



# 2022-1 Tagungsbericht

DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung

Geo-Energy-Systems and Subsurface Technologies -  
Key Elements towards a Low Carbon World



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, 2022

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: Markus Querengässer

ISSN 1433-9013

ISBN 978-3-947716-41-8

<https://www.dgmk.de>

## INHALTSVERZEICHNIS

Seite

### Geowissenschaften | Geoscience

<b>Modern equatorial carbonates from the Java Sea: Facies distribution and microplastic as sedimentary component</b> <i>Utami, D. A.</i>	<b>1</b>
<b>Der geowissenschaftliche und bohrtechnische Erkundungsprozess als wesentlicher Teil der Standortsuche für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle in Deutschland</b> <i>Perner, M., Bairlein, K., Sebastian, K., Schamp, J., Meier, F., Rühbaak, W.</i>	<b>2</b>
<b>Application of a probabilistic moment tensor inversion to data recorded above the North German gas fields</b> <i>Kühn, D., Dahm, T., Rosskopf, M., Richter, G.</i>	<b>3</b>
<b>Inwertsetzung in der Zusammenführung von klassischen geowissenschaftlichen Methoden mit moderner Fernerkundung</b> <i>Pawlik, M., Gellendin, M., Rudolph, T.</i>	<b>5</b>
<b>Seismischer Charakter Ober-Triassischer Sedimente der Stuttgart Formation (Schilfsandstein) im Norddeutschen Becken</b> <i>Kellner, A.</i>	<b>13</b>
<b>Coupling heat conductivity and lithofacies of the coal-bearing Upper Carboniferous in the eastern Ruhr Basin, NW Germany</b> <i>Greve, J., Busch, B., Quandt, D., Knaak, M., Hilgers, C.</i>	<b>14</b>
<b>Quartz cementation in the Buntsandstein Group in the central Upper Rhine Graben and surrounding outcrops in relation to pre-Tertiary burial depth</b> <i>Böcker, J.</i>	<b>15</b>
<b>Diagenesis and controls on reservoir quality of Lower Triassic red beds (Buntsandstein) from a marginal basin facies, SW Germany</b> <i>Quandt, D., Busch, B., Schmidt, C., Hilgers, C.</i>	<b>16</b>

### Bohr- und Komplettierungstechnik | Drilling & Completion

<b>Qualification of Shale as Annular Barrier in North Sea Assets</b> <i>Krueckert, K., Fedorova, A.</i>	<b>21</b>
<b>Entwicklungsstand und Versuchsergebnisse eines mit Spülung betriebenen Bohrhammers für den Einsatz im Hartgestein in der Geothermie</b> <i>Feldmann, E., Bannenber, M., Holzmann, J., Jaeger, P., Oppelt, J.</i>	<b>22</b>
<b>The Three Pillars of Well Integrity Management in BU Germany</b> <i>Maura, N.</i>	<b>30</b>

<b>Development of an AI-based Well Integrity Monitoring Solution</b>	<b>32</b>
<i>Aditama, P., Elichev, V.</i>	

## Monitoring &HSE

<b>Konvergenz- und druckabhängige Oberflächenverschiebungen über einem Kavernenspeicherfeld in NW-Deutschland, beobachtet mit Methoden der Radarinterferometrie</b>	<b>33</b>
<i>Even, M., Westerhaus, M.</i>	

<b>Immissionsmessungen von BTEX im Umfeld von Erdgasförderstätten in Niedersachsen</b>	<b>42</b>
<i>Beuck, H., Ropertz, A., Plank, C.</i>	

<b>Innovative HSE Ansätze und die Lehren aus der Pandemie</b>	<b>43</b>
<i>Wirth, S., Gröll, B.</i>	

<b>Integration der Verkehrssicherheit in die Firmenkultur</b>	<b>53</b>
<i>Rackemann, C., Beyer, J.</i>	

## Energie-Speichertechnik | Energy Storage

<b>Hydrogen Storage in Salt Caverns – Recent Experiences &amp; Findings</b>	<b>55</b>
<i>Weber, N. Bernhardt, H., Horváth, B., Schneider, R.</i>	

<b>Underground hydrogen conversion: simulations, sensitivities and the way forward</b>	<b>72</b>
<i>Stiedl, G., Minougou, W. J.-D., Nikolaev, D., Jammerneegg, B., Jasek, P., Azizmohammadi, S., Ott, H.</i>	

<b>Relevanz mikrobieller Prozesse bei der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen</b>	<b>80</b>
<i>Bombach, P., Fischer, A., Nowack, G., Richnow, H. H., Schwab, L., Vogt, C., Wagner, M.</i>	

<b>Opportunities and Challenges in Converting Existing Natural Gas Infrastructure for Hydrogen and CO2 Operation</b>	<b>82</b>
<i>Adam, P., Schluz, M.</i>	

## Fördertechnik | Production Engineering

<b>Simulation der Produktion und Speicherung von Erdgasen - Einfluss der thermodynamischer Größen und Stoffgleichgewichte</b>	<b>83</b>
<i>Littmann, W.</i>	

<b>Produktionsoptimierung durch Einsatz eines mobilen Verdichters</b>	<b>101</b>
<i>Drüppel, E.</i>	

<b>Projekt EVA – Ein neuer Ansatz zur Beseitigung von Scales durch Einsatz des Elektro-Impuls-Verfahrens</b>	<b>102</b>
<i>Klein, S., Anders, E., Voigt, M., Reich, M., Will, F.</i>	

<b>Reduzierung von CO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> Emissionen durch Optimierung der Verdichterstation Siedenburg-Ost</b>	<b>104</b>
<i>Bock, H.</i>	

## **Geothermie | Geothermal Energy**

<b>Regionale Nutzung geothermischer Potentiale im norddeutschen Becken</b>	<b>107</b>
<i>Möhring, A.</i>	

<b>Geothermische Nachnutzung von Kohlenwasserstoffbohrungen in Niedersachsen: die Idee hinter einer Machbarkeitsstudie zur Effizienz von tiefen Erdwärmesonden</b>	<b>108</b>
<i>Schoenherr, J., Köbe, W., Müller, Y., Koltzer, N., Busmann, G., Ritzmann, O., Kukla, P. A.</i>	

<b>Geothermische Günstigkeitskartierung integriert wissenschaftliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen</b>	<b>109</b>
<i>Heins, W. A. , Waters, D. W.</i>	

<b>Multilateral Applications on Geothermal Wells</b>	<b>131</b>
<i>Tiziano, D., Meyer, K.</i>	

## **Speichertechnik | Underground Technology**

<b>Kalibrierung des thermodynamischen Berechnungsmodells von Erdgaskavernen</b>	<b>132</b>
<i>Kruck, O., Klocke, S., Stille, A.</i>	

<b>Combined MIT – Nachweis der Gasdichtheit der Bohrung Zuidwending A8A im Rahmen des Demonstrationsprojektes zur Wasserstoffspeicherung</b>	<b>140</b>
<i>Horvath, B. , Haydl, R. , Roordink, P.</i>	

<b>THM Modellierung des Verbundsystems Bohrung unter Berücksichtigung von verschiedenen Injektionsfahrweisen unterschiedlicher Gase (Kohlenstoffdioxid, Methan, Wasserstoff und Helium)</b>	<b>148</b>
<i>Barsch, M. , Amro, M. M.</i>	

<b>Wasserstoffproduktion aus ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten: Eine lagerstättentechnische und wirtschaftliche Betrachtung</b>	<b>160</b>
<i>Bauer, J. F., Amro, M., Alkan, H.</i>	

## Lagerstättentechnik | Petroleum Engineering

<b>Latest Developments in Chemical Conformance Treatments</b>	<b>181</b>
<i>Wolter, M., Säfken, S., Ganzer, L.</i>	
<b>Investigation of Chemical Conformance Control at Core and Pore Scale - Results from Core Flooding and the Design of a Microfluidic Setting</b>	<b>190</b>
<i>Säfken, S., Ganzer, L., Gaol, C. L.</i>	
<b>Experimental Analysis of Polymer-CO<sub>2</sub>-Rock Interactions in PAG Deployment Case Study in Niger Delta Sandstone</b>	<b>195</b>
<i>Dennar, L. , Amro, M. , Reichmann, S. , Alkan, H.</i>	
<b>Abdichtung einer Packerleckage mit einem differenzdruckaktivierten Dichtmittel</b>	<b>206</b>
<i>Bohlsen, S., Saleh, M</i>	

## Digitalisierung | Digital Transformation

<b>A cascade-forward neural network model to determine swelling pressure of unsaturated bentonite and bentonite mixtures</b>	<b>215</b>
<i>Shehab, M. G. M., Taherdangkoo, R., Butscher, C.</i>	
<b>Innovative Sensorfusion für die Überwachung von Produktions- und Speicherstandorten der Öl- und Gasindustrie</b>	<b>216</b>
<i>Haske, B., Rudolph, T., Bernsdorf, B.</i>	
<b>Computer-Vision Enhanced Cuttings Monitoring</b>	<b>223</b>
<i>Schuurmans, R.</i>	
<b>Developing a Data-Driven Decision Environment: Knowledge Management using an Intelligent Storage Solution</b>	<b>228</b>
<i>Ratnapal, R., Huerta, A., D. Schuurmans, R.</i>	

## Kohlenstoffspeicherung | Carbon Storage

<b>Offshore CCS – von Geologischen CO<sub>2</sub>-Speichern und Clustern zur Nordsee</b>	<b>232</b>
<i>Von Goerne, G.</i>	
<b>A Review of Reservoir Engineering Tools and Procedures to Design and Operate Geological Carbon Storage Sites</b>	<b>233</b>
<i>Nassan, T. , Alkan, H. , Solbakken, J. , Zamani, N. , Burachok, O., Amro, M.</i>	
<b>Assessing the reusability of legacy well in Carbon Capture Storage (CCS): A screening framework, its application and the impact</b>	<b>248</b>
<i>Rosener, A., van der Valk, K. , Zikovic, V., Pawar, R., Williams, J., Opedal, N., Dudu, A.-C., Cangemi, L., Arts, R.</i>	

<b>Warum ist CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS) sinnvoll und notwendig?</b> <i>Falter, W.</i>	<b>260</b>
--	------------

### **Transformation while Performing**

<b>Das denkt Deutschland über die Gas- und Ölförderung im eigenen Land</b> <b>Ergebnisse der BVEG Akzeptanzbefragung 2022</b> <i>Brandtner, J.</i>	<b>262</b>
--	------------

<b>Alternative sustainable futures for O&amp;G companies</b> <i>Hunt, J. D., Nascimento, A.</i>	<b>263</b>
--	------------

<b>Einführung eines modernen Studienganges zu Geoenergiesystemen</b> <i>Jaeger, P. , Ganzer, L.</i>	<b>280</b>
--	------------

<b>Optimierung von Bestandsanlagen im Zuge veränderter Marktbedingungen</b> <i>Friedrich, P.</i>	<b>281</b>
---	------------

### **Bohrungsintegrität | Well Integrity**

<b>Gas Storage – Well Integrity Solutions to Ensure a Safe Environment</b> <i>König, K. , Michel-Greiss, R., Prosvirin, S.</i>	<b>283</b>
---	------------

<b>Well Integrity: Einsatz erprobter und neuer, kostensparender Technologien</b> <i>Bilogan, A.</i>	<b>284</b>
--	------------

<b>Bohrungsintegrität - Laborative Permeabilitätsmessungen an Casing-Zement Verbundproben mit Wasserstoff</b> <i>Kirch, M., Amro, M. M.</i>	<b>285</b>
--	------------

<b>Einsatz von Monitoringsystemen zum Überwachen axialer Lasten in Komplettierungen von Bohrungen im Betrieb</b> <i>Pfeifer, K., Maut, D.</i>	<b>295</b>
--	------------

### **Untergroundspeicherung**

<b>Regulatorische Grundlagen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland</b> <i>Tüngler, S.</i>	<b>305</b>
--	------------

## Postersession

<b>Das BVEG Leistungsspektrum Geothermie – eine Planungshilfe für Projekte der tiefen Geothermie in Deutschland</b> <i>Forstner, I., Holzer, D., Steininger, S.</i>	<b>306</b>
<b>Microbial H<sub>2</sub> consumption activity at conditions relevant for H<sub>2</sub> underground storage</b> <i>Dohrmann, A., Krüger, M.</i>	<b>307</b>
<b>Large Scale Borehole Leakage Experiments under Cyclic Loading Fluid Flow Modelling</b> <i>Schulz, M. , Klose, T., Chaparro, M. C., Müller, B. , Schilling, F., Blum, P.</i>	<b>308</b>
<b>Technical-economic analysis of level measurement of liquefied petroleum gas in residential environment: Applicability and development of a non-intrusive automated low-cost system</b> <i>Oliveira, M. , Nascimento, A.</i>	<b>309</b>
<b>Increasing Data Rate for Mud Pulse Telemetry: Innovative Concepts Tools Developed</b> <i>Bamisebi, A. J., Reich, M.</i>	<b>316</b>
<b>Reservoir quality heterogeneity in Upper Cretaceous limestones of the Münsterland Basin (Beckum-Fm., Münsterland Basin)</b> <i>Ölmez, J. A., Busch, B., Hilgers, C.</i>	<b>331</b>
<b>A Review on the Green and Nano Composite Cement for Carbon Capture and Sequestration Project</b> <i>Abid, K. , Romero Tellez, M. L. , Ahmed, S. , Teodoriu, C.</i>	<b>332</b>
<b>Formulation of water-based drilling fluids with ornamental stones waste for exploration of the pre-salt carbonate rocks and mature fields</b> <i>Costa Cabral Salazar Ramos Moreira, K. , Nascimento, A.</i>	<b>336</b>
<b>Maximizing Geothermal Exposure using Geosteering to Drill a Horizontal Doublet in the Paris Basin</b> <i>Ungemach, P. , Antics, M. , Di Tommaso, D.</i>	<b>343</b>
<b>Geomechanics in Underground Technologies for Renewable Energy supply: The example of Enguri power tunnel leakage</b> <i>Niederhuber, T., Müller, B., Röckel, T., Kalabegishvili, M., Schilling, F., Aberle, B.</i>	<b>359</b>
<b>Die Lage der Rohstoffbeschaffung und – sicherung in Deutschland aus Sicht unterschiedlicher Interessensvertreter</b> <i>Steiger, K., Hilgers, C.</i>	<b>364</b>
<b>3D seismic interpretation and reservoir modelling of deltaic sandstone in the onshore Niger Delta Basin, Nigeria</b> <i>Adamolekun, O. J., Busch, B , Akwaowoh, I., Suess, M. P., Hilgers, C.</i>	<b>365</b>



<b>A discussion about the new methodology to test downhole tools for geothermal well applications</b>	<b>366</b>
<i>Teodoriu, C., Abid, K., Esquitin, Y., Vasques, R.</i>	
<b>Schlag auf Schlag! Entwicklung spülungsbetriebener Untertagebohrhämmer für die Tiefbohrtechnik (DGMK 733-3)</b>	<b>370</b>
<i>Grottendieck, L., Reich, M.</i>	
<b>Supplier Performance and Quality Management (SP QM)</b>	<b>371</b>
<i>Fischer, P., Johnstone, K.</i>	
<b>Berechnung moderner Fördersysteme für mehrphasige Erdöl-/ Erdgasgemische mittels des Simulationsprogrammes AspenHYSYS</b>	<b>372</b>
<i>Brauße, D., Bienek, S., Reisener, G., Monnickhoff, J.</i>	
<b>Salt precipitation by supercritical CO<sub>2</sub> injection: factors to be considered to avoid injectivity impairment</b>	<b>374</b>
<i>Jammernegg, B., Stiedl, G., Flemisch, B., Ott, H.</i>	
<b>Impfdurchbruch und Quersignal? an der Tracerfront nichts Neues</b>	<b>375</b>
<i>Ghergut, J., Behrens, H., Wiegand, B., Sauter, M.</i>	
<b>Fracture network characterization and critically stressed fracture analysis in a naturally fractured tight gas sandstone analogue</b>	<b>384</b>
<i>Allgaier, F., Busch, B., Quandt, D., Hilgers, C.</i>	
<b>Premature thermal drawdown: serial two-compartment model for presumed flow-path shortcut, seen by solute tracer test</b>	<b>385</b>
<i>Behrens, H., Ghergut, J., Wagner, B., Sauter, M.</i>	
<b>Türkiser Wasserstoff – Potenziale des Kohlenstoffs in textilen Prozessen und Produkten</b>	<b>386</b>
<i>Michael, M., Lehmann, F.</i>	
<b>Project BiMiAb_H2: New experimental Research on Underground Hydrogen Storage at the Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR)</b>	<b>387</b>
<i>Weniger, P., Krüger, M., Ostertag-Henning, C., Beckmann, K.</i>	

## **Modern equatorial carbonates from the Java Sea: Facies distribution and microplastic as sedimentary component**

Utami, D. A.

Geotechnology Research Center, National Research and Innovation Agency, Bandung, Indonesia

### **Abstract**

Carbonates in the humid equatorial zone have characteristics that distinguish them from their subtropical counterparts and should therefore be re-examined as a distinct depositional system. Equatorial carbonates are known to share some similarities with cool water systems that can complicate the distinction between non-tropical and equatorial carbonates. Kepulauan Seribu is an isolated patch reef complex located in the Java Sea (Indonesia) and is a typical example of a humid, equatorial carbonate system. Kepulauan Seribu provide a useful modern analogue for buried carbonate systems in Indonesia and other similar Cenozoic carbonates from Southeast Asia and northern Australia. Statistical analysis based on texture and composition revealed that there are four sedimentary facies in Kepulauan Seribu; coral grainstone, coral packstone/grainstone, coral-mollusc packstone, and mollusc wackestone. The occurrence of mollusc wackestone in the lagoon is controlled by water depth, while sand apron and reef front do not show significant facies separation with water depth. Co-occurrence of different facies in the same depth window is contrary to the common thought that changes in bathymetry should be reflected in facies changes. A satellite-derived environmental facies map generated by an image analysis algorithm indicates that environmental facies distribution is mainly controlled by water depth, density of seagrass cover and coral abundance. Microplastic pollution has recently been reported from coral reef systems throughout the tropics, including Indonesia which is known to be the second-largest contributor of mismanaged plastic waste to the ocean. Exposure to microplastics have negative impacts on coral health that in the long run threatens its ability to act as framework builders in coral reef systems. Microplastics are present as a sedimentary component in Kepulauan Seribu. Phthalates, a common plastic additive, were detected on the surface of microplastic particles indicating that contaminants associated with microplastics could become bioavailable to corals after ingestion. All recovered microplastics were classified as secondary microplastics, likely derived from marine and local sources. Microplastics exhibit similar transport and accumulation behavior to fine siliciclastic grains. Abundance of microplastic is controlled by proximity to the source area of larger plastic debris and hydrodynamic processes. Processes that contribute to accumulation of microplastic in reef sediments are biofouling, interlocking, and the creation of compound grains. Microplastics are not only present at the seafloor but are often buried more than ~ 4 cm within the sediment. Microplastics from this depth are unlikely to be remobilized under modal weather conditions in the studied equatorial reefs. Therefore, microplastics in subtidal reef environments of the equatorial zone can be a good practical indicator for Anthropocene strata.

## **Der geowissenschaftliche und bohrtechnische Erkundungsprozess als wesentlicher Teil der Standortsuche für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle in Deutschland**

Perner, M., Bairlein, K., Sebastian, K., Schamp, J., Meier, F., Rühhaak, W.  
Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH, Peine, Germany

### **Abstract**

In Deutschland ist die Bundesgesellschaft für Endlagerung mbH (BGE) Vorhabenträgerin bei der Suche nach einem Standort, der für mindestens eine Million Jahre die bestmögliche Sicherheit für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle bieten soll, entsprechend des Standortauswahlgesetzes (StandAG). Das Standortauswahlverfahren ist als partizipativer, transparenter, wissenschaftsbasierter, lernender und sich selbst hinterfragender Prozess angelegt. In den drei Phasen des Verfahrens werden verschiedene Ausschlusskriterien, Mindestanforderungen und geowissenschaftliche Abwägungskriterien des StandAG mit zunehmender Detailtiefe angewendet.

Den ersten Schritt der Phase I hat die BGE im September 2020 mit der Veröffentlichung des Zwischenberichts Teilgebiete abgeschlossen. Insgesamt wurden 90 Teilgebiete mit günstigen geologischen Voraussetzungen in den drei betrachteten Wirtsgesteinen, Steinsalz, Tongestein und kristallines Wirtsgestein ermittelt.

Der zweite Schritt von Phase I wird derzeit bearbeitet mit dem Ziel, aus den 90 Teilgebieten die in Phase II zu erkundenden Standortregionen zu ermitteln (§ 14 StandAG). Dieser Schritt umfasst die repräsentativen vorläufigen Sicherheitsuntersuchungen (§ 27 StandAG), sowie die erneute Anwendung aller Kriterien und Anforderungen.

Alle Kriterien und Anforderungen müssen auch in Phase II im Zuge der übertägigen Erkundung mit zunehmender Detailtiefe angewendet werden. Die für diese Detailtiefe zu ermittelnden Informationen und Parameter werden mittels Erkundungskampagnen und ortsspezifischer Datenerhebungen generiert. Parameter, die für die Sicherheitsuntersuchungen benötigt werden, werden derzeit definiert und in Erkundungsziele transformiert. Diese Erkundungsziele bilden neben bestehenden geowissenschaftlichen und geophysikalischen Daten früherer Explorationsaktivitäten die Basis für die Entwicklung von Erkundungsprogrammen. Bestehende Daten müssen dabei mit einem neuen Fokus auf die Eignung für die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle analysiert und ausgewertet werden. Die Ergebnisse der übertägigen Erkundung sind schließlich Gegenstand der vorläufigen Sicherheitsuntersuchungen.

Im Anschluss an die übertägige Erkundung werden in der letzten Phase des Standortauswahlverfahrens die potenziellen Standorte weitergehend untertägig detailliert erkundet (§ 18 StandAG). Schließlich entscheiden der Deutsche Bundestag und der Bundesrat über den tatsächlichen Standort. Dieser Prozess soll 2031 abgeschlossen sein.

Diese Präsentation gibt einen Überblick über die bisherigen und anstehenden Arbeiten der BGE im Standortauswahlverfahren mit Fokus auf die Erkundungsaktivitäten, sowie einen ersten Ausblick auf mögliche Explorationsverfahren im Zuge der Standortsuche.

## Application of a Probabilistic Moment Tensor Inversion to Data Recorded above the North German Gas Fields

Kühn, D.<sup>1,2</sup>, Dahm, T.<sup>1,3</sup>, Roskopf, M.<sup>4</sup>, Richter, G.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>GFZ German Research Centre for Geosciences, Physics of Earthquakes and Volcanoes, Potsdam, Germany, <sup>2</sup>NORSAR, Applied Seismology, Kjeller, Norway, <sup>3</sup>University of Potsdam, Institute of Earth and Environmental Science, Potsdam, Germany, <sup>4</sup>ETH Zurich, Department of Earth Sciences, Zurich, Switzerland

### Abstract

Even if faults are not visible on geological outcrops, source mechanisms of earthquakes occurring on those faults may distinguish between different types of faulting. Moreover, the source mechanism of seismic events is one of the most important parameters to discriminate between natural and induced earthquakes and helps to understand the underlying cause. In addition, information on source mechanisms is important for hazard and risk studies, especially of shallow earthquakes. We implemented a novel, probabilistic full-waveform moment tensor inversion (“grond”, [1]) for the application to shallow micro-earthquakes close to gas fields in North Germany. The method was previously applied successfully to investigate induced events in the Groningen gas field in the Netherlands ([2]; [3]). Due to the probabilistic approach, parameter trade-offs, uncertainties and ambiguities are mapped. The implemented bootstrap method implicitly accounts for modelling errors that may affect every station and phase in a unique way.

In addition to the stations of the BVEG network (<http://www.seis-info.de/>), we included nearby sensors of the GRSN (German Regional Seismic Network; <https://www.seismologie.bgr.de/doi/grsn/>) and GE (GEOFON; <https://geofon.gfz-potsdam.de/doi/network/GE>) networks into our study. Since instrument types differ between and even within networks, we carefully evaluated station quality using the AutoStatsQ toolbox ([4]). Due to the complexities in the subsurface structure including salt pillows and domes, we refrained from employing a regional velocity model and instead constructed a local velocity model by extracting 1-D models from a full 3-D model ([5]). We performed detailed tests of input data types and inversion parameters to derive rules of good practice. As test case, we employed the October 1<sup>st</sup>, 2018  $M_L$  3.6 earthquake close to Lastrup as well as the November 20<sup>th</sup>, 2019  $M_L$  3.0 event close to Kirchlinteln. Furthermore, event locations are provided by the algorithm. Such hypocentres, which are estimated simultaneously with moment tensors, are often less sensitive to uncertainties in crustal structure.

### References:

- [1] Heimann, S., Isken, M., Kühn, D., Sudhaus, H., Steinberg, A., Vasyura-Bathke, H., Daout, S., Cesca, S., Dahm, T., (2018), Grond - A probabilistic earthquake source inversion framework. V. 1.0, GFZ Data Services, <https://doi.org/10.5880/GFZ.2.1.2018.003>
- [2] Kühn, D., Heimann, S., Isken, M. P., Ruigrok, E., & Dost, B., (2020), Probabilistic moment tensor inversion for hydrocarbon-induced seismicity in the Groningen gas field, the Netherlands, part 1: testing, Bulletin of the Seismological Society of America, 2095-2111, 110(5), <https://doi.org/10.1785/0120200099>
- [3] Dost, B., van Stiphout, A., Kühn, D., Kortekaas, M., Ruigrok, E., & Heimann, S., (2020), Probabilistic moment tensor inversion for hydrocarbon-induced seismicity in the Groningen gas field,

the Netherlands, part 2: application, Bulletin of the Seismological Society of America, 2112-2123, 110(5), <https://doi.org/10.1785/0120200076>

[4] Petersen, G. M., Cesca, S., Kriegerowski, M., & AlpArray Working Group, (2019), Automated quality control for large seismic networks: implementation and application to the AlpArray seismic network, Seismological Research Letters, 1177-1190, 90(3), <https://doi.org/10.1785/0220180342>

[5] Peikert, D. , (2016), 3D velocity model building Lower Saxony, DMT, Technical Report

## **Inwertsetzung in der Zusammenführung von klassischen geowissenschaftlichen Methoden mit moderner Fernerkundung**

Pawlik, M.<sup>1,3</sup>, Gellendin, M.<sup>2,3</sup>, Rudolph, T.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Forschungszentrum Nachbergbau, Technische Hochschule Georg Agricola

<sup>2</sup> Geologischer Dienst Nordrhein-Westfalen

<sup>3</sup> Institut für Markscheidewesen und Geodäsie, Technische Universität Bergakademie Freiberg

### **Abstract**

Im bergbaulichen Lebenszyklus von der Aufsuchung bis zum Rückbau von Standorten kommen verschiedene Werkzeuge zum Aufbau eines geowissenschaftlichen Prozessverständnisses zum Einsatz. Häufig sind diese Werkzeuge optimiert für die jeweiligen Projektschritte und betrachten entweder Prozesse im Untergrund, meist auf Lagerstättenniveau, oder an der Tagesoberfläche. Auf der anderen Seite bieten neue Werkzeuge die im Kontext von Industrie 4.0 stehen, wie die Digitalisierung, die Verfügbarkeit von Echtzeit-Sensordaten und die Verfügbarkeit von hochauflösenden raumzeitlichen Fernerkundungsdaten, neue Möglichkeiten.

Vor dem Gesichtspunkt des Klimawandels und den Veränderungen in den Umweltverhältnissen (u.a. Dürre, Starkregen) ist es wichtig im Monitoring der abiotischen und biotischen Veränderungen die Prozesse aus dem Untergrund mit einzubeziehen. Hier bieten die für lange Zeiträume verfügbaren Satellitenfernerkundungsdaten einen wichtigen Baustein. Die aktuellen Forschungen zeigen die Beeinflussung der Vegetation an der Tagesoberfläche durch die Bodenbewegungen im Bereich eines untertägigen Gewinnungsbetriebes in Abgrenzung zu weiteren nicht bergbaulich induzierten Vegetationsveränderungen. Nur durch digitale Fusion der Zeitreihenanalyse mit der Erweiterung der geologischen Lagerstättenmodellierung ins Deckgebirge und die Deckschichten war diese Unterscheidung möglich.

Zusammenfassend zeigt sich, dass nur durch die Fusion mehrerer Ansätze der Aufbau eines geowissenschaftlichen Prozessverständnisses erreicht wird.

### **Einführung**

Für die Fusion unterschiedlicher Geodaten in Hinblick auf das nachbergbauliche Prozessverständnis bietet der Ansatz des Digitalen Zwillinges interessante Möglichkeiten um ehemalige Standorte aus der Bereitstellung von Georessourcen zu überwachen. Die Fusion verschiedener Geodaten ist erforderlich, wenn die Prozesse komplex sind, was bei der Gasindustrie der Fall ist. In diesem Paper wird die Fusion aus unterschiedlichen Geodaten auf dem Beispiel des Projektes „Digital Zwillings – Integriertes Geomonitoring“ darstellen. Das Projekt berücksichtigt die wichtigsten Konzepte von "Industrie 4.0". Das bedeutet, dass jeder Prozess im Projekt überwacht und entsprechend gesteuert wird. Implementierung und Digitalisierung aller verfügbaren Daten: geologische Karten, Bergbaukarten, Bohrungsdaten, Drohnen- und Luftaufnahmen, Satellitenbilder und Feldverifizierung in Form eines mobilen GIS.

Für das Projekt wurde das stillgelegte Steinkohlebergwerk Prosper-Haniel im Ruhrgebiet (Abb. 1) bearbeitet. Das Arbeitsgebiet befindet sich im nördlichen Bereich des Ruhrgebietes und umfasst in Teilen die Gemeinden Hünxe, Dinslaken, Oberhausen und Bottrop. Zentral befindet sich die Naturwaldzelle Kirchheller Heide.

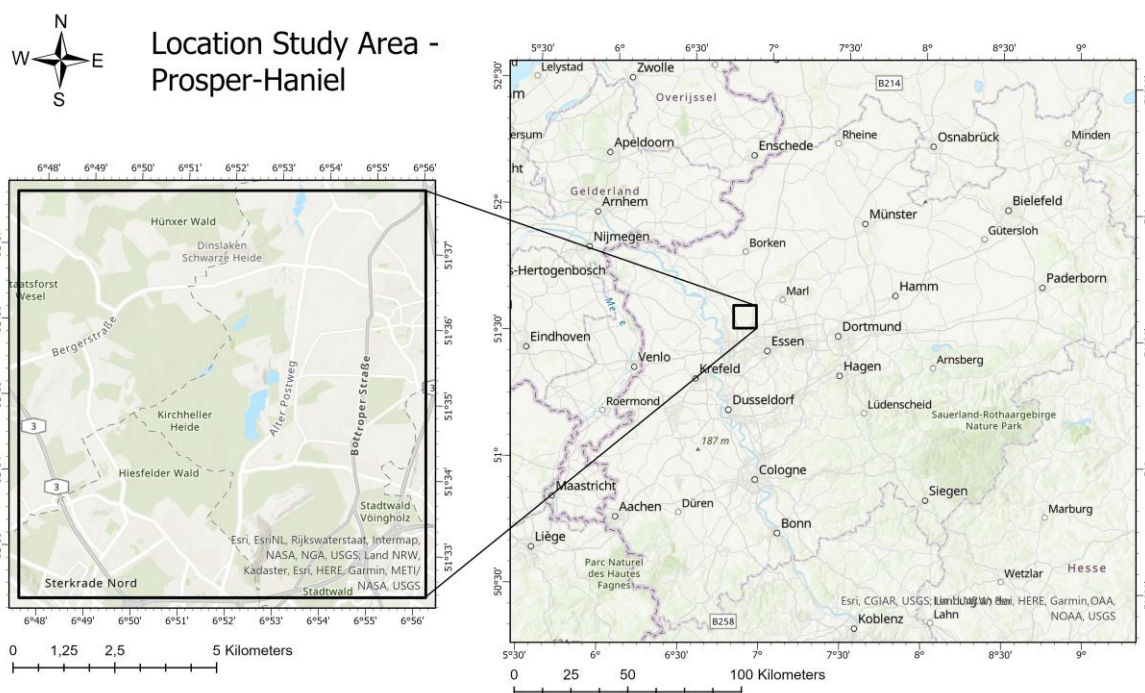


Abbildung 1 Standort des Forschungsgebiet – Bergwerk Prosper-Haniel. Quelle: Pawlik et al. 2022a.

Die nachbergbaulichen Prozesse haben sichtbare Auswirkungen auf die Umweltkomponenten, von denen wir folgende unterscheiden können: Wasser, Boden und Luft (Goerke-Mallet et al. 2017). Die Ableitung von oberflächennahem Grundwasser aus dem Abbaugelände hat erhebliche Auswirkungen auf die Wasserwirtschaft in dem Gebiet. Die Betriebe der Sand- und Kiesgewinnung können zu weiteren Beeinflussungen an der Erdoberfläche führen. Dies führt zur Überlagerung von Bodenbewegungen (Senkungen/Hebungen) (Knothe 1953a, 1953b, 1984; Kratzsch 2005). Die Auswirkungen des Bergbaus wirken sich daher langfristig auf die Umgebung aus, weshalb eine kontinuierliche Geomonitoring der Gebiete erforderlich ist, um die Schädigungsprozesse zu verstehen (Melchers et al. 2016; Goerke-Mallet et al. 2017; Rudolph 2019; Rudolph et al. 2020a, 2020b; Pawlik et al. 2021, 2022a).

Das Ziel der Arbeiten im Projekt "Digitaler Zwilling - Integriertes Geomonitoring" ist es, die Möglichkeit aufzuzeigen, Daten aus verschiedenen Quellen zu fusionieren, die einzelnen Komponenten der Beeinflussung zu identifizieren und so ein übergreifendes nutzbares Verständnis der nachbergbaulichen Prozesse zu ermöglichen. Dieses Prozessverständnis ist dann auch auf andere Bereiche der Rohstoffindustrie zu übertragen.

## Methodik

Die Sammlung von Daten aus verschiedenen Quellen erweitert die Möglichkeiten zur Analyse und Interpretation von Phänomenen, die während des Verfallsprozesses auftreten. In den Artikeln von Pawlik et al. (2021, 2022a) werden Methoden zum Geomonitoring von nachbergbaulichen Prozessen aufgezeigt: 3D-Modellierung geologischer Strukturen, Drohnenflüge, Satellitenaufnahmen und mobile GIS. Ein wichtiger Aspekt der vorliegenden Artikel ist die Integration aller möglichen Daten, die einen breiteren Blick auf das Thema des gegebenen Forschungsproblems ermöglichen (Ibidem).

Im Projekt "Digitaler Zwilling - Integriertes Geomonitoring" können zwei Hauptforschungsaspekte unterschieden werden (Abb.2). Die erste ist die 3D-Modellierung der geologischen Strukturen auf der Grundlage geologischer und hydrogeologischer Kartierungen und Bohrungen. Der besondere Fokus liegt hierbei auf dem Deckgebirge, da dies über die Tagesoberfläche direkt mit der Umwelt in Kontakt steht. Im Zuge des Bergbaus werden wertvolle Erkenntnisse in Form von Bergbaukarten und Skizzen festgehalten, die auch zur Überprüfung der geologischen Struktur benötigt werden (Hegemann 2020). Der zweite Forschungsaspekt des Projekts "Digitaler Zwilling - Integriertes Geomonitoring" ist die Erdbeobachtung. Erdbeobachtung bezieht sich auf die Erfassung, Verarbeitung, Analyse und Interpretation von Daten aus Drohnen- und Luftflügen sowie aus öffentlich verfügbaren Satellitenmissionen wie Copernicus oder Landsat. Jedes Projektergebnis sollte überprüft werden. Eines der Instrumente für die Überprüfung vor Ort sind In-situ-Messungen und der Einsatz von mobilen GIS.



Abbildung 2 Datenfusion im Projekt "Digitaler Zwilling". Quelle: GD NRW, FZN/THGA und NASA.

### 3D-Untergroundmodellierung

Die dreidimensionale Modellierung geologischer Strukturen ermöglicht eine detaillierte Visualisierung und Analyse. Sie liefert wichtige Erkenntnisse für die geologische Bewertung der nachbergbaulichen Prozesse, dies ist vor allem im Deckgebirge wichtig. Im Prozess der Bereitstellung von Georessourcen liegt der Fokus in der Lagerstättenmodellierung vor allem auf der Lagerstätte selbst, das Deckgebirge wird nur nach Grad des Interesses betrachtet. Im Aufbau des nachbergbaulichen Prozessverständnisses verschiebt sich nun die Fokussierung.



In vielen Gebieten sind die geologischen Verhältnisse sehr vielfältig, weshalb das Vorhandensein verschiedener geologischer Alter oft durch mehrdimensionale Unsicherheiten gekennzeichnet ist. Die quartäre Stratigraphie wird oftmals mit Hilfe von Bohrungen und Probenahmen im Untergrund eingehend erfasst. Aufgrund der geringen Mächtigkeiten und der Vielzahl der verschiedenen geologischen Substrate, werden oberflächennahe Horizonte in der Regel nicht in 3D-Modellen dargestellt. Daher beschränkte sich das Modell im Projektgebiet auf die Strukturen und den Aufbau des Deckgebirges. Die Entwicklung eines dreidimensionalen geologischen Modells basiert zunächst auf einem Flächenmodell, das es ermöglicht, die geologischen Formen des Deckgebirges und deren komplexen Strukturen des Untergrundes genau abzubilden.

Tektonische Strukturen bilden eine Art "natürliche Barriere" für geologische Ebenen im Untergrund und haben von daher einen großen Einfluss auf die Geometrie und Komplexität eines geologischen Modells. Auf Grundlage von Profil- und Verlaufsdaten können die dreidimensionalen Störungsflächen detailliert rekonstruiert werden. Die markscheiderisch dokumentierten Abgrabungen lassen unter anderem Rückschlüsse auf die Eigenschaften der Störungen zu, z. B. zum Einfallswinkel oder zu Versatzbeträgen. Der oberflächliche Verlauf der projizierten tektonischen Ausbisslinien diente als Hilfsmittel zur Überprüfung der Ergebnisse im Gelände.

## **Erdbeobachtung**

Eine moderne Methode der Erdbeobachtung ist die Verwendung von Satellitenbildern. Daten von Weltraummissionen der NASA und ESA sind frei und kostenlos verfügbar. Sie ermöglichen uns eine visuelle Analyse der Veränderungen auf der Erdoberfläche (Lillesand et al. 2015). Eine weitere Methode zur Auswertung von Bildern aus Satellitenmissionen und Drohnenflügen ist die multispektrale Analyse, die auf Spektralbändern in Sensoren basiert. Sie wird als Methode der Vegetationsbeobachtung mit Hilfe von Vegetationsindizes eingesetzt. Die Vegetation hängt vom Chlorophyll ab, das in den Pflanzen enthalten ist. Wenn die Pflanzen gesund sind, absorbiert das Chlorophyll bei der Photosynthese Licht im blauen und roten Bereich. Im Gegensatz dazu wird das nahe Infrarotband stark reflektiert, was die Pflanzen vor Überhitzung schützt (Kuchly et al. 2020). Multispektrale Analysen werden auch zur Erkennung von Wasseroberflächen und zur Beobachtung der Auswirkungen des Bodens auf Pflanzen eingesetzt. Die erzielten Ergebnisse müssen mit den Gegebenheiten vor Ort abgeglichen werden, da der Rückgang der Vegetation auch andere Ursachen haben kann: Überschwemmungen, Dürreperioden, Naturkatastrophen, menschliche Aktivitäten und Klimawandel.

Die Daten aus Drohnenflügen werden zunehmend in der wissenschaftlichen Forschung verwendet. Dank ihnen ist es möglich, digitale Geländemodelle (DGM), digitale Oberflächenmodelle (DSM) und Orthophotokarten zu erstellen sowie z. B. Vegetationsindizes auf der Grundlage von Sensoren in einer Multispektralkamera (Red, Green, Blue, Red Edge und NIR) zu berechnen. Drohnenflüge zeichnen sich durch hohe Genauigkeit aus, dank der Verwendung der kinematischen RTK-Methode, die eine Korrektur der GNSS-Signale während des Fluges ermöglicht. Drohnen, die mit einer Wärmekamera ausgestattet sind, ermöglichen die Messung von Bodentemperaturen (Bernsdorf et al. 2021, 2022), ein wichtiger Aspekt zur Identifikation von Bodentypen und Bodenwassergehalten. In Gebieten mit potenziellen geologischen Verwerfungen besteht die Möglichkeit des Austretens von Grundwasser und Gasen an die Oberfläche, was Auswirkungen auf die Umgebung haben kann.

## Datenfusion

Im Projekt "Digital Zwilling - Integriertes Geomonitoring" wurden alle Daten ausgewertet und umgesetzt. Ein wichtiger Aspekt ist die vollständige Integration (Raum-Zeit) von Daten aus allen verfügbaren Quellen. Das 3D-Modell der geologischen Modellierung (Abb.3) sowie die räumlich-zeitlichen und visuellen multispektralen Analysen, ergänzt durch Drohnenflüge und Feldverifizierungen, ermöglichen es, die nachbergbaulichen Prozesse ins Gebiet des stillgelegten Bergwerks Prosper-Haniel zu verstehen.

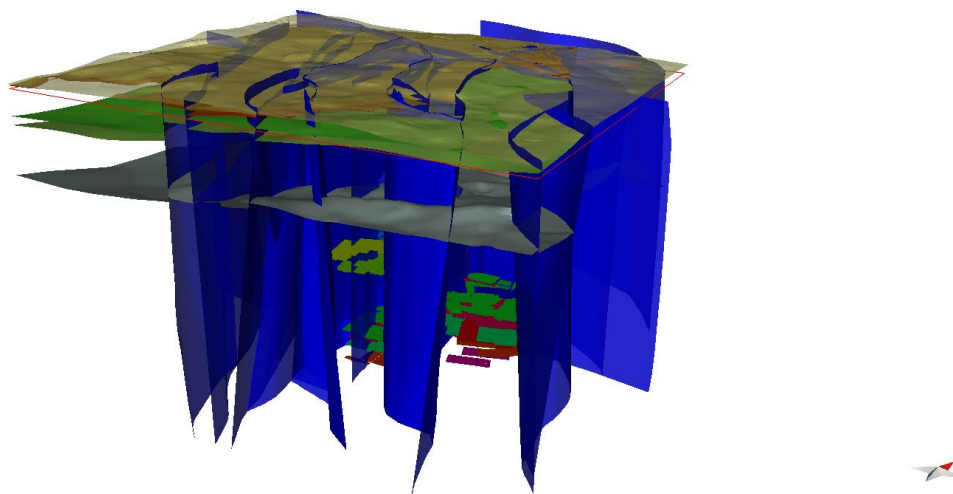


Abbildung 3 3D-Modell mit abgebauten Kohleflözen und Verwerfungen der Prosper-Haniel Bergwerk. Quelle: Pawlik et al. 2022a

Zeitliche und räumliche Analysen auf der Grundlage von öffentlichen und amtlichen Geodaten, sowie unternehmerischen Daten zeigen Veränderungen in der Bodenoberfläche. Diese Daten wurden durch tektonische Verwerfungen, Lineamente und Bergbaugebiete ergänzt, die in der Abbildung 4 dargestellt sind.

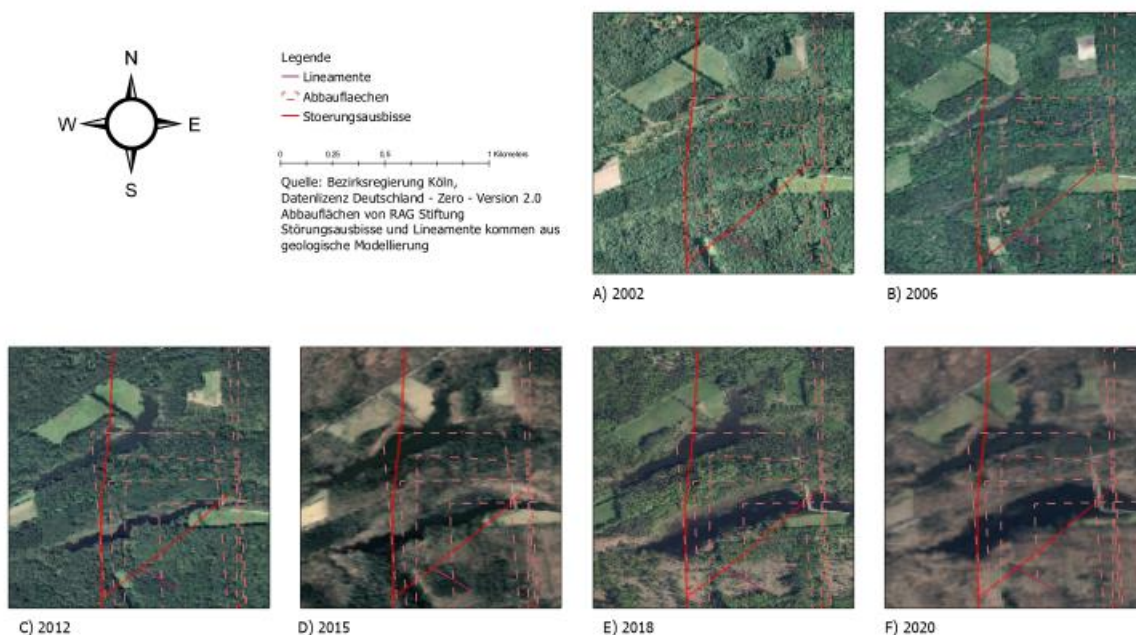


Abbildung 2 Visuelle räumlich-zeitliche Analyse.

Für die Darstellung der multispektralen Analysen wurde unter anderem der NDVI-Index für Landsat-Satellitenbilder von 1984 bis 2021 berechnet (Abb. 5). Darüber hinaus erfolgte noch

die Berechnung weitere Indices um hier die Abhängigkeit vom oberflächennahen (Grund-) Wasser, aber auch Grad der Landnutzung abzuleiten.

Zur Identifikation der Erdbewegungen wurden auch Daten aus LiDAR-Befliegungen und die historischen topographischen Karten genutzt. Dies wurde um markscheiderische Auswertungen ergänzt. So war es möglich die Maximalwerte der Setzungen zu erkennen, die für das gegebene Testgebiet (Weihnachtssee) bis zu 10m betragen.

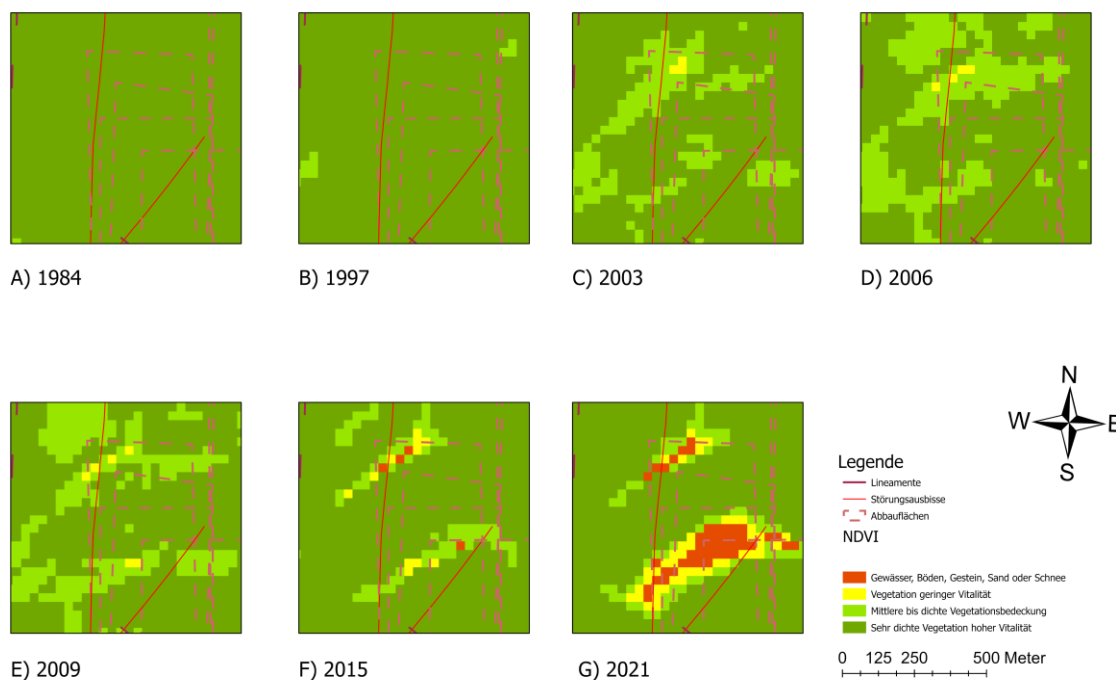


Abbildung 3 Multispektrale Zeitreihen-Analyse am Beispiel der Vegetationsindikatoren – NDVI von 1984 bis 2021. Quelle: Pawlik et al. 2022b.

## Beschreibung des Ergebnisses

Das abgebildete Testgebiet, der Weihnachtssee, in dem Veränderungen der Erdoberfläche gezeigt werden, kann als Beispiel für die Auswirkungen des Bergbaus dienen. Wie die Abbildung 4 zeigt, vollzogen sich die Veränderungen nicht schnell, sondern über einen langen Zeitraum hinweg. Dies unterstreicht, wie wichtig eine kontinuierliche und langfristige Überwachung im Zusammenhang mit dem Geomonitoring von nachbergbaulichen Prozessen ist. Die Kenntnis der geologischen Struktur und der Merkmale eines bestimmten Gebiets ermöglicht es, die Ursachen der Phänomene an der Erdoberfläche zu verstehen. In der Studie werden unterschiedlichen Methoden zur Darstellung der geologischen Struktur in einem 3D-Modell und die visuelle räumlich-zeitliche Analyse sowie eine multispektrale räumlich-zeitliche Analyse unter Verwendung des NDVI-Indikators vorgestellt. Die Zusammenführung von Daten aus verschiedenen Quellen ermöglicht es, die Ursachen für die nachbergbaulichen Prozesse zu verstehen und auf weitere Standort zu übertragen.

## Zusammenfassung

Das Werkzeug des Digitalen Zwillinges bieten im Aufbau eines nachbergbaulichen Prozessverständnisses einen wichtigen Beitrag. Denn so lassen sich Auswertungen hoch temporal und räumlich hochauflösend abbilden. Im gezeigten Beispiel ist der Mehrwert aus der Zusammenführung moderner Erkenntnisse aus der Deckgebirgsmodellierung mit der Integration von Fernerkundungsdaten deutlich geworden. Bereits vorliegende interne wie

öffentliche Geodaten bieten hier eine wichtige Grundlage für die weitergehende geowissenschaftliche Betrachtung. Somit bietet der Digitale Zwilling insgesamt die Möglichkeit in Beteiligungsprozessen zur Schließung von Standorten der Öl- und Gasindustrie genutzt zu werden, umso Transparenz zu schaffen. Insbesondere die Nutzung von Fernerkundungsdaten stellt hierbei eine wichtige Komponente für die längerfristige Überwachung von Standorten dar.

## Danksagung

Die Autoren danken den vielfältigen Unterstützern und Kooperationen im Projekt. Insbesondere wird der RAG-Stiftung für die Förderung des Projektes – „Digital Zwilling – Integriertes Geomonitoring“ gedankt (No. 20-0013). Ein besonderer Dank gilt auch dem Geologischen Dienst NRW für die Nutzung von Datensätzen und Ressourcen.

## Literatur

Bernsdorf, B., Formaniuk, A. & Rudolph, T., (2021). Ein Ansatz zur Detektion von Gaslecks mit Hilfe UAV-gestützter Wärmebildkameras. In: vfdb – Zeitschrift für Forschung, Technik und Management im Brandschutz, 1/2021, S. 22-31.

Bernsdorf, B., Rudolph, T. & Khaing Zin Phyu (2022). Climate Change | Management and Monitoring of Soil and In Situ Sensor Data as the Key to Process Understanding. Mining Report Glückauf 158: 32-52. <https://mining-report.de/english/climate-change-management-and-monitoring-of-soil-and-in-situ-sensor-data-as-the-key-to-process-understanding/>

Goerke-Mallet, P., Melchers, C., & Mütterthies, A., (2017). Innovative Monitoring Measures in the Phase of Post-Mining, Mining Report Glückauf 153, No.3, pp. 264-271 <https://mining-report.de/english/innovative-monitoring-measures-phase-post-mining/>

Hegemann, M., (2020). Solving Problems in Post-Mining Using Artificial Intelligence (AI) Systems, SME Annual Meeting – 23-26 Feb. 2020, Phoenix, AZ, Preprint 20-049.

Knothe, S., (1953a). Równanie profilu ostatecznie wykształconej niecki osiadania. Archiwum Górnictwa i Hutnictwa, Tom I, Zeszyt 1.

Knothe, S., (1953b). Wpływ czasu na kształtowanie się niecki osiadania. Archiwum Górnictwa i Hutnictwa. Tom 1, Zeszyt 1

Knothe, S., (1984). Prognozowanie wpływów eksploatacji górniczej, Wydawnictwo „Śląsk”, Katowice

Kratzsch, H., (Eds.) (2005). Bergschadenkunde, 4 Auflage, Bochum: Deutscher Markscheider-Verein e.V.

Kuechly, H.U., Cozacu, A., Kodl, G., Nicolai, C., & Vallentin, C., (2020). Grundlagen der Fernerkundung. Inforeihe SAPIENS: Satellitendaten für Planung, Industrie, Energiewirtschaft und Naturschutz, Deutsches GeoForschungszentrum GFZ. DOI: <https://doi.org/10.2312/sapiens.2020.001>

Lillesand, T.M., Kieffer, R.W., & Chipman, J.W., (Eds.) (2015). Remote Sensing and Image Interpretation, 7<sup>th</sup> Edition, Wiley.

Melchers, C., Goerke-Mallet, P., & Kleineberg, K., (2016). Elements and Aspects of the Post-Mining Era, Mining Report Glückauf, 156 No. 3, pp. 215-223 <https://mining-report.de/english/elements-aspects-post-mining-era/>

Pawlik, M., Yin, X., Bernsdorf, B., Rudolph, T., & Goerke-Mallet, P., (2021). Application of Modern Geo- and Environmental Monitoring Methods for the Sustainable Management of Geological Resources, Mining Report Glückauf 157 No.6, pp. 551-561 <https://mining-report.de/english/application-of-modern-geo-and-environmental-monitoring-methods-for-the-sustainable-management-of-geological-resources/>

Pawlik, M., Gellendin, M., Bernsdorf, B., Rudolph, T., & Benndorf, J., (2022a). Digital-Twin – How to Observe Changes and Trends on the Post-Mining Areas? Int J Earth Environ Sci 7: 195 doi: <https://doi.org/10.15344/2456351X/2022/195>

Pawlik, M., Gellendin, M., & Rudolph, T., (2022b). Die Interaktion von digitalen Undergroundmodellen mit multispektralen Analysen an der Tagesoberfläche (In Press)

Rudolph, T., (2019). Digital Twin – Integriertes Geomonitoring weiterentwickelt. In: Technische Hochschule Georg Agricola, Forschungszentrum Nachbergbau & Deutscher Markscheidewesen (Eds.): Tagungsband Bergbau, Energie und Rohstoffe 2019. Übergang zu neuen Zeiten, 11-13 September 2019, Technische Hochschule Georg Agricola, Bochum, pp.15-22

Rudolph, T., Goerke-Mallet, P. & Melchers, C., (2020a). Geomonitoring im Alt- und Nachbergbau. zfv 145: pp. 168-173. DOI 10.12902/zfv-0294-2020

Rudolph, T., Goerke-Mallet, P., Janzen, A., Mütterthies, A., Pakzad, K., Spreckels, V., Teuwsen, S., Vehling, L. & Yang, C.-H., (2020b). Bergbaumonitoring im südlichen Ruhrgebiet. Tagungsband Geomonitoring 2020, 163-177. <https://doi.org/10.15488/9348>

## **Seismischer Charakter Ober-Triassischer Sedimente der Stuttgart Formation (Schilfsandstein) im Norddeutschen Becken**

Kellner, A.

Neptune Energy, Hannover

### **Abstract**

Verschiedene Veröffentlichungen beschreiben obertriassische Ablagerungssysteme im Nord-Norddeutschen Becken nur basierend auf Bohrlochdaten, z.B. Beutler & Hauschke (1999), Franz et al. (2018), die jedoch durch seismische 3D-Interpretationen im südwestlichen Teil des Norddeutschen Beckens, dort wo Onshore-Daten verfügbar sind, ergänzt werden könnte.

Die vorliegende Studie trägt mit detaillierten Karten verschiedener Ablagerungssysteme in der Obertriassischen Stuttgart Formation (Schilfsandstein) im Bereich um die Stadt Bremen unter Verwendung eines sequenzstratigraphischen Ansatzes bei.

## **Coupling Heat Conductivity and Lithofacies of the Coal-bearing Upper Carboniferous in the eastern Ruhr Basin, NW Germany**

Greve, J.<sup>1,2</sup>, Busch, B.<sup>2</sup>, Quandt, D.<sup>2</sup>, Knaak, M.<sup>1</sup>, Hilgers, C.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Geological Survey of North Rhine-Westfalia, Krefeld, Germany, <sup>2</sup>Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Applied Geosciences - Structural Geology & Tectonics, Karlsruhe, Germany

### **Abstract**

After the closure of coal mining in the northwestern German coalfields the further utilization of mines i.e., for geothermal applications is currently discussed. Recent exploration activities aim for deep geological carbonate horizons in the Rhine-Ruhr area, located at depths relevant for deep geothermal exploitation (cf. [1]). The dismantled Upper Carboniferous coal mines at more than 1000 m depth may also be considered as a potential geothermal reservoir. Thus, determining thermal conductivity including reservoir properties is important to define the geothermal potential of Upper Carboniferous clastics.

In this study, petrophysical properties of three Upper Carboniferous (Westphalian A and B) drill cores were determined in the eastern Ruhr basin including ultrasonic wave velocity ( $V_P$ ), thermal conductivity, and porosity. We outline how lithofacies, depositional environment and petrophysical data are coupled with thermal conductivity, for deeper process understanding and subsequent potential evaluation.

Cores from three exploration wells in the study area stratigraphically cover the Westphalian A and B, of the coal-bearing Upper Carboniferous. In the Ruhr basin the entire Upper Carboniferous comprises of a 4000 m thick clastic succession of cyclically deposited clay-, silt-, and sandstone of deltaic to fluvial and lacustrine origin and contains about 250 coal seams ([2], [3]).

Cyclically occurring clastics were categorized into different delta facies by their lithology and sedimentary structures. Thermal conductivities of the Upper Carboniferous samples range between 2.3 and 4.1 W/m/K. In general, most samples are generally tight (mean porosity: 6.4 %) but varies by grain size and facies. Thermal conductivity in sandstones of the delta front ranges from 3.0 to 4.1 W/m/K. The higher values moderately correlate with lower porosities, while e.g., the quartz content or the mineralogical composition seem to impact the heat conductivity. Siltstones of the lower delta plain show lower thermal conductivities from 2.3 to 3.9 W/m/K, while mudstones of the wetlands display the lowest ranging from 2.4 to 3.0 W/m/K.

The p-wave velocity ( $V_P$ ) was determined on dry core plugs and ranges between 2886 and 5663 m/s. Similar to the thermal conductivity  $V_P$  values are highest in sandstones but show the widest spread ranging from 2886 to 5663 m/s. Siltstones and mudstones of the lower delta plain show relatively lower velocities ranging from 4649 to 3060 m/s and 4695 to 3641 m/s, respectively. Comparing the results from porosity measurements with the  $V_P$  values a moderate correlation is displayed, as an increase in porosity leads to a decrease in  $V_P$  velocities. In following studies petrographic parameters need to be included as limitations occur by simply applying grain size and lithofacies data to understand the subsurface heat distribution and to evaluate the geothermal potential.

#### References:

- [1] Arndt, M., Fritschle, T., Thiel, A., & Salamon, M., (2021), Deep Geothermal Energy potential of Carboniferous carbonate rocks in North-West Europe—History, characterisation, modelling and exploration, Schweizerbart Science Publishers, Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 205-210
- [2] Drozdowski, G., (1993), The Ruhr coal basin (Germany): structural evolution of an autochthonous foreland basin, International Journal of Coal Geology, 231–250, 23 (1-4)
- [3] Suess, M.P., Drozdowski, G., Schaefer, A., (2007), Sedimentary environment dynamics and the formation of coal in the Pennsylvanian Variscan foreland in the Ruhr Basin (Germany, Western Europe), International Journal of Coal Geology, 267–287, 69 (4)

## **Quartz Cementation in the Buntsandstein Group in the Central Upper Rhine Graben and Surrounding Outcrops in Relation to pre-Tertiary Burial Depth**

Böcker, J.

