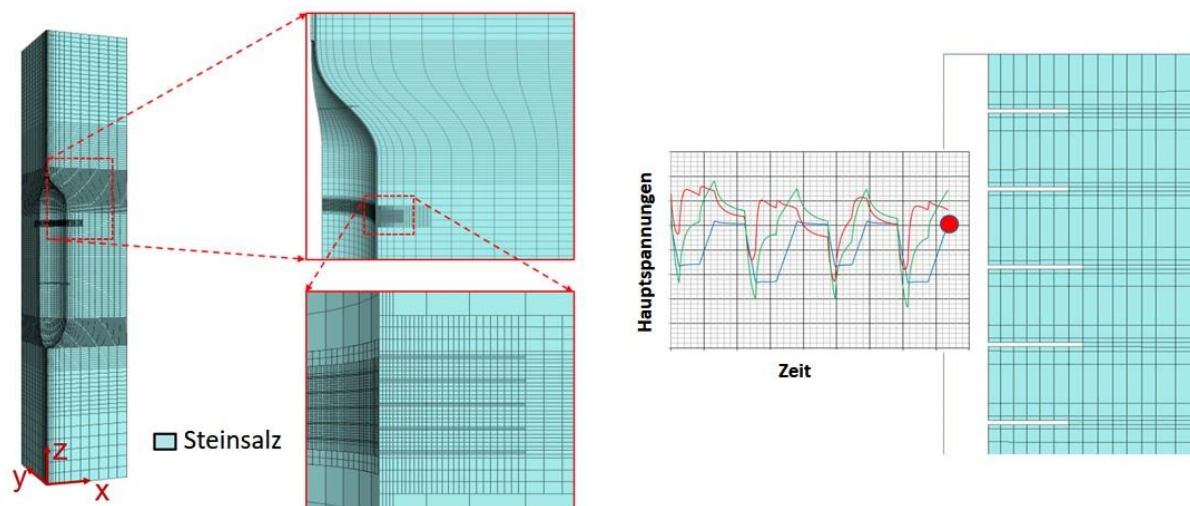


Abb. 6: links: Modell mit Rissdiskretisierung, rechts: Rissentwicklung am Ende des DLC

Es hat sich gezeigt, dass die randnahe Zone, in der Infiltrationsrisse aus indirekter Zugspannung (a_{IR}) auftreten werden, einen endlichen Wert hat, der gebirgsmechanisch für jede Kaverne gesondert bestimmt werden muss (a_{IR-ULT}).

Er gilt im Rahmen des Bemessungslastfalls für die Kavernenwandzone:

$$a_{IR} < a_{IR-ULT} \quad (7)$$

mit

a_{IR} : berechnete Ausdehnung der Infiltrationsrisszone

a_{IR-ULT} : die zulässige Ausdehnung der Infiltrationsrisszone

Das numerische Kriterium für die Rissausbreitung ist wie in Gleichung 8 beschrieben:

$$|\sigma_{zz}| < |p_i| \quad (8)$$

Auf der rechten Seite der Abbildung 6 ist das Ergebnis der Rissentwicklung am Ende einer thermo – mechanischen Berechnung eines DLC dargestellt. Die Risse breiten sich mehrere Meter in das Salzgestein aus. Eine Forderung der gebirgsmechanischen Bewertung ist, dass innerhalb des angenommenen Bemessungslastfalls der Ausbreitungsprozess stoppt, obwohl der Betrieb weiterläuft. Eine weitere Forderung ist, dass die Risslänge nur wenige Meter in das Salzgestein hinein reichen.

Laborversuche LARISSA

Das Projekt LARISSA am Institut für Geotechnik (Abt. IUB) erforscht seit 2021 unter Laborbedingungen die Spannungszustände, bei denen makroskopische Risse im Steinsalz auftreten. Zu diesem Zweck werden zylindrische Hohlprüfkörper verwendet. Diese werden in einer Triaxialzelle zum einen mit einer axialen Last und einem Manteldruck, zum anderen mit einem durch Stickstoff erzeugten Innendruck im Inneren des Probekörpers belastet.

Die Spannungs- und Druckverhältnisse im Labor können in der Größenordnung der in situ Bedingungen einer Kaverne simuliert werden (Baumgärtel 2022). Abbildung 7 zeigt den Versuchsablauf. Bei konstantem Innen- und Manteldruck (grüne und rote Linie) wird die Axialspannung (schwarze Linie) während des Versuchs aktiv reduziert. Der so geschaffene Zustand stellt vereinfacht den Spannungszustand an einer Kavernenwand während der Temperaturabsenkung durch eine Gasentnahme dar. Die konstante Reduzierung der Axiallast führt zum Bruch des Probekörpers. Ausgewertet wird die Differenzspannung $\Delta\sigma_u$ zwischen dem Innendruck und der Axialspannung.

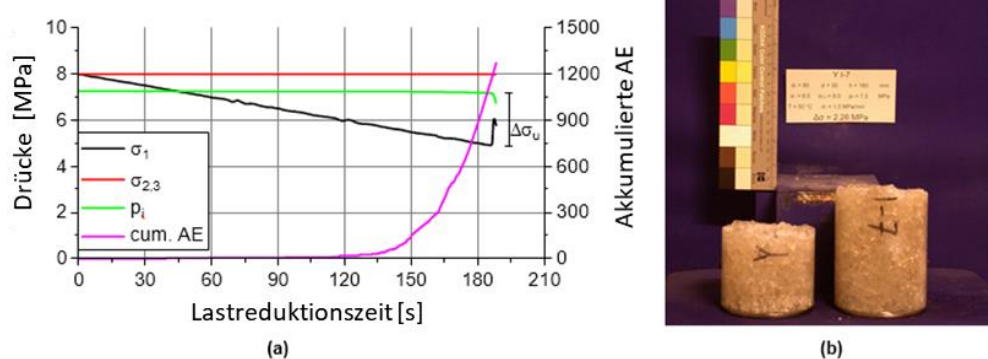


Abb 7: Versuchsablauf

Diese Prozesse der Bruchausbreitung werden ortsspezifisch untersucht, da zu erwarten ist, dass sich verschiedene Steinsalzformationen auch hinsichtlich ihrer hydromechanischen Eigenschaften unterschiedlich verhalten.

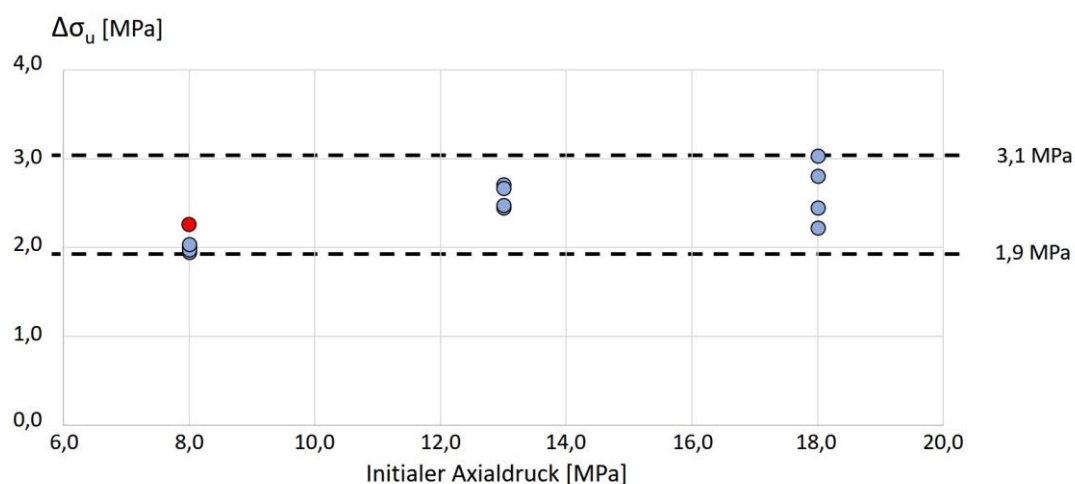


Abb 8: Versuchsergebnisse Lokation Avery Island (USA)

In Abbildung 8 sind exemplarisch die Versuchsergebnisse $\Delta\sigma_u$ für verschiedene initiale Axialspannungen für die Lokation Avery Island, USA aufgetragen. Zu erkennen ist, dass die

Bandbreite im Bereich 1,9 MPa und 3,1 MPa. Weitere Ergebnisse sind bei Leuger (2023) zu finden.

Im Rahmen von LARISSA konnte eindeutig gezeigt werden, dass es im Steinsalz unter Bedingungen, die denen in situ in einer Lagerkaverne ähneln, zu makroskopischen Rissen kommen kann. Durch die Anwendung des Infiltrationsrisskriteriums bei der gebirgsmechanischen Dimensionierung von Speicherkavernen und die Auswertung von Risslängen bei der Erdgas- oder Wasserstoffspeicherung können höhere Gasentnahme- und Einspeiseraten realisiert werden, als mit dem bisherigen Dimensionierungskriterium der Vermeidung von absoluten Zugspannungen.

Referenzen

1. Baumgärtel, L., Körner, F., Leuger, B. and Zapf, D.: *Special triaxial experiments on the fracture behavior of hollow rock salt specimens*. ARMA 2022 conference, Santa Fe, NM, USA. (2022)
2. Hasselkus, F., Reitze, A.: *First Successful Surveys in Hydrogen*. SMRI Spring Conference, Rapid City, SD, USA (2022).
3. Heusermann, S., Lux, K.-H. and Rokahr, R.B.: *Entwicklung mathematisch – mechanischer Modelle zur Beschreibung des Stoffverhaltens von Salzgestein in Abhängigkeit von der Zeit und von der Temperatur auf der Grundlage von Laborversuchen*. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben ET 2011 A, Institut für Unterirdisches Bauen, Universität Hannover (1982).
4. Leuger, B., Baumgärtel, L., Körner, F. and Zapf, D.: *Laboratory Investigations of Fracture Propagation in Hollow Test Specimens – LARISSA Research Project*. SMRI Fall Conference, San Antonio, TX, USA (2023).
5. Pellizzaro, C., Bergeret, G., Leadbetter, A. and Charnavel, Y.: *Thermo-Mechanical behavior of Stublach gas storage caverns*. SMRI Fall Conference, York, UK (2011).
6. Reitze, A., Krieter, M. von Tryller, H.: *Importance of sonar cavern surveying in the monitoring and operation of natural gas caverns*. Przegląd Geologiczny, vol. 57, nr 9, pp. 769, (2009).
7. Rokahr, R.B., Staudtmeister, K. and Zander-Schiebenhöfer, D.: *Development of a New Criterion for the Determination of the Maximum Permissible Internal Pressure for Gas Storage Caverns in Rock Salt*. SMRI Research Project Report No. 97-001A-SMRI (1997).
8. Staudtmeister, K. and Struck, D.: *Design Criteria for Prevention of Creep Rapture for Gas Caverns in Rock Salt Mass*. SMRI Fall Conference, Paris, France (1990).
9. Zapf, D., Staudtmeister, K. and Rokahr, R.B.: *Analysis of Thermal Induced Fractures in Rock Salt*. SMRI Spring Conference, Regina, Saskatchewan, Canada (2012).

Anforderung, Entwicklung und Einsatz von Untertageausrüstung für die Wasserstoffspeicherung LAET – Lastabfang- und Abdichtelemente für Tiefbohrungen (Doppelrohrschuh)

K. Pfeifer, Th. Faber, D. Maut
UGS GmbH, Mittenwalde

Kurzfassung - Abstract

Bei der Planung eines Projektes zur Speicherung von Wasserstoff fanden die ausführenden Ingenieure der UGS GmbH nur bedingt geeignete untertägige Ausrüstungen für die Komplettierung einer Prototyp-Wasserstoffspeicherkaverne.

Grundlegend bestand die Herausforderung, aus der Norm für Rohrwerkstoffe für Bohrungen (API Specification 5CT- Casing and Tubing - 10th Edition, American Petroleum Institute, Washington D. C.: 2018) Grenzwerte für die chemische Zusammensetzungen und Herstellungsverfahren für wasserstoffgeeignete Stahlgüten zu bestimmen. Diese beiden Aspekte sind maßgeblich für die Aussage zur Wasserstoffbeständigkeit von Stählen bzw. Rohrtouren.

Auf der Basis des vorhandenen UGS-Know-Hows erfolgte die UGS-Eigenentwicklung LAET - Lastabfang- und Abdichtelement für Tiefbohrungen - bzw. Doppelrohrschuh. Mit dieser Entwicklung soll das Risiko einer wasserstoffinduzierten Spannungsrisskorrosion reduziert bzw. ausgeschlossen werden. Von den drei Hauptaspekten, welche für eine wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion verantwortlich sind (1. Speichermedium Wasserstoff, 2. Werkstoffe und 3. mechanische Belastungen), lassen sich die ersten beiden Risikofaktoren nicht eliminieren. Das Konstruktions- und Funktionsprinzip des Doppelrohrschuhs versucht den dritten Faktor der „mechanischen Belastungen“ auszuschließen bzw. zu reduzieren.

Durch das Design des Doppelrohrschuhs ist das bislang erforderliche Absetzen einer Förderrohrtour unter Vorspannung nicht mehr nötig. Das Verankerungssystem der Seal-Unit ist spielfrei und kann somit Druck- und Zugkräfte aufnehmen, ohne dass sich Relativbewegungen der Dichtungen auf der Seal-Unit zur Polished Bore Receptacle (PBR) einstellen. Das Auftreten von betriebsbedingten Wechsellasten im Packerbereich ist daher als unkritisch einzustufen. Durch diesen Aspekt, der nicht mehr erforderlichen Vorspannung (erhöhte Axiallast), ist es möglich unlegierte und normalisierte Stahlgüten zu verwenden, die in der Regel durch geringere Festigkeiten (Streckgrenze und Zugfestigkeit) in ihrer Belastbarkeit beschränkt aber für den Wasserstoffkontakt potenziell geeignet(er) sind.

Zusätzlich verzichtet der Doppelrohrschuh auf die Gummielemente des Packers, da die Seal-Unit direkt mit der PBR (Polish-Bore-Recaptacle) verbunden wird, welche in die neu einzubauende letzte zementierte Rohrtour oder Schutzrohrtour integriert ist. Die Förderrohrtour lässt sich aus dem Doppelrohrschuh bei Bedarf lastfrei lösen und ermöglicht somit einen Tausch von Dichtungselementen auf der Seal-Unit.

Neben dem üblichen Ablauf von Rohreinbauten (Einbau LzRT, Zementation LzRT, Einbau Packer, Einbau FRT) besteht die Möglichkeit den Doppelrohrschuh (LzRT + FRT) auch obertägig vorzumontieren, Funktions- und Drucktesten zu unterziehen und anschließend in einem kombinierten Einbau die LzRT und FRT gleichzeitig einzubauen. Die Praxistauglichkeit ist bei der Komplettierung einer Prototyp Wasserstoffkaverne bestätigt worden.

Zusätzlich wirkt sich eine Reduzierung der Belastung auf einzelne Barriereelemente (keine Vorspannung Förderrohrtour) und sogar das Verringern der Anzahl von Barriereelementen, im

Sinne von potenziellen Leckagestellen (Packer-Gummielemente), positiv auf die Bewertung zur Integrität einer Bohrung aus.

Abstract

During the planning of a hydrogen storage project, the engineers at UGS GmbH found only limited suitable underground equipment for the completion of a prototype hydrogen storage cavern.

The basic challenge was to determine limit values for the chemical compositions and manufacturing processes for steel grades suitable for hydrogen from the standard for pipe materials for drilling (API Specification 5CT- Casing and Tubing - 10th Edition, American Petroleum Institute, Washington D. C.: 2018). These two aspects are decisive for the statement on the hydrogen resistance of steels or pipe grades.

Based on the existing UGS know-how, UGS developed its own LAET - load bearing and sealing element for deep boreholes - or double pipe shoe. This development is intended to reduce or eliminate the risk of hydrogen-induced stress corrosion cracking. Of the three main aspects responsible for hydrogen-induced stress corrosion cracking (1. hydrogen as a storage medium, 2. materials and 3. mechanical loads), the first two risk factors cannot be eliminated. The design and functional principle of the double pipe shoe attempts to eliminate or reduce the third factor of "mechanical stress".

Because to the design of the double pipe shoe, it is no longer necessary to set a production casing (PC) or tubing under preload as was previously required. The anchoring system of the seal unit is backlash-free and can therefore absorb compressive and tensile forces without the seals on the seal unit moving relative to the polished bore receptacle (PBR). The occurrence of operational alternating loads in the packer area can therefore be classified as uncritical. Due to this aspect, the no longer required preload (increased axial load), it is possible to use unalloyed and normalized steel grades, which are generally limited in their load-bearing capacity due to lower strengths (yield strength and tensile strength) but are potentially suitable for hydrogen contact.

In addition, the double pipe shoe dispenses with the rubber elements of the packer, as the seal unit is connected directly to the PBR, which is integrated into the last cemented pipe or protective pipe to be installed.

The production casing or tubing can be released from the double pipe shoe without load if required, allowing sealing elements on the seal unit to be replaced.

In addition to the usual completion process (installation of LzRT, cementation of LCC, installation of packer, installation of PC), it is also possible to pre-install the double pipe shoe (LCC + PC) above ground, subject it to functional and pressure tests and then install the LCC and PC simultaneously in a combined installation. The practical suitability has been confirmed during the completion of a prototype hydrogen cavern.

In addition, reducing the load on individual barrier elements (no pre-tensioning of the production casing or tubing) and even reducing the number of barrier elements, in terms of potential leakage points (packer rubber elements), has a positive effect on the assessment of the integrity of a well.

Ausgangspunkt

Die Rohwerkstoffe für die Untertagespeicherung von Fluiden sind in der API 5 CT genormt. Anders als bei der Exploration und Förderung bestimmter Kohlenwasserstoffe hatten bisher die untertägig gespeicherten Medien keine werkstoffverändernden Eigenschaften während des Betriebes, d. h. die ursprünglich beim Einbau von Werkstoffen vorhandenen Werkstoffkennwerte blieben im Wesentlichen auch nach Betriebszeiträumen von 20 Jahren und mehr unverändert.

Durch die avisierte und in Testbetrieben teilweise bereits umgesetzte Speicherung von Wasserstoff wird sich diese Ausgangsbedingung ändern. Hieraus entstehen neue Anforderungen an die Stahlwerkstoffe sowie an die Konstruktionen von Bauteilen und Ausrüstungen, die bei der untertägigen Speicherung eingesetzt werden.

Maßgeblich ist die Eigenschaft von Wasserstoff im dissoziierten Zustand in ein Metallgitter einzudringen und sich dort zu bewegen. Diese Tatsache führt in Verbindung mit Rekombinationsvorgängen der Wasserstoffatome zur Beeinflussung der Werkstoffeigenschaften. Insbesondere lässt sich ein Zähigkeitsabfall von Stahlwerkstoffen feststellen, der auf ein erhöhtes Spannungsniveau im Metallgitter durch die Wasserstoffpräsenz zurückzuführen ist. Der Zähigkeitsabfall kann in Überlagerung mit inneren oder äußeren Spannungen zu irreversiblen Werkstoffschädigungen führen, die die Belastbarkeit einer Konstruktion stark einschränken und zur Überlastung mit Versagen führen können.

Diese Randbedingungen gilt es bei der Neuentwicklung von Untertageausrüstungen zu berücksichtigen und soll anhand der

LAET – Lastabfang- und Abdichtelemente für Tiefbohrungen (Doppelrohrschuh)

beschrieben und erläutert werden.

Anforderungen an geeignete Stähle für den Wasserstoffkontakt

Für den Einsatz von Werkstoffen bei der untertägigen Speicherung von Wasserstoff bestehen in Europa bisher keine ausreichenden Einsatzerfahrungen. Einzig die Speicherung von Stadtgas in den 70er und 80er Jahren bietet auf Grund des hohen Wasserstoffanteil im Stadtgas erste Ansätze. Demgegenüber ist Wasserstoff auch in reiner Form obertägig in chemischen Prozessen schon seit geraumer Zeit ein übliches Produkt, so dass für diesen Bereich hinsichtlich Werkstoffauswahl und -einsatz zahlreiche Betriebserfahrungen vorliegen. Der verbreitete Einsatz von Rohrleitungen zum Wasserstofftransport führte in diesen Bereichen zwangsläufig für die ingenieurtechnische Auslegung auch zur Erstellung von Richtlinien, die diese Erfahrungen widerspiegeln.

Eine dieser Richtlinien für die Werkstoffauswahl sowie für die Montage- und Verarbeitungsbedingungen stellt die EIGA IGC Doc 121/14 (EIGA) dar. Diese Richtlinie legt geeigneten Werkstoffe über Auswahllisten fest. Die dort genannten Werkstoffe verfügen über eine festgelegte chemische Zusammensetzung mit Maximalgehalten von Legierungselementen, die maßgeblich die Werkstoffeigenschaften und somit die Anwendbarkeit des Werkstoffs bei Wasserstoffkontakt beeinflussen.

Neben der chemischen Zusammensetzung spielt auch der Wärmebehandlungszustand eines Stahls eine entscheidende Rolle. Mit einer Wärmebehandlung eines Stahls werden der Grundspannungszustand und die Beschaffenheit des Gefüges sowie die sich daraus ergebenden Kennwerte wie Streckgrenze, Zugfestigkeit, Härte oder auch Zähigkeit festgelegt. Alle diese Eigenschaften sind für die Anwendbarkeit eines Stahls in einer Wasserstoffumgebung elementar, so dass die EIGA hierfür auch Festlegungen vorsieht.

Normung der Rohrstähle für Untertageanwendungen

Die Rohrstähle für Untertageanwendungen werden in der API 5 CT klassifiziert. Die in der Speichertechnik häufig verwendeten Werkstoffgüten J 55, K 55 und N 80 Type 1 bzw. N 80 Q besitzen nach API 5 CT keine festgelegte chemische Zusammensetzung, anders als bei der EIGA. Einzig die Gehalte von Phosphor und Schwefel sind mit jeweils maximal 0,03 % begrenzt.

Damit lässt die Vorschrift eine breite Variabilität der chemischen Zusammensetzung für diese Werkstoffe zu. Dass diese breite Vielfalt in der Praxis auch tatsächlich vorkommt, zeigen ausgewählte Schmelzenanalysen für den Werkstoff J 55 in Tabelle 1. Ähnliche Übersichten mit stark schwankenden Gehalten der Legierungselementen lassen sich bei unterschiedlichen Schmelzen auch für andere in der Speichertechnik verwendeten Werkstoffen darstellen.

Schmelze-Nr.	C in %	Si in %	Mn in %	P in %	S in %	Cu in %	V in %	Wärmebehandlungszustand
312679	0,38	0,22	1,32	0,010	0,003	k. A.	k. A.	normalisierend endgewalzt
930346	0,10	0,25	0,82	0,010	0,002	0,23	0,04	gehärtet und angelassen
362002	0,18	0,42	1,55	0,017	0,001	0,13	0,11	normalisiert

Tabelle 1: Beispiele Schmelzenanalysen und Wärmebehandlungszustände J 55

Ähnlich wie bei der chemischen Zusammensetzung verhält es sich mit dem Wärmebehandlungszustand der Stähle. In Abhängigkeit der geforderten Qualitätskriterien PSL 1 bis PSL 3 (**P**roduct **S**pecification **L**evel) sind für die Werkstoffe J 55 und K 55 keine Wärmebehandlungen, die Wärmebehandlungen normalisiert, normalisiert und angelassen oder gehärtet und angelassen möglich. Die Güte N 80 Type 1 sollte entweder normalisiert oder normalisiert und angelassen sein. Einzig der N 80 Q hat mit Härten und Anlassen eine fest vorgegebene Wärmebehandlung. Dass es für eine Stahlgüte nach der API 5CT abweichende Wärmebehandlungen bei verschiedenen Lieferungen in der Realität tatsächlich auftreten, zeigt Tabelle 1. In dieser ist aufgeführt, dass der Stahl der Güte J 55 auf verschiedene Weisen hergestellt wird, die nicht alle für den Wasserstoffeintrag geeignet sind („gehärtet und angelassen“, führt zu Eigenspannungen im Gefüge).

Ergebnis der Werkstoff-Eignungsbewertung

Zusammenfassend ergibt sich aus der Normung der Rohrwerkstoffe nach den Regeln der API 5 CT eine unzureichende Spezifikation der Werkstoffe für Wasserstoffanwendungen. Die Regeln für die Auswahl von Werkstoffen bei normalen Anwendungen sind für den Sonderfall der Wasserstoffspeicherung nicht ausreichend.

Bei der Werkstoffauswahl für neu einzubauende Rohrtouren können die Vorgaben der API 5 CT durch notwendige Zusatzanforderungen, wie der Festlegung von Grenzwerten für die chemische Zusammensetzung, der notwendigen Wärmebehandlungsmaßnahmen und der Kontrolle bisher nicht nachweispflichtiger Eigenschaften durch Werkstoffprüfungen, ergänzt werden. Damit kann der Stand der Technik innerhalb der API 5 CT an den aktuellen Stand der Eignungsuntersuchung von Werkstoffen für Wasserstoff angepasst werden.

Risiko Wasserstoffrisikokorrosion

Eine Gefährdung für eine Wasserstoffrisikokorrosion (Wasserstoffversprödung) wird von drei wesentlichen Bestandteilen beeinflusst. Treten diese in Kombination auf, so stellt sich ein erhöhtes Risiko für ein Bauteildefekt ein.

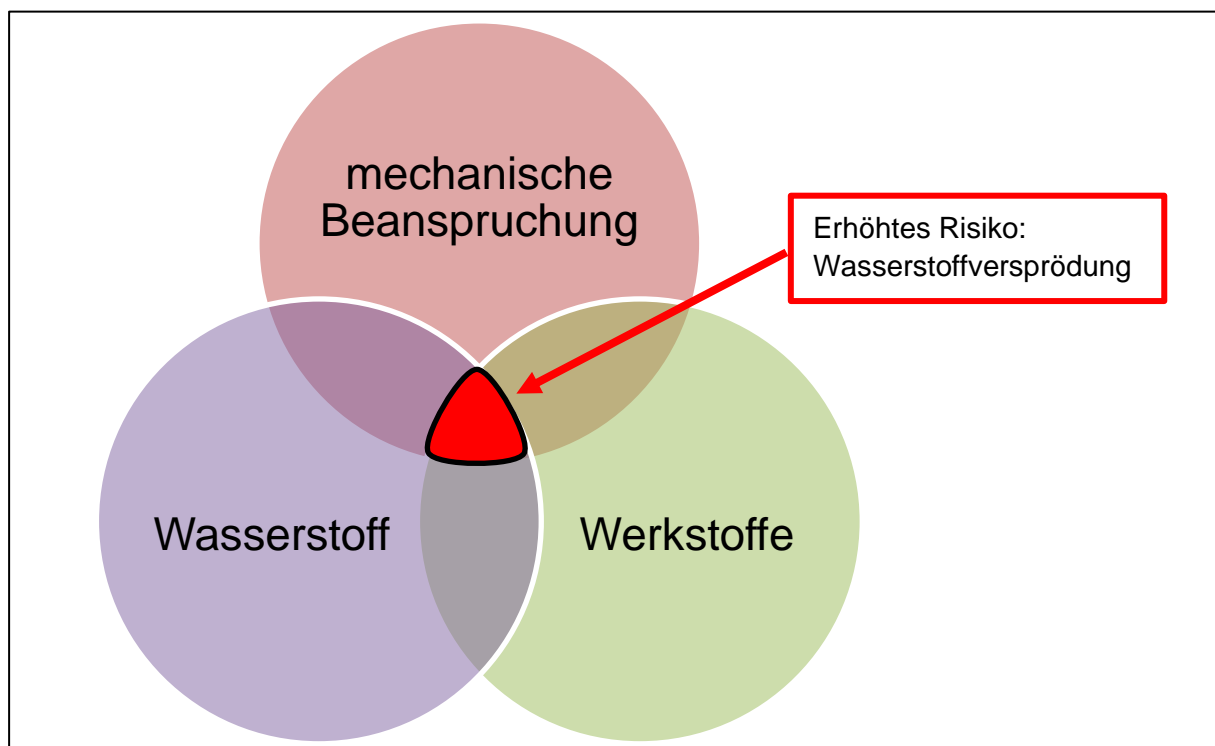


Abbildung 1: Risikofaktoren für Wasserstoff-Risikokorrosion

Unter der Annahme eines dieser drei Elemente auszuschließen, lässt sich das Risiko für ein Versagen von Bauteilen reduzieren.

Der **Wasserstoff**, als zu speicherndes Medium, kann aus dieser Konstellation nicht eliminiert werden. Die Eigenschaften von Wasserstoff, im dissoziierten Zustand in ein Metallgitter einzudringen, sich dort zu bewegen und auch wieder zu rekombinieren, ist daher zu berücksichtigen.

Bei den **Werkstoffen** sind hochfeste Materialien, die z. B. durch Vergüten (Härten und Anlassen) ihre mechanischen Eigenschaften erreichen als ungünstiger eingestuft (Eigenspannung). Ebenfalls ist ein hoher Anteil an Legierungselementen (max. CET 0,43; nach EIGA) zu vermeiden. Daraus lässt sich ableiten, dass der einsetzbare Werkstoffbereich bzw. die Werkstoffgruppen bei normalisierten unlegierten Stählen liegt. Diese haben in der Regel mit geringen mechanischen Kennwerten eine begrenzte Belastbarkeit. Tabelle 1 zeigt aber auch, dass ein „einfacher“ Stahl wie J 55 nach der API 5 CT nicht pauschal als „günstig“ eingestuft werden kann. Das Element Werkstoffe ist demnach nur bedingt aus der Konstellation zu eliminieren.

Bezugnehmend auf die Abbildung 1 ist demnach die Reduzierung der **mechanischen Beanspruchung** eine Möglichkeit das Risiko für eine Wasserstoffrisikokorrosion zu reduzieren. Vorrangig ist dabei die Axialbelastung zu betrachten, da Faktoren aus dem Bohrlochverlauf (Biegung durch Ablenkung) und Änderungen des betriebsbedingten Innendruckes nicht wirklich beeinflusst werden können.

Konzept – LAET – (Doppelrohrschuh)

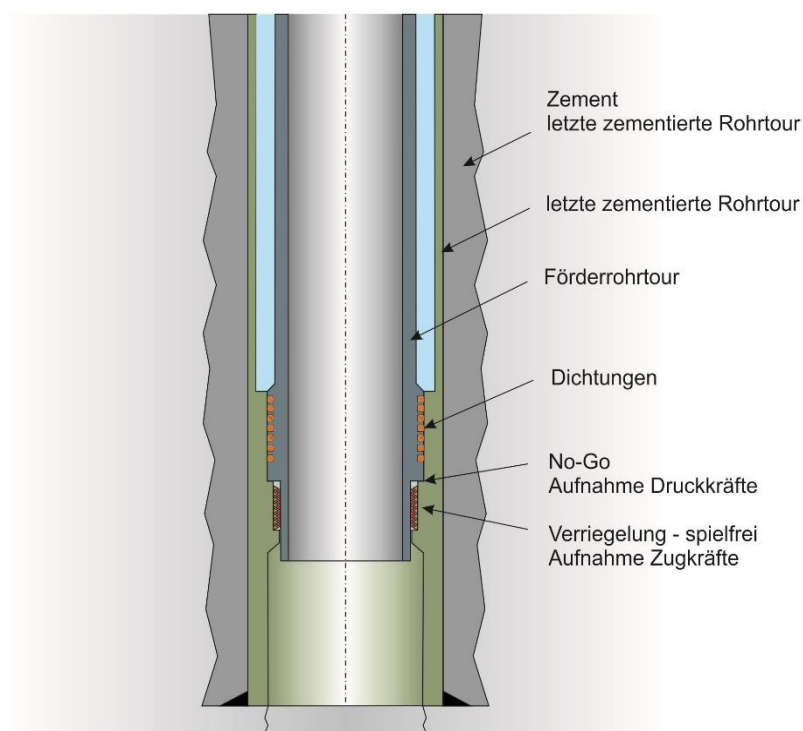
Bei der Komplettierung von Speicherbohrungen werden die Förderrohrtouren in der Regel mit einer Vorspannung im Wellhead abgesetzt. Mit dieser zusätzlichen Zugbelastung sollen Wechsellasten im Bereich der Packer vermieden werden, die durch thermische Veränderungen im Zuge von Ein- und Ausspeiseprozesse auftreten. Das bedeutet, dass der Bereich der Packer-Seal-Unit stets unter einer Zugbelastung steht. Zusätzliche betriebsbedingte Axiallasten müssen vom Rohrwerkstoff aufgenommen werden. Das Überschreiten zulässiger Materialspannungen ist dabei stets auszuschließen.

Bezogen auf die Speicherung von Wasserstoff sollten allerdings nur normalisierte und niedrig legierte Rohrwerkstoffe zum Einsatz kommen. Entsprechend des Bohrungsverlaufes und Betriebsparameter kann es sein, dass diese auf Grund der geringen mechanischen Eigenschaften die auftretenden Axiallasten nicht sicher aufnehmen, was den Einsatz von höher festere Stahlgütern erforderlich machen würde.

An dieser Stelle setzt das Konzept des LAET bzw.- Doppelrohrschuhs an.

Grundsätzlich kann das LAET-System als ein alternatives Packer-System beschrieben werden. Das System kommt bei neu einzubauenden Rohrtouren (auch letzte zementierte Rohrtouren) zum Einsatz. Die Konstruktion verzichtet dabei auf die Gummi-Dichtelemente des Packers, da die PBR (Polish-Bore-Recaptacle) direkt in die äußere Rohrtour (z. B. LzRT) integriert ist (Abbildung 2).

Für den Standard-Anwendungsfall kann die Förderrohrtour somit direkt mit der Letzten zementierten Rohrtour verbunden werden. Das Verbindungselement „Packer“ zwischen der letzten zementierten und Förderrohrtour entfällt. Das Verankerungs-System des LAET Doppelrohrschuhs ermöglicht eine spielfreie Arretierung der Seal-Unit, wodurch auch bei Wechsellasten der Förderrohrtour in diesem Bereich keine Relativbewegungen der Dichtungen zwischen Seal-Unit und der PBR stattfinden.

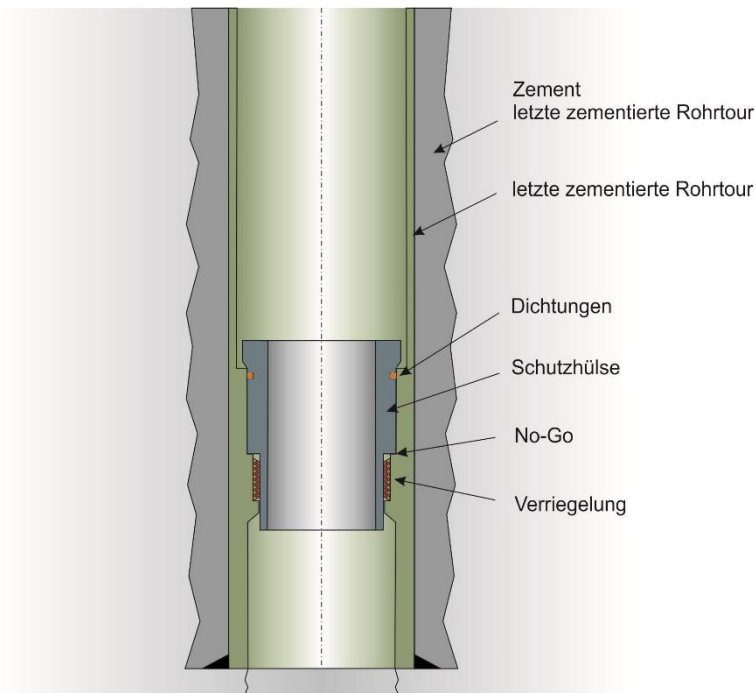


Durch diese Eigenschaft kann auf die bislang erforderliche Vorspannung verzichtet werden. Das Vermeiden von hohen Zugbelastungen ermöglicht somit den Einsatz von unlegierten, normalisiert hergestellten Rohrwerkstoffen, welche bei der Wasserstoffspeicherung zum Einsatz kommen sollten.

Bei Bedarf kann die Verriegelung unabhängig von den wirkenden Axiallasten gelöst (kein Anfahren von Neutrallast erforderlich) und der Strang z.B. für einen Dichtungs-tausch ausgebaut werden.

Abbildung 2: Installationsschema LAET-Doppelrohrschuh

Einbau / Installation LAET- Doppelrohrschuh



Die Installation des Doppelrohrschuhs ist grundsätzlich für den Neueinbau von Rohrtouren konzipiert. Für den Fall, dass die einzubauende Rohrtour eine letzte zementierte Rohrtour darstellt, kann diese mit verschweißt oder schraubt eingebaut und mit etablierten Verfahren zementiert werden. Der PBR- und Seal-Unit-Bereich wird in diesem Fall von einer Schutzhülse überdeckt und vor äußeren Einflüssen geschützt (Abbildung 3). Diese Schutzhülse kann auch für Solprozesse genutzt werden. Für eine spätere Installation der Förderrohrtour wird diese Schutzhülse gezogen.

Abbildung 3: Schutzhülse LAET-Doppelrohrschuh

Ebenfalls ist es auch möglich den Doppelrohrschuh obertägig vorzumontieren. Das bedeutet, dass die z. B. Doppelrohrschuh-Bauteile der Förderrohrtour mit denen der letzten zementierten Rohrtour, vor Einbau in die Bohrung im Shop verbunden und arretiert werden (Abbildung 4 und 6). In diesem Zustand kann ein Dichtheitstest des Systems vorab erfolgen, um die Funktionstüchtigkeit der ausgewählten Dichtungen (auch in einem Langzeittest) zu bestätigen. Der Einbau der beiden Rohrtouren in die Bohrung erfolgt dann parallel. Nach Einbau beider Rohrtouren kann die letzte zementierte Rohrtour zementiert werden.

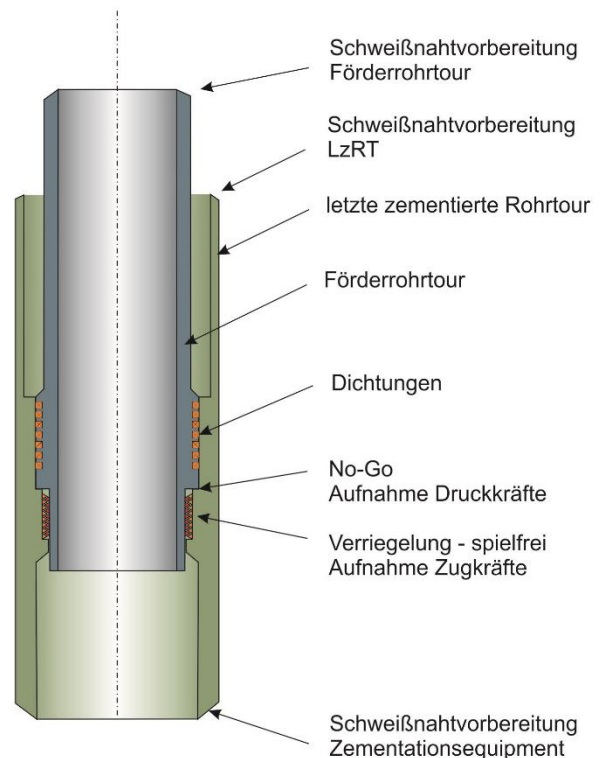


Abbildung 4: LAET- Doppelrohrschuh vormontiert

Der LAET-Doppelrohrschuh ist vorrangig für den neuen Einsatzbereich der Wasserstoffspeicherung entwickelt, gefertigt und eingesetzt worden. Dennoch kann diese konstruktive Lösung auch für alle anderen Speichermedien zum Einsatz kommen und entsprechend auf die jeweiligen Bohrlochbedingungen angepasst werden.

Entsprechend den Anforderungen an unterschiedliche Speichermedien und Konzentrationen lassen sich verschiedene Dichtungssysteme und unterschiedliche Werkstoffe auf einer Seal-Unit installieren. Die Abbildung 5 zeigt beispielhaft die Installation von 4 verschiedenen Dichtungstypen und Dichtungsmaterialien, die bei einer Installation zum Einsatz gekommen sind.

Abbildung 6 zeigt einen vormontierten LAET-Doppelrohrschuh. Es stehen die Schweißfasen der FRT und LzRT an und ermöglichen den parallelen Einbau dieser beiden Rohrtouren.

Die Durchführung dieser Einbautechnologie ist erprobt und auf einer Wasserstoffspeicherbohrung realisiert worden.

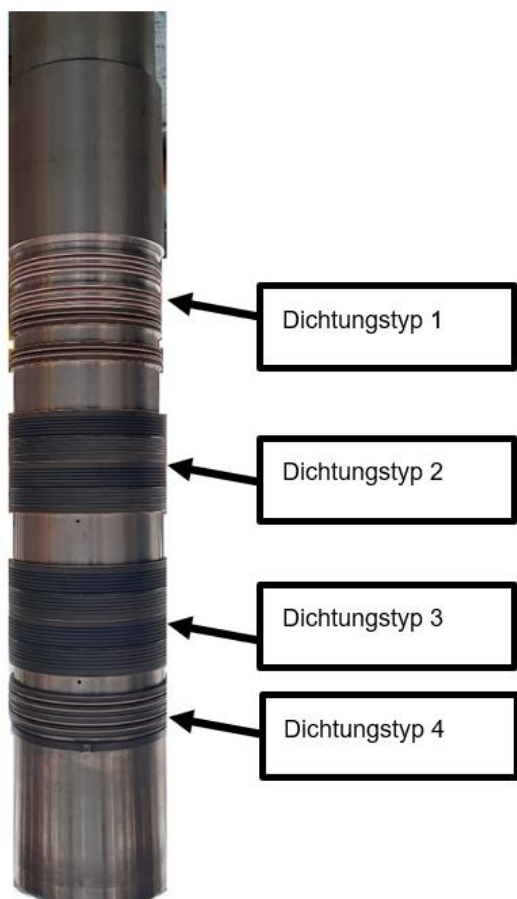


Abbildung 5: Seal-Unit LAET-Doppelrohrschuh

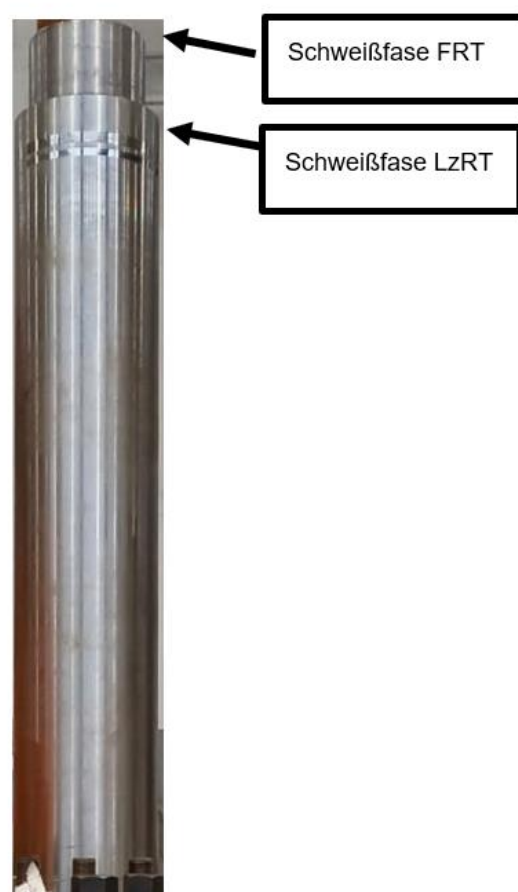


Abbildung 6: LAET-Doppelrohrschuh vormontiert

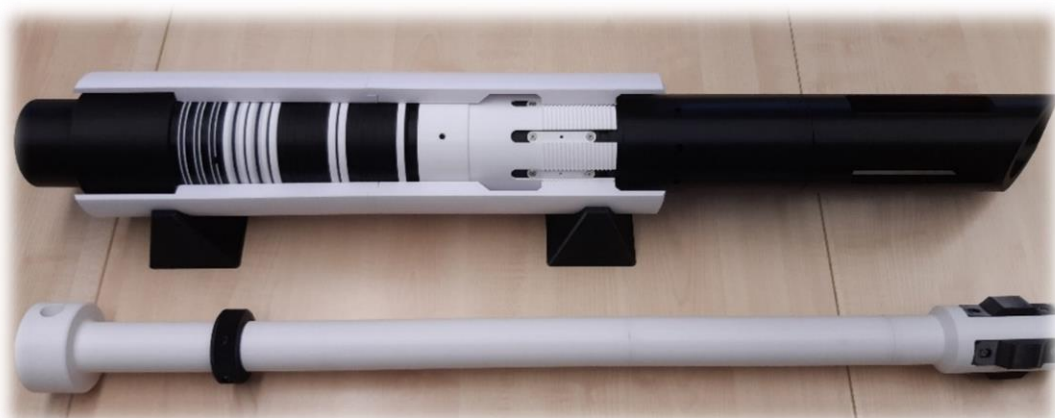
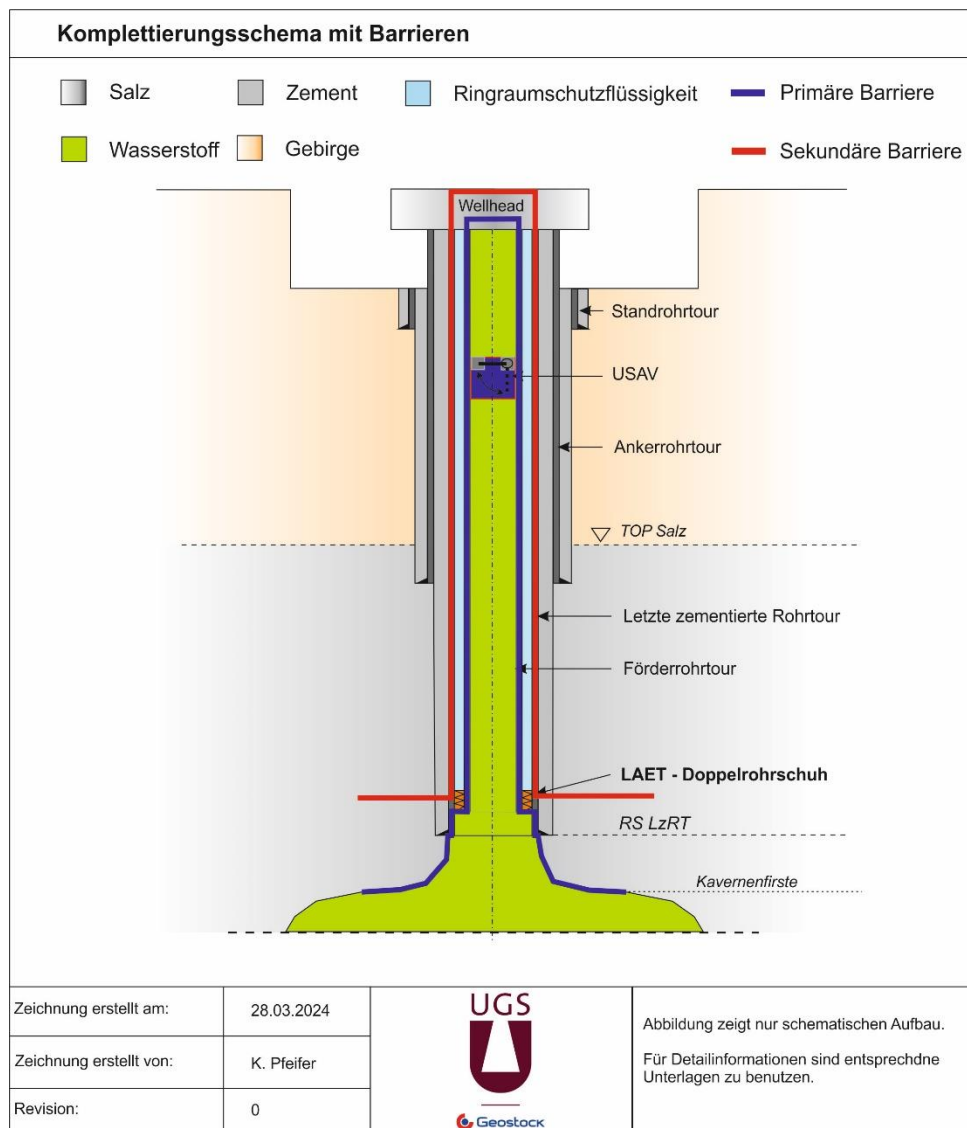


Abbildung 7: 3D-Modell LAET-Doppelrohrschuh mit On-Off-Tool für spielfreie Verriegelung

Anforderungen Barrierensystem für Untertagekomplettierungen

Nach aktuell anerkannten und geltenden Regeln und Richtlinien (z.B. BVEG und NORSORG) muss die Integrität einer Speicherbohrung für den Betrieb durch ein 2-Barrierensystem sichergestellt sein.



Eine Integrität einer Bohrung zeichnet sich u. a. durch belastungsgerecht ausgelegte Barriere-Elemente aus. Entsprechend des Bohrungsverlaufs, Betriebsfahrweisen und anderer beeinflussender Parameter sind die Belastungen auf einzelne Elemente zu prüfen und zu bewerten.

Bei der Entwicklung des LAET-Doppelrohrschuhs lag der primäre Fokus auf dem belastungsoptimierten Design der Förderrohrtour bzw. der wasserstoffangepassten Materialauswahl und dem Produktionspacker. Auf Grund der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff werden hinsichtlich der Bohrungsintegrität hohe Anforderungen an diese Barriere-Elemente gestellt.

Im Vergleich zu bisherigen Lösungen weist der LAET – Doppelrohrschuh durch sein Design ein geringeres Potential für Leckagen auf, da die Ringraumabdichtung (Gummielemente Packer) entfällt. Für den Fall einer Undichtigkeit lässt sich die Förderrohrtour ausbauen und die Dichtungen der Seal Unit austauschen.

Planung und Durchführung einer Kavernenverwahrung am Beispiel der Ölspeicherkaverne K603 Wilhelmshaven-Rüstringen

Schippers, K.¹, Emmerlich, S.², Langer, J.², Schäfer, R.², Simon, M.²

¹ Nord-West Kavernengesellschaft mbH, Wilhelmshaven

² DEEP.KBB GmbH, Bad Zwischenahn

Abstract

Die Nord-West Kavernengesellschaft mbH (NWKG) hat aus technischen und ökonomischen Gründen entschieden, mehrere Ölspeicherkavernen am Standort Wilhelmshaven-Rüstringen zu verwahren. Die DEEP.KBB GmbH (DEEP.KBB) wurde beauftragt, ein Verwahrungskonzept zum langzeitsicheren Verschluss der Kavernen zu entwickeln, um im Anschluss die technische Planung und die Kavernenverwahrung durchzuführen. Dazu wurde zunächst in Zusammenarbeit mit dem Institut für Gebirgsmechanik GmbH (IfG) als gebirgsmechanischem Gutachter und der NWKG ein Konzept für die Verwahrungsplanung entwickelt sowie mögliche alternative Nutzungsarten für die zur Verwahrung vorgesehenen Kavernen geprüft.

Als erste Kaverne wurde die Verwahrung der K603 geplant. Die komplexen Randbedingungen der K603, wie zum Beispiel ein echometrisch nicht vollständig erfassbares Kavernenvolumen, ein bis zutage einzementierter 7" Liner innerhalb der LZRT und ein geometrisch ungünstig ausgebildeter Kavernenhals haben dabei besondere Herausforderungen dargestellt. Den Schwerpunkt der Bearbeitung bildete die interdisziplinäre Planungsphase zur Beantwortung von geologischen, kavernentechnischen, bohrtechnischen, gebirgsmechanischen und komplettierungstechnischen Fragestellungen. Weitere wesentliche Aufgaben waren der Austausch und die Abstimmung mit dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) in Clausthal-Zellerfeld und deren Außenstelle in Meppen, die Durchführung der Verwahrungsmaßnahme sowie die vollumfängliche Dokumentation des Projektes. Die Verwahrung der Kaverne K603 wurde im Herbst 2023 durch den Verschluss der Zugangsbohrung erfolgreich umgesetzt. Seitdem befindet sich die Kaverne in der Monitoringphase.

Die Erfahrungen von DEEP.KBB in der Planung und Durchführung der Verwahrung der Kaverne K603 wurden genutzt, um ein standardisiertes Konzept zur Kavernenverwahrung nach aktuellem Stand der Technik zu entwickeln. Diese Expertise kann zukünftig genutzt werden, um Kavernen-Verwahrungsprojekte mit hohem technischem Anspruch effizient durchzuführen.

Einleitung

Die Nord-West Kavernengesellschaft mbH (NWKG) betreibt am Standort Wilhelmshaven-Rüstringen 39 Kavernen zur Speicherung verschiedener Rohölsorten. Der Kavernenspeicher Rüstringen ist der größte von vier Speichern der NWKG mit einem Netto-Speichervolumen von ca. 11 Mio. m³ und liegt am westlichen Stadtrand von Wilhelmshaven (Abbildung 1).



Abbildung 1: Lageplan des NWKG Kavernenspeicher Rüstringen

Um die Speicherung am Standort stets unter Wahrung sicherheitsrelevanter und technischer Anforderungen und möglichst kosteneffizient auszuführen, lässt die NWKG ihre Kavernen des Standortes Rüstringen regelmäßig auch unter Berücksichtigung möglicher Nachnutzungspotentiale bewerten.

Die Bewertung ergab das einige Kavernen aufgrund eines sehr geringen Hohlraumvolumens und eines fehlenden Vergrößerungspotentials deutlich höhere spezifische Speicherkosten sowohl für eine Rohölspeicherung als auch für ein alternatives Speichermedium als andere Kavernen des Standortes Rüstringen aufweisen. Daher wurde entschieden, Kavernen mit einer fehlenden Nachnutzungsperspektive schrittweise in die Verwahrung zu überführen.

Die DEEP.KBB GmbH (DEEP.KBB) wurde von der NWKG beauftragt, das Projekt der Kavernen-Verwahrung durchzuführen und zu dokumentieren. Als gebirgsmechanischer Gutachter wurde das Institut für Gebirgsmechanik GmbH (IfG) beteiligt. In Abstimmung mit der NWKG wurde eine Bearbeitung der Verwahrungsreihenfolge festgelegt. Als erste Kaverne wurde hierfür die Kaverne K603 identifiziert.

Zunächst wurde in enger Abstimmung mit allen Projektbeteiligten eine grundsätzliche Herangehensweise für ein generisches Verwahrungskonzept für die zu verwahrenden Kavernen am Standort Rüstringen entwickelt.

Das generische Verwahrungskonzept gliedert sich in drei Phasen, die kavernenübergreifende Konzeptentwicklungsphase inklusive möglicher Nachnutzungspotentiale, die kavernenspezifischen Planungsphasen mit den jeweiligen Ausführungsphasen. Nachfolgend werden die unterschiedlichen Phasen im Detail bzw. am Beispiel der K603 beschrieben. Ein obertägiger Rückbau der K603 war nicht Teil des Verwahrungsprojektes, da der Kavernenplatz in jüngster Vergangenheit zu einem Rohrlager ausgebaut wurde und daher weiter genutzt wird.

Konzeptentwicklungsphase

Festlegung der Bearbeitungsreihenfolge

Die zur Verwahrung vorgesehenen Kavernen wurden für eine Festlegung der Bearbeitungsreihenfolge bezüglich ihres Zustandes und ihrer technischen Komplexität bewertet. Dazu wurden unter anderem geologische, komplettierungstechnische, kavernentechnische und gebirgsmechanische Eigenschaften der jeweiligen Kaverne geprüft. Gleichzeitig wurden diese nochmals final auf mögliche alternative Nutzungsarten evaluiert. Im Ergebnis wurde die K603 als erste Kaverne zur Verwahrung vorgesehen.

Entwicklung eines Konzepts für die Verwahrungsplanung

Um die Verwahrung nach aktuellem Stand der Technik durchzuführen, wurde zwischen der NWKG, dem IfG und DEEP.KBB eine multidisziplinäre Bewertung der Kaverne K603 abgestimmt. Dabei wurden durch Untergliederung der Gesamtaufgabe in kleinere Einheiten Arbeitspakete festgelegt. Für die Bewertung der Kaverne und der Zugangsbohrung wurden Fragestellungen definiert, welche während der Planungsphase zu beantworten waren. Die Bearbeitung wurde in zwei Bereiche unterteilt. Diese zeichneten sich durch gegenseitige Abhängigkeiten aus. Auf der einen Seite erfolgte die Bewertung der Kaverne, auf der anderen Seite die Bewertung der Zugangsbohrung.

Zur multidisziplinären Bewertung der Kaverne K603 wurden eine geologische, eine kavernentechnische und eine geochemische Bewertung sowie eine gebirgsmechanische Modellierung aufeinander abgestimmt. Die geologische, kavernentechnische und geochemische Dokumentation lieferte einen Gesamtüberblick über den gesamten Lebenszyklus der Kaverne. Diese Kavernenhistorie wurde anschließend als Eingangsparameter in der gebirgsmechanischen Modellierung genutzt. Die Modellierung musste den Nachweis erbringen, dass die zu verwahrende Kaverne langfristig standsicher ist und die eingeschlossene Sole den Salzstock im betrachteten Zeitraum nicht verlässt. Als zusätzliche Eingangsinformationen für die Modellierung wurden eine aktuelle Hohlraumvermessung und ein hydraulischer Drucktest auf das System Kaverne/Gebirge gefordert.

Der Zustand der Zugangsbohrung der Kaverne K603 wurde durch eine Betrachtung der aktuellen Komplettierung und der Verrohrung inklusive der Hinterrohrzementation bewertet. Zusätzlich fand die Information zu durchgeführten Dichtheitstesten Berücksichtigung. Dazu wurde abgestimmt, zunächst die Bohrungshistorie aufzuarbeiten und die Integrität der Zugangsbohrung anhand der verfügbaren Dokumentation zu beurteilen. Anschließend wurden technisch mögliche Verfüllungskonzepte identifiziert und anhand einer Bewertungsmatrix evaluiert. Als wesentliche Eingangsparameter für die Bewertung wurden unter anderem ein

aktuelles Bohrlochbild, die Zementationsprotokolle der verschiedenen Rohrtouren, die Ergebnisse durchgeführter Dichtheits- und Druckteste und Workover-Maßnahmen sowie die Druckaufzeichnungen der Zugangsbohrung als auch der Kaverne genutzt.

Planungsphase K603

Zum Start der Verwahrungsplanung der K603 wurde zunächst eine vollständige Datenbasis der Kaverne aufgebaut. Basierend auf dieser Datenbasis erfolgte die interdisziplinäre Planung der Verwahrung der K603 durch Verfüllung der Zugangsbohrung.

Abhängigkeiten während der Planungsphase

Für die Verwahrung der K603 war eine Zusammenarbeit von verschiedenen Fachbereichen und zwischen den beteiligten Unternehmen notwendig. Während der Planungsphase wurden unter anderem geologische, kavernentechnische, geochemische, gebirgsmechanische sowie komplettierungstechnische Fragestellungen bearbeitet. Dies erfolgte in Abstimmung mit den jeweiligen Fachbereichen der NWKG. Darüber hinaus erfolgte die Unterstützung für das Genehmigungsmanagement der NWKG und die Beschaffung der wesentlichen Services und des Equipments. Diese Planungsphase inklusive der Konzeptentwicklung und Datensammlung wurde über einen Zeitraum von ca. neun Monaten durchgeführt. Die Interaktionen zwischen den Fachbereichen sind in Abbildung 2 zu sehen.

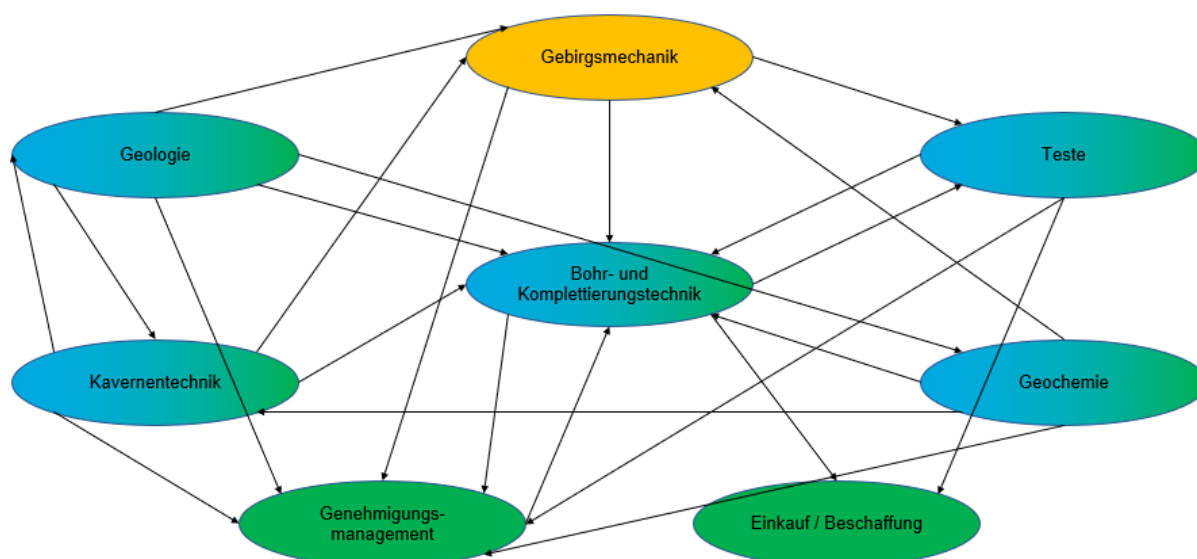


Abbildung 2: Abhängigkeiten in der Bearbeitung der Verwahrungsplanung K603; grün: Abteilung der NWKG, orange: IfG, blau: Abteilung DEEP.KBB

Interdisziplinäre Bewertung der Kaverne K603

Die interdisziplinäre Bewertung der Kaverne wurde durchgeführt, um die wesentlichen Eingangsfaktoren für die gebirgsmechanische Verwahrungs-Modellierung zu definieren und anschließend die langzeitliche Standsicherheit der verwahrten Kaverne zu verifizieren. Dazu wurden Fragestellungen aus den Bereichen Geologie, Kavernentechnik, Geochemie und Gebirgsmechanik bearbeitet. Die Ziele und Ergebnisse werden im Folgenden näher erläutert.

Geologische Bewertung:

Die Grundlage für die geologische Bewertung der K603 bildet die geologische Bewertung des Salinars im Umfeld der Kaverne und das geologische 3D-Modell Rüstringen.

Die salinargeologische Bewertung beschreibt unter anderem detailliert die mit der Bohrung aufgeschlossenen Lithologien und deren mineralogische Zusammensetzung. Das 3D-Modell umfasst die am Standort aufgeschlossenen Einheiten des Deckgebirges und die strukturbildenden salinaren Einheiten innerhalb des Salzstockes. Hieraus ergibt sich für die K603 eine Hangendschwebe von über 300 m bis zum Salzspiegel.

Die geologische Bewertung diente zur Festlegung der Setzteufe des Bohrlochverschlusselementes sowie zur Bewertung der Integrität der geologischen Schichten im Hinblick auf ihre Permeabilität.

Kavernentechnische Bewertung:

In der kavernentechnischen Bewertung der K603 wurde die soltechnische Erstellung der Kaverne sowie der Öl- und Solelagerbetrieb dokumentiert. Dabei wurde geprüft, welche Ereignisse für die gebirgsmechanische Modellierung sowie die Planung und Ausführung der Verschlussmaßnahmen relevant sind.

In einem zweiten Schritt wurde geprüft, ob in der Kaverne Produktreste aus der Solphase bzw. dem Öllagerbetrieb verblieben sind. Für die Bewertung der Ölfreiheit der Kaverne wurde sowohl die Ölmengenbuchhaltung der NWKG berücksichtigt als auch mögliche Ölfallen in der Kavernenkantur bewertet. Die Ölfreiheit der Kaverne konnte auf dieser Basis bestätigt werden.

Geochemische Bewertung:

Die geochemische Bewertung dokumentiert den Zustand und die Beschaffenheit der Sole in der Kaverne. Auf Grundlage von Soleanalysen aus verschiedenen Teufenbereichen und der im Kavernenumfeld auftretenden salinaren Einheiten wurde das Nachsolpotential und eine damit verbundene etwaige Konturveränderung der Kaverne nach Kavernenverschluss bewertet. Die Salzkonzentration der Sole in der Kaverne K603 ist nach der Analyse von Soleproben nahezu gesättigt. Die Sole steht damit in einem chemischen Gleichgewicht zum umgebenden Salinar. Auf Grundlage der geochemischen Ergebnisse und im Zusammenhang mit der geologischen Bewertung sind daher nur sehr geringe Konturveränderungen durch Temperaturangleichung nach dem Verschluss der Kaverne zu erwarten.

Gebirgsmechanische Modellierung:

Über die gebirgsmechanische Modellierung bewertete das IfG die langzeitliche Standsicherheit der zu verwahrenden Kaverne. Hierfür wurden alle vorhandenen echometrischen Hohlraumvermessungen der Kaverne K603 für die Modellierung genutzt. Ein besonderes Augenmerk musste auf einen im Folgenden näher erläuterten Aspekt gerichtet werden.

Aufgrund von Verbruch- und Fällungsprozessen in den 1970er- und 1980er-Jahren war der untere Teil der Kaverne nicht mehr zugänglich. Somit war zunächst nicht bekannt, wie groß das hydraulisch aktive Gesamtvolumen der Kaverne ist. Zur Bestimmung dieses Volumens wurde in Abstimmung mit dem gebirgsmechanischen Gutachter ein Drucktest durchgeführt. Neben der Bestimmung des hydraulisch aktiven Volumens der Kaverne diente dieser auch zur Verifizierung der Integrität des Kavernenhohlraumes. Der Drucktest bestand dabei aus einer Druckentlastungs- und einer Druckaufbauphase von jeweils 2 x 24 h Dauer, mit jeweils 12 Stunden Druckänderung und Ruhephase (vgl. Abbildung 3).

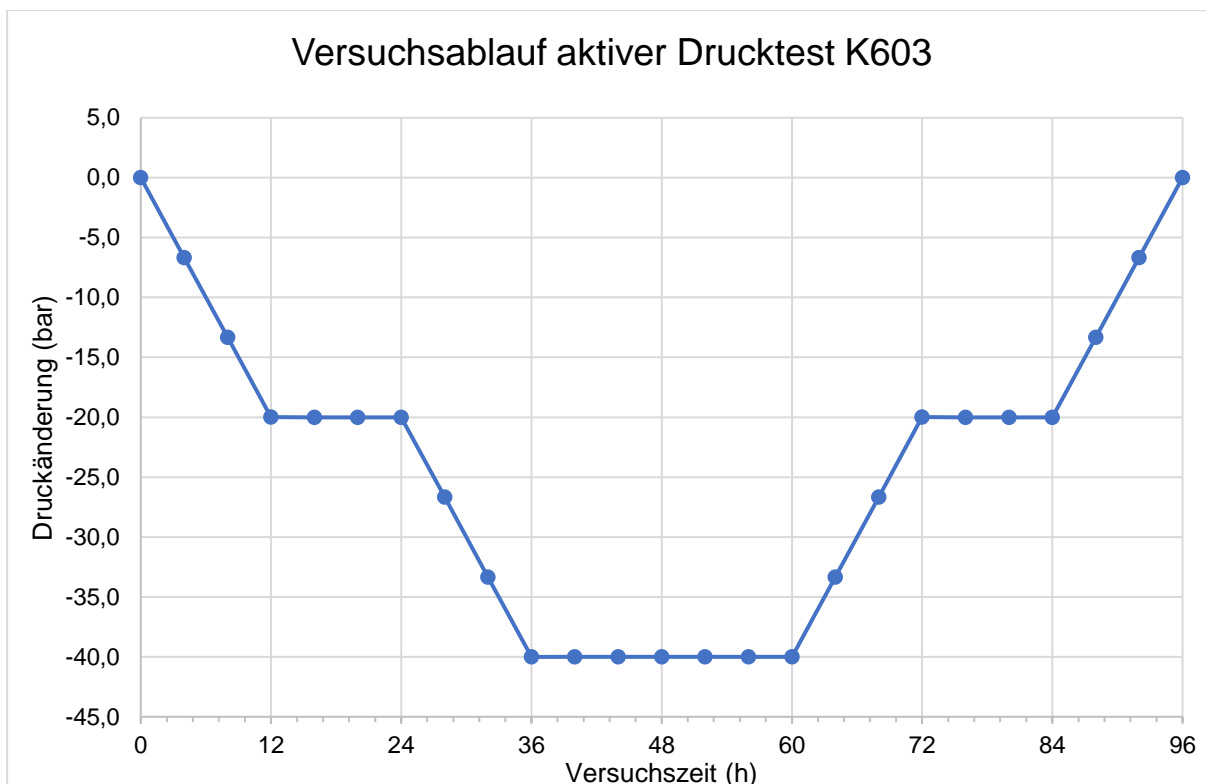


Abbildung 3: Konzept zum Drucktest an der K603

Aus den Daten des Drucktestes wurde das hydraulisch aktive Volumen der Kaverne berechnet. Über das hydraulisch aktive Volumen wurde die Kavernenhöhe rekonstruiert, welche wiederum für den Druck am Dichtelement und damit für die anschließende gebirgsmechanische Modellierung relevant ist. Die gemessenen Druckgradienten und Volumenänderungen im Entlastungs- als auch im Belastungsfall belegten zudem die Integrität und Dichtheit der Kaverne K603.

Alle vorgenannten Ergebnisse wurden in der gebirgsmechanischen Modellierung berücksichtigt. Über einen Zeitraum von 1.000 Jahren wurde eine lediglich ca. 22 m mächtige Soleinfiltration in das Salinar ausgewiesen (Abbildung 4). Somit weist die geomechanische Modellierung die langfristige Integrität des verwahten Systems K603 nach.

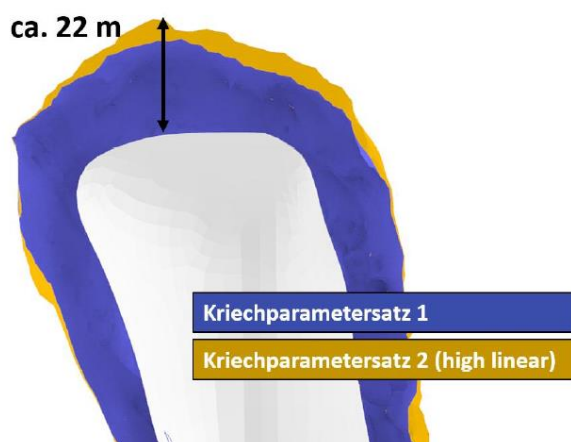


Abbildung 4: Gebirgsmechanische Bewertung der Infiltrationszone K603 (Insitut für Gebirgsmechanik GmbH, 2022)

Genehmigungsmanagement Kavernenverwahrung:

Das Vorhaben zur Verwahrung der Kaverne wurde dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), Dienstsitz Clausthal-Zellerfeld angekündigt. Dafür wurde das LBEG frühzeitig über die Verwahrungsplanung unterrichtet und regelmäßig über den Fortschritt der Planungen informiert. Vor der Einreichung des notwendigen Betriebsplanes wurden die Ergebnisse der Verwahrungsplanung in einer Besprechung vorgestellt. Das Bergamt bestätigte auf Basis der vorgestellten Ergebnisse eine Antragsfähigkeit zur Verwahrung der Kaverne K603.

Nach Prüfung der Antragsunterlagen erteilte das LBEG die Genehmigung zur Verwahrung der Kaverne K603. Die Genehmigung zum Verschluss der Zugangsbohrung wurde anschließend durch das LBEG, Außenstelle Meppen erteilt.

Interdisziplinäre Bewertung der Zugangsbohrung K603

Die Bewertung der Zugangsbohrung wurde durchgeführt, um das optimale Verschlusskonzept für die Zugangsbohrung festzulegen. Dazu wurden Fragestellungen aus den Bereichen Komplettierungstechnik und Dichtheitsteste bearbeitet, deren Ziele und Ergebnisse im Folgenden erläutert werden.

Komplettierungstechnik:

Basierend auf einer Integritätsbewertung und den verfügbaren Informationen wurden mögliche Verfüllkonzepte für die K603 in Anlehnung an die Verfüllkonzepte nach KBB Underground Technologies GmbH (2006) (vgl. Abbildung 5) sowie unter Berücksichtigung der Richtlinie über das Verfüllen auflässiger Bohrungen (Oberbergamt Clausthal-Zellerfeld, 1998) entwickelt. Dabei wurden auch die Informationen aus der geologischen, geochemischen, gebirgsmechanischen und kavernentechnischen Bewertung herangezogen.

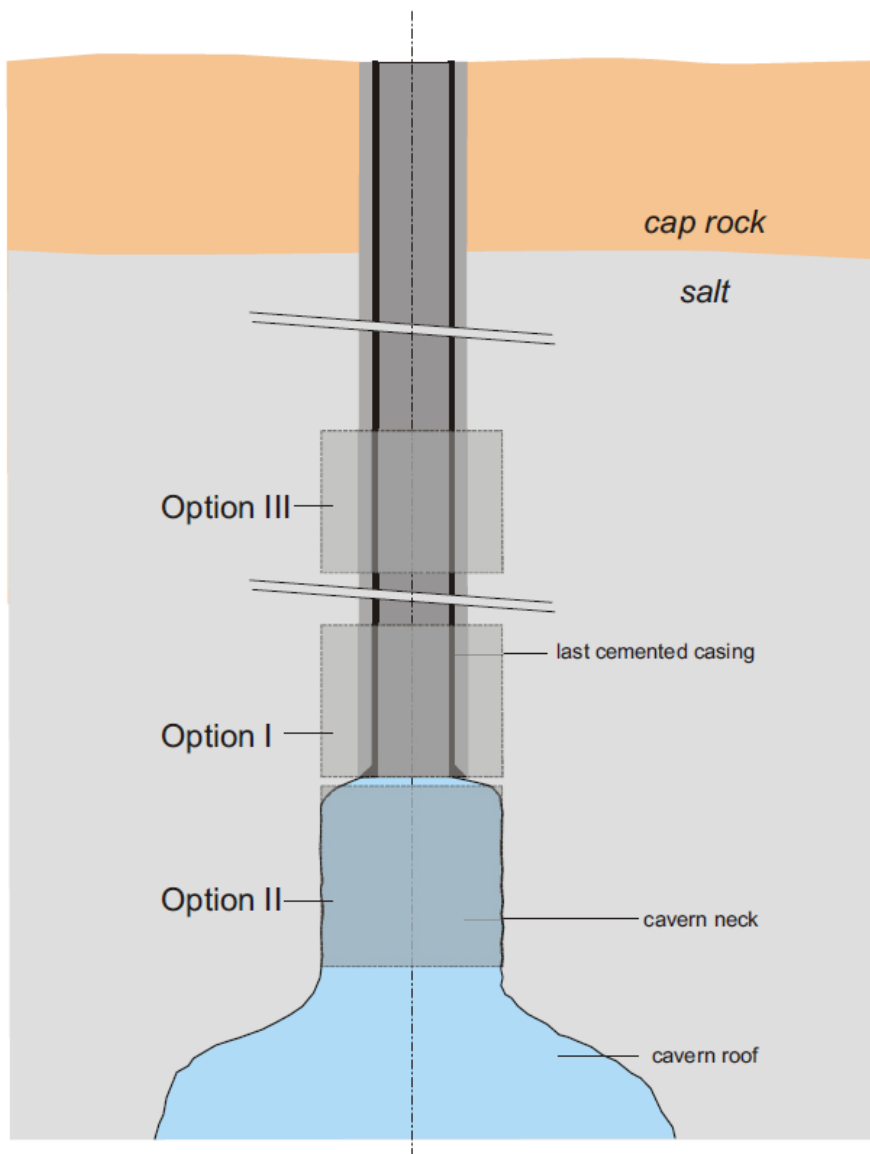


Abbildung 5: Übersicht möglicher Verfüllkonzepte nach KBB Underground Technologies GmbH (2006)

Dabei sind folgende Punkte für die Bewertung der K603 relevant:

- 1) Die Zugangsbohrung der K603 hatte zusätzlich zur standardmäßig am Standort verbauten 13 3/8" LZRT eine 7" Rohrtour bis zutage zementiert (vgl. Abbildung 6). Dadurch reduzierte sich die Auswahl von Werkzeugen für möglicherweise notwendige Aufwältigungsmaßnahmen durch reduzierte Driftmaße. Auch im Hinblick auf die Auswertung der geplanten Dichtheitsteste musste diese zusätzliche Rohrtour berücksichtigt werden.

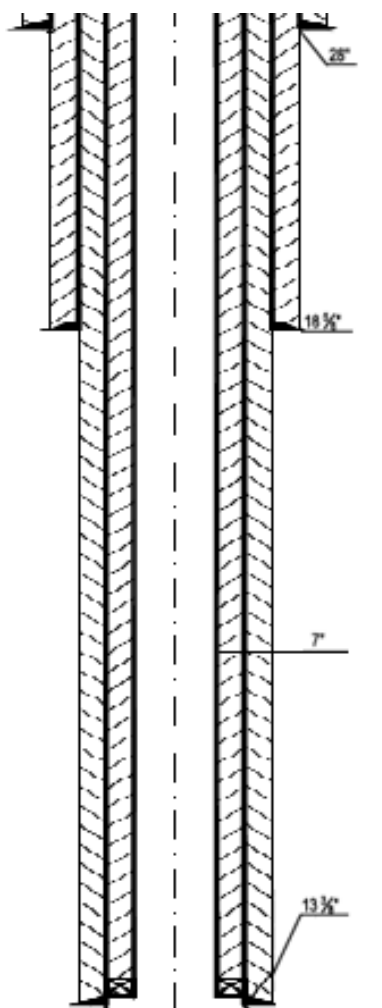


Abbildung 6: Verrohrung der Zugangsbohrung K603 Rüstlingen

- 2) Die letzte echometrische Vermessung zeigt, dass die Kaverne keinen geeigneten Kavernenhals zum Setzen eines Verschlusselementes bietet (vgl. Abbildung 7). Daher wurde der Verschluss im Kavernenhals (Option II, vgl. Abbildung 5) in der Planung nicht weiter berücksichtigt.

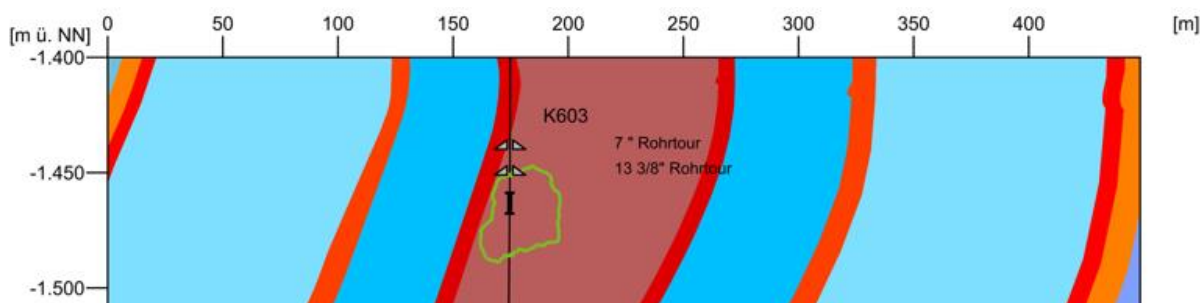


Abbildung 7: Geologischer Profilschnitt und Kavernenkontur K603 entsprechend der letzten Sonarvermessung

Die verschiedenen möglichen Verfüllkonzepte wurden bezüglich der technischen Umsetzbarkeit bewertet. Auf Grundlage der Bewertungskriterien Sicherheit, Durchführbarkeit, Dauer wurde die Verfülloption I „Verschluss in der Zugangsbohrung“ als Vorzugsvariante identifiziert (vgl. Abbildung 5). Voraussetzung zur Umsetzung dieser Maßnahme war der Nachweis der Integrität der 7" und 13 3/8" Rohrtour inklusive der Hinterrohrzementation.

Gasdichtheitstest:

Da bei der gewählten Verschlussvariante „Verschluss in der Zugangsbohrung“ keine Zementation bis an das unverritzte Gebirge erfolgen kann, wurde entschieden, entsprechend der Studie „Stand der Technik zur Verwahrung von Salzkavernen“ (KBB Underground Technologies GmbH, 2016) einen Dichtheitstest auf den Verbund Rohrschuh/Zementation/Salinar durchzuführen. Dadurch soll die Integrität der 7" und 13 3/8" Rohrtour inklusive der Hinterrohrzementation nachgewiesen werden. Ein Gasdichtheitstest nach dem SoMIT-Verfahren auf den Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour (LZRT) war jedoch aufgrund der Kavernenhalsgeometrie technisch nicht möglich. Daher wurden verschiedene Optionen zur Durchführung des Integritätsnachweises evaluiert und ein Gasdichtheitstest auf einen durch Perforation innerhalb der 7" Rohrtour künstlich erzeugten Rohrschuh beschlossen.

Genehmigungsmanagement Verschluss der Zugangsbohrung:

Das Vorhaben zum Verschluss der Zugangsbohrung wurde dem LBEG, Außenstelle Meppen, angekündigt. Dafür wurde das LBEG frühzeitig über die Verwahrungsplanung unterrichtet und regelmäßig über den Fortschritt der Planungen informiert. Vor der Einreichung der notwendigen Genehmigungsunterlagen wurden die Ergebnisse der Verschlussplanung in einer Besprechung vorgestellt. Die Grundvoraussetzung zur Zulassung des Bohrlochverschlusses war die Genehmigung zur Kavernenverwahrung durch das LBEG in Clausthal-Zellerfeld.

Arbeitsprogramm und Zeitplan:

Basierend auf dem abgestimmten Verfüllkonzept und den Nebenbestimmungen zur Genehmigung des Sonderbetriebsplanes wurden ein Arbeitsprogramm und ein Zeitplan für die Verfüllung erstellt. Diese dienen auch als Grundlage für die öffentliche Ausschreibung der benötigten Services und des Equipments.

Beschaffung:

Sämtliche Services für die Verwahrung der K603 wurden öffentlich ausgeschrieben. Dazu wurden Leistungsverzeichnisse erstellt und diverse Bietergespräche geführt. Basierend auf einer Angebotsauswertung nach vordefinierten Kriterien wurden die Serviceunternehmen für die Verwahrung ausgewählt und beauftragt.

Durchführungsphase K603

Workover zur Kavernenverwahrung

Die Verfüllungsarbeiten an der K603 fanden von August bis September 2023 statt. Um die Setzteufen der benötigten Packer und der Zementplugs als Verschlusselement für die Verfüllung zu bestimmen, wurden eine Reinigungsfahrt sowie verschiedene Cased-Hole-Messungen der 7" Rohrtour (RT) durchgeführt. Im Anschluss erfolgte die Perforation aus der 7" Rohrtour bis an das Gebirge zur Schaffung eines künstlichen Rohrschuhs, um den Gasdichtheitstest (SoMIT) durchzuführen.

Bei der folgenden Reinigungsfahrt wurde innerhalb der 7" Rohrtour eine Auskristallisation festgestellt, welche eine tiefere Befahrung der Zugangsbohrung verhinderte. Die Auskristallisation konnte durch mehrmaliges Spülen der Bohrung aufgelöst werden.

Nachfolgend wurden die für die Durchführung des SoMIT zwei notwendigen Packer innerhalb der 7" Rohrtour, unterhalb und oberhalb der Perforationsteufe, gesetzt. Der SoMIT wurde im Testraum zwischen den beiden Packern durchgeführt. Dabei wurde der Stickstoff/Sole-Spiegel unterhalb der Perforation eingestellt (Abbildung 8). Darauf folgte der SoMIT mit einer Testdauer von 72 Stunden. Die ermittelte Leckagerate lag innerhalb des festgelegten Testkriteriums.

Die Kavernenbohrung inklusive des künstlichen Rohrschuhs ist damit technisch gasdicht.

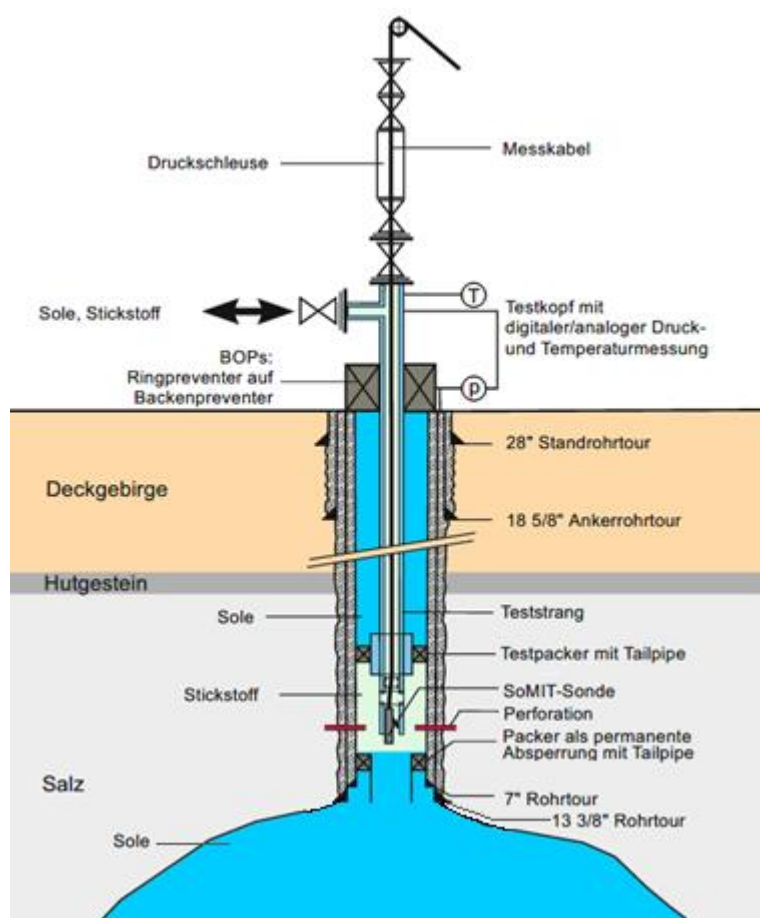


Abbildung 8: Gasdichtheitstest nach dem SoMIT-Verfahren auf Perforation

Nach der Ausführung des SoMIT wurde zum Ausschluss möglicher Leckagen über die 7" Rohrtour ein zusätzlicher hydraulischer Dichtheitstest auf die Rohrtour oberhalb des oberen Packers durchgeführt. Hierbei wurde die hydraulische Dichtheit der 7" Rohrtour verifiziert.

Mit den beiden durchgeführten Dichtheitstests konnte die Integrität des Gesamtsystems der Bohrung K603 bestätigt und die Umsetzung des Bohrlochverschlusses planmäßig fortgesetzt werden.

Nach Abschluss der Dichtheitstests wurde der untere Packer mit einem Bridge Plug verschlossen. Dieser verschlossene Packer verblieb als mechanisches Widerlager für die erste und zweite Zementbrücke innerhalb der 7" Rohrtour. Diese Zementbrücken bilden die geforderten Verfüllungstrecken. Zusätzlich wurde eine dritte Verfüllungstrecke eingebracht, um die nachfolgenden salinaren Schichten bis über das Top Salz hinaus abzudecken. Anschließend wurde die Bohrung bis zutage zementiert (Abbildung 9) und die Verschlussmaßnahme erfolgreich abgeschlossen.

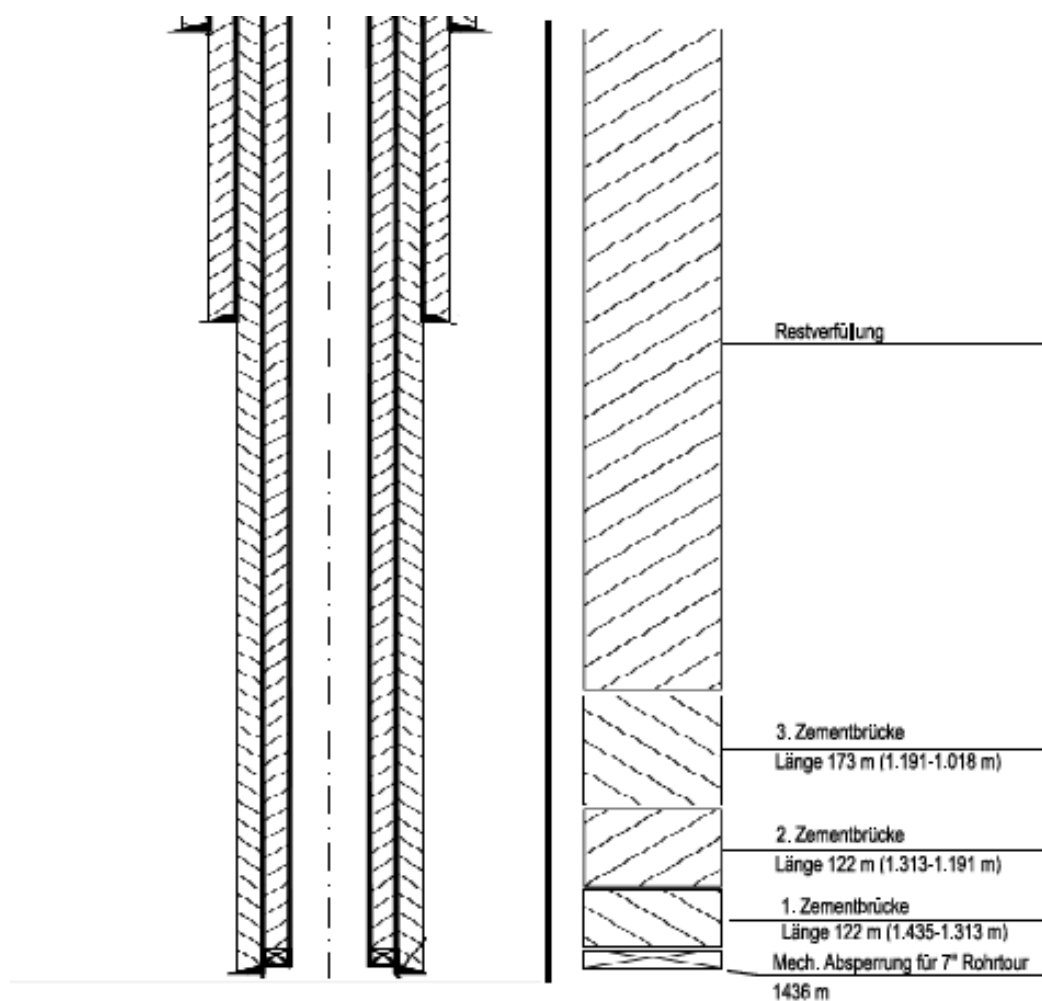


Abbildung 9: Bohrlochbild der K603 nach der Verfüllungsmaßnahme

Nachsorgephase

Die Bohrung wurde im Anschluss an die Verfüllung mit einem Blindflansch inklusive Manometer versehen. Hierüber erfolgt eine zeitlich begrenzte Drucküberwachung. Der Höhenmesspunkt der K603 wird im Höhenfestpunktnetz der NWKG weiterhin berücksichtigt.

Zusammenfassung & Ausblick

Die Verwahrung der Kaverne K603 in Wilhelmshaven-Rüstringen wurde von August bis September 2023 durch eine Verfüllung der Zugangsbohrung realisiert. Dazu wurde zunächst in enger Abstimmung zwischen der NWKG, dem IfG und DEEP.KBB ein Konzept zur Verwahrungsplanung erarbeitet. Während der interdisziplinären Planungsphase wurden unter anderem Fragestellungen aus den Bereichen Geologie, Kavernentechnik, Gebirgsmechanik, Dichtheitsteste und Komplettierungstechnik bearbeitet, sowie das Behörden- und das Beschaffungsmanagement ausgeführt. Während der Durchführungsphase wurden zunächst unterschiedliche Dichtheitstests ausgeführt, um die Integrität der aktuellen Verrohrung und Hinterrohrzementation zu verifizieren. Anschließend wurde die Kaverne durch das Setzen von mehreren Zementbrücken verschlossen und die Kavernenbohrung bis zur Geländeoberkante mit Zement verfüllt.

Die Verwahrung der K603 wurde erfolgreich nach Stand der Technik umgesetzt.

Vor dem Hintergrund einer sich ändernden Energielandschaft mit voraussichtlich erheblichem Bedarf an der Speicherung z. B. von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten stellt sich die Frage, warum die Verwahrung von bestehenden Kavernen überhaupt aktuell ein relevantes Thema ist. Gründe, die dafürsprechen, sich mit der Verwahrung von Kavernen zu beschäftigen, könnten sein:

- Die Zugangsbohrung erreicht das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer und eine Re-Komplettierung ist wirtschaftlich nicht sinnvoll.
- Nicht alle Kavernen sind aufgrund ihrer Geometrie, Teufenlage oder ihres geologischen Umfeldes für eine weitere/alternative Nutzung geeignet.
- Durch die Verwahrung von Kavernen verringern sich deren gebirgsmechanische Pfeiler, wodurch Neubaupotentiale innerhalb bestehender Kavernenfelder erschlossen werden können.

Die Erfahrungen von DEEP.KBB in der Planung und Durchführung in Kavernenprojekten wurden genutzt, um ein in Abstimmung mit der NWKG und dem IfG standardisiertes Konzept zur Kavernenverwahrung nach aktuellem Stand der Technik zu entwickeln. Das gewonnene Know-how findet auch Berücksichtigung in der Novellierung der BVEG-Richtlinie zur Kavernenverwahrung.

Diese Expertise kann zukünftig genutzt werden, um Verwahrungsprojekte mit hohem technischem Anspruch effizient und erfolgreich durchzuführen.

Literaturverzeichnis

- Insitut für Gebirgsmechanik GmbH. (2022). *Gebirgsmechanische Modellierung zur langfristigen Stabilität und Integrität der solegefüllten und verwahrten Kaverne K603*. Leipzig.
- KBB Underground Technologies GmbH. (2006). *Cavern Well Abandonment Techniques - Guidelines Manual*. Hannover.
- KBB Underground Technologies GmbH. (2016). *Stand der Technik zur Verwahrung von Salzkavernen*. Hannover.
- Oberbergamt Clausthal-Zellerfeld. (1998). *Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen*. Clausthal-Zellerfeld.

Implementation of the gas cap utilization concept of the 16.TH as peak underground gas storage

D. Zabel¹, N. Baric¹, St. Kreiger²

¹OMV Aut E&P GmbH, Subsurface Engineering Austria, Gänserndorf, Austria

²OMV Gas Storage GmbH, Technical Asset Management, Wien, Austria

Abstract

The 16th Torton Reservoir (TH) is the most important of the stacked reservoirs in the Matzen field located in Vienna basin. It is an up to 70m thick blocky transgressive sandstone with excellent porosity and permeability, characterized by thin hard layers that are important vertical barriers for liquid and gas flow. Discovered in 1949, it is still the largest oil producing reservoir in Austria. The reservoir has a strong edge aquifer attached and some pressure support from a bottom aquifer. Water injection for pressure maintenance started in 1968 with a voidage replacement ratio (VRR) of more than 60% in 2023.

First ideas to use the central initial gas cap of 16. TH reservoir for gas storage while simultaneously producing oil date back to 1994. Since then, several development concepts were prepared, simulation studies run and injection trials made. However, due to various reasons, the project was never rolled out and no commercial gas storage operations went on stream in this reservoir.

Due to geopolitical reasons, demand for gas storage capacities rapidly rose in 2022 in Austria and across all of Europe. Multiple factors led to a record filling level of OMV's Austrian gas storage facilities of up to 107% in 2022. Due to the supply uncertainties on the European gas markets and the continuous demand for gas storage capacities, the utilization of the additional storage capacity of the 16. TH with the existing surface facility was revisited.

This paper describes the necessary surface and subsurface work done to include the 16. TH into the existing gas storage infrastructure of OMV Austria. This includes inspecting and re-connecting pipelines, refitting a collector, repurposing an existing well from gas production to gas storage, development of operational modes to inject gas via the existing surface facility, examining the heterogeneous gas- oil- contact, setting up a monitoring concept for the production behavior of adjacent oil producers, analyzing the movement of the gas- oil- contact and quantifying the effect on oil production.

It describes how an additional storage volume of up to 100 Mio. m³(Vn) was obtained by utilization of a single well, which is centrally located in the middle of the gas cap. The project was kicked- off in March 2023, resulting in first commercial gas injection in August 2023.

After injection of 45 million m³(Vn) gas by the end of 2023, a few oil producing wells needed to be shut in due to an increase of gas- oil- ratio. While reservoir pressure rose by ~3,9 bar in the near- wellbore area of the newly utilized gas storage well, the decline in oil production of the whole reservoir seems to have reduced. Reduction of watercut could be observed on some wells. Thus, the ambition to maximize ultimate recovery of the oil phase while utilizing the gas cap for storage seems within reach.

Further plans include close monitoring and surveillance of the 110 active wells of the 16. TH reservoir. In addition, it is planned to conduct a workover on the operating gas injection well to reduce skin and increase productivity and injectivity.

1. Introduction

The giant oil and gas field Matzen is the largest multi- pool field onshore Europe. It is located around 20 km northeast of Vienna in the central part of the Vienna Basin (Austria). It shows a typical production profile of accelerated early production followed by a long decline and an extended tail production (fig. 1), which is described in detail in several papers.^{6,7}

The 16. TH is the most important of the stacked reservoirs in the Matzen field located in Vienna basin. Discovered in 1949, it is still the largest oil producing reservoir in Austria. First ideas to utilize the central gas cap of the 16. TH for gas storage operations while maintaining oil production date back to 1994¹. Finally, in 2023, almost 30 years later, commercial UGS (underground gas storage) operations commenced.

This paper gives an overview of the geology & reservoir, the early UGS concepts & concerns, the implementation in 2023 and current status & monitoring.

1.1. Geological Overview of the 16.TH

As described by Kreuzer N., 1992⁵, the main subsidence of the Vienna Basin occurred during the early Badenian times (mid-Miocene). The basin was continuously filled up with terrigenous clastic sediments consisting of sandstones, shales and minor gravel beds as a result of alternating transgressive/regressive cycles caused by a series of sea level changes. The Matzen 16.TH reservoir is an integrated part of this sedimentary succession. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** 2 shows the complete stratigraphical subdivision of the most hydrocarbon-prolific horizons within the Matzen area. There are a number of faults that separate the Main Matzen “Hauptscholle” area from other smaller production units. A sealing major normal fault (Bockfliess East fault) subdivides the Western Bockfliess area into two main compartments. The western sector (“Westscholle”/Sector 1) which forms a separate independent compartment (A015-216-20 PU) and the eastern block – aka Sector 2 – that is in hydraulic communication with the Main Matzen area (“Hauptscholle”) forming a common production unit (A015-216-10). Additionally, the Matzen Fault lies to the North of the Main Matzen area, separating further smaller production units such as 216-31, 216-32, 216-33 and 216-90 (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

The 16. TH main Sandstone reservoir consists of up to 70 m of massive transgressive sandstones with excellent reservoir properties (average porosity of ~0.27; average permeability of ~1200 mD). Typical open-hole logs show overall blocky sandstone bodies, with a gradually fining-upward grain size trend, characteristic for a sedimentary succession where the sea level progressively increased, and the depositional energy decreased over time. (modified, after PROSEIS, 2003⁹)

Typical features of the 16.TH sandstone are the tight, cemented streaks, the so called “Harte Lagen”. The 10cm to 1m thick, calcitic hard layers are assumed to be deposited as shallow marine limestone patches during sea level high stand events. Due to their low permeabilities they can form local vertical barriers for fluid flow and may explain locally abnormal production behaviour or Gas- Oil contact variations. (modified, after Kienberger G. & Fuchs R., 2006⁷)

1.2. 16.TH Reservoir Management

As outlined in several studies and reports⁶⁻⁹, it is vital to balance voidage replacement ratio (VRR) to maximize ultimate recovery. Water injection for pressure maintenance in the 16. TH reservoir started in 1968 with an overall VRR of around 0.64 in 2023. Mainly, peripheral wells that were drilled as injectors are used for injection, but also some converted producers (fig. 4).

The pressure maintenance measures showed positive effects, the initial reservoir pressure was at 160 bar, until injection started in 1968, it dropped to 120-130 bar. Since then, the reservoir pressure has been kept at the same level until today.

Starting from 2006, gross production increases took place in the western section of the production unit 216-10, which needed to be considered in the injection strategy^{7,8}. Further, a redevelopment project was conducted starting from 2011 with the main purpose to increase gross production rates. In order to keep reservoir pressure constant, a new horizontal injector was drilled then and some producers were converted to injectors (regional western part). At the moment, 13 injectors are maintaining pressure in 216-10.

Voidage replacement ratio (VRR) (excluding the gas injection in 2023) lies on average around 0.64 for the whole 216-10, with the Bockfliess area of 216-10 and the Hauptscholle area having almost equal VRR. (This analysis takes into consideration liquid injection and withdrawal. Any gas injection is not considered due to its limited effect: gas compressibility is orders of magnitude smaller than that of water.)

Due to successful reservoir management, current recovery factor is around 53%.

1.3. Early concepts to perform UGS operations in 16.TH

First ideas to utilize the central gas cap of the 16. TH for gas storage operations while maintaining oil production date back to 1994¹. Later, several studies were done on this project^{1-3, 8}.

Fink et al. (1994)¹ conducted a simulation study and concluded that the gas cap of the 16. TH is suitable for UGS, assuming a working gas volume (WGV) of 100 – 200 Mio. m³(Vn). He based the analysis on the performance parameters of well “X”, which was drilled in the middle of the gas cap in 1993 (more details below). Rates of up to 100.000 m³(Vn)/h were estimated to be provided by two wells. It is argued that possibly occurring coning effects would be limited and no issues would be expected at production rates of up to 50.000 m³(Vn)/h. The reason being the presence of the “Harte Lagen” representing vertical flow barriers. At a WGV of 100 Mio. m³, reservoir pressure is estimated to vary within +/- 8 bar per storage cycle. It is expected, that some oil production wells would seasonally need to be shut in due to high gas oil ratios (GORs), without any reduction of ultimate recovery. Due to the smaller well density in the gas cap area and the corresponding higher uncertainty on reservoir rock properties, production- & injection tests using well “X” were proposed to verify the simulation results. Finally, due to the relatively constant reservoir pressure and the very good reservoir properties, utilization of a “high performance UGS” is recommended, with several injection- & withdrawal cycles per year.

Bregar & Zeitzmann (1996)² provided a summary analysis of the long- term UGS test, which was proposed by Fink et al. (1994)¹ and conducted from 01 – 09 / 1996 using well “X”. They found, that the gas cap of the 16. TH is suitable for UGS, without negatively affecting oil production in the surrounding wells. For the duration of the test, overall oil production was even slightly higher than in the NFA (no further action) case, due to a secondary pressure maintenance effect of the UGS test. It is found, that production rate is limited to ~40.000m³/h, due to the suboptimal completion design of well “X” (skin of +20). However, rates of up to 100.000m³/h are assumed realistic per well in this area of the reservoir. As expected by Fink et al. (1994)¹, presence of the “Harte Lagen” provided effective protection from water coning, although a pressure drawdown > 15 bar (pressure differential between reservoir- and well bottom hole pressure) was observed. It is recommended to drill another well for UGS operations.

Grünwalder et al. (2007)⁸ conducted a reservoir simulation study, in which the 16. TH was split into three sector models. Sectors 3+4 covered the main gas cap area. The report describes

the optimization of oil recovery of the 16. Torton, including recommendations on peak gas storage utilization, EOR (enhanced oil recovery) processes and waterflood optimization. In the section on UGS utilization, different well placement scenarios are compared and a minimum of two wells are recommended for UGS operations for redundancy/ operational reasons.

In 2011, Kienberger³ followed up on the work of Grünwalder et al. (2007)⁸: the sector model covering sectors 3+4 (main gas cap area) was updated with recent production- & workover data and a good history match could be reached, including the effects of the big- scale gross production increase. In the work of both^{3,8}, it is found that single well deliverability shows that rates up to about 120.000 - 135.000 m³(Vn)/h can be delivered by the reservoir at a drawdown of 4-5 bar. It is highlighted, that the volume withdrawn should quickly be re- injected in 16.TH to keep lag times short and to avoid oil migration into the gas cap. Proper reservoir management with continuous reservoir monitoring is considered essential to maximize oil recovery. Liquid production might become an issue after about 10 years of gas cycling operations. Finally, an optimized well location for a second UGS well was found approximately 1 km Western of well "X": Here, water encroachment through the flanks was found to be minimized.

Kienberger (2011)³ found, that voidage replacement was not balanced at that time, which could have negative effects on oil recovery and UGS performance – as a result of the study, voidage replacement could be balanced in the meantime. For optimum UGS performance, it is recommended to drill three new vertical or two slanted wells into the gas cap, whereas the use of long horizontals is seen critically, due to the inherent geological and technical risk.

Project Implementation

1.4. Objective of the PUGS project

The idea of this project is to provide additional working gas volume and (withdrawal and injection) rates to the overall UGS portfolio, while simultaneously keeping up oil production in the 16. TH.

Generally, UGS performance sinks with lower remaining reservoir pressure. At peak demands and/ or at very low working gas levels, the additional working gas volume of the 16. TH can boost UGS performance (fig. 6). Here, it is of great value that reservoir pressure in the 16. TH, and thus expected UGS withdrawal rates, show a much smaller range than usually observed in UGS operations.

1.5. Market Situation & Project Overview

As a consequence of the upheavals on the European gas market, which led to the request of additional gas storage capacities required at short notice, a record storage level of 107% was reached at OMV Gas Storage in 2022. Due to the subsequent warm winter 2022/2023, OMV Gas Storage's storage level reached 70% at the end of the withdrawal period in March 2023. Coupled with the ongoing tensions in the European energy market and simultaneous high LNG supply, extremely high levels were also expected for the near future. This created an environment of high demand for any additional storage capacity that can be made available at short notice.

For this reason, the possibility of using the gas cap of the 16. TH as a gas storage facility, that was already considered many times before, was now being taken up again, re-evaluated and developed. During the previous storage tests, gas was already stored in the 16. TH via the

Schönkirchen Reyersdorf station and the existing pipeline string 2, which connects to wells of another UGS reservoir, 5. TH.

For this purpose, well “X” was used, which is located about 3 km northwest of the Schönkirchen storage station and about 1.6 km from the end of the pipeline string 2 of the 5. TH. The lines from the end of string 2 to well “X” still existed and could be integrated into the storage system with relatively little effort. After successful re-integration of the well into the pipeline system and start of injection operations in summer 2023, withdrawal also had to be enabled by installation of a separator at the well location, installation of control valves for simultaneous extraction from 16. and 5. TH as well as development of the additional operating modes.

This measure also improved Austria's security of supply in a short period of time by creating gas storage capacities equivalent to the annual consumption of 40,000 to 60,000 Austrian households.

1.6. Details Well “X”

Well “X” was drilled in 1993 and reached the 16. TH reservoir in the middle of the gas cap area. Initially, the well was intended to produce any oil which possibly could have migrated into the gas cap and was perforated in the lowest part of the main sand of 16. TH reservoir. However, oil production was only little but GOR was above 2000 m³/m³(Vn). Thus, the open perforations were cemented and the well was perforated higher up in the 16. TH in 1995 and converted to a storage well. The vertical well has a perforation interval of 6 meters and is completed with a 4 ½” tubing and a 2 7/8” filter with wire-wrapped liner to avoid sand production issues.

Starting in 1995, storage performance tests were conducted, followed by gas cap injection for improved oil recovery (IOR) until 2012 (fig 8). The intention was to recover the oil that migrated to the gas cap by the effect of gravity drainage (immiscible displacement).

Well performance is known to be sub-optimal since at the first UGS performance tests, primarily due to non-Darcy effects. It is the small filter, which acts as a bottleneck. Skin factors are estimated as high as +20.^{1-3,8}

1.7. Project execution

The project to increase gas storage capacities by utilizing the gas cap of 16. TH via the existing gas storage plant was initiated and kicked off in March of 2023 following an assessment of its feasibility in the short given time frame.

1.7.1. Surface

Following the project initiation, the necessary surface works for the mechanical and electrical tie-in of the well to the existing gas storage facility as well as the necessary operational modes were assessed. In order to revive well “X”, the entire piping at the well site had to be replaced along with valves and instrumentation to account for the higher pressure and gas flow rates during injection. Additionally, a new gas flow rate transmitter had to be installed at the wellsite. The existing subsurface piping of the well had to be rerouted towards the gas storage facility at a collector by tying in an additional ball valve. Additionally, the subsurface line leading to the gas storage facility had to be tied in to the fieldline 2 of 5. TH. The entire piping from the well to the end of fieldline 2 had to undergo a pressure test to make sure the lines could be operated safely at the increased pressure during storage operation.

Alongside the mechanical tie in, the operational modes to inject gas from the gas grid into the 16. TH utilizing the compressors of the existing above ground gas storage facility were developed.

The tie- in, establishment of the operational modes, testing and loop checks were conducted in June and July of 2023, enabling a start up in August of 2023 (fig 9).

1.7.2. Subsurface

Injecting gas into the gas cap of the 16. TH was known from the IOR project to have a beneficial impact on oil production^{3,7,8}. However, gas could not be injected continuously, but only intermittently, because of gas breakthrough causing an increased GOR of some wells. Thus, injecting gas in this reservoir is like trying to balance a fragile system. In addition, water injection needs to be balanced to avoid movement of the gas cap^{7,8}.

Due to these factors, a comprehensive monitoring system needed to be set up:

- Historical CNL logs were analysed to understand the locally strongly varying GOC and to infer trends.
- CNL (DDN-GR) logs are run in three wells
- Memory gauge measurement were done in three wells to infer close- to- static bottom hole pressures.
- A memory gauge was placed in a well over months to infer dynamic bottom hole pressure response.
- Well head pressures are observed.
- Oil producers equipped with ESP pumps with downhole sensors are observed to monitor the behaviour of the oil zone as well.
- Oil producers are carefully monitored on GOR.

To estimate the feasibility of using the 16. TH gas cap as a gas storage simple analytical calculations were done to calculate the current gas cap size. As a starting point for the calculation, two previous studies were taken:

Bregar et al.(1996)² estimated the free gas in place in the main gas cap area of 16. TH with 1.12 billion m³ in 1996, Kienberger (2011)³ with 1.26 billion m³ in 2011. Calculating from there, current free gas in place is around 900 million m³. Using a pore volume versus depth function, it was estimated that gas oil contact would lower by 1m in case of injecting 50 – 100million m³ of gas (assuming evenly distributed GOC immediately after gas injection).

1.8. Results

The well's injectivity is smaller than during the long- term injection tests back in 1995 ff. In 2023 – 2024, injection rates reached ~25,000 m³(Vn)/h (fig. 10), compared to ~30,000m³(Vn)/h of the previous tests. This clear decrease in performance is attributed to the high age of the completion (installed since 1995). It is presumed that the filter is affected by scaling. Scaling, caused by calcareous substances and corrosion products is common in other UGS reservoirs in this asset.

Reservoir pressure in the gas cap area rose by ~3.9 bar (fig 11) and by ~1.5 bar in the oil zone. In other UGS reservoirs, a more elliptical shape of this figure is obtained, due to hysteresis effects and aquifer influence. In the 16. TH, many different factors influence reservoir pressure aside the gas cap injection: gross production rates of the oil producers and their standstills, injector performance, aquifer influx. An even better understanding of the mutual influence is expected, once two – three full injection- & withdrawal circles can be analysed.

After several months of injecting, a total of three nearby oil producers needed to be shut-in due to high GOR. Still, the overall effect of UGS operations on the oil production of the 16. TH is positive: production unit level oil rate increased (fig. 12) and watercut decreased, on some wells substantially, which means that part of the oil trapped in the gas cap could be recovered by gas gravity drainage. Water cut decreased from 98.02 to 97.81% which is significant considering the large liquid volumes produced. Historically, largest positive effect has been seen in eastern part in local highs². During the injection period that started in 2023, largest effect have been seen in in the central part of the reservoir.

Yet, the pipeline connection represents a bottleneck: Since “string 2” of the 5. TH is used, either 16. TH or 5. TH reservoirs can be operated. Thus, the above mentioned target of an additional rate gained, is not reached, yet.

2. Conclusion & Further plans

Providing an additional storage volume of up to 100 Mio.m³(Vn) in a project time frame of around 4 months proved to be a very successful project: gas storage capacities equivalent to the annual consumption of 40,000 to 60,000 Austrian households could be created. All this in the biggest Austrian oil reservoir, while positively affecting oil production.

In future, a workover on well “X” is planned to change the completion and, thus, reduce skin massively and increase injectivity and productivity. Depending on different factors, future activities might include drilling of additional wells into the gas cap to increase rate capacity or adapting the pipeline system in order to allow simultaneous operations on the UGS reservoirs 5. TH and 16. TH.

2.1. Acknowledgements

The authors want to thank OMV for permission to publish this paper, Gerhard Kienberger & Franz Gößnitzer from OMV Austria and Manfred Schlegel & Harald Grabner from OGSA for supporting this project from the beginning and enabling it. Further, many thanks to Ulrich Zeitzmann (OGSA) and Jens Behrend (OMV Austria) for sharing their wide experience and guidance throughout the project phases.

2.2. References

- 1: Verwendungsmöglichkeiten von Teilgebieten der Gaskappe des 16.TH-HS als Untertagespeicher (Area2-A015-216-10, report LII / 857 / 94) G. Fink, E. Rieder, M. Thum, OMV Aktiengesellschaft – Lagerstättenabteilung, Bericht L II/857/94, Wien September 1994.
- 2: Bregar U., Zeitzmann U., 1996: „Long term Gasspeichertest 1996 im Bereich der Gaskappe des 16.Torton/Matzen (PE: A015-216-10). OMV Aktiengesellschaft – Lagerstättenabteilung, Bericht L II/887/96, Wien, November 1996.
- 3: Kienberger G., 2011: Use of the Gas Cap for Peak Underground Gas Storage, Area 2 – A015-216-10 (Main Gas Cap Area), OMV Aktiengesellschaft – Lagerstättenabteilung, Bericht L II/1036/2010, Wien, August 2011.
- 4: Kreutzer N. & Hlavaty V., 1990, Sediments of the Miocene (mainly Badenian) in the Matzen area in Austria and in the Southern part of the Vienne basin in Czechoslovakia (remark: Southern part = CSFR part in the central part of the Vienna basin), in Dagmar Minarikova and Harald Lobitzer, eds., Thirty years of geological cooperation between Austria and Czechoslovakia (Festival Volume): Federal Geological Survey, Vienna and Geological Survey Prague, p. 112-118.
- 5: Kreutzer N., 1992, “Matzen Field; Austria, Vienna Basin” Structural Traps; VII, AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas of Oil and Gas Fields, E.A. Beaumont and N.H.Foster (compilers), A-25 (1992) p. 57–98.
- 9: PROSEIS AG, 2003: Geophysical, Stratigraphic and Petrophysical Evaluation of the 16th Tortonian Oil Reservoir, Matzen Field, Vienna Basin. Zürich, November 2003.
- 6: Fuchs R., Ramberger R., Veit C., 2001: Das Matzen Projekt. Renaissance des größten Öl- & Gasfeldes in Österreich (Wiener Becken): Erdöl, Erdgas, Kohle, v.117, no.11, 528-540, 23 figs
- 7: Kienberger G., Fuchs R., 2006: Case History of the Matzen Field/Matzen Sand (16th TH); A Story of Success-Where is the End?, SPE 100329, SPE Europec/ EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria, June 2006.
- 8: Grünwalder M., Pöllitzer S., Clemens T., 2007, Re-development 16.Tortonhorizont: Optimization of Oil Recovery and Reservoir Management, OMV Aktiengesellschaft – Lagerstättenabteilung, Bericht L II/1013/2010, Wien, October 2007.
- 9: Kaufmann A., Horvath Sz., 1961: Lagerstättenstudie über das Energiesystem des Matzener Sandes. OMV Aktiengesellschaft – Lagerstättenabteilung, Bericht L II/23/61, Wien, März 1961.

3. Figures

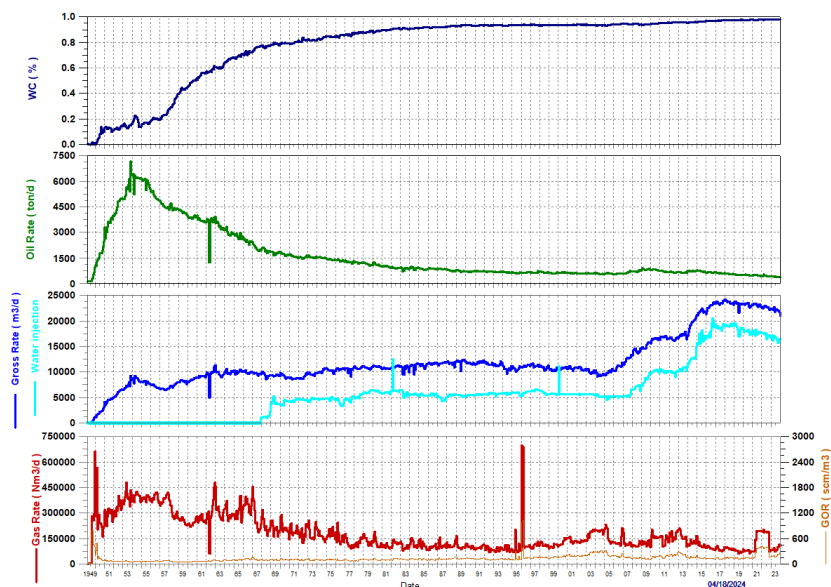


Fig. 1: Production Profile of the 16. TH main pool (A015-216-10 & A015-216-20)

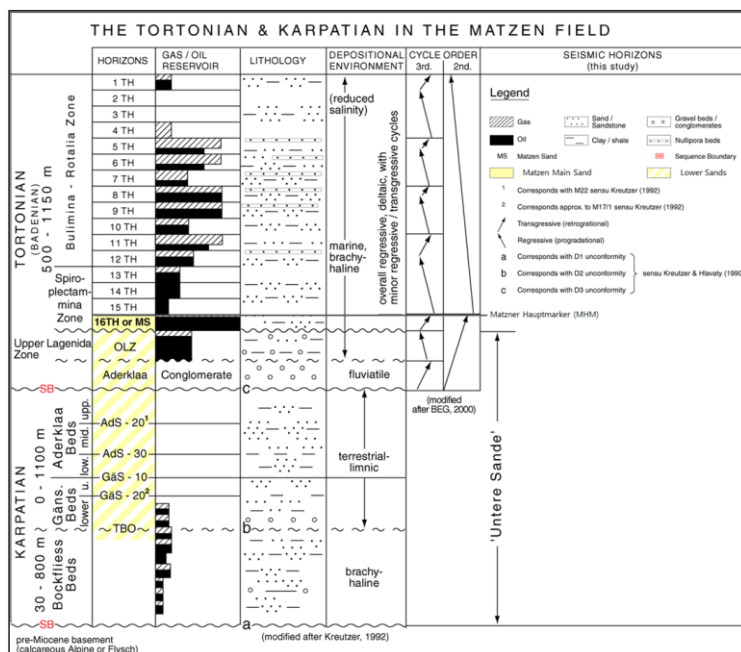


Fig. 2: The stratigraphic subdivision of the multi-pool Matzen Field (Kreutzer N. & Hlavaty V., 1990⁴; Kreutzer N., 1992⁵). Hydrocarbon-bearing reservoirs at different levels are displayed.

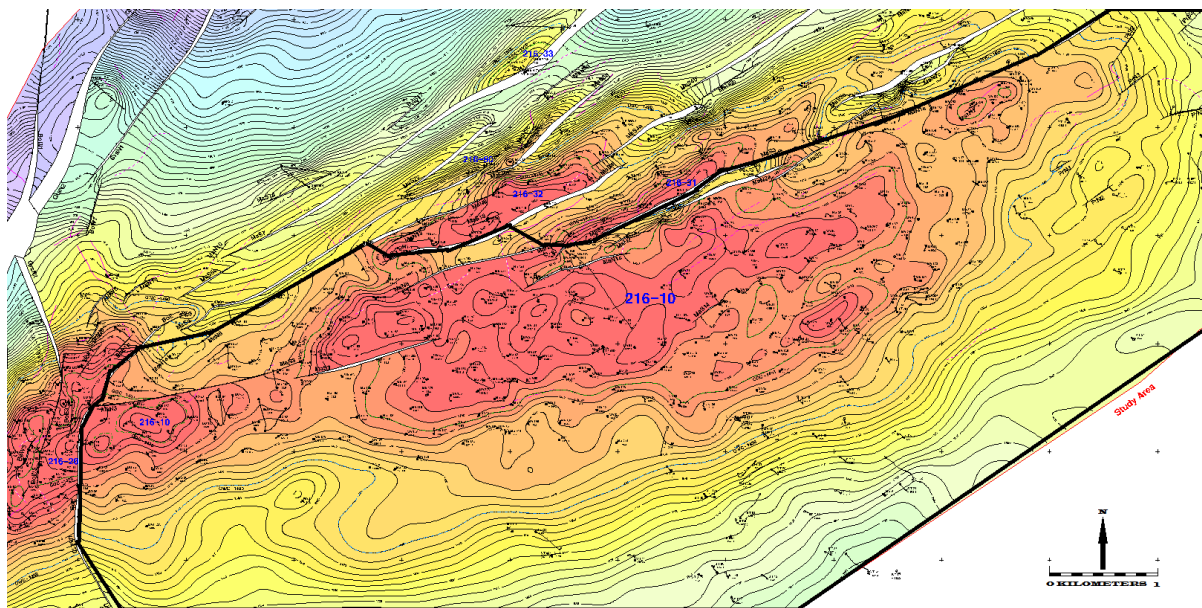


Fig. 3: The Matzen area of Interest 216-10 (black polygon) in relation to part of the remaining 16.TH production units of the reservoir. Contour map of the top 16.TH sand is shown with initial fluid contacts and well tops.

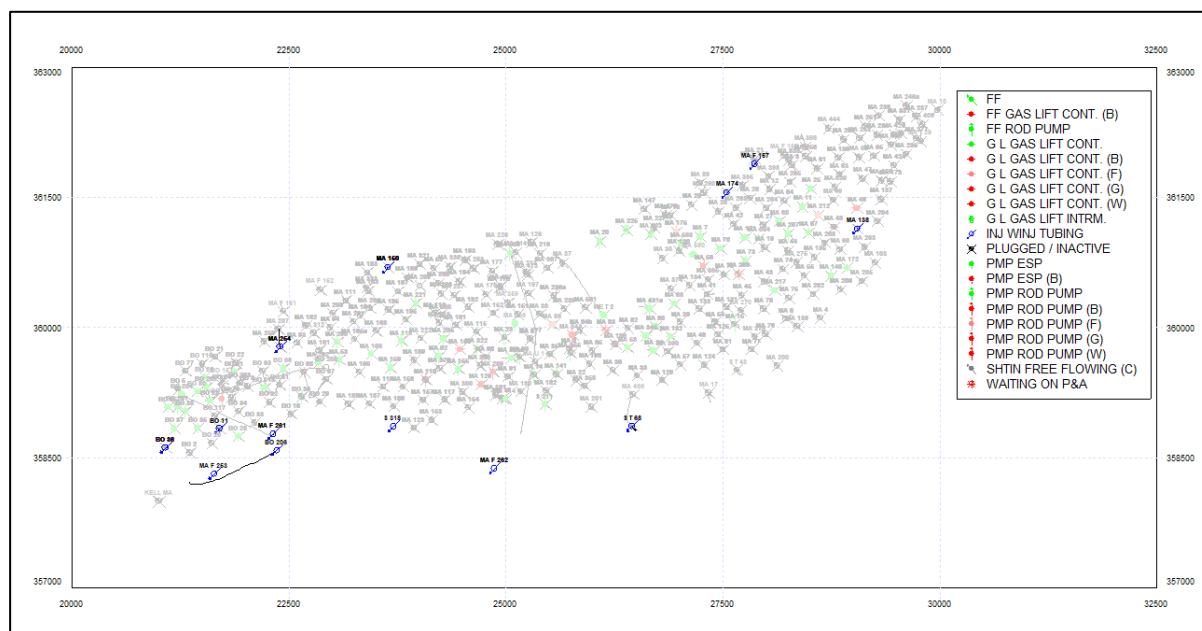


Fig. 4: Water Injection Wells of the 16.TH reservoir (shown in blue)

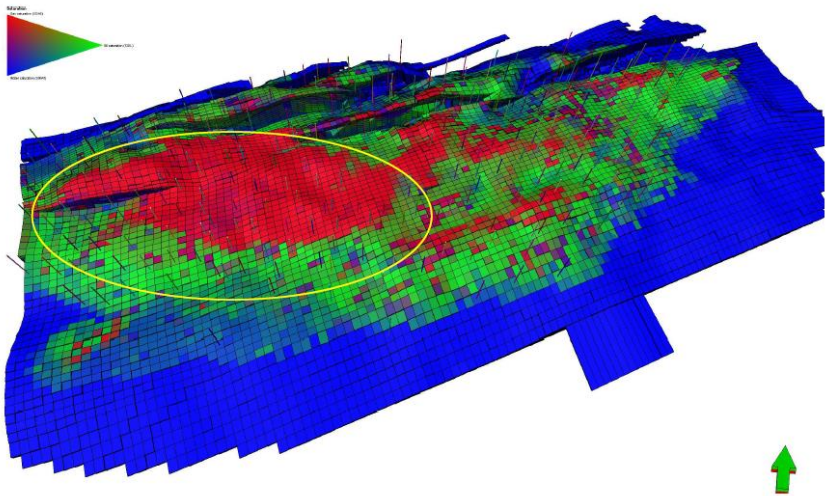


Fig. 5: Saturation distribution of the Eastern part of the 16. TH (sectors 3+4) (Kienberger, 2011)³, yellow circle highlights main gascap area.

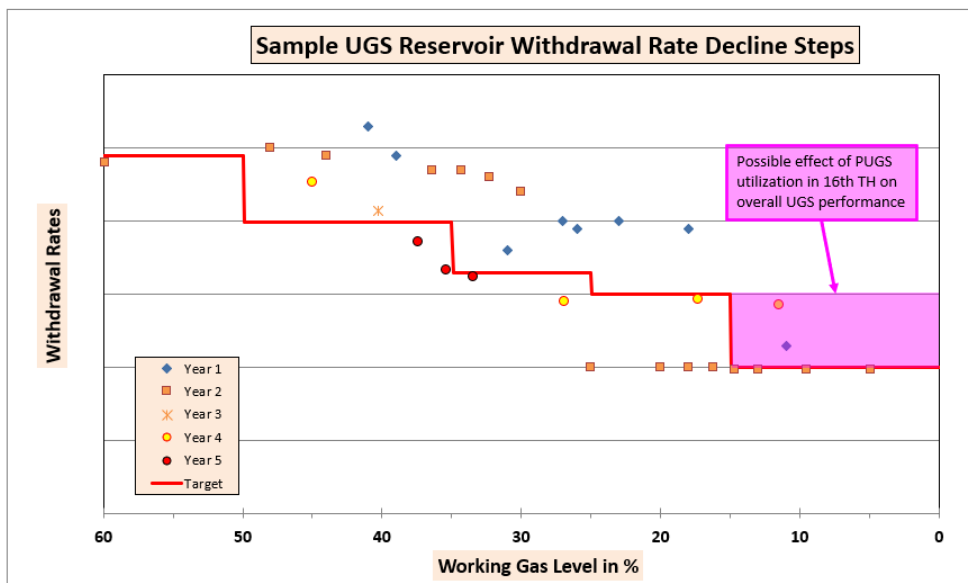


Fig. 6: Sample UGS withdrawal rate decline steps and possible effect on PUGS utilization in 16. TH on overall UGS performance.