Neptune Energy Holding Germany GmbH

### **Abstract**

The Buntsandstein reservoir quality in the Upper Rhine Graben (URG) is of major interest for the oil and gas as well as geothermal exploration. Quartz cement with pore-occluding overgrowths partly reduces the porosity significantly. The reason for the regionally different amount of quartz cement in the Buntsandstein in the central URG and surrounding outcrops was investigated and compared to insights from an oil field in the central URG. Buntsandstein quartz cementation data was used from literature references and thin section studies.

The amount of quartz cement in Buntsandstein outcrops in the surroundings of the central URG shows a strong positive correlation to the thickness of the formerly overlying Muschelkalk to Dogger sequence and thus a clear relation to the pre-Tertiary burial depth before the URG formation. The remarkable regional difference in Buntsandstein reservoir properties with western outcrops showing very good porosities (often > 15 - 20 %) and low amounts of quartz cements of usually < 10 % (mean value < 5 %), and eastern URG Buntsandstein rocks showing a significantly lower porosity (of usually < 15 - 10 %) and significantly higher amount of quartz cementation with many samples > 10 % and partly > 30 %, can be attributed to the difference in pre-Tertiary burial depth. 1D models with Liassic maturity data (vitrinite reflectance) as calibration parameter compare the maximum burial depth at the eastern and western side of the URG and reveal that the Buntsandstein at the eastern URG in the area of Heidelberg-Neckargerach-Mingolsheim has been buried significantly deeper than the western URG area (Haardtrand; outcrop Siebeldingen). The eastern URG Buntsandstein outcrops experienced ca. 130 °C during maximum burial depth which resulted in significantly increased amounts of quartz overgrowths.

The central URG area shows a lower pre-Tertiary burial depth than the eastern outcrops and are rather in-line with western URG outcrops with low mean values of quartz cement (ca. 3 - 5 %). The distribution of quartz cement from wellbore X1 determines two phases of quartz cement. High temperatures during Neogene and Quaternary burial resulted in a second phase of quartz cementation causing partly high amounts of quartz cement (10 to partly > 20 %). An exception are samples, which show radial, fibrous grain-coating illites. The precipitation of grain-coating illites is attributed to Neogene-Quaternary hydrothermal fluid flow. The radial grain-coatings protect against further precipitation of quartz overgrowths and the samples still show low amounts quartz cement (< 5 %) and quite high porosities.



## **Diagenesis and controls on reservoir quality of Lower Triassic red beds (Buntsandstein) from a marginal basin facies, SW Germany**

Quandt, D.<sup>1</sup>, Busch B.<sup>1</sup>, Schmidt, C.<sup>1,2</sup>, Hilgers, C.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Institute of Applied Geosciences, Structural Geology & Tectonics, KIT - Karlsruhe Institute of Technology, Campus South, Karlsruhe, Germany, <sup>2</sup>now at GeoThermal Engineering GmbH (GeoT), Karlsruhe, Germany

### **Abstract**

With regard to climate change and the energy transition, the red beds of the Buntsandstein from the Central European Basin have come into focus. While in previous decades the focus was on the Buntsandstein from the basin center due to the discovery of several gas fields, the Buntsandstein from the southern basin margin may serve as a potential lithology for geothermal applications and lithium brine extractions. Based on three drill cores from SW Germany covering the Lower, Middle, and Upper Buntsandstein, we present porosity and permeability data combined with petrographic data (point counting) in order to better understand reservoir quality and the diagenetic history of the Buntsandstein from the southern basin margin. The sandstones reveal textural and mineralogical characteristics that indicate deposition in eolian and fluvial settings. Porosities range from 7.9 to 21.5 % and permeabilities vary over six orders of magnitude from 0.001 to 515 mD. Coarser detrital quartz-rich eolian sandstones tend to have better reservoir qualities than finer fluvial sandstones, which are rich in authigenic illite. The major influence on reservoir quality are large grain sizes  $\geq 0.31$  mm. Authigenic cements such as illite (pore-lining and pore-filling) and syntaxial quartz overgrowths interact with each other and each exert a local influence on reservoir quality. The presence of consistent illite coatings on detrital quartz efficiently impeded syntaxial quartz overgrowth. In contrast, the lack of consistent illite coatings on detrital quartz locally resulted in syntaxial quartz overgrowths that stabilized the granular framework and, thus, preserved primary porosity. The comparison of the results of this and other studies on the central and marginal Buntsandstein indicates that its reservoir quality varies over small and large scales and within the same stratigraphic levels. Reservoir quality is mainly controlled by large grain sizes but further local controls such as authigenic illite and syntaxial quartz overgrowths exist as well.

### **Introduction**

In the last decades, industrial exploration and production in the Lower Triassic Buntsandstein focused on the Central European Basin center where gas fields were discovered (e.g., Roos and Smits 1983). However, in view of the energy transition, the Buntsandstein from the former southern basin margin has come into focus of geothermal applications and simultaneous metal extraction from brines (e.g., Pauwels et al. 1993; Heap et al. 2017; Aehnelt et al. 2021). For this purpose, reservoir qualities and the diagenetic histories of a few central and south German marginal Buntsandstein locations were recently evaluated (e.g., Beyer et al. 2014; Kunkel et al. 2018; Schmidt et al. 2021; Busch et al. 2022). In these studies, porosities and permeabilities, which are a function of various interacting depositional and diagenetic processes (Burley et al. 1985), were combined with quantified petrographic data representing an essential approach in order to understand reservoir quality and its controlling factors. This contributes to reduce risk and costs of exploration campaigns (Worden et al. 2018).

Here we provide new insights into the reservoir quality of three different Buntsandstein locations in SW Germany by combining measured petrophysical (i.e., porosity and permeability) and point-counted petrographic data. This contributes to a better understanding of the spatial distribution of reservoir quality over regional scales and diagenetic history of the

southern Buntsandstein

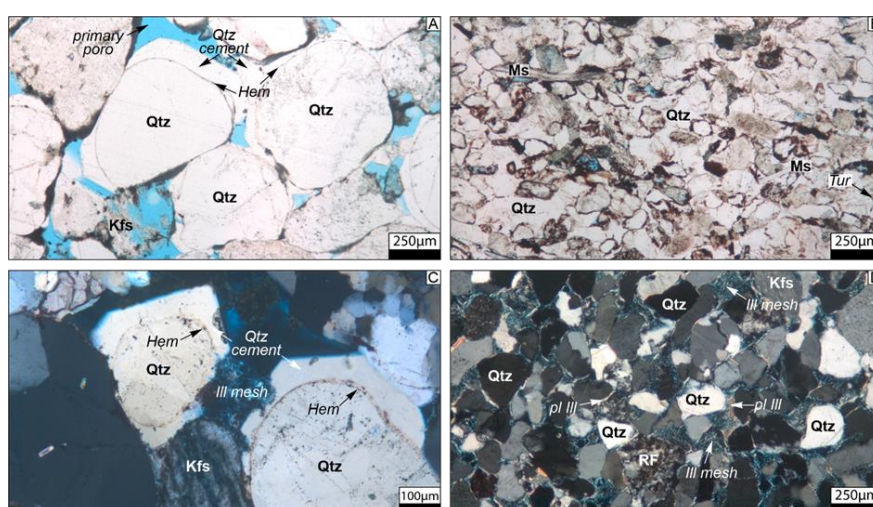
## Methods and material

This study is based on 54 core plugs with a diameter of 2.5 cm. They were sampled from three drill cores, Tennenbach, Well A, and Gemmingen located in Baden-Württemberg, southwest Germany, and drilled by the State Agency for Geology, Resources, and Mining Baden-Württemberg. During the Lower Triassic, the study area constituted the southern margin of the Central European Basin (e.g., Füchtbauer 1967; Mader 1983). Stratigraphically, the drill cores cover the Lower, Middle, and Upper Buntsandstein. Quantified petrographic data were acquired by performing point counting (300 points per sample) on stained thin sections. Based on point counting results, the intergranular volume (Paxton et al. 2002), compactional porosity loss (COPL), and cementational porosity loss (CEPL, Lundegard 1992) were determined. Porosities and permeabilities of corresponding rock plugs were measured using a semi-automated micromeritics Accupyc II 1340 helium pycnometer and an air permeameter (at steady state with 1.2 MPa confining pressure using dry, oil-free lab air as permeant, Westphal Mechanik), respectively.

## Results and discussion

The three sample sets reveal different petrographic characteristics. The Tennenbach sample set (Middle Buntsandstein) is characterized by relative large mean grain sizes (0.31 mm on average), high roundness and sphericity, and quartz-rich compositions (89.9 % normative quartz on average) typical for aeolian deposits. In contrast, Gemmingen (Upper Buntsandstein) and Well A (Lower Buntsandstein) sample sets exhibit smaller grain sizes (0.19 and 0.22 mm on average, respectively), lower roundness and sphericity, and less quartz-rich compositions (72.9 and 74.9 % normative quartz on average, respectively) pointing to fluvial deposition. Both represent typical depositional environments for the marginal Buntsandstein (Mader 1983).

Independently of the study area, the samples are characterized by similar diagenetic alteration features and COPL values (19.1-37.3) indicating comparable burial paths. The diagenetic sequence comprises the formation of hematite rims on detrital quartz, local early-stage dolomite cementation, tangential illite formation, contemporaneous replacement of feldspar by dolomite and illite, syntaxial feldspar overgrowths, mechanical compaction, syntaxial quartz overgrowths temporally overlapping with feldspar dissolution and later formation of pore-filling illite, and late-stage dolomite cementation and its dissolution (Fig. 1).

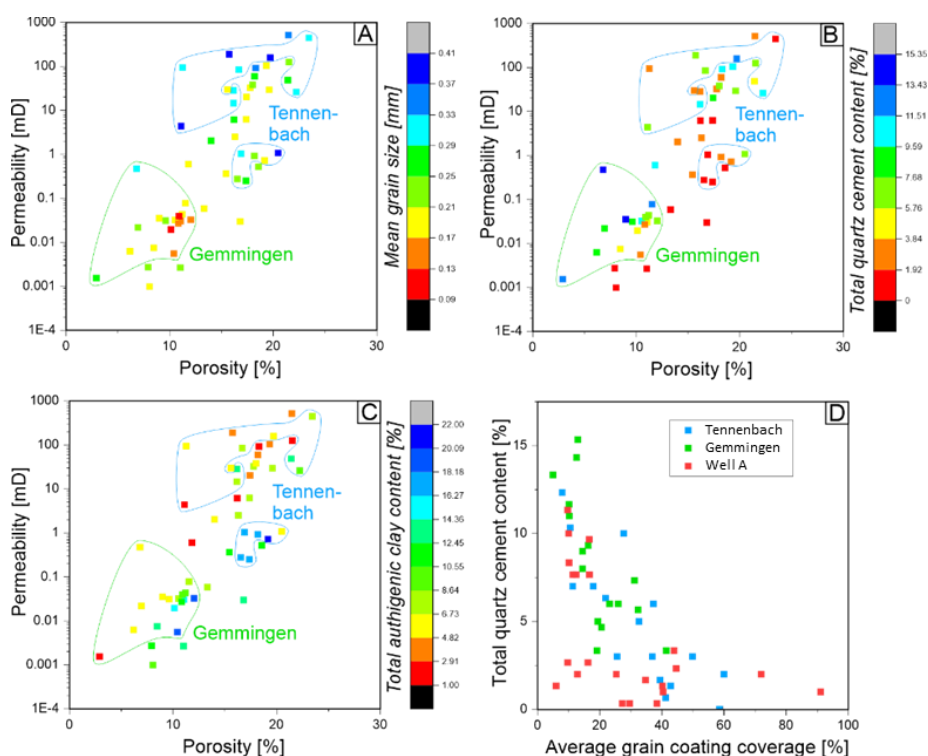


**Figure 1** Microphotographs of representative samples. (A-B, parallel nicols) Varying grain sizes and mineralogical compositions point to differing degrees of sedimentary maturity. (C-D, crossed nicols) Syntaxial quartz overgrowths and illite lining and filling pores represent the most common authigenic minerals. Hem–hematite, Ill–illite, Kfs–K-feldspar, Ms–muscovite, poro–porosity, pl Ill–pore-lining illite, Qtz–quartz, RF–rock fragment, Tur–tourmaline.

Permeabilities of Well A, Gemmingen, and Tennenbach samples vary over six orders of magnitude (0.001 to 515 mD). The corresponding porosities are between 7.9 and 21.5 % (Fig. 2A-C). This porosity range is in accordance with previous studies on the southern Buntsandstein from the basin margin and northern Buntsandstein from the basin center. However, permeabilities are up to two orders of magnitude higher (up to 10000 mD) in the basin center (e.g., Schmid et al. 2004; Beyer et al. 2014; Dethlefsen et al. 2014 and references therein; Kunkel et al. 2018; Schmidt et al. 2021; Scorgie et al. 2021; Busch et al. 2022).

Porosity and permeability are positively correlated with large grain sizes (Fig. 2A). Thus, samples with grain sizes  $\geq 0.31$  mm show the highest porosities ( $\geq 11$  %) and permeabilities ( $\geq 1.1$  mD). On the contrary, samples with grain sizes  $\leq 0.17$  mm are characterized by lower porosities ( $\leq 12$  %) and permeabilities ( $\leq 0.04$  mD). This correlation with large grain sizes is observed in all three sample sets indicating that large grain sizes represent a major control on reservoir quality. This is in accordance with other studies on the Buntsandstein (e.g., Schmid et al. 2004; Kunkel et al. 2018; Scorgie et al. 2021; Busch et al. 2022). A similar porosity-permeability correlation is observed with total quartz content, which in turn shows a positive correlation with grain size.

A local, subordinate influence on reservoir quality is exerted by authigenic cement phases such as illite and quartz cement (Fig. 2B-C), which both interact with each other. Where continuous illite coating coverages were developed on detrital quartz grains, quartz cementation was efficiently prevented (Fig. 2D). In contrast, where grain coatings are discontinuously developed or lack completely, syntaxial overgrowths were developed on detrital quartz grains. This is the case for the Well A and Tennenbach sample sets in which syntaxial quartz cements stabilized the grain framework against compactive porosity loss and enhanced reservoir quality.



**Figure 2** Correlation diagrams. Tennenbach and Gemmingen sample sets are enveloped. All other samples belong to the Well A sample set. (A) Large grain sizes correlate positively with porosity and permeability. (B) Total authigenic clay content correlates positively with porosity and permeability. (C) Total quartz cement content correlates positively with porosity and permeability. (D) Total quartz cement content correlates negatively with average grain coating coverage.

## Conclusions

Porosity and permeability data of samples from this and other studies vary over small and large scales and within the same stratigraphic levels indicating that the Buntsandstein is a heterogeneous reservoir system. Large grain sizes typical for the aeolian sandstones of the Tennenbach sample set represent the major control on reservoir quality. This is in accordance with other Buntsandstein locations. Continuous illite grain coating coverages on detrital quartz grains prevented syntaxial overgrowths and thus exert a local control on reservoir quality. However, where grain coating coverages on detrital quartz are discontinuously developed or lack completely, syntaxial quartz cements formed. They locally stabilized the granular framework representing a positive effect on reservoir quality.

## Acknowledgements

The State Agency for Geology, Resources, and Mining Baden-Württemberg is thanked for the access to the three drill cores and the permission to sample them.

## References

- Aehnelt, M., Hilse, U., Pudlo, D., Heide, K. and Gaupp, R. *Geochemistry*, 81(2), 125736 (2021).
- Beyer, D., Kunkel, C., Aehnelt, M., Pudlo, D., Voigt, T., Nover, G. and Gaupp, R. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 165(3), 345 (2014).
- Burley, S.D., Kantorowicz, J.D. and Waugh, B. *Geological Society, London, Special Publications*, 18(1), 189 (1985).
- Busch, B., Adelmann, D., Herrmann, R. and Hilgers, C. *Marine and Petroleum Geology*, 136, 105437 (2022).
- Dethlefsen, F., Ebert, M. and Dahmke, A. *Environmental Earth Sciences*, 71(5), 2227 (2014).
- Füchtbauer, H. *Sedimentary Geology*, 1, 159 (1967).
- Heap, M.J., Kushnir, A.R., Gilg, H.A., Wadsworth, F.B., Reuschlé, T. and Baud, P. *Geothermal Energy*, 5(1), 1 (2017).
- Kunkel, C., Aehnelt, M., Pudlo, D., Kukowski, N., Totsche, K.U. and Gaupp, R. *Marine and Petroleum Geology*, 97, 209 (2018).
- Lundegard, P.D. *Journal of Sedimentary Research*, 62(2), 250 (1992).
- Mader, D. *Sedimentary Geology*, 37(1-2), 1 (1983).
- Pauwels, H., Fouillac, C. and Fouillac, A.M. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 57(12), 2737 (1993).
- Paxton, S.T., Szabo, J.O., Ajdukiewicz, J.M. and Klimentidis, R.E. *AAPG bulletin*, 86(12), 2047 (2002).
- Roos, B.M. and Smits, B.J. *Springer, Dordrecht*, 75 (1983).
- Schmid, S., Worden, R.H. and Fisher, Q.J. *Marine and Petroleum Geology*, 21(3), 299 (2004).

Schmidt, C., Busch, B. and Hilgers, C. Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 172(4), 541 (2021).

Scorgie, J.C., Worden, R.H., Utley, J.E.P. and Roche, I.P. Marine and Petroleum Geology, 131, 105154 (2021).

Worden, R.H., Armitage, P.J., Butcher, A.R., Churchill, J.M., Csoma, A.E., Hollis, C., Lander, R.H. and Omma, J.E. Geological Society, London, Special Publications, 435(1), 1 (2018).

## **Qualification of Shale as Annular Barrier in North Sea Assets**

Krueckert, K., Fedorova, A.

Wintershall Dea AG, Global Well Construction, Hamburg, Germany

### **Content**

The North Sea region has mature plays which results in a wave of well decommissioning activities for last decade. Plugging and abandonment (P&A) of wells in North Sea assets is expected to make up a major part of the overall decommissioning costs, even higher than platform removal. P&A is integral part of the life cycle for well. As responsible operator, Wintershall Dea cares about P&A liabilities and considers them timely and in sustainable manner.

P&A activities follow after the operational phase of an oil or gas well. If the bond between casing and sealing formation is not sufficient, this can typically include activities like remedial cementing, casing milling, cutting and pulling operations using a rig. These measures are time consuming and expensive. The utilization of naturally existing shale formations as permanent annular barriers instead of artificially introduced barriers is an alternative approach which offers several benefits. P&A operations can be simplified which results in significant cost reductions. Additionally, the reduced operational complexity lowers potential risks during the P&A activities and also minimized environmental impact. Considering the big amounts of wells being candidates for using shale as barrier, potential cost savings and HSEQ benefits are enormous. However, operators have to adhere to the local regulatory framework and demonstrate that the integrity of the seal formed by the shale formation is given.

The presentation displays the assessment of shale formations as a barrier in the decommissioning of well for North Sea assets in those countries Wintershall Dea where acts as operator. It includes an overview of current regulatory frameworks in the different areas. Additionally, technologies to assess and qualify the presence of a barrier and its bond quality are presented. Together with proposed laboratory experiments these form a test protocol which aims to qualify the suitability of naturally existing shale formations as barrier in well decommissioning activities.

## **Entwicklungsstand und Versuchsergebnisse eines mit Spülung betriebenen Bohrhammers für den Einsatz im Hartgestein in der Geothermie**

Feldmann, E., Bannenberg, M., Holzmann, J., Jaeger, P., Oppelt, J.

Institute of Subsurface Energy Systems, Technische Universität Clausthal, Deutschland

### **Abstrakt**

Am Institute of Subsurface Energy Systems (ITE) der Technischen Universität Clausthal wird durch die Förderung vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ein mit Spülung betriebener 6 3/4 Zoll Bohrhammerprototyp für Geothermiebohrungen im Hartgestein entwickelt<sup>1</sup>, der mit konventionellen Bohrstrangkomponenten in relevanter Laborumgebung bereits getestet wurde. Angetrieben wird der spülungsgetriebene Bohrhammer durch den Wasserschlageffekt, wodurch der Schlagkolben beschleunigt wird, um folglich die Schlagenergie über den Meißel in das anliegende Gebirge zu übertragen.

Die Betriebsfähigkeit des Bohrhammers wurde in horizontaler sowie vertikaler Lage am Drilling Simulator in Celle sowie am ITE untersucht und geprüft. Bohrdaten für eine 8 1/8 Zoll Vertikalbohrung in eine mit Granit gefüllte Gesteinskammer wurden generiert und entscheidende Betriebskenngrößen gemessen. Des Weiteren wurden während der Bohrungen Beschleunigungsdaten im Bohrstrang bei unterschiedlichen Bohrstrangkonfigurationen erhoben, um die Anforderungen sowie Optimierungsmöglichkeiten für den Einsatz von Dämpfungssystemen zu beurteilen. Anschließend wurde der Bohrstrang mit einem Inklinationmessgerät und einer Pulserinheit bestückt, um deren Kompatibilität mit dem durch Wasserschlag angetriebenen Bohrhammer zu belegen.

Die Versuchsaufbauten werden zur Erläuterung der Ergebnisse abgebildet und die Bohrstrangkonfigurationen mit der Anordnung der eingesetzten Bohrstrangkomponenten dargestellt, welche die Eignung für den Betrieb in realen Feldanwendungen ohne spezielle Ausrüstung an der Oberfläche oder im Bohrloch hervorheben. Des Weiteren wird die Bedeutung weiterführender Feldversuche diskutiert, um den „Technical Readiness Level“ (TRL) der Entwicklung zu steigern, wodurch ein technologischer Beitrag zur kostengünstigen und effektiven Erschließung tiefliegender, geothermischer Lokationen im Hartgestein geleistet werden soll.

### **Einleitung**

Die Entwicklung eines spülungsgetriebenen Bohrhammers soll zu einer zügigeren und kostengünstigeren Anwendungsmöglichkeit geothermaler Anlagen beisteuern, die die Ausbreitung geothermischer Energiegewinnung insbesondere in Lokationen mit Hartgestein unterstützt. Die vorteilhafte Wirksamkeit des Gesteinsbruchmechanismus, welcher beim drehschlagenden Bohren das Gestein aus dem Gebirge löst, trägt zu einer erheblichen Erhöhung des Bohrfortschritts bei [1]. Für tiefere Bohrungen ist der Einsatz einer gewichteten Spülung erforderlich um das abgetragene Bohrklein effektiv aus der Teufe zu transportieren, weshalb pneumatische oder mit Wasser betriebene Bohrhammer für die Nutzung nicht infrage kommen. Zur Erzeugung des Schlagimpulses, der durch den Bohrmeißel auf das Gebirge übertragen wird, wurde ein Schlagmechanismus entwickelt, der auf Grundlage des Wasserschlagprinzips eine Kolbenmasse beschleunigt, die dann wiederum auf den Amboss

<sup>1</sup> FKZ 0324242

am Schaft des Bohrmeißels auftritt. Die Betriebskenngrößen des Schlagmechanismus des Bohrhammers werden durch die Schlagfrequenz des Kolbens und die erzeugte Einzelschlagenergie beschrieben. Dabei sind diese Kenngrößen durch Änderungen der Spülungsrate während des Bohrens beeinflussbar. Quasistatisch können diese Betriebskenngrößen zusätzlich durch den Einsatz unterschiedlicher Baugeometrien auf gewünschte Spülungsraten übertägig vorab angepasst werden. Der entwickelte Schlagerzeugungsmechanismus verzichtet dabei auf enge Fließkanäle oder den Einsatz von Federn zur Bewegungssteuerung des Schlagkolbens. Dies hat den Vorteil, dass der beobachtete Verschleiß, hervorgerufen insbesondere durch die in der Spülung enthaltenen Partikel, während der ausgeführten Versuche bei den beweglichen Bauteilen bisher gering geblieben ist.

## Erzeugung des Schlagmechanismus

Der schlagerzeugende Mechanismus kann in drei wiederkehrende Phasen aufgeteilt werden: die Rückstellphase, die Beschleunigungsphase und die ballistische Phase. In der Rückstellphase werden Ventil und Kolben durch die Nutzung hydraulischer Wirkprinzipien durch den hydraulischen Druck in die obere Ausgangsposition gefahren. Die Beschleunigungsphase beginnt, wenn der Kolben und das Ventil aufeinandertreffen und der Hauptfließkanal durch den Kolben verschlossen wird. Dies löst den Wasserschlag aus, welcher zu einer Druckerhöhung am Ventil führt und folglich Kolben und Ventil als Einheit Richtung Amboss beschleunigt. Die ballistische Phase startet sowie sich das Ventil vom Kolben getrennt hat. Das Ventil beginnt mit der Rückstellphase während der Kolben sich weiter auf den Amboss zubewegt und den Schlagimpuls beim Auftreffen erzeugt. Daraufhin beginnt die Rückstellphase des Kolbens und der Schlagmechanismus wiederholt sich. [2]

## Versuche 8 1/8 Zoll Bohrung

Die vertikalen Versuche erfolgten am ITE mit einer im Projekt konzipierten Versuchsanlage, siehe Abbildung 1. Dazu wurde eine austauschbare etwa 4 m lange, mit Neuhäuser Granit befüllte Gesteinskammer an eine 9 5/8 Zoll Futterrohrtour angeflanscht. Durch den Einsatz eines T-Flansches unterhalb des Dichtflansches mit Dichtstange wird die Rückführung der Spülung und das Rotieren und Anheben des Bohrstranges ermöglicht. Auf der gesondert entwickelten Schachtabdeckung lässt sich ein ausbaubarer Keiltopf installieren, der das Ziehen, Halten und Verschrauben des Futterrohrstranges und Bohrstranges ermöglicht. Die Schachtabdeckung ist so konzipiert, dass

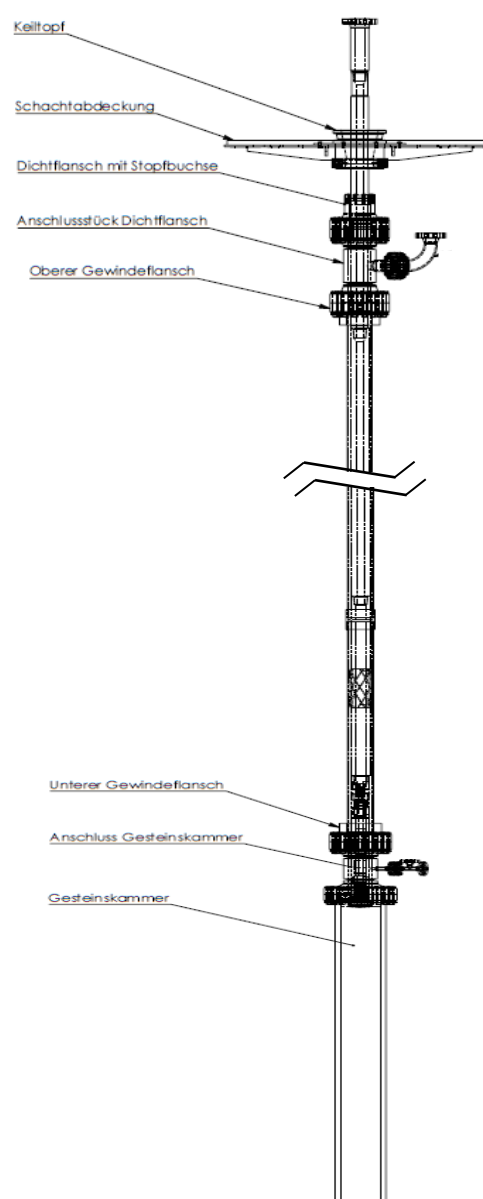


Abbildung 1: Versuchsanlage im Versuchsschacht am ITE.



diese durch mobile Bohrgeräte belastet werden kann. Bei den Versuchen wurde auf ein Bohrgerät des Typs Hütte HBR 201-2 zurückgegriffen, mit dem die Testbohrung innerhalb der Gesteinskammer erzeugt wurde. Zusätzlich erfolgte der Einsatz einer Triplex-Kolbenpumpen, die bis zu 1.600 l/min 5 % Bentonitpflüfung verpumpen konnte.

Für die vertikalen Versuche wurden unterschiedliche Bohrstrangkonfigurationen innerhalb der Versuchsreihe berücksichtigt um die Auswirkungen der Positionierung der einzelnen Strangkomponenten im Strang auf das Betriebsverhalten des Kolbens, auf Vibrationen im Bohrstrang, MWD-Kompatibilitäten und den Bohrfortschritt untersuchen zu können. Diverse Messungen wurden hierfür herangezogen.

### Betriebsverhalten des Bohrhammers

Die Position des Kolbens wurde über induktive Abstandssensorik, welche am Gehäuse des Bohrhammers angebracht wird, gemessen. Eine konisch zulaufende Steigung am Kolben wurde hierfür erzeugt, über die eine Berechnung der Kolbenposition erfolgen kann. Das induktive Signal wurde mit einer Abtastrate von 10 kS/s festgehalten, welches die Ableitung der Position über die Zeit zulässt um u.a. Aussagen über die Einzelschlagenergie treffen zu können. Die Einzelschlagenergie wird über die kinetische Energie des Kolbens kurz vor dem Auftreffen des Kolbens auf den Amboss nach Gleichung 1 ermittelt:

$$E_{Imp} = \frac{1}{2} m_p v_{imp}^2 \quad (1)$$

Während der Messungen zur Bestimmung der Kolbenposition wurde aufgrund des Versuchsaufbaus auf das Umsetzen des Bohrhammers verzichtet. Bei einer Durchflussrate von ca. 1400 l/min konnte unter der eingesetzten geometrischen Auslegung eine Schlagfrequenz von 22,7 Hz gemessen werden. Die dabei ermittelte Schlaggeschwindigkeit des Kolbens betrug bis zu 5,3 m/s, woraus eine Einzelschlagenergie von bis zu 550 J am Amboss resultiert. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die erzeugte Einzelschlagenergie am Amboss nicht vollständig in das Gebirge eingeleitet wird. Maßgeblich ist der

Energieübertragungsgrad an das Gebirge welcher v.a. von der Geometrie des Meißels, sowie des Kontaktes des Meißels mit der Bohrlochsohle abhängig ist [3]. Die Abbildung 2 zeigt einen beispielhaften Verlauf der Kolbenposition über die Zeit. Dabei ist zu erkennen, dass der Kolben durch den elastischen Stoß rückfedert und durch die Schwerkraft auf den Amboss zurückfällt, bevor das hydraulische Wirkprinzip den Kolben wieder in die Ausgangsposition bewegt.

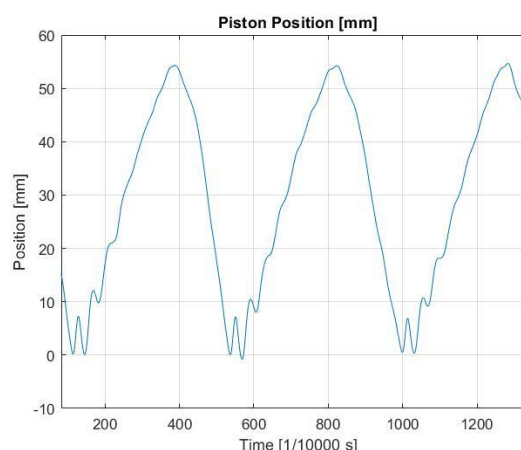


Abbildung 2: Kolbenposition vs. Zeit.

### Beschleunigungen im Bohrstrang

Der Meißel wird beim Bohren durch das Gewicht der Schwerstangen an die Bohrlochsohle angedrückt. Bei der Durchführung des Schlages wird ein partieller Anteil des Schlagimpulses an der Stift-Gebirge Grenzfläche reflektiert, und der Schlagimpuls breitet sich in Form einer Druckwelle axial Richtung Untertage durch den Bohrstrang aus. Dies kann starke axiale Schwingungen hervorrufen, die sich schädigend auf die BHA und das Bohrgestänge auswirken können. Zur Erfassung der Beschleunigungen entlang des Bohrstrangs wurde ein kommerzielles Untertage-Messsystem eingebaut, das die Beschleunigungen in bi-axialer

sowie in tangentialer Richtung erfasst und speichert. Gemessen wurde mit einer Abtastrate von 600 S/s, wobei der minimale und maximale Wert alle 0,16 s aufgezeichnet wurde. Die Wirksamkeit des eingesetzten Dämpfungssystems konnte durch die Beschleunigungsmessungen bestätigt werden. In der Abbildung 3 ist die Bohrstrangkongfiguration, bei der die Beschleunigungsmessungseinheit oberhalb der Dämpfungseinheit eingebaut wurde, zu sehen. Abbildung 5 zeigt die durch den Schlag ausgelöste Beschleunigungen, die bei Versuchen mit dem Messsystem unterhalb der Dämpfungseinheit ermittelt wurden. Gemessene axiale Beschleunigungswerte in Richtung der Bohrsohle (blau) übertreffen die Beschleunigung Richtung Überberge (orange) um ein Vielfaches. Dabei betrug der Minimalwert -165 g und Maximalwert 41 g. Bei Anordnung der Beschleunigungsmessungseinheit oberhalb der Dämpfungseinheit, siehe Abbildung 4 wurde der Minimalwert Richtung Bohrsohle mit -85 g festgestellt und der Maximalwert Richtung Überberge mit 22 g.

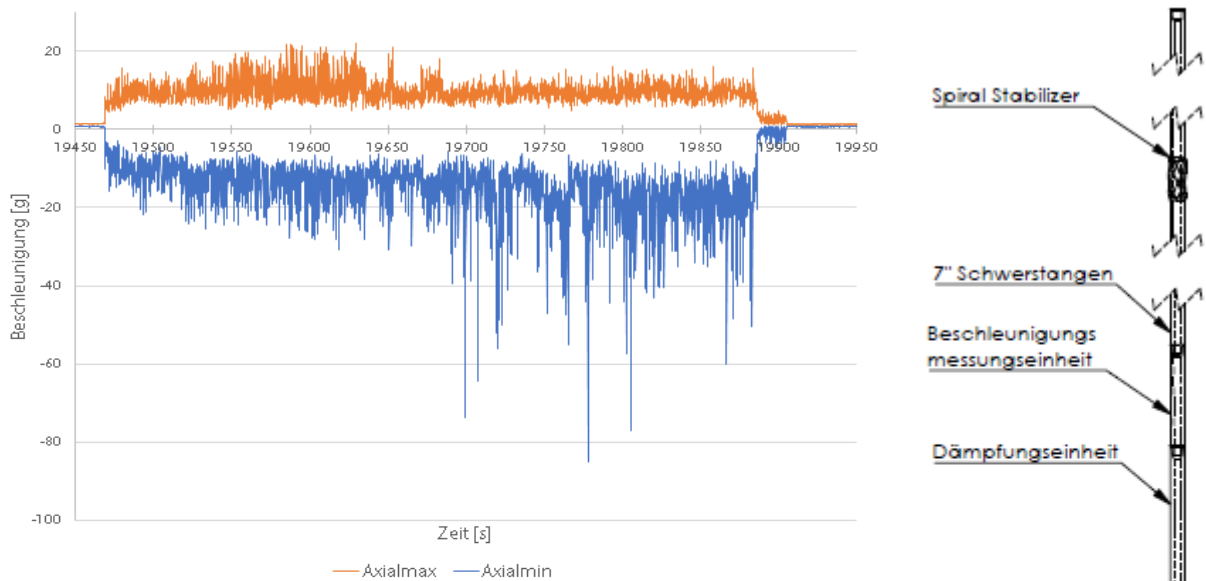


Abbildung 4: Beschleunigungsdaten bei der Anordnung oberhalb der Dämpfungseinheit.

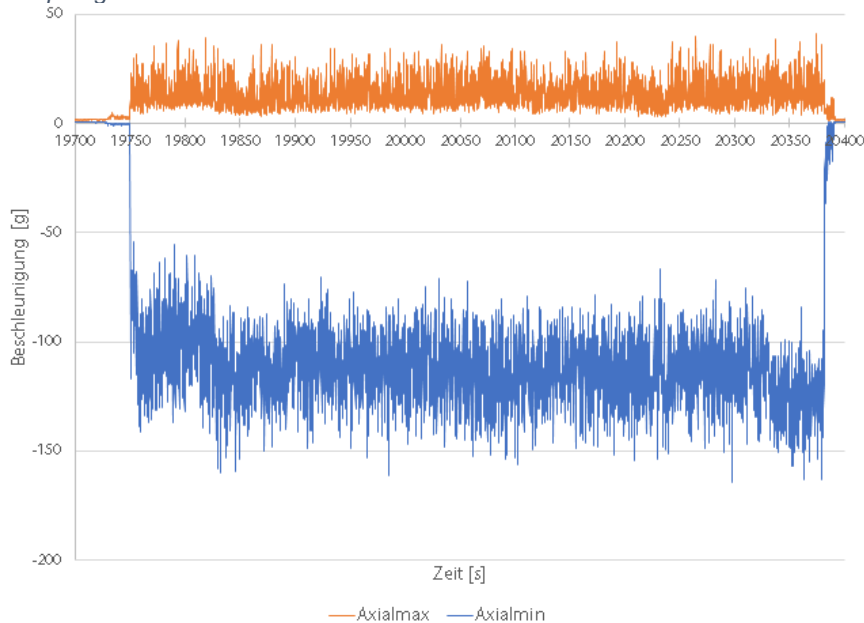


Abbildung 3: Bohrstrangkongfiguration mit Beschleunigungsmessungseinheit oberhalb Dämpfungseinheit

Abbildung 5: Beschleunigungsdaten bei der Anordnung der Beschleunigungsmessungseinheit unterhalb der Dämpfungseinheit.

Der quadratische Mittelwert (root mean square) gibt ebenso Auskunft über Wirksamkeit des eingesetzten Dämpfungsmechanismus. Auch hier ist erkennbar, dass die Dämpfungseinheit wirksam ist, allerdings werden noch bedeutende Werte berechnet, sodass die Dämpfungseinheit auf die Anforderungen des Bohrhammers gezielt weiterentwickelt werden sollte.

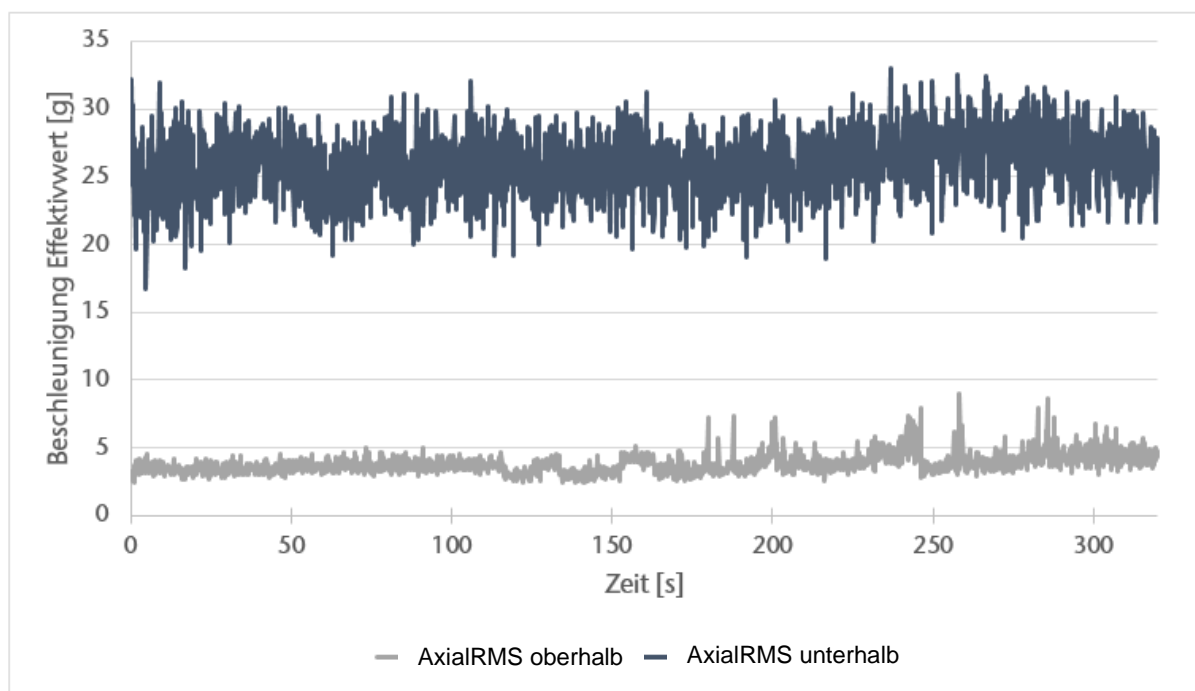


Abbildung 6: Quadratische Mittelwerte zur Wirksamkeit der Dämpfungseinheit.

### MWD Kompatibilität

Durch die vorab ermittelten Beschleunigungsdaten konnte festgestellt werden, dass der Einsatz eines kommerziellen MWD System durchführbar ist, da die werkzeugspezifischen Maximalwerte einen quadratischen Mittelwert unterhalb 20 g RMS fordern. Ebenso liegen die gemessenen Beschleunigungsspitzen unter dem Maximalwert von 1000 g. Für den Versuch wurde eine Pulsereinheit ausgewählt, welche so eingestellt wurde, dass die Inklinationmessung nach dem Anhalten der Spülpumpen beginnt. Mit dem Anfahren der Spülpumpen

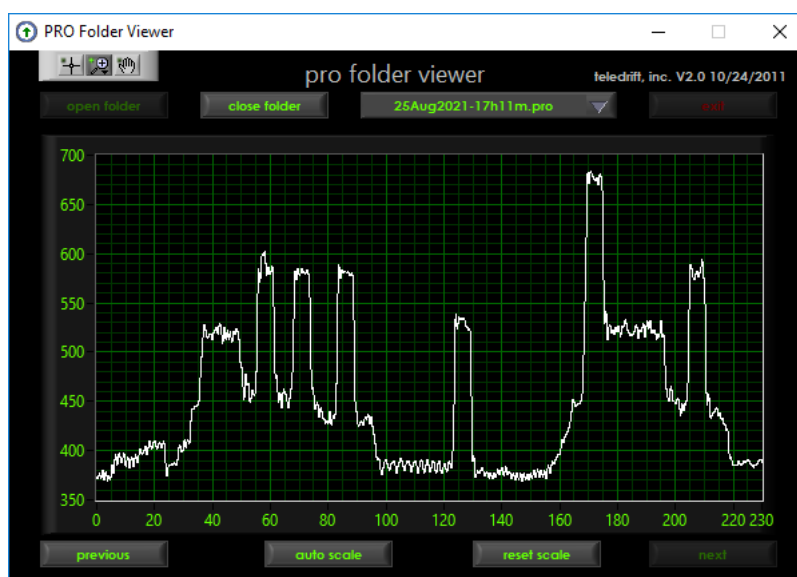


Abbildung 7: Druckimpulse der Pulsereinheit auf dem GPU der Auswertereinheit.

wurde der Bohrprozess mit dem Schlagmechanismus fortgeführt und die Pulseinheit beginnt die Übertragung der Messdaten mittels Druckvariation über das Spülmedium an das übermäßig situierte Druckmessgerät zu senden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Drucksignatur des Bohrhammers, ausgelöst durch den Wasserschlageffekt, die Auswertung der gesendeten Daten nicht beeinträchtigte. Die Kompatibilität des Bohrhammers mit herkömmlichen Pulseinheiten konnte somit bestätigt werden.

## Bohrfortschritt im Hartgestein

Der Bohrfortschritt wurde aufgrund des experimentellen Versuchsaufbau nicht umfangreich untersucht, allerdings konnten einige Beobachtungen getätigt werden. Der Bohrer wurde mit einem herkömmlichen 8 1/8 Zoll Bohrmeißel ausgestattet, der normalerweise bei pneumatischen Hämmern genutzt wird. Dabei wies der Bohrmeißel eine flache Front mit 25 eingesetzten ballistisch geformten Stiften aus. Des Weiteren wurde keine Modifikation an der Meißelfront durchgeführt, die das Freispülen der Bohrlochsohle von Bohrklein ggf. verbessert hätte. Abbildung 9 zeigt Bohrfortschritte für verschiedene Einstellungen des Bohrgerätes. Dabei wurde für die untersuchte und nicht weiter optimierte Anordnung ein Bohrfortschritt von bereits 6 m/h erreicht. Abbildung 8 zeigt die teils sehr großen Gesteinssplitter (vgl. 1 Cent), die durch den Schlag aus dem Gestein herausgelöst wurden. Jedoch ist zu bemerken, dass ein Anteil der Gesteinssplitter abgeflacht und brüchig gewesen ist, was auf ein ungeeignetes Freispülen der Meißel-Sohle Schnittstelle hindeutet, wodurch davon auszugehen ist, dass Bohrklein überbohrt wurde.



Abbildung 8: Bohrklein Neuhäuser Granit.

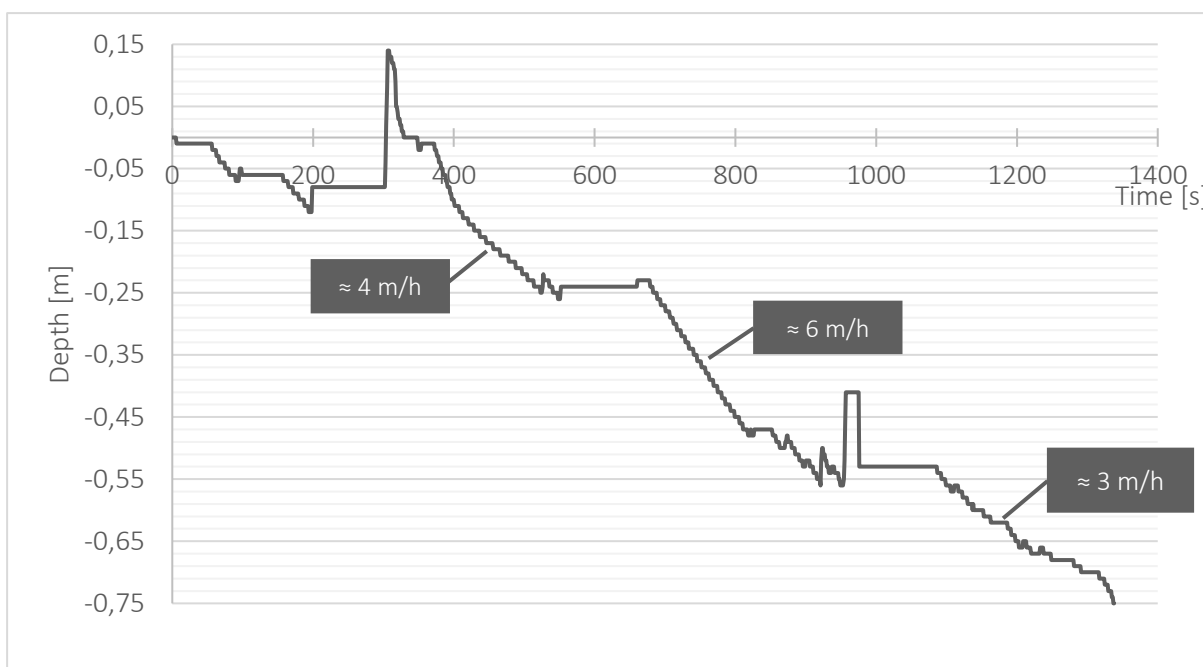


Abbildung 9: Bohrtiefe vs. Bohrzeit.

## Fazit und Ausblick

Bei den experimentellen Versuchen wurde die Funktionsfähigkeit des Bohrhammers und dessen Integrierbarkeit in den konventionellen Bohrprozess nachgewiesen. Erfolgversprechender Bohrfortschritt im Hartgestein konnte festgestellt werden, allerdings werden Optimierungen des Prototyps und umfangreiche Feldversuche benötigt um das technische Potential des Bohrhammers abzurufen. Die Entwicklung eines Meißels für spülungsgetriebene Bohrhämmer würde zusätzlich das ineffektive Überbohren des Bohrkleins minimieren und die übertragene Bohrleistung des Bohrhammers an das Gebirge erheblich erhöhen. Des Weiteren wurde die Wirksamkeit der Dämpfungseinheit bestätigt, allerdings birgt die weitere Entwicklung der Dämpfungseinheit die Möglichkeit sensible Bohrstrangkomponenten besser in tiefen Bohrungen zu schützen und die allgemeine Lebensdauer der Bohrstrangkomponenten zu erhöhen.

## Danksagung

Das Forschungsvorhaben (FKZ 0324242) wurde am Institute of Subsurface Energy Systems an der Technischen Universität Clausthal unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Joachim Oppelt durchgeführt. Es wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages finanziell gefördert. Die Autoren bedanken sich bei den Fördergebern und allen Projektbeteiligten für die Unterstützung des Vorhabens.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Literaturverzeichnis

- [1] R. Luy, Untersuchungen zur Wirksamkeit des Bohrprozesses beim drehschlagenden Bohren unter hohen hydrostatischen Drücken, Clausthal-Zellerfeld: Papierflieger, 1992.
- [2] M. Bannenberg, E. Feldmann, H. Javier und J. Oppelt, „Steigerung der Bohreffizienz im Hartgestein - Entwicklung eines spülungsangetriebenen Bohrhammers,“ *Erdöl Erdgas Kohle*, 05 2020.
- [3] R. Simon, „Transfer of the Stress Wave Energy in the Drill Steel of a Percussive Drill to the Rock,“ *International Journal of Rock Mechanics and Mining*, pp. 381-399, 401-419, 1964.

## **The Three Pillars of Well Integrity Management in BU Germany, Wintershall Dea Deutschland GmbH**

Maura, N., Wintershall Dea Deutschland GmbH

Well integrity is defined in NORSOK Standard D-010 as the “application of technical, operational and organisational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the life cycle of a well”.

In Wintershall Dea, Well Integrity is an important part of the overall asset integrity policy. Global requirements for Well Integrity are governed in three processes as part of the Business Management System:

- Process for ‘Ensure Asset Integrity and Barrier Management’ by HSEQ
- Process for Well Barriers (for all phases related to well design and construction, intervention and abandonment)
- Process for Well Integrity Operational Phase

According to asset integrity, each well operator within Wintershall DEA shall have a Well Integrity Management System (WIMS) in order to ensure that well integrity is maintained throughout the life cycle of a well by using a combination of technical, operational and organisational processes. In this paper the WIMS for BU Germany will be introduced. How well integrity management system supports well operation activities and which technologies are used by the company to ensure the business continuity along with well integrity management.

These main three pillars, technical, operational and organisational process are the key for well integrity management system. Management of the well integrity is a continuous and recurring process that takes place over the entire life cycle of the well. The continuous updating of the well diagram with the envelopes, the risk register and the categorisation ensures that the well integrity is guaranteed and regularly monitored in accordance with ABBERgV §22b.

In this paper the author will explain how crucial is to have a requirement of technical, operational and organisational process of well integrity management.

### **PILLAR 1: ORGANISATIONAL WELL INTEGRITY**

- Define KPI for well integrity
- Define RACI for well integrity activities
- Define mechanical scope limit for well integrity
- Define well categorisation for well integrity (Well Integrity Assessments)
- Offer training and improve competency of well integrity
- Use software for WIM
- Risk assessments and their considerations
- Well integrity assurance and continuous improvement

### **PILLAR 2: TECHNICAL WELL INTEGRITY**

- Well barrier selection

- Well barrier verification and performance standards
- Well barrier Illustration

**PILLAR 3: OPERATIONAL WELL INTEGRITY**

- Well monitoring
- Well maintenance
- Well failure model



## Development of an AI-based Well Integrity Monitoring Solution

Aditama, P.

Wintershall Dea AG, Hamburg

### Abstract

The well barrier degradation incidents during well in operation are sometimes missed and left unnoticed even in the presence of state-of-the-art monitoring systems. This presentation discusses the Proof of Concept (PoC) results and outlines an AI-based product development journey. The solution is currently being developed for gas-lift producer, gas producer, and water injector wells in Norwegian offshore assets. The overall objective of PoC was to validate the hypothesis that AI can detect historical annulus leakages in these wells.

The product development was initiated by defining the scope through challenge exploration and prioritization, feasibility assessment, business KPI selection, and constraint analysis. The next step was understanding the data and problem through data acquisition, quality assurance, model research, class selection and target metric definition. Following that, AI models were developed and consequently evaluated using the pre-defined metric. In overall, the agile methodology was applied to manage the product development complexity and uncertainty in the PoC phase.

One of the key learnings in the PoC is that it was only possible to build specific models for each well type. Depending on the amount of available labels in the training dataset, either unsupervised or supervised machine learning (ML) models were developed. For the unsupervised ML models, isolation forest and autoencoder were evaluated. The isolation forest failed to detect complex anomaly patterns. A deep learning-based autoencoder, based on an LSTM (Long-Short Term Memory) model, later proved that it can be used to detect more complex anomalies. For the supervised ML approach, a LSTM classifier was developed. The LIME (Local Interpretable Model-Agnostic Explanations) framework was used to derive the most important sensors causing the anomaly prediction to enable the users to critically validate the AI suggestion. Together with the domain experts, two metrics were defined to evaluate the model performance: Detection Event Rate (number of detected events divided by the total number of events) and False Alarm Rate (number of false positives per month). The models achieved a sufficient level of performance with minimum 75% events were detected and less than 1 false positive per month per well in average.

This presentation highlights an innovative show case of developing AI model for well integrity monitoring. The application of anomaly detection in multivariate time series is a novel approach to solve one of the classic challenge. The presentation also summarizes key insights on the application of agile approach in data science project to solve E&P domain challenge. In general, it outlines lesson learnt on building a scalable AI-based product to promote digitalization in the E&P industry.

## **Konvergenz- und druckabhängige Oberflächenverschiebungen über einem Kavernenspeicherfeld in NW-Deutschland, beobachtet mit Methoden der Radarinterferometrie**

Even, M., Westerhaus, M., Seidel, A.

Karlsruher Institut für Technologie, Geodätisches Institut Karlsruhe

### **Zusammenfassung**

Das Kavernenfeld bei Epe wurde aus einer Lagerstätte der niederrheinischen Salzpfanne gesolt, welche sich unter der Oberfläche der norddeutschen Tiefebene und Teilen der Niederlande erstreckt. Es wird u.a. zur Speicherung von Erdgas, Sole und Erdöl genutzt. Die Konvergenz der Kavernen und operative Druckänderungen verursachen Oberflächenverschiebungen, die für diese Arbeit mit Hilfe der SAR-Interferometrie (InSAR) unter Nutzung von Distributed Scatterern (DS) und Persistent Scatterern (PS) studiert wurden. Vertikale und Ost-West-Bewegungen wurden basierend auf Sentinel 1-Daten des aufsteigenden und absteigenden Orbits bestimmt. Um die InSAR-Prozessierung zu verbessern und die Interpretation der Beobachtungen zu unterstützen, wurde eine einfache geophysikalische Modellierung benutzt. Insbesondere wird hier ein Ansatz vorgestellt, der erlaubt die Kavernendrucke mit den beobachteten Verschiebungen in Beziehung zu setzen. Saisonale Bewegungen über einem Fenn im westlichen Teil der Speicherstätte komplizieren die Analyse zusätzlich. Die Ergebnisse werden mit Nivellementdaten validiert.

### **Einführung**

Das Kavernenfeld bei Epe wurde aus einer Lagerstätte der niederrheinischen Salzpfanne gesolt, welche sich unter der Oberfläche der norddeutschen Tiefebene und Teilen der Niederlande erstreckt. Es wird u.a. zur Speicherung von Erdgas, Sole und Erdöl genutzt. Die Konvergenz der Kavernen und operative Druckänderungen verursachen Oberflächenverschiebungen, die für diese Arbeit mit der Hilfe der SAR-Interferometrie (InSAR) unter Nutzung von Distributed Scatterern (DS) und Persistent Scatterern (PS) studiert wurden. Vertikale und Ost-West-Bewegungen wurden basierend auf Sentinel 1-Daten des aufsteigenden und absteigenden Orbits bestimmt. Um die InSAR-Prozessierung zu verbessern und die Interpretation der Beobachtungen zu unterstützen, wurde eine einfache geophysikalische Modellierung benutzt. Insbesondere wird hier ein Ansatz vorgestellt, der erlaubt die Kavernendrucke mit den beobachteten Verschiebungen in Beziehung zu setzen. Saisonale Bewegungen über einem Fenn im westlichen Teil der Speicherstätte komplizieren die Analyse zusätzlich. Die Ergebnisse werden mit Nivellementdaten und Grundwasserpegelständen validiert.

Für Porenspeicher kann die geomechanische Antwort als elastisch angesehen werden: die Verschiebungen sind annähernd proportional zum Reservoirdruck und zeigen das gleiche ausgeprägt saisonale Verhalten. Im Fall von Epe muss die visko-elastische Antwort der Salzschrift berücksichtigt werden. Das allgemeine Erscheinungsbild der Oberflächenverschiebungen im Zeitverlauf ist das einer stark geglätteten und verzögerten Kurve des Kavernendrucks. Um diese Situation behandeln zu können, wurde ein zeitliches Modell für die Verschiebungen in Abhängigkeit der Druckänderungen der Vergangenheit (Druckantwort) hergeleitet, das die Kavernendrucke mit den beobachteten Verschiebungen basierend auf der Theorie eines Kelvin-Voigt-Körpers in Beziehung setzt.

Um das herausfordernde Verschiebungsfeld bei Epe erfolgreich behandeln zu können, wurden mehrere algorithmische Verbesserungen implementiert. Die Open Source PS-Software

StaMPS wurde mit einer DS-Vorprozessierung [1] kombiniert, was es erlaubt ein vollständigeres Bild des Verschiebungsfeldes zu erhalten. Außerdem wurde StaMPS modifiziert: ein Phasenmodell bestehend aus linearem Trend, Druckantwort und saisonaler Komponente (verursacht durch Änderungen des Grundwasserpegels) unterstützt das Unwrapping, und eine Verfeinerung der iterativen Trennung der verschiedenen Signalanteile hilft dabei, eine Verdrängung von Anteilen des Verschiebungssignals in den räumlich korrelierten Störterm zu vermeiden.

Für die gemeinsame Interpretation und Integration von InSAR-Daten und Nivellementdaten ist es notwendig, die Beobachtungen in Sichtlinie, wie sie InSAR zur Verfügung stellt, in vertikale und Ost-West-Bewegungen zu transferieren. Die Standardmethode dafür besteht in der Interpolation und geometrischen Kombination der Beobachtungen aus auf- und absteigendem Orbit. Vergleichend wurde ein Alternativansatz, der von einem vereinfachten geophysikalischen Modell unterstützt wird, angewendet. Für die Standardmethode wurde die Nord-Süd-Komponente der Bewegung als vernachlässigbar behandelt, während das geophysikalische Modell die Beiträge in Sichtlinie der Nord-Süd-Komponente vorhersagt. Es nimmt an, dass die Kavernen als sphärische Druck/Volumen-Quellen im elastischen Halbraum beschrieben werden können. Um die visko-elastische Komponente zu integrieren, ist im Modell jede Kaverne von einer sphärischen Salzhülle umgeben, die der Kelvin-Voigt-Differentialgleichung genügt. Dieses Modell wird hier benutzt, um entweder die Parameter der linearen Komponente des Bewegungsmodells oder die Parameter der Druckantwort zu beschreiben. Eine Neuheit der Methoden der Orbitkombination, die für diese Studie implementiert wurden, ist die separate Kombination der verschiedenen Komponenten des Phasenmodells. Dies erlaubt ein besseres Verständnis der Phänomene, die zum Verschiebungsfeld beitragen.

Die hier vorgestellte Forschung wurde größtenteils im Rahmen des BMBF-Projektes SUBI - Sicherheit von Untertagespeichern bei zyklischer Belastung: Funktionalität, Integrität und Überwachung von Speichern und Bohrungen durchgeführt. Die Ergebnisse von SUBI hinsichtlich Radarinterferometrie sind in [2] detailliert beschrieben. Als Neuerung gegenüber [2] wird im vorliegenden Text keine „Mogi-Quelle“ zur Beschreibung der Kavernen benutzt, sondern ein auf Sroka und Schober zurückgehendes Modell [3]. Seine Verwendung führt im Abgleich mit den Nivellements der Jahre 2015-2017 zu einer kleinen Verbesserung gegenüber dem „Multi-Mogi“-Modell und gibt auch die horizontalen Komponenten des Verschiebungsfeldes besser wieder.

## Daten

Die für diese Arbeit benutzten SAR-Daten stammen von Sentinel 1 und wurden im Interferometric Wide Swath-Modus aufgenommen. Es wurden Aufnahmen in aufsteigendem und absteigendem Bahnast verwendet. Die des aufsteigenden Bahnastes wurden im Zeitraum zwischen dem 3. Februar 2015 und dem 7. März 2018 (86 Aufnahmen, Inzidenzwinkel 35.21°) aufgezeichnet, die des absteigenden Bahnastes zwischen dem 5. Februar 2015 und dem 21. März 2018 (118 Aufnahmen, Inzidenzwinkel 34.36°). 5 Interferogramme des aufsteigenden Bahnastes und 3 des absteigenden Bahnastes wurden wegen starken Rauschens aussortiert.

In Epe wurden 114 Kavernen durch Aussolung geschaffen. Sie werden zur Lagerung von Erdgas, Helium, Sole und Erdöl genutzt (vgl. Abbildung 1). Für jede Kaverne wurden vom Projektpartner SGW - zusammen mit anderen Informationen – Lage, Volumen, Salzoberkante, Salzunterkante, gespeichertes Medium und Betreiber mitgeteilt. Auf der Internetseite des Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI) [4] sind historische Daten mit Füllständen der Gaskavernen in Epe verfügbar. Außerdem wurden von SGW Nivellementdaten und Grundwasserpegelmessungen (GWM) zur Verfügung gestellt. Die Nivellementdaten stammen aus drei Messkampagnen in den Jahren 2015-2017 und umfassen 548 Punkte. Die Lagen der Punkte sind in Abbildung 1 dargestellt. Ihre Farben korrespondieren zu linearen Verschiebungsraten, die von diesen Messungen geschätzt wurden. GWM wurden an 97 Orten

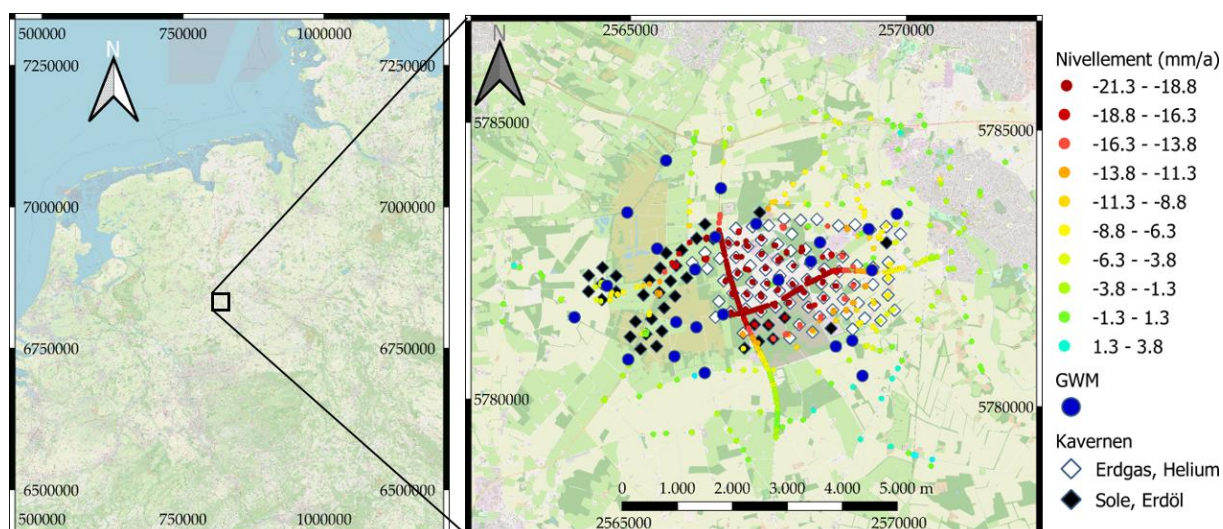


Abbildung 1: Lage des Kavernenfeldes Epe, der Nivellementpunkte, Grundwassermessstellen und Kavernen.

aufgenommen. Zwanzig davon mit täglichen Messungen sind ebenfalls in Abbildung 1 eingezeichnet.

### Modellierung als Teil der InSAR-Prozessierung

Zweierlei Modellierungen wurden für diese Arbeit verwendet. Erstens wurde Modellierung zur Unterstützung des Unwrappings benutzt. Signifikante Gradienten der Verschiebung stellen für den Unwrapping-Algorithmus eine Herausforderung dar und führten zu unbefriedigenden Ergebnissen. Um dem zu begegnen wird das Unwrapping durch Nutzung eines 3D-Phasenmodells unterstützt, das aus einer linearen Komponente (Konvergenz der Kavernen), einer kavernendruckabhängigen Komponente und einer saisonalen Komponente, die durch Wasserstandsänderungen in einem Fenn verursacht wird, besteht. Um die Modelle der kavernendruckabhängigen Komponente und der saisonalen Komponente zu erhalten, wurden die Ergebnisse vorläufiger InSAR-Auswertungen analysiert. In das Modell der kavernendruckabhängigen Komponente flossen des weiteren geophysikalische Betrachtungen ein. Es ergibt sich durch ein Faltungsintegral, das die Lösung der Kelvin-Voigt-Gleichung darstellt, aus der Kurve der mittleren Kavernenfüllstände (vgl. [2], Formel (2)). Damit lässt sich die Wirkung des viskosen Salzes erfassen, das die Druckänderungen im Kaverneninnern mit Verzögerung an die Salzoberkante weitergibt. Abbildung 2 zeigt die Modelle der kavernendruckabhängigen Komponente und der saisonalen Komponente zusammen mit Kombinationen von Median-Zeitreihen von vorläufigen InSAR-Ergebnissen von beiden Orbits.

Zweitens hilft eine Modellierung des räumlichen Verschiebungsfeldes, bessere Ergebnisse bei der Orbitkombination zu erhalten (modellgestützte Orbitkombination). Dazu wurde ein Modell erstellt, das hier für jede Kaverne eine "Sroka-Schober-Quelle" annimmt (siehe nächstes Kapitel), die die in [2] verwendete „Mogi-Quelle“ ersetzt. Mit seiner Hilfe war es möglich, die Beobachtungen in Sichtlinie beider Orbits separat für die lineare Konvergenz und die druckabhängige Komponente zu kombinieren, was zu einer genaueren Schätzung der vertikalen Verschiebung führt, als wenn die Orbitkombination punktwiese durchgeführt wird (geometrische Orbitkombination).

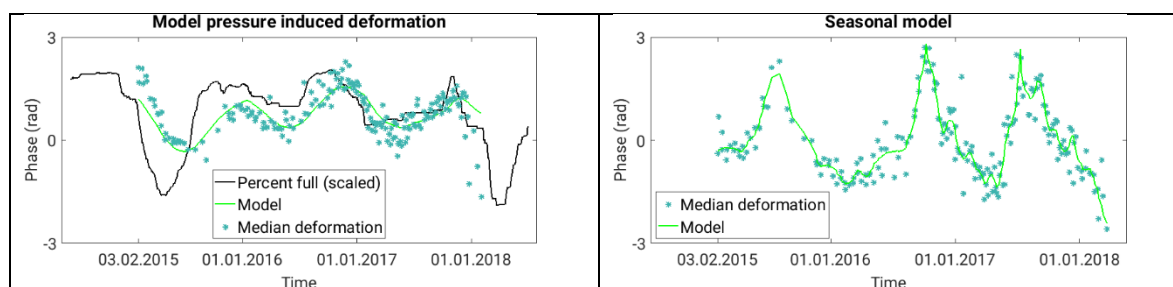


Abbildung 2: Modelle der kavernendruckabhängigen Komponente und der saisonalen Komponente zusammen mit Kombinationen von Median-Zeitreihen von vorläufigen InSAR-Ergebnissen von beiden Orbits.

## Geomechanische Modellierung

Die Modellierung des Verschiebungsfeldes unterscheidet sich von der in [2] beschriebenen lediglich dadurch, dass statt „Mogi-Quellen“ hier „Sroka-Schober-Quellen“ verwendet werden. Abbildung 3 zeigt die zur Modellierung einer einzelnen Kaverne benötigten Größen. Dabei gelten folgende Beziehungen (der Index  $c$  durchläuft die Kavernen):

$$H_{c,o} = R_{c,o} \cdot \tan \beta$$

$$H_{c,u} = R_{c,u} \cdot \tan \beta$$

Mit

$$R_c(\beta) = \sqrt{R_{c,o} \cdot R_{c,u}}$$

lässt sich der Beitrag von Kaverne  $c$  zum Verschiebungsfeld am Ort  $(x, y)$  darstellen als (Formeln (3), (5), (9) in [3]):

$$M_c(x, y, V, \beta, B) = \frac{V}{R_c(\beta)^4} \cdot \exp\left(-\pi \frac{(x - x_c)^2 + (y - y_c)^2}{R_c(\beta)^2}\right) \cdot \begin{pmatrix} 2\pi B(x - x_c) \\ 2\pi B(y - y_c) \\ R_c(\beta)^2 \end{pmatrix}$$

$(x_c, y_c, H_{c,K})$  ist dabei die Lage des Kavernenmittelpunktes. Die unbekannt, für alle Kavernen als gleichermaßen gültig angenommenen Parameter  $(\kappa, \beta, B)$  werden durch Optimierung, wie in [2] beschrieben, bestimmt. Nur wird Formel (4) in [2] durch  $M_c(x, y, V, \beta, B)$  ersetzt. Dabei entspricht  $V$  dem Volumen des Absenkungstrog (Formel (5) in [3]),  $\beta$  ist der Grenzwinkel nach Knothe und  $B$  ist der Faktor der horizontalen Bewegung (Formel (9) in [3]; es wird angenommen, dass die horizontale Verschiebung proportional zur Neigung ist).

Das Grundprinzip der Optimierung ist es, für das modellierte Verschiebungsfeld die Parameter so zu bestimmen, dass die Projektion nach LoS für beide Orbits zugleich möglichst gut mit den durch InSAR bestimmten Verschiebungen übereinstimmt. Dabei ist das modellierte Verschiebungsfeld die Superposition der Verschiebungsfelder zu den einzelnen Kavernen. Das tatsächliche Vorgehen ist allerdings nicht, unmittelbar Verschiebungen anzupassen, sondern es werden die lineare Komponente und die druckabhängige Komponente separat angepasst. Für die lineare Komponente werden alle Kavernen berücksichtigt, für die druckabhängige Komponente nur die gasgefüllten. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise findet sich in [2].

## Ergebnisse

Die durch die Optimierung gefundenen Parameter sind in Tabelle 1 aufgeführt. Im Fall der linearen Komponente ist der erste Parameter als jährlicher Volumenverlust auf Grund von Konvergenz der Kavernen zu interpretieren. Im Fall der druckabhängigen Komponente handelt es sich beim ersten Parameter um die maximale Volumenänderung, die im Untersuchungszeitraum auf Grund variierenden Druckes beobachtet wurde.

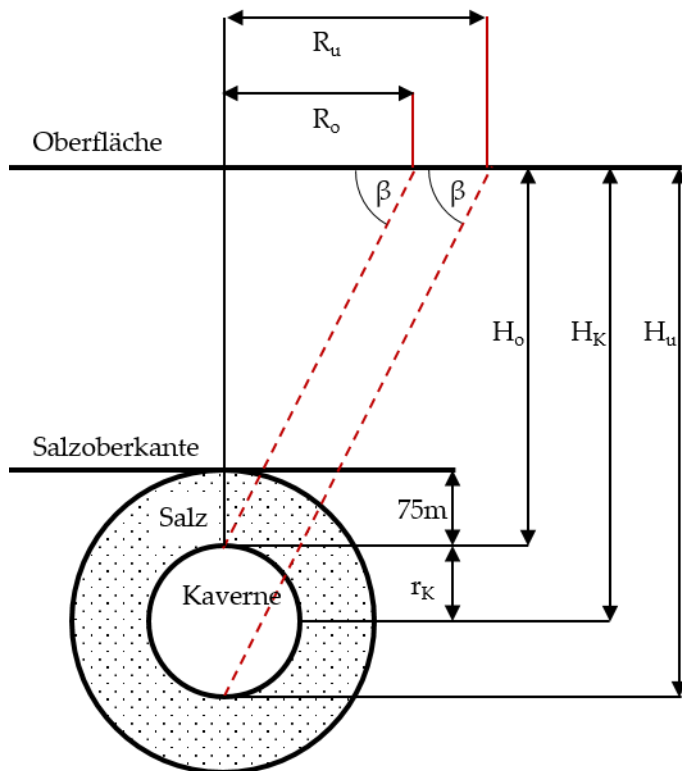


Abbildung 3: Kavernenmodell ( $R_u$ : Absenkungsradius berechnet vom Kavernenboden;  $R_o$ : Absenkungsradius berechnet vom Kavernendach;  $\beta$ : Grenzwinkel nach Knothe;  $r_K$ : Kavernenradius;  $H_o$ : Tiefe des Kavernendachs;  $H_K$ : Tiefe des Kavernenmittelpunktes;  $H_u$  Tiefe des Kavernenbodens).

	$V$ (m <sup>3</sup> )	$\beta$ (°)	$B$ (m)
lineare Komponente	-2702	28	685
druckabhängige Komponente	1921	31	709

Tabelle 1: Für das geomechanische Modell bestimmte Parameter.

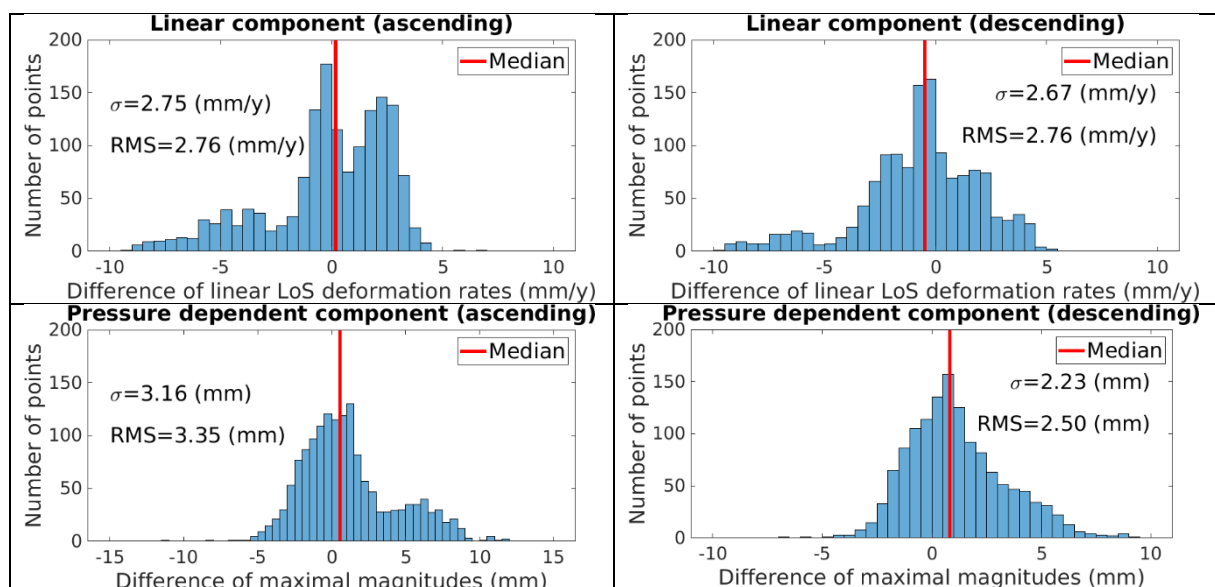


Abbildung 4: Histogramme der Differenzen zwischen den InSAR-Ergebnissen und der Projektionen der modellierten Verschiebungen in Sichtlinie.

Abbildung 4 zeigt, dass die mit InSAR beobachteten Verschiebungen insgesamt eine gute Übereinstimmung mit den Projektionen in Sichtlinie der modellierten Verschiebungen haben. Die auftretenden größeren Abweichungen müssen noch näher untersucht werden.

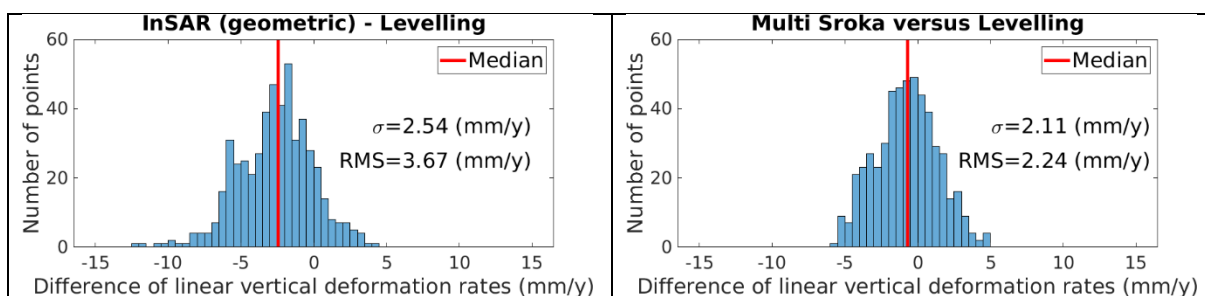


Abbildung 5: Histogramme der Differenzen zwischen den linearen Trends laut InSAR, bzw. laut Modell, und den linearen Trends der Nivellements.

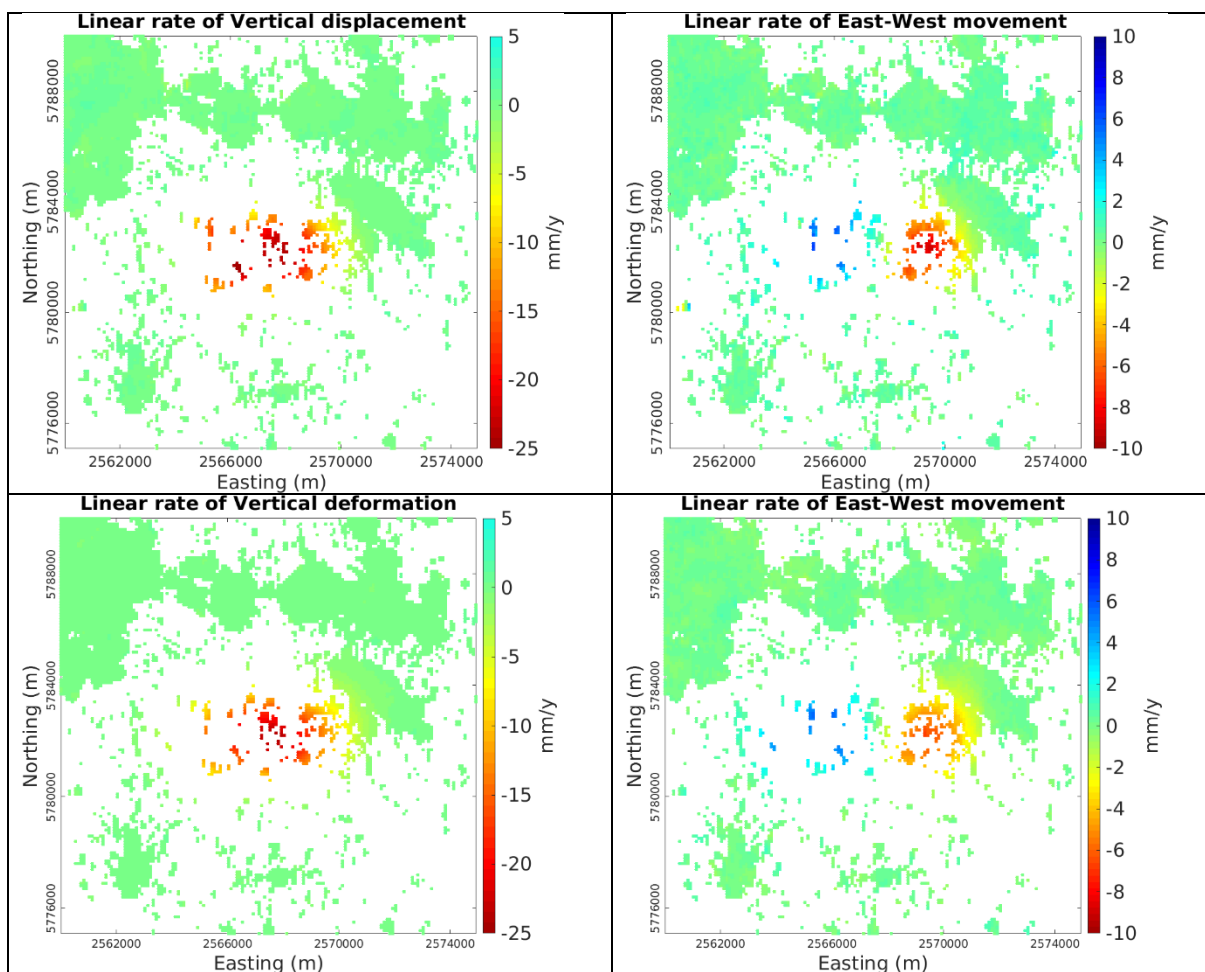


Abbildung 6: Lineare Verschiebungen (erste Zeile: geometrische Orbitkombination; zweite Zeile: Multi-Sroka-Schober-Modell).

Um die InSAR-Ergebnisse mit den Nivellements zu vergleichen ist es notwendig, vertikale Verschiebungen zu bestimmen. Da die Verschiebung in Nord-Süd-Richtung moderat ist, kann aus den beiden prozessierten Orbits die vertikale Verschiebung und die in Ost-West-Richtung berechnet werden (geometrische Orbitkombination). Abbildung 5 zeigt Vergleiche der linearen Trends laut InSAR, bzw. laut Modell, und den linearen Trends der Nivellements. Das Modell hat eine kleinere Verzerrung und einen kleineren RMS als die geometrische Orbitkombination. Wegen eines Datenverlustes sind die hier gezeigten Ergebnisse der geometrischen Orbitkombination etwas schlechter als die in [2] vorgestellten. Trotzdem sind die statistischen Kennzahlen des Multi-Sroka-Schober-Modells besser als diejenigen des Multi-Mogi-Modelles in [2]. Noch deutlicher ist die Verbesserung der Darstellung der Ost-West-Komponente der Verschiebung durch das Multi-Sroka-Schober-Modell (vgl. Abbildung 6). Während das Multi-Sroka-Schober-Modell im Vergleich zu den Ergebnissen der geometrischen Orbitkombination

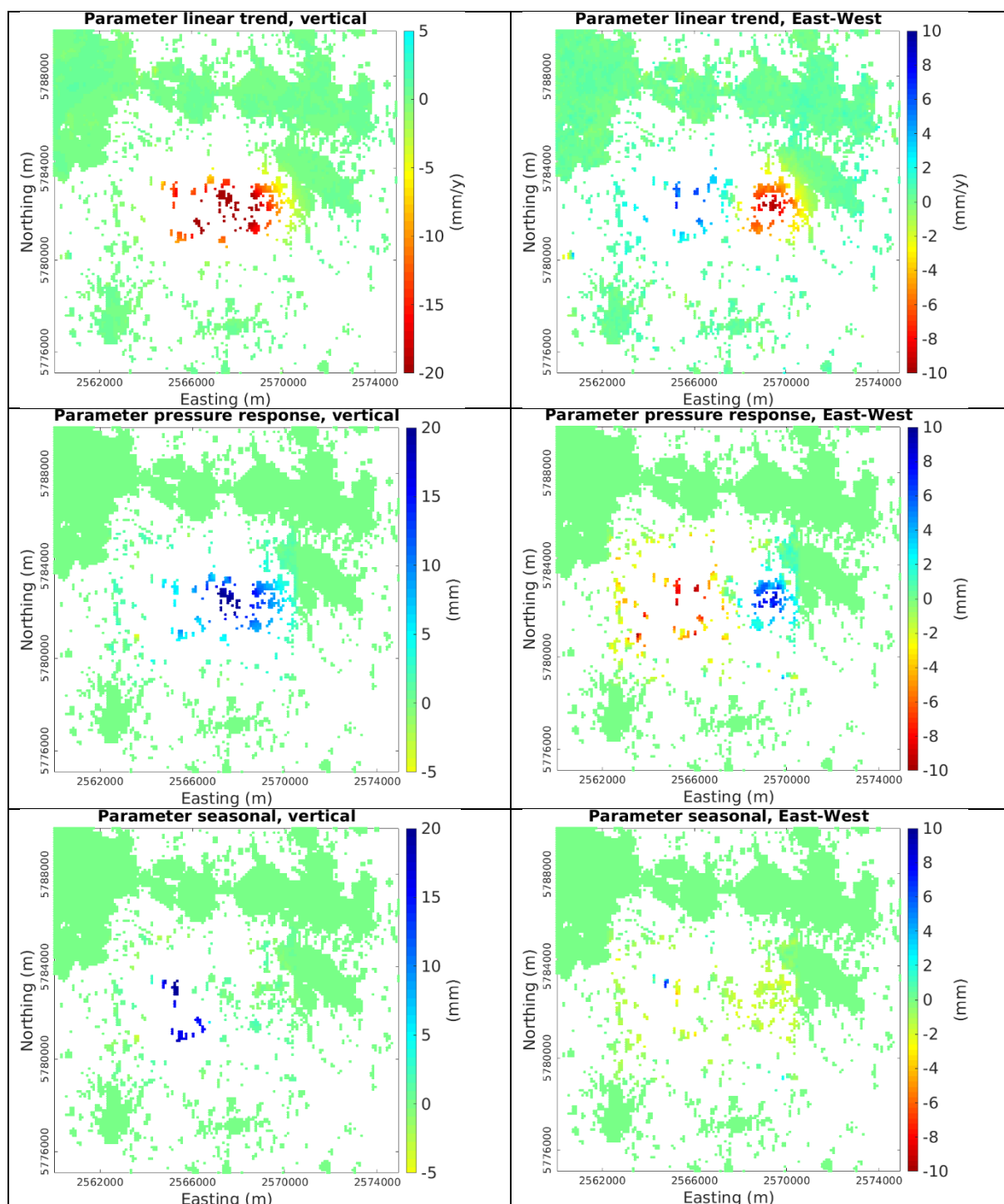


Abbildung 7: Parameter laut geometrischer Orbitkombination

lediglich eine leichte Dämpfung aufweist, zeigt die Ost-West-Komponente des Multi-Mogi-Modells einen zu den beiden anderen Methoden deutlich vergrößerten Einflussbereich ([2], Abbildung 13(d)). Die drei Parameter des Phasenmodells, jeweils für Vertikale und Ost-West-Richtung, sind in Abbildung 7 (geometrische Orbitkombination) und Abbildung 8 (Multi-Sroka-Schober-Modell) dargestellt. Die ersten beiden Parameter, deren physikalische Ursache in tief gelagerten Quellen besteht, zeigen die Bereiche signifikanter Verschiebung eine große räumliche Ausdehnung in beiden Dimensionen. Im Gegensatz dazu ist die saisonale Verschiebung auf das Fenn beschränkt und weist keine signifikante Ost-West-Komponente auf, was anzeigt, daß die wasserstandsgetriebene Verschiebung nur in den obersten Bodenschichten stattfindet. Es ist beachtenswert, daß die ersten beiden Komponenten auch



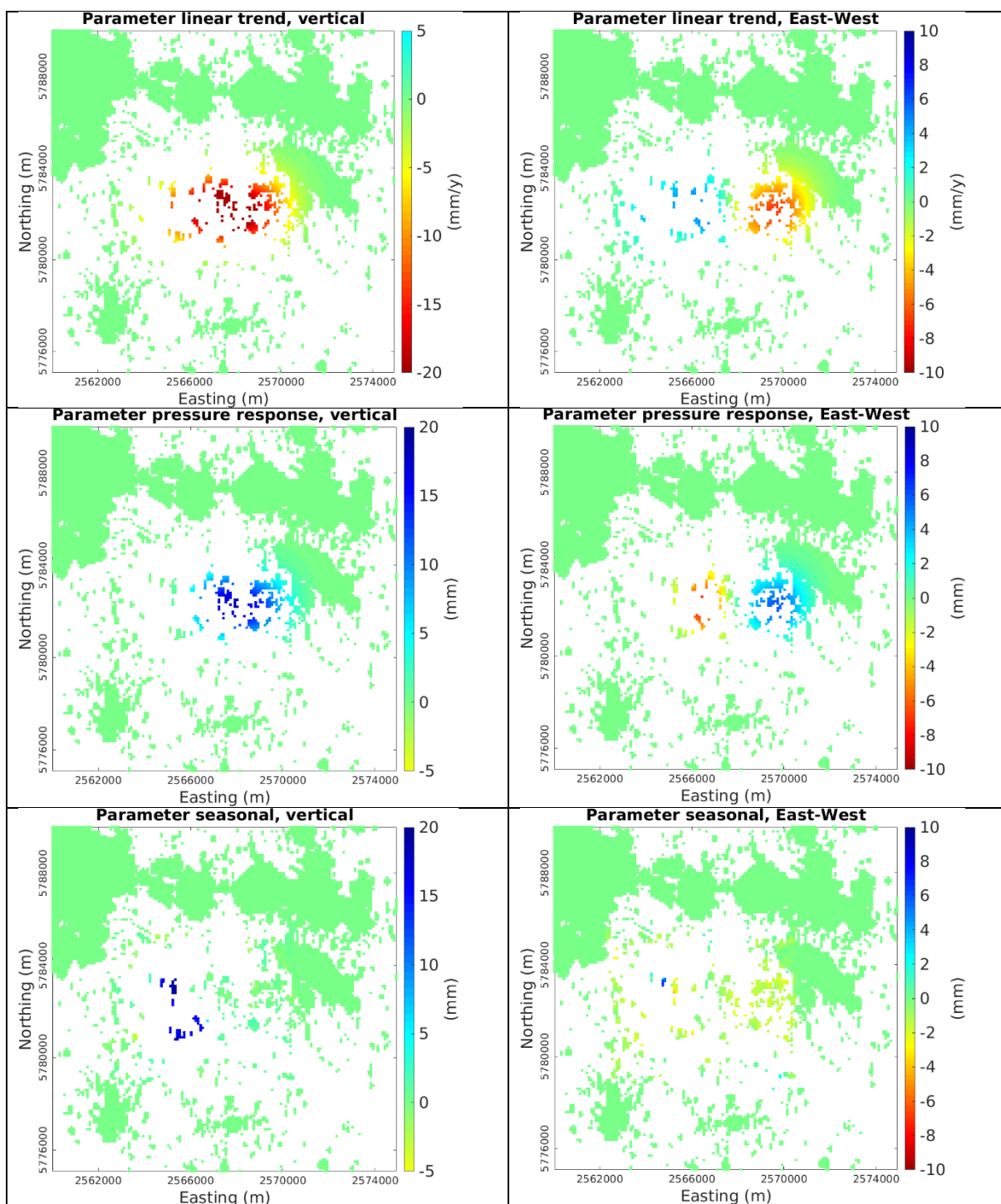


Abbildung 8: Parameter laut Multi-Sroka-Schober-Modell

über dem Fenn plausible Werte aufweisen.

## Diskussion

Die präsentierten Ergebnisse zeigen, dass multi-temporale InSAR-Techniken angewendet auf Sentinel 1-Daten es erlauben, wertvolle Informationen über das komplexe Verschiebungsfeld über dem Untergrundspeicher in Epe zu erhalten. Die mit InSAR abgeleiteten Verschiebungen sind für geometrische Orbitkombination in angemessener Übereinstimmung mit den Nivellements. Für die auf dem Sroka-Schober-Modell beruhende Orbitkombination sind sie in guter Übereinstimmung. Sie ergänzen das Nivellement mit Informationen von zusätzlichen Orten und liefern horizontale Verschiebungen. Insbesondere ist eine hohe zeitliche Abtastung

möglich, die mit Nivellement schwerlich erreicht werden kann. Die erfolgreiche Analyse wurde möglich durch die Kombination von StaMPS mit einer DS-Vorprozessierung und der Nutzung von Modellierung zur Unterstützung des Unwrappings und der Orbitkombination. DS erlauben es, Information auch in Bereichen zu erhalten, wo keine PS verfügbar sind, insbesondere über dem Fenn im Westen des Kavernenfeldes. Auf diese Weise ist eine vollständigere Beschreibung des Verschiebungsfeldes möglich. Das Phasenmodell hilft, zusätzlich zu seinem Nutzen für die Prozessierung, bei der Interpretation der Beobachtungen, indem es das Verschiebungssignal in physikalisch begründete Bestandteile zerlegt.

Die geometrische Orbitkombination hat den Nachteil, dass die Nord-Süd-Komponente der Verschiebung nicht bestimmt werden kann. Potenziell kann diese nun über das Sroka-Schober-Modell berechnet werden. Die gute Übereinstimmung der Projektionen der modellierten Verschiebungen in Sichtlinie mit den InSAR-Ergebnissen, die gute Übereinstimmung mit dem Nivellement, sowie die Ähnlichkeit der Ost-West-Komponenten beider Methoden der Orbitkombination lassen vermuten, dass auch die Nord-Süd-Komponente des Sroka-Schober-Modells plausible Werte liefert.

## Danksagung

Wir sind dankbar für die Unterstützung und die Daten, die wir von unseren Projektpartnern von SGW, insbesondere Stefan Meyer und Bernd Feldhaus, und von Uniper, insbesondere Bela Szöcs, Katrin Vosbeck und Tobias Rudolph, erhalten haben.

## Referenzen:

[1] Even, M. "Adapting Stamps for Jointly Processing Distributed Scatterers and Persistent Scatterers", Proceedings of 2019 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium, Yokohama, Japan, 2046 (2019)

[2] Even, M.; Westerhaus, M.; Simon, V. "Complex Surface Displacements above the Storage Cavern Field at Epe, NW-Germany, Observed by Multi-Temporal SAR-Interferometry", Remote Sens. 2020, 12, 3348 (2020)

[3] Sroka, A., Misa, R., Tajduś, K., Klaus, M., Stefan Meyer, S., Feldhaus, B. "Forecast of rock mass and ground surface movements caused by the convergence of salt caverns for storage of liquid and gaseous energy carriers", 18. Geokinematischer Tag, Bergakademie Freiberg (2017)

[4] Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI). <https://agsi.gie.eu/#/>

## **Immissionsmessungen von BTEX im Umfeld von Erdgasförderstätten in Niedersachsen**

Beuck, H., Ropertz, A., Plank, C.  
Müller-BBM GmbH, Gelsenkirchen, Germany

### **Abstract**

Vor dem Hintergrund des zunehmenden öffentlichen Interesses an den Produktionsabläufen der Erdgasförderung und den damit möglicherweise verbundenen Auswirkungen auf die Umwelt sollten im Auftrag des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) flächendeckende Immissionsmessungen der aromatischen Kohlenwasserstoffe Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol (BTEX) im Umfeld der Betriebseinrichtungen seiner Verbandsmitglieder durchgeführt werden. Ziel der Untersuchungen war die Ermittlung des immissionsseitigen Belastungsniveaus in der nächstgelegenen Nachbarschaft von Erdgasförderanlagen. Anhand der Grenz- bzw. Beurteilungswerte für die Außenluft sollte überprüft werden, ob der Schutz der menschlichen Gesundheit vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch die genannten luftgetragenen Stoffe flächendeckend sichergestellt ist. Im Rahmen der Messplanung der über einen einjährigen Zeitraum durchgeführten Messungen wurde eine transparente, nachvollziehbare und sachgerechte Methodik zur Auswahl und Festlegung von Messorten entwickelt, um die skizzierten Ziele realisieren zu können. In dem Vortrag werden die Ermittlung der Messorte, das Messverfahren, die Ergebnisse und die Bewertung vorgestellt und diskutiert.

## **Innovative HSE Ansätze und die Lehren aus der Pandemie**

Wirth, S.<sup>1</sup>, Gröll, B.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>OMV Exploration and Production GmbH, Value Center Operations, Austria

<sup>2</sup>OMV Austria E&P GmbH, Austria

### **Abstract**

Im Verlauf der beiden letzten Jahre, seit Beginn der Covid-19 Pandemie, sah sich die Öl- und Gasindustrie und so auch die OMV E&P GmbH mit damit verbundenen, sich laufend verändernden Problemen konfrontiert. Im Mittelpunkt aller Bemühungen stand dabei stets die Mitarbeitergesundheit, aber natürlich auch die Versorgungssicherheit für die Kunden.

Mit der Einführung der ersten Schutzmaßnahmen wurden altbewährte und wichtige Maßnahmen zur Sicherstellung der Arbeitssicherheit plötzlich schwierig, wenn nicht gar unmöglich. Gruppenbesprechungen, sowohl im Büro, wie auch im Feld, mussten neuen Abstandsregeln genügen, Inspektionen vor Ort wurden durch Reisebeschränkungen erschwert, Fortbildungen wurden verschoben oder abgesagt.

Waren die ersten Wochen der Pandemie noch von einem gelähmten Abwarten geprägt, wurde schnell klar, dass rasch Lösungen gefunden werden müssen und diese in Form von innovativen, neuen, technologischen Möglichkeiten zu finden sein werden. Für die OMV bedeutete dies eine Intensivierung ihrer Digitalisierungsinitiative und die Umstellung von bislang rein physikalischen Aktivitäten auf solche, welche aus der Ferne erfolgten.

Nachdem sich nun ein Ende der Pandemie abzuzeichnen beginnt, zeigt sich, dass diese Umstellung nicht nur eine notwendige Reaktion auf die Pandemie war, sondern auch ein gewaltiges Effizienzpotential mit der Möglichkeit zur Kostenreduktion bei gleichzeitig besseren Ergebnissen durch zeitnahe Interaktionen mit sich bringt. Es gilt daher nun genauer zu betrachten, welche Aktivitäten in ihrer neuen Form beibehalten werden sollen und wo dies nicht zielführend ist.

Der Vortrag hat das Ziel, diese Fragen aus Sicht der OMV E&P GmbH zu beantworten und manch nicht sofort offensichtlichen Vor- und Nachteile der neuen Ansätze zu betrachten.

### **Introduction**

Die Covid Pandemie war und ist auch heute noch eine Herausforderung für unsere Gesellschaft und unsere Industrien. Es liegt in der Natur der Sache, dass gerade HSE Abteilungen ein hohes Maß an Aufmerksamkeit dieser Situation schenken mussten. Wir alle verbinden mit dieser Pandemie wohl zunächst einmal wenig Positives und dies ist natürlich auch gerechtfertigt. Obwohl die meisten von uns wohl glücklicher Weise eher durch die inzwischen nur allzu bekannten Einschränkungen unseres täglichen Lebens negativ berührt waren, so vergessen wir doch nicht das Leid, welches Covid in viele Familien gebracht hat und auch nicht die oft übermenschlichen Mühen von medizinischem Personal und anderen.

Doch wenn wir uns von dem chinesischen Sprichwort leiten lassen wollen, dass in jeder Veränderung auch eine Chance steckt, so können wir versuchen, auch dieser so herausfordernden Zeit Positives ab zu ringen, um an ihr zu wachsen und zu lernen.

Dies ist sicherlich auf viele Bereiche anwendbar, im Folgenden wird dargestellt, wie sich die OMV E&P GmbH in ihren weltweiten Aktivitäten dieser Aufgabe gestellt hat.

## **Eine überraschende Herausforderung**

Als Ende Dezember 2019 erstmals von einer neuartigen Lungenkrankheit in den Medien berichtet wurde, welche in der chinesischen Stadt Wuhan aufgetreten war, fühlten sich wohl manche an den Ausbruch von SARS im Jahre 2003 erinnert. Zu diesem Zeitpunkt war wohl auch die vorherrschende Meinung oder zumindest die Hoffnung, dass es sich wieder um ein zeitlich und räumlich relativ begrenztes Ereignis handeln würde.

Keine drei Monate später, Mitte März 2020, war Europa zum Epizentrum der Pandemie geworden und Regierungen, so auch die Österreichische, verkündeten Maßnahmen zum Schutze der Bevölkerung. Diese Maßnahmen beinhalteten auch solche, welche sich direkt auf die Wirtschaft auswirkten, wobei wie wir wissen, bestimmte Wirtschaftszweige wie z.B. der Handel oder der Tourismus besonders betroffen waren und deren Aktivitäten weitgehend zum Erliegen kamen.

Der Öl und Gasbereich, in seiner Rolle als Teil einer kritischen Infrastruktur, war im Vergleich dazu zwar weniger betroffen, jedoch musste auch hier in kürzester Zeit auf ein Notprogramm umgestellt werden.

Fassen wir an dieser Stelle kurz zusammen, welche Probleme sich im Zuge der Pandemie für die OMV dargestellt haben:

- Kurzfristiges Umsetzen von Regierungsmaßnahmen
- Laufende Änderung von Maßnahmen
- Sicherstellen der Funktionalität der kritischen Infrastruktur
- Weitgehendes Fehlen eines klaren Ausblicks, fehlende Planbarkeit
- Dramatische Einschränkungen in den Betriebsabläufen

Schon recht früh in der Pandemie hat sich die OMV daher dazu entschlossen zusätzlich zu den Regierungsmaßnahmen eine interne Herangehensweise an die Pandemie zu definieren, welche zuallererst den Mitarbeiterschutz im Auge hatte, aber natürlich auch die kontinuierliche Handlungsfähigkeit sicherstellte. So wurden etwa viele Vorgaben konservativ angewendet (z.B. Home-Office durch weite Teile der Pandemie, auch wenn vom Gesetzgeber nicht immer gefordert oder empfohlen) und in allen operativen Bereichen Schutzkonzepte erarbeitet, welche einen Totalausfall von kritischen Mannschaften ausschließen sollten.

Es soll an dieser Stelle erwähnt sein, dass sich die internen Maßnahmen als sehr effektiv erwiesen haben, zu keinem Zeitpunkt mussten kritische Arbeiten unterbrochen werden und generell kam es zu keinen übermäßigen Ausfällen in den Betriebsabläufen. Besonders hervorzuheben ist, dass es im gesamten Verlauf der Pandemie bis heute zu weniger als einem Dutzend Ansteckungen in der Belegschaft

kam, welche auf die Berufsausübung zurückzuführen waren, und dies bei einer Gesamtzahl von knapp unter 6000 nachgewiesenen Infektionen in der OMV Gruppe.

## **Digitalisierung – ein Game Changer**

Seit mehreren Jahren betreibt die OMV und so auch die OMV E&P GmbH eine Digitalisierungsoffensive, im klaren Verständnis, dass der effektive Zugang zu Daten mit gewaltigen operativen und finanziellen Vorteilen in Zusammenhang steht.

Als Teil dieser Offensive wurden neue Kommunikationsmittel wie vor allem Microsoft Teams im Konzern eingeführt. In den Zeiten vor der Pandemie, wurden solche Tools jedoch fast ausschließlich für den Kontakt mit den weltweiten Entitäten verwendet.

Es wird hier die Behauptung aufgestellt, dass sich dies durch Covid dramatisch verändert hat. Diese Kommunikationstools haben ein effektives Home-Office überhaupt erst möglich gemacht und es der OMV, wie auch vielen anderen, erlaubt, alle nicht operativen Tätigkeiten für Wochen und Monate nahezu vollständig in ein Home-Office Setup zu verlagern. Über lange Zeiträume haben daher Mitarbeiter rein digital kommuniziert und obwohl dies natürlich nicht nur positiv zu bewerten ist, so erlaubte es doch einen praktisch uneingeschränkten Ablauf aller nicht operativen Tätigkeiten.

Es geht also in Zeiten einer Pandemie um die Kommunikation, welche nicht mehr ohne Weiteres persönlich erfolgen kann oder soll, um Ansteckungen zu vermeiden. In einem Büroumfeld, wo es hauptsächlich um Besprechung und Präsentationen, um Zahlen und intellektuelle Arbeit geht, ist man daher mit Tools wie MS Teams gut aufgestellt, doch wie sieht das im Feld aus? Was bedeutet Kommunikation im und mit dem Feld?

## **Arbeitssicherheit in der Pandemie**

Die OMV E&P GmbH hat über die Jahrzehnte ihrer Aktivität im Öl- und Gassektor einen individuellen Zugang in Form von Vorgaben, Arbeitsabläufen und Kontrollmaßnahmen gefunden, welcher der Sicherheit aller Beschäftigten und allem Auftragnehmer Personal dient und diese sicherstellt. Auch ist die OMV Mitglied verschiedenster internationaler Institutionen und verwendet die Lehren der Industrie weitreichend in ihren Operationen. Generell kann man die getroffenen Maßnahmen wie folgt unterscheiden:

- **Personal**

Maßnahmen, welche direkt auf Personen abzielen, mit dem Zwecke, deren Attitüde, deren Kompetenz und deren Routinen so zu gestalten, dass sicheres Arbeiten gewährleistet werden kann.

- **Ausrüstung**

Maßnahmen, welche sicherstellen, dass Maschinen, Anlagen und Anlagenteile, sowie Werkzeuge und Ausrüstung für den Einsatzfall geeignet

und in adäquatem Zustand sind.

- Systeme

Vorgaben, Vorschriften und Empfehlungen, welche schriftlich darlegen, in welcher Form Arbeiten und Arbeitsabläufe durchzuführen sind, um die Sicherheit zu gewährleisten. Diese inkludiert auch Systeme, wie z.B. ein HSSE Management System, welche Voraussetzungen für ein sicheres Arbeitsumfeld schaffen.

Vieles, was für viele Jahre als selbstverständlich galt, musste mit dem Beginn der Pandemie plötzlich neu bewertet werden. Besonders eingeschränkt wurden Aktivitäten im Feld durch auswärtiges Personal. Beispielhaft seien hier Aktivitäten wie Managementbesuche (Management Walk Around), Expertenbesuche und Audit Aktivitäten genannt. Weitgehend unberührt blieben hingegen Aktivitäten, welche vom Betriebspersonal selbst, innerhalb von festgelegten Teams durchgeführt wurden, wie z.B. Tool-Box Talks oder Job Safety Analysen. Der Unterschied liegt hier also darin begründet, dass man bemüht war, eine Einschleppung des Virus in bestimmte bestehende Arbeitsgruppen zu unterbinden.

Wären des ersten Lockdowns in Österreich, im März 2020 waren diese Einschränkungen als wenig kritisch angesehen, vor allem da zu diesem Zeitpunkt immer noch der Hoffnung, es möge sich um ein zeitlich sehr begrenztes Problem handeln, nachgegangen wurde. In der Realität zeigt sich nun nach zwei Jahren der Pandemie, dass dieses Problem zunächst unterschätzt wurde und es daher wichtig und richtig war, nach Wegen zu suchen, solche Aktivitäten weiterhin durchführen zu können.

Dazu wurden strukturierte Untersuchungen angestellt, um verschiedenste Möglichkeiten auf ihre Vor- und Nachteile hin zu untersuchen. Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse dieser Untersuchungen, wobei darauf hingewiesen wird, dass es sich um Ergebnisse aus dem Jahr 2020 handelt und inzwischen natürlich die technische Entwicklung weiterging.

Area of interest / Method	Documentation	Competence	Equipment
Email	1	3	3
Telephone	x	2	x
Video conferencing	3	2	3
Online collaboration (e.g. MS Teams)	1	2	2
Smartphone or tablet	3	3	2
Helmet camera (e.g. HMT)	3	3	2
Smart glasses	Further investigation pending		
Presence on location	1	1	1
Drones	x	2	3
Permanent installed camera	x	2	3

Table 1: Method Analysis (1=effektiv; 2=Großteiliges effektiv; 3=Teilweise effektiv; 4=nicht anwendbar)

Schon Tabelle 1 zeigt, dass es für sich allein genommen keinen vollständigen Ersatz für die Anwesenheit im Feld gibt. Teilgebiete hingegen können sehr wohl effektiv abgedeckt werden und eine Kombination verschiedener Methoden kann einen sehr effizienten Weg darstellen, um auch komplexe Aufgaben aus der Ferne wahr zu nehmen. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass der direkte zwischenmenschliche Kontakt natürlich eine wichtige Komponente in vielen Bemühungen ist, welcher mit Hilfe dieser Methoden im besten Fall nur eingeschränkt zustande kommen kann.

In weiter Folge wollen wir auf zwei Technologien näher eingehen, welche sich in verschiedenen HSE relevanten Bestrebungen als effektiv erwiesen haben.

## Helmkameras

Wie sich inzwischen gezeigt hat, lassen sich viele Aspekte einer Helmkamera in gleicher Form mit sogenannten „Smart Glasses“ erzielen, diese beiden Technologien werden daher an dieser Stelle gemeinsam behandelt. Wie aus Tabelle 1 ersichtlich, war dieser Umstand im Jahre 2020 noch nicht klar, hat sich jedoch inzwischen herauskristallisiert.

Abbildung 1 zeigt das im Jahr 2020 verwendete Gerät, eine Realware HMT-1Z1. Verschiedenste Anwendungen wurden damit erprobt, unter anderem technische Audits, Management Walk Around's und Vor-Ort Support.

Solche Systeme verfügen sowohl über eine Kamera, welche Livebilder über eine aktive Internetverbindung an einen Empfänger übermittelt, als auch über eingebaute Lautsprecher und Mikrophone, welche eine verbale live-Verbindung zwischen Kameranutzer und dem online verbundenen Kollegen erlauben.

Inzwischen ist dieses und ähnliche Systeme (unter anderem auch die schon erwähnten Smart Glasses) im regulären Einsatz in der OMV und bestätigen die wichtigsten Ergebnisse der anfänglichen Untersuchungen:



Abbildung 1: OMV Mitarbeiter mit Helmkamera HMT-1Z1



- Die Verbindungsqualität ist von entscheidender Bedeutung. Die Bildqualität ist grundsätzlich hochauflösend, jedoch leidet diese stark bei unzureichender Datenübertragungsrate. Weiters verzögert eine niedrige Übertragungsrate deutlich die Arbeitsabläufe.
- Im Einsatzfall eines Management Walk Around's ist die Kommunikation sehr einseitig, was heißt, dass auf der Empfängerseite (im Normalfall die Seite der Manager) eine Vielzahl an Personen teilnehmen können und sehr gute Einsichten in die Abläufe vor Ort erhalten, es jedoch nicht möglich ist eine effektive Diskussion mit Personen im Feld zu führen, abgesehen von Benutzer des Systems selbst. Dieser dient somit als Mittelsmann, der Zweck eines Management Walk Arounds, Präsenz der Führungsebenen, Interesse an den Abläufen und vor allem an den Personen im Feld zu demonstrieren, kommt hier klar zu kurz. In der OMV wird aus diesem Grund ein solcher Remote-MWA inzwischen immer mit einer Telefonkonferenz abgeschlossen, sodass sich beide Seiten direkt sehen und miteinander verständigen können.
- Beim Einsatz im Support, zur Unterstützung in der Problemanalyse und Behebung spielt ein solches System seine Stärken aus. Experten aus unterschiedlichsten Bereichen und Ländern können nun innerhalb kürzester Zeit einen detaillierten Einblick in die Problematik gewinnen und direkt mit den Vor-Ort Mitarbeitern an einer Lösung arbeiten. Dies hat eine enorme Relevanz für die Arbeitssicherheit. Hierzu sei auch noch der Anwendungsfall im Zuge eines Arbeitsunfalles oder Beinaheunfalles angeführt. Es ist nun möglich, kurzfristig nach einem solchen Vorfall eine erste Lageeinschätzung durch Experten vornehmen zu lassen, wodurch eventuell flüchtige Evidenzen gesichert werden können.
- Für Audits lässt sich dieses System, wie aus Tabelle 1 ersichtlich, mit Einschränkungen einsetzen, jedoch gerade während der Pandemie, mit ihren zahlreichen Reisebeschränkungen, war es ein oft genutztes Werkzeug für diesen Anwendungsfall.

## **Drohnen, Crawler und autonome Roboter**

Die in Tabelle 1 gezeigte Einschätzung, dass sich Drohnen für die Inspektion von Anlagen und Anlagenteilen nur schlecht eignen, hat sich im weiteren Verlauf der Pandemie nicht bestätigt. Durch die technische Weiterentwicklung, aber auch den engagierten Einsatz der sich damit befassenden Mitarbeiter, hat sich der Einsatz von Drohnen in der OMV inzwischen etabliert, und zusätzlich wurden auch verwandte Technologien wie der „Crawler“ oder autonome Roboter untersucht und befinden sich mittlerweile im Einsatz.

Bezüglich Drohnen (Abbildung 2) und Crawler (Abbildung 3) soll hier beispielhaft der sicherheitsrelevante Vorgang einer Tanküberprüfung betrachtet werden (Abbildung 4).



Abbildung 2: Kameradrohne und Tankinspektionsdrohne



Abbildung 3: Crawler



	Crawler Inspection	Drone Inspection	Rope Access Inspection	Scaffolding Inspection
Weather	No impact	Wind/ Rain Dependent	Wind / Rain Dependent	Little Impact
HSSE	Excellent	Excellent	Elevated Risk	Elevated Risk
Data Quality	Excellent - Full Scan	Good Point Check	Good Point Check	Good Point Check
Time	1 Day	2 Days	3 days	5-10 days

Abbildung 4: Bewertung verschiedener Möglichkeiten zur Tankinspektion

Klarerweise sind solche Tankinspektionen, wenn sie direkt durch Personal erfolgen, immer mit einem Risiko für alle Involvierten verbunden. Der Einsatz von Drohnen oder Crawlern führt daher automatisch zu einer Risikoreduktion, wobei jedoch auch neue Risiken entstehen können (wie z.B. Explosionsrisiken) welche es zu identifizieren und entsprechend zu handhaben gilt. Zusätzlich stellt der Technologieeinsatz jedoch auch einen weiteren, pandemiebezogenen Vorteil dar: Es ist nun möglich, solche Inspektionen durchzuführen, ohne die Experten dafür vor Ort haben zu müssen, ein geschulter Drohnen- oder Crawler-Techniker genügt, die Ergebnisse können von anderen ausgewertet werden. Dadurch kann der Reisebedarf stark reduziert werden, wodurch sich das Ansteckungsrisiko reduziert und gleichzeitig die Flexibilität steigt. Auch darf nicht vergessen werden, dass dies in manchen Fällen, wo es zu totalen Ein-/Ausreisesperren kam, erst eine termingerechte Inspektion erlaubte.

Eine weiter inzwischen untersuchte Technik ist die der autonomen Roboter. Abbildung 5 zeigt den sogenannten „Taurob“, welcher autonom Anlagenbereiche abfährt und inspiziert.



Abbildung 5: Taurob autonomer Roboter

Dieses Gerät kann selbstständig Gefahren, wie z.B. Gasaustritte oder Überdrücke mit Hilfe seines Kamerasystems erkennen. Zur Gasdetektion dient hierbei eine FLIR-Kamera, Überdrücke werden durch das Ablesen von Manometern erkannt, wie in den Abbildungen 6 und 7 gezeigt.



Abbildung 6: Aufnahme einer Fackel mit einer FLIR-Kamera, daneben zum Vergleich die Fackel in Normalaufnahme (beispielhaft, nicht von Taurob aufgenommen).

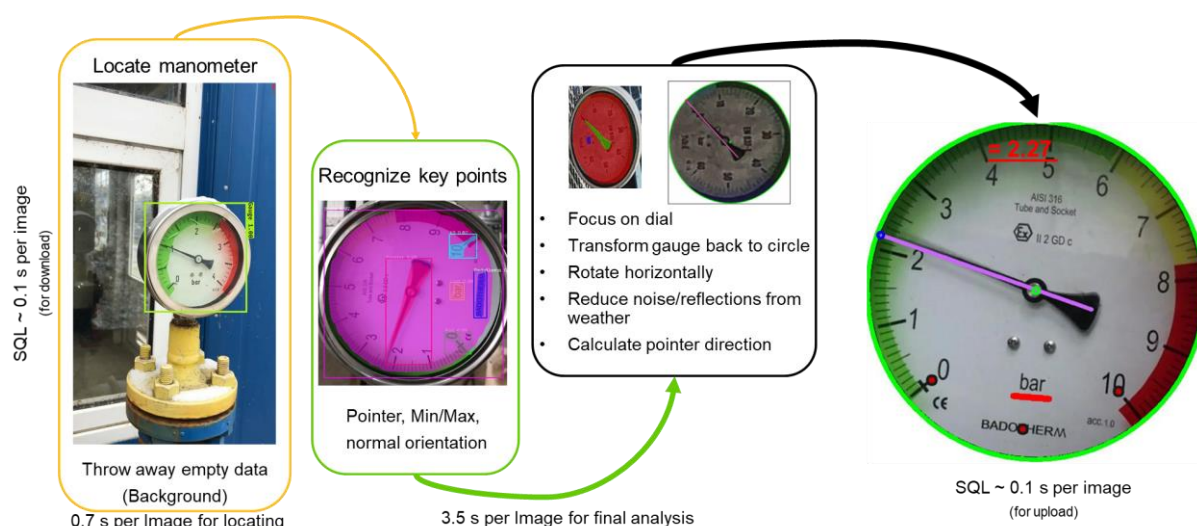


Abbildung 7: Prinzip der Manometer Interpretation durch Taurob.

Auch hier sind die sicherheitsrelevanten Vorteile ähnlich wie bei der Drohne oder dem Crawler. Man entfernt Personen aus Gefahrenbereichen und erhöht zugleich die Flexibilität, was im Falle von Taurob heißt, dass ein solcher Roboter kontinuierlich, nur durch Ladepausen unterbrochen, in den Anlagen im Einsatz ist und damit eine viel intensivere Anlagenüberwachung erfolgt.

## Die Lehren aus der Pandemie

Rückblickend auf die vorgestellten Technologien ist es ersichtlich, dass wir hier von Dingen sprechen, deren Entwicklung schon vor der Pandemie begann und deren Einsatz auch ohne die Pandemie erfolgt wäre. Jedoch war die Pandemie ein Katalysator, der die Notwendigkeit solcher technischen Lösungen klarstellte und ihre Implementation damit beschleunigte. Für die OMV kristallisieren sich dennoch einige Lehren heraus:

- Es ist nicht erforderlich, wie in der Vergangenheit üblich, für eine Vielzahl an Aktivitäten, wie Besprechungen, Planungen, Inspektionen, etc. immer vor Ort sein zu müssen.
- Es ist jedoch auch nicht möglich, durch diese neuen Technologien die Anwesenheit vor Ort völlig zu ersetzen.
- Es ist erforderlich, sich für jeden einzelnen Fall genau die Notwendigkeiten zu erheben und entsprechend den Zugang zu wählen.

Ganz klar hat sich die Reisetätigkeit in der OMV mit dem Ausbruch der Pandemie dramatisch reduziert. Durch die neuen Technologien und die gewonnene Erfahrung damit, wird die Reisetätigkeit auch nie mehr auf den Stand vor Corona zurückkehren. Wir haben gelernt, digital zu Arbeiten und dabei aufeinander Acht zu geben. Wir haben gesehen, dass wir mit noch so unvorhersehbaren Ereignissen umgehen können. Wir sind an Covid gewachsen und gestärkt daraus hervorgegangen, und das ist dann zumindest ein kleiner Lichtblick in einer ansonsten trostlosen Zeit.

## **Integration der Verkehrssicherheit in die Firmenkultur**

Clara Rackemann, Astrid Ramisch

<sup>1</sup>ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover, <sup>2</sup>ExxonMobil Central Europe Holding GmbH, Hamburg

### **Abstract**

„Nobody gets hurt“ oder „Vision Zero“ - Beispiele für das einheitliche Ziel einen Alltag ohne Verletzungen und Unfälle zu erreichen. Spannende Projekte und Aktionen im Bereich Arbeits- und Verkehrssicherheit sind für das Gelingen dieser Vision unumgänglich. Das Netzwerk junger Fahrer setzt sich mit seiner Arbeit und seinen Ideen für einen sichereren Straßenverkehr ein.

### **Introduction**

Die Erdgas- und Erdölförderung der EMPG erfolgt dezentral im ländlichen Raum und erstreckt sich durch weite Gebiete Niedersachsens. Um die einzelnen Lokationen betreuen zu können werden viele Kilometer zu den unterschiedlichsten Witterungsbedingungen und Tageszeiten zurückgelegt. Mit den entsprechenden Risiken! Verkehrssicherheit ist daher ein wesentlicher Bestandteil der Arbeitssicherheitsprogramme im Unternehmen. Defensives Fahren schützt dabei nicht nur das eigene Personal, sondern auch unsere Nachbarn sowie die anderen Verkehrsteilnehmer.

EMPG begleitet das Thema Verkehrssicherheit bereits seit vielen Jahren mit vielen unterschiedlichen Maßnahmen - sowohl innerbetrieblich, als auch durch externe lokale Programme oder in Kooperation mit der Landesverkehrswacht (LVW) Niedersachsen. Verkehrssicherheit gehört somit seit Langem zu unserer Sicherheitskultur.

### **Das Netzwerk junger Fahrer**

2013 wurden die bestehenden Maßnahmen erstmalig um ein „Netzwerk junger Fahrer“ erweitert. Ziel war es, die besonders gefährdete Gruppe der jungen Verkehrsteilnehmer zu sensibilisieren und ihnen dieses Thema in die eigenen Hände zu geben. Eine Auswertung des statistischen Bundesamtes von 2021 zeigt die „7 risikoreichen Jahre“ - bei der Altersgruppe der 18 bis 24 jährigen verunglücken jährlich mehr als doppelt so viele im Vergleich zu den anderen Altersgruppen. Die Verunglückten schädigen dabei oft nicht nur sich selbst, sondern auch noch andere Verkehrsteilnehmer, die in Unfälle verwickelt werden.