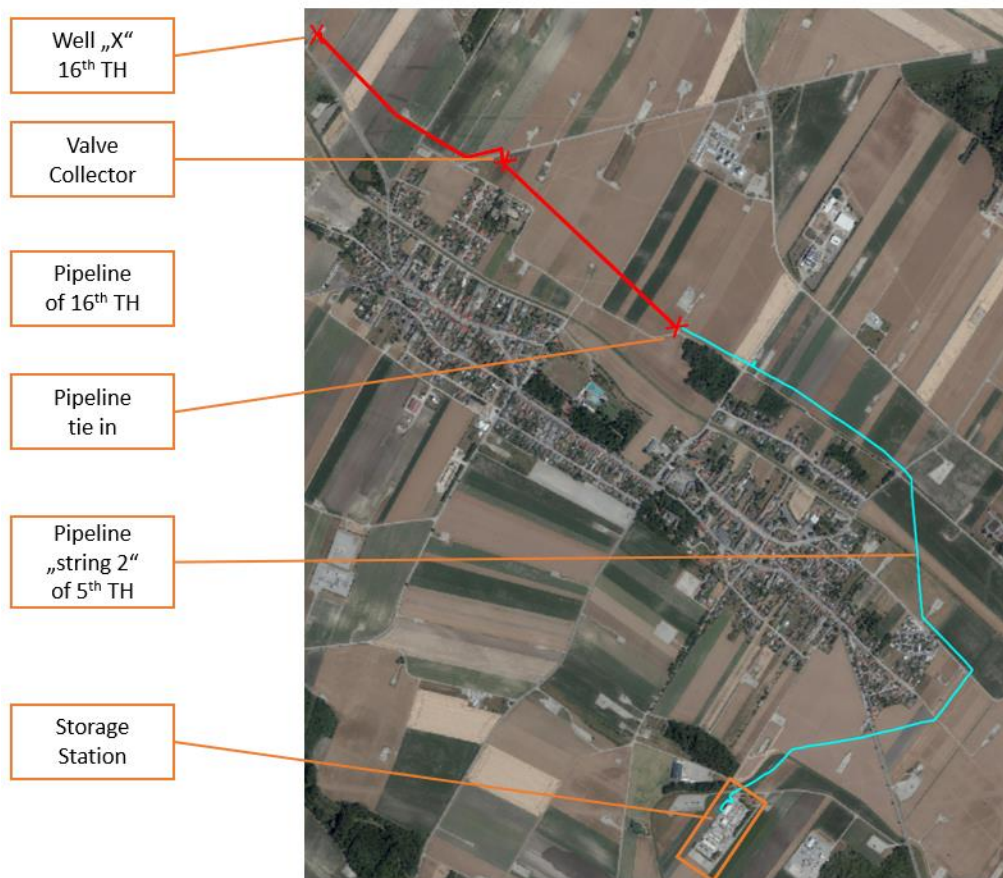


Fig. 7: Surface line connecting well “X” to existing UGS pipeline “string 2” of 5. TH reservoir

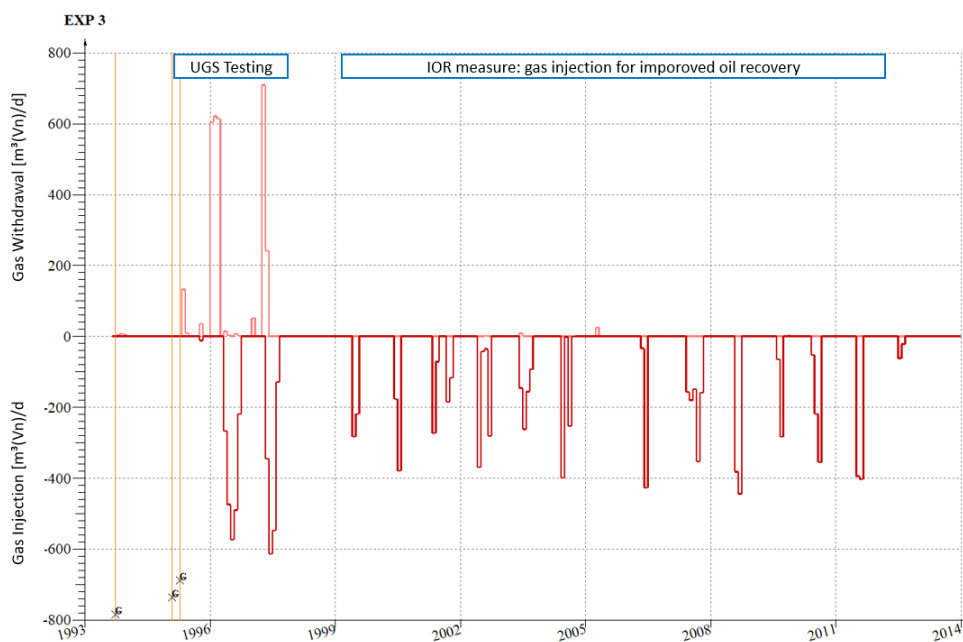


Fig. 8: Production History of well “X”

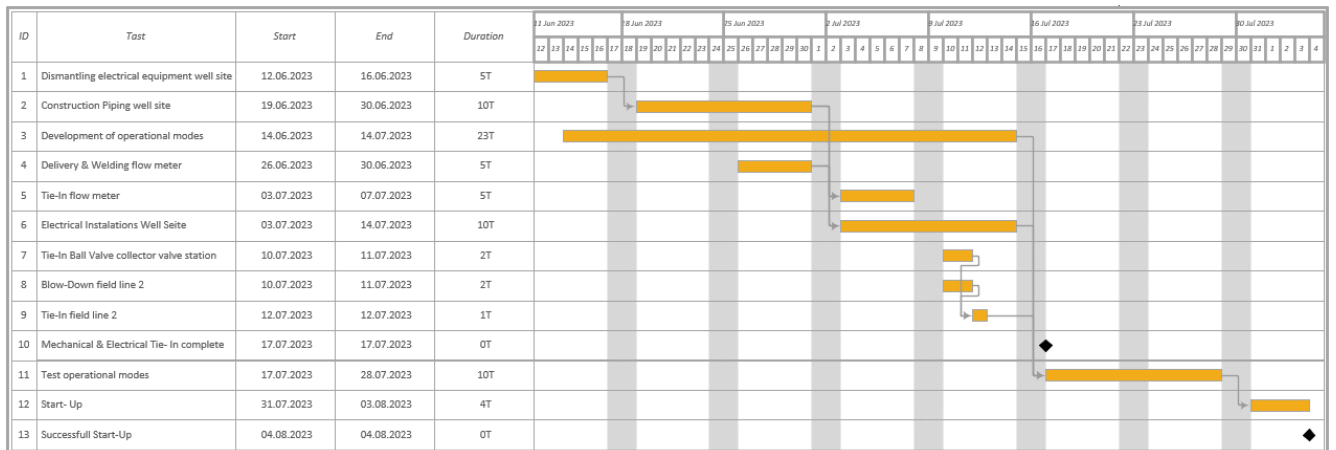


Fig. 9: Project time plan & Gantt Chart

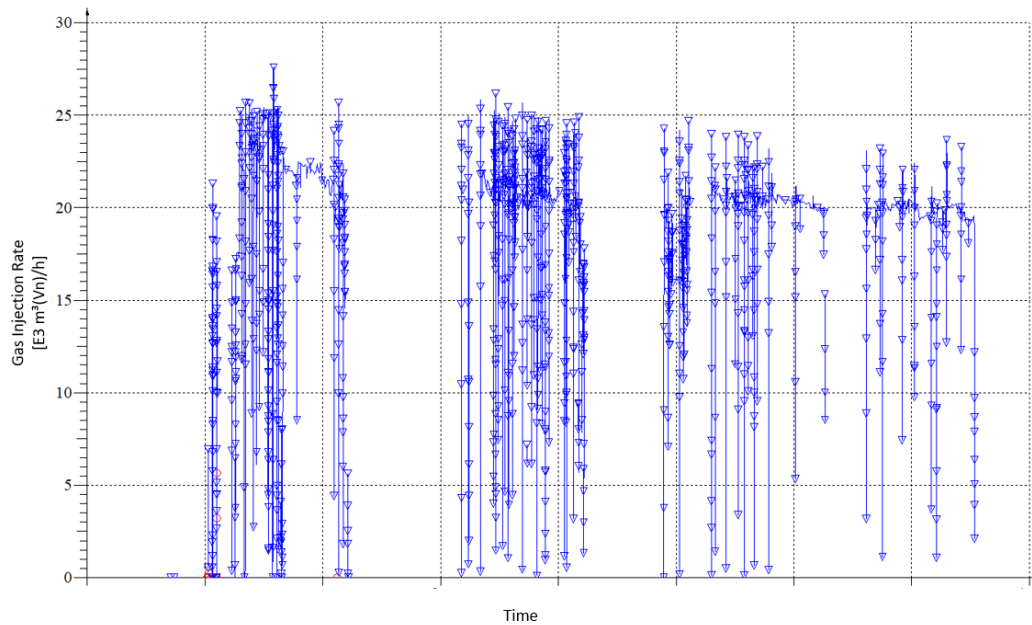


Fig. 10: Injection Rates from 2023-2024

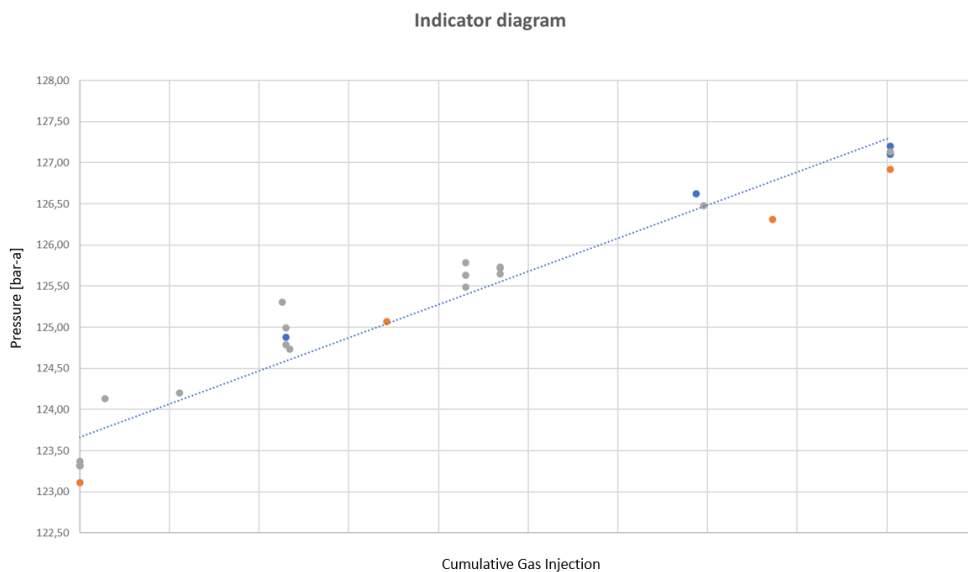


Fig. 11: Pressure increase over cumulative gas injection in the gas cap. Different colours represent different wells.

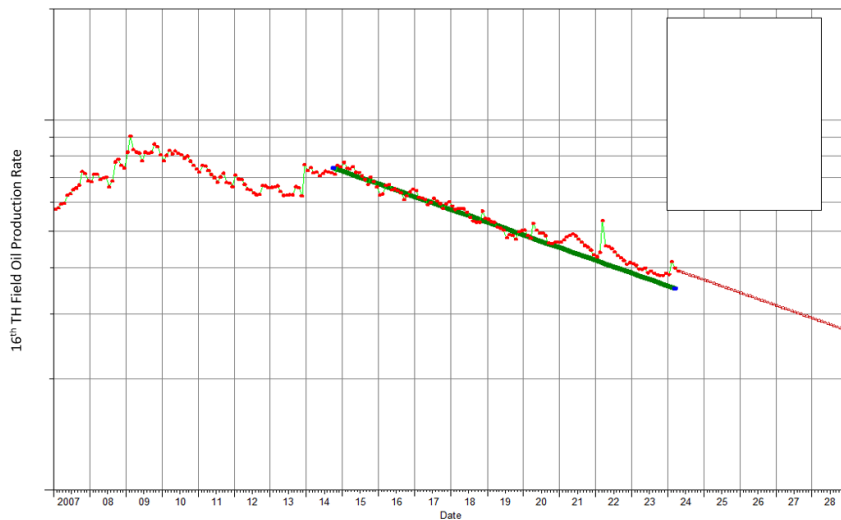


Fig. 12: 16. TH Field Oil Production Rate & Forecast

Seismische Interpretation mit künstlicher Intelligenz (KI) – Chancen und Risiken beim Einsatz für Exploration, Feldesentwicklung und CO₂ Speicherung

N. Grobys

Wintershall dea, Hamburg, Germany

Eine qualitativ hochwertige seismische Interpretation ist entscheidend für das Verständnis von Erdöl- und Erdgas Lagerstätten sowie von möglichen CO₂ Speichern. Traditionell werden dabei in einem seismisches Volumen Horizonte (mit Attributen), Störungen und Geobodies manuell, mittels Autotracking oder durch eine Kombination aus beidem interpretiert. Seit einigen Jahren kommt für seismische Interpretation immer häufiger Machine Learning (ML) zum Einsatz – ein Teilgebiet der künstlichen Intelligenz (KI). Die Studie veranschaulicht anhand von Beispielen das große Potenzial, das Anwendung von ML für seismische Interpretation birgt, verdeutlicht gleichzeitig aber auch mögliche Risiken.

Eine der wesentlichen Stärken der seismischen Interpretation durch ML liegt im erheblichen Geschwindigkeitszuwachs. Sobald ein robustes ML-Modell vorhanden ist, kann dieses wiederholt auf neue seismische Volumendaten angewendet werden und in kürzester Zeit Ergebnisse liefern. Dies eröffnet neue Möglichkeiten, mehr Details in einem größeren Areal zu interpretieren. Dabei kann die ML-Interpretation zusätzliche ausschließlich auf den Daten basierende Erkenntnisse liefern, die die geologischen Modellvorstellungen im Untersuchungsgebiet ergänzen und sogar neue Denkanstöße geben.

Es ist wichtig, stets zu überprüfen, ob das Modell für die vorliegenden Daten geeignet ist. Dabei spielt Qualität der seismischen Daten eine entscheidende Rolle. Unzureichende Datenqualität kann sowohl zu falsch positiven als auch zu falsch negativen Ergebnissen führen, die eine menschliche Interaktion in Form von Qualitätskontrolle, Korrektur und gegebenenfalls ein erneutes Training des ML Modells notwendig machen.

Ein Beispiel für eine sinnvolle Integration von ML in den Boa_Image_Frameworkflow der seismischen Interpretation ist die Aufsuchung und Charakterisierung möglicher CO₂-Speicher. Hier ist eine umfassende Identifikation von Untergrundstörungen von großer Bedeutung. Während bei der Exploration von Kohlenwasserstoffen eine großräumige Störungsinterpretation zur Identifikation möglicher Fallen notwendig ist, erfordert die Feldentwicklung eine sehr detaillierte Herangehensweise. Bei der Suche und Bewertung möglicher CO₂-Speicher werden beide Aspekte benötigt. KI-gestützte seismische Interpretationen können hier gezielt ihre Stärken ausspielen, indem sie großräumig Störungen identifizieren und schnell Gebiete aufzeigen, die beispielsweise durch eine höhere Störungsdichte oder eine stärkere Beeinträchtigung der Deckschichten gekennzeichnet sind. Diese Gebiete können so schnell erkannt und im Detail betrachtet werden, um eine zuverlässige Risikoanalyse durchführen zu können.

Insgesamt besitzt ML ein beträchtliches Potenzial, um im Vergleich zur herkömmlichen seismischen Interpretation einen bedeutenden Mehrwert zu generieren. Eine ausführliche Qualitätskontrolle bleibt jedoch notwendig, um Risiken, z.B. durch Fehlinterpretationen, zu minimieren.

Automating the well Workover Candidate Identification Process in one of Europe's largest Onshore Oil Fields, Matzen

K. Verbole Ilijev¹, M. Vögele², I. Tishchenko², E. Avbelj¹, S. Hercus², A. Payer-Moser¹, M. S. Eichinger-Klemm²

¹OMV Exploration & Production GmbH, Gänserndorf, Austria, ²OMV Exploration & Production GmbH, Vienna, Austria

Abstract

This abstract introduces a proof-of-concept workflow aimed at automating the identification of workover opportunity candidates in the mature Austrian oil and gas fields, leveraging over 70 years of production history and extensive digitalization efforts by OMV. With over 1000 active and temporarily shut-in wells across 780 reservoirs, manual identification of candidates is challenging. The workflow, illustrated in Figure 2, utilizes Python to handle diverse datasets and achieves an 80% reduction in identification time compared to manual processes. By prioritizing opportunities based on volumetrics and financial metrics, the tool empowers subsurface engineers to focus on economically attractive options, ultimately enhancing decision-making in mature fields with stacked reservoirs and large well stock. The methodology presented can be applied to optimize workover candidate identification in similar mature fields, contributing to enhanced operational efficiency in the oil and gas industry.

Introduction

The Matzen field in the central Vienna basin is one of the largest oil and gas fields of Central and Western Europe. With more than 70 years of production history, more than 3500 wells drilled, and a cumulative production of over 516 million bbl oil and 1.1 Tcf of gas (Fuchs and Hamilton, 2006), it nowadays represents a typical onshore brown field development. At this stage, a comprehensive effort is undertaken to optimize the recovery rate (Poellitzer et al., 2008; Clemens et al. 2016; Leitenmüller, 2019, among others) and to minimize the declining production by improving performance and integrity of the active wells.

Due to the abundance of production-, workover-, economic-, and spatial data acquired during the lifetime of this mature field, the manual identification of promising workover candidates from such a large well stock is a time consuming and repetitive task for a subsurface engineer. Resource constraints often lead to a reactive prioritization of poor performers or already shut-in wells over potentially economically more attractive opportunities with a larger incremental production potential. Thanks to the extensive digitalization efforts in OMV in the recent years, such routine work is predestined to be automated.

The here presented workflow describes an in-house tool to automate the identification of remaining workover potential for 1057 active and temporarily shut-in wells in the Vienna basin (Figure 1, after Brix and Schultz, 1993) that penetrate over 780 individual reservoirs. Our tool automatically ranks the opportunities in volumetrics and financial terms using historic and current production- and economic data of oil and gas wells. The resulting machine generated shortlist of prioritized opportunities helps the subsurface engineer to focus on the most economic activity first.

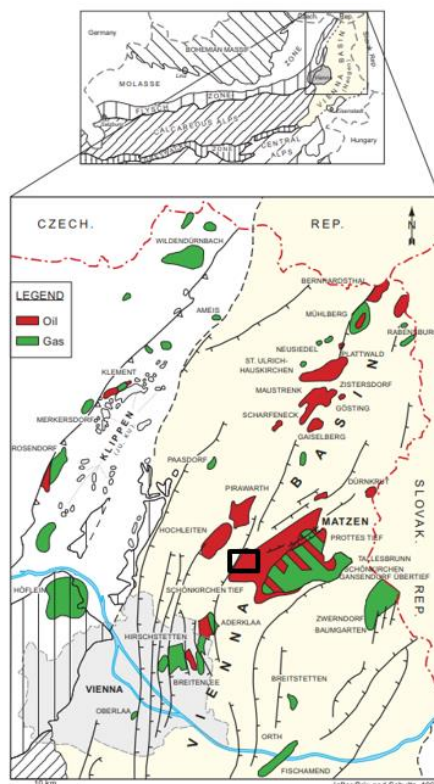


Figure 1 Oil and gas fields in the Vienna Basin, the biggest one being the Matzen Field. Location map after Brix and Schulz (1993). The black rectangle depicts the location of the close-up.

Method

The automation of the workover candidate identification process is illustrated in Figure 2. Its basis is formed by connecting existing databases containing well location and -meta data, monthly production data, geological well tops, well perforations, economic data, and shape polygons, depicting the extent of individual production units of the stacked reservoir horizons in the fields. As these data are comprehensive and gathered over decades, the parameters are not consistent enough to allow for easy machine processing and automated analysis. A prerequisite for the workflow is the synchronisation of all datasets and a consistent data granularity, e.g. production data being reported per perforation; production data are assignable to production unit.

In the logical first step (1), all required input data are exported from the storage databases, e.g. downloaded via API from a webserver, quality-controlled and conditioned. This laborious but essential process may include the aggregation of production data, the clean-up of well top data depicting production intervals, or the selection of the shallow-most open perforations per currently producing reservoir. In addition, this step assures that data identifiers are unique and key data, required for the subsequent analysis steps, are complete and can be mapped.

Once all the data is fit-for-purpose, the second step (2) comprises of calculation of additional perforation potential for each active production interval in wells. This remaining potential is being estimated by calculating the distance between the top edge of the shallow-most perforation in a producing interval and the reservoir top. In case this distance exceeds a user-defined threshold, the well and its production horizon are flagged.

In addition to assessing the remaining individual perforation potential in currently producing reservoirs, the third step in the workflow (3) addresses remaining perforation potential in all non-produced but penetrated production units of each considered well. A complete list is

inferred from spatial data, such as polygons depicting the boundaries of a production unit, well tops, and production from neighbouring wells. Similarly to step (2), all identified production horizons are flagged as potential workover candidates.

Once the list of potential workover opportunities has been completed for all wells, the fourth step (4) is used to test them against user-defined knock-out criteria. Meaningful hurdles may include a comparison of perforation depths with fluid contacts in the individual production unit, conflicting historic or active production from offset wells within a defined radius around the workover candidate and/or the water-cut in currently producing offset wells (Figure 3). Eventually, the output of this step is a refined list of feasible workover candidates.

Step five, six and seven (5,6,7) serve to generate the input parameters, required for ultimately ranking the identified workover candidates. In step (5), production rates and production decline rates are estimated from offset wells that produce from the same reservoir. In our implementation, we prioritize offset wells with most recent production and weight the contribution of the remaining subset by distance (inverse-distance). Secondly in step six (6), workover costs are estimated from the most recent similar expenditures, prioritizing data points from the same production unit. Finally, step seven (7) screens the lessons-learned database of past workovers and identifies potential production issues (e.g. poor inflow where low liquid levels, sanding issues where gravel packs are present, etc.).

In step eight (8), the economics are calculated for each workover candidate using the estimated production rates, -declines and workover costs as well as some fixed fiscal terms. In our workflow, the calculated metric for each identified opportunity was the net present value (NPV).

Once the NPV is calculated, the ultimate workflow step nine (9) ranks all opportunities including identified potential risks. This resulting shortlist is then presented to the subsurface engineer together with a map per reservoir that contains all relevant data that facilitates their validation.

The workflow was fully realized in Python.

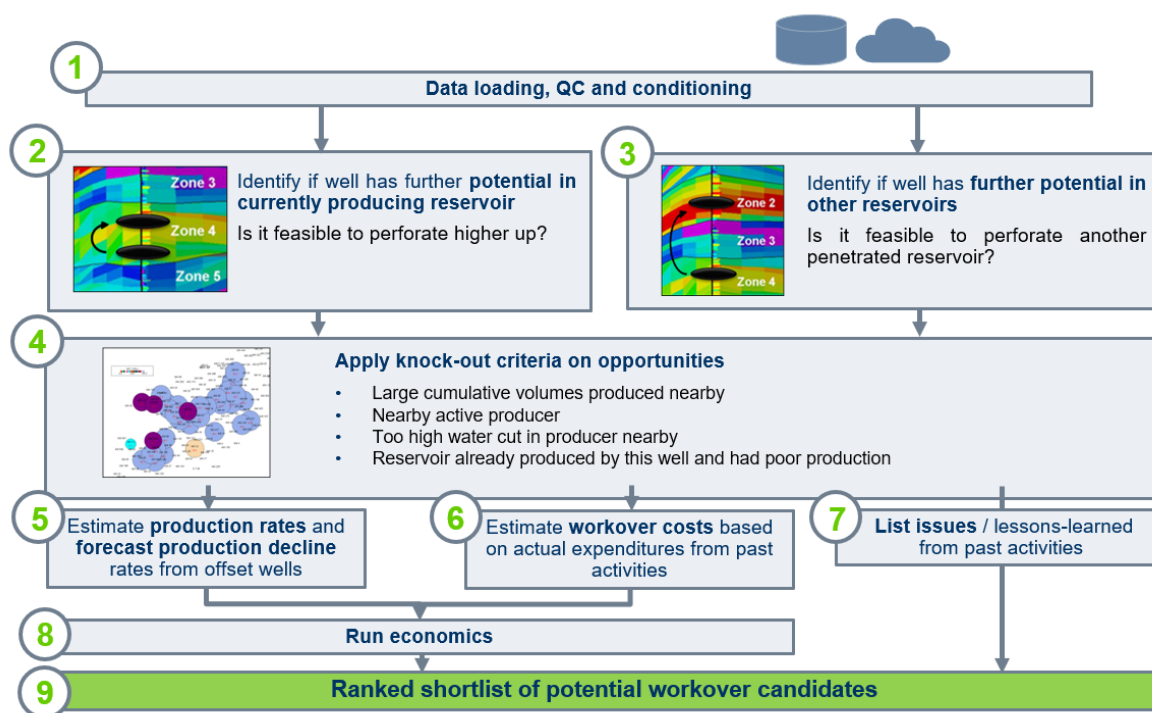


Figure 2 The principal steps of the workover candidate identification workflow, as described in the text.

Examples

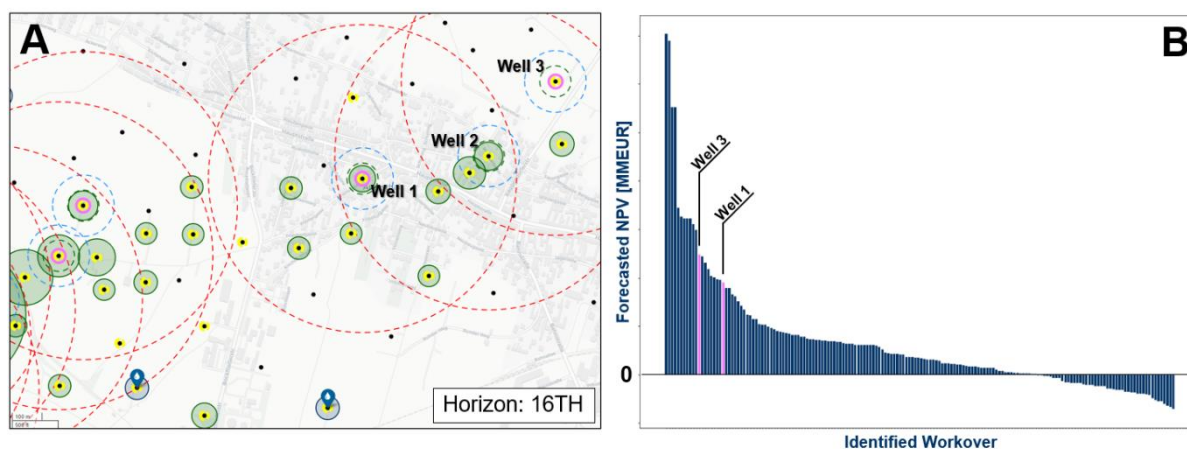


Figure 3 Subplot (A) illustrates screening results for additional perforation potential in currently producing wells, exemplarily shown for the 16. Tortonian oil reservoir. The location of horizon well tops is shown in black, currently open perforations in this interval in yellow. The map further depicts the monthly oil production rates and water injection rates as green and blue bubble maps around the individual well tops, respectively. Threshold distances for conflicting production in offset wells are shown for oil (green, dashed line), non-associated gas production (red, dashed line), and high water-cut (blue, dashed line; workflow step 4). While wells Well 1 and Well 3 do not encounter any conflicts within the threshold radii and are flagged as valid workover candidates (pink), Well 2 neighbours a well with a too high water-cut and is therefore dropped from the candidate list. Subplot (B) depicts the calculated NPV for all identified workovers from the workflow step (2), with the example wells Well 1 and Well 3 highlighted in pink.

Conclusions

Our presented proof-of-concept automates a time consuming and repetitive manual workover candidate identification process. The tool allows for a significant improvement in the efficiency and effectiveness in identifying workover opportunities in the mature Austrian oil and gas fields, estimated at an 80% reduction in time required for the subsurface team to identify the candidates compared to manual processes. This was achieved by integrating large, structured cost-, reservoir- and production related data and analysing them jointly using Python.

While the logic behind the workflow replicates a generic manual process, its complexity lies within the availability, accessibility, quality, and completeness of the (over decades acquired) data. Our resulting shortlist of workover candidates supports the subsurface engineer to proactively focus on refining the economically most attractive options.

References

Brix, F. and Schultz, O. *Erdöl und Erdgas in Niederösterreich*. Verlag Naturhistorisches Museum Wien und F.Berger, Horn; Wien. [1993]

Clemens, T., Lüftenegger M., Laoroongroj, A., Kadnar, R., Puls, C. The Use of Tracer Data to Determine Polymer-Flooding Effects in a Heterogeneous Reservoir, 8 Torton Horizon Reservoir, Matzen Field, Austria. *SPE Res Eval & Eng*, **19** (04): 655–663, SPE-174349-PA. [2016]

Fuchs, R. and Hamilton, W. New Depositional Architecture for an Old Giant: The Matzen Field, Austria. *The American Association of Petroleum Geologists*, **84**, DOI:10.1306/985609M843069. [2006]

Leitenmüller, V. Design of Alkaline-Polymer Flooding in the Matzen Field, Austria – Technical & Economic R&D Evaluation of the planned AP Pilot. *Doctoral Thesis*, Department of Petroleum Engineering & Geothermal Energy Recovery, Montanuniversität Leoben. [2019]

Poellitzer, S., Gruenwalder, M., Kienberger, G., Clemens T. How to Optimise Oil Recovery after almost 60 Years of Production from the Matzen Field, Austria. *70th EAGE Conference and Exhibition*, Extended Abstracts, SPE-113303-MS. [2008]

Digitale Evolution in maturen Ölfeldern: ONEOs Effizienzsteigerung durch gezielte Digitalisierung

S. Egger

ONEO, Vienna, Austria

Dieser Vortrag beleuchtet die Herausforderungen, Erfahrungen und erzielten Erfolge im Rahmen der Digitalisierung maturer Ölfelder, illustriert anhand der Assets von ONEO in Rheinland-Pfalz und Bayern. Während Veröffentlichungen zu Digitalisierungsprojekten im Bereich Exploration und Produktion oft modernen Ölfeldern gewidmet sind, betonen wir hier die besonderen Herausforderungen, die sich in maturen Feldern stellen. Im Gegensatz zu modernen Feldern, die reichlich hochfrequente Daten für Data Analytics liefern, sind in maturen Feldern die verfügbaren Daten begrenzt. Zudem stehen aufgrund der oft marginalen Wirtschaftlichkeit und eingeschränkten Restlebensdauer nur limitierte Investitionsbudgets zur Verfügung. Digitalisierungsprojekte in dieser Umgebung erfordern daher eine gezielte Wertschöpfung bei geringen Investments.

ONEO hat in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte bei der Digitalisierung seiner operativen Abläufe in maturen Feldern erzielt. Hierbei lag der Fokus nicht auf komplexen analytischen Modellen, Big Data oder künstlicher Intelligenz, sondern auf der konsequenten Automatisierung und Digitalisierung von Routinetätigkeiten, die einen bedeutenden Teil der Arbeitsbelastung jedes einzelnen Mitarbeiters ausmachen. Die digitale Evolution lässt sich hier in drei Phasen unterteilen. In der ersten Phase wurden Daten systematisch erfasst und in firmenweit zugänglichen Datenbanksystemen abgelegt. Dies schuf eine konsistente "Single Source of Truth", die als solide Grundlage für weitere Digitalisierungsschritte diente. Durch die Implementierung eines Business Intelligence Systems wurden die Daten strukturiert und automatisch ausgewertet, was eine effiziente Bereitstellung von Informationen an relevante Stellen ermöglichte.

In der zweiten Phase wurden Applikationen zur Automatisierung und Digitalisierung wiederkehrender Tätigkeiten des Betriebspersonals entwickelt, zum Beispiel zur automatischen Interpretation von Dynamogrammen, zur optimierten Fahrweise von Tiefpumpenantrieben oder zum Injektionsmanagement. Zusätzlich wurden smarte Kamerasysteme an den Großteil der Sondenlokalationen integriert, um physische Befahrungen erheblich zu reduzieren.

Angesichts der Dynamik in der Entwicklung neuer Lösungen sah sich ONEO in Phase 3 veranlasst, die Applikationslandschaft in eine zentrale Plattform zu. Diese ermöglicht das bequeme Aufrufen einzelner Applikationen, das Erfassen von Daten sowie das Ablegen und Synchronisieren von Informationen zwischen verschiedenen Datenbanksystemen. Durch die hohe Benutzerfreundlichkeit der Plattform gelang es, auch wenig IT-affines Personal in die digitale Transformation einzubinden. Diese Initiativen führten zu beachtlichen Effizienzsteigerungen, u.a. einer 70%igen Reduktion des Berichtsaufwands, Ersatz von 50% der Papierformulare durch digitale Formulare und einer 30%igen Reduzierung physischer Sondenplatz-Befahrungen.

Data-Driven Future: Wintershall Dea's OSDU Data Platform Deployment Strategy

M. de Groot, S. Mackie, Klein, Th.

Wintershall Dea AG, Hamburg, Germany

Wintershall Dea will unveil its OSDU Data Platform deployment strategy after 1-year of thorough test and validation on a global scale. The OSDU Data Platform represents a pioneering industry initiative aimed at standardizing and harmonizing subsurface data across the energy industry. In the dynamic realm of oil and gas exploration and reservoir evaluation, the OSDU fosters collaboration by providing a common platform that enables data sharing, search, visualization and quality control with a standard way for third party applications to access underlying data, revolutionizing data management practices and catalyzing innovation.

Central to the presentation is an in-depth exploration into what Wintershall Dea tested, what user feedback was received, the deployment scenarios considered, and the chosen path that positions the OSDU Data Platform at the core of Wintershall Dea's subsurface data strategy. Beyond this, the team will share insights into the value proposition, lessons learned during the testing phase, and the strategic significance of partnerships, shedding light on the collaborative spirit that defines the OSDU community. Lastly, a demo will be given so the audience can see this new environment and user interface in action.

Moving forward with this OSDU deployment strategy, Wintershall Dea acknowledges the shared responsibility in nurturing OSDU's growth, fostering collaboration, and collectively shaping an environment where data-driven innovation can flourish. Together, we are mapping out a data-driven future, and this presentation provides a preview of a mid-size gas and oil company's approach to realizing this vision.

Geomechanical-numerical Models without Stress Magnitude Data

M. Ziegler^{1,2}, O. Heidbach^{2,3}

¹ Technical University of Munich, Munich, Germany

² Helmholtz Centre Potsdam GFZ German Research Centre for Geosciences, Potsdam, Germany

³ Institute of Applied Geosciences, TU Berlin, Berlin, Germany

Abstract

Knowledge of the undisturbed stress state in the subsurface is of key interest for successful and sustainable subsurface resource extraction and storage management. However, stress data is usually sparse, subject to large uncertainties, and acquisition of new data is expensive. 3 D geomechanical-numerical models can provide a remedy by providing the full stress tensor throughout a volume of interest. However, information on horizontal stress magnitudes which is essential for the model calibration is usually missing.

Here we present an approach that allows a model calibration on indirect stress information instead of (or in addition to) stress magnitude data. Initially, the full range of reasonable stress states are defined. These stress states are assessed for plausibility by comparison with the indirect information that provide upper and lower bounds of the horizontal stress magnitudes. This indirect information are Formation Integrity Tests (FITs), borehole breakouts (BOs), and drilling induced tensile fractures (DITFs). A successful FIT can be used as a lower boundary for the least principal stress component. Modelled stress states that predict a least principal stress magnitude higher than an FIT pressure is expected to be unreliable. BOs occur when the maximum circumferential stress around a borehole wall exceeds the compressive strength of the rock. A model that shows an agreement between the observed BOs and modelled stress state assuming a corresponding rock strength is expected to be reliable. DITFs occur if the minimum circumferential stress around a borehole wall is smaller than the tensile strength of the rock. A modelled stress states reliability is assessed analogously to the BOs. Further indirect observations can be seismicity or available estimates on the differential stress.

The information obtained through comparison of different possible stress states with the indirect information is used to assign weights to the initially defined reasonable stress states. This way, reliable modelled stress states can be identified as those with a high probability while unreliable ones are rejected. Eventually, a bandwidth of likely stress states is provided that allows an educated evaluation of the 3 D stress state with quantified probabilities using Bayes statistics. We present the validation of our approach using a generic model and results from a case study of the Bavarian Molasse.

Introduction

Knowledge of the undisturbed in-situ stress state is crucial for subsurface engineering such as for exploitation of resources, mining and usage of geothermal energy, short-term and intermediate storage of gas or H₂, as well as long-term storage of CO₂ (Carbon Capture and Storage) or high-level nuclear waste. Information on the stress state, however, is pointwise, sparse and usually subject to large uncertainties. Thus, 3D geomechanical-numerical models are frequently applied to assess the stress state within a given volume of interest.

In order to model the stress state, information on the subsurface geometry and rock properties are required. Furthermore, horizontal stress magnitude data records are essential for the model calibration. However, even if available, the stress magnitude data records are usually only reliable to a small degree and due to their limited number, statistical approaches

to estimate the uncertainties fail. This uncertainty in stress magnitude data in turn drives the uncertainties of the 3D geomechanical-numerically modelled stress state that is based on such data.

Herein, we present an approach that allows to model the subsurface stress state without stress magnitude data at all or with limited data of questionable quality. Therefore, the approach draws on indirect data. Even though these data do not provide stress magnitudes, nonetheless they provide information on the stress state. These indirect data are Formation Integrity Tests (FITs), borehole breakouts (BOs), drilling induced tensile fractures (DITFs), and observed seismicity. Sped up by a surrogate modelling approach these indirect data are used to narrow down the solution space of the geomechanical model. Eventually, the stress states that have a high probability can be provided.

Indirect stress data

Indirect stress data are information on the stress state that do not directly provide information on stress magnitudes. Instead, they provide upper or lower bounds and thus can constrain the possible stress state at a certain location. As such, they are used to narrow down an initially broad range of possible stress states (Ziegler & Heidbach 2023; 2024).

Formation Integrity Tests (FITs) are commonly performed during drilling. Successful FITs (no leak-off of fluid into the formation) are used as a lower constraint for the least principal stress component S_3 which must be larger than the FIT pressure (Figure 1a). If a modelled stress state agrees with the FIT pressure ($S_3 > \text{FIT}$) it is assumed to be reliable. If the modelled $S_3 < \text{FIT}$, the modelled stress state is incorrectly representing the stress state at least at the location of the FIT.

The observation of seismicity indicates that the stress state met the failure criterion of the rock, or the strength of a fault has been exceeded. With assumptions on the fault or rock strength and a failure criterion, a modelled stress state can be tested for its reliability. If the modelled stress state indicates a failure or is very close to failure, it is considered reliable (Figure 1b, green line). A modelled stress state far away from failure at the location of observed seismicity is unreliable (Figure 1b, red line).

Borehole breakouts (BOs) are elongations of the borehole diameter that occur on two opposite sides of the borehole wall. They can be observed in caliper or image logs. BOs are primarily used as an indication of the orientation of the smallest horizontal stress component S_{hmin} (Bell & Gough, 1979). From a mechanical perspective they occur if the compressive strength of the rock is exceeded by the circumferential stress around the borehole wall. The modelled stress state can be constrained if BOs are observed and data on the compressive rock strength is available for the corresponding lithology (Figure 1c). A modelled circumferential stress that exceeds the compressive strength of the rock at a location of observed BOs indicates a reliably modelled stress state. Concurrently, if the modelled circumferential stress does not exceed the rock strength, the modelled stress state is not reliable.

Comparable to BOs, Drilling Induced Tensile Fractures (DITFs) are borehole features that are observed in image logs and can be used as indirect data. The vertical fractures are frequently used to indicate the orientation of the largest horizontal stress component S_{Hmax} (Aadnoy, 1990). From a mechanical perspective they occur if the circumferential stress around a borehole wall is smaller than the tensile strength of the rock. The modelled stress state can be constrained if DITFs are observed and data on the tensile rock strength is available for the corresponding lithology (Figure 1d). A modelled circumferential stress that is smaller than the tensile strength of the rock at a location of observed DITFs indicates a

reliably modelled stress state. Concurrently, if the modelled circumferential stress is larger than the tensile strength of the rock, the modelled stress state is not reliable.

For BOs and DITFs the indirect data can be used in both ways. The explicit observation of no BOs or DITFs in high-quality image logs can also be used as indirect data to constrain modelled stress states. In these cases, the logic is turned around, e.g. a model is reliable if the modelled circumferential stress is smaller than the compressive strength of the rock and at the same time no BOs are observed in an image log. Even though the same mechanism is applied here, particular care needs to be taken to rule out the possibility to miss a breakout during image log interpretation.

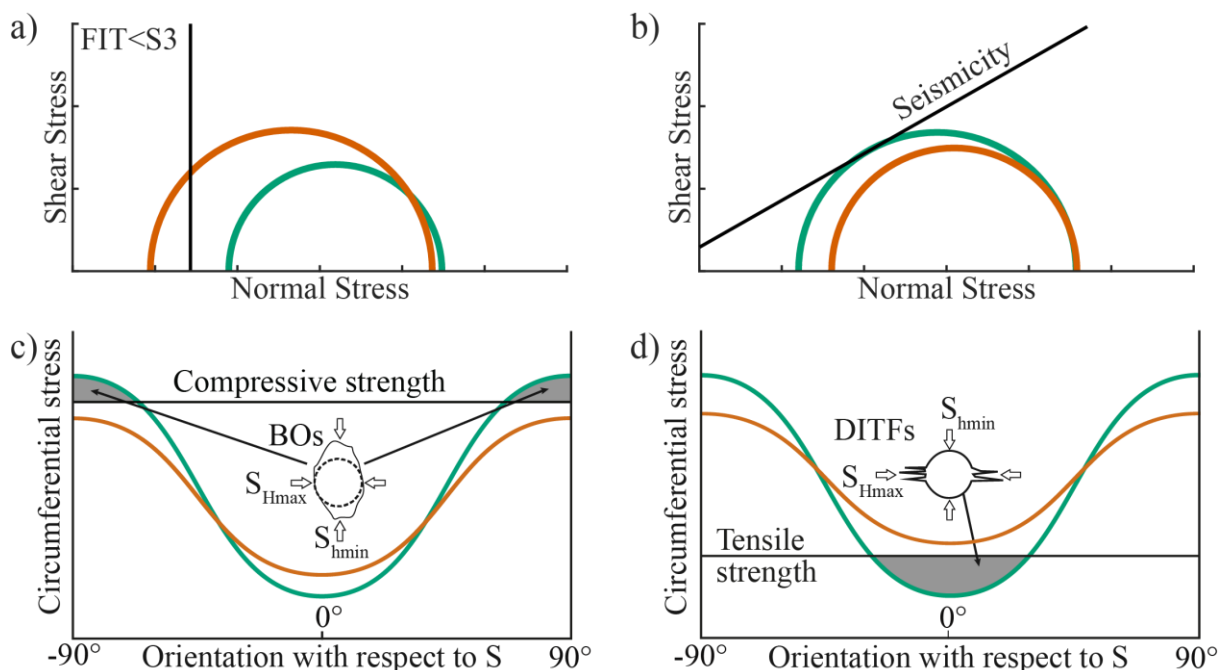


Figure 1: Visualization of indirect data used to constrain the model solution space (Ziegler & Heidbach, 2023; 2024). Two different modelled stress states are compared of which one agrees with indirect data (green) and the other disagrees (red). a) Formation Integrity Tests (FITs) provide a lower limit for the smallest stress component. b) Seismicity indicates that the failure envelope of a given criterion has been reached. c) Borehole Breakouts (BOs) indicate that the maximum circumferential stress around the borehole wall exceeds the compressive strength of the rock. d) Drilling Induced Tensile Fractures (DITFs) indicate that the minimum circumferential stress around the borehole wall is smaller than the tensile strength of the rock.

Methodological approach

The geomechanical-numerical modelling approach used herein uses the finite element method to solve the partial differential equation of motion at discrete locations throughout the model volume. The elastic response of the individual lithologies to displacement boundary conditions is used in order to estimate the stress state. The displacement boundary conditions are applied perpendicular to the model boundaries parallel to the orientation of S_{Hmax} and S_{Hmin} , respectively. This way, a stress state is implemented using two different boundary displacements, one in S_{Hmin} orientation and one is S_{Hmax} orientation (Reiter & Heidbach, 2014).

The approach to use indirect data to determine the probability of a geomechanical model requires a range of different stress states for comparison. This is called the initial solution space. It is described by the boundary conditions that result in the different modelled stress states (Figure 2, Ziegler & Heidbach, 2024). The solution space can be slightly constrained

by information on the orientation of S_{Hmax} , maximum and minimum stress magnitudes and – if available – by stress magnitude data records (Ziegler & Heidbach, 2024). However, if no stress magnitude data records are available at all, the number of initially possible stress states is very large.

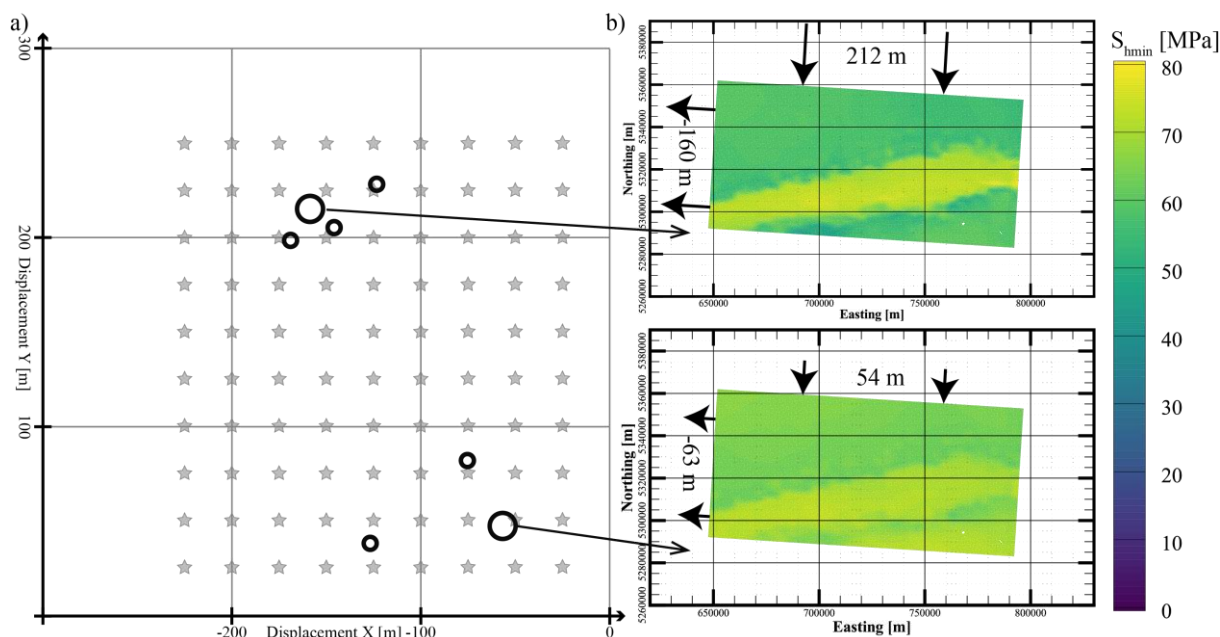


Figure 2: a) Displacement boundary conditions are used to describe a model scenario in a solution space (circles). Different stress magnitude data records lead to variable boundary conditions. To mitigate the uncertainties introduced by data records, the model scenarios are evaluated on a regular grid (grey stars) in order not to miss the true stress state even if it is not supported by data. b) 3D geomechanical-numerical model of the Bavarian Molasse Basin (Ziegler & Heidbach, 2023; 2020). S_{hmin} magnitude is colour-coded on a plane in 3000m depth in two different data-based model scenarios. Each model scenario is identified by the horizontal boundary displacement in x- and y-direction. (Adapted from Ziegler & Heidbach, 2024.)

As a result, not only a single model scenario is computed but a potentially large number of different model scenarios need to be computed. For large models this is economically unfeasible if all model scenarios need to be fully solved due to the immense computational power and time required. Therefore, we use as a surrogate modelling approach the Python tool FAST Estimation (Ziegler, 2023a; 2023b) which solves the model at a small number of discrete locations only. Usually, locations where indirect data is available for comparison are chosen. The surrogate modelling approach speeds up the computation time to less than 1% of the time required for a full numerical solving of the same number of model scenarios. Once, the stress state is estimated at the location of available data for the entire solution space, indirect data can be compared, and the solution space is thereby narrowed down.

Case study

We demonstrate the applicability of the approach on a 3D geomechanical-numerical model of the Bavarian Molasse Basin (Ziegler & Heidbach, 2020; 2023; 2024). The model focusses on a 70 x 140 km² area centered on Munich and is mainly targeted to provide the stress state for the ongoing and planned usage of geothermal fluids for district heating. In total, thirteen different lithological units are included in the model that covers the foreland basin to a depth of 11 km. The model is discretized with approximately 3 million hexahedral elements which corresponds to a resolution of 2 x 2 km² laterally and 18 m vertically. More details on the model can be found in Ziegler & Heidbach (2020).

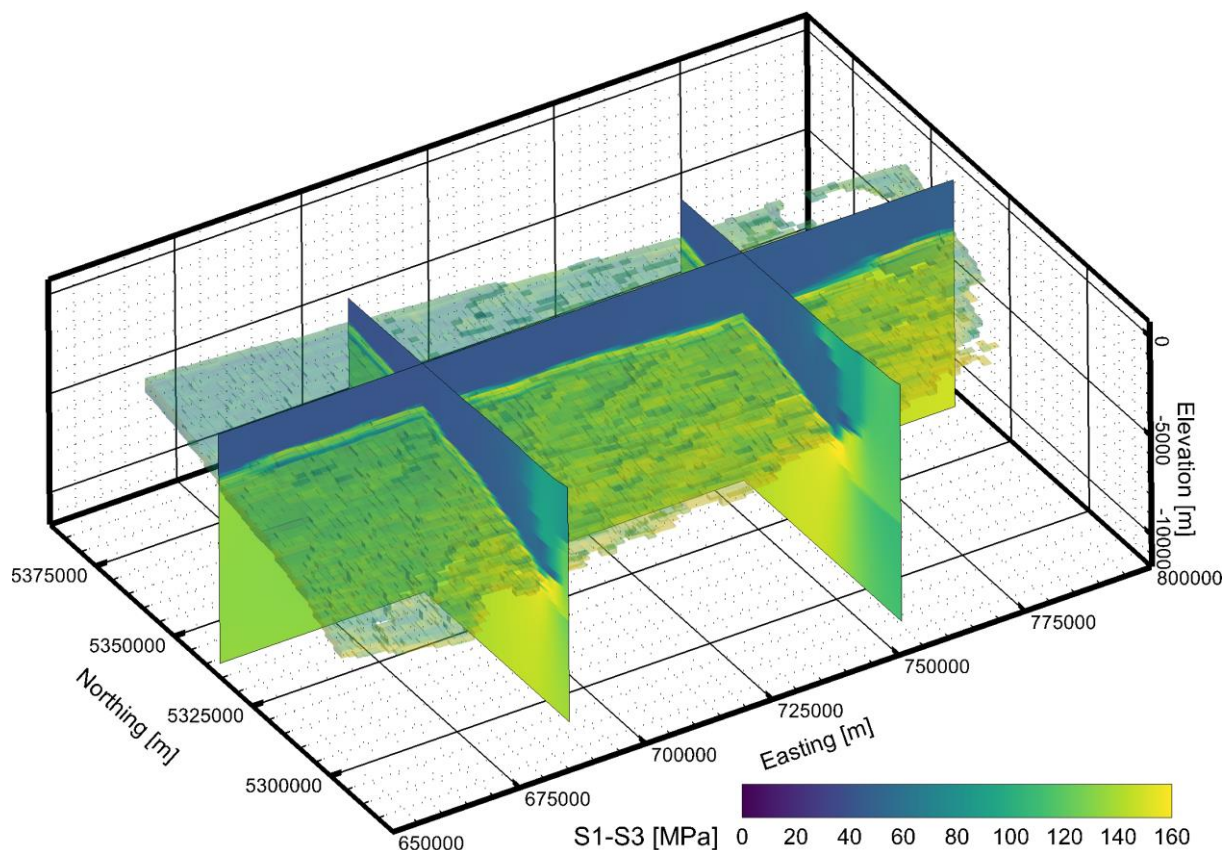


Figure 3: 3D geomechanical-numerical model of the Bavarian Molasse Basin (Ziegler & Heidbach, 2020). The average differential stress according to Ziegler & Heidbach (2020) is displayed on three cross sections and in the volume of the target horizon for geothermal fluid extraction. Please note the vertical exaggeration.

The model provides the full stress tensor throughout the model volume which can be used to derive scalar values such as the differential stress $S1-S3$ (Figure 3). It is initially calibrated on stress magnitude data which shows the high uncertainties of the modelled stress state due to variabilities and measurement errors in stress magnitude data (Ziegler & Heidbach, 2020). Indirect data help to reduce the uncertainties and indicate preferred stress states (Ziegler & Heidbach, 2023).

Eventually, a solution space-based approach is conducted for the geomechanical-numerical model of the Bavarian Molasse Basin. In total 53 FITs, 54 BOs, five DITFs, and eight locations of observed seismicity are introduced as indirect data (Ziegler & Heidbach, 2023). Each of the types of indirect data rejects and promotes different stress states which is reflected in according boundary conditions (Figure 4). Each type of indirect data reduces the solution space in a certain way (Figure 4).

The combination of all constraints based on indirect data are presented in Figure 5. It indicates the ability of the indirect data to significantly narrow down the initial solution space. The boundary conditions that result in stress states that are preferred by most of the data are found and can be used to fully solve one or more model scenarios. Furthermore, certain characteristics of the stress state can be observed from the constrained solution space. In this case, a general preference for a strike slip or thrust faulting tectonic stress regime is observed and the approach can rule out a prevailing normal faulting stress regime.

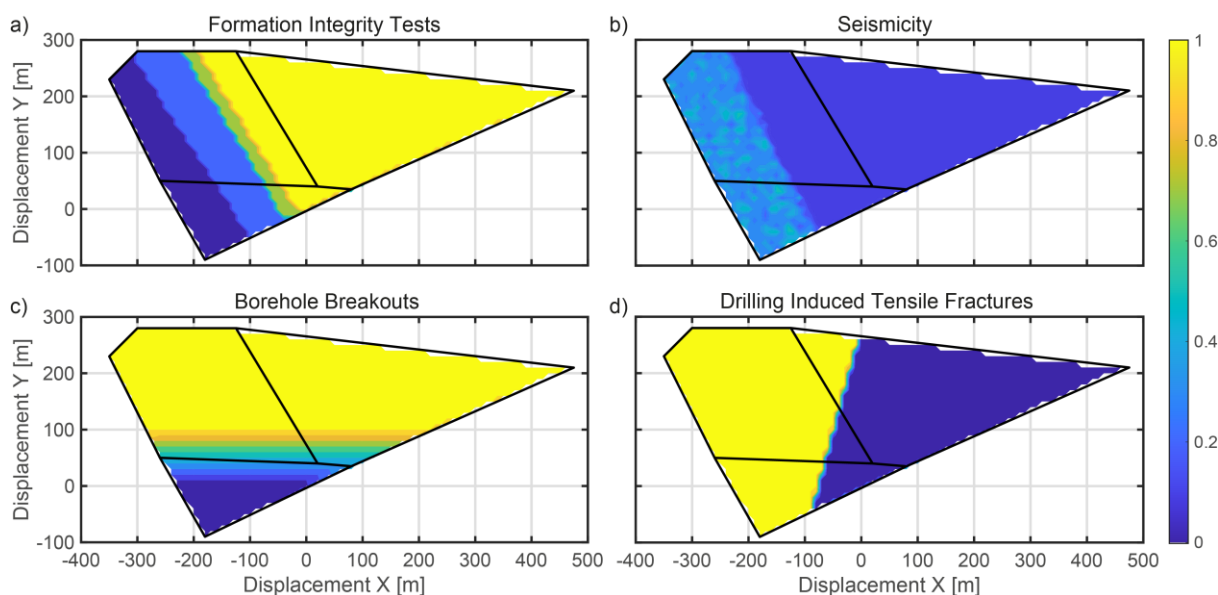


Figure 4: The individual contributions of the different types of indirect data to the narrowing of the solution space. a) FITs mainly constrain small displacement boundary conditions in the orientation of S_{hmin} . b) Observed seismicity is a comparable weak constraint and acts opposite FITs. c) BOs reject small displacement in the orientation of S_{Hmax} . d) DITFs reject large displacements in the orientation of S_{hmin} .

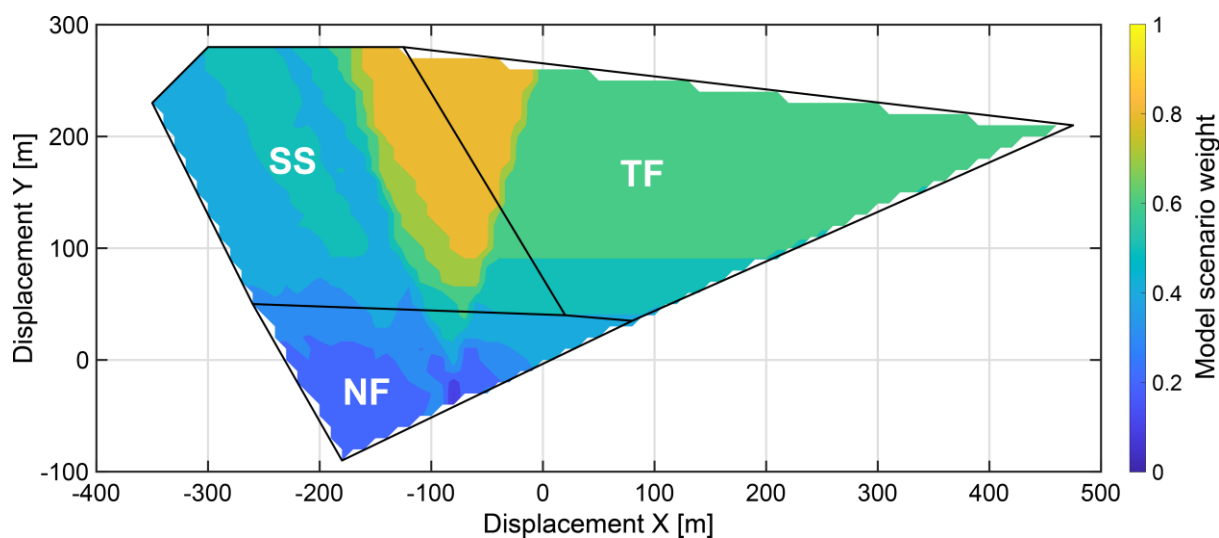


Figure 5: The solution space of the modelling approach in the Bavarian Molasse Basin. Displacement boundary conditions on x- and y-axis, probability of a model scenario colour-coded. The tectonic stress regimes normal faulting (NF, $S_v > S_{Hmax} > S_{hmin}$), strike slip (SS, $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$), and Thrust faulting (TF, $S_{Hmax} > S_{hmin} > S_v$) are indicated in the respective compartments. (Adapted from Ziegler & Heidbach, 2024.)

Conclusion

The presented approach highlights the value of indirect stress data for geomechanical-numerical models that can successfully constrain the stress state in a certain volume of interest. As a result, the unique position and importance of stress magnitude data must be re-evaluated. Stress magnitude data in many situations can be supplemented and even replaced by carefully chosen indirect data on the stress state.

Acknowledgements

The work has been supported by the project SpannEnD 2.0 funded by the BGE and by the DFG (grant PHYSALIS 523456847).

References

Aadnoy, B.S., In-situ stress directions from borehole fracture traces, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 4, 143, (1990) [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(90\)90022-U](https://doi.org/10.1016/0920-4105(90)90022-U)

Bell, J.S. & Gough, D.I., Northeast-Southwest compressive stress in Alberta – Evidence from oil wells, *Earth and Planetary Science Letters*, 45, 475, (1979) [https://doi.org/10.1016/0012-821X\(79\)90146-8](https://doi.org/10.1016/0012-821X(79)90146-8)

Reiter, K. & Heidbach, O., 3-D geomechanical-numerical model of the contemporary crustal stress state in the Alberta Basin (Canada), *Solid Earth*, 5(2), 1123, (2014) <https://doi.org/10.5194/se-5-1123-2014>

Ziegler, M. O., Manual of the Python Script FAST Estimation v1.0. <https://doi.org/10.48440/wsm.2023.001> (2023a)

Ziegler, M. O., Python Script FAST Estimation v.1.0 (V.1.0). GFZ Data Services. <https://doi.org/10.5880/wsm.2023.001> (2023b)

Ziegler, M. O., & Heidbach, O., The 3D stress state from geomechanical–numerical modelling and its uncertainties: a case study in the Bavarian Molasse Basin, *Geothermal Energy*, 8(1), (2020) <https://doi.org/10.1186/s40517-020-00162-z>

Ziegler, M. O., & Heidbach, O., Bayesian Quantification and Reduction of Uncertainties in 3D Geomechanical-Numerical Models. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 128(1), (2023) <https://doi.org/10.1029/2022JB024855>

Ziegler, M. O., & Heidbach, O., Increasing accuracy of 3D geomechanical-numerical models, *Geophysical Journal International*, (2024) <https://doi.org/10.1093/gji/ggae096>

Petrography-based workflow on drill cuttings in combination with borehole gamma ray data, and pXRF on reservoir rocks from the Vienna Basin Flysch Play

J. A. Ölmez^{1,2}, B. Busch¹, R. Möbius³, K. Dasgupta³, A. L. Gauer³, F. Tosoratti³, C. Hilgers^{1,2}

¹Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geosciences, Structural Geology & Tectonics, Karlsruhe, Germany

²KIT Campus Transfer GmbH, TTE Reservoir-Geology, Karlsruhe, Germany

³OMV Exploration & Production GmbH, Vienna, Austria

Abstract

An understanding of reservoir properties, diagenesis, the presence of fluid migration pathways, and their influence on fluid flow in a naturally fractured reservoir is necessary for successful exploration and reduction of uncertainties in reservoir development and production. In addition to core material, drill cuttings are the only geological samples that can provide information on petrographic properties and thus aid in understanding of reservoir properties based on thin section analysis. Although fracture and vein orientations in drill cuttings cannot be reconstructed, the presence of vein generations in specific formation sections can be identified and analyzed to possibly link achieved production to petrographic reservoir quality assessments. Even though core material is to be preferred, only cutting material is continuously present to allow a quantitative, statistical calibration. Cathodoluminescence microscopy provides information about vein growth and composition. Borehole gamma ray logs in combination with handheld portable X-ray fluorescence analysis (pXRF) on washed drill cuttings help to fit the cutting samples into the actual depth in the well. For this academia-industry collaboration 84 cutting samples covering ~400 m of stratigraphy, from two wells targeting the Eocene-Cretaceous glauconite sandstone from the Vienna Basin, Austria, were prepared. The sandstone cutting fragments are predominantly cemented with pore-filling ferroan calcite. Also, ferroan calcite, with varying luminescence behavior, is the most prominent vein cement. A comparison based on textural parameters (grain size, sorting, etc.) and the derivation of petrographic properties may unlock additional information relating to locally varying reservoir performance. Along the well sections, especially the content of glauconite, the carbonate vein cement contents, the total carbonate (incl. vein cements) content and textural data differ. These variations are linked to reservoir quality and production performance of single perforations.

HSE Management in einem kleinen E&P-Unternehmen – Herausforderungen, Lösungen & Chancen – ein Erfahrungsbericht

Stefan Seidl

Head of HSSEQ der ONEO GmbH

Einleitung

Der Vortrag will einen Erfahrungsbericht aus den ersten 3 Jahren als neuer Betreiber eines kleinen E&P-Unternehmens nach der Übernahme von sich dem Lebensende nähernden E&P-Anlagen geben. Dabei werden die vielfältigen Herausforderungen im HSE Management mit extrem niedriger Personaldichte als auch die Lösungen und Chancen aufgezeigt, welche sich bieten, wenn auf Historie, gewachsenen Strukturen und Befindlichkeiten keine unmittelbare Rücksicht genommen werden muss.

1. Gesetzliche Anforderungen

Herausforderung:

Die allermeisten gesetzlichen Anforderungen an das HSE Management von E&P Betrieben sind unabhängig von der Unternehmensgröße. So sind für ONEO mit Produktionsstandorten in Bayern und Rheinland-Pfalz und Bürostandorten in Niedersachsen und Österreich über 230 Gesetze / Verordnungen / Regelwerke aus EU-Verordnungen, Bundesgesetzen, Bundesverordnungen, Landesgesetzen, Landesverordnungen, Berufsgenossenschaften, Bundesverbänden und Technischen Regeln bezüglich HSE zu beachten.

Lösungsansatz:

Der Erste Schritt zum HSE Management war daher je ein HSE-Rechtskonformitätsregister mit allen für ONEO zutreffenden Anforderungen für Deutschland sowie Österreich zu erstellen und darin auch die Nachweise der Konformität zu dokumentieren.

Um die Umsetzungsüberwachung ressourceneffizient durchführen zu können wurde auf Basis der bei Verstößen drohenden Konsequenzen eine Priorisierung (jährlich, 2-jährlich bzw. 3-jährlich) festgelegt.

Da es nicht ausreichend ist, nur einmalig die Anforderungen zu erheben, wurde eine Änderungsnachverfolgung über die Plattform „www.umwelt-online.de“ eingerichtet.

2. Ressourcen

Herausforderung:

Vor der Übernahme, der nun von ONEO betriebenen Produktionsstandorte, wurden die allermeisten dieser Themen, wie in einem Großunternehmen üblich, durch die mehrstufigen Ebenen aus Fachabteilungen mit Spezialisten zu allen HSE Bereichen bearbeitet.

Lösungsansatz:

Aus der Festlegung von fachbereichsübergreifenden, semiquantitativen, auswirkungsbasierten Risikotoleranz- und Akzeptanzkriterien wurde bei ONEO eine Risikomatrix erstellt.

Aus dieser ergibt sich die Anzahl und die Qualität der jeweils für die Umsetzung dieser Risikophilosophie notwendigen Schutzebenen sowie die Prioritäten für die Umsetzung von Maßnahmen.

Für die Bestimmung der zugehörigen Wahrscheinlichkeitsachse wurden unternehmensweit

einheitliche quantitative Werte für Eintrittswahrscheinlichkeiten, Ausfallhäufigkeiten, Frequenzmodifikatoren und Qualitäten singulärer Schutzmaßnahmen auf Basis von Daten aus der Literatur festgelegt.

Die Auswirkungsachse wurde auf die Kategorien „Menschen (einschließlich der Öffentlichkeit)“, „Umwelt“, „Reputation“ und „Finanzen“ reduziert und mit semiquantitativen Werten in fünf Stufen je Kategorie hinterlegt.

3. Management System Dokumentation

Herausforderung:

Unabhängig von der Unternehmensgröße fordert §3 der ABBergV, dass „der Unternehmer darzulegen hat, dass unter Berücksichtigung der in Betracht kommenden Umstände und der Beurteilung der Arbeitsbedingungen die jeweils erforderlichen Maßnahmen, die der Sicherheit und dem Gesundheitsschutz der Beschäftigten dienen, rechtzeitig getroffen werden.“

Lösungsansatz:

Die für das HSE-Management notwendigen Dokumente auf Unternehmens-, Landes- und Standortebene wurden soweit möglich zuerst reduziert, vereinfacht und standardisiert, um diese dann in einem zweiten Schritt standortspezifisch aufzubereiten, damit die Mitarbeiter auch den direkten Nutzen aus diesen Dokumenten für ihre täglichen Tätigkeiten erkennen. Das HSE-Managementsystem spricht dabei vollinhaltlich den Vorgaben der internationalen Normen ISO 14001 und ISO 45001, inklusive transparentem Berichtssystem der zugehörigen Kennzahlen.

Für jeden der 7 Produktionsstandorte gibt es nur genau 10 unter der Mitwirkung der jeweiligen Beschäftigten standortspezifisch aufbereitete HSE-MS Dokumente:

- Alarmplan;
- Gefährdungsbeurteilung;
- Betriebsanweisung;
- Brandschutzdokument (inkl. Brandschutzpläne);
- Explosionsschutzdokument (inkl. Gefährdungsbeurteilung & Ex-Zonenpläne);
- Gasschutzdokument;
- Gefahrenabwehrplan Ölverschmutzungen;
- Gefahrstoffkataster (inkl. Gefährdungsbeurteilung);
- Lärmkataster (inkl. Gefährdungsbeurteilung); und
- NORM/LSA-Kataster (inkl. Gefährdungsbeurteilung).

Die Reduzierung, Vereinheitlichung und klare Struktur der Dokumente hilft den Aufwand für die Dokumentenlenkung gemäß ISO 9001 zu reduzieren. So sind z.B. alle Gefährdungsbeurteilungen und alle Betriebsanweisungen in jeweils einem einzigen Dokument zusammengefasst und weisen die gleiche Kapitelstruktur auf, so dass es zu jeder Gefährdungsbeurteilung auch genau eine zugehörige Betriebsanweisung gibt.

Eine klare Schutzziel- und Verantwortlichkeitstrennung zwischen Betriebsanweisung und Arbeits- bzw. Dienstanweisung mit geregelter Prozess für Abweichungen im Einzelfall stellt eine effiziente und sichere Handlungsfähigkeit auch in Ausnahmesituationen mit geringen Ressourcen sicher.

4. Unterweisungen

Herausforderung:

Bei ca. 50 Beschäftigten, welche auf mehrere Standorte verteilt sind und auch noch Rufbereitschaftszeiten mit abdecken müssen, ist es sehr schwierig Termine zu finden, bei denen eine sinnvolle Anzahl von Beschäftigten für Face-to-Face-Unterweisungen gleichzeitig verlässlich verfügbar sind.

Lösungsansatz:

Auswahl eines E-Learning-Tools, mit schon möglichst vielen inkludierten Standardunterweisungsthemen, aber der Möglichkeit diese, mit vernünftigem Aufwand, unternehmens- und/oder standortspezifisch (auf Basis der jeweiligen Gefährdungsbeurteilungen) anpassen, bzw. komplett neue Unterweisungsthemen (inkl. Audio- und Videoinhalten) erstellen zu können.

Mitte 2022 wurde begonnen möglichst viele Unterweisungen auf E-Learning unter Beibehaltung der unternehmens- bzw. standortspezifischen Inhalte umzustellen (aktueller Umsetzungsstatus: ca. 55%).

5. Auftragnehmermanagement

Herausforderung:

Gerade in einem kleinen Unternehmen werden viele Arbeiten (speziell für Projekte) durch Auftragnehmer erledigt.

Je nach Art der Tätigkeit müssen diese Auftragnehmer in entsprechender Art und Weise in das HSE Management System der ONEO integriert werden.

Lösungsansatz:

Es wurden in Anlehnung an die IOGP Guideline 423 drei Vertragskategorien auf Basis Risikoniveau mit unterschiedlichen Mindestanforderungen an die Zusammenarbeit festgelegt:

- Kategorie 1 (z.B. für Bau- oder Wartungstätigkeiten):
Ausführung unter Aufsicht, Anleitung und dem HSE-Managementsystem von ONEO.
- Kategorie 2 (z.B. für die Erbringung von Dienstleistungen):
Ausführung unter Aufsicht, Anleitung und dem HSE-Managementsystem des Auftragnehmers;
- Kategorie 3 (z.B. für die Lieferung von Waren):
Ausführung unter Aufsicht, Anleitung und dem HSE-Managementsystem des Auftragnehmers ohne direkte Schnittstelle zu ONEO.

Die darin für die jeweilige Kategorie festgelegten Mindestanforderungen werden dann in den verschiedenen Phasen der Zusammenarbeit entsprechend berücksichtigt.

Bei größeren Projekten werden vor Beginn der Arbeiten die wesentlichen Arbeitsschritte sowie Schnittstellen in einem Workshop (z.B.: „Drill-Well-On–Paper“) mit allen Beteiligten durchgesprochen und die notwendigen Schutzmaßnahmen festgelegt.

Außerdem werden für jedes größere Projekt zusätzlich zu den standortspezifischen HSE MS Dokumenten projektspezifisch aufbereitete HSE Management System Dokumente gemeinsam mit den beteiligten Auftragnehmern entwickelt.

Schnittstellen zwischen den HSE Management Systemen der Auftragnehmer untereinander und zu ONEO werden mittels Brückendokument geregelt (siehe IOGP Guideline 423-02).

Die Einhaltung der HSE-Vorgaben wird bei größeren Projekten täglich direkt an der jeweiligen Arbeitsstelle durch ONEO-eigenes Personal kontrolliert.

Zusammenfassung

Herausforderung:

Um den gewaltigen HSE-Anforderungen in einem kleinen E&P-Unternehmen gerecht zu werden braucht es andere Denk- und Lösungsansätze.

Lösungsansatz:

- Kenntnis aller zutreffenden HSE-Anforderungen aus Gesetzen / Verordnungen / Regelwerken aus EU-Verordnungen, Bundesgesetzen, etc.
- Festlegung von auswirkungsbasierten Risikotoleranz- und Akzeptanzkriterien, sowie darauf aufbauend die Anzahl und die Qualität der notwendigen Schutzebenen und Priorisierung der Umsetzung von Maßnahmen.

- Reduzierung, Vereinfachung und Standardisierung, aber trotzdem standortspezifische Aufbereitung aller notwendigen HSE-Dokumente, unter der Mitwirkung der jeweiligen Beschäftigten.
- Effiziente Sicherstellung der Schulung aller Beschäftigten mittels E-Learning unter Beibehaltung der unternehmens- bzw. standortspezifischen Inhalte.
- Starker Focus auf das Management von Auftragnehmern mit täglicher Kontrolle der Einhaltung der HSE-Vorgaben bei größeren Projekten durch ONEO-eigenes Personal direkt an der jeweiligen Arbeitsstelle.

Erfolg:

Seit der Einführung des HSE-Managementsystem im Juni 2020 hat es keinen Unfall mit Arbeitszeitverlust bei ONEO gegeben.

Wie lassen sich NORM- und quecksilberhaltige Schlämme sicher und nachhaltig beseitigen?

Bart Zonnenberg
BMT Europe B.V.

Bei der Gewinnung von Öl, Gas oder geothermischer Energie gelangen Schlämme an die Oberfläche, die Quecksilber und verschiedene organische Stoffe enthalten. In vielen Fällen enthält der Schlamm auch eine Kontamination mit Radionukliden natürlichen Ursprungs (Ra-226/Pb-210/Po-210/Ra-228).

Die Entsorgung des Schlammes ist problematisch, da es sich um gefährlichen Abfall handelt, der je nach Annahmebedingungen auf geeigneten Deponien entsorgt werden muss. Eine dauerhafte Lagerung vor Ort ist keine nachhaltige Lösung. Auch die bei der Reinigung von Rohrleitungen anfallenden Abwässer sind ähnlich verunreinigt, so dass ihre Entsorgung problematisch ist. Das gesellschaftliche Bewusstsein für diese Probleme nimmt weiter zu und erhöht den Druck auf die Organisationen, eine nachhaltige Lösung zu finden.

BMT reinigt seit den 1990er Jahren für ihre niederländischen Kunden quecksilberhaltige Schlämme, die häufig auch NORM-kontaminiert sind. Dazu verwendet sie ein Vakuumdestillationsverfahren, bei dem Quecksilber, Kohlenstoffe, Wasser und die im Schlamm enthaltenen festen Bestandteile voneinander getrennt werden. Das Quecksilber wird anschließend in Quecksilbersulfid umgewandelt und in deutschen Salzbergwerken als Bewehrungsmaterial eingesetzt. Das Destillat, das unter anderem Kohlenstoffe enthält, wird entsorgt und bei sehr hohen Temperaturen verbrannt, so dass die schädlichen Rückstände nicht in die Umwelt gelangen können. Der saubere trockene Rückstand, der zurückbleibt, ist NORM-belastet. Je nach der im sauberen Trockenrückstand enthaltenen Radioaktivität wird er in einer NORM-Deponie entsorgt oder verpackt und an einem von der niederländischen Regierung geförderten Standort auf Dauer gelagert.

Als BMT im Jahr 2022 eine Nachfrage aus Deutschland erhielt, Schlämme mit den gleichen Eigenschaften wie die aus den Niederlanden gelieferten Schlämme von anderen Organisationen zu reinigen, begann die Suche nach einer sicheren, nachhaltigen und vollständigen Lösung für deutsche Organisationen.

Da das Basler Übereinkommen vorschreibt, dass Rückstände aus Abfällen nach der Behandlung in das Ursprungsland zurückkehren müssen, ergibt sich die Schwierigkeit, dass BMT zwar Schlämme aus Deutschland reinigen kann, die NORM-Rückstände aber zur Entsorgung nach Deutschland zurückkehren müssen. Da dies jedoch keine Lösung des Problems darstellt, wurde die Möglichkeit untersucht, die NORM-Rückstände als Baumaterial zu verwenden, um die niederländische NORM-Lagerstätte zu stärken. Durch das Mischen von NORM-Rückständen mit anderen Materialien, die einen sehr hohen Reibungskoeffizienten aufweisen, ist es möglich, das Material wiederzuverwenden, so dass es nicht nach Deutschland zurückgeschickt werden muss. Im Sommer 2023 erteilte die niederländische Regierung die Genehmigung, solches Material einzuführen und als Verstärkungsmaterial für die niederländische NORM-Lagerstätte zu verwenden.

Verantwortungsvoller Umgang mit Altlasten am Beispiel Wietze

N. Delling¹, P. Eckardt²

¹Wintershall Dea Deutschland GmbH, HSEQ, Hamburg, Germany, ²Wintershall Dea Deutschland GmbH, Decommissioning, Barnstorf, Germany

Mit Beginn der ersten Erdölbohrung 1858/59 in Wietze begann die moderne Art der Erdölgewinnung. Aus diesen Anfängen bildete sich 1899 die Deutsche Tiefbohr-AG; ab 1911 DEA. Eines der bis in die 1960er Jahre wichtigsten Erdölfördergebiete der Vorgängerunternehmen der heutigen Wintershall Dea war in Wietze. Nach dem Zusammenschluss von Wintershall und DEA 2019 wurde der endgültige Rückzug vom Standort Wietze beschlossen. Dazu sollten alle noch vorhandenen betrieblichen Einrichtungen stillgelegt und die firmeneigenen Grundstücke veräußert werden.

Um sich einen Überblick über mögliche Altlasten im Raum Wietze zu verschaffen, wurden intensive historische Recherchen durchgeführt. An Standorten, bei denen sich ein Verdacht auf Altlasten im Untergrund ergab, wurden freiwillige, von einem unabhängigen Gutachter begleitete, orientierende Untersuchungen veranlasst.

Einer dieser Standorte liegt nördlich einer bereits sanierten Fläche, wo von 1905 bis 1912 eine Raffinerie betrieben wurde. Nördlich dieser Fläche war auf historischen Plänen ein Tanklager verzeichnet. Bei der orientierenden Erkundung 2020 ergab sich, dass an den Standorten der ehemaligen Tanks keine bis geringfügige Verunreinigungen im Boden anzutreffen waren. Jedoch wurde eine deutliche Auffälligkeit westlich der Tanks entdeckt, die zu einer Detailuntersuchung dieser Teilfläche führte.

Die erste Analyse der Proben aus der orientierenden Erkundung ergab, dass es bereits beim Erbohren des Bodens mittels Kleinrammbohrungen zu deutlichen Geruchsauffälligkeiten kam. Daher wurden bereits die anschließenden Beprobungen unter erheblichem Aufwand hinsichtlich Arbeits- und Gesundheitsschutz durchgeführt. Diese Erkundungen ergaben eine Bestätigung des stechenden Geruchs und eine teerartige Verunreinigung des Bodens auf einer Fläche von ca. 110 m² und einer maximalen Tiefe von 2 m unter Geländeoberfläche. Eine Grundwasserbeeinflussung wurde nicht nachgewiesen. Im Zuge weiterer Untersuchungen konnte der stechende Geruch auf die Ausgasung durch Schwefeldioxid zurückgeführt werden; ein gesundheitsgefährdendes, farbloses, stechend riechendes Gas.

Diese Erkenntnisse führten zu der unmittelbaren, intern formulierten Anforderung, die Verunreinigung schnellstmöglich unter besonderem Augenmerk des Schutzes der Nachbarn und Mitarbeitenden vor Ort zu beseitigen

Für den Bodenaustausch des stark kontaminierten Bereichs wurde ein geschlossenes Zelt errichtet und mit einer Absaugvorrichtung ausgestattet, um die strengen Sicherheitsstandards zu erfüllen. Der belastete Boden wurde mit einem Bagger im Zelt ausgehoben, in verschlossene Mulden geladen und anschließend thermisch verwertet.

Dank der getroffenen Sicherheitsmaßnahmen wurden nach außerhalb des Zeltes keine Schadstoffe freigesetzt, wodurch zu keiner Zeit eine Gefährdung für die Anwohner bestand.

Krisenzeiten bewältigen: Die ISO 45003 als Chance für den Arbeits- und Gesundheitsschutz durch die Betrachtung psychischer und sozialer Risiken

Dipl.-Ing. (FH) Peter Elster
PE Resilient Systems Consulting

Abstract

„Krisenzeiten bewältigen: Die ISO 45003 als Chance für den Arbeits- und Gesundheitsschutz durch die Betrachtung psychischer und sozialer Risiken“

Die derzeitige geopolitische Lage und die langanhaltende Krisenstimmung erreichen in diesem Jahr einen Höhepunkt, geprägt von einer Vielzahl sich überschneidender Herausforderungen. Von ungelösten Krisen wie der Energieversorgungssicherheit, dem Klimawandel und dem Russland-Ukraine-Krieg bis hin zu neuen Konflikten im Nahen Osten sowie einer zunehmenden Bildungskrise und den schleppenden Ausbau der Infrastruktur reichen die Belastungen. Diese fortwährende Ausnahmesituation, von der der Vizekanzler treffend sagte, dass wir von Krisen umzingelt sind, prägt nicht nur den globalen Diskurs, sondern auch den Lebens- und Arbeitsalltag vieler Menschen.

Eine besondere Herausforderung liegt in der sich verändernden Arbeitswelt. Einerseits werden in den kommenden 15 Jahren 12,9 Millionen Erwerbstätige das Renteneintrittsalter überschritten haben, andererseits tritt die Generation Z in die Arbeitswelt ein, deren Werte und Erwartungen sich stark von ihren Vorgängern unterscheiden.

Diese Entwicklung stellt nicht nur Unternehmen vor neue Herausforderungen, sondern eröffnet auch Chancen für innovative Arbeitsplatzkonzepte.

In diesem Kontext gewinnt der Arbeits- und Gesundheitsschutz zunehmend an Bedeutung. Die Einführung der Norm ISO 45003:2021-06 "Management von Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit – Psychische Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz" bietet Unternehmen nicht nur in der Öl- und Gasbranche einen Leitfadens zur Bewältigung psychosozialer Risiken.

Die ISO 45003 ergänzt die ISO 45001 und legt den Fokus auf die Identifizierung und Begutachtung von arbeitsbedingten Gefährdungen sowie das Management psychosozialer Risiken. Sie bietet nicht nur eine strukturierte Herangehensweise zur Förderung des Wohlbefindens der Mitarbeitenden, sondern unterstützt auch die Entwicklung einer positiven Unternehmenskultur und stärkt das Engagement der Arbeitnehmer *innen.

Die Bedeutung der psychischen Gesundheit am Arbeitsplatz wird in Zukunft weiter zunehmen, insbesondere angesichts der langfristigen Auswirkungen der Pandemie. Unternehmen, die in diesem Bereich aktiv werden, können nicht nur die Resilienz ihrer Organisation stärken, sondern auch ihre Leistungsfähigkeit und Produktivität steigern.

Dieser Vortrag wird einen Ausblick auf die Relevanz von Arbeits- und Gesundheitsschutz in Zeiten anhaltender Krisen geben und die Möglichkeiten aufzeigen, die die ISO 45003 für Unternehmen bietet. Anhand einiger betrachteter Beispiele wird verdeutlicht, wie die Implementierung dieser Norm einen positiven Beitrag zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen leisten kann.

Einleitung

In den letzten Jahren hat die Welt verschiedene Krisensituationen erlebt, und es besteht der Eindruck, dass sich diese fortsetzen werden. Aufgrund der Häufigkeit und Dichte dieser Krisensituationen, die als komplexes System aus parallelen, sich überlappenden und miteinander vereinigten Krisen betrachtet werden, spricht man in der Wissenschaft von Polykrisen. Solche Polykrisen können potenziell das Versagen gesellschaftlicher und politischer Systeme verursachen [1].

Diese fortwährende Ausnahmesituation, von der der Vizekanzler treffend sagte, dass wir von Krisen umzingelt sind, prägt nicht nur den globalen Diskurs, sondern auch den Lebens- und Arbeitsalltag vieler Menschen. Energie- und Wirtschaftskrisen, Geopolitische Konflikte, Kriege, Terroranschläge, Pandemien, Umweltzerstörung und Klimakatastrophen – der Welt geht es schlecht und in Zukunft wird alles noch schlimmer. Dieser Eindruck drängt sich auf, wenn wir uns in den Medien über den Zustand der Welt informieren.

Dies hat zur Folge, dass die Menschen tagtäglich neben ihren alltäglichen beruflichen und privaten Belastungen zunehmend noch stärker beeinflusst werden und die Welt negativer sehen, als sie tatsächlich ist.

Aus Sicht des Arbeits- und Gesundheitsschutzes ergibt sich aufgrund dieser psychischen Belastung, neben weiteren Herausforderungen wie dem demographischen Wandel und veränderten Arbeitsbedingungen durch die Technologisierung, das Erfordernis, die psychische Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz zu beurteilen und entsprechende Maßnahmen zur Stärkung umzusetzen.

Die veränderte Arbeitswelt und die Notwendigkeit der Berücksichtigung im Arbeits- und Gesundheitsschutz

Bis zum Jahr 2036 werden 12,9 Millionen Erwerbstätige das Renteneintrittsalter erreicht haben [2]. Gleichzeitig betritt die Generation Z den Arbeitsmarkt. Ihr wird weniger Loyalität gegenüber Unternehmen nachgesagt, und sie strebt eine ausgewogene Work-Life-Balance an. Dies stellt Unternehmen vor neue Herausforderungen im Umgang mit ihren Mitarbeitenden und erfordert eine Anpassung der Arbeitsstrukturen und -kulturen. Flexibilität und Individualisierung werden zunehmend wichtiger, um die Bedürfnisse einer vielfältigen Belegschaft zu erfüllen und die Mitarbeiterbindung zu stärken.

Die Technologisierung führt zu neuen Arbeitsformen wie Remote-Arbeit und digitaler Zusammenarbeit, die zwar Flexibilität bieten, aber auch mit neuen Belastungen einhergehen können, wie etwa der ständigen Erreichbarkeit und dem Gefühl der Entgrenzung zwischen Arbeit und Privatleben.

Angesichts dieser Veränderungen wird es immer wichtiger, den Arbeits- und Gesundheitsschutz an die neuen Anforderungen anzupassen. Es gilt, nicht nur physische Gefahren am Arbeitsplatz zu minimieren, sondern auch psychische Belastungen zu erkennen und zu adressieren, um das Wohlbefinden und die Leistungsfähigkeit der Mitarbeiter *innen langfristig zu erhalten.

Die Bedeutung von Arbeits- und Gesundheitsschutz

Laut der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) sterben weltweit jedes Jahr über 2,78 Millionen Menschen an Arbeitsunfällen [3]. Zusätzlich ereignen sich mehr als 374 Millionen arbeitsbedingte, nicht tödliche Verletzungen und Erkrankungen, die zu längeren Fehlzeiten am Arbeitsplatz führen. Die ILO kündigte in diesem Zusammenhang für die Jahre 2024 bis 2030 eine globale Strategie für Sicherheit und Gesundheitsschutz am Arbeitsplatz an. Das

Ziel dieser Strategie ist es, das Grundrecht auf eine sichere und gesunde Arbeitsumgebung weltweit zu fördern und stufenweise auszubauen. [3]

Dies verdeutlicht, dass die Bedeutung des Arbeits- und Gesundheitsschutzes auch 150 Jahre nach Gründung des Vereins zur Überwachung der Dampfkessel von Unternehmern (heute TÜV) von großer Relevanz ist. Gerade in Zeiten der Polykrisen sowie der verändernden Arbeitsbedingungen durch den Einsatz von neuen Technologien wie Künstlicher Intelligenz (KI), Drohnen und Robotern und der Neubetrachtung des Arbeitsalltags von jungen Generationen (GenZ) muss der Arbeits- und Gesundheitsschutz ganzheitlich betrachtet werden. Hierbei spielen zunehmend die psychologische Gesundheit und psychosoziale Risiken eine wichtige Rolle.

Relevanz der psychischen Gesundheit am Arbeitsplatz

Die **psychologische Gesundheit** ist ein wesentlicher Aspekt des allgemeinen Wohlbefindens. Sie umfasst nicht nur die Abwesenheit von psychischen Störungen, sondern auch die Fähigkeit, mit Stress umzugehen, emotionale Resilienz zu entwickeln und positive Beziehungen zu pflegen. Psychologische Gesundheit bezieht sich auf das Gleichgewicht zwischen körperlichem, geistigem und sozialem Wohlbefinden.

Psychosoziale Risiken hingegen sind Faktoren, die sich negativ auf die psychische und physische Gesundheit von Menschen auswirken können. Diese Risiken entstehen durch eine schlechte Arbeitsgestaltung, -organisation und -führung sowie ein ungünstiges soziales Umfeld am Arbeitsplatz. Hier sind einige Beispiele für psychosoziale Risikofaktoren:

1. **Arbeitsüberlastung:** Wenn die Anforderungen bei der Arbeit insgesamt zu hoch sind und die Leistungsfähigkeit der Beschäftigten übersteigen, kann dies zu Stress führen.
2. **Widersprüchliche Anforderungen und unklare Zuständigkeiten:** Wenn Mitarbeiter*innen nicht wissen, welche Aufgaben von ihnen erwartet werden oder wenn es widersprüchliche Anforderungen gibt, kann dies zu Unsicherheit und Stress führen.
3. **Fehlende Einbeziehung der Beschäftigten in Entscheidungen:** Wenn Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter nicht in Entscheidungsprozesse einbezogen werden, kann dies ihre Motivation und Zufriedenheit beeinträchtigen.
4. **Mangelnder Einfluss auf die Arbeitsabläufe:** Wenn Beschäftigte keine Möglichkeit haben, ihre Arbeitsbedingungen zu beeinflussen, kann dies zu Frustration führen.
5. **Mobbing und sexuelle Belästigung:** Negative soziale Interaktionen am Arbeitsplatz können erhebliche psychische Belastungen verursachen.

Psychosoziale Risiken können nicht nur die Gesundheit der einzelnen Beschäftigten beeinträchtigen, sondern auch die Effizienz ganzer Unternehmen und Volkswirtschaften negativ beeinflussen. Daher ist es wichtig, diese Risiken zu erkennen und entsprechende Maßnahmen zur Förderung der psychischen Gesundheit zu ergreifen [4, 5, 6, 7].

Organisationen haben oft Schwierigkeiten, die psychische Gesundheit ihrer Mitarbeiter*innen zu verwalten, aus mehreren Gründen. Zunächst einmal fehlt es vielen Organisationen an einem grundlegenden Verständnis für die psychischen Gesundheitsprobleme am Arbeitsplatz. Sie erkennen möglicherweise nicht die Auswirkungen von Stress, Überlastung oder anderen Faktoren auf das Wohlbefinden der Mitarbeiter.

Darüber hinaus sind sich Organisationen anscheinend nicht bewusst, welche konkreten Maßnahmen sie ergreifen sollen, um die psychische Gesundheit zu fördern und zu unterstützen. Sie könnten unsicher sein, wie sie angemessen auf Belastungssituationen reagieren oder präventive Programme implementieren können.

Schließlich müssen Organisationen lernen, wie sie psychische Gesundheit effektiv fördern und verwalten können. Dies erfordert nicht nur ein Verständnis für die zugrunde liegenden Probleme, sondern auch die Bereitschaft, geeignete Ressourcen und Programme bereitzustellen, Schulungen anzubieten und eine Kultur zu fördern, die das Wohlbefinden der Mitarbeiter*innen unterstützt.

Die ISO 45003:2021-06

Gemäß §5 des Arbeitsschutzgesetzes (ArbSchG) haben Arbeitgeber Arbeitgeber*innen die Pflicht, die Arbeitsbedingungen zu beurteilen. Dabei müssen alle potenziell gesundheitsgefährdenden Belastungsfaktoren berücksichtigt werden, einschließlich psychischer Belastungen. [8] Die ISO 45003:2021-06 bietet spezifische Leitlinien für das Management psychosozialer Risiken und die Förderung der psychosozialen Gesundheit am Arbeitsplatz. Organisationen sollten diese Norm in Verbindung mit der ISO 45001 verwenden, um die Sicherheit und Gesundheit der Mitarbeiter*innen zu gewährleisten. Die ISO 45003: 2021-06 bietet an dieser Stelle eine Handlungsempfehlung

Die im Juni 2021 veröffentlichte ISO 45003 ist die erste globale Norm, die spezifische Leitlinien für das Management psychosozialer Risiken und die Förderung der psychosozialen Gesundheit enthält, und zwar in einer Weise, die mit anderen Gesundheits- und Sicherheitsrisiken am Arbeitsplatz vereinbar ist. Sie befasst sich mit den vielen Bereichen, die sich auf die psychische Gesundheit von Arbeitnehmern*innen auswirken können, darunter ineffektive Kommunikation, übermäßiger Druck, Führung und Organisationskultur. Die neue Norm ist für Organisationen aller Branchen und Größen anwendbar. Im Kern ist die ISO 45003 ein Instrument für das Risikomanagement, das Organisationen bei der Wahrnehmung ihrer gemeinsamen Verantwortung für die Schaffung sicherer und gesünder Arbeitsplätze unterstützt. Was sie einzigartig macht, ist, dass sie die geschäftliche Notwendigkeit hervorhebt für Förderung und Schutz der psychischen Gesundheit am Arbeitsplatz.

Schwerpunkte der Norm:

- ISO 45003:2021 behandelt das Management von psychosozialen Risiken am Arbeitsplatz.
- Das Normenwerk umfasst Maßnahmen zur kontinuierlichen Verbesserung des Arbeitsschutzes.
- Beispiele für psychosoziale Risiken sind z.B. Mobbing, Gewalt am Arbeitsplatz und Arbeitsbelastung.
- Die Organisation sollte Maßnahmen zur Risikominimierung ergreifen und die Arbeitnehmer*innen einbeziehen.
- Ein effektives Management psychosozialer Risiken kann die Produktivität und das Engagement der Arbeitnehmer*innen steigern.

Die ISO 45003:2021 legt Maßnahmen zur Bewältigung von psychosozialen Risiken am Arbeitsplatz fest inklusive der Gefahrenermittlung, Bewertung, sowie Maßnahmen zur Risikominimierung. Die Schwerpunkte sind die operative Planung, Notfallreaktion, Leistungsbewertung und Umgang mit psychosozialen Risiken, um das Wohlbefinden der Arbeitnehmer*innen zu fördern und die Arbeitsplatzsicherheit zu verbessern. [9, 10]

Chancen und Nutzen für Unternehmen

Die ISO 45003 bietet Unternehmen die Möglichkeit, psychosoziale Risiken am Arbeitsplatz proaktiv zu bewältigen. Dies führt zu einer gesünderen und sichereren Arbeitsumgebung und fördert das Wohlbefinden der Mitarbeiter*innen. Durch die Implementierung der Richtlinien können Unternehmen das Wohlbefinden und die Zufriedenheit der Mitarbeiter*innen erhöhen, was sich positiv auf die Produktivität und das Engagement auswirken kann. Darüber hinaus kann die Einhaltung der ISO 45003 dazu beitragen, das Risiko von arbeitsbedingten psychischen Gesundheitsproblemen zu reduzieren und das Image des Unternehmens als verantwortungsbewusste Arbeitgeber*innen zu stärken. Dies kann wiederum die Attraktivität des Unternehmens für potenzielle Arbeitnehmer*innen erhöhen und deren Interesse wecken.

Implementierung der ISO 45003

Grundlegend wäre es möglich die ISO 45003 auch unabhängig von der ISO 45001 einzuführen, jedoch ist dies nicht empfehlenswert. Es wird empfohlen, die ISO 45003 in Verbindung mit der ISO 45001 zu implementieren, da die ISO 45001 die Anforderungen und Leitlinien für ein ganzheitliches Arbeitsschutzmanagementsystem (AMS) festlegt. Die ISO 45001 legt den Rahmen für die Planung, Umsetzung, Überprüfung, Bewertung und Verbesserung des Arbeitsschutzes fest, während die ISO 45003 spezifisch auf das Management psychosozialer Risiken eingeht. Die Kombination beider Standards ermöglicht es Unternehmen, ein ganzheitliches System zu schaffen, das sowohl die physische als auch die psychische Gesundheit der Mitarbeiter*innen berücksichtigt.

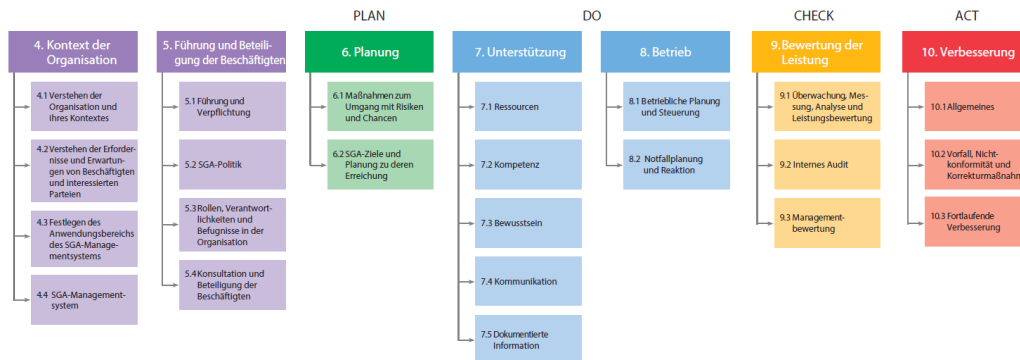


Abbildung 1 Struktur der ISO 45001:2018

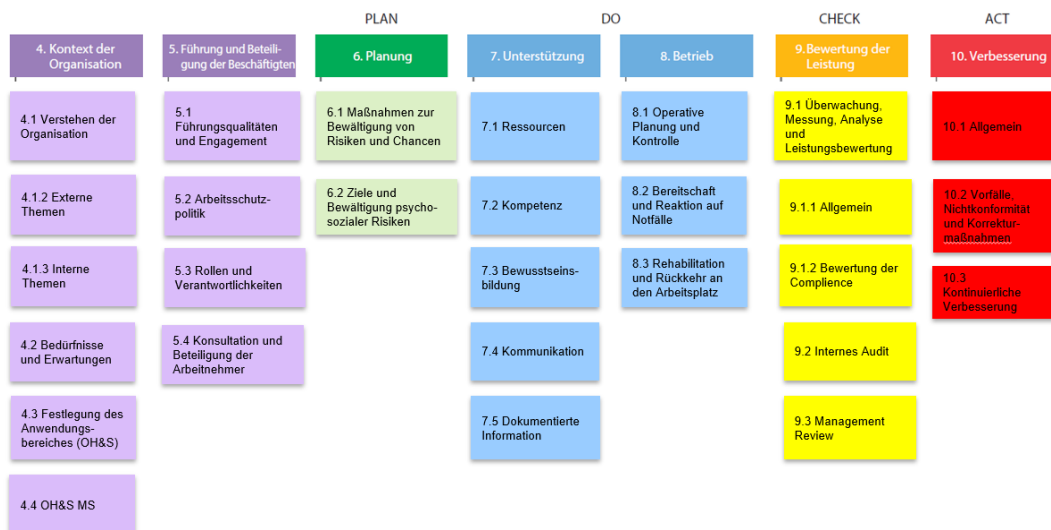


Abbildung 2 Struktur der ISO 45003:2016 im Vergleich

Die wesentlichen Unterschiede zwischen der ISO 45001 und ISO 45003 liegen in ihrem Fokus und ihren Zielen. ISO 45001 konzentriert sich auf die allgemeine Arbeitssicherheit und den Gesundheitsschutz am Arbeitsplatz, während ISO 45003 spezifisch auf das Management psychosozialer Risiken eingeht. ISO 45001 legt den Rahmen für ein umfassendes Arbeitsschutzmanagementsystem fest, während ISO 45003 spezifische Maßnahmen zur Bewältigung von psychosozialen Risiken definiert. Während ISO 45001 breiter gefasst ist und alle Aspekte des Arbeitsschutzes abdeckt, konzentriert sich ISO 45003 gezielt auf die psychische Gesundheit und das Wohlbefinden der Mitarbeiter*innen.

Ein konkretes Beispiel für die Implementierung der ISO 45001 und ISO 45003 wäre die Identifizierung und Bewältigung von Arbeitsbelastung als psychosoziales Risiko. Gemäß ISO 45001 würde die Organisation Maßnahmen ergreifen, um die Arbeitsbelastung zu bewerten, zu überwachen und zu kontrollieren, um sicherzustellen, dass die Mitarbeiter*innen vor übermäßigem Stress geschützt sind. Durch die Integration der ISO 45003 würden zusätzliche Maßnahmen ergriffen, um die psychosozialen Auswirkungen der Arbeitsbelastung zu berücksichtigen, wie z.B. Schulungen zur Stressbewältigung, Unterstützung bei der Work-Life-Balance und die Förderung eines gesunden Arbeitsumfelds. Durch die Kombination beider Normen können Unternehmen sicherstellen, dass sie nicht nur die physische Sicherheit ihrer Mitarbeiter*innen gewährleisten, sondern auch deren psychische Gesundheit und Wohlbefinden fördern.

Es ist jedoch wichtig, dass Unternehmen die individuellen Bedürfnisse und Gegebenheiten ihrer Mitarbeiter*innen berücksichtigen, um die Wirksamkeit der Maßnahmen zu maximieren. [8]

Ausblick

Aktuell gibt es in Deutschland noch keine offiziellen Zertifizierungsmöglichkeiten für die DIN ISO 45003. Verschiedene Zertifizierungsgesellschaften arbeiten jedoch mit der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) an einer Lösung. Das Schöne an Leitfaden-Normen wie der neuen ISO 45003 ist, dass sie Unternehmen die Möglichkeit bieten, eine Vorreiterrolle zu übernehmen. Unternehmen können jetzt damit beginnen, den Standard zu nutzen, um Arbeitnehmer*innen vor dem Auftreten psychischer Erkrankungen am Arbeitsplatz zu schützen und zu unterstützen.

Viele Unternehmen, insbesondere in Branchen mit erhöhtem Risiko für Arbeitsunfälle und Gesundheitsschäden wie z.B. der E&P-Industrie, Energiebranche, Bergbau, Gesundheitswesen, Fertigungsindustrie und Teilen des Bauwesens, verfügen bereits über zertifizierte bzw. zertifizierungsfähige Arbeitsschutzmanagementsysteme. Durch die High-Level-Struktur lassen sich schnell integrierte Managementsysteme aufbauen bzw. erweitern (z.B. ISO 9001, ISO 14001 und ISO 45001 und 5001). Dies bietet auch eine große Chance für die zusätzliche Implementierung der ISO 45003. Es ist jedoch wichtig zu betonen, dass viele Branchen unabhängig von ihrem Tätigkeitsbereich bestrebt sind, Arbeitsschutzmanagement-Zertifizierungen zu erlangen, um die Sicherheit und das Wohlergehen ihrer Mitarbeiter*innen zu gewährleisten und gesetzliche Anforderungen zu erfüllen.

Resümee und Schlussfolgerungen

Die Bedeutung der psychischen Gesundheit am Arbeitsplatz wird in Zukunft weiter zunehmen, insbesondere angesichts der Auswirkungen der Polykrisen und der sich ändernden Arbeitswelt wie wir sie kennen, die zu Beginn geschildert wurden. Unternehmen, die sich diesen Herausforderungen stellen und ein praxisorientiertes und effektives

Arbeitsschutzmanagementsystem nach DIN ISO 45001 und ISO 45003 einführen oder ihr bestehendes AMS mit der ISO 45003 ergänzen, können nicht nur die Resilienz ihrer Organisation stärken, sondern auch ihre Leistungsfähigkeit und Produktivität sowie ihr Image und ihre Attraktivität steigern.

Die ISO-Norm 45003 ist ein Rahmenwerk für bewährte Verfahren, kein Allheilmittel. Wie die ISO 45003 feststellt, "hängt der Erfolg des Managements psychosozialer Risiken vom Engagement der Mitarbeiter auf allen Ebenen und in allen Funktionen der Organisation ab, insbesondere von der obersten Führungsebene".

Quellen:

1. Heidelberger Akademie der Wissenschaften. (n.d.). Im Zeitalter der Polykrise. Abgerufen von <https://www.hadw-bw.de/junge-akademie/winkolleg/komplexitaetsreduktion/polykrise>
2. Statistisches Bundesamt. (n.d.). 12,9 Millionen Erwerbspersonen erreichen in den nächsten 15 Jahren das gesetzliche Rentenalter. Abgerufen von https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/08/PD22_330_13.html
3. Ärzteblatt. (n.d.). Fast drei Millionen berufsbedingte Todesfälle in einem Jahr. Abgerufen von <https://www.aerzteblatt.de/nachrichten/147633/Fast-drei-Millionen-berufsbedingte-Todesfaelle-in-einem-Jahr>
4. EU-OSHA. (n.d.). Psychosoziale Risiken und psychische Gesundheit bei der Arbeit. Abgerufen von <https://osha.europa.eu/de/themes/psychosocial-risks-and-mental-health>
5. GIZ & DFID. (2019). IIMS in social protection. Abgerufen von https://www.giz.de/de/downloads/MHPSS_Frequently%20Asked%20Questions_de_WEB_24.04.20.pdf
6. Gesundheitsportal. (n.d.). Schutz- & Risikofaktoren für die Psyche. Abgerufen von <https://www.gesundheit.gv.at/leben/psyche-seele/praevention/ressourcen-und-risikofaktoren.html>
7. Robert Koch-Institut. (n.d.). Psychische Gesundheit und psychische Störungen. Abgerufen von https://www.rki.de/DE/Content/GesundAZ/P/Psychische_Gesundheit/Psychische_Gesundheit_node.html
8. Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. (n.d.). § 5 ArbSchG - Einzelnorm. Abgerufen von https://www.gesetze-im-internet.de/arbschg/_5.html
9. BSI Group. (n.d.). ISO 45003 – Psychische Gesundheit am Arbeitsplatz. Abgerufen von <https://www.bsigroup.com/de-DE/iso-45003/>
10. Beuth Verlag. (2021). ISO 45003:2021-06 - Management von Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit - Psychische Sicherheit und Gesundheit am Arbeitsplatz - Leitlinien zum Management psychosozialer Risiken. Abgerufen von <https://www.beuth.de/de/norm/iso-45003/342325182>

Nutzung eines ehemaligen Gasspeichers für die Aquifer-Wärmespeicherung

T. Tischner

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Tiefe Geothermie und CO₂-Speicherung,
Hannover, Germany

In Hannover, wie auch in anderen Großstädten Deutschlands, stellt die Umstellung der Wärmeversorgung eine große Herausforderung dar. Neben der Nutzung unterschiedlicher erneuerbarer Quellen für das Fernwärmenetz, kann die saisonale Speicherung von Wärme hierfür erheblich an Bedeutung gewinnen.

Unmittelbar nördlich an Hannover angrenzend wurde über viele Jahre der Poren-Erdgasspeicher „Engelbostel“ betrieben und Ende des letzten Jahrhunderts stillgelegt. Es wurden hier mehrere Sandsteinschichten der Unterkreide (Wealden) in einer geringen Tiefe von ca. 150 m genutzt. Überlagert sind diese Sandsteine durch Tonsteinpakete, die faktisch bis zur Oberfläche reichen. Die Wärmespeicherung im Umfeld des ehemaligen Porengasspeichers ist aufgrund der guten Datenlage zum Untergrund, der Existenz von permeablen Sandsteinen in geringer Tiefe sowie der Nähe zum Fernwärmenetz in Hannover sehr attraktiv. Zudem wurde mit der langjährigen Injektion und Rückförderung von Gas bereits die Speicherung von Fluiden im Untergrund als Voraussetzung auch für die Wärmespeicherung praktisch demonstriert.

Die nutzbaren Sandsteinschichten des Wealden weisen eine hohe Permeabilität von etwa 0,5–1 Darcy auf und die Permeabilitätsmächtigkeit liegt im Bereich von 15-30 Darcymetern. Es lassen sich hiermit Injektions- und Förderraten bis etwa 30 Liter/Sekunde realisieren. Bei einer Temperaturspreizung von 30 Kelvin zwischen der Injektion in die heiße Bohrung (z.B. mit 80°C) und der Förderung auf der kalten Seite (z.B. mit 50°C) kann hierüber saisonal eine Wärmemenge bis zu 20 GWh gespeichert werden. Durch die Errichtung mehrerer Dubletten kann das nutzbare Speicherpotenzial erheblich vergrößert und so die Speicherung eines signifikanten Anteils des derzeitigen Fernwärmepotenzials in Hannover ermöglicht werden.

Die Effizienz dieses Wärmespeichers kann basierend auf Modellrechnungen und durch den Praxisvergleich mit anderen Standorten mit etwa 60 % prognostiziert werden. Das heißt, etwa 60% der in der warmen Jahreszeit eingespeicherten Wärme wird in der Heizsaison rückgewonnen. Der ehemalige Gasspeicher befindet sich ca. 3 km nördlich einer Fernwärmetrasse über die die Anbindung an die städtische Wärmeversorgung erfolgen kann. Andererseits erstrecken sich die Sandsteine des Wealden bis deutlich südlich des bisherigen Gasspeichers, so dass die Errichtung eines Wärmespeichers auch stadtnäher möglich sein sollte. Abhängig von den Aus- und Umbauszenarien für das Fernwärmenetz in Hannover sind weitere Untersuchungen notwendig, um unter Abwägung geologischer und obertägiger Kriterien die günstigste Position für einen Wärmespeicher zu ermitteln. In einer Pilotphase sind zudem Erkundungsbohrungen erforderlich, auch um zu klären, ob noch Restgas in den Sandsteinen vorhanden ist, das zusätzlich zum Wärmespeicher berücksichtigt werden muss oder energetisch genutzt werden kann.

Einfluss der Reservoirpermeabilität auf gasbasierte Temperaturspeicherung

D. Bücken^{1,2}, T. Backers¹

¹ Ruhr Universität Bochum, Arbeitsgruppe „Ingenieurgeologie und Felsmechanik“, Bochum

² geomecon GmbH, Berlin

Kurzfassung

Im Zuge der Energiewende werden innovative und sichere Methoden der Energieerzeugung und -speicherung immer wichtiger. In diesem Zusammenhang untersuchen wir hybride Druck- und Temperaturspeicherung unter Verwendung von überkritischem CO₂ im sogenannten “supercharged hybrid gas-based energy storage (SH-GES)” Verfahren. In dieser Studie wird der Einfluss der Reservoirpermeabilität auf die thermische Speicherung untersucht. Dazu wird in thermohydraulisch vollgekoppelten numerischen Studien bei konstanter Rate überkritisches CO₂ mit + 50 K Temperaturdifferenz in ein generisches Reservoir variierender isotroper Permeabilität injiziert.

Niedrige Reservoirpermeabilitäten führen zu höheren Injektionsdrücken und einer geringeren Ausbreitung des Gases im Reservoir bei gleichzeitig höherer Gassättigung im Vergleich zu hohen Reservoirpermeabilitäten. Dies wirkt sich insbesondere auf die Temperaturverteilung im Reservoir aus: je geringer die Reservoirpermeabilität, desto größer das maximal erhitzte Reservoirvolumen, da das Gas und somit der Wärmeträger weniger im Reservoir diffundiert. Zur effizienten Energiespeicherung könnten niedrigpermeable Reservoirs also interessant sein, da in ihnen höhere Drücke gespeichert werden können, und größere Bereiche maximal erhitzt werden können. Diese hochoberhitzten Bereiche sind perspektivisch durch die geringere Mobilität des Gases in niedrigpermeablen Reservoirs zudem räumlich und zeitlich stabiler. Zukünftige Untersuchungen des Speicherverhaltens bei zyklischem Speicherbetrieb müssen dies klären.

Einleitung

Der Übergang von herkömmlichen fossilen zu nachhaltigen Energiequellen erfordert neue Energiesysteme, die die bereits vorhandenen in Bezug auf Energieerzeugung und -speicherung ergänzen. Die meisten erneuerbaren Energiequellen produzieren Energie diskontinuierlich und nicht unbedingt zu dem Zeitpunkt, an dem sie gebraucht wird. Dies führt zu täglichen bis saisonalen Diskrepanzen zwischen Energieverbrauch und -erzeugung. Sichere und effiziente Mittel zur Energiespeicherung und Grundlastenergieerzeugung sind daher von wachsender Bedeutung. Der Untergrund kann Lösungen für diese Herausforderungen bieten. Das sogenannte “supercharged hybrid gas-based energy storage (SH-GES)” Verfahren (Bücken & Backers, 2023) ist ein Ansatz zur hybriden Energiespeicherung auf Gasbasis, bei dem CO₂ zur Speicherung von Druck (d. h. mechanischer Energie) und Temperatur (d. h. Wärmeenergie) verwendet wird. Dabei werden zwei poröse, durch undurchlässige Formationen begrenzte Reservoirs betrachtet: ein unteres Reservoir, in dem das erhitzte und komprimierte Gas gespeichert wird, und ein oberes Reservoir, in dem das Gas nach Abkühlung und Dekompression in den Oberflächenanlagen zwischengespeichert wird. In dieser Studie wird untersucht, wie die Reservoirpermeabilität die thermische Speicherung beeinflusst.

Numerische Simulation

Der Einfluss der Reservoirpermeabilität auf die thermische Speicherung wird mittels vollgekoppelter thermohydraulischer Simulationen in dem auf der Finite-Elemente-Methode basierenden kommerziellen Softwarepaket COMSOL Multiphysics untersucht. Es wird ein von geringpermeablen Formationen umgebenes, 50 m mächtiges generisches Reservoir in 2500 m Teufe modelliert, welches das untere Reservoir im SH-GES-Betrieb darstellt. Über eine saigere offene Bohrlochstrecke von 40 m wird mit 25 kg/s über eine Dauer von 1,5 Jahren überkritisches CO₂ in das wassergesättigte Reservoir gepresst. Die Injektionsrate wird in den ersten 0,2 Jahren graduell auf die finale Rate hochgerampft. Das Bohrloch wird als Symmetrieachse genutzt, wodurch nur ein Viertel des Reservoirs modelliert werden muss (s. Abbildung 1). Das CO₂ wird mit einer Temperaturdifferenz von + 50 K relativ zur initialen Reservoirtemperatur injiziert. Somit wird das Reservoir für den späteren zyklischen Betrieb konditioniert. Im Zuge der Modellierung wurde die Reservoirpermeabilität in 10 Stufen zwischen 50 mD und 4000 mD variiert.

Die Zweiphasenströmung wird nach dem Kapillardruckmodell von Brooks & Corey (1964) und dem Darcy-Gesetz modelliert. Die druck- und temperaturabhängige Dichte und Viskosität des CO₂ werden mit der Zustandsgleichung von Peng-Robinson (1976) und dem Modell von Brokaw (1965) mit Hochdruck-Viskositätskorrektur berechnet. Sowohl konduktiver als auch konvektiver Wärmetransport werden betrachtet. Die Fluideigenschaften werden druck- und temperaturabhängig berechnet. Die Außenseiten des Modells sind mit einer hydraulischen Höhe von 0 m beaufschlagt, die CO₂-Konzentration an den Außenseiten ist auf null festgelegt. Die Anfangsbedingungen des Modells sind ein hydrostatischer Porendruck, eine initiale Gassättigung von null und ein geothermischer Gradient von 30 K/km ausgehend von einer Temperatur von 10 °C an der impliziten Geländeoberkante. Die petrophysikalischen Modellparameter sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die chemische Lösung von CO₂ im Porenwasser wird nicht berücksichtigt.

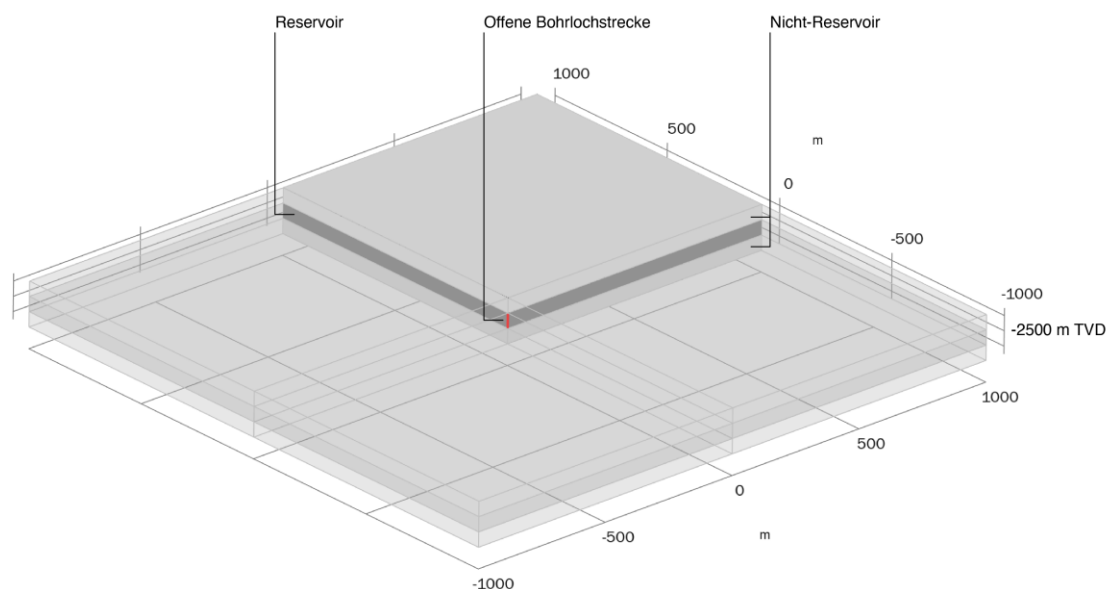


Abbildung 1

Numerisches Untergrundmodell. Die transparenten Bereiche stellen nicht explizit berechnete Bereiche dar, welche durch Symmetrie abgedeckt werden.

Tabelle 1 *Petrophysikalische Modellparameter*

Parameter	Einheit	Reservoir	Nicht-Reservoir
Wärmeleitfähigkeit	W/(m*K)	3	3
Spezifische Wärmekapazität	J/(kg*K)	850	850
Porengrößenverteilungsparameter nach Brooks & Corey	1	2	2
Kapillarer Eintrittsdruck	Pa	1e5	1e7
Residuale Wassersättigung	1	0,3	0,3
Residuale Gassättigung	1	0	0
Dichte	kg/m ³	2500	2500
Porosität	1	0,2	0,01
Permeabilität	mD	Parameterraum: 50, 100, 200, 300, 500, 750, 1000, 2000, 2500, 4000	1e-4

Ergebnisse

Bei niedrigen Reservoirpermeabilitäten stellen sich im Reservoir höhere Drücke ein als bei hohen Permeabilitäten (Abbildung 2). Zudem ist die Druckzunahme während des Hochrampens der Injektionsrate in den ersten 0,2 Jahren für die niedrigen Permeabilitäten deutlich steiler. Mit Erreichen der konstanten Injektionsrate nehmen die Drücke am Bohrloch asymptotisch ab, wobei das Erreichen eines konstanten Drucks länger dauert, je geringer die Permeabilität ist. Die Gassättigung am Bohrloch korreliert negativ mit der Reservoirpermeabilität. Für eine Reservoirpermeabilität von 50 mD erreicht die Gassättigung am Bohrloch 63%, während sie im 4000 mD Szenario nur 43% erreicht. Das absolute gasgeflutete Reservoirvolumen variiert kaum mit der Permeabilität; die Verteilung des Gases im Reservoir unterscheidet sich hingegen stark. Je höher die Permeabilität, desto mehr Gas sammelt sich am Übergang vom Reservoir zum Abdecker, und desto breiter ist der Kopf des sogenannten CO₂-Plumes. Im 50 mD Szenario beträgt der maximale Radius des CO₂-Plumes ca. 480 m, im 4000 mD Szenario hingegen ca. 900 m.

Dies spiegelt sich in der Verteilung der erhitzten Reservoirbereiche wider (Abbildung 3). Die Temperaturfahne im Reservoir ist für hohe Permeabilitäten deutlich größer und diffuser. Die Erwärmung des Reservoirs konzentriert sich für hohe Permeabilitäten auf den oberen Teil des Reservoirs. Das Reservoirvolumen welches sich um ≥ 1 K erwärmt ist für das 4000 mD Szenario um den Faktor 2 größer als für das 50 mD Szenario. Das Reservoirvolumen welches sich um ≥ 50 K erwärmt ist für das 4000 mD Szenario hingegen um den Faktor 4,7 kleiner als für das 50 mD Szenario (Abbildung 4). Insgesamt wird ein deutlich größeres Reservoirvolumen nur leicht erwärmt.

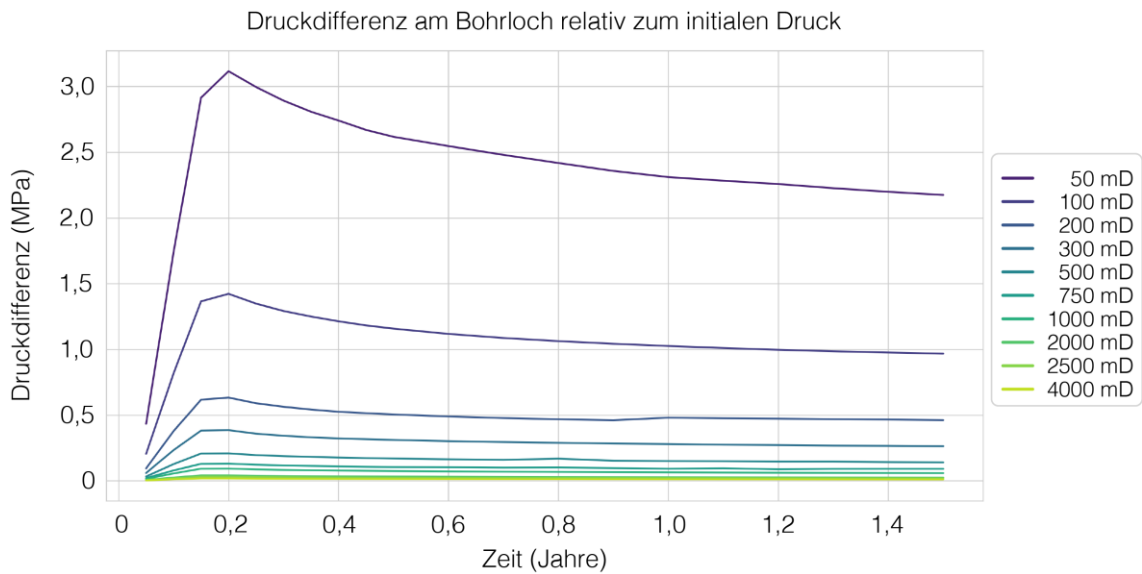


Abbildung 2 Druckveränderung am Bohrloch relativ zum initialen Druck, in Abhängigkeit der Reservoirpermeabilität.

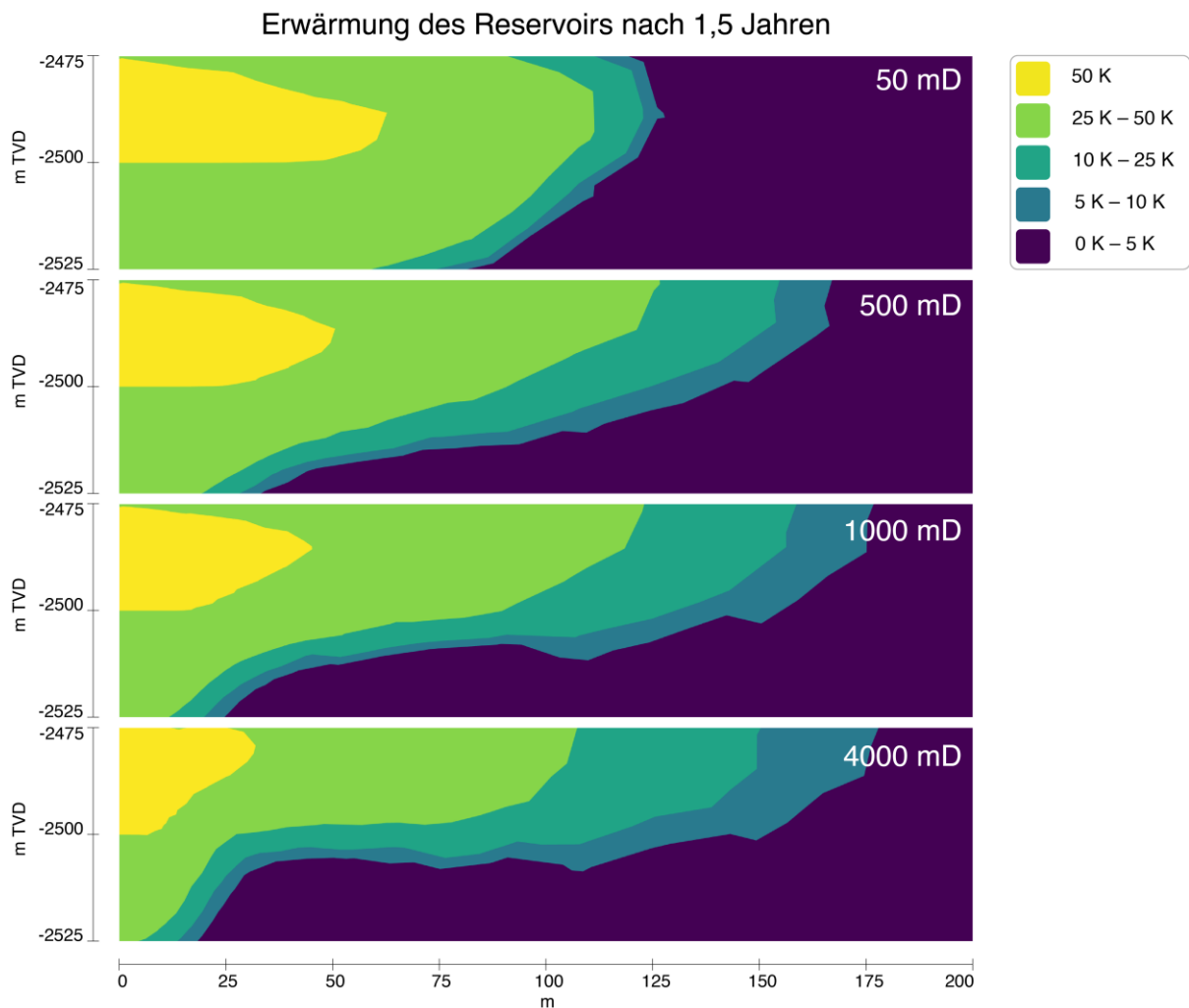


Abbildung 3 Erhitzte Reservoirbereiche in Abhängigkeit der Permeabilität nach 1,5 Jahren. Das Bohrloch befindet sich links. Lediglich ein 200 m breiter Bereich des Reservoirs ist dargestellt.

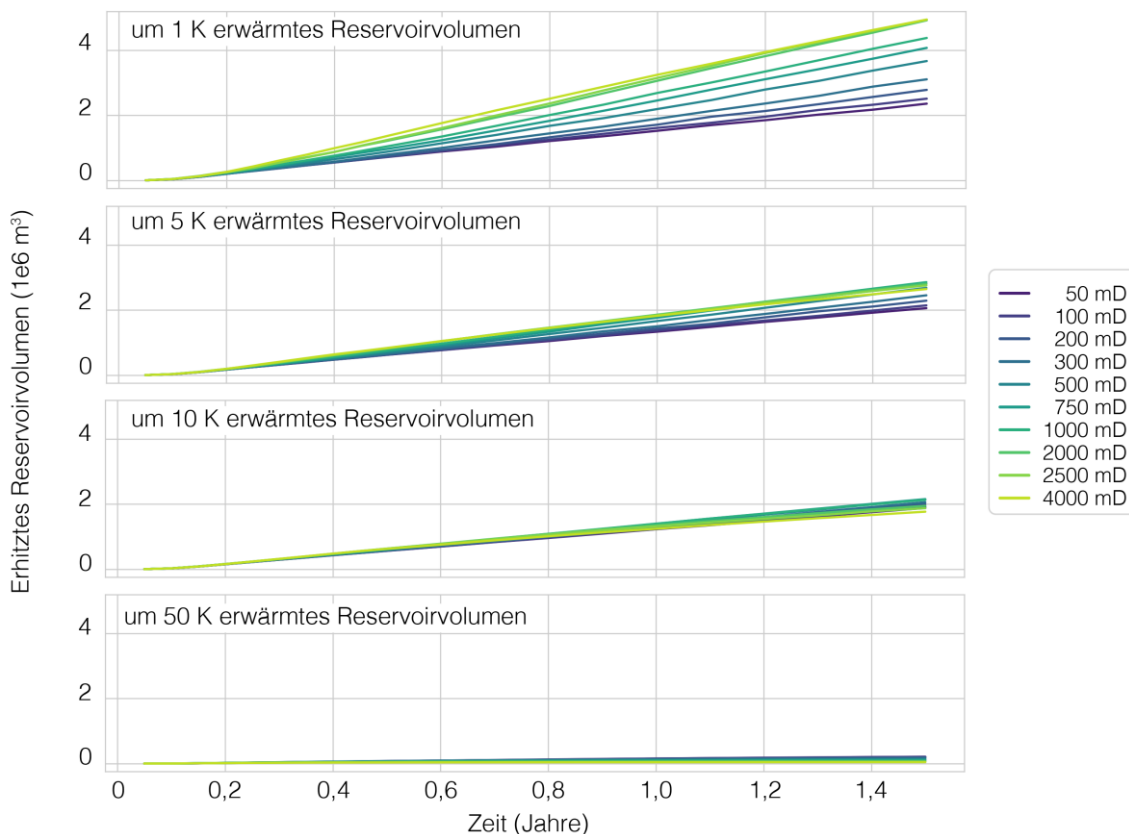


Abbildung 4 Vergleich des um 1 K, 5 K, 10 K und 50 K erhitzten Reservoirvolumens in Abhängigkeit der Reservoirpermeabilität

Diskussion

Bei niedrigen Permeabilitäten stellen sich höhere Drücke ein als bei hohen Permeabilitäten, da bei gleicher Injektionsrate ein höherer Strömungswiderstand überwunden werden muss. Dies führt dazu dass während des Hochrampens der Injektionsrate für niedrige Permeabilitäten eine Art Überdruck entsteht, da mehr Fluid injiziert wird als durch das Reservoir abfließen kann. Ein Gleichgewicht mit konstantem Druck stellt sich daher erst bei einer konstanten Injektionsrate ein.

Der Radius des CO₂-Plumes ist für niedrige Permeabilitäten geringer als für hohe Permeabilitäten; die Gassättigung der gashaltigen Reservoirbereiche ist für niedrige Permeabilitäten höher. Das injizierte Gas muss bei niedrigen Permeabilitäten einen höheren Druck aufbauen, um sich innerhalb des Reservoirs zu verteilen, und akkumuliert sich daher räumlich begrenzter und konzentrierter. Bei hohen Permeabilitäten verteilt sich das Gas über größere Bereiche. Dies hat einen starken Einfluss auf die Temperaturverteilung im Reservoir. Da das Gas, also der Wärmeträger, bei hohen Reservoirpermeabilitäten schnell diffundiert und sich weit im Reservoir verteilt, wird ein großes Reservoirvolumen um einen geringen Betrag erwärmt. Der um 50 K erhitzte Bereich ist entsprechend kleiner als bei geringen Permeabilitäten, da das Gas schnell diffundiert und die Wärme über ein größeres Volumen abgibt. Bei geringen Permeabilitäten ist das um 50 K erwärmte Volumen deutlich größer (Faktor 4,7).

Zur effizienten Energiespeicherung könnten niedrigpermeable Reservoirs also interessant sein, da in ihnen höhere Drücke gespeichert und größere Bereiche maximal erhitzt werden können. Diese hochoberhitzten Bereiche sind perspektivisch durch die geringere Mobilität des Gases in niedrigpermeablen Reservoirs zudem räumlich und zeitlich stabiler. Weitere Berechnungen mit zyklischem SH-GES Betrieb sind notwendig, um herauszustellen wie sich die Reservoirpermeabilität sowie eine Variation der weiteren petrophysikalischen

Eigenschaften auf den Speicher auswirken. In diesem Zusammenhang muss auch die mechanische Belastung des Reservoirs betrachtet werden, um eine sichere Energiespeicherung zu gewährleisten.