Mit Kreativität und entsprechendem Gestaltungsspielraum wurden viele Aktionen vom Netzwerk junger Fahrer initiiert, unter anderem wurde die landesweite Kampagne der LVW Niedersachsen „Tippen tötet“ mitgestaltet. Der Fokus der Kampagne lag dabei darauf, auf das enorme Risiko von der Handynutzung am Steuer hinzuweisen. Auch an der Kampagne „Mein Tempo...Mein Leben!“ konnten die jungen Fahrerinnen und Fahrer der EMPG ihr Engagement nochmals deutlich zum Ausdruck bringen.

Mit steigender Erfahrung und steigendem Alter der „ersten Generation“ war es 2018 an der Zeit, die 2. Generation dieses Netzwerks zu nominieren. Dieses Team aus wieder sehr motivierten jungen Kolleginnen und Kollegen hat das Netzwerk weiter ausgeweitet und die deutschen Standorte von ExxonMobil integriert. Dazu gehört z.B. auch der Bürostandort

Hamburg, an dem die neuen Netzwerker das Thema auch in die Belegschaft weiter getragen haben.

Interessante Projekte mit externen Stellen wie der Polizei, der Luftrettung, der Trainingszentren für Verkehrssicherheitstrainings, der Landesverkehrswacht oder der Berufsgenossenschaft haben das Bewusstsein zum Thema sowohl innerhalb des Netzwerkes, als auch für alle Kolleginnen und Kollegen der EMPG weiter geschärft. Unterschiedliche Medien wie Videoblogs oder auch Podcasts sind zum Einsatz gekommen, um die Themen interessant zu adressieren. Mit dem Videoblog zu den Themen Sekundenschlaf und Wildunfälle konnte das Netzwerk die gesamte Belegschaft in den letzten Monaten auch über Online Meetings gut erreichen. Nicht zu vergessen, auch der Newsletter „Back to the Office – sichere Rückkehr“ vom Homeoffice zurück ins Büro, begleitete alle Kolleginnen und Kollegen durch die stetigen Veränderungen.

Im Fokus steht natürlich das jährliches Treffen aller jungen Fahrerinnen und Fahrer mit der Geschäftsführung – 2022 hoffentlich wieder als „reale“ Veranstaltung in Verbindung mit einem von vielen Mitgliedern gewünschten Verkehrssicherheitstraining und einem Training zum Thema „Reagieren im Ernstfall – Was tun bei einem Unfall?“.



Unsere Erfahrungen anhand von Beispielen zu teilen und Kontaktmöglichkeiten zum Netzwerk für Teilnehmende der DGMK Veranstaltung zu ermöglichen, ist das Ziel dieses Vortrags. Denn Verkehrssicherheit betrifft uns alle und gemeinsam können wir sicherer werden. Safety Starts With Me!

## Hydrogen Storage in Salt Caverns – Recent Experiences & Findings

Weber, N. Bernhardt, H., Horváth, B., Schneider, R.  
DEEP.KBB

### Abstract

Hydrogen is regarded as a crucial energy carrier in a future energy system with a high share of variable renewable energy sources (VRE), especially in order to balance fluctuations in electricity generation. These can be compensated for by flexibility measures such as large-scale underground energy storage. GIE assessed that by 2050, the total demand for underground hydrogen storage for Europe should be around 0,45 PWh<sub>H2</sub> and concludes that additional storage sites need to be developed [1].

Salt caverns hereby offer the most promising option for large-scale underground storage: In the past decades, salt caverns have shown high reliability and suitability for the storage of natural gas on an industrial scale. Significant know-how can be won from the storage of natural gas and applied to the geological and geotechnical design considerations of salt caverns for hydrogen storage. The key advantages of considering salt caverns for hydrogen storage are their relatively low investment costs, large storage capacities, high flexibility, high safety potential and low cushion gas requirements. Generally, the storage of hydrogen in salt caverns is feasible, as already shown by existing caverns in the USA and the UK. For large-scale application in Europe, a safe operation of hydrogen storage systems has to be ensured to achieve public confidence in underground hydrogen storage; therefore, corresponding requirements for material and operation are to be verified in detail and additional investigations are necessary.

Despite minor differences in the usage of above-ground and subsurface equipment, as well as in the thermodynamic behavior of hydrogen, storage operation of hydrogen can be regarded as widely similar to that of natural gas. From a technical point of view, no major obstacle is therefore identifiable to transfer the experiences of natural gas to the storage of hydrogen gas in salt caverns. However, if all of the currently existing natural gas storage facilities in Europe were to be converted to hydrogen storage, total storage capacity would be insufficient related to the total storage demand identified by GIE. Therefore, the construction of new caverns for hydrogen storage must be considered. In recent studies, preliminary geological suitability assessments of new salt cavern locations across Europe estimated a considerably large theoretical hydrogen storage potential [2]. Among all investigated regions, northern Europe, and especially Germany [3], show the largest technical storage potentials due to their large abundance of salt dome structures originating from the Zechstein Basin.

Further progresses in research & development for the storage of hydrogen in salt caverns are rapidly taking place and has so far been largely limited to theoretical studies. These mainly focus on geological suitability assessments, such as previously mentioned, and technical feasibility analysis, which assess the conversion of existing facilities for natural gas to hydrogen storage. A strong emphasis is put on investigating suitable re-completion methods, the mechanical integrity of the used equipment towards hydrogen and the interaction behavior of hydrogen gas in salt environments.

Recently, underground hydrogen storage has entered a phase of technical and operational implementation with the launch of numerous pilot projects, primarily in Northern and Western Europe. In some of them DEEP.KBB is assisting as a project partner, such as with the H2Cast project from STORAG Etzel, which is aiming at rededicating its existing natural gas caverns and surface facilities for hydrogen storage. Another pilot project is currently under way on the natural gas storage site at Zuidwending, NL. Together with DEEP.KBB, N.V. Nederlandse Gasunie has demonstrated the mechanical integrity of one of its existing salt cavern wells for hydrogen and is now, among other investigations, also examining the influence hydrogen has on used equipment during testing operations. Further investigations in Etzel, Zuidwending and other cavern sites are ongoing and will provide even more insights on the technical feasibility of long-term hydrogen storage in new and existing gas storage sites.



## Introduction

In the light of the climate protection goals set by European countries and related to this, an increasing interest in decarbonizing energy sources and strengthening energy self-sufficiency, a further massive expansion of renewable energies is considered as indispensable for the near future in Europe. Furthermore, recent events in Europe have emphasized the need for countries to strive for independency towards fossil fuel derived energy imports and to counterbalance these imports by increasing the share of variable renewable energy sources (VRE) (wind turbines and photovoltaic power plants in particular). The volatility and intermittency of VRE currently however still poses one of the largest obstacles for the transition to an energy system with a high share of VRE. In order to balance times of energy generation surplus and peak energy demand, the reliance of Europe's future energy market on VRE can therefore only be accomplished if large-scale storage solutions are put into place.

For the near future, many forecasts predict that storage demand will exceed currently installed storage capacity. In addition to the storage needed to currently balance supply and demand, it will most probably be necessary to create additional (strategic) reserves of storage to further incentivize the development of VRE and to become independent of large-scale supply disruptions, e.g., in case of infrastructure failures or geopolitical conflicts. For this purpose, the storage of gaseous energy carriers in underground geological formations show the most promising option.

The conversion of surplus electricity to hydrogen by means of electrolysis, also referred to as power to hydrogen (PtH<sub>2</sub>), offers a promising technical solution by which reduction of greenhouse emissions in further energy sectors can be achieved and excess electricity can be stored for later usage. However, in order to achieve the ambitious emission reduction targets by using hydrogen as an energy carrier and storage medium originating from VRE, storage options must be expanded and further developed. The fluctuating occurrence and intermittent nature of VREs therefore requires further developed solutions of energy storage on an industrial scale.

Among all storage options, storage of gaseous media in underground formations is currently the only method with a technical potential for energy storage of VRE in the high gigawatt to terawatt hour range. When considering all known underground storage possibilities, salt caverns have thereby proven to be the most suitable underground formation for storage of compressed air, hydrogen and natural gas, mostly due to the low cushion gas requirement, the gas tightness of salt and the lack of chemical reactivity of salt towards the stored gas.

While storage of hydrogen in salt caverns is currently not practiced widespread on an industrial scale, storage of oil and natural gas in salt caverns has found numerous applications in different countries in Europe and North America, serving as strategic reserve or as seasonal energy storage for country's national energy strategy. Significant know-how can be won from the storage of natural gas and applied to the geological and geotechnical design considerations of salt caverns for hydrogen storage. Despite minor differences in the thermodynamic behavior, storage operation of hydrogen can also be regarded as widely similar to that of natural gas.

Since storage infrastructure is regarded as crucial element in the realization of a reliable hydrogen economy and storage demand is most likely to increase in the coming years, the focus is not only set on repurposing existing natural gas storage facilities to store hydrogen, but also to expand storage capacity by creating new salt cavern storage sites. The technical feasibility of hydrogen storage in saline formations has already been proven in USA and UK, and recent pilot projects in Europe will further demonstrate the operational feasibility of salt caverns for hydrogen storage, representing a safe and reliable key infrastructure element for the hydrogen economy.

## Growing Demand for Hydrogen Storage

The progressive amount of renewable energies in Europe's energy grid is pushed by the European Union's 2030 Climate Change and Energy strategy, the resulting national energy directives each country in Europe has set in place in order to meet these goals, and by an increasing interest in independent and self-sufficient energy supply. Europe's energy structure is currently undergoing a shift from a centralized energy system based on nuclear and fossil fuels to an energy system composed of a high share of flexible decentralized generation from VRE. The EU has targeted a share of renewable energy sources of at least 32 % by 2030. Due to current developments in European energy policies, the EU seeks to further increase the current target to at least 40 % renewable energy sources in its overall energy mix by 2030 [4].

From a grid management perspective however, the increasing reliance on VRE from wind and solar power represents a big challenge. Since unpredictable and fluctuating energy production from VRE does not always correlate spatially and temporally with the electricity consumption, the difficulty to balance the gap between physical energy supply and demand will increase steadily over time. Since energy production from wind and solar power strongly relies on the right climatic conditions such as low cloud cover and high wind speeds, energy supply from VRE is not always fully available when required by demand. In contrast, when climatic conditions are fortunate, and demand is low, the energy grid is at risk of being unbalanced and is not capable of handling the full potential of installed VRE. Electricity grids will therefore face larger and more unpredictable peaks in supply and demand, which will ultimately require greater flexibility in the energy system to ensure that energy can be supplied in the desired quantity at all times and in all places.

At the moment and for years to come, the positive residual load caused by the difference between energy production and total energy consumption is usually covered by flexible conventional power plants. Today, conventional plants can still rely on nuclear and fossil fuels such as coal, oil and natural gas, which allow to flexibly making use of reserves whenever needed in accordance with the energy demand. In a long-term perspective however, power plants sourced by nuclear or fossil fuels should be supported by a greener energy mix and lastly pushed out of the energy market by VRE. The challenge of fully integrating and expanding VRE into the electricity grid and to prevent the waste of surplus energy from wind and solar power generated at times of low demand or high wind and solar availability can be solved by large-scale energy storage. The offset between the electricity demand and energy generation from VRE can be counterbalanced by storage entities, accommodating surplus energy when production is high and furnishing energy when it is needed most. In particular, hydrogen storage is of importance, since the use of power-to-gas will play an important role not only in energy supply but also as an alternative for fossil resources in the chemical industry and for mobility applications.

To this end, hydrogen strategies have been developed at national and EU level, such as the European Commission's EU Hydrogen Strategy, the German government's National Hydrogen Strategy, and the Dutch government's Hydrogen Strategy. One of the key elements of the strategies is, among others, the storage of renewable energy. In the European Hydrogen Backbone (EHB) Report of 2020, the European gas grid operators assessed the future role of hydrogen in the energy system and in the European gas grid [5]. They concluded that Europe will have a high demand for hydrogen in the future. In a more recent EHB report, it is suggested that European energy policies should promote efficient measures through regulatory provisions as quickly as possible to incentivize the re-purposing of large-scale existing natural gas infrastructure before 2030 [6]. Reuse of existing gas infrastructure is essential to match supply to demand, and currently existing storage infrastructure will also play an indispensable role. Several funding programs for research projects have been launched (e.g. IPCEI, Reallabs, Hydrogen Technology Offensive, NIP Hydrogen and Fuel Cell Technologies, etc.). Under these funding programs, research projects investigating or implementing hydrogen storage have been initiated or are under preparation in several EU countries (Netherlands, France, Germany, Denmark, UK, Poland, etc.).

Therefore, promoting a growing electricity generation from fluctuating VRE and simultaneously satisfying the increase in energy demand therefore calls for the development of flexible large-scale energy storage capacities. Storage technologies in the high gigawatt hour range with high discharge rates of at least several days are a prerequisite in order to be considered as a suitable method for long-term storage. Quantifying the necessary amount of future energy storage of course is highly dependent on which regions and scenarios are investigated and what approaches and methodologies are considered. Gas Infrastructure Europe recently estimated that 70 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> of hydrogen storage will be

needed until 2030 in Europe, increasing to around 450 TWh<sub>H2</sub> by 2050. The currently installed natural gas storage capacity of 1.100 TWh (working gas) in Europe would be insufficient to meet storage demand by 2050. This estimate factors in all existing natural gas storage capacities and assumes that all of them are repurposed for hydrogen storage, amounting to 265 TWh<sub>H2</sub> storage capacity [1].

In a more realistic scenario, the potential for future hydrogen storage capacities could fall much shorter as a significant proportion of storage capacities are most probably still to be withheld for natural gas storage. Until recently, the existing natural gas storage facilities have provided sufficient storage capacity for the supply and demand balance. However, recent events in Europe have shown, that maintaining existing natural gas storage capacities and even a future build-up of strategic reserves will be of highest importance. Additionally, storage sites could also be repurposed for CO<sub>2</sub> storage for CCS applications. Consequently, there will not only be a need for repurposing existing natural gas storage sites, but rather a necessity to construct new storage facilities. The technical and economic feasibility of hydrogen storage in other geological formations (e.g. porous reservoirs and depleted gas fields) has not yet been fully demonstrated. Thus, for the coming years, salt caverns storage capacities will need to be expanded and will hereby offer the most promising opportunity for the realization of a large-scale hydrogen storage infrastructure.

## Potential of Hydrogen Storage in Salt Formations

Underground natural gas storages have been operated for decades and are considered a safe and cost-effective solution for large-scale storage of energy and heating from fossil fuels. When storing natural gas, compression works in favor of energy density and can be accomplished naturally by storing it underground under high pressure regimes in geological formations. Compared to above-ground storage options, storage in underground spaces enables higher compressional environments and therefore a higher energy storage density. Moreover, it is one of the very few options to store energy over days and weeks, only requires minimal surface land usage and poses less of a safety issue compared to above-ground storage options. Among many underground storage possibilities, salt caverns have proven to be one of the most reliable large-scale storage options.

Salt caverns are man-made underground void spaces created by washing high soluble rock salt (solution mining) out of large geological saline structures made of almost pure salt. This allows the creation of storage sites up to and even larger than 1,000,000 m<sup>3</sup> in geometric volume and enables cavern designs which are custom-fit to the planned operation. In comparison to other underground storage possibilities, storage of gaseous media in salt caverns show considerable advantages. One of the crucial properties of salt are the gas tightness and the high inertness of salt towards natural gas and hydrogen, which makes salt caverns virtually leak proof and substantially limits the contamination and loss of gas. Salt caverns also show high operational flexibility in terms of providing more frequent turnover rates with high injection and withdrawal cycles, making hydrogen storage in underground salt formations even more suitable for the balancing of intermittent energy from VRE with high supply and demand peaks. Cushion gas requirements for salt caverns are relatively low compared to those of other geological formations suitable for underground gas storage. In general, a cushion gas amount of approximately one third is required to maintain the pressure and the stability inside a cavern. Because of the costs of hydrogen gas, low cushion gas requirements pose a real advantage compared to other underground hydrogen storage possibilities.

To date, worldwide only a few storage sites for pure hydrogen exist and among them, all are exclusively operated in salt caverns, which are located in UK and USA. Therefore, only limited experience from underground pure hydrogen storage projects exists. On the other hand, natural gas storage in salt caverns has been practiced on an industrial-scale for decades. The knowledge gained by this can be transferred comparatively simple to the case of hydrogen storage due to the similarities in cavern design, construction and operation.

Designing a salt cavern highly depends on the properties of the salt deposit, in which the salt cavern shall be leached. There are a number of factors that must be considered in order to maintain the sustainable and safe operation of the cavern. Figure 1 illustrates a simplified representation of a salt cavern with related technical terms and the pressure gradients as a function of depth. To aim for geotechnical safety, maximum and minimum gas operation pressures are limited. Exceeding the

maximum gas operation pressure may result in salt rock fractures because of the high pressure exerted on the cavern walls. The low-pressure limitation is for maintaining the overall stability of the cavern. The minimum pressure inside a cavern is often referred to as cushion gas, also enabling to overcome frictional losses for gas injection and gas withdrawal. The working gas volume in a cavern describes the maximum gas volume in a cavern, which can be utilized for the actual storage operation and is determined by subtracting the cushion gas volume from the maximum gas volume in the cavern.

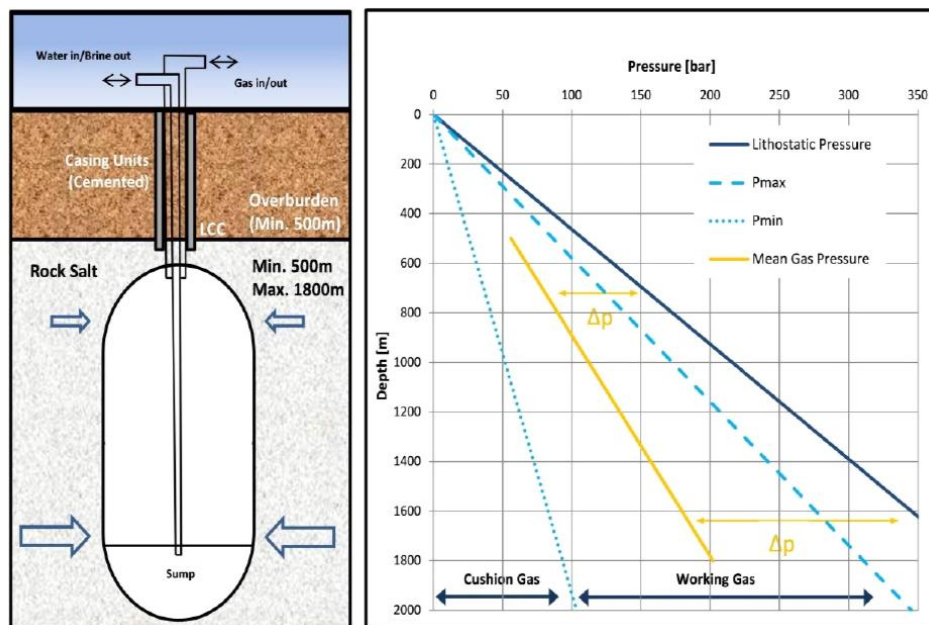


Figure 1 – Simplified representation of a salt cavern with pressure regimes for gas storage operation

The feasibility of cavern construction and design of a salt cavern for storage purposes strongly depends on the abundance of soluble components present in the depth range of the salt body in which the cavern is intended to be leached. Rock salt layers also contain varying concentrations of insoluble components (anhydrite, gypsum, clay, etc.) that can either be disseminated within the salt layer or appear in form of nodules or layered sulfate and clay bedding of several millimeters to centimeters thickness intercalating the rock salt units. These insoluble layers are prone to show thicknesses in the range of several decimeters to a few meters and can therefore significantly deteriorate the shape and the stability of a salt cavern. Inconsistent geometric shapes and cavern roughness due to insoluble sulfates (such as anhydrite) or highly soluble sulfates (e.g. potash minerals such as carnallite or kieserite minerals) could lead to areas of irregular stress states, causing fracturing or breakouts through the cavern wall.

The selection of suitable storage sites for gaseous storage in saline deposits is therefore limited to salt showing proper lateral and vertical thickness as well as proper depth and salt purity, which geographically does not always coincide with those regions where VREs are evenly distributed. Saline deposits of different ages can be found all across Europe, however natural gas storage facilities are predominantly found in Northern Europe due to the large abundance of salt structures originating from the Zechstein Permian Basin, which are most suitable for cavern leaching (ref. to Figure 2).

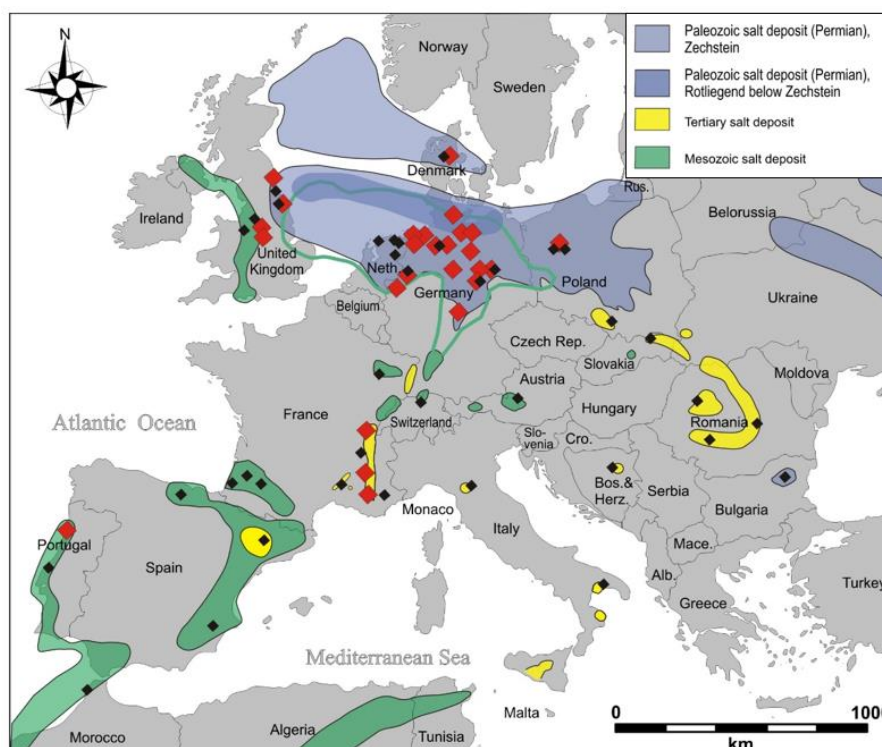


Figure 2 – Salt deposits of Europe (red dots represent existing salt cavern locations for storage) [7]

## Hydrogen Storage Potential in Europe

In a recent study by Caglayan and Weber et al. [2], a broad analysis of the technical potential of salt caverns across Europe deemed suitable for salt cavern construction and underground hydrogen storage was conducted. The analysis was carried out with the aim of quantifying the technical and economic potential for hydrogen storage in Europe. Multiple steps were applied for the estimation of the European hydrogen storage potential, initiated by performing a suitability assessment of all salt formations across Europe, geo-referencing them for digital processing and performing a land-eligibility analysis. The geological suitability assessment was based upon various geophysical surveys and publications covering the depositional history and the salt geology of the different saline deposits. Figure 3 depicts the methodology that was applied for the suitability assessment and hydrogen storage capacity estimation. Figure 4 shows a map of European bedded and domal salt deposits which were pre-selected as geologically suitable for hydrogen storage.

The further analysis was commenced by specifying the geotechnical parameters for cavern construction by applying the guidelines from practical experiences of natural gas cavern storage projects. Depending on the geological setting of the salt deposit, bedded salt basins were further evaluated for salt cavern suitability, while salt structures were generally considered as suitable for salt cavern construction. A criteria list was established to exclude the areas of the salt basin and the salt structure not eligible for salt cavern construction, due to land-usage considerations (ref. to Figure 5).

Two ideal shaped caverns with a geometrical volume of 500,000 m<sup>3</sup> and 750,000 m<sup>3</sup> for bedded salt and domal salt, respectively, were modelled and aligned in suitable and eligible salt bodies. Since these guidelines were adapted from natural gas storage projects and the chemical properties of hydrogen differ to those of natural gas, the caverns and their respective alignment were designed with a more conservative approach. Hydrogen storage capacity estimation was calculated by assigning each cavern to the most suitable specific depth range of the examined salt body. By calculating the thermodynamic behavior of hydrogen with increasing depth and pressure regimes, it was then possible to determine the specific hydrogen energy density and the storage capacity as a function of depth. Following the safety distances between the caverns in bedded and domal salt, the number of hydrogen storage caverns in each salt body was determined and multiplied with the storage capacity of each cavern.

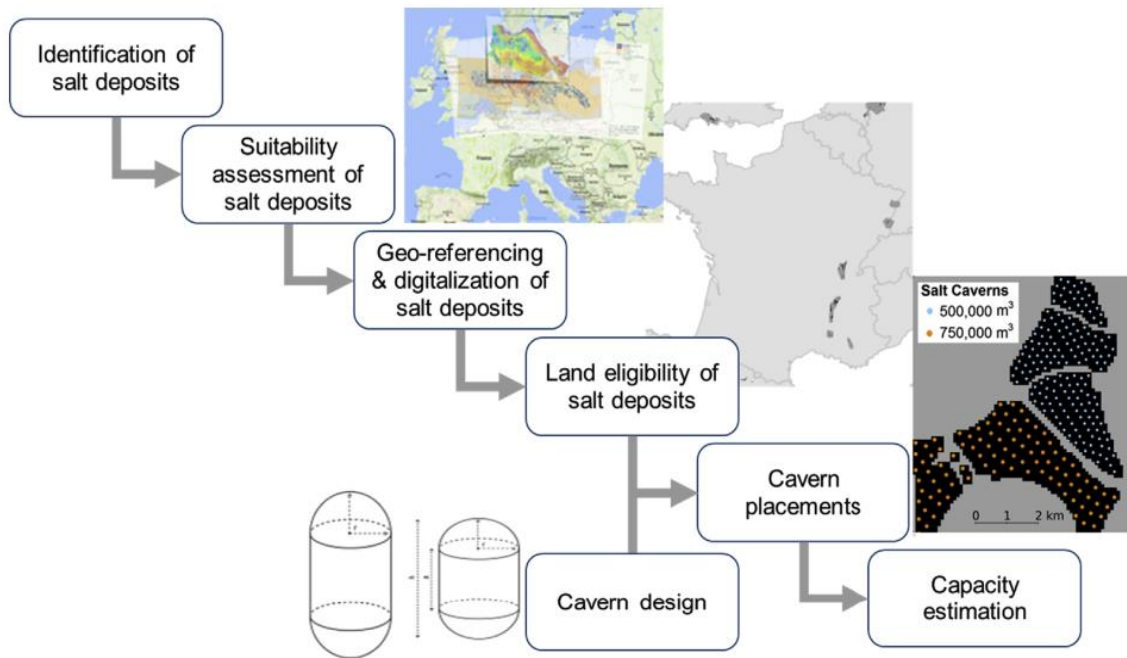


Figure 3 – Methodology applied for the storage capacity estimation of potential of salt caverns across Europe [2]

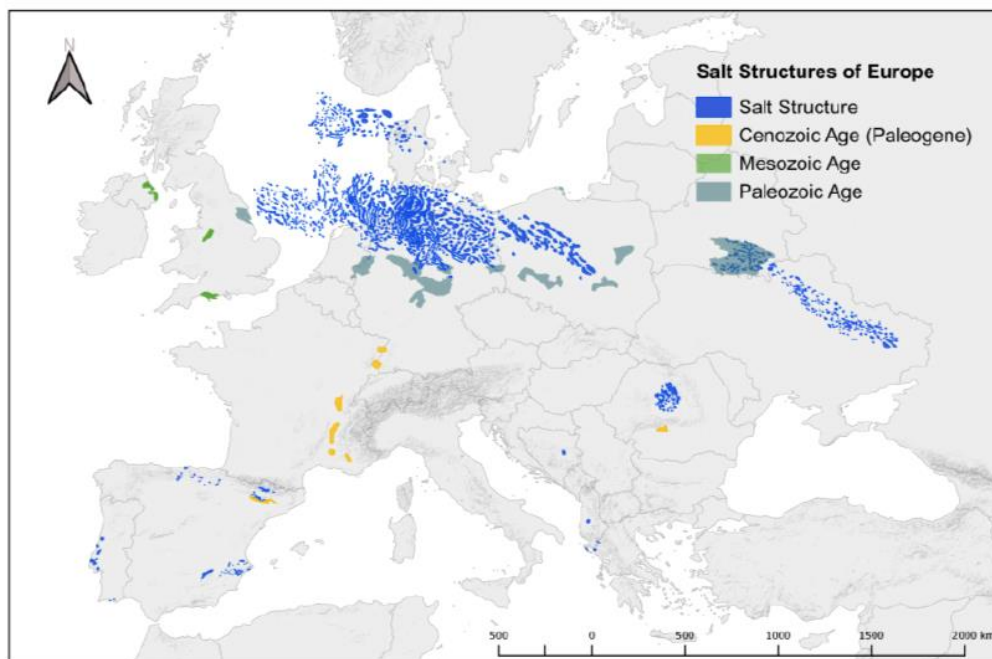


Figure 4 – Map of European bedded salt deposits and salt structures suitable for hydrogen storage [2]

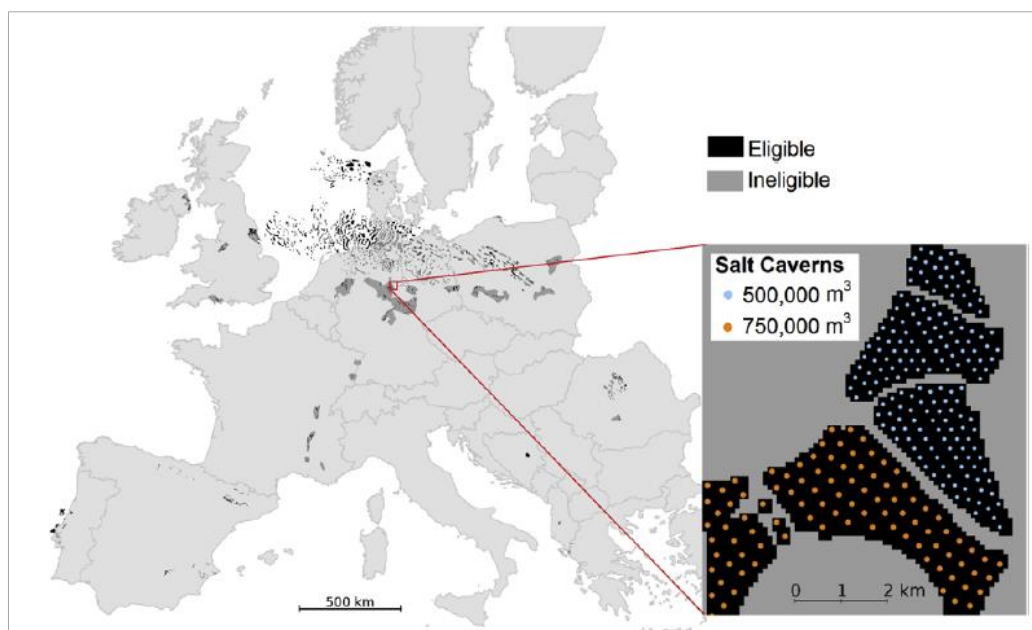


Figure 5 – Land eligibility results with an exemplary representation of cavern placement in central Germany [2]

Adding up the potential storage capacity of all examined European countries, a hydrogen storage capacity of 25,900 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> was identified (excluding existing natural gas storage sites). In practice, the realization of such large energy storage potentials is limited by several factors and practical limitations that have not been further investigated within the framework of the referenced study due to its large geographical scope of investigation. Nevertheless, even a small fraction of the estimated capacity would still pose a considerable potential for energy storage and would also be sufficient to meet any forecast of required storage demand in Europe, such as the storage demand of 450 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>, stated by GIE [1]. Especially for those countries disposing widespread saline deposits within their national borders such as in Germany, Poland, etc., there is a considerable potential for the construction of salt caverns utilized for energy conservation by means of hydrogen storage. The storage capacity is even further enlarged, if offshore salt structures are included in the potential analysis. The North Sea offers shallow sea-water and wind-rich conditions and is therefore a viable option for the coupling of energy generation from offshore wind with large-scale storage in the near future. The predicted offshore hydrogen storage capacity in the North Sea is roughly estimated at 58,200 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Overall national storage capacities are shown in Figure 6, with three classifications: onshore, onshore constrained and offshore. Cavern capacities labeled as “Offshore” stand for caverns placed in salt domes under the North Sea, whereas the “Onshore” ones refer to the remaining caverns located on land (after the application of eligibility constraints). Finally, an additional constraint of 50 km distance from shore has been included in the calculation of the storage potential of onshore salt caverns. This constraint is added in order to consider the economic and environmental limitations regarding brine disposal as a result of cavern leaching. The disposition of brine in lakes and rivers is mostly not possible due to its high salt content. The disposal of brine and the supply of fresh water for the leaching process of the cavern therefore often narrows the feasibility of a cavern storage project being put into practice within 50 km to shore and significantly reduces the onshore energy storage capacity. The application of this constraint to the onshore potential decreases the hydrogen storage capacity in Europe to 7,300 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>.

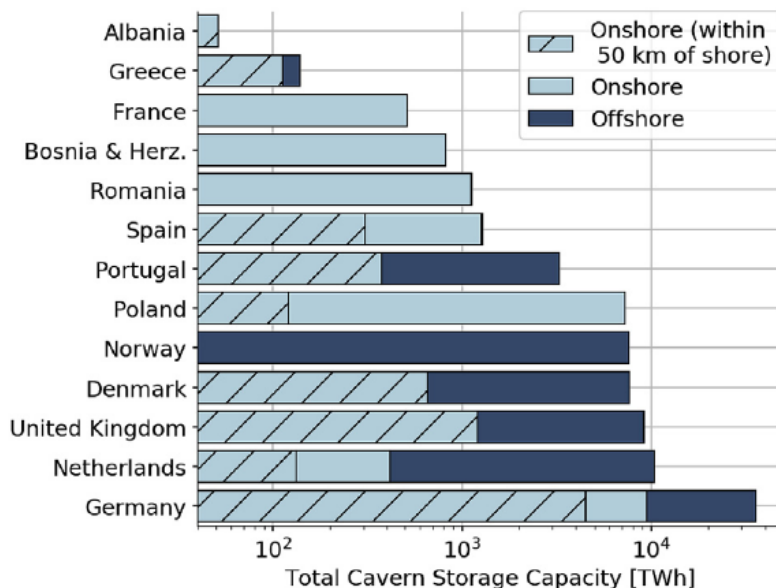


Figure 6 – Total hydrogen cavern storage potential in European countries [2]

## Hydrogen Storage Potential in Germany

With a more detailed methodology and focusing solely on saline deposits within German borders, the InSpEE study, conducted between 2012 and 2015 in a consortium with DEEP.KBB and further project partners, aimed to determine the storage potential for compressed air (CAES) and hydrogen in salt structures in northern Germany. The follow-up project InSpEE-DS started in October 2015 and was elaborated with the same project partners. Within the framework of InSpEE-DS, both the regional reference and the scope of the energy storage potential was extended to the salt formations previously not considered in InSpEE [3].

Figure 7 shows a map of the bedded salt layers and salt structures evaluated in the projects InSpEE and InSpEE-DS. In accordance with the geological and rock mechanical design basics, the saline deposits of Germany could be classified into potentially suitable and unsuitable areas. For many bedded salt formations, it was not possible to gather sufficient information within the framework of the InSpEE-DS project to assess their suitability for the construction of storage caverns. These formations are represented as grey areas in the overview map of Figure 7. As a result of cavern models additionally considered within the InSpEE-DS project at variable depths, some salt structures that were assessed as unsuitable within the framework of the InSpEE project due to insufficient model variants could be re-grouped as potentially suitable. These were also considered and are shown as green areas in the overview map in Figure 7.

The analysis of 269 potentially suitable salt structures within the InSpEE project revealed a storage potential for compressed air of 4.5 TWh<sub>CAES</sub> and a storage potential for hydrogen of 1.6 PWh<sub>H2</sub> as shown in Table 1 (excluding existing natural gas storage sites). The assessment of further salt formations within the following InSpEE-DS projects revealed an additional potential for compressed air storage of 2.6 TWh<sub>CAES</sub> and an additional storage potential for hydrogen of 1.7 PWh<sub>H2</sub>. In summary, especially Northern Germany shows a high potential for the construction of storage caverns.



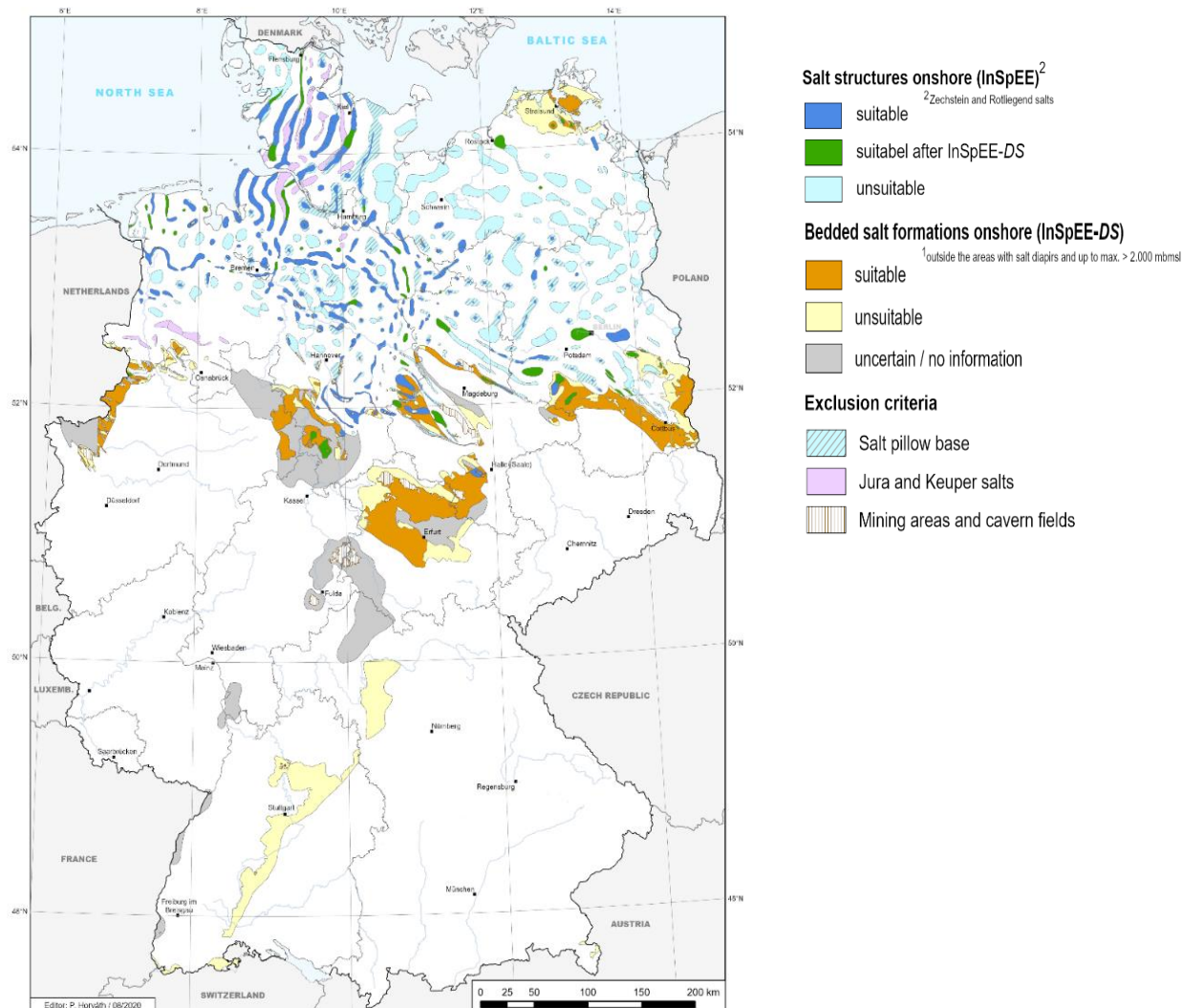


Figure 7 – Map of the evaluated salt deposits in Germany [3]

Table 1 - Resulting possible energy storage potential for CAES and hydrogen in Germany [3]

Storage potential [TWh]	InSpEE-DS		InSpEE	
	CAES	Hydrogen	CAES	Hydrogen
<b>Total</b>	<b>2.6</b>	<b>1,712</b>	<b>4.5</b>	<b>1,614</b>
Brandenburg	0.6	353	0.5	159
Bremen/Lower Saxony	0.1	253	2.0	702
Hamburg/Schleswig-Holstein	-	-	0.7	413
Mecklenburg-Western Pomerania	0.0	25	0.6	193
North-Rhine-Westphalia	0.0	168	-	-
Saxony-Anhalt	1.2	318	0.8	147
Thuringia	0.7	595	-	-

## Hydrogen Storage Potential for an exemplary Salt Dome in Northern Germany

The studies conducted by Caglayan and Weber et al., as well as those conducted within the framework of the InSpEE and InSpEE-DS investigations developed methodologies which enable performing suitability assessments of possible subsurface energy storage potentials, when the site investigation is still at an early stage and with only relatively limited knowledge about the structure of the salt formations. Furthermore, both methodologies can also be applied to determine the preliminary economic viability of a storage site by investigating possible storage capacities and operational injection and withdrawal frequencies of a salt cavern at a certain location. A simplified model of the InSpEE-DS methodology was applied to an exemplary site in a salt dome in Northern Germany to demonstrate the applicability of the potential analysis.

In a first step, a digitalized format of the salt dome map was created containing information on salt structure contours, shape, location and topography and inserted into a GIS software, followed by georeferencing of the map to define the position and coordinate system. Prior to the arrangement of the caverns, further parameters were applied to define suitable area for caverns construction. This included assumptions with regard to safety distances to the salt dome edge and between caverns. Available information about special geological features or non-suitable areas for cavern construction were also taken into account. Further aspects influencing the potential location of caverns in terms of eligibility constraints (such as land use, living areas, natural preservation areas, infrastructure) were considered. Basic cavern parameters were then determined based on the available geological information about the suitable areas in the salt deposit and on conservative rock mechanical assumptions (in consideration of state-of-the-art technology for cavern construction and operation). Potential cavern locations were arranged within the identified area by applying the cavern volume, depth, diameter, height and safety distances (between caverns and to salt dome edge), etc. The cavern data chosen for this exemplary case were:

- Cavern roof: 1,200 m bgl
- LCCS 1,160 m
- Cavern diameter: 80 m
- Cavern height: 350 m
- Cavern volume: ~700,000 m<sup>3</sup>
- Rock mechanical envelope, diameter 320 m
- Max. pressure gradient 0.18 bar/m

The resulting map of the potential cavern field (142 caverns) is displayed in Figure 8.

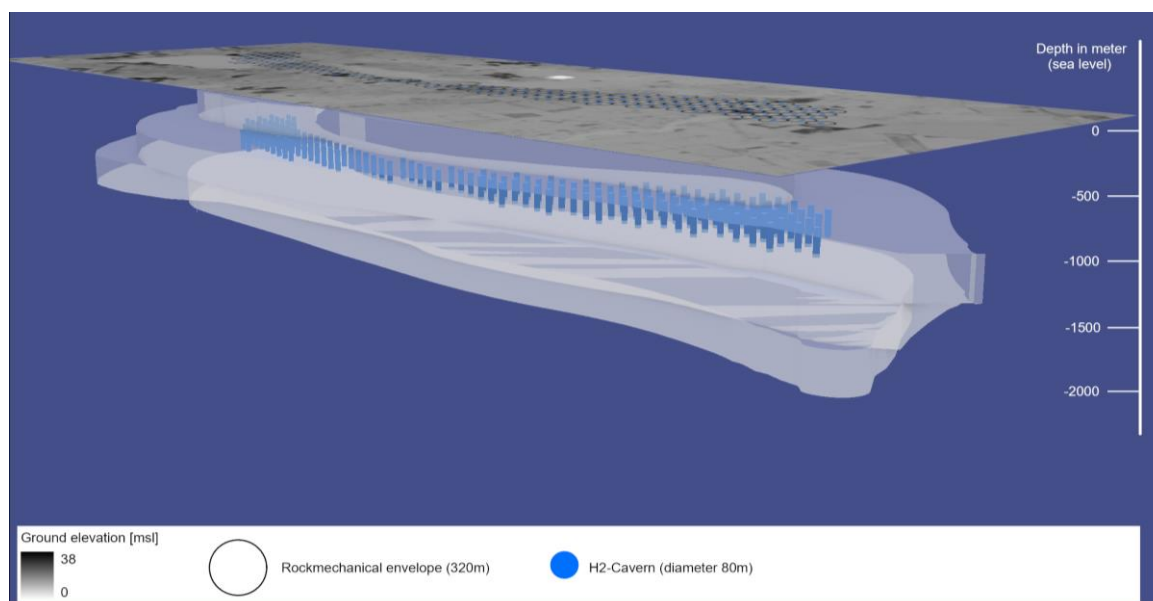


Figure 8 – Arrangement of caverns within a salt dome area in Northern Germany (3D view)

The maximum withdrawal rate is limited by the rock mechanical recommendation of a daily maximum pressure rate. A maximum pressure rate of 10 bar/d was assumed. The maximum withdrawal rate due to the rock mechanical limitations  $\Delta m_{max,1}$  was estimated with the following equation:

$$\Delta m_{max,1} = \frac{WGV}{p_{cav,max} - p_{cav,min}} \cdot 10 \text{ bar}$$

This withdrawal rate can be seen as an average maximum rate over the complete pressure range. In reality, depending on the absolute pressure, the maximum withdrawal rate may vary. For the estimation of the maximum and minimum cavern temperature during withdrawal, a thermodynamic simulation for a seasonal storage was carried out considering two pressure cycles of hydrogen withdrawal and injection. Between the cycles a standstill phase of 60 days was considered.

On the other hand, the maximum withdrawal rate is also limited due to the maximum flow velocity of hydrogen in the production tubing (in Europe 9 5/8" as common size for a production string). The maximum flow velocity  $v_{max}$  in the production tubing was assumed to be 20 m/s. The maximum withdrawal rate limited due to the production tubing can be estimated with the following equation:

$$\Delta m_{max,2} = v_{max} \cdot \rho \cdot A_{PT}$$

The maximum withdrawal rate due to the production tubing  $\Delta m_{max,2}$  can be calculated based on the inner cross-sectional area of the production tubing  $A_{PT}$  and the density  $\rho$  of hydrogen under in-situ conditions. The relevant maximum withdrawal rate is represented by the minimum of the withdrawal rates due to the rock mechanical limitations and the production tubing.

The results for the maximum working gas volume and the maximum withdrawal rates for 142 caverns in the exemplary assessed salt dome in Northern Germany are summarized in Table 2.

Table 2 - Withdrawal rates estimation for 142 caverns in an exemplary salt dome in Northern Germany

Working Gas in Total			Working Gas per Cavern		
Mass	Volume	Lower calorific value	Mass	Volume	Lower calorific value
t	Sm <sup>3</sup>	MWh	t	Sm <sup>3</sup>	MWh
780,000	8,680,000,000	26,000,000	5,500	61,200,000	183,000
Maximum Withdrawal Rate, total			Maximum Withdrawal Rate, per cavern		
Mass	Volume	Lower calorific value	Mass	Volume	Lower calorific value
t/h	Sm <sup>3</sup> /h	MWh/h	t/h	Sm <sup>3</sup> /h	MWh/h
2,380	27,800,000	79,200	16.7	195,800	557.7

## What to Consider and Practical Experiences with Hydrogen Storage

The storage of natural gas and other similar gases has been practiced for several decades. Therefore, the technical know-how in this specific field has reached a high level. However, the physical behaviour of hydrogen differs considerably from the gases handled until now. As a matter of fact, the diverse impacts in regard to underground storage need to be investigated especially on a long-term basis. Hydrogen being the smallest chemical element with the lowest atomic mass brings a variety of physical properties directly affecting the storage operations and utilized equipment. Those essential properties are:

- extremely low density,
- low viscosity,
- high tendency to diffuse into materials,
- low intermolecular interactions.

With the low density of hydrogen, the resulting hydrostatic pressure difference between wellhead and cavern is very low. This needs to be considered in terms of design of the well completion. Moreover, the low viscosity also reduces the pressure losses during gas flow.

The diffusive character of hydrogen due to its small molecular size and low viscosity allows it to enter the structure of metal. Materials in access wells below and above the surface, cavern well head, transmission infrastructure are therefore one of the most important differences to be considered when storing hydrogen compared to natural gas. Constant exposure of the installed material to hydrogen leads to embrittlement, caused by long-term hydrogen absorption. This can lead to leakage pathways, failures in metal and non-metallic components or even alter the chemical process equipment. Moreover, hydrogen molecules can also enter elastomers. Within the underground storage and surface facilities this mainly affects the steel equipment and sealing elements which are exposed to hydrogen for a long duration.

The diffused hydrogen inside the atomic structure of steel affects its mechanical properties and may lead to damages since its resistance is lowered through embrittlement. The hydrogen inside elastomers can cause fractures in the material once the saturated hydrogen is released from the elastomer if the pressure is reduced (e. g. during gas production). These principles can, for the most part, not be prevented. Hence, the effects need to be minimized in order to enable a long-term storage integrity. Therefore, high requirements and standards need to be for equipment and material design.

As a consequence of the low intermolecular interactions, the thermodynamic properties of hydrogen show different behavior than that of natural gas. This can be seen when gases are depressurized e.g. with a throttle valve. According to the Joule-Thomson effect most gases, such as natural gas (predominantly composed of methane) show a positive Joule-Thomson coefficient. They cool down during expansion and heat up during compression. Some gases, such as hydrogen behave in the opposite way. Hydrogen, due to its chemical properties, increases in temperature as the gas expands, and such having a slightly negative coefficient.

Another difference is the compressional behavior of both gases. The compressibility factor of a gas describes the character of attractive forces between the molecules. Natural gas under storage conditions has a factor smaller 1, enabling a higher compressibility and thus, resulting in a large storage volume. Hydrogen in comparison shows a compressibility factor larger 1 (ref. to Figure 9). This reduces the compressibility of the gas, ultimately resulting in a lower volume for the same geometric storage volume especially at higher pressures.

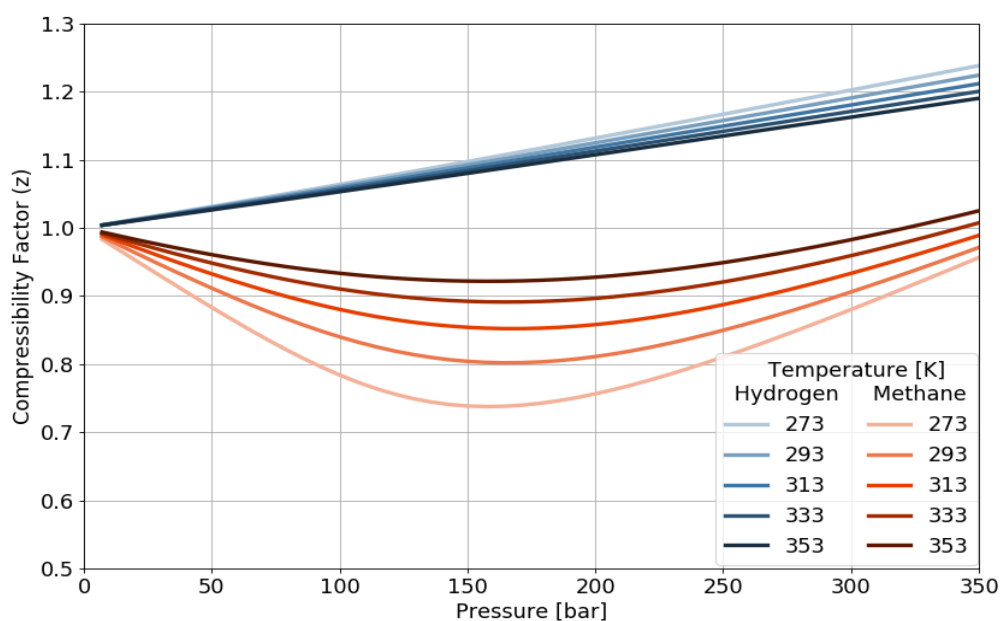


Figure 9 - Temperature dependent compressibility factor of hydrogen and methane at given pressure

The specific energy density of a gas dictates that an increase in pressure and in depth will lead to an increase of energy density. The difference between the energy densities of natural gas and hydrogen hereby further increases with increasing cavern depth and pressure. This is due to the fact that the calorific value based on volume of natural gas is more than three times higher than that of hydrogen. Therefore, the energy storage volume of hydrogen is lower than that of natural gas. Hence, a hydrogen cavern will therefore have a much lower amount of energy stored and available than a natural gas cavern of the same size (ref. to Figure 10).

Additionally, the much more frequent turnover rates of a hydrogen storage cavern compared to the seasonal storage of a natural gas storage cavern lead to higher thermo-mechanical stress on the surrounding rock salt induced by temperature changes. More frequent withdrawal and injection of hydrogen results in higher temperature variations within the cavern. In addition, fewer time for the temperature to dissipate the generated heat, ultimately causing high temperature gradients along the cavern wall.

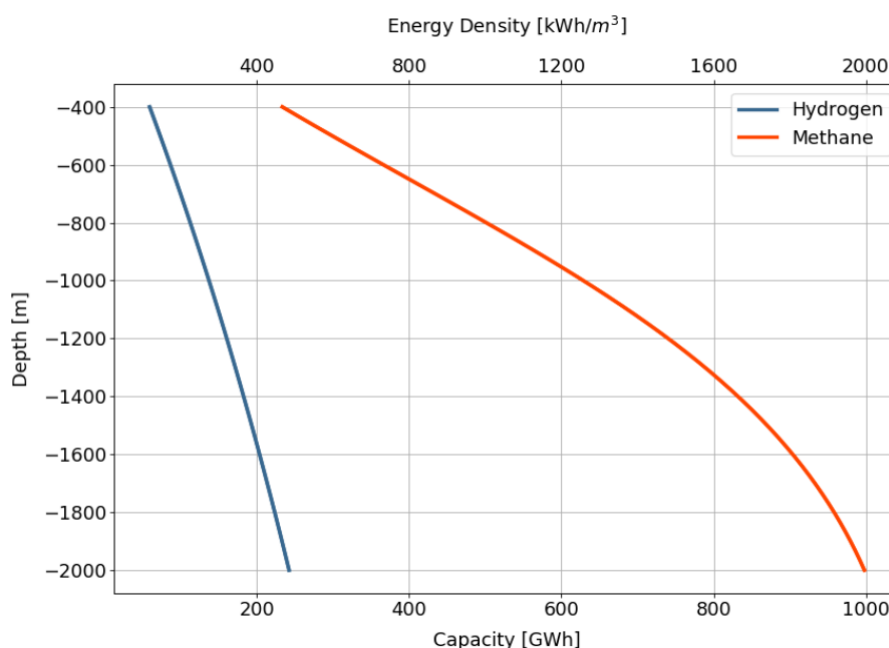


Figure 10 – Energy density and energy capacity of hydrogen and methane as a function of depth (500,000 m<sup>3</sup> cavern storage capacity)

As the storage industry gradually moves into a phase of practical implementation, the possibilities of using salt caverns for hydrogen storage are currently being investigated and tested under realistic conditions, and various approaches are being developed by a variety of companies. Most of them have a central aim in common: to verify the storage operation with hydrogen under safe conditions. This shall be achieved by investigating the condition of either the salt rock, cement, completion parts or tools under storage conditions and contact with hydrogen. The tested volume is small regarding storage volume compared to completely filled large gas caverns. However, from the experiences gained the companies may try to extrapolate the results on a larger scale in preparation for future economic projects. A strong emphasis is put on investigating suitable methods to re-purpose existing caverns, the mechanical integrity of the used equipment towards hydrogen and the interaction behavior of hydrogen gas in salt environments. In the following, some projects are described to give an impression of the status of findings.

Nederlandse Gasunie N.V. recently started a demonstration project in 2021 strengthening the hydrogen development in the Netherlands. Within the framework of the project HyStock at the storage site of Zuidwending, renewable energy is converted into hydrogen [8]. The electricity is generated by a 1 MW solar field and is used for electrolysis producing hydrogen. In a field approach a completed borehole equipped with state-of-the-art well equipment is filled with hydrogen from the electrolyser, in order to test the integrity of the well (including salt rock).

The mechanical integrity test was conducted at a pressure above 200 bar. For the test execution, a test approach called combined MIT (coMIT) was applied by DEEP.KBB with pure hydrogen to demonstrate the integrity of the well and to verify the technical feasibility for the intended hydrogen storage. During the entire test, a test string with gastight premium VASuperior connections was installed to show the general suitability and functionality in pure hydrogen under the given pressure and temperature conditions. Following this in-situ application, currently tests are performed to identify the influence of hydrogen on the material quality of the components used. Within this test setup several specifically for hydrogen designed logging tools from the service company SOCON were run in hole and successfully tested. Depending on the results and follow-up process GASUNIE expects in a first approach to have their first hydrogen cavern fully operational by 2026 followed by up to four caverns total by 2030.

The project "Green Hydrogen Hub Denmark", located in Northern Jutland, Denmark, is aiming to develop hydrogen production plants in combination with subsurface hydrogen storage. Until 2025 a PtX value chain will be installed including a 350 MW electrolysis plant using renewable energy for hydrogen production, hydrogen storage, CAES facility and several industrial consumers [9]. The project has already been planned since 2014 in a collaboration between the companies Eurowind Energy, Corre Energy and Energinet (Gas Storage Denmark). At the moment, the project is in the investigation phase.

The German energy supplier EWE AG is developing a small hydrogen test cavern at the cavern site in Rüdersdorf near Berlin. The project is part of the Hydrogen Cavern for Mobility (HyCAVmobil) in co-operation with the DLR (German centre for aerospace). The 500 m<sup>3</sup> small cavern (resembling more the shape of a typical cavern well) is completed with a tube-in-tube system consisting of a smaller tubing installed inside a larger one [10]. The inner tubing can be removed after the operation in order to conduct material testing and to verify the future long-term application. Furthermore, the test in Rüdersdorf is designed for the use of hydrogen for mobility purposes and will specially focus on the quality of the hydrogen as a result of storage and withdrawal processes. In February 2021 the construction of the test cavern has started.

Within the framework of the pilot project H2 CAST, the storage company STORAG ETZEL is aiming at developing a test setup for hydrogen storage at the cavern site in Etzel (Germany). This is done in a consortium with Hartmann Valves, SOCON, DLR, Technical University of Clausthal and DEEP.KBB. Purpose of the project is the adaptation and conversion of existing gas caverns and their surface facilities as part of the transition process to a hydrogen economy [11].

Within the project the conversion of former natural gas storage caverns to hydrogen shall be practiced in a first approach. This also involves the connection of a hydrogen network and by inducing gas flows on an industrial scale. The gas flow shall be enabled by transferring hydrogen from one cavern to another resulting in a counterflow of brine between both caverns. The hydrogen flow process can in this way be performed while investigating storage conditions, tightness of the systems and also related surface conditions. The preparatory phase (H2Castready), including material and safety tests, has already started. The operational phase (H2Castprove) is scheduled to start in 2024.

Of course, the examples listed above represent only a small selection of the many projects that have been started in the European storage industry. However, they provide a good initial overview of the start of execution phases for hydrogen storage, which are currently being launched by many companies in the industry as part of several different pilot projects.

## Conclusions

Hydrogen is expected to play an important role in a future energy system with a high share of VRE, especially in order to balance fluctuations in electricity generation, as an alternative for fossil resources in the industry and for mobility applications etc. This can be compensated for by flexibility measures such as large-scale energy storage. Salt caverns hereby offer a promising option for large-scale underground storage of chemical energy carriers as hydrogen.

Recent assessments forecast a growing demand for underground hydrogen storage (e.g. GIE for Europe 2050 in a range of 450 TWh<sub>H2</sub>) and conclude that additional storage sites need to be developed. Methodologies for the estimation of the hydrogen storage potential were developed e.g. for Germany and Europe. Based on the methodologies considerably large theoretical hydrogen storage potentials were found. Among the investigated regions, Northern Europe, and especially Germany, show the largest technical storage potentials. These methodologies can be re-applied for preliminary site investigations to identify the technical and economic potential of hydrogen storage in salt deposits.

As of now, the energy storage industry has also shifted towards a phase of practical implementation of hydrogen storage, initiated mainly by mechanical integrity tests as well as above-ground and subsurface material testing in pilot projects throughout Europe. The experience and knowledge gained from these pilot projects can serve as a cornerstone for a large-scale hydrogen storage infrastructure in the near future, complementing the growing share of VRE in Europe's future energy mix.