Zusammenfassung

In dieser Studie wird der Einfluss der Reservoirpermeabilität auf die thermische Energiespeicherung mittels überkritischen CO₂ untersucht. Dazu wird die ratenkonstante Injektion von CO₂ in ein generisches poröses Reservoir über 1,5 Jahre thermohydraulisch vollgekoppelt simuliert. Das Gas wird mit einer Temperaturdifferenz von + 50 K injiziert. Es werden 10 Szenarien mit isotropen Permeabilitäten zwischen 50 mD und 4000 mD verglichen. Szenarien mit geringer Reservoirpermeabilität führen zu höheren Drücken und einem größeren maximal erhitzten Reservoirvolumen. Daher könnten geringpermeable Reservoirs für die thermische Speicherung von Interesse sein. Dies werden zukünftige thermo-hydro-mechanisch gekoppelte Studien des Reservoirverhaltens bei zyklischem Speicherbetrieb beleuchten müssen.

Referenzen

- Brokaw, R. S. (1965). Approximate Formulas for the Viscosity and Thermal Conductivity of Gas Mixtures. II. *The Journal of Chemical Physics*, 42(4), 1140–1146.
- Brooks, R. H., & Corey, A. T. (1964). Hydraulic properties of porous media. Hydrology Paper No. 3. *Civil Engineering Department, Colorado State University, Fort Collins, CO*.
- Bücken, D., & Backers, T. (2023). Hybrid CO₂ Based Thermo-Mechanical Underground Energy Storage — A Numerical Geomechanical Review. ISRM-15CONGRESS-2023-468.
- Peng, D.-Y., & Robinson, D. B. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59–64.

Welche Auswirkungen hat die EU-Methanverordnung auf die Öl- und Gasindustrie, die Energieversorgung und die chemische Produktion?

M. Neupert, Kümmerlein, Rechtsanwälte & Notare, Essen, Germany

Die EU-Methanverordnung ist eine legislative Maßnahme zur Reduzierung von Methanemissionen in der Europäischen Union. Sie zielt darauf, Treibhausgasemissionen zu verringern, den Übergang zu einer kohlenstoffärmeren Wirtschaft zu beschleunigen und dadurch den Klimawandel einzudämmen. Die Verordnung hat Bedeutung für verschiedene Branchen, darunter die Öl- und Gasindustrie, die Energieversorgung und die chemische Industrie.

In Bezug auf die Öl- und Gasindustrie legt die Verordnung strengere Kontrollen und Vorschriften fest, um Methanlecks während der Exploration, Produktion, Verarbeitung und des Transports von Öl und Gas zu reduzieren. Dies erfordert eine verbesserte Überwachungstechnologie sowie Investitionen in Methoden zur Emissionsminderung. Für die Energieversorgung bedeutet die EU-Methanverordnung eine verstärkte Fokussierung auf erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen, um den Einsatz fossiler Brennstoffe zu reduzieren und damit verbundene Methanemissionen zu verringern. Dies könnte zu verstärkten Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz führen. In der chemischen Industrie sind Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen ebenfalls von Bedeutung, insbesondere in Bereichen wie der Herstellung von Düngemitteln und anderen chemischen Produkten, bei denen Methan als Nebenprodukt entstehen kann. Die Verordnung will Anreize schaffen, um Technologien zur Minderung solcher Emissionen einzusetzen und den Einsatz von Methan als Rohstoff zu überdenken.

Insgesamt wird die EU-Methanverordnung einen erheblichen Einfluss auf die genannten Industrien haben. Das betrifft zum einen Compliance und Risikomanagement, zum anderen kann man die Verordnung aber auch als Innovationstreiber auffassen.

Transition of the Energy Sector towards Methane Emissions Monitoring and Reduction based on Emerging Frameworks

G. Kotsiopoulou

OMV Exploration & Production GmbH, Facility Optimization, Vienna, Austria

The balance between growing energy demands and global climate targets is a delicate one to maintain. The need for limiting its environmental impact has become evident to the Energy Sector, dictating higher transparency and granularity of the emissions data from operated and non-operated assets. Specifically, in the European Union, an upcoming regulation targets the reporting of methane emissions and their reduction, bringing operators to a critical crossroad, and calling for drastic reforms and actions.

For satisfying the ultimate global request for reduction of methane emissions, as a first step, a proper development of emissions data baselines is required. The new regulation offers a great opportunity and motivation for operators to deepen their understanding of their emission sources, as well as being the starting point for the collection of methane data. In this regard, as Oil & Gas operators, we need to follow an agile approach while preparing for the new era. This paper will present the integrated approach undertaken to promote, adopt and execute key incentives that positively contribute to the Company's ethical and legal compliance.

For the required methane reporting levels, source-level and site-level quantification, a full detailed inventory of assets, facilities, and wells are prerequisites, especially for quantifying fugitive emissions. This entails a challenge by itself: asset documentation, listings of equipment and components up to flange level, numerous options for storage of the inventory and many more elements need to be defined, embraced and deployed. Furthermore, measurement at each potential core methane source is essential in order to assess any emission reduction initiatives, considering that all contributions are important so that the methane intensity target of below 0.1% is achieved by 2030, as per Company's targets. As anticipated, the rising demand for methane measurements has led to a plethora of available, new, and improved, technologies and methodologies. Therefore, via a large number of performed pilot tests it was imperative to evaluate the different solutions at diverse facilities in terms of their automation level, age, type and location in order to finally determine the most favorable solution for different scenarios, and ultimately build the overall strategy for the Energy division's portfolio.

This paper portrays the steps involved in adopting a new strategy for methane measurement, monitoring, reporting and emissions reduction. Furthermore, it contains the lessons learnt from the pilot tests, covering experience with different technologies, big data management and the potential "automated" workflows to support the future data acquisition, integration, contextualization, and visualization.

Mit Technologie und Teamgeist – effiziente und zielgerichtete Reduktion von Methanemissionen

J. Brandtner¹, J. Schmitt², P. Weustermann³

¹Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Nachhaltigkeit und Umwelt, Hannover, Germany, ²Wintershall Dea AG, Sustainability, Kassel, Germany, ³ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Sustainability, Hannover, Germany

Zwei Jahre nach der Veröffentlichung der Europäischen Methanstrategie hat sich Ende 2023 die Europäische Union auf eine Verordnung zur Reduzierung von Methanemissionen im Energiesektor geeinigt. Das ist ein Meilenstein für die europäischen Klimaschutzbemühungen, den die Industrie begrüßt. Die Verordnung ermöglicht eine zielgerichtete und datenbasierte Reduktion der Methanemissionen und stärkt durch die weitere Senkung des CO₂-Fußabdruckes in unserer Industrie die Rolle von Erdgas in der Energiewende.

Bereits seit Jahrzehnten hat sich die deutsche Förderindustrie das Ziel gesetzt, Methanemissionen, wo immer es geht, zu senken oder ganz zu vermeiden. Seit 1990 konnten so die Methanemissionen um rund 90 Prozent reduziert werden, und wir werden im Rahmen der neuen EU-Regelungen weitere Verbesserungen erreichen.

Im BVEG treffen sich Experten und Expertinnen der Mitgliedsunternehmen regelmäßig, um Erfahrungen auszutauschen und so in ihren Unternehmen optimierte Systeme, Verfahren und Technologien einzusetzen. Dieser gemeinsame Ansatz ist uns wichtig, da speziell die effiziente Reduktion von Methanemissionen nur gemeinsam gelingen kann.

Ein Schlüsselement der neuen EU-Verordnung sind unter anderem verpflichtende Leak Detection and Repair Programme (LDAR), mit denen unsere Industrie die schnelle Reduktion von Methanemissionen erzielt. Wie derartige Programme im Sinne der Verordnung aussehen können, welche Erfahrungen die Unternehmen mit verschiedenen Technologien gesammelt haben und welche Maßnahmen daraus abgeleitet wurden, zeigen wir am Beispiel von zwei Mitgliedsunternehmen.

Barenburg EOR Pilot: From Theory to Practice

T. Vielhauer, J. Plenge, F. Fazeli

ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover, Germany

A project's execution poses a very different set of challenges in comparison to its planning. Conducting Enhanced Oil Recovery (EOR) in the declining Barenburg oil field with aging facilities was no exception, in that although planned to the last details, there were still many surprises faced and lessons learned in the course of performing the polymer-flood project.

Fields and wells often react uniquely to the introduced recovery methods and although reservoir simulations provide a strong basis for judgement on the Where and the How, they still fall short to predict all possible outcomes. Additionally, even though manufacturers generally claim to provide flawless material and equipment, reliability could still only be put to test once a system is actually up and running.

In the case of the polymer-flooding project in Barenburg, the pilot patterns managed to successfully prove not only an uplift in production, but also the viability of the pilot to remain operational over the years to come. Still, maintaining these increased production rates was a complex task, particularly due to the reservoir voidage replacement imbalances and the influence of other injectors and producers in the area. Moreover, reaching the equipment optimal operating point, enquiry of services that deliver reliable results (e.g. well rate measurement) as well as optimizing the delivery, handling and maintenance activities introduced many complications along the way, often hindering the success of the project itself.

The key to resolving the challenges above and maintaining a successful production to date, in the absence of fancy state-of-the-art technologies, has been to develop a strong surveillance plan and learning from hands-on experiences of the operators. Continuous individual measurement campaigns have generated and updated reliable data, based upon which the state of the project was constantly evaluated in the team. This includes reliable measurement and regular analysis of injection and production rates, pressures, polymer and fluid compositions etc. Furthermore, communicating issues and brainstorming easy-to-implement solutions led to reducing downtime and eliminating such instances in the future.

With a strong focus on economic viability in this stage of a field's life, keeping the costs down while maintaining a high productivity is only possible through structured data gathering and analysis as well as the dedication and resilience of the team members.

Data-Driven Improved Waterflood Management in Mature Oil Fields: The Use Case for Streamline Surveillance

S. Salchenegger¹, D. Oliva Marti¹, A.-M. Burchisis²

¹OMV Exploration & Production GmbH, Reservoir Optimization, Gaenserndorf, Austria, ²OMV Petrom SA, Bucharest, Romania

Streamline surveillance is a powerful technique for modeling fluid flow and optimizing waterflood performance in reservoirs. The technology was applied to numerous mature oil fields in Austria and Romania, where waterflooding has been implemented for more than 60 years, as well as to younger fields in Abu Dhabi and New Zealand. The results of the proposed changes in the field are compared with historical data and it is shown that simply adjusting injection and production rates on regular basis can increase the oil recovery, improve injector efficiency, reduce the water cut and water cycling.

It is shown that the methodology is working on a huge variety of fields with partially limited input data. Simplified models have been built using only historic rates, fluid properties and well trajectories and gross geological features. More complex ones are based on geological models including reservoir properties, faults, etc.

The benefit of being able to perform the analyses in a time and resource efficient way - as no history matching is necessary – is highlighted. Together with the low implementation efforts, streamline surveillance is a cost-effective way to optimize waterflooded reservoirs as a continuous process.

In this paper we show the different model building workflows depending on input data quality, highlight “do’s” and “don’ts” and present several use cases. We also present the ongoing efforts to implement this methodology to be a mandatory part of the reservoir analyses in each single waterflooded oil field in OMV.

Development Concept of the Hot Water Development project in the Oilfield Emlichheim

S. Künckeler, H. Beckmann, D. Prasno

Wintershall Dea Deutschland GmbH, Hamburg, Germany

The Emlichheim oil field is an oil reservoir near the municipality of Emlichheim in the county of Bentheim. The field has been officially in operation since May 1944.

Currently the tertiary recovery for oil in Emlichheim is achieved via high pressure steam injection. The steam is generated in boilers and a combined heat and power unit (CHP). Both are fired with associated and natural gas. The generation of steam causes high specific CO₂ emissions. These emissions are yet not in line with Wintershall Dea's commitment of net zero GHG emissions from production by 2030 and the goal to reduce emissions by 25% in 2025. Furthermore, the current production technique leads to high specific OPEX mainly due to the need for gas powered steam generation and consequently CO₂ emission certificates. Prices for both are forecasted to rise in the coming years. Additionally, the European legislation imposes lower emission limits for SOX emissions from 2025 onwards (national regulation 44. BImSchV). To continue economic production in Emlichheim a desulphurization unit is required to meet the emission limits.

The Hot Water Development (HWD) project caters for CO₂ emissions reduction, reduction of OPEX and compliance with SOX emission limits while ensuring continuous production and economic resilience.

The HWD provides heat to the most prolific areas of the reservoir through 3 hot water injection wells. It produces from 5 new production wells and from 4 geological side-tracks. The existing facilities will be partially decommissioned and simplified and a hot water generation unit will be installed. The HWD utilizes the in any case produced associated gas and until 2030 additional natural gas to generate hot water. From 2024 to 2025 the HWD will reduce annual CO₂ emissions by approximately 80% and from 2030 onwards by another 71%.

Furthermore, only produced water will be used for the HWD. The fresh water consumption compared to steam generation will be reduced, which is another important Key Environmental Performance Indicators (KEPI) in sustainability.

Finally, any CO₂ neutral heat source, such as geothermal can be used to generate additional hot water beyond 2029 (topic covered in presentation 'Case Study "Zechstein Geothermal Water"' by Florian Schroers). This is a further upside to extending the field recovery through HWD. The desulphurization unit will remove the H₂S from the associated gas to meet the emission limits set by the 44. BImSchV.

All these improvements ensure that Emlichheim keeps producing in line with the regulatory requirements and our own targets in terms of sustainability.

The presentation shows the overall development plan for the HWD project, and will give an insight into the reservoir simulation sensitivities done to achieve this concept.

New Way of Production & Field Optimization while Transforming

M. Seywald

ONEO GmbH, Wien, Austria

Die Erfolgsgeschichte von ONEO bei der operativen Übernahme und Transformation reifer Ölfelder und -betriebe in Rheinland-Pfalz und Bayern zu erneuerbaren Energieformen präsentiert ein wegweisendes Modell des Energy Cycle Thinking. Die dreiphasige Strategie, bestehend aus Betriebsoptimierung, Rückbau und Renaturierung sowie nachhaltiger Zukunftsnutzung mit Energieformen wie Geothermie und dem Bau von Solaranlagen, setzt neue Maßstäbe für eine nachhaltige Energiebranche.

In Phase 1 liegt der Fokus auf der Optimierung aktueller Produktions- und Betriebsabläufe. Zentrale Elemente dabei sind der Einsatz neuer Technologien, die spezielle Anwendung von Korrosionsschutz, Materialoptimierung, Digitalisierung sowie Prozessoptimierung, was zu einer Steigerung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit führt. Besondere Aufmerksamkeit gilt dem flächendeckenden Einsatz von Korrosionsschutz und Materialoptimierungen bei Produktionsanlagen, was zu markanten Laufzeitoptimierungen führt.

Phase 2 umfasst den Rückbau unwirtschaftlicher Betriebselemente und deren Renaturierung. Gleichzeitig werden Anlagen für nachhaltige Zwecke nutzbar gemacht, etwa durch die Umwandlung von Förderplätzen in Solarparks und Sonden als lokale Wärmeproduzenten. Dieser Übergang schafft die Grundlage für Phase 3.

In Phase 3 erfolgt der nahtlose Übergang zu nachhaltigen Energieformen wie tiefer Geothermie. Diese Phase erfordert einen weiteren Start in die Planung und Umsetzung nachhaltiger Energieprojekte, bei denen das gewonnene Know-how aus den vorherigen Phasen von entscheidender Bedeutung ist.

ONEOs Erfolgsgeschichte demonstriert eindrucksvoll, dass die Optimierung vorhandener Anlagen und Abläufe sowie der Rückbau unwirtschaftlicher Elemente unerlässlich sind, um einen Übergang in eine nachhaltige Zukunft in der Energiebranche zu schaffen. Dieses Modell kann als inspirierendes Konzept für Unternehmen dienen, die eine ähnliche Transformation in Richtung erneuerbarer Energien anstreben.

Innovationsdiffusion in der Nachnutzung von Bergwerksflächen als Treiber für Klimaneutralität und Transformationsprozesse

J. Haske¹, T. Rudolph²

¹Research Center of Post-Mining at the THGA University Bochum, Reactivation & Transition, Bochum, Germany, ²Research Center of Post-Mining at the THGA University Bochum, Geomonitoring, Bochum, Germany

Die globale Herausforderung der Klimaneutralität erfordert innovative Lösungen in verschiedenen Sektoren, insbesondere bei der Nutzung und Umwandlung ehemaliger Industrieflächen bieten neue Modelle einen Mehrwert. Ehemalige Bergbauflächen bieten ein hohes Potenzial für die Verbreitung von Innovationen, aber auch allgemein vielfältige Nachnutzungsperspektiven, die sowohl besonders auch sozioökonomische Vorteile mit sich bringen. Anhand ausgewählter Beispiele soll die Wichtigkeit zur Innovationsdiffusion im Bereich Nachbergbau für die Wiedernutzung von Flächen als Katalysator für Klimaneutralität und Transformationsprozesse dienen[1][2][3].

Zunächst werden der historische Kontext von Bergbaustandorten und ihre Auswirkungen auf die spätere Standortentwicklung sowie Gesellschaft untersucht. Anschließend werden die Herausforderungen und Potenziale der Nachnutzung dieser Flächen diskutiert, wobei innovative Ansätze wie die Erzeugung erneuerbarer Energien per se, aber auch die Integration eines Öko-Industrieparks und weitere mögliche Ansätze eingeführt werden, die die Integration in städtische und ländliche Entwicklungspläne unterstützen.

Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf der Rolle des technologischen Reifegrads hinsichtlich der Umwandlung von Flächen. Beispiele hierfür sind der Einsatz fortschrittlicher Bodensanierungstechniken, der Einsatz von Drohnen und künstlicher Intelligenz zur Überwachung und Planung sowie die Entwicklung nachhaltiger Geschäftsmodelle, die lokale Gemeinschaften einbeziehen. Das Verständnis von Innovation spielt hierbei auch eine Rolle und wird in den theoretischen Kontext innerhalb der Sozialwissenschaften für den Übertrag auf die Praxis des Nachbergbaus eingeordnet. Darüber hinaus wird die Bedeutung der Einbeziehung von Stakeholdern in den Transformationsprozess betont. Die Einbindung lokaler Gemeinschaften, Regierungen und privater Akteure ist entscheidend für die Schaffung nachhaltiger und integrativer Lösungen. Partizipative Forschung kann hierbei einen Mehrwert für alle Involvierten bedeuten[4][5][6][7][8].

Abschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und ein Ausblick auf zukünftige Entwicklungen in der Nachnutzung von Bergbaustandorten gegeben. Dieses Vorhaben unterstreicht verdeutlichend, dass die innovative Nachnutzung dieser Flächen nicht nur zur Erreichung der Klimaneutralität beiträgt, sondern auch wesentliche Impulse für soziale und wirtschaftliche Transformationsprozesse liefert.

References:

- [1] POTENTIALS, (2024), Work Progress, <https://potentialsproject.uniovi.es/index.php/work-progress/>
- [2] GreenJOBS, (2024), Work Progress, <https://greenjobsproject.uniovi.es/index.php/sample-page/>
- [3] Metropole Ruhr Business, (2024), Flächen in der Metropole Ruhr, <https://www.business.ruhr/fokus/flaechen.html>
- [4] DMT, (2024), Umwelttechnik: effiziente und sichere Sanierungs- und Entsorgungskonzepte, <https://www.dmt-group.com/de/leistungen/geotechnik/umwelt-sanierung.html>

- [5] Bernsdorf, Bodo/Haske, Julia/Rößmann, Heinrich/Rudolph, Tobias/Meier, Christoph, (2023), Zur Entwicklung eines UAV-basierten multispektralen Korrosionsindex für ein Industriekultur-Geomonitring, Selbstverlag der Technischen Hochschule Georg Agricola, 21. Altbergbaukolloquium, Bochum, 249-260
- [6] Eggers, William/Singh, Shalabh Kumar, (2009), The Public Innovator's Playbook: Nurturing bold ideas in government, Deloitte, Deloitte, 1-164, <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/global/Documents/Public-Sector/dttl-ps-public-innovators-playbook-08082013.pdf>
- [7] Fligstein, Neil/McAdam, Doug, (2011), "Toward a General Theory of Strategic Action Fields", Sociological Theory, Sociological Theory, 1-26, 29(11)
- [8] Rogers, Everett M./Singhal, Arvind/Quinlan, Margaret, (2009), Diffusions of Innovations, Routledge, New York, An Integrated Approach to Communication Theory and Research

Analytical and Numerical Calculation of Heat Transfer in Geothermal Systems for Energy Storage and Extraction

S. Mohammadi¹, G. Brenner²

¹TU Clausthal, Abteilung für Strömungsmechanik, Clausthal-Zellerfeld, Germany, ²Institut für Technische Mechanik,, Abteilung für Strömungsmechanik, Clausthal-Zellerfeld, Germany

This paper introduces a comprehensive model designed to analyze both analytical and numerical heat transfer in geothermal systems, focusing particularly on the injection and production phases for extended operational periods. A notable feature of this work is the use of a complex analytical solution to verify the numerical calculations. The research encompasses a variety of key parameters: transient temperature profiles, heat flow along the wellbore, total heat transfer rates, thermal conductivity of the formation, and the characteristics of pipe materials and flow. Central to this study is the concept of heat storage and extraction—specifically, the injection and storage of heat during summer months and its subsequent extraction in winter.

A critical analysis of how these parameters influence the overall efficiency and performance of the system is presented. Our findings offer valuable insights into the optimal design and operational strategies for doublet and probe geothermal systems, aiming to enhance their effectiveness. Furthermore, the study extends to consider long-term impacts across several annual cycles, showcasing the potential of these systems for a consistent, efficient, and sustainable heat supply. The results highlight the viability of geothermal energy as a significant contributor to renewable energy portfolios, particularly in the context of long-term energy storage and management.

Keywords: Geothermal Energy, Heat Transfer, Energy Storage, System Optimization, Renewable Energy

Erschließung des Bergwerks Bochum Dannenbaum zur Wärme- und Kältenutzung: Bohren und Pumpversuche

D. Teza¹, D. Boernecke², K. Appelhans², F. Jagert², J. Raube³, E. H. Saenger^{4,5}

¹Fraunhofer IEG, Karlsruhe, Germany, ²Fraunhofer IEG, Bochum, Germany, ³Stadtwerke Bochum Holding GmbH, Bochum, Germany, ⁴Hochschule Bochum, Bochum, Germany, ⁵Ruhr-Universität Bochum, Bochum, Germany

Die Stadtwerke Bochum Holding GmbH beabsichtigt auf dem Gelände Mark 51°7 in Bochum eine geothermische Anlage zu errichten, die Grubenwasser aus dem stillgelegten Kohlebergwerk Dannenbaum zum Heizen und Kühlen nutzt.

Hierfür wurden im Zeitraum 2021 bis 2022 die Strecken der 4. und 8. Sohle des Grubengebäudes Dannenbaum mit je einer Bohrung bohrtechnisch und hydraulisch erschlossen. Die Schächte der Zeche Dannenbaum waren nach ihrer Stilllegung im Jahr 1958 verfüllt und die Grube geflutet worden. Als erste der zwei Bohrungen wurde die Bohrung GT2 in die 4. Sohle des Grubengebäudes bis auf 343 m abgeteuft. Im Anschluss wurde die Bohrung GT1 vom gleichen Bohrplatz aus bis 864 m in die 8. Sohle zielgenau abgeteuft. In beiden Bohrungen deuteten das plötzliche Abfallen des Wasserspiegels sowie der Verlust der Meißelbelastung in der erwarteten Bohrtiefe auf ein erfolgreiches Antreffen der nur 3 m hohen Strecken hin.

Um den hydraulischen Anschluss zum Grubengebäude genauer zu untersuchen, wurden in 2023 unter Einsatz einer 300 m tief installierten Förderpumpe und unter Einbindung beider Bohrungen Pumpversuche konzipiert und erfolgreich umgesetzt. Diese demonstrieren, dass das Bergwerk im Bereich der erschlossenen Sohlen hydraulisch zugänglich ist und dass die für den zukünftigen Betrieb angestrebten Betriebsraten bis zu 160 m³/h unter laminaren Strömungsverhältnissen und mit nur geringen Druckdifferenzen umgesetzt werden können. Gleichzeitig zeigten sich trotz ähnlicher Geometrie der Strecken Unterschiede in den hydraulischen Eigenschaften der Bohrungen.

In unserem Vortrag werden wir über die bohrtechnische Erschließung des Bergwerks sowie die Ergebnisse der Pumpversuche im Detail berichten.

Das Projekt D2Grids wurde durch INTERREG Nordwesteuropa-Mittel unterstützt.

Case Study “Zechstein Geothermal Water”

F. Schroers¹, U. Alt-Epping¹, K. Kagan Oezcubukcu²

¹Wintershall Dea Deutschland GmbH, ²Wintershall Dea AG

Abstract

Die Wintershall Dea Deutschland GmbH beschäftigt sich derzeit damit, die seit vielen Jahren etablierte Tertiärmaßnahme der Dampf-injektion zur Erdölproduktion im Feld Emlichheim zum Zwecke der CO₂-Emissionsminderung aufzugeben. Der Fördermechanismus soll bald durch eine Heißwasserinjektion (Projekt „Hot Water Development“) ersetzt werden.

Ziel der Fallstudie „Zechstein Geothermal Water“ ist es, durch die Umnutzung bestehender Bohrungen zu einem geothermischen Dublettsystem in der Zechstein-Formation nachhaltige, emissionsfreie Wärme für das Emlichheimer Hot Water Development bereitzustellen. Die zusätzliche erneuerbare Wärme wird die Produktion steigern und die CO₂-Emissionen für das Emlichheimer Hot Water Development weiter reduzieren, da durch die Nutzung von Geothermie ein erheblicher Teil des Brenngases, welches zur Aufheizung des Injektionswassers vor der Re-Injektion in den Bentheimer Sandstein des Emlichheimer Ölfeldes benötigt wird, ersetzt wird.

Dank der hohen Temperatur der Zechstein-Formation wird das geothermische Wasser während der Zirkulation erwärmt und an der Oberfläche mit ca. 110°C zur Verfügung gestellt. Hierdurch wird das Nachhaltigkeitsziel der Wintershall Dea unterstützt, indem die Scope 1 Emissionen deutlich reduziert werden.

Die bislang praktizierte Dampf-injektion verursacht eine CO₂-Intensität, welche über dem Durchschnitt des Unternehmens und der IOGP liegt. Die spezifische CO₂-Intensität wird nach Umsetzung des Hot Water Development um 80% reduziert und liegt damit unter dem IOGP-Durchschnitt. Zusätzlich wird die Umsetzung des „Zechstein Geothermal Water“ die CO₂-Intensität durch den Ersatz von Gas zur Erwärmung des Injektionswassers noch weiter reduzieren und sie unter den Unternehmensdurchschnitt absenken.

Die Nutzung des Zechsteins für geothermische Wärme wäre eine Pionierleistung und die bestehende Infrastruktur, welche bislang für E&P-Aktivitäten genutzt wird, könnte neue Möglichkeiten für die lokale Energieversorgung bieten.

Das Konzept würde es der Wintershall Dea Deutschland ermöglichen, nachhaltige Industriewärme direkt in unseren Anlagen zu nutzen. Wir können unsere umfangreiche Felderfahrung und Lagerstättenkenntnisse sowie unsere über 10-jährige Erfahrung mit der Wasserinjektion nutzen, um die Risiken im untertägigen Bereich zu minimieren. Die Weiterverwendung bestehender Infrastrukturen erhöht die Zuverlässigkeit und Vorhersagbarkeit. Dies führt letztlich zu einem technischen Vorteil gegenüber konventionellen geothermischen Projekten.

Extraction of Raw Materials from Geothermal Fluids - A Review of the BrineMine Project

V. Goldberg^{1,2}, D. Winter³, J. Koschikowski³, T. Kohl², F. Nitschke²

¹ BWG Geochemische Beratung GmbH Neubrandenburg, Germany

² Universidad de Chile, Centro de Excelencia en Geotermia de Los Andes, Santiago de Chile, Chile,

³ Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany

⁴ Karlsruher Institut für Technologie, Geothermie und Reservoirtechnologie, Karlsruhe, Germany,

Extended Abstract

The German-Chilean BrineMine project analyzed the potential of geothermal fluids as a raw material and freshwater resource. Within the German geothermal sector, the focus was set on investigating the potential in terms of a local, independent raw material resource. In terms of the Chilean sector, the scope was set on using geothermal fluids as a new approach within the large mining sector and on evaluating the possibility of freshwater production in remote areas. The study summarizes the major project outcomes and the challenges for implementing geothermal raw material extraction in the future. The conditions in geothermal reservoirs can lead to an enrichment of several elements in the fluids such as Lithium (Li). At the current state, the already existing geothermal sites in Germany could cover up to 12% of the annual Li demand for the planned battery cell production (Goldberg et al. 2022b). In Chile, 2nd biggest lithium-producing country, the capacity of the only geothermal power plant could enhance the country's production by up to 3 % (Goldberg et al. 2023).

Bearing a great raw material potential, the dissolved elements also pose challenges for manufacturing. Different extraction technologies with a focus on direct lithium extraction (DLE) were thus evaluated on their integrability in geothermal cycles (Goldberg et al. 2022a). Being partly established in lithium production from shallow salar brines in Argentina and China, there are distinctive challenges for the integration into geothermal settings (Goldberg et al. 2022a; Kölbl et al. 2024; Reich et al. 2022). Uncontrolled mineral precipitation (scaling) during DLE is overall one of the major hurdles to overcome and can be caused by surface reaction within the DLE facility, associated degassing, pH value changes, or cooling. These identified hurdles require targeted and site-specific solutions in terms of material research and process engineering. Scaling, especially silica scaling, is one of the major challenges in hydrothermal energy production independent of the geothermal setting (Gunnarsson and Arnórsson 2005; Rothbaum et al. 1979; Setiawan et al. 2019). Also, in water treatment processes, such as reverse osmosis (RO), scaling is one of the most prominent obstacles to the integrity of the process (Mi and Elimelech 2013; Zhang et al. 2018). Since DLE in geothermal settings combines water treatment processes with geothermal brines, an approach was developed to specifically avoid silica scaling during raw material extraction.

Silica scaling can be avoided by a controlled initial Si reduction using so-called caustic precipitation. The approach is already applied in geothermal power plants of high-enthalpy fields, or mining water treatment but its influence on potential raw materials in geothermal brines has not been studied before. In a first laboratory study the effectivity in Si reduction was demonstrated while potential target elements such as Li or Cs were not influenced (Spitzmüller et al. 2021). To upscale the process to brines from geothermal fluids from the Upper Rhine Graben (URG) design calculations were conducted, requiring a new numerical data set. The new numerical tools were required since mineral phases well known from cement mineralogy are stable in highly alkaline environments of the treatment (Blanc et al. 2015; Blanc et al. 2010) that consequently required to be transferred into the conditions of highly saline geothermal brines of the URG. Using the new numerical data set a field demonstrator was constructed and successfully tested in different geothermal settings in Germany and Chile. In a fully operating geothermal power plant in the URG, a Si reduction of

98 % was reached in < 5 min. while during continuous operation at a geothermal system in Chile, 50 % were reached. Potential target elements such as monovalent cations (Li, Cs, Rb) were not removed by the treatment. In comparison metals and metalloids (such as Fe, Mn, Zn) decreased strongly in their concentration with increasing pH values. Removing the latter would prevent an accumulation of this group of elements on oxide sorbents for DLE, potentially increasing their efficiency. However, this would require their accumulation at surface facilities, necessitating an after-use or disposal strategy. The chemical treatment was also combined with different membrane technologies in the low-saline thermal fluids of Chile. This allowed for a concentration of dissolved solids up to a factor of 20 in continuous operation, resulting in the extraction of freshwater. In addition to energy and mineral extraction, this approach can thus enable water production in remote areas such as the Andean geothermal systems of Chile. The tested membrane distillation approach can also cover the energy demand for the process using the water's inherent heat enabling energy-efficient pre-treatment and additional freshwater production.

In addition to market and technological uncertainties, there are also uncertainties regarding the behavior of the geothermal reservoir. The planning of state-of-the-art geothermal power plants focuses on avoiding an early thermal breakthrough of the cold temperature front from the injection well to the production well. For the co-production of raw materials, the transport of solutes and potential chemical breakthroughs are of great importance in managing geothermal reservoirs. The behavior was analyzed in a synthetic model based on a geothermal setting of the Upper Rhine Graben (Goldberg et al. 2023). The results of the model show that the solute has lower diffusion rates compared to the temperature, which can cause chemical breakthroughs in as little as 5-10 years. Depending on the extraction and flow rate, the concentration of Li can decrease by 30-50%, resulting in a 24% decrease in productivity over 30 years compared to the static combination of flow rate and extraction efficiency. Despite the decrease, it is still possible to continuously extract lithium over 30 years, considering the model assumptions. The mean output of 234 t Li is equal to 0.5-3% of the future German Li demand. The study also shows that the reduction rate and the resulting raw material extraction lifetime are comparable to conventional mining or raw material extraction projects. Consequently, a project life cycle that is meaningful could be developed as a more sustainable alternative to established approaches for mineral and energy extraction.

The interdisciplinary BrineMine project outlined the raw material potential hidden in different geothermal settings worldwide. The developed physical, chemical, and numerical approaches demonstrated the processibility of geothermal brines and further showed the neuralgic points to overcome for this promising field for the geothermal and raw material sector.

Acknowledgments

The research work presented was conducted in the framework of the BrineMine project for which funding we want to thank the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF, Client II FKZ: 033R190B). The project was realized between 01.03.2019 and 31.03.2023 as a bi-national research project between German and Chilean research and industrial partners. Project partners on the German side are the Fraunhofer Institute ISE (Institute for Solar Energy Systems), the Karlsruhe Institute of Technology (KIT), SolarSpring Membrane Solutions GmbH, and Geothermie Neubrandenburg (GTN). Associated partners in Chile are the Andean Geothermal Centre of Excellence (CEGA) at the Universidad de Chile, Fraunhofer CSET, GTN Latin America, and Transmark Renewables.

References

- Blanc, P., Bourbon, X., Lassin, A., Gaucher, E.C.: Chemical model for cement-based materials: Thermodynamic data assessment for phases other than C-S-H. *Cem Concr Res.* 40, 1360–1374 (2010). <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2010.04.003>
- Blanc, P., Vieillard, P., Gailhanou, H., Gaboreau, S., Marty, N., Claret, F., Madé, B., Giffaut, E.: ThermoChimie database developments in the framework of cement/clay interactions. *Applied Geochemistry.* 55, 95–107 (2015). <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2014.12.006>
- Goldberg, V., Dashti, A., Egert, R., Benny, B., Kohl, T., Nitschke, F.: Challenges and Opportunities for Lithium Extraction from Geothermal Systems in Germany—Part 3: The Return of the Extraction Brine. *Energies (Basel).* 16, 5899 (2023). <https://doi.org/10.3390/en16165899>
- Goldberg, V., Kluge, T., Nitschke, F.: Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland – Teil 1: Literaturvergleich bestehender Extraktionstechnologien. *Grundwasser.* 27, 239–259 (2022)(a). <https://doi.org/10.1007/s00767-022-00522-5>
- Goldberg, V., Nitschke, F., Kluge, T.: Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland – Teil 2: Potenziale und Produktionsszenarien in Deutschland. *Grundwasser.* 27, 261–275 (2022)(b). <https://doi.org/10.1007/s00767-022-00523-4>
- Gunnarsson, I., Arnórsson, S.: Impact of silica scaling on the efficiency of heat extraction from high-temperature geothermal fluids. *Geothermics.* 34, 320–329 (2005)
- Kölbel, L., Slunitschek, K., Kaymakci, E., Kölbel, T., Reich, R., Schneider, J.: Lithium recovery from geothermal brines: An investigation into radioactive nuclide uptake on lithium-manganese-oxide (LMO) granules. *Hydrometallurgy.* 224, 106266 (2024). <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2024.106266>
- Mi, B., Elimelech, M.: Silica scaling and scaling reversibility in forward osmosis. *Desalination.* 312, 75–81 (2013). <https://doi.org/10.1016/j.desal.2012.08.034>
- Reich, R., Slunitschek, K., Danisi, R.M., Eiche, E., Kolb, J.: Lithium Extraction Techniques and the Application Potential of Different Sorbents for Lithium Recovery from Brines. *Mineral Processing and Extractive Metallurgy Review.* 00, 1–20 (2022). <https://doi.org/10.1080/08827508.2022.2047041>
- Rothbaum, H.P., Anderton, B.H., Harrison, R.F., Rohde, A.G., Slatter, A.: Effect of silica polymerisation and pH on geothermal scaling. *Geothermics.* 8, 1–20 (1979). [https://doi.org/10.1016/0375-6505\(79\)90062-2](https://doi.org/10.1016/0375-6505(79)90062-2)
- Setiawan, F.A., Rahayuningsih, E., Petrus, H.T.B.M., Nurpratama, M.I., Perdana, I.: Kinetics of silica precipitation in geothermal brine with seeds addition: minimizing silica scaling in a cold re-injection system. *Geothermal Energy.* 7, 22 (2019). <https://doi.org/10.1186/s40517-019-0138-3>
- Spitzmüller, L., Goldberg, V., Held, S., Grimmer, J.C., Winter, D., Genovese, M., Koschikowski, J., Kohl, T.: Selective silica removal in geothermal fluids: Implications for applications for geothermal power plant operation and mineral extraction. *Geothermics.* 95, 102141 (2021). <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102141>
- Zhang, P., Pabstmann, A., Gray, S., Duke, M.: Silica fouling during direct contact membrane

distillation of coal seam gas brine with high sodium bicarbonate and low hardness. Desalination. 444, 107–117 (2018). <https://doi.org/10.1016/j.desal.2018.07.015>

Numerical Simulation Study for the Evaluation of the UHS Pilot Test HySTORAGE

S. Hogeweg¹, B. Hagemann¹, G. Strobel², C. Kosack², L. Ganzer¹

¹Clausthal University of Technology, Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal-Zellerfeld, Germany, ²Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany

With the scope of a carbon-free energy economy, the importance of Underground Hydrogen Storage (UHS) is unquestionable. First pilot tests on smaller scale have been conducted to assess the technical feasibility of hydrogen storage in porous reservoirs. Particular interest is located on the mixing behavior of the stored hydrogen with the initial gas and potential losses due to microbial process.

To improve the understanding of these hydrogen-related processes, the ongoing field test HySTORAGE initiated by Uniper Energy Storage GmbH is accompanied by a numerical simulation study. For this purpose, a previously developed bio-reactive transport model realized in the open source simulator DuMu^x is employed to predict and reproduce the observations from the field test. A compartment of the complex geological model was selected, the grid was modified, and recent field history was reproduced to validate the developed simulation model. For considering the contribution of mechanical dispersion to the gas-gas mixing, the approach encompassed modifications regarding the discretization scheme, gridding, and well modeling. First simulation runs of the first phase of the field test were performed to provide a prediction for the operation and estimate potential hydrogen losses. According to the simulations, for the base case, neglecting microbial reactions and mechanical dispersivity, approximately 98 % of the injected hydrogen was reproduced after the first phase. With increasing dispersivities and microbial activity, this hydrogen recovery decreased.

After completing the first phase of the field test, the measured data are compared with the modeled prediction to identify dominating processes during the field test. In particular, the reproduced gas compositions indicate the contributions of microbiology and gas-gas-mixing to the permanent and temporary losses of hydrogen.

Standardization in Biocorrosion Management in Gas and Hydrogen Storage – Status Quo and Recent Developments

Linda Dengler¹, Georg Schmid¹, Andrea Koerdt², Andrea Böllmann¹, Anja Kaul¹
Microbify GmbH (Straubing, Germany), Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung,
Biologische Materialschädigung und Referenzorganismen (Berlin, Germany)

Abstract

Global corrosion costs are estimated to be EUR 2.3 trillion, which makes 3–4% of each nation's gross domestic product (GDP). Of this total corrosion microbiologically influenced corrosion (MIC) is estimated to account for approx. 20 % of the global corrosion costs – equivalent to annual costs of 100 billion EUR for Europe alone.

These numbers derive from a mostly natural gas-driven economy with only minimal hydrogen impact. If hydrogen is introduced in existing gas storage infrastructure, corrosion issues may thrive tremendously. The reason for that is simple: hydrogen is not only a valuable energy carrier for us but also the most desired substrate for microbial metabolic processes in anaerobic systems. Sulfate-reducing bacteria (SRB) are well known to convert hydrogen to H₂S in the presence of specific sulfur compounds and are therefore major players in biocorrosion. Nevertheless, also other microorganisms like methane producers or acid producers contribute to corrosion processes and are often neglected.

In the US, associations such as NACE International or AMPP (Association for Materials Protection and Performance) have developed and integrated standards and guidelines regarding MIC. However, Europe is lacking most of these standards or is technically not able to integrate many of the given structures. The heavy use of chemicals and the application of environmentally problematic substances need to be carefully reconsidered.

Therefore, Europe needs to set its own standards for MIC mitigation and monitoring. Working with oxygen-sensitive, living microorganisms from high-pressure infrastructure is a challenging combination, but with the development of innovative technical solutions and an interdisciplinary approach, we can establish European standards before biocorrosion takes over in hydrogen-rich systems.

Introduction

Global corrosion costs are estimated to be EUR 2.3 trillion, which makes 3–4% of each nation's gross domestic product (GDP) [1]. Of this total corrosion microbiologically influenced corrosion (MIC) is estimated to account for approx. 20 % of the global corrosion costs – equivalent to annual costs of 100 billion EUR for Europe alone [2].

These numbers derive from a mostly natural gas-driven economy with only minimal hydrogen impact. If hydrogen is introduced in existing gas storage infrastructure, corrosion issues may thrive tremendously. The reason for that is simple: hydrogen is not only a valuable energy carrier for us but also the most desired substrate for microbial metabolic processes in anaerobic systems. Sulfate-reducing bacteria (SRB) are well known to convert hydrogen to H₂S in the presence of specific sulfur compounds and are therefore major players in biocorrosion. Nevertheless, also other microorganisms like methane producers or acid producers contribute to corrosion processes and are often neglected.

Status Quo (Arial, 12pt bold)

In the US, associations such as NACE International or AMPP (Association for Materials Protection and Performance) have developed and integrated standards and guidelines regarding MIC. However, Europe is lacking most of these standards or is technically not able

to integrate many of the given structures. The heavy use of chemicals and the application of environmentally problematic substances need to be carefully reconsidered.

Therefore, Europe needs to set its own standards for MIC mitigation and monitoring. Working with oxygen-sensitive, living microorganisms from high-pressure infrastructure is a challenging combination, but with the development of innovative technical solutions and an interdisciplinary approach, we can establish European standards before biocorrosion takes over in hydrogen-rich systems.

Current Developments and Achievements

The survey of MIC requires a multidisciplinary focus on multiple lines of evidence (MLOE). This includes a combination of chemical, microbiological and material science approaches to identify and understand MIC mechanisms in a specific environment.

High-pressure laboratory equipment now enables the extraction and survey of samples in their original state. This technique facilitates the chemical analysis of precipitates and corroded materials, as well as the cultivation of delicate anaerobic microorganisms. Isolated microbes can then be used for so-called coupon tests to test certain materials for their resistance against corrosive conditions or certain microorganisms.

The Marie Skłodowska-Curie Actions (MSCA) Doctoral Network ARCTECH (101120407) [3] focuses on the investigation of the corrosive potential of bacterial and archaeal biofilms and their successful and sustainable mitigation. With the COST-Action EURO-MIC (CA20130) European MIC Network [4], new paths for science, sustainability and standards are being set for Europe, developed by an interdisciplinary and international team of professionals.

These projects among others contribute to the development and establishment of novel MIC assays that help Europe develop sustainable standards for MIC survey and mitigation in industrial facilities like gas and hydrogen storage infrastructure.

References

[1] G. Koch, "Cost of corrosion," in *Trends in Oil and Gas Corrosion Research and Technologies*, Elsevier, pp. 3–30, (2017).

[2] P. Rao and L. Mulky, "Microbially Influenced Corrosion and its Control Measures: A Critical Review," *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, vol. 9, no. 3. Springer Science and Business Media Deutschland GmbH (2023).

[3] <https://archaeaforbiotechnology.eu/>

[4] <https://www.euro-mic.org/>

Laboruntersuchungen zu den mechanischen Eigenschaften und der Gasdichtheit von Bohrlochzementen und Casing-Zementation-Steinsalz-Verbundsystemen für Salzkavernen

T.J. Pan, K.-H. Lux, R. Wolters-Zhao, U. Düsterloh

Lehrstuhl für Geomechanik und multiphysikalische Systeme, TU Clausthal, Deutschland

Kurzfassung

Die weitere Nutzung von bestehenden Erdgasspeicherkavernen für eine zukünftige Druckluft- und Wasserstoffspeicherung setzt die Bewertung der Bohrungsintegrität nach langjährigem Erdgasspeicherbetrieb voraus. Die betriebsbedingte Kavernenkonvergenz kann eine zusätzliche Beanspruchung induzieren, die den mechanischen und hydraulischen Zustand der Kavernenbohrung nachteilig beeinflussen kann.

Ziel dieser Studie ist es, die mechanischen Eigenschaften und die Gasdichtheit von Salzzementen, die üblicherweise im Kavernenbau eingesetzt werden, nach längerer Aushärtung laborativ zu untersuchen sowie die Änderungen der Gasdichtheit des Verbundsystems Casing-Zementation-Salinargebirge nach viskoplastischer Verzerrung infolge einer zusätzlichen axialen Beanspruchung laborativ zu untersuchen.

Es zeigt sich zumindest tendenziell innerhalb des Untersuchungsrahmens, dass die kavernenkonvergenzbedingten Überzugswirkungen auf den Bohrungsbaubau und speziell auf den Erhalt der Bohrungsintegrität mit dem Indikator „Integrale Permeabilität“ keine nachteiligen, eher sogar positive Auswirkungen haben.

Einführung

Im Kontext der Energiewende und der Klimaneutralität wird in Deutschland neben dem Neubau von Kavernen auch geplant, bestehende Erdgasspeicherkavernen, die aufgrund des sukzessiven Ausstiegs aus der Nutzung fossiler Energieträger für die Speicherung dieser fossilen Energieträger nicht mehr benötigt werden, für die zukünftige Nutzung zur Speicherung von grünen Energieträgern wie Druckluft oder Wasserstoff umzurüsten und damit die Kosten für den Transformationsprozess insgesamt zu reduzieren. Hierzu ist allerdings eine qualifizierte Bewertung der Integrität der dafür vorgesehenen Kaverne einschließlich der Integrität der Kavernenzugangsbohrung und der Ringraumzementation erforderlich, um die Sicherheit insbesondere auch der Speicheranlage und ihren zuverlässigen Betrieb nach jahrzehntelanger Erdgasspeicherung weiterhin auch für die Wasserstoffspeicherung zu gewährleisten.

Das Bohrungsausbausystem im Bereich des letzten zementierten Rohrschuhs einer Kavernenbohrung, nämlich das Verbundsystem Casing-Zementation-Salinargebirge, das unterhalb des Permanentpackers als primäres Dichtelement in direktem Kontakt mit dem gespeicherten Produkt steht, hat eine entscheidende Bedeutung bei der Verhinderung des Austretens von gespeicherten Produkten aus der Kaverne in das Geosystem und dann auch in die Biosphäre während des gesamten Lebenszyklus (BVEG, 2017).

Im Vergleich zu normalen Produktionsbohrungen gibt es allerdings zwei bedeutsame Unterschiede im Bohrungsausbau der Kavernenbohrungen. Da ist zuerst der Bohrlochzement, der für die Ringraumzementation bei Speicherkavernen verwendet wird. Hier wird in der Regel ein Salzzement eingesetzt. Das Salzzementensystem ist ursprünglich für Bohrungen durch massive Salzformationen oder in grundwasserempfindlichen Gebieten

entwickelt und erstmals in den 1940er Jahren an der „Gulf Coast“ in den USA verwendet worden. Die Salzsättigung der zur Herstellung von Zementsuspension verwendeten Sole lag zwischen 18% und bis zu 37% (Nelson et al., 2006). Bei der Anwendung von Salzzementen kann einerseits der salzhaltige Zementsuspension eine weitere Salzauflösung im Bereich der Bohrungswand während der Zementierung und der Zementaushärtung wirksam verhindern und somit eine gute Verbindung zwischen dem Zement und der Bohrungswand aufrechterhalten, andererseits kann das Salz als Zuschlag einen Expansionseffekt auf den Zement ausüben, der die Bildung von Mikrorissen infolge Zementschrumpfung wie bei der normalen Zementaushärtung verhindert und somit eine gute Abdichtungsfähigkeit erzielt (Crotonino et al., 1984). Heutzutage wird in Deutschland die Zementierung im Salinargebirge für Kavernenspeicher häufig mit gesättigter Sole durchgeführt, die mit Standardzement wie API Klasse G oder Klasse C gemischt wird.

Die Zugabe von Salz hat einen erheblichen Einfluss auf die mechanischen und hydraulischen Eigenschaften von Zement im Vergleich zu normalen Zementen (Zhou et al., 1996), (Heathman et al., 2006), (Teodorio et al., 2015), was zu einem veränderten Verhalten der Ringraumzementation unter Belastung führen kann. Laborative Untersuchungen zu der Dichtheit von Salzzementen bzw. der Bohrungsintegrität finden sich auch in früherer Untersuchung (Pfeifle et al., 2000) und in der neueren Literatur (Amro et al., 2017) (Projekt SUBI, 2020).

Zweitens werden im Gegensatz zu Öl- und Gasbohrungen Kavernenbohrungen insbesondere im unteren Bereich der letzten zementierten Rohrtour durch Zusatzbeanspruchungen belastet, die aus der betriebsbedingten langfristigen Kavernenkonvergenz resultieren. Diese Zusatzbeanspruchung führt zu einer zusätzlichen axialen Dehnung des Bohrungsausbaus, die dann die verbleibende Lebensdauer der Kavernenbohrung nachteilig beeinflussen kann. Da die Kavernenbohrung im unteren Bereich hinsichtlich ihrer Beanspruchung und Funktionalität weder einfach noch kontinuierlich zu überwachen ist, sind in den letzten zehn Jahren weltweit z.B. in den USA (Sobolik, 2015), in den Niederlanden (Orlic et al., 2016), in Deutschland (Lux et al., 2019) und in China (He et al., 2022) numerische Methoden zur Untersuchung und Bewertung der Auswirkungen zusätzlicher Beanspruchungen auf die Bohrungsintegrität eingesetzt worden.

Ziel dieser Studie ist es, die mechanischen und hydraulischen Eigenschaften von Salzzementen, die üblicherweise in Kavernenbau in Deutschland eingesetzt werden, auch nach längerer Zeit der Aushärtung laborativ zu untersuchen sowie ebenfalls die Änderungen der Gasdichtheit des Verbundsystems Casing-Zementation-Salinargebirge nach viskoplastischer Dehnung infolge einer zusätzlichen Beanspruchung laborativ zu untersuchen.

Vorbereitung und Lagerung von Zementproben und von Verbundproben Casing-Zement-Steinsalz

Die in dem durchgeführten Laborprogramm untersuchten Zementprüfkörper wurden aus von Halliburton/Dyckerhoff gelieferten Bohrlochzementen hergestellt. Die Zementsuspension ist in zwei Typen unterteilt worden, die auf Zementklinkern der API-Klasse C basieren. Wie in Tabelle 1 dargestellt, werden für den ersten CMT-I-Zement mit Wasser/Zement-Verhältnis von 0,581 dem Zementklinker 4 Gewichtsprozent Salzpulver zugesetzt und eine gesättigte Salzlösung unter Raumtemperatur ist zur Anmischung der Zementsuspension verwendet worden. Dieser Zement entspricht dem modernen Zement, der heute üblicherweise im Kavernenbau verwendet wird. Die zusätzliche Zugabe von Salzpulver dabei dient dazu, eine weitere Auflösung im Bereich der Bohrlochwände im Steinsalzgebirge aufgrund steigender Untergrundtemperaturen zu vermeiden. Der zweite CMT-II-Zement mit einem Wasser/Zement-Verhältnis von 0,527 ist dagegen mit einer teilgesättigten Salzlösung unter Raumtemperatur angemischt worden, was der Bohrlochzementqualität des Kavernenbaus in der Vergangenheit entspricht.

Tabelle 1 Typ und Vorbereitung von Zementproben

Typ	Zement	w/z-Wert [-]	Salzsättigung [BWOW%]
CMT-I	API Klasse C (zusätzlich 4 BWOW% Salzpulver)	0,581	36,7
CMT-II	API Klasse C	0,527	25,1

Herstellung der Zementprüfkörper

Bei der Herstellung der Zementprüfkörper ist zunächst die fertig an gemischte Zementsuspension in einen vorbereiteten zylindrischen Gummischlauch eingefüllt und mit stirnseitig platzierten Verschlussstücken darin eingeschlossen worden. Die gefüllten und verschlossenen Gummischläuche mit der Zementsuspension sind dann in einen Lagerbehälter gestellt worden, wobei der Ringraum zwischen dem Gummischlauch mit der enthaltenen Zementsuspension und dem Lagerbehälter mit Hydrauliköl gefüllt worden ist, welches mit einem hydraulischen Druck von 15 MPa beaufschlagt worden ist, damit die Probe bei einem isotropen Druck von 15 MPa aushärtet und auch über einen längeren Zeitraum gelagert werden kann, (Abb. 1). Die Lagerbehälter sind mit kugelförmigen Membranspeichern ausgestattet, die teilweise mit Gas gefüllt sind, welches im Vergleich zu Hydrauliköl einfacher komprimierbar ist, um Druckänderungen aufgrund möglicher Temperaturschwankungen und Volumenänderungen der Zementsuspension während des Aushärtprozesses zu vermeiden. Der Druck im Behälter wurde während des Aushärtungs- und Lagerungsprozesses regelmäßig überwacht. Bei Bedarf wurde Hydrauliköl nachgefüllt, um den Druck über die Zeit möglichst konstant bei 15 MPa zu halten. Insgesamt sind 50 zylindrische Zementprüfkörper mit einem Durchmesser von 90 mm und einer Höhe von 180 mm hergestellt worden und zwar 26 CMT-I-Zementprüfkörper und 24 CMT-II-Zementprüfkörper. Die Zementprüfkörper wurden bei einer Temperatur von ca. 28 °C ± 5 °C mehr als 3 Jahre im Labor gelagert.

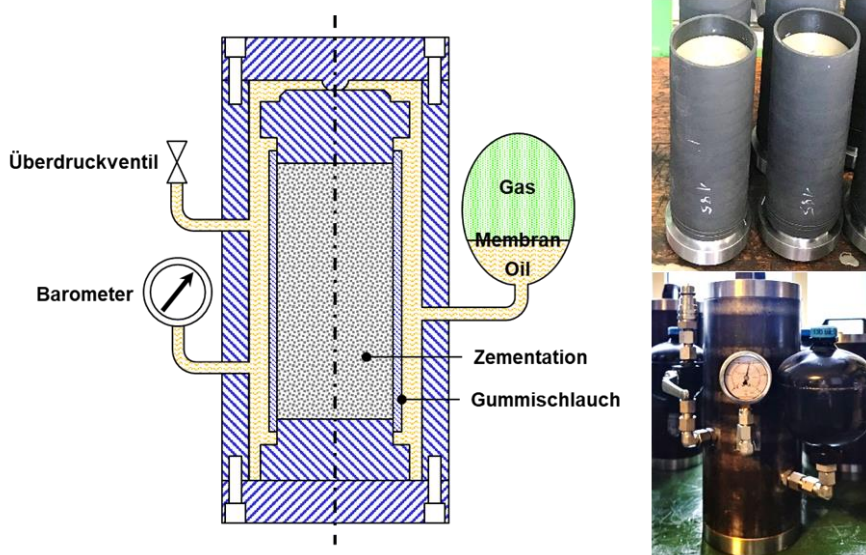


Abb. 1 Querschnitt des Lagerbehälters für Zementproben

Herstellung der Verbundprüfkörper Casing-Zementation-Steinsalz

Zur Herstellung der Verbundprüfkörper sind ebenfalls die beiden vorstehend beschriebenen Zementsuspensionen verwendet worden. Die Verbundprüfkörper haben einen Durchmesser

von 180 mm und eine Höhe von 400 mm und bestehen aus

- einem grobkörnigen, aber relativ homogenen axial gelochten Steinsalzprüfkörper mit einem Durchmesser von 180 mm und einer Höhe von 360 mm,
- der Zementsuspension vom Typ I oder vom Typ II und
- einem Stahlrohr der Stahlqualität S235JR mit einem Durchmesser von 34 mm, einer Wandstärke von ca. 3 mm und einer Länge von 400 mm.

Bei der Herstellung der Verbundprüfkörper ist zunächst der gelochte Steinsalzprüfkörper in einen Lagerbehälter eingebaut worden. Danach ist das Stahlrohr in der Mitte des Bohrlochs platziert worden. Das Stahlrohr ist 40 mm länger als der Steinsalzprüfkörper. Der überstehende Teil des Stahlrohrs wird in einer Aussparung am Boden des Lagerbehälters befestigt, um das Stahlrohr während der weiteren Prüfkörperherstellung in der Mitte des Prüfkörpers zu fixieren, (Abb. 2, oben rechts). Anschließend wird die Zementsuspension in den Ringraum zwischen Stahlrohr und Steinsalzprüfkörper eingefüllt, wobei die Zementsuspension die obere stirnseitige Oberfläche der Steinsalzprüfkörpers ca. 10 mm überdeckt. Der Behälterdeckel wird dann auf den Prüfkörper aufgesetzt und mit Schrauben befestigt. Die Schrauben werden mit einem spezifischen Drehmoment angezogen, um der Zementsuspension einen vorgegebenen Druck aufzuprägen, der den Zementdruck im Teufenbereich des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour repräsentiert. In dem Behälter sind Abdichtungen eingebaut, um eine Austrocknung und die dadurch bedingte zusätzliche Rissbildung durch Wasserverdunstung während des Zementaushärtungsprozesses zu verhindern. Die Schrauben werden während des Aushärtungsprozesses regelmäßig nachgezogen, um den vorgegebenen Druck möglichst konstant aufrechtzuerhalten. Anschließend sind die Prüfkörper mehr als 2 Jahre bei einer Labortemperatur von ca. $28\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$ gelagert worden.

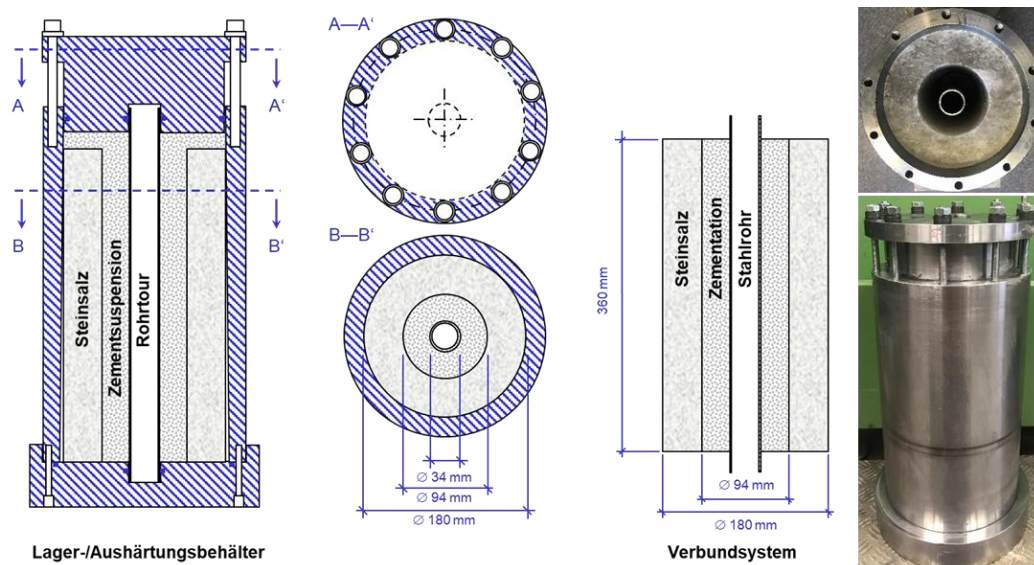


Abb. 2. Querschnitt des Lagerbehälters für den Verbundprüfkörper Casing-Zementation-Steinsalz

Laboruntersuchungen und Prüfanlagen

Alle Versuche sind im gesteinsmechanischen Labor des Lehrstuhls für Geomechanik und multiphysikalische Systeme an der TU Clausthal durchgeführt worden. Im Rahmen des Projektes wurden die Kurzzeitfestigkeit der Zementprüfkörper unter TC (triaxiale Kompressions)- und TE (triaxiale Extensions)-Beanspruchungsbedingungen, die Langzeitkriecheigenschaften unter verschiedenen Vergleichsspannungen sowie die hydraulischen Eigenschaften von Zementprüfkörpern unter verschiedenen Gasdrücken untersucht. Zusätzlich sind exemplarisch der Wassergehalt und die Porosität eines

Zementprüfkörper ermittelt worden. Bei den Verbundprüfkörpern wurde in einer ersten hydraulischen Phase zunächst die anfängliche Gaspermeabilität unter isotroper Beanspruchung gemessen, dann in einer mechanischen Phase die axiale Belastung reduziert und die Deviatorspannung erhöht, um die vorgegebene viskoplastische axiale Verformung der Verbundprüfkörper zu erreichen, und schließlich in einer zweiten hydraulischen Phase erneut die Gaspermeabilität der Verbundprüfkörper nach der axialen Verformung gemessen.

TC & TE-Kurzzeitfestigkeitsversuche

Die Kurzzeitfestigkeitsversuche sind auf der am Institut entwickelten, hydraulisch gesteuerten 2500 kN-Triaxialprüfmaschine Dü1 durchgeführt worden. Nachdem die ausgehärteten Zementvollprüfkörper in einem ersten Schritt mit einem Gummischlauch versehen und anschließend in die Triaxialprüfmaschine eingebaut worden sind, werden zunächst der Axial- und der Manteldruck bis zum vorgegebenen isotropen Druckniveau aufgebracht. Anschließend ist dann entweder ein TC-Versuch mit einer Steigerung der Axialspannung bei einer konstanten Verzerrungsrate von 0,05 %/min oder ein TE-Versuch durch Reduzierung der Axialspannung mit einer konstanten Verzerrungsrate von 0,025 %/min bis zum Erreichen der Restfestigkeit durchgeführt worden. Die Versuchstemperatur wurde bei 40 °C konstant gehalten.

TEc-Langzeitkriechversuche

Die Langzeitkriechversuche unter TE-Bedingungen sind mit den am Lehrstuhl geplanten und gebauten hydraulisch gesteuerten rahmenlosen 200 MPa-Triaxialprüfmaschinen Dü16 bis Dü19 bei einer konstanten Temperatur von 40 °C durchgeführt worden. So wurde beispielsweise ein zweistufiger TE-Kriechversuch mit einem Zementprüfkörper bei einem konstanten Manteldruck von $\sigma_1 = 20$ MPa und in einem Bereich der Vergleichsspannung von $\sigma_v = 8-14$ MPa durchgeführt. Die erste Stufe des Kriechversuchs dauerte etwa 40 Tage, danach wurde die Vergleichsspannung um 2 MPa erhöht und die zweite Stufe des Kriechversuchs wurde für weitere ca. 30 Tage fortgesetzt.

Hydraulische Versuche / Gasdichtheitstests an Zementprüfkörpern

Die Gasdichtheitstests sind mit der hydraulisch gesteuerten 2500 kN-Triaxialprüfmaschine Dü3 durchgeführt worden, um die Permeabilität von Bohrlochzement nach einer mehrjährigen Aushärtung zu untersuchen und um die Funktion der Ringraumzementation als Dichtelement im Rahmen des Verbundabdichtungssystems der Kavernenbohrung bewerten zu können.

Für den Gasdichtheitstest wurden die Zementprüfkörper zunächst in einem ersten Schritt mittig an einer Stirnfläche der Prüfkörper mit einer axialen Bohrung mit einem Durchmesser von 10 mm und einer Bohrungslänge von 60 mm versehen. In einem zweiten Schritt wurde ein Stahlrohr in die Bohrung eingeklebt, so dass lediglich an der Bohrungsspitze jeweils ein halbkugelförmiger Hohlraum mit einem Durchmesser von 10 mm für den Gaseintritt aus der Bohrung in die Prüfkörper zur Verfügung stand. Die Prüfkörper sind dann jeweils in einen Gummischlauch und anschließend in die Triaxialzelle eingebaut worden (Abb. 3), wobei die Seite mit dem Bohrloch (Primärseite) mit einem Gaszylinder und die gegenüberliegende Seite (Sekundärseite) über einen Filterstein mit einem Gasaufnahmebehälter verbunden war. Zu Beginn des Versuchs sind dann die Prüfkörper jeweils einen Tag lang bei einem vorgegebenen Axial- und Manteldruck sowie Gasdruck in der Bohrung vorkompaktiert worden. Anschließend wurde der Gasdruck in der Bohrung langsam erhöht, wobei die jeweils in die Prüfkörper eindringende Gasmenge gemessen wurde. Das durch die Zementprüfkörper geströmte Gas wurde auf der sekundären Seite aufgefangen und hinsichtlich der Menge gemessen. Der Gasdruck schwankte in dem Auffangbehälter in Abhängigkeit von der aufgefangenen Gasmenge zwischen 1 bar und 1,8 bar, wobei das aufgefangene Gas bei Erreichen eines Gasdrucks von 1,8 bar in die Atmosphäre freigesetzt wurde. Die Schwankungen des Gasdrucks auf der Sekundärseite sind im Vergleich zu dem

hohen Gasdruck auf der Primärseite vernachlässigbar. Die integrale Permeabilität bezogen auf den gesamten Prüfkörperquerschnitt kann nach Darcy ermittelt werden, wenn die Durchströmung einen stationären Zustand erreicht hat. Damit folgt:

$$K = 2\mu_s \frac{L}{A} \frac{p_s}{p_p^2 - p_s^2} q_s$$

wobei K die integrale Permeabilität in m^2 , μ_s die Gasviskosität in $\text{Pa}\cdot\text{s}$, L und A die Prüfkörperlänge und die Prüfkörperquerschnittsfläche in m bzw. m^2 , p_p und p_s der Gasdruck auf der primären und sekundären Seite sowie q_s die Volumenrate auf der sekundären Seite sind.

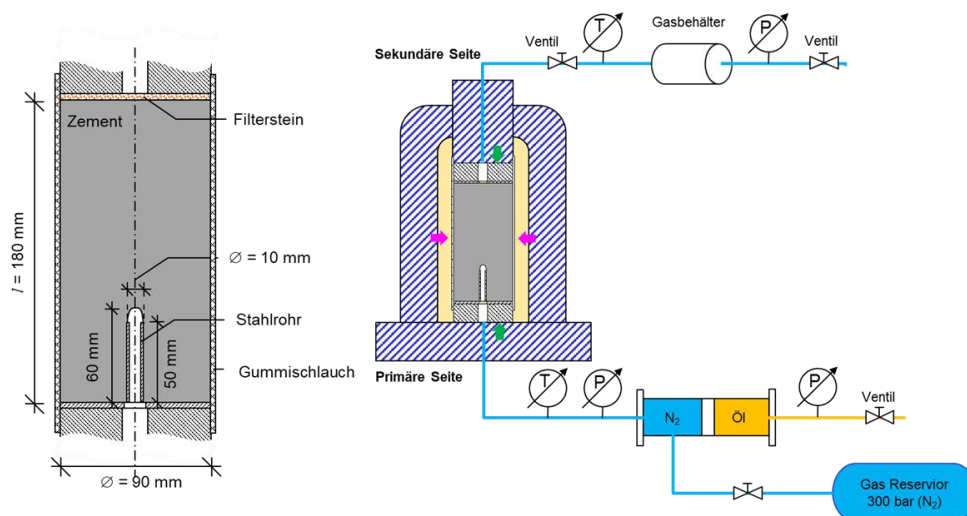


Abb. 3 Querschnitt des Zementprüfkörpers für den hydraulischen Versuch (links) und schematische Darstellung des hydraulischen Versuchs

Wassergehalts- und Porositätsmessung

Messungen der Porosität und des Wassergehalts waren nicht initial Bestandteil des durchgeführten Forschungsprojekts. Die Zementprüfkörper werden vorrangig zur Durchführung von mechanischen Untersuchungen und Durchlässigkeitstests herangezogen. Allerdings ist ein CMT-I-Prüfkörper dazu verwendet worden, exemplarisch den Wassergehalt der Zementation zu ermitteln und die Porosität der Zementation einzuschätzen.

Die Ermittlung von Porosität und Wassergehalt des Zementprüfkörpers erfolgt nach der „Oven-Drying“ (Ofentrocknung)-Methode. Dazu wurde der Zementprüfkörper vor dem Trocknen gewogen und dann in einen Trockenofen bei $105 \text{ °C} \pm 1 \text{ °C}$ gelegt. Danach wurde der Zementprüfkörper alle 24 Stunden bis zur Gewichtskonstanz aus dem Trockenofen entnommen und gewogen, um den Wassergehalt zu ermitteln und darauf aufbauend die Porosität zu berechnen.

Die „Oven-Drying“-Methode gilt als die effizienteste Trocknungsmethode für die schnelle Entfernung von "verdampfbarem Wasser" aus dem Porenraum (im Gegensatz zu dem "nicht verdampfbaren Wasser", das am Hydratationsprozess chemisch beteiligt ist). Allerdings besteht der Nachteil dieser Trocknungsmethode darin, dass die Porenmikrostruktur dadurch stark zerstört werden kann. Daraus folgt, dass durch die Verwendung derartig getrockneter Prüfkörper für hydraulische Tests die Durchlässigkeit des Bohrlochzements überschätzt werden kann (Ganzer et al., 2019).

Mechanisch und hydraulisch kombinierte Versuche an Verbundprüfkörpern

Die hydraulisch-mechanisch kombinierten Versuche an Verbundprüfkörpern sind auf der großen, hydraulisch gesteuerten 5000kN-Triaxialprüfmaschine Dü5 durchgeführt worden, (Abb. 4). Die Versuche waren in drei Phasen unterteilt. In der ersten hydraulischen Phase wurde die Gasdichtheit des Prüfkörpers bei einem vorgegebenen Manteldruck untersucht. Falls bei konstantem Gasdruck bzw. Innendruck im Stahlrohr für einen Zeitraum von 3 bis 4 Tagen kein Gasfluss durch den Prüfkörper und insbesondere durch die Ringraumzementation beobachtet wurde, wurde davon ausgegangen, dass der Verbundprüfkörper bzw. die Ringraumzementation bei diesem Gasdruck und dem vorgegebenen Manteldruck als gasdicht anzusehen sind. Der Gasdruck wurde dann in Stufen um jeweils 2 MPa erhöht, wobei der Test so oft wiederholt wurde, bis ein Gasdurchfluss zu beobachten war oder der maximale Gasdruck von 80% des Manteldrucks erreicht wurde. Dabei ist zu beachten, dass in Deutschland der für die Gasspeicherung in Kavernen zulässige Maximaldruck ungefähr 80% des Gebirgsdrucks im Rohrschubbereich der letzten zementierten Rohrtour der Kaverne entspricht. Die Gasmessungen und die Berechnung der Gesamtdurchlässigkeit erfolgten in gleicher Weise wie bei den hydraulischen Tests für die Zementprüfkörper. In der anschließenden zweiten mechanischen Testphase wurde dann der axiale Druck auf dem Verbundprüfkörper reduziert, so dass der Verbundprüfkörper unter TE-Beanspruchungsbedingungen bei einer Vergleichsspannung von 15 MPa im Lauf der Zeit infolge des Kriechens des Steinsalzes deformiert, d.h. axial gedehnt wurde. Der Gasdruck wurde während dieses Zeitraums konstant bei 4 MPa gehalten, um eine mögliche Veränderung der Permeabilität des Prüfkörpers zu messen. In der wieder hydraulischen dritten Phase wurde der Test der ersten Stufe wiederholt, nachdem im Stahlrohr des Verbundprüfkörpers eine viskoplastische Verzerrung von etwa 0,3% und eine Gesamtverzerrung von etwa 0,5% erreicht war.

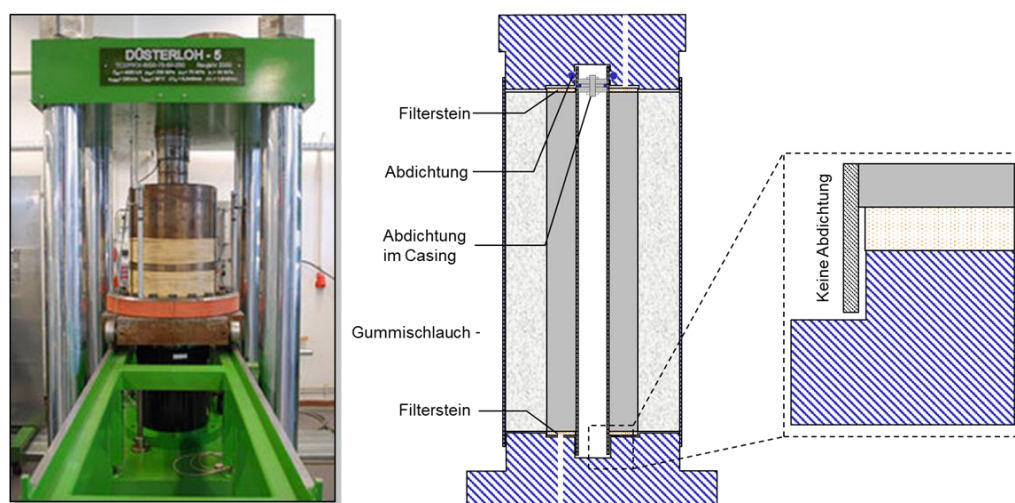


Abb. 4 Triaxialprüfmaschine Dü5 (links) und Querschnitt der Verbundprüfkörper in der Zelle (rechts)

Ergebnisse der Laboruntersuchungen

Da die Laboruntersuchungen mit Prüfkörpern aus CMT-II-Zement noch nicht abgeschlossen sind, werden in diesem Beitrag nur die Laborergebnisse zum CMT-I-Zement vorgestellt.

TC & TE-Kurzzeitfestigkeitsversuche

Die Versuchsergebnisse sind in der Tabelle 2 aufgeführt. Die zugehörigen mechanischen Parameter wurden aus den Spannungs-Dehnungs-Kurven der einzelnen Zementprüfkörper abgeleitet. Danach hat das Zementationsmaterial CMT-I nach ca. 1200 d Aushärtungszeit

ein durchschnittliches dynamisches Elastizitätsmodul von $E_{dyn} = 14.371$ MPa und eine dynamische Poissonzahl von ca. $\nu_{dyn} = 0,35$, während der durchschnittliche statische Elastizitätsmodul $E_{sta} = 6.278$ MPa und die statische Poissonzahl $\nu_{sta} = 0,16$ betragen.

Tabelle 2 Ergebnisse von Kurzzeitfestigkeitsversuchen unter TC- und TE-Bedingungen

CMT-I	Nr.	σ_3	$\sigma_{1_failure}$	$\epsilon_{failure}$	σ_{1_yield}	ϵ_{yield}	ν_p	ν_s	E_{dyn}	ν_{dyn}	G_{dyn}	E_{sta}	ν_{sta}
		MPa	MPa	%	MPa	%	m/s	m/s	MPa	-	MPa	MPa	-
TC	Nr-75	2	35.9	0.77	23	0.38	3450	1670	14506	0.347	5385	5455	0.16
	Nr-76	25	65.6	0.86	54.3	0.52	3507	1676	14611	0.352	5403	6294	0.12
	Nr-77	20	58.6	0.78	51.5	0.52	3461	1658	13950	0.351	5163	6733	0.19
	Nr-78	15	52.5	1.01	48	0.58	3460	1666	14126	0.349	5236	6739	0.18
	Nr-79	20	60.5	0.97	51	0.55	3486	1692	14781	0.346	5491	6170	0.16
TE	Nr-80	25	52.7	-0.65	41.7	0.26	3424	1632	13786	0.353	5095	-	-
	Nr-81	20	58.5	-0.42	36.2	0.02	3531	1687	14796	0.352	5472	-	-
	Nr-82	20	59.2	-0.6	45	0.13	3535	1676	14591	0.355	5384	-	-
	Nr-83	15	55.2	-0.82	39.3	0.17	3527	1672	14657	0.355	5408	-	-
	Nr-84	3	39.5	-0.71	26	0.16	3490	1650	14166	0.356	5223	-	-
	Nr-85	25	61.2	-0.67	48.9	0.12	3490	1677	14421	0.35	5341	-	-
	Nr-86	20	58.7	-0.32	44.8	0.07	3531	1661	14322	0.358	5273	-	-
	Nr-87	20	52.4	-0.67	43.1	0.18	3442	1662	14372	0.348	5331	-	-
	Nr-88	15	53.1	-0.66	36.1	0.1	3511	1665	14341	0.355	5292	-	-
	Nr-89	3	35.4	-0.93	15.5	0.23	3451	1654	14137	0.351	5323	-	-

Die Festigkeit der Prüfkörper nach einer Aushärtungszeit von etwa 1.200 Tagen ist im Vergleich zu den 112 Tage lang ausgehärteten Zementprüfkörpern aus (Lux et al., 2020) leicht angestiegen, (Abb. 5). Dieser Effekt könnte darauf zurückzuführen sein, dass der Hydratationsprozess auch nach 112 Tagen Aushärtung noch andauert.

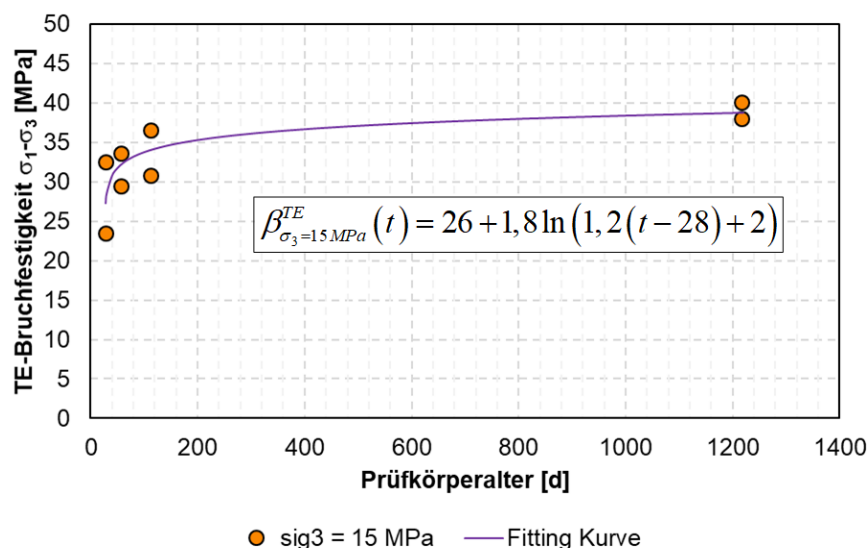


Abb. 5 Entwicklung der Bruchfestigkeit von CMT-I Zement bei einem Axialdruck $\sigma_3 = 15$ MPa unter TE-Bedingungen

Im Hinblick auf die Festigkeit zeigt das CMT-I-Zementmaterial entsprechend Abb. 2 bei Manteldrücken von weniger als 20 MPa eine gute lineare Korrelation zwischen der Bruchfestigkeit und der minimalen Hauptspannung. Die Bruchfestigkeit unter der TE-

Beanspruchung liegt nahe an der TC-Bruchfestigkeit. Entsprechend des Mohr-Coulomb'schen Stoffmodells zur Beschreibung der Bruchfestigkeitsgrenze ergeben sich ein innerer Reibungswinkel $\phi = 7,5^\circ$ bei einer Kohäsion von $c = 14,6$ MPa. Bei minimalen Hauptspannungen von mehr als 20 MPa sind die aus allen drei Versuchen ermittelten TE-Bruchfestigkeiten niedriger als die TC-Bruchfestigkeiten und weisen dabei eine große Bandbreite auf. Eine Kohäsion von $c = 9,1$ MPa wird konservativ als untere Grenze angesehen.

Den Versuchsergebnissen folgend hat CMT-I-Zement einen geringeren inneren Reibungswinkel, aber eine höhere Kohäsion als API-Zemente der Klasse C und der Klasse G, (Lux et al., 2012). Daraus folgt für CMT-I-Zemente eine beträchtliche Bruchfestigkeit bei geringen Hauptspannungen. Die Ringraumzementation mit dem CMT-I-Zement in der Kavernenbohrung, die der Zusatzbeanspruchung aus der Kavernenkonvergenz ausgesetzt ist, kann daher bei abnehmender Minimalspannung die Beanspruchung besser aufnehmen als die Standardzemente der Klassen C oder G.

Die plastische Grenze von CMT-I-Zement ist unter TE-Bedingungen geringer als die plastische Grenze unter TC-Bedingungen, (Abb. 7 links). Bei betriebsbedingten zyklischen Beanspruchungen, die über die plastische Grenze hinausgehen, werden irreversible plastische Dehnungen erzeugt, die zu Debonding oder Mikrorissen führen können. Das kann die Bohrungsintegrität der Kavernenspeicher beeinträchtigen. Die durchschnittliche axiale Dehnung bis zum Erreichen der plastischen Grenze unter TE-Bedingungen beträgt ca. 0,14% und ist damit deutlich geringer als die Dehnung an der plastischen Grenze von 0,51% unter TC-Bedingungen, (Abb. 7 rechts). Allerdings ist diese ertragbare Dehnung schon deutlich größer als die Dehnung von 0,02%, die in der Veröffentlichung von (Orlic et al., 2016) als schädigungsfrei ertragbare Grenzdehnung angegeben wird.

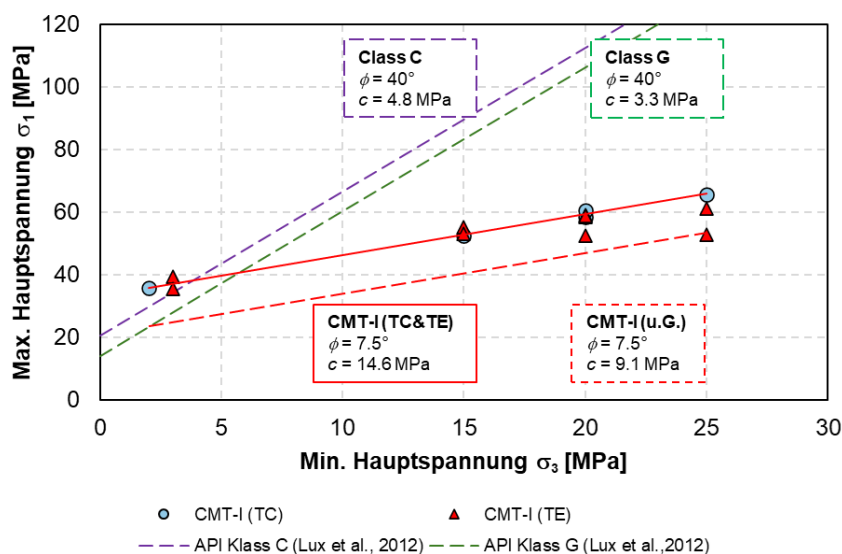


Abb. 6 σ_1 - σ_3 -Diagramm der TC- & TE-Bruchfestigkeit von CMT-I-Zement und die Anpassung nach dem Mohr-Coulomb-Modell im Vergleich zu API-Zement der Klassen C und G

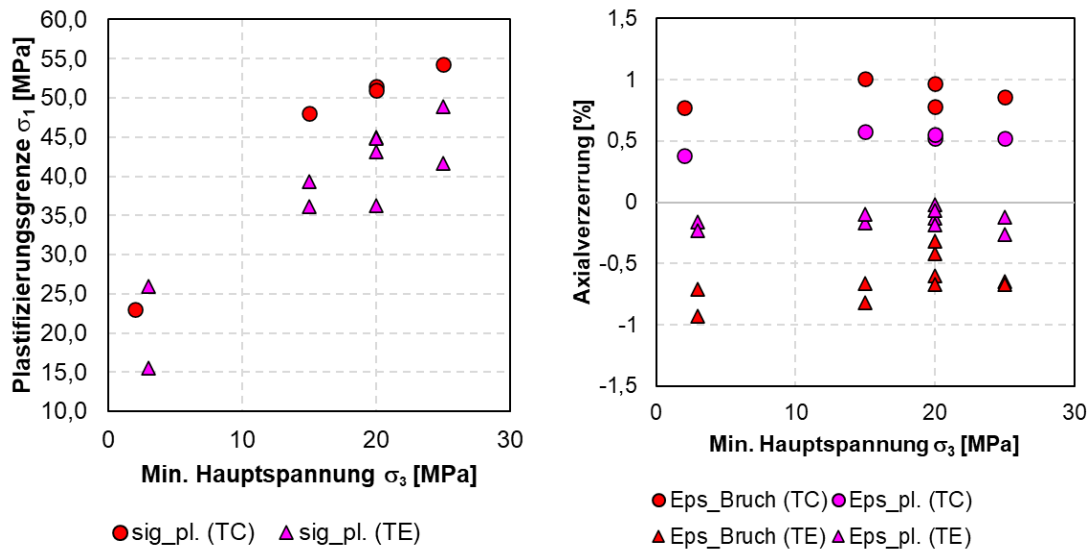


Abb. 7 σ_1 - σ_3 -Diagramm der Plastifizierungsgrenze von CMT-I Zement (links) und Verzerrungen beim Bruch und bei der Plastifizierung von CMT-I Zement (rechts)

TEc-Langzeitkriechversuche

Entsprechend den Versuchsergebnissen weist selbst das über 1.200 d ausgehärtete Zementationsmaterial noch Kriecheigenschaften auf. Wie Abb. 8 zeigt, ergibt sich für das Zementationsmaterial bei einer Versuchstemperatur von 40 °C und Vergleichsspannungen zwischen 8 und 16 MPa eine stationäre Kriechrate von $6 \cdot 10^{-6}$ bis $3 \cdot 10^{-5}$ 1/d. Damit weist das Zementationsmaterial Kriechraten auf, die in der gleichen Größenordnung liegen wie die Kriechraten von Steinsalz. Die Modellierung der laborativ basierten Kriechraten im Hinblick auf rechnerische Simulationen zum Tragverhalten des Bohrungsausbaus unter Kaverneneinwirkung erfolgte mit Hilfe des Stoffmodells Lux/Wolters/Lerche für eine obere und für eine untere Bandbreitengrenze. Die Kriecheigenschaften des Zementationsmaterials ermöglichen es der Ringraumzementation, die Kavernenkonvergenz bedingte überprägte Beanspruchung durch viskoses Kriechen abzubauen.

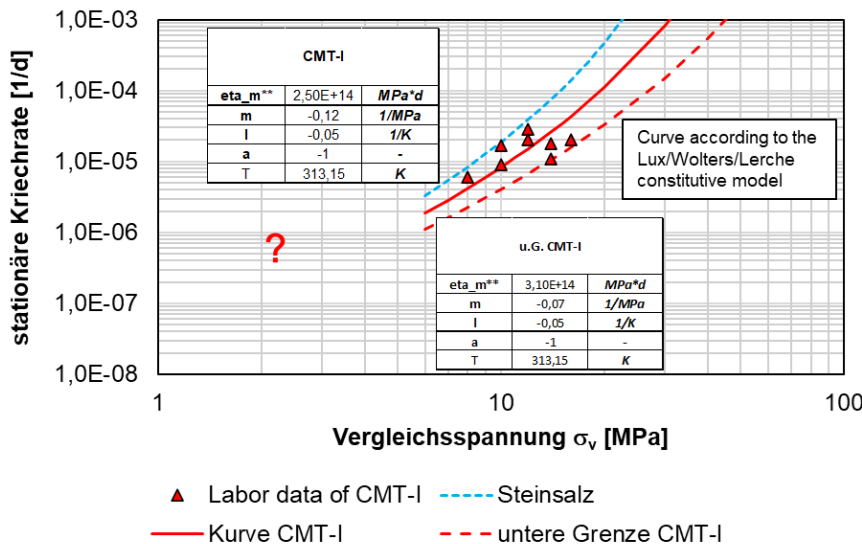


Abb. 8 Stationäre Kriechrate von CMT-I Zement nach 1,200 d Aushärtung

Wassergehalts- & Porositätsmessung

Der Masseverlust des Zementprüfkörpers nach 24-stündiger Trocknung beträgt etwa 36,1 g, woraus eine wasserbezogene Porosität von 5,6% resultiert (Abb. 9). Da davon ausgegangen werden kann, dass das ungebundene Wasser in den Kapillarporen nach 24-stündiger Trocknung verdunstet ist, kann die resultierende Porosität als die kapillare Porosität des Zementprüfkörpers angesehen werden, (Korpa, 2006). Die kapillare Porosität hat einen großen Einfluss auf die Permeabilität des Zementsteins, (Power, 1958). Die Zeit bis zum Erreichen einer Gewichtskonstanz beim Trocknungsprozess betrug etwa 800 Stunden. Der Gesamtmasseverlust betrug etwa 361,6 g. Damit liegt und die entsprechende wasserbezogene Porosität bei etwa 33,1%.

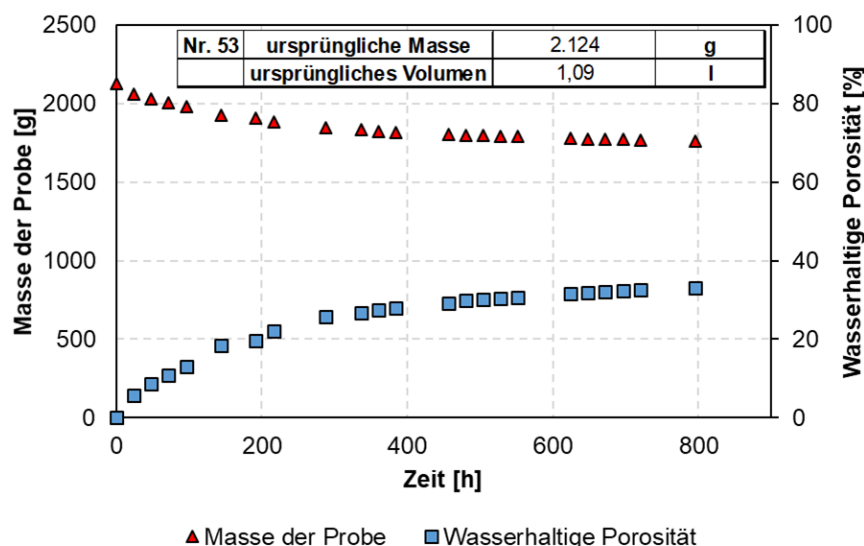


Abb. 9 Massenverlust von CMT-I Zement während der Trocknung und Bestimmung der wasserhaltigen Porosität

Gasdichtheitstest an Zementprüfkörpern

Drei CMT-I Prüfkörper sind etwa 30 Tage lang bei einem Gasdruck getestet worden, der bis zu 1 bis 2 MPa höher war als der Manteldruck von 18 MPa. Darüber hinaus wurde ein Prüfkörper etwa 60 Tage lang bei 95% des Manteldrucks getestet. Während der gesamten Versuchsdauer bis zum gasdruckinduzierten Bruch der Prüfkörper wurde kein Gasdurchfluss durch die Prüfkörper auf deren Sekundärseite beobachtet. Die Darcy-Gleichung für die Permeabilitätsbestimmung bei stationärer Strömung war daher hier leider nicht anwendbar. Im Verlauf des Versuchs wurde beobachtet, dass einige wenige Milliliter an Gas in die Primärseite der Prüfkörper eingedrungen sind. Bei einem Test (Abb. 10) ist auch ein signifikanter Anstieg der Fließrate auf der primären Seite zu beobachten, nachdem der Gasdruck größer war als der Manteldruck. Die durch numerische Simulationen abgeschätzte integrale Gaspermeabilität lag zwischen $8 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ und $1 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$.

Einer der Gründe für die niedrige Gasdurchlässigkeit von CMT-I-Zement könnte darin bestehen, dass das Zementmaterial mit gesättigter Sole vermischt ist und ein Teil des Wassers durch den Hydratationsprozess verbraucht worden ist. Das restliche Wasser ist dann übersättigt, so dass eine Rekristallisation von Salz im Porenraum erfolgt, wodurch die Porosität und die Gesamtdurchlässigkeit des Zementprüfkörpers verringert werden. Zweitens ist das Zementmaterial ein poröses Material, dessen Porenraum noch eine flüssige Phase enthält. Zweiphasenfluss-Effekte im Porenraum können nicht vernachlässigt werden, wenn Gas als Testmedium verwendet wird. In der Praxis befindet sich die Ringraumzementation nach der Zementierung nicht nur während der anfänglichen Aussolungsphase, sondern auch

während der gesamten Betriebszeit in einer feuchten Umgebung. Die Ringraumzementation wird in diesem Fall nicht austrocknen und kann als wassergesättigt angesehen werden. Bei dem Eintritt in den Porenraum muss das Gas als „non-wetting“-Phase zuerst den Porenwasserdruck und dann auch noch den zusätzlichen Kapillardruck überwinden, um das Porenwasser zu verdrängen und damit den Porenraum allmählich zu durchfließen.

Neben der Verwendung von Gas als Testmedium wurde auch eine fluoreszierende Flüssigkeit als Testmedium verwendet und ihr Eindringen in den Porenraum über einen Zeitraum von etwa 70 Tagen bei einem Flüssigkeitsdruck getestet, der über dem Manteldruck lag. Insgesamt waren am Ende des Versuchs etwa 6 ml der Flüssigkeit aus der Bohrung in den Prüfkörper eingedrungen. Beim Aufschneiden des Prüfkörpers zeigte sich, dass das Eindringen der fluoreszierenden Flüssigkeit in den Prüfkörper räumlich sehr begrenzt war und sich hauptsächlich auf den Bereich der freien Bohrungswandoberfläche konzentrierte, (Abb.11).

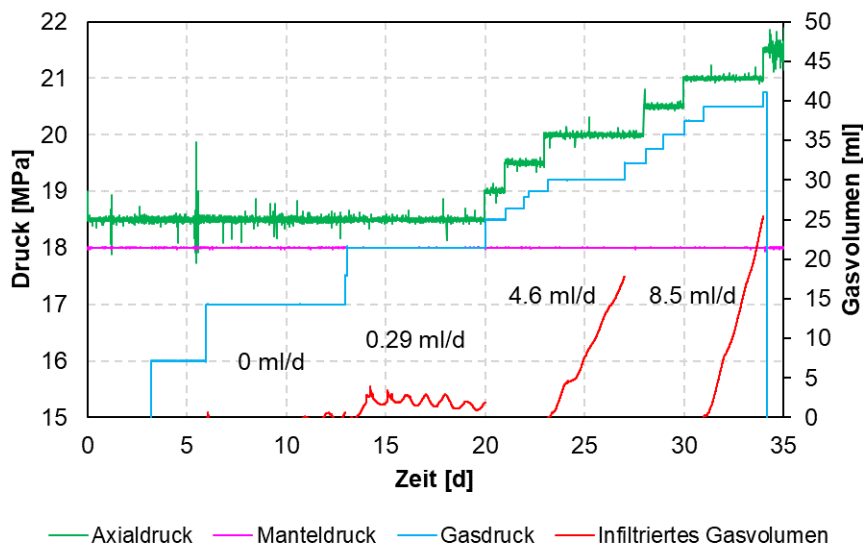


Abb. 10 Hydraulischer Test des Zementprüfkörper von CMT-I

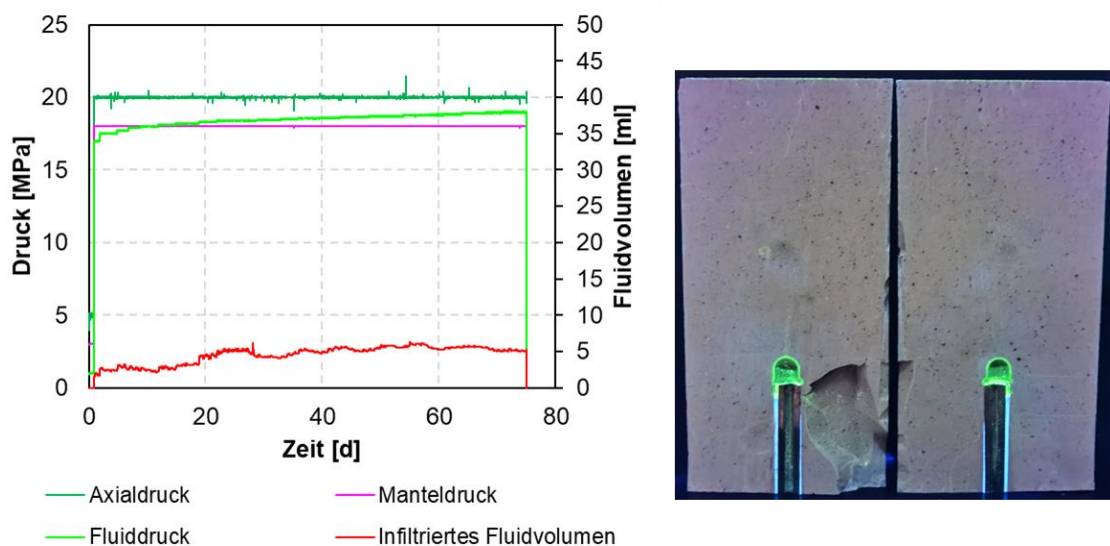


Abb. 11 Hydraulische Prüfung mit einer fluoreszierenden Flüssigkeit und eine Querschnittsansicht der Zementprobe nach der Prüfung unter UV-Licht

Hydraulisch und mechanisch kombinierte Versuche an Verbundprüfkörpern

Zwei Verbundprüfkörper aus CMT-I-Zementmaterial sind bezüglich ihrer Gasdichtheit unter mechanischer Extensionsbeanspruchung untersucht worden. Die Versuchsabläufe und die Ergebnisse der Tests sind in Abb. 12 bis Abb. 14 aufgeführt. Die anfängliche Permeabilität der Prüfkörper wurde in der ersten Phase des Tests ermittelt. Die beiden Versuchsreihen ergaben in der ersten Phase Permeabilitäten zwischen $7 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$ und $3 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$ in Abhängigkeit von Gas- und Manteldruck.

Im Rahmen der ersten durchgeführten Testphase wurde zusätzlich auch die Auswirkung des Manteldrucks auf die integrale Permeabilität des Verbundprüfkörper untersucht. Aus Abb. 15 ist zu ersehen, dass die integrale Permeabilität einerseits durch den Manteldruck beeinflusst wird, d.h. je größer der Manteldruck ist, desto niedriger ist die ermittelte integrale Permeabilität. Andererseits wird die integrale Permeabilität durch den Gasdruck beeinflusst: je höher der Gasdruck ist, desto größer ist die integrale Permeabilität. Unter Berücksichtigung der sehr geringen Permeabilität der Zementmatrix und des die Zementation umgebenden (möglicherweise vorgeschädigten) Steinsalzes ist zu vermuten, dass die Permeabilität des Verbundprüfkörpers hauptsächlich auf durchgehende Mikrorisse in der Zementation bzw. einen mangelhaften Verbund in den Kontaktflächen zurückzuführen ist. Aus dem Strömungsmodell für eine Klufftströmung ist ersichtlich, dass die Permeabilität eines Risses proportional zur dritten Potenz der Rissbreite ist. Da eine Abnahme des Manteldrucks sowie eine Zunahme des Gasdrucks eine Vergrößerung der Rissbreite bewirken, resultiert dann eine Zunahme der integralen Permeabilität.

Die Kompaktion der Prüfkörper unter den einwirkenden Druckspannungen kann ebenfalls eine Verringerung der Durchlässigkeit bewirken. Sowohl Zement als auch Steinsalz haben etwa gleiche Kriecheigenschaften. Angenommen werden kann daher, dass Mikrorisse im Prüfkörper durch kompaktionsbedingte Änderungen in der Struktur der Festkörpermatrix rückgebildet bzw. verschlossen werden, so dass die vernetzten Wegsamkeiten und damit die Durchlässigkeit verringert werden. Bei dem ersten Verbundprüfkörper wurde nach 3 Wochen Kompaktion bei Manteldrücken von 8 MPa und 14 MPa nur ein Gasdurchfluss beobachtet, nachdem der Gasdruck 6 MPa bzw. 12 MPa erreicht hatte, (Abb. 15), während der Prüfkörper vor der Kompaktion bei gleichem Manteldruck schon bei kleineren Gasdrücken durchlässig ist. Aus Abb. 16 ist zudem ersichtlich, dass die Permeabilität der Verbundprüfkörper nach der Kompaktion bei gleichem Differenzdruck um einen Faktor von etwa 20 abnahm.

In der zweiten mechanischen Phase beider Versuche wurde der Axialdruck abgesenkt, so dass die Verbundprüfkörper einer extensional wirkenden Vergleichsspannung von 15 MPa ausgesetzt waren. Die stationären Kriechraten für die beiden Prüfkörper betragen $4 \cdot 10^{-5} \text{ 1/d}$ bzw. $1,5 \cdot 10^{-4} \text{ 1/d}$, wobei der Gasdruck bei 4 MPa gehalten wurde, bis die geforderte axiale viskoplastische Verzerrung von ca. 0,3% erreicht war. Kein Gasfluss wurde beobachtet.

In der dritten hydraulischen Phase wurde die Gasdichtheit der Verbundprüfkörper nach der axialen viskoplastischen Dehnung erneut gemessen. Dabei konnte festgestellt werden, dass die Gaspermeabilität beider Verbundprüfkörper sich nach 0,3% axialer viskoplastischer Verzerrung deutlich reduziert hatte. Der erste Prüfkörper war in der Lage, bei einem Manteldruck von 20 MPa bis zu einem Gasdruck von 18 MPa gasdicht zu bleiben. Die Permeabilität des zweiten Verbundprüfkörpers verringerte sich bei den gleichen Bedingungen ausgehend von der initialen Permeabilität um etwa eine Zehnerpotenz in den Permeabilitätsbereich von $7,0 \cdot 10^{-22} \text{ m}^2$ bis $1,3 \cdot 10^{-22} \text{ m}^2$ (Abb. 17).

Die laborativ beobachteten Phänomene zeigen, dass ein gewisses Maß an axialer viskoplastischer Dehnung die integrale Permeabilität der Verbundprüfkörper erheblich verbessern kann. Diese Beobachtung ist dadurch zu erklären, dass die Verringerung der Rissweite bzw. der Verschluss von Mikrorissen in den Verbundprüfkörpern während des Kriechvorgangs zu einer Verringerung der Vernetzung von Mikrorissen bzw. der effektiven Fließwege in den Verbundprüfkörpern führt, woraus wiederum makroskopisch die Reduktion

der integralen Permeabilität resultiert.

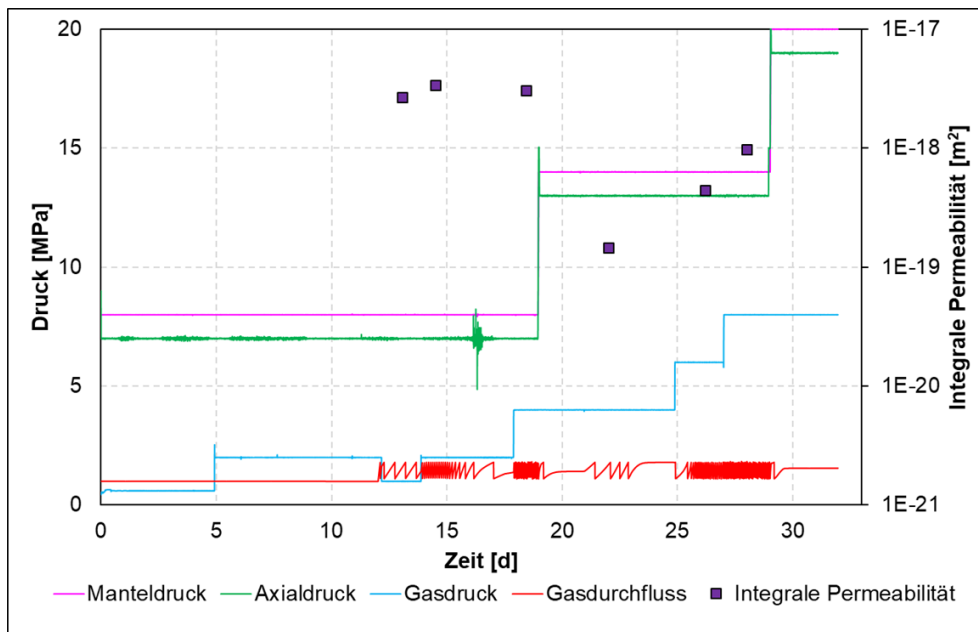


Abb. 12 Versuchsdaten des ersten kombinierten Versuchs mit einem Verbundprüfkörper vor der Kompaktion

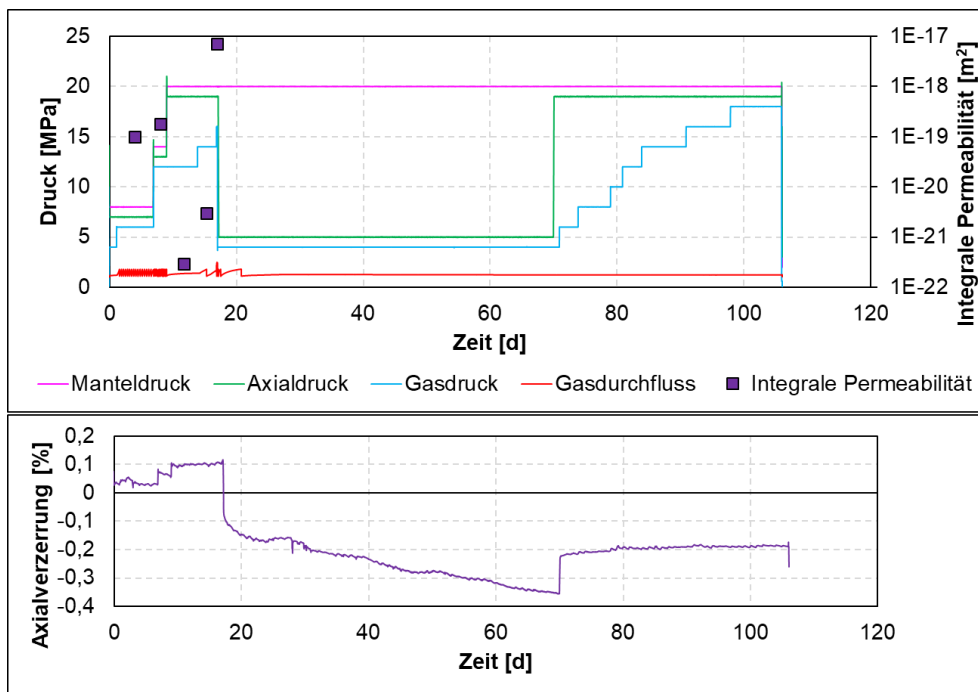


Abb. 13 Versuchsdaten des ersten kombinierten Versuchs mit einem Verbundprüfkörper nach der Kompaktion

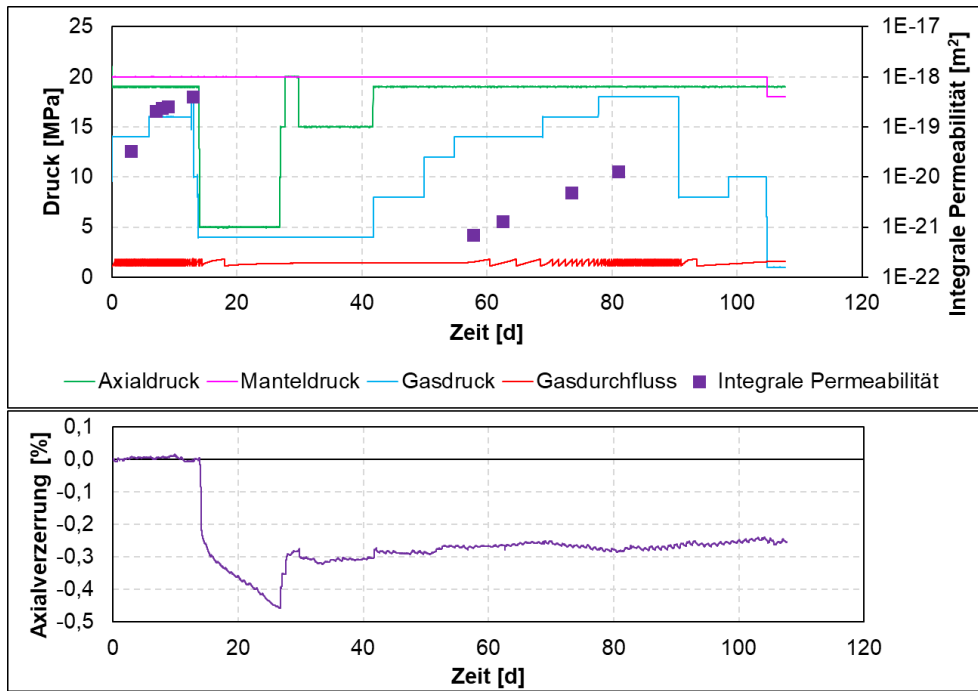


Abb. 14 Versuchsdaten des zweiten kombinierten Versuchs mit einem Verbundprüfkörper

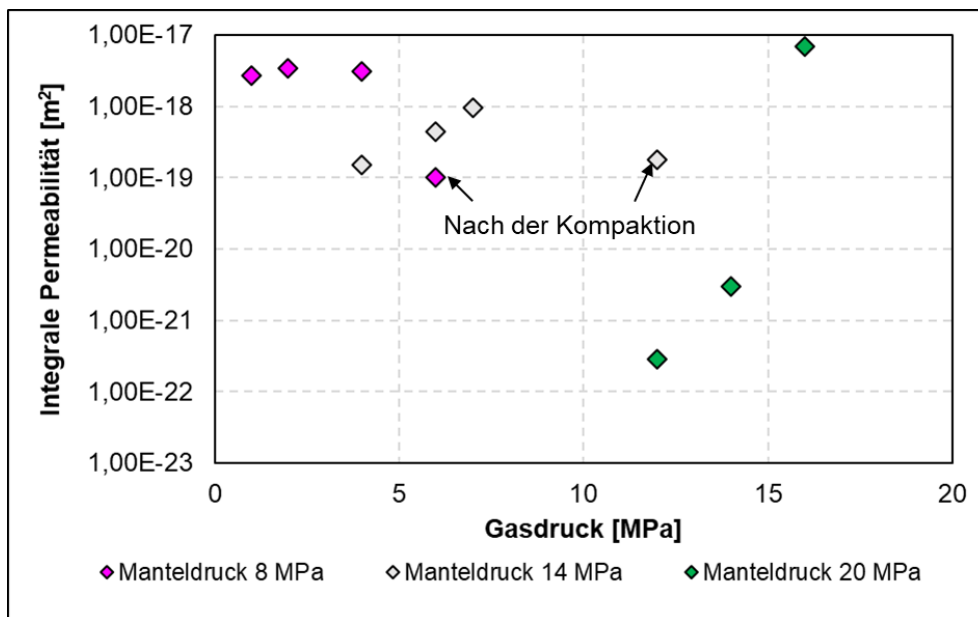


Abb. 15 Integrale Permeabilität des Verbundprüfkörpers aus dem ersten Versuch bei verschiedenen Gasdrücken und unterschiedlichen Manteldrücken

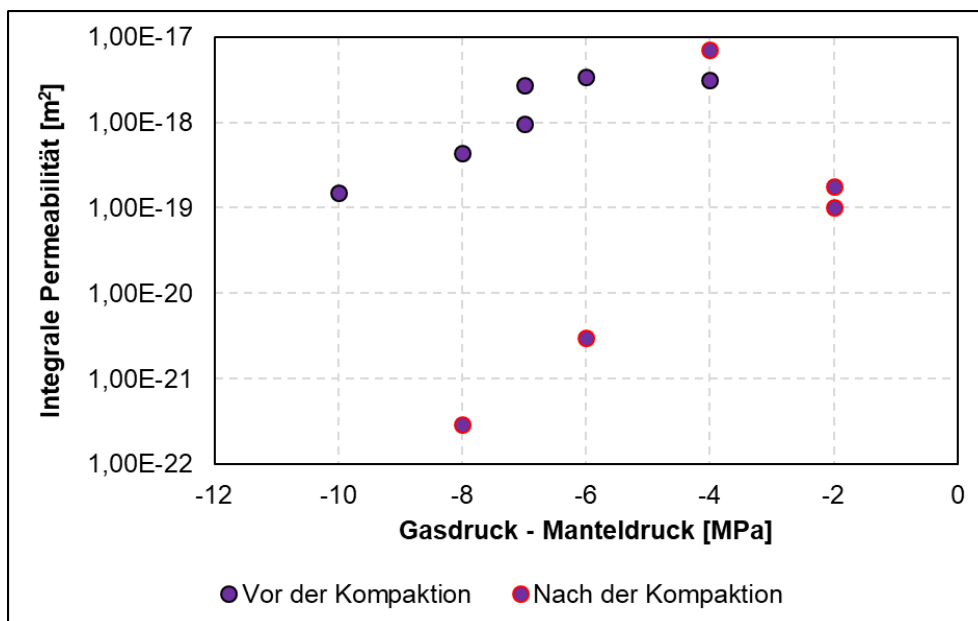


Abb. 16 Integrale Permeabilität des Verbundprüfkörpers aus dem ersten Versuch in Abhängigkeit vom Differenzdruck vor und nach der Kompaktion

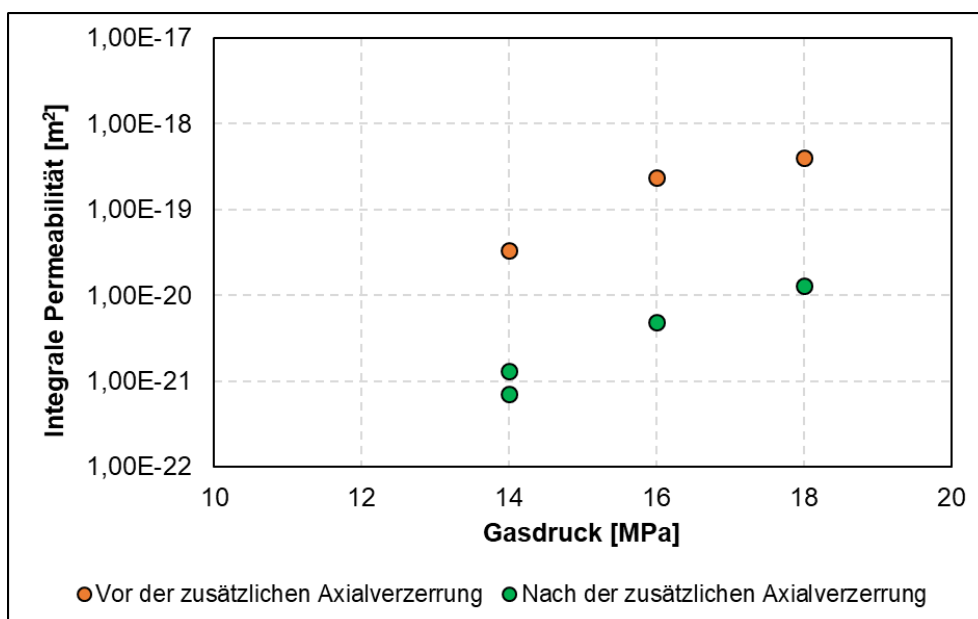


Abb. 17 Integrale Permeabilität des Verbundprüfkörpers aus dem zweiten Versuch vor und nach der zusätzlichen axialen Verzerrung in Abhängigkeit vom Gasdruck und 20 MPa Manteldruck

Zusammenfassung

Im vorliegenden Beitrag werden die gebirgsmechanischen Rahmenbedingungen, die Versuchsanordnungen, die Spezifika der Versuchsdurchführung und wesentliche Ergebnisse von Untersuchungen zu den mechanischen und hydraulischen Eigenschaften von Bohrlochzementationen sowie zu den hydraulischen Eigenschaften zweier Verbundprüfkörper, die das Verbundsystem Bohrungsausbau mit Stahlrohr-Zementation-Steinsalzgebirge repräsentieren, unter stilisiert kavernenkonvergenzinduzierten Beanspruchungen vorgestellt. Dabei zeigt sich, dass über eine lange Zeit ausgehärteter

Zement (CMT-I) immer noch ähnliche Kriecheigenschaft wie Steinsalz aufweist. Die Gasdurchlässigkeit des intakten Zements (nicht getrocknet) ist sehr gering. Für die Verbundprüfkörper zeigt sich zumindest tendenziell innerhalb des Untersuchungsrahmens, dass die kavernenkonvergenzbedingten Überzugswirkungen auf den Bohrungsbaubau und speziell den Erhalt der Bohrungsintegrität mit dem Indikator „Integrale Permeabilität“ keine nachteiligen, sondern eher positive Auswirkungen haben.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die Förderung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), das in den letzten Jahren das Forschungsprojekt "CABISABO" unter der Vertragsnummer 03EI3006 finanziell unterstützt hat, und für die fachlich-administrative Betreuung durch den Projektträger Jülich, namentlich Frau Dr. Wust.

Besonderer Dank gilt Herrn Andreas Ruch von der Firma Halliburton für die langjährige Unterstützung bei der Aufbereitung der Zementproben.

Referenz

- Amro, M., Freese, C. (2017) Use of Laboratory Measurements to Confirm Integrity of Underground Storage, in: SMRI-Technical Conference, Fall 2017. Münster, Germany.
- Leitfaden Bohrungsintegrität, Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG), 2021.
- Crotogino, F., Hartmut, G. (1984) Requirements on the Long-term Tightness of Gas Cavern Wells Improvement and Possibilities of Repair in the Case of Leakages, in: SMRI-Technical Conference, Fall 1984. Kansas City, Missouri, USA.
- Ganzer, L., Reitenbach, V., Hagemann, B., Strobel, G., Peitz, R., Boersheim, C., Oppelt, J., (2019) Verbundvorhaben HyINTEGER: Untersuchungen zur Integrität von Bohrungen und technischen Materialien in geologischen H₂-Untergrundreservoirien; Teilprojekt: Experimentelle und numerische Untersuchungen der technischen Integrität von UGS-Bohrungen (TP2, TP4, TP6): Abschlussbericht HyINTEGER: Berichtszeitraum: 01.01.2016-30.09.2019. Technische Universität Clausthal, Clausthal-Zellerfeld. <https://doi.org/10.2314/KXP:1736133926>
- Hatambeigi, M., Anwar, I., Chojnicki, K., Mahmoud Reda Taha, Stormont, J.C. (2020) Effect of fluid pressure on the leakage through wellbore cement fractures, in: SMRI-Technical Conference, Fall 2020. Virtual Technical Conference.
- He, T., Wang, T., Zhou, J., An, G., Liu, J., Yu, W., Daemen, J.J.K. (2022) Failure mode of cement sheath in salt cavern gas storage wellbore based on coupling plasticity and damage evolution. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 160, 105272. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2022.105272>
- Heathman, J., Vargo, R. (2006) Salt vs. Non-Salt Cement Slurries—A Holistic Review. AADE Paper.
- Korpa, A., Trettin, R. (2006) The influence of different drying methods on cement paste microstructures as reflected by gas adsorption: Comparison between freeze-drying (F-drying), D-drying, P-drying and oven-drying methods. Cement and Concrete Research 36, 634–649. <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2005.11.021>
- Lux, K.-H., Düsterloh, U. (2012) Untersuchungen zum mechanischen Verhalten von Bohrlochzement (Deformation of Cemented Casings - Case Studies, Analysis, and Pressure De-rating Procedure.), SMRI Research Report RR2012-1. Technische Universität Clausthal.
- Lux, K.-H., Wolters, R., Pan, T.J. (2019) Load-Bearing Behaviour of Steel Casing as Well as Annulus Cementation Regarding Salt Cavern Wells Subjected to Long-Term Operation

– A Contribution to Integrity Analysis. Presented at the 53rd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium.

- 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. Technische Universität Clausthal, Clausthal-Zellerfeld. <https://doi.org/10.2314/KXP:175807759X>
- Nelson, E.B., Guillot, D. (Eds.) (2006) Well cementing, 2nd ed. ed. Schlumberger, Sugar Land, Tex.
- Orlic, B., Van Thienen-Visser, K., Schreppers, G.-J. (2016) Numerical Estimation of Structural Integrity of Salt Cavern Wells. Presented at the 50th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, p. ARMA-2016-479.
- Pfeifle, T.W., Mellegard, K.D., Bruno, M.S. (2000) Casing Sealing Study: Status Report on Solution Mining Research Institute Research Program (RFP-98-3), in: SMRI-Technical Conference, Fall 2000. San Antonio, Texas, USA.
- Powers, T.C. (1958) Structure and Physical Properties of Hardened Portland Cement Paste. Journal of the American Ceramic Society 41, 1–6. <https://doi.org/10.1111/j.1151-2916.1958.tb13494.x>
- Sobolik, S.R. (2015) Analysis of cavern and well stability at the West Hackberry SPR site using a full-dome model. (No. SAND-2015-7401). Sandia National Lab. (SNL-NM), Albuquerque, NM (United States). <https://doi.org/10.2172/1214451>
- SUBI project: Sicherheit von Untergrundspeichern bei zyklischer Belastung: Funktionalität und Integrität von Speichern und Bohrungen (2020) Karlsruher Institut für Technologie KIT, Karlsruhe, Germany. <https://doi.org/10.2314/KXP:1789103665>
- Teodoriu, C., Asamba, P. (2015) Experimental study of salt content effect on class G cement properties with application to well integrity. Journal of Natural Gas Science and Engineering 24, 324–329. <https://doi.org/10.1016/j.ingse.2015.03.039>
- Zhou, X., Lin, X., Huo, M., Zhang, Y. (1996) The hydration of saline oil-well cement. Cement and Concrete Research 26, 1753–1759. [https://doi.org/10.1016/S0008-8846\(96\)00176-7](https://doi.org/10.1016/S0008-8846(96)00176-7)

Comparison of Natural Gas and Hydrogen Withdrawal Profiles of Subsurface Porous Storage Sites

Christian Truitt Lüddeke, Birger Hagemann, Leonhard Ganzer
Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal University of Technology, Germany

Abstract

Excess renewable electrical energy can be converted to hydrogen and stored in the subsurface, for example in salt caverns or pore storages. Underground gas storage sites are vital to ensure reliable supply and to meet the demand in energy. For the construction of underground gas storage facilities, the technical components (wells and surface facilities) must be designed in such a way so that they are compatible with the geological conditions. Merging these components results in a specific withdrawal profile, which differs for every storage site. During a storage production period, the production rate is usually limited to a plateau value, which accounts for the constraints in the maximum operational capacities of the surface facilities until the critically produced working gas volume is reached. After this point, the gas flow rate decreases as this rate is limited by reservoir and well performance until all working gas has been extracted. To convert existing natural gas storage and to potentially construct new hydrogen storage sites, the differences in gas properties, for instance density, viscosity, and compressibility and their influence on the storage performance as well as the withdrawal profiles need to be considered.

In this work, a simulation study is performed to investigate the storage performance as a function of the stored gas. For the simulations, a geological model resembling a sandstone formation in North Germany is implemented into the open-source numerical simulator DuMu^X. This model covers an area of approximately 3 x 3 km and has a slightly varying height. The average values of porosity and horizontal permeability are 15% and 143 mD. All boundaries are impermeable so that the storage is operated with a nearly constant volume. Two underground storage cases are simulated: (I) underground natural gas storage and (II) and underground hydrogen storage. For both cases, one complete storage withdrawal period is simulated and gas is extracted at the identical plateau production rate until the critical working gas volume is reached. Afterwards, the production rate is governed by the bottom-hole flowing pressure. A minimum bottom-hole flowing pressure is defined which would allow gas to flow into the gas transmission network without re-compression. For both cases, the withdrawal profiles are generated and compared.

Differences in the storage performance between natural gas and hydrogen can be noticed. On the one hand, hydrogen is less compressible, which causes the storage pressure to drop sooner. On the other hand, hydrogen has a lower viscosity, which increases the inflow performance of the storage wells. These findings can be used in the design of future subsurface hydrogen storage systems.

Introduction

In Germany, the energy transition is a long-term plan to reach carbon neutrality by 2045. One of the various methods to attain zero carbon emissions is to develop renewable energies and to increase the availability of renewably generated electricity. Surplus electricity produced due to the fluctuations in electricity generation can be converted to hydrogen and stored in subsurface storage sites. This can be extracted when the demand increases. Nowadays, the use of existing underground gas storage sites (salt caverns or pore storages) and converting them to underground hydrogen storage (UHS) sites is being closely examined. Analyzing and evaluating the risks in potential UHS sites is crucial to developing secure and reliable UHS

facilities. Due to the lower energy density of hydrogen, a greater volume of hydrogen is needed to deliver the same amount of energy as natural gas [1]. In porous media, the characteristics of hydrogen may impact its flow behavior. During the flow of hydrogen in the porous rocks, the low viscosity of hydrogen leads to greater mobility. When hydrogen displaces liquids or gases with lower mobilities, viscous fingers may be formed due to the differences in the mobilities. Additionally, the small molecular size and its high diffusivity could result in diffusion losses through the caprock [1]. It still remains somewhat unclear how significant is the influence of the respective density, compressibility and viscosity on the gas production rates over time. These characteristic differences could also lead to different working gas volumes and storage performance.

In this paper a numerical simulation study is performed for a hypothetical natural gas and a hydrogen storage site using the open-source simulator DuMu^X. One production period of a seasonal storage was simulated for each case. A comparison of the storage withdrawal profiles assuming an initially filled storage site at maximum storage pressure is performed. Comparison of the total produced volumes and the development of the production rates during the processes for both cases are conducted and the influences of the gas characteristics on the production performance are assessed.

Deliverability profiles

The potential of a storage site is characterized by its geological properties, its geometrical volume, pressure, storage capacity, the number of wells and the volume of working gas which can be extracted from it. The withdrawal rate of the stored working gas can also be referred to as deliverability. The graph portraying the deliverability is also called the storage deliverability profile. Deliverability versus produced working gas volume is shown in the following Figure 1.

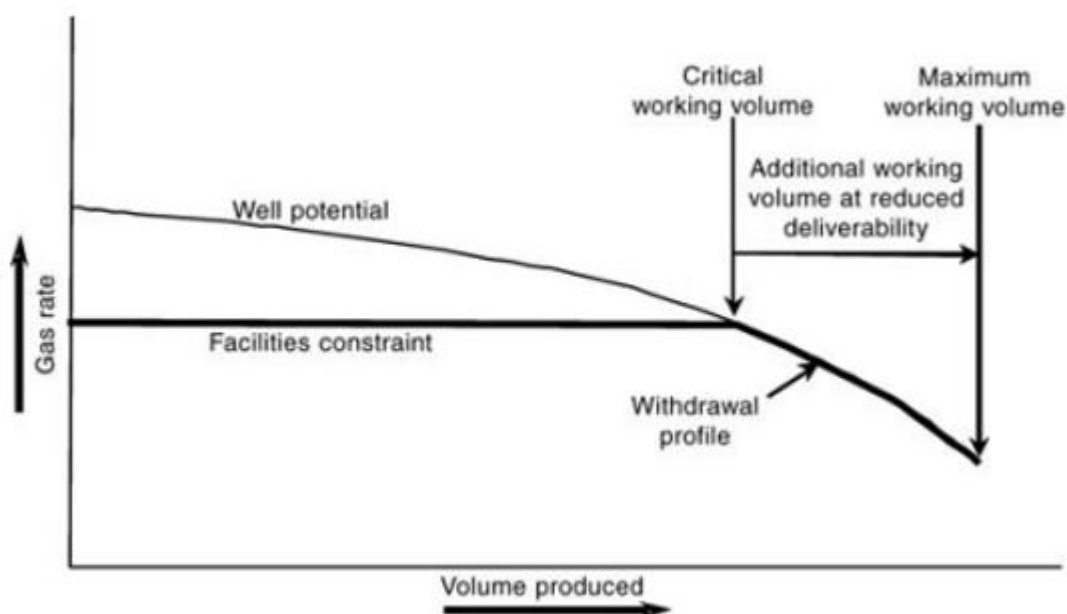


Figure 1: Standard withdrawal profile of an underground gas storage site [2]

Figure 1 depicts how the gas withdrawal rate develops with increasing cumulative produced volume. A storage site is assumed to be initially completely filled with working gas, and its storage pressure is at its maximum allowable limit. When the gas extraction begins, the

withdrawal rate is at its highest level. Due to the surface facilities (e.g. compressors, gas drying units) and subsurface installations, flow restrictions have to be taken into consideration. These limit the withdrawal rate to a maximum level until the critical working gas volume is reached. From this point onwards, the withdrawal control method changes and the gas flow rate decreases with time, resulting in a reduction in deliverability until the maximum working gas volume has been extracted. At this point, the sole remaining gas in the porous media is cushion gas.

Hydrogen properties

Hydrogen is the lightest gas in terms of molecular weight. Its calorific value is approximately 3.54 kWh/m^3 or 33.3 kWh/kg . Compared to the calorific value of natural gas (11 kWh/m^3 and 13.9 kWh/kg), hydrogen has a lower calorific value per volume but a higher calorific value per mass. At standard conditions (273.15 K , 1.013 bar), its density is much lower compared to natural gas. The density behavior of both gases is influenced by storage conditions and the density values at various storage pressures differ from each other as depicted in the following Figure 2.

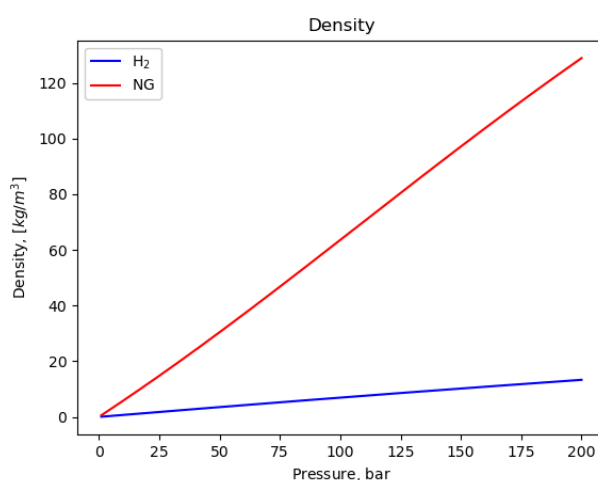


Figure 2: Density of natural gas and hydrogen and various pressures ($T = 65^\circ\text{C}$)

Figure 2 shows that the density of hydrogen is slightly more than 10 kg/m^3 at 200 bar and nearly 0.09 kg/m^3 at atmospheric pressure. At the same pressures, natural gas has a density of approximately 130 kg/m^3 and 0.7 kg/m^3 . This indicates that the respective density is influenced by the gas compressibility. Using the Hall-Yarborough equation to determine the compressibility factor (z-factor), the following Figure 3 shows the compressibility factor for

hydrogen and natural gas.