## References

- [1] Gas Infrastructure Europe, „Picturing the Value of Underground Gas Storage to the European Hydrogen System“ (2021).
- [2] Caglayan, Weber et al., Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, Int. Journal of Hydrogen Energy, (2020).
- [3] BGR, DEEP.KBB, Leibniz University of Hannover, Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (InSpEE, 2015) sowie für Doppelsalinare und flach lagernde Salzschieben (InSpEE-DS, 2020).
- [4] European Commission, Renewable Energy Targets (2021): [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en)
- [5] European Hydrogen Backbone Report – How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be Created (2020).
- [6] European Hydrogen Backbone Report – A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries (2022)
- [7] SMRI RR2017-2: DEEP.KBB / REC, Update of SMRI's Compilation of Worldwide Salt Deposits and Salt Cavern Fields (2017).
- [8] HyStock, Over HyStock (2022): <https://www.hystock.nl/>
- [9] Green Hydrogen Hub Denmark (2022): <https://greenhydrogenhub.dk/>
- [10] EWE AG, HyCAVmobil (2020): <https://www.ewe.com/de/ueber-uns/konzern/aktuelles/2020/hycavmobil-ewe-startet-ein-wegweisendes-forschungsprojekt-zur-wasserstoffspeicherung>
- [11] H2Cast Etzel, About the project (2022): <https://h2cast.com/>



## Underground Hydrogen Conversion: Simulations, Sensitivities and the Way Forward

Stiedl, G., Jasek, P., Nikolaev, D., Jammerneegg, B., Azizmohammadi, S., Ott, H.  
Department Petroleum Engineering, Montanuniversität Leoben, Austria

### Abstract

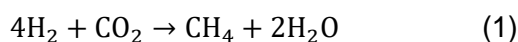
The presentation will highlight reactive transport aspects of in-situ methanation. We approach the problem from two sides. On the one hand from the field scale using numerical continuum scale simulations. The dynamics of the macroscopic conversion process are studied under assumptions with respect to conversion rates and in simplified geometries. The influence of gas composition and other potential design parameters were studied. On the other hand, pore-scale processes are of interest, since biomass distributions determine hydraulic reservoir properties as well as the gas conversion rates. We investigate the accumulation of microbes in the pore scale and its influence on the hydraulic properties of porous media. These experiments were performed with model microorganisms in microfluidics with high-resolution pore-scale imaging. In combination of experimental responses with direct pore-scale simulations, basic information on hydraulic system properties were extracted, such as biomass permeability and porosity-permeability relationships.

### Introduction

The bulk of renewable energy production varies in a way that typically does not align with time-dependent energy consumption. This can lead to an energy surplus or a shortage of the energy supply causing a challenge in supporting the baseload requirements. Enormous storage capacity is required to accommodate these fluctuations in supply and enable large-scale storage of excess renewable energy. Gas as energy carrier, and hence energy, can be stored in such large amounts in subsurface structures of depleted reservoirs. Especially hydrogen gas is an excellent energy carrier and can be produced from the surplus of renewable energy.

A first attempt to store hydrogen in gas fields was carried out in Austria; in the frame of a pilot project, a methane/hydrogen mixture was injected and stored in a depleted gas field to estimate the risk of hydrogen loss due to physical, chemical and biological processes in the reservoir; it turned out that especially microbial processes lead to hydrogen loss and hence to loss of energy [1]. In these processes, microorganisms convert hydrogen and carbon dioxide into methane. In a follow-up project, the possibility of using microorganisms to convert hydrogen in-situ to efficiently store renewable energy as “renewable” methane is investigated. In this process, carbon dioxide can be used cyclically (CCU). In-situ gas conversion will, however, result in the formation of biomass in the pore space of reservoir rocks. As a consequence of excessive growth, biomass will reduce the pore space for gas storage and likely the permeability of the reservoir rock as well. As a result, biomass may compromise storage capacity and injectivity substantially [2].

This process refers to a two-phase bioreactive transport in which  $H_2$  and  $CO_2$  are converted by methanogenic archaea present in the reservoir according to the following reaction:



producing methane and water. Methanogenesis can occur in parallel with other hydrogenotrophic microbial processes [3]. Considering methanogenesis alone, however,

already leads to complex reactive transport, which is crucial for the success of the conversion process - a basic understanding of the underlying processes is therefore essential.

The gas conversion efficiency primarily depends on the consortium of methanogenic archaea and their efficiency. These archaea reside in formation water and are fed by a stream of gas. The substrate transfer, therefore, depends on the solubilities of the individual gas components in brine and their transport in the aqueous phase to the microorganisms where the conversion can take place. This is a multiphase flow problem with mass transfer and reactions between the gas and the aqueous phase. Through methanogenesis, biomass can accumulate in the pore space of the rock formation, possibly affecting the storage capacity and the permeability of the reservoir. On the one hand, water produced as a result of equation (1) increases water saturation, potentially affecting effective gas permeability. On the other hand, the increased water saturation may have a positive effect on the archaea's substrate supply. These mechanisms must be understood and addressed in order to evaluate bioreactors in terms of injectivity and conversion efficiency. We approach this task first via numerical simulations of the bioreactive transport on the field scale in a generic geometry.

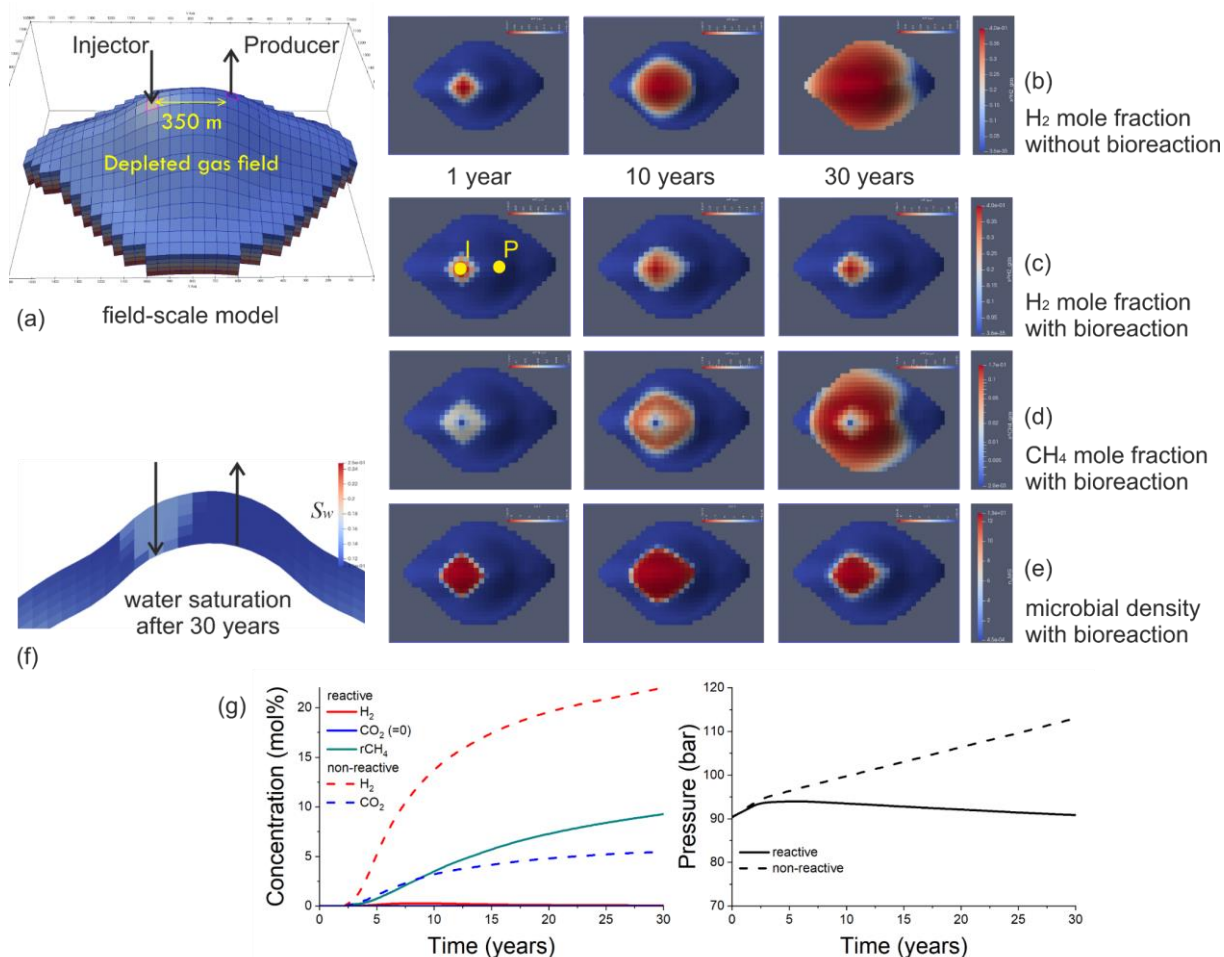


Figure 1. Field-scale simulations of bio-reactive transport [4]. Co-injection of H<sub>2</sub> (40 mol%) and CO<sub>2</sub> (10 mol%) in a depleted gas field. (a) the field model, (b) to (e) top views showing the spatial distribution of gases and biomass after 1, 10 and 30 years. (b) without and (c) to (e) including bio-reactive transport. (f) side view showing the spatial water saturation after 30 years. (g) details about the produced gas composition and the average reservoir pressure for the bio-reactive and the nonreactive system.

The simulation results are shown in Figure 1. In contrast to the USC project, the simulation model represents a flow-through reactor and the simulations are performed with constant injection rates and a constant withdrawal rate one year after injection started. Details of the model can be found in the work of Nikolaev [4]. The beauty of numerical simulations is that the complexity of the model can be reduced and parameters can be varied to understand the sensitivities of operations to uncertain parameters. The top two rows in Figure 1 show time steps of the spatial distribution of hydrogen in mole fraction, indicated by color coding. Bioreactions have been disabled in the top row, mimicking a pure hydrogen storage operation.

Over time, the hydrogen migrates from the injection well into the field. Hydrogen can be found in low concentrations in the production stream shortly after the start of production. After the breakthrough time, the H<sub>2</sub> concentration increases steadily and after 30 years of continuous injection with 40 mol% H<sub>2</sub> in the injected gas reaches values of over 20 mol%. By activating the bioreaction in the simulation (Figure 1 (c)), H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> are converted in the field during injection according to equation (1). As a result, the hydrogen plume stays rather confined to the injection well, where it is converted to biogenic methane that invades the field (Figure 1 (d)). In this scenario, the “renewable” methane appears after a short delay at the producer. From such simulations, design criteria for underground hydrogen conversion can be derived as shown in Nikolaev et al. [4] and related theses [5]. However, the underlying models deliver results that are subject to certain assumptions, in particular about the gas conversion and the influence of microbial growth on the hydraulic reservoir properties - these parameters are largely uncertain and have to be derived experimentally.

In the following, we touch on both (a) the influence of the gas composition on the gas conversion rate and thereby defining criteria for reactor performance optimization. For simplicity, but without loss of generality, we present continuum-scale simulations in a linear 1D domain. Further sensitivities can be found in [4, 5, 9]. We also touch on (b) the effective local conversion rate and (c) the hydraulic properties through pore scale experimental studies in microfluidics.

## 1D continuum-scale simulations

The numerical simulations described in this work were done with DuMux, an open-source simulation toolbox for porous media flow from University of Stuttgart [6]. This toolbox includes common flow mechanisms such as multiphase flow, molecular diffusion, mechanical dispersion, chemical reactions, and non-isothermal flow. With the implementation of DuMuxBio, a two-phase multi-component bio-reactive transport model has been added by Hagemann in 2018 [7]. The underlying code of DuMuxBio introduces the transport of products and reactants, nutrient consumption, and the related growth and decay of the microbial population.

The numerical simulations on a real-scale reservoir model can help to investigate the actual behavior in such a bioreactive system. Due to the dynamics of the underlying processes and the interdependence of different mechanisms, it is difficult to gain generic statements from such simulations. Simulations were performed on a simplified model to study the effect of determinant parameters and to work out their effects on the system. For this purpose, a homogenous one-dimensional grid model with an extent of 100 m was generated. To distinguish between converted methane and the natural gas originally present, the natural gas was mimicked with nitrogen gas. Constant injection and production rates were set during the entire simulation period of 10 years.

With the aim to optimize the conditions to increase the microbial activity, hence the methane conversion, we performed simulations with different injection compositions. Further, we compare the results with a scenario without bioreactivity, i.e. without a gas conversion mechanism.

Figure 2 visualizes the gas composition as well as the microbial density for the simulated scenarios. The diagrams on the left were taken after 3 years of operation, the right ones after the total simulation time of 10 years. The first scenario represents the base case (top row) with no microbial activity considered. The diagrams below image the results of bioreactivity scenarios with different injection-gas compositions. Due to the stoichiometry of the hydrogenotrophic methanation reaction where 5 moles of gas (4 mole  $H_2$  and 1 mol  $CO_2$ ) are converted to 1 mol gaseous methane and one mol water, the pressure decreases in the case of microbial activity. In order to maintain at least a certain pressure level, a 10% higher injection rate was applied in the bioreactive simulations, while in the non-reactive simulations the injection and production rates were chosen to be the same. Related to other works [4, 5, 9] the injection rates were selected so that by given volume of the model, breakthrough takes place after approximately 5 years.

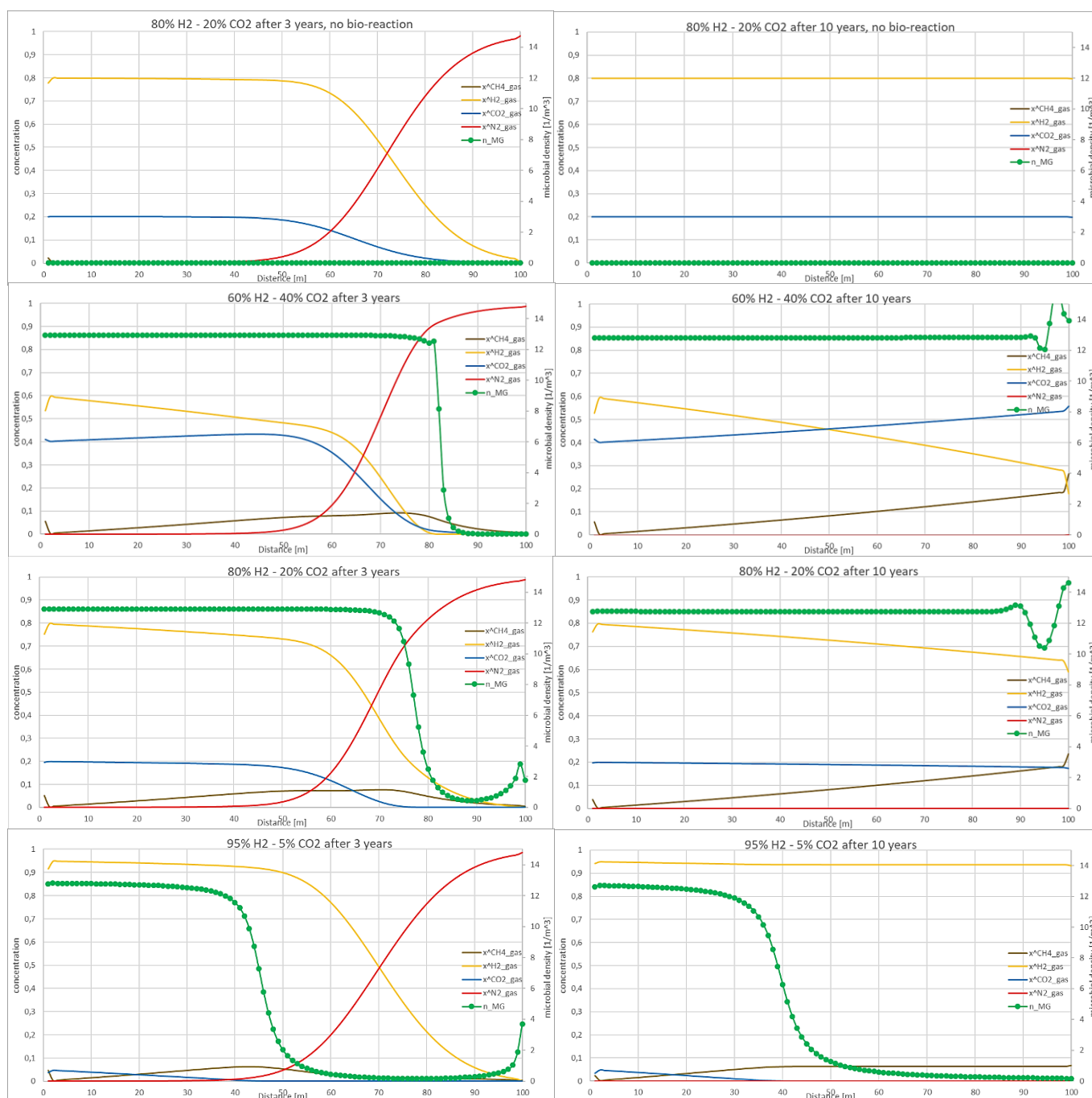


Figure 2. Gas composition and microbial density of 1D simulations; left column: after 3 years; right column: after 10 years; top row: without microbial activity; underneath rows: comparison of different injection compositions, with microbial activity.

Criteria must be defined to evaluate the data in Figure 2. What makes a reactor efficient? We can evaluate the data in terms of the amount of renewable methane generated in the reservoir. This can be misleading as the renewable methane is only a fraction of the total methane produced over the lifetime of the operation in a flow-through reactor. If the purity of the produced gas and the duration of the operation are the goal, the design criterion could be a late breakthrough of H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> at the production well. While with an 80/20 gas composition renewable methane is highest at the production well in the final state, the 60/40 scenario shows good conversion and thus late breakthrough of the injection gas components. This is due to the higher solubility of CO<sub>2</sub> in formation water compared to H<sub>2</sub>. As a result, CO<sub>2</sub> dissolves more and does therefore not penetrate as far as H<sub>2</sub> into the reservoir; the stoichiometry in the gas and aqueous phase changes along the pathway. In order to maintain the reaction on the H<sub>2</sub> front to prevent early H<sub>2</sub> breakthrough, CO<sub>2</sub> must be injected much in excess; only for the 80/20 case, there is still a reasonable CO<sub>2</sub> concentration at the position of the H<sub>2</sub> front after three years of operation (note that the prong scale in the 1D system is not comparable with realistic cases).

In addition to methane, water is a product of the biochemical reaction. Hence, the water saturation increases with rising microbial activity (Figure 3). After 10 years of operation, the average water saturation in the system is up to 3% higher compared to the case with no methanogenic archaea inside. This also will result in a slightly higher water withdrawal at the production well. Further, the increased water saturation may lead to a higher water mobility, which facilitates the advective transport in the liquid phase.

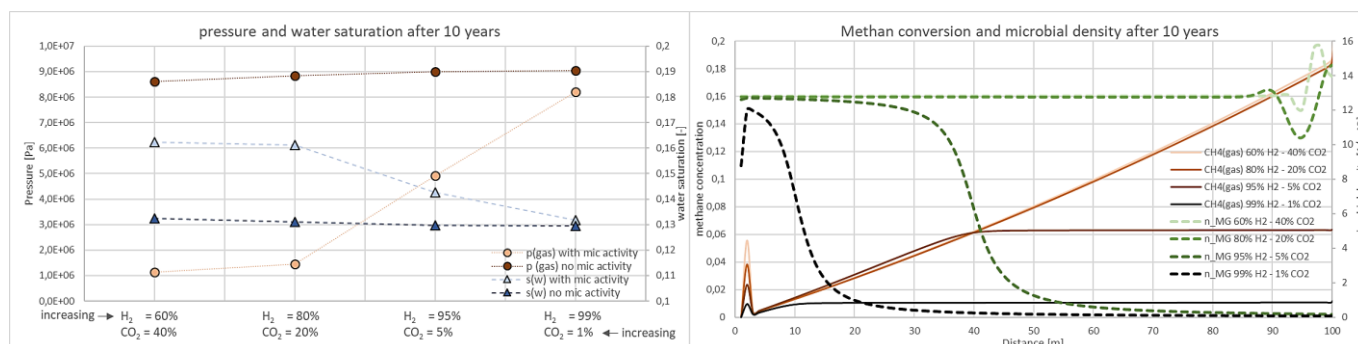


Figure 3. Left: Reservoir average pressure and water saturation for different injection gas compositions after 10 years of simulation time, with and without microbial activity. Right: converted methane and microbial density for different injection scenarios after 10 years of simulation time.

Despite the 10% increased injection rate in the simulations including bioreaction, the pressure decreases as a result of the conversion reaction (Figure 3 (left)). After 10 years of operation, the pressure in the gas phase drops from initially 90,5 bar to 14,6 bar in the case of 80% H<sub>2</sub> and 20% CO<sub>2</sub> injection. According to Henry's law, the amount of dissolved gas in the liquid phase will decline, when the local availability i.e. the partial pressure of the relevant gas constituents decreases. This in turn may negatively affect the conversion process. However, the simulations reveal that the pressure decline influences the microbial activity just marginal. In the period between 5 years (at this time, the injected gas front reaches the producer for the first time) and 10 years, the pressure, as well as the solubilities of hydrogen and carbon dioxide decreased by approximately 77% in the 80/20 injection scenario. In contrast, the reduction of the microbial density in this simulation amounts to merely 2,5%. It seems that until the nutrient concentration in the liquid phase does not fall below a certain threshold, the microbial activity is just barely affected. The same observation was made by the simulation scenarios, where the CO<sub>2</sub> gets entirely consumed (95/5% and 99/1%): the drastic decline of the microbial density occurs not before the carbon dioxide concentration in the aqueous phase, which is, in this case, the limiting factor of the microbial activity, underrun approximately 10<sup>-4</sup> mol/mol.

It must be clear that the simulation model simplified the situation. A high – over stoichiometric – CO<sub>2</sub> concentration seems to be of advantage. However, the effect of the resulting pH is not

considered. The growth rate and also the metabolism of the methanogenic microorganisms are likely affected by the pH of the brine. According to Thaysen et al. [2], most methanogenic microorganisms are adapted to a pH of 6,5 to 7,5 respectively cannot grow outside the pH range 4 to 9,5. However, the pH in the reservoir does not just depend on the carbon dioxide concentration, but also on the detailed composition of the formation water.

In general, it was found, that once the injected gas front reaches the producer, the system seems to be in steady-state or at least in a semi steady-state condition. Except the pressure drop and the concomitant solubility reduction the model seems to be equilibrated. Within the framework of the 1D continuum scale simulations, an injection composition of 80% hydrogen and 20% carbon dioxide was determined as the most efficient nutrient supply. This relation between the nutrients also equals the stoichiometric ratio of the bio-reaction (equation (1)).

For future work, the ultimate purpose of a subsurface flow-through reactor must be reflected and compared to e.g. shut-in operations. This raises the question of how to design such a system, to make it the most efficient. Anyway, the bio-reactive conversion process retards breakthrough of the injected gas and decreases the pressure in the reservoir.

## The micro-scale processes

Continuum-scale models are well suited to study bio-reactive transport and its sensitivities in relation to possible design parameters and reactor efficiency. However, there are necessary input parameters for a quantitative evaluation using numerical simulations and they are not yet sufficiently understood. Prime examples are (a) the gas conversion rate and (b) the dependence of hydraulic rock properties on biomass saturation - the porosity-permeability relationship. Both depend on the precise distribution of the substances – gas, brine, biomass – in the reservoir, which can be distributed on various scales. Fluid and biomass distributions at the macroscopic level have been discussed earlier in the frame of continuum-scale modeling. But how does microscopic distribution affect these properties?

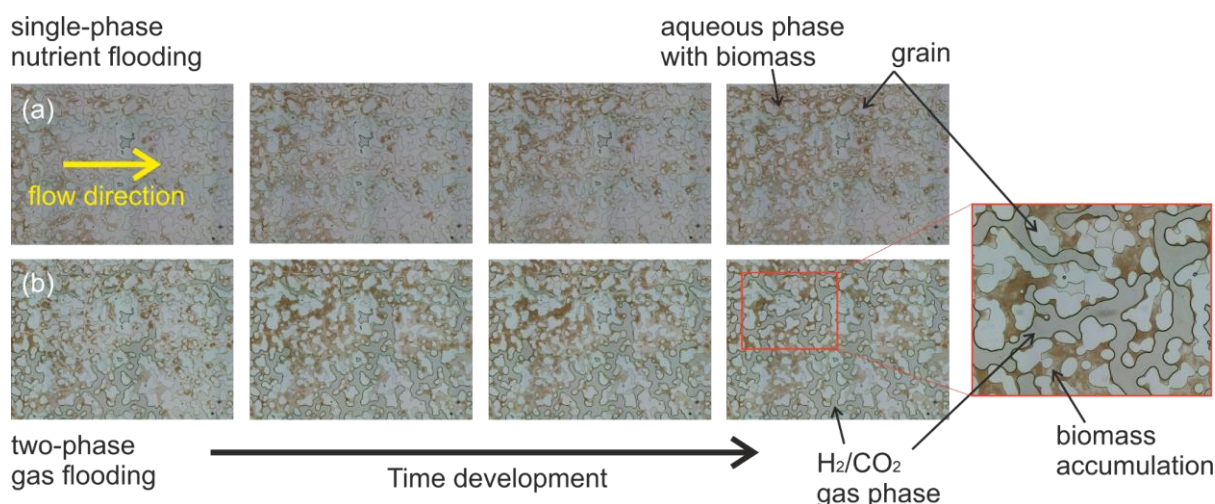


Figure 4. Data from microfluidic experiments. Row (a) time series during nutrient flooding of an archaea populated micromodel in single phase flow. (b) time series of the second experimental period of gas injection. (c) zoom-in image showing details of the two-phase situation. Brownish color indicates biomass accumulations.

This can be demonstrated by pore-scale studies as shown in Figure 4. The biochemical processes that convert the injected  $H_2$  and  $CO_2$  into  $CH_4$  (see equation (1)) are related to the microbial metabolism that might lead to biomass growth. The growth or conversion rate itself is highly dependent on the microbial consortium itself. However, the biomass only grows if it is supplied with sufficient substrate, which is a question of the efficiency of local substrate distribution. Since the substrate is supplied in gaseous form and the biomass resides in the

aqueous phase, the substrate supply can be limited by the solubility of the dissolved gas components and the type of transport of the dissolved gas species in the aqueous phase. This may depend on the exact distribution of the gas phase and biomass in the pore space.

A spatial distribution of the individual phases during the gas conversion is shown in Figure 4. The experiments were carried out using microfluidics. Microfluidic devices are idealized 2D porous media etched in glass in which fluid displacements and microbial growth processes can be studied in a chemically well-defined environment. The processes taking place can be examined with optical microscopy with high temporal and spatial resolution.

Figure 4 shows a time-series from a microfluidic experiment under single-phase (a) and subsequent two-phase (b) bio-reactive transport conditions. For the experiment, methanogenic archaea were inoculated in a microfluidic device. After inoculation, an aqueous substrate solution was injected resulting in biomass growth (a). The biomass in the pore space – the brownish substance – accumulates and reduces the porosity and permeability, as shown by Hassannayebi et al. [8]. In the next experimental step, a stoichiometric  $H_2/CO_2$  gas mixture was injected, which displaced part of the aqueous phase including the biomass. The displacement process creates a mobile gas phase and a largely immobile aqueous phase in which the biomass continues to accumulate.

The images show growth and redistribution of the biomass and fluid phases, and their spatial separation. Such images can be analyzed in terms of local transport properties of the aqueous phase and the length scale to be bridged for nutrient supply. Of particular interest is the water-generating reaction in equation 1, which leads to an increase in water saturation and thereby to an increase in water mobility in the pore space; this can result in advective substrate delivery, which can be more efficient than diffusive transport alone and therefore be beneficial for gas conversion.

As reported by Hassannayebi et al. [8] such microfluidic experiments can be analyzed in terms of fluid phase mobility by numerical pore-scale simulation on the digital twin. This ultimately leads to the permeability-porosity relationship, which describes the feedback of microbial activity on hydraulic reservoir properties. It has been shown that permeability can be strongly affected by microbial growth, but that some permeability is retained due to the specific biomass pattern that develops under flow conditions and the surprisingly high permeability of the biomass itself.

## Conclusions and the way forward

The work presented refers to the ability to predict the storage and conversion efficiencies of hydrogen underground. There are still quite some unanswered questions, of which the conversion efficiency and the influence of biomass growth on the hydraulic reservoir properties are the focus for us. To evaluate these questions, we use existing bio-reactive transport models to better understand dependencies on the macroscopic scale. In addition, we approach the problem from the experimental side; the conversion rate, as well as the hydraulic properties, are affected by the distribution of the active biomass in the reservoir on various scales. Pore scale processes are as important as processes on continuum and reservoir scales. To address the problem of biomass distribution versus gas conversion and hydraulics, micro-scale experiments (cm scale with  $\mu m$  resolution) to meter-scale (m scale with mm scale resolution) experiments are planned and in progress. Those reactive flow experiments are combined with imaging (microscopy and X-ray computed tomography), differential pressure measurement, gas analyses and the simulation capability on the respective scale. With the resulting comprehensive data sets, we expect deep insights into bioreactive  $H_2$  transport and the controlling parameters to be applied to future field cases.

## Acknowledgment

The authors would like to acknowledge Nazika Moeninia and Hagen Bueltemeier (DBI Gas und Umwelttechnik GmbH), Hannes Konegger and Andreas Loibner (BOKU Tulln), who are involved in the original work, and Birger Hagemann (TU Clausthal) for his support.

## References

- [1] Underground Sun Storage Final Report 2017.
- [2] Thaysen, E. M., McMahon, S.; Strobel, G. J., Butler, I. B., Ngwenya, B. T., Heinemann, N. et al.: Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 151, 111481(2021). DOI: 10.1016/j.rser.2021.111481.
- [3] Zabranska, J.; Pokorna, D.: Bioconversion of carbon dioxide to methane using hydrogen and hydrogenotrophic methanogens. *Biotechnology advances* 36, 707–720 (2018). DOI: 10.1016/j.biotechadv.2017.12.003.
- [4] Nikolaev, D. S., Moeninia, N, Ott, H., Bueltemeier, H.: Investigation of Underground Bio-Methanation Using Bio-Reactive Transport Modeling. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, OnePetro* (2021)
- [5] Nikolaev D.: Numerical simulation of Bio-reactive transport process: Application of underground methanation reactor. Master Thesis, Montanuniversität Leoben (2020)
- [6] Flemisch, B., Darcis, M., Erbertseder, K., Faigle, B., Lauser, A., Mosthaf, K., Müthing, S., Nuske, P., Tatomir, A., Wolff, M., R. Helmig: DuMux: DUNE for Multi-{Phase, Component, Scale, Physics, ...} Flow and Transport in Porous Media. *Advances in Water Resources* 34, 1102-1112 (2011). <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2011.03.007>
- [7] Hagemann, B.: Numerical and Analytical Modeling of Gas Mixing and Bio-Reactive Transport during Underground Hydrogen Storage. Doctoral Thesis, TU Clausthal (2018)
- [8] Hassannayebi, N., Jammerneegg, B., Schritter, J., Arnold, P., Enzmann, F., Kersten, M., Loibner, A. P., Fernø, M., and Ott, H.: Relationship Between Microbial Growth and Hydraulic Properties at the Sub-Pore Scale. *Transp. Porous Mededia* 139,579–593 (2021). <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01680-5>
- [9] Wendpanga Jean-Donald Minougou: Numerical Study of Geological Hydrogen Conversion. Master Thesis, Montanuniversität Leoben (2022)

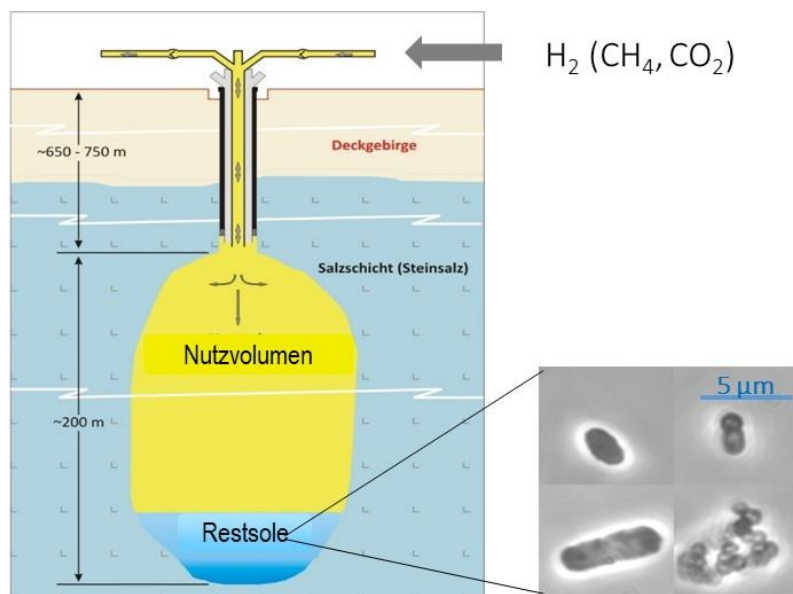


## Relevanz mikrobieller Prozesse bei der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen

Bombach, P.<sup>1</sup>, Fischer, A.<sup>1</sup>, Nowack, G.<sup>2</sup>, Richnow, H. H.<sup>3</sup>, Schwab, L.<sup>3</sup>, Vogt, C.<sup>3</sup>, Wagner, M.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Isodetect GmbH, Leipzig, Germany, <sup>2</sup>MicroPro GmbH, Gommern, Germany, <sup>3</sup>Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung - UFZ, Department Isotopenbiogeochemie, Leipzig, Germany

### Abstract



### Potenzielle mikrobielle Prozesse

- 1)  $4 \text{H}_2 + \text{SO}_4^{2-} + \text{H}^+ \rightarrow \text{HS}^- + 4 \text{H}_2\text{O}$
- 2)  $\text{H}_2 + \text{S}^0 \rightarrow \text{H}_2\text{S}$
- 3)  $4 \text{H}_2 + \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ \rightarrow \text{CH}_4 + 3 \text{H}_2\text{O}$
- 4)  $4 \text{H}_2 + 2 \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ \rightarrow \text{CH}_3\text{COO}^- + 4 \text{H}_2\text{O}$

Die großvolumige Untergrundspeicherung (UGS) von grünem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) gilt als ein wichtiger Baustein zur klimafreundlichen und sicheren Energieversorgung in der Zukunft. Wind- und Sonnenenergie wird durch Elektrolyse in den chemischen Energieträger Wasserstoff umgewandelt und bis zur Weiterverwendung in der chemischen und Stahlindustrie wie auch in den Sektoren Energie, Mobilität und Wärme, unterirdisch zwischengespeichert. Aus einzelnen Fachstudien ist bekannt, dass Porenspeicher und Salzkavernen mit Mikroorganismen besiedelt sind, die Wasserstoff als Energiequelle nutzen können. Die Einspeisung von Wasserstoff oder Erdgas/Wasserstoff-Gemischen in Untergrundspeichern kann daher potenziell mikrobielle Stoffwechselprozesse stimulieren.

Im Rahmen des BMBF geförderten Forschungsprojektes H<sub>2</sub>-UGS wurden in Salzkavernen vorkommende Mikroorganismen und ihre potenziellen Wasserstoffumsetzungsprozesse erforscht.

Dazu erfolgten molekulargenetische, mikrobiologische und isotoopenchemische Untersuchungen von Soleproben aus Salzkavernen der VNG Gasspeicher GmbH. Molekulargenetische Analysen belegten diverse mikrobielle Gemeinschaften in allen untersuchten Soleproben mit einer Dominanz von salzliebenden und potentiell Sulfat und Schwefel reduzierenden, acetogenen und fermentativen Mikroorganismen. In Laborversuchen mit Kavernenproben und Wasserstoffatmosphäre wurde untersucht, ob die vorhandenen Mikroorganismen den Wasserstoff umsetzen und welche mikrobiellen Prozesse stattfinden. In Langzeitversuchen wurde in einigen inkubierten Proben eine Wasserstoffzehrung bei gleichzeitiger Sulfidbildung durch sulfatreduzierende Mikroorganismen festgestellt. Auf Grundlage der erhobenen Daten wurden geeignete Gegenmaßnahmen für die Vermeidung von Wasserstoffumsetzungsprozessen in Laborversuchen erprobt. Isotoopenchemische Analysen zeigten signifikante Änderungen der Verhältnisse stabiler Isotope ( $^2\text{H}/^1\text{H}$ ,  $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ ,  $^{34}\text{S}/^{32}\text{S}$ ) von Wasserstoff, Methan und Sulfat während des  $\text{H}_2$ -Abbaus. Mit dieser Monitoringtechnik könnten zukünftig potenzielle mikrobielle Wasserstoffumsetzungsprozesse frühzeitig bei der untertägigen  $\text{H}_2$ -Speicherung erfasst und entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Die umfangreichen Untersuchungsergebnisse bilden die Grundlage für die Konzeption der Untergrundspeicherung von Wasserstoff in Salzkavernen.

## Opportunities and Challenges in Converting Existing Natural Gas Infrastructure for Hydrogen and CO<sup>2</sup> Operation

Adam, P., Schulz, M.

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Erlangen, Germany

### Abstract

Hydrogen holds enormous potential in helping the world achieve its decarbonization goals and is set to play a key role in the Energy Transition. However, two central building blocks are needed to make the hydrogen economy a reality: *1) a sufficient source of emissions-free (i.e., blue or green) hydrogen production and 2) a needs-based storage and transportation network that can reliably and cost-effectively supply hydrogen to end-users.*

In addition, vast quantities of CO<sub>2</sub> need to be captured transported and stored in order to reach climate targets. This requires a transportation network as well to bring the CO<sub>2</sub> from its source of production to its storage or usage location.

Given the high costs and complexity associated with developing new transportation infrastructure, many governments, pipeline operators, and regulatory bodies have begun exploring if it is both possible and economical to convert existing natural gas (i.e., methane) infrastructure for hydrogen operation. Same applies for a CO<sub>2</sub> pipeline network using existing natural gas infrastructure. This paper outlines opportunities and technical challenges associated with such an endeavor – with a particular focus on adaptation requirements for rotating equipment/compressor drive trains.

Regardless of how the hydrogen (H<sub>2</sub>) is generated, if it is not produced directly at the point of use it must be transported. There are various technical processes for this, including high-pressure gas containers or thermally insulated liquid containers, which can be transported by rail or truck. The hydrogen can also be further processed into methanol or ammonia in liquid form, or chemically dissolved in a carrier medium using the so-called ‘Liquid Organic Hydrogen Carrier’ (‘LOHC’).

Among all transport options, pipelines remain the most economical for moving large volumes of hydrogen. Due to the high calorific value and the compressibility H<sub>2</sub>, an high energy density can be achieved. In comparison to a 380 KV double system overhead line with 1.5 GW, a gas line (PN 80, DN 1000) can transmit up to ten times the power in natural gas and hydrogen operation – at around a fourteenth of the specific costs.

Pipeline systems of several thousand kilometers in length are already in use in pure hydrogen operation since decades worldwide. Relevant studies and previous practical knowledge show that it is possible to convert the existing steel pipelines from natural gas (for a small fraction of the cost to build new pipelines) to hydrogen operation to the extent required for the ramp-up of a hydrogen economy.

Several thousand kilometers of CO<sub>2</sub> pipelines are in operation since decades mostly in North America to transport CO<sub>2</sub> for the usage of enhanced oil recovery. Basically, technology to transport CO<sub>2</sub> in pipelines as well as CO<sub>2</sub> injection into reservoirs is a proven technology and studies are already in progress to estimate how existing natural gas or even liquid pipeline can be converted to CO<sub>2</sub>.

## **Simulation der Produktion und Speicherung von Erdgasen - Einfluss der thermodynamischer Größen und Stoffgleichgewichte**

Littmann, W.

Consulting Reservoir Engineering, Wunstorf

### **Abstract**

Simulationsprogramme wie Eclipse® für die Produktion oder Speicherung von Erdgasen berücksichtigen häufig nicht ausreichend das thermodynamische Verhalten der Gase. Die Simulation erfolgt meistens unter isothermen Bedingungen. Die Praxis zeigt jedoch sowohl bei der Speicherung in Kavernen als auch in porösen Medien, dass neben Druckänderungen auch messbare Temperaturverschiebungen auftreten, die wiederum das PVT-Verhalten des Gases und somit der Phasengleichgewichte z. B. zwischen Gas, Wasser und Kondensat verändern.

Zur Simulation solcher Vorgänge wurde ein Programm entwickelt, das es erlaubt, derartige thermodynamische Vorgänge für Kavernen und poröse Medien zu berücksichtigen.

So können für Lagerstätte oder Kavernen die Druckverhältnisse hinreichend genau berechnet werden. Diese Modellierung berücksichtigt auch die Hysterese zwischen Ein- und Aus-speicherung bei Porenspeichern, wobei für die jeweiligen Bohrungen deren Kopfdrücke und Kopf-temperatur berechnet werden.

Ein weiterer Vorteil liegt in der Erfassung der Menge von im Gas gelösten Wasser und auch in der Ermittlung der anfallenden Kondensatmenge. Es lassen sich die Berechnungen auf die thermodynamischen Zustände in obertägigen Anlagen wie Kompressoren oder Separatoren problemlos ausweiten.

Anhand von praxisrelevanten Beispielen werden Simulationsergebnisse einer Kondensat-lagerstätte, eines Erdgasspeichers und eines Druckluftspeicherkraftwerks detailliert dargelegt und diskutiert.

### **Einleitung**

Das Fachgebiet der Lagerstättentechnik befasst sich mit dem Fließen von Gas und Flüssigkeiten in porösem Gestein unter dem Einfluss von Druckänderungen. Dies betrifft das Fließen in der Lagerstätte selbst, aber auch den Zufluss in eine Bohrung und in der Bohrung. Die Druckänderungen, die während der Förderung aus einer Lagerstätte auftreten, können außerdem zu Zustandsänderungen der beteiligten Stoffe führen. Bei einem Gas ändert sich vor allem die Dichte, beim Öl z. B. der Gehalt von im Öl gelösten Gas. Das Verhalten der Stoffe wird durch seine PVT-Eigenschaften beschrieben. Hierbei steht P für den Druck, V für das Volumen und T für die Temperatur. Das Volumen wird durch die Größe der Lagerstätte bestimmt, der Druck ändert sich durch die Entnahme oder Zuführung von Stoffen, die Temperatur wird durch die geologische Tiefe der Formation bestimmt. Das bedeutet, dass die Temperatur für alle lagerstättentechnischen Berechnungen als konstant angenommen wird, d.h. sie taucht in den meisten Gleichungen nicht auf. Dies gilt auch für die meisten numerischen Lagerstättenmodelle, die mit großem Aufwand und Detaillierungsgrad erstellt werden.

Die Temperatur in allen Bereichen einer Lagerstätte und in allen Teilen des Förderstroms als konstant anzunehmen, mag für Öl und Wasser in erster Näherung noch richtig sein, bei der Förderung von Gas und speziell in der Erdgasspeicherung trifft dies nicht mehr zu. Im Folgenden wird daher der Einfluss der Temperatur und deren Änderung bei der Produktion und Speicherung von Erdgas diskutiert und anhand von Beispielen aus der Praxis erläutert.

## Thermodynamik

Nachstehend werden einige thermodynamische Begriffe kurz erklärt, um das Thema zu beleuchten, eine vollständige Herleitung an dieser Stelle ist allerdings nicht möglich.

### Der Energieerhaltungssatz

Der 1. Hauptsatz der Thermodynamik beschreibt die Gleichwertigkeit von Wärme und Arbeit.

$$\Delta U = q + w \quad (1)$$

Hierbei ist  $U$  die innere Energie,  $w$  die mechanische Arbeit und  $q$  die Wärme.

Wenn bei einer Zustandsänderung von außen keine Energie zugeführt wird, dann ist  $\Delta U$  gleich Null und

$$q = -w \quad (2)$$

Diese Betrachtungsweise zeigt die Gleichwertigkeit von Arbeit und Wärme. Der 1. Hauptsatz besagt weiterhin, dass es unmöglich ist, ein Perpetuum Mobile zu konstruieren. Dies heißt, dass wenn ein System von einem Zustand  $A$  in den Zustand  $B$  überführt wird und anschließend wieder in den Zustand  $A$ , die Änderung der inneren Energie gleich Null ist.

### Die Zustandsgleichung

Die Zustandsgleichung für ein ideales Gas ist

$$p \cdot V = nRT \quad (3)$$

$p$  ist der Druck,  $V$  das Volumen,  $n$  die Stoffmenge in mol,  $R$  die Gaskonstante und  $T$  die absolute Temperatur. Bei der Verwendung von SI-Einheiten bekommt das Produkt  $pV$  die Einheit Joule (J). Die Einheit für die absolute Temperatur ist Kelvin (K).

Das Produkt aus Druck und Volumen hat die Einheit *Energie*. Die Gaskonstante  $R$  hat die Einheit einer spezifischen Wärme nämlich  $J/(mol \cdot K)$ . Somit hat die rechte Seite der Zustandsgleichung (3) die Dimension der Wärme in J und die linke Seite die Dimension der Arbeit in J. Wenn in der Zustandsgleichung 3 Parameter festgelegt sind, wie z. B. die Stoffmenge  $n$ , der Druck  $p$  und das Volumen  $V$ , dann ist hierdurch die Temperatur  $T$  eindeutig bestimmt.

### Reale Gase

Die Zustandsgleichung (3) gilt für ideale Gase. Ein ideales Gas in der Thermodynamik besteht nicht, wie oft angenommen, nur aus einer massefreien idealisierten Punktwolke, sondern tatsächlich aus realen Molekülen. Diese Moleküle haben eine Masse, z. B. Stickstoff die Molmasse 28 g/mol. Weiterhin haben diese Moleküle mehrere Freiheitsgrade, in denen die Energie bzw. Wärme des Gases gespeichert ist. Ein Stickstoffmolekül hat z. B. 5 Freiheitsgrade, 3 der Translation (in alle 3 Raumrichtungen) und 2 der Rotation. In jedem dieser Freiheitsgrade ist Wärme mit dem Betrag  $\frac{1}{2} R$  gespeichert.

Für reale Gase wurde festgestellt, dass das PVT-Verhalten je nach Molekülstruktur von diesem idealen Verhalten abweicht. Innerhalb des Gases treten weitere Kräfte auf, so dass die Zustandsgleichung (3) um einen Faktor  $z$  korrigiert werden muss. Dieser  $z$ -Faktor oder

Kompressibilitätsfaktor ist eine Funktion von Druck und Temperatur.

$$z = z(p, T) \quad (4)$$

Die Zustandsgleichung für reale Gase ist dann:

$$p \cdot V = znRT \quad (5)$$

Der z-Faktor lässt sich aus den kritischen Daten (kritischer Druck, kritische Temperatur) und weiteren Eigenschaften berechnen. Bekannte Algorithmen hierfür sind Hall-Yarborough, Peng-Robinson, Soave-Redlich-Kwong, GERG, AGA-GRI.

### **Entspannung und Kompression von Gasen**

Beim Umgang mit Gasen kommt es häufig zu Zustandsänderungen, wie Kompression und Entspannung. Zum Beispiel in Kompressoren, Entspannungsturbinen, Entspannung und Kompression in einer Speicherkaverne. Diese Zustandsänderungen laufen oft adiabatisch ab, d. h. es wird von außen keine Wärme zugeführt. Das Gas muss also die Entspannungsarbeit selbst leisten.

Nach dem 1. Hauptsatz und etwas anschaulicher nach der Zustandsgleichung wird bei einer adiabatischen Entspannung dem Gas Wärme entzogen und die Temperatur des Gases ändert sich. Im Falle der Kompression ist dies analog umgekehrt.

Für eine reversibel-adiabatische Entspannung vom Zustand 1 zum Zustand 2 gilt:

$$\frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^{\kappa-1} \quad (6)$$

Hierbei ist:

$$\kappa = \frac{c_p}{c_v} \quad (7)$$

Weiterhin gilt:

$$\frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (8)$$

und

$$(p \cdot V)^\kappa = const. \quad (9)$$

Für ein ideales 2-atomiges Gas, wie Stickstoff mit 5 Freiheitsgraden, würde gelten:

$$\kappa = \frac{c_p}{c_v} = \frac{\frac{5}{2}R + R}{\frac{5}{2}R} = \frac{\frac{7}{2}}{\frac{5}{2}} = 1.4 \quad (10)$$

In der Abbildung 1 ist die Temperaturänderung in Abhängigkeit vom Kompressionsverhältnis dargestellt. Die Ausgangstemperatur  $T_1$  beträgt hierbei 300 K. Es ist ersichtlich, dass bei z. B. bei einer Verdichtung von 1 bar auf 100 bar Temperaturänderungen von ca. 800 °C auftreten.

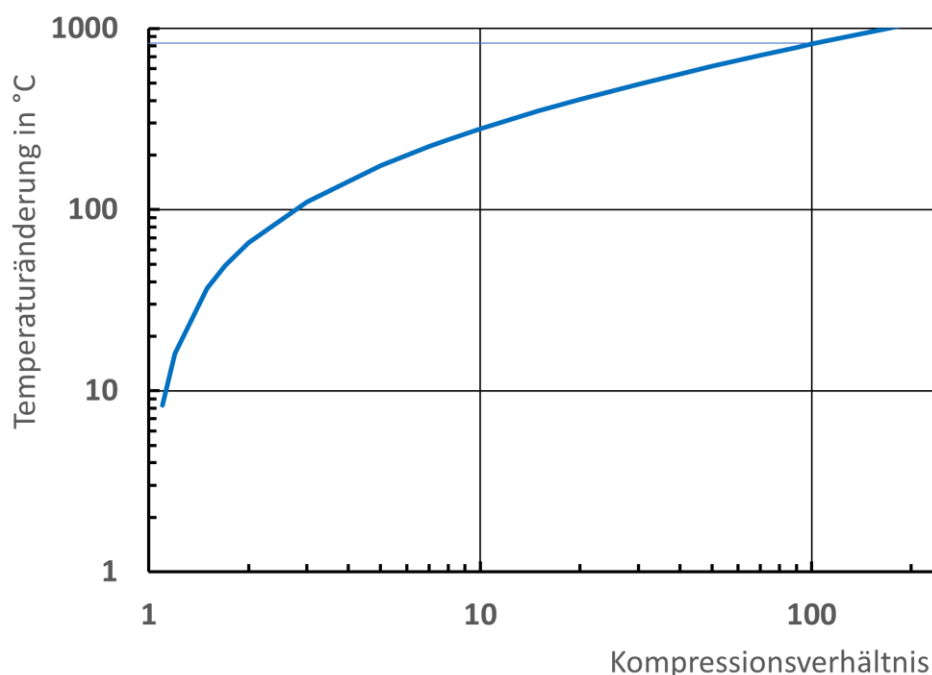


Abbildung 1: Temperaturänderung in Abhängigkeit vom Kompressionsverhältnis ( $p_1/p_2$ ) für ein 2-atomiges ideales Gas.

### Phasengleichgewichte

Ein weiterer Aspekt in der Erdöl- und Erdgasförderung ist das Gleichgewicht zwischen flüssigen und gasförmigen Phasen. Es gibt, außer vielleicht bei der Schwerölförderung, keine Erdölförderung, bei der nicht auch Gas anfällt und andererseits keine Erdgasförderung ohne Wasser oder Kondensate, wenn auch meist in geringen Mengen.

Eine Erweiterung der Zustandsgleichung (3) ist beispielsweise die *van der Waals* Gleichung für reale Gase (11).

$$\left(p + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) = RT \quad (11)$$

oder in anderer Schreibweise

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad (12)$$

Hierbei bedeuten  $a/V^2$  der sogenannte Binnendruck und  $b$  das *van der Waalssche Kovolumen*, das in etwa dem 4-fachen des Eigenvolumens der Moleküle entspricht.

Eine Erweiterung der *van der Waals* Gleichung ist z. B. die Zustandsgleichung von Soave-Redlich-Kwong (13).

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{\left[\frac{V}{V-b}\right]} \quad (13)$$

Die Konstanten  $a(T)$  und  $b$  lassen sich für die einzelnen Komponenten einer Gasmischung oder eines Erdöls aus den kritischen Daten (Temperatur und Druck) berechnen.

Eine Flüssigkeit steht mit ihrem Dampf im Gleichgewicht. Der Gleichgewichtsdruck bei einer bestimmten Temperatur ist der Dampfdruck. Die Flüssigkeit hat eine höhere Dichte als der Dampf. Bei zunehmender Temperatur nimmt die Dichte der Flüssigkeit ab und die des Dampfes zu. Ab einer bestimmten Temperatur sind die Dichten der Flüssigkeit und des Dampfes gleich, diese Temperatur ist die kritische Temperatur, der zugehörige Druck der kritische Druck. Diese Werte sind für sehr viele Substanzen dokumentiert. So ist z. B. der kritische Druck für  $\text{CO}_2$  50,4 bar und die kritische Temperatur 304,2 K (31 °C).

Mithilfe einer Zustandsgleichung lassen sich dann alle thermodynamischen Größen und Phasengleichgewichte berechnen.

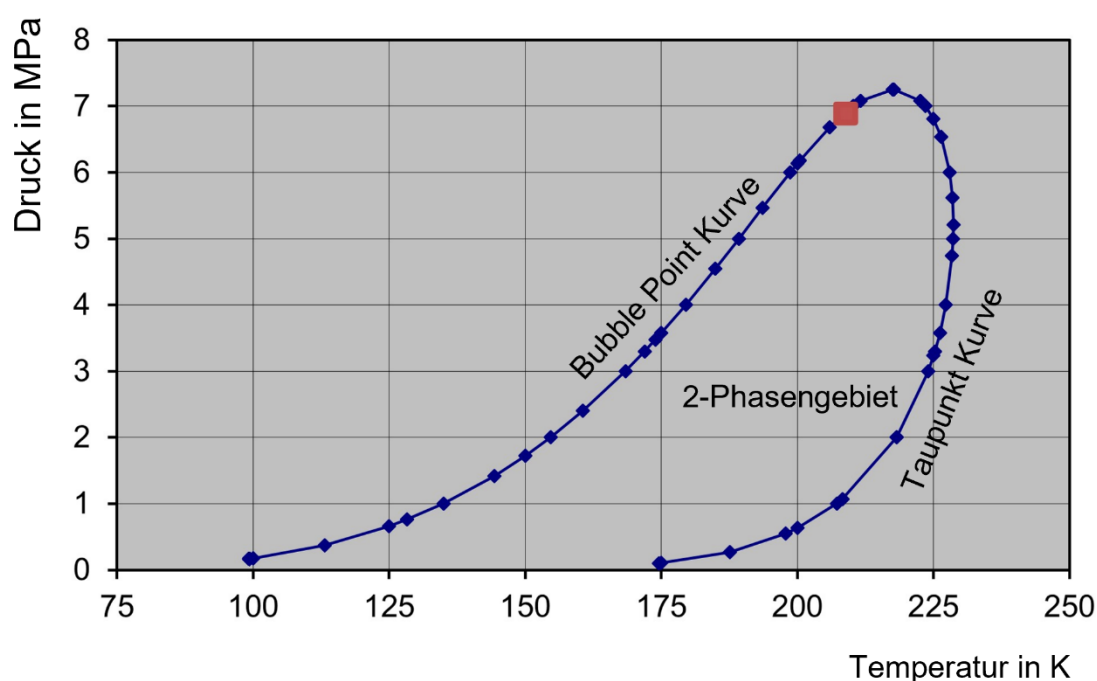


Abbildung 2: Phasendiagramm für ein Erdgas, berechnet mit GERG-2008

In Abbildung 2 ist ein Phasendiagramm für ein Erdgas mit 80 %  $\text{C}_1$ , 10 %  $\text{N}_2$ , 2 %  $\text{CO}_2$ , 5 %  $\text{C}_2$  und 3 %  $\text{C}_3$  wiedergegeben. Die Berechnungen hier wurden mit der Software GERG-2008 durchgeführt. Der kritische Punkt ist besonders gekennzeichnet, links des kritischen Punktes liegt die Bubble-Point Kurve oberhalb der das Gas flüssig ist, innerhalb der Phasenumhüllenden liegen 2 Phasen (Flüssigkeit, Dampf) vor. Rechts vom kritischen Punkt befindet sich die Taupunkt-Kurve unterhalb der die gasförmige Phase vorliegt.

### Lagerstätten- und Speichersimulation

Zur Simulation der Erdgasproduktion und von Gasspeicher-Vorgängen wird sehr oft die Thermodynamik außer Acht gelassen. Die Simulation, z. B. in Programmen wie Eclipse®,



erfolgt isotherm. Wie oben gezeigt, ist dies selten der Fall, denn mit jeder Druckänderung eines Gases ist auch eine Änderung der Temperatur verbunden, oder es muss bei einer isothermen Druckänderung Wärme zu- oder abgeführt werden.

Weiterhin können im Erdgas auch erhebliche Mengen Wasser und Kondensat gelöst sein, was oft nicht berücksichtigt wird. Um diesen Vorgängen Rechnung zu tragen, wurde ein einfaches Materialbilanz-Programm entwickelt, das die Temperaturänderungen bei einer adiabaten Zustandsänderung eines Gases berücksichtigt und weiterhin Phasengleichgewichte zwischen Gas und Wasser sowie höheren Kohlenwasserstoffen berücksichtigt.

In die Simulation können somit auch obertägige Anlagen wie Kompressoren, Freiwasserabscheider, Heater oder Cooler einbezogen werden.

Nachstehend werden einige Praxis-Beispiele für Kavernenspeicher, Porenspeicher und Erdgasfelder wiedergegeben.

### ***Kavernenspeicher***

Zur Erdgasspeicherung in Salzkavernen erfolgt die Ein- und Auslagerung mit sehr hohen Raten, so dass Temperaturänderungen in den Kavernen nicht zu vernachlässigen sind, was zur Folge hat, dass der Speicherdruck sich nur unter Einbeziehung thermodynamischer Vorgänge richtig berechnen lässt.

In der Abbildung 3 ist der Kopfdruck einer Speicherkaverne wiedergegeben und in Abbildung 4 deren Kopftemperatur. Die Simulation erfolgte über Tagesmittelwerte für die Raten, so dass die Dynamik in der Kopfdruckentwicklung in den Darstellungen geglättet ist. Die Messwerte für Kopfdruck und Kopftemperatur wurden nur einmal täglich erfasst.

Die Kavernentemperatur beträgt 40 °C. Die Abkühlung von 40 °C auf eine Kopftemperatur von 20 – 25 °C ist durch die Expansion des Gases bedingt und ergibt sich nach Gleichung 8. Das Gas muss Arbeit leisten und diese wird als Wärme dem Gas entzogen.

Bei einer Rate von 100 000 m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)/h müssen beispielsweise ca. 70 t Erdgas pro Stunde nach Übertage befördert werden. Dies entspricht ca. 700 · 10<sup>6</sup> J oder 200 kWh für eine Teufe von 1 000 m.

Die in Abbildung 4 dargestellte mit dem thermodynamischen Modell berechnete Kopftemperatur einer Kavernenspeicherbohrung stimmt vor allem in der Dynamik sehr gut mit den Messwerten überein.