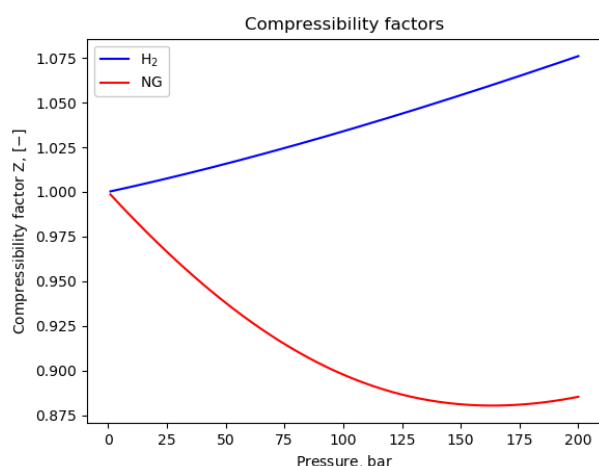


Figure 3: Compressibility factors for hydrogen and natural gas at various storage pressures ($T = 65^{\circ}\text{C}$)

Figure 3 reveals that the compressibility factor for natural gas at storage conditions is below 1. For hydrogen, the value is greater than 1. This shows that hydrogen is less compressible than natural gas at storage conditions.

The development in viscosity for both gases is shown in Figure 4.

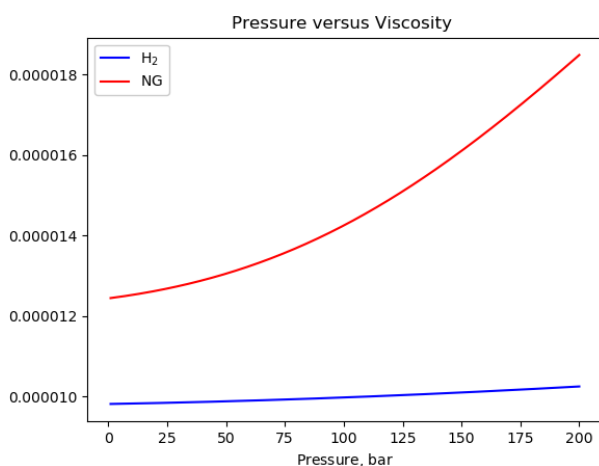


Figure 4: Viscosity as a function of pressure for natural gas and hydrogen ($T = 65^{\circ}\text{C}$)

Significant differences characterize the viscosity of hydrogen and natural gas at higher pressures. The correlation used to determine the viscosity is the Lohrenz-Bray-Clark method. The viscosity of hydrogen increases just slightly as the pressure increases from 1 bar to 200 bar. At both pressures, its viscosity remains at nearly $1.0 \cdot 10^{-5}$ Pa*s. The viscosity of natural gas is significantly influenced by the pressure. At very low pressures, its viscosity is slightly greater than $1.2 \cdot 10^{-5}$ Pas and at 200 bar this value increases to nearly $1.9 \cdot 10^{-5}$ Pas. Natural gas becomes more viscous with increasing pressure compared to hydrogen.

Capacity and well deliverability calculations

Based on an exemplary storage site, the parameters used to calculate capacity and

deliverability were taken from Hogeweg et al. (2022) [3]. The following Table 1 provides an overview of the storage site characteristics and the well properties.

Table 1: Overview of the parameters of the storage site

Parameter	Symbol	Value	Unit
mean horizontal permeability	$k_{x,y}$	143	mD
average vertical permeability	k_z	7.43	mD
average porosity	Φ	15	%
average thickness	h	105	m
connate water saturation	S_{wc}	0.1	[-]
(initial) storage pressure	P_e	119	bar
gas-water contact depth	GWC	1210	m
geometrical volume gaseous space	V_g	$3.12 \cdot 10^7$	m^3
approximate perforation height	p_d	20	m
wellbore radius	r_w	0.2	m

The equation presented in Tek (1997) is used to calculate the working gas volume [4]. With the values of the z-factors and pressures, the equation can be rearranged as it is shown below:

$$V_{WG} = \frac{V \cdot V_m \cdot \left(\frac{p_{max}}{Z_{max}} - \frac{p_{min}}{Z_{min}} \right)}{R \cdot T} \Rightarrow V_{WG,H2} = \frac{V_{WG,NG} \cdot \left(\frac{p_{max}}{Z_{max,H2}} - \frac{p_{min}}{Z_{min,H2}} \right)}{\left(\frac{p_{max}}{Z_{max,NG}} - \frac{p_{min}}{Z_{min,NG}} \right)}$$

V is the geometrical volume [m^3], T is the temperature [K], V_m is the molecular volume at standard conditions [m^3/mol], V_{WG} is the working gas volume for the respective gas [m^3]. The values of the z-factors for both gases were determined with the compressibility factor curve shown in Figure 3 at the maximum and minimum pressure. The following values were determined for natural gas: $Z_{min} = 0.9181$, $Z_{max} = 0.8717$. For hydrogen, the values were $Z_{min} = 1.020$ and $Z_{max} = 1.0416$. The calculation provides a working gas volume of nearly $1.44 \cdot 10^9$ Sm^3 for natural gas and approximately $1.25 \cdot 10^9$ Sm^3 for hydrogen. Nearly 20 % less hydrogen can be stored in the identical geometrical space. The lower hydrogen working gas volume also results in a much smaller amount of stored energy in the storage site. The total calorific quantity for hydrogen is slightly more than 4 TWh and nearly 15 TWh for natural gas. Four times more energy can be stored in natural gas compared to hydrogen.

Investigative procedure using numerical simulations

The numerical simulations and the comparison between a hypothetical natural gas and a hydrogen storage were conducted using a geological model which closely resembled a porous formation in Northern Germany [5]. The initial pressure is different in this case and was set to nearly 119 bar. The simulation model consists of 44652 grid cells. It covers an area of approximately 3×3 km^2 . Each grid cell has an approximate edge length of 50 meters (in x- and y-direction). The shallowest point of the storage layer is located at a depth of approximately 1124 meters below sea level. The petrophysical properties are heterogeneously distributed as it is shown in Table 1 [3].

The permeability distribution of this storage site is shown in Figure 5.

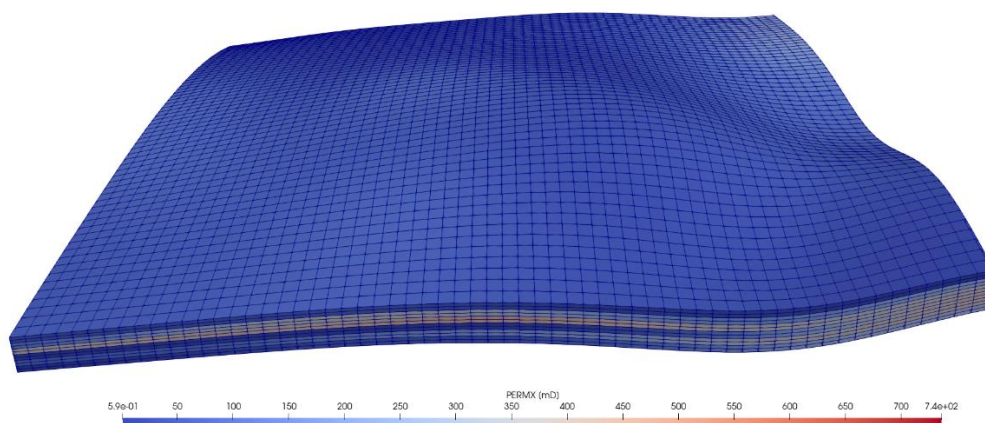


Figure 5: Grid of the storage site (indicating k_x) in mD

A total number of five wells are placed in the grid as shown in the following Figure 6.

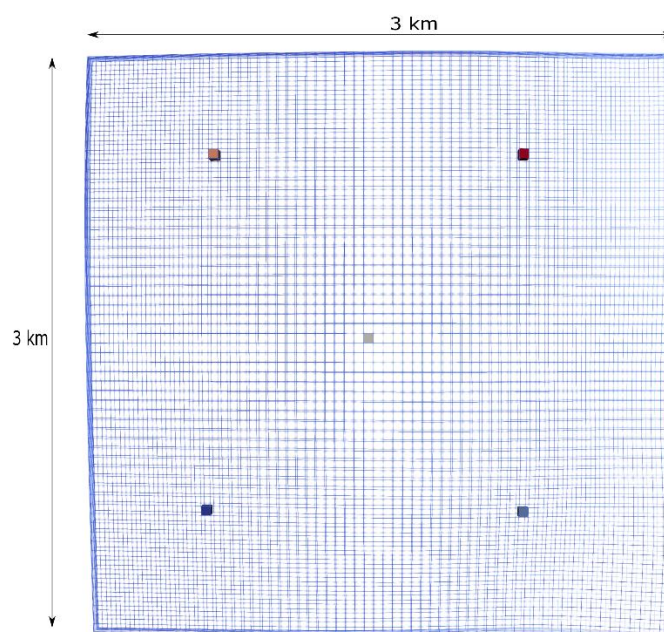


Figure 6: Well positions in the storage model (top view)

All wells have perforation heights of 20 meters, and it is assumed that they have identical wellbore radii of 20 cm.

In the simulator DuMu^X, a compositional model containing methane and water was implemented. The density calculation was done by using the Peng-Robinson Equation of State. The temperature was 65°C. A restriction in the maximum flow rate (20 Sm³/s or nearly 72618 Sm³/h) for each well was considered in these simulations. This maximum flow rate value was applied to all wells during the early stages of the production period. This well control method regulates the withdrawal process until the critical working gas volume is reached. When this occurs, the differential pressure between the bottom-hole flowing pressure and the storage pressure governs the withdrawal procedure.

The minimum bottom-hole flowing pressure was set to 55 bar for a natural gas storage and to 51 bar for hydrogen storage due to the densities of both gases resulting in different pressure

differences between the bottom hole and the well head. The production time was 6 months for both storage cases. The outer boundaries of the storage site are impermeable, no-flow boundaries and there is no connection to an aquifer at the bottom.

Comparison of the two cases

A direct comparison of the withdrawal profiles reveals how the shapes of the two different storage cases differ from each other. Figure 7 depicts the comparison of the withdrawal profiles of the two cases as a function of the respective produced working gas volume and time.

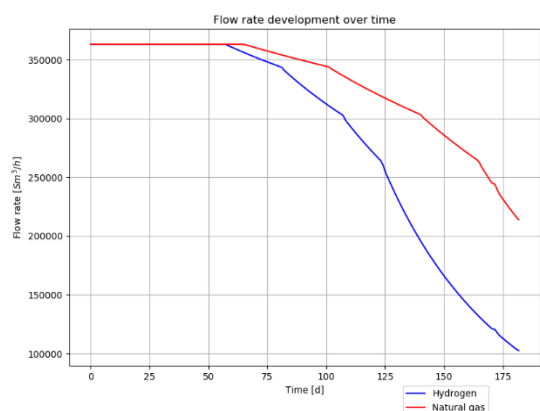


Figure 7a: Development of the production rates over time for a natural gas and a hydrogen storage site

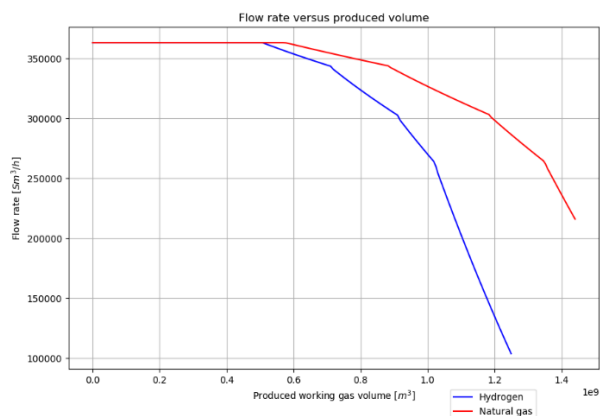


Figure 7b: Development of the production rates versus produced working gas volume for a natural gas and a hydrogen storage site

Figure 7: Differences in natural gas and hydrogen storage behavior

In both storage cases, the maximum flow rates remain constant for the first days until the respective critical working gas volumes are reached. The critical working gas volume for hydrogen is reached earlier (58 days) than for natural gas (65 days). The critical volume of working gas for hydrogen is $5.1 \cdot 10^8 \text{ Sm}^3$ compared to $5.7 \cdot 10^8 \text{ Sm}^3$ for natural gas. The shapes of the curves in Figure 7 indicate that a change in the well control occurs at several points in time. These changes are marked by a change in the slope. The development of the flow rates in both cases reveals differences in the shapes of the curves and the final flow rate levels when the production period ends. The decline in the slope of the natural gas flow rate after reaching the critical working volume is not as steep as for hydrogen. The slope for the hydrogen production process appears to be much steeper resulting in an increasing difference between the flow rates of hydrogen and natural gas. At the end of the respective production period, the total flow rate of natural gas ($213820 \text{ Sm}^3/\text{h}$) is higher than for hydrogen ($102633 \text{ Sm}^3/\text{h}$). At the end, a total working gas volume of nearly $1.44 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$ of natural gas was produced compared to $1.24 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$ of hydrogen. In both cases, at the end of the production period, all of the respective working gas volume was extracted, matching the static calculations.

Discussion

Natural gas, consisting mostly of methane, and hydrogen have similar gaseous characteristics but also significant differences. One of the essential differences is the various compressibility which influences the gas density at storage conditions. This implies that in the same storage site, a smaller volume of hydrogen can be stored compared to natural gas. This is shown by the calculated storage capacities for both hydrogen and natural gas. This results in a higher gas volume when natural gas is stored and additionally a much greater energy content due to

its higher calorific value compared to hydrogen. Additionally, the compressibility of natural gas results in a longer duration of the maximum flow rate compared to hydrogen. A lower compressibility factor leads to a shift of the curve towards a later beginning in the decline of the production rate.

Another significant influencing property is the gas viscosity. For hydrogen, this value is lower than for natural gas. The viscosity of the gas affects the gas mobility and the flow behavior. Greater hydrogen production rates result from the lower viscosity while being simultaneously countered by hydrogen's lower compressibility.

Conclusion

The comparison and analysis of the storage withdrawal profiles reveal that the production of the stored working gas is dependent on the stored medium. In a storage site with a specific geometrical volume, a larger volume of natural gas can be stored than hydrogen resulting in differences in available working gas. During gas production, the change in the well control occurs earlier for hydrogen than for natural gas. When the critical working gas volume for hydrogen is reached, the following drop in the flow rate is greater than for natural gas. In both cases, at the end of the production period, nearly all of the working gas has been produced. The comparison of the two cases reveals that the production processes and the gas behavior are very similar. With the set flowing conditions, nearly all of the working volume can be produced in the same time in both cases. The important influencing parameters are density, compressibility and viscosity. The lower compressibility of hydrogen leads to an earlier beginning in the decline of the withdrawal rate. Due to its lower viscosity, this effect is countered and shifts this beginning of the decline to a later point in time. For natural gas, its higher compressibility results in steady withdrawal rates for a longer period of time. The critical working gas volume is reached later for natural gas and the decline in the withdrawal rates is not as steep as for hydrogen. The analysis of the viscosity, compressibility and density is essential to comprehend the gas withdrawal performance and to determine maximum producible quantities.

List of References

- [1] N. Heinemann, J. Alcalde, J. Miodic, S. Hangx, J. Kallmeyer, C. Ostertag-Henning, A. Hassanpouryouzband, E. Thaysen, G. Strobel, C. Schmidt-Hattenberger, K. Edlmann, M. Wilkinson, M. Bentham, R. Haszeldine, R. Carbonell and A. Rudloff, "Enabling large-scale hydrogen storage in porous media - the scientific challenges," *Energy & Environmental Science*, vol. 14, p. 853, 2021.
- [2] H. Laat, „Underground gas storage: Why and how,“ Bd. 313, p. 25, 2009.
- [3] S. Hogeweg, G. Strobel, B. Hagemann und L. Ganzer, „Benchmark study for the simulation of Underground Hydrogen Storage Operations,“ *Computational Geosciences*, Bd. 26, p. 1367, 2022.
- [4] C. T. Lüddecke, B. Hagemann und L. Ganzer, „Conversion of underground gas storages to hydrogen: Impact on storage integrity, capacity and deliverability,“ p. 1, EAGE GET 2022, EAGE, November 2022, Volume 2022.
- [5] Technische Universität Clausthal, „Institute of Subsurface Energy Systems TU Clausthal,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.ite.tu-clausthal.de/forschung/subsurface-energy-and-gas-storage/uhs-benchmark-studie>. [Accessed 30.03.2024].
- [6] M. Tek, „Natural gas underground storage: Inventory and deliverability,“ 1997.

Managing Mature Oil Fields – LTO/Technologie - Bau der „Emlichheim-Pipeline“, Einsatz neuer Materialien für den Transport von Lagerstättenwasser

J. Nolle¹, Th. Späth²

ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover¹, egeplast international GmbH, Greven²

Ausgangssituation – „Case for action“:

Durch die Änderung der ABBergV muss der derzeit in der Lagerstätte des Feldes Rühlermoor und im gesamten hydraulisch verbundenen Aquifer herrschende überinitiale Porendruck künftig in Richtung des initialen Drucks zurückgeführt werden. Dazu ist es notwendig, in der Volumenbilanz des „Rühle Nordaquifer“ zu einer Nettoentnahme zu kommen.

Eine wesentliche Maßnahme zur Erreichung dieses Zieles ist der Transport von Lagerstättenwasser in andere geeignete Lagerstätten. Um dieses zu realisieren, ist der Aus- und Umbau von Transportwegen notwendig, ohne die aktuellen wirtschaftlichen Gesamtanforderungen außer Acht zu lassen.

Varianten und Kosten sowie Lösungsansatz:

Es gibt nur wenige Materialien, die für das Medium Lagerstättenwasser geeignet sind. Üblicherweise kommen GFK oder Duplexstähle zur Anwendung – mit den bekannten Vorteilen der Korrosionsbeständigkeit gegenüber dem Medium, jedoch auch mit den damit verbundenen hohen Kosten. Zudem ist den Anforderungen der Rundverfugung Rechnung zu tragen, die ein besonderes Augenmerk auf die Detektion von Kleinstleckagen legt.

Die Lösung hierfür besteht in der Anwendung von PEHD. Dieses Material wird in der Wasserwirtschaft in kontaminierten Gebieten eingesetzt, in denen keine Gefahrstoffe in die Leitung hineindiffundieren sollen – dieses Prinzip kommt hier in umgekehrter Wirkweise zur Anwendung. Darüber hinaus sind Fertigungslängen bis zu 500 m möglich.



Bild 1: PE-HD Sonderrohr mit Permeationssperrschicht bei der Anlieferung einer 500 m Großtrommel

Die Leitungen werden im HDD-Verfahren verlegt, wodurch der Eingriff in das Schutzgut Natur im Vergleich zum herkömmlichen Leitungsbau deutlich minimiert wird.



Bild 2: a) Spülbohrgerät bei der Bohrung b) Eingezogener Rohrstrang

Maßgeschneidertes Rohrleitungssystem für die besondere Anwendung

Moderne Fertigungsverfahren ermöglichen heute PE-Rohre schichtweise zu fertigen. So können „intelligente“ Rohrkonstruktionen auf eine Anwendung maßgeschneidert und unterschiedliche Materialeigenschaften kombiniert werden. Durch den Einbau einer metallischen Schicht in die Rohrwand lassen sich verschiedene Effekte erreichen.

Der Werkstoff Polyethylen ermöglicht durch seine Flexibilität die langen Lieferlängen von mehreren Hundert Metern auf einer Trommel und die Möglichkeit mittels gesteuerter Bohrungen über lange Längen eingezogen zu werden. In seiner heute verfügbaren Qualität PE 100-RC ist Polyethylen auch beständig gegen das in diesem Projekt zu fördernde Lagerstättenwasser.

Die zu geringe Permeationsdichtigkeit von Polyethylen gegenüber den im Medium enthaltenen Kohlenwasserstoffanteilen kann durch eine in der Rohrwand integrierte Metallsperrschicht kompensiert werden [1].

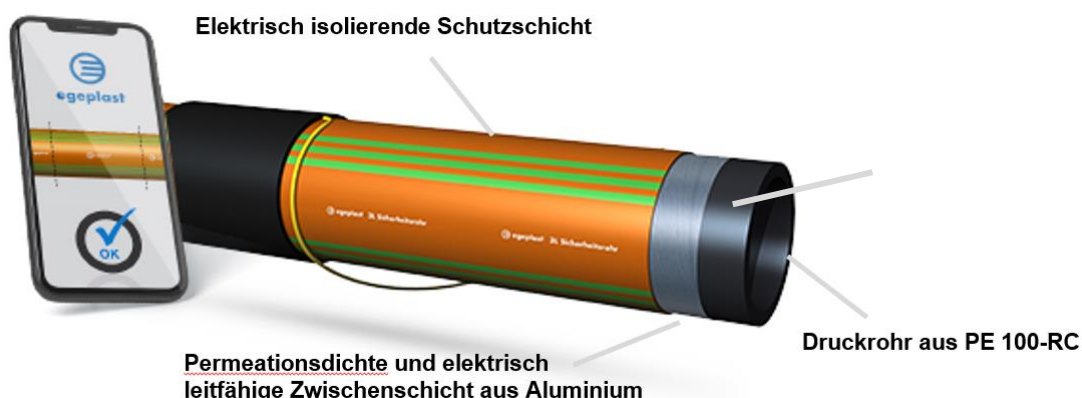


Bild 3: Mehrschichtrohrsystem mit integrierten Funktionsschichten

Darüber hinaus bietet eine im Kunststoffrohr eingebettete Metallschicht durch ihre elektrischen Eigenschaften auch die Möglichkeit, den Verlauf der Verbundrohre im Erdreich zu lokalisieren und für den Betrieb eine permanenten Leckageüberwachung zu installieren.

Leckageüberwachung

Das im Falle des Pipeline Emlichheim verwendete Dreischichtmantelrohr mit einer zwischen dem Druckrohr aus Polyethylen und einem Schutzmantel integrierten elektrisch leitenden Schicht aus Aluminium ist für den sicheren Betrieb mit kontinuierlich arbeitenden Leckageüberwachung installiert worden. Die Aluminiumschicht wird mit einer Spannung beaufschlagt und der Widerstand zu einem ins Erdreich gesteckten Messkontakt gemessen. Sollte das Kunststoffrohr durch einen Eingriff von außen oder einen unwahrscheinlichen Rohrbruch beschädigt werden, so wird die Änderung des elektrischen Widerstands genutzt, um die Leckage anzuzeigen und unmittelbar die Förderung zu stoppen. Anschließend kann die Beschädigung auf einen halben Meter genau eingemessen werden. Ein kleiner Riß in der Isolationsschicht genügt bereits für den (Vor-)Alarm, ein Austritt des Mediums ist dann noch nicht erfolgt.



Bild 4: Permanent auf Beschädigungen überwachtes Mehrschichtrohrsystem

Die im zu überwachenden Rohrstrang integrierte Aluminiumschicht wird über ein Anschlussstück mit einer Überwachungseinheit verbunden. Im Betrieb wird permanent eine Messspannung auf die Aluminiumschicht aufgebracht. Im Falle einer Rohrbeschädigung tritt die Aluminiumschicht in elektrischen Kontakt mit dem umgebenden Erdreich. Dadurch wird ein Impuls im Überwachungsgerät ausgelöst.

Zusammenfassung

Gegenstand der Präsentation ist die Darstellung der besonderen Anforderungen an die im Raum Emlichheim gebaute Pipeline für Lagerstättenwasser. Dargestellt werden der Hintergrund für die Planung der Leitung und die Argumente für die ausgewählte Lösung, die Ausführung in der Praxis und die installierte Überwachung der Pipeline im Betrieb.

Literatur

[1] T. SPÄTH, W. RÜHL and J GUNSCHERA: „Corrosion-Resistant Plastic Pipes With Barrier Layers to Prevent Permeation of Hydrocarbons – Safe Transport of Contaminated Fluids From Industrial Processes or Exploration“; Oil & Gas 45. Edition · Issue 3/2 019 113

Einsatz von KWK Konzepten - Erfahrungen in Bezug auf den Betrieb von CoGen- und BHKW Technologie

T. Ladewig

ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Asset Optimization Execution, Hannover, Germany

Eine wesentliche Reduzierung von Treibhausgasemissionen und die wirtschaftliche Verwertung von kleinen Volumenströmen von Erdölbegleitgas sind nur zwei Motivatoren für den Einsatz von Co-Generation Konzepten auf den Anlagen der EMPG in Niedersachsen.

Im Wandel der Zeit und unter Berücksichtigung der gesetzlichen Rahmenbedingungen kommt die effiziente und vollständige Verwertung, der zur Verfügung stehenden

Primärenergiequellen, im wesentlichen die sinnvolle Verwertung von Erdölbegleitgas, einer „Licence to Operate“ gleich.

Basierend auf der Förderfähigkeit der Anlagen, sind die Konzepte und Betreibermodelle vielfältig. Die Maturität der einzelnen Assets führt ebenfalls dazu über kreativere Lösungsansätze nachzudenken und technische Ansätze zu verfolgen, die in der Vergangenheit verworfen wurden.

Die Auseinandersetzung mit den genannten Rahmenbedingungen und das Verständnis der technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkte stellt dabei eine etablierte Upstream Organisation vor ganz eigene Herausforderungen abseits der eigentlichen Kernkompetenz.

In dieser vielfältigen Gemengelage reicht die zum Einsatz kommende Technologie vom 30 MW CoGen-Gaskraftwerk, über den Einsatz von Microgasturbinen im Leistungsbereich von einigen kW's im Eigenbetrieb bis hin zum Gasmotoren-BHKW im Betreibermodell. Auch die Einbindung von lokalen Institutionen und anderen Mitspielern, beispielsweise die Einbindung in lokale Wärmenetze, spielt eine zunehmende Rolle.

Jedes der genannten Konzepte hat dabei seine eigenen Herausforderungen im Bezug auf kommerzielle, technische und organisatorische Ansätze. Diese Präsentation gibt einen Erfahrungsbericht wieder.

Innovative Lösungen für die neue Leitwarte der Wintershall Dea Deutschland – Zukunftsweisende Gestaltung der Bedien- und Beobachtungsebene durch Nutzung standardisierter IT-Komponenten

St. Schröder, O. Schierenbeck, J. Kaluza
Wintershall Dea Deutschland GmbH

Beschreibung:

Durch den Zusammenschluss der Wintershall Holding GmbH und der DEA Deutsche Erdöl AG zur Wintershall Dea AG ist unter anderem eine neue Business Unit geschaffen worden, die über vier in Deutschland operierende Assets verfügt. Historisch und räumlich bedingt waren dadurch zwei zentrale Messwarten sowie mehrere dezentrale Messwarten in Betrieb. Zur Gewährleistung des sicheren Betriebes der verfahrenstechnischen Anlagen an den niedersächsischen Standorten wurde in 2020 ein Projekt aufgesetzt, welches die Schaffung von Synergien durch eine zentrale Messwarte am Standort Langwedel heben sollte. Hierfür wurde die bestehende Messwarte in Langwedel im laufenden Betrieb modernisiert und an die neuen Anforderungen angepasst. Die Zusammenlegung der Messwarten erfolgte in zwei Schritten. Aufgrund von angedachten Standortverlagerungen wurde zuerst die zentrale Messwarte aus Barnstorf nach Langwedel transferiert. Anschließend erfolgte die Anbindung der anderen Messwarten. Das Zusammenlegen der Messwarten erfolgte durch die Errichtung einer temporären Messwarte im laufenden Betrieb und konnte im Februar 2024 abgeschlossen werden.



Abbildung 1: Einblick 3D Modell der zentralen Messwarte Langwedel

Eine Vereinheitlichung unterschiedlich gewachsener Produktionsstandorte an einem zentralen Standort birgt besondere Herausforderungen, die sorgfältige Planung und Implementierung erfordern. In dieser Hinsicht sind insbesondere die Diversität der Systeme und Technologien, Netzwerkkapazität und -zuverlässigkeit, Datensicherheit sowie die historisch gewachsenen organisatorischen Unterschiede hervorzuheben.

Um die Herausforderungen zu meistern wurden die einzelnen dezentralen Überwachungssysteme an einem zentralen Ort auf ESXI-Servern virtualisiert. Die lokalen Steuerungen auf den Produktionsanlagen bleiben davon unberührt. Die geschaffene Virtualisierungsplattform hat vielfältige Vorteile wie Ressourcenoptimierung, Kosteneffizienz durch Einsparung von Energie zur Kühlung und auch Hardware. Entscheidend dabei ist jedoch die Skalierbarkeit, Flexibilität und Hochverfügbarkeit.

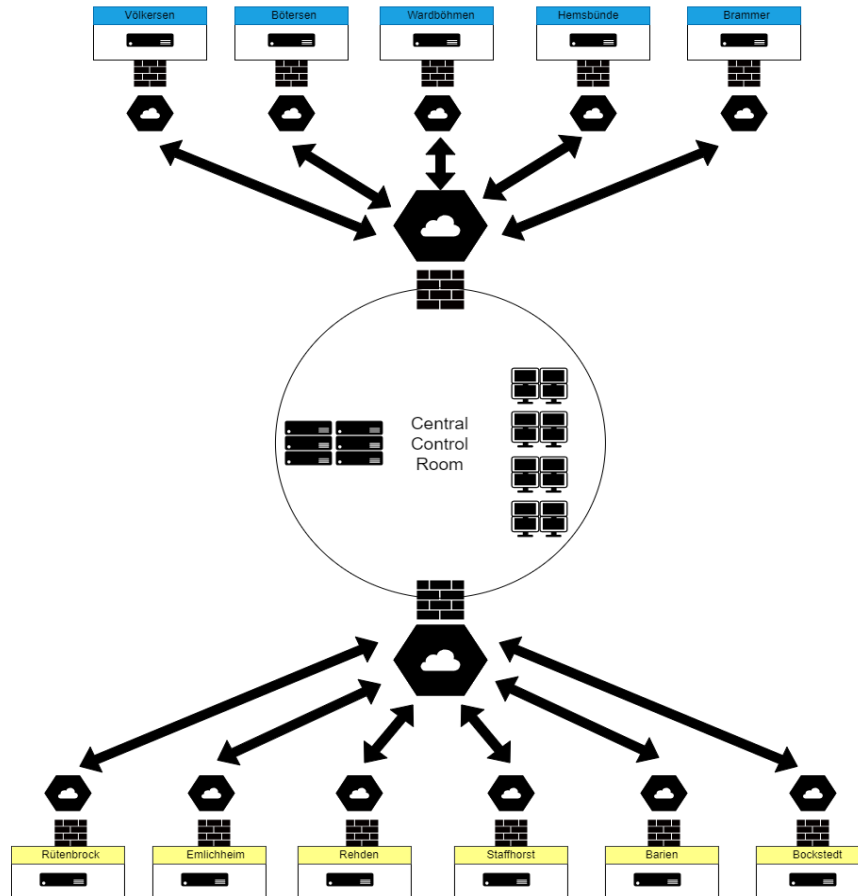


Abbildung 2: Vereinfachte WAN-Netzwerkübersicht

Auch im Bereich der Datenverbindungen für die Vernetzung der Standorte wurden innovative Ansätze der IT/OT-Konvergenz verfolgt. Es erfolgte ein Wechsel von klassischen Fernwirkleitungen aus der Prozesstechnik hin zu einem WAN-Verbundnetz zusammen mit der IT-Standortvernetzung. Die Einführung einer gemeinsamen Standortvernetzung ermöglichte erhebliche Kosteneinsparungen und steigerte die Flexibilität und Verfügbarkeit der prozesstechnischen Vernetzung. Dabei wurde die Sicherheit durch virtuelle Separation und Priorisierung der technischen Datenpakete innerhalb der geteilten Infrastruktur erhöht.

Für die Darstellung der zu überwachenden Anlagen in der Messwarte werden standardisierte Hardware- und Softwarelösungen aus dem IT-Bereich verwendet, was den Vorteil einer breiten Verfügbarkeit auf dem Markt und die Erfüllung hoher Anforderungen an die IT-Sicherheit bietet. Die verwendeten ThinClients in der Messwarte sind wiederum durch RDP Verbindungen mit den virtuellen Maschinen auf den ESXI-Servern verbunden.

Ein DGMK/BVEG Leitfaden zur Bewertung Tiefer Geothermischer Projekte

Hollmann, G.¹, Böhner, J.², El-Alfy, A.³, Fischer-Erdsiek, A.⁴, Forstner, I.⁵, Homuth, S.⁶, Kuchling, S.⁷, Meirich, M.⁸, Möhring, A.⁹, Ritzmann, O.¹⁰, Schönherr, J.¹¹, Uhde, J.¹²

¹ONEO GmbH, Hannover, ²HDI Risk Consulting GmbH, Hannover, ³Geo-Energie Suisse AG, Zürich, ⁴NW Assekuranzmakler ProRisk GmbH & Co. KG, Hannover, ⁵BVEG e.V., Hannover, ⁶Deutsche ErdWärme GmbH & Co. KG, Karlsruhe, ⁷DGMK e.V., Hamburg, ⁸neowells GmbH, Visbek, ⁹NDEWG GmbH, Lingen / Ems, ¹⁰Fraunhofer IEG, Bochum, ¹¹ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover, ¹²geopfalz GmbH & Co. KG, Speyer

Abstract

Die Tiefengeothermie ist weltweit ein wichtiger Bestandteil der Wärmewende und spielt eine entscheidende Rolle bei der Dekarbonisierung. Um das volle Potenzial dieser Energiequelle zu erschließen, sind ein tiefes Verständnis des geologischen Untergrunds sowie sichere und wirtschaftliche Bohrungen notwendig.

DGMK und BVEG haben einen Leitfaden erstellt, der sich an alle Institutionen und Personen richtet, die mit der Planung und Erschließung tiefer Geothermie befasst sind. Der Leitfaden bietet eine standardisierte Methode zur geologischen und wirtschaftlichen Bewertung hydrothermalen Projekte.

Der vorgestellte Leitfaden beschreibt die geologische Bewertung im Kontext des geothermischen Projektmanagements. Er zeigt einen standardisierten Weg zur Quantifizierung der geologischen Erfolgswahrscheinlichkeit. Diese bildet eine notwendige Basis für Investitionsentscheidungen. Zudem unterstützt der Leitfaden, die Bandbreite der möglichen geologischen Szenarien nachvollziehbar vorherzusagen. Erst auf dieser Basis können unter- und obertägige Planungen adäquat erfolgen und die begleitenden Kosten realistisch eingeschätzt werden. Die dafür notwendigen geologischen Analysemethoden werden vorgestellt.

Abschließend wird ein Konzept zur Integration der definierten geologischen Szenarien in einer wahrscheinlichkeitsgewichteten Wirtschaftlichkeitsrechnung vorgestellt.

Geologische Unsicherheiten

In diesem Leitfaden wird klar zwischen geologischen Erfolgswahrscheinlichkeiten und geologischen Parameterverteilungen unterschieden. Die geologische Erfolgswahrscheinlichkeit definiert quantitativ die Erfolgsaussichten auf ein technisch erfolgreiches Projekt. Hingegen beschreiben die geologischen Parameterverteilungen die natürliche Variabilität, die innerhalb eines funktionierenden geothermischen Systems zu unterschiedlich guter Performance bzw. Wirtschaftlichkeit führen kann.

Beide sind in hohem Maße von Qualität und Quantität der geologischen Datenbasis abhängig. Beide müssen vor der Investitionsentscheidung und vor dem finalen Konzept-Design quantifiziert werden.

Die geologische Erfolgswahrscheinlichkeit

Um die Erfolgswahrscheinlichkeit möglichst exakt zu quantifizieren, werden vier Faktoren detailliert analysiert, die für ein funktionierendes hydrothermales System unerlässlich sind: die Aquiferexistenz, die Aquiferqualität, die (indirekte) hydraulische Kommunikation und der handhabbare Wasserchemismus. Für jeden der Faktoren wird auf der Basis von regionaler Kenntnis und spezifischer Daten die Eintrittswahrscheinlichkeit ermittelt. Dabei hilft die Verwendung einer Wahrscheinlichkeitsmatrix wie in Abbildung 1 dargestellt. Die genaue Anwendung wird im Leitfaden dargestellt. Das Produkt der vier Faktoren entspricht der geologischen Erfolgswahrscheinlichkeit (**POS**).

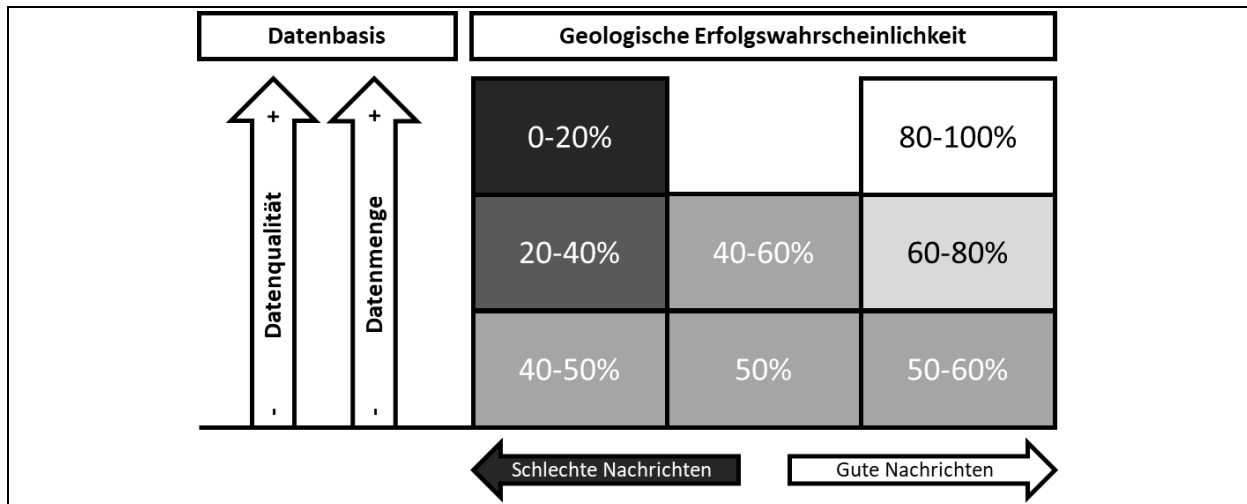


Abbildung 1: Wahrscheinlichkeitsmatrix, modifiziert nach P. Rose (2001)

Analyse der geologischen Parameterverteilungen

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit und zur Auswahl des geeigneten Projektdesigns müssen die Verteilungen der geologischen Parameter betrachtet werden. Eine genaue Vorhersage der geologischen Parameter in der Tiefe ist aufgrund unvollständiger Daten und vor allem aufgrund der natürlichen Variabilität nicht möglich. Daher werden statistische Vorhersage-Verfahren angewandt, die sowohl die erwarteten Wassertemperaturen als auch alle geologischen Parameter, die die Förderraten beeinflussen, in ihren möglichen Variationsbreiten darstellen. Die oft große Spanne der möglichen Ergebnisse wird durch drei statistisch eindeutig definierte Szenarien repräsentiert: den Low Case (P90), den Basisfall (P50) und den High Case (P10). Der Leitfaden bietet eine genaue Herleitung der genannten Fälle.

Wahrscheinlichkeitsgewichtete Wirtschaftlichkeit

Für jedes der drei oben entwickelten Szenarien werden vollständige Wirtschaftlichkeitsberechnungen durchgeführt. Dabei werden vereinfacht sämtliche szenariospezifischen Kosten den entsprechenden Einnahmen gegenübergestellt. Der Leitfaden bietet nun das Prinzip der EMV-Analyse („Expected Monetary Value“ oder „Erwartete Geldwert“ Analyse) zur Verknüpfung von Erfolgswahrscheinlichkeit und natürlicher Variation. Diese ermöglicht die Berechnung der wahrscheinlichkeitsgewichteten Wirtschaftlichkeit. Das Grundprinzip ist in Abbildung 2 dargestellt.

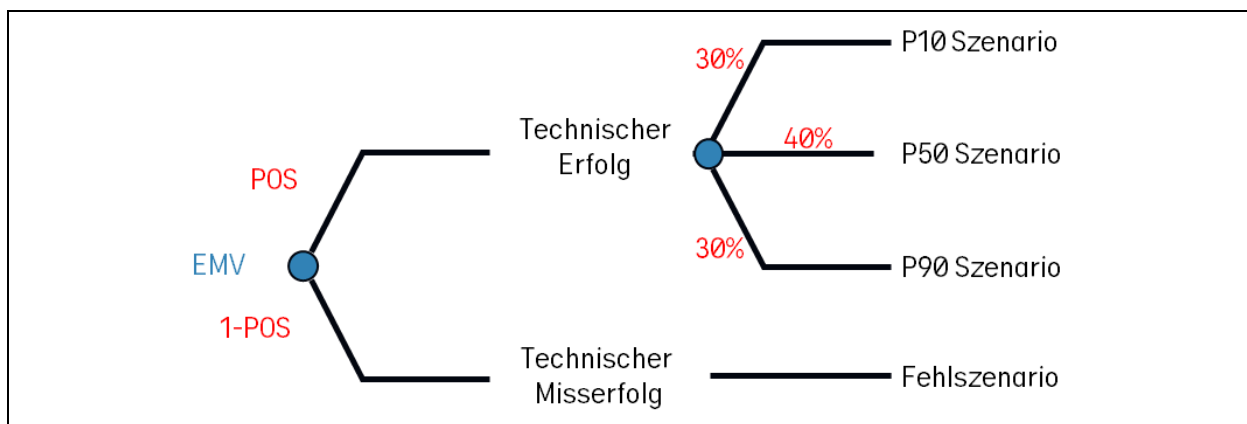


Abbildung 2: Die EMV-Analyse zur Berechnung der wahrscheinlichkeitsgewichteten Wirtschaftlichkeit

Auswahl der Szenarien für die technische Detailplanung

Für die technische Detailplanung werden dieselben drei Szenarien aus der geologischen Parameterverteilung herangezogen, solange es sich um wirtschaftliche Szenarien handelt. Der Basisfall als zentraler Punkt auf der Wahrscheinlichkeitsverteilung sollte der Ausgangspunkt der Planung für unter- und obertägige Anlagen sein. Die genannten Variationsspannen der wichtigsten geologischen Parameter zeigen jedoch, dass die in der Tiefe anzutreffenden Ergebnisse sehr deutlich vom Basisfall abweichen können. Das gilt für nahezu alle geologischen Parameter wie Tiefenlage des Aquifers, Temperatur, Durchlässigkeit, Schüttung, Wasserchemie etc. Auf diese natürlichen Varianten muss die Planung angepasst werden, im Idealfall in Form eines Entscheidungsbaumes für die Bohr- und Konstruktionsphase, der „wenn-dann“ Entscheidungspunkte für bestimmte geologische Eintritte schon in die Planung integriert.

Empfehlungen zum Umgang mit geologischen Unsicherheiten

Geologische Unsicherheiten sind Teil jedes bergbaulichen Projektes, also auch des geothermischen Systems. Der Leitfaden von DGMK und BVEG beschreibt die geologischen Analysemethoden und weist einen Weg, geologische Wahrscheinlichkeiten und natürliche Variabilität der geologischen Parameter in die wirtschaftliche Bewertung sowie die technische Detailplanung einzubeziehen.

Bei der Realisation eines Einzelprojektes oder einiger weniger, vollfinanzierter Einzelprojekte kann der Investor im Rahmen der hier vorgestellten Methodik den genannten Unsicherheiten mit angepasster Planung begegnen, er kann sie jedoch nicht umgehen.

Deswegen gibt es etablierte Methoden, die wirtschaftlichen Risiken weiter einzugrenzen. Bei gleichem Investitionsvolumen können Risiken geteilt und gestreut werden, wenn anstelle von vollfinanzierten Einzelprojekten mehrere Projekte mit geringeren Beteiligungen ausgeführt werden. Hier kommen konsortiale Partnerschaften oder Joint Ventures in Frage, wie sie in der Rohstoff-Industrie aus dem genannten Grund weit verbreitet sind. Dieser Ansatz erlaubt die Zusammenstellung eines Portfolios, in dem Projekte mit unterschiedlichen Risikostrukturen kombiniert werden. Innerhalb eines gut diversifizierten Portfolios kann dann ein weniger gutes oder nicht-fündiges Projekt kompensiert werden.

Referenzen

Leitfaden „geologische Risikobewertung tiefengeothermischer Projekte“, „Graudruck“-Entwurf (2024), BVEG

Rose, P. (2001): Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, AAPG Methods in Exploration Series, Issue 12

Challenges When Applying Classic O&G flow Assurance Know-how to Geothermal Thermal Energy Harvesting Systems

J. Badstoeber, T. Schroeckenfuchs
OMV Energy, Gänserndorf, Austria

OMV E&P has decade long know-how and experience in assessing and dealing with flow assurance risks in its Oil&Gas water production, treatment, and injection systems. Application of this knowledge for geothermal applications seems obvious and easy to adopt as many analogs in both fields can be found in terms of fluid composition, production conditions and geochemistry. However, a closer look on existing and future geothermal prospects suggests that our usual approach and mitigation and remediation tool-boxes for flow assurance must be extended. Much higher requirement to geothermal asset reliability and lower inherent profitability over long lifetimes poses challenges beyond usual on-shore oil and gas production. Large water volumes from deeper and hotter formation require different modelling tools and verification for designing flow assurance concepts for lowest long-term total cost of ownership.

This presentation discusses the underlying needs and OMVs approach for on-site testing on live geothermal fluids with the aim to develop and test products and programs, making geothermal thermal energy production systems fail-safe. Our years of hand-on experience of bringing experimental set-ups from the lab to our Oil&Gas production system will help us to test novel sensors and programs for flow assurance control under field conditions for OMVs future geothermal production systems.

Numerical Modelling of the Stress Field in the Hanover area

B. Bohnen¹, D. Bücken¹, H. Falk², T. Meier¹, A. Rogers³

¹geomecon GmbH, Berlin, Germany; ²Eavor GmbH, Düsseldorf, Germany; ³Eavor Technologies Inc., Calgary, Canada

Abstract

The North German Basin (NGB) is characterized by complex geological structures consisting of faults and salt bodies, which impact the subsurface stresses, pore pressure and temperature. Understanding these perturbations is essential for successful hydrocarbon exploration, geothermal energy extraction, and underground storage operations. This study investigates the area close to the city of Hanover between the salt diapirs Benthe, Lehrte, Hope and Wietze-Hambühren, where Eavor GmbH is planning a closed-loop geothermal system.

Our research employs an advanced geomechanical model that simulates the relaxation of the abovementioned salt diapirs and the corresponding redistribution of stresses, pore pressure and temperature. The geomechanical model is set up in the software package COMSOL Multiphysics®, which is based on the Finite Element Method (FEM) and incorporates detailed geological features. Relaxation of a salt body naturally occurs when the deviatoric stresses within it, initially induced by a purely gravitational stress field, start diminishing. The model is calibrated against offset well data confirming an overall normal faulting stress regime at larger distances from the salt diapirs. However, significant stress alterations can be observed closer to the salt diapirs, highlighting the strong influence of salt structures on the stress field in the NGB. This explains the frequent occurrence of drilling problems in the vicinity of salt bodies (e.g. local stress regime change from normal to strike slip faulting depending on the position relative to the salt dome). The model will be used at a later stage to extract geomechanical properties along the proposed geothermal well paths in order to analyse optimal directional plans and drilling parameters.

Introduction

Salt uplift regions are significant for both hydrocarbon and geothermal investigations. These structures can often trap oil and gas, particularly on their flanks (as observed in the North German Basin) and create unique local temperature variations. It is crucial to understand the patterns of stress and temperature around these salt formations for the efficient discovery and extraction of resources.

The paper explores the geomechanical effects associated with salt domes like those close to the city of Hanover in the North German Basin (NGB) where Eavor GmbH (Eavor) is planning a closed-loop geothermal system (an Eavor-Loop™), showcasing the simulation of stress and temperature changes near a passive salt dome that is adjusting to external stress conditions. The stress dynamics near salt features are complex and evolve over time, forming what is known as the local stress field. This stress field undergoes significant alterations due to the rising of salt layers, leading to complex faulting of the host rock, where the faults (normal, reverse and strike-slip) form at different orientations around the salt dome, influenced by the surrounding stress (Yamada et al. 2005). The formation of the salt dome, the resulting temperature shifts and faulting activities considerably impact the local stress environment, thereby introducing substantial uncertainty in stress predictions. These uncertainties can lead to many drilling challenges and borehole stability issues, escalating

drilling expenses (Dussault et al. 2004). It is widely believed that the stress level within a resting salt dome reaches an isostatic state due to the viscoelastic relaxation of the deviatoric stress (Bräuer et al. 2011).

Numerical Model Set-up

At the beginning of the project, the Eavor geoscience team delivered a three-dimensional geological model using AspenTech's SKUA™ GoCAD software, which included crucial geological features like horizons, salt formations and fault lines. Additionally, drilling reports and wireline logs from nearby wells were made available. Based on this data, geomecon created a new workflow to import the SKUA model into COMSOL Multiphysics and to enhance the detail at the boundaries between different rock types and salt diapirs. The resulting comprehensive geological model covered an area of approximately 60 × 40 km, with a depth of around 7 km, and featured a highly detailed zone of about 20 × 20 km as shown in Figure 1 by the black frame. The FE mesh is refined towards the salt diapirs and consists of 1,490,473 tetrahedral elements with an average quality of 0.54, where 1 represent distortion-free elements and 0 represent highly distorted elements.

geomecon

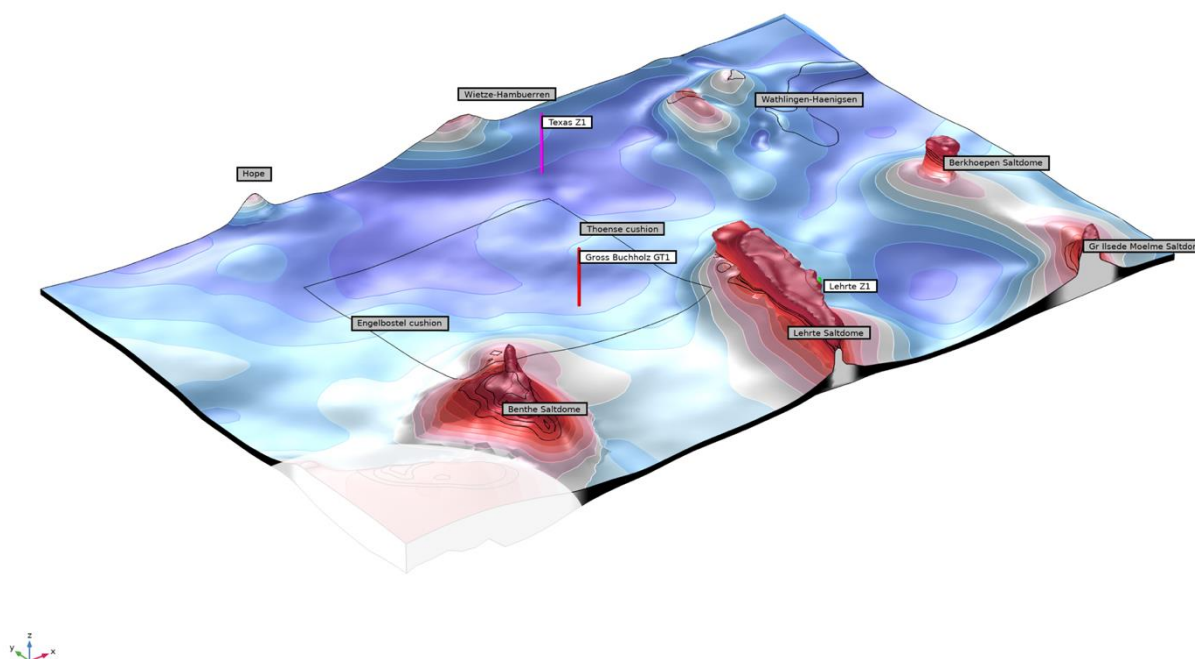


Figure 1 Bird view of the integrated Zechstein including the salt domes and salt cushions (grey text boxes) and the location of offset wells (white text boxes) with color-coded depth information. Black sides highlight areas in the Zechstein with high viscosity and white sides highlight areas in the Zechstein with low viscosity. The lower left corner is probably too thick.

The rock properties were derived from density and slowness logs, as wells as from measurements and literature values. The salt layers were modelled as a viscoelastic Maxwell body (spring and damper in a row), where the viscosity was varied based on the thickness of the salt layer, leading to a faster flow in thicker salt deposits. The stress and pore pressure data from nearby wells and literature data helped fine-tune the model at specific points at a distance to the salt deposits.

Mechanical, thermal, and hydraulic boundaries were set to define the model numerically. Particularly, the hydraulic and thermal boundary conditions were calibrated to match pore

pressure and temperature measurements in offset wells.

The numerical modelling process consisted of a stationary Initialisation Study, a time-dependent Salt Relaxation Study, and a stationary Thermal Study. The Initialisation Study started with modelling the stress field driven by gravity, accounting for poroelasticity and varying pore pressures, which led to differential stresses across the model. These stresses triggered the movement of salt, especially in larger deposits, during the Salt Relaxation Study: in it, the dissipation of shear stresses occurring during relaxation of the salt domes is simulated, as well as the settling of the current stress conditions in the Hanover area. Finally, the stress and pore pressure patterns from local wells were evaluated against the finalised numerical model to verify its accuracy. At last, the Thermal Study was used to derive the current temperature field in the Hanover area.

Results of salt dome relaxation

During the Salt Relaxation Study the von Mises stress were monitored over time at a depth of 1,500 m below surface. For the smaller salt diapirs the von Mises stresses drop faster compared to the larger salt diapirs. At the end of the Salt Relaxation Study the von Mises stresses have dropped below 1 MPa, triggering the interruption of the study as no further significant salt dome relaxation is anticipated, as shown in Figure 2. While the salt domes undergo significant stress changes, the surrounding sediments show smaller changes in stress. However, close to the salt domes localised significant stress changes can be observed reaching values of up to 50 MPa. These stress changes decay with increasing distance from the salt domes. Due to the poroelastic coupling between rock deformation and pore pressure, the pore pressure rises in areas where the stresses increase. However, due to the relatively high permeability implemented in the sedimentary layers, the pore pressure increases up to only 2,5 MPa within the sedimentary formations that are confined by salt layers. Within these formations the pore pressure remains constant over time as the pore fluid cannot dissipate vertically through the salt layers or through the vertical boundaries of the model. Salt dome relaxation is hence not the cause for overpressures in the Hanover area based on these model assumptions. Vertical compaction in conjunction with impermeable salt horizons is assumed to have caused the observed overpressures; this should however be further researched.

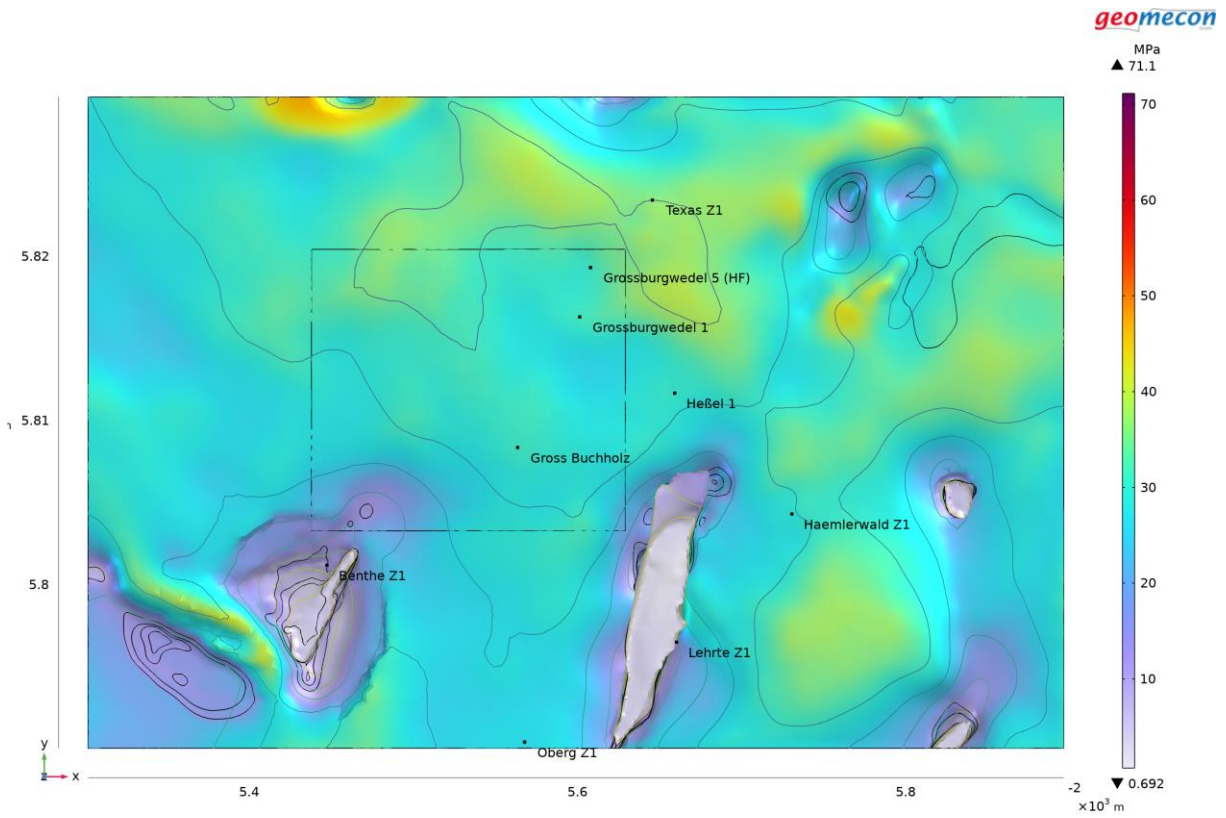


Figure 2 Top view of the von Mises stress after salt dome relaxation on the Top Zechstein.

Conclusion

The established workflow is suited for simulating changes in stress, pore pressure and temperature around salt formations. Consequently, the integrated thermo-hydro-mechanical model can support various activities in the exploration and development of geothermal resources:

- It helps pinpoint areas of local stress that might be prime drilling locations for exploration efforts. By integrating detailed geological understanding with local stress data, it's possible to identify areas with likely active fracture systems.
- The workflow assists in determining the ideal positions for geothermal well entrances based on temperature variations, allowing for the selection of areas with notably higher temperatures while avoiding cooler spots.
- Pathways for wells can be optimized for stability by leveraging insights into local stress fluctuations, aiming to reduce differential stress.
- Planning for wellbore stability becomes more precise with an understanding of local stress, guiding the establishment of an appropriate drilling mud window.
- The approach aids in recognizing areas with potential for higher formation pressure, allowing to avoid unexpected pressure surges during drilling.
- It facilitates the strategic planning of reservoir depletion or fluid reinjection, enabling stress, subsidence, and reservoir pressure changes to be assessed throughout the development phase.

References

- Bräuer, V., Eickemeier, R., Eisenburger, D., Grisseemann, C., Hesser, J., Heusermann, S., Kaiser, D., Nipp, H-K., Nowak, T., Plischke, I., Schnier, H., Schulze, O., Sönke, J. & Weber, J. R. Description of the Gorleben site Part 4: Geotechnical exploration of the Gorleben salt dome (2011).
- Dussault, M. B., Maury, V., Sanfilippo, F., & Santarelli, F. J. Drilling Around Salt: Risks, Stresses, and Uncertainties. ARMA-04-647. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS), 5-9 June, Houston, Texas (2004).
- Yamada, Y., Okamura, H., Tamura, Y. & Tsuneyama, F. Analog Models of Faults Associated with Salt Doming and Wrenching: Application to offshore United Arab Emirates, in R. Sorkhabi and Y. Tsuji, eds., Faults, fluid flow, and petroleum traps: AAPG Memoir 85, p. 95–106 (2005).

Radiogenic heat production of subsurface crystalline rocks calculated from core gamma-ray logging data, Bohemian Massif, Austria – first results

W. Hujer¹, G. Tari²

¹OMV Energy, TECH Center & Lab,

²OMV Energy, Business Development

Abstract

The radiogenic heat production (RHP) of magmatic and metamorphic rock of the Austrian part of the Bohemian Massif (Lower and Upper Austria) has been calculated from drill core gamma logs using the formula published by Bücken & Rybach (1996). The analyzed lithologies include gneiss (55.6m, 52%), granites (28.3m, 27%), quartzites (2.8m/3%) and phyllite-schists (19.7m/19%). In total 106.4m of cores from 31 wells have been analyzed with a data acquisition point every 10cm resulting in 1064 data points. Depths of analyzed core intervals ranges from 187m to 6028m. The average RHP ranges for gneiss and schists are quite comparable (~ 0.5 to $\sim 2.8\mu\text{W}/\text{m}^3$) whereas maximum RHP readings in gneiss can reach up to $7.65\mu\text{W}/\text{m}^3$ compared to $4.43\mu\text{W}/\text{m}^3$ in schists. Quartzite exhibit lower average RHP readings up to $1.99\mu\text{W}/\text{m}^3$. RHP averages in granites ranges between 0.72 to $2.22\mu\text{W}/\text{m}^3$ with maximum calculated RHP of $2.86\mu\text{W}/\text{m}^3$. RHP values correlate with amounts of potassium-bearing minerals, especially K-feldspar and muscovite. The RHP calculated from core gamma logs are in the lower range of published data obtained by other methods from the Bohemian Massif and comparable lithologies. It is our interpretation that the differences are mainly caused by the restricted mass represented by 10cm diameter drill core. Additional calibration will be required to use absolute RHP values obtained by this method. The method can be already used for first identification of potential high-heat-producing intervals.

Introduction

Radiogenic heat production (RHP) is a physical key parameter to understand thermal evolution of the lithosphere including prediction and modelling of temperature, heat flow variations and modelling thermal evolution of sedimentary basins (Beardsmore & Cull, 2001.; Hasterok et al. 2017). In course of the energy transition the radiogenic heat production is increasingly utilized to assess potential of crystalline rocks for geothermal energy projects (see Huston, 2010; Sanchez et al., 2022 for examples). Radiogenic heat in rocks is generated by decay of unstable isotopes. The rate of heat generation is related to the quantity of the radioactive material, rate of decay and the energy of the emitted particles. As energy emission and rate of decay depend only on species of radioactive isotopes, the radiogenic heat generation is determined by the absolute abundance of individual isotopes. In nature $\sim 98\%$ of radioactive elements and therefore radiogenic heat generation is constituted by uranium (^{238}U), thorium (^{232}Th) and potassium (^{40}K) and the respective daughter elements (Beardsmore & Cull, 2001). Several methods exist to determine the amounts of the three radioactive elements in rocks including the usage of gamma-ray (GR) spectrometers or loggers. GR and spectral GR-logging are frequently applied during well-logging and devices have been developed that allow spectral GR logging of drill cores. Additionally, in-situ outcrop measurements of gamma-ray spectra can be obtained by using portable gamma-ray spectrometer (Scharfenberg et al. 2019). Various formulas have been developed to utilize GR-logging data to calculate radiogenic heat production (see summary in Clauser, 2011) with most of them needing quantitative input on amounts of the three radioactive elements and rock density. Bücken & Rybach (1996) published a formula that relates bulk heat generation to total gamma-ray emission obtained by subsurface well-logging for igneous and metamorphic rocks. The advantage of this formula is that no

information on the relative proportions of radioactive elements or information on bulk density is required and data can be generated quite fast. In our work we tested if applying this formula on gross GR data-sets obtained from GR-logging of drill cores result in reliable values for RHP. The data sets have been compared with published data for the Bohemian Massif and other crystalline lithologies.

Methods and Data Gathering

For this study spectral core gamma logs from 106.4 meter of drill cores from 31 wells penetrating crystalline rock formations within the Austrian part of the Bohemian Massif have been obtained. Drill core preservation ranges from excellent to poor (fid. 1a and 1b). The standard core diameters are 10cm and subordinately 6 to 8cm. Only core intervals with minimum 1m continuous section and 2/3 of original core diameter remaining have been analysed. Data for missing or less material core intervals have been removed from the data-set. Macroscopic lithological descriptions have been obtained for each core whereas the main focus was on differentiating igneous and metamorphic rocks. Igneous rocks in this study are restricted to quartz-bearing plutonic rocks; therefore summarized as “granites”. Metamorphic rocks have been further distinguished in gneiss and schist types. Special emphasize was taken to record texture and accumulation of minerals considered to influence GR-readings like crystal size of mica and K-feldspar as well as accumulations of mica in laminae. The analysed lithologies include gneiss (55.6m, 52%), granites (28.3m, 27%), quartzites (2.8m/3%) and phyllite-schists (19.7m/19%). Depths of analysed core intervals ranges from 187m to 6028m.



Fig. 1a: Example of good quality core interval. Fig. 1b: example of poor quality core interval.

Spectral core gamma logs have been obtained with a heavy shielded Stratum PN1006 spectral core gamma logger (see fig. 2) equipped with an Americium-241 scintillation detector. Measurements were acquired over 10cm intervals resulting in total 1064 data points after QC. For each interval an acquisition time of 60 seconds have been chosen. The

gross gamma-ray energy was recorded in API, potassium in %, thorium and uranium in ppm. Calibration of the device is done using artificial cores containing known concentrations for potassium, uranium and thorium as well as an inactive standard. The heavy lead shielding (see fig. 2) ensures that effects of background radiation are reduced to a minimum. Other error sources include variations in core thickness and core material present as well as age of detector crystal. Gross energy readings in combination with visual inspection has been used to QC data points. Quality control of potassium, uranium and thorium contents with geochemical analyses is recommended (Scharfenberg et al, 2019) but was beyond the scope of this first assessment.

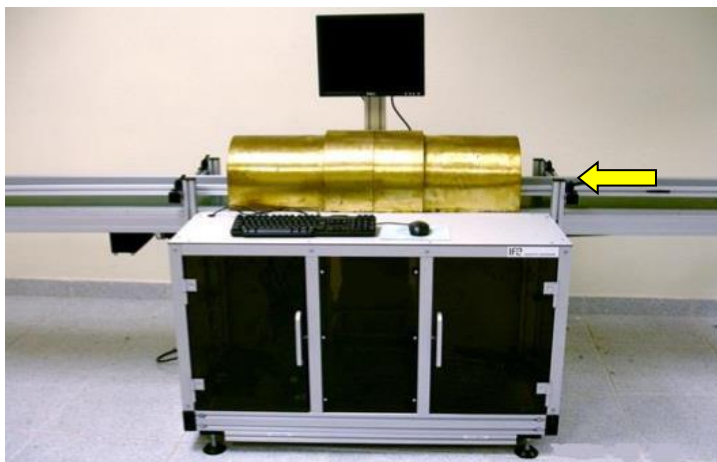


Fig. 2: Spectral core gamma logger. Arrow marks direction of core interval analyses. Detector is situated below the conveyer belt at the middle of the lead shielding.

Selected core samples were analysed by X-ray diffraction (XRD) to determine the bulk mineralogical composition, especially the potassium-bearing minerals like K-feldspar and muscovite. The bulk mineralogical composition was determined on powdered samples using a Bruker AXS D8 Advance X-ray diffractometer (copper radiation generated X-ray tube at 40 kV and 40mA with a step size of 0.0203792 s per step and X-ray detector Lynxeye XE-T). The software program DIFRAC.EVA V3 was used to identify different mineral phases. The quantification of minerals detected by XRD was based on peak heights within the diffractogram based on the method of Schultz (1964) and internal laboratory standards. The software program Total Pattern Analysis Software (TOPAS), which uses the Rietveld method based on the analytical profile function and least-squares algorithms to achieve the best fit between a theoretical and a measured pattern, was also used to quantify the minerals detected by XRD.

The radiogenic heat capacity has been calculated for each data point using the formula of Bückner & Rybach (1996) where RHP is “ $A \mu\text{W}/\text{m}^3 = 0.0158 \cdot (\text{GR}[\text{API}] - 0.8)$ ”. A geometric mean has been calculated for each core interval and the maximum readings have been recorded. All data have been grouped according to defined lithological groups.

Results and Discussion

The results for calculated RHP are summarized in table 1.

Table 1: Mean and maximum RHP of analyses core intervals.

Rock Type	Lithology	Range for average RHP		Range for maximum RHP		N
		$\mu\text{W}/\text{m}^3$	$\mu\text{W}/\text{m}^3$	$\mu\text{W}/\text{m}^3$	$\mu\text{W}/\text{m}^3$	
Metamorphite	Gneiss	0.52	2.84	0.79	7.65	556
Metamorphite	Schist-phyllite	0.49	2.82	0.68	4.43	197
Metamorphite	Quartzite	1.01	1.99	1.35	3.57	28
Magmatite	Granite	0.72	2.22	1.00	2.86	283

Metamorphic rocks show generally higher RHP values than igneous rocks. Average RHP for gneiss and schists are quite comparable whereas maximum RHP readings in gneiss can

reach up to $7.65\mu\text{W}/\text{m}^3$ compared to $4.43\mu\text{W}/\text{m}^3$ in schists. Quartzite exhibit lower RHP readings. Radiogenic heat production in granites ranges between 0.72 to $2.22\mu\text{W}/\text{m}^3$ with maximum calculated values of $2.86\mu\text{W}/\text{m}^3$. Macroscopic observations show that high GR-readings and therefore high RHP can be attributed to concentrations of coarse mica crystals, fracture planes (illitic clay coatings) and occurrences of coarse K-feldspar crystals. Mica, especially potassium-bearing muscovite has been identified as main contributor to high GR-readings in quartzite. The core observations were also approved by mineralogical analyses obtained by XRD.

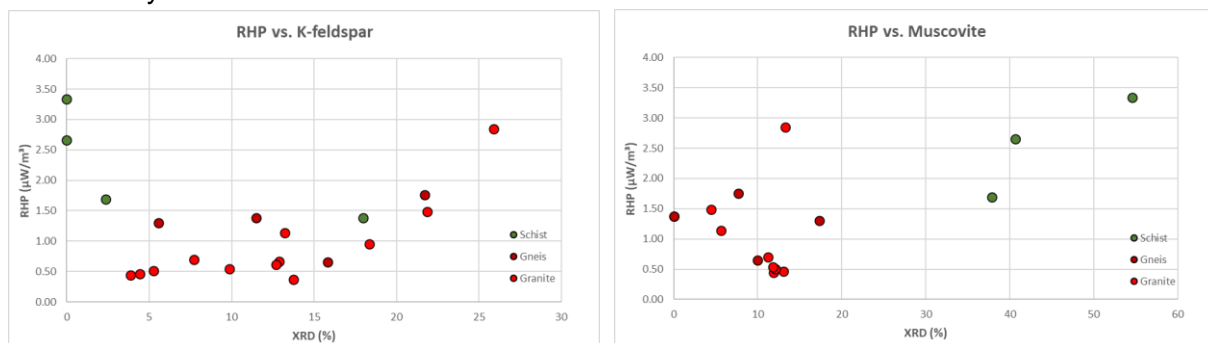


Fig. 3a, 3b: RHP v. k-feldspar and muscovite contents for schists, gneiss and granites.

K-feldspar is only of minor importance for RHP in schists whereas muscovite is interpreted to be the main reason for higher RHP. Granites show an increase of RHP for K-feldspar contents higher 15% with especially high RHP caused by a combination of K-feldspar and muscovite. RHP for gneiss seem to be also controlled by a combination of K-feldspar and muscovite. Additional geochemical work is planned to assess the importance of uranium and thorium on RHP.

The calculated values have been compared to published data for RHP for igneous and metamorphic rocks. Hasterok et al. (2017) published a global mean RHP of $3.7\mu\text{Wm}^{-3}$ for granites based on geochemical data. Scharfenberg et al. (2019) published a mean RHP for granites from the western Bohemian massif of $4.88\mu\text{Wm}^{-3}$ obtained by portable gamma-ray spectrometers. An overview of RHP for metamorphic rocks is published in Hasterok et al. (2018). The values range between ~ 0.03 to $\sim 8\mu\text{Wm}^{-3}$ for schists and ~ 0.1 to $\sim 10\mu\text{Wm}^{-3}$ for gneiss based on geochemical data. Kresl et al. (1978) calculated RHP based on drill core gamma-ray spectrums for the Bohemian Massif. They showed a general increase in heat production from $1.1\mu\text{Wm}^{-3}$ in the eastern part to $4.4\mu\text{Wm}^{-3}$ in the north-western part of the Bohemian Massif. In this study RHP for gneiss from the Bohemian Massif are generally lower than for granites. RHP for crystalline rock samples from Bohemian Massif obtained during the THERMALP project (Götzl et al., 2012) vary between 9.8 and $13.98\mu\text{Wm}^{-3}$ obtained from geochemical analyses.

The data obtained in our study is generally lower or in the lower range of published RHP values. This is most likely caused by the applied method where data acquisition is restricted to a max. 10cm diameter drill core in contrast to outcrop GR-spectrometers where a significant larger rock mass is considered. Geochemical methods deliver high quality assessments of U, Th and potassium contents thus also allowing a more detailed calculation of RHP.

Additional calibration of data obtained from drill cores with either well-log GR data from same wells or geochemical analyses will be required to use absolute RHP values obtained from drill core spectral core gamma logging. However, the method already allows a fast first assessment of potential high-heat-producing rock intervals in the subsurface.

Conclusions

- ➔ Drill core gamma-ray logging has been used to calculate radiogenic heat production (RHP) for crystalline basement intervals of the Bohemian Massif, Austria following the

formula published by Bücken & Rybach (1996).

- Mean RHP ranges between 0.72 and 2.22 μWm^{-3} for granites, 0.52 to 2.84 μWm^{-3} for gneiss and 0.49 to 2.82 μWm^{-3} for schists.
- Higher RHP correlates with potassium-bearing minerals like K-feldspar and muscovite in the analysed lithologies.
- The mean values for RHP in this study are in the lower range when compared to published RHP for similar lithologies which is interpreted as an effect of the method used.
- Additional calibration is needed for using absolute RHP values obtained by spectral core gamma logging.
- The method can be used to for a fast assessment of potential high heat producing lithologies and to identify RHP trends.

References

Beardmore, G. R. & Cull, J. P. 2001. *Crustal Heat Flow. A Guide to Measurement and Modelling*. 324 pp. Cambridge, New York, Melbourne.

Bücken, C. & Rybach, L. 1996. A simple method to determine heat production from gamma logs. *Marine and Petroleum Geology*, 13(4), 373-5.

Clauser, C. 2011. Radiogenic heat production of rocks. In Gupta, H. (ed.) *Encyclopedia of Solid Earth Geophysics*, 2nd ed., Springer, Dordrecht.

Hasterok, D. & Webb, J. 2017. On the radiogenic heat production of igneous rocks. *Geoscience Frontiers* 8, 919-940.

Hasterok, D, Gard, M. & Webb, J. 2018. On the radiogenic heat production of metamorphic, igneous and sedimentary rocks. *Geoscience Frontiers* 9, 1777-1794.

Huston, D. L. (ed). 2010. *An Assessment of the Uranium and Geothermal Potential of North Queensland*. *Geoscience Australia. Record 2010/14*, pp 1–108.

Krešl, M., Vaňková V. & Janáčková A. 1978. Radioactivity and heat production data from several boreholes in the Bohemian Massif. *Stud Geophys Geod* 22, 165–176.

Sanjurjo-Sánchez, J., Barrientos Rodríguez, V.; Arce Chamorro, C., Alves, C. 2022. Estimating the Radioactive Heat Production of a Granitic Rock in the University of A Coruña (Galicia, Northwest Spain) by Gamma-ray Spectrometry. *Applies Sciences* 12, 11965. <https://doi.org/10.3390/app122311965>

Scharfenberg, L., Regelous, A., Wall, H. D. 2019. Radiogenic heat production of Variscan granites from the western Bohemian Massif, Germany. *Journal of Geosciences*, 64, 251-269.

CO₂ Storage Potential in Austria and its Competitive Subsurface Usage

J. Kulich, H. Ott

Montanuniversität Leoben, Chair of Reservoir Engineering, Geoenergy, Leoben, Austria

Austria is committed to becoming climate net-neutral by 2040, no later than 2050. Reducing the countries hard-to-abate CO₂ emissions will require the substantial application of CCUS to reach this challenging goal. Due to legal regulation and missing public acceptance across Europe, storage sites for CCUS hubs are typically being developed offshore. This is especially challenging for inland countries like Austria where domestic storage is currently not developed and export of CO₂ can only take off once transport infrastructure is completed. Storage of pure hydrogen in porous media is an emerging technology that is hoped to be used for balancing fluctuations in renewable energy and decarbonizing heavy industry. At the same time geothermal energy production is seen as a key technology in providing green base-load energy for decarbonization of the heating sector in cities with district heating networks. We screen hydrocarbon fields and saline aquifers for CCS applicability as well as storage capacity while considering the industry demand for CCS in Austria. We will present our methodology of capacity evaluation which results in an estimated effective capacity of more than 250 Mt CO₂ in depleted hydrocarbon fields while the six biggest fields make up for 155 Mt. Furthermore, we discuss specific challenges for promising storage sites. Storage in saline aquifers is more difficult to assess as those structures were not in the interest of the oil and gas industry in the past. We look at competitive usage of the subsurface in Austria which indicates that CCS in depleted gas fields is more likely in competition with subsurface hydrogen storage, while geothermal energy extraction might be feasible in the same formations as CO₂ storage, but not necessary within the same structural setting. Additionally, utilizing CO₂ as the subsurface energy extraction working fluid in future geothermal projects, called CO₂-Plume Geothermal (CPG) can lead to synergy for geothermal energy production and CCS as well as hopefully increased public acceptance of the latter one. We believe that in the future, while all three technologies can significantly contribute to energy transition as well as the countries climate goals, CCS should not be neglected as only development of domestic CO₂ storage can bridge crucial time periods for hard-to-abate emitters.

Bildungs- und Zerfallsbedingungen von Gashydraten bei CO₂-Injektionen in ausgeförderten Erdgaslagerstätten

A. Tamáskovics, N.-A. Kummer, M. Amro, H. Alkan

TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau

Die Injektion und anschließende dauerhafte Speicherung von CO₂ in salinen Aquiferen, Salzkavernen und erschöpften Erdgaslagerstätten gilt als eine der Schlüsseltechnologien zur Verringerung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre. Die ersten beiden Speicheroptionen sind sehr verbreitet und es gibt Erfahrungen auf diesem Gebiet. Dies gilt nicht bei erschöpften Erdgaslagerstätten, bei denen der Lagerstättendruck während der Förderung auf einen sehr niedrigen Druck (z.B. 10 % des initialen Drucks) fällt. Das EU Projekt RETURN befasst sich als internationales Forschungsprojekt mit 18 Partnern mit dieser Fragestellung. Es wurde 2022 begonnen und ist mit 7,41 Mio. Euro zu 60 % von der ACT3 (Acceleration CCS Technologies) und zu 40 % von den Industriepartnern finanziert [Blair 2022].

Die erschöpften Erdgaslagerstätten bieten wichtige Vorteile, wie ein großes Fassungsvermögen aufgrund des geringen Porendrucks. Außerdem ist der Untergrund gut bekannt, da Bohrlochdaten und Modellierungen der Lagerstätte, usw. bereits vorliegen, so dass das Verhalten der Lagerstätte relativ vorhersehbar ist. Des Weiteren ist die Infrastruktur (teilweise) vorhanden. Für das Projekt RETURN stehen zahlreiche erschöpfte Kohlenwasserstofflagerstätten in der Nordsee im Fokus.

Auf der anderen Seite gilt es, bestimmte Herausforderungen zu meistern.

Eine dieser Herausforderungen des technischen Injektionsprozesses von Hochdruck- und kaltem CO₂ in eine Niederdrucklagerstätte führt zu starker Abkühlung aufgrund des potentiellen Joule-Thomson-Effekts und möglicher Gashydratbildung und Verstopfung der Fließwege mit Gashydrat im bohrlochnahen Bereich, was Injektivitätsprobleme auslösen kann [Tamaskovics 2023].

Natürliche Gashydrate sind seit der Entdeckung durch Sir Humphrey Davy 1810 bekannt. Sie sind nicht stöchiometrische feste Einschlussverbindungen aus Wasser und Gastmolekülen, die in etwa die Dichte von Eis besitzen [Udachin 2001]. Es sind 3 Kristallisationsformen (sl, slI und sH) bekannt, von denen CO₂-Gashydrat und Methan-Gashydrat in der Struktur sl kristallisieren. Die Kristallisationsform und die Stöchiometrie eines gesättigten Gashydrates ist dabei abhängig von der Gastmolekülgröße und der Gasmischung [Egenolf-Jonkmanns 2015].

Gashydrate sind weit über den Globus verbreitet. Sie treten vorrangig in den Schelfgebieten der Meere und im Permafrostboden auf [Bollmann 2010]. Am häufigsten ist Methan in den natürlich vorkommenden Gashydraten gebunden. Aber auch höhere Kohlenwasserstoffe und Erdgasbegleitgase sind enthalten.

Wie bereits erwähnt, bildet auch CO₂ Gashydrat. Dieses ist thermodynamisch stabiler als Methanhydrat [Sloan 1990]. Zudem lässt sich CO₂ leicht verflüssigen, da der kritische Punkt bei T = 31,0 °C und p = 73,8 bar liegt. Eine weitere Besonderheit von CO₂ ist, dass es einen starken Joule-Thomson-Effekt aufweist und sehr gut in Wasser löslich ist [Holleman 2007].

Zur Untersuchung von CO₂-Gashydrat unter lagerstättenähnlichen Bedingungen wurde an der TU Bergakademie Freiberg ein Gashydrat-Versuchsaufbau errichtet. Dieser besteht aus einer

durch einen externen Thermostaten kühlbaren Titanzelle mit 200 ml Innenvolumen und zwei Stopfen mit Sichtfenstern, die bis 100 bar druckstabil sind. Die Zelle ist durch eine Kippvorrichtung schwenkbar, wodurch eine Durchmischung der eingefüllten Fluide erreicht wird. Druck und Temperatur im Innenraum werden gemessen. Es gibt zwei Zuleitungen für die Evakuierung, Befüllung und Druckaufgabe bzw. den Druckablass.

Für das Projekt RETURN sollen die Gashydratbildungs- (p_f , T_f) und die Zerfallsbedingungen (p_{eq} , T_{eq}) untersucht werden, wobei die Gastmolekülphase im Überschuss vorhanden ist. Der Temperaturbereich liegt zwischen Raumtemperatur und dem berechneten Gefrierpunkt [Schwister 2010] der wässrigen Phase. Es wurden Drücke von ca. 30 bar bis ca. 80 bar eingestellt.

Neben den Versuchen mit CO_2 und Wasser wurde außerdem der Einfluss der Hauptkomponente von Gasspeichern, CH_4 , ebenso wie künstliches Lagerstättenwasser untersucht. Salze wirken als thermodynamische Inhibitoren und verschieben die Gleichgewichtslinie eines Gashydrates zu niedrigeren Temperaturen (oder höheren Drücken) hin. Auch N_2 und O_2 wurden in geringen Mengen dem CO_2 zugesetzt, da diese Gase Begleitgase aus der CO_2 -Sequestration sein können [Franken 2023].

Nachdem die wässrige und die Gastmolekülphase in die Zelle eingebracht sind, wird die Zelle mit 0,45 K/min abgekühlt. Dabei gelangen die p-T-Bedingungen in die Gashydratstabilitätszone (GHSZ). Die Temperatur wird soweit abgesenkt bis sie etwa 1 K über dem Gefrierpunkt der wässrigen Phase liegt. Dann wird sie für 2 h gehalten. Bei Erreichen der Haltetemperatur sind oftmals bereits Gashydrate gebildet (p_f , T_f), die sich in der Halteperiode mit Gas anreichern. Danach wird mit 0,1 K/min geheizt, wobei sich die Gashydrate wieder auflösen (p_{eq} , T_{eq}). Der Versuch wird bei p,T-Bedingungen außerhalb der GHSZ beendet.

Zu beobachten ist das Auftreten eines metastabilen Bereiches, in dem die Gashydrate thermodynamisch bereits stabil sind und sich bilden müssten, aber im Experiment noch keine Bildung beobachtet werden kann. Aufgrund der komplexen Gashydratbildungsmechanismen, die in der Literatur zu finden sind [Egenolf-Jonkmanns 2015, Schicks 2021], ergibt sich für die Praxis eine mögliche Unterkühlung von mehreren Kelvin in die GHSZ hinein. Die durchgeführten Versuche zeigen, dass die mögliche Unterkühlung bis zur Gashydratbildung insbesondere aus einer flüssigen CO_2 -Phase betragsmäßig höher zu sein scheint, als aus einer gasförmigen CO_2 -Phase. Die ermittelten Gleichgewichtswerte der gebildeten Gashydrate stehen dagegen in guter Übereinstimmung mit den nach Sloan berechneten Werten.

Wird das CO_2 mit den genannten Begleitgasen (ca. 10 mol%) gemischt, kann es sich bei 80 bar nicht mehr verflüssigen. Es existiert dann nur eine Mischgasphase und die wässrige Phase. Stickstoff und Sauerstoff bilden bei den untersuchten p,T-Bedingungen keine Gashydrate. Da die Gleichgewichtswerte für diese Versuche sehr nahe an den für CO_2 -Gashydrat gemessenen Werten liegen, wird vermutet, dass nur reines CO_2 -Gashydrat gebildet wurde. Auch bei der Beimengung von Methan wurde keine signifikante Veränderung der Stabilitätsbedingungen festgestellt [Tamaskovics 2023].

Allerdings konnte ermittelt werden, dass die Salzkonzentration der Sole einen stärkeren Einfluss auf die Gashydratstabilität hat als die Gasphasenzusammensetzung.

Insbesondere das Phasenverhalten von CO_2 unter Injektionsbedingungen und der Einfluss der Sole unterschiedlicher Konzentrationen führen zu interessanten Versuchsergebnissen, die zur Abschätzung der metastabilen Zone von CO_2 -Gashydraten beitragen und helfen, Blockierungseffekten vorzubeugen und einen sicheren Einspeisungsprozess zu ermöglichen.

Referenzen

- M. Blair: RETURN - Reusing depleted oil and gas fields for CO₂ sequestration, D6.2 Kick-off Newsletter, 2022.
- Tamaskovics, A., Kummer, N.-A., Amro, M., Alkan, H.: Experimental investigation on the stability of gas hydrates under near-wellbore conditions during CO₂ injection for geologic carbon storage. *Gas Science and Engineering* 118 (205101), 2023.
- Udachin, K. A.; Ratcliffe, C. I.; Ripmeester, J. A.: Structure, composition, and thermal expansion of CO₂ hydrate from single crystal X-ray diffraction measurements. *Journal of Physical Chemistry B* 105 (19), 2001, S. 4200–04.
- Egenolf-Jonkmanns, B.: *Untersuchung von Additiven zur CO₂-Hydratbildung*, Ruhr-Universität Bochum, Dissertation, 2015.
- Bollann M. et al.: *Mit den Meeren leben - World Ocean Review*, Maribus gGmbH Hamburg, 2010.
- E. D. SLOAN, Jr.: *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. New York : Marcel Dekker, 1990. – ISBN 0–8247–8296–8.
- Hollemann, A. F., Wiberg, N.: *Lehrbuch der anorganischen Chemie*. 102. Aufl. Berlin : Walter de Gruyter, 2007. – ISBN 978–3–11-017770-1.
- Schwister, K. (Hrsg.): *Taschenbuch der Chemie*. 4. Aufl. Leipzig : Carl Hanser, 2010. S. 180. – ISBN 978–3–446-42211-7.
- Franken, A.-K.: *Theoretischer Beitrag zur Gashydrat-Forschung bei der Umwandlung von ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten in CO₂-Speicher*, TU Bergakademie Freiberg, Masterarbeit, 2023.
- Schicks, J. M.: *Gashydrate – Eine Einführung in Grundlagenforschung und Anwendung, Bildung und Wachstum von Gashydraten - Labor versus Natur*. Berlin : Springer, 2021. – ISBN 978-3-662-62778-5 (eBook).

Scaling of Viscous-Unstable CO₂-Brine Displacement

H. Ott¹, O. Amrollahinasab¹, S. Berg²

¹Montanuniversität Leoben, Department Geonergy, Leoben, Austria, ²Shell Global Solutions International B.V., Amsterdam, The Netherlands

Operational safety and long-term secure CO₂ storage requires proper characterization of the storage site and a careful engineering of the operation. While many aspects, such as the various trapping mechanisms, have already been researched in great detail, comparably little attention has been given to unstable displacement in the subsurface, which could have a significant impact on CO₂ plume migration. Since CO₂ has a significantly lower viscosity than the displaced brine, viscous instability becomes an obvious aspect of the process. Viscous fingering is a hydrodynamic instability that can occur when a more mobile fluid phase displaces a less mobile one, causing it to propagate much farther than predicted with volumetric injection.

There are two key questions: (a) is the displacement stable or unstable, and (b) if the displacement is unstable, i.e., subject to viscous fingering, what is the relevant fingering wavelength λ ? The magnitude of λ relative to the length scales of geologic structures can be important. Unstable displacements can amplify the effect of geological heterogeneities and gravity, which can lead to uncontrolled migration of the CO₂ plume, increasing the risk of leakage.

To assess the potential impact of viscous fingers on CO₂ sequestration, it is difficult to understand which of the different formulations of the problem are applicable. In the presented study, we perform numerical simulations on the Darcy scale to evaluate the relevant CO₂ finger wavelength. Our simulations indicate that the wavelength of the fingers scales linearly with the interfacial tension and permeability, which is consistent with the long-wavelength instability studied by linear stability analysis [2], which is rarely used due to its impractical formulation; under CCS-relevant conditions, we predict finger wavelengths of tens to hundreds of meters [3, 4], rather than the centimeter scale or less predicted by the more commonly applied short-wavelength solution [1]. The findings may have implications for the implementation of CCS projects at the field scale where numerical modeling is used as a primary tool for design and uncertainty assessment. Long-wavelength instability combined with gravity may provide an explanation for the discrepancy between plume migration modeling predictions and actual field-scale observations, such as alignment with the top seal structures. The consistency with capillary-controlled migration modeling, even at tens of meters, is in line with laboratory-scale CCS experiments where the heterogeneity scale was smaller than the finger wavelength, emphasizing the importance of the finger wavelength. Explicitly capturing the effects of viscous instability requires a grid resolution finer than the finger wavelength. The quantitative estimate provided in this work can serve as a practical starting point.

References:

- [1] Saffmann, P. G., Taylor, G., (1958), The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid., Proc. R. Soc. Lond. A, 312–329, B56
- [2] Yortsos, Y., Hickernell, F., (1989), Linear stability of immiscible displacement in porous media. , SIAM Journal on Applied Mathematics, 730–748., 49
- [3] Berg, S., Ott, H., (2012), Stability of CO₂-Brine Immiscible Displacement. , International Journal of Greenhouse Gas Control, 188–203, 11
- [4] Amrollahinasab, O., Ott, H., Berg, S., (2024), The Wavelength of Viscous-Unstable Displacement in CO₂ Sequestration, Submitted

How proper CO₂ Compressor Selection can Improve the Economics on CCUS

P. Adam, L. Biyikli

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen, Germany

CCUS is a critical technology for decarbonization. Many projects are in the early days of development and efforts are increasing rapidly as companies work out their business cases supporting investment decisions.

Compression typically represents a large component of CCUS system ownership cost and has a significant impact on a project's underlying economics. This presentation will provide an overview of various compression technologies for CCUS applications (e.g., post-combustion capture, blue hydrogen production, direct air capture (DAC), CO₂ transportation via pipeline, underground injection/storage, etc). It will discuss the importance compressor selection has on overall system efficiency, as well as CAPEX and OPEX.

Siemens Energy has built and executed multiple CO₂ compression units based on integrally geared, single-shaft, and reciprocating compressor technology. Generally speaking, integrally geared compressors offer the highest efficiency, but are limited in discharge pressure. Reciprocating compressors, on the other hand, can be applied for systems with low flows and very high discharge pressures; however, they are typically associated with increased maintenance. Single-shaft turbocompressors offer higher discharge pressures than integrally geared machines, but lower than reciprocating compressors. One particular advantage they possess is a smaller footprint. The presentation will provide an overview of each compression technology, with the aim to help operators make more informed decisions on equipment selection by outlining the benefits and trade-offs that each technology provides under various operating conditions. The presentation will also explore methods for driving down the energy demand and thus costs of the capture system itself. The provision of low-pressure steam accounts for a large portion of capture system energy consumption. Siemens Energy recently developed a novel CO₂ compression heat recovery concept, where significant amounts of this low-pressure steam can be provided from the waste heat that is produced by the CO₂ compressor downstream of the capture system. For a typical amine-based capture system, 60-80% of the required steam and heat energy can be provided, while only requiring between 1/4 to 1/6 of that heat as additional mechanical power for the compressor at comparable CAPEX and footprint. Initial calculations for amine-based systems show that the specific energy demand per ton of CO₂ captured by utilizing the waste heat from compression could be reduced by up to 1.3 GJ/t. This concept can also help to improve the economics of Direct Air Capture, where the energy demand is significant (5-10 GJ/t).

Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn, Demonstration of a Hydrogen Storage Solution

S. Boor, M. Strzeja, J. Kepplinger, N. Weber

¹Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany; ²DEEP.KBB GmbH, Hanover, Germany

Abstract

In Uniper's Hydrogen Pilot Cavern (HPC) project, the construction, operation and further use of hydrogen are to be investigated in a holistic approach in order to be able to transfer the findings to large-scale cavern storage facilities and develop a storage solution for green hydrogen. This paper describes the material investigations, procedures and project steps that have already been performed in the hydrogen pilot project at Uniper's cavern site in Krummhörn.

In order to investigate and develop this new storage technology Uniper Energy Storage GmbH (Uniper) aims to construct and operate a 100% hydrogen storage facility under realistic conditions. For this purpose, Uniper is using their salt cavern storage facility in Krummhörn in northern Germany where a test cavern with a geometric volume of about 3,000 m³ (about 106,000 ft³) will be constructed by leaching an existing well.

Before starting the construction of the pilot cavern, the existing well installation components were investigated in various laboratory tests to determine their general suitability for hydrogen storage operation. Further milestones and phases of subsurface construction are the nitrogen/hydrogen tightness test, solution mining of the pilot cavern, installation of the subsurface completion equipment and the initial H₂ filling. Subsequently, an approx. two years long test phase will be performed to investigate major aspects of typical H₂ storage operations. The concept for the implementation of the subsurface scope was developed together with DEEP.KBB GmbH (DEEP.KBB). Please insert your abstract here. It should be typed in Arial 11 pt with single spacing like it is used in this template.

Introduction

For a decarbonized energy system, renewable hydrogen is seen as a viable alternative to fossil energy. However, the fluctuating nature of renewables makes it difficult to replace fossil fuels. In order to develop a hydrogen industry in Germany and to make the renewal energy sources flexibly available, it is essential to develop a solution for storing hydrogen in large quantities. An efficient solution is the physical storage of hydrogen in salt caverns, which have already proven their worth during decades of natural gas storage. Salt is known to be ductile, impermeable, and inert to natural gas. Hence, existing natural gas storage caverns could be converted into hydrogen storage caverns and/or additional salt caverns can be built.

Uniper has been operating large-scale storage facilities for the safe storage of natural gas for decades and has the experience and know-how to advance in the development of hydrogen storage caverns. The Hydrogen Pilot Cavern (HPC) Krummhörn project aims to test the construction and operation of a 100% hydrogen facility under real conditions. For this purpose, Uniper's salt cavern storage facility in Krummhörn in northern Germany is used, which has not been in commercial operations since 2017.

Here Uniper constructs a new salt cavern with a geometric volume of about 3.000 m³ (about 106,000 ft³) based on the existing salt well Krummhörn K6.

Figure 1 depicts the overview of the technical phases for the subsurface works:

- Hydrogen Integrity Proof of Secondary Barrier (check of the status of the borehole)
- Construction of the pilot cavern by means of solution mining
- Installation of the subsurface completion equipment
- Hydrogen first fill

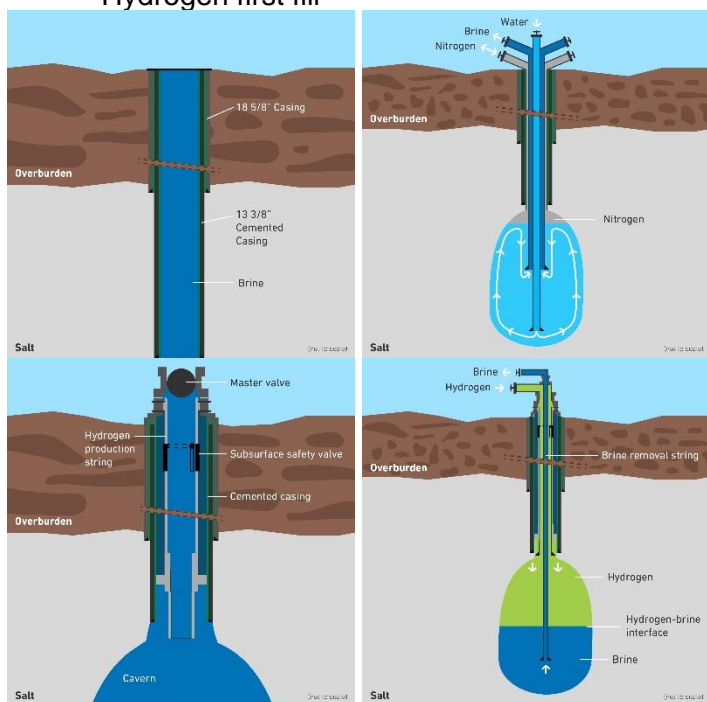


Figure 1: Technical phases for the subsurface works building the hydrogen pilot cavern

Once the hydrogen first fill has been completed, Uniper is planning a 1-2 year lasting test operation in which various hydrogen storage cycles will be realized.

Within these test operation phases, the main subsurface components and relevant materials (steel, elastomers, cement) will be investigated for hydrogen suitability. The application of typical E&P services, surveys and tightness tests shall be tested at a hydrogen cavern.

Moreover, the temperature and pressure behavior during hydrogen storage operations shall be recorded and evaluated in order to verify/calibrate the available operating simulation software.

When the hydrogen is supplied to customers or fed into the transmission network, relatively high requirements apply to the purity of the hydrogen. Hence during the test operation, the hydrogen quality will be monitored and analyzed and purification/treatment processes will be investigated to fit future demand.

Since the entire process chain is intended to be investigated in real operation, also a hydrogen test facility will be built on the site of the former Krummhörn natural gas storage facility. The aim is to learn the handling of hydrogen, to research the operational and safety-related differences compared to natural gas and to gain insights for the development of a large-scale commercial hydrogen storage facility.

Another important aspect is the associated permitting process for a hydrogen storage facility. The individual procedures are to be understood, practiced and optimized during the course of the pilot project.

As one of the flagship projects, Lower Saxony’s Ministry for the Environment, Energy and Climate Protection is funding the project as a pilot and demonstration project for the hydrogen economy (within the framework of the Hydrogen Guideline).

The experience gained within the pilot project at Krummhörn will form the basis for Uniper's future larger-scale projects and represent the foundation for the construction of further, then commercial, hydrogen caverns at other locations.

Hydrogen Integrity Proof of Secondary Barrier

Before start of the operational phases of the project, such as solution mining of the pilot cavern and installation of the subsurface completion for hydrogen storage operation, the hydrogen suitability of the later secondary barrier (see Figure 2) was investigated.

The cased well geometry was investigated by caliber logs and an USIT log was run to examine the steel and cement qualities and the steel/cement-bond. These investigations have revealed that the cased well was in good condition.

Main components of this secondary barrier is represented by the 13 3/8" casing which has been cemented into the salt rock at the time of the drilling. Furthermore, the installed bottom flange represents the original wellhead component in place.

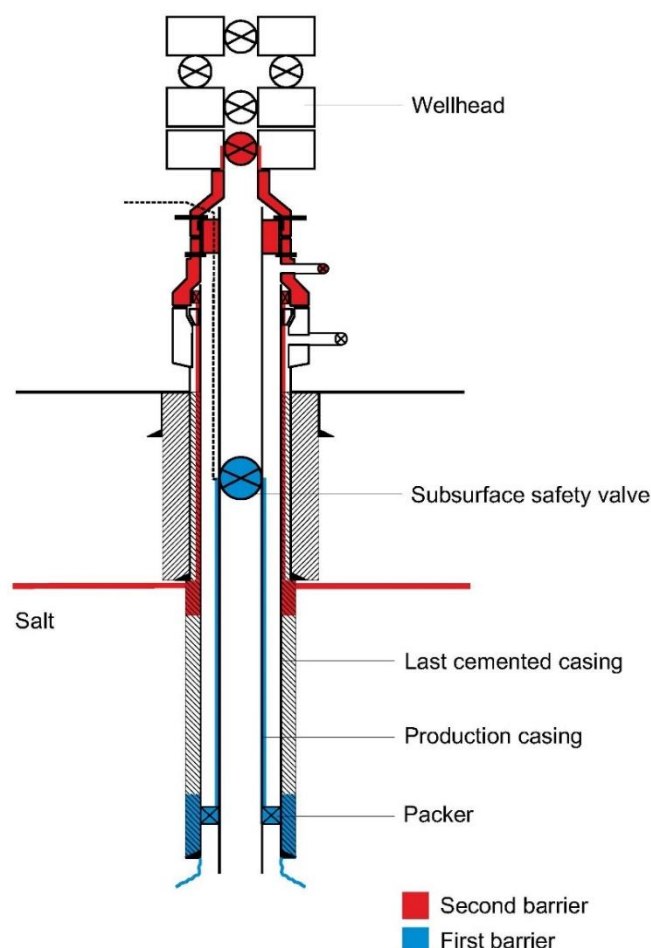


Figure 2: Well barrier scheme of a natural gas storage cavern

Bottom Flange

After inspecting and evaluating the existing wellhead components for H2 suitability, it was decided to replace the existing bottom flange with a new one. This will be executed during the later completion workover and hence will be part of the new hydrogen cavern completion.

Cementation

After drilling the Krummhörn K6 well, the last cemented casing was installed in 1994 and cemented with a Class C cement. In order to investigate the cement for hydrogen compatibility, the documentation of the drilling phase was analysed in a first step. The cement composition and installation procedure were discussed with Halliburton, who were responsible for the cementing service at the time.

To evaluate the hydrogen suitability of the cement, an expert team was set up consisting of experts from the cement manufacturer Dyckerhoff and DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Since there are no adequate standards for assessing the H₂ suitability of deep drilling cement yet, an investigation procedure was prepared and submitted to the independent certifying body DNV for approval. During the investigation phase, all relevant activities were witnessed and documented by the DNV.

Initially, four test specimens of Class C cement with NaCl as an additive and saturated NaCl solution as mixing water were produced according to the original cement recipe from Dyckerhoff considering the relevant API specifications. After a waiting period of 28 days for the cement to harden, the cement samples were placed in saturated brine from Krummhörn (see Figure 3, left).



Figure 3: left: cement sample placed in brine from Krummhörn, right: microscopic image of the cement core's boundary area

After determining the gas permeability with nitrogen, six smaller cylindrical test specimens were produced and stored at a pressure of >150 barg (2,175 psi) and a temperature of 70°C (158°F) - corresponding to the cavern conditions - in pressure vessels under a water-saturated 100% hydrogen atmosphere. The cores were placed in individual, open-topped glasses partly filled with original brine from the cavern. Further, additional brine was also added inside the pressure vessels.

It was decided to remove the cores from the pressure vessel again after twelve months and to analyze them. In order to obtain earlier indicative results for the project, each time two of the stored cores were removed after 3, 6 and 12 months. The subsequent characterization of the test specimens was carried out on the basis of the following investigations:

- Permeation measurements
- Light microscopic examinations
- X-ray diffraction examinations (XRD)
- Energy-dispersive X-ray spectroscopy (EDX)

Based on the test results (e.g. Figure 3, right), it can be concluded that the cement is resistant to hydrogen.

In a joint review, the procedures were finally evaluated and considered adequate.

Furthermore, the implementation of further in-situ investigations during the test phase of hydrogen storage operation at the demonstration cavern was discussed in order to achieve additional findings.

Cemented Casing

In investigations related to the installed tubulars, the 13 3/8" last cemented casing was examined as a further component of the secondary barrier. This is a casing comprised of an API 5CT N80Q Material (13.06mm (0.51") wall thickness). As no parts of the installed casing could be removed from the existing borehole, Vallourec (casing supplier at that time) provided a representative steel, with a material composition based on the existing material certificates. The comparability, with regard to the assessment of hydrogen suitability, was also confirmed by the material specialists and experts from DNV.

The material tests were carried out by Element Materials Technology, Breda (The Netherlands). For the assessment of hydrogen suitability bolt-load CT (BCT) tests were performed on material at ambient temperature and gaseous H₂ environment at maximum storage operating pressure (270 barg, 3,916 psi). The test was performed to evaluate the Threshold Stress Intensity Factor "K_{IH}" for H₂ environment assisted cracking of the material against requirements of ASME B 31.12 Section PL-3.7.1. The BCT samples (see Figure 4, left) were prepared and tested generally in accordance with ASTM E1681 and ASME BPVC Sec VIII: Division 3: Article KD-10. The detailed test procedure was provided in a pre-agreed project specific procedure.

A minimum applied stress intensity factor (KIAPP) for hydrogen assisted cracking as specified by ASME B 31.12 amounts to 110 MPa m(0.5) (8.81 ksi ft(0.5)) In this context a calibration test was performed initially to demonstrate the suitability/capacity of the specimens to withstand such load.

In advance of the tests the specimens were pre-treated to initiate and grow a fatigue pre-crack. For the test, the specimens were transferred into a pressure vessel and charged with certified grade 6.0 hydrogen gas to the intended test pressure of 270 barg (3,916 psi). The specimens were kept in the pressure vessel for a minimum of 1,000 hours.

The Threshold Stress Intensity Factor "K_{IH}" for H₂ environment-assisted cracking was estimated based on the guidelines of ASME B 31.12 and ASME BPV.VIII.3 and is equal to 50% of the applied stress intensity (KIAPP) on the specimen with no evidence of hydrogen-assisted crack extension on its fracture faces. The values resulted in a theoretical applied K (K_{app}) of 115.4 MPa m(0.5) and a K_{IH} value of 57.7 MPa m(0.5) .

The fracture faces of the tested specimens were examined using SEM (Scanning Electron Microscopy), see Figure 4 (right). No evidence of subcritical crack extension > 0.25mm (0.01") (were observed on the fracture faces.

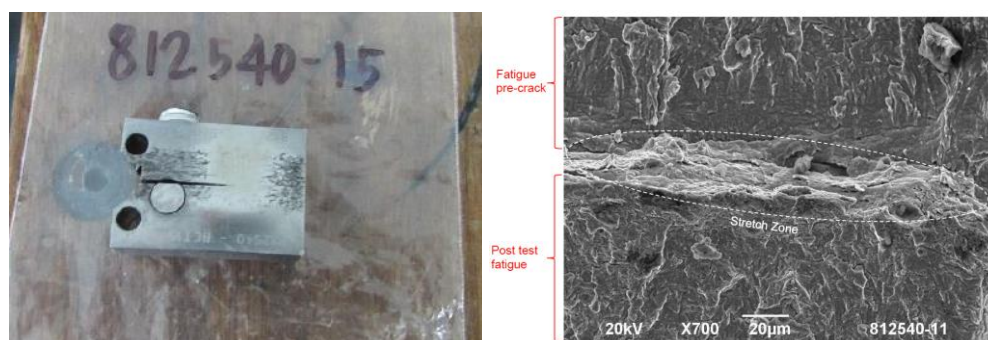


Figure 4: left: Image of specimen with residual scales and curvature on OD side, right: examination of the fracture faces of tested specimen using SEM

In summary, the results of the performed investigations showed a sufficient resistance of the casing material being applied in a 100% hydrogen environment at maximum storage operating pressure.

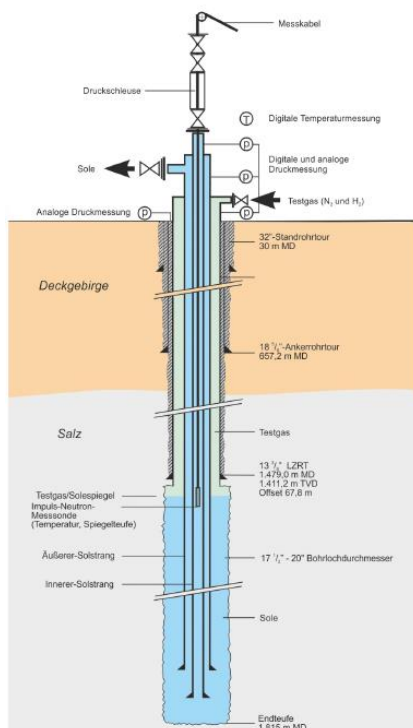
Two Stage Mechanical Integrity Test

By the measures and laboratory tests described in the above chapters the general hydrogen suitability of the single components of the secondary barrier could be confirmed. As ultimate investigation of the installed equipment a Mechanical Integrity Test (MIT) was performed. This tightness test was divided into two stages.

For the solution mining of the pilot cavern, the blanket medium nitrogen was applied leading to the regulatory requirement (BVOT – “Bergverordnung über Tiefbohrungen”) to run a tightness test with the test medium nitrogen in the first stage. The minimum test pressure was determined by the maximum blanket pressure during the leaching operations in consideration of the maximum accessible cavern pressure.

In the second stage the test was repeated with the test medium hydrogen to confirm the integrity of the secondary barrier against the later storage medium. The MIT in second stage was performed in the same way as in the first stage. As there are not yet any valid standards for carrying out an integrity test for hydrogen, the procedures and the test criterion were agreed with the certifying body DNV, who also witnessed the test performance and approved the final test results.

During the test, the whole 13 3/8” casing and the 13 3/8” casing shoe (transition casing / cement / salt) were tested regarding their integrity. The test-setup (see Figure 5, left) consisted of the components test wellhead, 4 1/2” test tubing (VA Superior) and the HP lubricator. In advance to the test, the hydrogen readiness of all components was confirmed (e.g. test wellhead, see Figure 5, right).



Zertifikat
über die Materialeignungsprüfung
für Wasserstoffanwendungen

Hartmann Valves Sol-/Test Wellhead für die Krummhörn K6

Hiermit bestätigen wir die Wasserstoffeignung für das Sol-/Test Wellhead auf der Krummhörn K6.

Kunde	Kunden Bestell-Nr.	Einsatzzeitraum	HARTMANN Auftrags-Nr.:	Unterschrift
Uniper Energy Storage GmbH	4500787398/U42/0065 vom 23.12.2022	Jan.2023 – vsl. Feb. 2024	1200870	

HARTMANN VALVES GmbH Homepage <http://www.hartmann-valve.com> e-mail: info@hartmann-valve.com 31295 Burgdorf-Ehrenhausen, Postfach 2026 31363 Burgdorf-Ehrenhausen, Busbahnhof 15 Telefon: (05085) 9881-0, Telefax: (05085) 9881-40 Seite 1 / Page 1/1

Figure 5: left: test setup, right: certificate confirming the hydrogen readiness of the Krummhörn K6 test wellhead

On the well K6, a “conventional” gas tightness test was carried out applying the in-situ balance method. Initially, the test medium was injected into the annulus cemented casing x test tubing. The gas/brine interface was set below the cemented casing shoe, followed by a stabilization phase. According to this state-of-the-art test method, the interface and well temperature are measured three times by a pulse-neutron tool in order to determine the enclosed gas mass, repeatedly. During the whole test, wellhead pressure and temperature are measured.

The resulting calculated leak rates were as follows:

Mechanical integrity test (test medium nitrogen):	-16.7 l/d (apparent inflow) (- 4.4 US.liq.gal/d)
Mechanical integrity test (test medium hydrogen):	-4.7 l/d in situ (apparent inflow) (-1.24 US.liq.gal/d)

The evaluations of both tests resulted in a minor apparent gas inflow, which was well within the test criterion. Further, the 13 3/8” x 18 5/8” annulus wellhead pressure remained at 0.0 barg (0.0 psi) during the whole testing period and no gas build-up was observed in the well cellar. As a conclusion, the well K6 was declared as “technically gas tight” for both test stages and media.

Design of Hydrogen Pilot Cavern

The hydrogen pilot cavern is constructed at the well Krummhörn K6 in order to investigate hydrogen storage operations in a real environment. Considering the various investigation aspects, it was planned to leach a cavern with a 3,000 m³ (approx. 106,000 ft³). The cavern is leached at the lower area of the well in order to allow extending it to a large-scale commercially used cavern later.

Status Quo of cavern Krummhörn K6

The Krummhörn K6 borehole was originally drilled in 1994 but was never developed into a salt cavern. In early 2023, the borehole, which had previously been inaccessible in the open hole area, was re-opened and made accessible to its original borehole depth of 1,815 m TVD (approx. 5,950 ft). In a later stage, two leaching strings were installed, and the mechanical integrity of the borehole was successfully tested using nitrogen and hydrogen as test media (see chapter 2.4).

Leaching of the test cavern commenced in early 2024 with a 4 ½" and 2 ⅞" leaching string configuration. The test cavern was developed over two months to a geometric volume of approximately 3,000 m³ (approx. 106,000 ft³) at a depth between 1,670 m and 1,700 m TVD (5,450 – 5,577 ft TVD). The cavern neck (connection between the last cemented casing shoe at 1,411 m TVD (4,629 ft) and the cavern roof) was widened during the final stage of the leaching process.

The test cavern is planned to have an elongated and cylindrical cavern shape. The final sonar survey of the cavern, which will provide final information on the size and volume of the test cavern, is planned to be carried out in April 2024 during the completion workover. The configuration of the cavern completion intended for hydrogen storage operations can be seen in Figure 6 below.

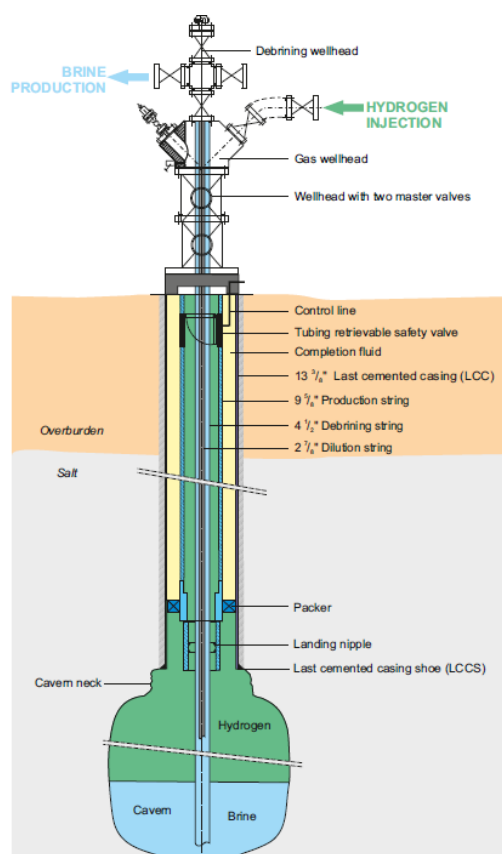


Figure 6: Configuration of the cavern completion for hydrogen storage (status: Hydrogen first fill)

The wellhead and completion equipment (packer, subsurface safety valve, casings) to be installed in the K6 borehole in April - May 2024 has been selected to be suitable for hydrogen storage operations and has been specifically designed for installation in the pilot cavern in collaboration with the relevant suppliers. Uniper, DEEP.KBB and the suppliers of these items as well as other related service providers have also identified other areas for investigations during storage operations. This setup of different investigations, wellbore applications and intended operational tests is currently developed and compiled representing a hydrogen storage test concept. It will run over a period of approximately two years, once the cavern is filled with hydrogen and put into operational mode. One of these investigations is currently being carried out with VoestAlpine, investigating the suitability of different casing grades, steels and coupling materials with regard to hydrogen storage. This contribution and collaboration is based on and supports the findings of already performed tests in Uniper's other pilot project HyStorage at the storage facilities of Bierwang (Bavaria), where hydrogen / natural gas mixtures are stored in a porous underground storage.

Once the recompletion works are finished and prior to filling the cavern, the completion equipment will be tested for integrity with hydrogen. The cavern is expected to be filled with hydrogen in the summer of 2024.

Rock-Mechanical Layout

The simulated cavern shape was applied for the rock-mechanical assessment of the cavern storage operating scenarios and limitations. The hydrogen storage operation of the cavern is limited to minimum and maximum pressure regimes related to the depth of the last cemented casing shoe. Due to its large depth, the pilot cavern in Krummhörn is characterized by relatively high permissible operating pressures and temperatures.

As a result of its leaching design, a relatively long open well section (“cavern neck”) of over 250 m (820 ft) remains between the last cemented casing shoe and the cavern roof. This is also due to the fact, that Uniper intends to enlarge the cavern in future for commercial large-scale cavern storage operation.

The rock mechanical design is provided by the Institut für Geotechnik, Hannover (IGtH). In a first step, the geometrical subsurface constellation was transferred into a finite difference model considering the mechanical characteristics of the underground (see Figure 7). Subsequently, a representative operating scenario with several storage cycles was assessed applying a coupled thermodynamic / rock-mechanical simulation considering the storage medium hydrogen.

The model considers the envelope of the cavern between 1,676.0 m (5,499 ft) and 1,699.0 m (5,574 ft) as well as the cavern neck with a length of 265 m (869 ft) between the last cemented casing shoe and the cavern roof.

From a rock-mechanical point of view, there are no changes with regard to tightness, strength or creep behavior of the rock salt, when comparing storage operations applying the two different storage media, natural gas and hydrogen.

The thermodynamic properties of hydrogen were considered accordingly in the thermodynamic calculation.

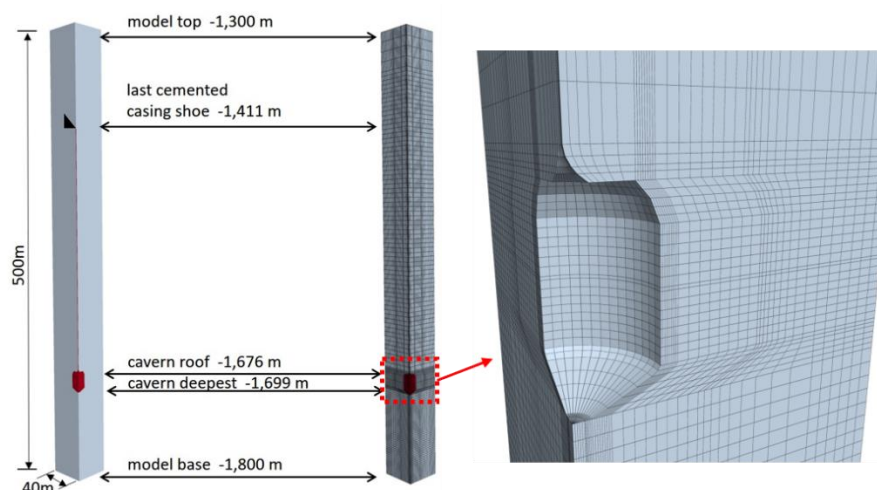


Figure 7: left: Building of the finite difference model (salt area), right: Building of the finite difference model (salt area)

Finally, the recommendations and limitations for the test operation phase were derived with regard to maximum and minimum storage pressures. In addition, certain other factors must be considered, such as the length of time the cavern can be operated at minimum pressure and the maximum daily pressure fluctuations during injection and withdrawal of hydrogen. The rock-mechanical stability shall be further observed during the hydrogen storage operations.

Investigation of Casings Regarding Hydrogen Suitability

As already addressed in the previous chapters, Uniper is investigating the influence of hydrogen on different components. One of these investigation focusses on typical subsurface completion equipment which includes also low alloyed OCTG pipes.

In continuation of DEEP.KBB's and VoestAlpine's effort regarding a comprehensive analysis of the application of a 4 ½" L80-1 pipe with VAhyper premium gas tight threads (Klarner et. Al, 2023) in hydrogen environment at in-situ condition, an additional series of tests will be

performed. The main focus can be summarized to be to extend the knowledge about the behavior of molecular gaseous hydrogen in low alloyed martensitic steel grades and the effect on the material performance.

Up to now, there have been many studies and investigations in corrosion science dedicated to the influence of hydrogen (atomistic and molecular) on steels. In the oil & gas industry primarily, Q&T (quenched & tempered) steel grades are used when the combination between high strength and corrosion resistance is needed. These grades are based on the API and NACE standards, where the last ones are mainly focusing on sour service (H₂S) and CO₂ resistance. The base for the corrosive attack of these media is that hydrogen is always dissolved as H⁺ in aqueous solutions with different concentrations depending on various parameters like e.g., the pH value or partial pressure of gas components.

Therefore, an enhanced test procedure summarizing the applied test methods and reference to the test standards has been set up (see Table 1). Additional to standard testing, as required according to the quality assurance procedures for these products, further testing with supplementary test methods have been defined already before the pipes have been produced and installed. The supplementary tests can be divided into extended testing to get a statistical basis of relevant material properties and additional testing with application-oriented test methods.

Table 1: Test procedure for comprehensive material characterization

Field of knowledge	Standard testing	Extended testing	Additional testing
Mechanical properties	Tensile testing acc. ASTM A370	Tensile testing acc. ASTM A370	
	Charpy test acc. ASTM E23 (at +20°C and -20°C)	Charpy test acc. ASTM E23 (at +20°C and -20°C)	
	Hardness test acc. ASTM E18 (4 quadrants)	Hardness test acc. ASTM E18 (4 quadrants)	
Chemical analysis	Chemical analysis acc. ASTM A415		Chemical analysis acc. ASTM A415
Structural analysis			Metallographically investigation at imagination of 100x, 200x and 500x
Structural analysis			Metallographically investigation at imagination of 100x, 200x and 500x
Corrosion resistance (Sour Service)		SSC test acc. NACE TM0177: Method A	SSC test acc. NACE TM0177: Method D
			HIC test acc. NACE TM0284
Corrosion resistance (Hydrogen resistance)			Constant Load Tests (CLT) (in aqueous NaCl solution, 15000 mg/L Chloride and hydrogen at 90% SMYS)
			H ₂ permeation tests

This series of lab tests has been conducted at test specimen that have been exhibited to hydrogen at in-situ conditions within a salt cavern well of another hydrogen pilot project (cf. Roordink, et. al, 2022) and related findings and knowledge (cf. Klarner et. al, 2023) will now be enlarged by additional tests on the existing material that has been also utilized during the first project stage at Uniper's Krummhörn HPC project.

Although still under investigation, it can be concluded from the already performed tests that - due to the absence of any negative results based on the material performance under high-pressurized hydrogen loading and on the hydrogen tightness of the pipe connection - the results are very promising for the future safe application of such underground hydrogen storage operations.

Layout of Test Operating Scenarios

Flexible and on-demand hydrogen storage operation with high injection rates and withdrawal cycles is seen as an advantage of salt caverns for their implementation in renewable energy and specifically for hydrogen storage. For this purpose, a theoretical scenario has been derived that reflects the storage requirements of the energy generation of a 150 MW wind farm, a 100 MW electrolyser (converting excess electricity into hydrogen for storage purposes) and an industrial hydrogen consumer with a stable hydrogen demand, using the K6 test cavern as an intermittent storage unit.

The following figure shows a schematic scenario for the hydrogen utilization pathway, where the hydrogen is either transported directly from the electrolyser to an industrial customer, or via a cavern storage facility that balances the variable supply and the stable offtake of hydrogen by the consumer.

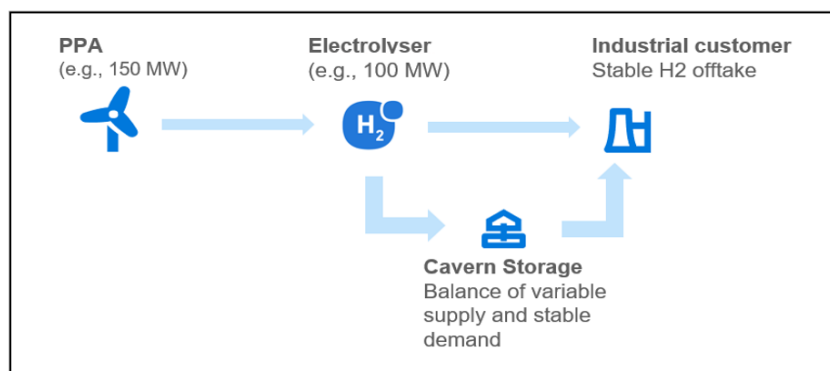


Figure 8: Schematic scenario for a theoretical use case of a hydrogen storage cavern

The wind profile data from the 150 MW wind farm was used to model the injection and production scenarios for the K6 test cavern over the 100 MW electrolyser. The pressure limits for hydrogen storage operation were taken from the rock mechanical evaluation of IGtH, and cavern data such as depth, size, volume and geological constraints were taken from the assumed cavern development at the time of the simulation. It is currently planned, that for the test phase around one third, hence approx. 1,000 m³ (35,315 ft³), of the total geometric volume of cavern K6 will be used for hydrogen storage application.

The investigated wind data profile taken as a base case scenario allows for a possible production of approx. 13.6 million Nm³ (480 MSCF) of hydrogen gas by converting wind energy via the electrolyser. Considering the thermodynamic and rock mechanical analysis of the specified K6 cavern and the operating pressure regime specified by the IGtH, it was calculated that cavern K6 can store approx. 0.18 million Nm³ (6.36 MSCF) of hydrogen, which is approximately 1 % of the overall potential hydrogen production from the wind farm. Of this amount, approx. 0.05 Mio. Nm³ (1.77 Mio. SCF) of hydrogen is required to maintain

the minimum operating pressure in the cavern (i.e. cushion hydrogen gas). The remaining 0.13 million Nm³ (4.6 Mio. SCF) of hydrogen is acting as the working gas, which can be withdrawn and injected for operational purposes between the minimum and maximum operating pressure of the cavern (60 – 259 bar, 870 – 3,760 psi).

Figure 9 shows a generic operating scenario of cavern K6 based on the hydrogen supply from the wind park via the electrolyser, consisting of a filling of hydrogen phase over 81 days to the maximum operating pressure of 259 bar (3,760 psi), followed by a hydrogen production phase over 197 days to the minimum operating pressure of 60 bar (870 psi) and a final filling of hydrogen phase over 87 days.

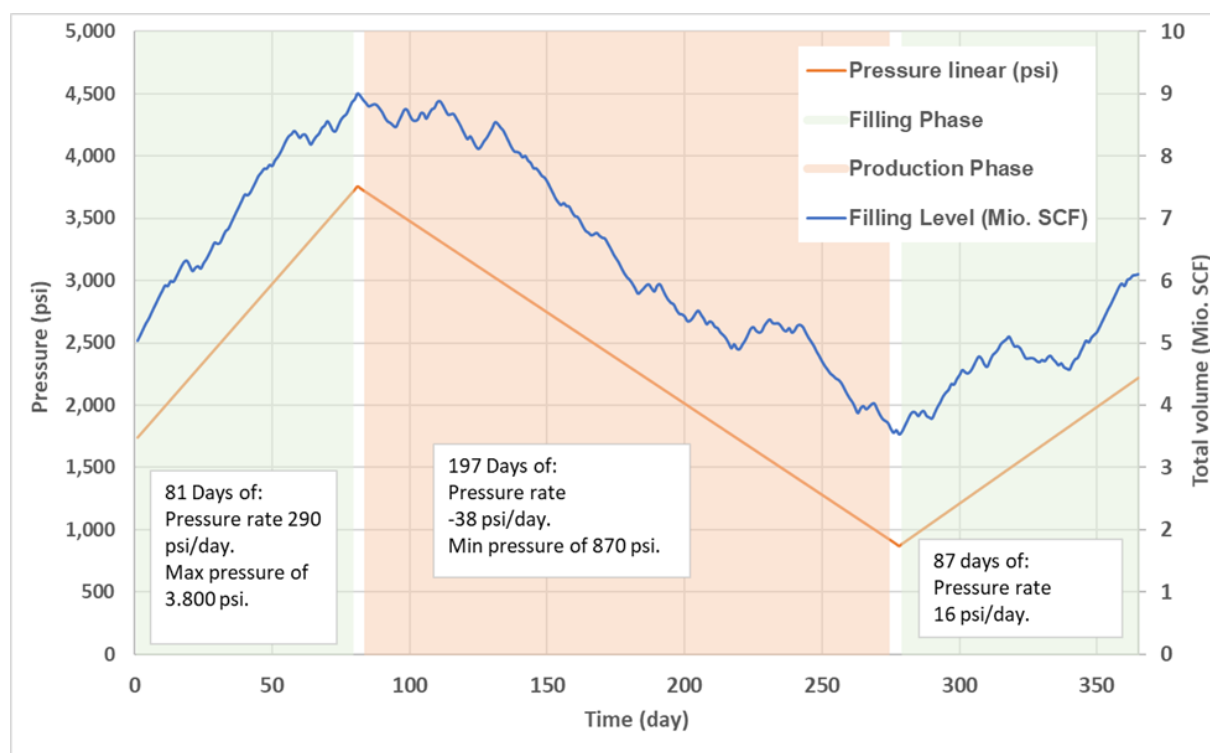


Figure 9: Generic operating scenario of the cavern K6 with a geometric storage volume of 1,000 m³ (35,315 ft³), fed with hydrogen from wind energy via an electrolyser

Based on the generic operating scenario derived from the energy supply of the wind farm, two specific operating scenarios are proposed for the intended test operation phase of cavern K6.

The first scenario is a one-year trial to check the stability of the cavern at different pressure levels with constant standstill times and pressure variations of only 10 bar/day (145 psi/day) during injection and withdrawal cycles. This scenario considers that the cavern can only be operated at minimum pressure for a maximum of two weeks.