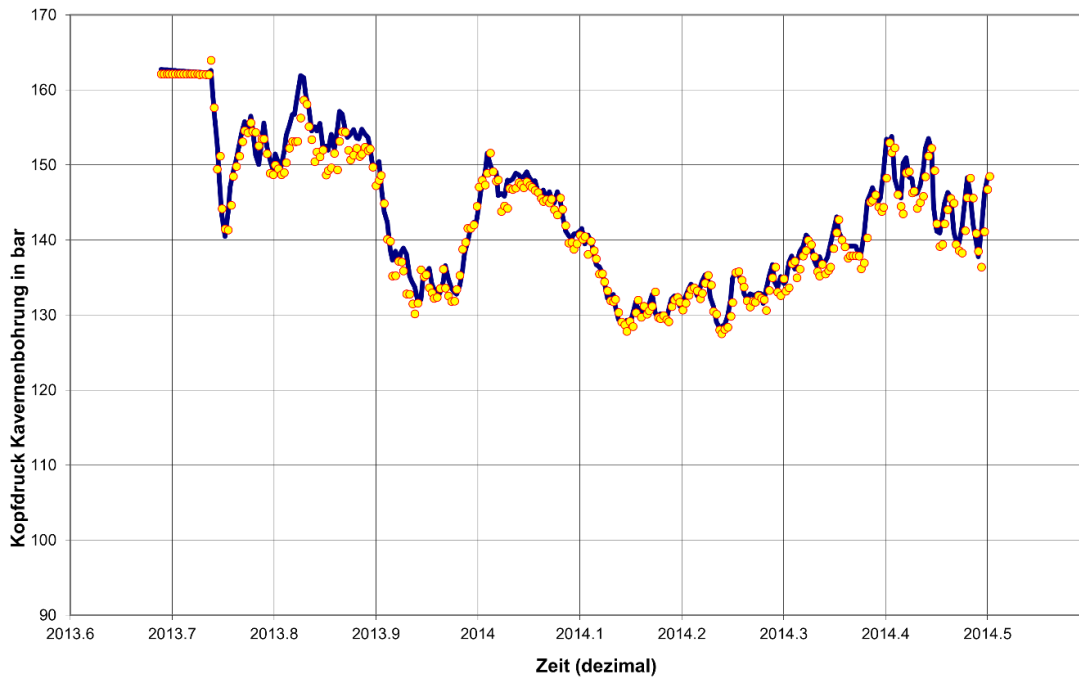


Abbildung 3: Kopfdruckentwicklung einer Speicherkaverne [4]. Punkte: Messwerte, Linie: Simulation

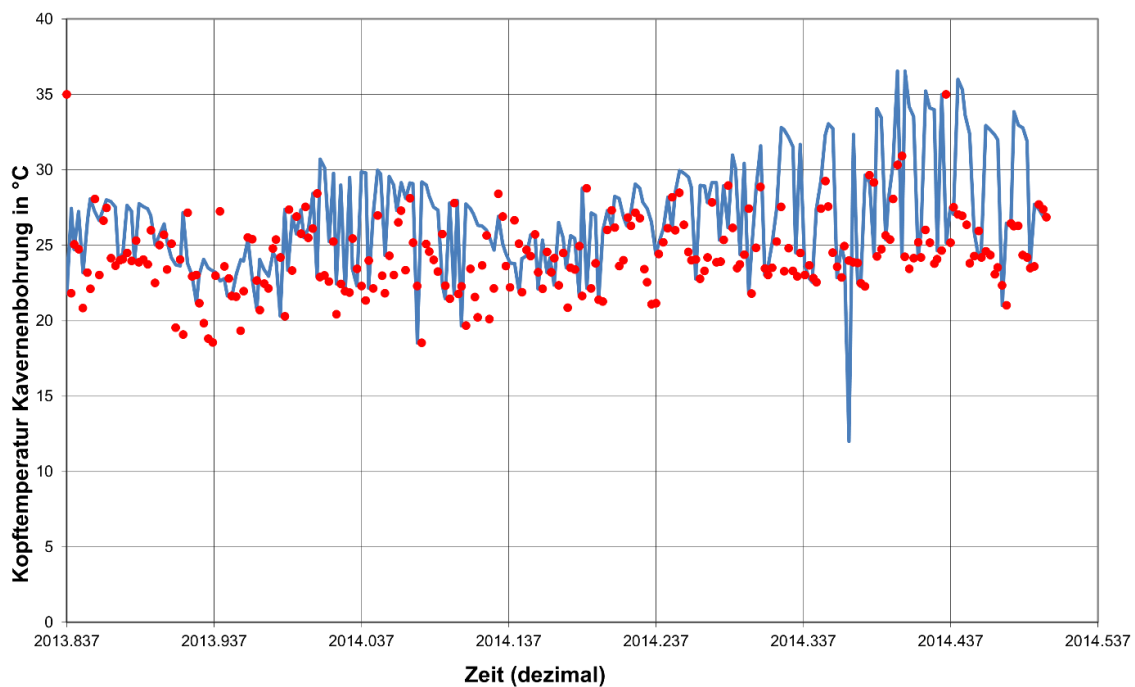


Abbildung 4: Simulation der Kopftemperatur einer Speicherkaverne [4]

### Porenspeicher

Dass eine Druckänderung auch in Porenspeichern oder Erdgaslagerstätten eine Temperaturänderung des Gases zur Folge hat, zeigt das in Abbildung 5 dargestellte Druck- und

Temperaturverhalten einer Bohrung bei einem Fördertest. Bei einer Förderrate um 20 000 m<sup>3</sup>(V<sub>n</sub>)/h hat eine Druckabsenkung von 15,5 bar eine Temperaturänderung von 7 °C zur Folge. Bemerkenswert ist auch, dass der Temperaturentwurf deutlich langsamer ist als der Druckaufbau, was für Scalebildungsprozesse von Bedeutung ist.

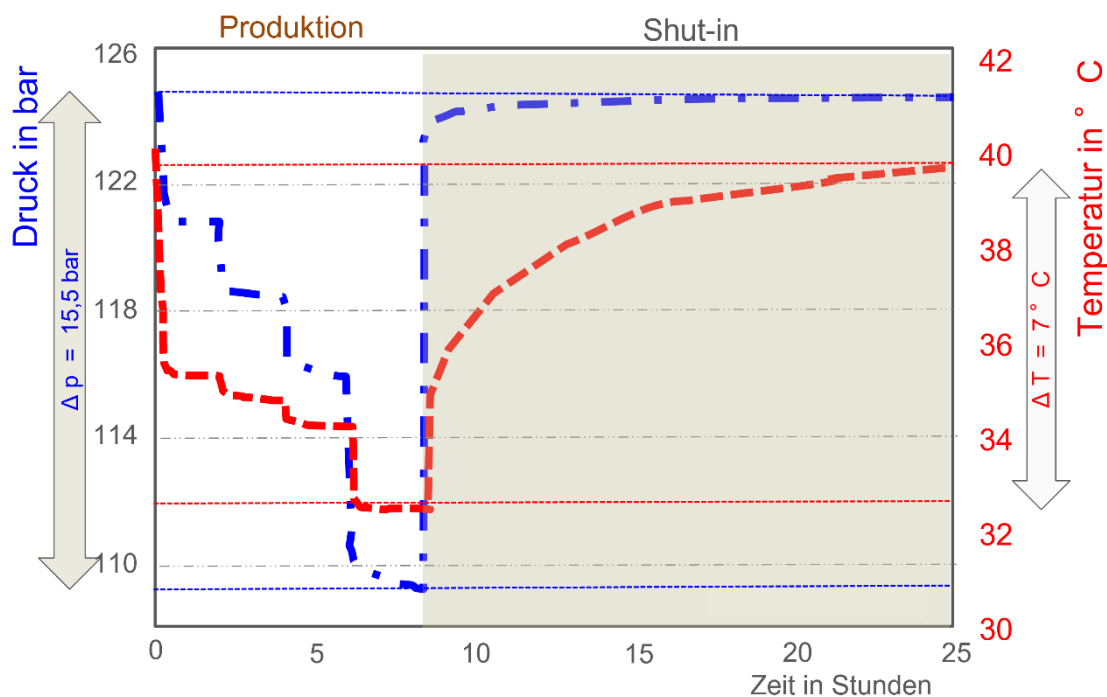


Abbildung 5: Temperaturänderung bei einem Produktionstest in einer Speicherbohrung [5]

Im folgenden Beispiel wurde die Simulation eines Aquiferspeichers betrachtet. Die Simulation wurde mit dem Simulationsprogramm Eclipse® und mit dem Materialbilanzprogramm durchgeführt. Die Abbildung 6 und Abbildung 7 geben die Ergebnisse für den Kopfdruck einer Bohrung wieder. Die Berechnungen mit dem Materialbilanzprogramm zeigen naturgemäß weniger Dynamik, matchen aber die Messwerte ebenso gut wie das wesentlich detailliertere Eclipse-Modell. Hierbei ist anzumerken, dass, um ein befriedigendes Match in Eclipse zu bekommen, ca. 120 Läufe notwendig waren und dies nur mit einem Hysterese-Modell für die relativen Permeabilitäten zu erhalten ist. Hierbei kamen insgesamt 6 Sätze an relativen Permeabilitäten für Imbibition und Drainage für die einzelnen Layer sowie ein Satz für die Bohrungen zum Einsatz. Diese relativen Permeabilitäten mussten in den ca. 120 Historymatch-Läufen aufwendig angepasst werden, wogegen zur Anpassung des Tankmodells nur ca. 10 Simulationsläufe erforderlich waren.

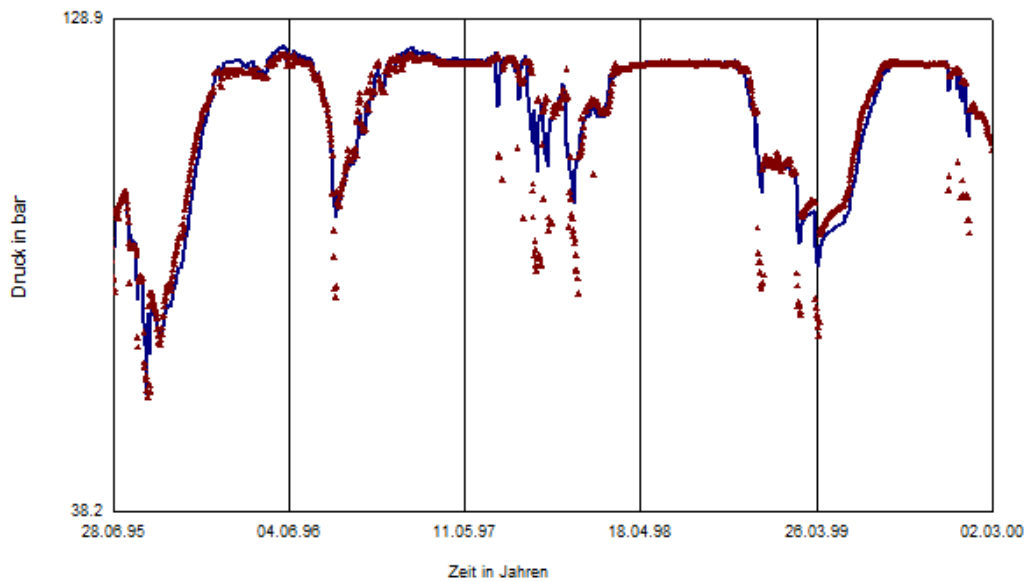


Abbildung 6: Simulation (Linie) und Messwerte (Dreiecke) des Speicherdrucks (Kopfdruck einer Bohrung) mit einem Black Oil Model (Eclipse®)

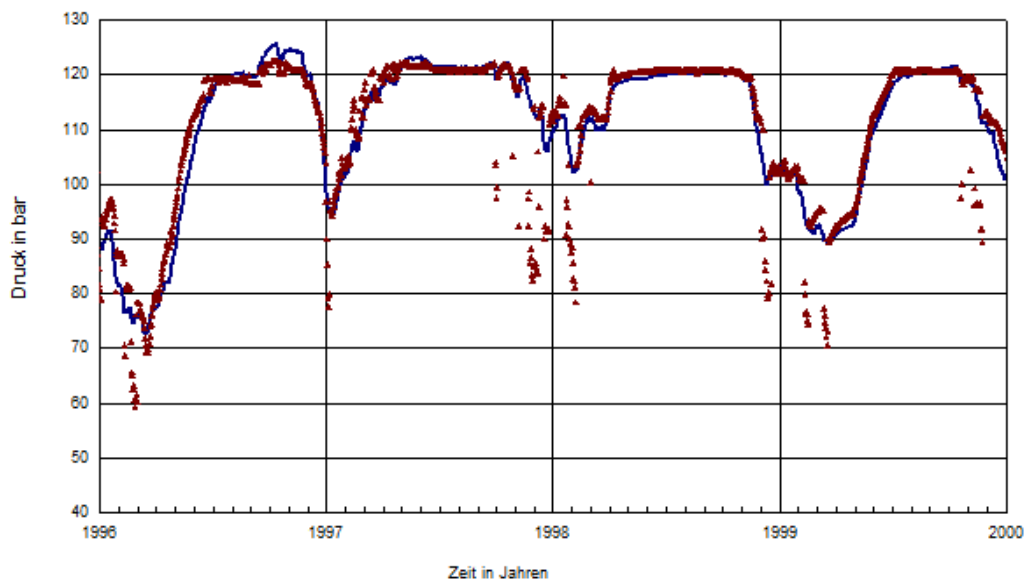


Abbildung 7: Simulation (Linie) und Messwerte (Punkte) des Speicherdrucks mit einem „thermodynamischen“ Materialbilanz-Programm.

Die Abbildung 8 zeigt die gerechnete mittlere Gastemperatur im Tankmodell. Die Temperaturänderungen von ca. 10 °C um die Lagerstättentemperatur von 50 °C sind die Folge der Druckänderungen während der Injektion und Produktion. Sie liegen in derselben Größenordnung wie die Temperaturänderungen bei dem in Abbildung 5 dargestellten Fördertest.

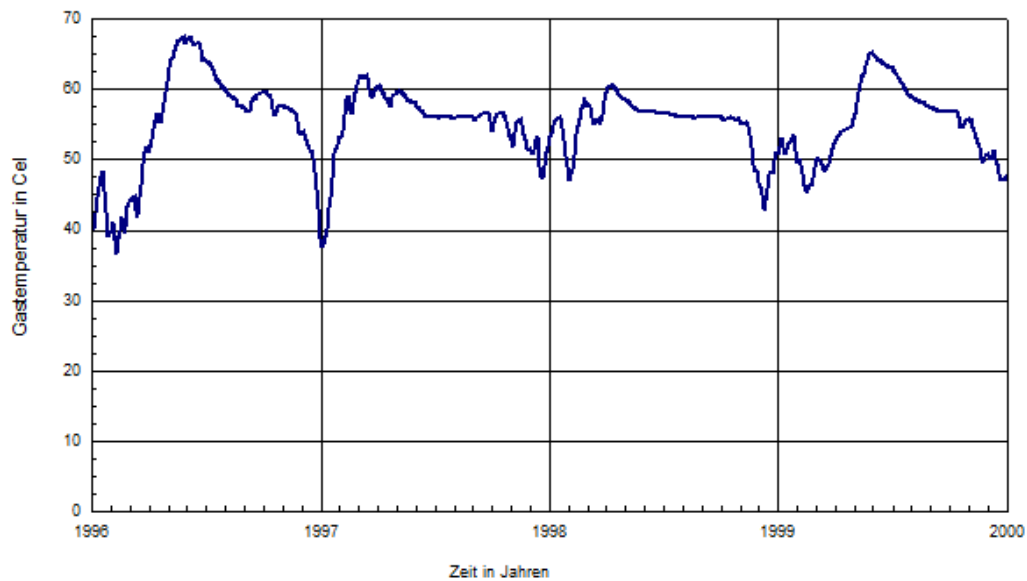


Abbildung 8: Berechnete Gastemperatur bei der Simulation mit dem Materialbilanzprogramm

Ein weiterer gravierender Unterschied zwischen beiden Berechnungs-Modellen besteht in der Simulation der Verwässerung. Die für das Druckmatch erforderlichen relativen Permeabilitäten in der Eclipse-Simulation führten zu einem relativ schlechten Match der Wasserproduktion (Abbildung 9). Die berechneten Werte für die Produktion von Wasser war für viele Bohrungen anfänglich zu hoch, nach jedem Speicherzyklus sank die Wasserförderung ab, bis nach ca. 7 Zyklen gar kein Wasser mehr gefördert wurde.

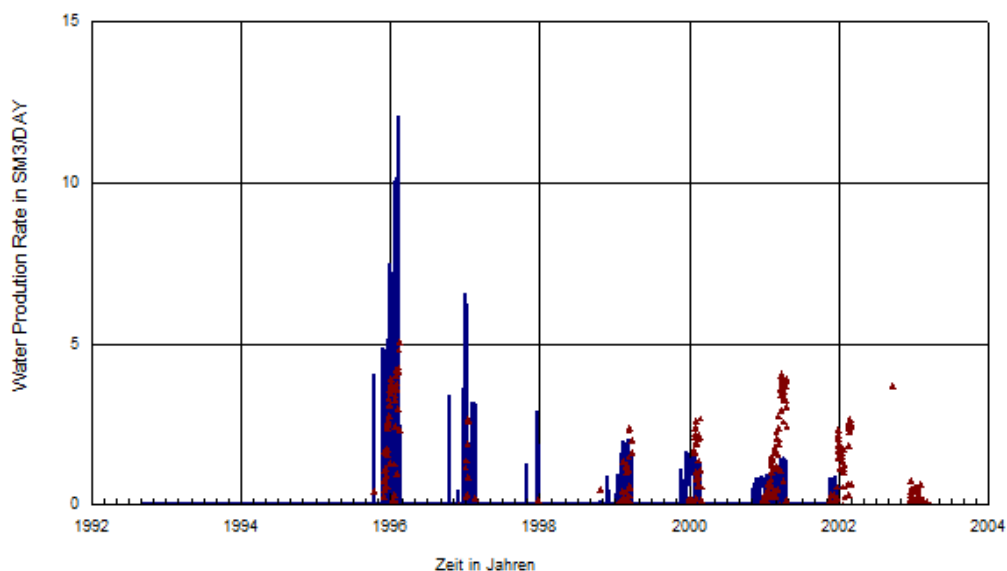


Abbildung 9: Simulation (Linie) und Messwerte (Punkte) der Verwässerung einer Bohrung mit einem Black Oil Model (Eclipse®).

In Abbildung 10 ist die Produktion des im Gas gelösten Wassers dargestellt, wie sie mit dem thermodynamischen Materialbilanzprogramm berechnet wurde. Dieses stimmt gut mit den Messwerten überein. Anfänglich liegt die gemessene Wassermenge etwas oberhalb der Simulation, was darauf hinweist, dass neben dem gelösten Wasser auch freies Lagerstättenwasser gefördert wurde. Mit der Zeit wurde der Anteil an mobilem Lagerstättenwasser niedriger, so dass die berechneten Werte gut mit den Messwerten übereinstimmten.

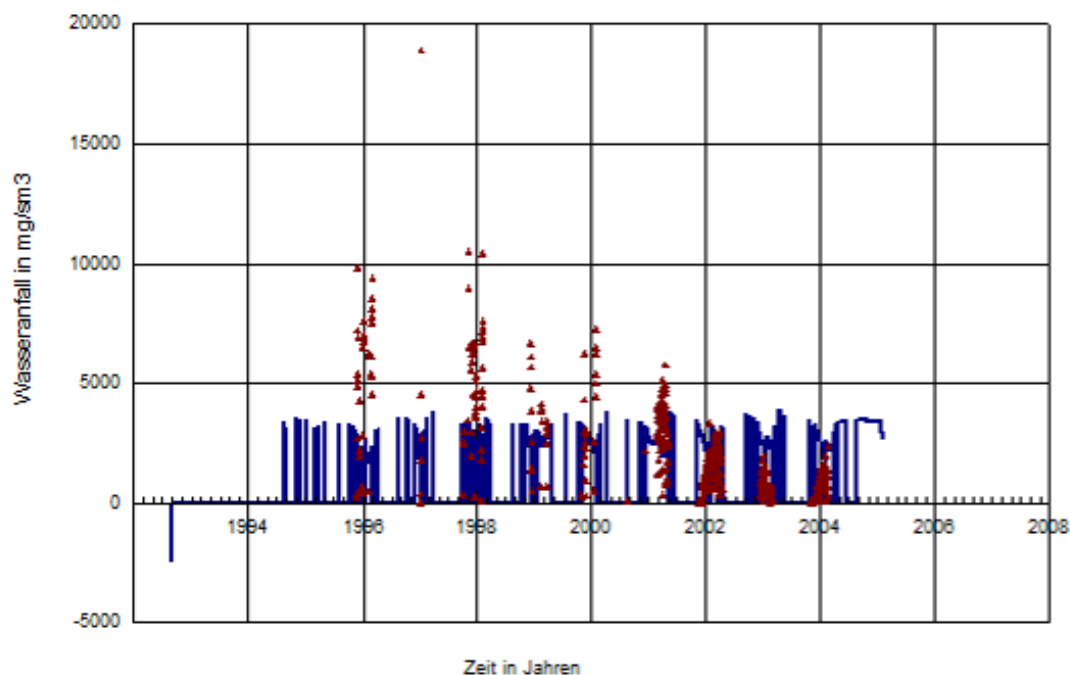


Abbildung 10: : Simulation (Linie) und Messwerte (Punkte) der Wasserproduktion mit dem „thermodynamischen“ Materialbilanz-Programm.

### Lagerstätten

Für eine Kondensatlagerstätte wurden mit dem Materialbilanzprogramm der Druckverlauf und die Produktion von Wasser und Kondensat berechnet. Der Druckverlauf ist in Abbildung 11 dargestellt, während Abbildung 12 die Wasserproduktion wiedergibt. Die Lagerstätte hat eine Temperatur von 100 °C, so dass relativ viel Wasser im Gas gelöst ist.

Die Produktion zeigt daher von Anfang an (1993) eine Wasserproduktion, die dem gelösten Anteil an Wasser entspricht. Nach ca. 10 Produktionsjahren (2003) kommt dann die Produktion von freiem Lagerstättenwasser einer Bohrung hinzu, nach weiteren 5 Jahren (2008) erfolgt der Wasserdurchbruch einer weiteren Bohrung.

Die Simulation mit dem Materialbilanzprogramm gibt sehr gut den Anteil der Wasserproduktion wieder, der allein auf die Löslichkeit des Wassers im Gas zurückzuführen ist.

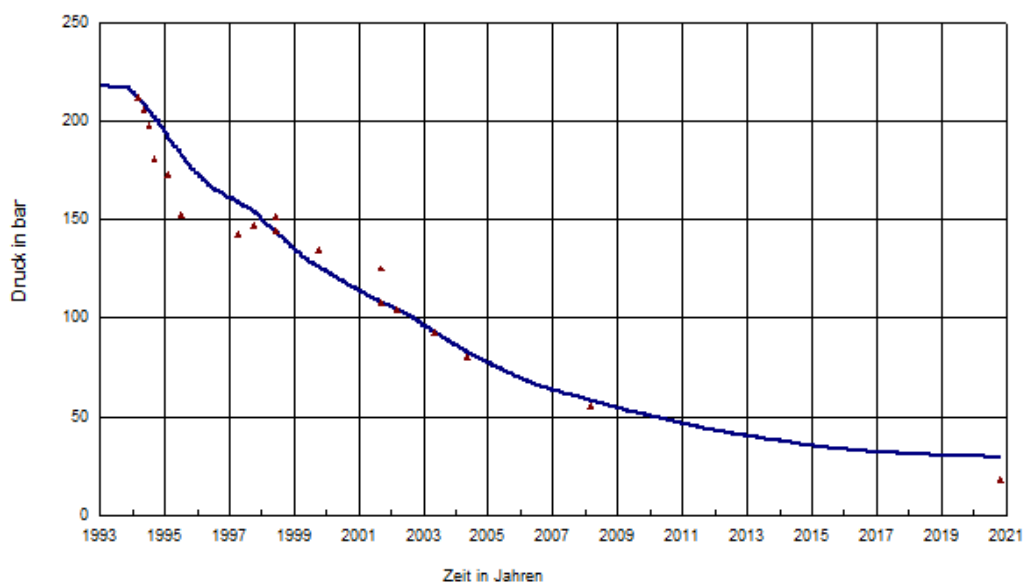


Abbildung 11: Lagerstättendruck, Simulation mit Materialbilanz Programm (Linie: Simulation, Punkte: Messwerte)

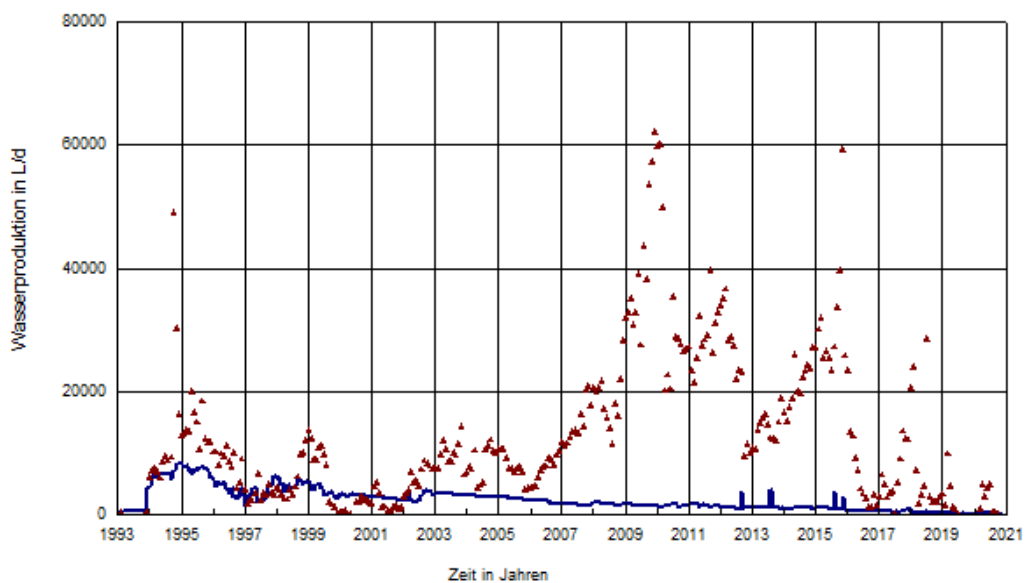


Abbildung 12: Wasserproduktion, Simulation mit Materialbilanz Programm (Linie: Simulation, Punkte: Messwerte)

In Abbildung 13 sind der gemessene und simulierte Kondensatanfall dargestellt. Simulation und Messwerte stimmen auch hier sehr gut überein. Die Streuung der Messwerte zum Ende (ab 2017), ist auf die Ungenauigkeit der Messungen wegen kleiner Produktionsraten zurückzuführen.

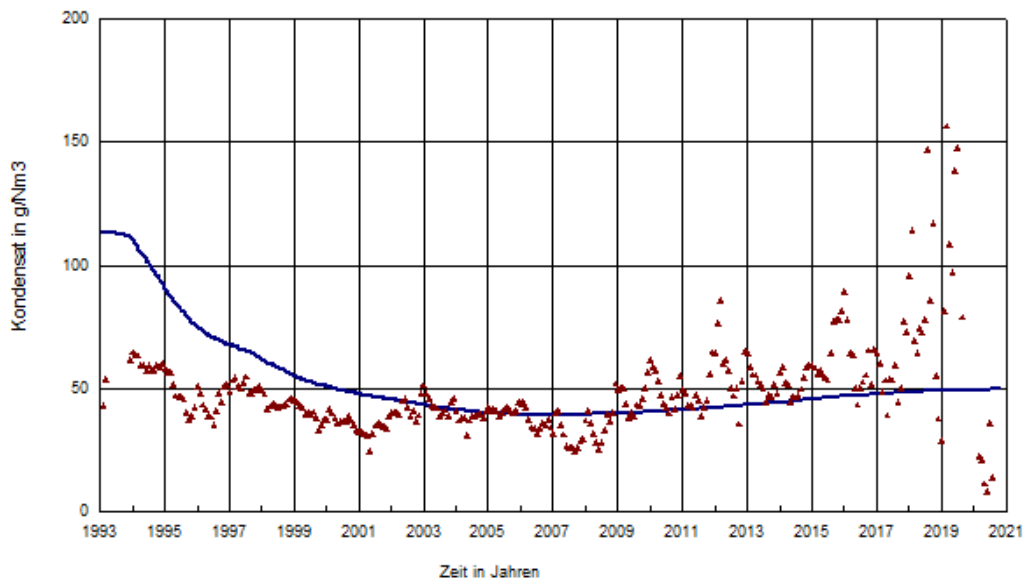


Abbildung 13: Kondensatanfall, Simulation mit Materialbilanz Programm (Linie: Simulation, Punkte: Messwerte)

### Druckluftspeicher

Im Rahmen der Energiewende wird auch die Energiespeicherung mittels Druckluft diskutiert. Mit der Kompression von Druckluft in einer Kaverne entsteht Wärme, die bei dem Konzept des sogenannten adiabaten Druckluftspeichers gespeichert wird und bei der Entspannung der Druckluft wieder zugegeben wird.

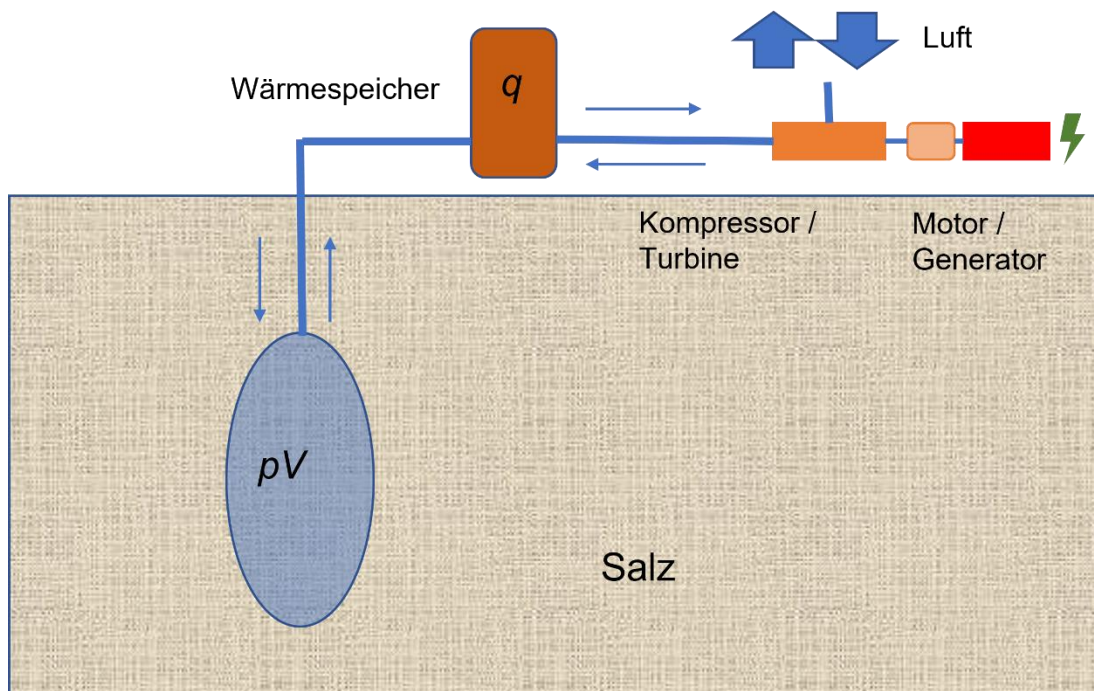


Abbildung 14: Prinzip-Skizze eines adiabaten Druckluftspeichers



Mit dem hier beschriebenen thermodynamischen Simulationsprogramm ist es auch möglich, derartige Prozesse zu berechnen.

Bei einem Druckluftspeicher wird die komprimierte Luft mit einer hohen Rate ausgelagert. Die Luft wird zuvor in einen Wärmetauscher, der mit einem Wärmereservoir verbunden ist, auf die Temperatur des Wärmespeichers gebracht, anschließend über eine Turbine entspannt und in die Atmosphäre zurückgeführt.

Die Abbildung 14 zeigt schematisch das Prinzip eines adiabaten Druckluftspeichers. In Abbildung 15 ist dieses Fließschema für die Simulation dargestellt, wobei für jedes Modul Fließrate, Druck und Temperatur jeweils am Eingang und Ausgang dargestellt ist. Bei den Berechnungen wurde nicht berücksichtigt, ob die jeweils vorgesehenen Einheiten wie z. B. Kompressoren oder Turbinen den Drücken oder Temperaturen technisch ausgelegt werden können.

#### Entladen / Ausspeichern

Zunächst wurde von einer mit Luft bei einem Druck von 150 bar gefüllten Kaverne (CAES) ausgegangen. Die Luft wird über die Bohrung Well1 ausgespeichert und dann auf die Temperatur aufgeheizt, die in einem Wärmereservoir gespeichert ist. Hierbei wird berücksichtigt, dass die gespeicherte Wärmemenge endlich ist und damit die Temperatur im Laufe der Ausspeicherung sinkt. Die angewärmte Luft wird anschließend über eine Turbine entspannt und damit Strom erzeugt. Über die Einheit Well2 wird die Luft wieder in die Atmosphäre abgegeben.

#### Laden/ Einspeichern

Im in Abbildung 16 dargestellten Ablauf wird Luft über die Einheit Well2 angesaugt, anschließend komprimiert und dann auf die momentane Temperatur des Wärmereservoirs gekühlt. Bevor die Luft in die Kaverne abgegeben wird, wird sie auf die Umgebungstemperatur heruntergekühlt.

Module	CAES	Well1	Heater3	Turbine3	Well2	ATM
In.Rate	0.0	-2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0
Out.Rate	-2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	0.0
In.Pressure	1.0	146.9	125.5	125.5	10.0	10.0
Out.Pressure	146.9	125.5	125.5	10.0	10.0	1.0
In.Temp.	0.0	48.3	28.2	490.0	105.9	105.9
Out.Temp.	48.3	28.2	490.0	105.9	105.9	30.0

Abbildung 15: Fließschema Ausspeichern / Entladen (Rate in  $m^3(V_n)/h$ , Druck in bar, Temperatur in  $^{\circ}C$ ).

Module	ATM	Well2	Comp03	Heater3	AirCool1	Well1	CAES
In.Rate	0.0	-2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0
Out.Rate	-2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	2600000.0	0.0
In.Pressure	10.0	1.0	1.0	74.8	74.8	74.8	86.1
Out.Pressure	1.0	1.0	74.8	74.8	74.8	86.1	82.4
In.Temp.	-28.3	30.2	30.2	711.2	277.1	20.0	34.9
Out.Temp.	30.2	30.2	711.2	277.1	20.0	34.9	14.4

Abbildung 16: Fließschema Einspeichern / Laden (Rate in  $m^3(V_n)/h$ , Druck in bar, Temperatur in  $^{\circ}C$ ).

Die gespeicherte Energie und die Ausspeicherleistung sind in Abbildung 17 im zeitlichen Verlauf dargestellt. Bei der dargestellten Fahrweise können ca. 2,7 GWh gespeichert werden, die Ausspeicherleistung beträgt im Mittel 200 MW.

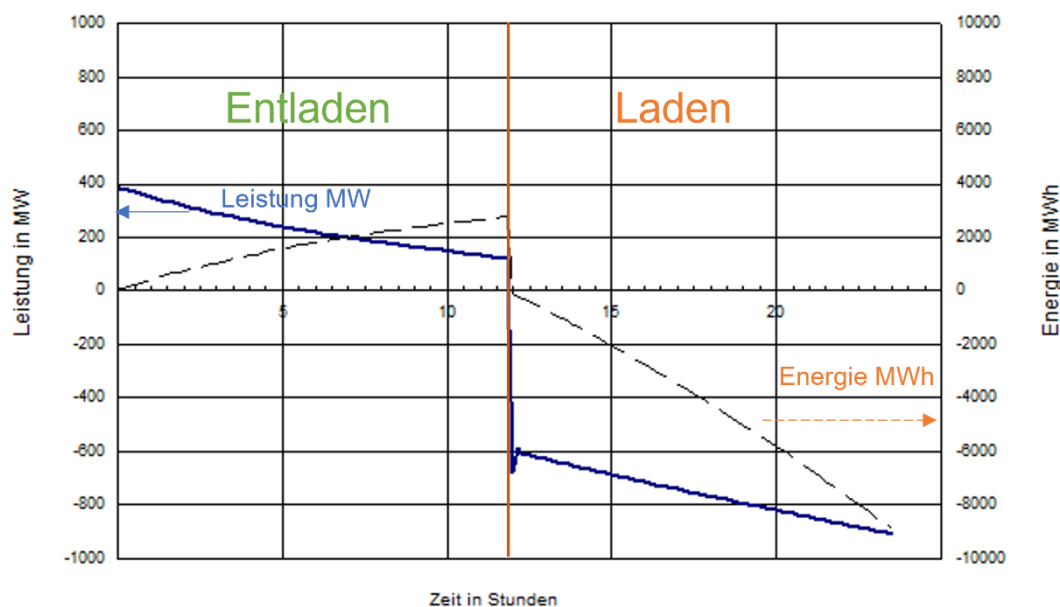


Abbildung 17: Speicherleistung und Speicherenergie (Ausspeichern positiv, Einspeichern negativ)

Wie in Abbildung 18 zu sehen ist, wird ein Speicherzyklus so gefahren, dass am Ende der gleiche Gasinhalt in der Speicherkaverne ist wie am Anfang. Allerdings bedeutet dies, dass am Ende eines Speicherzyklus die Temperatur höher ist und damit auch der Druck.

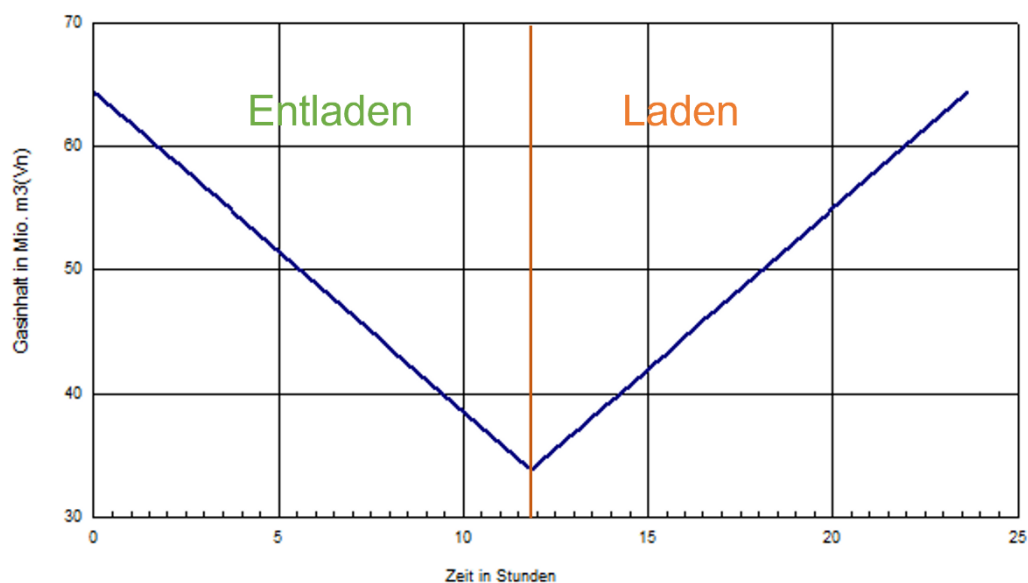


Abbildung 18: Gasinhalt, Ausspeichern - Einspeichern

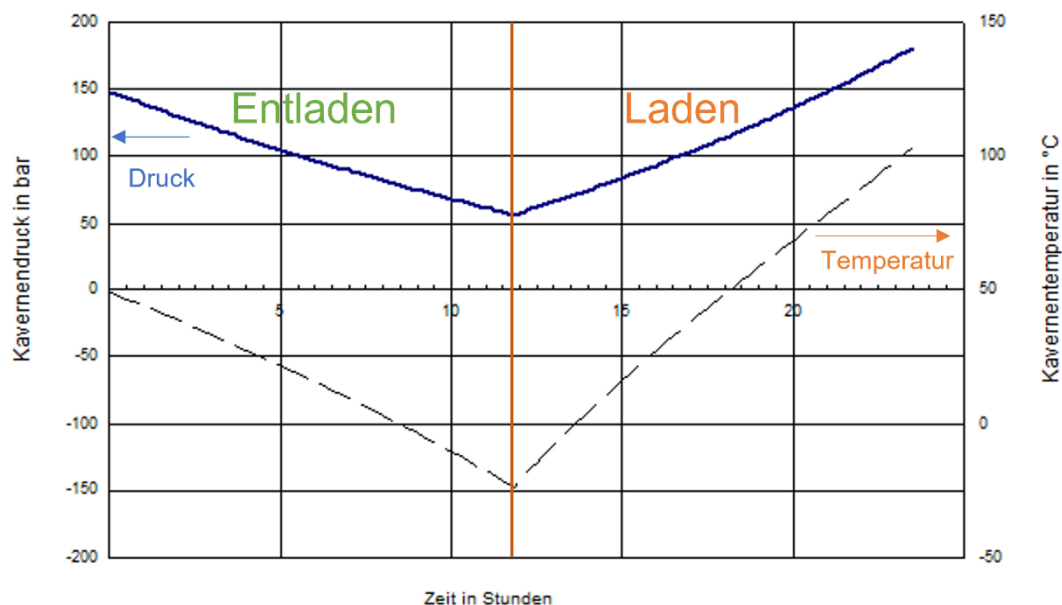


Abbildung 19: Kavernendruck und Temperatur (Ausspeichern – Einspeichern)

In der dargestellten Fahrweise für den Druckluftspeicher ist es nicht möglich, die während der Aufladung gespeicherte Wärme dem Prozess wieder vollständig zuzuführen. Es wäre sinnvoll diese Wärme dazu zu benutzen, das Gas innerhalb der Kaverne auf einer möglichst konstanten Temperatur zu halten, was aber technisch nicht realisierbar ist. Es treten daher erhebliche Temperaturänderungen in der Kaverne während der Auslagerung auf. In der Abbildung 19 sind der Temperaturverlauf und der Druck in der Kaverne zeitlich dargestellt. Eine Temperaturänderung beim Ausspeichern von 50 °C auf -20 °C und eine anschließende Temperaturerhöhung auf etwa 100 °C ist aus gebirgsmechanischen Gründen sicherlich problematisch.

Der Wirkungsgrad des hier dargestellten Speicherzyklus liegt bei 30 % bei einer Fahrweise, wie sie aus gebirgsmechanischen Gründen erforderlich wäre, läge der Wirkungsgrad noch deutlich niedriger.

## Zusammenfassung

Mit dem vorgestellten thermodynamischen Materialbilanzprogramm kann das Verhalten von Kavernenspeichern, Aquiferspeichern und Erdgaslagerstätten simuliert werden. Mit der Berücksichtigung des thermodynamischen Verhaltens von Gasen können einige Vorgänge bei der Erdgasspeicherung und Produktion besser beschrieben werden, als mit einer isothermen numerischen Lagerstättensimulation.

Mit dem Programm kann ebenfalls das Verhalten eines Druckluftspeichers simuliert werden. Die Auslegung eines solchen Speichers hinsichtlich der Fahrweise und der Wärmespeicherung kann so auf einfache Art und Weise optimiert werden.

Die Vorteile der Einbeziehung der Thermodynamik in die Simulation sind:

- Eine bessere Beschreibung des Druckverhaltens von Kavernen- und Porenspeichern.
- Genauere Berechnung des Druckverlustes in Bohrungen und Berechnung der Kopftemperatur.
- Berechnung der Wasserförderung in Speichern und Lagerstätten, vor allem bei hohen Lagerstättentemperaturen.

- Berechnung des Kondensatanfalls in der Förderung.
- Berechnung der Hysterese in Speichervorgängen.
- Simulation von Druckluftspeichern.
- Simulation obertägiger Anlagen, wie:
  - o Kompressoren / Expansionsturbinen
  - o Leitungen
  - o Wasserabscheidern
  - o Heatern
  - o Trocknern

Somit lassen sich mit dem thermodynamischen Programm auch komplexe Vorgänge im Verhalten einer Erdgaslagerstätte, eines Porenspeichers oder eines Kavernenspeichers auf einfache Art schnell und zuverlässig berechnen. Weiterhin kann der Kondensatanfall oder der Anteil an freiem und im Gas gelösten Wasser berechnet werden und dies auch in den obertägigen Anlagen eines Speichers. Dies erleichtert die Planung obertägiger Anlagen und den Betrieb eines Speichers.

Literatur:

- [1] Cengel BD, Boles MA: *Thermodynamics—an engineering approach, 6th edn. Tata McGraw Hill, New Delhi (2008)*
- [2] Lübbers, B., Rehmer, Abdelhaq, A.: *“Errichtung des weltweit ersten Helium-Kavernen-Speichers in Deutschland“, Erdöl Erdgas Kohle 2018, 4*
- [3] Pedersen, K. S., Fredenslund a., Thomassen, P.: *„Properties of Oils and Natural Gases“, Gulf Publishing Company, (1989), S. 88*
- [4] Littmann W., Brodersen F., Krieter M., Zwiggelaar O.: *“ The Debriningand Operation of a Gas Cavern with Variable Cushion Gas du to Adjustable Gas Brine Contact“ ERDÖL ERDGAS KOHLE 131. Jg. 2015, Heft 4*
- [5] Littmann W.: *„Gas Flow in Porous Media – Turbulence or Thermodynamics“, Oil Gas European Magazine, 2004 S. 166*

## **Produktionsoptimierung durch Einsatz eines mobilen Verdichters**

Drüppel, E.

ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

### **Abstract**

Mit fortschreitender Produktion und damit einhergehender Druckabsenkung in Erdgasfeldern nehmen die produktionstechnischen Herausforderungen zu. Durch Ausfällungen im Förderstrang und der Lagerstätte sowie zunehmende Wasseraustragsprobleme wird die Gasproduktion beeinträchtigt – Maßgeschneiderte Bohrungsbehandlungen zur Produktionserhaltung oder –steigerung werden immer relevanter.

Der Einsatz von Beschäumern zur Verbesserung des Austrags gehört bei der EMPG seit langem zum Standard. Angefangen mit dem Einsatz von Foam Sticks und Bullhead Behandlungen wurde der Einsatz von Beschäumern mit der Zeit weiterentwickelt und wird seit Anfang 2000 auch als Spezialbehandlung mit einem mobiler Verdichter als sogenannter Foam Squeeze durchgeführt. In einer weiteren Entwicklungsstufe wurde der Foam Squeeze dann mit Säure zur Lösung karbonatischer Ablagerungen kombiniert.

In diesem Vortrag wird die operative Erfahrung der EMPG beim Einsatz von mobilen Verdichtern zur Produktionssteigerung anhand einiger aktueller Beispiele aus der Praxis demonstriert. Es wird dargestellt, in welchen Anwendungsfeldern ein mobiler Verdichter zur Steigerung der Erdgasproduktion eingesetzt werden kann. Insbesondere wird hier auf reine Foam Squeeze sowie Behandlungen in Kombination mit Säure eingegangen.

### **Abstract**

The ongoing depletion of gas fields and resulting pressure decline inevitably leads to increased operational challenges. The precipitation of scale in the completion and reservoir as well as liquid loading increasingly interferes with the gas production – Maintaining or increasing the productivity requires more and more tailored approaches for well treatments.

EMPG has a long history of foamer use to overcome liquid loading. Starting with foam sticks and bullheaded foam treatments further development led to the application of foam squeeze treatments in the early 2000s – specialized treatments supported by gas injection with a truck-mounted mobile compressor. After proof of concept with foaming agents only the application was further extended to combined acid treatments to address carbonate scale.

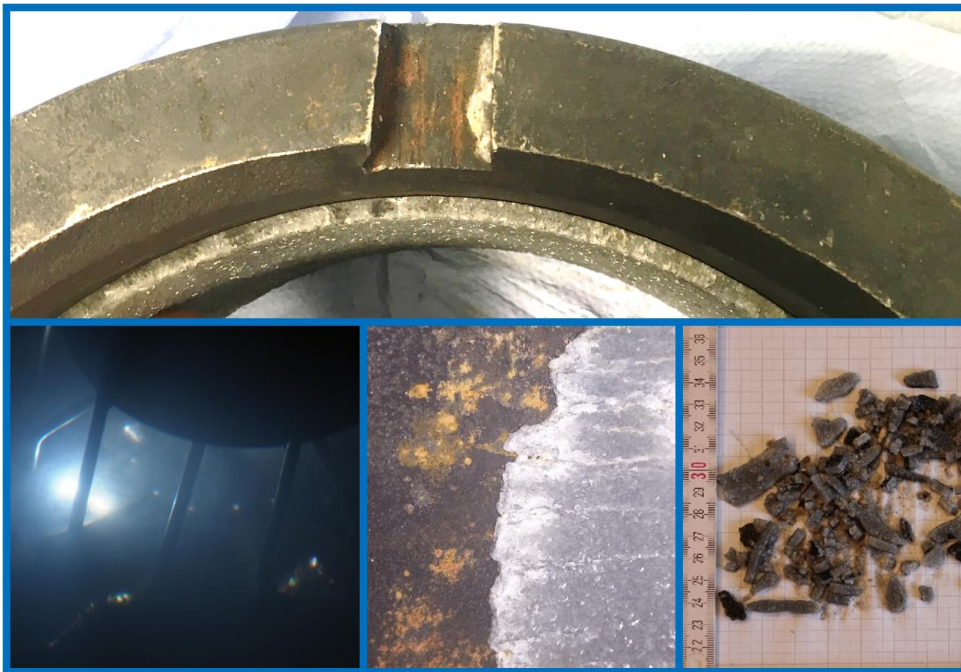
We will discuss EMPG's operating experience with the application of truck-mounted mobile compressors for productivity improvement. Examples from recent jobs include foam-only as well as foam-acid jobs and demonstrate applicability and limitations.

## Projekt EVA – Ein neuer Ansatz zur Beseitigung von Scales durch Einsatz des Elektro-Impuls-Verfahrens

S. Klein<sup>1</sup>, E. Anders<sup>2</sup>, M. Voigt<sup>2</sup>, M. Reich<sup>1</sup>, F. Will<sup>2</sup>

<sup>1</sup>TU Bergakademie Freiberg Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Freiberg, Germany, <sup>2</sup>TU Dresden Institut für Mechatronischen Maschinenbau, Professur für Baumaschinen, Dresden, Germany

### Abstract



Scaleentfernung mittels Hochspannungsimpulsen

Bei der Produktion von Thermalwässern, Trinkwasser sowie Erdöl und Erdgas aus Bohrungen werden neben den gewünschten Rohstoffen meist auch Begleitstoffe in gelöster oder fester Form zutage gefördert. Durch die erhebliche Senkung von Druck und Temperatur im Förderstrang kommt es zur Ausfällung und Ablagerung dieser Stoffe an den Rohren. Es bilden sich sogenannte Scales. Diese können aus mehreren Schichten und Komponenten bestehen. Innerhalb kürzester Zeit können durch das Scale-Wachstum erhebliche Beeinträchtigungen des Förderprozesses verursacht werden, die die Wirtschaftlichkeit der Förderung gefährden. Außerdem kann es zu einer wesentlichen Erhöhung des Rohreigengewichts kommen.

Bis heute sind die Möglichkeiten zur Beseitigung von Scales und den damit verbundenen Problemen begrenzt und teilweise sehr ineffektiv. Die derzeitigen Methoden zum Entfernen von Scales umfassen chemische und mechanische Verfahren. Diese haben in Abhängigkeit vom Ort des Auftretens der Scales und deren physikochemischen Eigenschaften jeweils ihre eigenen spezifischen Einsatzgebiete. Besonders schwer sind z. B. Baryt ( $\text{BaSO}_4$ ) oder Galenit ( $\text{PbS}$ ) Ablagerungen zu entfernen. Sie sind sowohl gegenüber chemischen als auch mechanischen Verfahren sehr widerstandsfähig. Deshalb ist eine Weiterentwicklung der vorhandenen Methoden bzw. die Entwicklung neuer Methoden zur schnelleren und effektiveren Entfernung von Scales erforderlich. Ein gänzlich neuer Ansatz zum Entfernen mineralischer Scales stellt dabei das Elektro-Impuls-Verfahren (EIV) dar.

Beim EIV werden Hochspannungsentladungen genutzt, um die Scales zu lösen. Ursprünglich wurde dieses Verfahren für die Tiefbohrtechnik entwickelt, um im Hartgestein zu bohren. In dem vom BMWI geförderten Projekt „Entwicklung und in-situ Erprobung eines EIV-Bohrsystems (ISEB)“ wurde eine

komplette Prototyp-Bohrgarnitur auf Basis des EIV entwickelt. Diese Technologie lässt sich grundsätzlich auch für Aufwältigungsarbeiten einsetzen, muss dafür jedoch angepasst werden. Da nicht die Bohrlochsohle, sondern die Innenfläche des Rohres zu bearbeiten ist, müssen die Elektroden konstruktiv neugestaltet werden. Zudem muss die Stromerzeugung nicht komplett im Bohrloch erfolgen, da es bei Work-Over-Arbeiten möglich ist, ein Stromversorgungskabel mitzuführen. Somit kann die Ladespannung obertägig zur Verfügung gestellt werden. Lediglich die Hochspannungsimpulse müssen noch im Bohrloch erzeugt werden. Dies bedeutet eine deutliche Vereinfachung des Systems im Vergleich zum bereits entwickelten Bohrsystem.

Im Rahmen von Vorversuchen wurde nachgewiesen, dass das EIV hinsichtlich einer Eignung für die Anwendung bei der Scalebeseitigung prinzipiell geeignet ist und mineralische Scales mit Hilfe des EIVs zerstört werden können.

Ziel des Forschungsprojektes (EVA, DGMK-Projekt 836, IGF Vorhaben 21674 BR) ist es, einen Prototyp für die Stoßspannungsquelle und die nötigen Reinigungselektroden zu entwickeln.

Der Vortrag berichtet über den aktuellen Stand des Projektes.



## Reduzierung von CO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> Emissionen durch Optimierung der Verdichterstation Siedenburg-Ost

Bock, H.

ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover

### Zusammenfassung:

Das Kompressorprojekt Siedenburg Ost wurde im Sommer 2021 abgeschlossen. Bei diesem Projekt wurden 4 Gasmotor angetriebene Kolbenkompressoren und ein vorgeschalteter Turbinen angetriebener Turbokompressor durch einen neuen 2-stufigen Turbokompressor ersetzt. Durch diese Optimierungen wurden die Emissionen und der Energieverbrauch bei nahezu gleich gebliebener Kompressionsleistung deutlich reduziert. Weiterhin wurden die Betriebskosten minimiert. Die Produktion konnte durch eine Absenkung des Saugdrucks und dadurch bessere Ausbeutung der Lagerstätten erhöht werden.

### Einleitung - bisherige Fahrweise

Ein wesentlicher Teil des Sauer gas-Förderaufkommens im Bereich Steyerberg/Voigtei an der Grenze der Landkreise Diepholz und Nienburg wird in der Kompressorstation Siedenburg Ost (KS SDBG-Ost) komprimiert und dann über die Verdichterstation KS Voigtei zur Erdgasaufbereitungsanlage in Großenkneten (EAA GK) weitergeleitet. Die Verschaltung der Kompressoren vor den Umbauten auf der Kompressorstation Siedenburg Ost ist in Abb.1 dargestellt.

Bisher wurde das Gas in der Kompressorstation Siedenburg Ost in einer ersten Stufe mit einem Gasturbinen angetriebenen Turboverdichter (KE 5) und in einer zweiten Stufe mit 4 Gasmotor angetriebenen Kolbenverdichtern (KE 1-4) komprimiert. Die Verdichterstation wurde Ende der 1980er Jahre errichtet. Die Anordnung der Kompressoren auf der Kompressorstation zeigt das Foto in Abb.2.

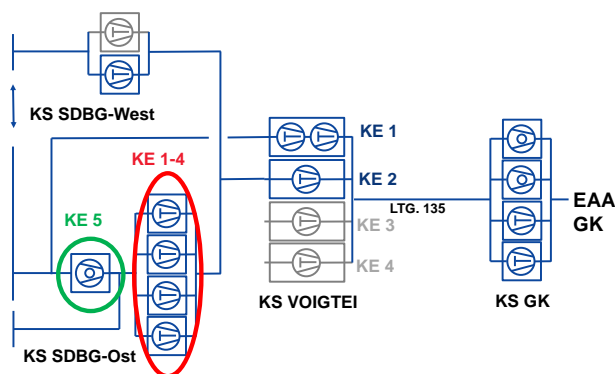


Abb.1.: bisherige Feldesverdichtung

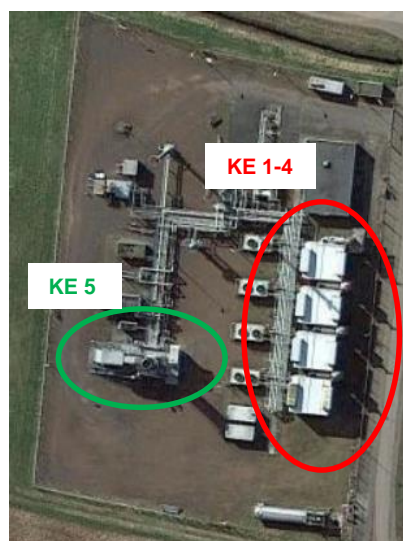


Abb. 2: KS SDBG Ost: Anordnung KEs  
(Quelle: Google Maps)

### Umbaumaßnahmen - Optimierungen

Der alte Turboverdichter KE5 wurde nach umfangreichen Umbaumaßnahmen im Sommer 2021 durch einen neuen 2-stufigen Turboverdichter (KE5.1, KE 5.2) mit höherem Wirkungsgrad ausgetauscht (s. Abb.3). Es ist mit dem installierten Design möglich, zwischen den beiden Verdichtungsstufen Gas im Mitteldruck zuzuspeisen. Die Verdichterstation kann mit dem installierten Design bis zum Ende der Sauer gasförderung in einem großen Betriebsbereich weiterbetrieben werden. Die 4 alten Kolbenverdichtereinheiten wurden stillgesetzt und werden zurückgebaut.

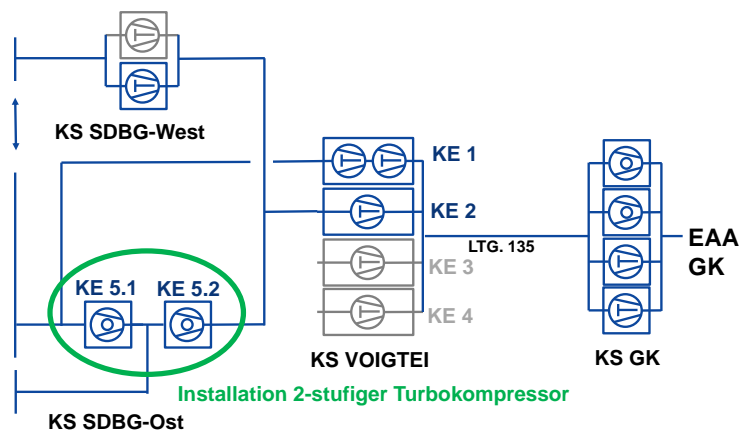


Abb. 3: aktuelle Feldesverdichtung

Die Umrüstung dieser nach Stand der Technik und auf die zukünftige Produktion designten Einheit bei gleichzeitiger Stillsetzung der 4 alten Kolbenkompressoreinheiten hat einige wesentliche Vorteile.

**Energieeinsparungen:**

Infolge des auf aktuelle und zukünftige Betriebsbedingungen ausgelegten Designs der neuen Einheit liegt der Betriebspunkt bei optimalen Wirkungsgraden zentral im Kennfeld. Es wurde die gesamte Meß- und Regelungstechnik sowie die Steuerung erneuert. Die neue Einheit kann somit für die jeweiligen Prozessbedingungen optimal eingestellt werden, wodurch der Energieverbrauch deutlich reduziert wird. Die bisher betriebenen Kompressoreinheiten wurden in den letzten Jahren am Rande des Kennfeldes bei deutlich schlechteren Wirkungsgraden betrieben. Hinzu kommt, dass die bisher betriebenen Einheiten aufgrund ihres Alters trotz regelmäßiger Wartung deutliche Abnutzungserscheinungen aufwiesen, was den Wirkungsgrad der Einheiten zusätzlich reduzierte.

Mit der Methode der multilinearen statistischen Regression gem. DIN ISO 50006:2017 wurde die Effizienzverbesserung auf Basis der Brenngasmenge ermittelt. Hierzu wurde die ab September 2021 betriebene Fahrweise mit dem 2-stufigen Turbokompressor im Vergleich zur bisherigen Fahrweise mit einer Turboeinheit als Booster und 4 nachgeschalteten Kolbenkompressoreinheiten quantifiziert. Die Regression der bisherigen Fahrweise unter Berücksichtigung der geänderten Prozessparameter (insbesondere höheres Druckverhältnis und Kapazitäten) ist in Abb. 4 in rot, die jetzige Fahrweise in blau dargestellt. Man erkennt eine deutliche Einsparung der Brenngasmenge im Mittel von über 200 m<sup>3</sup>/h. Mit dem bisherigen Design würden 15%-20% mehr Brenngas verbraucht werden.

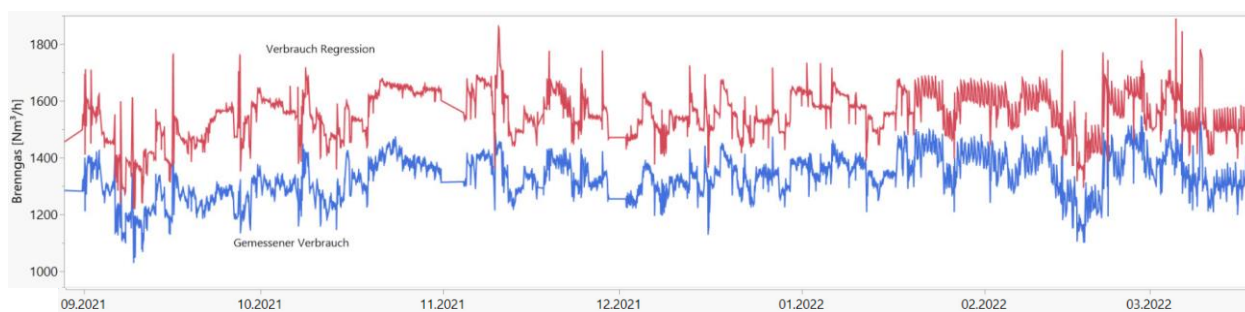


Abb. 4: Vergleich Brenngasverbrauch

**Emissionsreduzierungen:**

Mit der Einsparung der Brenngasmenge reduzieren sich auch die CO<sub>2</sub> Emissionen. Setzt man konservativ eine vollständige Verbrennung an reduzieren sich die CO<sub>2</sub> Emissionen entsprechend den Brenngaseinsparungen. Auf das Jahr hochgerechnet ergibt sich eine Einsparung von mehr als 30t CO<sub>2</sub>.

Noch deutlicher werden die NO<sub>x</sub> Emissionen reduziert. Messungen zeigen, dass mit der neu installierten Einheit und den optimierten automatischen Einstellungen bei gleichzeitiger

Außerbetriebnahme der 4 alten Gasmotoren von einer NO<sub>x</sub> Reduzierung auf ca. 1/3 der ursprünglichen Werte ausgegangen werden kann.

Weitere Vorteile:

Ein wesentlicher Vorteil sind die sich durch den Wegfall der Kolbenkompressoreinheiten ergebenden deutlichen Einsparungen an Personal- und Wartungskosten. Eine weitere wichtige Optimierung ist das höhere Produktionsinkrement durch die Absenkung des Saugdrucks. Die Ausbeutung der Lagerstätten wird somit verbessert.

## **Regionale Nutzung geothermischer Potentiale im norddeutschen Becken**

A. Möhring

NDEWG GmbH, Lingen/ Ems, Germany

### **Abstract**

In Deutschland sind 50% des Endenergieverbrauches wärmebezogen. Insofern kommt der Wärmewende eine wesentlich höhere Bedeutung zu, als ihr bisher im Zuge der Energiewende zugestanden wurde. Die Roadmap „Tiefe Geothermie“, die Fraunhofer IEG und Helmholtz UFZ Anfang des Jahres vorgestellt haben, sollte wegweisend für Politik und Industrie sein.

Das in Niedersachsen liegende norddeutsche Becken ist die am besten geologisch erschlossene Region in Deutschland und bietet auf Grund vorhandener geologischer Informationen und potenziell nachnutzbarer Tiefbohrungen eine gute Ausgangssituation für eine Nutzung der geothermischen Energie im Zuge der Wärmewende. Allerdings müssen Wärmepotential und Wärmebedarf zusammenpassen, um ein erfolgreiches Projekt durchzuführen. Hierbei spielt neben „Upstream“ und „Downstream“ die Entwicklung von Nahwärmenetzen als „Midstream“ eine bedeutende Rolle für die grundlastfähige Wärmeversorgung von Kommunen, Gewerbe und industriellen Einrichtungen. Die gleichzeitige Entwicklung aller drei Elemente besitzt eine hohe Komplexität und verlangt eine intensive Zusammenarbeit aller Stakeholder entlang der Wertschöpfungskette. Die Nachnutzung der Infrastruktur aus der Erdgasförderung bietet dabei die Möglichkeit einer kostengünstigen Erkundung und ggf. Umsetzung von Projekten. Das vorhandene Knowhow entlang der Wertschöpfungskette und dessen vertikale Integration in den Projekten ermöglicht zudem eine effektive und effiziente Umsetzung.

Über eine politische Unterstützung des Markteintritts der Geothermie und einer Förderung integrierter Projekte über die „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW) ist ein zügiger Hochlauf der Wärmeversorgung insbesondere im ländlichen Raum möglich. Es bedarf aber dabei einer Verschlankung regulatorischer Prozesse sowie einer Netzanschlussakzeptanz der Wärmeabnehmer. Für die langfristige Wirtschaftlichkeit spielt die CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung eine wesentliche Rolle.

## **Geothermische Nachnutzung von Kohlenwasserstoffbohrungen in Niedersachsen: die Idee hinter einer Machbarkeitsstudie zur Effizienz von tiefen Erdwärmesonden**

Schoenherr, J.<sup>1</sup>, Köbe, W.<sup>2</sup>, Müller, Y.<sup>1</sup>, Koltzer, N.<sup>3</sup>, Bussmann, G.<sup>3</sup>, Ritzmann, O.<sup>3</sup>, Kukla, P. A.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover, Germany, <sup>2</sup>formerly ExxonMobil Production Deutschland GmbH, Hannover, Germany, <sup>3</sup>Fraunhofer Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie, Bochum, Germany, <sup>4</sup>Geological Institute, Energy and Mineral Resources, RWTH Aachen University, Aachen, Germany

In dieser Studie wird die Herangehensweise zur Untersuchung einer möglichen geothermischen Nachnutzung von tiefen Kohlenwasserstoff(KW)bohrungen vorgestellt. Ziel ist es, die Kosten für Verfüllungen nicht mehr produzierender Bohrungen zu reduzieren und Niedersachsen den Einstieg in die Geothermie zu erleichtern. Das technische Konzept dieser Studie wurde durch einen gemeinsamen Ansatz von KW-Industrie und dem Fraunhofer IEG erarbeitet. Aktuell nicht produzierende Bohrungen wurden zunächst auf Eignung für ein offenes, hydrothermales System in den depletierten KW-Reservoiren des Buntsandsteins (Mittlere Trias), Ca2 (Oberes Perm) oder Rotliegendes (Unteres Perm) geprüft. Die drei Tiefenreservoirdeuten mit aktuellen Reservoirtemperaturen von 80-150 °C ein gutes bis sehr gutes Energie-, bzw. Temperaturpotenzial an. Allerdings ist die Reservoirqualität im Vergleich zu den in Deutschland operierenden Dublettenprojekten deutlich niedriger. Lediglich 7% aller Porositätsmessungen sind größer 20% und nur 4% aller Permeabilitätsmessungen größer 100 mD. Eine weitere Herausforderung ist der notwendige laterale Abstand von oftmals mehr als 2 km zwischen der im gasführenden Bereich stehenden nachgenutzten Bohrung (Injektor) und der zweiten, noch abzuteufenden Produktionsbohrung, um den Aquifer von einer gemeinsamen Lokation aus zu erreichen. Dadurch steigt sowohl das mechanische Risiko bzgl. Ausführbarkeit des Bohrpfadens als auch das geologische Risiko bzgl. der zu erwartenden Reservoirqualität, um einen hydraulischen Kreislauf herzustellen. Zusätzlich bleibt es für die meisten KW-Felder unklar, in welchem Ausmaß der Aquifer durch die Gasproduktion im Druck abgesenkt wurde. Aus dieser Datenlage heraus entstand die Idee eines Nachnutzungskonzeptes mit Hilfe tiefer Erdwärmesonden (TEWS). Mit dem geschlossenen System einer TEWS werden, gerade in depletierten KW-Feldern, die genannten geologischen Risiken, inklusive einer möglichen Scaling-Problematik, ausgeschlossen. Gleichzeitig liegt die Energieeffizienz aber auch deutlich unter der einer Dublette. Derzeit in Betrieb befindliche TEWS erreichten Endteufen von 2.5 bis 3 km und eine Wärmeleistung zwischen 150 bis 350 kW.

Ziel dieses Projektes ist die Ermittlung der Wärmeleistung und Wirtschaftlichkeit von TEWS aus umgewidmeten KW-Bohrungen mit Endteufen von 3 bis 5 km mittels thermisch-hydraulischer Modellierung. An zwei standardisierten Bohrungstypen, (a) ein für das Norddeutsche Becken typisches stratigraphisches Profil und (b) mit mächtiger Salzstrecke (> 1 km), soll die Leistungsbandbreite unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Sensitivitäten berechnet werden.

Basierend auf den Modellierungsergebnissen erfolgt eine Skizzierung möglicher regionaler Wärmeabnehmer mit Anwendungsbeispielen und Anlagenkonzepten, so dass ein integriertes Gesamtbild als Entscheidungsgrundlage für potenzielle Betreiber entsteht.

## **Geothermische Günstigkeitskartierung integriert wissenschaftliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen**

Heins, W. A.

Getech Group plc

### **Abstract**

Geothermische Energie ist eine vielfältige Ressource, die ein breites Spektrum von Temperaturen und geologischen Gegebenheiten abdeckt. Jeder Teil des Temperaturspektrums unterstützt verschiedene Nutzungstechnologien, die verschiedene Arten von Endbenutzern versorgen. Unterschiedliche geologische Gegebenheiten erfordern unterschiedliche Erkundungs- und Erschließungsansätze.

Eine sinnvolle Erschließung geothermischer Ressourcen muss nicht nur die physikalischen Gegebenheiten unter der Erdoberfläche berücksichtigen, sondern auch die Energienachfrage der Kunden, staatliche Vorschriften und den Infrastrukturkontext von Übertragungsleitungen und konkurrierenden oder komplementären Energiequellen. Ein komplexes Beziehungsgeflecht muss im raumbezogenen Kontext optimiert werden. Fantastische Wärmeveräte können unwirtschaftlich sein, wenn keine Nachfrage in der Nähe besteht, und eine starke Nachfrage kann unerfüllt bleiben, wenn es keine Leitung gibt, um den Strom oder Wärme zu liefern, oder der Preis zu hoch ist. Die effizienteste Investition privater oder öffentlicher Mitteln ergibt sich, wenn alle Faktoren des geothermischen Energiesystems so früh wie möglich im Erkundungs- und Entwicklungszyklus zusammen betrachtet werden.

Günstigkeitskartierung fördert effiziente Investitionen. Dieser Prozess integriert geologische Faktoren wie Art des geothermischen Systems, Temperatur, Wärmefluss, Verwerfungen und Tektonik mit kommerziellen Faktoren wie Kraftwerks- und Übertragungsleitungsverteilung und den Nachfragemerkmalen verschiedener Kunden. Bestehende und potenzielle Energiequellen werden sowohl aus der Perspektive des Wettbewerbs als auch der Komplementarität betrachtet. Der Prozess umfasst Arbeitsabläufe von Geoinformationssystemen (GIS) und maschinelles Lernen. Ziel der Übung ist es, das regionale geothermische Erkundungspotenzial zu kartieren, um weitere Arbeiten und Geldeinsatz nur auf die Standorte zu richten, die das Potenzial haben, den größten Nutzen zu erzielen. Der Prozess ordnet Sweet Spots auf internationaler, regionaler und lokaler Ebene ein.

Wir demonstrieren ein konkretes Beispiel dieses Ansatzes auf subkontinentaler Ebene im südlichen Südamerika, um Gebiete mit dem größten Potenzial für verschiedene Arten von Investitionen hervorzuheben. Dieser Ansatz kann von Regierungseinheiten oder internationalen Entwicklungsagenturen verwendet werden, um Zuschussanträge zu prüfen, von Banken oder anderen Investoren, um Kredite oder Direktinvestitionen zu zielen, von Geothermie-Entwicklern und von Unternehmen oder Industrieverbänden, die die Energieversorgung diversifizieren und dekarbonisieren wollen.

Europa hat vielfältige Möglichkeiten, die Günstigkeitskartierung einzusetzen, um die Energiewende zu erleichtern und den wirtschaftlichen Wohlstand durch die sinnvolle Entwicklung der Geothermie zu steigern.

## Introduction

Effiziente, effektive geothermische Investitionen müssen zwischen der Nachfrage der Endverbraucher, der Ressource im Boden und der Kapazität der Infrastruktur, einschließlich des Beitrags anderer Energiequellen, abgewogen werden. Eine ganzheitliche Bewertung aller drei Aspekte so früh wie möglich im Projektlebenszyklus wird den Gesamtnutzen von Geothermie-Investitionen erhöhen. Die Nachfrage wird dadurch definiert, wer wie viel Energie in welcher Form wo benötigt und wie viel er bezahlen kann. Die geothermische Exploration muss erkennen, wie viel Energie in welcher Form und wo vorhanden ist. Die Bereitstellung ist eine Frage der Kapazität der aktuellen Infrastruktur, der Machbarkeit zukünftiger Infrastruktur und der Bau-, Transport- und Lieferkosten.

Geothermie ist keine einseitige Ressource. Temperaturen innerhalb einer plausiblen Bohrtiefe können von 10s bis 100s Grad Celsius reichen (Abbildung 1), innerhalb eines breiten Spektrums geologischer Verteilung, von aktiven tektonischen Verteilung mit magmatischen Systemen (Abbildung 2) bis zu aktiven tektonischen Verteilung mit advektiven und konvektiven geothermischen Systemen (Abbildung 3) bis zu passive tektonische Einstellungen innerhalb von Kratonen entweder auf Schilden oder in Sedimentbecken (Abbildung 4).

Unterschiedliche Teile des Temperaturspektrums erfordern unterschiedliche Wärmeextraktions- und Nutzungstechnologien. Wenn beispielsweise die Temperaturen hoch genug sind, um Dampf direkt aus der Erde zu gewinnen, können Dampfturbogeneratoren zur Stromerzeugung eingesetzt werden; sind die Temperaturen niedriger, aber immer noch hoch genug, um Strom zu erzeugen, müssen die Turbinen von einer organischen Flüssigkeit mit niedrigerem Siedepunkt angetrieben werden; bei noch niedrigeren Temperaturen ist keine Stromerzeugung möglich, aber Wärme für industrielle Prozesse oder Raumheizung kann durch verschiedene Technologien gewonnen werden.

Unterschiedliche geologische Gegebenheiten erfordern unterschiedliche Explorations- und Erschließungsstrategien. Wenn das geothermische System „blind“ ist und keine Wärmeerscheinungen an der Oberfläche wie Vulkane oder Thermalquellen auftreten, sind geophysikalische Methoden erforderlich, um auf das Vorhandensein erhöhter Wärme in der Tiefe zu schließen. Die Gesteinsarten und das Vorhandensein oder Fehlen von Bruchsystemen bestimmen die für den Zugang zur Wärme erforderliche Bohr- und Produktionstechnologie sowie die damit verbundenen Kosten.

So vielfältig die Ressource ist, so vielfältig ist auch die potenzielle Nachfrage. Industrielle, gewerbliche, landwirtschaftliche und private Verbraucher haben jeweils eine Reihe von Energieanforderungen in Bezug auf Menge, Qualität, Zeitpunkt und Preis, die sich sowie innerhalb eines Sektors wie von einem Sektor zum anderen unterscheiden.

Die effizienteste Investition privater oder öffentlicher Mitteln ergibt sich, wenn alle Faktoren des geothermischen Energiesystems so früh wie möglich im Erkundungs- und Entwicklungszyklus zusammen betrachtet werden.

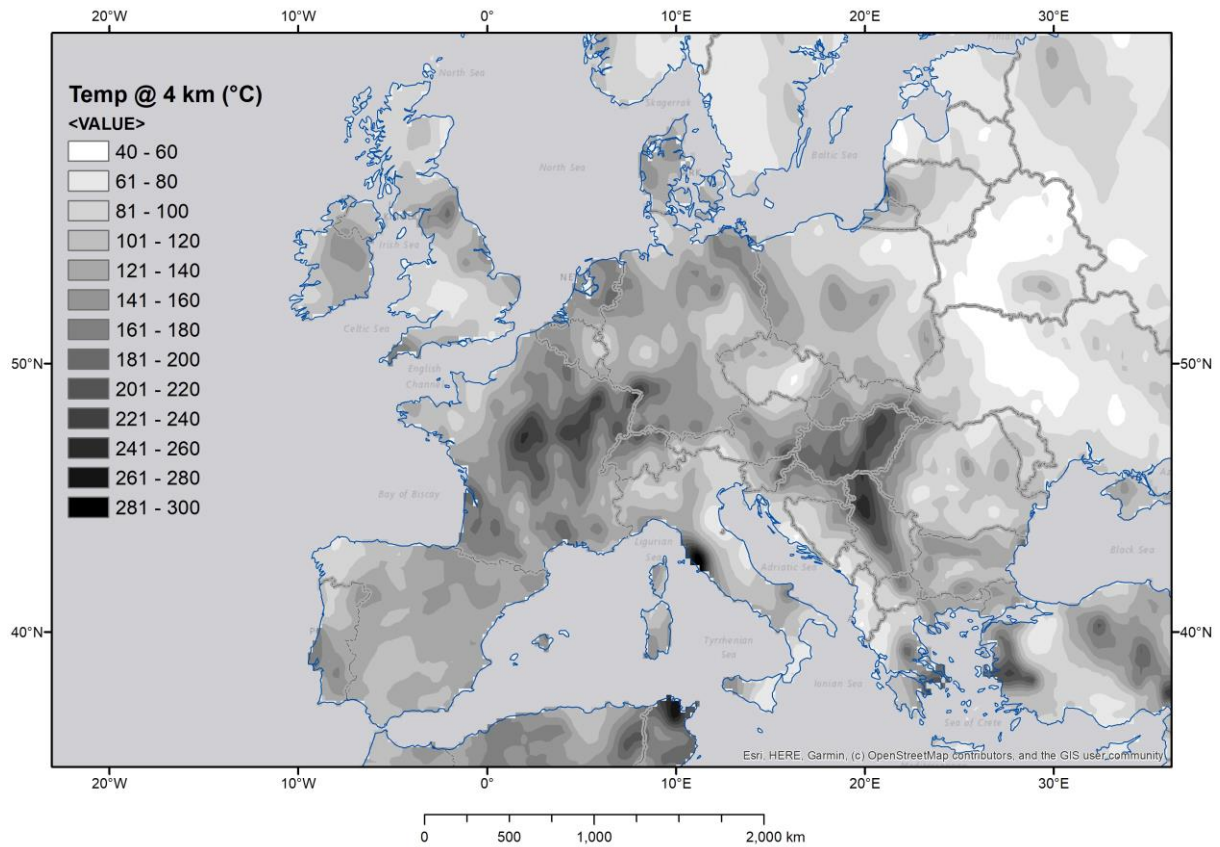


Abbildung 1 – Temperature bei 4km Tiefe.  
 Quelle: Getech Globe™ Thermal Mapping.

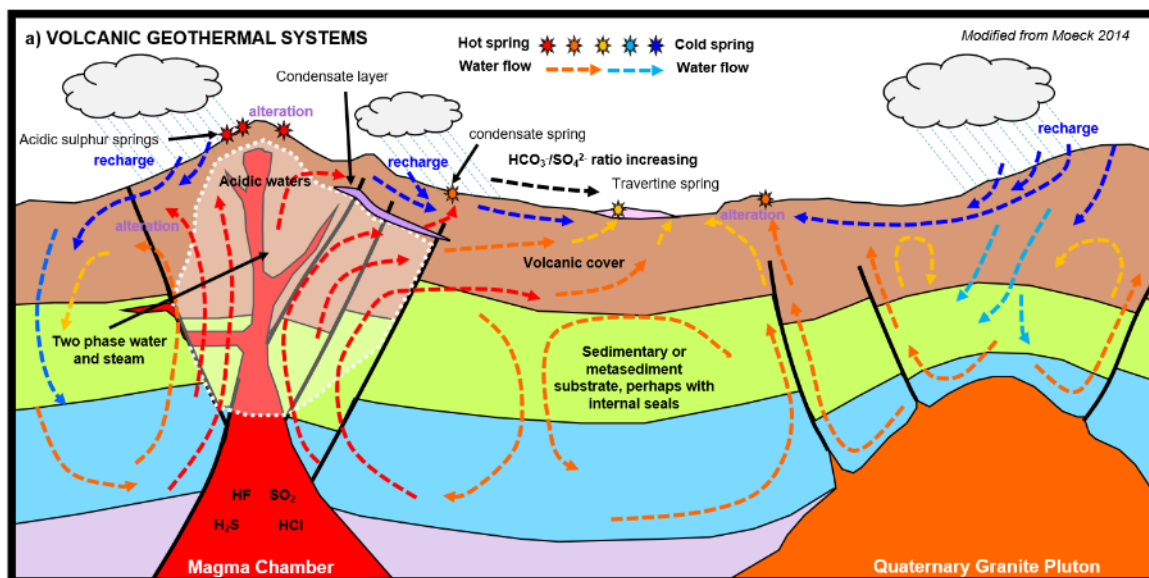


Abbildung 2 – Magmatische geothermische Systeme  
 (nach Moegk 2014)



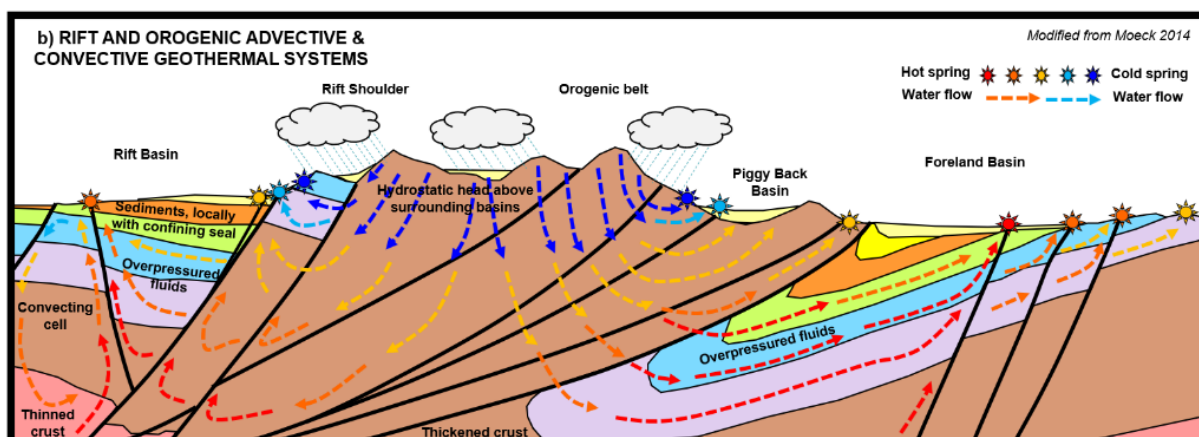


Abbildung 3 – Rift und orogene advective und konvektive geothermische Systeme (nach Moegk 2014)

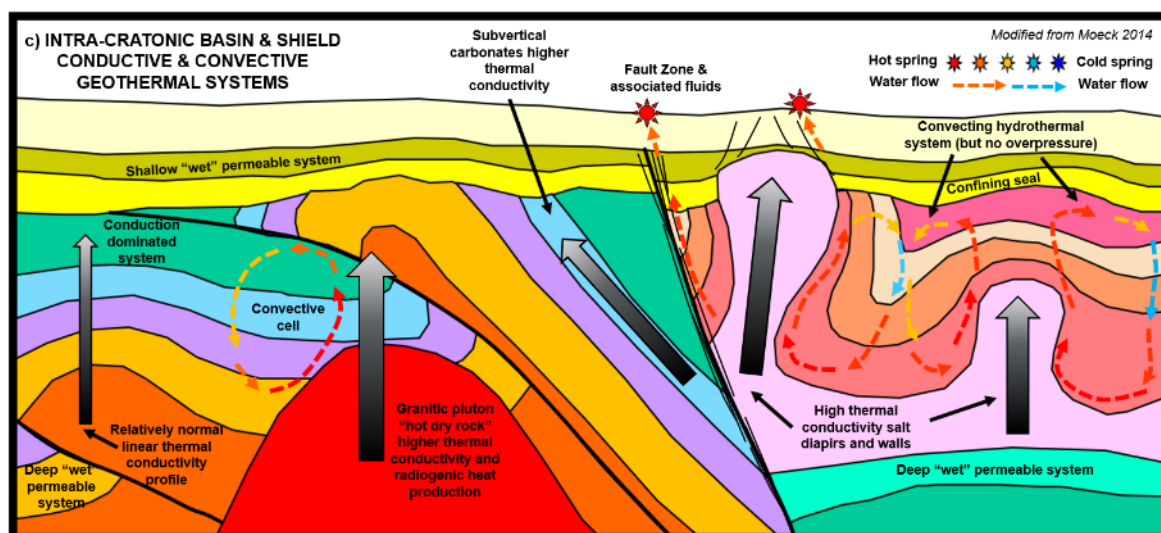


Abbildung 4 – Intrakratonische Becken- und Schildsysteme (nach Moegk 2014)

### Case Study -- Südlichen Südamerika

Wir demonstrieren ein konkretes Beispiel dieses Ansatzes auf subkontinentaler Ebene im südlichen Südamerika (Abbildung 5), um Gebiete mit dem größten Potenzial für verschiedene Arten von Investitionen hervorzuheben. In diesem relativ begrenzten Gebiet können alle verschiedenen geothermischen Systemen gefunden werden (Abbildung 6). In dieser Fallstudie charakterisieren wir spezifische Elemente der Nachfrage, Ressourcen und Infrastruktur mit Messungen, die zu jedem Element passen. Dann stellen wir jedes Element auf eine gemeinsame Grundlage, indem wir die Messungen in die relative Günstigkeit des Elements umwandeln. Am Ende können wir die einzelnen Günstigkeitsschätzungen summieren, um optimale Standorte für spezifische Entwicklungsfragen zu identifizieren. Die in diesem Papier vorgestellte Analyse ist ein sehr einfaches Beispiel zur Veranschaulichung der allgemeinen Prinzipien

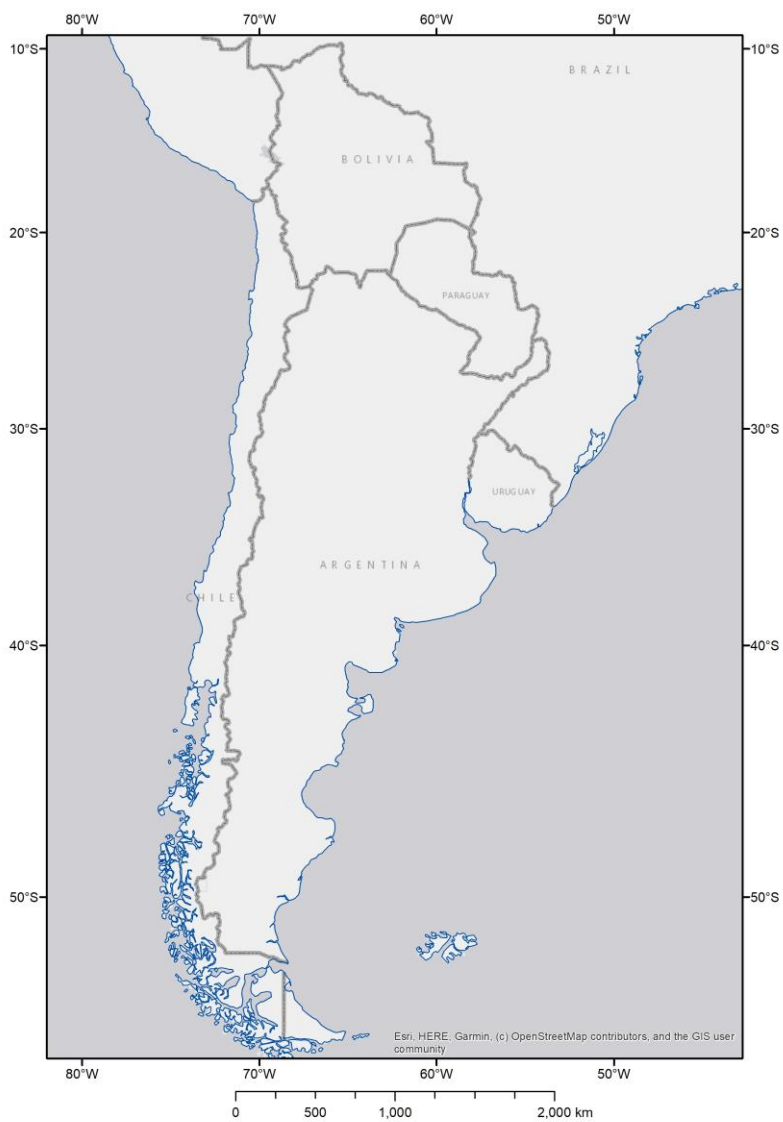


Abbildung 5 – Case Study Gebiet

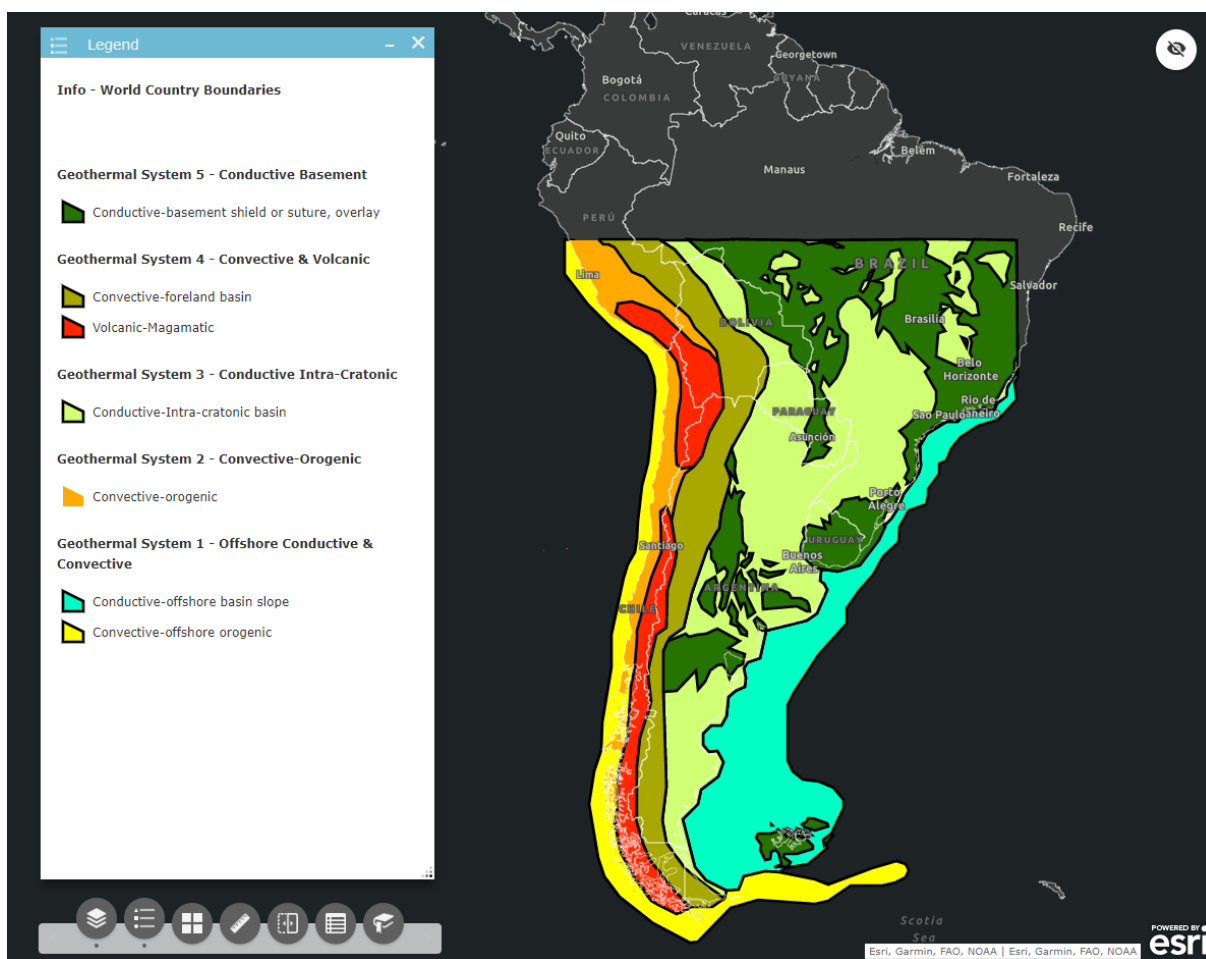


Abbildung 6 – Geothermische Systemen innerhalb des Case Study Gebietes

Der erste Schritt besteht darin, bestehendes Angebot und Nachfrage zu charakterisieren. Wir können die Lage von Großstädten als erste Näherung der räumlichen Verteilung des Energiebedarfs verwenden (Abbildung 7). Für die Zwecke dieses Beispiels können wir die Günstigkeit des Wohnwärmebedarfs eines beliebigen Gebiets durch die relative Bevölkerungsdichte charakterisieren, wie in Abbildung 8 dargestellt. In diesem Fall stellen die dunkelsten grünen Farben den günstigsten Bedarfsbereich dar, bis hinunter zu Rot, welches den ungünstigsten Bereich darstellt.

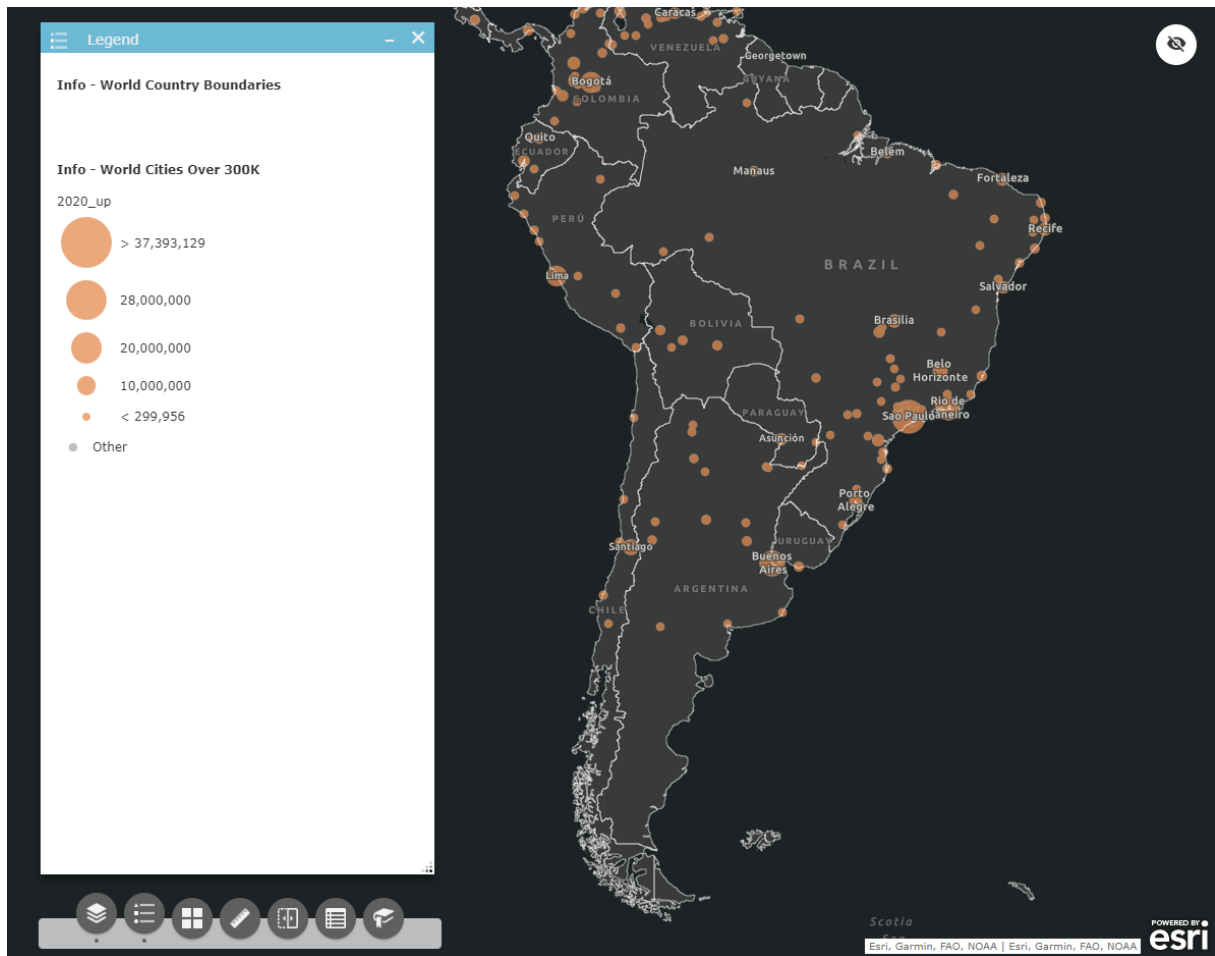


Abbildung 7 – Weltstädte mit  $\geq 300,000$  Einwohner  
Quelle: ArcGIS Online from Esri

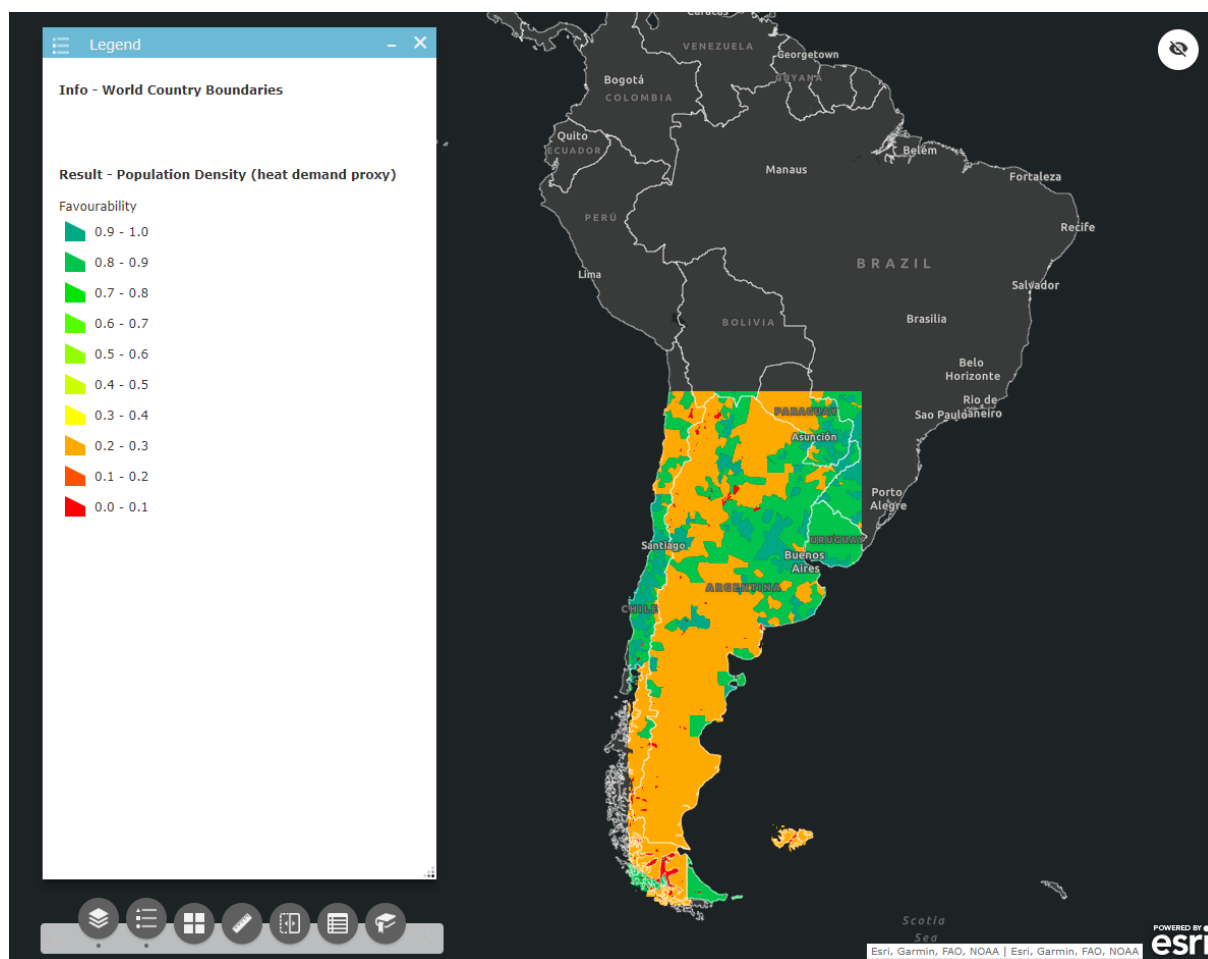


Abbildung 8 – Günstigkeitskartierung Thermalenergiebedarf  
von Besten (1, Grün) bis Schlechtesten (0, Rot)  
Quelle: ArcGIS Online from Esri

Auf ähnliche Weise können wir das Potenzial für Solar- und Windenergie in Form von Sonneneinstrahlung, gemessen in kWh/m<sup>2</sup> (Abbildung 9), oder Windgeschwindigkeit, gemessen in km/h (Abbildung 10), oder in relativer Günstigkeit charakterisieren. Im Fall der Günstigkeit hängt die relative Rangfolge der verschiedenen Gebiete davon ab, ob die Energiequellen als Konkurrenz zur Geothermie angesehen werden oder als Gelegenheit, bei der konstante oder regelbare Geothermie mit einer intermittierenden Ressource kombiniert werden kann, um die betriebliche Effizienz zu steigern. Für den Fall, dass Sonne und Wind als Konkurrenz betrachtet werden, sieht die Günstigkeitskarte wie in Abbildung 11 aus. Für den Fall, dass Sonne und Wind als synergistische Partner betrachtet werden, sieht die Günstigkeitskarte gerade umgekehrt, wie in Abbildung 12, aus.

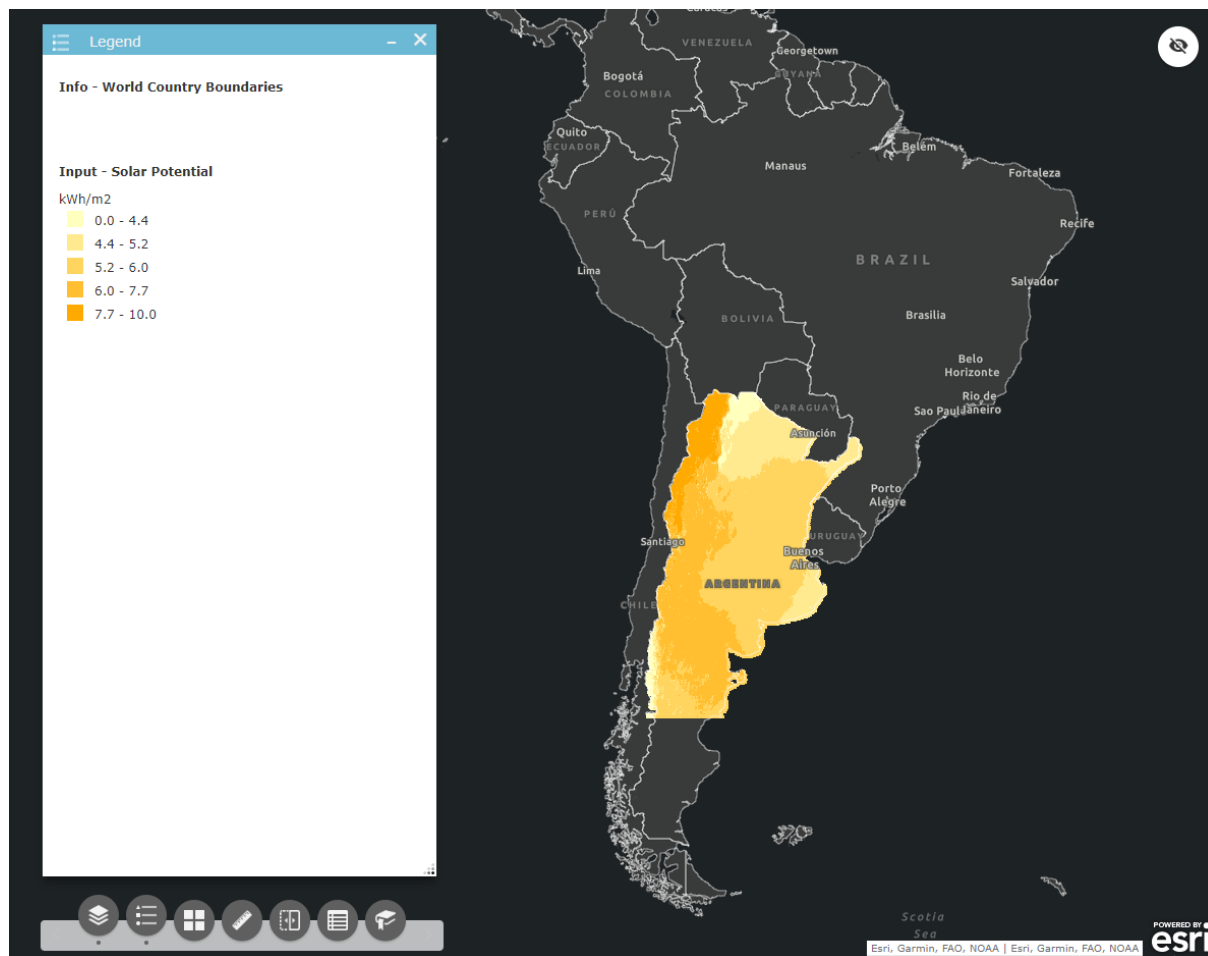


Abbildung 8 – Durchschnittliche Jahresinsolierung (kWh/m<sup>2</sup>)  
Quelle: ArcGIS Online from Esri

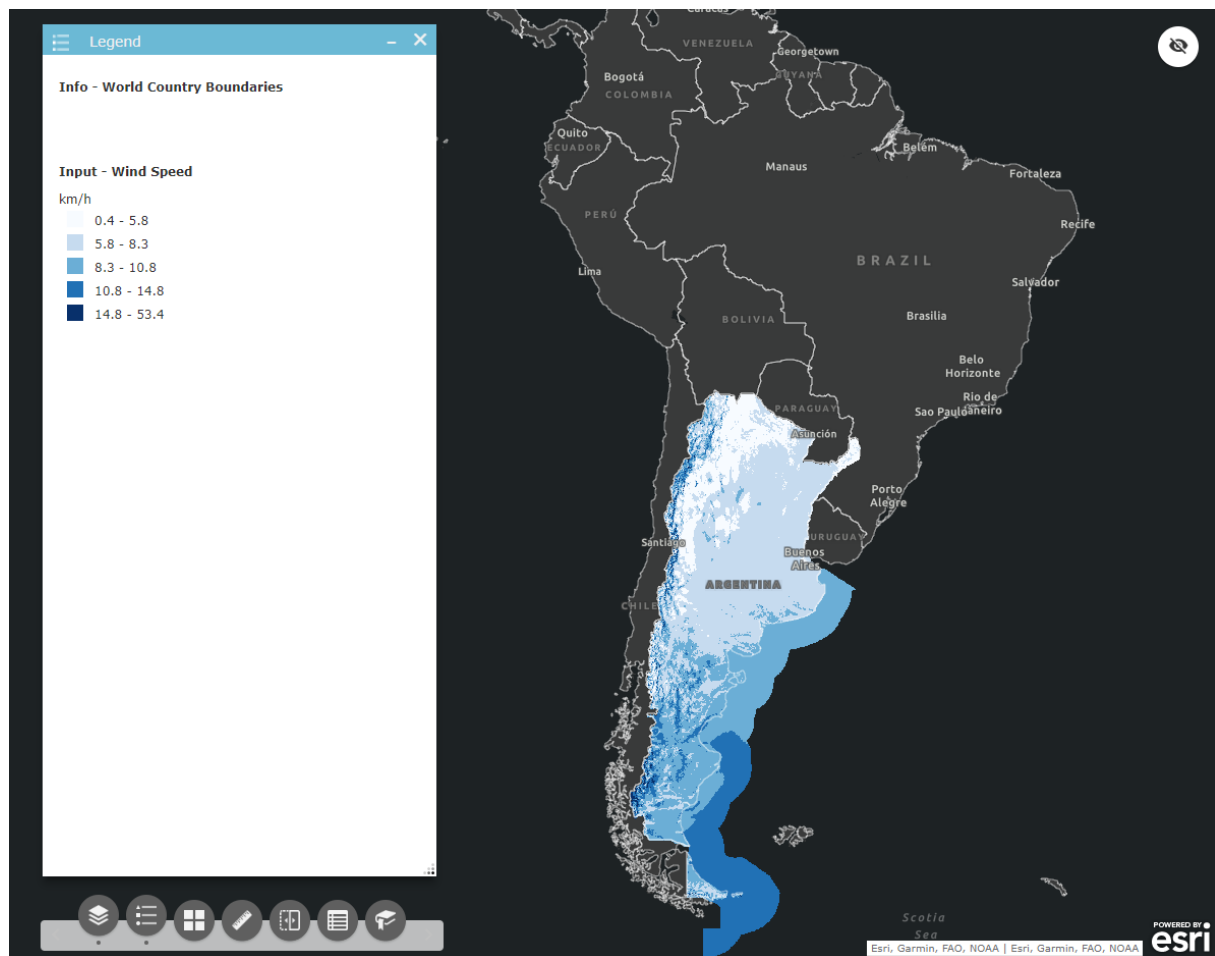


Abbildung 9 – Durchschnittliche Jahreswindgeschwindigkeit (km/hr)  
Quelle: ArcGIS Online from Esri

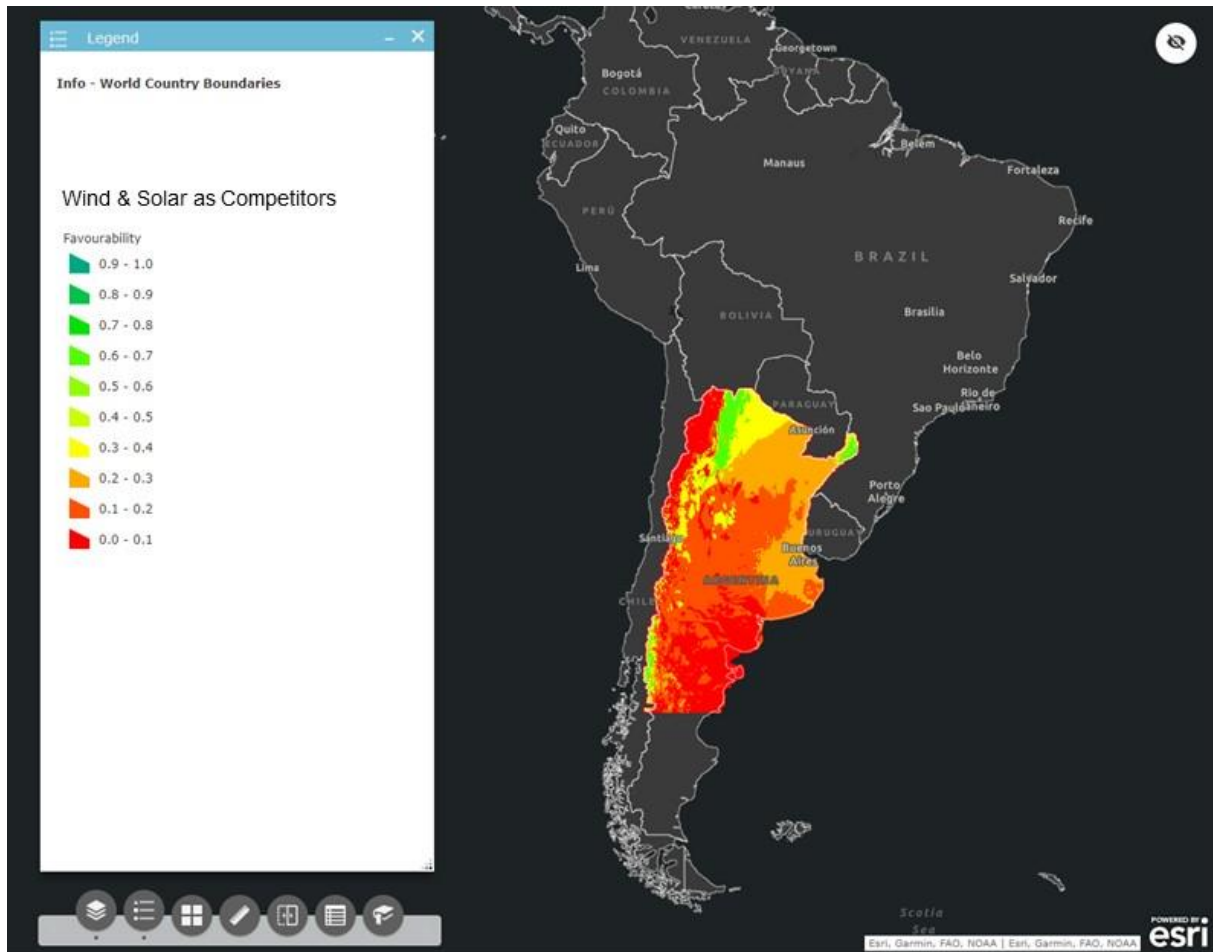


Abbildung 10 – Günstigkeitskartierung Wind + Solar als Konkurrenz von schwächste Konkurrenz = Geothermie bevorzugtes Gebiet (1, Grün) bis stärkste Konkurrenz = Geothermie gemiedenes Gebiet (0, Rot)



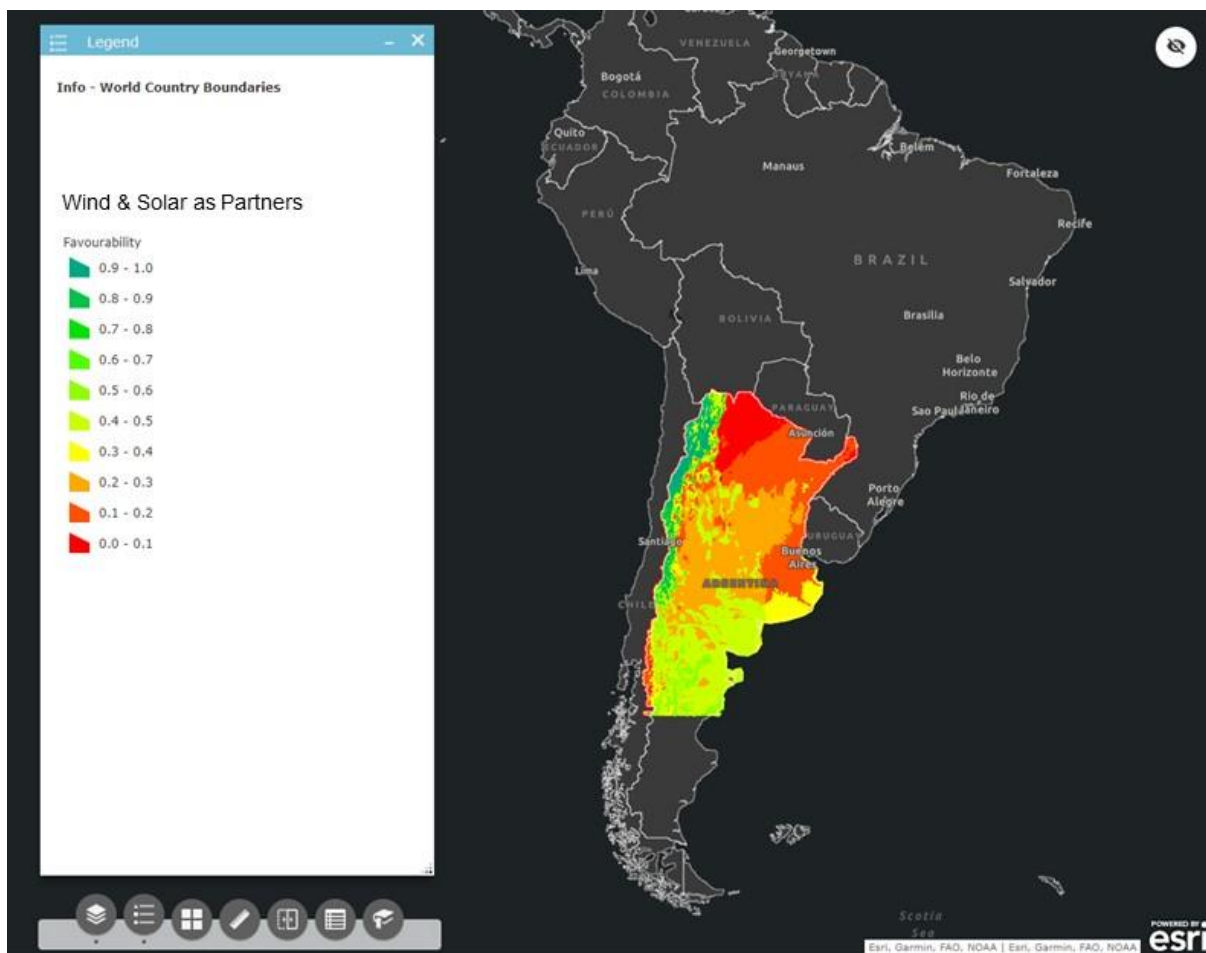


Abbildung 11 – Günstigkeitskartierung Wind + Solar als Partners von starkste Mitwirkung = Geothermie bevorzugtes Gebiet (1, Grün) bis schwächste Mitwirkung = Geothermie gemiedenes Gebiet (0, Rot)

Die ganzheitliche Charakterisierung des geothermischen Potenzials über ein weites geografisches Gebiet hinweg erfolgt am besten mit geophysikalischen Mitteln. Wir können eine erste Annäherung der Temperaturverteilung mit der Tiefe machen, indem wir: die Tiefe bis zur Curie-Temperatur abschätzen, wo Gesteine ihren magnetischen Charakter bei etwa 575 °C verlieren (Tanaka et al. 1999, Salem et al. 2014a,b); die Mächtigkeit der Kruste und Sedimentbedeckung abschätzen (Flanagan & Bain 2013, Cheney et al. 2015); und die radiogenen Wärmeproduktion in der Kruste abschätzen (Hokstad et al. 2017). Diese Abschätzungen werden in einem konduktiven 1D-Wärmeflussmodell kombiniert, das auf den gemessenen Oberflächenwärmefluss und die gemessenen Temperaturen kalibriert ist (Abbildung 12); im Untersuchungsgebiet erzeugt diese Methode eine Karte wie in Abbildung 13.

Heat Flow  
model



Radiogenic  
heat model



Gravity  
data



Magnetic  
data

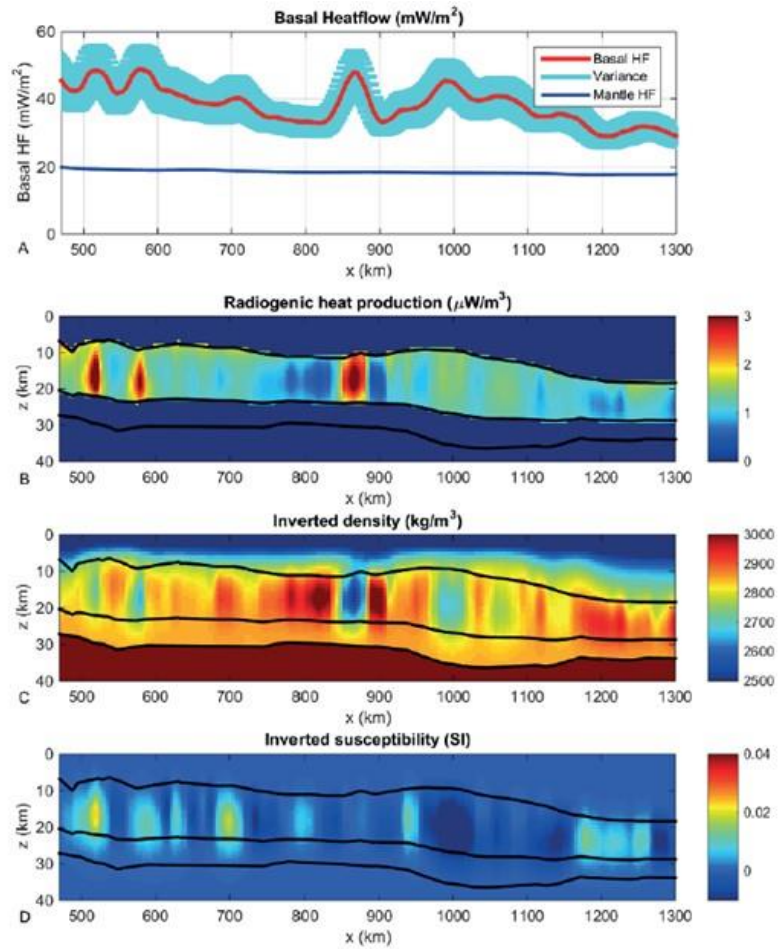


Abbildung 12 – Wärmefluss und Temperature Abschätzungsverfahren

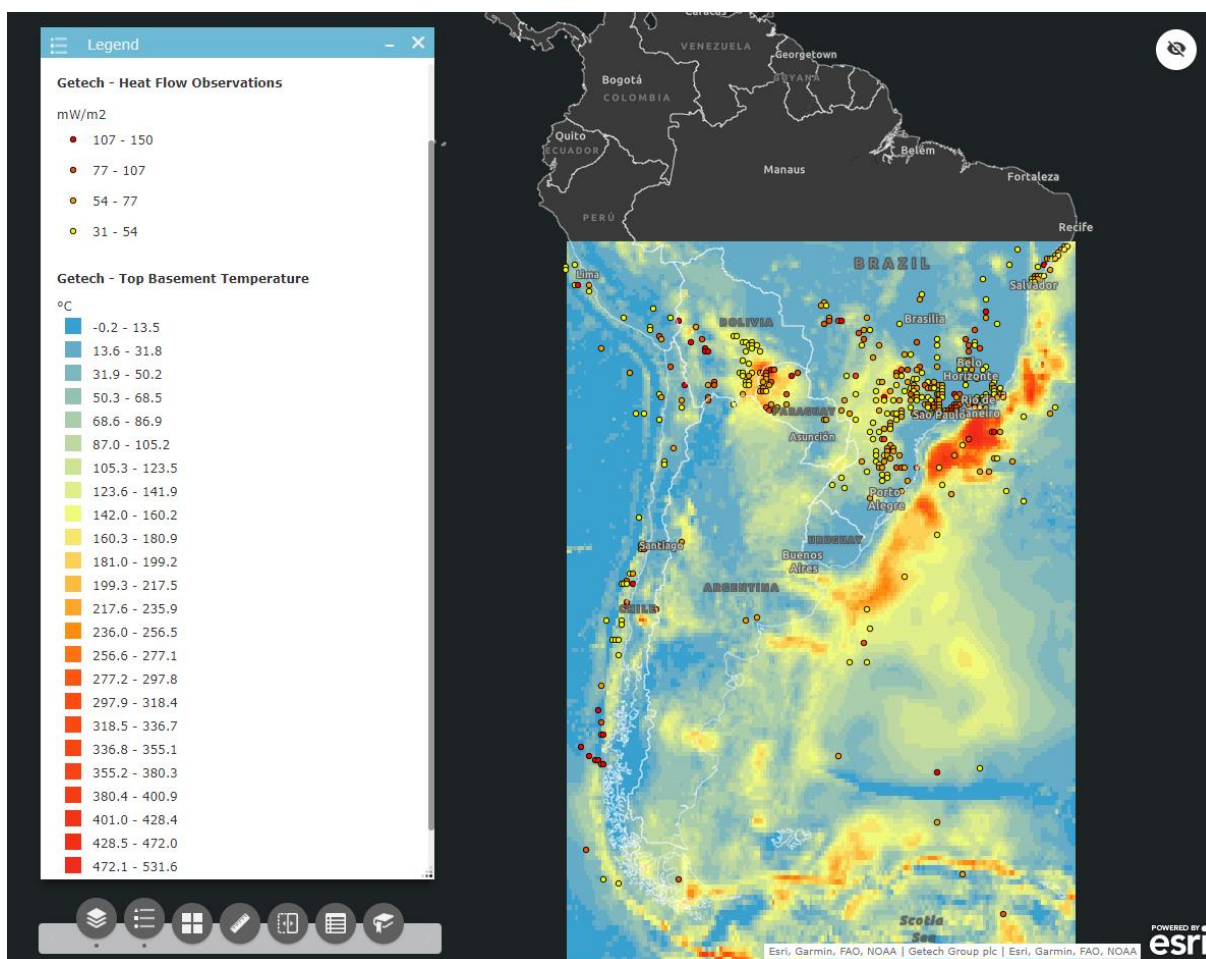


Abbildung 13 – Abgeschätzte Temperatur am Kopf des Grundgebirges, mit Wärmeflussmessungen.  
 Quelle: Getech Globe™ Thermal Mapping

Kombiniert mit einer Karte der Sedimentmächtigkeit (Abbildung 14) können wir beispielsweise thermische Gradienten in Sedimentbecken berechnen (Abbildung 15). Die regionalen Abschätzungen der Temperatur mit Tiefe sind grobe Annäherungen, da die für die 1D-Modellierung des konduktiven Wärmeflusses erforderlichen Annahmen im Untersuchungsgebiet häufig verletzt werden. Die Karte der Sedimentgradienten innerhalb von Sedimentbecken ist jedoch geeignet, um schnell ein Becken mit einem anderen oder verschiedene Teile eines einzelnen Beckens miteinander zu vergleichen, um die weitere Analyse zu priorisieren.