For the first scenario, as shown in Figure 10, the following testing phases are derived:

- 124 days at maximum pressure
- 100 days at approx. 160 bar (2,321 psi) (at typical cavern operating pressure)
- 105 days at minimum pressure (with operational pressure increases every 14 days)

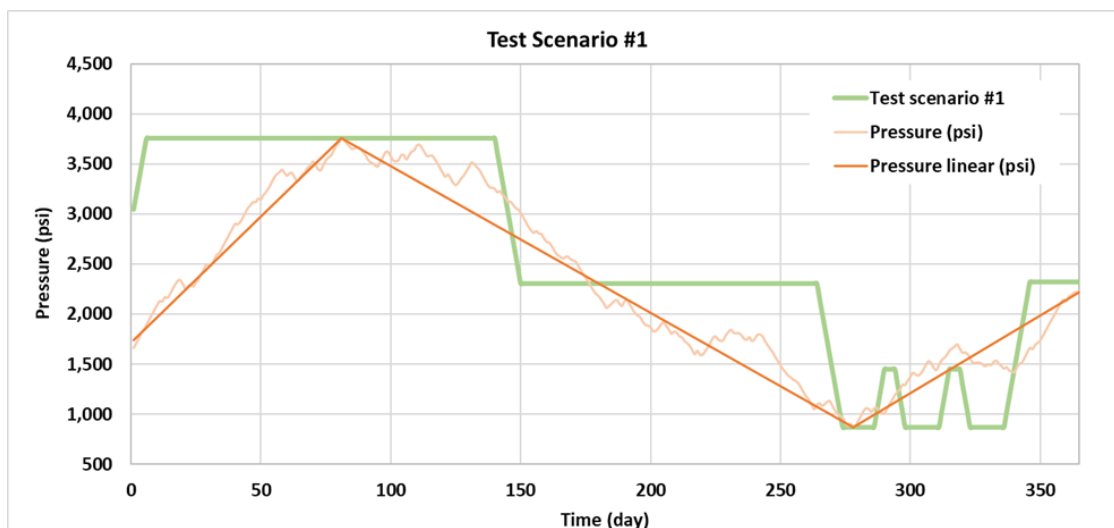


Figure 10: Scenario 1: operating scenario of the cavern K6 with a geometric storage volume of 1,000 m³ (35,315 ft³), fed with hydrogen from wind energy via an electrolyser

The second scenario aims to assess the performance of the cavern during normal operation by running fluctuating operating cycles with pressure variations of 20 bar/day (290 psi/day), resulting in three cycles with four charge and discharge phases each.

For the second scenario, as shown in Figure 11, the following testing phases are derived:

- 81 days at maximum pressure
- 45 days – four cycles of pressure change between typical mid-range operating pressure and maximum pressure
- 74 days at typical mid-range operating pressure
- 45 days – four cycles of pressure change at mid-range operating pressures
- 14 days at minimum operating pressure
- 45 days – four cycles of pressure change between typical mid-range operating pressure and minimum pressure
- 74 days at typical mid-range operating pressure

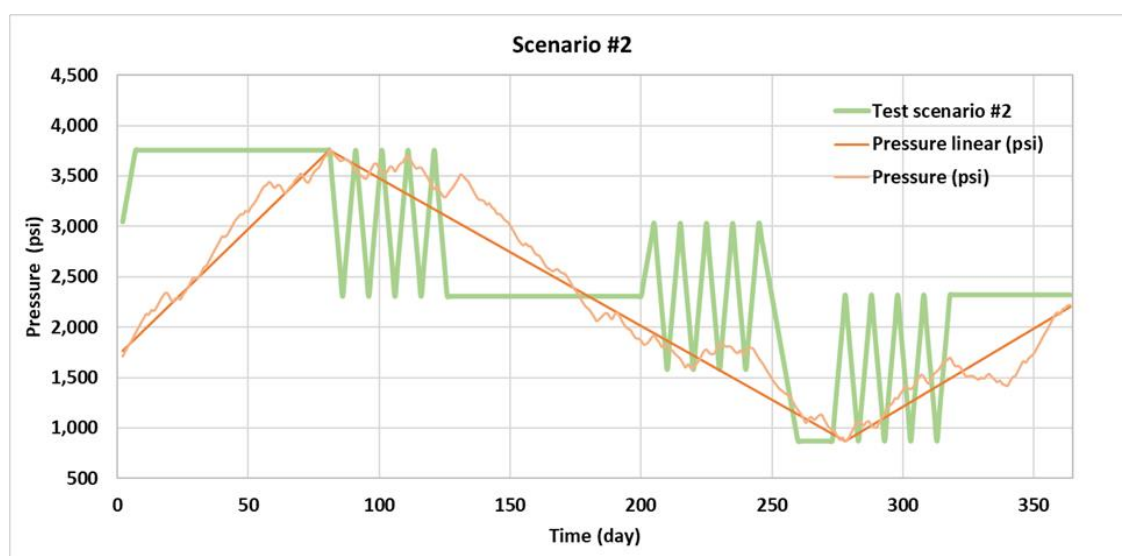


Figure 11: Scenario 2: operating scenario of the cavern K6 with a geometric storage volume of 1,000 m³ (35,315 ft³), fed with hydrogen from wind energy via an electrolyser

These operational scenarios are tailored to the K6 cavern, which currently has a geometric volume of approximately 1,000 m³ (35,315 ft³). It needs to be stated that the realization of the intended storage pattern is currently in alignment amongst the stakeholders involved. It is anticipated that this test facility will be developed into a full-scale energy storage system with a significantly larger hydrogen storage capacity. As a matter of fact, it is expected that cavern K6 will serve as a key example for large-scale energy storage and can act as an intermediary storage application between wind farms generating electricity and end users.

Hydrogen Surface Test Facility

Given the intention to thoroughly investigate the entire process chain in real-world operation, a hydrogen test facility will be constructed on the premises of the former Krummhörn natural gas storage facility (see Figure 12). The objective is to explore operational and safety-related disparities compared to natural gas and to acquire insights crucial for the advancement of a large-scale commercial hydrogen storage facility.

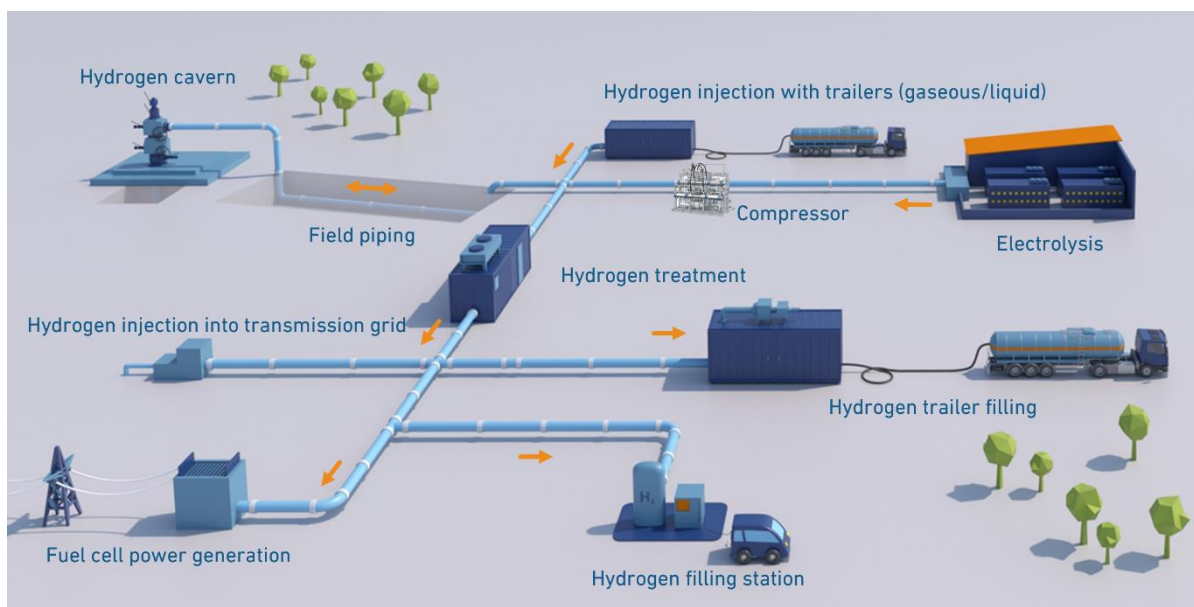


Figure 12: Schematic of the fully integrated surface test facility

Injection Line

Hydrogen is produced by a neighboring OGE's 1 MW electrolysis plant at a relatively low flow rate (max. 210 Nm³/h (7416 ft³/h)). From there, hydrogen is transferred to the test facility at approximately 30 bar (435 psi) where it is compressed to 235 bar (3408 psi). Alternatively, hydrogen is delivered using truck trailers. The injection of hydrogen to the cavern occurs directly through an underground field pipeline.

Extraction Line

Extraction from the cavern is done through the same underground field pipeline to the extraction line. Hydrogen undergoes various purification steps to remove particles, accompanying substances, and moisture. This includes filtration, removal of accompanying substances such as sulfur compounds, and drying of the gas using glycol and adsorption drying. After processing, hydrogen is either injected into the natural gas pipeline, directed to the flare, or used for trailer filling, depending on its quality.

Test Operation

During the trial operation, various aspects of hydrogen storage and processing will be tested. These include:

- The efficiency of the electrolysis plant and the suitability of the generated hydrogen for storage
- The performance of the injection and extraction lines, as well as the reliability of the entire test facility
- The effectiveness of various purification steps and the quality of the processed hydrogen for different applications
- The suitability of the pipeline materials used for hydrogen transport and their resistance to hydrogen
- Safety measures and protocols in case of operational disruptions or special hazard situations

Additionally, sampling points are provided before and after the process components to extract and analyze hydrogen. This allows for detailed monitoring of process quality and the identification of any impurities or deviations from specified parameters.

Evaluation of Hydrogen Suitability for the Field Pipeline for test operation

A fracture mechanics analysis was conducted to evaluate the hydrogen suitability of the K2 field pipeline, which has been in use for natural gas since 1976. The analysis focuses on the pipeline's eligibility for a test operation with hydrogen, including a Structural Reliability Analysis (SRA) for specified sections of the pipeline.

Analysis Foundations

The evaluation is based on a comprehensive collection of documents, including regulations such as the DVGW Arbeitsblatt G 463 and the API 579-1/ASME FFS-1 guidelines, as well as project-specific documents detailing the pipeline data and parameters. These documents enabled a thorough assessment of the pipeline structure, including the allocation of materials and the definition of relevant pipeline parameters for the evaluation of hydrogen suitability.

Safety Concept and Load Assumptions

In the absence of a specific regulatory framework for the operation of field pipelines with hydrogen, existing DVGW regulations for transport pipelines are referred to. A critical aspect is the fracture mechanics evaluation, considering the significant impact of a hydrogen atmosphere on material behavior. The investigation focused on crack stability under various load cases, based on cyclic pressure fluctuations.

Calculations and Results

The crack growth prognosis, conducted according to API 579 with specific load assumptions, indicates lifetimes of up to 43 years for the examined sections, with no crack growth expected for smaller pipe diameters. These findings support the pipeline's suitability for hydrogen operation under assumed conditions.

Structural Reliability Analysis

An SRA revealed that the failure probabilities due to mechanical stress and third-party actions are well below the limits of the relevant safety classes (see Figure 13). In particular, the results for mechanical over-stressing and third-party hazards indicate a high structural reliability of the K2 field pipeline.

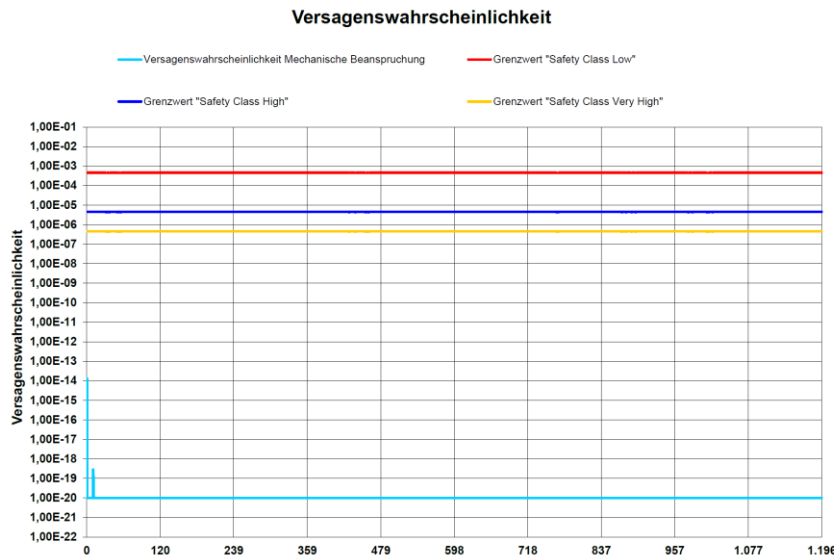


Figure 13: SRA results for mechanical failure of the field pipeline are far below the limit values

Conclusion

The fracture mechanics analysis and the Structural Reliability Analysis confirm that the K2 field pipeline meets the requirements for hydrogen operation. The limits for failure probabilities according to DIN EN ISO 16708 are met, affirming the pipeline's safety and suitability for the planned hydrogen test operation. Future considerations, however, should include special components such as flanges and valves, which require separate evaluation.

Additionally, a segment of the pipeline has already been removed and will be subjected to various material investigations in further studies. This step is crucial for understanding the long-term effects of hydrogen on the existing pipeline materials and will provide valuable insights for ensuring the safe and efficient operation of hydrogen gas storage facilities.

Setups of Microbial Hydrogen Consumption Experiments: Advantages and Disadvantages

L. Krasper, M. Wagner

MicroPro GmbH, Microbiology, Gommern, Germany

Numerous microbiological and molecular biological studies on original samples from porous underground storage facilities and caverns have clearly shown that active microorganisms are very common in these systems. In addition, enrichment and model experiments have shown that hydrogen storage under certain geological conditions can lead to undesired activation of these specific microorganisms. Sometimes, laboratory investigations lead to contradictory interpretations of microbiological results, often due to differences in experimental design. The advantages and disadvantages of different strategies of model experiments to determine hydrogen consumption by reservoir microorganisms will be discussed. The results and potential misinterpretations of different experimental setups will be explained using a concrete case study.

The possibilities and limitations of long-term microbiological simulation experiments will be critically discussed in order to bridge the essential questions of storage operators and analytical laboratories.

Sensitivity Analysis and Simulation of Underground Hydrogen Storage in the Lehen Field, Upper Austria

M. Abdellatif¹, S. Azizmohammadi¹, G. Stiedl¹, P. Jasek¹, H. Ott¹, M. Pichler²

¹ Department Geoenery, Montanuniversität Leoben, Leoben, Austria

² Subsurface Storage Development, RAG Austria AG, Vienna, Austria

Abstract

Enormous storage capacity of excess renewable energy is required to accommodate the misalignment between time-dependent energy consumption and fluctuations in energy supply. Gas as an energy carrier, can be stored in such large amounts in subsurface structures of depleted hydrocarbon reservoirs. Especially hydrogen gas has been identified as an excellent energy carrier and can be produced from the surplus of renewable energy. Several geological reservoirs (aquifers, salt caverns, and depleted gas reservoirs) can be utilized for that purpose, yet storing hydrogen in subsurface structures is challenging due to its distinctive physical, chemical, and biochemical behaviors. Hydrogen is highly diffusive which would boost its total dispersion into the reservoir. Additionally, the susceptibility of hydrogen to microbial activity could contribute to potential losses due to microbial conversion processes such as methane production via methanogenic archaea or acetate via acetogenic bacteria. These challenges in turn complicate the modeling process of underground hydrogen storage. Despite the high interest in storing hydrogen in depleted gas reservoirs, globally a sparse number of projects have reached the pilot project scale. In association with its partners, RAG Austria AG developed the Underground Sun Storage project as one of the leading projects to investigate large-volume seasonal storage of hydrogen and hydrogen admixtures.

This study aims to conduct a sensitivity analysis to quantify the parameters that govern the performance of underground hydrogen storage on the basis of the data from the first storage cycle in the pilot field in 2016. The performance was defined by two objective functions. One is the bio-reactivity of hydrogen or the in-situ methanation, and the other is the amount of the reproduced hydrogen during the production cycle. The log data from the well was used to distribute porosity and permeability in vertical direction to build a layered reservoir model using CMG. As per the data from different well tests, barriers were defined near the well and a history matched reservoir model was achieved, that were used for further analysis.

To capture the effect of the different parameters on the two predefined objective functions, two methodologies were used, the One-Parameter-At-A-Time and the Response Surface Methodology. Our findings show that, by comparing the two methodologies, the Activation energy and the frequency factor of the methanation reaction are the most controlling parameters on both objective functions, the methanation process and the amount of restored hydrogen.

Sensitivity Analysis

Different parameters control the performance of the underground hydrogen storage. In this Sensitivity analysis, two objective functions are evaluated. The first objective function is the total number of methane moles in the field generated from the methanation reaction. In order to distinguish between the generated methane and other methane in the system, a cloned methane is defined in the fluid model represented by the symbol CH4M. The second objective function is the total amount of the reproduced hydrogen, as this will control the purity of the produced hydrogen, which is the main key performance indicator. In this study, 5 different input parameters are defined to measure the effect of each on the objective functions as shown in Table 1.

Table 1. Input parameters for the Sensitivity Analysis with the ranges

Parameter	Default Value	Range	Distribution
Activation Energy (J/mol)	0	0 – 12000	Uniform
Frequency Factor (1/(sec.molality ^{a-1}))	1.0e ⁻³	1.0e ⁻² – 1.0e ⁻⁴	Uniform
Initial CO ₂ (%)	0	0-0.2	Uniform
CO ₂ in the injected Stream (%)	0.16	0-0.3	Uniform
Water Saturation	0.35	0.1-0.7	Uniform

CMOST from CMG is utilized for the purpose of this study. Two methodologies were used to determine the variation of the simulation results under different values of the input parameters.

Statistical Methods

In this study two analysis methodologies were used. The first one is One-Parameter-At-A-time. OPAAT methodology investigates the effect of each parameter on the objective function by changing only one parameter without considering the interaction with other input parameters. The reference value is equal to the default value for each parameter, as mentioned in Table 1. The total number of experiments used to establish this type of analysis is 53, reference experiment has ID number 1.

Second method is the Response Surface Methodology. RSM explores the relationships between input parameters and objective functions. This relationship is achieved by using a set of designed experiments to build a proxy (approximation) model to represent the original complicated reservoir simulation model. The linear+Quadratic form of a polynomial function is used as shown in Equation 1.

$$y = a_0 + \sum_{j=1}^k a_j x_j + \sum_{j=1}^k a_{jj} x_j^2 + \sum_{i<1} \sum_{j=2}^k a_{ij} x_i x_j \quad \text{Equation 1}$$

y : Response (Objective Function)

a_0 : Intercept

a_1, a_2, \dots, a_k : Coefficients of linear terms

a_{jj} : Coefficients of Quadratic terms

a_{ij} : Coefficients of cross (interactions) terms

x_1, x_2, \dots, x_k : Input Parameters

Objective Function: Moles of Generated Methane

OPAAT analysis shows that the initial CO₂ is the controlling parameter with highest influence on the generation of methane as shown in Figure 1. According to **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, each mole of generated methane consumes 4 moles of hydrogen. Therefore, we can calculate the percentage of consumed hydrogen as shown in Equation 2, and similarly this is shown in Figure 2.

$$\text{Fraction of Consumed Hydrogen} = \frac{4 \times \text{gmole generated methane}}{\text{cumulative injected hydrogen}} \quad \text{Equation 2}$$

Nonetheless, when the Response Surface Methodology is considered, the highest influencing parameters are the activation energy and the frequency factor as indicated in Figure 3. That is attributed to the fact that in OPAAT each parameter is considered individually and is changed while setting other parameters to the default values which would ignore the interaction between the different parameters. Eventually this could lead to exaggerated influence of some parameters and play down the influence of others. To elaborate more the interaction between the parameters Morris analysis was utilized. Morris analysis gives two measures, the mean which provides an assessment of the overall influence of the factor on the output. And the second measure is the Standard deviation which estimates the interaction with other factors and/or the nonlinearity with the output. From Figure 4 we see that for the activation energy and frequency factor both the mean and the standard deviation are high, which means that they have direct influence on the output and as well affecting significantly other parameters. For example, though the amount of CO₂ which affect the amount of generated methane, but this will be controlled by the activation energy required and the frequency factor of the reaction.

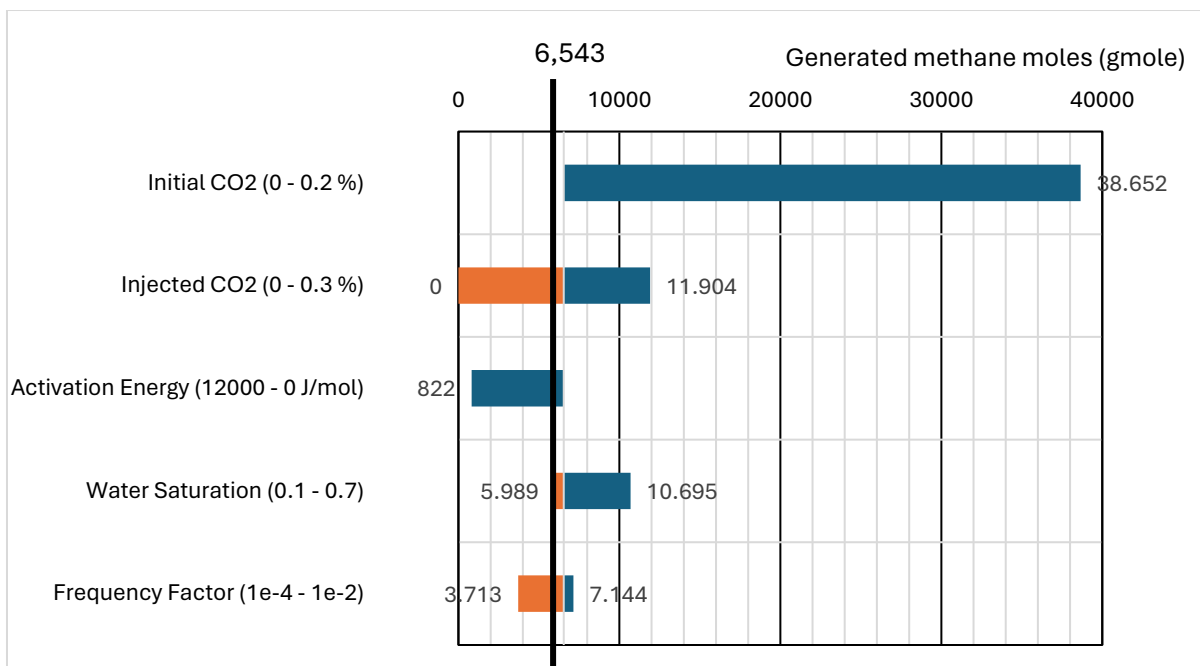


Figure 1. OPAAT Tornado Plot of parameters effect on the generated methane objective function

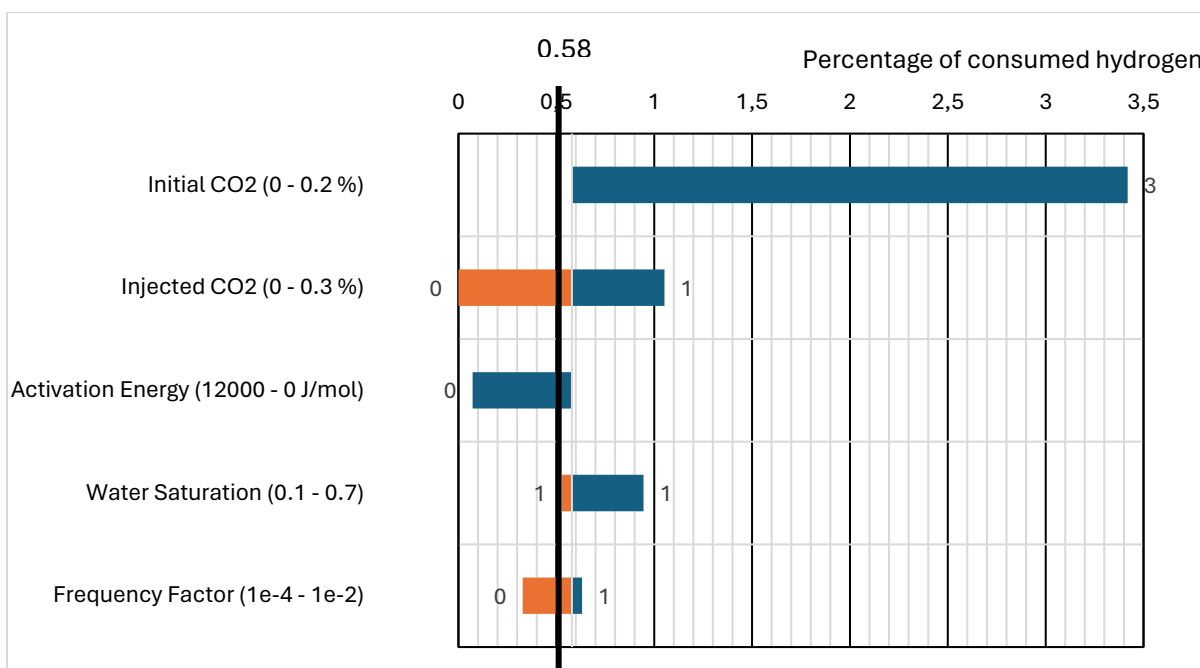


Figure 2. OPAAT Tornado Plot of the consumed hydrogen due to methanation

Objective Function: Restored Hydrogen

The percentage of restored hydrogen is a key indicator of the performance of the storage. Therefore, another objective function was defined. This objective function measures the percentage of restored or reproduced hydrogen to the injected hydrogen as in Equation 3.

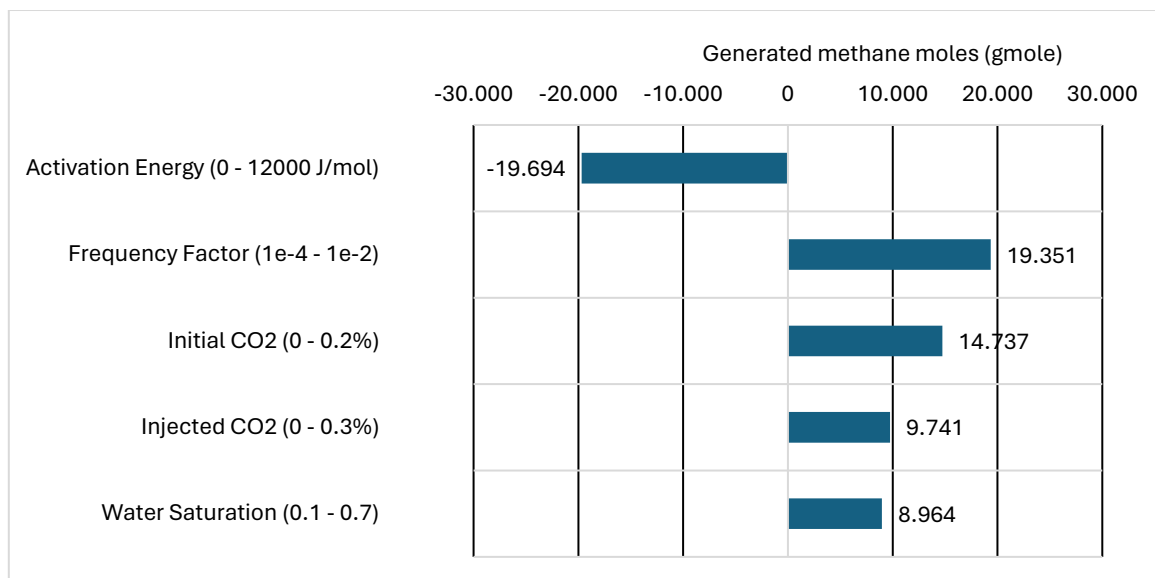


Figure 3. RSM Tornado Plot of parameters effect on the generated methane objective function

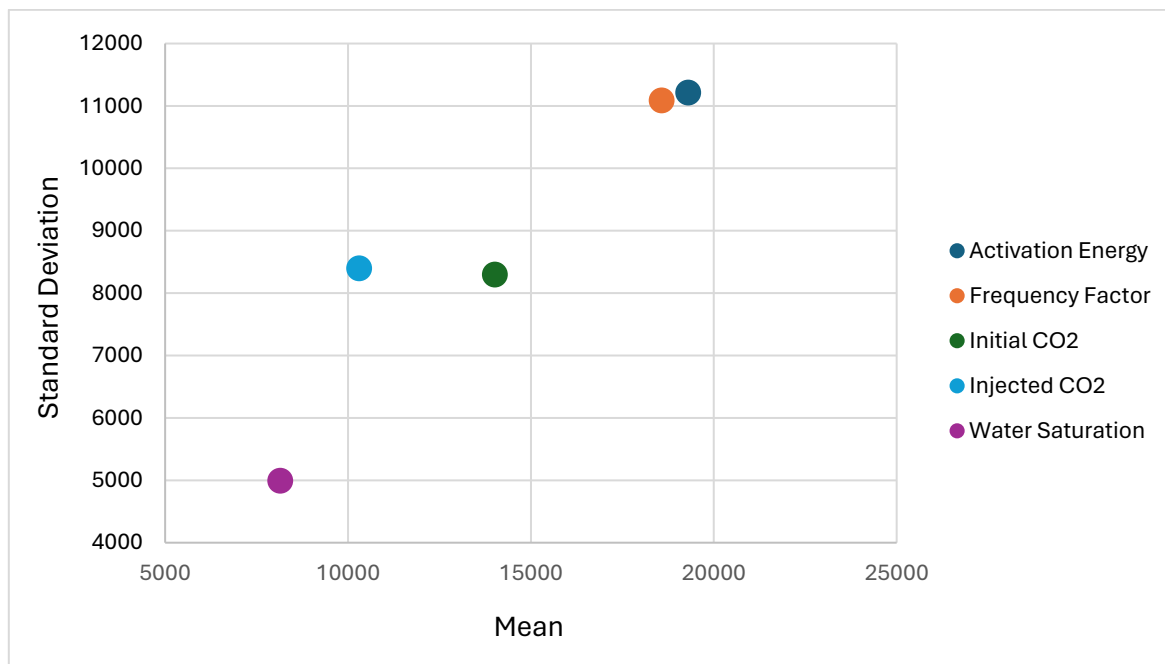


Figure 4. RSM Morris plot

$$Restored\ Hydrogen = \frac{Cumulative\ Produced\ Hydrogen\ moles}{Cumulative\ Injected\ Hydrogen\ moles} \quad \text{Equation 3}$$

In addition to the input parameters defined in the Generated Methane objective function, two more input parameters were defined. The Injection Rate and the Porosity. And in order to maintain the original condition, the production rate is changed with the injection rate with same ratio which is 1.32. base case injection rate was used as a default for this analysis which is 12578 m³/day and variation range from 9433 to 15722 m³/day. Porosity is changed by a modifier with a range from 0.9 to 1.08 and using the same correlation from Schlumberger, the new permeability was calculated for the changed porosity. The default values and varying

range for the rest of parameters are as mentioned in Table 1. With all default values, the total restored hydrogen is 83.87% of the total injected hydrogen. As shown in Figure 5 OPAAT analysis shows that the percentage of CO₂ in the injected stream is the main controlling parameter of the percentage of restored hydrogen.

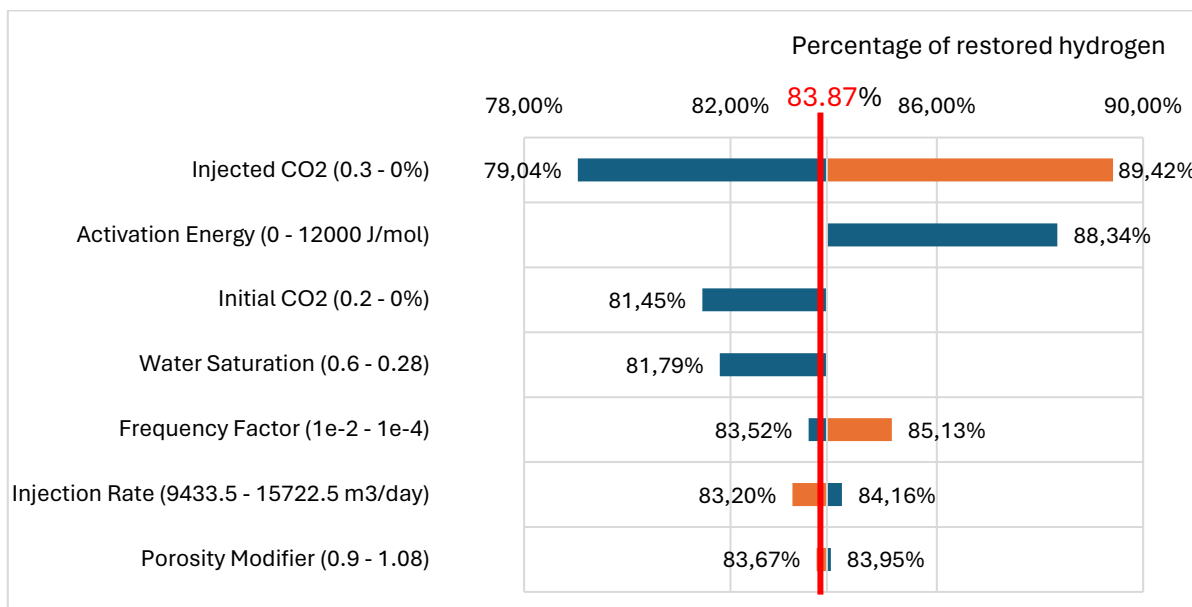


Figure 5. OPAAT Tornado Plot of parameters effect on the restored hydrogen objective function

HySTORAGE: Assessment of Underground Hydrogen Storage Performances during First Pilot Test Phase

G. Strobel, C. Kosack, G. Dietzsch

Uniper Energy Storage GmbH, Düsseldorf, Germany

Hydrogen is a key solution for Europe to reach its climate targets and become the first climate-neutral continent by 2050. Its volatile generation needs subsurface energy storage in caverns or porous rocks to structure the demand. The HyStorage project, which investigates the latter, has passed the first phase with 5% hydrogen in the natural gas stream.

The primary field test focusing on hydro-dynamical and microbiological effects is accompanied by extensive material testing. The complete research consists of experimental investigations before and during the field test, tracer tests, and reservoir simulations, including microbial conversion and mixing behavior. The enhanced simulation study, coupled with the gathered data as input data, allows to examine hydrogen storage's efficiency and predict future operations.

After completing the first storage phase of the pilot test with 5% hydrogen, the gathered data are post-processed and analyzed by completing the first storage cycle to conclude critical findings. The collected data includes rates, pressures, gas composition, and isotopic analysis.

Changing gas compositions gives insights to hydrogen losses due to mixing phenomena and microbial activity. The isotopic changes were analyzed to differentiate between both effects. The pre-experiments to investigate microbial reaction with the formation of water and the hydrogen-natural gas mixture showed a significant hydrogen reduction in the reactors.

Applying Large-Bore Expandable Liner Hangers in Complex Gas Wells

L. Bierenriede¹, B. de Vries²

¹Neptune Energy Holding Germany GmbH, ²Halliburton Completions Tools, Emmen

Abstract

Drilling in northwest Germany has its own specific challenges. One of these is the casing design. Its complexity has increased since loss zones/depleted reservoirs in the overburden, require a separate zonal isolation in addition to other critical areas e.g. swelling clays, salt sections, potential inflow zones and weak formations. In consequence, more casing strings are required compared to initial well designs to deliver wells in the most predictable way. Thus, finding a compromise between technical requirements, reliability/risk and economical boundary conditions was one of the key tasks while designing Adorf Z17 and Adorf Z18.

Adorf Z17 was drilled in 2022 in Neptune's recently discovered Adorf Carboniferous Gas Field in the western Emsland close to the Dutch-German border. It was necessary to implement one more string, compared to the two previous wells drilled from another cluster site, since a high risk of total losses was predicted for highly fractured, shallow Turonian.

Several casing designs were discussed in the context of maintaining standard sizes in the deeper sections of the well. Due to long lead times for wellhead components, it was not possible to change the surface casing to a bigger size.

Halliburton was able to deliver a technical solution and suggested a relatively large 17 in. expandable liner hanger system, which could be set successfully in the 20 in. surface casing of Adorf Z17 and succeeding Adorf Z18 well. These expandable systems provide a couple of advantages compared to conventional liner hanger systems. The expandable liner hangers are available in large sizes, have no moving parts, and the redundant sealing elements are providing bi-directional holding capacity. Together with a larger flow area and an underreamed section, the equivalent circulating density could be reduced significantly and led to a successful cementation without losses afterwards.

Introduction

The Adorf Carboniferous Field was appraised by the infield development well Adorf Z15, back in 2020. In 2021 Adorf Z16 was drilled from the same cluster with a higher inclination (~71°) and length. Because of the achieved production results, Neptune Energy decided to drill another two development wells, Adorf Z17 and Adorf Z18, in the eastern part of the Carboniferous reservoir.

The well Adorf Z17 was planned as an appraisal well with a following conversion to a production well. The well was designed and drilled as a 2D S-type well. The well Adorf Z18 was a 3 D S-type production well and is located on the same rig site as Adorf Z17 with 33 m distance.

Both wells were drilled successfully in 2022 and 2023 back-to-back.

Well Planning and Casing Design

During the well construction process of Adorf Z17, 12 casing designs were internally discussed in the context of the concept select phase. Based on the geological information, offset wells and the previous experience the designs were further detailed out and some rejected due to serious operational risks.

The result of this evaluation as part of Neptune Energy’s feasibility phase were four potential basic designs (figure 1) for Adorf Z17, i.e. regarding casing strings and setting depths, which seemed technical feasible. These concepts were further evaluated based on the former boundary conditions regarding available materials (casing in stock, wellhead configuration) and the time and cost environment. In addition, balancing the operational risks was one of the key tasks of the drilling department at that time.

The main difference compared to the previous wells Adorf Z15 and Adorf Z16 was the additional risk of total losses in the Turonian formation.

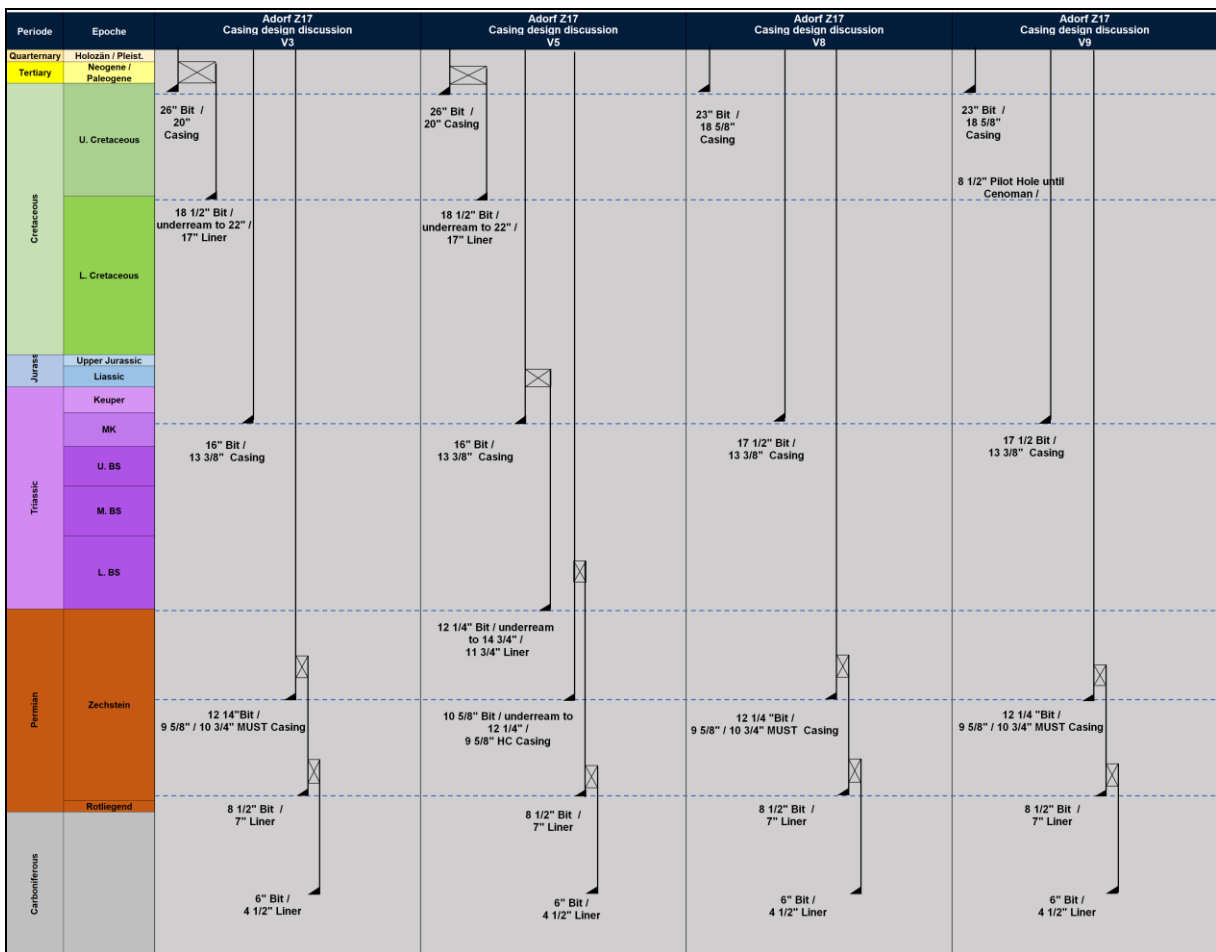


Figure 1: Four basic designs of Adorf Z17

The main risks of the Upper Cretaceous at the planned rig site were:

- Total losses within Turonian and Cenomanian formations
- Swelling clays within Campanian, Santonian, Coniac (U. Cretaceous)
- Cavings due to low MW
- Vibrations during drilling in Cenomanian and Turonian formation

The casing designs V8 and V9 are based on a 17 ½ in. section from approx. 350 m to 1700 m. This section includes the anticipated total loss zone (lower Upper Cretaceous), whereas designs V3 and V5 are dividing this section into two separate ones, to address the risk of potential mud losses and reduced kick tolerances. Design V8 / V9 would reduce the design by one casing string, but adding complexity since an anticipated weak zone with potential losses and low kick tolerances would need to be incorporated into the design.

Consequently, the conclusion of this evaluation was V3, i.e. an additional casing string between the surface casing and the 13-3/8 in. intermediate casing. 6 drilling sections were necessary for this project to mitigate the geological risks as much as possible while still having a proven casing design below in place.

A big advantage of this design is an increased kick tolerance in the following 16 in. section and a reduced open hole length. Drilling the Keuper with its hole stability issues (cavings) together with Turonian and its risk of total losses, is avoided, decreasing the operational risk significantly. In consequence, the Keuper formation could be drilled with an oil based mud since losses were no more a serious risk of the 16 in. section.

A liner system was chosen as a technical feasible solution (figure 2) without changing the wellhead design or adopting the well design regarding intermediate and production casing string size. Anyway, the liner hanger requires certain technical criteria such as min. 16 in. drift.

Conventional liner hanger systems are usually set deeper, which led to a limited availability of hanger systems in larger sizes. Finally, an expandable system for a 17 in. liner was chosen based on a risk versus reward evaluation.

The final casing design of Adorf Z17 was as follows (upper part):

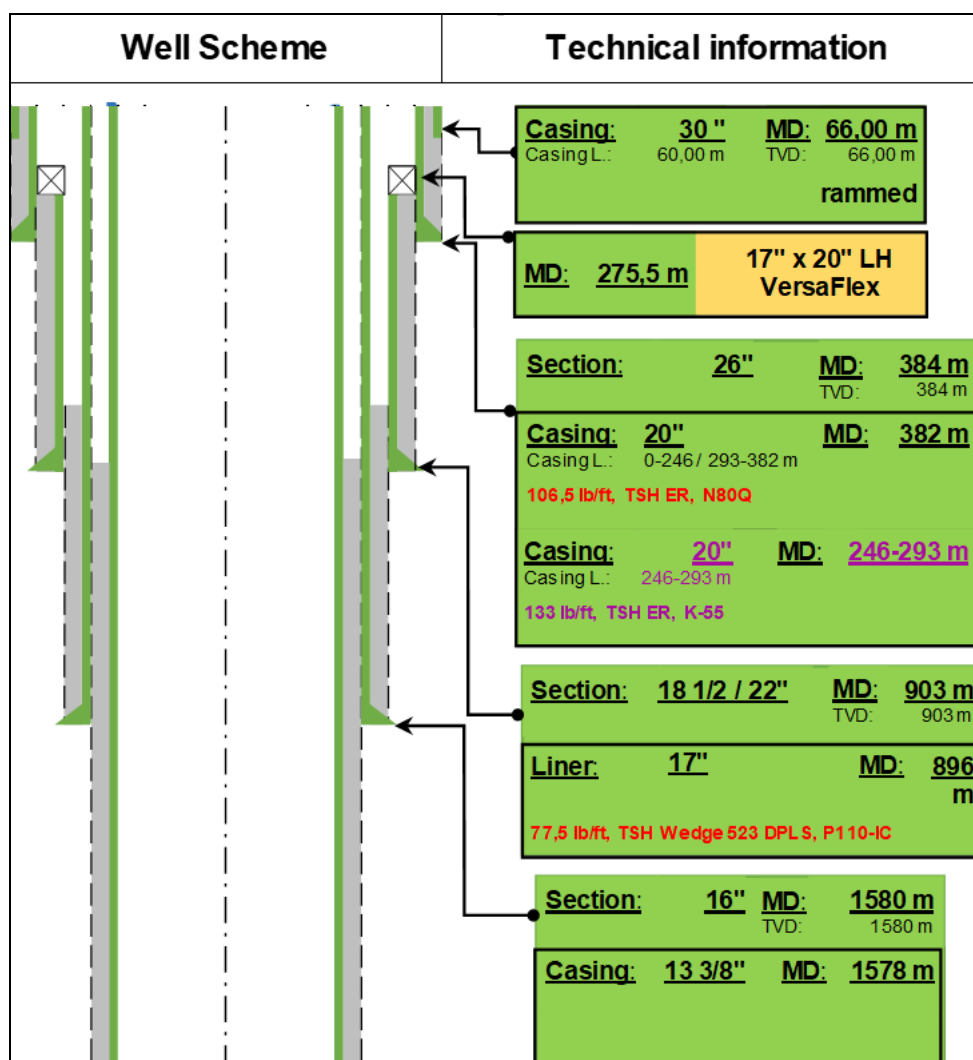


Figure 2: Actual casing design Adorf Z17 (upper part)

The detailed engineering required some changes. The surface casing was changed from the originally planned 18-5/8 in. to 20 in., 133#, K55, TSH ER™. 133# was also one of the additional requirements of the expandable system. A casing head with slip lock system for a 20 in. casing had to be ordered as well while the upper part of the wellhead could be kept as planned. Special 17 in. x 22 in. centralizers were chosen, which were provided by Halliburton.

Casing	MD Top	MD Base	H ₂ S	CO ₂	Current Selection
20"	0 m	360 m	NO	NO	CAS: 20", 106.5#, N-80 Type Q, TSH ER™ CAS: 20", 133#, K-55, TSH ER™ CAS: 20", 106.5#, N-80 Type Q, TSH ER™
17"	250 m	900 m	NO	NO	CAS: 17", 77.5#, P-110-IC, TSH W523™ DPLS

Table 1: Upper Casing Design (Plan)

Drilling was done by using an 18 ½ in. RSS BHA (without motor), equipped with a PDC bit and a MWD, down to ~ 903 m MD. A dedicated run was then conducted underreaming to 22 in. of the previously drilled 18 ½ in. hole using an underreamer tool with bull nose. In the

second well, which incorporated the 17 in. liner hanger as well, this run was done as a combined one.

On Adorf Z17 the Halliburton 17" in. expandable liner was the first time run onshore Germany. The described design of Adorf Z17 was also adapted for Adorf Z18, which was drilled successfully directly afterwards.

The Technical Solution in Detail

In today's environment it is imperative all operations are carried out effectively and efficiently. For that reason, the reliability of equipment plays an important role during the design phase. Expandable Liner Hangers (ELH) have shown to provide multiple advantages over the conventional systems. In addition to their versatility, they minimize the risks associated to deploying liners.

In comparison, the Expandable Liner Hangers do not have external moving parts, eliminating the risk of pre-setting the liner hanger/packer while running in hole (RIH). Additionally, the stress distribution into the parent casing is as uniform as possible, and casing damage is virtually eliminated, removing potential corrosion sites.

The body is expanded hydraulically, using cold working process, taking the material to the plastic zone, and energizing the seals against the parent casing, providing a 360 degree bidirectional seal and anchor capabilities. One fully-set elastomeric element provides a gas-tight seal that does not rely on a successful cement job and maintains pressure integrity while eliminating gas migration paths in the liner top. Multiple redundant elements are utilized in each ELH system to account for possible casing irregularities, ensuring the seal is held through any loading scenario for the life of the well.

VersaFlex™ Liner Hangers were first introduced in 2001, and until 2023 they have a proven track record, of the highest degree, of successful installations across the industry of conventional and expandable liner hangers, with more than 18000 installations around the globe, and a reliability higher than 98%.

The VersaFlex™ Expandable Liner Hanger system is centered around a simple, yet robust, design and deployment enhancements. The expandable body is wrapped with multiple bonded elastomeric Elements that are compressed into the annular space providing a gas-tight seal, not dependent on cement, and superior hang loads upon setting. The liner hanger houses the unique internal collet profile which provide superior tensile, and torque loads direct to the liner through the robust running tool system.

In addition, the Large-Bore Expandable Liner Hangers do not require casing/hanger supplemental adapters for setting, providing flexibility on the placement of the liner hanger.

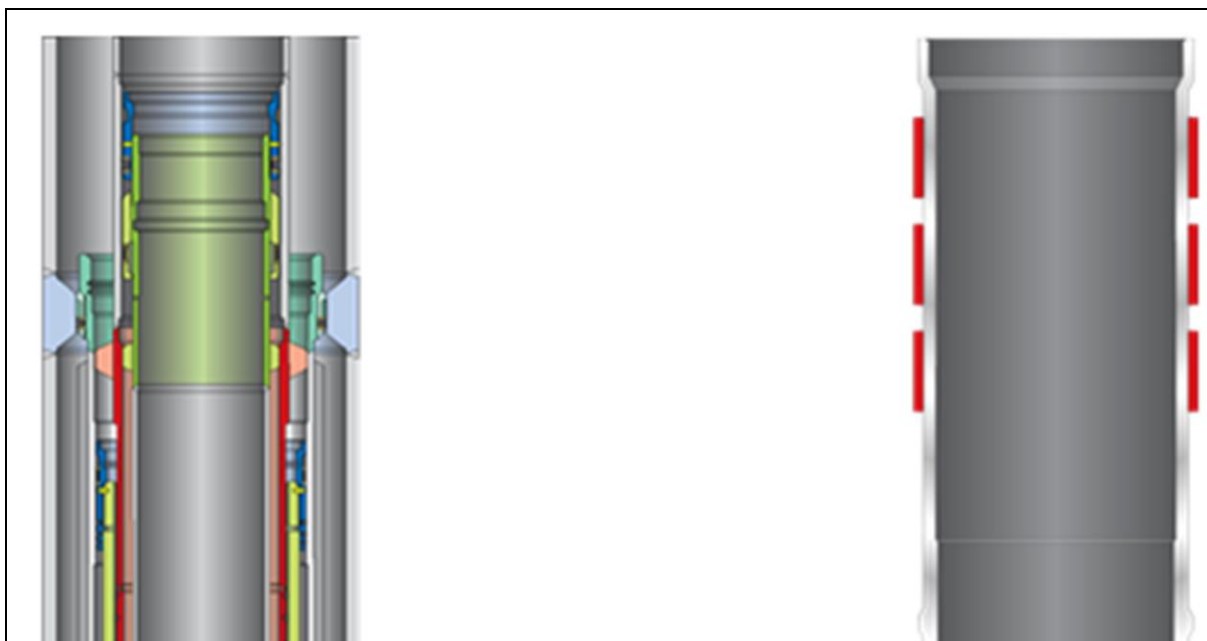


Figure 3: Comparison between conventional liner hanger and expandable liner hanger - large bore.

In 2022, Neptune Energy contacted Halliburton regarding a technical solution for a Large-Bore Expandable Liner system for Adorf Z17, able to meet the dimensions, temperature, and pressure requirements. Halliburton offered the VersaFlex™ Big Bore Liner Hanger, which has had an excellent track record in Europe / North Sea area.

The entire planning, preparation and execution was handled by the Halliburton team based in Emmen, Netherlands. This base is the center of excellence for liner hanger operations in continental Europe. Along with the liner hanger, Halliburton provided a Dual Plug SSR-II system and Super Seal Double Valve Float Shoe.

Figure 4 shows the various components of the VersaFlex™ Expandable Liner Hanger system:

The Commander 1000 Cement Head on the left is pre-loaded with the setting ball and the SSR Top and bottom dart. The running tool in the middle consists of the hydraulic section with pistons, the expansion cone, the collet – release mechanism and the SSR-II Dual Wiper Plugs. Two wiper plugs were used, since a better cement separation can be achieved and a reduction of cement contamination, respectively. Although a single plug has a lower risk of a stuck dart, the risk of cement contamination needs to be managed with an adequate spacer design.

The VersaFlex™ Expandable Liner Hanger assembly on the right consist of the VF expandable liner hanger, the centralizers and shoe track with landing collar and float shoe with dual float valves.

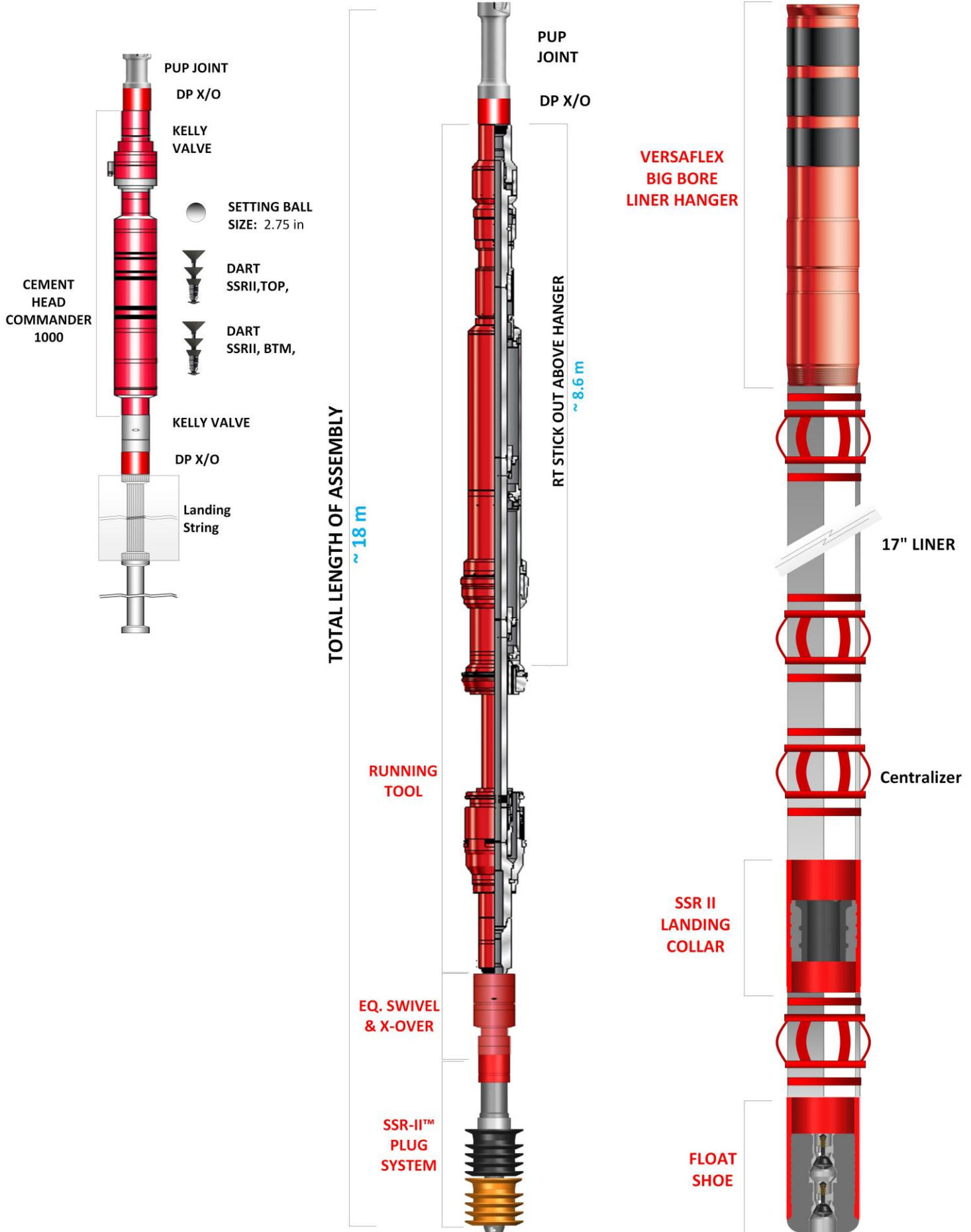


Figure 4: Adorf Z17 / Adorf Z18 Expandable Liner Hanger

Running an Expandable System

The basics steps for running in hole (RIH) and setting the expandable liner hanger are as follows:

1. RIH and space out liner hanger
2. Prepare cement lines, flush and pressure test
3. Mix and pump spacer
4. Release bottom dart from cement head
5. Mix and pump cement
6. Release top dart from cement head
7. Displacement
8. Shear bottom dart and continue pumping
9. Bump top dart
10. Release setting ball from surface and let it gravitate to the ball seat in the running tool
11. Pressurize string to set expandable liner hanger
12. Once hanger expands, apply overpull to validate liner hanger is set
13. Slack off string to release running tool

VersaFlex™ Running Tool positions

Figure 6 shows the various positions of the VersaFlex™ Expandable Liner Hanger and its running tool in more detail (see bullet points 10 to 13 above).

From right to left (figure 5):

Run in hole	Fluids run through the inner mandrel of the running tool (RT)
Expansion	After the setting ball has landed, the pressure is applied, and it is diverted to the setting pistons of the running tool. The cone moves down expanding the liner hanger. At the end of the cone stroke a bypass is opened and pressure is bled off above the liner hanger.
Set down to release & Retrieve	Slack off on the running tool releases the collet mechanism and RT can be retrieved.
Contingency Release	If the hanger cannot be expanded, emergency shear pins can be sheared by set down weight, which releases the collet mechanism, allowing the RT to disconnect from the Liner Hanger.

Table 2: Setting the Liner Hanger



Figure 5: Operational steps (schematic)

Adorf Z17 Sequence of Events

On Adorf Z17 the 17" x 20" VersaFlex™ Big Bore Liner Hanger was run to target depth at 899.5 m MD (shoe depth) without complications. Considering the VersaFlex™ Hanger offers a large radial clearance, without any moving components, the running in hole speed was improved, and the circulation pressures remained low.

At target depth the space out was adjusted, the cement head and lines rigged up and then tested. Once testing was completed, the cementing operations were executed. Pressures remained low during the entire cementing operation with clear indications of the plug shearings.

With the cement job completed, the 2 ¾ in. setting ball was launched from surface and the hanger was expanded by pressuring up to 310 bar against the ball. At the end of the expansion, the pressure bled off, indicating the hanger has fully set. The hanger was successfully tested with an overpull of 25 t, to verify no movement and proper setting of the entire system. Once setting was confirmed, the work string was slacked off to 65 t to release the running tool. After release, a max pick-up weight of 110 t was seen, pulling the cone back through the expanded section. The running tool was positioned above the hanger to reverse out the excess cement.

Liner was tested successfully and the running tool was retrieved without signs of damage or excess cement/debris.

Conclusion

The expandable liner system as described was a safe and economical technical solution for the potential total losses in the Turonian predicted for Adorf Z17 and Adorf Z18. Depleted reservoirs increase the complexity and the requirements, respectively, of deep wells. Reliable solutions are therefore a key element to deliver successful drilling projects.

The overall expandable liner operation on Adorf Z17 and Z18 was done safely. It was run in hole, cemented and expanded as per program without any complications.

After Adorf Z17, all liner hanger equipment for Adorf Z18 was supplied as one assembly (~ 21 m long) allowing the plug assembly to be pre-installed instead of installing on rig site. This worked as planned and rig crew confirmed an easier handling. However, the additional length required a 'special transport' moving the assembly to the rig site.

Ultra-high Temperature Logging-While-Drilling Tools and Pressure-While-Drilling (PWD) Applications in High Temperature Geothermal Wells

D. Di Tommaso
Weatherford International

Abstract

The use of directional drilling in a geothermal field is usually dictated by various objectives: geological targets, for example to intersect as many or as less formation fractures as possible, or the perimeter lease boundaries, institutional, legal, or topographic issues, and lastly but with major economic efficiency importance, it allows to drill several wells from one prepared site while avoiding collisions. The difficulties inherent in directional drilling are aggravated in the geothermal wells because of 2 major reasons: the electronic tools and elastomer elements in the motors are susceptible to high temperature. Within this abstract it is presented a new set of high-temperature Logging-While-Drilling (LWD) and Pressure-While-Drilling (PWD) technologies for operating unshielded electronic components up to 210°C. In particular, the BAP tool, a high temperature PWD sensor that provides bore and annular pressure and temperature, that was used in some high enthalpy deviated geothermal wells where lost circulation was expected, mainly related to the presence of natural highly productive fracture system.

In addition to the applications commonly used in wells, the real time and cost-effective measurement of downhole pressure and temperature was attempted to be used to better understand hydraulic conditions of the reservoir, improve accuracy in fracture characterization and position, and prevent downhole equipment damage or NPT. In particular, the combined analysis of downhole pressure and temperature trends, measured by the BAP sensor, is used to discriminate between “open” versus “closed” circulating system (or “hot pot”) and position the losses and fracture, which are all valuable data for drilling and completion plans. Although there are multiple variables to take into consideration, the concept proves to be valuable and deserves further discussion and case history.

Introduction

The need for directional drilling in a geothermal is usually dictated by geological targets or lease boundaries, institutional, legal, or topographic issues prevent the drill rig from being directly over the geologic target. The use of directional drilling service can also determine economic improvement allowing to drill several wells from one prepared site avoiding collisions, and, particularly for geothermal wells, it is important for the wellbore to intersect as many formation fractures as possible. The difficulties inherent in directional drilling are aggravated in geothermal wells because both the electronic tools, called measurement-while-drilling (MWD), used to control and survey the well trajectory and elastomer elements in the motors are susceptible to high temperature. Progress has been made in both areas, but it is still often a technical challenge. Service companies have recently begun to offer high-temperature positive displacement motors (PDM). If moderate fluid loss occurs while drilling with mud motors, the addition of fresh mud sometimes makes it possible to continue drilling for the life of the bit in a hot hole. High-temperature electronics for steering tools can also be a problem, but today we will present MWD and pressure-while-drilling (PWD) technologies for operating unshielded electronic components up to 210°C. The tools were originally developed for the Gulf of Thailand, one of the most challenging drilling environments on Earth and responsible for breaking world records. They were used in North Sea fields and, more recently, in the deepest producing gas field in the Dutch North Sea, with expected well temperatures of more than 356°F (180°C) and pressures of approximately 14,504 psi (1,000 bar), where data acquisition is very challenging, even for wireline. The suite of this ultra-high temperature tools is made of directional, pressure-while-drilling, gamma ray, resistivity, porosity, and density measurements (figure 1).

In particular, the Pressure-while-drilling (PWD) tool was deployed in geothermal wells allowing to evaluate the added value that can bring. After a summary of the main applications of the measurement in all type of wells, this paper will discuss some potential specifically for geothermal wells.

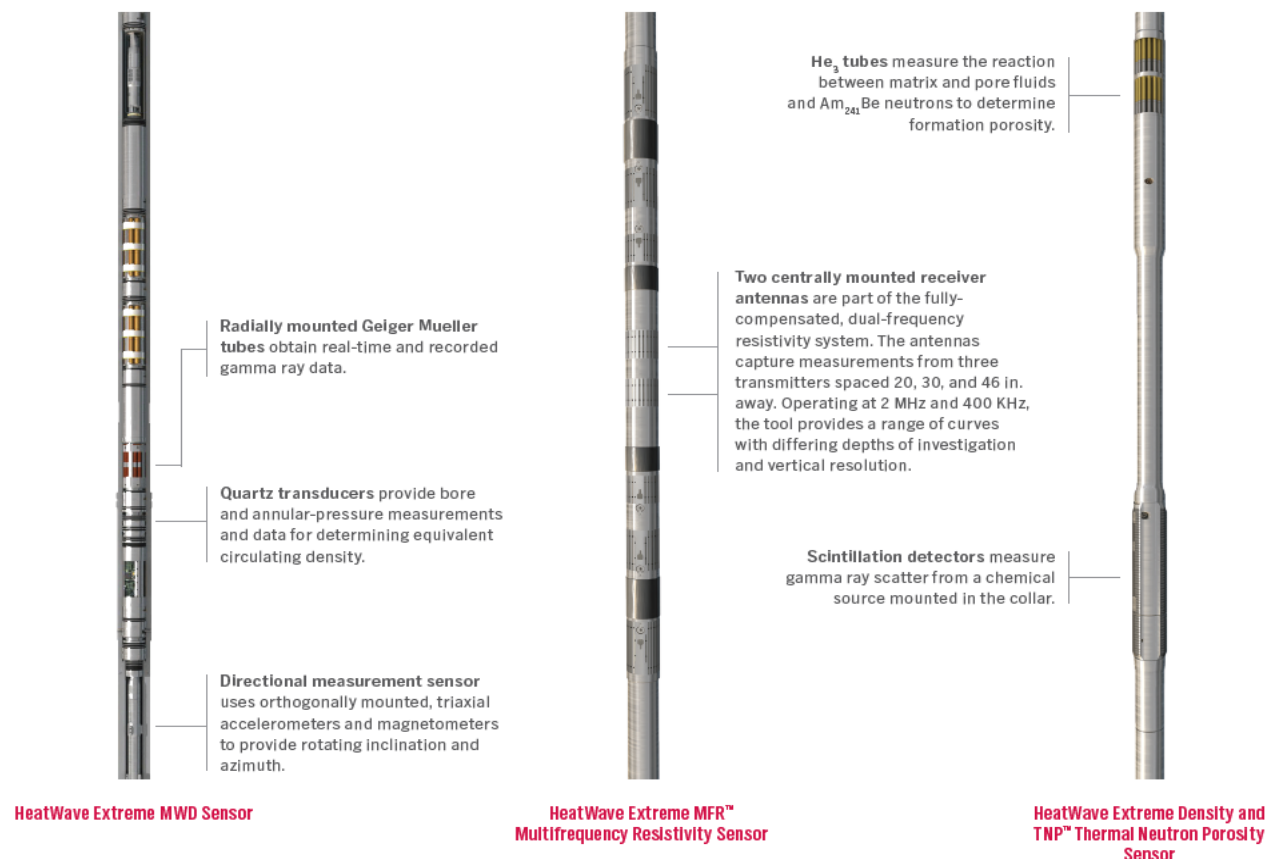


Figure 1: ultra-high logging-while-drilling (LWD) tools, rated 200°C temperature (210°C survivor), including: directional, pressure-while-drilling, gamma ray, resistivity, porosity and density measurements.

Pressure-While-Drilling Sensor

A Pressure-while-drilling (PWD) tool can measure the temperature and the pressure in the wellbore annulus, some can also measure inside the string or bore, which unveils most of the key information about mud pressure-related events. Most non-productive times (NPTs) in an overall drilling sequence are directly related to the hole problems as lost circulation, formation kick, wellbore stability, differential sticking, and poor hole cleaning. Thanks to the PWD tool it is now possible to detect and understand the root causes of the mechanisms of the NPT events as, most of the pressure-related major events occurs if the operating mud weight (MW) envelope is exceeded.

Common practices in challenging drilling environments where PWD can be used are applications for extended-reach drilling (ERD), underbalanced drilling (UBD), deep-water drilling, and high-pressure and high-temperature wells.

The Weatherford 's Bore and Annulus Pressure (BAP) sensor is a drilling performance sensor that provides continuous downhole measurement of internal and annular pressure and temperature while drilling, wiping, or tripping in/out of the hole. Two Quartzdyne pressure

transducers, which are rated to 200°C and 30,000 psi, measure pressure +/- 7.5 psi with a 1 psi resolution and temperature with 0.5°C resolution.

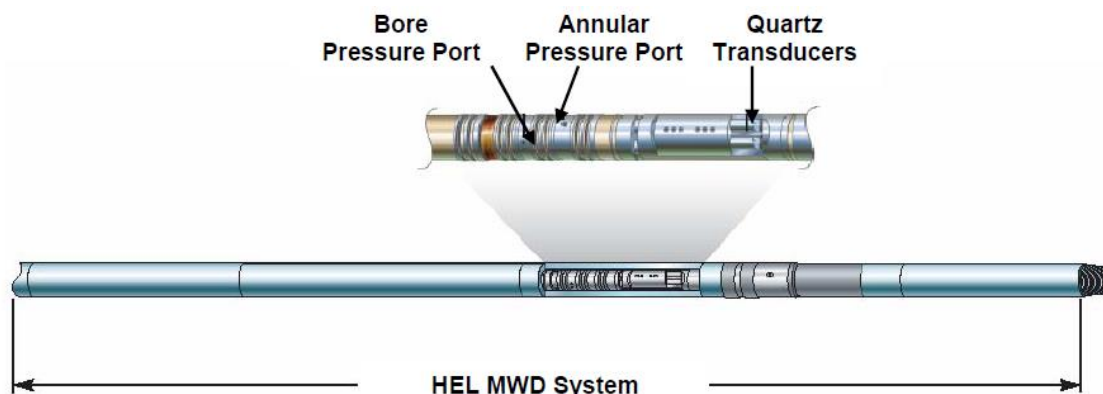


Figure 2: Bore and annulus pressure (BAP) sensor mounted in its MWD collar [3].

The BAP can be used in conjunction with the HEL positive mud pulse MWD or run in underbalanced applications or in hole with no mud returns using electromagnetic (EM) for real-time data transmission. The real-time data is transmitted to the surface every 30 seconds or so. However, if a mud pulse system is used, data transmission can only occur when the pump flow rate exceeds a threshold, while electromagnetic systems do not have this restriction.

The tool is powered by batteries and continuously records data in its internal memory, which can be retrieved later when the tool is brought back to the surface. Memory-mode data are usually sampled at a higher frequency, up to 1 second, which makes them more detailed. The time to fill the memory is dependent on sample rate. However, using a 5 second sample rate, it would take 229 days to fill the memory.

In pumps-off mode, the memory data is analyzed within the PWD tool, and only a portion is transmitted to the surface when pulse-type MWD systems resume pumping. This mode is useful during connections or formation-test FST (FIT and LOT).

To understand the application first we need to remember what is measured by the sensor. Hydrostatic pressure or hydrostatic head is the pressure at a given depth or the pressure due to the amount of fluid weight above that measurement point. The pressure is dependent on the weight of the fluid and the depth at which the measurement is taken. It can vary by fluid changes or by formation effect.

Fluid Changes: 1. Mud Weight Change; 2. Mud Flow Change.

Formation Effects: 1. Fluid Influx from the Formation ~ EMW will Increase or Decrease; 2. Build-up of Cuttings in the Wellbore ~ EMW will increase; 3. Vertical Depth of Well.

As shown in figure 3, the BAP measures:

- Annulus Pressure: hydrostatic density of the mud column plus frictional losses in the annulus from the pressure sensor to surface.
- Bore Pressure: hydrostatic density of the mud column plus frictional losses through the BHA below the pressure sensor, pressure drop through the bit and frictional pressure losses in the annulus from the bit to the surface.
- Differential Pressure: difference in pressure between the bore and annulus pressure gauges which provides the pressure across the BHA and through the bit and is used to monitor motor performance, blockage at the bit, washout in the lower BHA, and evaluating where pack-off is occurring.

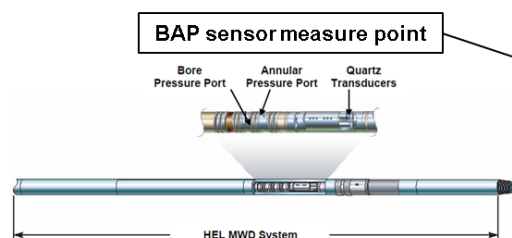
The annulus from the pressure sensor to surface is used to monitor the changes in EMW. EMW is the total pressure exerted on the formation by the drilling fluid, expressed as though all pressures were from the mud weight alone. When pumping, EMW is referred to as ECD or equivalent circulating density. This includes the EMW plus all other factors (such as friction pressure losses, swab/surge pressures or choke setting) that effect pressure. EMW is a dynamic value that is constantly changing as the circulating conditions change. It is the calculated density from the Annulus Pressure measurement. Our main concerns are the formation effects on ECD. This value is what we use to detect any problems that may happen downhole. Engineering models cannot accurately calculate the effect of factors such as ECD, cuttings load, poor hole cleaning, swab and surge pressures, or gel pressure spikes. The most accurate measure of the pressures exerted on the formation, and therefore the most accurate EMW, comes from a direct downhole measurement.

Annular Pressure (AP) in yellow:

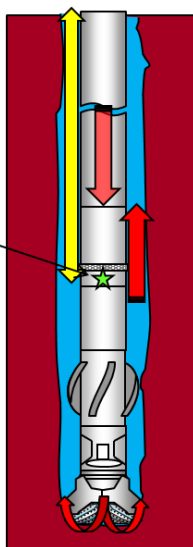
Temperature and hydrostatic density of the mud column plus frictional losses in the annulus from the pressure sensor to surface to monitor EMW and ECD.

Bore Pressure (BP) in red:

hydrostatic density of the mud column plus frictional losses through the BHA below the pressure sensor (i.e. PDM motor, LWD, etc.), pressure drop through the bit and frictional pressure losses in the annulus from the bit to the surface.



Continuous pressure and temperature and Max and Min values during pump off in real time



Differential Pressure (DP) = BP - AP:

difference in pressure between the bore and annulus pressure gauges which provides the pressure across the BHA and through the bit and is used to monitor motor performance, blockage at the bit, washout in the lower BHA, and evaluating where pack-off is occurring.

Figure 3: What does BAP measure?

Main applications for the BAP measurement can be summarized as below:

- monitor hole cleaning, cuttings transport, and barite sag. As shown in figure 4, by monitoring the EMW with BAP, it is possible to determine when the circulation is no longer removing cuttings.

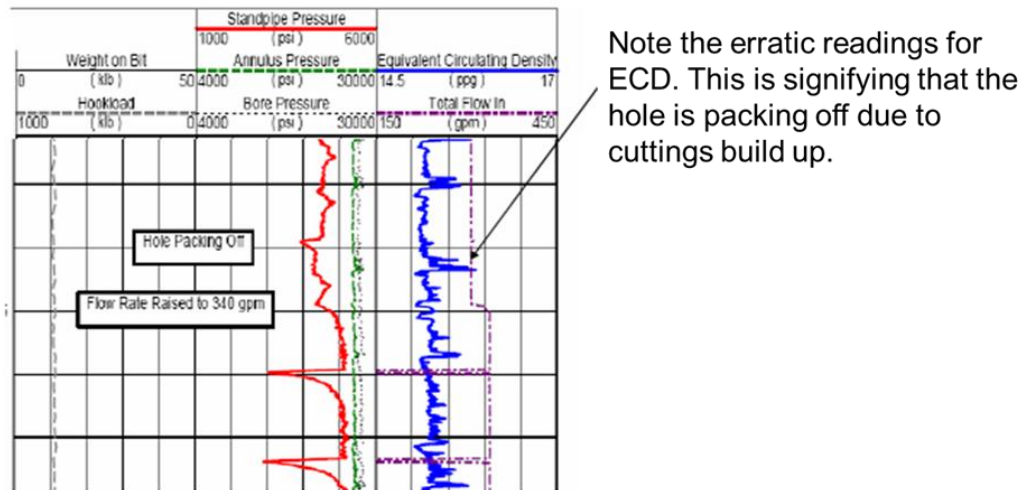


Figure 4: Example of BAP plot showing a hole cleaning problem as discussed in the text.

- Provide critical information in challenging wells where a narrow window exists between pore pressure and formation fracture pressure.
- Improve drilling efficiency by providing accurate leak-off and formation integrity test information. It removes many uncertainties (in the hydrostatic density of the mud column and the pressure to break the gels) inherent in measuring the pressure at the surface. The BAP sensors record the pressures while the well is closed in (pump off minimum and maximum pressures) and transmit the data to the surface when the pumps are started.
- Early detector of shallow water flows, kicks, and discriminates influxes/weeping. If MW falls even below the PP limit, the formation fluid will influx into the well. If MW exceeds the FG, it is inevitable to face lost circulation. To avoid any of these hole problems, AP should be kept within SMWW. See Figure 5.

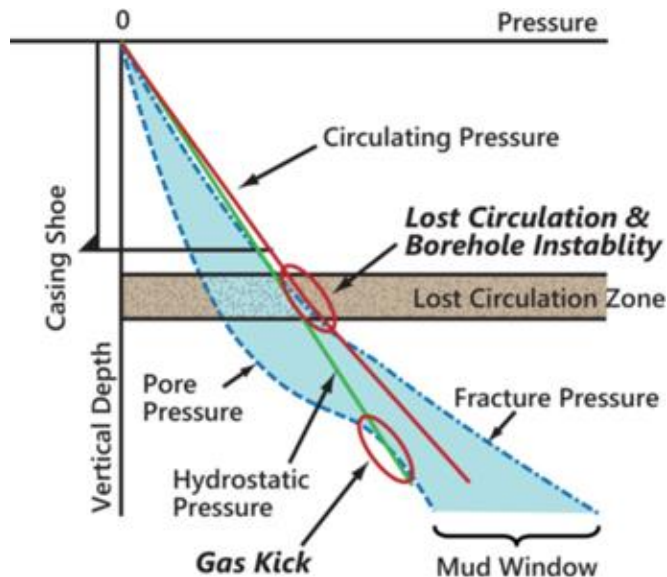


Figure 5: Annular pressure and hole problems [2].

- Optimize the tripping procedures and monitor motor performance. When compared to downhole torque and motor rpm measurements, the flow rate and differential pressure

between the BAP bore and annular pressures can be used to determine mud motor performance.

- Underbalanced drilling or no mud return. If necessary, the BAP can be combined with electromagnetic EM MWD for Real-Time data transmission (figure 6).

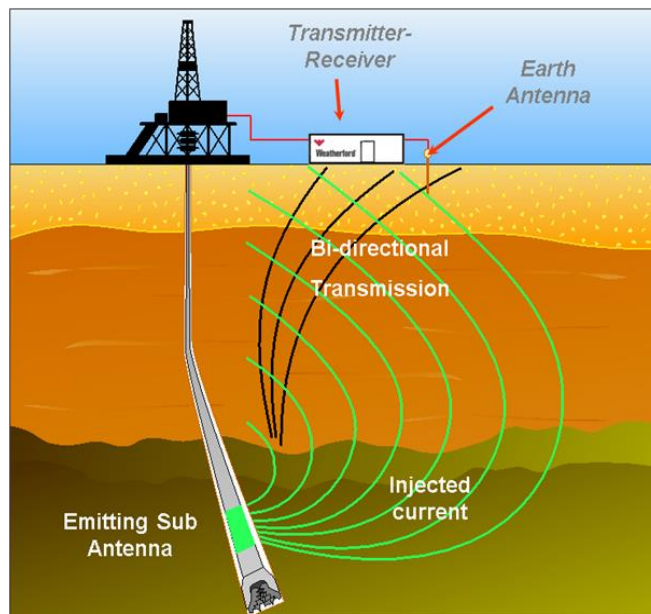


Figure 6: EM utilizes formations path to carry electromagnetic wave created by a down hole antenna.

BAP application in High Enthalpy Field

Recently the BAP, PWD sensor, was used in some high enthalpy deviated geothermal wells acquiring data that was analyzed: some interesting pressure and temperature behavior were observed, and possible specific applications were highlighted.

The tool was used in deviated (about 30 deg inclination) section drilled with water. High temperature downhole mud motors and mud pulse MWDs, including BAP, were used to control the trajectory, with availability of single shot measurements on location, in case of total losses occurred and MWD was not able to take surveys. In this fields lost circulation was expected mainly related to the presence of natural highly productive fracture system.

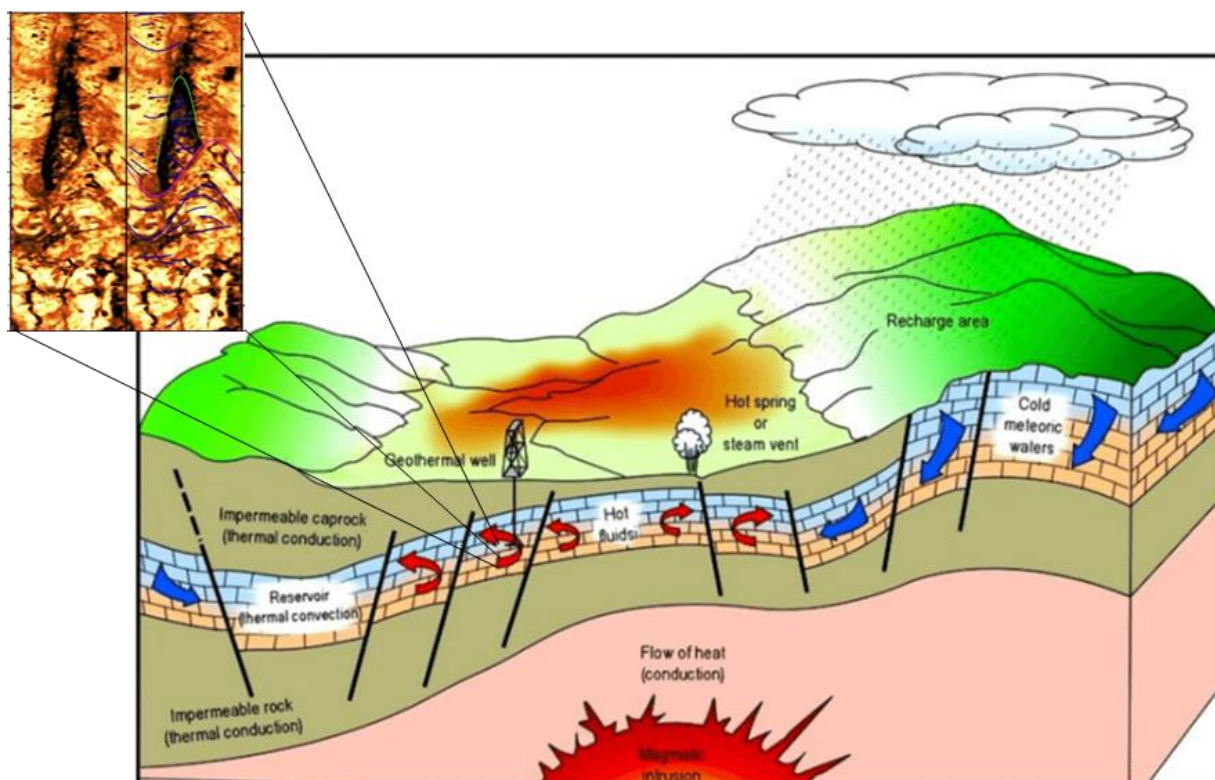


Figure 7: schematic model of a fracture driven geothermal system (modified from web).

Analyzing the memory data we noticed that, while drilling deeper into the well, there were two main different temperature trends during periods of suspended circulation or pump off necessary to take survey or run single shot. In particular, until a specific, depth the temperature during pump-off was increasing even if fresh water was pumped into the annulus to cool the well and hold annular pressure to keep water mud level. At some point the temperature during similar interval of pump off was stable. The lack of temperature increase was interpreted as a more effective cooling effect on the reservoir and formation related to the presence of highly injective and connected fractures intercepted during drilling. The “open” system created by the presence of fractures allows to cool a larger volume of the reservoir during drilling and circulation in the annulus (figure 8), avoiding the effect of the “closed” system, like an “hot pot”, whose temperature is controlled by the thermal gradient (figure 9). In some cases, after drilling deeper, the “hot pot” effect was resumed indicating that the fractures had been closed by cuttings or that the water column was below fracture and not able to effectively decrease the temperature.

The awareness about which of the two conditions we have inside the wellhole is particularly important. In an “hot pot” situation motor and MWD failures are highly likely to occur because of the temperature, especially when tripping back into the hole. The ability of a top-drive unit to circulate while tripping into or out of the hole is a significant advantage for this operating method. As the tool can also send maximum and minimum temperature during pumps off we are able to understand the heating gradient and make same interpretation in real time.

As shown in figure 10, we can also interpret the depth position of the fracture looking at the boundary between the two conditions.

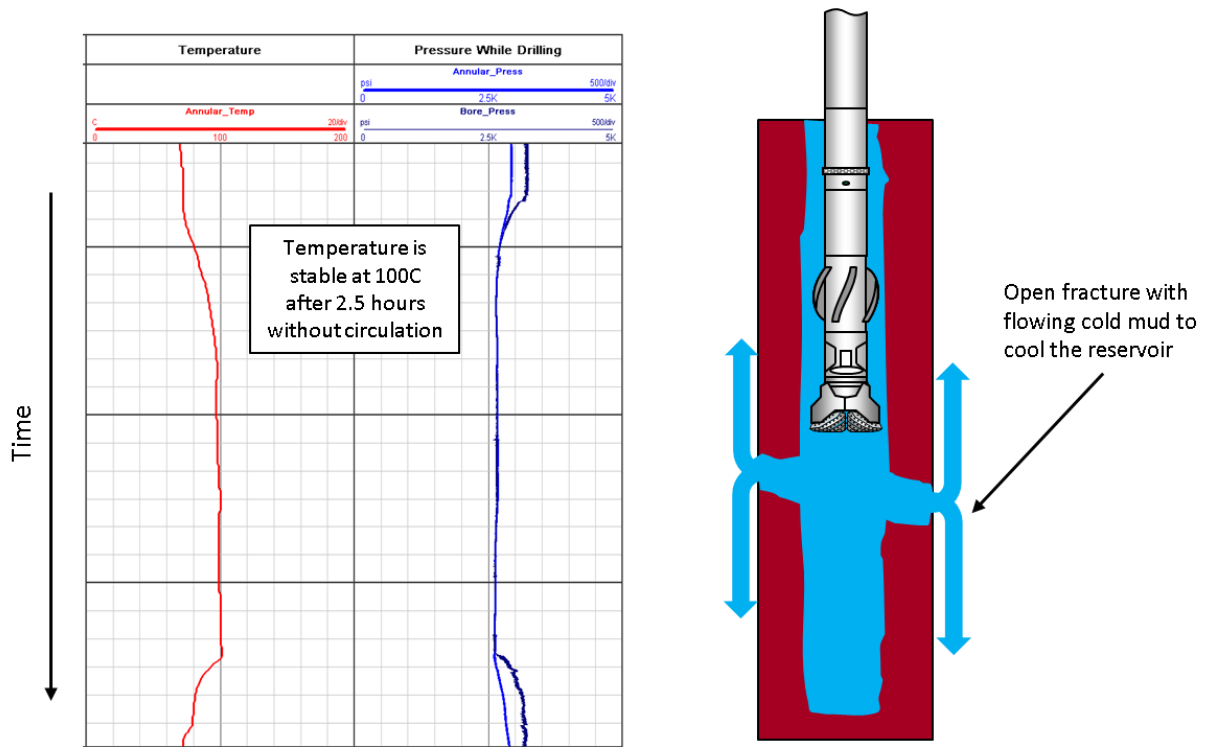


Figure 8: Temperature is stable at 100 C after 2.5 hours without circulation, indicating the presence of highly injective and connected fracture.

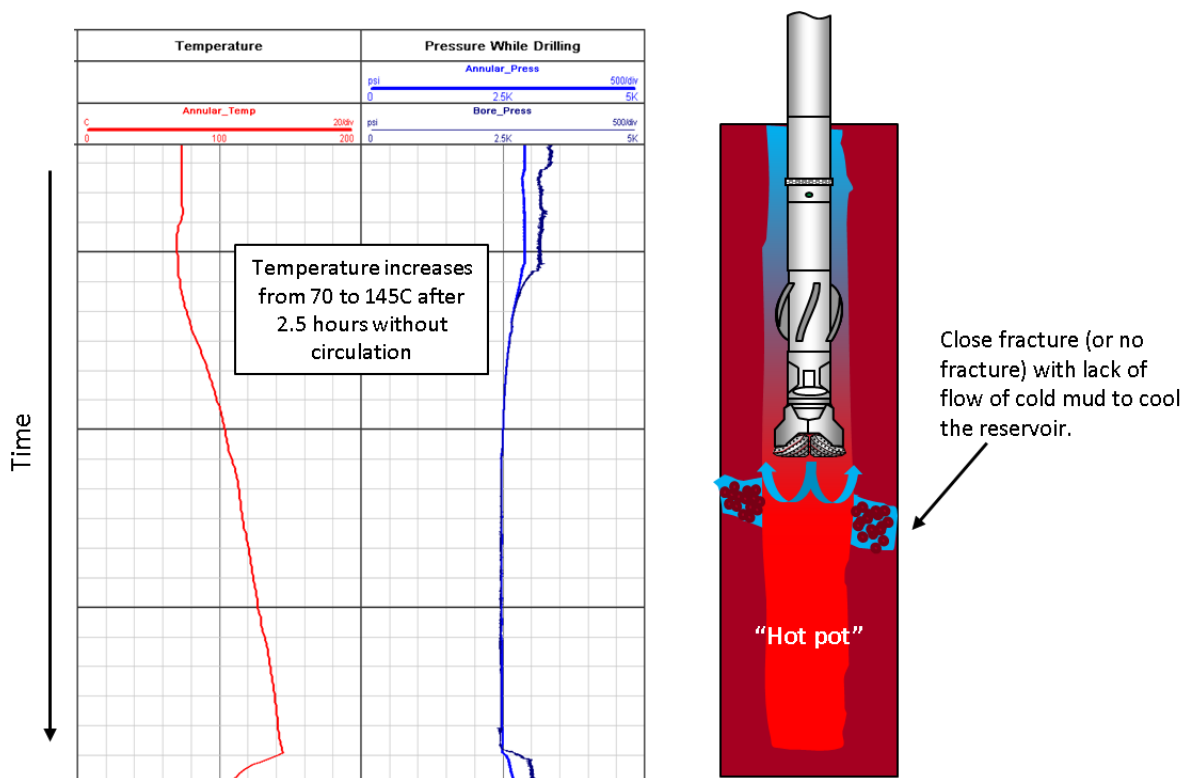


Figure 9: Temperature increases from 70 to 145 C in 2.5 hours, indicating mud fluid is not cooling the formation ("hot pot").

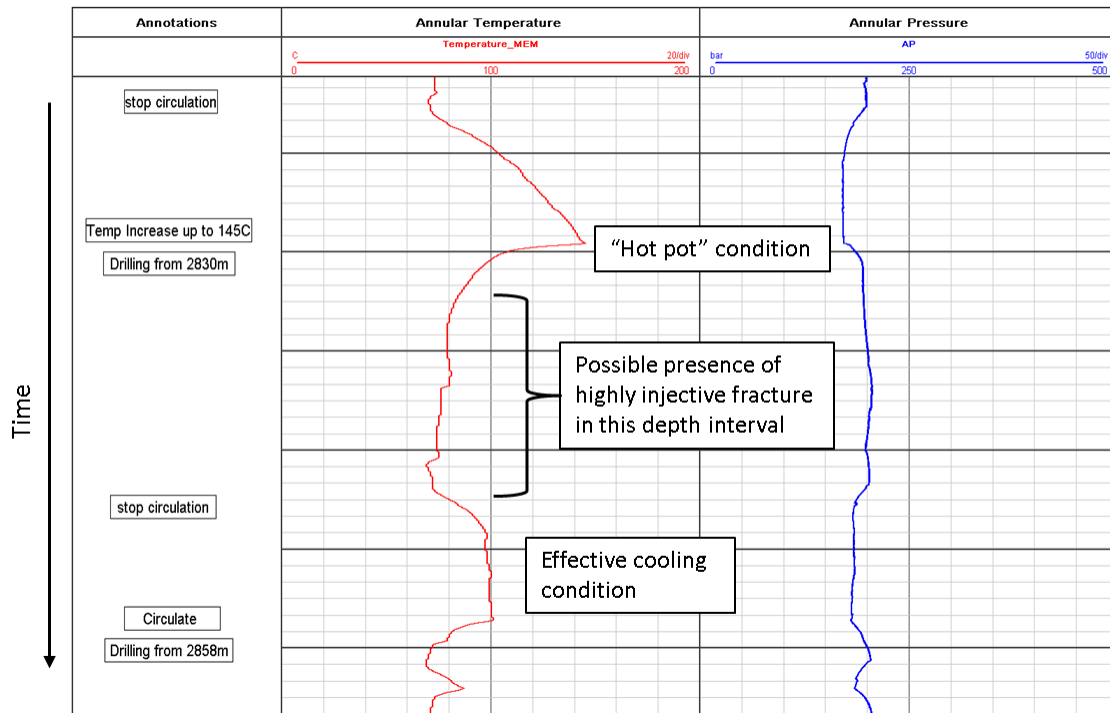


Figure 10: Based on transition between the two trends we can interpret fracture depth between 2830 and 2858 m MD.

Another observation is about the pressure as we noticed a large decrease of annular pressure, that does not correlate to rig operations, which can indicate presence of highly injective fracture and steam hot water or steam influx that causes a decrease in EMW and, consequently, of the pressure. Figure 11 shows a sudden decrease of pressure, also when drilling, between 3106 and 3125 m MD and, after that, tendency of the temperature to increase quickly as soon as circulation is off. This may indicate the presence of fracture with hot water or steam influx.

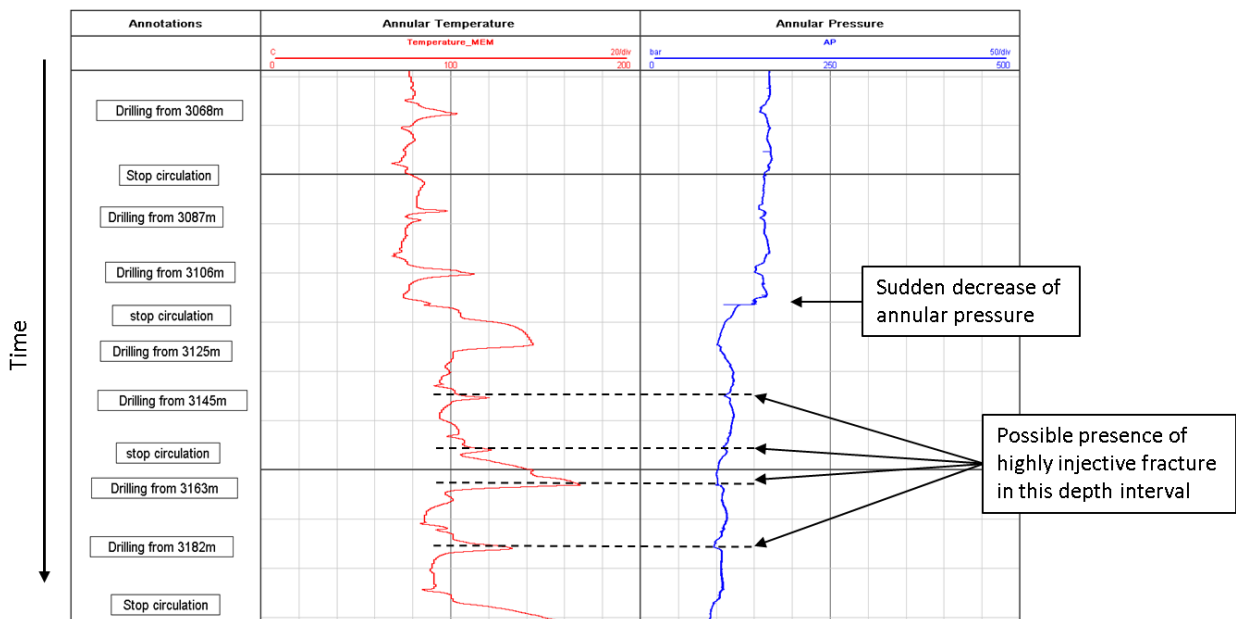


Figure 11: Temperature increase and pressure decrease indicating steam influx from fractures.

Also, when not influenced by external filling and giving enough time to the fracture to empty the well, annular pressure can be used to calculate effective position of the fractures in a total loss condition. By using the formula below, we can calculate the height of the mud column left in the hole above the sensor from the downhole measured annular pressure and mud weight, the difference between the sensor depth and the calculated mud column will correspond to the fractured zone position.

$$\text{Height of mud column above BAP} = \frac{\text{Static Annular Pressure from BAP}}{\text{Mud Weight} * K}$$

K= 0.052 (Pressure in psi, TVD in feet, EMW in lb/gal)

K= 9.81 (Pressure in kPa, TVD in meters, EMW in g/cc)

Time and materials for lost circulation treatment can represent 15% of well cost [1], and the under pressured formation aggravates differential sticking, so these can be major impacts on drilling cost. Lost circulation is often massive, with complete loss of returns at pumping rates of hundreds of barrels per hour. Geothermal wells have been abandoned because of the inability to get through a loss zone, and many more have needed an unplanned string of casing to seal off a problem. Lost circulation that occurs above the production formation complicates cementing the casing that must be run to isolate the production formation from upper intervals, while lost circulation treatment within the production formation must not damage the producing formation, and distinguishing between the two situations is often difficult.

If zones with fractures must be sealed in the upper intervals of the well, cement is usually the treatment of choice but is hard to place accurately. It is much more important to repair loss zones where casing will later be set than in production intervals. If the loss zones cannot be effectively repaired before casing is run, more complicated cementing procedures must be used to accomplish an effective casing cement job. For all the reasons above the BAP, PWD sensor, can be a valid and economic viable tool to be more accurate about the position of the fracture responsible of the losses to improve completion planning. Knowing fracture depth position is also fundamental in case a new drilling run would be necessary, to indicate when starting continuous circulation to avoid downhole equipment failure while tripping in.

Conclusion

In conclusion we have explored new potential application for pressure-while-drilling tool (BAP) applied to geothermal wells. In addition to the applications commonly used in oil and gas wells, the real time and cost-effective measurement of downhole pressure and temperature was attempted to be used to better understand hydraulic conditions of the reservoir, improve accuracy in fracture characterization and position, and prevent downhole equipment damage and NPT. Although there are multiple variables to take into consideration, the concept proves to be valuable and deserves further discussion and case history.

References:

- [1] Finger J. and Blankenship D., "Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling." *Prepared for the International Energy Agency, Geothermal Implementing Agreement, Annex VII*, December 2010.
- [2] Korhan Kor, "A Synopsis on Pressure-While-Drilling Applications". *IPETGAS 2023 - 21st International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey, Ankara (27-29 September 2023)*.
- [3] Weatherford, "Bore and Annulus Pressure (Version 2)". *Field Instruction Section 8*, October 2003.

Urbane Drilling Rigs - Entwicklung und Validierung innovativer Bohranlagentechnologie für den Einsatz im innerstädtischen Raum

T. Trauth, J. Binder

Herrenknecht Vertical GmbH, Schwanau, Germany

Abstract

Klimafreundlich, zuverlässig und unerschöpflich: Die Geothermie ist ein wichtiger Baustein für eine CO²-neutrale Wärmeversorgung der Zukunft. In weiten Teilen Europas bietet sie ein enormes Potenzial, das viele Versorger jetzt für ihre Fernwärmenetze nutzen wollen. Dies stellt die Bohrindustrie vor neue Herausforderungen, insbesondere bei Bohrungen in zunehmend urbanen Gebieten.

Die Innovationen in der neuen Bohranlagentechnik adressieren diese Herausforderungen auf verschiedene Weise. Erstens integrieren sie Konzepte zur Lärminderung, die darauf abzielen, die Akzeptanz der Bevölkerung in städtischen Umgebungen zu fördern. Diese Bohranlagen entsprechen den aktuellen Ausschreibungsrichtlinien und halten die nächtlichen Lärmemissionen auf maximal 35 dB. Darüber hinaus machen ihre flexiblen Bauoptionen und die teilautomatisierte Betriebsweise sie besonders geeignet für Geothermiebohrungen in urbanen Umgebungen.

Die Fokussierung des Projekts auf Lärminderung, in Zusammenarbeit mit der Gesellschaft für Technische Akustik (GTA Hannover), ermöglicht proaktive Anpassungen an der Bohrausrüstung. Darüber hinaus werden Erkenntnisse aus der Zusammenarbeit mit dem Institut für Maschinelles Lernen und Analytik (IMLA) an der Hochschule Offenburg genutzt, um Bohroperationen mit Hilfe modernster Künstlicher Intelligenz (KI) zu optimieren. Diese Optimierung zielt sowohl auf Schallschutzmaßnahmen als auch auf Bohrgeschwindigkeit ab und gewährleistet damit Effizienz bei gleichzeitiger Minimierung der Umweltauswirkungen.

Durch diesen interdisziplinären Ansatz verspricht die Integration von Lärminderungstechnologien und KI-gesteuerter Bohroptimierung die Förderung der Machbarkeit und Nachhaltigkeit von Geothermieprojekten in städtischen Gebieten.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Energierückgewinnung während des Bohrprozesses. Modernste Anlagen nutzen effizient die linearen Bewegungen, um zum Beispiel, die bei dem Rohreinbau entstehende Abwärtsbewegung des Pipe-Handlers zu erfassen, speichern und bei der nächsten Aufwärtsbewegung wieder in das System abzugeben und zu nutzen. Dadurch wird ein Beitrag zur nachhaltigen Energienutzung geleistet.

KEYWORDS

Urbanes Bohren, Automatisierte Rig- Technologie, Künstliche Intelligenz(KI), flexible Aufbauvarianten, Bürger Akzeptanz, Geothermie

Numerische Mehrphasen-Simulationen für einen digitalen Zwilling des Bohrprozesses bei Geothermieprojekten

K. Skinder, H. Ibrahim, G. Brenner

TU Clausthal/Institute of Applied Mechanics, Department of Fluid Dynamics, Clausthal-Zellerfeld, Germany

Tiefbohrtechnik hat große Bedeutung für die Sicherung der zukünftigen Energieversorgung, sowohl für erneuerbare als auch für fossile Energien. Bei erneuerbaren Energien geht es um Geothermie, d. h. sowohl die Gewinnung als auch die Speicherung von Wärme im geologischen Untergrund.

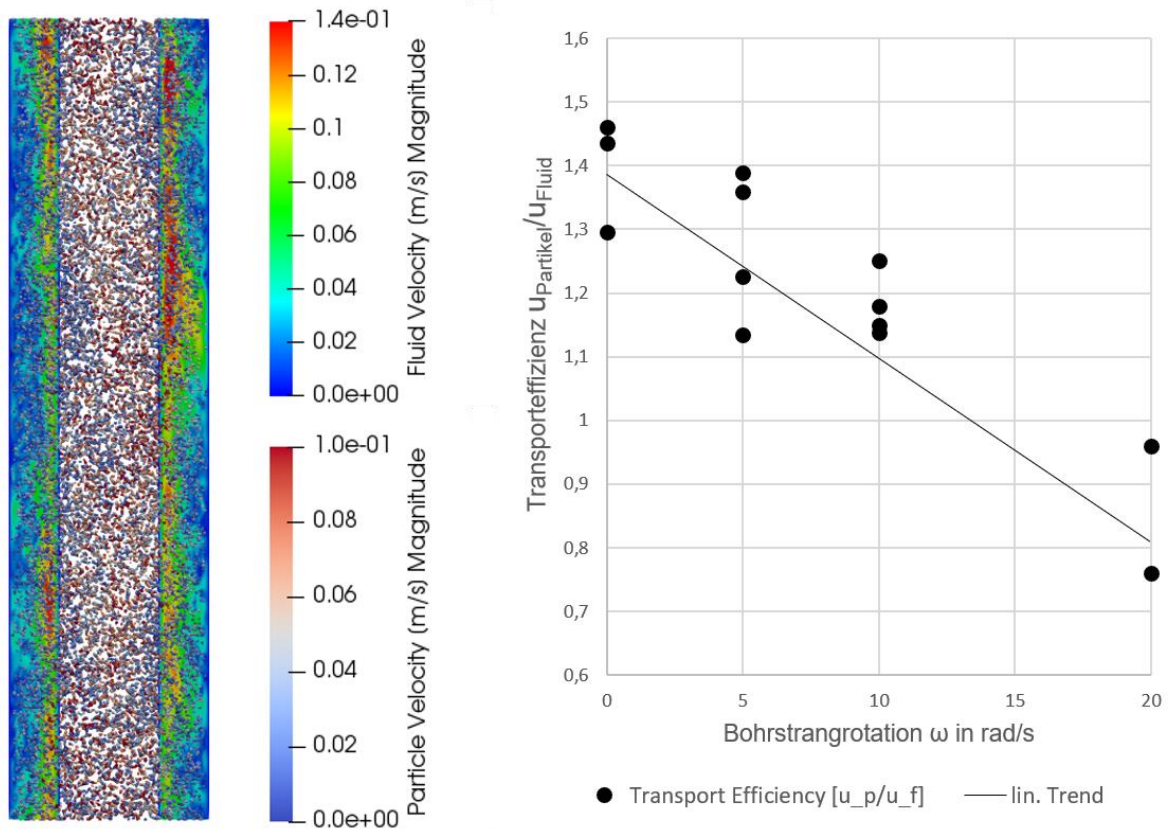
Ein digitaler Zwilling bietet eine Vielzahl von Möglichkeiten für industrielle Anwendungen, die den Unternehmen enorme Ressourceneinsparungen ermöglichen. Der Software-Simulator am Drilling Simulator Celle (DSC) ist ein digitaler Zwilling einer gesamten Bohranlage. Er dient der Forschung, industriellen Anwendungen und auch der Ausbildung von Personal. Es liegt auf der Hand, dass ein digitaler Zwilling nur so genau sein kann wie die zugrunde liegenden physikalischen Modelle, die er zur Abbildung eines realen Prozesses verwendet. Aus diesem Grund werden diese Modelle fortlaufend aktualisiert und verbessert.

Numerische Simulationen mit der Euler-Lagrange Methode [1] und der Immersed Boundary Methode [2] liefern nun über breite Parametervariationen Daten zur Modellierung des Bohrkleintransports. Frühere experimentelle und numerische Arbeiten zu diesem Thema wurden von Aragall et. al. am Institut für Technische Mechanik der Technischen Universität Clausthal durchgeführt [3][4][5].

Der effiziente Transport von Bohrklein ist für die Sicherheit und den Erfolg eines Bohrprojekts von entscheidender Bedeutung. Wird ein kontinuierlicher Austrag von Bohrklein nicht gewährleistet, können durch Ausfall der Anlage Stillstandszeiten entstehen, die mit hohen Kosten verbunden sind. Eine korrekte Vorhersage des Drucks in der Bohrung ist ebenfalls wichtig, um Spülungsverluste in die geologische Formation und umgekehrt den Eintritt von Flüssigkeiten oder Gasen aus der Formation in die Bohrspülung zu verhindern. Der Druckverlust hängt nicht nur von der Bohrspülung, sondern auch von dem Anteil des transportierten Bohrkleins ab.

Parameter, die den Transport von Bohrklein beeinflussen, sind die Fließgeschwindigkeit der Spülung, sowie deren Eigenschaften wie Dichte und Viskosität, und die Eigenschaften des Bohrkleins selbst. Des Weiteren spielen der Neigungswinkel der Bohrung und die Rotation des Bohrstrangs eine Rolle.

In diesem Beitrag werden die Ergebnisse von numerischen Berechnungen des Bohrkleintransports vorgestellt und der Weg zur Übertragung in makroskopische Modelle aufgezeigt.



Links: Ergebnis einer numerischen Rechnung des Partikeltransports, dargestellt in einem Schnitt durch einen vertikalen Bohrabschnitt. Im Spalt zwischen Bohrstrang und Formation strömt die Bohrspülung und transportiert das Bohrklein and die Oberfläche. Rechts: Transporteffizienz des Bohrkleins in Abhängigkeit von der Bohrstrangrotation.

Danksagung:

Gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) -Projektnummer 669927.

Die Autoren bedanken sich für die vom Resource Allocation Board gewährte Rechenzeit, die auf den Supercomputern Lise und Emmy am NHR@ZIB und NHR@Göttingen als Teil der NHR-Infrastruktur im Rahmen des Projektes nii00198 bereitgestellt wurde.

References:

[1] K. Skinder, G. Brenner, (2022), Numerische Simulation des Bohrkleintransports in einem Ringspalt unter Berücksichtigung der Bohrstrangrotation, Jahrestreffen der ProcessNET Fachgruppen CFD + Mischvorgänge + Aggl und Schüttguttechnik

[2] H. Ibrahim, G. Brenner, (2023), Simulation of Cuttings Transport in Horizontal Wells using high Resolution Numerical Methods, Celle Drilling

[3] R. Aragall, S. Hahn, V. Mulchandani, G. Brenner, (2014), Multiscale Approach for Drilling Hydraulics Modeling, Oil Gas European Magazine

[4] R. Aragall, V. Mulchandani, G. Brenner, (2015), Optical measurement and numerical analysis of mono- and bidisperse coarse suspensions in vertical axisymmetric sudden-expansion, International Journal of Multiphase Flow

[5] R. Aragall, F. Yu, J. Dai, G. Brenner, (2015), Closure of Drift-Flux Models for Cuttings Transport Predictions, Oil Gas European Magazine

Running an Extremely Long 4-1/2-in. Liner in a Highly Deviated Gas Well

L. Bierenriede¹, F. Pienaar²

¹Neptune Energy Holding Germany GmbH, Germany ²NOV Germany GmbH Liner Hanger Systems, Germany

Abstract

In 2020, Neptune Energy drilled Adorf Z15 and discovered the Adorf Gas Field close to the Dutch border in northwest Germany. Adorf Z15 has a final inclination of 40–45° and a total length of 3740 m. For further field development, the operator decided to drill Adorf Z16 in 2021 from the same site as Adorf Z15 due to several surface constraints. As a result of these surface constraints, along with the geological target of top carbon with a vertical section of 1850 m, the resulting well length, as well as the inclination, had to be increased significantly compared to Z15.

The reservoir was drilled with a 6-in. bit using a rotatory steerable system (RSS) with comprehensive logging while drilling (LWD) package. Due to these LWD results, it was decided to increase the final depth of the well even further from the originally planned 4990 m to approximately 5400 m. The following reaming operations were done close to the limits of the material, and overpulls were observed while pulling through a tight spot within the 7-in. liner. A multi-finger caliper (MFC) showed a deformed area in the 7-in. liner; the exact reasons for the deformation are still unknown. Thus, it was decided to reduce the collapse risk of this 7-in. liner by further increasing the total length of the 4-1/2-in. liner to 2000 m (instead of the originally planned 890 m) and to set the liner hanger in the 9-5/8-in. casing above the 7-in. liner hanger system instead of a setting depth within the 7-in. liner.

Running such a long liner system required the displacement of the reservoir drill-in fluid (RDF) since calcium carbonate (CaCO_3) significantly increased torque and drag values. Prior to running the liner, the well was displaced from CaCO_3 -based mud to a baryte-based mud system. The entire running and setting simulations were updated, while an adequate 7-in. hydraulic liner system with a crossover to 4-1/2-in. casing was prepared on short notice by NOV in Vechta, Germany. Finally, this 4-1/2-in. liner was successfully run in hole to total depth (TD), which covered all permeable sands and the entire 7-in. liner of the previous section. Because of the complexity of this job, the service provider provided the downhole monitoring technology, which measured the actual tensile, compression, internal and external pressures, and torque loads at the liner top while running and setting the liner system. The data analysis afterward confirmed that the liner top packer was fully set, which was of special importance due to the low-pressure formation (Stassfurtcarbonate), which previously caused significant losses during the last 8-1/2-in. section. This formation was present behind the cemented 7-in. liner, and proper isolation was a key requirement for the integrity of this gas well.

Introduction

The Adorf Carboniferous field was appraised by the in-field development well Adorf Z15 in 2020. In 2021, Adorf Z16 was drilled from the same cluster with a higher inclination (~71°) and length.

Adorf Z16 has also been planned as a 2D J-shaped production well. The distance between the Z16 and Z15 wellheads is 33 m. The kick off point (KOP) of the well was planned at 1900 m measured depth (MD) to ensure that the relatively unstable Keuper formation can be

drilled vertically with water-based mud (WBM). The final inclination of the 12-1/4-in. section was $\sim 71^\circ$ with an azimuth of $\sim 77^\circ$ (Adorf Z15: azimuth 38°).

The well design was based on a driven 30-in. conductor, an 18-5/8-in. surface casing to the Top Upper Cretaceous and a 13-3/8-in. intermediate casing down to the Top Upper Muschelkalk. The 10-3/4-in. x 9-5/8-in. x 10-3/4-in. production casing had to be set in the Basalanhydrit (A2) and the 7-in. production liner within the Werra-Series Z1 (Werra Anhydrite (A1)).

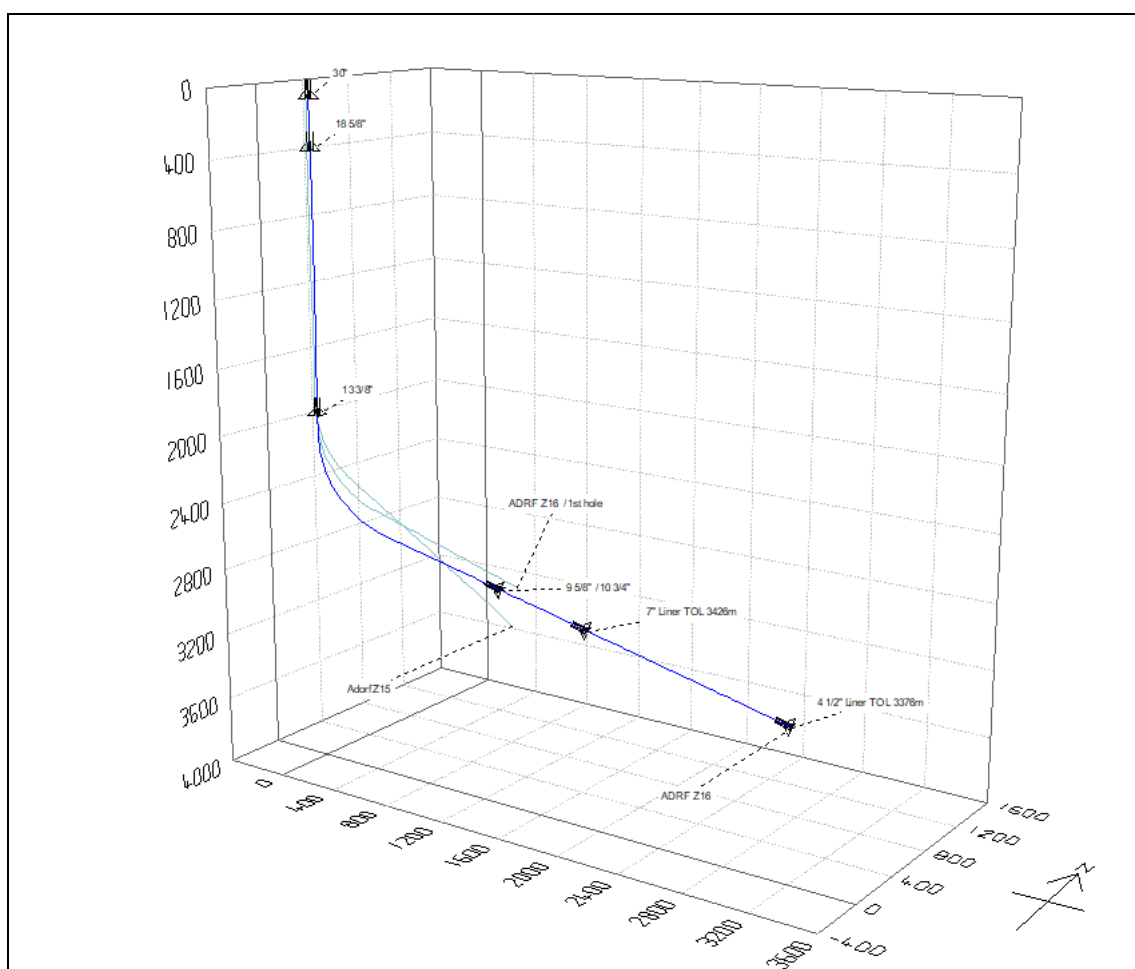


Figure 1: Adorf Z15 and original Adorf Z16 well paths.

Most of the wells in this area were drilled more or less vertically and/or at shorter total depths (TD). Adorf Z16 was, therefore, the deepest well with the highest inclination in this field.

Reservoir Drilling

The 7-in. liner was drilled out with a separate drillout bottomhole assembly (BHA) until the 7-in. casing shoe. The mud system was changed to a reservoir drill-in fluid (RDF). Before drilling out the 7-in. liner shoe, an overlap test was conducted, and a formation integrity test was done in the open hole afterward.

Subsequently, the 6-in. reservoir section was drilled through the Werra Anhydrite, Kupferschiefer, and the Carboniferous.

The reservoir was drilled in three separate rotary steerable system (RSS) runs, including logging while drilling (LWD) tools. The first run could only be done to 4336 m MD because of unexpected torque values, the second run only to 4950 m MD because a bit trip and blowout preventer pressure test were due, and finally, at 5378 m MD, section TD was reached. A ratihole of at least 130 m below the base of the last sand package had to be drilled to enable a perforation in the deepest part of the drilled reservoir, avoiding the requirement to drill out the 4-1/2-in. liner shoe track. One of the challenges of this section was the actual torque, which was higher than the previous—quite conservative—simulations. Managing the revised depth and the observed friction factors required a recalculation of the torque distribution over the string to readjust the surface torque limit of the top drive. Otherwise, TD would not have been reached.

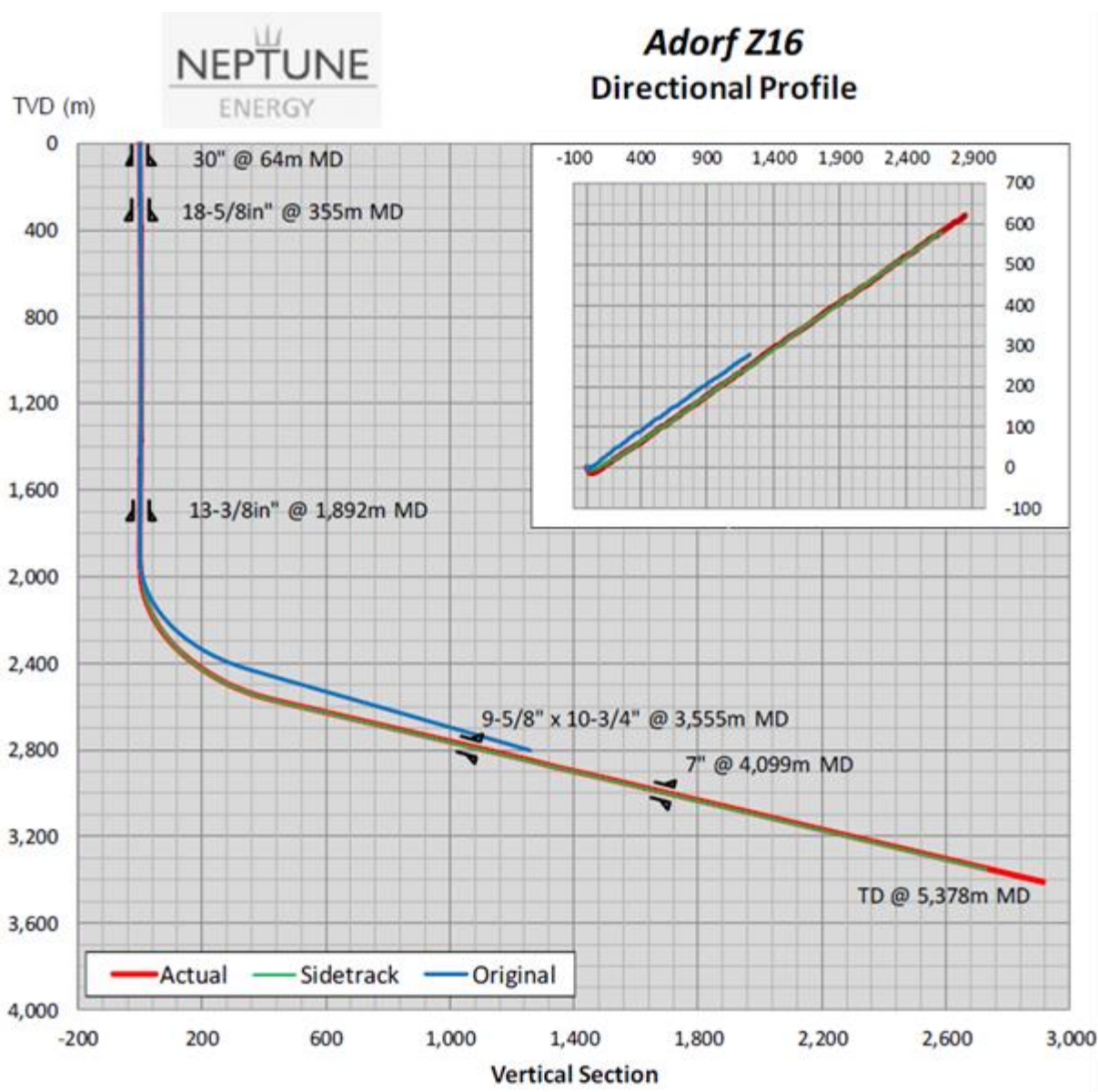


Figure 2: Adorf Z16 directional profile.

Once TD was drilled, a reaming/conditioning run was required, resulting in heavy back-reaming out of hole. Before the 7-in. shoe was reached, 15 t weight on hook (WOH) was lost, and the torque decreased from about 35 to 7 kNm. There were three unsuccessful attempts

to connect to the fish (top above 7-in. liner). The fourth fishing run was successful, and the fish was recovered (4-in. drill pipe connection failure).

This event and the observed torque and drag values led to the decision to reduce the friction factors of the system by displacing the calcium carbonate (CaCO₃)-based RDF with a baryte system before running the 4-1/2-in. liner. Getting the 4-1/2-in. liner to TD was seen as the most important in order to comply with the well objectives. Since CaCO₃ RDF was used from the beginning, the pores were already plugged with acid-soluble material. The baryte was, therefore, not expected to deeply penetrate the formation, especially considering the depth of the flow channels the perforation guns would later create.

Additionally, a tight spot in the 7-in. liner was observed while pulling out of hole (POOH) the BHAs. A multi-finger caliper (MFC) confirmed a deformed area in the 7-in. liner, which led to the decision to set the 4-1/2-in. liner hanger above the previously set 7-in. liner hanger in the 9-5/8-in. casing. This also increases the redundancy through the use of two-liner top packers isolating the well from the highly depleted Ca₂ behind the previously set 7-in. liner. Another advantage was the landing string configuration since the liner could be set with 5-in. x 5-7/8-in. drill pipe, leading to a reduced buckling risk while setting the liner top packer compared to a drill pipe configuration including 4-in. drill pipe to fit through the previously set 7-in. liner. The available material was confirmed, and additional casing was prepared to ensure a successful implementation. Furthermore, a 7-in. x 9-5/8-in. liner hanger system crossed over to a 4-1/2-in. liner had to be prepared on short notice by NOV in Vechta, Germany.

The following table gives a brief overview of the changes in well design:

Original Plan	Final Installation
Drilling with 1,20 kg/l according to subsurface data (geomechanical/pressures).	The mud weight was increased to 1.36 kg/l and later to 1.40 kg/l. Finally, the mud weight was increased to 1.51 kg/l to stabilize the borehole and reduce cavings by using baryte as a weighting agent.
Set 4-1/2-in. liner hanger in the 7-in. liner.	Set 7-in. x 9-5/8-in. liner hanger crossed over to 4-1/2-in. liner with the new 7-in. x 9-5/8-in. set inside 9-5/8-in. casing due to deformation in the 7-in. liner observed while POOH and providing more barriers to the underhydrostatic Ca ₂ and reduced packer setting risks.
The total length of the 4-1/2-in. liner was ~890 m since the liner should have run to ~4990 m MD.	The total length of the 4-1/2-in. liner was 2001 m as the final depth increased to 5378 m MD.
No mud change.	The mud was changed to a baryte system to reduce torque and drag. Adding torque reducers to the mud during drilling was not sufficient.
Centralizer placement of 2 per joint and 3 every 2 joints.	Centralization modification to enhance the possibility to run the liner to TD (1 per joint).

Table 1: Original plan and final installation comparison.

The following graph shows the result of these measures. During the 4-1/2-in. liner run, one stuck pipe event occurred at 4547 m MD. The liner was worked free and was run to a final depth of 5377 m successfully.



**Germany
Niedersachsen
Adorf Z16
3. 4 1/2" Liner Run (1,991m Lnr) 5" & 5-7/8" DP
Driller's Hookload Plot**

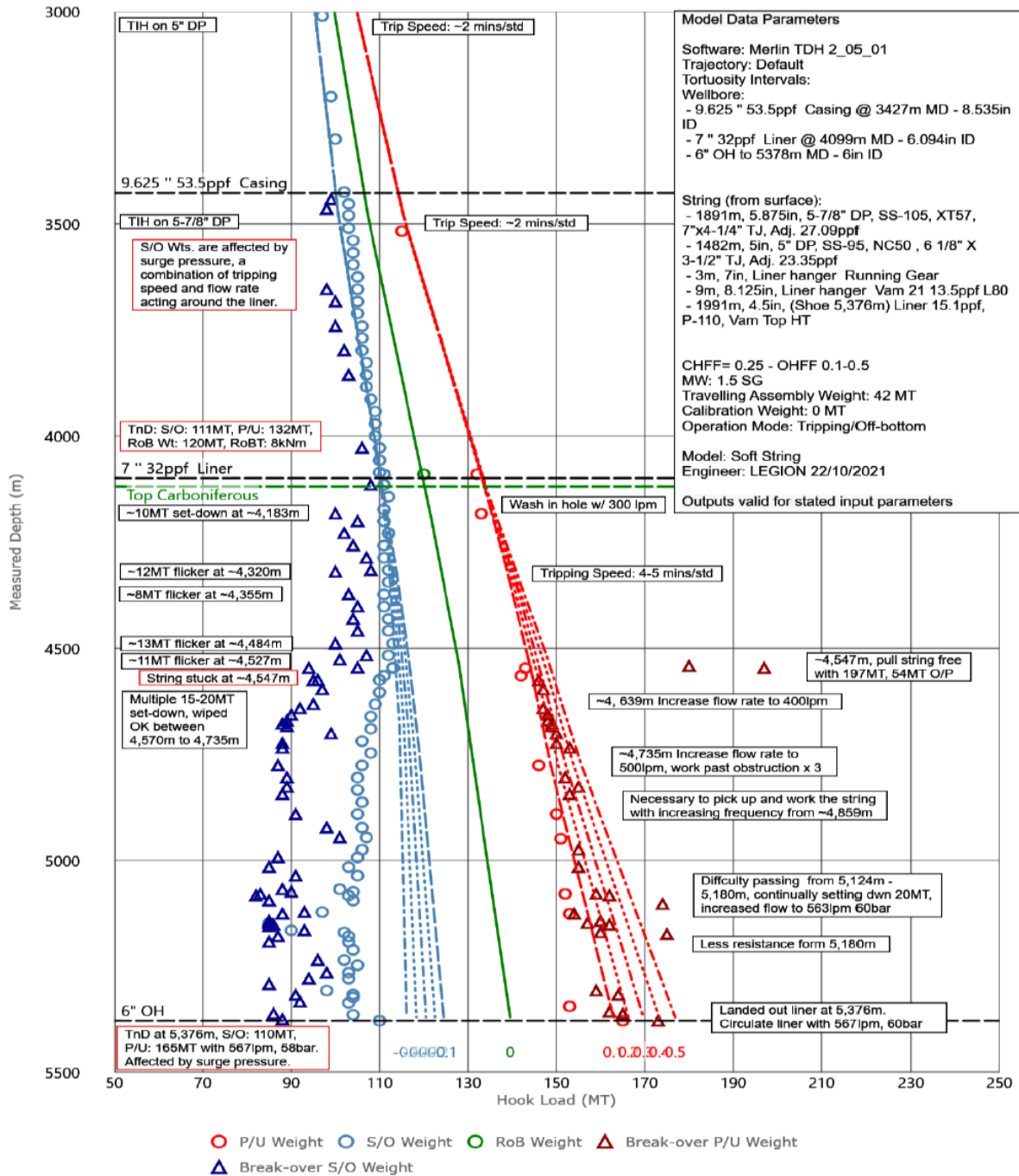


Figure 3: Adorf Z16 hookload plot.

Slack-off weights were affected by the surge pressure, a combination of tripping speed and flow rate, acting around the liner. As friction factor trends are calculated without pumps, this explains why the slack-off weights are left of the trend lines. It was not possible to accurately gauge the slack-off friction factor; however, based on results from previous BHAs, it would be safe to say that the slack-off friction factor in the open hole was greater than 0.50. Baryte mud reduced the torque by approximately 5 kNm compared to the RDF with CaCO₃.

Finally, the 2000-m-long 4-1/2-in. liner was run and cemented successfully in place. The downhole monitoring technology provided by NOV also confirmed a properly set liner hanger packer. Although several tool failures and logistical problems (Brexit/customs), as well as COVID, challenged the management of the operation, the well was drilled without waiting times due to tool availability or sick crews.

Despite significant well design changes during the execution phase, there are currently no production restrictions thanks to the reliable casing and tubing design that fulfills all well integrity requirements.

Technical Approach and Equipment Selection

When faced with the need to reach greater depths and overcome challenging well conditions, operators often opt for a liner hanger system over a conventional long-string casing design. This approach offers several key advantages:

- **Cost Reduction:** By utilizing a liner hanger, the operator can avoid running casing all the way to the TD of the well, resulting in significant cost savings.
- **Simplified Well Design:** The liner hanger system provides a more streamlined well architecture, which simplifies future workover operations and enhances the ability to perform tieback operations if required.
- **Reduced Wellhead Connections:** Implementing a liner hanger reduces the number of connections at the wellhead, leading to additional cost savings.
- **Increased Reach:** Liner hanger systems allow operators to achieve greater measured depths compared to a conventional casing string design.
- **Improved Reaming Capabilities:** The liner hanger design offers superior reaming performance, resulting in reduced torque during installation compared to a long-string casing.
- **Increased Annular Flow Area:** The liner hanger configuration provides a larger annular flow area, which helps to reduce the equivalent circulating density (ECD) during operations.
- **Faster Trip-in Time:** Liner hangers can typically be run in hole faster than a full casing string, improving overall operational efficiency.

The liner hanger system installed in the Adorf Z16 well consisted of the following key components:

Polished Bore Receptacle (PBR): A high-quality, honed pipe section installed at the top of the liner to provide an optimized sealing surface for future remedial and tieback operations.

Liner Top Packer: Designed for high differential pressures, this packer was installed above the liner hanger to seal the annular space between the liner and the host casing. Proper isolation was of particular importance to the operator for the integrity of this gas well. The packer element is held in position by controlled deformation of the support rings and additional external hold-down slips.



Figure 4: Liner Top Packer.

Liner Hanger: This tool was strategically positioned below the liner top packer. The liner hanger features an innovative slip design that is recessed into a specialized profile on the rotating body, ensuring seamless installation and uniform load distribution.



Figure 5: Hydraulic Liner Hanger.

Liner Wiper Plug with Integrated Ball Seat: Located below the liner hanger, the single wiper plug has an integrated ball seat, allowing the hydraulic liner hanger to be activated by closing the ball seat with the setting ball.



Figure 6: Liner Wiper Plug.

To deploy the liner system to TD, the following running tool configuration was used:

Liner Running Tool: Specifically selected for this application, the running tool enables the liner to be pushed and reamed down to TD without the risk of prematurely releasing the liner hanger. It also provides the ability to rotate the liner after the hanger has been set.



Figure 7: Liner Running Tool.

Downhole Monitoring Tool: A proprietary downhole monitoring tool was included in the assembly to gather critical data during the liner installation and setting process, recording key parameters such as tension, compression, torque, and pressure.



Figure 8: Downhole Monitoring Tool.

The selection of this comprehensive liner hanger system, along with the associated equipment, provided a reliable solution for the challenging conditions encountered in the Adorf Z16 well. The advanced features of the individual components enabled the operator to effectively mitigate operational risks and optimize the well construction process.

Planning and Preparation

With the change in plan to set the 4-1/2-in. liner hanger in the 9-5/8-in. casing instead of within the 7-in. liner, the job preparation was expedited to ensure the required equipment would be available on time. The operator and service company engineers collaborated closely to finalize the application and planning for this complex liner installation operation.

Several iterations of torque and drag simulations were conducted to assist with the work string selection and define the optimal operational parameters. As the mud properties, centralization, and friction factors were updated based on the evolving well conditions, the modeling efforts were crucial in refining the execution strategy.

The standard operating procedure for the liner installation was thoroughly laid out and reviewed with the operator. This ensured there were clear instructions and a shared understanding of the steps involved in successfully setting the comprehensive liner hanger system.

Additionally, the service provider maintained personnel on standby to be ready for the installation at any time, allowing for a rapid response to address the challenges faced during the execution phase of this project.

The collaborative planning efforts between the operator and service company, coupled with the detailed simulations and documented procedures, set the stage for the safe and efficient installation of the 4-1/2-in. liner in the highly deviated Adorf Z16 well.

Liner Installation Overview

The installation of the 4-1/2-in. liner in the highly deviated Adorf Z16 well required meticulous planning and execution by the operator and service company personnel.

During the liner installation, multiple restrictions were encountered at various depths, requiring the crew to work the string free. Weight indicators showed significant fluctuations during the deployment, indicating changing downhole conditions.

The extensive efforts and coordination between the operator and service company personnel ultimately led to the successful installation, cementing, and packer setting of the 4-1/2-in. liner in the challenging Adorf Z16 well. Despite the multiple challenges encountered, the operator was able to overcome the obstacles and achieve the desired well integrity.

Post-Operation Observation

The comprehensive downhole monitoring system played a crucial role in providing valuable insights throughout the liner installation process for the Adorf Z16 well. The proprietary monitoring tool, supplied by the service provider, recorded key parameters at a high sampling rate, including tension, compression, torque, temperature, and pressure.

Key Observations from the Downhole Monitoring Data:

- The downhole monitoring data confirmed that the liner hanger packer was properly set, which was of critical importance due to the presence of the low-pressure Stassfurtcarbonate formation behind the cemented 7-in. liner.
- The data highlighted significant fluctuations in the weight indicators and torque values during the liner deployment, indicating changing downhole conditions and the challenges faced in running the extensive 4-1/2-in. liner to TD.
- The monitoring tool captured the precise tensions, compressions, and pressure changes experienced by the liner assembly as it encountered restrictions and had to be worked free during the installation.
- The data provided a detailed record of the multiple attempts to set the liner hanger, showing the pressure responses.

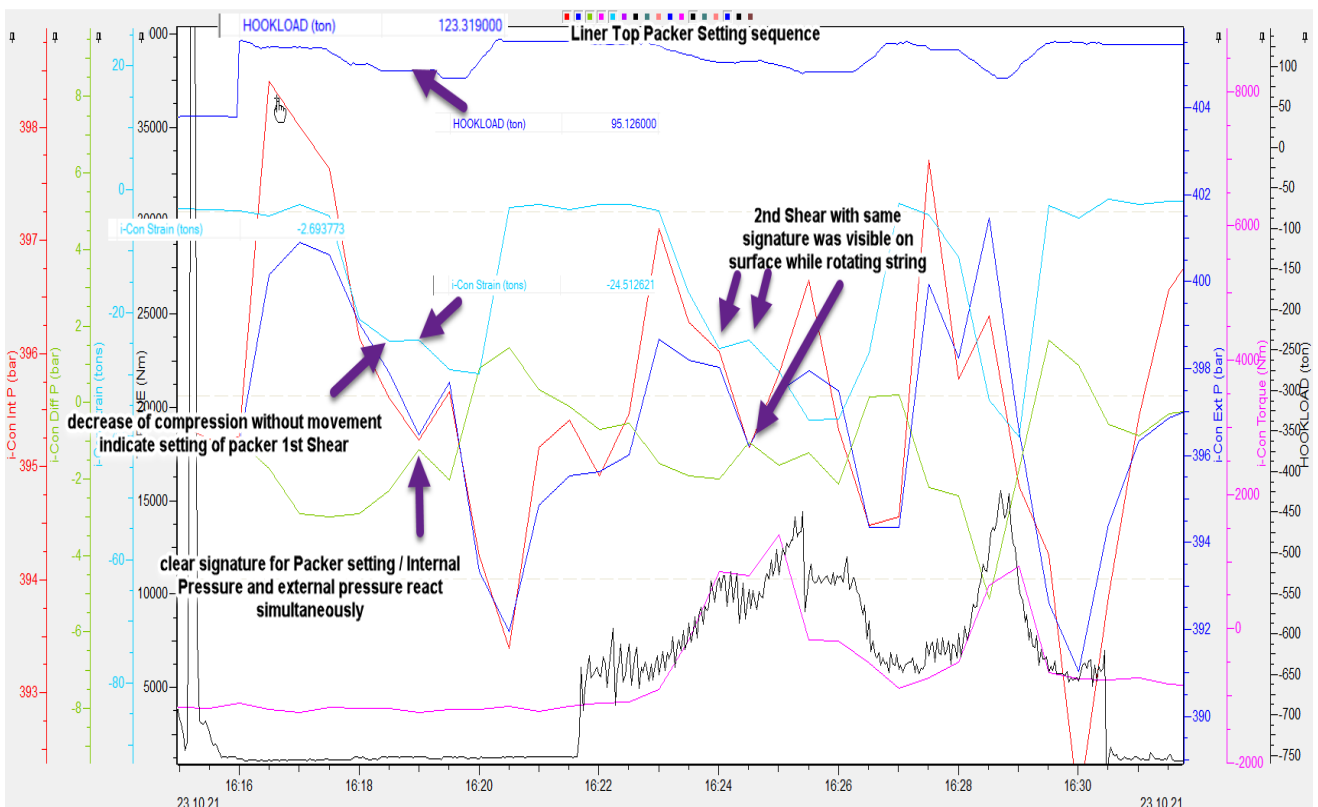


Figure 9: Packer setting confirmation by downhole monitoring data.

By closely analyzing the comprehensive downhole data, the operator was able to gain crucial insights into the performance of the liner hanger system and the downhole conditions that impacted the successful installation. This information was instrumental in identifying areas for improvement and informing future well designs and execution strategies.

In addition to gaining valuable data, during the post-operational analysis, detailed material investigations were conducted to establish the potential impact of the drilling mud composition on certain aluminum components of the liner system.

The findings from these investigations confirmed that the high chloride content in the drilling mud could adversely affect some aluminum parts if not properly addressed. This lesson underscores the importance of diligently monitoring the mud chemistry and ensuring the compatibility of materials used in the liner hanger system and other downhole equipment.

Proactive management of the mud properties, with a focus on maintaining appropriate chloride and PH levels, can help mitigate the risk of premature degradation or critical failure. Selecting materials that are resistant to the specific mud chemistry will improve the reliability and performance.

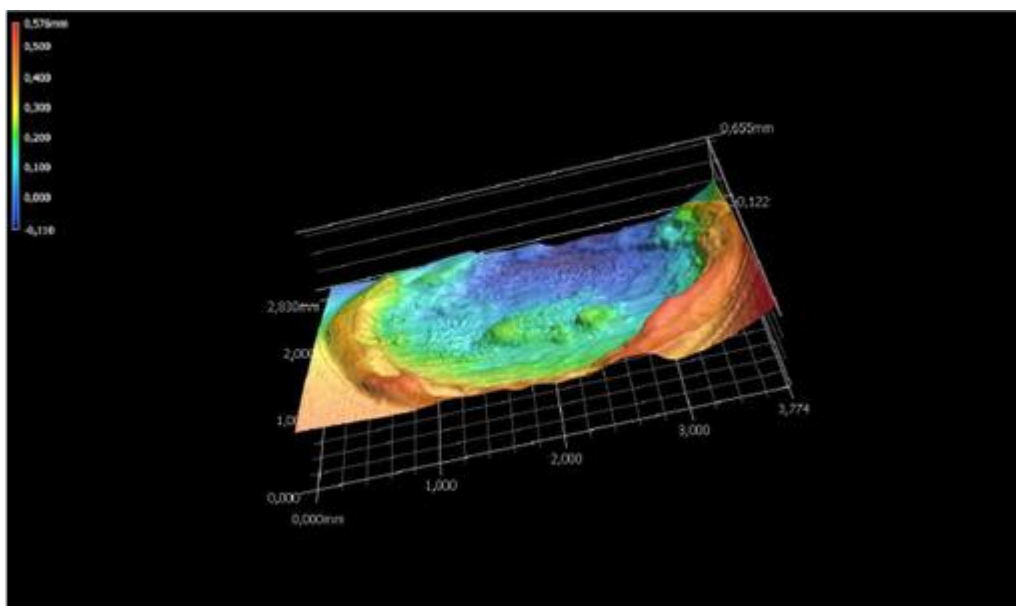


Figure 10: Detailed material analysis on aluminum material (Wintershall Dea TSC GmbH & Co. KG, Barnstorf).

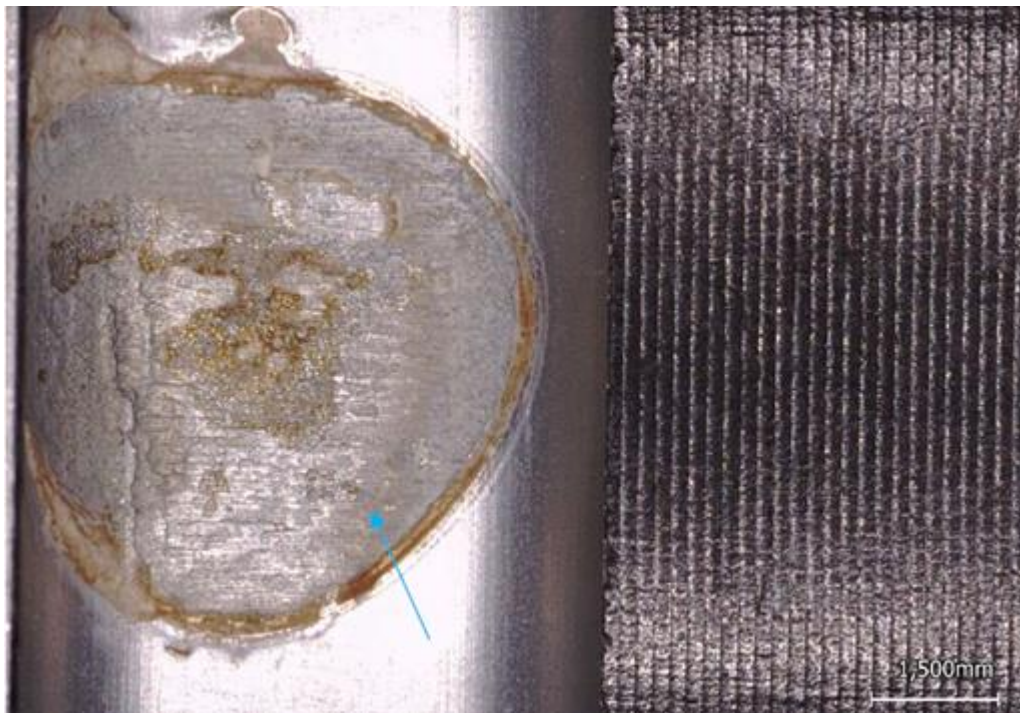


Figure 11: Localized corrosion due to chloride (Wintershall Dea TSC GmbH & Co. KG, Barnstorf).

Closing Statement and Conclusion

The successful installation of the long 4-1/2-in. liner in the highly deviated Adorf Z16 well was the result of a comprehensive technical approach undertaken by the operator and the service provider. By leveraging the advantages of a liner hanger system over a conventional casing design, the operator was able to reach the required depths and overcome the challenging well conditions.

The liner hanger system provided a reliable solution tailored to the demands of this well. The advanced features of the liner hanger, such as the robust mechanical locking mechanism, helped prevent the premature activation of the slips even in the presence of downhole debris. Additionally, the high bypass design of the liner hanger allowed for increased flow rates while maintaining low-pressure loss, ensuring efficient fluid circulation during the installation.

The running tool's ability to be rotated while running in hole was another critical feature that helped mitigate potential issues commonly encountered with other types of running tools, which can accidentally release. The contingency release methods, such as left-hand rotation, provided an additional safeguard against premature disengagement of the setting tools.

The advanced capabilities of the liner hanger system, combined with the flexibility and reliability of the running tool, enabled the operator to effectively navigate the complexities and operational risks faced during the challenging Adorf Z16 well installation.

The extensive planning and preparation efforts, involving collaborative engineering analysis, torque and drag simulations, and detailed operational procedures, set the stage for the safe and efficient execution of the liner deployment. The operator's proactive approach and the service provider's readiness to respond to emerging challenges were crucial in navigating the complexities encountered during the well construction process.

While the liner hanger could not be initially set, the operator's perseverance and the availability of the downhole monitoring data allowed them to gain crucial insights into the root causes of the operational issues. This information, coupled with the lessons learned

regarding the compatibility of downhole materials with the drilling mud, will be invaluable in informing future well designs and execution strategies.

By embracing a comprehensive technical approach, leveraging advanced equipment and monitoring tools, and applying the lessons learned from the Adorf Z16 well project, the operator and the service provider have demonstrated their commitment to continuous improvement and the successful execution of challenging well construction operations. This holistic approach will serve as a valuable reference for navigating similar high-deviation well scenarios in the future.

Geochemical reactivity of hydrogen with Buntsandstein sandstones under reservoir conditions: implications for underground hydrogen storage

C. Cheng, B. Busch, A. Kontny, C. Hilgers

KIT - Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geosciences, Karlsruhe, Germany

Underground hydrogen storage is a promising method for large-scale energy storage to balance the fluctuation of renewable power supply. However, results for the geochemical reactivity of hydrogen with reservoir rocks are still rare, particularly for their potential effects on reservoir performance. Some minerals such as hematite, pyrite, and calcite can react with hydrogen under certain temperatures to form other minerals (i.e., magnetite/iron, pyrrhotite, and $\text{CaO}/\text{Ca}(\text{OH})_2$, respectively) and consume hydrogen. These mineralogical transformations due to the presence of hydrogen may change the pore structure and affect the storage properties. In this study, we investigated the geochemical reactivity of hydrogen with Buntsandstein reservoir sandstones, collected from hydrocarbon wells at a depth of about 2.5 km. The experiments were performed at 100 °C under a constant hydrogen pressure of 150 bar for one month. Four different scenarios including dry hydrogen, dry air, synthetic saline fluid-saturated rocks with pure hydrogen and with pure helium were compared to systematically understand the reaction attributed to hydrogen instead of fluid-rock interactions or temperature effects. Permeability, porosity, magnetic susceptibility and fluid element concentration were measured before and after hydrogen experiments to shed light on the potential reaction. The results indicate that no fundamental and substantial changes in the minerals were induced by hydrogen reaction under the simulated conditions. Magnetic susceptibility reveals that no magnetic minerals (e.g., magnetite) were formed. The slight variation of permeability and porosity is mainly due to fluid-rock interaction indicated by the changes in the fluid element concentration. Our overall results reveal that there is no risk of hydrogen loss and reservoir performance reduction due to geochemical reactions between Buntsandstein sandstone and pure hydrogen under temperatures up to 100 °C. However, we are continuously investigating more extreme pressure and temperature conditions with samples containing sufficient amounts of Fe_2O_3 and FeS_2 , which is not very well known.

Experimental investigation of capillary entry pressure for caprock sealing capacity in CCS

S. Pang¹, B. Hagemann¹, N. Langanke², L. Ganzer^{1,2}

1 Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal University of Technology

2 HOT Microfluidics GmbH

Abstract

The excessive emissions of carbon dioxide into the atmosphere lead to global climate change. Capture and Geological Storage of CO₂, where CO₂ is separated from industrial and other related emitters and injected into the underground for storage, has been universally acknowledged as a promising approach for reducing greenhouse gas concentrations in the atmosphere. The main mechanisms currently used for carbon dioxide storage are structural trapping and capillary trapping. The former uses the capping layer as a physical barrier to prevent the gas plume from moving upward, and the latter exploits forces within the pores of the rock to immobilize the gas. Therefore, in CCS formations, it is crucial to have a sufficient capillary entry pressure to effectively prevent CO₂ from escaping into the overlying formation and causing safety problems. The capillary entry pressure signifies the pressure exerted by a non-wetting fluid as it infiltrates the most extensive interconnected pore space, initiating the displacement of water.

This study focuses on carbonate samples as potential caprock and measures the capillary entry pressure of the caprock samples under different pressure conditions. The porosity and permeability of the samples before and after the entry pressure experiment were compared and analyzed. The calculated capillary entry pressure based on the Thomas et al. correlation for the carbonate caprock with a water permeability of 0.03 mD is 2.3 bar. By utilizing the Step-by-step method, in which the injected fluid pressure is gradually increased in a constant mode while monitoring the variations at the outlet, the flow rate starts to increase from 0 when the pressure is increased to 5.5-6 bar. Meanwhile, the volume at the outlet increases significantly, which means that the capillary entry pressure is reached. Therefore, the experiment results show that the practical capillary entry pressure is larger than the correlated one. The results of measuring permeability after the experiment were different from those before the experiment. During the experiment, slight variations in volume at the outlet due to changes in ambient temperature have implications for determining that the capillary entry pressure is reached. In particular, for future targeting of rocks with much lower permeability a temperature regulation must be built into the core flooding setup.

Keywords: Entry pressure; Caprock sealing capacity; gas breakthrough

Introduction

Dependence on fossil fuels and excessive anthropogenic emissions of carbon into the atmosphere have led to profound changes in the world's climate, providing a severe challenge to contemporary humans. According to the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), CO₂ has been identified as a pivotal factor in the greenhouse gas effect, whereby the concentration of atmospheric CO₂ has witnessed a significant rise of approximately 35% over the past two centuries. Carbon Capture and Geological Storage of CO₂, where CO₂ is separated from industrial and other related energy emissions and injected into the ground for storage, has been universally acknowledged as a promising approach, reducing greenhouse gas concentrations in the atmosphere, and accelerating the carbon cycling process. Long-term CO₂ storage mechanisms comprise four types, respectively, stratigraphic, or structural trapping, capillary trapping, mineral trapping, and dissolution trapping^[1]. Given that the latter two mechanisms operate over long-term periods of time, the primary mechanisms currently employed for CO₂ storage are structural trapping and capillary trapping, of which the former utilizes caprock as a physical barrier to prevent the gas plumes from moving upward and the

latter exploits forces within the pores of the rock to immobilize the gas (Fig.1). Hence, in CCS formations, it is crucial to maintain an adequate capillary entry pressure which is the minimum difference in capillary pressure at which the non-wetting fluid begins to penetrate the interconnected pore structure, to effectively prevent CO₂ escaping into the overlying formation causing security problems. The sealing capacity of caprock, particularly referring to its efficiency in preventing leakage, is an essential consideration in acquiring site permissions and assessing the economic feasibility of a carbon dioxide storage. This study focuses on carbonate samples as potential caprock and measures the capillary entry pressure of the caprock samples under different pressure conditions.

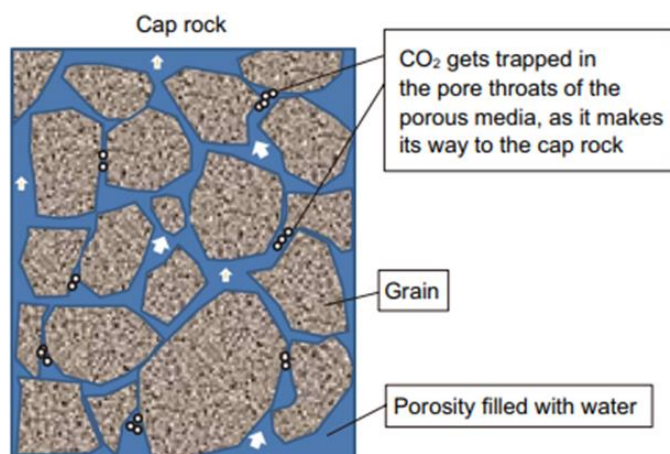


Fig.1 Capillary/ Residual trapping of injected CO₂ within pore structure^[2].

Definition of Entry Pressure

Caprock, characterized by its low permeability and high entry pressure, functions as a barrier that inhibits the vertical migration of fluids within the rock formation^[3-4]. Given the higher density of supercritical carbon dioxide (scCO₂) compared to its gaseous state, the injection of scCO₂ is a more favorable solution when considering the efficient usage of pore space. Nevertheless, it is vital to point out in underground conditions, supercritical carbon dioxide (scCO₂) has the potential to experience a phase transition because of alterations in reservoir pressure or temperature. In relation to risk assessment, four distinct mechanisms leading to cap failure have been identified: diffusion loss over the cap rock, leaking across the pore space upon surpassing the capillary entry pressure, leakage through faults or fractures, and well leakage resulting from degradation or incorrect abandonment of the well. Furthermore, it is worth mentioning that any of these processes have the potential to occur in conjunction with one another.

When the pressure of the non-wetting gas present in the reservoir exceeds the capillary pressure exerted by rock pores, the gas will infiltrate and move upward through the cap rock, leading to its breakthrough and subsequent leakage. The entry pressure signifies the pressure exerted by a non-wetting fluid as it infiltrates the most extensive interconnected pore space, initiating the displacement of water^[5]. In other words, the entry pressure correlates with the minimum capillary pressure difference at the gas-liquid interface prior to the non-wetting fluid initiating its penetration into the interconnected pore structure (Fig.2). In accordance with Laplace's law, the capillary pressure present within the pore-scale throat can be theoretically represented as:

$$P_c = P_{nw} - P_w \equiv 2\sigma_{wg} \frac{\cos \theta}{r}$$

where P_{nw} and P_w are respectively the non-wetting phase (gas) and the wetting phase (water) pressure; r is the radius of the pore throat. θ is the contact angle, while σ_{wg} is the interfacial tension (IFT), both primarily contingent on the liquid-gas phase.

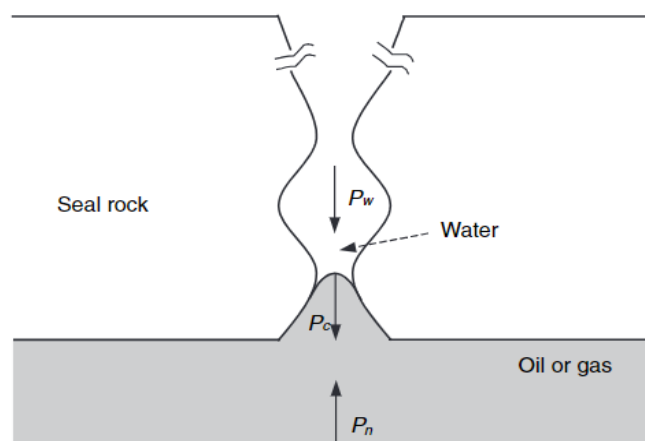


Fig.2 Schematic diagram of the sealing mechanism within a pore throat. Illustrating the minimum (capillary pressure) that obstructs CO₂ flow beyond the caprock^[6].

When gas is injected into a formation or a core sample, the gas pressure imposed must reach a certain value to penetrate the interconnected pore space. In an experimental perspective, the entry pressure is the maximum pressure difference that is present at the gas-liquid interface before the non-wetting fluid is allowed to start penetrating the connected pore space^[7] (Fig.3). However, in this phase, the pore space of gas intrusion may not be able to reach the other side of the sample due to the non-homogeneity of the pore space or the scale of the observations^[8]. Therefore, the entry pressure is defined as the pressure of the non-wetting fluid (P_g) required to start replacing the wetting phase within the rock^[9-10].

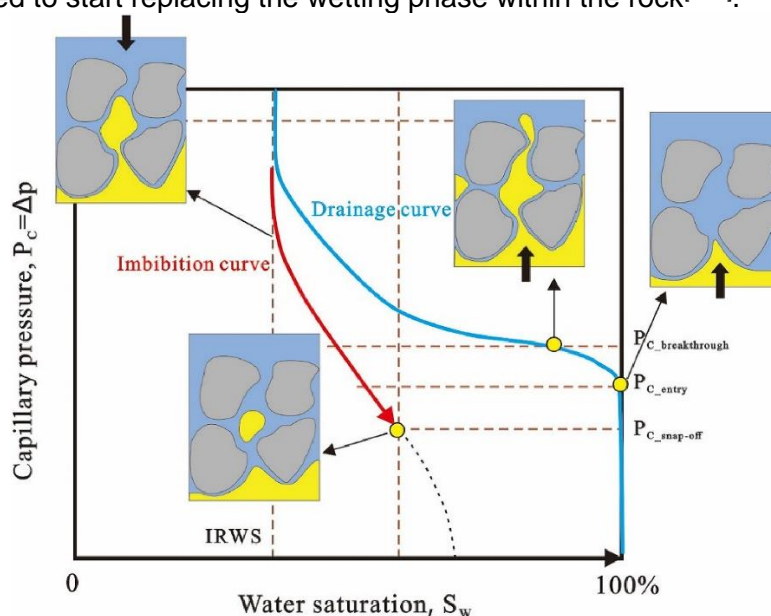


Fig.3 Possible mechanism for gas entry and residual pressure^[11] (IRWS: Irreducible water saturation).

Experimental method, setup and procedure

The assessment of the caprock sealing capacity depends substantially on the measurement of entry pressure, a critical parameter which is often conducted in a laboratory scale^[12-14]. Entry pressure in a core scale has been significantly advanced through the utilization of both direct and indirect approaches. The indirect method refers to the mercury injection porosimetry (MIP) method. The direct approaches encompass several techniques such as the step-by-step method^[15], continuous injection method^[16], dynamic method, RCP method, and others.

The step-by-step (SBS) method is the most prominent method for measuring entry pressure in accordance with the definition of capillary pressure, as initially proposed by Thomas et al. (1968). The SBS process is performed by gradually increasing the injected fluid pressure in a constant mode while simultaneous observation of the pressure variations across the outlet, thus, the entry pressure is obtained^[17]. Prior to the experiment, the samples are required to be saturated with a wetting fluid, achieved either externally with the vacuum tank, or directly within the experimental system, where a wetting fluid (mostly water) is pumped into the core holder in a constant differential pressure mode till the core is fully saturated.

With the purpose of reproducing the underground conditions as realistically as possible, an experimental setup was promoted. Its aim is to prevent corrosion of cells, valves, and pipes, while also withstanding high pressures and temperatures. Due to the in-situ conditions, the CO₂ mixture achieves a supercritical state and exhibits partial miscibility with the initial brine. The interaction between the supercritical fluid and the brine results in a highly corrosive blend. Consequently, all components in contact with the gas-brine mixture are fabricated from special stainless steel. To prevent corrosion of the backpressure pump cylinder, a separator was installed to segregate the brine phase from the gas phase.

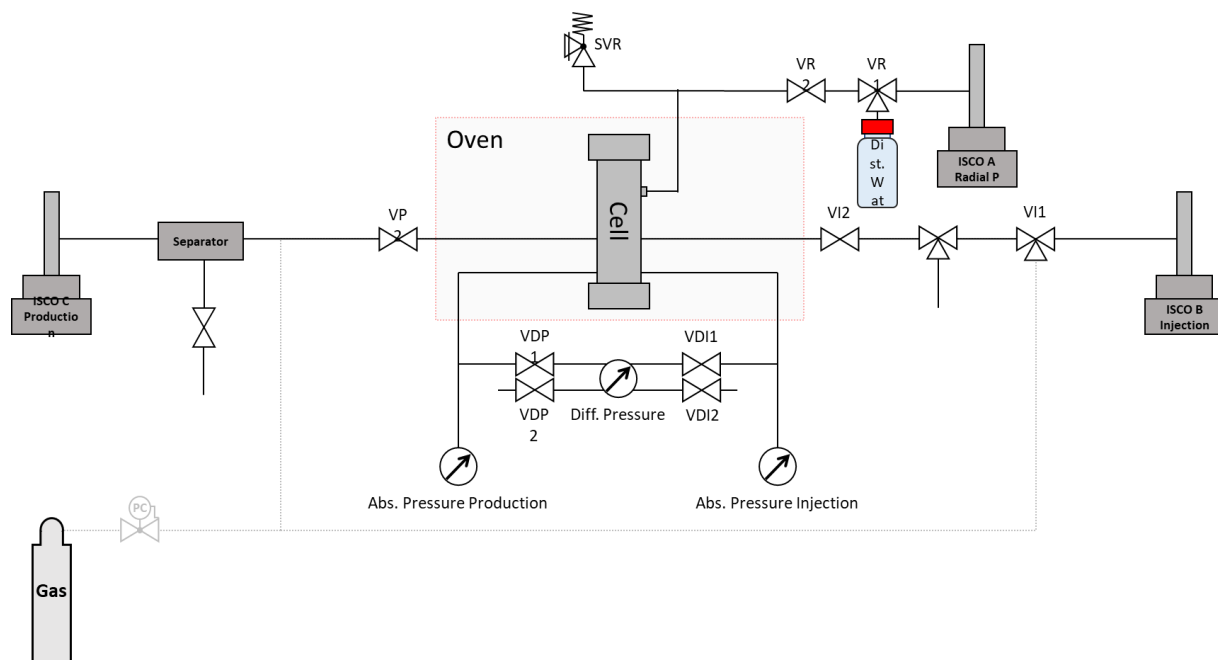


Fig.4 Sketch of the experimental setup for entry pressure measurement

The measurement of entry pressure is performed using the following steps:

- **Setup Preparation:** after the measurement of basic properties, such as porosity and permeability, dry core samples were mounted in a repelling chamber and the chamber was connected to the experimental setup. A leakage test was performed using nitrogen at a system pressure of 10 MPa and a radial pressure of 15 MPa. Leak testing using nitrogen is performed for at least 24 hours.
- **Core Saturation:** The rock sample is saturated with brine. During the rock saturation process, the back pressure is set to a constant pressure mode of 0.5 MPa. The valves of the pumps on both sides are closed until brine flows out of the separator, which means the rock is saturated. Meanwhile, the injection pump is flushed and refilled with gas.
- **Experimental measurement:** The radial and injection pressures are raised to 6 MPa, 1 MPa, and the gas injection begins. The backpressure pump is set to a constant pressure of 0.5 MPa. The separator is usually extracted after the entry pressure reaches. Before and after every measurement, the experiment must be stopped for a few hours to refill the syringe pump and empty the backpressure pump.

- Generally, after two weeks of replacement experiments, the pressure is decreased, and the rock samples and all piping are rinsed with distilled water to wash out any salt residue.
- Porosity and permeability were measured again after the rock samples were dried.

Results and Analysis

Thomas et al. (1968) proposed an empirical equation for entry pressure, which is

$$P_T = 7.37 * \left(\frac{1}{k}\right)^{0.43}$$

where P_T is entry pressure in psi and k is absolute permeability in mD.

Thus, the calculated entry pressure for the carbonate caprock with a permeability of 0.03 md is 2.3 bar.

However, the experimental results indicate that when the pressure is increased to 2 bar, 3 bar and 4 bar, the flow rate inside the experimental system is 0. At the same time, the volume at the outlet is also 0. Until the pressure is increased to 5.6 bar, the flow rate starts to increase and the volume at the outlet increases significantly, which means that the entry pressure of the core is obtained. Therefore, the practical entry pressure will be larger than the calculated entry pressure result. The results of measuring permeability after the experiment were different from those before the experiment.

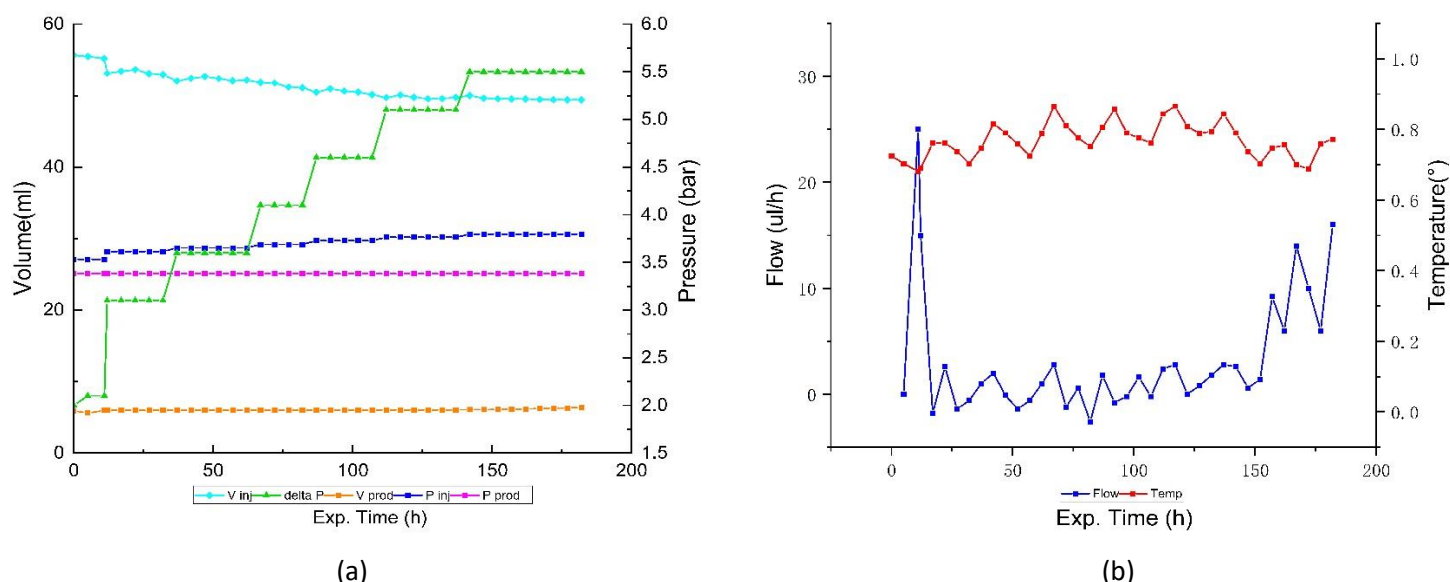


Fig.5 Measurement results: (a) Pressure and volume of injection and production versus time; (b) relations between lab temperature and flow rate

Conclusions

The laboratory results illustrate that the entry pressure calculations using the theoretical equations will have deviations from the actual results. In other words, the entry pressure of this carbonate rock sample is 5.6 bar, which is higher than the theoretical value. Most previous research data strongly emphasizes the inverse relationship between entry pressure and pore size. In terms of macro-parameters, entry pressure increases with increasing sediment specific surface area and decreasing porosity. In actual measurements, however, entry pressures are typically higher than predicted by empirical equation estimates, which supports the views of some studies. Meanwhile, post-entry pressure permeability is slightly lower than absolute permeability, but the potential exists for an increase in permeability over time because of water substitution and drying, which is required to be verified in the following experiment. Furthermore, entry pressure measurements on other rock types still require investigation to generate informative data for CCS research.

Acknowledgement

This work is funded by Institute of Subsurface Energy Systems of TU Clausthal and the China Scholarships Council.

References

- Ali, M., Jha, N. K., Pal, N., Keshavarz, A., Hoteit, H., & Sarmadivaleh, M. (2022). Recent advances in carbon dioxide geological storage, experimental procedures, influencing parameters, and future outlook. *Earth-Science Reviews*, 225, 103895.
- Ajayi, T., Gomes, J. S., & Bera, A. (2019). A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. *Petroleum Science*, 16, 1028-1063.
- Berg, R. R. (1975). Capillary pressures in stratigraphic traps. *AAPG bulletin*, 59(6), 939-956.
- Vavra, C. L., Kaldi, J. G., & Sneider, R. M. (1992). Geological applications of capillary pressure: a review. *AAPG bulletin*, 76(6), 840-850.
- Amann-Hildenbrand, A., Bertier, P., Busch, A., & Krooss, B. M. (2013). Experimental investigation of the sealing capacity of generic clay-rich caprocks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 620-641.
- Li, Z., Dong, M., Li, S., & Huang, S. (2006). CO₂ sequestration in depleted oil and gas reservoirs—caprock characterization and storage capacity. *Energy Conversion and Management*, 47(11-12), 1372-1382.
- Minardi, A., Stavropoulou, E., Kim, T., Ferrari, A., & Laloui, L. (2021). Experimental assessment of the hydro-mechanical behaviour of a shale caprock during CO₂ injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 106, 103225.
- Boulin, P. F., et al. "Sealing efficiency of caprocks: Experimental investigation of entry pressure measurement methods." *Marine and Petroleum Geology* 48 (2013): 20-30.
- Ma, Cunfei, et al. "Determination of the critical flow pore diameter of shale caprock." *Marine and Petroleum Geology* 112 (2020): 104042.
- Guiltinan, E. J., Espinoza, D. N., Cockrell, L. P., & Cardenas, M. B. (2018). Textural and compositional controls on mudrock breakthrough pressure and permeability. *Advances in water resources*, 121, 162-172.
- Busch, A., & Amann-Hildenbrand, A. (2013). Predicting capillarity of mudrocks. *Marine and petroleum geology*, 45, 208-223.
- Amann-Hildenbrand, A., Bertier, P., Busch, A., & Krooss, B. M. (2013). Experimental investigation of the sealing capacity of generic clay-rich caprocks. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 620-641.
- Busch, A., & Müller, N. (2011). Determining CO₂/brine relative permeability and capillary threshold pressures for reservoir rocks and caprocks: Recommendations for development of standard laboratory protocols. *Energy Procedia*, 4, 6053-6060.
- Song, J., & Zhang, D. (2013). Comprehensive review of caprock-sealing mechanisms for geologic carbon sequestration. *Environmental science & technology*, 47(1), 9-22.
- Tonnet, N., Broseta, D., & Mouronval, G. (2010, June). Evaluation of the petrophysical properties of a carbonate-rich caprock for CO₂ geological storage purposes. In *SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?* (pp. SPE-131525). SPE.

Egermann, M., Lill, C. A., Griesbeck, K., Evans, C. H., Robbins, P. D., Schneider, E., & Baltzer, A. W. (2006). Effect of BMP-2 gene transfer on bone healing in sheep. *Gene therapy*, 13(17), 1290-1299.

Busch, A., & Müller, N. (2011). Determining CO₂/brine relative permeability and capillary threshold pressures for reservoir rocks and caprocks: Recommendations for development of standard laboratory protocols. *Energy Procedia*, 4, 6053-6060.

Hagemann, B., Strobel, G., Kroll, J., & Ganzer, L. (2018, October). Core flooding experiments related to the injectivity during CO₂ storage with impurities under in-situ conditions. In 14th Greenhouse Gas Control Technologies Conference Melbourne (pp. 21-26)

Unlocking Tomorrow's Energy: Utilizing lithium reserves from disregarded partners - oil and gas deposits

L. Gevorgyan, R. Haseneder

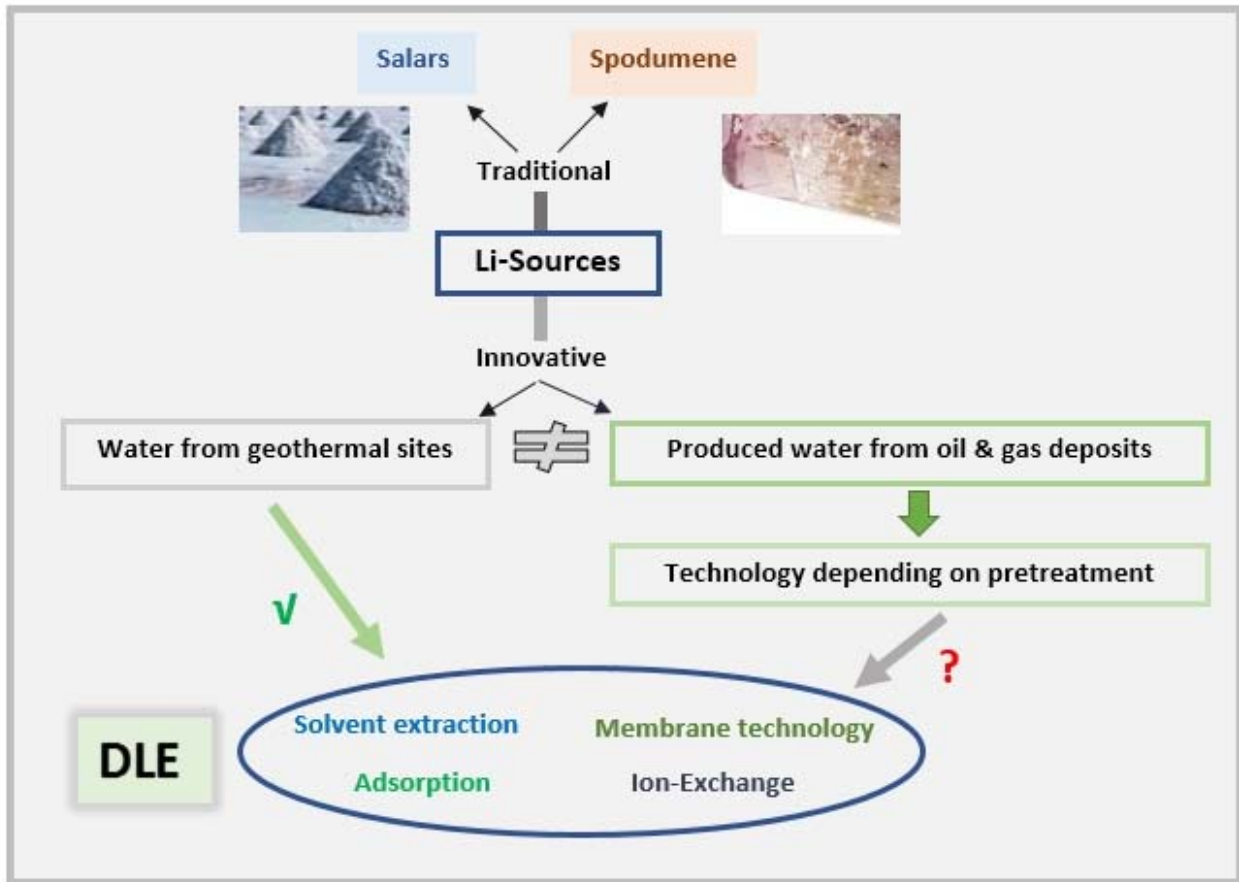
TU Bergakademie Freiberg, Institut für Thermische Verfahrenstechnik, Umwelt- und Naturstoffverfahrenstechnik, Freiberg, Germany

The pursuit of sustainable energy propels exploration into unconventional lithium sources essential for devices and electric vehicles (1). Concerns over traditional extraction methods have sparked innovative, eco-friendly techniques like Direct Lithium Extraction (DLE), while recent German studies expand extraction approaches to geothermal waters (2). In fact, the lithium content in Unexpectedly, lithium exists in produced water of oil and gas deposits proves to be relevant for utilization, linking traditional energy to sustainability (3, 4).

Compared to the various systems available for extraction from geothermal sources (2), the use of alternative sources poses challenges with regard to the composition of the process streams. Here, the hydrocarbon content, the TOC and the COD play a decisive role in the transferability of existing technologies.

Our research targets optimizing lithium extraction from produced water in of oil and gas deposits. The challenge involves integrating various extraction methods to create a more cost-effective approach for superior results. This overview emphasizes lithium's significance in battery technology and investigates untapped sources for sustainable energy. Efforts focus on combining DLE methods for extracting lithium from these deposits, promising significant advancements despite challenges, reshaping extraction for a greener future.

As part of a joint project with the DGMK and leading companies in the mineral oil industry, a hybrid treatment process is to be developed for the parameter-specific selection of suitable treatment techniques for DLE.



Lithium availability and considered extraction methods

- [1]
- [2]
- [3]
- [4]

References:

[1] Talens Peiró et al., (2013), Lithium: Sources, production, uses, and recovery outlook., Jom, 986-996, 12
[2] Goldberg et al. , (2022), Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland–Teil 1: Literaturvergleich bestehender Extraktionstechnologien, Grundwasser, 239-259, 4
[3] Podbregar, (2021), Förder-Abwässer als Lithiumquelle, Scinexx, Das Wissensmagazin, <https://www.scinexx.de/news/geowissen/foerder-abwaesser-als-lithiumquelle/>
[4] Kumar et al. , (2019), Lithium Recovery from Oil and Gas Produced Water: A Need for a Growing Energy Industry, ACS Energy Letters, 1471-1474, 6

Bodenbewegungsmonitoring 4.0 – Ein Ansatz für die Wasserstoff-Kavernenspeicher der Zukunft?

T. Rudolph¹, A. Mütterthies², C.-H. Yang², P. Goerke-Mallet¹

¹Technische Hochschule Georg Agricola, Forschungszentrum Nachbergbau, Bochum, Germany,

²EFTAS Fernerkundung Technologietransfer GmbH, Münster, Germany

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie[1] der Bundesregierung sieht für das Jahr 2030 einen Gesamtwasserstoffbedarf von 95 TWh bis 130 TWh vor bei einem gleichzeitigen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur. Der Gesamtwasserstoffbedarf bedeutet, dass entsprechende untertägige Speicherkapazitäten mit einer dreistelligen Anzahl an neuen Kavernen geschaffen werden müssen. Somit sind auch umfassende Beteiligungsprozesse an den zukünftigen Standorten wichtig.

Der Bohrlochbergbau und damit die Kavernenspeicherung unterliegen der Überwachung aus dem Bundesberggesetz und für die Standorte muss ein markscheiderisches Risswerk geführt sowie die bergbaulich induzierten Bodenbewegungen jährlich überwacht und dokumentiert werden.

Gleichzeitig liegen die großen Salzvorkommen in Norddeutschland und in Gebieten mit setzungsempfindlichen Böden und Sedimentkörpern. Somit ist eine Differenzierung der Bodenbewegungen nach ursächlich anthropogen bergbaulich und nach anderen Faktoren sehr schwierig, wenn nur eine intraannuelle Betrachtung geführt wird.

Die Überwachung der aktuellen und zukünftigen Standorte der untertägigen Wasserstoffspeicherung kann die flächige Anwendung der Radarsatellitenfernerkundung mit den Methoden der Radarinterferometrie (InSAR) nutzen. Die Kombination von dauerhaften Rückstreuern und flächigen Rückstreuern liefert intraannuelle hochauflösende raumzeitliche Analysen von Bodenbewegungen auf Wochenbasis.

Aktuelle Projekte zum Bodenbewegungsmonitoring an Bergbaustandorten zeigen aber, dass ausschließlich durch eine umfassende Geodatenfusion mit den hochauflösenden Radardaten und dem Aufbau eines digitalen Zwillings vom Standort eine kleinräumige, zeitlich hochaufgelöste Interpretation von Bodenbewegungen möglich ist. So lassen sich erst bspw. der Einfluss von veränderten Niederschlägen und langen Trockenzeiten, das Schrumpfen und Quellen sowie die Umsetzung von Böden oder die Ausbildung von kleinräumigen Nebensenkungsbereichen erkennen und bewerten.

Die Verfügbarkeit eines digitalen Zwillings von den zukünftigen Standorten der untertägigen Wasserstoffspeicherung und die vollumfängliche Fusion der Geodaten ermöglicht einen „vermessungstechnischen Datensatz“ aus der Radarfernerkundung vollständig in Wert zu setzen. So können kleinräumige Bodenbewegungen erkannt, im Risswerk integriert sowie in öffentlichen Beteiligungsprozessen angewendet werden. Ein Bodenbewegungsmonitoring 4.0, in Anlehnung an Ansätze aus Industrie 4.0, ist daher der Schlüssel für das partizipative Geomonitoring von Standorten der untertägigen Wasserstoffspeicherung.

[1] <https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf>

Eine neue Quartärbasis für Niedersachsen – Umgang mit heterogenen Eingangsdaten und erste Ergebnisse

J. Meinsen, I. Bruns, K. Fischer, M. Helms, S. Sattler, R. Schöner
Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover

Abstract

Die Basis der quartären Ablagerungen in Niedersachsen wurde während der Kaltzeiten durch hochenergetische Prozesse beeinflusst. Insbesondere während der Elster-Kaltzeit wurden tiefe Rinnen in den präquartären Untergrund erodiert, so dass die Quartärbasis durch ein abwechslungsreiches Relief geprägt ist. Diese Rinnen können Tiefen bis zu 400 m u. NHN erreichen (Kuster & Meyer 1979). Die quartären Lockersedimente sind sowohl für die Rohstoffgewinnung als auch für die Wasserwirtschaft von großer Bedeutung. Darüber hinaus kann die Tiefenlage der Quartärbasis einen Anhaltspunkt für die Prognose der Erosionstiefe möglicher zukünftiger Vereisungen darstellen, z.B. im Rahmen der Suche nach einem Endlager für radioaktive Abfälle. Die Bereitstellung einer dreidimensionalen Quartärbasisfläche auf aktueller Datengrundlage ist daher aus mehrfacher Hinsicht von hohem Interesse.

Einer der wichtigsten Eingangsdatensätze bei der Neubearbeitung ist der Isolinenplan der Quartärbasis von Kuster & Meyer (1995) im Maßstab 1:500.000, der durch zahlreiche neuere Daten ergänzt wird. Dazu gehören die Bohrungen der Bohrdatenbank Niedersachsen inklusive Bohrlochmessungen und Datierungen, geologische Profilschnitte und kleinräumige 3D-Lockergesteinsmodelle. Insbesondere die Einbeziehung der am LBEG vorliegenden 2D- und 3D-Seismik (Abb. 1), die vorwiegend aus der privatwirtschaftlichen Erkundung auf Kohlenwasserstoffe stammt, liefert wertvolle Hinweise auf die Verbreitung und Tiefenlage quartärer Rinnen.

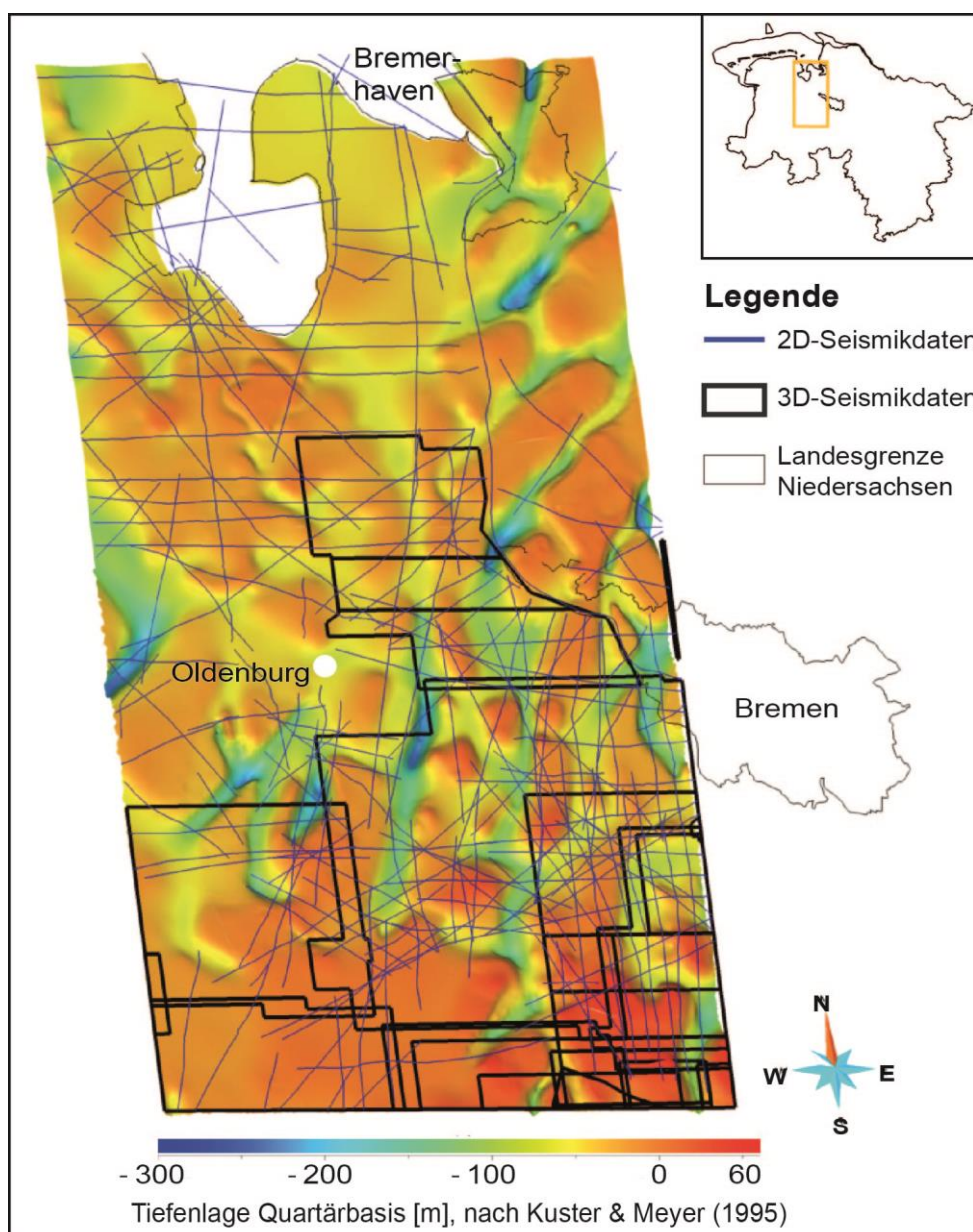


Abb. 1: Am LBEG vorliegende 2- und 3D-Seismik beispielhaft für die Modellregion Oldenburg zusammen mit der Quartärbasis nach Kuster & Meyer (1995).

Die große Menge der beim LBEG vorhandenen 2D- und 3D-seismischen Datensätze wird im Hinblick auf identifizierbare Rinnengeometrien gesichtet und aufbereitet. Die Kartierung dieser Rinnen, die sich als Erosionsformen in den präquartären Untergrund einschneiden (Abb. 2A), erfolgt dann im Zusammenspiel mit allen weiteren vorhandenen Daten. Der weit überwiegende Anteil der reflexionsseismischen Daten liegt dabei in der Zeit-Domäne vor. Die Zeit-Tiefen-Konvertierung der darauf basierenden Interpretationen wird mit einem einfachen konstanten Geschwindigkeitsansatz von 1650 m/s durchgeführt.

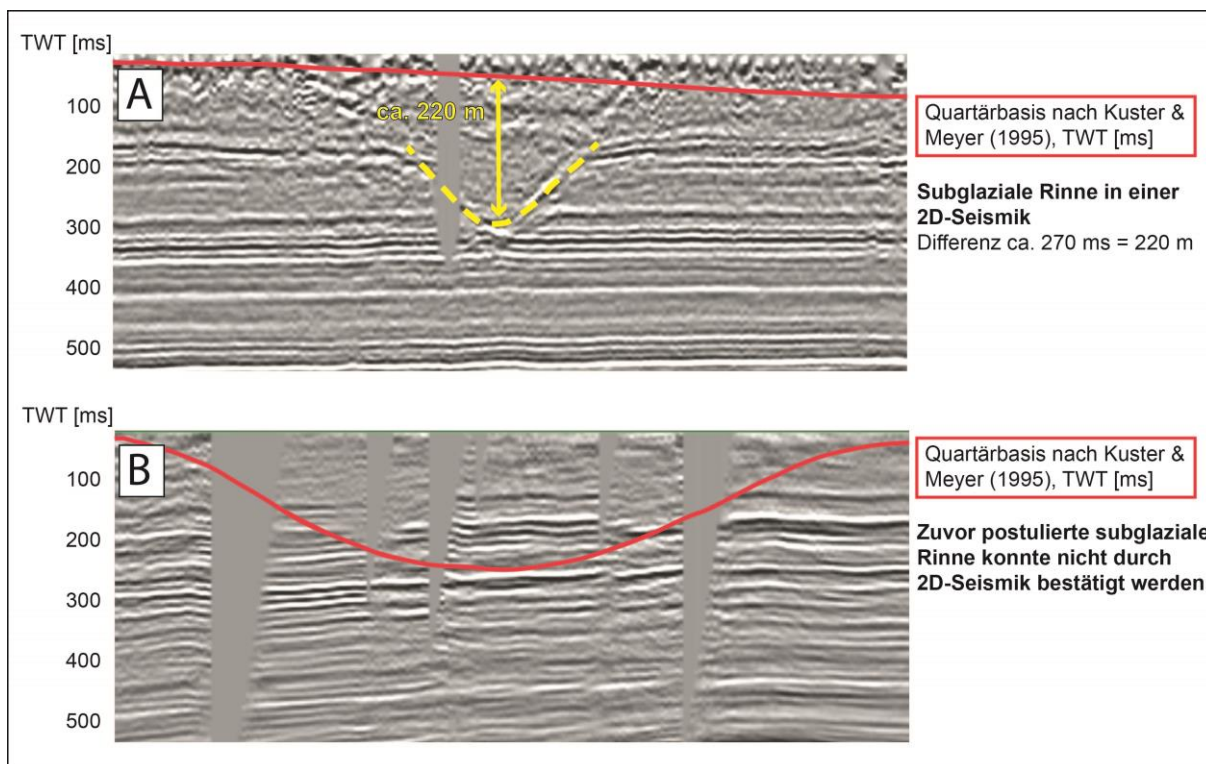


Abb. 2: Vergleich der interpretierten 2D-Seismik und der bestehenden Quartärbasis nach Kuster & Meyer (1995). A) Hinweis auf eine neue Rinne. B) Reflektorenmuster widerlegt eine zuvor postulierte Rinne.

Die geologische Modellierung der Quartärbasis erfolgt mit SKUA-GOCAD™ (AspenTech). Alle Eingangsdaten müssen zunächst zeit- und arbeitsintensiv aufbereitet werden, bevor sie für die Modellierung verwendet werden können. Die Daten sind räumlich und qualitativ sehr heterogen über Niedersachsen verteilt, so dass jede Region neue geologische und modellertechnische Herausforderungen mit sich bringt.

Die ersten Ergebnisse der Neubearbeitung zeigen deutliche Unterschiede zur bestehenden Quartärbasis von Kuster & Meyer (1995), vor allem in Bereichen, in denen seismische Daten, hohe räumliche Bohrmarkerdichten oder aktuellere Flächendaten (3D-Lockergesteinsmodelle) vorliegen. Zahlreiche der bereits aus Kuster & Meyer (1995) bekannten Rinnen konnten grundsätzlich verifiziert werden, wurden jedoch in ihrer Geometrie, Erstreckung und z.T. Verzweigung erheblich angepasst. Die Tiefenlage musste teilweise um bis zu 250 m vergrößert werden. Mehrere bisher unbekannte, tiefe Quartärrinnen wurden, insbesondere mithilfe der Seismik, kartiert. Die Auswertung der Seismik ergab aber auch, dass nicht alle in früheren Arbeiten postulierten Rinnen bestätigt werden konnten (Abb. 2B).

Insgesamt gewinnt die neu modellierte Quartärbasisfläche durch die Einarbeitung einer sehr umfangreichen Datenbasis an Detailgrad, Belastbarkeit und Aktualität (Abb. 3).

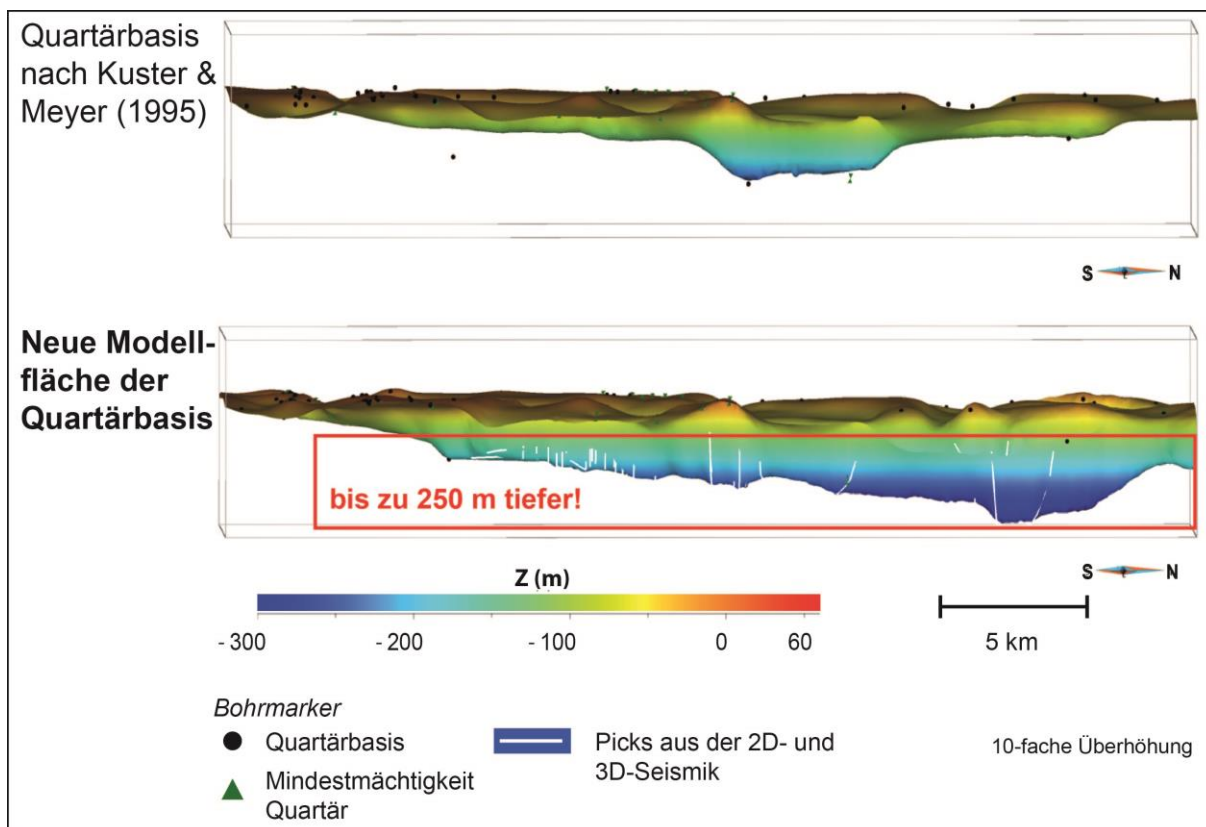


Abb. 3: Beispiel einer Rinne in der Seitenansicht nach Kuster & Meyer (1995) (oben) und als neu modellierte Fläche (unten). Auf Basis von Bohrmarkern sowie 2D- und 3D-Seismikdaten konnte eine deutlich tiefere Rinnenbasis kartiert werden. Die neue Fläche liegt bis zu 250 m tiefer.

Literatur

Kuster, H.; Meyer, K.-D. (1979): Glaziäre Rinnen im mittleren und nordöstlichen Niedersachsen, Eiszeitalter und Gegenwart 29, 135-156; Hannover.

Kuster, H.; Meyer, K.-D. (1995): Karte der Lage der Quartärbasis in Niedersachsen und Bremen, 1:500.000; Hannover.

Datenlenker der Zukunft: Wie ein dediziertes Team, KI-Magie und kluges Informationsmanagement das Daten-Chaos bezwingen!

T. Fischer, F. Albus, H. Ayad, I. Ulumaskan

Wintershall Dea Deutschland GmbH, Business & Information Management, Hamburg, Germany
Die exponentiell wachsende Menge an Daten in Unternehmen erfordert eine neue, strategische Herangehensweise an das Thema Daten- und Informationsmanagement. In der Ära der digitalen Transformation ist der effektive Umgang mit Daten entscheidend für den Geschäftserfolg, denn Daten sind die Grundlage für viele Digitalisierungsprojekte. Auch E&P Unternehmen stehen vor der Herausforderung, nicht nur extrem große Datenmengen sicher zu verwalten, sondern diese jederzeit bereitstellen zu können, um bessere und schnellere Entscheidungen zu treffen.

Künstliche Intelligenz kann hierbei nicht nur im Bereich der Datenanalyse eingesetzt werden, sondern kann auch dabei helfen ein initial vorhandenes Datenchaos zu bewältigen. Dieser Vortrag zielt darauf ab, den Teilnehmern praktische Einblicke und Handlungsanleitungen für die Implementierung einer Informationsmanagement-Strategie in ihren eigenen Organisationen zu vermitteln und betrachtet dabei sowohl Organisations- als auch Technologieaspekte.

Dazu erfolgt zunächst ein Einblick in den Kontext, warum der Aufbau eines dedizierten Teams für das Daten- & Informationsmanagement bei der Wintershall Dea Deutschland GmbH erfolgte.

Ursächlich hierfür war ein historisch gewachsenes Datenchaos aus jahrzehntelangen Unternehmensaktivitäten mit verschiedensten Generationen von Datenträgern sowie Wirrungen aus vielzähligen An- und Verkäufen von Unternehmensbestandteilen, Umstrukturierungen und Systembrüchen. Dieses Datenchaos verhinderte eine effektive Digitalisierung. Das neu formierte Team beschäftigt sich mit der Verwaltung und Pflege von Daten sowie der Initiierung von Projekten zur Implementierung einer Informationsmanagement-Strategie.

Ein strukturiertes Information Management mit klar definierten Ablageumgebungen ist entscheidend, um den gesamten Lebenszyklus von Daten zu steuern. Der Vortrag erläutert die Notwendigkeit eines klaren Rahmens für die Erfassung, Speicherung, Nutzung und Archivierung von Informationen und zeigt auf, wie Systeme wie Doxis4 und MS SharePoint genutzt werden. Zudem wird erörtert, wie KI Methoden bei der Migration von Altsystemen zu neuen Systemen dabei helfen können, Informationen aus den Daten zu extrahieren, ohne diese einzeln zu sichten. Skizziert wird außerdem, wie durch die Nutzung von Künstlicher Intelligenz (KI) eine Speicheroptimierung erfolgen kann, um Kosteneinsparungen im siebenstelligen Bereich zu ermöglichen.

Die präsentierten Ansätze bieten einen Einblick in eine sich weiterentwickelnde Strategie zum Aufräumen von Datenchaos, der Implementierung von KI-Techniken zur Speicheroptimierung und der Einführung eines Informationsmanagements. Durch den gezielten Aufbau eines dedizierten Teams, den Einsatz von KI-Techniken zur Speicheroptimierung und die Einführung eines Information Managements können Unternehmen ihre Daten effizienter verwalten, die Datenqualität verbessern und den Herausforderungen der digitalen Ära erfolgreich begegnen.

Advanced inline inspection techniques as a vital element to manage safely the transition of storage infrastructure to a hydrogen economy

F. Bruening¹, D. Sandana²

¹ROSEN Germany GmbH, Challenging Pipeline Diagnostics, Lingen, Germany, ²ROSEN UK Ltd., Integrity Management Services, Newcastle, United Kingdom

Large-scale safe underground storage of hydrogen is an essential part of the energy transition. Casings and tubes have been essential components of storage infrastructures. The paper reviews the current industry understanding, knowledge of applicable integrity threats of existing storage metallic casing and tubes to hydrogen service in line with published data and industry experience. Gaps and key challenges are highlighted.

In line with the threats posed by the storage of hydrogen, a holistic integrity framework approach is then presented to manage the transition of casing and tubes for the safe storage of hydrogen. As part of this, the paper will describe the inspection solutions available to address the applicable integrity threats.

This will include and describe the framework, considering material expertise, threat assessment, measurement technology selection, data gathering and data evaluation.

The gathered inspection data will be analyzed and used for FFP and integrity management and give the benefit to the storage operator to estimate the remaining lifetime for his asset.

Fast Mass Transfer Processes of Interfering Trapped CO₂-clusters at Reservoir Conditions: Experiment and Theory

H. Geistlinger^{1,2}, B. Zulfiqar^{1,2}, M. Amro¹

¹Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

²Helmholtz-Center for Environmental Research UFZ Leipzig-Halle, Germany

Abstract

The gas-to-oil ratio (GOR) of a reservoir fluid plays a critical role in optimizing oil recovery and oil production strategies, improving oil recovery efficiency, and predicting reservoir behavior. Understanding the complicated kinetics of multicomponent mass transfer at the pore scale after gas injection into petroleum reservoirs is of great importance for estimating GOR and enhanced oil recovery (EOR). However, to date, there is a significant gap in the fundamental process understanding of the complex mass transfer process at reservoir conditions. Using micro-CT technology, we investigate the time dependence of CO₂ mass transfer and cluster growth after high pressure CO₂ injection into sedimented porous media (sintered 0.2 mm glass beads).

Surprisingly, the CO₂ partitioning equilibrium is already reached after 2 hours. To the best of our knowledge, such a fast CO₂ transport through water-saturated porous media, which cannot be explained by linear diffusion models (time scale 100 days for a diffusion length of 10 cm), has not been reported in the literature before. We proposed a conceptual model that assumes CO₂ inflation of interfering gas clusters drives cascading CO₂ transport. We verified this conceptual model through a time series of experiments at different initial gas saturation, analyzing in each case the spatial cluster distribution, cluster size distribution, and pore occupancy frequency.

Whether CO₂ inflation of the gas clusters occurs depends on the critical initial gas saturation, which is about 10%. Our main conclusion is that CO₂ migration should be considered as gas phase diffusion cascading along a quasi-percolating cluster, since CO₂ inflation leads to a high gas saturation of about 26%, which is close to the percolation threshold. Our experimental results support this physical hypothesis. We show for the first time that CO₂ clusters can expand over large pore spaces and thus are close to the critical percolation threshold (mobility threshold). The cluster size distribution can be described by a power distribution with the critical exponent 2.19, i.e., it shows *universal scaling*.

Introduction

Gas injection into geologic formations is an efficient method for enhancing oil recovery (EOR) and increasing gas storage efficiency (Bickle, M, 2009; Hill, B et al., 2013). Residual trapping - a process in which some of the injected gas is immobilized by capillary forces - is a key mechanism in geologic CO₂ storage (Krevor et al., 2015). The physico-chemical interactions between trapped gas and oil during the process of high-pressure gas injection and their relevance to EOR highlights the importance of exploring the physics of mass transfer at the pore scale. During CO₂ injection, competing diffusion processes, i.e. from the surrounding oil/water phase into the gas phase or vice versa, can lead to either remobilization or dissolution of the trapped gas clusters. This depends on the dissolved gas concentration and spatial distribution and composition of the gas clusters. Our experiments show for the first time the existence of a critical initial gas saturation. If this is too low, i.e. if the distances between the individual gas clusters are too large, complete dissolution of the gas clusters occurs and the injected CO₂ finds no "cluster nuclei" to form larger gas clusters. In the opposite case, the formation of large gas clusters and a discontinuous, buoyancy-driven gas

flow occurs (Geistlinger et al., 2006). In the extreme case, a percolation cluster can form and a continuous gas flow occurs. This critical mobility threshold depends both on the pore space structure and its connectivity and on the fluid-fluid and fluid-rock interaction, i.e., on the wetting properties of the rock (Berg et al., 2020; Moghadasi et al., 2023).

Our main objective is the investigation of the competing mass transfer processes in porous artificial rock (sintered 0.2 mm glass beads sediment), which under certain conditions lead to the formation of a percolating gas cluster and thus to the remobilization of the trapped gas. The cluster growth is monitored at regular time intervals by micro-CT and cluster analyses are used to quantify the interim mass transfer.

The paper is organized as follows: In Chapter 2 we describe the Experimental Setup and Methods, and in Chapter 3 we develop a new model for the mass transport of a network of interacting gas bubbles. In Chapter 4 Results and Discussion, we first discuss the central result of our work, namely that the CO₂ gas saturation depends on the initial air saturation. If the initial saturation is above a critical value, the incoming and diffusing CO₂-molecules are able to inflate the residual air clusters. Conversely, if the initial gas saturation is less than the critical value, the residual air clusters are dissolved before CO₂ reaches them.

We then address the question: How fast do these mass transfer processes take place? We discuss different hypothesis, which we support with micro-CT experiments and scenario modeling:

Hypothesis 1: Convection: This requires that a near-surface water layer (near-surface pore space) must be enriched with CO₂ in order to be gravitationally effective. Since the capillary forces in a water-filled glass sphere sediment (grain diameter = 0.2 mm, pore diameter = 0.07 mm) are by five orders of magnitude larger than the gravitational forces, gravitational fingering as in free water surfaces is not physically possible. This was proven by visualization-NMR experiments (Zhao et al., 2016), i.e. convection was not observed.

Hypothesis 2: Normal diffusion: Normal CO₂ diffusion in the water phase (6 cm column length) with a typical diffusion coefficient of 10⁻⁹ m²/s leads to extremely long diffusion times of approx. 40 days and, therefore, cannot explain our fast CO₂-mass transfer, which reaches the partitioning equilibrium after 2 hours with maximum trapping.

Hypothesis 3: Cascade-like diffusion along gas pathways: Rapid CO₂ mass transport is a gas-phase transport and cascades through a dense network of gas clusters. This is strongly indicated by the experimental evidence that the residual gas clusters show universal scaling, i.e. are close to the percolation threshold.

2. Material and Methods

2.1. Experimental setup and materials

Please insert the text of your manuscript and figures here.

Figures and tables should be inserted into the context of the text. Due to the reduction of the format please use symbols in sufficient size. Coloured figures are possible. Tables should have headlines; figures should be explained below; numbering of tables and figures is recommended.

The experiments were carried out using spherical glass beads (SiLibeads Typ P soda-lime glass, Sigmund Linder GmbH, Germany) with the diameter ranging from 0.15 mm to 0.25 mm. The average grain size distribution (GSD) was 0.20 ± 0.03 mm. The porosity of sintered-GBS was 0.37. The mean pore size distribution (PSD) was 0.07 ± 0.02 mm, and was derived by the first Minkowski function of the pore space (Geistlinger et al., 2015). To produce an artificial rock, the glass beads were sintered at 690-710 °C in a 60 mm long glass tube with an inner diameter of 4.9 mm. The high-pressure column was made of polyether ether ketone (PEEK; ρ = 1.32 g/cm³) material due to its pressure-resistance ability and X-ray penetrability. The PEEK-column had a length of 80 mm with an inner and outer diameter of 7.7 mm and 20 mm, respectively. The outlet of the PEEK-column was closed.

A high-precision syringe pump (CE Nemesys High Pressure, CETONI GmbH, Germany) was used to inject CO_2 at a controlled flow rate and confining pressure of 6 MPa. The pressure was continuously monitored during the whole experiment using logging-data in the CETONI-elements software. The heat exchanger was wrapped with a flexible heating jacket, and an integrated thermostat was positioned inside to accurately measure and regulate the CO_2 temperature. Pressure-gauge and a regulator was also installed with the CO_2 -cylinder to control the entry CO_2 -pressure. The whole experimental setup was connected with stainless-steel capillaries and Swagelok fittings (pressure-proof). Experiments were conducted according to the mounted setup in Fig 1. Fresh water was used as the wetting phase whereas, air and CO_2 (> 99 % purity) were used as the non-wetting phase.

The pore structure and fluid saturation inside the column were recorded using computed X-ray micro-tomography (Fig 1; red dotted region). An Industrial X-ray scanner with a focal spot of $3 \mu\text{m}$ was used (X-Tek XTH 225, Nikon Metrology, Belgium). The projections were recorded on a Digital Perkin Elmer 1620 Flat Panel Detector with a resolution of 2000×2000 pixels. To maneuver full range of gray values, optimum energy settings, i.e. $75 \mu\text{A}$, 110 kV , 8.3 W were configured. The spatial resolution of the CT-image was 0.0052 mm/voxel , and it determines the threshold at which a fluid meniscus in a pore throat can be detected. For our sintered-GBS packing, the fluid meniscus was reasonably resolved by approximately 15 voxels along the diameter (Geistlinger et al., 2006).

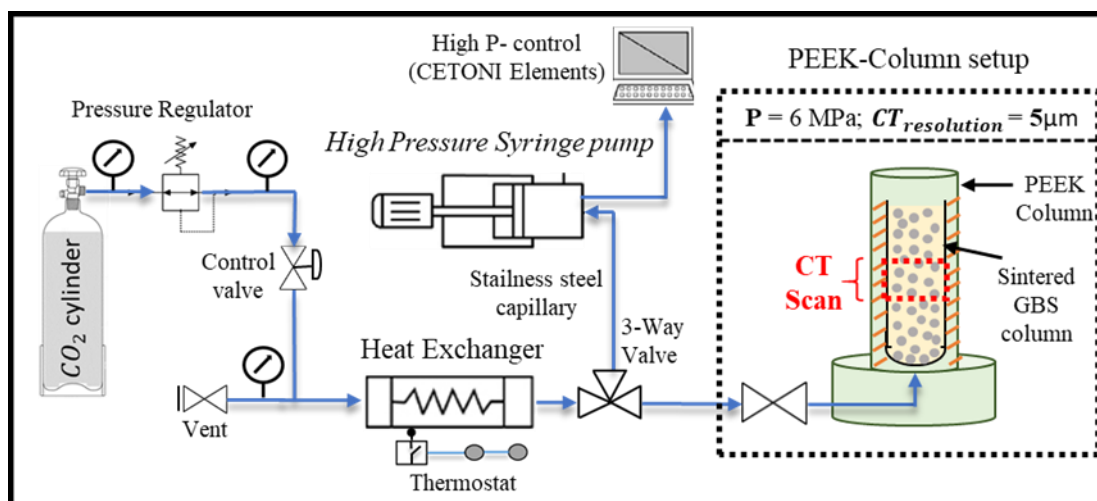


Figure 1 Schematic overview of the high-pressure experimental setup showing different components. The pressure was controlled and monitored using Cetoni-syringe pump. The column was subjected to CT-scan after the end of each experiment (scan position: dotted red rectangle).

2.2. Experimental methodology

Before each experiment, the porous rock was cleaned with acetone, rinsed with water and dried. The water-wet rock was completely saturated with water in an imbibition process at a capillary number (Ca) of 10^{-7} (Geistlinger and Zulfikar, 2020). Thereafter, air was injected with different capillary numbers ($Ca = 10^{-6} - 10^{-4}$) in a drainage experiment, aimed to attain various ranges of initially trapped gas saturation (3 - 18 % at $t = 0$; $P = 0.1 \text{ MPa}$; see Table 1) within the rock. The fluids were injected using a high-precision bidirectional syringe pump with a step resolution of $0.046 \mu\text{m}$ (Fusion 200, Chemyx, Stanford, USA). The rock was placed vertically in the PEEK-column and an initial micro-CT scan was acquired. After the pore structure and initial fluid configurations were analysed, the PEEK-column was connected to the high-pressure setup for next experimental steps. A series of high-pressure experiments were conducted starting with various initially trapped gas saturation at atmospheric pressure (Table 1).

The pump was filled with pure CO₂ (directly from CO₂-cylinder) and a temperature of 40 °C was maintained during the filling process via heat exchanger. CO₂ was injected at a flow rate of 0.2 ml/s into the PEEK-Column. Finally, the valve at the PEEK column entrance was closed, and it was disconnected and subjected to the micro-CT scan. The scans were performed after regular intervals until a state is reached when no more changes in the fluid configuration were observed. The pressure of the PEEK-column was monitored both during and at the end of the CT-scanning process. For details of the image processing we refer to Geistlinger et al. (2024).

Table 1: Series of high-pressure experiments (6 MPa), starting with various ranges of initially trapped gas saturation at atmospheric pressure ($t < 0$).

	Gas saturation [%]					
	$t < 0$	$t = 2\text{h}$	$t = 7\text{h}$	$t = 12\text{h}$	$t = 18\text{h}$	$t = 25\text{h}$
Exp-1	13.2	22.3	21.5	20.9	21.6	21.7
Exp-2	18.1	26.6	27.8	28.6	28.8	29.0
Exp-3	15.9	27.1	26.7	26.4	27.1	27.0
Exp-4	4.4	1.6	1.4	1.3	1.5	1.3
Exp-5	3.5	2.2	1.6	1.8	1.9	1.9
Exp-6	2.8	1.1	1.2	1.1	1.2	1.3

3. Theoretical Background: Cluster dissolution and CO₂-transport

The model-theoretical description of mass transfer processes between trapped multi-component gas phases and a surrounding water phase under changing pressure conditions is a highly complex problem. Simple analytical diffusion models solve the one-dimensional diffusion equation with a zero boundary condition at infinity. The position of the diffusion front and the characteristic diffusion time can be easily estimated using the analytical solution if the argument in the exponential function is set to one, i.e. if the concentration becomes significant. This gives the characteristic equation in which diffusion front L_D and diffusion time τ are correlated via the diffusion coefficient: $L_D \cong \sqrt{D \cdot \tau}$.

These models, which can only treat the dissolution of isolated gas clusters, fail here, because they cannot describe the relatively fast CO₂ transport processes (time scale: a few minutes) in the partially saturated porous medium (length scale: 10 cm). Pure CO₂ diffusion in the water phase would take about 100 days (diffusion coefficient: 10⁻⁹ m²/s), whereas gas phase diffusion takes only about 20 min (diffusion coefficient: 10⁻⁵ m²/s). In the following, we first discuss the resulting concentration profiles of the 3 main gas components: O₂, N₂ and CO₂ under changing pressure conditions. For details of the new multi-sphere diffusion model, which can describe the interfering mass transfer processes of neighboring gas clusters, we refer to Geistlinger et al. (2024).

Partitioning equilibrium

Without limiting generality, in the following we consider an average air molecule instead of the individual components oxygen and nitrogen. Both gases (N₂ and O₂) are poorly soluble gases (Henry coefficient: H_{O₂} = 29; H_{N₂} = 63 at $t = 20^\circ\text{C}$; Sander, 2015) compared to CO₂ (H_{CO₂} = 1). The mole-fraction averaged gas "air" has a Henry coefficient of 56 and a molar

mass of 29. Consequently, we use a very poorly soluble mean gas compared to CO₂. Since the diffusion coefficients of both O₂ and N₂ are almost the same, approx. 1.6 and 1.3×10⁻⁹ m²/s respectively (Geistlinger et al., 2005), the diffusion of an average air molecule also describes the diffusion process of the individual molecules oxygen and nitrogen to a very good approximation. The solution of a coupled multi-component gas phase, as in Geistlinger et al. (2006), is mathematically much more complicated and can only be solved numerically. At the beginning of the experiment (t = 0, p = 0.1 MPa), the trapped air clusters and their surrounding water phase are in partitioning equilibrium (Henry's law):

$$c_g^i = H_i(T)c_w^i, \quad i = \text{air}, \text{CO}_2 \quad (1)$$

Consequently, the equilibrium air concentrations are 1.2 and 0.02 g/L in the gas and water phase, respectively (see Fig. 2). As water is not compressible, the initial concentrations in the water phase remain unchanged. Increasing the pressure to 6 MPa therefore only increases the gas phase concentration by a factor of 60, i.e. $c_g^{\text{air}} = 72 \text{ g/L}$. This enormous concentration gradient leads to the fast dissolution of the air clusters and determines the critical diffusion time in which the CO₂ molecules from the headspace must reach the air clusters. The CO₂ diffusion process is driven by the headspace concentration, $c_g^{\text{CO}_2} = 110 \text{ g/L}$, alone, since the dissolved CO₂ concentration is negligible (natural CO₂ concentration of air).

If the air clusters are sufficiently densely distributed, i.e., if the initial air saturation is larger than a critical value, then the CO₂ molecules are very likely to reach the air clusters before they dissolved. Since the CO₂ concentration in the air clusters is negligible, the CO₂ mass transfer between the gas cluster and the surrounding water phase is driven by an enormous concentration gradient, resulting in the rapid inflation of the gas clusters. The CO₂ mass transfer, i.e. the inflation of the gas clusters, continues until the partitioning equilibrium is reached. We calculated the equilibrium CO₂ concentrations using Henry's law (see Fig. 2) because the dissolved oxygen and dissolved nitrogen mole fractions are negligible compared to the dissolved CO₂ mole fraction.

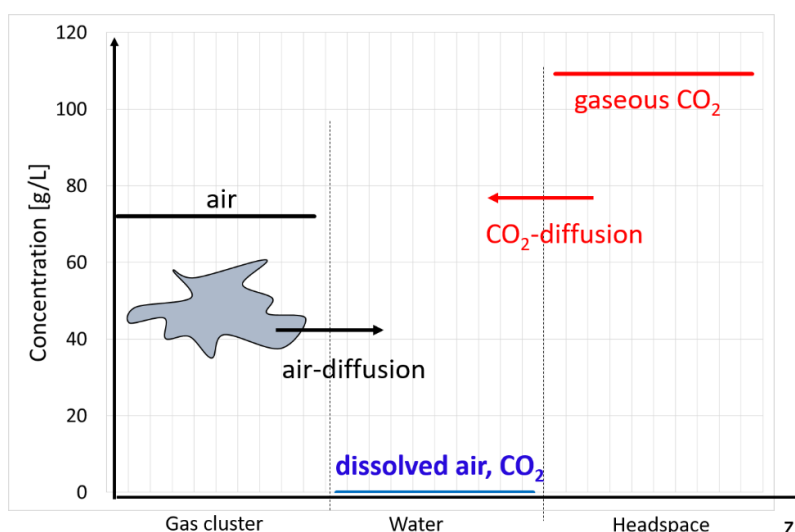


Figure 2 Concentration profiles of air (black line) and CO₂ (red line) inside the PEEK column according to Henry's law. Shown is the time shortly after CO₂ pressure increase from 0.1 to 6 MPa in the headspace. The gas cluster is compressed to a 60-th of its original volume and contains only air. The air and CO₂ concentrations in the water phase are approximately zero. The arrows indicate the mass fluxes according to the concentration gradients.

4. Results and Discussion

Trapped gas saturation and spatial cluster distribution

In this section, we study the temporal evolution of gas saturation (Fig. 3) and the spatial and size distribution of trapped gas clusters (Figs. 4, 5) at ambient air pressure and at high CO₂ pressure ($P = 6$ MPa). We show that there is a critical initial gas saturation at which the CO₂ mass transfer process leads to inflation of the surviving small air clusters. The inflation process along gas pathways (hypothesis 3) leads to a doubling of the initial gas saturation and can lead to a subsequent remobilization of the trapped CO₂ clusters under reservoir conditions (moving water phase causes viscous dragging).

The evaluation of six experiments performed, limits the range of critical initial gas saturation between $3 \pm 1\%$ and $16 \pm 3\%$ (see Fig 3), resulting in a mean critical gas saturation $S_{g,crit} = 9 \pm 2\%$ shown as range of critical initial gas saturation in Fig. 3.

Fig. 3 shows the time course of the gas saturation for $S_{g,ini} > S_{g,crit}$ (red data points) as well as for $S_{g,ini} < S_{g,crit}$ (black data points). Before the experiment, air clusters are trapped at 0.1 MPa with a saturation of $16 \pm 3\%$. These air clusters are compressed at a pressure of 6 MPa at the beginning of the high-pressure experiment. Consequently, the gas saturation drops to 0.3% at $t = 0$. Within a short time, the originally air-filled clusters are filled up with CO₂ and the CO₂ partitioning equilibrium is already achieved after 2 h, whereby the gas saturation almost doubles, i.e. $S_{g,CO_2} = 27 \pm 4\%$.

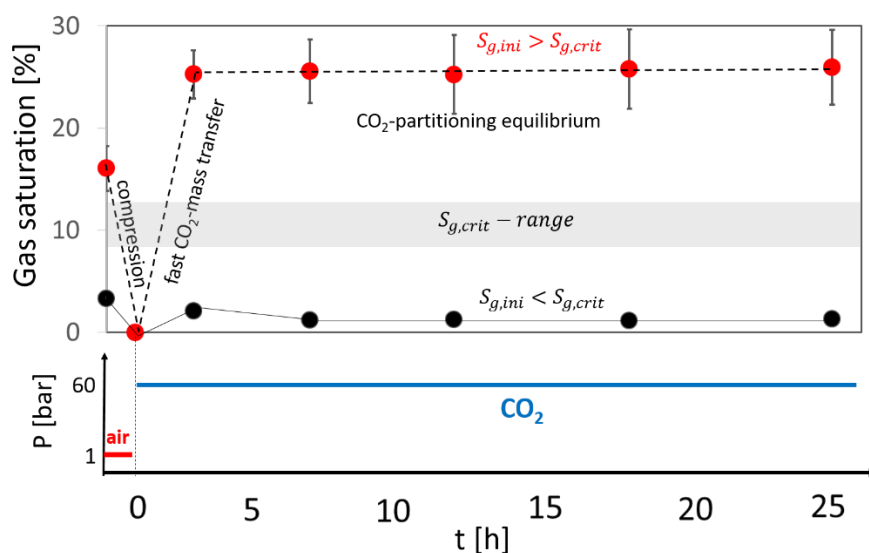


Figure 3 The time course of CO₂ gas saturation for $S_{g,ini} > S_{g,crit}$ (red data points) and for $S_{g,ini} < S_{g,crit}$ (black data points). The corresponding air (red, 0.1 MPa) and CO₂ (blue, 6 MPa) pressure are shown in the lower diagram. The initial air saturations at ambient conditions (0.1 MPa, 20°C) are shown at $t < 0$.

Next, we will investigate whether gas saturations greater than 10 % lead to sufficiently densely distributed air clusters near the percolation threshold, which would support our proposed physical picture of fast cascading CO₂ transport processes. Fig 4a) shows that the initial spatial distribution ($p = 0.1$ MPa, $t = 20^\circ\text{C}$, experiment 1) is very dense, supporting our hypothesis that gas saturation of 13% is close to the percolation threshold. In fact, the size distribution of the air clusters shows universal scaling to a good approximation (see Geistlinger et al., 2024). Fig. 4c) shows that already after 2 hours the surviving air clusters fill up with CO₂ from the headspace and these are even more densely spatially distributed. The gas saturation almost doubles to 22%. Figs. 4b) and d) show typical multi-pore air- and CO₂-clusters, respectively.

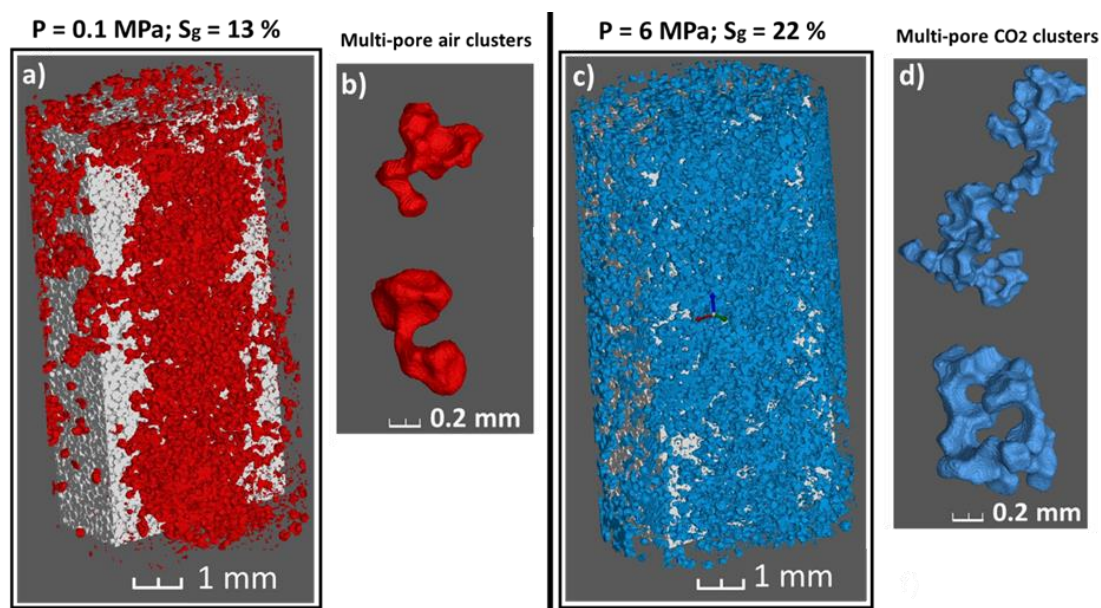


Figure 4 Experiment 1: a) Spatial distribution of trapped air clusters (red) at initial conditions (0.1 MPa, 20 °C, $S_g = 13\% > S_{g,crit} \cong 10\%$) and c) of trapped CO_2 cluster (blue) at high CO_2 pressure (6 MPa) after 2 h. The gas saturation is 22%. b, d) Multi-pore trapped air- and CO_2 clusters, respectively.

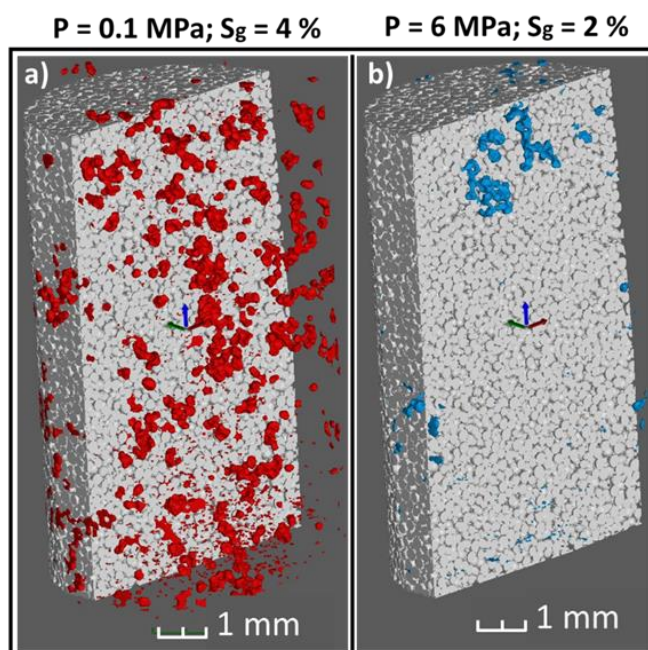


Figure 5 Experiment 4: a) Spatial distribution of trapped air clusters (red) at initial conditions (0.1 MPa, 20 °C, $S_g = 4\% < S_{g,crit} \cong 10\%$) and b) the trapped CO_2 cluster (blue) at high CO_2 pressure (6 MPa) at 2 h. The gas saturation is 2%.

For the interested reader, in Geistlinger et al. (2024) we discuss the geometric shape of the clusters and the cluster distribution. We show that the cluster distribution above the critical initial saturation $S_{g,ini} > S_{g,crit}$ forms a quasi-contiguous percolating cluster through which the CO_2 gas is rapidly transported.

5. Conclusions

Our study shows for the first time that injection of CO₂ under reservoir conditions can lead to remobilization if the diffusing CO₂ molecules find sufficient nuclei for gas phase formation, i.e., if the initial gas saturation exceeds a critical value.

We showed that there is a critical initial gas saturation at which the CO₂ mass transfer process leads to inflation of the surviving small air clusters. The inflation process leads to a doubling of the initial gas saturation and can lead to a subsequent remobilization of the trapped CO₂ clusters under reservoir conditions (moving water phase causes viscous dragging).

The most surprising result is that gas saturation doubles extremely fast, i.e., after only 2 hours, CO₂ mass transfer has reached partitioning equilibrium. This fast CO₂ mass transfer cannot be explained by simple linear diffusion models (time scale 100 days). It must be thought of as gas-phase diffusion cascading along the original percolation cluster.

Cluster analysis confirms that the ensemble of CO₂ clusters is close to the percolation threshold, since the size distribution exhibits universal behavior, that is, a power distribution that depends only on the spatial dimension and not on the pore structure.

The proposed multi-sphere model, which considers the interfering mass transfer of neighboring gas clusters, is able to describe our experimental results.

Both the existence of critical gas saturation and rapid cascading CO₂ transport have significant consequences for geotechnical applications. For CO₂-enhanced oil recovery, even low residual gas saturations (< 1%) can lead to CO₂ inflation. Subsequent remobilization in a rising water phase can flush out oil as a result of CO₂-caused oil swelling. For CO₂ storage in saline aquifers, residual gas saturations are rather disadvantageous, since remobilization is undesirable here.

Future studies must investigate these interesting phenomena in natural geological porous media such as sand and sandstone.

References

- Berg, S., Gao, Y., Georgiadis, A., Brussee, N., Coorn, A., van der Linde, H., ... & Wilson, O. B. *Petrophysics*, 61(02), 133 (2020).
- Bickle, M. J. *Nat. Geosci.* 2, 815 (2009).
- Geistlinger, H., Beckmann, A., & Lazik, D. Mass transfer between a multicomponent trapped gas phase and a mobile water phase: Experiment and theory. *Water Resources Research*, 41(11) (2005).
- Geistlinger, H., Krauss, G., Lazik, D., & Luckner, L. *Water Resources Research*, 42, W07403, (2006).
- Geistlinger, H., and Zulfiqar, B. *Water Resources Research*, 56(10), e2019WR026826 (2020).
- Geistlinger, H., Bilal Zulfiqar B, John Maximilian Koehne, J.M., Steffen Schlueter, S., Bernd Apelt, B., Amro, M. *Geoenery Science and Engineering* in press (2024).
- Hill, B, Hovorka S, Melzer S. *Energy Procedia*, 37, 6808 (2013).
- Krevor, S., Blunt, M. J., Benson, S. M., Pentland, C. H., Reynolds, C., Al-Menhali, A., Niu, B. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 221 (2015).
- Moghadasi, R., Goodarzi, S., Zhang, Y., Bijeljic, B., Blunt, M. J., Niemi, A. *Advances in Water Resources*, 104499 (2023).
- Sander, R. *Compilation of Henry's law constants (version 4.0) for water as solvent. Atmospheric Chemistry and Physics*, 15(8), 4339 (2015).
- Zhao, Y., Chen, J., Yang, M., Liu, Y., & Song, Y. *Magnetic Resonance Imaging*, 34(4), 437 (2016).

Mechanical dispersion in UHS: Insights from laboratory experiments on hydrogen-methane interactions

J. Michelsen¹, B. Hagemann¹, L. Ganzer¹, M. Pichler², A. Andiappan²

¹TU Clausthal, Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal-Zellerfeld, Germany, ² RAG Austria AG, Vienna, Austria

Abstract

In the context of sustainable energy systems, underground hydrogen storage plays an important role. With the growing emphasis on renewable energy sources, the intermittent nature of their output requires effective and scalable storage solutions for the future. Underground hydrogen storage is emerging as a key player in meeting this need, providing a safe and geologically stable environment for storing excess energy during periods of surplus electricity generation. One of the aspects influencing the effectiveness of underground hydrogen storage is the mixing processes between injected hydrogen-gas mixtures and residual natural gas in the subsurface reservoir. Besides molecular diffusion, mechanical dispersion is a major process leading to the mixing of fluids due to their movement and flow in porous media. Dispersion is driven by variations in flow velocity caused by pore size distribution, tortuosity and heterogeneity of the porous rock.

To understand the dynamics of mechanical dispersion and its implications for underground hydrogen storage, laboratory experiments with hydrogen, methane, hydrogen-carbon dioxide-methane gas mixtures and methane-nitrogen gas mixtures were conducted. For the experiments a slim tube coil with a length of 25 m filled with glass beads, which represent the porous medium, was initially filled with methane or a methane-nitrogen gas mixture. During the experiment, the methane was displaced by constantly injecting hydrogen or hydrogen bearing gas mixtures. The composition of the outflowing gas was analysed using a gas chromatograph. The experiments were conducted with different flow rates, temperatures and pressures to investigate how these parameters affect the dispersion.

Longitudinal dispersivities were calculated from the measurements. The determined dispersivities range between 0.0042 and 0.060 m. This shows that large variations occur when changing the parameters of the experiment. It was observed that dispersivity is dependent on pressure, temperature, flow velocity and gas composition. The knowledge gained from this study contributes to the ongoing development of underground hydrogen storage technologies and provides a basis for the development of efficient energy storage solutions.

Introduction

During the transition to sustainable energy sources, underground hydrogen storage (UHS) is becoming increasingly important in balancing the intermittency of renewable energy production, especially from wind and solar sources. As energy production from renewable energy sources fluctuates due to changes in weather conditions, it is necessary to store energy for times when less energy is produced than needed. The use of underground hydrogen storage in porous subsurface reservoirs is a promising technology that can help achieve a low-carbon society and tackle climate change. However, there are several knowledge gaps that need to be addressed before this potential can be fully realized. An area of uncertainty is understanding the fluid flow behaviour of hydrogen in porous environments, which affects the efficiency of hydrogen recovery and the economic feasibility of storage operations. The mixing dynamics of injected hydrogen (H₂) and residual natural gas, mainly methane (CH₄), within porous reservoirs are crucial for underground hydrogen storage. Multiple factors influence the

mixing dynamics of these gases, and among them, mechanical dispersion is prominent. Mechanical dispersion is a process that characterizes the mixing of fluids caused by their movement and flow within porous media, as shown in Figure 1.

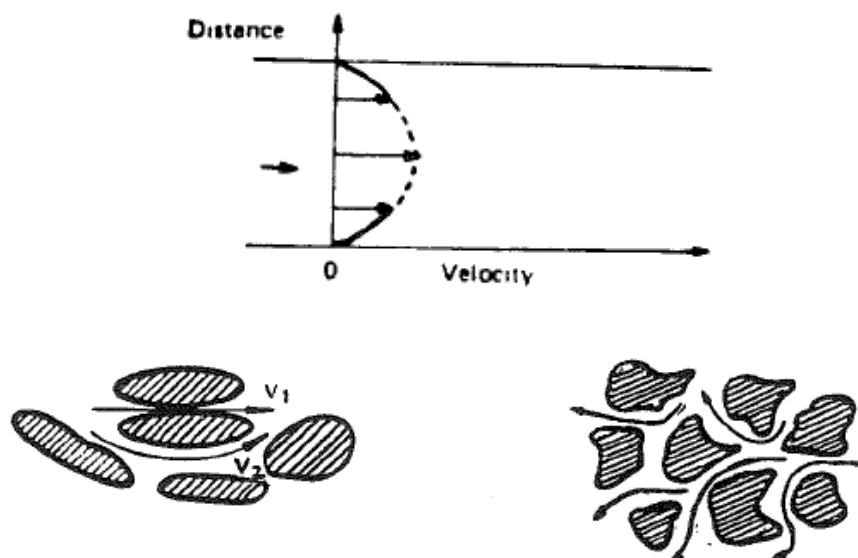


Figure 1. Sketches of the movement of fluids in porous media and resulting velocity differences (Tek, 1989).

In this study, mechanical dispersion is measured in experiments under different conditions, such as pressure and temperature, to investigate how dispersion contributes to the gas mixing process in underground hydrogen storage. Based on these measurements, dispersivities were calculated, which can later be used in reservoir simulations to model potential storage sites.

Mechanical dispersion

Mechanical dispersion occurs due to fluctuations in flow velocity, which can manifest across various scales. These fluctuations are primarily attributed to factors such as pore-size distribution, tortuosity, and heterogeneity within the porous medium. At a microscopic scale, larger pores and pore throats typically exhibit higher velocities compared to smaller ones. Moreover, the non-uniform velocity profile across the pore cross-section introduces further velocity variations (Ho and Webb, 2006).

When upscaling to a representative elementary volume (REV), it becomes necessary to incorporate this effect into macroscale models to correct for errors arising from assuming an averaged Darcy velocity. Mechanical dispersion can be mathematically described by assuming a linear relationship with the flow velocity (Scheidtger, 1961):

$$J_{\text{disp}}^k = -\rho\alpha U\nabla x^k$$

where J_{disp}^k is the dispersive flux of component k in mol/m²/s, ρ is the molar density of gas in mol/m³, α is the mechanical dispersivity in m, U is the true flow velocity in m/s and ∇x^k is the gradient of the mole fraction of component k .

Besides mechanical dispersion, molecular diffusion is another process which is causing the mixing of gases in the underground. The relation between molecular diffusion and mechanical dispersion in porous media to the flow velocity is shown in Figure 2. At low flow velocities, molecular diffusion governs the mixing process, while at higher velocities, mechanical dispersion takes over. The transitional region between the two is where both mechanisms contribute to mixing.

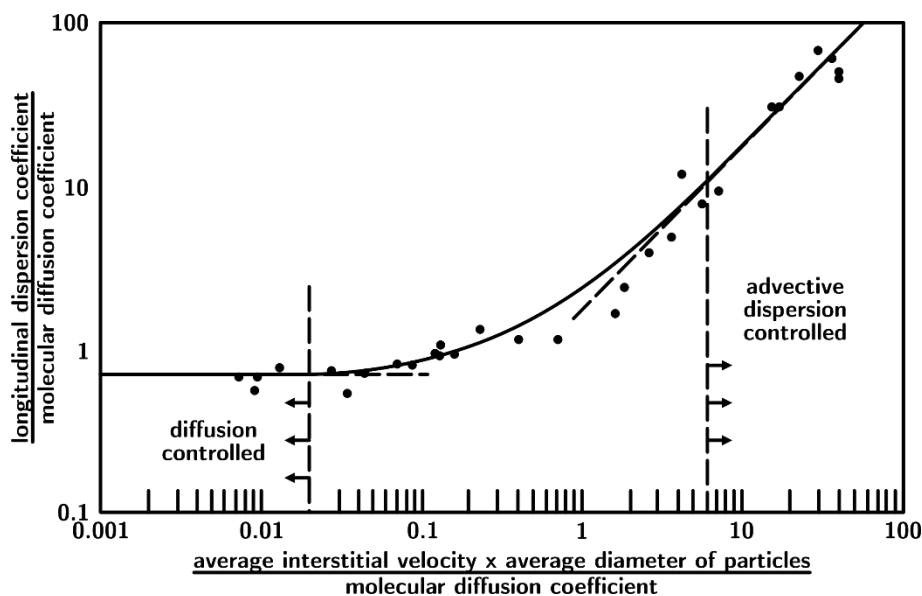


Figure 2. Diffusive and dispersive mixing regimes in porous media (adapted from Perkins and Johnston [1963])

Experimental setup and procedure

The experimental apparatus comprised a slim tube coil, 25 meters in length, packed with glass beads to simulate a porous medium (with an approximate porosity of 35 % and permeability of approximately 50 Darcy). Porosity of the glass bead filling was determined by filling identical beads into a container and subsequently measuring using a gas pycnometer. Permeability was assessed by measuring the pressure differential between the coil's inlet and outlet during nitrogen injection at a constant rate.

In preparation for the measurements, the setup, particularly the slim tube coil, was initially filled with sample gas 1. Subsequently, sample gas 2 was continuously introduced into the tube during the measurement process, displacing sample gas 1 as it flowed through. A backpressure regulator positioned behind the slim tube coil maintained constant pressure. The gas mixture exiting the tube was analyzed for composition using a gas chromatograph. A schematic representation of the experimental arrangement is provided in Figure 3.

Two sets of measurements were carried out in this study. The first series consists of measurements where the initial gas of the slim tube coil is pure methane and the injected gas is hydrogen. In the second series, the slim tube coil was initially filled with 98 % methane and 2 % nitrogen. During the experiments three different gas mixtures were injected. These gas mixtures consist of methane, carbon dioxide and hydrogen in various proportions.

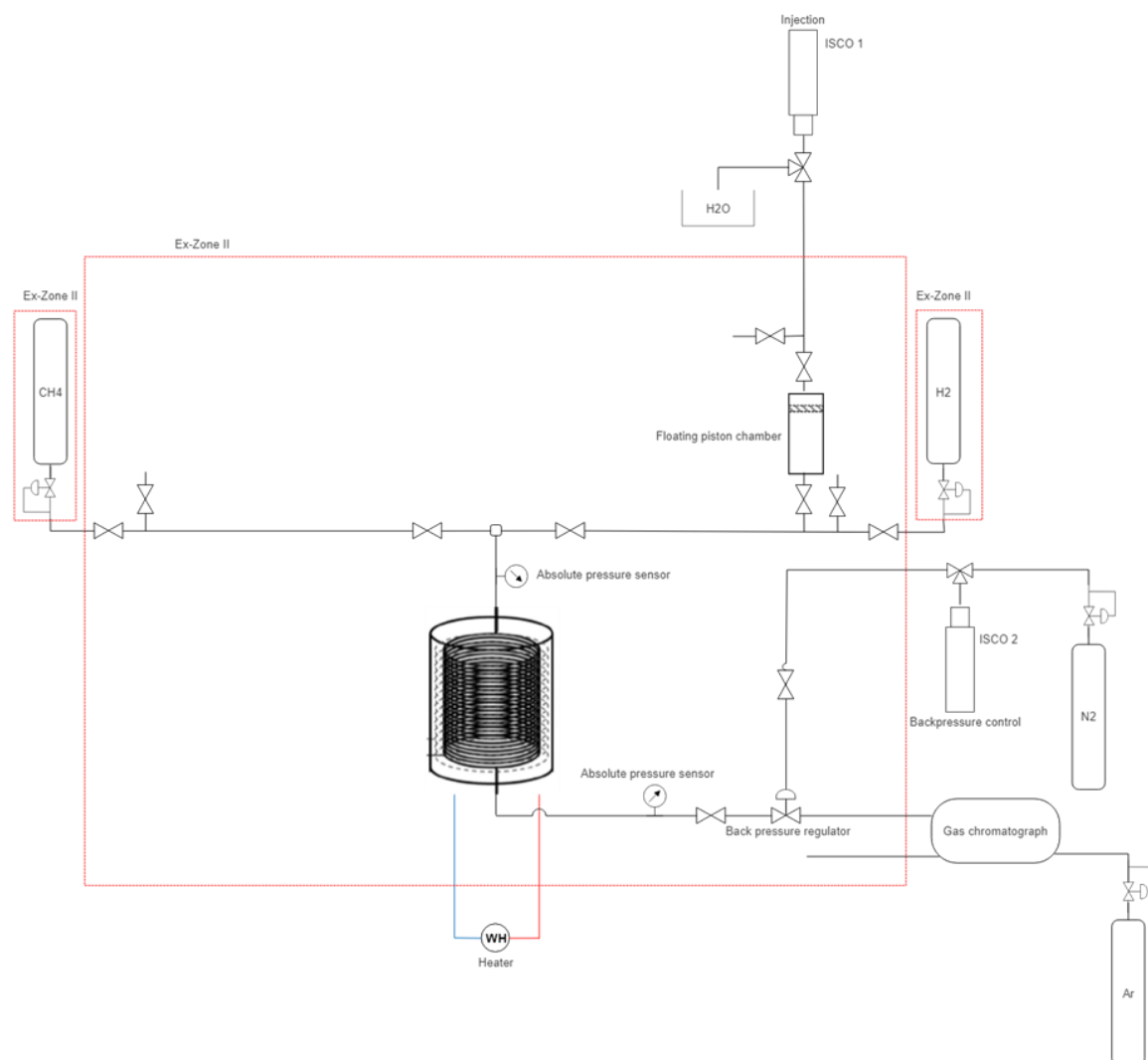


Figure 3. Sketch of the experimental setup for dispersion measurements

Interpretation and calculation of mechanical dispersivity

The measurements were analysed using Scheidegger's theory of mechanical dispersion. According to Scheidegger's law, the dispersion tensor is directly proportional to the true (average) flow velocity. The dispersivity is higher in the longitudinal direction (parallel to the main flow direction) compared to the transverse direction (perpendicular to the main flow direction) (Scheidegger, 1961). The slim tube's small cross-sectional area limits the measurements to determining the longitudinal dispersivity only.

Figure 4 shows the variation of the H₂ mole fraction in the outflowing gas over time for a measurement conducted at a flow velocity of 15 m/day, pressure of 100 bar, and temperature of 40 °C. The H₂ mole fraction remains at 0 for the first 35 hours. Subsequently, the mole fraction begins to increase and stabilises at 1 after several hours.

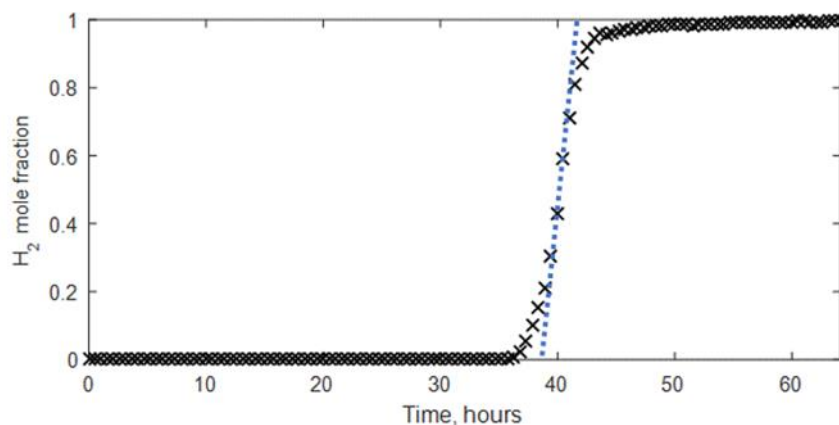


Figure 4. H₂ mole fraction of the outflowing gas vs. time (15 m/day, 100 bar, 40 °C)

This measurement data facilitates the calculation of longitudinal dispersivity using the following equation, which was derived by neglecting the impact of molecular diffusion (Bear, 2013):

$$\alpha_L = \frac{U^2}{4\pi i^2}$$

where α_L is the longitudinal dispersivity in m, U is the true flow velocity in m/s and i is the slope of the curve in Figure 4 at a H₂ mole fraction of 0.5 in 1/s. As an alternative, the dispersivity can be determined by performing a model fitting process using a one-dimensional numerical simulation model.

Figure 5 depicts the comparison between simulation and laboratory measurement. The measurement was conducted at 100 bar, 40 °C, and a flow velocity of 15 meters per day.

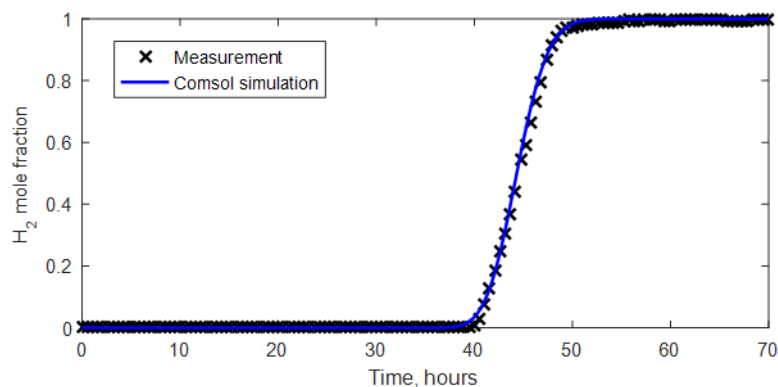


Figure 5. Comparison of the simulation results with the measurement

Results and discussion

A total of 18 dispersion measurements were conducted, 13 of which involved CH₄ and H₂. This are the measurements of series 1. Here, the slim tube coil was initially filled with CH₄, and H₂ was injected during the experiment. The pressure for these measurements ranged between 50 and 150 bar, and the flow velocity ranged between 5 and 50 m/day. The temperatures were in a range from 20 to 100 °C.

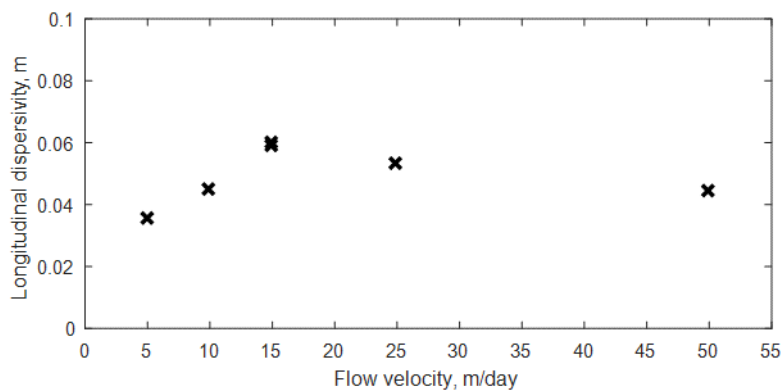


Figure 6. Dispersivity vs. flow velocity (pressure 100 bar, temperature 40 °C)

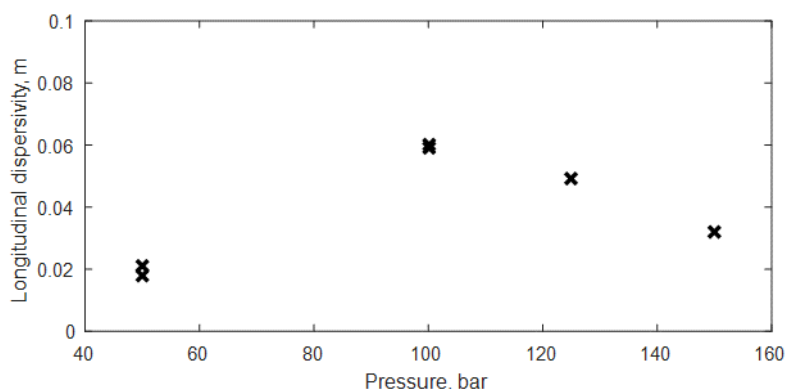


Figure 7. Dispersivity vs. pressure at 40 °C (flow velocity 15 m/day, temperature 40 °C)

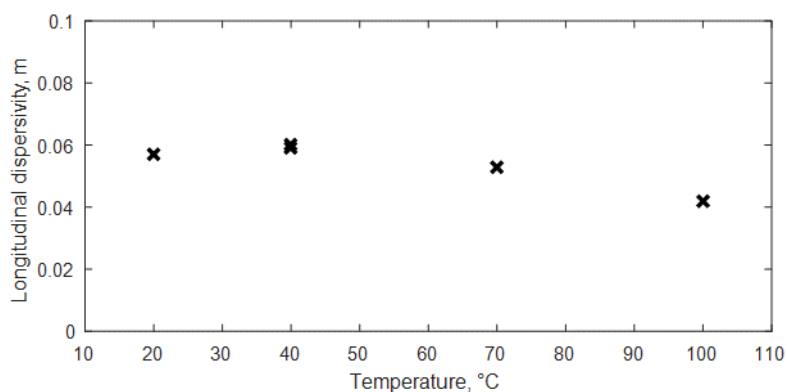


Figure 8. Dispersivity vs. temperature at 100 bar (pressure 100 bar, flow velocity 15 m/day)

Figures 6 to 8 demonstrate that the interpreted dispersivity varies by up to a factor of three under different flow velocities, pressures and temperatures. The influence of temperature is minor, with determined dispersivities ranging from 0.042 to 0.060 m. The influences of pressure and flow velocity are more pronounced, with both plots showing a peak for the measurement at 100 bar and 15 m/day. To ensure that this peak is not a measurement error, the experiment was repeated, resulting in almost identical results. As dispersivity is a property of porous media (or rock), it should theoretically not depend on pressure, temperature, or flow velocity. Based on the results, we can conclude that flow velocity, pressure, and temperature do affect dispersivity. However, their influence on the dispersivity is minimal as the deviation of all measurements is minor. The study's results indicate that Scheidegger's theory for dispersion can predict dispersive mixing between two gases under subsurface storage conditions with sufficient accuracy. But it is important to note that this law does not capture all effects. The observed deviations at different pressures (cf. Figure 7) may be due to pressure-

dependent fluid properties such as density and/or viscosity. The graph displaying dispersivity against flow velocity (refer to Figure 6) indicates a non-linear relationship between the longitudinal dispersivity and flow velocity. However, an average value can be used to achieve a close match under all conditions.

There is limited literature on gas-gas dispersion, but one study can be compared to our measurements. Kurihara et al. (2000) conducted a displacement experiment in a slim tube coil using argon to displace methane. The slim tube had a length of 12 m and the longitudinal dispersivity was determined to be approximately 0.012 m, which is similar to our results.

In series 2 five additional dispersion measurements were conducted using various gas mixtures. The slim tube coil was initially filled with 98 % CH₄ and 2 % N₂ for these measurements. The injected gas consisted of a mixture of 4% CO₂, 16 % H₂, and 80 % CH₄; 8 % CO₂, 32 % H₂, and 60 % CH₄; and 12 % CO₂, 48 % H₂, and 40 % CH₄. Each gas mixture was measured at 100 bar to enable comparison of the different mixtures at the same pressure. The dispersion measurements in Table 1 show the influence of pressure on the results when measuring the gas mixture with 8% CO₂ at 50 and 150 bar. As an example, the results of one measurement of this series is shown in Figure 9. Here, the measured concentration of every component was normalized to 1 and then plotted depending on time.

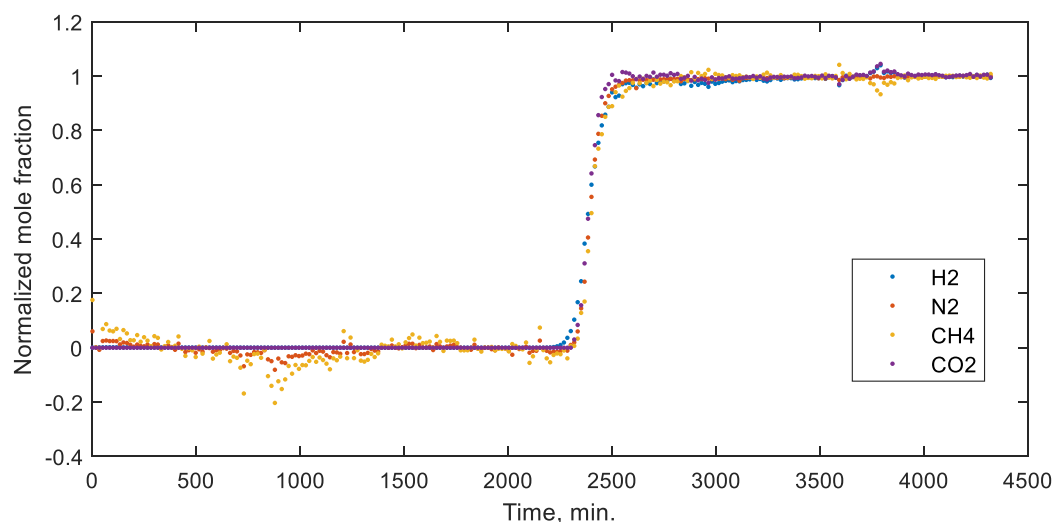


Figure 9. Normalized mole fraction for the different components in a dispersion measurement with 8 %CO₂, 32 % H₂ and 60 % CH₄ at 50 bar (flow velocity 15 m /day, temperature 40 °C)

Table 1. Measurements of dispersion measurements with different gas mixtures

No.	Gas mixture	Pressure [bar]	Dispersivity [m]
1	4 % CO ₂ , 16 % H ₂ , 80 % CH ₄	100	0.0147
2	8 % CO ₂ , 32 % H ₂ , 60 % CH ₄	50	0.0042
3	8 % CO ₂ , 32 % H ₂ , 60 % CH ₄	100	0.0167
4	8 % CO ₂ , 32 % H ₂ , 60 % CH ₄	150	0.0321
5	12 % CO ₂ , 48 % H ₂ , 40 % CH ₄	100	0.0179

It can be observed that dispersivity increases with increasing pressure, as seen in the second, third, and fourth measurements of series 2. These measurements were conducted using the same gas mixture but at different pressures. Another observation can be made for the measurements conducted using different gas mixtures but at the same pressures (first, third, and last measurements). Here, it can be seen that dispersivity increases with a larger concentration difference. This refers to the variation in methane concentration between the initial filling, which is almost 100 % CH₄, and the different gas mixtures. The methane concentration in the first gas mixture is 80 %, in the second it is 60 %, and in the last mixture, it is 40 %.

Conclusion

Mechanical dispersion was measured using a slim tube coil in 18 measurements. The results range between 0.0042 and 0.060 m. The measurements show that the dispersivity is not independent of pressure, temperature and flow velocity. Nevertheless, the results of this study show that Scheidegger's theory for dispersion allows to predict dispersive mixing between two gases under subsurface storage conditions sufficiently good. However, it can be recognized that there are some effects which are not captured by this law. The strong sensitivity to pressure suggests that fluid properties such as density and viscosity have an influence on the dispersivity. It would probably be helpful to obtain more experimental data to investigate the behavior under different conditions.

References

Bear, Jacob (2013): Dynamics of Fluids in Porous Media. Reprint. Originally published: New York: American Elsevier. Pub. Co., 1972.

Ho, Clifford K.; Webb, Stephen W. (Eds.) (2006): Gas Transport in Porous Media. Dordrecht: Springer Netherlands (SpringerLink Bücher, 20).

Kurihara, Masanori; Liang, Jialing; Fujimoto, Fujio; Nghiem, Long; Sammon, Peter (2000): Development and Application of Underground Gas Storage Simulator. In : All Days. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management. Yokohama, Japan, 25.04.2000 - 26.04.2000: SPE.

Perkins, T. K.; Johnston, O. C. (1963): A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media. Society of Petroleum Engineers Journal 3 (01), pp. 70–84.

Scheidegger, A. E. (1961): General theory of dispersion in porous media. Journal of Geophysical Research 66 (10), pp. 3273–3278.

Tek, M. R. (1989): Underground Storage of Natural Gas. Dordrecht: Springer Netherlands.

Fast Swelling Effect of Light Oil/n-decane under Reservoir Conditions: Combined Micro-CT and Pressure-decay Experiments

B. Zulfiqar^{1,2}, H. Geistlinger^{1,2}, M. Amro¹

¹Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

²Helmholtz-Centre for Environmental Research UFZ Leipzig-Halle, Germany

Abstract

CO₂ injection into geological formations, mainly depleted gas/oil reservoirs and deep saline aquifers, is considered as a promising technique for enhanced oil recovery (EOR) and CO₂ sequestration. The fundamental for technological applications is a *scale-dependent* process, involving an understanding of the pressure and temperature dependence on key physico-chemical properties, such as volume increase, miscibility, solubility, diffusion, and interfacial tension and their complex correlations. To the best of our knowledge, this is the first systematic study conducted to investigate the volume increase in the CO₂-decane system at elevated pressures corresponding to the subsurface pressure conditions encountered in reservoirs using combined micro-CT, pressure decay experiments and modeling. We developed a conceptual model which considers *CO₂ density fluctuations* near the critical range, and consistently explain the time dependence of the volume increase for the respective thermodynamic state. Our experimental results verify this conceptual model, that volume swelling in the *non-critical pressure range* (< 6 MPa) is a surface effect with limited penetration depth. The fast CO₂ mass transfer between gas phase and oil phase is a *non-equilibrium* process and has to be described by a *non-equilibrium* model. Our non-equilibrium model shows strong agreement with the experimental results presented in this study. However, the volume increases in the *critical pressure range* (6 – 8 MPa) is caused by mixing of liquid CO₂ droplets and the oil phase, i.e. to a level increase of the liquid mixed phase and our experimental contact angle measurement validates it. The minimum miscibility pressure (MMP) of the CO₂-decane system are 5.6 MPa and 6.5 MPa at 20°C and 30°C, respectively and agree with the existing literature. From a broader perspective, our comprehensive study of oil swelling due to CO₂ injection has profound relevance in optimizing CO₂-EOR projects.

Introduction

CO₂ injection into geological formations, mainly depleted gas/oil reservoirs and deep saline aquifers, is considered as a prominent enhanced oil recovery (EOR) approach (Gao, H et al., 2019) due to its multiple benefits, including high oil recovery potential and the ability to limit greenhouse gases in the atmosphere by sequestering large amount of CO₂ (Liu et al., 2016; Sharbatian, A et al., 2018). The physical understanding of pressure and temperature dependence on key physico-chemical properties, such as volume increase (oil swelling), CO₂ and oil miscibility, CO₂ solubility- and diffusion, viscosity reduction, and CO₂ density fluctuations in the critical range is crucial for optimizing CO₂-based EOR strategies (Li, et al., 2013; Rezk & Foroozesh, 2019). These key parameters are often correlated with each other; for example, diffusivity and viscosity are negatively correlated via the Einstein relationship, volume increase and solubility are positively correlated with increasing pressure (Yang et al., 2012; Ben Liu et al., 2015), while volume increase and temperature are negatively correlated (Song et al., 2011). Furthermore, Liu et al., 2015 showed (using molecular dynamics simulations) that (i) increasing the pressure, (ii) decreasing the temperature and (iii) the straight-chain structure of the alkane is positively correlated with the volume swelling of CO₂-alkane systems.

Current study is based on the hypothesis that oil swelling is a fast mass transfer process near the CO₂-oil interface and the process understanding of volume increase shall always consider the respective thermodynamic state of the CO₂ phase. It is not sufficient to divide the states into normal 2-phase states (gaseous-liquid) and supercritical states, as notable density fluctuations can occur when approaching the critical point ($T = 31^{\circ}\text{C}$, $P = 7.4\text{ MPa}$; Fig 1). Therefore, our discussion is focused on the CO₂ mass transfer process considering the density fluctuations near the critical point and this allows us to understand the time dependence of the volume increase for the respective thermodynamic state.

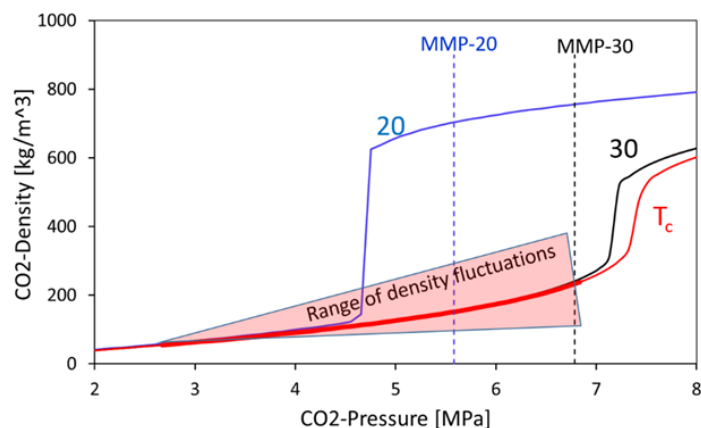


Figure 1: CO₂ density Vs. CO₂ Pressure at 20°C, 30°C and at the critical temperature $T_c = 31^{\circ}\text{C}$. The *critical* range of density fluctuations (red shadowed triangle) around the critical isotherm T_c (red curve). The dashed lines show the minimum miscible pressure (MMP) for 20°C and 30°C.

The CO₂ solubility and volume diffusion coefficient implicitly assumes homogenous oil phases. However, the observed volume increase (up till 90 %) in the first 2 hours in the existing literature (Sugai et al., 2014; Liu et al., 2016; Zhao et al., 2016) clearly illustrate that the absorption of CO₂ molecules likely causes structural changes in the vicinity of the interface (Liu et al., 2015). Pressure decay experiments yield a diffusion coefficient of $10^{-7}\text{ m}^2/\text{s}$ in the first 2 hours (Liu et al., 2015; Janiga et al., 2020), and subsequent to the 2 hours phase, the mass transfer process slows down by 2 orders of magnitude and can be defined by the diffusion coefficient of $10^{-9}\text{ m}^2/\text{s}$ (Zhao et al., 2016). This is another indication of *inhomogeneous* oil phase which causes the significant slowdown of the mass transfer process.

The main aim of the present work is to show that the volume increase (oil swelling) in the critical 2-phase range is caused by a transition to an ordered *decane-CO₂-decane* structure near the CO₂-decane interface. The decane chains are aligned and stretched as a result of strong CO₂ bridging (Liu et al., 2015). Using micro-CT investigations, we show that this volume increase is due to the surface effect with limited penetration depth and also presented a conceptual model. Pressure-decay experiments show that this structure formation is caused by a fast mass transfer, i.e. it is energetically favored. We propose a new conceptual model that describes the volume increase in the critical range.

2. Material and Methods

For our experiments we used CO₂ (> 99 % purity) and doped n-decane (99% purity) as fluids. The high-pressure column was made of polyether ether ketone (PEEK) and had a height of 115 mm with an inner diameter of 7.7 mm. The PEEK column was wrapped with an electric heating jacket and an integrated thermostat was placed inside. Pressure- gauge and a regulator were also installed with the CO₂-cylinder to control the entry CO₂-pressure. A high-precision syringe pump (CE Nemesys High Pressure, CETONI GmbH, Germany) was

used to inject CO₂ at a controlled flow rate and pressure. Micro-CT and Pressure-decay experiments were conducted in accordance to the experimental setup described in Zulfiqar et al., 2024.

2.1 Micro-CT experiments

The glass-tube having an inner diameter of 5-mm and a height of 100-mm was filled initially with n-decane and placed vertically in the PEEK-column. The initial micro-CT scan was performed at ambient conditions (T = 23°C; P = 0.1 MPa). After the initial scan, the PEEK-column was connected to the high-pressure setup. CO₂ was injected vertically upward at a flow rate of 0.2 ml/s into the PEEK-column via Cetoni-syringe pump until the desired pressure was reached. A series of high-pressure experiments ranging between 0.1 MPa to 8 MPa were conducted at a constant temperature of 20°C and 30°C. At each pressure, the PEEK column was disconnected and subjected to micro-CT scan. The pressure and temperature of the CO₂/n-decane system were continuously monitored using logging-data in the CETONI- elements software. The grey scale intensity profile of CO₂/n-decane system and the contact angles between CO₂ and n-decane on the glass-tube surface were measured using ImageJ V.1.50d (Schindelin et al., 2012; Geistlinger & Zulfiqar, 2020). The images of CO₂/n-decane acquired by micro-CT were visualized and analysed using VGStudio MAX (Volume Graphics).

2.2 Pressure decay experiments

The pressure decay technique was used to analyze the CO₂ diffusion in n-decane, by monitoring the pressure drop inside a closed PEEK-column until the partitional equilibrium is reached. CO₂ was injected vertically downward at a flow rate of 0.2 ml/s into the PEEK-column via Cetoni-syringe pump until the desired pressure was reached. The PEEK-column having an internal diameter of 11-mm and a height of 85-mm was filled directly with n-decane inside. The pressure transmitter was used to measure the pressure drop inside the column as CO₂ diffuses into decane phase. The pressure decay measurements were conducted until the pressure transmitter indicates less than 0.1 bar variations in the pressure values, which clearly shows that the CO₂/n-decane system has reached partitioning equilibrium.

3. Theoretical Background: Conceptual model for oil swelling

3.1 Volume increase in the non-critical range

The CO₂ molecules form a homogeneous gaseous CO₂ phase in the region of low-density fluctuations. The microscopic absorption processes in the non-critical range, which result in a volume increase is shown in Fig 2. At first, the molecules strike the oil interface at a pressure-dependent collision rate. We follow typical energetic arguments of heterogeneous catalysis (Geistlinger, 1992) and distinguish between *weak* and *strong* binding of the absorbed CO₂ molecules, i.e. between *physisorption* and *chemisorption*.

Physisorption: The microscopic transport during *normal* diffusion takes place along these physisorption sites, i.e. along so-called "free vacancies" of the liquid. CO₂ molecules diffuse by first undergoing activated desorption from an occupied site, and then 'jumping' into an adjacent unoccupied site, thereby moving along the concentration gradient. A higher temperature can lead to fewer physisorbed CO₂ molecules and fasten the jumping process from an occupied site to the neighbouring unoccupied site.

Chemisorption: This is responsible for near-surface swelling effect. The CO₂ molecules encounter an energetically favored adsorption site, e.g. a surface gap (Fig 2A), and penetrate into the decane phase by means of an activated mass transfer process (Fig 2B). The alignment and stretching of the decane chains by mean of CO₂ bridges (Fig 2C) leads to an ordered decane structure in the interface range, which has a larger volume. The number of chemisorbed molecules decreases with increasing temperature and subsequently the volume increases. The rapid mass transfer process with a diffusion coefficient (for a CO₂-decane system) of approx 10⁻⁷ m²/s leads to volume swelling and is a characteristic of a

“gas-liquid system” under normal thermodynamic conditions, where density fluctuations are not yet relevant. In addition to CO₂ chemisorption, physisorption always takes place, which leads to *normal* diffusion with a diffusion coefficient of approx. 10⁻⁹ m²/s (see Zulfiqar, B et al., 2024 for comprehensive discussion).

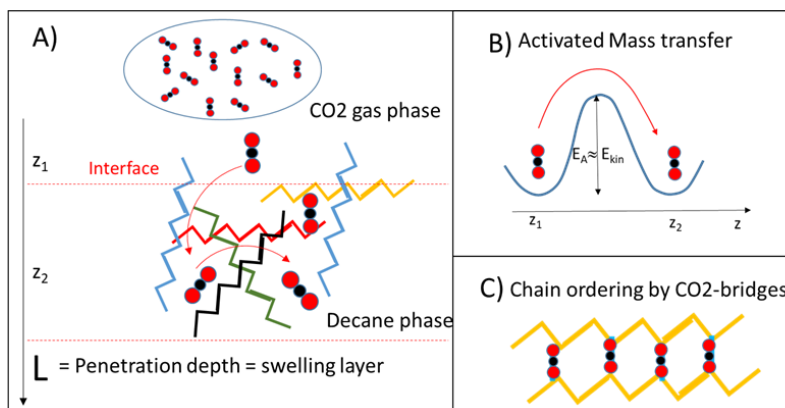


Figure 2: Conceptual model of oil swelling in the non-critical range: A, B) Activated chemisorption at the oil interface. C) Systematic arrangement of decane chains – CO₂ bridging

3.2. Volume increase in the critical range

In the critical range, where the density fluctuations become significant, the volume increase is caused by the mixing of high-density CO₂ clusters (liquid droplets; see Fig. 3) with the liquid decane phase. The size of the clusters is given by the correlation length ξ . The intermolecular binding energies between the CO₂ molecules, the decane molecules and the CO₂-decane molecules are now of the same order of magnitude, which thermodynamically favors mixing. The condensation of the CO₂ clusters on the silicate glass walls causes the interfacial energies to approach each other. Thus, the volume increase in the critical range is caused by a mixture of liquids and must be considered as an increase in the liquid level indicated by the mixing zone (Fig 3). We attribute the volume increase in the critical and supercritical range to the liquid-like properties of the supercritical CO₂ phase. The more similar the two liquids are, the more miscible they are. This explains the theoretical results of the MD simulations (Liu et al., 2015), which were calculated exclusively for critical and supercritical systems.

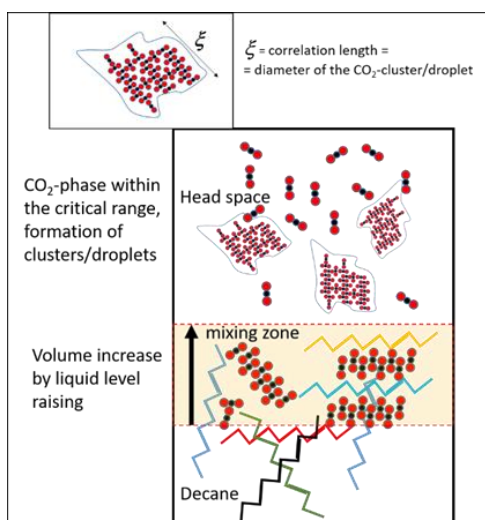


Figure 3: Conceptual model for the volume increase in the critical range

4. Results and Discussion

4.1. Volume increase in the non-critical range: Swelling as a limited surface effect

Fig 4 shows an increase in the oil volume (length) to a critical value $L_{0,crit} \cong 35$ mm, after which the length increase $\Delta L = 13.4 \pm 0.3$ mm becomes approximately constant. The central result of our μ -CT experiments is that the swelling factor is **not constant** and decreases approximately linearly with increasing initial length L_0 . This result shows for the first time that oil swelling is a **surface effect** with limited penetration depth, and it is in accordance to our conceptual model presented and discussed in Fig. 2.

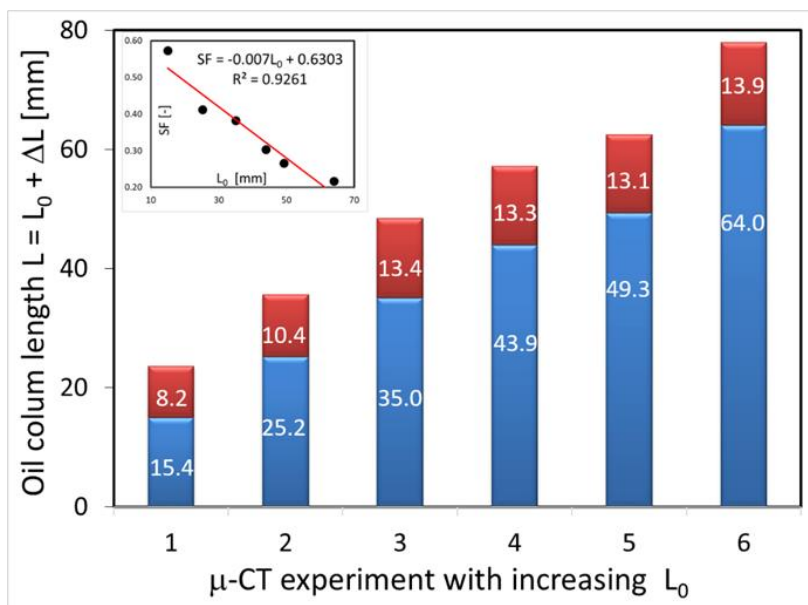


Figure 4: Increase in length of decane (decane swelling) at a CO_2 pressure of 5.3 MPa and a temperature of 20°C. The blue column shows the initial length L_0 at 0.1 MPa and the red column shows the respective length increases at 5.3 MPa. The inset shows the linear decrease of the swelling factor with increasing initial length L_0 .

4.2. Pressure decay experiment

We investigated the mass transfer process with a series of pressure-decay experiments and analyzed them using the equilibrium and non-equilibrium model. A typical pressure profile for our experiment is shown in Fig. 5. All the derived diffusion constants and Henry coefficients for our complete experiments are listed in Table 2 of Geistlinger & Zulfiqar, 2024. For all our experiments, the Henry coefficients are 1.08 ± 0.14 , which lie in the range of independently measured Henry coefficients for CO_2 -decane partitioning equilibrium (Msimanga, X.P, 2013). The mean diffusion coefficient of the non-equilibrium model is $4.7 \pm 1.9 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, confirming the fast CO_2 mass transfer process.

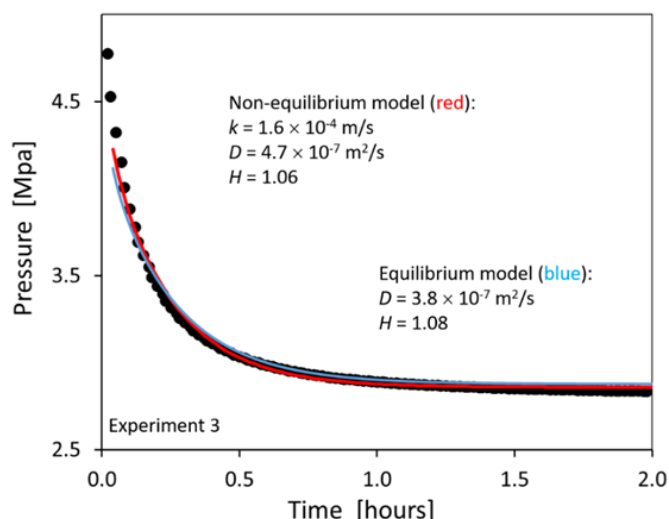


Figure 5: Parameter estimation using the equilibrium (light blue)- and the non-equilibrium (red) solution for our pressure-decay experiment.

4.3. Pressure dependent volume increase in the critical range: Miscibility and MMP

The central fig 6 shows for 3 different temperatures, 20°C (black symbols above the red curve), 30°C (red symbols) and 38°C (black symbols below the red curve), the length increases in the entire pressure range, i.e. up to the critical pressure where density fluctuations become significant. The results are also compared with the literature data (Liu et al., 2015; Song et al., 2011).

In the non-critical range (up to 5 MPa), all 30°C data show a weak linear increase. The increase in volume/length here is caused by absorption of individual molecules from the gas phase and by decane-chain ordering. As the critical point is approached, the 30°C curve shows a significant increase, which indicates a distinct process for volume increase. In the critical range with significant density fluctuations, CO₂ droplets are formed, which are deposited both on the oil phase and on the glass walls. The increase in volume is now a mixing process where the liquid level of the mixed liquid rises.

Furthermore, the 20°C isotherm (black curve) shows similar 2-process pressure behavior of the volume increase as the 30°C isotherm (red curve). However, the critical isotherm (38°C, dashed black curve) shows a much smaller increase in volume and not this clear distinction into two different processes. This indicates that in the pressure range between 2 - 6 MPa, the absorption of CO₂ molecules of the supercritical CO₂ phase (scCO₂) is energetically not as favorable as at the corresponding thermodynamic state of the gas phase at 20°C or 30°C. Furthermore, the volume increase of the mixed phase is also significantly lower compared to the volume increase at lower temperatures, thus indicating that scCO₂ in this pressure range has similar fluid properties as the decane and consequently only little scCO₂ is necessary to achieve complete miscibility.

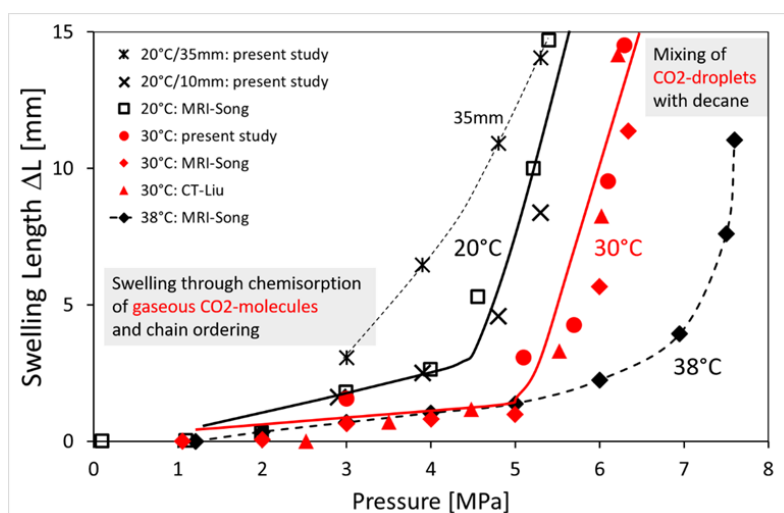


Figure 6: Swelling length/volume increase with increasing pressure for different temperatures (20°C, 30°C, 38°C). The data are compared with previous CT and MRI results: CT: Liu et al. (2015) represented with red triangles and MRI: Song et al. (2011) represented by red rhombuses.

The liquid clusters are formed as closer you get to the critical point. These liquid clusters or droplets will preferentially condense on the glass walls and form CO₂ liquid films, which then flow gravitationally to the oil phase boundary. This is confirmed by the increase in the contact angle with increasing pressure by our micro-CT results (Fig 7B). With an increase in the density of CO₂ phase (with increasing pressure), large liquid clusters (droplets) occur more frequently. As a result, the intensity values (gray values) of the CT signal become more and more similar, i.e. their difference should become zero with complete miscibility. The MMP can therefore be derived by extrapolating the intensity difference (see Fig. 7A). Our data results in MMPs of 5.6 MPa and 6.5 MPa at 20°C and 30°C, respectively, which agree well with literature values (Liu et al. (2015): 5.5 and 6.7 MPa; Song et al. (2011): 5.6 and 6.9 MPa).

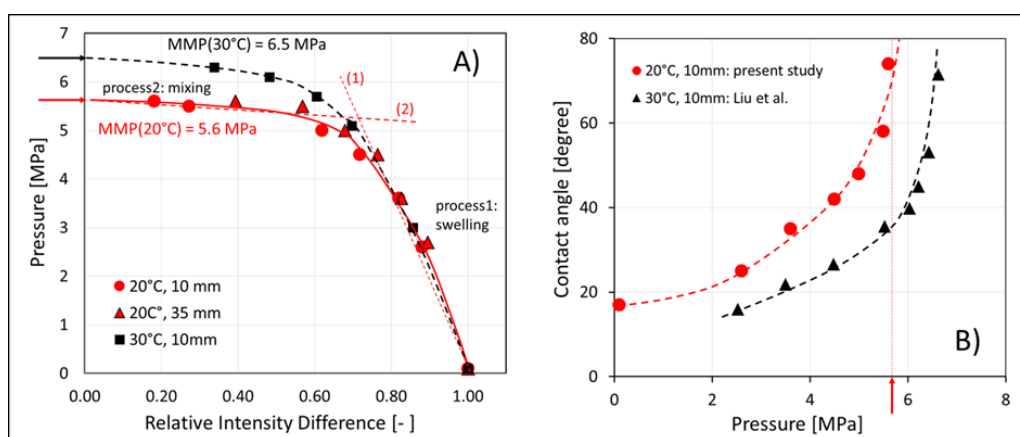


Figure 7: A) Pressure dependence of gray scale intensity values at temperatures of 20°C and 30°C. The relative intensity difference is calculated by taking the difference in grey values between CO₂ phase and oil phase normalized to the maximum difference. The arrows show the minimum miscible pressure and the straight dashed red lines show the two processes of volume increase: (1) swelling and (2) mixing. B) Pressure dependence of the contact angle: For comparison, the contact angles (present study: red circles) were compared with the data of Liu et al. (2015) (black triangles).

5. Conclusions

- For the first time we proposed a new conceptual model that considers CO₂ density fluctuations in the critical pressure and temperature range. For CO₂ absorption, the standard model of heterogeneous catalysis is used, which divides absorption into physisorption and chemisorption. This model is able to consistently explain the results of the combined μ -CT and pressure decay experiments for the volume increase in the CO₂-oil system for the entire pressure range, i.e. up to the critical point of CO₂ (31°C, 7.38 MPa).
- The weakly bound, physisorbed CO₂ molecules move within the decane phase through an activated hopping process along so-called “*free vacancies*”. We showed that oil swelling is a **surface effect with limited penetration depth**. Our time-lapse μ -CT experiments prove that after 30 min 94 % of the length increase ΔL is reached, which is caused by fast CO₂-transport and chemisorption near the surface and leads to the diffusion coefficients in the range of 10⁻⁷ m²/s.
- For the evaluation of our pressure decay experiments, we used equilibrium- and non-equilibrium model. Only the non-equilibrium model is able to describe chemisorption as a particle sink. However, our model results show a very good agreement (relative error $\varepsilon \cong 1$ %) with the experimental data for both models. Pressure decay experiments cannot be used to decide which model better describes the CO₂ mass transfer process, i.e. the swelling process. The disadvantage of the pressure-decay experiment is that it only provides **global/integral** information and **no local** information, such as μ -CT and MRI experiments, about the concentration profile inside the oil column.
- Our results show a typical 2-process behavior for both the pressure dependence of the volume increase and the gray value intensity. **Process 1-swelling**: The increase in volume in the non-critical range (< 5 MPa) is caused by chemisorption of individual CO₂ molecules from the gas phase. **Process 2-mixing**: In the critical range with significant density fluctuations, CO₂ droplet formation occurs, which are deposited both on the oil phase and on the glass walls. We expect that similar mass transfer and mixing processes occur in other CO₂-alkane systems, and also in crude-oil, and that our new conceptual model is able to describe these processes as well.

References

- Geistlinger, H, Surface science, 277, 429, (1992)
- Geistlinger, H., & Zulfiqar, B, Water Resources Research, 56, 10, (2020)
- Guo, Y., Liu, F., Qiu, J., Xu, Z., & Bao, B, Energy, 256, 124524, (2022)
- Janiga, D., Czarnota, R., Kuk, E., Stopa, J., & Wojnarowski, P, Journal of Petroleum Science and Engineering, 185, 106636 (2020)
- Liu, B., Shi, J., Sun, B., Shen, Y., Zhang, J., Chen, X., & Wang, M, Fuel, 143, 194, (2015)
- Li, H., Zheng, S., & Yang, D, Spe Journal, 18, 695, (2013)
- Liu, Y., Jiang, L., Tang, L., Song, Y., Zhao, J., Zhang, Y & Yang, M, Experiments in Fluids, 56, 1, (2015)
- Liu, Y., Teng, Y., Lu, G., Jiang, L., Zhao, J., Zhang, Y., & Song, Y, Fluid Phase Equilibria, 417, 212, (2016)
- Msimanga, X.P, PhD Thesis. Universiti Teknologi PETRONAS (2013)
- Rezk, M. G., Foroozesh, J., Zivar, D., & Mumtaz, M, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 66, 233, (2019)
- Schindelin, J., Arganda-Carreras, I., Frise, E., Kaynig, V., Longair, M., Pietzsch, T & Cardona, A, Nature methods, 9, 676, (2012)
- Sharbatian, A., Abedini, A., Qi, Z., & Sinton, D, Analytical chemistry, 90, 2461, (2018)
- Song, Y. C., Zhu, N. J., Liu, Y., Zhao, J. F., Liu, W. G., Zhang, Y & Jiang, L. L, Chinese Physics Letters, 28, 096401, (2011)
- Sugai, Y., Babadagli, T., & Sasaki, K. (2014), Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 4, 105, (2014)
- Yang, Z., Li, M., Peng, B., Lin, M., & Dong, Z, Journal of Chemical & Engineering Data, 57, 882, (2012)
- Zhao, Y., Chen, J., Yang, M., Liu, Y., & Song, Y, Magnetic Resonance Imaging, 34, 437, (2016)
- Geistlinger, H., Bilal Zulfiqar B, John Maximilian Koehne, J.M., Steffen Schlueter, S., Bernd Apelt, B., Amro, M. Geoenery Science and Engineering in press (2024).

Phase Interactions during Geological Carbon Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs

Saeed Golmohammadi¹, Sven Reichmann², Carsten Freese¹, Mohd Amro¹

¹ Institute of Drilling Engineering and Fluid Mining, TU Bergakademie Freiberg, Germany

² GASAG Gruppe, Berlin, Germany

Abstract

Carbon dioxide injection, as the final stage of carbon capture and geologic storage, has been proved to be a highly efficient process, particularly when applied to depleted hydrocarbon reservoirs after primary depletion, providing benefits for both enhanced oil recovery (EOR) and environmental concerns.

This experimental study investigates the impact of gas compositions, i.e. preexisting impurities in the injected gas phase, and the influence of CO₂ on oil behavior within the hydrocarbon reservoirs. The key mechanism, oil swelling, plays a crucial role in fluid mobilization, especially in microspores where CO₂ injection emerges as the sole efficient method for mobilizing trapped oil droplets within micro and dead-end pores. This process significantly contributes to increase sweep efficiency during the enhanced oil recovery (EOR) stage of geologic carbon storage.

To systematically explore these dynamics, a series of pressure decay experiments were conducted in a PVT cell. This involved utilizing a gas composition mixture containing methane and nitrogen. Another series of experiments using a binary mixture of CO₂ and nitrogen injection were carried out after the initial nitrogen flooding.

To replicate potential field conditions as realistic as possible, our study considered specific injection scenarios, incorporating factors such as soaking time (e.g., Huff and Puff techniques) and potential injection delays due to logistical factors. The noticeable increase in oil volume during multiple cycles of CO₂ injection due to prolonged exposure and interaction with CO₂ suggests a cumulative swelling effect associated with sequential injections.

This study investigates the complexities of field-relevant scenarios, including cyclic gas injection, and the results have implications for reservoir management and the optimization of CO₂ injection strategies, first for enhanced oil recovery and then for CO₂ retention in the reservoir for geologic storage.

Introduction

In recent years, environmental concerns have grown more pronounced, and carbon capture and storage (CCS) has earned increased attention as one of the viable solutions. An effective solution is underground CO₂ storage. Generally, the appropriate targets are salt caverns, aquifers, or depleted oil and gas reservoirs. Because the injection of water as the primary stage in enhanced oil recovery (EOR) methods, or further treatments in secondary and tertiary stages, are incapable of displacing the original oil in place (OOIP), a large portion of oil still remains in reservoirs.

Therefore, underground CO₂ storage in combination with enhanced oil recovery (CCS-EOR) for the purpose of oil displacement from the pore network and maintaining the reservoir pressure became an efficient method, especially in carbonate rock formations where the presence of organic components causes an extreme tendency to absorb injected materials, e.g., polymers, and reduce the expected efficiency (Ivanova et al., 2019). Carbonate reservoirs exhibit various interesting features, including extremely strong heterogeneity (Sun et al., 2019) and mixed or oil-wet wetting properties, making oil production a real challenge.

Once crude oil comes into contact with CO₂, CO₂ will either (i) dissolve in the oil, cause swelling of the oil, decrease its viscosity and interfacial tension, or (ii) extract the light component of the oil (H. Li et al., 2013; D. Yang et al., 2005). Miscible flooding, the most efficient CO₂-EOR process, occurs when the reservoir pressure is high enough to exceed the minimum miscibility pressure (MMP), at which the oil in the reservoir and CO₂ become entirely miscible and form a single phase (Bondor, 1992).

CO₂ dissolution in oil is primarily caused by molecular diffusion and convective dispersion (Hou et al., 2017; Jia et al., 2010; Z. Li et al., 2006; Z. Li & Dong, 2009), which are influenced by reservoir characteristics, including temperature, pressure, oil saturation, water saturation, and formation permeability (S. Li et al., 2018).

In the present work, we systematically investigate the oil swelling as well as the presence of impurities (methane and nitrogen) in the injected CO₂ gas under immiscible conditions. For this reason, we used two different experimental setups. First, the pressure measurements, the oil swelling, and cyclic experiments in a PVT autoclave cell. Furthermore, we conducted pulse-echo pressure volume decay (PEPVD) experiments using various gas compositions to determine the variation in oil volume.

The experimental setup

Two separate experimental setups are used in this study, shown in Figure 1. The first setup is an acoustic unit to study the impact of impurities in CO₂ on oil swelling, similar to Janiga et al. (2020). The acoustic unit consists of a dual-piston ISCO Pump, several HiP needle valves, two-piston accumulators with a Teflon piston, the Core Labs AMS 900 phase separator, and a measurement and monitoring unit. The second setup consists of a PVT-pressure cell placed in an autoclave, a pre-heating section, a CO₂ cylinder, and a data-measuring module. CO₂ liquid storage cylinder provides > 50 bar pressure.

The oil sample was collected from Middle East oil field (density of 0.875 g/cm³ at the surface condition). Pure gases of CO₂ (Air Liquide, 99.99%), methane (Air Liquide, 99.95%), and nitrogen (Air Liquide, 99.99%) were used in the experiments. The applied gas compositions are given in Table 1.

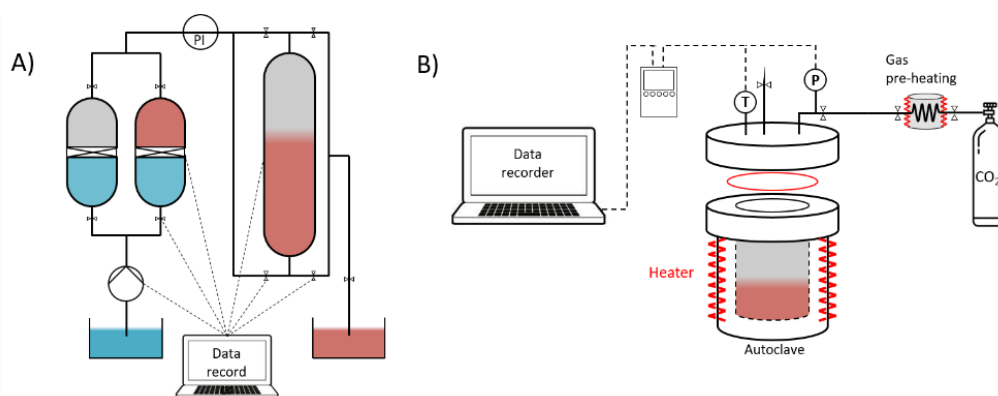


Figure 1: Schematic of the experimental setup and picture of the equipment used in this study.

Table 1: Properties of the pressure-decay experiments.

	Gas Composition	Swelling Factor (SF = V/V_0)	Oil Swelling
The pulse-echo pressure-volume	CO ₂ (100%)	1.060	6.0%
	CH ₄ (52%)	1.018	1.8%
	CO ₂ (48%)		
	CH ₄ (51%)	1.017	1.7%
	N ₂ (25%)		
CO ₂ (24%)			
PVT-cell autoclave	CO ₂ (100%)	1.057	5.7%
	CO ₂ (100%)	1.160	16.0% (3-cycle)
	CO ₂ (52%)	1.025	2.5%
	N ₂ (48%)		

Effect of gas composition on oil swelling

The CO₂ diffusion in oil is investigated by measuring the gas pressure and oil volume changes during the experiments at a constant temperature (331 K). First, we measure the pure CO₂ pressure in the head-space as the baseline for pressure decays. Typically, as CO₂ diffuses in oil, the pressure decreases until reaching a plateau in the pressure profile.

As shown in Figure 2, the various gas compositions show different behavior in the directly measured pressure and the oil swelling factor, the ratio of oil volume to the initial volume (i.e., SF = v/v_i). The calculated equilibrium time is utilized as a normalization factor for each experiment.

The pure CO₂ composition revealed the strongest dynamics in both measurements, resulting in a pressure decrease of ~5% and a volume increase of ~6% at the experiment ending after ~2600

minutes. The reduction in pressure can be divided into two constant logarithmic gradient phases with a transition at around 200 minutes of experimental time. The binary (CO_2+CH_4) experiment shows a moderate dynamic behavior regarding pressure, whereas the volume change is the lowest. Both are slightly accelerating at the logarithmic scale, indicating a mixing between linear and logarithmic behavior. The ternary gas composition ($\text{CO}_2+\text{CH}_4+\text{N}_2$) shows a smaller pressure decrease, indicating stabilization after 4000 minutes of experimental duration. It shows a slight increase in the regression curve, which is within the digital sampling accuracy and, therefore, neglectable.

We evaluated the oil swelling factor to be $\sim 6\%$ for pure CO_2 . Adding CH_4 and N_2 dramatically reduces the oil swelling factor to less than $\sim 2\%$. While the volume increase for the ternary gas composition ($\text{CO}_2 + \text{CH}_4 + \text{N}_2$) is slightly higher than the $\text{CO}_2 + \text{CH}_4$ mixture, but the difference is decreasing for a long experimental duration.

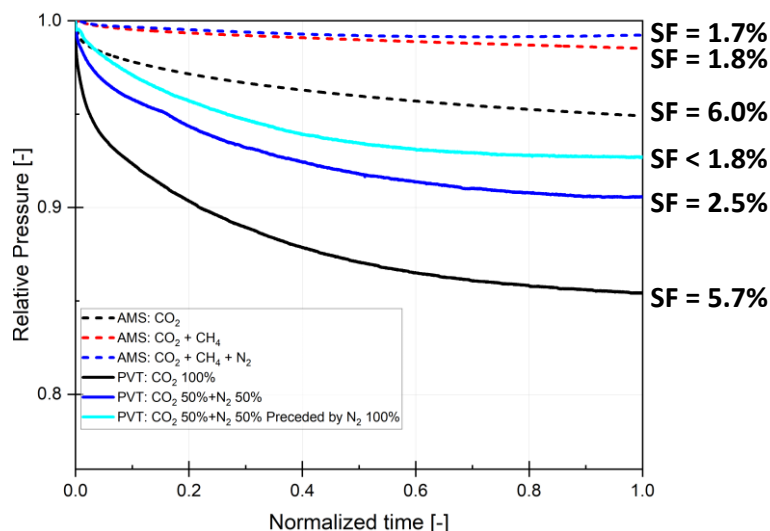


Figure 2: Pressure profiles and oil swelling measurements for the experiments with various gas compositions.

Cyclic injection

Various injection scenarios are feasible in field conditions. Considerations such as giving a soak time applying methods such as Huff and Puff or potential injection delays due to logistics contribute to the complexity of the process. This complexity results in a backflow of reservoir fluids, such as brine in the aquifer, leading to a complex fluid pattern as discussed in Golmohammadi et al. (2023).

In these scenarios, gas injection for the second and third stages will increase the gas pressure in the pores, leading to higher CO_2 diffusion to the oil phase. To replicate these circumstances, the CO_2 pressure in the gas cap was raised to the initial pressure, and the rate of pressure changes relative to the initial value over time was systematically and displayed in Figure 3.

To provide a qualitative comparison of the sequential impact of CO₂ injection, the extent of oil swelling at the conclusion of the 3-cycle pure-CO₂ injection was measured. The observed oil swelling of 16.0%, in contrast to the 5.7% observed for 1-cycle CO₂ injections, indicates the heightened efficiency of CO₂ in inducing oil swelling.

The noticeable increase in oil swelling during the 3-cycle pure-CO₂ injection implies a cumulative effect associated with sequential CO₂ injections, suggesting that successive injections contribute to a more pronounced swelling in the oil phase. This heightened efficiency is attributed to the prolonged exposure and interaction of the oil phase with CO₂ over multiple cycles.

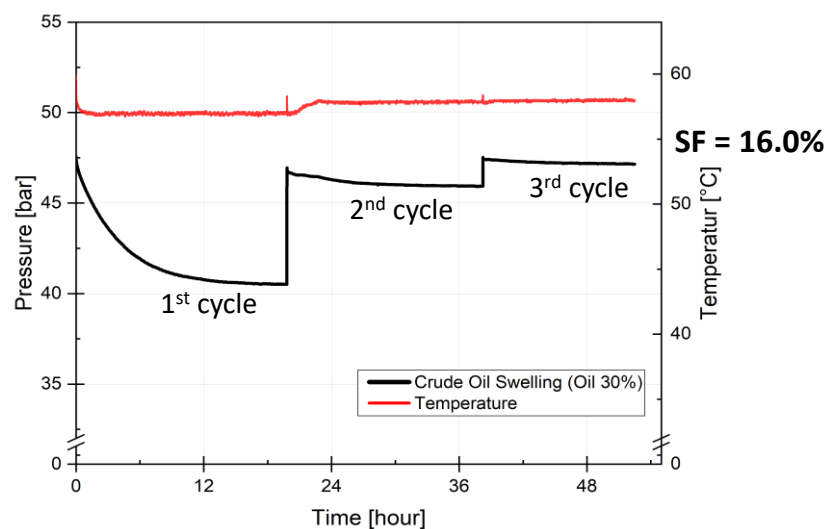


Figure 3: Pressure profile of CO₂ in 3-cycle injection.

Conclusion and Summary

This study embarked on an experimental investigation to scrutinize the impacts of gas compositions on oil swelling and the efficacy of cyclic CO₂ injection for enhanced oil recovery (EOR) within depleted hydrocarbon reservoirs under static conditions. The research highlighted the significance of oil swelling in the mobilization of trapped oil droplets, particularly in micro and dead-end pores, thereby enhancing sweep efficiency during the EOR stage of geological carbon storage.

Through a series of meticulously conducted pressure decay experiments in a PVT cell, using gas mixtures of methane, nitrogen, and CO₂, this study demonstrated the critical role of CO₂ in inducing oil swelling and reducing oil viscosity, which are paramount for improved oil recovery. The experiments were designed to closely replicate field conditions, considering variables such as injection scenarios, soak times, and the potential for injection delays.

In conclusion, this experimental study contributes valuable insights into the optimization of CO₂ injection strategies for enhanced oil recovery and geological carbon storage in depleted hydrocarbon reservoirs. The experiments revealed the relationship between reservoir pressure and the solubility of CO₂ into the oil, where higher reservoir pressures lead to reach higher solubility of CO₂. The findings underscore the critical influence of gas composition on oil swelling dynamics and highlight the significant potential of cyclic CO₂ injection to improve oil recovery through cumulative swelling effects. These insights are pivotal for reservoir management and the development of more effective and environmentally sustainable EOR strategies.

References

- Bondor, P. L. (1992). Applications of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Energy Conversion and Management*, 33(5–8), 579–586.
- Hou, S., Liu, F., Wang, S., & Bian, H. (2017). Coupled heat and moisture transfer in hollow concrete block wall filled with compressed straw bricks. *Energy and Buildings*, 135, 74–84.
- Islas-Juarez, R., Samaniego V, F., Luna, E., Perez-Rosales, C., & Cruz, J. (2004). Experimental study of effective diffusion in porous media. *SPE International Petroleum Conference in Mexico*.
- Ivanova, A., Mitiurev, N., Cheremisin, A., Orekhov, A., Kamyshinsky, R., & Vasiliev, A. (2019). Characterization of organic layer in oil carbonate reservoir rocks and its effect on microscale wetting properties. *Scientific Reports*, 9(1), 10667.
- Janiga, D., Czarnota, R., Kuk, E., Stopa, J., & Wojnarowski, P. (2020). Measurement of Oil-CO₂ diffusion coefficient using pulse-echo method for pressure-volume decay approach under reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 185, 106636.
- Jia, Y., Bian, H. B., Dubeau, G., & Shao, J. F. (2010). Numerical analysis of the thermo-hydromechanical behaviour of underground storages in hard rock. In *Deep and Underground Excavations* (pp. 198–205).
- Li, H., Zheng, S., & Yang, D. (2013). Enhanced swelling effect and viscosity reduction of solvent (s)/CO₂/heavy-oil systems. *Spe Journal*, 18(04), 695–707.
- Li, S., Qiao, C., Zhang, C., & Li, Z. (2018). Determination of diffusion coefficients of supercritical CO₂ under tight oil reservoir conditions with pressure-decay method. *Journal of CO₂ Utilization*, 24, 430–443.
- Li, Z., & Dong, M. (2009). Experimental study of carbon dioxide diffusion in oil-saturated porous media under reservoir conditions. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 48(20), 9307–9317.
- Li, Z., Dong, M., Li, S., & Dai, L. (2006). A new method for gas effective diffusion coefficient measurement in water-saturated porous rocks under high pressures. *Journal of Porous Media*, 9(5).
- Sun, H., Jiang, T., & Deng, X. (2019). *Dynamic description technology of fractured vuggy carbonate gas reservoirs*. Gulf Professional Publishing.
- Yang, D., Tontiwachwuthikul, P., & Gu, Y. (2005). Interfacial tensions of the crude oil+ reservoir brine+ CO₂ systems at pressures up to 31 MPa and temperatures of 27 C and 58 C. *Journal of Chemical & Engineering Data*, 50(4), 1242–1249.

Well Integrity Wireline Logging Importance thru the Geothermal Wells, a Novel of Past and Present Evaluation Methods

M. Pawlowski
Weatherford Energy Services GmbH, Langenhagen, Germany

Abstract

Nowadays the energy sector is undergoing a milestone turn into more environmentally responsible green industry to comply with “net zero by 2050” regulations. The clear goal is to reduce the footprint of the global greenhouse gases, to mitigate ongoing climate change. In this shift the geothermal energy plays an essential part by emitting significantly less harmful carbon dioxide, being more environmentally friendly than fossil fuel energy sector. Apart from the differences in the design and overall approach from the geothermal wells with respect to the Oil&Gas wells, safety and integrity is invariably the uppermost common denominator. This paper briefly describes conventional methods as well as cut-edge modern E-Line technologies for comprehensive overview of the casing and cement integrity.

Introduction

Historically the integrity of wellbores was assessed based on the temperature and cement bond log (CBL) surveys run on the electric cable. An increase in the temperature data logged shortly after cementing job, as a consequence of exothermic reaction, was good indication of the TOC depth. The bond quality itself was inferred from the attenuation of the low frequency sonic signal between transmitter and 2 dedicated magneto-strictive, or later piezoelectric, receivers with 3 and 5' span. Mechanical caliper log was run to assess condition of the inner side of the casing. These logging methods even though extremely reliable for qualitative analysis have been lacking in azimuthal sensitivity and overall resolution, that is required to get a complete picture of the wellbore conditions to successfully maintain the integrity of wells. Additionally conventional CBL logs are affected by the presence of cement channeling or micro-annulus in the cement sheets and are limited only to the cement types of certain density as they do not give correct results in lightweight or foam cements due to insufficient density contrast to wellbore fluids.

Over the last decades developments in the E-Line technologies resulted in the broad range of the cased hole measurements portfolio offered by various service companies. Among them Weatherford offers one of the most competitive solution on the market called SecureView®; single-trip, high-resolution casing and cement diagnostics. SecureView® is a suite of technologies — UltraView®, CalView®, FluxView®, and BondView® that provides a complete and comprehensive picture of the downhole condition as a necessary step to plan further remediation actions (Figure 1). The tools can be run in tandem which significantly reduces logging time, increasing overall performance of the workover operations. By utilizing cutting edge technologies SecureView® can identify the wellbore integrity problems that conventional tools standalone cannot do.



Figure 1 SevureView® tools – from the left; CalView®, UltraView®, FluxView®, BondView®

As most of the geothermal wells contain CO₂, H₂S and other corrosive elements it is extremely important to know the casing condition. Pulsed echo ultrasonic measurement (UltraView®) provides circumferential casing thickness, radiuses and amplitude maps which when combined with a high resolution 60-arm caliper (CalView®) and electromagnetic tool (FluxView®) will identify any type of casing imperfection, from general corrosion or wear towards to the small size pitting, including casing scale or solids buildup. That also involves any types of casing deformation caused by increased pressures, commonly observed in geothermal wells. Acoustic impedance of the material behind the casing from pulsed echo ultrasonic tools provides the means for detailed high resolution 360deg. coverage cement evaluation with the option to differentiate between water, cement and gas content within the casing annulus (Figure 2). This poses a high importance as the quick temperature cycling in the geothermal wells affects the effectiveness of the cementing job, creating leak paths like channels or microcannulas. Combination of the advanced UltraView® with conventional BondView® (CBL) measurements gives a complete picture of casing-cement and cement-formation bond quality. Broad range of the ultrasonic tool head sizes are increasing its application from small size API casings to large completions, dictated by the needs of high flow rates in geothermal wells. Applications of the UltraView® is not limited to the conventional wellbore completion and it can be successfully run in fiberglass casings, extremely thick casings or to evaluate light weight foamed cements.

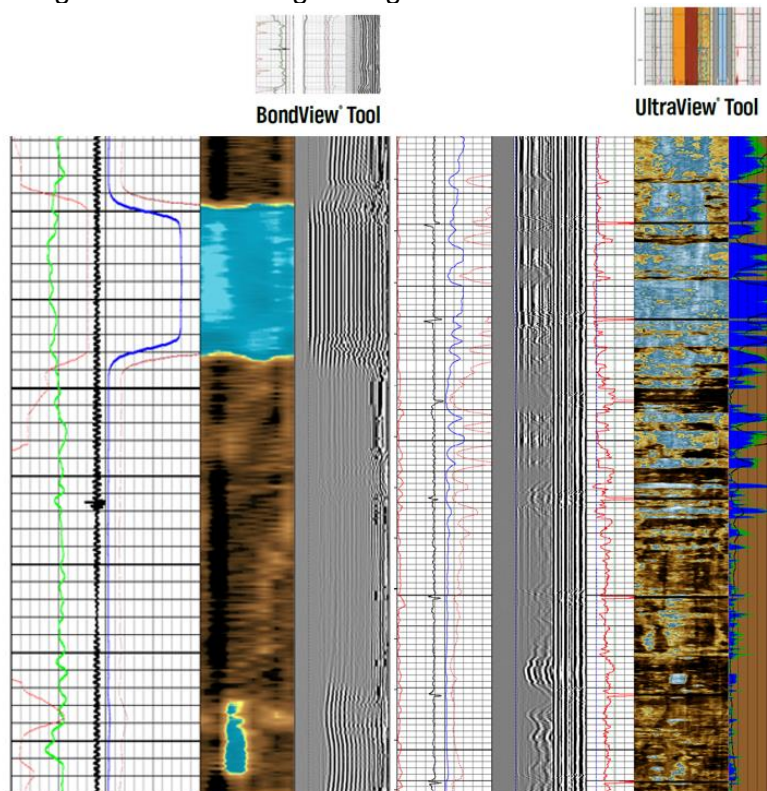


Figure 2 Cement bond logs - BondView® (left) and UltraView® (right)

SecureView® extent far beyond the conveyance logging methods and equipment. Proprietary software, processing algorithms, sophisticated reporting and interactive 3D data presentation formats make SecureView® a comprehensive solution for identification of well integrity problems and recommendations on remedial options (Figure 3).

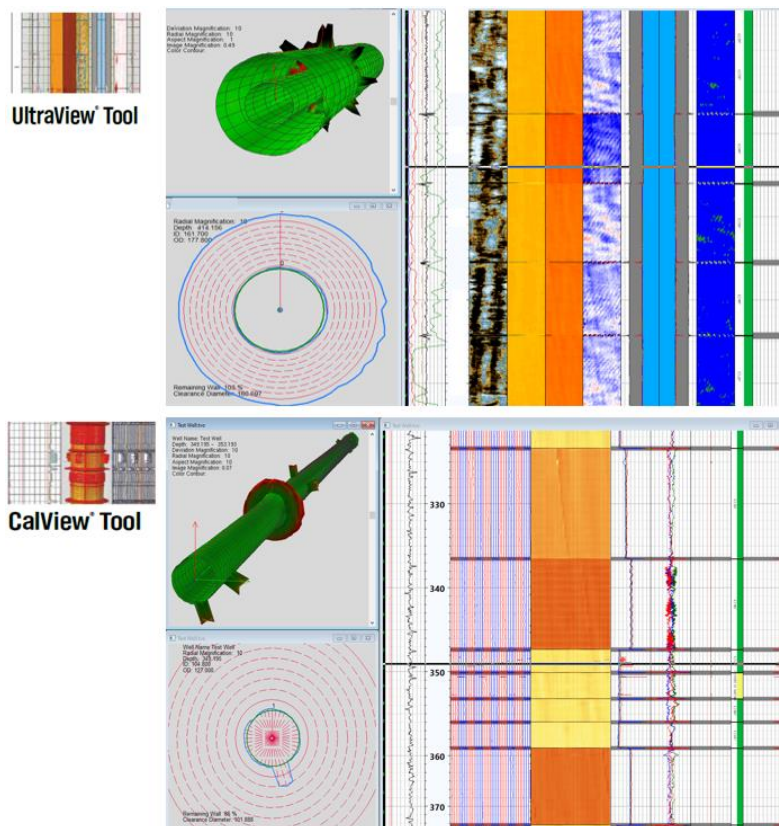


Figure 3 SecureView® - example of final deliverables (casing inspection)

Beitrag der H₂-Kavernenspeicher in Niedersachsen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft

J.Q. Sun-Kurczinski, K.-H. Lux, T.J. Pan

TU Clausthal, Lehrstuhl für Geomechanik und multiphysikalische Systeme, Clausthal-Zellerfeld, Germany

Abstract

Im Rahmen der aus Klimaschutzgründen gegenwärtig beginnenden Transformation von fossilen auf erneuerbare Energieträger ist in den nächsten Jahren ein H₂-Markthochlauf zur Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft zu erwarten. Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff und daraus abgeleitet der zukünftige Speicherbedarf an Wasserstoff sind allerdings derzeit nur in großer Bandbreite einschätzbar. Aus heutiger Sicht hängt die zukünftige Bedarfsdeckung bei Wasserstoff trotz einer Eigenproduktion nach wie vor ähnlich wie derzeit bei Erdgas in erheblichem Maß auch von Importen ab. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei wetterbedingt schwankender Eigenproduktion und risikobehafteter Importabhängigkeit sowie wechselndem Bedarf erfordert auf jeden Fall die großskalige Zwischenspeicherung von Wasserstoff.

Niedersachsen verfügt mit mehr als 100 Kavernen über die größte Speicherkapazität für flüssige und gasförmige Energieträger in ganz Deutschland. Im Rahmen des Forschungsvorhabens Innovationslabor H₂-Wegweiser Niedersachsen wird in mehreren Teilprojekten in einem interdisziplinären Ansatz der mögliche Weg in die sich anbahnende Wasserstoffwirtschaft mit einem spezifischen Blick auf Niedersachsen untersucht. Der Lehrstuhl für Geomechanik und multiphysikalische Systeme (GEMS) der TU Clausthal befasst sich im Rahmen des Teilprojekts TP6 des Innovationslabors H₂-Wegweiser mit der Untergrundspeicherung von Wasserstoff in Salzkavernen.

Im Beitrag wird zunächst kurz ein Überblick zu aktuell laufenden Forschungsprojekten in Verbindung mit der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen gegeben. Danach werden Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt H₂-Wegweiser Niedersachsen vorgestellt. Die Unterschiede zwischen der Erdgas- und der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen werden dann anschließend ausgehend von thermo-mechanisch gekoppelten Simulationen aus geomechanischer und speicherbetriebstechnischer Sicht identifiziert. Dazu werden geomechanische Simulationen mit einem auf niedersächsischen Rahmenbedingungen fokussierten Globalmodell eines stilisierten Kavernenfeldes in drei unterschiedlichen Teufenlagen (Kavernendach in Teufe 900 m, 1100 m und 1300 m) anhand realitätsnaher Betriebsabläufe zur Analyse der thermodynamischen Zustände in den Kavernen, der Beanspruchung des Salinargebietes als Tragsystem, der Kavernenkonvergenz, der Oberflächenabsenkungen infolge des Kavernenbetriebs sowie der zugehörigen Speicherkapazität/Leistungsfähigkeit durchgeführt. Die potentielle Speicherkapazität von H₂-Salzkavernen in Niedersachsen wird anhand der Daten zu den vorhandenen Kavernenspeichieranlagen generalisiert analysiert. Dazu ist eine Methode zur Abschätzung der H₂-Speicherkapazität und der H₂-Leistungsfähigkeit von Salzkavernen entwickelt worden. Der im Rahmen des Markthochlaufs im Lauf der Zeit zunehmende Speicherbedarf an Wasserstoff wird auf Basis der Literatur identifiziert. Daraus folgt dann eine grobe Einschätzung des Umrüstungs- bzw. Zubaubedarfs an Kavernen für Niedersachsen und Deutschland.

1. Einführung

Niedersachsen liegt in einem geologischen Bereich, der als „Norddeutsches Becken“ bezeichnet wird. Dieses norddeutsche Becken ist wiederum Teil des Zentraleuropäischen Beckensystems, *Goerne et al. (2016)*. In diesem Beckenbereich ist ein sehr gutes Potential für die Anlage von Kavernenspeichern vorhanden, *Caglayan et al. (2020)*. Nach *LBEG (2022)*

sind derzeit in Niedersachsen einschließlich Bremen insgesamt 107 Einzelkavernen zur Speicherung von Erdgas in 8 Kavernenfeldern in Betrieb (Krummhörn, Jemgum, Nüstermoor, Etzel, Huntorf, Ohrensen, Empelde, Harsefeld). Je nach geologischen Verhältnissen, der Teufenlage der Kavernenfelder sowie den ausgesolten Kavernengeometrien unterscheiden sich die Betriebsbedingungen und damit dann auch die Speicherkapazitäten der einzelnen Speicheranlagen.

Abb. 1 gibt in stilisierter Form eine generalisierte Darstellung zu den Teufenlagen von Kavernen verschiedener Kavernenanlagen in Deutschland und insbesondere in Niedersachsen. Danach sind Salzkavernen in Deutschland hauptsächlich in drei unterschiedlichen Teufenlagen angeordnet, die mit den Bereichen mäßig tief (500~900 m), mitteltief (900~1300 m) und tief (>1300 m) zu charakterisieren sind.

Die repräsentativen Teufenlagen von Salzkavernen in Niedersachsen sind in den grünen Ellipsen in Abb. 1 dargestellt und erstrecken sich vom mitteltiefen Bereich bis in den tiefen Bereich. Die in grün markierten Kavernenanlagen sind ausgewählte Kavernenanlagen der am Forschungsvorhaben beteiligten Praxispartner Storengy und Storag Etzel.

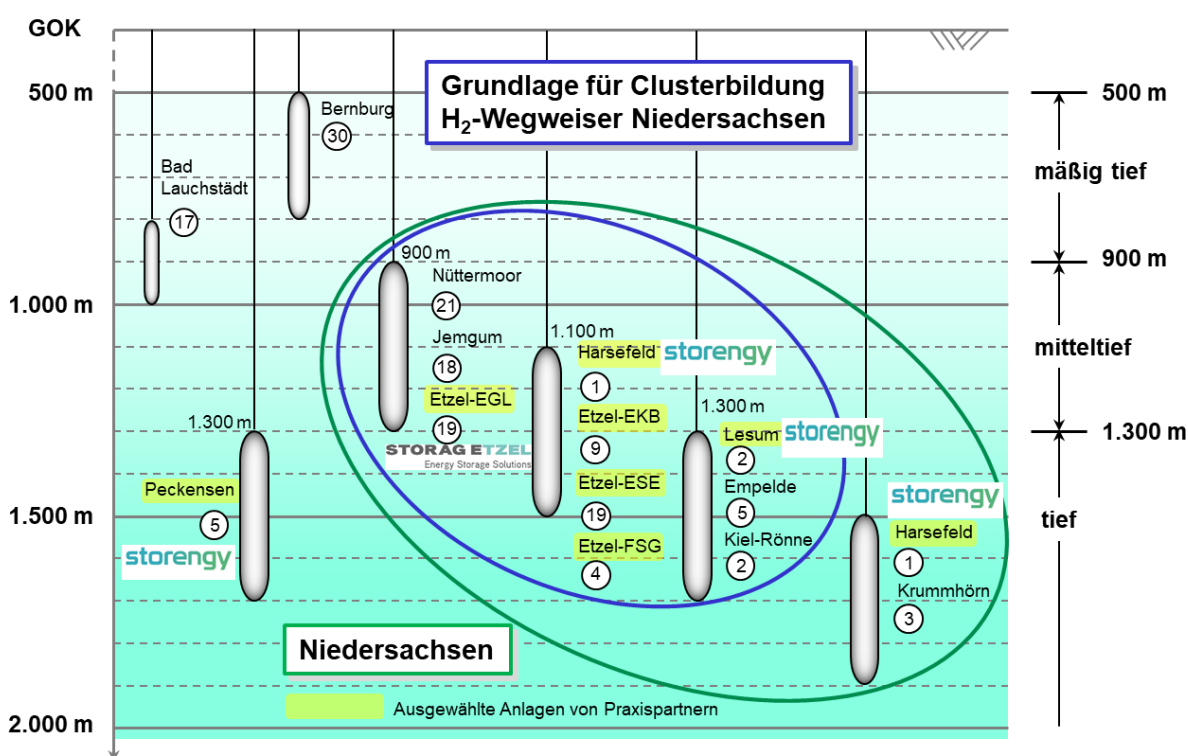


Abb. 1: Überblick zu repräsentativen Kavernenanlagen in Niedersachsen mit Ausgabe der jeweils vorhandenen Einzelkavernen

Ausgehend von den drei Teufenlagen werden im Rahmen des Vorhabens thermodynamische und dann weiter thermomechanische Simulationen zur Identifizierung der Unterschiede zwischen Wasserstoffspeicherung und Erdgasspeicherung in den Kavernen durchgeführt und Referenzsituationen zur Abschätzung der Speicherkapazität von Wasserstoff in Niedersachsen entwickelt.

2. Grundlegende thermo-mechanische Simulationen mit generischen Globalmodellen in unterschiedlichen Teufenlagen zur Speicherung von Wasserstoff im Vergleich zur Speicherung von Methan

Für die rechnerischen Simulationen sind auf der Grundlage von betriebstechnischen Erfahrungen kavernentypische Speicherszenarien entwickelt worden. Für diese Simulationen ist das Programm FLAC3D eingesetzt worden. Das Programm FLAC3D ist insbesondere für die Bearbeitung geotechnischer Aufgabenstellungen entwickelt worden und beruht auf das

Finite-Differenzen-Verfahren. Thermomechanisch gekoppelte Prozesse können mit dieser Software auch mit selbst entwickelten Stoffmodellen simuliert werden. Im Rahmen des Vorhabens wird für die physikalische Modellierung des mechanischen Verhaltens des Steinsalzgebirges das speziell für dieses Geomaterial entwickelte Stoffmodell *Lux/Wolters/Lerche* herangezogen, *Lux et al. (2022)*.

Das in Abb. 2 dargestellte Referenz-Globalmodell 2 ist bezogenen auf die Kavernendachlage in einer Teufe von $z=1100\text{ m}$ positioniert. Die weiteren Globalmodelle liegen in Teufe $z=900\text{ m}$ und $z=1300\text{ m}$. Die geotektonische Ausbildung der Globalmodelle entspricht einem repräsentativen Gebirgsaufbau in Norddeutschland. Die Globalmodelle bestehen aus einem 30° -Segment mit einer Höhe von $H_{\text{Modell}}=3000\text{ m}$ und einem Radius von $R_{\text{Modell}}=2000\text{ m}$.

Mit den drei Globalmodellen sind rechnerische Simulationen mit jeweils realitätsnahen Betriebsabläufen entweder volumenraten- oder druckratengeregelt zur Untersuchung des Tragverhaltens des Steinsalzgebirges und zur Ermittlung der Speicherkapazität und Leistungsfähigkeit der Kavernen bei einer Speicherung von Erdgas und Wasserstoff durchgeführt worden. Mit den rechnerischen Simulationen wurden die Unterschiede im thermodynamischen Verhalten des gespeicherten Gases und im thermomechanischen Verhalten des Steinsalzgebirges sowie die Speicherkapazität und die Leistungsfähigkeit zwischen Erdgas- und Wasserstoffspeicherkavernen identifiziert.

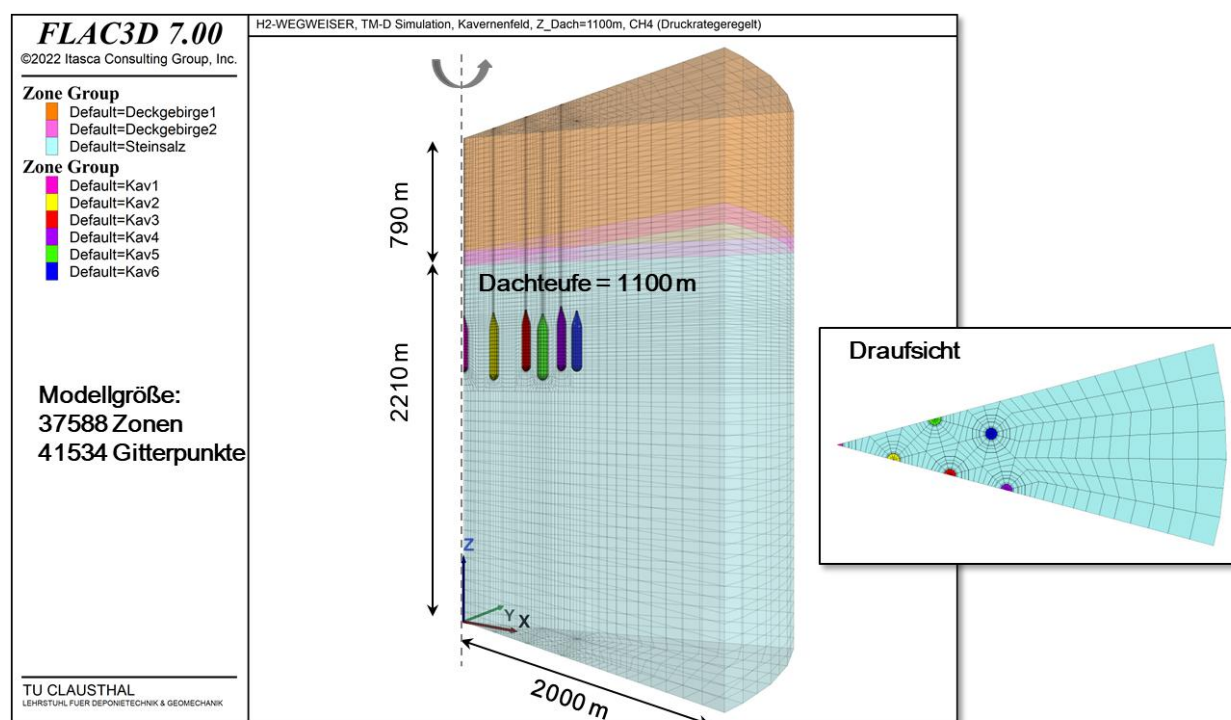


Abb. 2: Generisches Globalmodell 2 mit Kavernefeld und Kavernendachlage in Teufe $z=1100\text{ m}$ sowie Diskretisierung des 30° -Sektors

Die Materialparameter für das Steinsalzgebirge entsprechen einem typischen Steinsalz aus Norddeutschland und sind aus *Lux et al. (2022)* zu entnehmen. Für eine thermomechanisch gekoppelte Simulation sind neben thermomechanischen Parametern auch thermodynamische Parameter wie Wärmeleitfähigkeit λ , Wärmekapazität c_p und thermischer Ausdehnungskoeffizient α_T zur Ermittlung des Temperaturverlaufs in den Kavernen und dem Salinargebirge erforderlich. Sie sind in Tabelle 1 aufgelistet. Darüber hinaus ist auch ein Wärmeübertragungsfaktor zwischen Steinsalzgebirge-Kaverne vorzugeben.

Thermodynamische Parameter	Symbol	Einheit	Deckgebirge	Salinargebirge
Dichte	ρ	kg/m ³	2170	2200
Wärmeleitfähigkeit	λ	W/(K*m)	3	5,3
Wärmekapazität	c_p	J/(kg*K)	1000	855
Temperaturgradient	grad T	K/m	0,03	0,03
Thermischer Ausdehnungskoeffizient	α	1/K	1,20E-05	4,00E-05

Tabelle 1: Thermodynamisch relevante Parameter für Deckgebirge und Steinsalzgebirge

Exemplarisch wird nachfolgend die numerische Simulation mit dem Globalmodell 2 näher vorgestellt. Die angesetzte Simulationszeit beträgt ca. 20 Jahre. Abb. 3 zeigt das für die Simulation vorgegebene Betriebsprofil, das saisonal geprägt ist (blaue Kurve). Der maximale Kavernendruck ist zu 85% des primären Gebirgsdrucks im Rohrschuhbereich festgelegt worden und ergibt sich zu $\max p_i = 18,4 \text{ MPa}$, während der minimale Kavernendruck zu 20% des primären Gebirgsdrucks in der Referenzteufe der Kaverne vorgegeben worden ist und damit hier $\min p_i = 5,8 \text{ MPa}$ beträgt. Das Tragverhalten der Kavernen im Globalmodell 2 ist nach einer realitätsnahen Betriebsphase auch noch für drei weitere intensivierete Betriebszyklen simuliert worden, um die geomechanischen Auswirkungen auch einer stilisiert-abdeckenden Betriebsfahrweise analysieren zu können. Während dieser stilisiert-intensivierten Betriebsphase betragen die Druckraten für die Auslagerungsphase $\dot{p}_i \downarrow = 1 \text{ MPa/d}$ und für die Einlagerungsphase $\dot{p}_i \uparrow = 0,5 \text{ MPa/d}$.

Abb. 3 zeigt die dem Druckverlauf zugeordnete zeitliche Entwicklung der Kavernentemperatur für die Wasserstoffspeicherkaverne (grüne Kurve) und die Erdgasspeicherkaverne (orange Kurve). Erwartungsmäßig sind die Temperaturschwankungen in der Kaverne bei der Speicherung von Wasserstoff unter den gleichen Druckbedingungen kleiner als bei der Speicherung von Methan. Die Ursache des Unterschieds liegt in dem negativen Joule-Thomson-Effekt von Wasserstoff begründet. Darüber hinaus zeigt Abb. 4, dass bei gleichem vorgegebenen Druckverlauf die Volumenrate von Wasserstoff kleiner ist als die Volumenrate von Erdgas.

Da die Temperatur in einer Kaverne bei der Speicherung von Wasserstoff nicht so stark schwankt wie bei einer Kaverne mit Methan als Speichergas, sind die thermisch induzierten Zusatzspannungen bei einer Wasserstoffspeicherkaverne geringer. Das bedeutet, dass bei Wasserstoffspeicherkavernen die Druckänderungsrate mit einem orientierenden Zahlenwert von $\dot{p}_i = 1 \text{ MPa/d}$ potentiell erhöht werden könnte. Dieser orientierende Zahlenwert beruht auf den Erfahrungen mit der Auslegung von Erdgasspeicherkavernen.

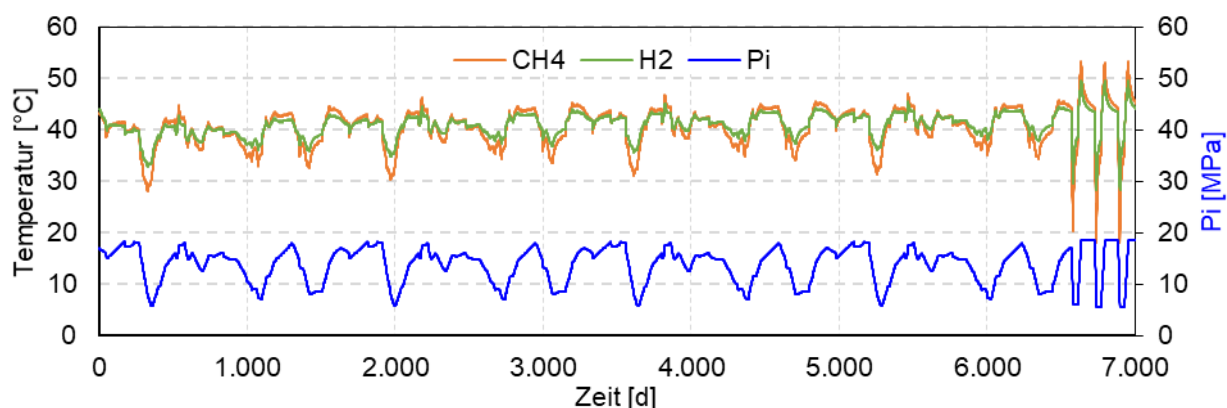


Abb. 3: Vergleich der Temperaturverläufe zwischen Kavernen mit der Speicherung von Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2).

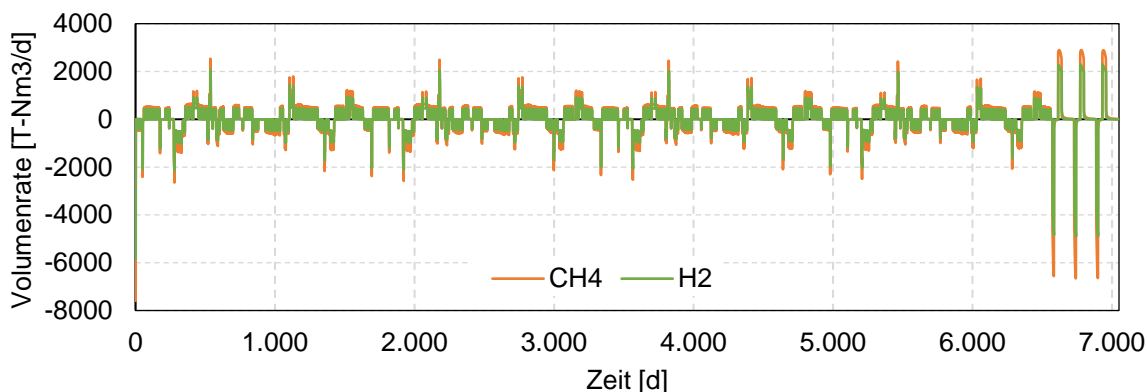


Abb. 4: Vergleich der Volumenrate zwischen Kavernen mit der Speicherung von Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2).

Abb. 5 zeigt dann weiter den Vergleich der gespeicherten Gasvolumina und der Energieinhalte zwischen Kavernen mit Methan und Wasserstoff als Speichergas für das Globalmodell 2. Die magentafarbene Kurve zeigt, dass der Energieinhalt einer Wasserstoffspeicherkaverne etwa ein Viertel des Energieinhalts der Erdgasspeicherkaverne beträgt. Um das thermodynamische Verhalten des gespeicherten Gases innerhalb einer Kaverne insbesondere bei den hier durchgeführten langfristigen Analysen realitätsnäher zu simulieren, ist auch die Konvergenz der Kaverne mit ihrer reduzierenden Auswirkung auf das geometrische Speichervolumen berücksichtigt worden. Es ist deutlich zu ersehen, dass die energetische Speicherkapazität der Kaverne aufgrund der Konvergenz mit der Zeit trotz Anfahren des jeweils gleichen Maximaldruckes allmählich abnimmt.

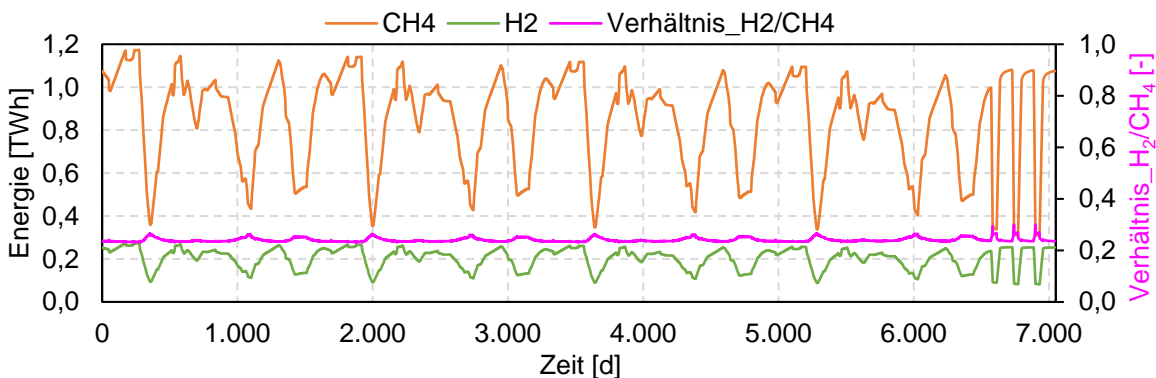


Abb. 5: Vergleich der energetischen Speicherkapazität von Speicherkaverne mit Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2)

Abb. 6 und Abb. 7 zeigen abschließend die zeitliche Entwicklung der Konvergenz der 6 Kavernen des simulierten Kavernenfeldes bei der Speicherung von Methan und Wasserstoff sowie die daraus resultierenden Oberflächenabsenkungen für das Globalmodell 2. Es ist erkennbar, dass die Konvergenz der Wasserstoffspeicherkavernen systematisch größer ist als die Konvergenz der Kavernen mit Methan. Die Konvergenz der Kavernen ist abhängig von der Kriechrate des Steinsalzgebirges, die hauptsächlich von der Vergleichsspannung und der Temperatur im Steinsalzgebirge beeinflusst wird. Das Tragverhalten der Kavernen mit Methan und Wasserstoff ist im Globalmodell 2 mit den gleichen Druckverläufen simuliert worden, sodass die Vergleichsspannung und damit die Beanspruchungszustände im Gebirge die unterschiedliche Konvergenz nur untergeordnet beeinflussen. Stattdessen hat die Temperatur in der Kaverne bzw. dann im konturnahen Steinsalzgebirge hier eine deutlich größere Bedeutung, da bei einem gleichen Druckprofil die Temperatur der Wasserstoffspeicherkaverne nicht so stark schwankt wie bei Kavernen mit der Speicherung von Methan. Deshalb ist die mittlere Temperatur der Wasserstoffspeicherkaverne im

Zeitverlauf größer als die der Erdgasspeicherkaverne. Hieraus resultieren dann eine höhere Kriechrate und demzufolge auch eine höhere Konvergenzrate und dann weiter auch eine größere Oberflächenabsenkung bei Wasserstoffspeicherkavernen als bei Kavernen mit der Speicherung von Methan.

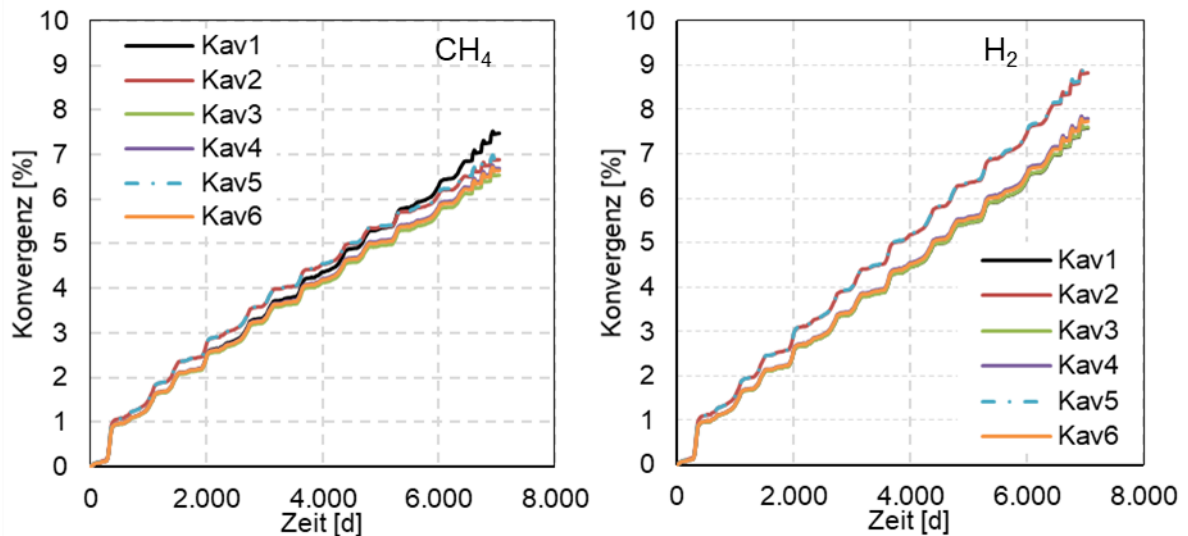


Abb. 6: Zeitliche Entwicklung der Konvergenz der Kavernen des Kavernenfelds, links: Simulation mit Methan, rechts: Simulation mit Wasserstoff (Globalmodell 2)

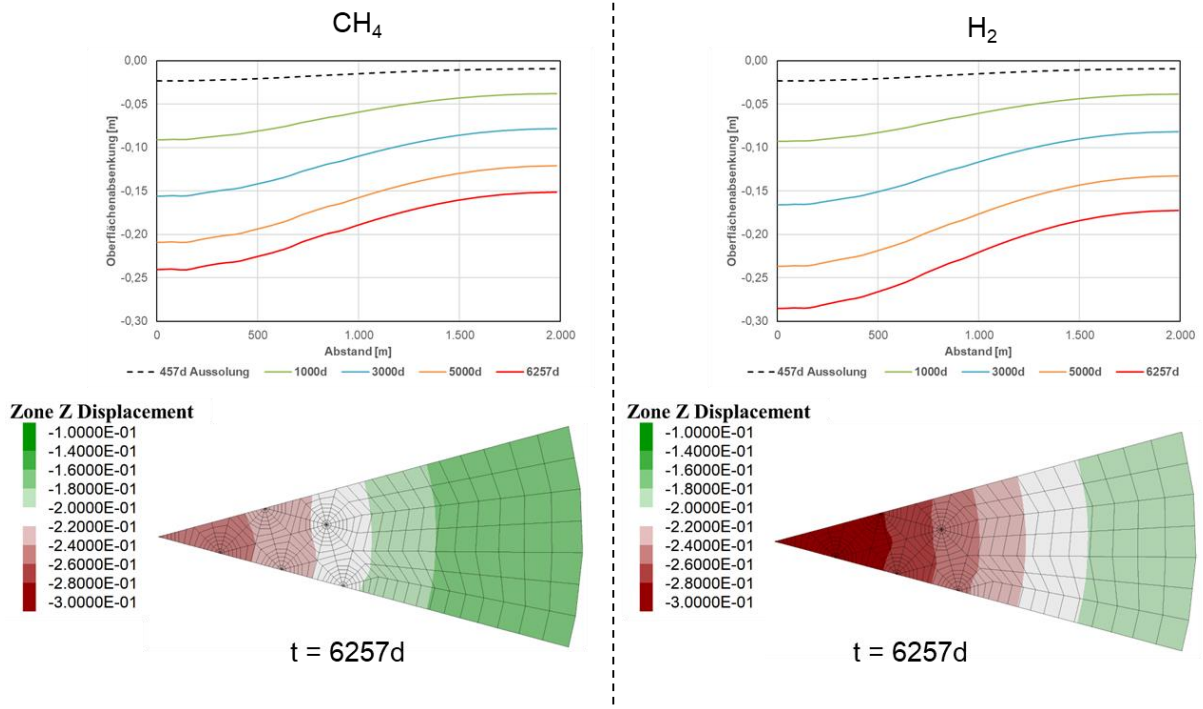


Abb. 7: Zeitliche Entwicklung der Oberflächenabsenkungen und Flächenplots der Oberflächenabsenkung zum Ende der Simulation zum Zeitpunkt t=8363 d, links: Simulation mit Methan, rechts: Simulation mit Wasserstoff (Globalmodell 2)

Grundsätzlich können aus den Ergebnissen der durchgeführten numerischen Simulationen zum Tragverhalten von Erdgas- und Wasserstoffspeicherkavernen anhand der drei Globalmodelle die folgenden Aussagen getroffen werden:

- Bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil weisen Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen geringere Temperaturschwankungen in der Kaverne auf. Die geringere Temperaturschwankung ist auf die unterschiedlichen

- thermischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas zurückzuführen.
- Bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil weisen Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen eine geringere Volumenstromrate während der Ein- und Auslagerung auf.
- Bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil weisen Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen eine größere Kavernenkonvergenz und damit auch größere Oberflächenabsenkungen auf. Die größere Kavernenkonvergenz und dementsprechend auch größeren Oberflächenabsenkungen sind auf die höhere mittlere Temperatur von Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen zurückzuführen. Außerdem nimmt der Unterschied von Kavernenkonvergenz und Oberflächenabsenkung zwischen Wasserstoff- und Erdgasspeicherkavernen mit der Tiefe zu.
- Das Kissengasvolumen von Wasserstoffspeicherkavernen ist ca. 10 % kleiner als das Kissengasvolumen von Erdgasspeicherkavernen bei gleichem minimalem Kavernendruck.
- Das Arbeitsgasvolumen von Wasserstoffspeicherkavernen ist unter gleichen Betriebsdrücken kleiner als das Arbeitsgasvolumen von Erdgasspeicherkavernen.
- Bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil liefert eine Wasserstoffspeicherkaverne im Vergleich zu einer Erdgasspeicherkaverne nur ca. 25 % an Energie.
- Der Grenzwert der Druckraten, der bei Erdgasspeicherkavernen orientierend vornehmlich bei $\dot{p}_i = 1 \text{ MPa/d}$ definiert ist, kann perspektivisch bei entsprechender Nachweisführung für Wasserstoffspeicherkavernen erhöht werden. Der Grund hierfür liegt darin, dass die thermisch induzierten Zusatzspannungen bei Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen kleiner sind, weil die Temperaturschwankungen in einer Wasserstoffspeicherkaverne im Vergleich zu einer Erdgasspeicherkaverne geringer sind. Wasserstoffspeicherkavernen könnten daher bei Vorgabe gleicher gebirgsmechanischer Sicherheitsanforderungen aus thermomechanischer Sicht möglicherweise auch mit höheren Druckraten bzw. Volumenraten als Erdgasspeicherkavernen betrieben werden.
- Bei einem gleichen volumenratengeregelten Betriebsprofil können Wasserstoffspeicherkavernen nur für kürzere Zeit Wasserstoff liefern als Erdgasspeicherkavernen, da die resultierende Druckänderungsrate von Wasserstoffspeicherkavernen dann größer ist als die von Erdgasspeicherkavernen. Damit erreicht bei Wasserstoffspeicherkavernen der Kavernendruck in kürzerer Zeit den Grenzwert des minimal zulässigen Kavernendrucks.

3. Abschätzung von Speicherkapazitäten und Leistungsfähigkeit von Salzkavernen in Niedersachsen bei der Speicherung von Wasserstoff im Vergleich zur Speicherung von Erdgas

Die Speicherkapazität einer Salzkaverne ist wesentlich abhängig von

- dem geometrischen Volumen der Kaverne -> Gesamtgasvolumen,
- dem maximalen und minimalen Betriebsdruck-> Arbeitsgasvolumen,
- der mittleren Gastemperatur in der Kaverne,
- der Art des gespeicherten Gases sowie der
- Betriebsfahrweise

Grundsätzlich wird hier angenommen, dass die Auslegungsparameter für eine Speicherkaverne wie z. B. der maximal zulässige Kavernendruck und der minimal zulässige Kavernendruck nach der Umrüstung der Erdgasspeicherkaverne in eine Wasserstoffspeicherkavernen nicht geändert werden.

Der maximal zulässige Speicherdruck $\max p_i$ wird in Verbindung mit Kavernenkonfiguration und Abstand Rohrschuh-teufe-Kavernendach wie folgt eingeschätzt:

$$\max p_i = 0,85 \times P_G(z_{RS}) \quad (1)$$

mit

$\max p_i$ - maximal zulässiger Kavernendruck in *MPa* und

$P_G(z_{RS})$ - minimaler primärer Gebirgsdruck in Rohrschuhteufe in MPa .

Der minimal zulässige Kavernendruck kann bezogen auf die Gebirgsspannung in der Referenzteufe einer Kaverne wie folgt eingeschätzt werden, *Lux (1984)*.

$$\min p_i = 0,2 \times P_G(z_{RT}) \quad (2)$$

mit

$\min p_i$ - minimal zulässiger Kavernendruck in MPa und

$P_G(z_{RT})$ - maximaler primärer Gebirgsdruck in Referenzteufe in MPa .

Der anzusetzende maximale bzw. minimale primäre Gebirgsdruck folgt dabei unter Berücksichtigung auch des Grades an Ungewissheiten bei der Einschätzung des primären Gebirgsspannungsfeldes. Die Temperatur des in der Kaverne gespeicherten Gases entspricht der Gebirgstemperatur in der mittleren Kavernenteufe:

$$T_{Gas} = M_{Deckgebirge} \cdot T'_{Deckgebirge} + (z_{Kav_Mitte} - M_{DG}) \cdot T'_{Steinsalz} \quad (3)$$

mit

$M_{Deckgebirge}$ - Mächtigkeit des Deckgebirges in m ,

z_{Kav_Mitte} - mittlere Teufe der Kaverne in m ,

$T'_{Deckgebirge}$ - Temperaturgradient des Deckgebirges in $^{\circ}C/m$,

$T'_{Steinsalz}$ - Temperaturgradient des Salinargebirges in $^{\circ}C/m$.

Die Speicherkapazität der Kaverne kann wie folgt ermittelt werden:

$$V_{Arbeitsgas} = V_{Gesamtgas} - V_{Kissengas} \quad (4)$$

$$V_{Gesamtgas} = \frac{\max p_i}{T} \frac{T^{STP}}{p^{STP}} \frac{Z^{STP}}{Z(\max p_i, T)} V_{Kav} \quad (5)$$

$$V_{Kissengas} = \frac{\min p_i}{T} \frac{T^{STP}}{p^{STP}} \frac{Z^{STP}}{Z(\min p_i, T)} V_{Kav} \quad (6)$$

mit

$V_{Arbeitsgas}$ - Arbeitsgasvolumen bzw. Speicherkapazität in $SPT - m^3$,

$V_{Gesamtgas}$ - Gesamtgasvolumen in $SPT - m^3$,

$V_{Kissengas}$ - Kissengasvolumen in $SPT - m^3$,

T - primäre Gebirgstemperatur in der Kavernenmitte in K ,

$Z(\max p_i, T)$ - Kompressibilitätsfaktor bei maximalem Innendruck,

$Z(\min p_i, T)$ - Kompressibilitätsfaktor bei minimalem Innendruck.

Zur Abschätzung des bereits bestehenden Speicherpotentials ist es erforderlich, Referenzkavernen sowie Referenzlagerstätten auf Grundlage der schon vorhandenen Kavernenfelder für die Erdgasspeicherung in Niedersachsen zu entwickeln, um davon ausgehend dann auch die Kapazität von Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung in Niedersachsen / Bremen systematisch unter einheitlichen Randbedingungen untersuchen zu können.

Hier wird eine vereinfachte Referenzgeologie mit einem $M = 500 m$ mächtigen niedersächsischen Deckgebirge definiert. Die mittlere Dichte des Deckgebirges beträgt $\rho = 2060 kg/m^3$. Damit sind keine großen Unterschiede im Vergleich zu der mittleren Dichte von Steinsalz mit $\rho = 2192 kg/m^3$ vorhanden. Daraus folgt, dass die Abweichungen der für die Referenzsituationen einheitlich angenommenen Mächtigkeit des Deckgebirges von den Referenz-Kavernenfeld bezogen realen Verhältnissen keinen signifikanten Einfluss auf das Primärspannungsfeld haben. Eine Abweichung in der Mächtigkeit des Deckgebirges von

$M = \pm 300 \text{ m}$ führt z. B. zu einer Abweichung in den Primärspannungen von $\Delta P_G = \pm 0,4 \text{ MPa}$. Der Temperaturgradient für das Deckgebirge wird zu $T' = 0,045 \text{ }^\circ\text{C/m}$ und für das Steinsalzgebirge zu $T' = 0,015 \text{ }^\circ\text{C/m}$ angesetzt, Goerne et al. (2016). Die Temperatur an der Tagesoberfläche wird konstant zu $T = 10 \text{ }^\circ\text{C}$ angenommen.

Die Kavernen in Norddeutschland weisen überwiegend eine langgestreckte zylindrische Form auf mit einer Höhe im Bereich von $h = 300 \text{ m}$ bis 400 m sowie einem Durchmesser von $d = 30 \text{ m}$ bis 70 m . Laut LBEG (2022) haben die Kavernen in Deutschland ein mittleres physikalisches Volumen von $V = 550000 \text{ m}^3$. Wie aus Abb. 1 zu ersehen ist, liegen die Kavernen in Niedersachsen mit ihrem Dachbereich hauptsächlich in einem mitteltiefen Bereich zwischen $z = 900 \text{ m}$ bis $z = 1300 \text{ m}$. Daraus folgen dann bei einer angesetzten Kavernenhöhe von $h = 300 \text{ m}$ Referenzteufen im Bereich von $z_{RT} = 1100 \text{ m}$ bis 1500 m . In diesem Teufenbereich werden die Referenzkavernen nachstehend für die numerischen Untersuchungen zur Ermittlung der Speicherkapazität und Leistungsfähigkeit positioniert.

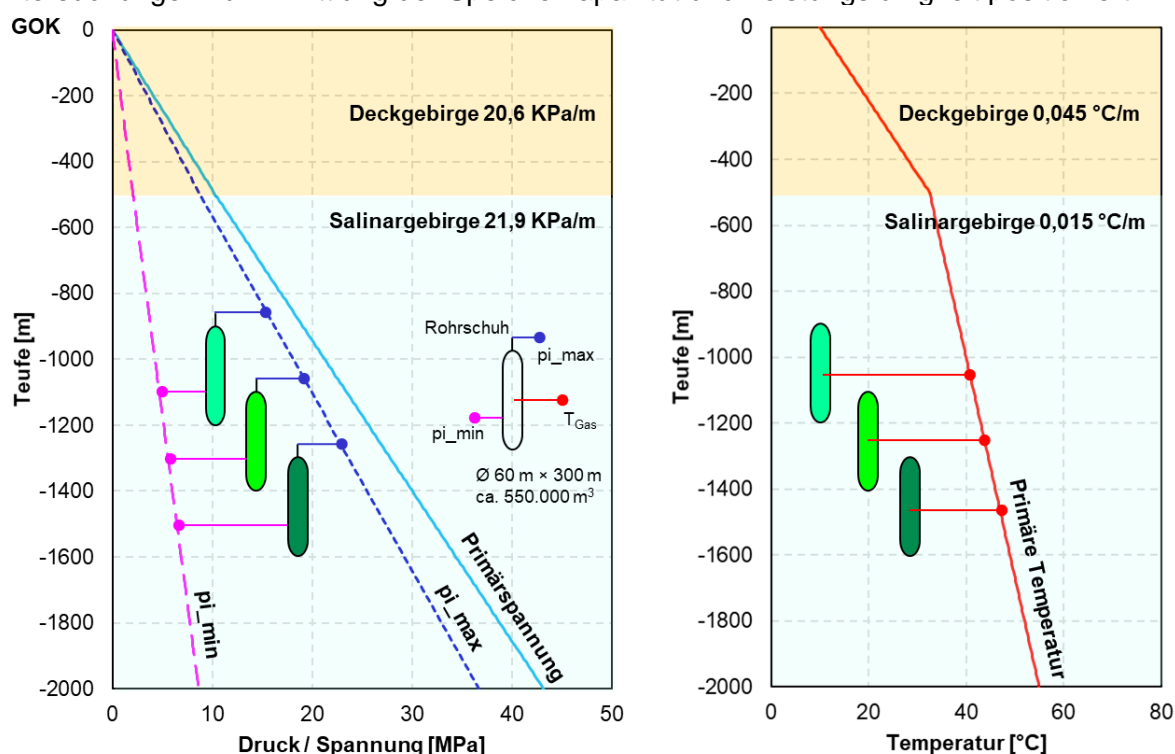


Abb. 8: Zusammenfassende Darstellung der Referenzgeologie sowie des minimal zulässigen Kavernendrucks $\min p_i$, des maximal zulässigen Kavernendrucks $\max p_i$ und der mittleren Kavernentemperatur T_{Gas} der auf niedersächsische Verhältnis fokussierten Referenzkavernen mit Kavernendachteufen von $z = 900 \text{ m}$, $z = 1100 \text{ m}$ und $z = 1300 \text{ m}$

Abb. 9 zeigt im linken Diagramm die spezifische Speicherkapazität der Referenzkaverne für Wasserstoff und Methan in Abhängigkeit von der Teufe. Die dick durchgezogenen Kurven zeigen das gesamte gespeicherte Gasvolumen pro geometrischem Volumen (spezifische Speicherkapazität) in $SPT - m^3 / m^3$. Die dünnen durchgezogenen Kurven zeigen das entsprechende spezifische Arbeitsgasvolumen und die gestrichelten Kurven zeigen das jeweilige spezifische Kissengasvolumen. Grundsätzlich gilt: Je tiefer die Kaverne liegt, desto größer ist nicht nur die Speicherkapazität, sondern auch das erforderliche Volumen des Kissengases. Die Zunahme des Kissengasvolumens verläuft fast proportional zu der Teufe, während die Zunahme des Gesamtgasvolumens mit ansteigender Teufe abnimmt. Im rechten Diagramm ist das aus dem linken Diagramm ermittelte Verhältnis zwischen Arbeitsgasvolumen und Gesamtgasvolumen dargestellt. Für Erdgas liegt der maximale Wert

im Teufenbereich von $z=1100\text{ m}$ bis $z=1300\text{ m}$ bei ca. 0,73, so dass in diesem Teufenbereich aus thermodynamischer Sicht für Erdgas die optimale Speichersituation vorliegt. Das kleinste Verhältnis zwischen Arbeitsgas- und Gesamtgasvolumen von ca. 71 % betrifft Kavernen in einer Dachteufe von ca. $z=800\text{ m}$ und ca. $z=1800\text{ m}$, ist damit aber nicht sehr viel ungünstiger. Bei Wasserstoff steigt das Verhältnis zwischen Arbeitsgasvolumen und Gesamtgasvolumen mit der Teufe, nimmt aber ab einer Teufe von $z=1400\text{ m}$ nicht mehr signifikant zu.

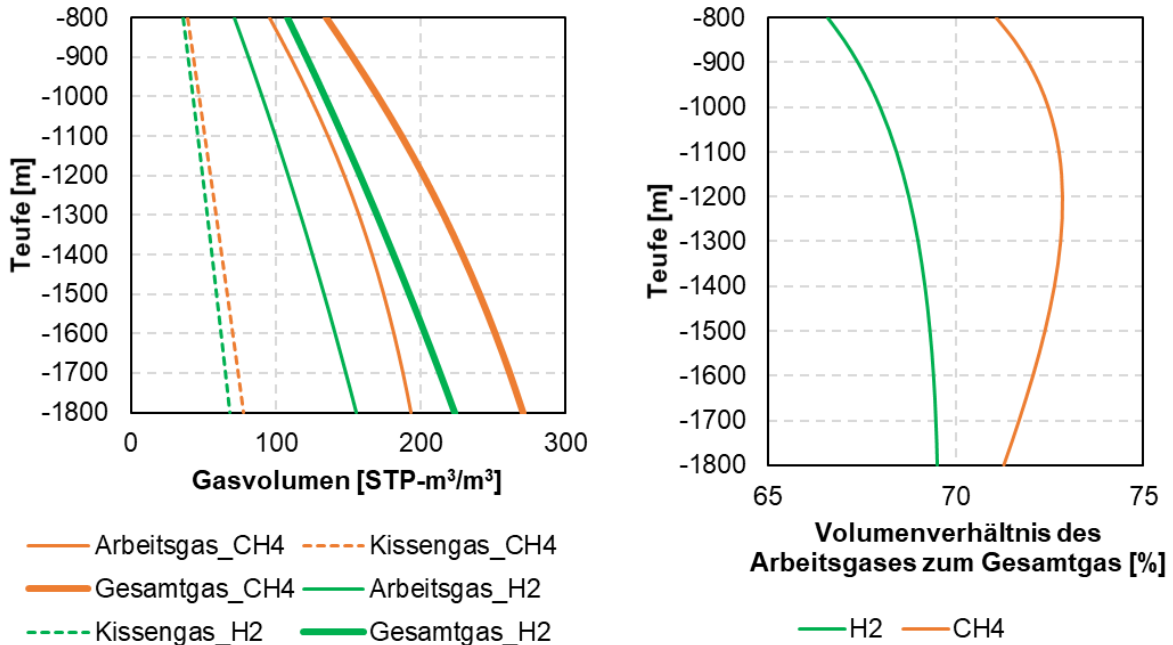


Abb. 9: Teufenabhängige spezifische Speicherkapazität einer Salzkaverne in der Referenzsituation bei der Speicherung von Wasserstoff und Methan

Abb. 10 zeigt ergänzend das Verhältnis der spezifischen Speicherkapazität bezogen auf Gesamtgasvolumen, Kissengasvolumen und Arbeitsgasvolumen zwischen Wasserstoffspeicherkavernen und Erdgasspeicherkavernen. Von dieser Grundlage ausgehend erfolgt nachstehend die Abschätzung des Speicherpotentials in Niedersachsen bei einer Umrüstung der bereits bestehenden Kavernen.

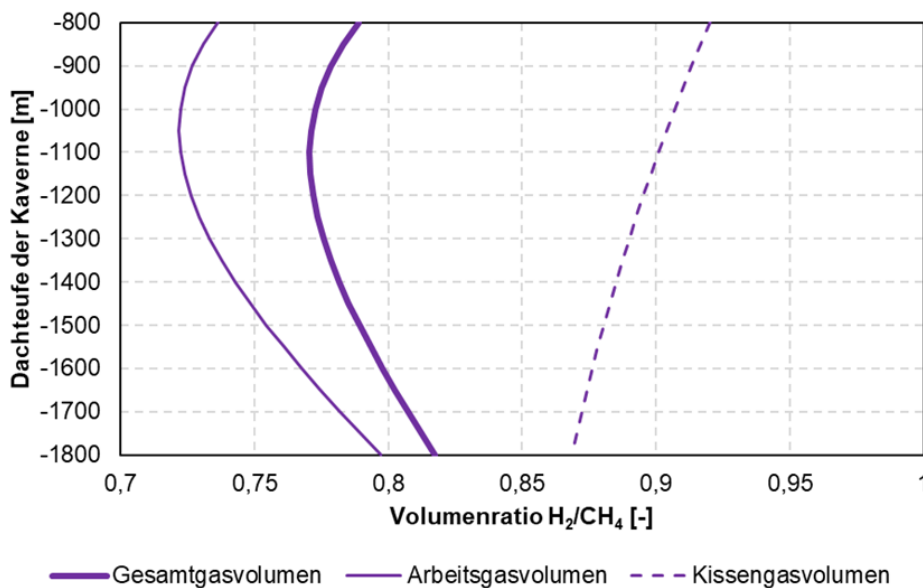


Abb. 10: Teufenabhängiges Volumenverhältnis zwischen gespeichertem Wasserstoff und gespeichertem Methan (Erdgas) in der Referenzkaverne unter gleichen Speicherbedingungen

In Deutschland werden insgesamt ca. 23,5 Mrd.m³ (235 TWh) Erdgas sowohl in Poren- als auch in Kavernenspeicheranlagen gespeichert. Diese Menge entspricht ca. 23,5 % des durchschnittlichen jährlichen Erdgasverbrauchs von ca. 1.000 TWh in Deutschland. Die Speicherkapazität der bestehenden Salzkavernen beträgt ca. 15 Mrd. m³ (150 TWh). Das entspricht ca. 64 % der gesamten Untergrundspeicherkapazität und ca. 15 % des durchschnittlichen jährlichen Erdgasverbrauchs. Bezogen auf Deutschland insgesamt sind derzeit ca. 273 Erdgaskavernenspeicher mit einer durchschnittlichen Arbeitsgaskapazität von ca. 55 Mio. m³ je Kaverne in Betrieb.

In Tabelle 2 sind einige Daten zur untertägigen Erdgasspeicherung in Salzkavernen in Deutschland und in Niedersachsen für das Jahr 2021 zusammengestellt. Wird die untertägige Erdgasspeicherkapazität nur in Niedersachsen betrachtet, so ergeben sich ca. 12,5 Mrd. m³ (125 TWh), wobei die Speicherkapazität in Salzkavernen ca. 7,7 Mrd. m³ beträgt und sich damit auf ca. 62 % der gesamten untertägigen Erdgasspeicherkapazität in Niedersachsen beläuft. Derzeit sind in Niedersachsen 107 Einzelkavernen mit einer durchschnittlichen Arbeitsgaskapazität von ca. 72 Mio.m³ je Kaverne in Betrieb. Die durchschnittliche Arbeitsgaskapazität in Niedersachsen liegt damit deutlich über der durchschnittlichen Arbeitsgasspeicherkapazität der Kavernen im gesamten Bundesgebiet. Grund hierfür sind die systematisch größeren Einzelkavernenvolumina und damit auch das durchschnittliche Speichervolumen der Salzkavernen in niedersächsischen Kavernenanlagen.

Kavernenspeicher	Deutschland	Niedersachsen	Anteil [%]
insgesamt			
Gesamtgasvolumen [STP-Mrd. m ³]	20,2	10,9	54,0
Arbeitsgasvolumen [STP-Mrd. m ³]	14,8	7,7	52,0
Kissengasvolumen [STP-Mrd. m ³]	5,4	3,2	59,3
Anzahl der Kaverne [-]	273	107	39,2
pro Kaverne			
Gesamtgasvolumen [STP-Mio. m ³]	74	101,9	
Arbeitsgasvolumen [STP-Mio. m ³]	54,2	72,0	
Kissengasvolumen [STP-Mio. m ³]	19,8	29,9	
Arbeitsgasvolumen/Gesamtgasvolumen [%]	73,3	70,6	

Tabelle 2: Gegenüberstellung von speichertechnischen Daten der Erdgasspeicherkavernen in Deutschland und in Niedersachsen für das Jahr 2021, LBEG (2022)

Tabelle 3 zeigt dann auf Grundlage der Voruntersuchungen die potentielle Speicherkapazität der bestehenden Kavernen nach einer Umrüstung in Wasserstoffspeicherkavernen. Für die Abschätzung der Speicherkapazität der Kavernen nach einer Umrüstung in Wasserstoffspeicherkavernen wird das Verhältnis der spezifischen Speicherkapazität bezogen auf Gesamtgasvolumen, Kissengasvolumen und Arbeitsgasvolumen zwischen Wasserstoffspeicherkaverne und Erdgasspeicherkaverne zu 78 %,74 % und 89 % angenommen, Abb. 10.

Kavernenspeicher	Deutschland		Niedersachsen	
	Volumen	Energie	Volumen	Energie
insgesamt	STP-Mrd. m ³	TWh	STP-Mrd. m ³	TWh
Gesamtgasvolumen	15,7	47,2	8,5	25,5
Arbeitsgasvolumen	10,9	32,8	5,7	17,1
Kissengasvolumen	4,8	14,4	2,8	8,5
Anzahl der Kaverne [-]	273		107	
pro Kaverne	Volumen	Energie	Volumen	Energie
	STP-Mio. m ³	GWh	STP-Mio. m ³	GWh
Gesamtgasvolumen	57,6	172,9	79,4	238,1
Arbeitsgasvolumen	40,1	120,2	53,2	159,5
Kissengasvolumen	17,5	52,6	26,5	79,6

Tabelle 3: Wasserstoffspeicherkapazität nach der Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Deutschland und in Niedersachsen

4. Untersuchung zur Umrüstung von bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen unter Berücksichtigung eines perspektivisch eingeschätzten Wasserstoffbedarfs bis zum Jahr 2050 in Niedersachsen

Im vorherigen Abschnitt ist die potenzielle Wasserstoffspeicherkapazität der bestehenden Erdgasspeicherkavernen ermittelt worden für den Fall, dass die bestehenden Erdgasspeicherkavernen vollständig zur Wasserstoffspeicherung umgerüstet werden. In der Praxis ist die Umrüstung der Kavernenspeicher ein schrittweiser Prozess. Einerseits macht die Abhängigkeit Deutschlands von Erdgas zum jetzigen Zeitpunkt und auch in den nächsten Jahren noch die Erdgasspeicherung weiterhin notwendig, andererseits ist die Wasserstoffwirtschaft noch in der Anfangsphase, und der Wasserstoffbedarf in Deutschland wird derzeit noch lokal ohne untertägige Zwischenspeicherung gedeckt. Daher wird eine zusätzliche untertägige Wasserstoffspeicherung erst dann notwendig, wenn sich die Wasserstoffwirtschaft großskalig regional und überregional weiterentwickelt und die Nachfrage nach Wasserstoff signifikant steigt. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass der Bedarf an Wasserstoff durch die Wasserstoffproduktion in Deutschland und durch Importe gedeckt wird. Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff ist derzeit allerdings nur in großer Bandbreite einschätzbar, *Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2022)*, *NWR (2022)*, *BMWK (2023)*.

Abb. 11 zeigt ein mögliches Transformationsszenario für die Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen in Niedersachsen. Die grüne durchgezogene Kurve zeigt die Speicherkapazität der Wasserstoffspeicherkavernen mit Berücksichtigung einer Kavernenkonvergenzrate von 0,5%/a, wenn die bestehenden Kavernen schrittweise mit dem Ausstieg aus fossiler Energie in Wasserstoffspeicherkavernen umgerüstet werden. Dieser schrittweise Ausstieg erfolgt hier einem Szenario aus „Klimaneutrales Deutschland 2050“ folgend entsprechend der ockerfarbenen Kurve, *Prognos AG et al. (2021)*.

Nach der Studie von *Peterssen et al. (2021)* beträgt der Untergrundspeicherbedarf von Wasserstoff in Niedersachsen 6,7 TWh im Jahr 2030 und 18,6 TWh im Jahr 2050. Entsprechend vorläufigen Ergebnissen aus dem Forschungsprojekt H₂-Wegweiser/TP1 (Energiesystemebene) beträgt der Untergrundspeicherbedarf von Wasserstoff in Niedersachsen 12,9 TWh im Jahr 2045. Derzeit werden in Deutschland ca. 1/3 des Erdgases

in Porenspeichern und 2/3 des Erdgases in Salzkavernen gespeichert. Auf dieser Basis wird für den Speicherbedarf in Salzkavernen geschätzt, dass der Speicherbedarf in Salzkavernen 4,5 TWh im Jahr 2030, 8,6 TWh im Jahr 2045 und 12,5 TWh im Jahr 2050 betragen kann. Aus Abb. 11 ist zu ersehen, dass die Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen den zukünftigen Untergrundspeicherbedarf in Niedersachsen abdecken könnte. Zu bedenken ist dabei allerdings, dass aufgrund des Beitrags Niedersachsens zur bisherigen Speicherkapazität für Deutschland insgesamt und damit zur Abdeckung des zukünftigen gesamten Untergrundspeicherbedarfs in Deutschland ein Bedarf an einem Neubau von Wasserstoffspeicherkavernen bestehen wird.

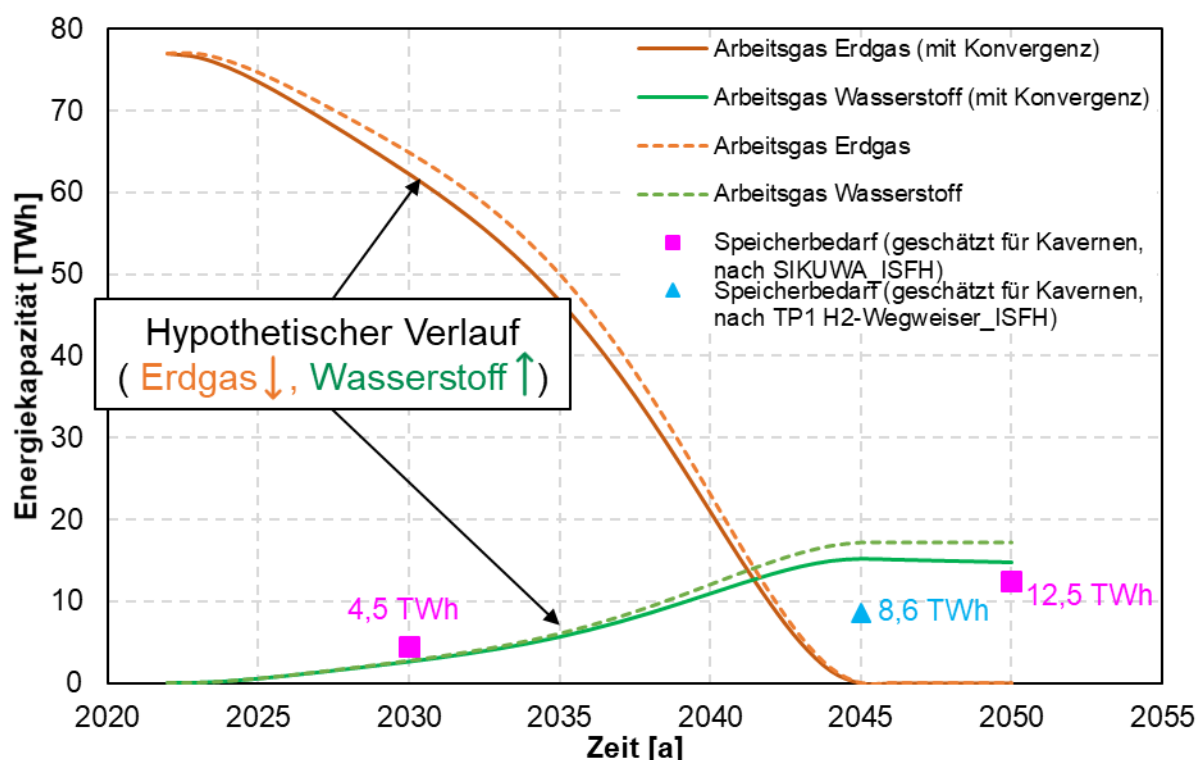


Abb. 11: Umnutzung der Erdgasspeicherkavernen in Niedersachsen - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig

Dieser methodische Ansatz kann auf den Transformationsprozess für Deutschland insgesamt angewendet werden. Die Ergebnisse werden im Abschlussbericht des Forschungsprojekts H₂-Wegweiser veröffentlicht.

Zusammenfassung

Zentrale Aspekte aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht bei der Untertagespeicherung von Energieträgern und auch industriellen Rohstoffen in Salzkavernen sind grundsätzlich die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und dann weiter die auch wirtschaftlich effektive Realisierung dieser Anforderung bei abnehmender (Erdgas) oder fluktuierender (Wasserstoff) inländischer Produktion und großer Importabhängigkeit (Erdgas sowie Wasserstoff).

Aufbauend auf den langjährigen Erfahrungen mit der großmaßstäblichen Speicherung von insbesondere Erdgas in Salzkavernen, die erforderlich ist aufgrund der langfristigen Lieferverträgen mit der Vereinbarung konstanter Importmengen vor dem Hintergrund insbesondere eines saisonalen Bedarfs, ist mit Blick auf den aus Klimaschutzgründen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erforderlichen Transformationsprozess von fossilen auf erneuerbare Energieträger und hier insbesondere auf grünen Wasserstoff zunächst orientierend festzustellen:

- Salzkavernen sind aus derzeitiger Sicht grundsätzlich zur Speicherung von Wasserstoff

- geeignet, so dass sie zukünftig die Funktion der heutigen Erdgasspeicherkavernen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit übernehmen können
- Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff für Industrie, Verkehr, Strom- sowie Wärmeerzeugung ist derzeit nur in großer Bandbreite einschätzbar.
 - Die inländische Produktion von grünem Wasserstoff ist fluktuierend und als nicht bedarfsdeckend einzuschätzen.
 - Die Bedarfsdeckung bei Wasserstoff hängt nach wie vor ähnlich wie derzeit bei Erdgas in erheblichen Maß auch von Importen ab.
 - Die spezifische Energiedichte von in Salzkavernen gespeichertem Wasserstoff ist aufgrund seines Heizwertes und seiner thermodynamischen Eigenschaften deutlich geringer als die spezifische Energiedichte von in Salzkavernen gespeichertem Erdgas.
 - Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei schwankender Eigenproduktion und auch zukünftig risikobehafteter Importabhängigkeit sowie über die Zeit wechselndem Bedarf erfordert die großskalige Zwischenspeicherung von Wasserstoff.
 - Die Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen könnte je nach Umrüstungsfähigkeit der einzelnen Kavernen den zukünftigen Untergrundspeicherbedarf für Niedersachsen im günstigsten Fall abdecken. Um den gesamten Untergrundspeicherbedarf für Deutschland abzudecken, besteht Neubaubedarf an Wasserstoffspeicherkavernen auch in Niedersachsen.
 - Im Hinblick auf die Eignung von bestehenden Kavernen zur Umrüstung von der Erdgasspeicherung in die Wasserstoffspeicherung muss jede Kaverne individuell zusammen mit der Zugangsbohrung geprüft und bewertet werden. Grundlegende Untersuchungen hierzu aus geotechnischer Sicht sind *Lux et al. (2020)* und *Lux et al. (2024)* zu entnehmen.
 - Die Betriebsfahrweise als Wasserstoffspeicherkaverne muss standortspezifisch entwickelt werden. Zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit einer Wasserstoffspeicherkaverne könnten die Druckrate / Volumenrate im Vergleich zu einer Erdgasspeicherkaverne bei entsprechender Nachweisführung perspektivisch erhöht werden.

References

- BMWK (2023): Grünpapier Wasserstoffspeicher.
- 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. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 11: pp. 6793–6805.
- Goerne, G.v., Fleig, S. & Rokahr, R.B. (2016): Verbundprojekt InSpEE: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft). Teilprojekt Salz- und Strukturgeologie. Sachbericht zum BMWi-Forschungsprojekt mit dem Förderkennzeichen 03ESP323B.
- LBEG (2022): Untertage Gasspeicherung in Deutschland. *Erdöl Erdgas Kohle*, Vol. 138, No. 11: pp. 25–33.
- Lux, K.-H. (1984): Gebirgsmechanischer Entwurf und Felderfahrungen im Salzkavernenbau - Ein Beitrag zur Entwicklung von Prognosemodellen für den Hohlraumbau im duktilen Salzgebirge. Habilitation an der Universität Hannover, Hannover.
- Lux, K.-H., Pan, T.J. & Wolters-Zhao, R. (2024): CABISABO: Computer- und laborgestützte Analysen zur Bewertung der mechanisch- hydraulischen Bohrungsintegrität im Rohrschubbereich von Salzkavernenbohrungen im Hinblick auf die langzeitsichere Speicherung von Wasserstoff und Druckluft. Förderkennzeichen: 03EI3006. TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld.
- Lux, K.-H., Wolters, R. & Pan, T. (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 mit dem Förderkennzeichen 03ET6127.

Lux, K.-H., Wolters, R., Sun-Kurczinski, J.Q. & Düsterloh, U. (2022): Verbundprojekt: Weiterentwicklung und Qualifizierung der gebirgsmechanischen Modellierung für HAW-Endlagerung im Steinsalz (WEIMOS) (Teilprojekt E: TUC), TU Clausthal.

Nationaler Wasserstoffrat (NWR) (2022): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland, Berlin.

Peterssen, F., Schlemminger, M., Niepelt, R., Hanke-Rauschenbach, R. & Brendel, R. (2021): Bericht zum Forschungsprojekt. Simulative Kurzstudie zum Einsatz von Wasserstofftechnologie in Niedersachsen (SiKuWa). Leibniz Universität Hannover, Hannover.

Prognos AG, Öko-Institut e.V. & Wuppertal Institut (2021): Studie Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.

Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (2022): Ausarbeitung - Wasserstoffbedarf.

Hydrogen-driven microbial redox reactions in deep geosystems relevant for hydrogen storage

M. Krüger, A. Dohrmann

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Geochemie der Rohstoffe, Hannover, Germany

In the subsurface, biotic and abiotic processes can generate and consume hydrogen. Hydrogen has a low reduction potential and is thus a highly energetic electron donor when involved in sulfate, carbon dioxide or ferric iron reduction. Although known as important drivers for the deep biosphere, the contributions of different processes to hydrogen turnover in different geosystems still are not well understood. In context with the ongoing transformation to renewable energy resources, underground H₂ storage (UHS) in deep porous or salt cavern systems came into focus. In situ microbial and geochemical reactions that consume H₂ are highly relevant topics in deep biosphere research, and also are still a major uncertainty during UHS.

Consequently, we studied the potential microbial hydrogen oxidation rates – combined with the possible production of metabolic products like H₂S, acetic acid or CH₄ - in formation fluids from natural gas fields and salt caverns, thereby considering the importance of *in situ* pressure and temperature conditions, fluid chemistry and mineral composition. In addition, more defined experiments were conducted with selected pure cultures representing important metabolic groups of deep biosphere microorganisms.

Several original formation fluids showed immediate H₂ consumption. Microorganisms oxidized hydrogen at relevant *in situ* pressure conditions (up to 100 bar) and tolerated dynamically changing pressure and temperature conditions. The microbial hydrogen oxidation rate was strongly dependent on H₂ partial pressures and the availability of e.g. sulfate as a terminal electron acceptor. Added core material also had a stimulating effect on microbial hydrogen consumption and survivability. High-throughput sequencing of 16S rRNA gene amplicons indicated hydrogen oxidation by sulfate reducing bacteria to be the presumed process in the studied porous rock reservoir fluids. In addition, hydrogen turnover by methanogenic, sulfate-reducing, acetogenic as well as iron-reducing microorganisms was investigated with defined microbial cultures.

Microbial risk assessment for underground hydrogen storage in Europe - EU project HyLife

P. Bombach¹, A.-S. Biwen², K. Cerna³, J. Riha³, V. Hlavackova³, K. Fadrhonic³, N. Paltrinieri⁴, K. Kyaw⁴, A. Oust⁴, S. Rad⁵, S. Stephant⁵, M. Caroline⁵, D. Ropers⁶, A. Belcour⁶, H. de Jong⁶, J. Tremosa⁷, N. Dopffel²

¹Isodetect GmbH, Leipzig, Germany, ²Norce, Bergen, Norway, ³Technical University of Liberec, Liberec, Czech Republic, ⁴Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway,

⁵French Geological Survey BRGM, Orléans, France, ⁶Inria, Grenoble, France, ⁷Geostock, Ruel-Malmaison, France

Underground storage of green hydrogen (H₂) offers a promising approach to balance the fluctuating supply of renewable energy generation and demand. Excess electricity from wind and solar farms is converted to H₂ through electrolysis and stored in geological formations such as porous rock reservoirs and salt caverns for later use. H₂ is not only an environmentally friendly energy carrier but also a favorable energy source for microorganisms. Geological formations are colonized by a range of microorganisms [Ref03] which can use H₂ as an energy source [Ref01], which may have important implications for H₂ storage. In principle, microbial H₂ consumption can be coupled to the reduction of nitrate, ferric iron, sulphate, elemental sulfur or carbon dioxide) to produce nitrogen, ferrous iron, hydrogen sulfide, acetate or methane (figure 1, right side). Such microbial activities can induce a variety of microbial-triggered risks: a) loss of the stored H₂ and changes in gas composition, b) risks to operational safety and deterioration in quality by H₂S formation, c) damage of the technical equipment by biocorrosion and microbial triggered precipitates, d) changes of the reservoir properties by biofilm formation and precipitates [Ref02].

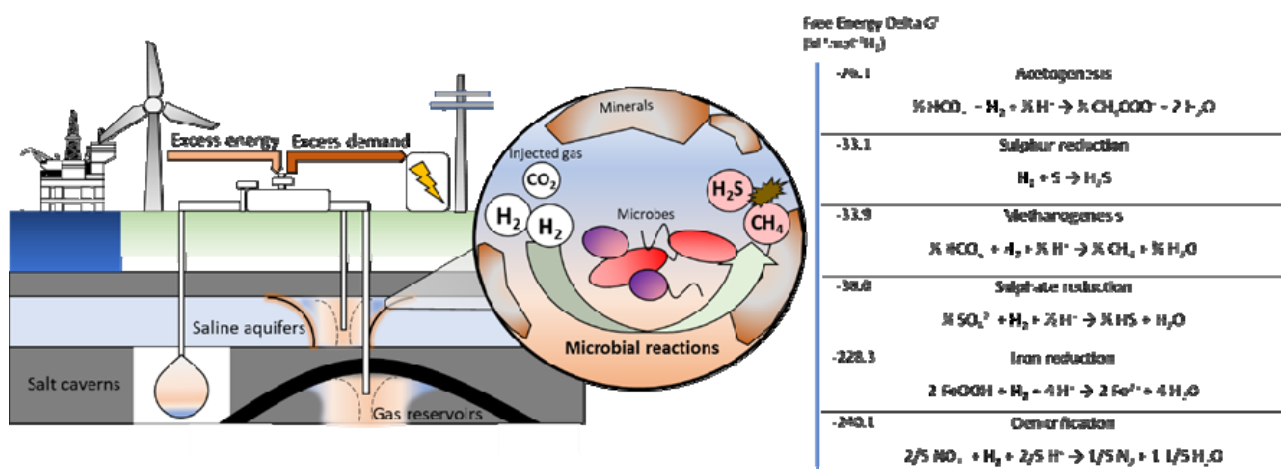


Figure 1 Overview of the concept of inter-seasonal subsurface energy storage. Excess energy is used to produce energy carriers like H₂, which are injected into subsurface structures (salt caverns, gas reservoirs). The injected H₂ can be used as electron donor by different microbial metabolisms (shown at the right). Figure by Nicole Dopffel (NORCE).

The CETP-sponsored R&D project HyLife aims to validate the suitability of European subsurface structures (salt caverns, porous reservoirs) as safe and economically viable H₂ storage sites by systematically investigating the potential microbial reactions and identifying key influencing parameters. Numerous potential storage sites are sampled to characterize the microbial community structure and H₂-consuming activity of the different samples. All obtained microbial data are linked to the local geochemical and geophysical conditions to fully assess the microbial risks associated with underground H₂ storage in Europe. With this we hope to find key factors for selecting sites and make safe and resilient H₂ storage in the subsurface possible.

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 co-financed 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.

References:

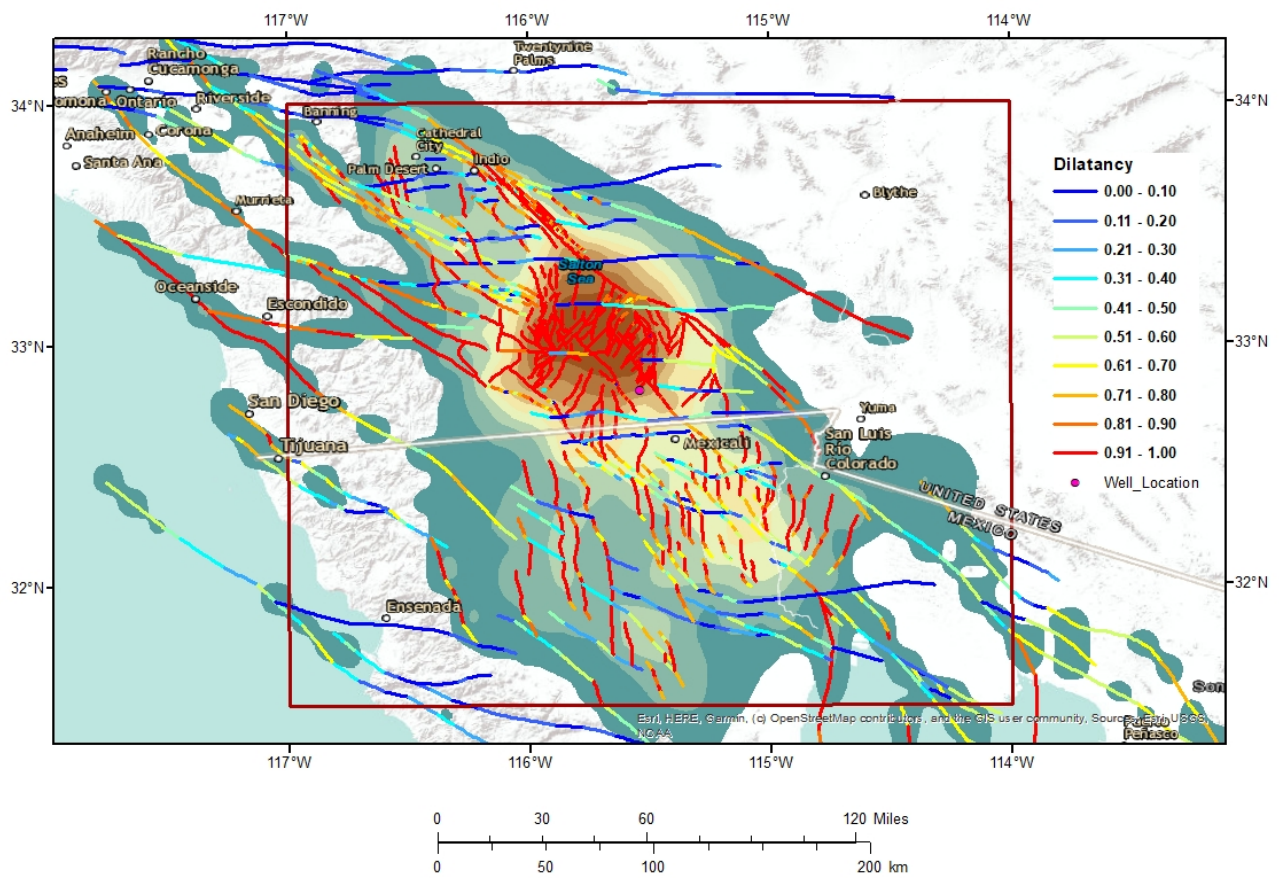
- [Ref01] Dohrmann A.B., Krüger M., (2023), Microbial H₂ consumption by a formation fluid from a natural gas field at high-pressure conditions relevant for underground H₂ storage, *Environmental Science & Technology*, 1092-1102, 57(2)
- [Ref02] Dopffel N., Jansen S., Gerritse J., (2021), Microbial side effects of underground hydrogen storage—Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation, *International Journal of Hydrogen Energy*, 8594-8606, 46(12)
- [Ref03] Schwab L., Popp D., Nowack G., Bombach P., Vogt C., Richnow, H.H., (2022), Structural analysis of microbiomes from salt caverns used for underground gas storage, *International Journal of Hydrogen Energy*, 20684-20694, 47(47)

Abschätzung der potenziellen spannungsbedingten Permeabilitätsverbesserung für die Bewertung von geothermischen Lagerstätten

W. A. Heins¹, H. R. Leah², P. J. Webb², C. J. Hill²

¹Getech Group plc, Houston, United States of America, ²Getech Group plc, Leeds, United Kingdom

Die untertägige Durchlässigkeit ist ein wichtiger Faktor für eine wirtschaftlich erfolgreiche geothermische Entwicklung mit herkömmlichen Dubletten. Häufig hängt die Gesamtpermeabilität des Reservoirs stärker mit tektonisch bedingten Strukturschäden als mit den Eigenschaften der unverformten Formation zusammen. Wir haben eine Methode entwickelt, um die potenzielle Verbesserung oder Verschlechterung der Permeabilität aufgrund tektonisch induzierter Brüche abzuschätzen, basierend auf der Oberflächenausprägung von Verwerfungen, die anhand von Schwerkraft- und Magnetdaten kartiert werden. An jedem Punkt eines regelmäßigen Gitters schätzen wir den integrierten Einfluss benachbarter Verwerfungen als Funktion von: (1) Verwerfungsgröße; (2) Verwerfungskinetik; (3) Verwerfungsdilatanz (Verwerfungsorientierung in Bezug auf den Azimut der lokalen maximalen horizontalen Spannung); und (4) Entfernung der Verwerfung vom bewerteten Punkt. Die Anwendung dieser Methode in Gebieten mit etablierter geothermischer Entwicklung zeigt eine starke empirische Korrelation zwischen Gebieten mit vorhergesagter Permeabilitätssteigerung und der Produktivität geothermischer Anlagen. Die Methode ermöglicht eine schnelle vorläufige Bewertung großer Gebiete, ohne dass teure, aufwändige, und langsame seismische oder Bohruntersuchungen erforderlich sind. In Norddeutschland deuten Beobachtungen bestehender Bohrungen darauf hin, dass herkömmliche Kohlenwasserstofflagerstätten in Tiefen mit günstigen Temperaturen wahrscheinlich keine ausreichende Porosität und Durchlässigkeit für die traditionelle geothermische Dublettentwicklung aufweisen. Die Kartierung potenzieller Zonen mit tektonisch erhöhter Durchlässigkeit kann dazu beitragen, die Explorationsarbeit auf Gebiete zu konzentrieren, in denen die Erfolgsaussichten höher sind.



Verwerfungsdilatanz und potenziellen spannungsbedingten Permeabilitätsverbesserung, Süd Kalifornien

Geothermal potential of Mesozoic carbonates on the example of the Rüdersdorf Formation (“Schaumkalk”, Lower Muschelkalk): opportunity or not?

F. Käsbohrer, M. Franz

University of Göttingen, Department of Applied Geology, Göttingen, Germany

The Mesozoic succession of the North German Basin (NGB) yields enormous resources of heat in place bound to Mesozoic sandstone reservoirs located at depths of up to 2500 m. Compared to highly permeable sandstone reservoirs, which have been exploited for heat production since the 1980s, carbonate reservoirs are underexplored so far. This study evaluates the potential of Mesozoic carbonates on the example of the Rüdersdorf Formation (“Schaumkalk”) in the subsurface of Berlin-Brandenburg.

The data are based on an extensive bed-by-bed outcrop study in the Rüdersdorf open-pit mine to the East of Berlin, and examination of well cores from Berlin-Spandau, Potsdam, and Fürstenwalde. The vertical succession exposed in outcrop and well cores shows gradual transitions from mud-dominated lithofacies (“Wellenkalk”) to thick cross-bedded oolitic grain- to packstone reservoir facies (“Schaumkalk”).

Based on analyses of carbonate microfacies and reservoir properties, oolitic reservoir facies exhibit high secondary porosities but low permeabilities. The late-diagenetic dissolution of ooids and bioclasts, resulting in the typical foamy texture, contributed to moldic porosity volumes averaging 23,8 % in Rüdersdorf and 2,15 % in the subsurface of Potsdam. However due to matrix-supported grain fabrics and the lack of intergranular porosity, the pore connectivity remained low as emphasized by very low average permeabilities of 0,005 mD in Rüdersdorf and 0,001 mD in Potsdam.

The potential of the reservoir facies is further limited as fluid circulation along open fractures and faults did obviously not contribute to the development of intergranular porosity. Additionally, the Rüdersdorf Formation is sandwiched between two saliniferous formations (Röt and Middle Muschelkalk evaporites), posing a risk of halite clogging in a geothermal well especially when fracture zones are developed. Accounting for this and the limited lateral extent of thick oomoldic reservoir facies, the opportunities in the Rüdersdorf Formation seem to be limited.

Verletzungen vermeiden dank arbeitssicheren und querkräftfreien Verschrauben

P. Junkers

Barbarino & Kilp GmbH - HYTORC, Geschäftsleitung, Krailling / Nähe München, Germany

Bei Abstellungen, Turnarounds und Revisionen in der Prozessindustrie müssen viele tausende Schraubverbindungen beispielsweise an Flanschen, Rohren-, Pumpenapparaten und Wärmetauschern oder Ventilen gelöst und angezogen werden. Zum Einsatz kommen mobile handgeführte hydraulische, elektrische, pneumatische oder akkubetriebene Drehmomentschrauber ab 100Nm bis – je nach Schraubstelle – 180.000Nm. Alle handgeführten Drehmomentschrauber benötigen entsprechende Reaktionsarme oder sonstige Abstützhilfen um das Gegenmoment an der nächsten Verschraubung oder am Bauteil abzuleiten. Um bei Durchgangverschraubungen ein Mitdrehen des Schraubbolzen während des Anziehvorgangs zu verhindern, werden zusätzlich Schlagschlüssel eingesetzt, die sich auf der benachbarten Schraubverbindung festklemmen. Diese müssen dann nach jedem Anziehvorgang oft mit einem Hammer wieder abgeschlagen werden. Bei unsachgemäßer Verwendung kann dies zu Quetschungen und Verletzungen besonders an den Händen und somit zur Angst vor Verletzungen oder gesundheitlichen Beeinträchtigungen führen. Begünstigt werden solche Verletzungen oftmals durch den allgemeinen Zeitdruck, außerplanmäßige Verzögerungen, beengte Platzverhältnisse, Sprachschwierigkeiten, Personalengpässe sowie für diese Aufgabe unzureichend ausgebildetes Montagepersonal. Ein arbeitssicheres, anlagen- und werkzeugschonendes Verschrauben im Hochmoment-Bereich ohne Reaktionsarme und ohne Schlagschlüssel ist praxisingerecht umsetzbar. Möglich wird dies durch Einsatz von gehärteten sogenannten verdrehsicheren Unterlegscheiben mit Abstützprofil. Der Drehmomentschrauber stützt sich auf der Unterlegscheibe ab. Der Reaktionsarm entfällt. Die Schraubverbindung wird querkräftfrei verschraubt und somit reibungsoptimiert und deshalb auch wiederholgenau. Die Auflageflächen werden geschont, da sich die Unterlegscheiben nicht mitdrehen. Das laufende Nacharbeiten der Auflageflächen entfällt, was den Entwicklern das Nachrechnen der Flansche erspart, da die Auflageflächen nicht beschädigt werden. Zudem lassen sich Werkzeuge bei Überkopfverschraubung problemlos anhängen, was nicht nur bequemer, sondern auch sicherer ist. Bei Durchgangsverbindungen werden auf der gegenüberliegenden Seite gehärtete runde beidseitig gerändelte und somit ebenfalls verdrehsichere Unterlegscheiben eingesetzt, welche ein Mitdrehen des Bolzens verhindern. Somit kann auch auf Schlagschlüssel zum Gegenhalten ebenfalls verzichtet werden. Der finanzielle Aufwand von gehärteten verdrehsicheren Unterlegscheiben bleibt dabei überschaubar. Der VCI- LEITFADEN zur Montage von Flanschverbindungen in verfahrenstechnischen Anlagen als auch die ASME-PCC1 empfehlen den Einsatz von gehärteten Unterlegscheiben.

Analyzing the Effect of Torque on Stick-Slip Drilling Vibrations: A Numerical Simulation Study

C. Ejike, A. Khizar, C. Teodoriu
University of Oklahoma, Norman, USA

Abstract

This study examines the impact of torque on stick-slip vibrations in drilling operations, crucial in the oil and gas sector for efficiency and safety. Utilizing WellScan Simulation Software, numerical simulations explore torque's influence on drilling dynamics. Results reveal higher torque values prolong sticking intervals along the drillstring, underscoring the need for further research to optimize drilling operations and ensure safety and sustainability. This study contributes to understanding the relationship between torque and stick-slip vibrations, offering insights for enhancing operational efficiency and mitigating drilling challenges.

Introduction

Efficiency, safety, and cost-effectiveness are vital in drilling operations, particularly in the oil and gas sector [1 - 3], where complex geological formations and harsh environmental conditions demand precision and reliability [4]. Vibrations during drilling, especially stick-slip vibrations, pose significant challenges impacting profitability and operational efficiency [5]. Stick-slip vibrations involve alternating phases of "stick" and "slip" along the drillstring, causing instability and unpredictability in the drilling process. Previous research has delved into an array of factors influencing stick-slip vibrations, encompassing drilling parameters, drill bit design, and drilling fluid characteristics [6]. However, despite the breadth of investigation, the significance of torque in this dynamic remains relatively unexplored. Torque variations profoundly impact stick-slip behavior, extending their influence beyond operational efficiency to encompass critical aspects such as tool durability, equipment structural integrity, and operational safety. The existing knowledge gaps show the imperative for comprehensive research endeavors to quantify the relationship between torque levels and stick-slip vibrations under varied drilling conditions. By elucidating this relationship by application of numerical simulation, it could pave the way for developing targeted mitigation strategies tailored to optimize drilling operations and ensure the sustainability and safety of energy extraction endeavors.

Numerical Simulation

The analysis was conducted utilizing WellScan Simulation Software, which applies modal analysis to accurately calculate the natural frequencies of a drill string. This software possesses the capability to thoroughly investigate the torsional modes of a drill string, providing a comprehensive understanding of its behavior under different conditions. In this study, a laboratory's small-scale Bottomhole Assembly (BHA) specifications, as depicted in Table 1, were employed. These specifications served as the foundation for the simulations, ensuring a precise representation of real-world conditions. The simulations were meticulously crafted to examine the direct influence of varying torque levels of 0.01 kgfm, 0.05 kgfm, and 0.1 kgfm at different top rotation speed (figure 1) on stick-slip characteristics. This meticulous approach allowed for a detailed analysis of the dynamic behavior of the drill string, shedding light on critical factors affecting its performance

Table 1: Small-scale BHA

Type	Length (m)	OD (inch)	ID (inch)	Guage (inch)	Total Length (m)	Contact (m)	Mass (kg)	Total Mass (kg)	Linear Mass (kg/m)	OD tool joint (inch)
PDC	0.03	0.74	-	0.74	0.03	-	0	0	0.09	-
NBS	0.07	0.25	0.2	0.74	0.1	0.1	0.01	0.01	0.09	-
SDC	0.05	0.25	0.2	-	0.15	-	0.01	0.01	0.09	-
DC	0.15	0.25	0.2	-	0.3	-	0.03	0.03	0.09	-
MWD	0.08	0.25	0.2	-	0.38	-	0.03	0.03	0.09	-
DP	5.65	0.12	0.1	-	6.03	-	0.13	0.13	0.02	0.125

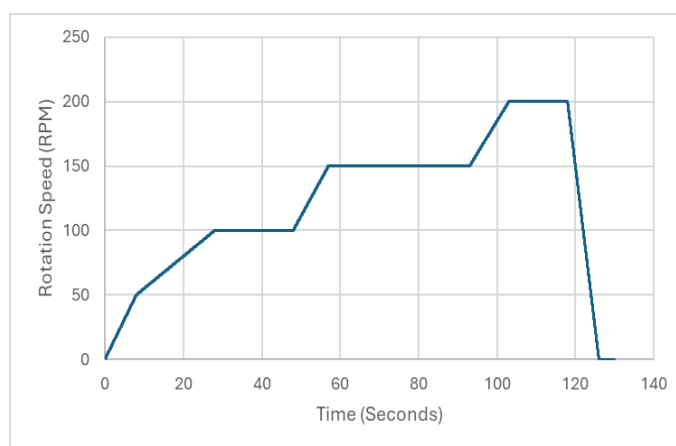


Figure 1: Top rotation speed

Results

The findings obtained from the numerical simulations provide crucial insights into the relationship between torque levels and stick-slip vibrations during drilling operations. The simulations revealed that higher torque values were associated with prolonged sticking intervals along the drillstring. Figure 2 illustrates the computed results for a torque on the bit of 0.01 kgfm. It is evident that the rotation speed at the bit experienced sticking from the onset for approximately 10 seconds. This sticking phase implies that the bit is not rotating. It can be observed that the rotation at the bit differs significantly from the expected top rotation as depicted in Figure 1. When the torque value is increased to 0.05 kgfm, the dynamics of the bit undergo further changes, exhibiting a prolonged sticking effect (Figure 3). A significant increase in the torque value to 0.1 kgf.m reveals a heightened escalation in the dynamics of the bit, characterized by a more prolonged sticking effect and a total change in the overall dynamics of the bit rotation (Figure 4)

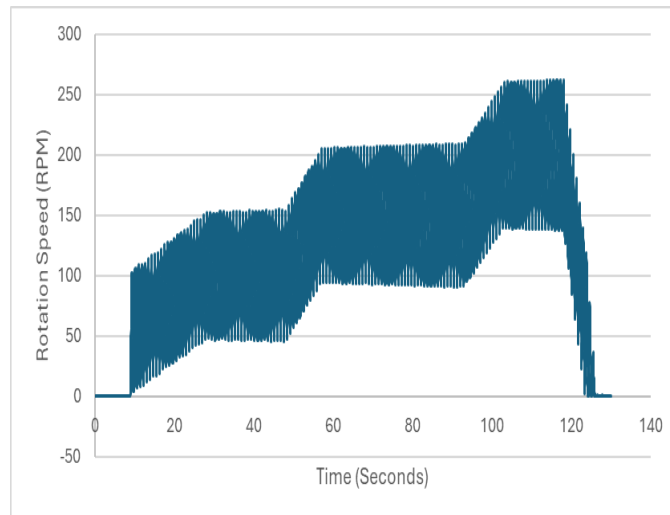


Figure 2: Bit rotation speed at torque 0.01 kgfm

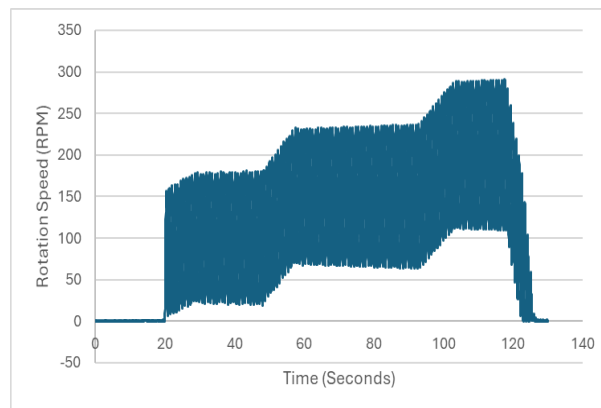


Figure 3: Bit rotation speed at torque 0.05 kgf.m

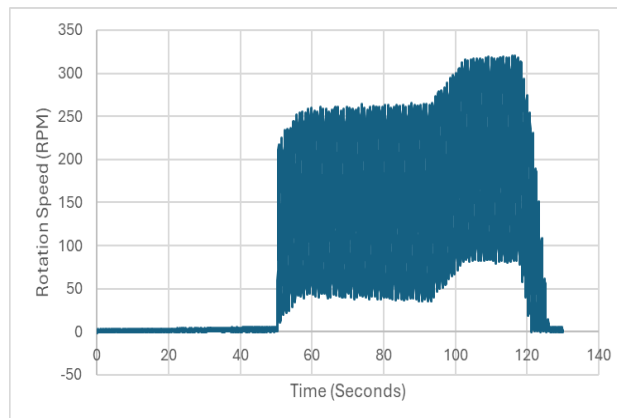


Figure 4: Bit rotation speed at 0.1 kgfm

Concluisions

- Utilizing WellScan Simulation Software, the study conducted a comprehensive numerical analysis to investigate the influence of torque levels on stick-slip
- Results indicate that higher torque values are associated with prolonged sticking intervals along the drillstring, highlighting the need for further research to quantify this relationship and develop targeted mitigation strategies.

Acknowledgments

The authors would like to thank Helmerich and Payne INC. for their fantastic support in building and maintaining the OU drilling vibration laboratories, as well as for their priceless support for the WellScan software package. We also would like to thank the OU Drilling Vibration Laboratory at the University of Oklahoma

References

- [1] AlRassas, A. M., et al. (2024). Knowledge-Based Machine Learning Approaches to Predict Oil Production Rate in the Oil Reservoir. In J. Lin (Ed.), Proceedings of the International Field Exploration and Development Conference 2023 (IFEDC 2023, pp. 1-10). Springer. https://doi.org/10.1007/978-981-97-0268-8_24
- [2] Ejike, C., & Shouceng, T. (2022). A Method for Reducing Wellbore Instability Using the Managed Pressure Drilling (MPD) System. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/211902-MS>
- [3] Edouard, M. N., Okere, C. J., Dong, P., et al. (2022). Application of fiber optics in oil and gas field development—a review. Arabian Journal of Geosciences, 15(10), 539. <https://doi.org/10.1007/s12517-022-09659-2>
- [4] Ejike, C., & Shouceng, T. (2022b). Fishbone Technology for Completing Unconventional Reservoir. In J. Lin (Ed.), Proceedings of the 2021 International Petroleum and Petrochemical Technology Conference (IPPTC 2021, pp. 1-10). Springer. https://doi.org/10.1007/978-981-16-9427-1_34
- [5] Ejike, C., Obuobi, I. F., Avinu, S., Abid, K., & Teodoriu, C. (2024). Investigation and Analysis of Influential Parameters in Bottomhole Stick–Slip Calculation during Vertical Drilling Operations. Energies, 17(3), 622. <https://doi.org/10.3390/en17030622>
- [6] Sharma, A., Abid, K., Srivastava, S., Velasquez, A., & Teodoriu, C. (2023). A review of torsional vibration mitigation techniques using active control and machine learning strategies. Petroleum. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.09.007>

A Discussion of Drilling and Well Control Simulators: past, present, and future

S. Lawer Avinu, A. Khizar, C. Teodoriu

Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma, USA

Abstract

In recent times, drilling and well control simulators have become popular and effective tools for training experienced and new crews and are critical for safety and performance. They are also useful for emergency preparedness and making critical Well control decisions. Currently, digitalization is the keyword for all industries including Petroleum, however, digitalization has been slowly perceived as a solution for drilling applications. This poster aims to review the current types of Drilling and Well control simulators into three categories: hardware, software, and cloud-based. It also discusses the technology advancements and their application in Drilling and Well control training. It further highlights the unique features of these simulators and elaborates on their mode of training delivery, challenges, and opportunities for future development. Consequently, the analysis generated in this poster may contribute to the future design and application of Drilling and Well control simulators in the ongoing discussion regarding fidelity and virtual reality in the oil and gas drilling industry. The poster will further discuss how we can learn from the simulator world and move forward with the digital transformation of our industry.

Introduction

Before Edwin Link invented the link Trainer, the best-known flight simulation device in the early 20's, training was purely by apprenticeship. This impedes productivity and comprises safety. The simulator's invention and subsequent achievements have allowed other industries, including oil and gas, to adopt it. Subsequently, Drilling and Well Control simulators continue to play an important role in revolutionizing the oil and gas industry, enabling safer and more efficient drilling operations. Traditionally, Drilling and Well control simulators have been used for Well-control simulation exercises or training crews to operate new-generation automated drilling equipment (Santoro & Lahou, 2023). An advanced drilling simulator significantly reduces the learning curve for drilling operations and accelerates the learning experience when developing innovative well programs or embarking on challenging well operations (Hodgson, 2006).

Simulators are of four basic types: a). partial-task (that simulates only a process), b). procedural training (simulates the entire system for basic procedure), c). full-fidelity (stimulates the entire system that gives high operating skills with enough realism), and d). engineering (for engineering design, process evaluation, and real-time decision making), (Millheim, 1986). However, some types have overlapped due to advancements in computing and technology. This poster aims to review the current types of Drilling and Well control simulators into three categories: hardware, software, and cloud-based. It also discusses technological advancements and their application in drilling and well control training. It further highlights the unique features of these simulators and elaborates on their mode of training delivery, challenges, and opportunities for future development. Consequently, the analysis generated in this paper may contribute to the future design and application of Drilling and Well control simulators in the ongoing discussion regarding fidelity and virtual reality in the petroleum industry. The poster presentation will further discuss how we can learn from the simulator evolution from the past, present and project its future trajectory with the digital transformation of our industry.

Past

The emergence and application of drilling simulators was in the mid-20th century, primarily as mechanical models. Due to limited technology, these simulators lacked the sophistication with immersive 3D environments to replicate real drilling conditions accurately. Advancements in computing technology in the late 20th century paved the way for the development of digital simulators. The ordinary computer-based simulators provided basic training capabilities but lacked realism and interactivity.

Present

Modern drilling and control simulators integrate advanced algorithms, high-fidelity graphics, and real-time data feeds in simulating a process. They accurately replicate drilling in immersive 3D environments, including various formations, wellbore conditions, and equipment operations (Forrester 2021). Simulators are categorized into three namely; Hardware- simulators in which there is an actual physical connection between people and equipment, and the feedback is acted upon based on the knowledge of the process (ESIMTECH 2022), Software- simulators where the software is pre-loaded onto a computer to deliver a wide range of real-time drilling and well control simulations (Endeavortech 2022) and Cloud-based- simulators where no hardware or software installation is required but just internet is needed (Drilling systems 2022). These simulators offer comprehensive training programs for drillers, engineers, and rig crew members, covering various scenarios. Simulation software is often integrated with hardware replicas of drilling equipment for a more immersive training experience. Real-time data analytics and feedback mechanisms enable continuous improvement and optimization of drilling operations. Virtual reality (VR) and augmented reality (AR) technologies enhance the realism and effectiveness of simulator training. Table 1 compares the strengths, weaknesses, and opportunities for upgrade on the current Simulator categories.

Future

Artificial Intelligence-driven simulators will leverage machine learning algorithms to predict and respond to complex drilling challenges in real-time. Simulators will facilitate the development of autonomous drilling systems (software and hardware— to learn, adapt, and evolve in response to a dynamic drilling environment to consistently deliver wells at the highest drilling performance that maximizes reservoir exposure) (Talya 2023), minimizing human intervention and maximizing efficiency. Future simulators will enable remote collaboration among geographically dispersed teams, enhancing communication and knowledge sharing via virtual reality.

Conclusion

Drilling and control simulators have come a long way from their modest beginnings, evolving into sophisticated training tools that play a vital role in the oil and gas industry. This evolution of drilling and control simulators has been marked by technological advancements transforming how drilling operations are conducted and personnel are trained. As we look to the future, continued innovation in simulation technology promises to improve further safety, efficiency, and sustainability in the petroleum industry.

References

- Contractors, Drilling. 2021. drilling.contractors.org. June 28. <http://www.drillingcontractor.org/>.com.
- D. Santoro, L. Dal Forno, P. Ferrara, L. P. Bianchini, G. Bartucci, and L. Bianchi, ENI SpA, San Donato M.Se, Milan ITALY, and J. Nabavi, P. Huseynov, E. B. Gocmen, J. Lye, and J. Loh, eDrilling, Stavanger K. Lahou. 2023. "Well Simulator Technology Overview and Results for Onshore, Offshore and Subsea Drilling Operations." SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition . Abu Dhabi, UAE: SPE/IADC. 18.
- Drilling systems. 2022. Google.com.

endeavortech. 2022. Endeavortech.

ESIMTECH. 2022. Google.com. May 25.

Forrester, Stephen. 2021. <https://www.drillingcontractor.org/>. June 28.

Millheim, K. K. 1986. "The Role of the Simulator in Drilling Operations." SPE Drill Eng 1 . SPE. 347–357.

R. Hodgson, SPE, and P. Hassard, KCA DEUTAG Drilling Ltd. 2006. "Reducing the Learning Curve Through the Use of an Advanced Drilling Simulator." IADC/SPE Drilling Conference. Miami: IADC/SPE. 21-23.

Richie, Robert Yarnall. 1943. "linkaviationdevicesinc." Flickr.com. February. https://www.flickr.com/photos/smu_cul_digitalcollections/.

Talya, Shashi. 2023. "Drilling automation: A system view." Autonomous drilling has not progressed as far as previously thought. As an industry, we silo parts of the autonomous system. This needs to change to a full-system approach to progress further, February.

Table 1: Comparison of strengths, weaknesses, and opportunities for the upgrade of different categories of simulators

Manufacturer	Category	Strengths	Limitations	Opportunities for upgrade
Hardware-based				
NOV (National Oilwell Varco)	Hardware	<ol style="list-style-type: none"> 1. Realistic physical interface. 2. Immersive training experience. 3. Physical feedback for trainees. 4. It offers hands-on experience. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. The initial setup cost is high. 2. Limited scalability. 3. It cannot be accessed remotely. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. A hybrid type is the future. 2. Initial setup costs can be minimized by more innovative designs.
DrillSIM (Drilling Systems)	Hardware	<ol style="list-style-type: none"> 1. It provides a physical representation of the actual drilling equipment. 2. The feel-touch effect enhances hands-on training. 3. It promotes interpersonal skills. 4. It can be customized to emulate specific rig types and equipment. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. It cannot support remote learning. 2. It can only contain a couple of trainees at the same time. 3. It requires a skilled instructor for optimum use, especially the full mission size. 4. Its scenario set up could be complex 	<ol style="list-style-type: none"> 1. It should be able to support multiple training stations. 2. It must have a simple setup.
Software-based				
Drillbench (Kongsberg Digital)	Software	<ol style="list-style-type: none"> 1. High customization capabilities. 2. Cost-effective compared to hardware. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Lack of physical interface for trainees. 2. Limited tactile feedback. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Joystick attachment may provide touch feel effect. 2. Instant feedback.
eDrillSim (eDrilling)	Software	<ol style="list-style-type: none"> 1. Advanced physics-based simulations. 2. Real-time data integration. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. The steeper learning curve for beginners. 2. It Requires powerful computer hardware. 	
EndeavorTech	Software	<ol style="list-style-type: none"> 1. It could be deployed online or physically on the rig. 2. It can deliver a wide range of real-time drilling and well control simulations. 3. It's able give more scenarios. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. It could be corrupted. 2. It lacks the tactile element that will enable hands-on training 	<ol style="list-style-type: none"> 1. It must include a collapsible joystick and choke for hands-on training.

Cloud-based				
Maersk Training Cloud (Maersk drilling)	Cloud	<ol style="list-style-type: none"> 1. Accessibility from anywhere with the internet. 2. Cost-effective scalability. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Dependence on internet connectivity. 2. Limited realism compared to hardware. 	
Sim4crew (eDrill)	Cloud	<ol style="list-style-type: none"> 1. Collaborative training with remote participants. 2. Real-time monitoring and analytics. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Data security concerns. 2. Limited customization options. 	
Idrill (Drilling Systems)	Cloud	<ol style="list-style-type: none"> 1. It supports remote learning. 2. No hardware or software installation is required. 3. It can be access from all industry-standard browsers. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. It does not support hands-on training. 2. It Lacks face-to-face contact interaction between the instructor and the trainees. 3. It is limited by latency and internet bandwidth across different time zones and remote areas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. It must include a collapsible joystick and a choke for hands-on training.

Why do Downhole Materials Thermal Properties Matter in Geothermal Well Construction?

A. Toledo Velazco, K. Abid, C. Teodoriu
The University of Oklahoma

Abstract

Geothermal well construction poses additional challenges due to their depth and temperature profile. Successful geothermal projects require long-term integrity of the well so that the well costs versus energy output ratio will be low. Geothermal wells can be exposed to cyclic cooling and heating cycles, which suggests that the thermal properties of the casing-cement system are one of the most critical parameters that control the integrity of the well. Though many casing-cement properties have been investigated by researchers, thermal properties are the least studied parameter. Moreover, the elevated temperature in the geothermal wells makes thermal properties the most important parameter to be considered. Expansion and contraction of the cement due to temperature fluctuation can affect the cement's bonding with the formation and casing and create micro-annuli in the cement matrix. The results from this study can be used to find the integrity of the cement through simulations for geothermal wells. This paper will discuss the impact of the thermal properties of various cement recipes on the integrity of the well.

Introduction

Geothermal energy is becoming an important source of energy around the world, and it will help fulfill the increasing demand for energy in the future. According to Dudley (2017), the expected population by 2035 will be around 8.8 billion people, meaning that the energy demand will increase by 30%. In this aspect, geothermal will play a vital role as it is one of the renewable energies with many untapped resources and is present in different parts of the world under specific depths (Abid et al., 2022; as cited from Lund, 2000). The energy from geothermal sources is collected from the subsurface layers of the Earth (Abid et al., 2002, Kagel, 2005), where high temperatures can be found. In order to produce this energy, drilling and circulating the working fluid has to be efficiently performed. This is achieved by maintaining the integrity of the well. Well integrity is defined in the NORSOK D10 standard as the "*application of technical, operational, and organizational solutions to reduce the risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the entire life cycle of the well*" (NORSOK D-10 standard, 2013). Two main components control a well's integrity: casing and cement. Although different researchers have studied many casing-cement properties, thermal properties remain the least investigated parameters.

Abid et al. (2023) define thermal conductivity as "the flow of heat through the unit cross-section length of the material", whereas thermal expansion is defined as the change in dimensions of any material when exposed to changes in temperatures, and it can be linear, areal or volumetric (Bajpai, 2018). These thermal properties are important due to the effects that thermal loads may generate in both the casing and cement. In the casing, thermal expansion may lead to a collapse due to the induced stresses that might exceed the yield strength in compression (Kaldal and Thorbjornsson, 2016), whereas cement sheath may suffer from debonding from casing, cracks or deterioration in the mechanical strength (Abid et al., 2023). Moreover, thermal properties play an important role in some optimizations for injections in geothermal wells, especially when trying to maintain the injection fluid temperature. Low-temperature injection fluid can affect the mechanical properties, integrity of the reservoir rock,

and overall system efficiency through fluid short-cutting and uncontrolled fractures. On the other hand, the efficiency of the geothermal project depends on the heat gathered at the surface from the working fluid. Therefore, the cement at the bottom of the well should have high thermal conductivity, which will facilitate the heat transfer, while at the upper section of the well, cement with low thermal conductivity should be placed that will restrict the heat dissipation to the surrounding formation (Teodoriu et al., 2017). Therefore, this study focuses on finding the thermal properties of oil well cements. In that respect, thermal conductivity and coefficient of linear thermal expansion (CLTE) measurements will be presented.

Methodology

The equipment used to measure the thermal conductivity consists of a Thermtest Portable Measurement Platform -2 (MP 2) with a 50 mm probe as shown in Figure 1.



Figure 1: Measurement Platform -2 (MP 2) with 50 mm probe for the measurement of thermal conductivity.

The coefficient of linear thermal expansion is measured by a novel apparatus designed in the Well Integrity laboratory, as illustrated in Figure 2.

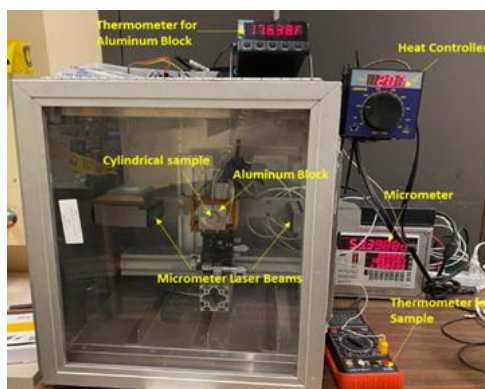


Figure 2: Novel apparatus used for coefficient of linear thermal expansion measurements.

The working principle of the equipment can be found in our previous studies (Abid et al., 2023 and Velazco, 2023). This study used neat Class G and Class G + 5% Sand to measure thermal conductivity, whereas Class G + 5% Sand was used for thermal expansion.

Results

The results of thermal conductivity measured in Class G and Class G + 5% Sand are shown in Figure 3. The graphs show the values in wet and dry curing conditions versus curing time. For the neat class G, thermal conductivity for wet-cured samples from 45 to 301 days was 1.263 and 1.285 W/mK, respectively, with a percentage difference of 1.70%. While for the same time period, the dry-cured sample showed a difference of 11.98%. For the Class G + 5% Sand, after 45 and 301 days of curing, the thermal conductivity for the wet-cured sample was 1.223 and 1.144 W/mK, respectively, with a percentage difference of 6.62%. Meanwhile, the difference was 15.50% for dry-cured samples for the same time period. It can be seen from

the result that irrespective of the sample curing time or sample, the thermal conductivity of the dry-cured samples was always lower than the samples cured in wet conditions. In the initial days of curing, the fluctuation in thermal conductivity can be observed, whereas, after certain curing days, the thermal conductivity value becomes consistent.

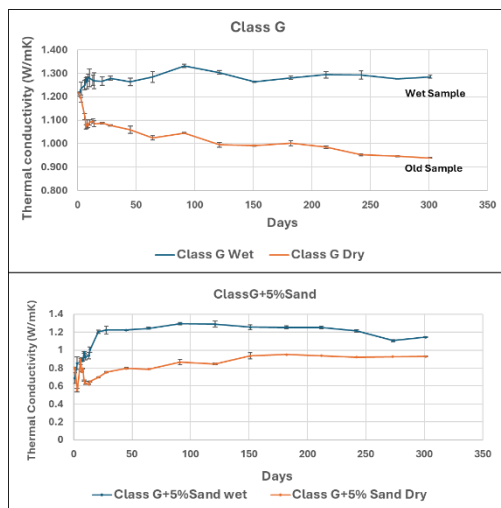


Figure 3: Thermal conductivity for both Class G and Class G + 5% Sand versus time

For thermal expansion, the samples measured were Aluminum and Class G + 5% Sand, which was cured for one year. Figure 4 shows the coefficient of linear thermal expansion (CLTE) results of the experiments performed at 200, 300, and 400 °F. The aluminum is used as a reference material, demonstrating the equipment's reliability.

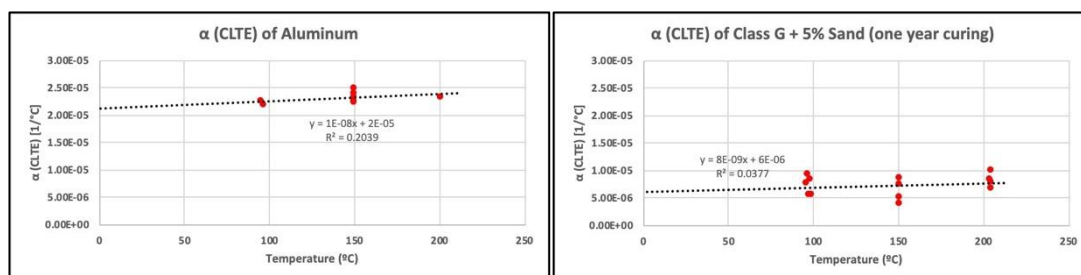


Figure 4: CLTE for Aluminum and Class G + 5% Sand for one-year curing time

From above, it can be noticed that the values of the coefficient of linear thermal expansion (CLTE) for the aluminum were in the range between $2.1 \cdot 10^{-5}$ [1/°C] to $2.5 \cdot 10^{-5}$ [1/°C], which was in accordance with values presented in the literature by The Engineering Toolbox and Dunn (2016). For the Class G + 5% Sand, the values were in the range between $5 \cdot 10^{-6}$ [1/°C] to $1 \cdot 10^{-5}$ [1/°C], with most of them lying around 7 and $9 \cdot 10^{-6}$ [1/°C]. These values were close to the values presented by Loiseau (2014) of $8.8 \cdot 10^{-6}$ [1/°C] in a mixture of Class G + 40% Silica. Furthermore, it can be noticed that the values of CLTE show consistency, which could be related to the long curing time under which the sample was exposed.

Discussions

Thermal conductivity showed lower values for the dry-cured samples in comparison with the wet samples. The reason is that the thermal conductivity of air is almost 25 times less than the thermal conductivity of water (Bessenouci, et al., 2014). Moreover, it was observed that dry-cured Class G+ 5% Sand showed a higher percentage value difference after 45 to 301 days of curing. This is because, after 120 days of curing, the dry-cured Class G+5% Sand sample was mistakenly placed in the water for a week and then removed from the water and placed back in the dry condition. Therefore, it can be said that even small exposure of the cement to

moisture can drastically impact the thermal conductivity of the samples. Additionally, the samples with 5% Sand in the Class G cement showed lower values of thermal conductivity than the neat Class G cement. More details on thermal conductivity and different additives and their effect on cement can be found in Abid, et al., (2023). Meanwhile, the CLTE values measured for Class G + 5% Sand were close to those presented by Loiseau (2014) for a cement mixture used in high-temperature applications.

Conclusions

This study shows that thermal conductivity is a time-dependent property; therefore, the values obtained in initial curing days might not be realistic. Moreover, it was also found that adding additives to cement affects the thermal properties of the cement and lowers its value. The CLTE values obtained for aluminum were in accordance with the value present in the literature, which shows the reliability of the novel apparatus. The CLTE values obtained for the cement Class G + 5% Sand were similar to those obtained in the cement mixture used in HT applications studied by Loiseau (2014). The values also showed consistency, which can be attributed to the curing conditions. From the measurements of both thermal expansion and conductivity, it is noticed that the thermal properties of the cement become consistent with the increase in curing age, which shows that the cement's thermal properties are time-dependent.

References

1. Abid, K., Sharma, A., Ahmed, S., Srivastava, S., Toledo Velazco, A., Teodoriu, C. (2022). "A Review on Geothermal Energy and HPHT Packers for Geothermal Applications". *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en15197357>
2. Abid, K., Srivastava, S., Tellez, M., Amani, M., & Teodoriu, C. (2023). Experimental and machine learning study of thermal conductivity of cement composites for geothermal wells. *Geothermics*.
3. Abid, K., Velazco, A. T., Teodoriu, C., & Amani, M. (2023, June). Investigations on Cement Thermal Properties with Direct Application to Underground Energy Storage. In *ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium* (pp. ARMA-2023). ARMA
4. Bessenouci, M., Bibi-Triki, N., Bendimerad, S., Nakoul, Z., Khelladi, S., & Hakem, A. (2014). Influence of Humidity on the Apparent Thermal Conductivity of Concrete Pozzolan. *Physics Procedia*, 150-156
5. Dudley, B. (2017). *BP Energy Outlook—2017 Edition*; British Petroleum: London, UK.
6. Kagel, A., Bates, D. & Gawell, K. (2005). A guide to geothermal energy and the environment. GEOTHERMAL ENERGY ASSOCIATION. <https://doi.org/10.2172/897425>
7. Kaldal, G. S., & Þorbjörnsson, O. I. (2016). Thermal expansion of casings in geothermal wells and possible mitigation of resultant axial strain. In *European geothermal congress*.
8. Loiseau, A. (2014). Thermal Expansion of Cement and Well Integrity of Heavy Oil Wells. SPE-171066-MS
9. Lund, J.W. World Status of Geothermal Use Overview 1995–1999. In *Proceedings of the World Geothermal Congress*. (2000). Kyushu- T ohoku, Jap an, 28 M ay –10 June 2000.
10. NORSOK. (2013). Norsok Standard D-010 Well Integrity in Drilling and Well Operations; *NORSOK*.
11. Teodoriu, C., Ichim, A., & Falcone, G. (2017, February). Design optimization of geothermal wells using an improved overall heat transfer coefficient. In *Proceedings of the 42nd Stanford Geothermal Workshop, Stanford, CA, USA* (pp. 13-14).
12. Velazco, A. T., Abid, K., & Teodoriu, C. (2023). Thermal Expansion Investigation of Oilwell Cements Using Novel Apparatus. In *48th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford: Stanford University*.

A Discussion of the Cementless Well Construction and the impact towards Well Integrity

K. Abid, C. Teodoriu

Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering, University of Oklahoma, USA

Abstract

The integrity of the well is mainly dependent upon casing and cement. However, it will be interesting to find out whether the same standard of well integrity can be achieved with cementless well construction or not. In this respect, different well construction presented in the past year's literature will be discussed in this paper along with the long-term load-bearing capacity of cement in wells is analyzed.

A review study on the vertical, lean hole, pre-salt, and horizontal well will be presented in the first part of this study. To find the efficiency of the thin cement sheet in the lean hole, a straightforward mathematical calculation of the casing-to-cement ratio was made. Contrary to the existing standards that back the thin cement sheet in the lean well profile, our calculations have found that the thin cement sheet will not perform better as a barrier in the lean hole well. Consequently, there is a need for a novel solution.

Whereas in the second part of this paper, different well constructions that are relatively new will be discussed that will include the metallic wellbore isolation and external casing packer. One of the better alternatives to the well cement is hydraulically expanded metal packers. These sorts of packers are mounted over the casing joint and can rotate while it is lowered into the well. Moreover, these packers have a high diametrical expansion that can confine the whole wellbore geometry. FEA is used to analyze the load-bearing capabilities of these packers in various well types. This approach will help to determine the suitability of this innovative technology for replacing cement in different well types.

From this study, it is found that one of the approaches to replace the cement in the wellbore will be the use of a hydraulic expandable packer. Moreover, this approach will assist in lowering the release of CO₂ in the atmosphere, as the production of cement is a CO₂ intensive process as 1 kg of cement production releases about 0.5 to 0.9 kg of CO₂ into the atmosphere.

Introduction

At present well integrity has become an important topic as the success of the project, whether it is the extraction and exploration of oil and gas, geothermal, Carbon Capture and Storage (CCS), or Underground Hydrogen Storage (UHS), is dependent on it. Well integrity, in its most basic explanation, refers to the capacity of a well to control the injection or production of fluids effectively while also preventing any undesired migration of formation fluids beyond the boundaries of the well system. While Norsk Søkkel Konkurransespesisjon (NORSOK D-010, 2013) defines well integrity as the "application of technical, operational, and organizational solutions to reduce the risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the entire life cycle of the well."

The two most important barriers that ensure the well's integrity are casing and cement. Hence, while planning well, it is important to consider the downhole condition. The downhole environment, such as high temperature, gases, completion, production, or drilling fluid, can affect the casing and cement integrity. If the cement and casing are not selected accordingly, then there is a risk that these barriers can fail during the well's life, which can cause financial loss and human injury. Cement has always been an essential part of the well construction as it provides zonal isolations. However, cement has its challenges when exposed to different

wellbore conditions. Therefore, this study presents the cementless zonal isolation technique through a metal expandable packer (MEP) by Welltec, which can reduce the operation time and the cost of the drilling operation.

Results and Discussions

In order to show the stresses applied to the cement in different well configurations, the first step is to find the cement clearance (cement sheath thickness). This equation assumes 100% casing standoff: $CC = (A-B)/2$. Where CC is cement clearance, A is the diameter of the hole, and B is the outer diameter of the casing.

The approach utilized by Teodoriu et al., 2010 is used to calculate the stresses in the cement in this study. Figure 1 shows the conventional (bright green) and lean well configurations (green). The well's lean profile will reduce the wear of material, drill cutting volume, and drilling capacity. Nonetheless, it must be noted that the lean well profile will also reduce the cement clearance to the minimum possible.

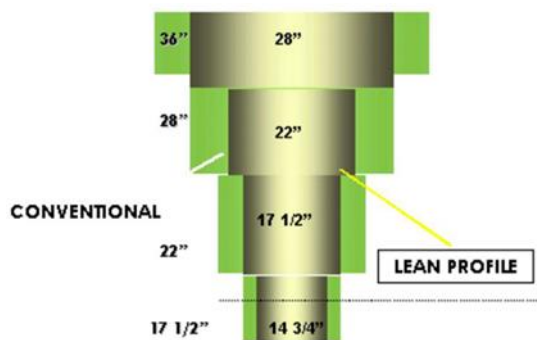


Figure 1: Lean vs conventional well profile (Calderoni et al., 2010)

Figure 2 illustrates the calculated maximum tangential stresses for the cement sheath in wells with various casing and wellbore configurations. The graph demonstrates that increasing the cement thickness initially leads to a slight increase in stresses, which then stabilizes. It is noteworthy that assuming 13 3/8" J55 casing grade, the internal pressure of 3,895 psi corresponds to 80% of the minimum yield pressure. Despite using a low elastic modulus of only 690,000 psi for this calculation, the stresses indicate that most of the cement will fail in tension, even at 2,500 psi. The solution can be using cement with cement that has high tensile strength and low Young's modulus. However, having such a cement is not practically possible.

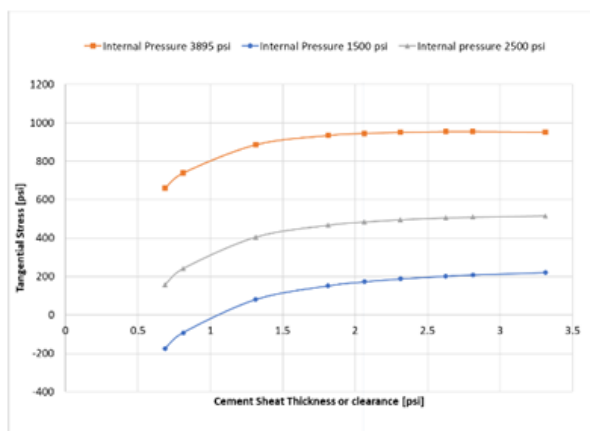


Figure 2: Cement clearance vs the tangential stresses in the cement sheath in various internal pressures

The values presented in Figures 2 and 3 assume a perfect cementing job, which is not feasible in a filed application. It can be seen from Figure 4 that as the standoff percentage is

reduced, the tangential stress in the cement increases, which can make the cement sheath weaker and prone to failure.

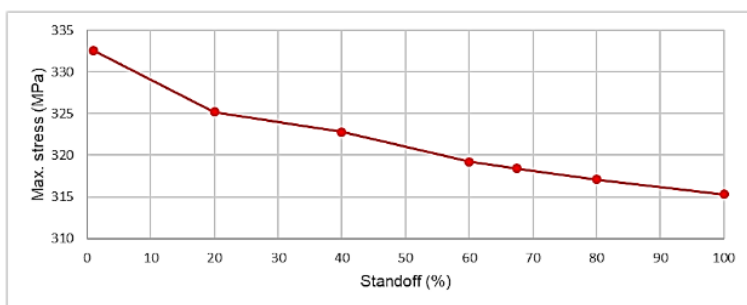


Figure 3: Cement clearance vs the tangential stresses in the cement sheath (Mendez et al., 2018)

MEP, which is a mechanical device capable of both sealing the annulus and centralizing the casing simultaneously would be highly advantageous. Given that cement is more prone to failure under tension during various internal pressure load conditions in a well, a viable solution involves replacing cement with mechanical barrier technologies like external metal packers. A newly designed metal expandable packer (MEP) was introduced by WellTec as an alternative to cement, specifically aimed at providing a reliable well annular barrier (WAB) where effective annular pressure isolation was necessary. The primary benefits of MEP include mitigation of sustained casing pressure (SCP) and less cement usage during well construction. By tackling these issues, MEP contributes to improved well integrity, thereby reducing the risk of blowouts and eliminating the need for flaring harmful gases. Figure 4 illustrates a typical application of MEP for establishing a reliable WAB in horizontal and multilateral well configurations. It was found through finite element analysis that maximum contact stresses can be managed through careful control of the expansion of the sleeve and shape. The design of the MEP can be meticulously tailored to ensure adequate contact pressure and sealing capability, even in the most challenging borehole geometries, as outlined in the ISO14310 standard. The qualification test on the MEP was successfully conducted according to the ISO 14310 / API11D1 standard. Figure 5 shows the well-construction concept with respect to MEP and the conventional cement approach. It can be seen from the figure that MEP is required to be installed at the casing shoe of each casing string. Meanwhile, for the surface casing, MEP alone or the combination of MEP with cement can be used for its installation. The placement of the MEP in the well bore will be in the hard formation, which will restrict the cross-flow between the formations. It is important to emphasize that MEP will also be installed at the casing shoe. This approach will completely isolate the annulus between the casing, reducing the risk of casing pressure.

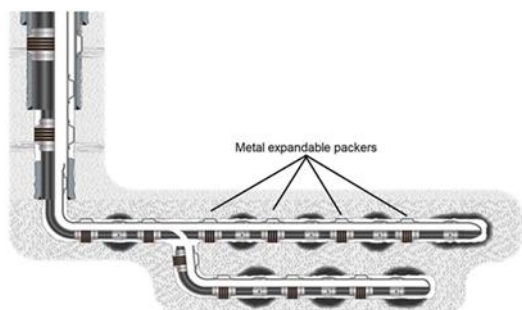


Figure 4: MEP used in a multilateral well

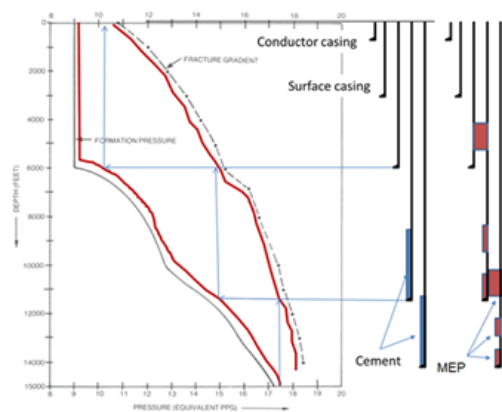


Figure 5: Well construction concept through MEP

Conclusion

The lean well concept is considered to reduce the cost of drilling operations compared to conventional wells. However, it should be noted that in lean well designs, the cement clearance will be reduced, exposing the cement to higher stresses under the same load conditions, thereby increasing the risk of failure. An alternative solution proposed is the utilization of MEP (Metal Expandable Packers), which can effectively seal long wellbore sections by providing metallic to-formation isolation and is cost-effective. This approach can ensure controllable and reliable long-term well integrity.

References

- Calderoni, A., Donati, F., Ferrara, P., Maestrami, M., Oppelt, J., & Krüger, S. (2010). From Lean to Extreme-Lean Well Profile: Field Experience in the Mediterranean Sea. *SPE Drill & Compl*, 19–26.
- Mendez, M., Ichim, A., & Teodoriu, C. (2018). The Effect of Wellbore Centralization in Geothermal Wells. 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford: Stanford University.
- NORSOK D-010. (2013). Well integrity in drilling and well operations. NORSOK.
- Teodoriu, C., Ugwu, I., & Schubert, J. (2010). Estimation of Casing-Cement-Formation Interaction using a new Analytical Model. *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Barcelona: SPE.

Case Study of 3D Geomechanical Model of Salt Dome in North German Basin

J. Diessl¹, H. Stockhausen¹, E. Kårstad¹, M. Bruno², J. Vickers³, A. Kellner⁴

¹THREE60 Energy Norway, Stavanger, Norway, ²GeoMechanics Technologies, Los Angeles, United States of America, ³Vermilion Energy, Hannover, Germany, ⁴Vermilion Energy, Geoscience, Hannover, Germany

The energy crisis in Europe has stimulated the re-evaluation of historically uneconomic hydrocarbon resources. This case study focuses on the North German basin, where a lot of exploration wells have previously been drilled, but only a few fields developed successfully in what is a geologically challenging structural region, due to the formation of salt domes within the Zechstein group. The stress field around and below these domes is highly influenced by the structure of the salt diapirs and requires a full 3D analysis of in-situ conditions to optimize drilling both close to the flanks and when exiting at the base of the salt dome.

In this case study a workflow of setting up and applying a 3D geomechanical model to establish a base for well trajectory planning, is presented. Three existing wells are used to evaluate the numerical model, based on breakout observations and drilling events. The 3D geomechanical model then provides a guideline for finding the most optimal well trajectory and avoiding high-risk areas. Mud losses are typical challenges near the top of salt dome structures, while wellbore collapse and shear failures can be experienced along the flanks. Balancing risks when exiting salt is a well-known challenge, with potential problems including mud losses, salt creep, washouts, stuck pipe, and even borehole collapse. Based on stress changes around the salt dome optimised drilling directions can be identified. Due to the limited availability of high-quality model calibration data, a sensitivity study was performed to evaluate the uncertainties in critical parameters such as in-situ stresses and rock mechanical properties.

The short-term study shows that a good baseline 3D study can be utilised for practical field applications within a reasonable time frame.

Reservoir Simulation Studies in Underground Hydrogen Storage in a Depleted Gas Reservoir – Northwestern Germany

D. A. von Reinicke Laredo, S. Roy, A. Henk

TU Darmstadt - Institute of Applied Geosciences, Engineering Geology, Darmstadt, Germany

To achieve a carbon-free economy in the medium term, hydrogen has been proposed as a viable solution. This requires large-scale subsurface storage options, especially, if green H₂ produced from fluctuating renewable energy sources like wind and solar energy is considered. While H₂ has already been stored successfully in salt caverns for decades, H₂ storage in porous media like hydrocarbon-depleted reservoirs and saline aquifers still requires further research. We use an almost depleted gas reservoir in NW Germany to test various scenarios regarding withdrawal/injection cycles and different cushion gases. The case study field presents a faulted reservoir in a highly fractured rock of Upper Permian (Zechstein) age, consisting mainly of dolomite as reservoir rock and anhydrite as cap rock. A history-matched dynamic model starting in 1959 of a gas-depleted reservoir calibrated from the comprehensive information available for the reservoir site serves as a hypothetical base case for seasonal H₂ storage, intending to store around 300 MMsm³. From then, an isothermal compositional reservoir simulator with 7 components is used including H₂S to monitor its concentration. Eight prediction cases were simulated, excluding: diffusion, dispersion, and microbial reaction. Between each case, changes are made to the type and amount of cushion gas injected following the same injection/withdrawal cycle, mixing the cushion gas between N₂+CH₄, H₂+N₂, H₂+CH₄, H₂+CO₂, pure CH₄, pure CO₂, pure N₂, and pure H₂. Following an initial filling from entirely the cushion gas for 33 months of around 0.73 (MMsm³/d), afterward, the initial withdrawal begins for 2 mos. from the working gas of around 3.6 (MMsm³/d) and then the withdrawal/injection cycles for 3(W)/6(I) mos. The amount of working gas injected increases to 1.8 (MMsm³/d) after the first withdrawal, with a shut-down phase for 1 mo. after withdrawal and 2 mos. after injection, for 7 times; resulting in a total of 8 cycles for H₂ production. The applied amounts were to avoid any spilling due to the highly-fracture nature of the reservoir. In a subsequent simulation from the case of using pure N₂, the prediction time increased to observe its changes over the next 7 years. To assess the overall recovery of H₂ and H₂S concentration, a volumetric and molar storage balance was analyzed. Based on the results of all 8 simulations, at least on the first 4 cycles, less H₂ is recovered, except if pure H₂ is injected from the beginning as a buildup phase. Despite this, all simulations show a higher H₂ recovery for the last cycle, from 96% (pure N₂) to 99% (pure H₂). Regarding H₂S, shows a diluted concentration while the storage cycles increase. A longer-time prediction reveals that H₂ recovery for the last cycle can nearly reach 100%. The next steps involve realizing a thermal simulation to observe the temperature effect on the storage process, alongside a preliminary economic study of the storage site to determine its feasibility.

Cybersecurity: From Theory to Practice

D. Bausch, J. Möller

Siemens AG, Mannheim

Abstract

Cybersecurity in the oil and gas industry is of utmost importance due to the critical nature of the infrastructure and the potential consequences of cyber-attacks.

In view of the increasing digitalization and networking in the industry, the security of information systems is of the utmost importance.

Firstly, legal requirements need to be looked at, e.g. through NIS2 and the IT Security Act (KRITIS). These laws and regulations form the framework for the security measures that companies in the oil and gas industry must take.

Secondly, differences between safety and security need to be observed. Although these terms are often used interchangeably, in practice they have different meanings and implications, especially in relation to cybersecurity.

Lastly, technical cybersecurity fields of action (e.g. segmentation, OT/IT separation, DMZ1, attack detection systems) in the oil and gas industry (KRITIS). Practical measures and strategies that companies can implement to protect their systems and data are presented here.

Legal framework

Firstly, the NIS 2.0 directive and the IT-security act (KRITIS) are regulatory frameworks that aim to enhance the cybersecurity of critical infrastructure as well as essential and important industries including the oil and gas sector. These directives outline cybersecurity requirements and incident reporting obligations, aiming to ensure the protection of critical systems and services. Compliance with these regulations is essential for oil and gas companies to mitigate cyber risks and maintain operational resilience.

Entities that are in focus of NIS2 are:

- Essential entities with 250+ employees, 50 million Euro annual turnover or Critical Infrastructure.
- Important entities with 50+ employees or 10 million Euro annual turnover

Safety and Security

It is crucial to understand the distinction between safety and security when considering cybersecurity in the oil and gas industry. Safety primarily focuses on protecting physical assets and ensuring operational reliability, whereas security pertains to safeguarding digital assets by e.g. preventing unauthorized access, unauthorized disclosure of information or unauthorized use of information, systems, and solutions. While safety measures focus on preventing accidents and ensuring human and environmental well-being, security measures aim to protect against cyber threats and data breaches. It is important for oil and gas companies to adopt a comprehensive approach that integrates both safety and security measures to mitigate risks effectively. A safety measure can be for instance to close a gate valve automatically in case of a leak. A security measure is to prevent for example a hacker attack that leads to a nonoperational state of the pipeline because it cannot be controlled any longer.

Fields of Action

Oil and gas companies can implement various technical fields of action to enhance their cybersecurity posture. One such field is the segmentation and separation of IT/OT systems. By isolating and compartmentalizing these systems, organizations can minimize the potential impact of cyber-attacks. Segmentation helps prevent unauthorized access and the lateral movement of threats within the network. Additionally, the separation of IT (Information

Technology) and OT (Operational Technology) systems allows for better identification and monitoring of cyber threats, as it enables focused analysis and response within each environment.

Other technical fields of action for oil and gas companies may include implementing robust access controls, conducting regular vulnerability assessments and penetration testing, deploying intrusion detection and prevention systems, and establishing incident response and recovery plans. These measures help in identifying and mitigating cyber threats promptly, minimizing potential disruptions to critical operations.

In practice this is similar to the following principle:

The asset owner has to raise awareness for rules and regulations to make sure the plant is operated securely and implement the right technological measures. The system integrator is responsible for delivering a secure system based on customer requirements and behaves accordingly during commissioning.

During operations of service companies and operators in the field, these two parties have to work together to maintain needed security and safety. This means not only raising awareness in safety topics such as the correct operation of valves but also in security topics, like the ban of USB drives.

Business impacts of not addressing these topic will eventually lead to

- Limited Resources
 - Firefighting vs. focus on strategic issues
 - Loss of expertise
- Decreased productivity
 - Decreased capacity
 - Lower outputs
- Lack of compliance
 - Cybersecurity hacks and ransomware
 - Regulatory penalties and fines
- Customer Dissatisfaction
 - Negative brand reputation
 - Loss of competitive advantage
- Stakeholder Concerns
 - Investor Profitability concerns
 - Erosion in stakeholder value

In conclusion, cybersecurity in the oil and gas industry is vital to protect critical infrastructure and mitigate the risks associated with cyber-attacks. Compliance with regulations such as the NIS 2.0 directive and the IT security act (KRITIS) is mandatory. Furthermore, adopting a comprehensive approach that integrates safety and security measures is crucial.

Implementing technical fields of action, such as segmentation and separation of IT/OT systems, strengthens the overall cybersecurity posture of oil and gas companies, enabling better identification and mitigation of cyber threats. But security is not only an area of technology. Also security policies and processes need to be developed, rolled out and managed on a regular basis. On top of that it is essential to have the people in place that are aware of cybersecurity, know the policies and processes and know how to operate and maintain the technology that is implemented in the right way.

Einsatz von CO₂ und Polymer in einer stark geklüfteten Karbonatlagerstätte

D. Unursaikhan, C. Freese, M. Amro
TU Bergakademie Freiberg, Freiberg, Germany

Der Großteil der weltweiten Ölreserven ist in Karbonatgestein gespeichert. Die angewendeten EOR-Verfahren müssen den physiko-chemischen Gegebenheiten der Lagerstätte wie z.B. dem Adsorptionsvermögen des Lagerstättengesteins Rechnung tragen

Derzeit gibt es mehrere EOR-Verfahren, die sich bei der Verbesserung der Ölgewinnung aus Karbonatgestein als wirksam erwiesen haben z.B. die Injektion von CO₂ in die Lagerstätte. Der praktischen Anwendung einiger dieser Verfahren stehen jedoch den hohen Kosten entgegen. Verfahren, die negative Auswirkungen auf die Umwelt haben, sind ebenfalls von der Anwendung auszuschließen.

In diesem Beitrag wird am Beispiel einer stark geklüfteten KW-Lagerstätte im Mittleren Osten das Potential der Anwendung von CO₂ und Polymer zur Produktionssteigerung verglichen. Die Lagerstätte hat neben den Klüften in der Matrix über 50% Mikroporen. In geklüfteten Lagerstätten eignen sich Polymere zur Ausbeutesteigerung, während in den Mikroporen CO₂ wirksamer ist. Aufgrund dieser Tatsache wird in dieser Arbeit eine Kombination beider Verfahren untersucht. Anhand von Kernflut-Experimenten werden die Wirksamkeit dieser Verfahren unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen untersucht. Es wurden sowohl natürlich ölgesättigte Kerne eingesetzt als auch Kerne, die mit Soxhlet gereinigt wurden, um sie anschließend definiert mit Öl zu sättigen. Die Ergebnisse zeigen, dass an natürlich gesättigten Kernen weniger Öl mobilisiert werden konnte als an den künstlich gesättigten Kernen. Der Vorteil künstlich gesättigter Kerne besteht darin, dass man aufgrund der vorangegangenen Soxhlet-Reinigung nach der erfolgten Aufsättigung mehr Information über die Sättigungszustände in der Matrix hat.

Die Eignung von Polymeren wird anhand von Versuchsergebnissen diskutiert und mit den Ergebnissen der CO₂-Injektionen dahingehend verglichen, ob eine Kombination beider Methoden für die betrachtete Lagerstätte eine Option für die zukünftige Förderstrategie darstellt.

Übersichtskarte explorationsrelevanter Gesteine für hydrothermale Geothermie in Niedersachsen 1:500.000

R. Pierau, W. Wirth

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover, Germany

Die Gewinnung von Erdwärme mittels hydrothormaler Tiefengeothermie gilt als erfolgreich erprobte, klimaschonende und regenerative Form der Energiegewinnung. Um dieser Technologie den Weg zu ebnet, erarbeitet das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) kontinuierlich Kartenserien zur Verbreitung und zu den hydraulischen Eigenschaften besonders explorationsrelevanter Gesteine. Als explorationsrelevant werden regional zusammenhängende geologische Einheiten mit spezifischen Eigenschaften bezeichnet, in denen gebietsweise hydrothermale Potenziale vermutet werden. Das LBEG hat bisher zwei detaillierte Kartenserien zu möglichen explorationsrelevanten Sandsteinen der Unterkreide in Niedersachsen erarbeitet. Die neue Übersichtskarte fasst diese und andere Darstellungen zur Verbreitung von explorationsrelevanten Gesteinen in Niedersachsen zusammen. Dazu stellt sie die Verbreitung der Kalksteine des Maastricht (Oberkreide) nach Kinzel (2021), Sandsteine der Unterkreide nach Pierau et al. (2022), Sandsteine des Oberbajoc (Dogger) und der Exter-Formation (Keuper) nach Franz et al. (2015) sowie Sandsteine der Solling-Formation (Buntsandstein) nach Beutler et al. (1994) vereinfacht dar. Diese Karte liefert eine Grundlage für die Beratung von potenziellen Nutzern bei der Auswahl erfolgsversprechender Standorte für hydrothermale Geothermie. Weiterhin kann sie für eventuelle zukünftige Anwendungen, wie z. B. der Bewertungen der Förderwürdigkeit von Projekten im Rahmen staatlicher Förderprogramme oder einer gebietsabhängigen Meldepflicht für nachnutzbare Bohrungen herangezogen werden. Sie ersetzt jedoch weder lokale geologische Betrachtungen noch Machbarkeitsanalysen oder Potenzialstudien. So wird bei den dargestellten vermuteten Ressourcen nicht nach dem erwarteten Temperatur- oder Leistungsniveau der gewinnbaren Wärme oder nach deren praktischer Nutzbarkeit differenziert. Weiterhin erhebt die Darstellung keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es ist somit zu erwarten, dass weitere, hier noch nicht dargestellte Ressourcen existieren. Diese können auch in Gebieten liegen, in denen bisher keine explorationsrelevanten Gesteine kartiert wurden.

Quellen:

- Beutler, G., Röhling, H.-G., Schulz, R., Werner, K.-H., Rockel, W., Becker, U., Kabus, F., Kellner, T., Lenz, G. und Schneider, H. (1994): Regionale Untersuchungen von geothermischen Reserven und Ressourcen in Nordwestdeutschland – Endbericht, NLFb, Hannover, 148 Seiten
- Franz, M., Wolfgramm, M., Barth, G., Nowak, K., Zimmermann, J., Budach, I. und Thorwart, K. (2015): „Verbundprojekt: Identifikation hydraulisch geeigneter Bereiche innerhalb der mesozoischen Sandsteinaquifere in Norddeutschland“, Schlussbericht, TU Bergakademie Freiberg, 317 Seiten
- Kinzel, M. (2021): Neue Chancen für Tiefengeothermie-Projekte in Niedersachsen, ERDÖL ERDGAS KOHLE, 137,6, Seiten 14 - 22
- Pierau, R., Schöner, R. und Wirth, W. (2022): Explorationsrelevante Gesteine für hydrothermale Tiefengeothermie in Niedersachsen, LBEG, 14 Seiten

Technology Readiness Level Assessment nach DNV-RP-A203 von Untertagebauteilen für die Speicherung von Wasserstoff

L. Ochmann¹, A. Acht¹, C. McMichael², A. Moffat²

¹AtkinsRéalis, Oldenburg, Germany, ²AtkinsRéalis, Glasgow, United Kingdom

Eine der Schlüsseltechnologien zur Verringerung von CO₂-Emissionen ist die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger. Mit dem Aufbau einer vollumfänglichen Wasserstoffinfrastruktur geht ein großer Bedarf zur Speicherung einher. Ähnlich wie bei Erdgas kann dieser Bedarf nur durch untertägige Speicherung, vorzugsweise in Salzkavernen, realisiert werden. Trotz jahrzehntelanger Betriebserfahrung auf diesem Gebiet, ist die Speicherung eines neuen Stoffes wie Wasserstoff mit Risiken verbunden, die sich aus dem bisher nicht vollumfänglich untersuchten Stand der Technik für diesen Anwendungsfall ergeben.

Um die technologische Anwendbarkeit von derzeit verwendetem Bohrungsequipment zu beurteilen und weiteren Entwicklungsbedarf festzustellen, wurde anhand des Leitfadens DNV-RP-A203 ein Technology Readiness Level Assessment durchgeführt. Dafür wurden zunächst die relevanten unter- und obertägigen Bauteile identifiziert. Die ursächlichen Versagensmechanismen für die verwendeten Materialien und Bauteile wurden herausgearbeitet. Unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Faktoren wie Druck, Temperatur und Fließraten wurden alle Bauteile im Anschluss in eine neunstufige Skala zum technologischen Reifegrad eingeordnet.

Neben dauerhaft verwendeten Bauteilen (z.B. Tubing, Casing, Zement, Wellhead, SSSV, Packer, etc.) wurde auch temporäres Equipment wie Bridge Plugs untersucht. Das Ergebnis zeigt, dass sich viele Ausrüstungsgegenstände erst im Prototypen-Status befinden, da ein umfangreicher Feldeinsatz noch nicht stattgefunden hat. Es kann jedoch gezeigt werden, dass zum Teil auf die Erfahrungen aus der Sauergasproduktion zurückgegriffen werden kann, da dort ähnliche chemisch-physikalische Schädigungsprozesse beteiligt sind. Zusätzlich kann aus der Anwendung von Materialien in anderen Industrien gelernt werden, sodass davon ausgegangen werden kann, dass ein ausreichender Reifegrad mit angemessenem Aufwand erreichbar ist.

Der Vortrag bietet einen umfassenden Überblick über den technologischen Reifegrad von Bohrungsausrüstung zur Speicherung von Wasserstoff. Ein spezieller Fokus wird auf die Diskussion von Equipment gelegt, das derzeit noch weitere Entwicklung benötigt.

Hydrogeochemische Modellierung von Geothermiekraftwerksprozessen mittels eines Digitalen Zwillings

L. Yström¹, M. Trumpp¹, J. Amtmann², D. Winter³, J. Koschikowski³, F. Nitschke¹

¹Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Geothermal Energy and Reservoir Technology, Karlsruhe, Germany, ²Geosaic GmbH, Knittelfeld, Austria, ³Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Freiburg, Germany

Zur Effizienzsteigerungen von Energieproduktion in Geothermiekraftwerken durch Erniedrigung der Reinjektionstemperatur stehen meist thermodynamischen Randbedingungen des Fluides entgegen. Zum Teil sind Tiefenwässer hoch mineralisiert und tendieren daher verstärkt zu unkontrollierten Mineralausfällung bei Absenkung der Reinjektionstemperatur bzw. Druckentlastung des Fluides. Diese hydrochemischen Bedingungen stellen die dominanten limitierenden Faktoren für die Effizienz von Geothermiekraftwerken dar. Komplexe standortspezifische Thermalwasserchemie erschwert deren Vorhersage und Quantifizierung mittels einfacher deterministischer Modelle. Aus diesem Grund wurde eine neuerarbeitete thermodynamische Datenbank aufgesetzt und ein Digitaler Zwilling programmiert. Diese können zur detaillierten Berechnung der standortspezifischen Korrosions-, Ausfällungs- und Entgasungspotentialen genutzt werden, um mögliche Effizienzsteigerungen des Geothermiekraftwerks zu ermitteln.

MALEG - Machine learning for enhancing geothermal energy production through a mobile hardware twin

M. Trumpp¹, D. Winter⁴, L. Yström¹, F. Eichinger², J. Amtmann³, J. Koschikowski⁴, T. Kohl¹, F. Nitschke¹

¹Karlsruhe Institute of Technology, Geothermal Energy and Reservoir Technology, Karlsruhe Germany,

²Hydroisotop GmbH, Schweitenkirchen, Germany,

³Geosaic GmbH, Knittelfeld, Austria,

⁴Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany

Abstract

To improve the efficiency of geothermal energy production the reinjection temperature has to be reduced. However, in most cases the geothermal fluid composition is counteracting this temperature reduction. Whilst pressure relief or cooling, highly mineralized geothermal fluids tend to rise uncontrolled mineral precipitation or degassing. This is a strict limiting factor for the efficient and continuous operation of geothermal power plants. The complex and site-specific hydrochemistry of the fluids complicates the prediction and quantification of mineral precipitation using deterministic geochemical models. In the MALEG project, geochemical models are complemented by artificial intelligence, which is trained with hydrochemical data provided by on-site experiments. For this purpose, a demonstrator is built resembling a hardware twin of the geothermal power plant, which is capable of representing the thermodynamic processes in the system. The hardware twin will be connected to the power plant via a bypass to conduct hydrochemical precipitation experiments. Continuous monitoring of fluid and solid samples accompanies the experiments to evaluate potential mineral precipitation. These precipitation processes are dependent on the chemical milieu of the fluid. Changing system parameters such as pressure, temperature, pH, or salinity enable the formation of mineral precipitation. The application of the hardware twin and the corresponding hydrochemical experiments are planned for three geothermal systems involving different reservoir conditions. The collected and analyzed data will set up a diverse hydrochemical database, which will be used to develop the AI-based prediction tool called MALEG. In addition, a digital twin consisting of deterministic geochemical models will validate the predictions of MALEG. Thus, the impact of changes in the fluid chemistry can be predicted more accurately.

Introduction

Geothermal energy production is a crucial element of a diverse energy mix for the future. It provides reliable baseload energy, with the amount of energy produced directly proportional to the temperature difference between production and injection. The temperature of the produced brine determines whether power or heat can be generated. Higher temperature differences significantly increase power plant efficiency. The reservoir brine is typically enriched with dissolved minerals, often being even highly saline (Sanjuan et al., 2016). This limits the cooling ability of the fluid in surface installations due to the potential of uncontrolled mineral precipitation. Mineral precipitations, also known as scaling, are controlled by system parameters such as brine temperature, pH, pressure, and salinity (Tut Hakkıdır and Balaban, 2019). In addition to controlling mineral precipitation, these system parameters also regulate the degassing of the brine, which can cause corrosion and scaling. It is important to maintain a certain level of pressure to prevent degassing. Corrosion and scaling can cause damage to wells, pipework, or heat exchangers, rendering the power plant inoperable and uneconomical (Mundhenk et al., 2013).

To prevent these negative events, power plant operators must maintain constant pressure and temperature difference. While measures such as keeping reinjection temperatures high,

adding chemical inhibitors or controlling the pH to prevent scaling (Phillips et al., 1980) may increase ongoing costs and limit the power plant's potential, they are necessary to ensure optimal performance.

To assess the optimal anti-scaling measure, geochemical modeling and simple field tests are employed. Geochemical modeling involves thermodynamic calculations based on the thermodynamic properties of each phase. Multiple databases of thermodynamic properties are available and different methods of calculating the same parameter exists which leads to a certain degree of uncertainty in geochemical modeling (Lu et al., 2022). Furthermore, these thermodynamic databases were established based on experimental data that was extrapolated to higher temperatures and pressures (Zimmer et al., 2016). For some phases there is no experimental data available and they rely purely on correlations (Oelkers et al., 2009). It is important to note that solutions cannot be generalized and are site-specific due to the unique geochemical and geological setting of each site, necessitating individual assessments (Arnorsson et al., 2007). To address these issues, the project will develop innovative new modeling approaches using artificial intelligence (AI). The MALEG project has developed a mobile hardware twin of geothermal power plants to generate more comprehensive and high-quality data for use in conjunction with machine learning models which will be supported by geochemical modeling.

The geothermal power plant hardware twin

The MALEG hardware-twin is a highly mobile unit and can be connected on-site (by-pass) to virtually any geothermal power plant. It is capable of emulating the power plant operational processes and monitor the effects on the site-specific hydrochemical system. The resulting data sets comprise a wide variety of hydrochemical parameters that are rarely available in comparable data sets. With the ability to be transported by a small truck, it can be deployed to any location with ease. Once on-site, it requires a heavy current connection to operate at full capacity. By mounting it directly on the hot side of the power plant, the same temperature and pressure conditions as in the power plant can be achieved. Both the inlet and outlet of the hardware twin are equipped with non-return valves to prevent from back flow. A cartridge filter is installed before the splitting into the two strands to prevent larger particles from entering the hardware twin. Additional cartridge filters at the system outlet prevent precipitation formed in the hardware twin from flowing into the power plant installations. Figure 1 presents the hydraulic plan, displaying the detailed structure and the two independent strands of the hardware twin. Each component is identified by a decimal number and a 1 or 2, indicating the corresponding strand. For example, the dosing port is labeled as 15 and in strand 1 it is labeled as 115. The system operates under two distinct sets of operational parameters.

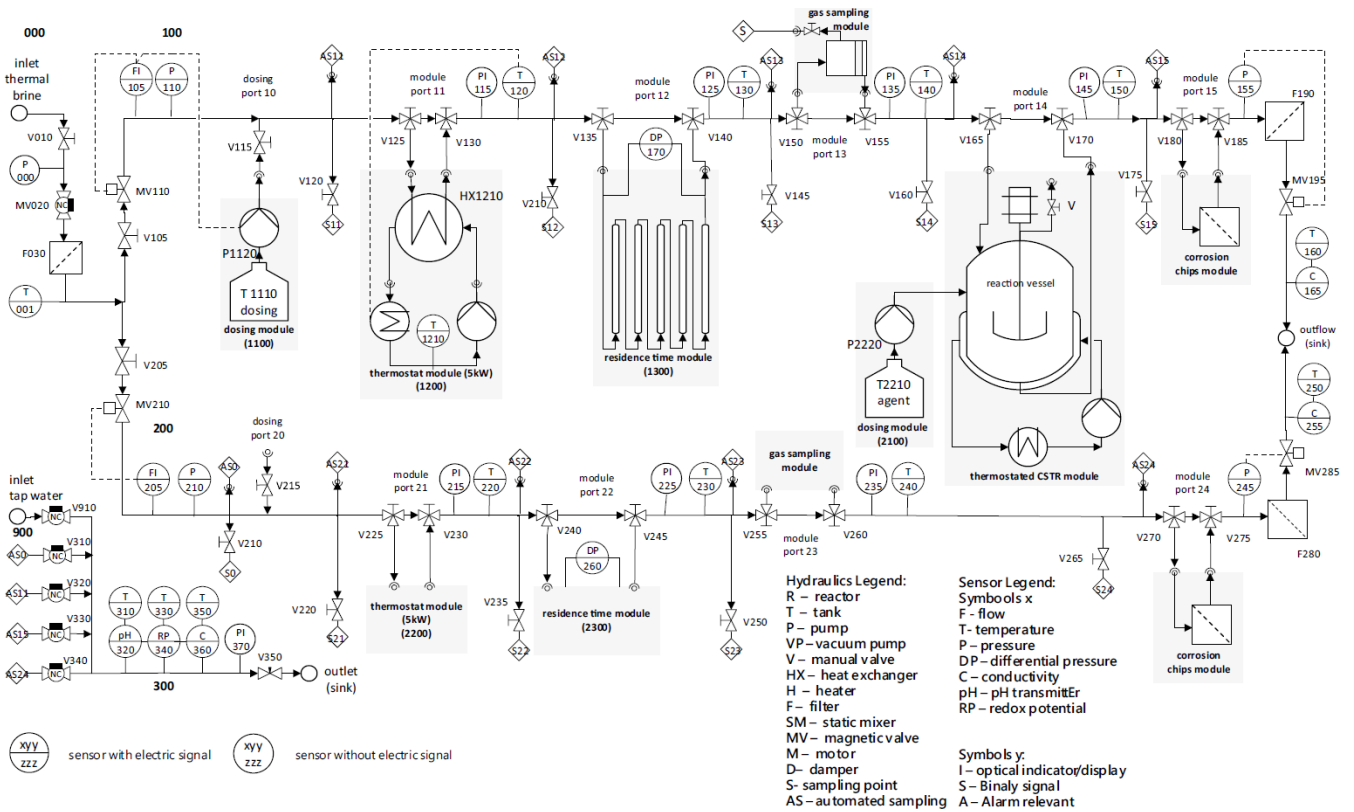


Figure 1: Hydraulic flow scheme of the MALEG hardware twin incorporating all necessary sensors, filters, and modules.

These parameters include flow rate, pressure, temperature and chemical composition. Two interactive motor valves (MV110 – MV195) located at the beginning and end of each strand regulate flow rate and pressure. The first two modules in each strand, which consist of a dosing pump (115) and a thermostat module (V125 – V130), can be used to adjust the chemical composition and temperature. After that, the residence time section (V135 -V140) simulates the travel time through the pipe network. The system consists of the following additional modules, including a gas sampling module (V155 – V160), a module for installing corrosion chips (V180 – V185) and a pressurized reaction vessel (V165 – 170) that relates exclusively to one of the strands. Each module is seamlessly integrated into its respective strand using two three-way valves, facilitating effortless and rapid connection and disconnection from the system. This feature empowers the user to modify the module sequence as required. The hardware twin includes additional valves for manual sampling after each module (S11 to S15). Since the reaction vessel is only available once, the second strand has one sampling port less. Additionally, an in-situ measurement cell is available to measure temperature, pH, redox, and specific hydraulic conductivity which is connected to separate auto sampling valves (AS11 to AS15).

Capabilities of on-site experiments

As previously stated, the four parameters that induce scaling are temperature, pressure, pH, and salinity. The hardware twin can modify all four parameters and observe the resulting changes in the system.



Figure 2a: First rack of the hardware twin in the field, with the injection point of the dosing pumps indicated by the white arrow.

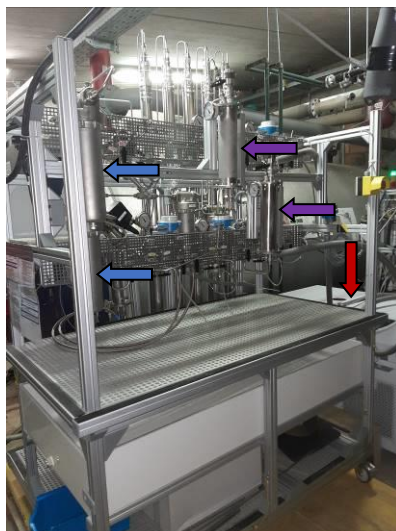


Figure 2b: Second rack of the hardware twin in front view. The thermostat modules are positioned between the racks, as indicated by the red arrow. The degassing units are marked by the purple arrows, while the corrosion chip module is positioned according to the blue arrows.



Figure 2c: Back view of the second rack of the hardware twin. The black arrow indicates to the residence time section of both strands and the orange arrow indicates the pressurized reaction vessel.

The thermostat module can regulate the temperature of the brine to match typical geothermal injection temperatures. The residence time section, which includes a removable thermal isolation box, can provide additional cooling of the brine. The cooling effect of the residence time is influenced by the flow rate and can vary between 2 and 8°C.

Pressure is controlled by two motorized valves in combination with a flow meter. The motorized valves compensate for pressure loss in the system, ensuring that the predefined value at the rear valve is maintained. The highest flow rate achievable is approximately 100 liters per hour per strand.

Salinity and pH can be adjusted using the available dosing pumps. The two pumps can be used to dose a chemical into each strand or mix two chemicals and dose the resulting mixture into one strand, allowing for the generation of precipitations. To ensure precise monitoring of salinity changes, specific hydraulic conductivity sensors have been installed at the end of each strand.

To obtain an accurate measurement of changes in the hydrochemical composition, the measurement cell depicted in Figure 3 can be connected to any sampling valve at any module.



Figure 3: Detailed view of the sampling unit. At the bottom, there are various connected sampling ports from different points of the system, including one fresh-water port. The first cell contains the specific hydraulic conductivity sensor, while the one on top contains the pH and redox sensors. The pipes are insulated to minimize thermal losses.

This setup greatly benefits the redox measurement as it remains unaffected by oxygen (Arnórsson et al., 2006). The cell is cleaned by flushing with fresh water from either a tank or a tap after each measurement. To detect any potential scaling, the residence time section is equipped with a differential pressure sensor and a small filter casing for 7, 15, or 40 μm filters. The differential pressure sensor is capable of detecting small millibar changes and can be scaled up to multiple bars. Rising differential pressure can be correlated with the time to determine blocking rates of the filters. The filters can be changed quickly for analyzation in the lab. The degassing module is equipped with an integrated glass column to quantify formed gas, and a valve attached at the top to allow for direct sampling of the gas phase. The pressurized reaction vessel can simulate precipitation processes under various pressure and flow regimes. For example, it is capable of supporting lithium extraction experiments. With an industrial stirrer and a direct sampling valve, the vessel enables the determination of the bubble point dependent on local power plant flow regimes (e.g. bubble point versus Reynolds number). The corrosion module is a pilot flow-through cell where corrosion test chips are exposed to a steady flow of the brine. The chips are screwed into a bracket with space for 8 different corrosion chips.

Completely automatic data monitoring and sampling routine

The on-site hardware twin utilizes a Siemens PLC coupled with a 4-channel transmitter from Endress+Hausser, a JUMO signal converter with HMI panel, and an industrial HMI panel from SIMATIC to set up and maintain all the sensors and modules. Figure 2a on the right side shows the SIMATIC HMI panel and the 4-channel transmitter of the measurement cell. Remote access is available through a router connected to the PLC. The hardware twin can be accessed either through an ethernet cable or a sim card via the mobile network. This allows for remote access and monitoring of the process, as shown in Figure 4. Remote access enables the downloading of logged data files, configuration of active modules, adjustment of process parameters, and setup of auto-sampling. Each sensor has an alarm value and a limit value that triggers a system shutdown to prevent lasting damage. To restart the hardware twin after a complete shutdown, an on-site person must verify the security protocols.

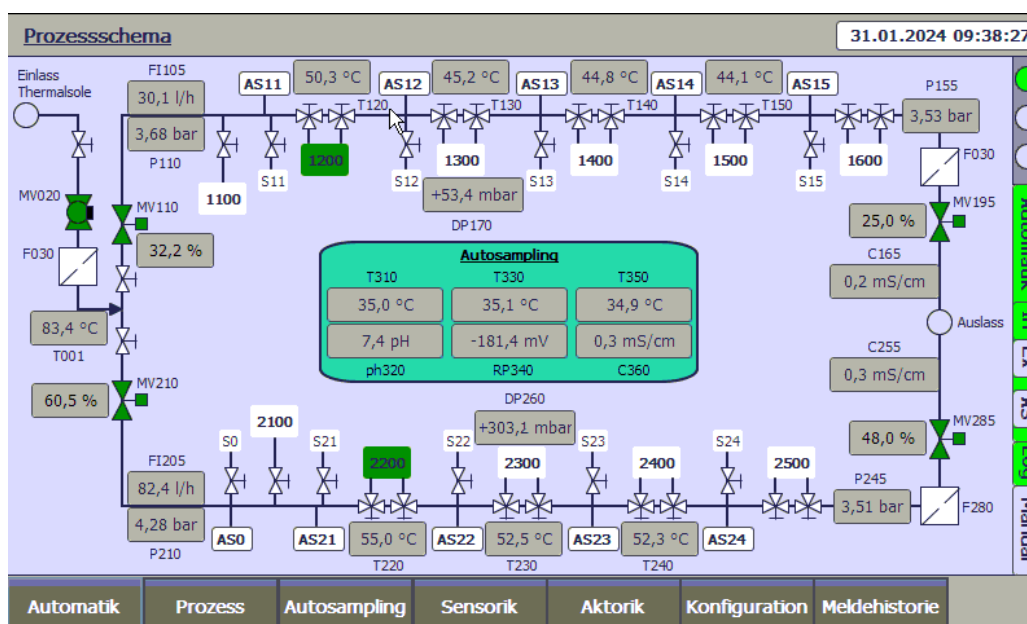


Figure 4: Overview of the hardware twin process panel via remote control

Figure 4 displays each sensor that can be configured, turned on or off, or viewed for the last 24-hour measurement history via remote access. The data from each sensor is written into an Excel file every minute. The green box in Figure 4 represents the auto-sampling feature, which can be configured to trigger automatically after a fixed time interval. The measurement cell requires a continuous flow of 5 to 10 minutes to adapt to the temperature and provide accurate results. This interval is set up as an equilibrium period, followed by data logging within a pre-defined time frame. To enhance the durability of the pH and redox probes, the measurement cell is rinsed with fresh water. This is necessary since continuous exposure to geothermal brines can damage the probes (Goldberg et al., 2023).

Data processing for machine learning and deterministic modeling

The data collected from ongoing field experiments is stored in a cloud accessible to all project partners. The data from the hardware twin monitoring is already structured to be readable by MATLAB and Python. A MATLAB script automates the data input into the geochemical modeling software PHREEQC (Parkhurst and Appelo, 2013), which models aqueous reactions based on the law of mass action and thermodynamic solubility functions. The geochemical models calculate the scaling potential by using solubility indexes and considering the expected brine composition and potential mineral precipitation based on the provided data. The transferred data does not include any information about the initial chemical composition. To establish a baseline chemical composition for modeling, initial sampling campaigns are conducted before setting up the hardware twin at a new location. In addition to geochemical modeling, the same data is utilized for machine learning in a neural network. This approach is novel compared to established methods, which face difficulties as described earlier. The AI model also examines scaling potential and brine composition. However, it is not constrained by the laws of nature and may produce unrealistic results. Thus, the results are compared to the deterministic model to create a physically informed AI model. In the future, the AI will run concurrently with field experiments and automatically calculate scaling potential and brine composition. An operator can reconfigure the parameters in the hardware twin if necessary based on the results.

Use cases and application examples in the project

The MALEG project aims to investigate three distinct geothermal power plants as first demonstration sites, each with its own unique requirements and challenges. The first location is a low-temperature (80°C) heating grid site in Austria, which faces

challenges related to microbial growth on organic substances that accumulate and block filter systems. This growth is accompanied by changes in the redox potential and the sulfate to sulfide ratio (Labrenz et al., 2000). The project aims to investigate the temperature-dependent rate of blocking and identify the microbial cultures responsible for the reactions. The goal is to identify a simple mechanism for the operator to control or prevent organic growth on the filters.

The second location is situated in the Bavarian Molasse Basin in Germany and has similar temperatures as the first location. The operator aims to enhance heat extraction by cooling the fluid by an additional 5°C and lower power plant pressures. The potential occurrence of scalings is a concern, which will be investigated through differential pressure monitoring and filters at the residence time and cartridge filters at the outlet. The efficiency of scaling mitigation measures, such as inhibitor usage, can be tested. The investigation of the second issue will involve the degassing unit and the reaction vessel. The gas phase compositions will be determined dependent on power plant system pressure, and the influence of the flow regime on bubble formation will be investigated.

The third location is a power-generating plant in Turkey. The operators aim to reduce pressure maintenance and increase fluid cooling (lower reinjection temperature). The same methods used at the second location will be applied to find solutions in a different hydrogeochemical setting with more challenging operational parameters, such as higher temperature, salinity, and pressure.

On-site experiments serve as the foundation for geochemical models and machine learning, which are used to address site-specific issues and develop efficiency-increasing solutions for geothermal energy utilization.

Conclusion

The hardware twin of the MALEG project is a modular and versatile device to emulate power plant processes directly onsite. It enables experiments in field conditions with the support of simultaneous numeric models. In addition to existing geochemical modeling, it also benefits from new ways of artificial intelligence approaches in the field of geothermal hydrochemistry. This tool is excellent for investigating geothermal power plants and reservoirs worldwide due to its mobility and flexibility in performing different kinds of experiments to evaluate the most crucial scaling controlling parameters. The evaluation of scaling formation will allow optimization of geothermal power plant operating parameters for improving efficiency, integration of mineral extraction processes, or cost reduction of routine hydrochemical monitoring.

References

- Arnórsson, S., Bjarnason, J.Ö., Giroud, N., Gunnarsson, I., Stefánsson, A., Sampling and analysis of geothermal fluids. *Geofluids* 6, 203, (2006).
- Arnórsson, S., Stefánsson, A., Bjarnason, J.O., Fluid-Fluid Interactions in Geothermal Systems. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 65, 259, (2007).
- Goldberg, V., Winter, D., Nitschke, F., Held, S., Groß, F., Pfeiffle, D., Uhde, J., Morata, D., Koschikowski, J., Kohl, T., Development of a continuous silica treatment strategy for metal extraction processes in operating geothermal plants. *Desalination* 564, (2023).
- Labrenz, M., Druschel, G.K., Thomsen-Ebert, T., Gilbert, B., Welch, S.A., Kemner, K.M., Logan, G.A., Summons, R.E., Stasio, G.D., Bond, P.L., Lai, B., Kelly, S.D., Banfield, J.F. Formation of Sphalerite (ZnS) Deposits in Natural Biofilms of Sulfate-Reducing Bacteria. *Science* 290, 1744, (2000).
- Lu, P., Zhang, G., Apps, J., Zhu, C., Comparison of thermodynamic data files for PHREEQC. *Earth-Science Reviews* 225, (2022).
- Mundhenk, N., Huttenloch, P., Sanjuan, B., Kohl, T., Steger, H., Zorn, R., Corrosion and scaling as interrelated phenomena in an operating geothermal power plant. *Corrosion Science* 70, 17, (2013).

- Oelkers, E.H., Benezeth, P., Pokrovski, G.S., Thermodynamic Databases for Water-Rock Interaction. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 70, 1–46, (2009)
- Parkhurst, D., Appelo, C.A.J., Description of input and examples for PHREEQC version 3—A computer program for speciation, batch-reaction, one-dimensional transport, and inverse geochemical calculations. *U.S. Geological Survey Techniques and Methods*, book 6, chap. A43 497, (2013),
- Phillips, S.L., Mathur, A.K., Garrison, W., Treatment Methods for Geothermal Brines, in: Casper, L.A., Pinchback, T.R. (Eds.), *Geothermal Scaling and Corrosion*, ASTM STP 717. American Society for Testing and Materials, 207, (1980).
- Sanjuan, B., Millot, R., Innocent, Ch., Dezayes, Ch., Scheiber, J., Brach, M., Major geochemical characteristics of geothermal brines from the Upper Rhine Graben granitic basement with constraints on temperature and circulation. *Chemical Geology* 428, 27, (2016).
- Tut Haklıdır, F.S., Balaban, T.Ö., A review of mineral precipitation and effective scale inhibition methods at geothermal power plants in West Anatolia (Turkey). *Geothermics* 80, 103, (2019).
- Zimmer, K., Zhang, Y., Lu, P., Chen, Y., Zhang, G., Dalkilic, M., Zhu, C., SUPCRTBL: A revised and extended thermodynamic dataset and software package of SUPCRT92. *Computers & Geosciences* 90, 97, (2016).

Hydrodynamic pore-space alteration induced by site-extracted methanogenic Archaea: A microfluidic approach towards subsurface Geo-methanation.P. Jasek¹, H. Konegger², E. Edlinger², A. Loibner², H. Ott¹¹Montanuniversität Leoben, Department Geoenery, Leoben, Austria, ²Universität für Bodenkultur Wien, Institut für Umweltbiotechnologie, Tulln, Austria

The prediction of subsurface hydrogen methanation is crucial for large-scale hydrogen storage and carbon dioxide utilization. To describe and model subsurface carbon dioxide reduction in the presence of hydrogen, a detailed understanding of substrate transport mechanisms and their impact on microbial growth in porous media is necessary. Accumulated microorganisms' impact on hydraulic properties, especially porosity and permeability, is central to access risks such as bio-clogging. This study aims to address these complexities by performing microfluidic experiments under saturated flow conditions, using a realistic microbial consortium from a pilot site in Austria and *Methanobacterium formicicum*, a hydrogenotrophic model species the most abundant methanogen found in the reservoir brine.

The study specifically emphasized the impact of headspace gas composition (i.e., substrate gas concentrations), total pressure, nutrient availability, and the addition of organic substrates. The goal was to unravel the effects of these factors on microbial growth and methanation rates. Microfluidic experiments involved colonizing pore spaces with microorganisms and studying their growth and hydraulic properties. Biomass accumulation was characterized using high-resolution optical time-lapse images, and intrinsic biomass permeability was quantified through numerical pore-scale simulations. Despite biomass accumulation, a distinctive channel formation was observed, vastly retaining the original permeability. Matching simulation results to experimental pressure responses revealed a biomass permeability of approximately 100 ± 50 mD in all cases. These findings have significant implications:

(1) Clogging may be prevented by the observed channel formation, which allows nutrients to reach the biomass. (2) The high intrinsic biomass permeability may allow for an advective rather than diffusive nutrient supply, which may maintain high gas conversion rates. (3) *Methanobacterium formicicum* shows higher growth rates and a greater impact on permeability than the consortium, which explains the field observation and can be used as a design parameter for subsurface hydrogen conversion.

While preliminary results indicate disparities in conversion rates between the microbial consortium and isolated species, independent investigations in incubated core reactors align with the simulated methane yield on the field scale and analytically determined conversion rates during the microfluidic experiments.

Keywords: Hydrogen, Geo-methanation, Archaea, Bio-reactive transport, Biofilms, Biomass permeability, Hydrodynamics, Porosity-permeability relationship

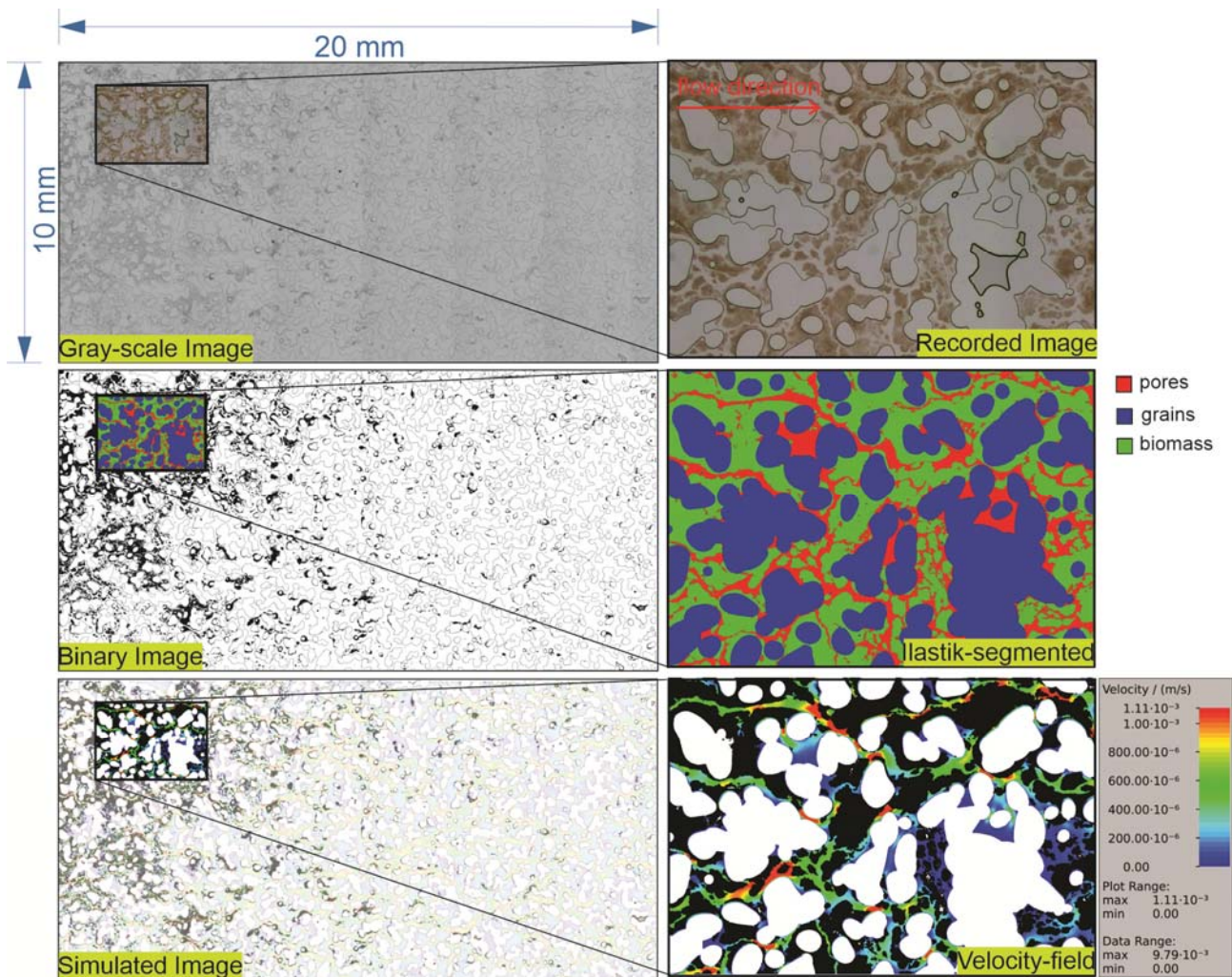


Fig.: Workflow summary: (1) Raw image recording; (2) Binarization and Segmentation; (3) Numerical Flow Simulation and Velocity-field Extraction.

Scaling and reservoir clogging potential in the DeepStor High Temperature Aquifer Energy Storage (HT-ATES)

F. Nitschke, L. Ystroem

Karlsruhe Institute of Technology, Applied Geosciences, Karlsruhe, Germany

Heat for industrial processes and housing accounts for 50% of the primary energy demand in Germany. A sustainable and emission free heat supply is therefore one of the key tasks of the energy change. Installed capacities for heat generation are typically largely over-dimensioned due to strongly differing demands from winter to summer. Therefore, heat storage is of increasing importance. In this context, the reuse of abandoned oil reservoirs as aquifer thermal energy storage systems is getting increasing attention. Their widespread distribution and the often already existing data the future reservoir is very advantageous. Numerous aquifer thermal storage systems in the low- to mid-temperature range ($25^{\circ}\text{C} < T < 90^{\circ}\text{C}$) are currently under operations worldwide. More efficient high temperature systems ($T > 100^{\circ}\text{C}$) are lacking completely. Large temperature differences between storage- and injection temperatures increase the interference of the hydro-geochemical system, leading to an increased scaling potential in the surface installations as well as in the reservoir. To study these processes real-scale the KIT is planning the implementation of the storage demonstrator DeepStor in an abandoned oil reservoir below its campus with a foreseen half-yearly cyclic energy storage and reproduction scheme.

By using hydro-geochemical modelling techniques, this study pre-assesses the hydro-geochemical processes induced by the foreseen operation scheme. It is based on wellhead fluid data from nearby previous oil production from the target formation. After determination the undisturbed reservoir temperature, an important reference value for specifying the chemical systems equilibrium, the rather poor quality data is corrected using a geochemical equilibrium approach. Finally, the scaling formation is modelled both. It is shown, that the major scaling phases are iron oxides, calcite, celestite and barite. A combination of processes (e.g. decrease of pressure, decrease and increase of temperature, exposition to atmospheric oxygen, etc.) are drivers for the precipitation. Depending of the minerals' prograde or retrograde solubility, mineral precipitation or mineral dissolution tendencies can be observed at the production and reinjection well, respectively.

Micro Jet drilling based reservoir intervention to boost geothermal energy harvesting and storage

J. Hoffmann, b. Polat, v. wittig

Fraunhofer IEG, Advanced drilling, Bochum, Germany

Climate change and politics do force energy and heating suppliers like municipalities and others to drastically reduce their CO₂-emissions, e.g. through decarbonizing their heating and cooling supply chains. Moreover, recent, global developments within politics and the energy sector have proven the utmost importance of energy supply chain reliability, security as well as ample, longterm energy storage, consequently rendering increasing energy independence within Europe. Here, the harvesting of renewable energies and their storage do play a focal role. In order to make full and most efficient use of renewables, optimal match of production and demand as well as ample, efficient and especially seasonable, longer term energy storage systems are essential.

To tackle those rising challenges revolving around energy supply and demand, amongst others geothermal heating, cooling and storage present a sustainable, year round 24/7 energy resource, capable of providing heat, cold, power and, most importantly, large energy storage and seasonable independence. Nevertheless, improvements regarding efficiency of such subsurface, geothermal energy systems are contemporary as well as necessary.

One crucial aspect requiring attention besides targeting the required depth and geology is optimizing their productivity and thus, wellbore to reservoir interface and interaction. Subsequently, novel technologies have been under development to enhance just this exchange between wellbore and reservoir pay zone to accomplish a superior and enduring connectivity between both, resulting in highly efficient underground geothermal systems. These mechanical type micro jetting / milling technologies do facilitate economically and environmentally sound alternatives over conventional stimulation, e.g. "fracking" type measures. Innovative, coiled tubing based, directed hydraulic rock erosion processes are being developed in connection with ultra-short radius and high deviation technologies to create small diameter, micro-size drain holes along the desired pay zones of any main wellbore within such subsurface geothermal system.

Operable in both, cased and open hole completion designs, these types of mechanical, micro size intervention methods have proven to result in significant, also practical improvements in hydraulic connectivity between reservoir and wellbore in laboratory and field demonstrations conducted at Fraunhofer IEG and partners. Demonstrations have elaborated the development and technological readiness of the technology for application in any, also harder rock formations, being targeted for underground geothermal harvesting and storage reservoirs.

Micro logging tool for improved geothermal well and reservoir intervention and production

R. Stockmann, M. Meyer, v. Wittig

Fraunhofer IEG, Advanced Drilling, Bochum, Germany

Klimawandel und Politik zwingen Wärme- und Energieversorger dazu, ihre CO₂-Emissionen drastisch zu reduzieren. Zur Bewältigung dieser wachsenden Herausforderungen im Zusammenhang mit Energieangebot und -nachfrage stellt z.B. die Geothermie eine nachhaltige, ganzjährig verfügbare Energiequelle dar, die Wärme, Kälte, Strom und vor allem eine große Energiespeicherung und saisonale Unabhängigkeit bieten kann. Doch sind Verbesserungen hinsichtlich der Effizienz, Steuerung und Überwachung solcher unterirdischen geothermischen Energiesysteme sowohl zeitgemäß als auch notwendig. Dieses erfolgt oft mittels sog. Druckwasser basierter Mikrobohrtechnik, wie z.B. Radial Jetting, Milling, oder jüngst auch Micro Turbinen. Diese Verfahren sind alle ungesteuert, und die Durchführung sowie das finale Ergebnis solcher Operationen sind oft fragwürdig, nebulös und ungewiß. Es gibt weder Möglichkeiten nach, geschweige denn während solcher Aufwältigungsarbeiten die erstellten (Mikro-) Bohrungen bzw. Kavitäten zu ver- oder bemessen.

Konventionelle Technologien zur Bestimmung der Orientierung, Verlauf und Lage von solch kleinen, Micro size Bohrwerkzeugen mit in der Richt- oder Tiefbohrindustrie üblichen und auf dem Markt verfügbaren Tools sind viel zu groß und lang, um hier bei diesen BHA Techniken genutzt werden zu können. Die bestehenden Tools sind im Durchmesser zu groß und daher für einen Einsatz bei solchen Mikro Bohrungen nicht geeignet. Durch Weiterentwicklung und Adaption bestehender Messphysik- und -technik, welche auf die Gegebenheiten solcher Mikrobohrungen wie Durchmesser und extrem kleine, scharfe Ablenkradien abgestimmt sind, entwickelt das Fraunhofer IEG neue Mikrosonden, welche mittels modernster Meßtechnik die Verläufe und Positionen solch kleinster, ungesteuerter Bohrpfade bemessen können. Dazu findet ein Transfer bestehender Technologien und Messverfahren aus der Directional Drilling / Tiefbohrtechnik hin zu neuen Messsystemen für miniaturisierte, micro-size Systeme zur Aufwältigung, z.B. geothermischer Bohrungen mit integrierter Positions- und Verlaufsbestimmung statt. Ein Ziel dieser Entwicklung solch kleinen Meßsonden ist die Meßbarkeit und Nachweis gebohrter Laterale und Kavitäten, Erhöhung der Effizienz und auch Reduzierung der Risiken bei solchen Operationen. Diese entstehen z.B. durch Unsicherheiten in der Interpretation von Messergebnissen, die aus einer fehlerhaften räumlichen Zuordnung der Messdaten resultieren können. Die Ursache dafür können zahlreich sein. Am Fraunhofer IEG befinden sich einige Prototypen in der Entwicklung, welche die notwendige Messtechnik zur Positionsbestimmung auf ausreichend kleinem Raum und geschützt für in-situ Bedingungen bereitstellen. Erste Versuche im Labor belegen deren Funktionalität. Außerdem kann auf langjährige Erfahrung und Wissen im Bereich der Richtbohrtechnik und Geothermie sowie der Entwicklung entsprechender Logging-Tools zurückgegriffen werden.

Das Forschungsvorhaben Warm-Up - Geothermie für die Wärmewende

S. Röhling¹, Projektteam Warm-Up^{1,2,3,4}

¹Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, Subsurface Use, Berlin, Germany,

²Leibniz Institute for Applied Geophysics, Hannover, Germany, ³ECOLOG-Institut für sozial-ökologische Forschung und Bildung, Lüneburg, Germany, ⁴Institute for Ecological Economy Research, Berlin, Germany

Die Bundesregierung hat mit ihrem Positionspapier „Eckpunkte für eine Erdwärmekampagne“ im November 2022 der Geothermie eine strategische Rolle für eine klimaneutrale Wärmeversorgung eingeräumt. Die aufgezeigten acht unterstützenden Maßnahmen sollen dafür sorgen, dass zur Wärmeversorgung bis 2030 ein geothermisches Potenzial von zehn Terawattstunden weitestgehend erschlossen ist. Eine dieser Maßnahmen, eine Explorationskampagne für (Mittel-)Tiefe Geothermie, soll dabei „mindestens 100 Standorten mit erwartetem guten geothermischem Potential“ bis zum Jahr 2030 qualifiziert entwickeln. Ihr zur Seite steht das Forschungsvorhaben Warm-Up, das den Hochlauf wissenschaftlich begleitet.

Im Rahmen des Projektes Warm-Up soll durch die Projektpartner Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, das ECOLOG-Institut für sozial-ökologische Forschung und Bildung, sowie das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung die Entwicklung förderfähiger Regionen bezüglich der Gewinnung geothermischer Wärme aus der Tiefe unterstützt werden. Fundiert hergeleitete und wissenschaftlich valide Bewertungskriterien erlauben geeignete Standorte bzw. erfolgsversprechende Regionen zu identifizieren. Der mit einem Bewertungsalgorithmus hinterlegte Kriterienkatalog erlaubt es zudem Standorte, die im Rahmen der Explorationskampagne weitergehend untersucht werden sollen, hinsichtlich ihrer Erfolgsaussichten einzuordnen und vergleichbar zu bewerten.

Darüber hinaus werden Empfehlungen für die überwiegend kommunalen Akteure erarbeitet, wie bereits gut explorierte Gebiete mit noch nicht realisierten Projekten technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll umzusetzen sind. Standortspezifisch werden die aktuellen Rahmenbedingungen neu bewertet, frühere Hemmnisse erörtert und alternative Nutzungsszenarien erarbeitet, die sowohl optimal an die Reservoirgeologie, als auch an die sozioökonomischen Faktoren angepasst sind und technologische Neuentwicklungen mit einbeziehen.

Ferner erfolgt exemplarisch an ausgewählten, geothermisch interessanten Standorten eine umfassende Reservoircharakterisierung und Fündigkeitsbewertung. Es wird geprüft, ob bzw. wie eine Übertragung der Ergebnisse aus diesen Projekten auf derzeit noch unterexplorierte Lokationen möglich ist. Die gewonnenen Erkenntnisse dienen als Grundlage für die methodische Weiterentwicklung von Fündigkeitgutachten.

Im Rahmen des Vortrags werden die aktuellen Erkenntnisse aus dem Projekt Warm-Up präsentiert.

Lithiumgewinnung im Thermalwasserkreislauf: Fehlprognosen der Stoffausbeute sind das kleinere Problem

BMWK-FKZ-03EE4023E-UnLimeD

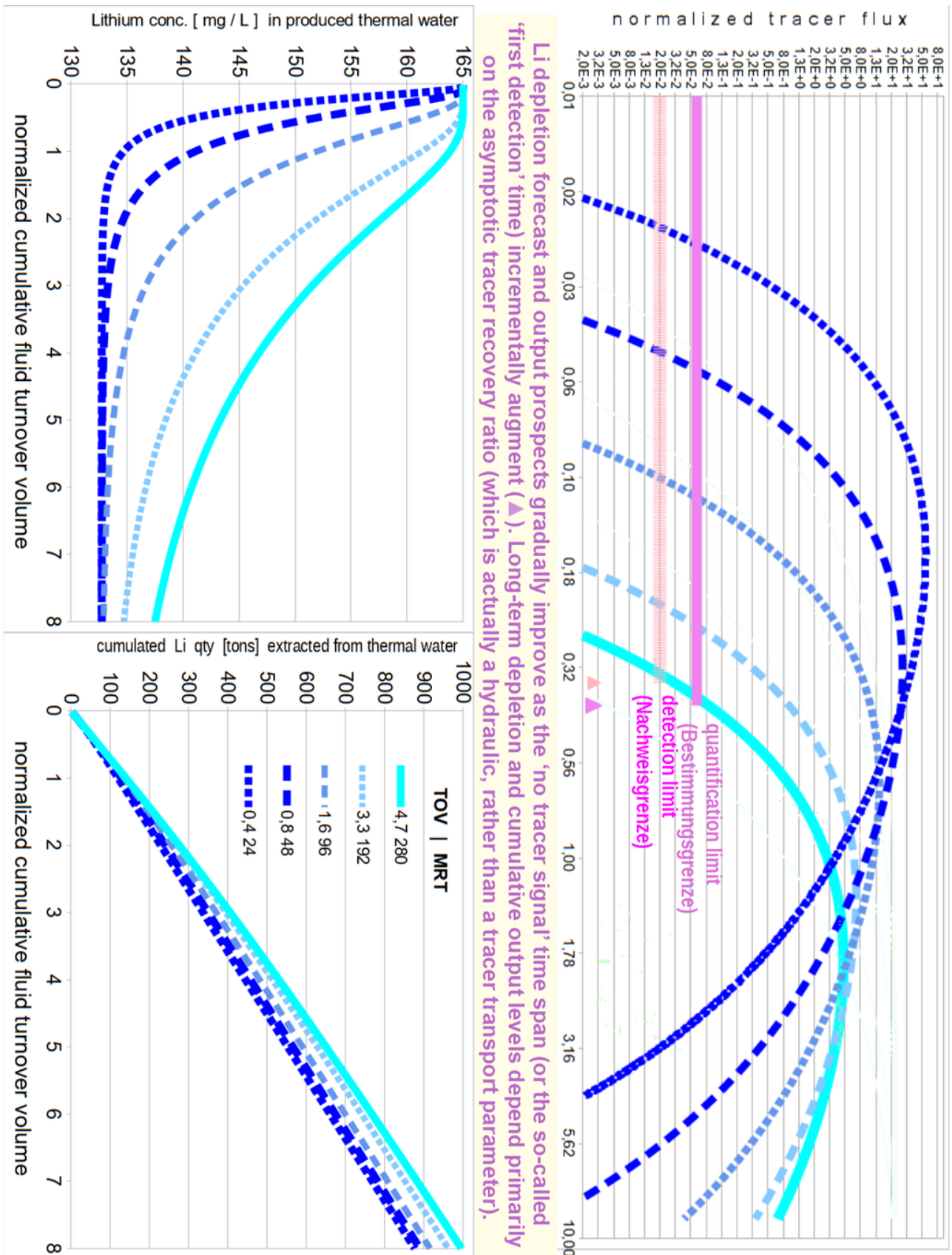
University of Göttingen, Applied Geoscience Dept., Göttingen, Germany

Letztes Jahr [1] berichteten wir über eine Hauptursache für die (mitunter erhebliche) Überschätzung der langzeitmöglichen Stoffausbeute bei der sog. «geothermischen Co-Produktion», d.h. der kontinuierlichen Extraktion eines im Reservoirfluid gelösten Mikro-/Spurenelementes von wirtschaftlichem oder förderpolitischem Interesse, wie etwa Lithium, im Thermalwasserkreislauf einer geothermischen Bohrlochdublette (ggf. auch *multi-well* Anordnung). Dieses Problem und eine belastbare Korrekturmöglichkeit [2], [3] illustrieren wir nun mit aktuellen Tracertestdaten der Thermalwasserkreislaufmarkierung eines klüftig-porösen Reservoirs [4] im östlichen Oberrheingraben. Der Lithiumtransport bzw. dessen Abreicherung (*depletion*) im zirkulierenden Fluid lassen sich durch Konvolution der Reinjektionsrandbedingung mit dem Green'schen Kernel eines künstlichen Konservativtracersignals beschreiben [2] bzw. vorhersagen [3], sobald Letzteres halbwegs 'vollständig' und auswertbar vorliegt, nebst vom Betreiber glaubwürdig mitgeteilter Fließratenhistorie.

Tracertestbefunde ermöglichen, an den von Goldberg et al. [5] präsentierten Typkurvenfamilien den unbekanntem Kurvenparameter zu 'fixieren' und die Achsenskalierung (die implizit von einer unbekanntem Fluidverweilzeitverteilung abhängt) zu 'kalibrieren'.

Die tracergestützten Befunde lesen sich insgesamt als '*good news*', auch hinsichtlich thermischer, nebst stofflicher Verwertung der im tieferen Malm, Muschelkalk, Buntsandstein bis Kristallin schlummernden Ressource. Auch ist damit zu rechnen, dass die technologischen Herausforderungen [6] der obertägig zu-implementierenden Festphasenextraktions- und Freisetzungs- bzw. Anreicherungsverfahren in absehbarer Zeit überwunden sein werden [7].

Die nach wie vor der Lösung oder Prüfung harrende Herausforderung liegt in der Reservoirerschließung selbst. Dieser Herausforderung wird man nicht wirklich gerecht, wenn man die Unmöglichkeit, mit bislang zugrundegelegten Erschließungskonzepten auch im Dauerbetrieb ausreichend hohe Fließraten aufrechtzuerhalten, weiterhin verniedlichend als «Fündigkeitsrisiko» bezeichnet, oder als «Wirtschaftlichkeitslücke», die sich eben durch Lithiumgewinnung aus dem Thermalwasser «kompensieren» ließe. Denn Letzteres ist auf Fließraten- bzw. Betriebsstunden-Gewährleistung ebenso [2] angewiesen, wie die ursprünglich aus dem Geothermalreservoir angedachte Energiegewinnung. Ein erfreulicher technologischer Fortschritt bei den Lithiumextraktionsverfahren impliziert förderpolitisch keine Relevanzverringerung der Reservoirerschließungs- und -stimulationskonzeptentwicklung, welche bei umfassendem Wissenstransfer von gediegenen Erfahrungen der Kohlenwasserstoffbranche sehr profitieren könnte.



Wie Tracertestbefunde die Li-Ausbeuteprognose zunehmend 'informieren' und verbessern

References:

[1] Ghergut J, Wiegand B, Behrens H, Sauter M, (2023), Lithiumgewinnung im

Thermalwasserkreislauf – wie es mitunter zu Fehlprognosen kommt, DGMK-Tb 2023-1, 332–335

[2] Behrens H, Ghergut J, Sauter M, Wagner B, Wiegand B, (2022), Solute co-production from small geothermal reservoirs – how little is too little?, Stanford Geothermal Procs., SGP-TR-223, 200–210

[3] Ghergut J, Wiegand B, Behrens H, Sauter M, (2023), Model-independent, and model-dependent aspects of ‘geothermal solute’ co-production forecast for hydrothermal vs. petrothermal reservoirs, Stanford Geothermal Procs., SGP-TR-224, 1–9

[4] Kölbl L, Ghergut J, Sauter M, Kölbl T, Wiegand B, (2021), Integrated approach into the characterization of the fracture network of a geothermal reservoir, Applied Geochemistry, 129, 104967, <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2021.104967>

[5] Goldberg V, Nitschke F, Kluge T, (2022), Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland. Teil 2: Potenziale und Produktionsszenarien in Deutschland, Grundwasser – Z. d. Fachsektion Hydrogeologie, Bd. 27, 261–275, <https://doi.org/10.1007/s00767-022-00523-4>

[6] Goldberg V, Kluge T, Nitschke F, (2022), Herausforderungen und Chancen für die Lithiumgewinnung aus geothermalen Systemen in Deutschland. Teil 1: Literaturvergleich bestehender Extraktionstechnologien, Grundwasser – Z. d. Fachsektion Hydrogeologie, Bd. 27, 239–259, <https://doi.org/10.1007/s00767-022-00522-5>

[7] Kölbl L, Kölbl 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, <https://doi.org/10.1016/j.hydromet.2023.106131>

Caveats before conducting tracer injection-withdrawal tests at geothermal production wells, and recommendations on tracer slug sizing

BMWK-FKZ-03EE4036E-GFK-Monitor

University of Göttingen, Applied Geoscience Dept., Göttingen, Germany

Artificial tracer signals are one of the most important outcomes of reservoir testing during fluid circulation in a geothermal reservoir operated by production and re-injection wells. This prohibits, as a matter of principle, adding more tracer(s) at production boreholes for the purpose of single-well injection-withdrawal (so-called 'push-pull') testing, inasmuch as the added tracer(s) may impede the (on-site and/or laboratory-instrumental) detection of tracer signals from inter-well circulation tests; notably, impediment may still occur even though tracer species used for single-well testing differ from those used in inter-well tests, especially at *early detection (strong dilution)* stages for the latter.

Unlike for inter-well circulation tests, where tracer slug sizing is determined by the presumed reservoir size, slug sizing for single-well injection-withdrawal tests is unrelated to reservoir size but is determined, essentially, by the very purpose of the test, i.e., *which near-well hydrogeological parameters* are supposed to become invertible from the measured 'pull' signals, and what extent of *parameter inversion ambiguity* [1] is regarded as acceptable.

Tracer slug sizing for single-well push-pull tests should follow the approximate relationship:

$$M_{\text{push}} = F \times (m \times \text{DL}) \times (\rho \times V_{\text{push}})$$

with factors $m > 10$ and $\rho > 3$,

where

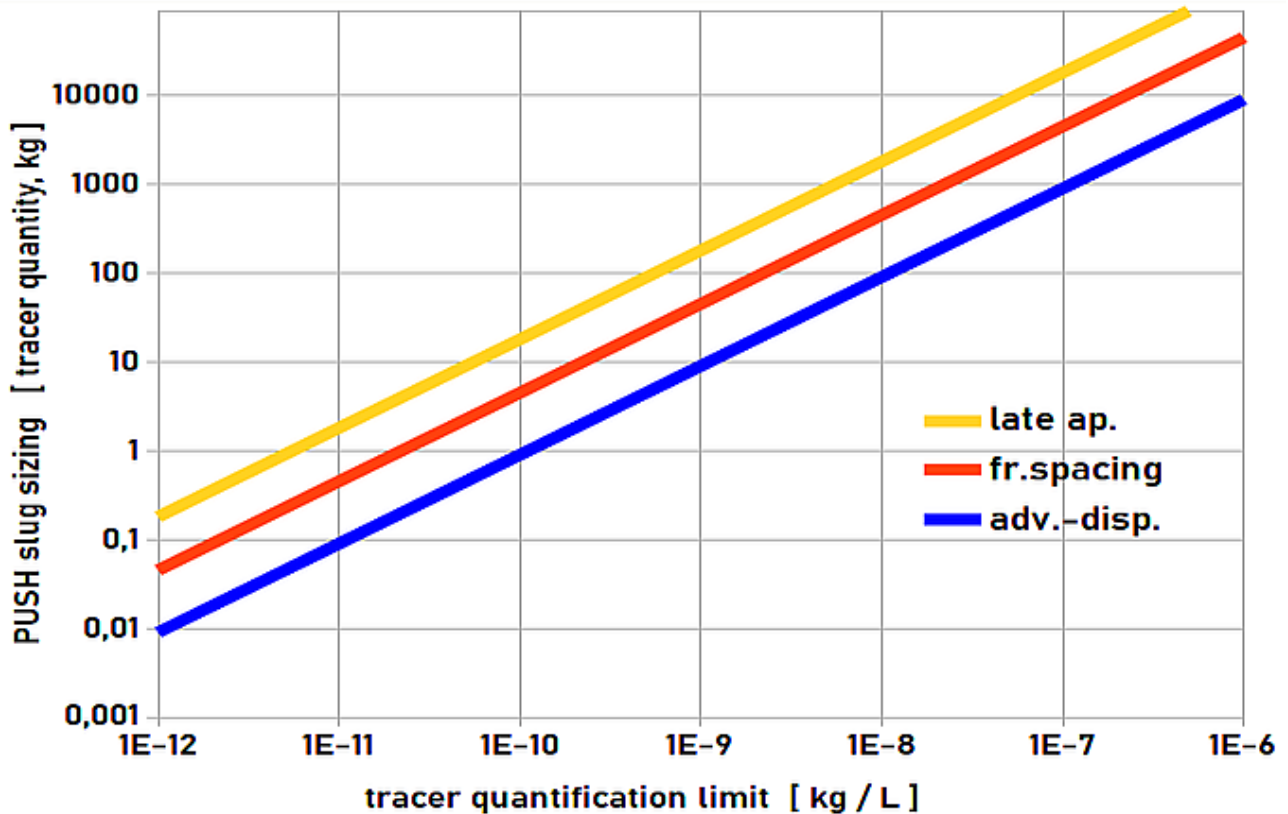
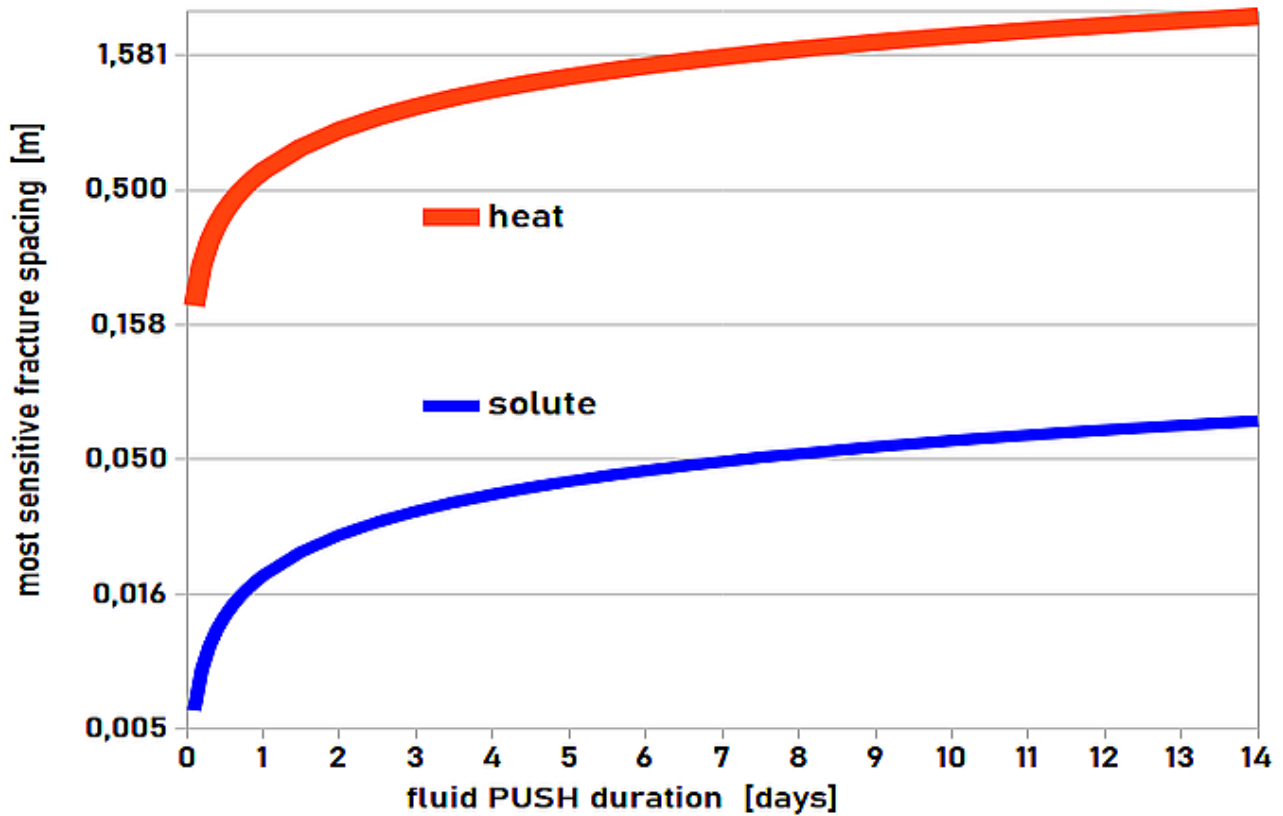
DL is the detection limit of the chosen tracer species in the reservoir fluid,

V_{push} is the fluid chaser volume,

M_{push} being the quantity of artificial tracer to be added (**mass** of solute chemical compound, or **activity** of a suitable radionuclide which must, in turn, be input in water-soluble and chemically suitable speciation; chemical 'adequacy' being meant particularly in terms of adsorption-desorption behaviour at the adjacent rock material or, more generally, of so-called 'water-rock interactions').

We expect $F > 6$ to enable the inversion of advective parameters (transport-effective porosity, dispersivity), $F > 20$ to further enable the inversion of fracture apertures, $F > 300$ to yet further enable the inversion of long-term asymptotic fluid-rock interface area density.

We discuss pro's and con's of keeping F as low as possible, and illustrate the proposed approach for a particular production well belonging to a geothermal borehole sextet (three production, three re-injection wells) in a 4-5 km deep, porous-fractured-karstified Malm aquifer in the Alpine foreland, beneath the Munich area.



The transport parameter sensitivity of heat or solute tracer 'pull' signals depends on 'push' slug sizing

References:

[1] Ghergut J, Behrens H, Sauter M, (2013), Single-well tracer push-pull test sensitivity to fracture aperture and spacing, Stanford Geothermal Procs, SGP-TR-198, 295–308, <https://sites.google.com/view/publist-att-ig>

CompReact - Enhancing CO₂ Storage Simulation with Advanced Geochemical Modeling

M. Wirth, E. H. Stenby, W. Yan

Technical University of Denmark, Center for Energy Resources Engineering

Carbon dioxide storage in geological formations is pivotal for mitigating greenhouse gas emissions due to its potential to reduce emissions from the hard-to-abate industries. However, this process triggers complex physical and chemical interactions underground, spanning various time and length scales. Accurate modeling is essential for estimating storage capacities, identifying operational risks, and ensuring long-term storage safety. The CompReact project aims to enhance CO₂ storage simulations through advanced geochemical modeling, with a focus on integrating a robust compositional algorithm into the open-source reservoir simulator GEOS developed by Stanford University, LLNL (Lawrence Livermore National Laboratory), and TotalEnergies.

The project comprises two main steps: the development of a novel compositional CO₂ storage module incorporating a newly developed multiphase geochemical algorithm, and the subsequent integration of the module into the GEOS. The first step lies in a novel RAND-based multiphase reaction algorithm that can treat phase and chemical equilibrium simultaneously, which is especially suited to CO₂ storage simulation involving many speciation and mineral precipitation reactions. The developed module will conduct simultaneous equilibrium calculations, thereby improving robustness and efficiency. The second step focuses on enhancing the compositional capabilities in GEOS. GEOS currently has limited compositional features and no geochemical calculation. By integrating the module into GEOS, the simulation and long-term prediction of compositional and geochemical effects during post-injection analysis will become feasible.

Accurate geochemical modeling is vital due to the complex chemical interactions during geological CO₂ storage, such as mineral dissolution and precipitation. These chemical processes are intertwined with species transport and fluid flow in porous media. Therefore, enhancing reactive transport modeling of these coupled processes would improve simulation accuracy.

Several challenges exist in integrating reactive transport and chemical processes. The complexity of the geochemical systems increases with multiphase flow and transport and the system non-ideality. Another challenge is the scale dependence of various processes, necessitating consideration of heterogeneity effects and effective reaction rates during upscaling from pore to field scale. Furthermore, achieving numerical stability and efficiency is always a challenge. These RAND-based multiphase reaction algorithms partly address these challenges through simultaneous treatment of chemical and phase equilibria. Additionally, the algorithms will be designed for GPU computation deployment, and GEOS with an integrated reactive transport module will allow for high-performance computing, leveraging parallel computing for large scale simulations.

E-Tandem: Converting CO₂ into e-fuels From laboratory scale to continuous production

Hannah Stieber¹, Andreas J. Vorholt¹, Walter Leitner^{1,2}, Gonzalo Prieto³

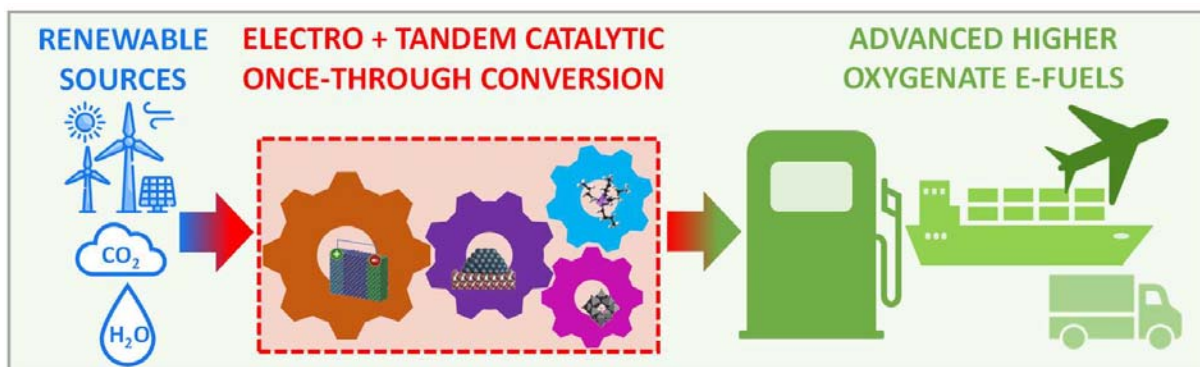
¹Max Planck Institute for Chemical Energy Conversion, Mülheim a.d. Ruhr, Germany

²RWTH Aachen, Aachen, Germany

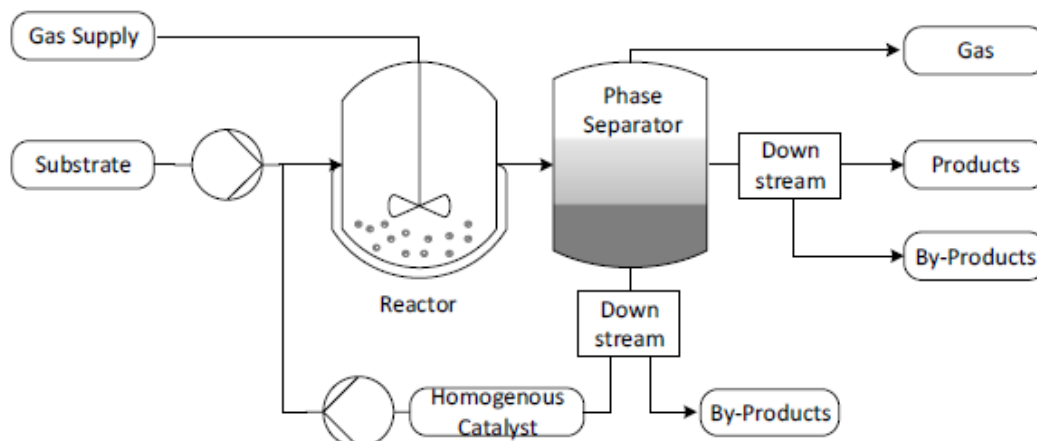
³ITQ Instituto de Tecnología Química (CSIC-UPV), Spain

With the European Green Deal, the EU has decided to create a climate neutral economy by 2050, i.e. to reduce greenhouse gas emissions to zero. This is essential to stop global warming and its consequences for the climate [1]. At around 25 % (2019), the transport sector accounts for a large share of emissions, so a key aspect of the Green Deal is the substitution of fossil fuels for mobility and transport [2]. For the private transport sector, electrification is the preferred approach, but for other parts of the transport sector this is not considered realistic in the timeframe required. Other concepts are therefore needed for the decarbonisation of transport sectors, such as heavy goods vehicles, long-distance transport, shipping and aviation. One promising approach is the use of e-fuels. These greener, liquid energy sources are artificially produced only from renewable electricity and renewable resources and can also be used in conventional internal combustion engines. Overall, e-fuels can be classified as CO₂-neutral, as the amount of CO₂ emitted during combustion is equal to the amount absorbed from the atmosphere during the production of the fuel [3].

The EU project E-TANDEM aims to realise an efficient and direct production of a new, more oxygenated, diesel-like e-fuel for marine and heavy-duty transport. This involves the use of CO₂ as the only carbon source and renewable electricity as the only energy. The fuel is produced in a hybrid catalytic process that combines three catalytic pathways: High pressure electrocatalytic syngas production from CO₂ and water, coupled with a tandem catalytic e-syngas conversion. In this tandem reaction, the heterogeneously catalysed olefin-selective Fischer-Tropsch reaction is coupled with the homogeneously catalysed olefin-reducing hydroformylation reaction to produce long-chain alcohols, which can either be used directly as fuel or they can be converted into longchain ethers in a further step [4]. The concept of the E-TANDEM project is shown in the figure below.



Having demonstrated that the tandem reaction of syngas to higher alcohols is feasible in batch mode in the laboratory, the new e-fuel production concept will be demonstrated in continuous operation in a mini-plant as a first step towards industrial implementation [5]. A first concept of this mini-plant is shown in the figure below.



Literature:

- [1] Europäische Kommission: Der europäische Grüne Deal, **2019**.
- [2] Eurpäisches Parlament, CO2-Emissionen von PkW,
<https://www.europarl.europa.eu>, **2019**.
- [3] A. Ramirez, M. Sarathy, J. Gascon, *Trends in Chemistry*, **2020**.
- [4] E-Tandem Website, <https://e-tandem.eu/>, **2022**.
- [5] K. Jeske, T. Rösler+, M. Belleflamme, T. Rodenas, N. Fischer, M. Claeys, W. Leitner, A.J. Vorholt, G. Prieto, *Angew. Chem. Int. Ed.* **2022**, 61.



Funded by the European Union
under grant number 101083700.