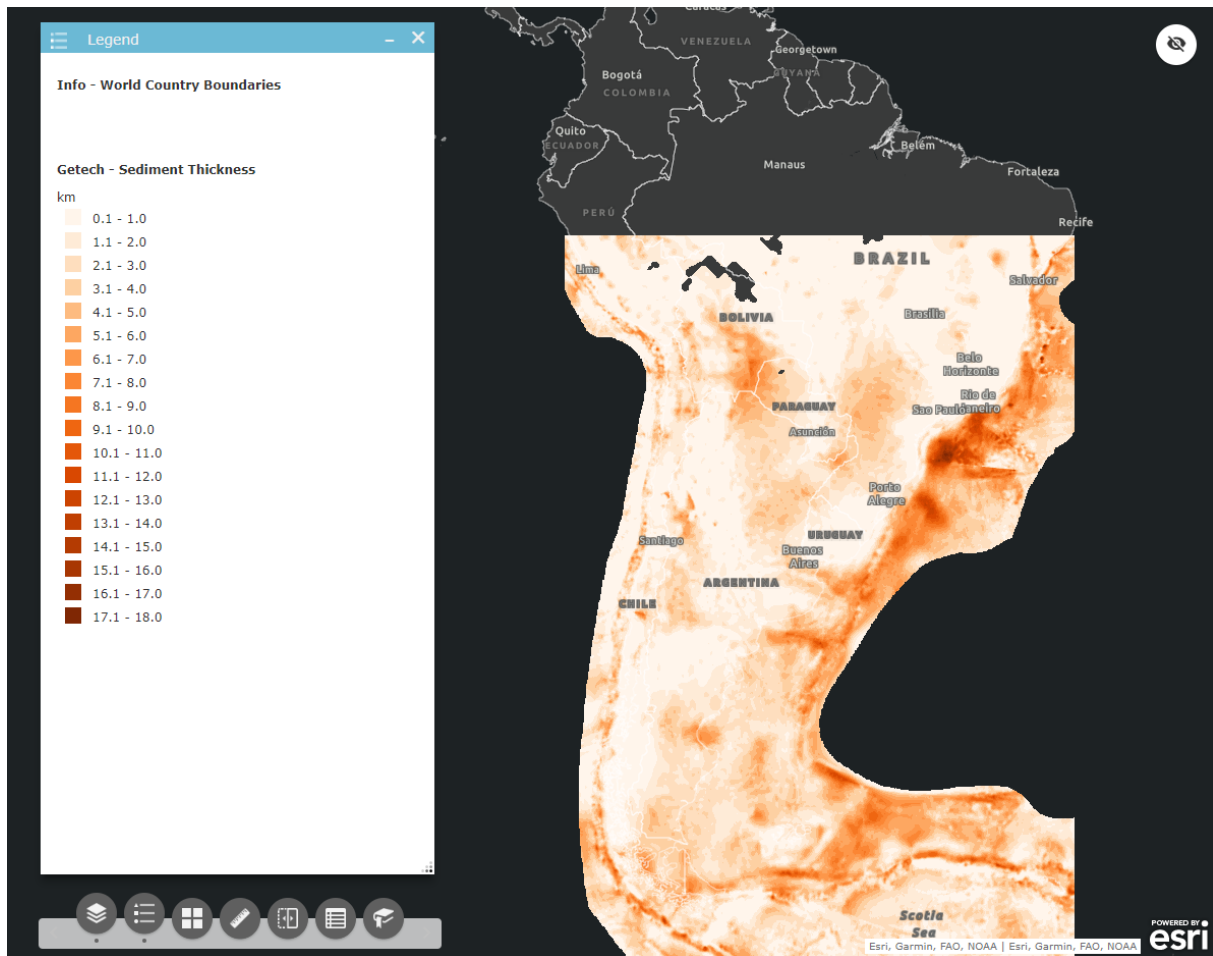


Abbildung 14 – Mächtigkeit der Sedimentärdeckschichten (km),  
Quelle: Getech Globe™

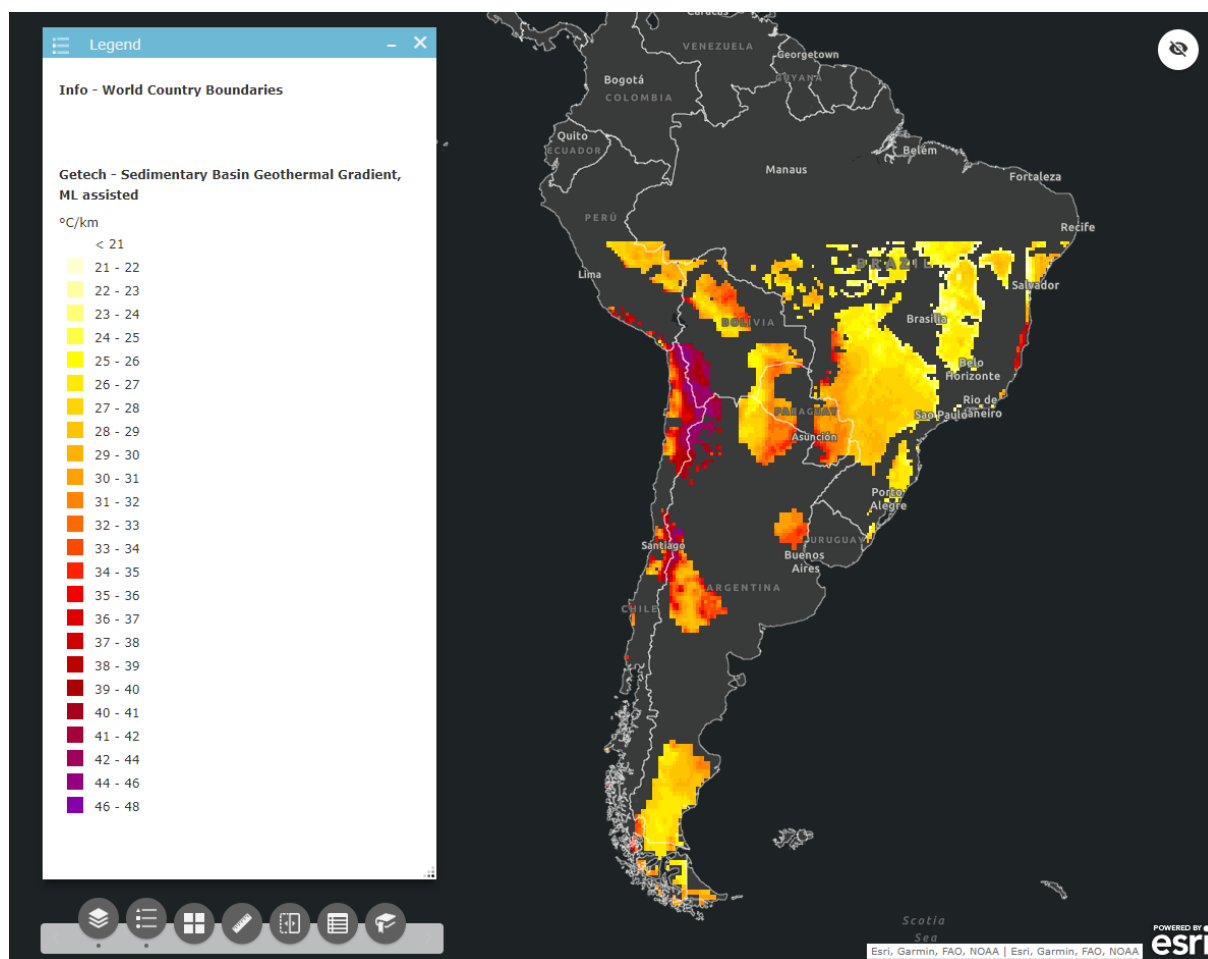


Abbildung 15 – Temperatursteigerung im Sedimentärbecken (°C/km),  
Quelle: Getech HeatSeeker™

Wenn wir uns auf einen bestimmten Bereich konzentrieren, können wir die Analyse verfeinern, um die mit der 1D-Leitfähigkeitsmodellierung verbundenen Einschränkungen zu überwinden, indem wir Informationen zur Wärmeadvektion aus zusätzlichen Beobachtungen wie dem Auftreten heißer Quellen und zusätzlichen Analysen wie dem Spannungszustand von Verwerfungen hinzufügen. Wir können die Wahrscheinlichkeit abschätzen, dass geophysikalisch identifizierte Verwerfungen für einen Flüssigkeitsdurchgang offen sind (Abbildung 16), indem wir ihre Ausrichtung mit dem regionalen Spannungsfeld vergleichen, das von der World Stress Map (Heidbach et al. 2016) dokumentiert wird. Die zusätzlichen einschränkenden Informationen können in einem maschinellen Random-Forest-Lernprozess (Brieman et al. 2001, Kuhn et al. 2018, Bergen et al. 2019) verwendet werden, um eine detailliertere und potenziell genauere Wärmestromschätzung zu erstellen (Abbildung 17). Die Aussagekraft der Schätzung lässt sich anhand der Tatsache beurteilen, dass geplante Geothermieprojekte mit den Gebieten mit dem höchsten geschätzten Wärmefluss übereinstimmen.

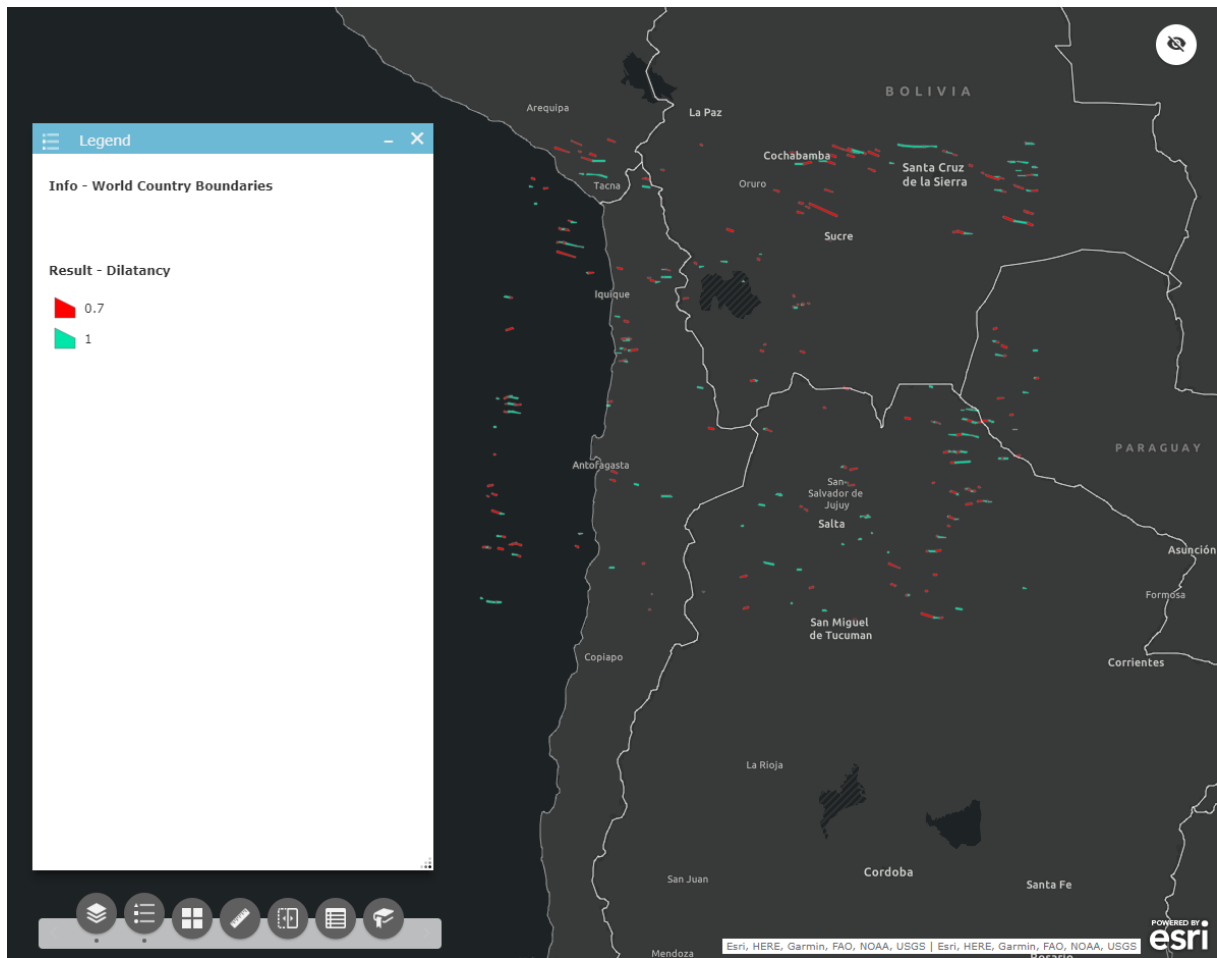


Abbildung 16 – Wahrscheinlichkeit daß Tektonischestörungen offen stehen und geothermische Flüssigkeiten durchlassen: Rot = 70%, Grün = 100%,  
Quelle: *Getech HeatSeeker™*

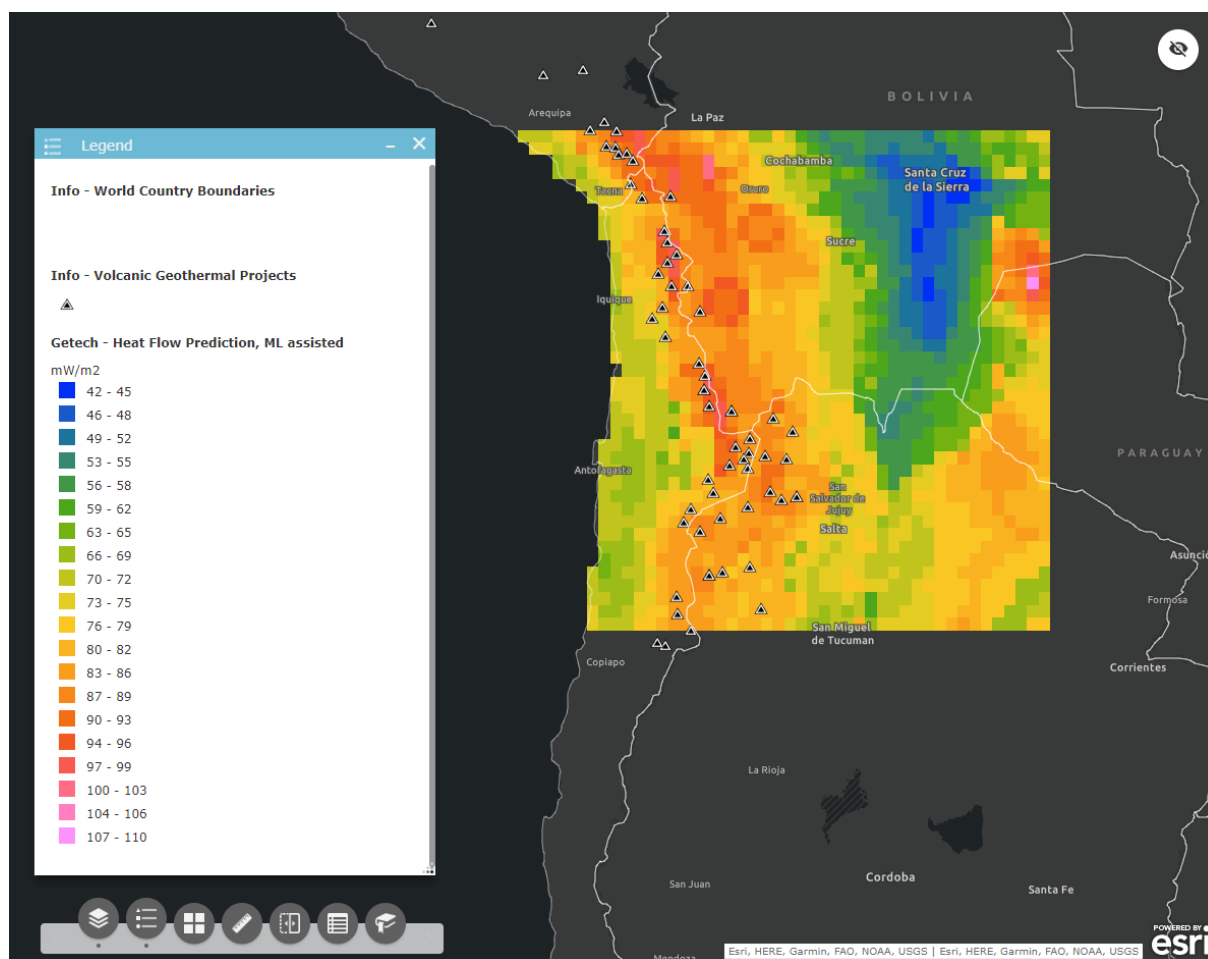


Abbildung 17 – Eingeschätzte Wärmefluss ( $\text{mW/m}^2$ ) an der Erdoberfläche im Vergleich zu geplanten Geothermieprojekten  
 Quelle: Getech HeatSeeker™

Die verschiedenen Günstigkeitskartierungsschichten können nach den Methoden von Bonham-Carter (1994) und Trumpy *et al.* (2015) kombiniert werden, um sehr spezifische Fragen zu den am besten geeigneten Standorten für bestimmte Arten von Geothermieprojekten zu beantworten. Beispielsweise können wir die Intensität des Oberflächenwärmeflusses (Abbildung 17) mit der Nähe zu historischen Bergbaubetrieben (Abbildung 18) und der Entfernung von bestehender Hochspannungsleitung (Abbildung 19) kombinieren, um Bereiche hervorzuheben, die durch Geothermie gedeckt werden können, aber durch Netzstrom nicht (Abbildung 20).

Ein solcher Ansatz kann von Regierungseinheiten oder internationalen Entwicklungsagenturen verwendet werden, um Zuschussanträge zu prüfen, von Banken oder anderen Investoren, um Kredite oder Direktinvestitionen zu zielen, von Geothermie-Entwicklern und von Unternehmen oder Industrieverbänden, die die Energieversorgung diversifizieren und dekarbonisieren wollen.

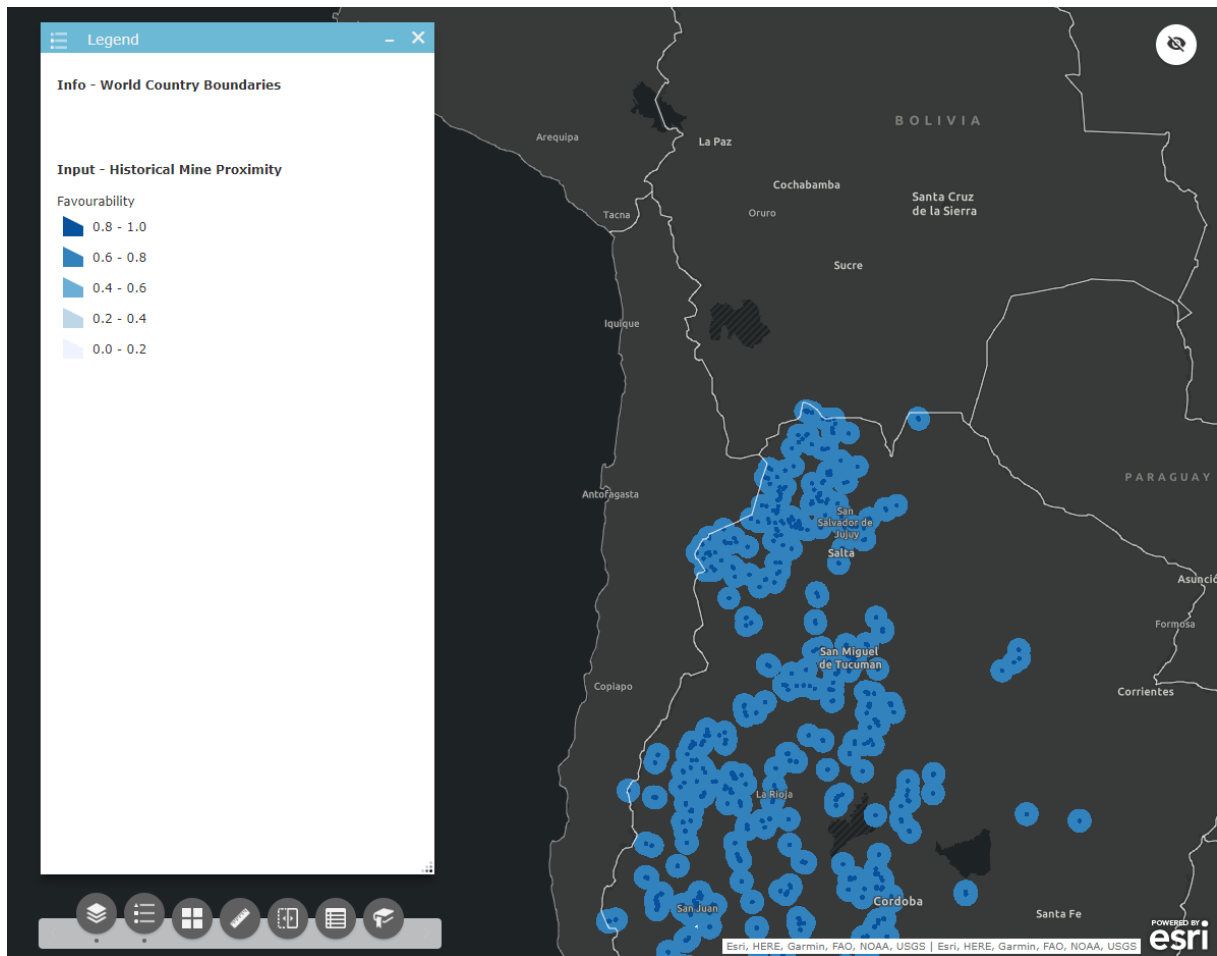


Abbildung 18 – Die Nähe zu historischen Bergbaugebiete  
Quelle: Getech HeatSeeker™



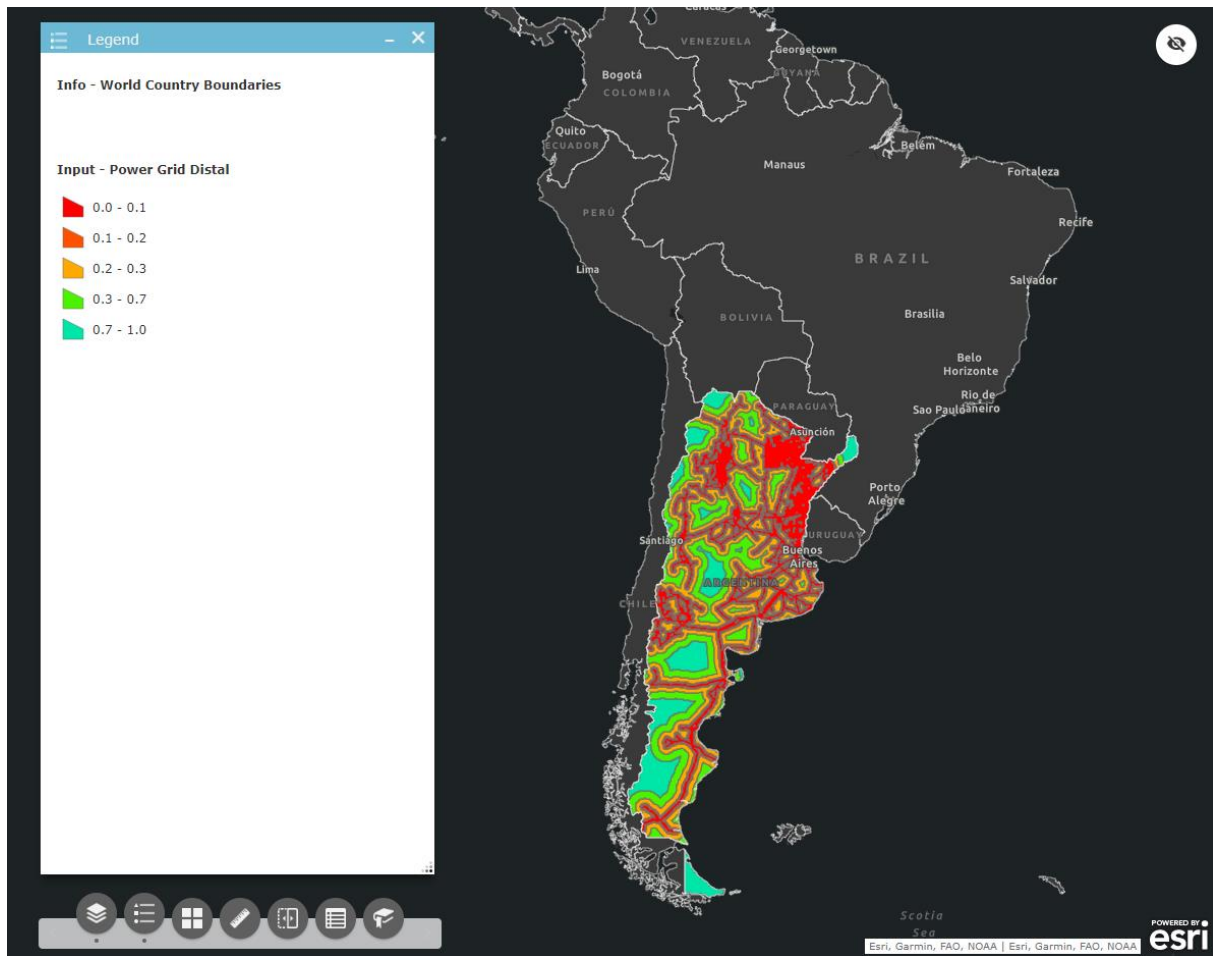


Abbildung 19 – Günstigkeitskartierung Nähe an Hochspannungsleitung von weitester Entfernung = Geothermie bevorzugtes Gebiet (1, Grün) bis kleinste Entfernung = Geothermie gemiedenes Gebiet (0, Rot)

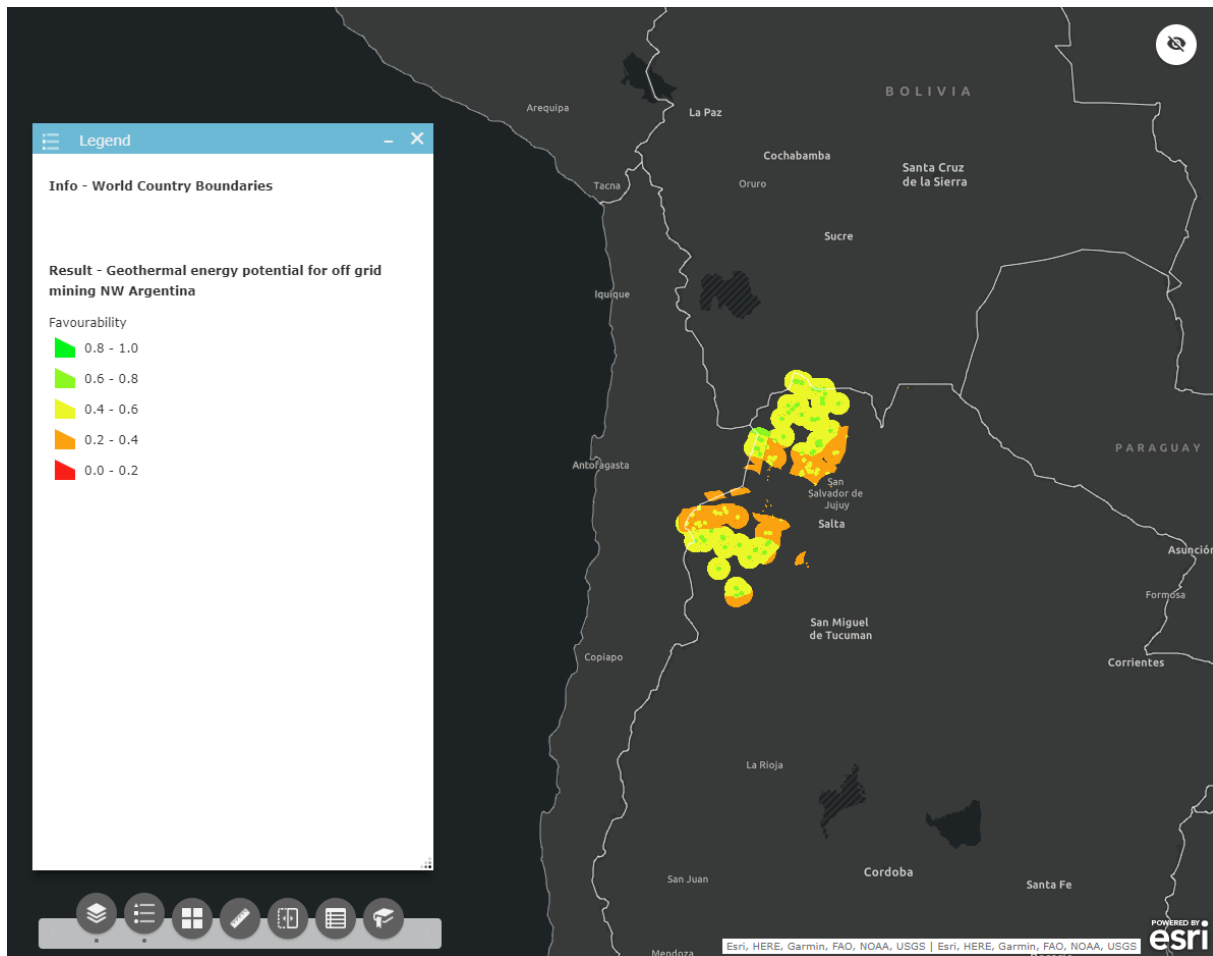


Abbildung 20 – Gesamtgünstigkeitskartierung Geothermie für Bergbau von starkst bevorzugtes Gebiet (1, Grün) bis starkst benachteiligt Gebiet (0, Rot)

## Literaturverzeichnis

Bergen KJ, Johnson PA, Van de Hoop M, Beroza GC, Science v363 p6433 [2019]

Bonham-Carter GF Computer Methods in the Geosciences v13 p398 [1994]

Brieman L, Machine Learning v45 p5 [2001]

Cheyney S, Campbell S, Somerton I, GeoExPro v12 n5 p 32 [2015]

Flanagan G, Bain JE, First Break v31 p41 [2013]

Kuhn S, Cracknell MJ, Reading AM Geophysics v83 pB183 [2018]

Heidback O, Rajabi M, Cui X, Fuchs K, Müller B, Reinecker J, Reiter K, Tingay M, Wenzel F, Xie F, Ziegler MO, Zoback ML, Zoback MD, Tectonophysics v744 p484 [2016]

Hokstad K, Tašárová ZA, Clark SA, Kyrkjebø, R, Duffaut K, Fichler C, Wiik T, Norwegian Journal of Geology v97 p241 [2017]

Moeck IS, Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 37, p. 867 [2014].

Salem A, Green C, Ravat D, Singh KH, East P, Fairhead JD, Mogren S, Biegert E, Tectonophysics v624–625 p75 [2014a]

Salem A, Blakely R, Green C, Fairhead D, Ravat D, Interpretation, v2 n4 p SJ1 [2014b]

Tanaka A, Okubo Y, Matsubayashi O, Tectonophysics v306 p461 [1999]

Trumpy E, Donato A, Gianelli G, Gola G, Minissale A, Montanari D, Santilano A, Manzella A, Geothermics v56 p1 [2015]

## Multilateral Applications on Geothermal Wells

Tiziano, D., Meyer, K.  
Weatherford Oil Tool GmbH, Langenhagen, Germany

### Abstract

Multi-lateral (MLT) wells have been increasingly used in recent years by different industries including oil and gas, water production and geothermal wells.

Drilling costs, induced seismicity, scaling and corrosion, emissions, and assessment of the inherent uncertainty associated with the reservoir properties for long-term sustainable provision of thermal energy are the major challenges of geothermal systems.

MLT systems provide operators with a low-cost and reliable solution for new/increased production rates while allowing savings up to 80% of top-down drilling costs, reduced equipment, and service requirements (wellheads, casings, cement, drilling fluids, waste management), reduced surface footprint (roads, well pads, pipelines) especially on environmentally sensitive areas, therefore reducing total emissions.

The following proposed system has the advantage of being a simple and economical MLT system using existing equipment to be installed either in OH or CH that allow producing from both drilled sections.

**MillThru system** created a Level 4 junction that provided full access to the lateral and the main bore.

**Cased-hole Level 2 SRS system** enabled production to flow from a new well, while preserving access to the original, nonproductive vertical wellbore.

**Open Hole SRS system** Cost effective method for Open Hole MLT applications; multiple laterals can be created from one datum point.

## **Kalibrierung des thermodynamischen Berechnungsmodells von Erdgaskavernen**

Kruck, O., Klocke, S., Stille, A.

SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Gas Storage Optimisation & Services (GSOS), Giesen OT Emmerke

### **Abstract**

Das thermodynamische Simulationsprogramm CavBase GasStorage (CBGS) entstand Mitte der neunziger Jahre und ist bis heute modular weiterentwickelt worden. Es wurde bisher an 17 Gasspeichern lokal installiert und wird aktuell von einer Reihe der größten deutschen Speicherbetreiber genutzt, die damit regelmäßig Simulationen für über 130 Erdgasspeicherkavernen durchführen.

Nach dem initialen Aufsetzen des Berechnungsmodells ist eine regelmäßige Kalibrierung erforderlich, um dauerhaft exakte Berechnungsergebnisse zu erhalten. Da die Berechnung der Gasinhalte wesentlich von den thermodynamischen Zustandsgrößen Druck, Temperatur und (spezifischem) Volumen abhängt, ist eine Kalibrierung immer dann sinnvoll, wenn diese Größen zum gleichen Zeitpunkt bestimmt werden. Das ist regelmäßig bei einer Hohlraumvermessung der Fall. Anhand der o.g. Zustandsgrößen sowie der Betriebsdaten (Druck und Temperaturen am Kopf sowie Gasraten), werden im Zuge der Kalibrierung einige wenige Berechnungsparameter angepasst. Dies sind hauptsächlich Parameter zur Berechnung der Konvergenz sowie des Wärmeüberganges.

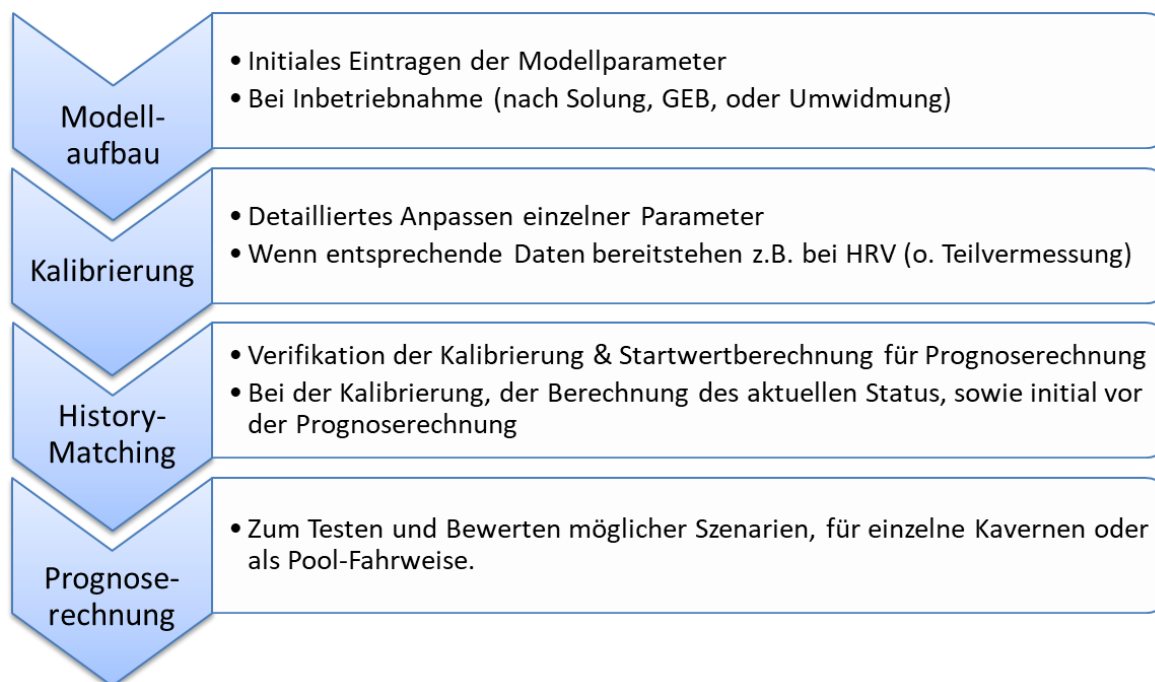
Neben dem skizzierten methodischen Vorgehen zur Kalibrierung der Modelle, werden die aktuellen technischen bzw. organisatorischen Herausforderungen diskutiert. CavBase GasStorage ist bisher stets lokal installiert und direkt mit dem SCADA-System verknüpft, mit dem die zentrale Datenerfassung und Steuerung des Speichers erfolgt. So gelangen die aktuellen Messdaten in eine Datenbank, auf die CavBase GasStorage bei einer Simulation zurückgreift. Dies erschwert die Kalibrierung, inklusive der Wartungsarbeiten, da direkt auf die gesicherte Umgebung zugegriffen wird, aus der heraus der Speicher gesteuert wird.

SOCON hat deshalb ein neues Konzept der Kavernenspeicherbetreuung entwickelt, mit dem die Probleme beim Datenzugriff umgangen werden und den aktuellen Entwicklungen der Digitalisierung (erhöhte Datenraten, steigende Sicherheitsanforderungen, gewünschter flexibler Zugriff aus dem Homeoffice) Rechnung getragen wird.

### **Einleitung**

Ein stets verfügbares und präzises Simulationsprogramm stellt eine Grundlage für den effektiven Betrieb eines Kavernenspeichers dar, denn es ermöglicht dem Betreiber die Auswirkungen verschiedener Speicheroperationen zu untersuchen und zu bewerten. Somit können beispielsweise die Auswirkungen von hohen Raten auf das verfügbare Arbeitsgas oder längerer Niederdruckphasen auf die Konvergenz, quantifiziert werden. Das Simulationsmodell muss dazu diejenigen Prozesse ausreichend genau abbilden können, die den Betrieb maßgeblich beeinflussen und Berechnungsergebnisse derart performant liefern, dass verschiedene Prognosen sich schnell mit einander vergleichen lassen. Zusätzlich zur Berechnungsgenauigkeit, wird eine hohe Verfügbarkeit des Programms benötigt, um auch kurzfristige Optionen wahrnehmen zu können. Hierfür ist die automatische Anbindung an die Betriebsdaten des Speichers relevant. Im Folgenden geht es daher weniger um die Details der thermodynamischen Prozesse und der eingesetzten Berechnungsformeln, als um die Parameter, die die Modellqualität und damit die Vorhersagegenauigkeit bestimmen und das Handling der Betriebsdaten.

Die Modellparameter spiegeln die spezifischen Eigenschaften der Kavernen wider und müssen zum Teil regelmäßig an das Betriebsverhalten der Kaverne angepasst, also kalibriert werden. Der Weg von der ersten Modellerstellung bis zur routinierten Prognoseberechnung, kann entsprechend der Abbildung 1 in vier Abschnitte unterteilt werden.



**Abbildung 1: Abfolge bei der Modellerstellung bzw. zur Vorbereitung einer Prognoseberechnung**

Der genaue Ablauf dieses Prozesses wird im folgenden Abschnitt beschrieben, bevor im nachfolgenden Abschnitt auf die Verarbeitung der Betriebsdaten eingegangen wird.

### Vom Modellaufbau zur Prognoseberechnung

Der **Modellaufbau** erfolgt zum großen Teil auf Basis der üblicherweise bereits vorliegenden Dokumente, wie geologischen Untersuchungen, Bohrlochbildern, gebirgsmechanischen Gutachten etc. Andere Modellparameter lassen sich erst aus dem längerfristigen Betrieb der Kavernen ableiten. Die Parameter sollten die in Abbildung 2 dargestellten Prozesse berücksichtigen und hinreichend genau abbilden.

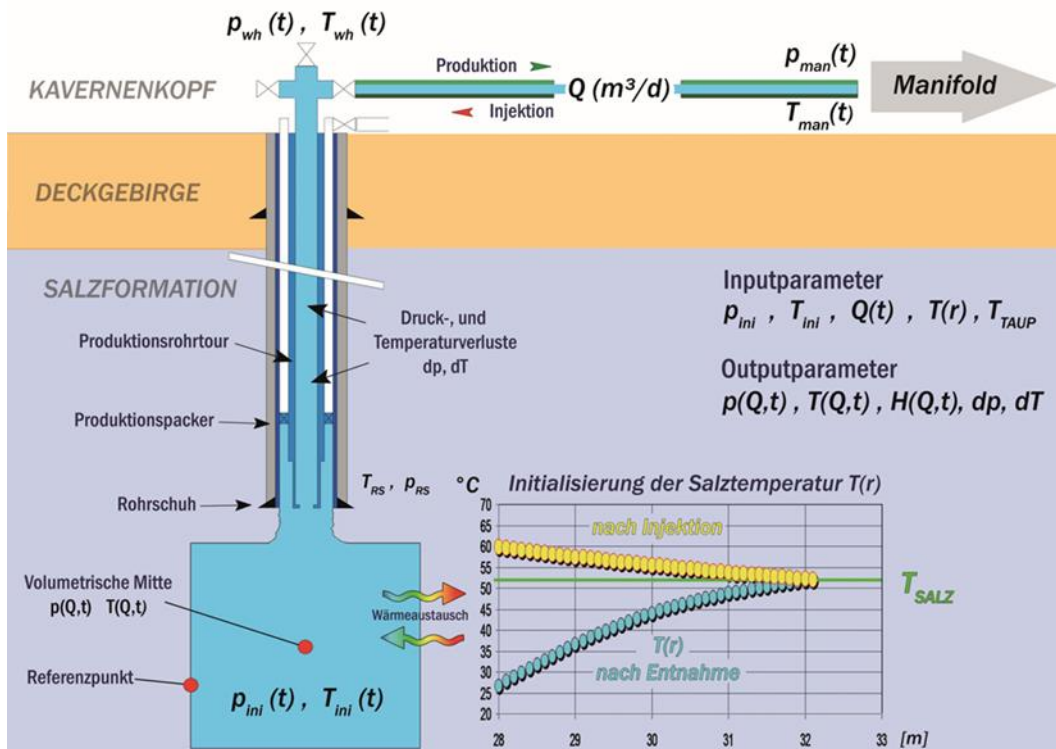


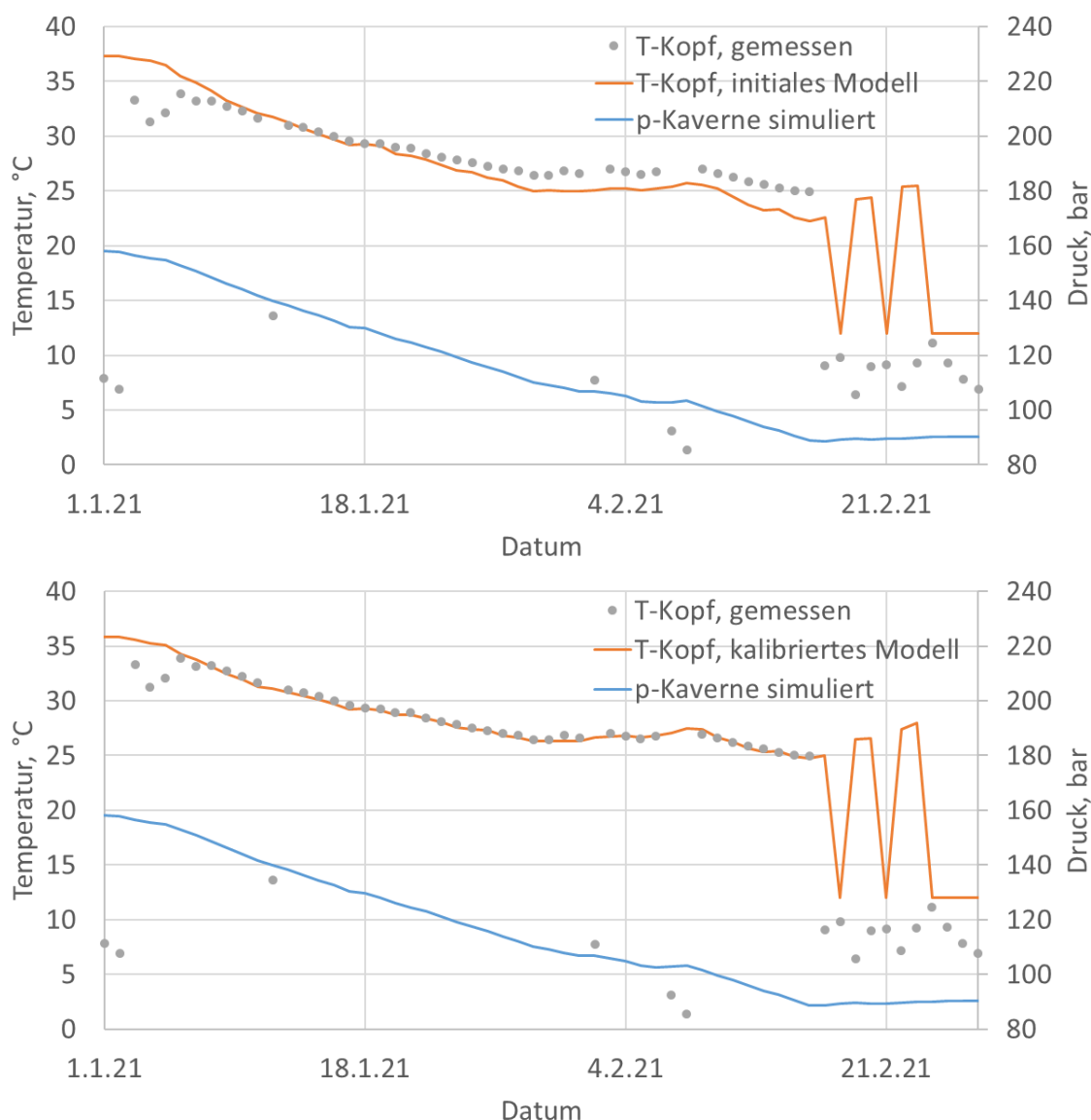
Abbildung 2: Berechnungsmodell CavBase GasStorage

Zur **Kalibrierung** des Modells wird der jüngere historische Betriebszeitraum untersucht. Mit dem Berechnungsmodell wird der Betrieb nachgefahren und die gemessenen Daten werden mit den berechneten Daten verglichen. Durch das gezielte Variieren einzelner Modellparameter wird versucht mit dem Modell eine möglichst exakte Entsprechung des Betriebsverhaltens zu erreichen.

Eine zweite Hohlräumvermessung sowie die in der Kaverne gemessenen Zustandsgrößen Druck und Temperatur definieren wichtige Bezugspunkte, bei der Anpassung des Modells. Um hochqualitative Informationen zu erhalten, sollte die Kaverne bereits einige Tage vor der Vermessung aus dem Betrieb genommen werden.

Abgesehen von diesen Vermessungen leidet der Modellabgleich generell an der geringen Verfügbarkeit von Informationen aus der Kaverne. Um diesbezügliche Informationen zur Kalibrierung zu nutzen, werden Betriebsphasen ausgewählt, bei denen. So kann z.B. eine längere Ausspeicherung einen guten Einblick auf das vorherrschende Temperaturverhalten ermöglichen.

Eine beispielhafte und vereinfachte Modellanpassung ist in den beiden Grafiken von Abbildung 3 zu sehen. Anhand des gemessenen Kavernendruckes (blaue Linie) wird deutlich, dass in dem betrachteten Zeitraum zunächst eine Auslagerung und damit eine Druckabsenkung von ca. 160 auf 90 bar erfolgt, an die sich eine Stillstandsphase anschließt. Die gemessene Kopftemperatur (graue Punkte) zeigt für die Auslagerungsphase eine deutlich abnehmende Tendenz. In der Stillstandsphase sowie den Auslagerungsunterbrechungen sind die Messwerte nicht aussagekräftig. Der Vergleich der simulierten Kopftemperatur zu den Messwerten zeigt für das nicht optimierte Modell (obere Grafik) eine zu deutliche Temperaturabnahme sowie eine zu niedrige Ausgangstemperatur. Die Ursachen sind ein zu geringer Wärmeeintrag in die Kaverne, der in diesem Fall durch eine Vergrößerung der Oberflächenkontur korrigiert wird sowie eine zu niedrige Salztemperatur, die ebenfalls angepasst wird. Die Ergebnisse des angepassten Modells sind im unteren Teil von Abbildung 3 dargestellt.



**Abbildung 3: Ausschnitt eines exemplarischen Speicherbetriebes zur Verdeutlichung der Modellkalibrierung anhand der Kopftemperatur beim Ausspeicherung-Prozess, oben: Abweichung durch zu niedrigen Wärmeeintrag und zu niedrige Temperatur, unten: gute Übereinstimmung durch ein kalibriertes Modell**

Anders als in dem dargestellten Beispiel, sind für manche Kavernen nur wenige oder gar keine Hinweise zur Kalibrierung verfügbar. Dies liegt zum einen daran, dass die Temperatur zwar kontinuierlich gemessen wird, aber für den gesamten Tagesverlauf jeweils ein repräsentativer Wert festgelegt werden muss. Dies ist zumeist der Wert um 6 Uhr. Dieser Wert ist aber nur dann tatsächlich aussagekräftig, wenn im relevanten Zeitraum eine dauerhafte Auslagerung erfolgt. Bei einer kurzfristigen Änderung der Auslagerungsrate zu diesem Zeitpunkt können bereits keine aussagekräftigen Informationen mehr abgeleitet werden. Zum anderen sind unserer Beobachtung nach die Temperatursensoren teilweise nicht optimal installiert, da sie kaum oder gar nicht im Gasstrom stehen. Eine fehlende Isolierung im Sensorabschnitt, verschlechtert die Messaufnahme zusätzlich, da die Temperatur von der Umgebungstemperatur beeinflusst wird.

Die Kalibrierung des Konvergenzmodells bezieht sich möglichst auf die letzte sowie die vorletzte Holraumvermessung, da nur sie einen verlässlichen Anhaltspunkt liefern. Soll jedoch



eine neu erstellte Kaverne modelliert werden, so sind auch hier Abschätzungen anhand von Erfahrungswerten gut vergleichbarer Kavernen oder Versuchsergebnisse von gebirgsmechanischen Testen heranzuziehen.

Im Fall von nicht vorhandenen (oder unvollständigen) Betriebsdaten, ist die Kalibrierung gar nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich. Die Modellqualität und damit die Berechnungsgenauigkeit leidet in einem solchen Fall. Neben den oben genannten Beispielen, ist dies auch nach einer Gaserstbefüllung, evtl. mit vorausgegangener Solphase der Fall. Um dennoch ein gut nutzbares Modell zu erstellen, bleibt nur der Rückgriff auf Erfahrungswerte von ähnlichen Kavernen.

Als **History-Matching** wird hier das reine Nachfahren der historischen Betriebsdaten aufgefasst, womit aus dem Volumenströmen und dem Kavernenmodell der Speicherzustand berechnet wird. Es erfolgt üblicherweise aus zweierlei Gründen: Entweder zum Abgleich mit den historischen Daten im Rahmen der oben beschriebenen Kalibrierung oder als Vorbereitung zur Prognoseberechnung.

Das zuletzt genannte History-Matching ist erforderlich, um aus dem zuletzt definierten Zustand der Kavernen, unter Nutzung der Simulation sowie der Betriebsdaten, den aktuellen Kavernenzustand zum Start der Prognoseberechnung zu berechnen. In diesem Fall dient es also dazu, die aktuelle Temperatur in der Kaverne und den Temperaturverlauf im Salz ebenso zu bestimmen, wie den Gasdruck und das Kavernenvolumen.

Für eine leichtere Bedienung und um jederzeit eine aussagekräftige Prognose rechnen zu können sollte stets der aktuelle Status des Betriebes abgebildet sein. Daher wird CavBase GasStorage fortlaufend mit dem Betriebsleitsystem synchronisiert, d.h. die täglich gemessenen Betriebsdaten werden in die Datenbank von CavBase GasStorage überführt und der Status wird durch das History-Matching bestimmt.

Eine **Prognoseberechnung** zur Nominierungs-Überprüfung sollte mit dem aktuellen Datum starten. Im Vorlauf der Prognose erfolgt daher gegebenenfalls ein History-Match, um aus dem historischen Betrieb auf den aktuellen Speicherzustand zu schließen. Alternativ kann der Zustand zum Beginn der Prognoseberechnung manuell vorgegeben werden. Dies ist z.B. dann erforderlich, wenn eine Berechnung im Zuge der Auslegung eines zukünftigen Speichers benötigt wird. In einem solchen Fall müssen im Wesentlichen die Parameter zu den Temperaturen im Salz und in der Kaverne abgeschätzt werden.

Für die Prognoseberechnung ist der zu untersuchende Speicherbetrieb durch die Raten und Zeiträume vorzugeben. Diese Vorgabe kann sowohl für einzelne Kavernen als auch für einen Pool erfolgen.

### **Nutzung und Einbindung der Betriebsdaten**

Die oben angesprochenen notwendigen Volumenströme zur Berechnung des History-Matching sind in der Praxis oftmals nicht verlässlich bzw. verfügbar. Tatsächlich erfolgt eine exakte (kalibrierte) Messung zumeist nur für einen Pool aus Kavernen, wobei sich auch hier Abweichungen über die lange Betriebszeit kumulieren und somit zu einem immer größeren Fehler führen. Zur Korrektur der verschiedenen Fehler müssen die Daten regelmäßig und aufwändig nachgepflegt werden. Dies steht jedoch dem Wunsch der Betreiber entgegen, stets ein möglichst aussagekräftiges Modell einsetzen zu können.

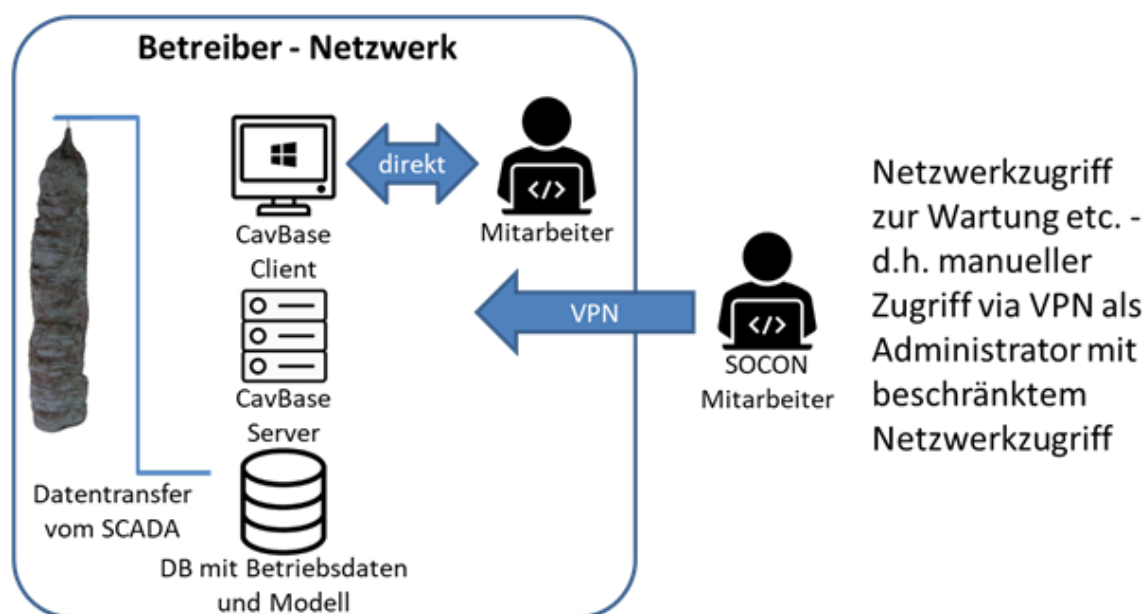
Daher wurde für CavBase GasStorage bereits sehr früh der Ansatz entwickelt, den Betrieb alternativ über den gemessenen Kopfdruck zu verfolgen. Bei dieser Option bestimmt man anfänglich den Massestrom pro Zeitschritt so, dass berechneter und gemessener Kopfdruck möglichst gut übereinstimmen. Eine entsprechende Routine prüft zusätzlich für jeden Zeitschritt, ob der Druck sich als Resultat des historischen Betriebes auch ohne Ein- oder Auslagerung, also nur als Folge der Wärmeübertragung in der Kaverne ergeben haben kann. Ist das nicht der Fall, so wird der erforderliche Massen- bzw. Volumenstrom bestimmt. Erst

danach wird die Historie mit den resultierenden Raten bis zu dem zuletzt gespeicherten Datensatz gerechnet.

Dieses alternative Vorgehen stellt einen sehr robusten Ansatz dar, mit dem die genannten Probleme bei der Volumenmessung umgangen und die Daten der deutlich robusteren Kopfdruckmessung herangezogen werden. Gleichzeitig kann damit auf den teuren und wartungsintensiven Betrieb von Durchflussmessungen an den Einzelkavernen verzichtet werden.

Vergleiche mit gemessenen Volumenströmen haben gezeigt, dass mit diesem Vorgehen für einzelne Tage und insbesondere für längere Zeiträume eine sehr hohe Übereinstimmung erreicht wird. Für einen der SOCON Kunden wird dauerhaft und automatisiert ein Vergleich zwischen den berechneten und gemessenen Gasraten bestimmt, um stets einen Anhaltswert für die Qualität des Modells bzw. die Abweichungen der Volumenstrommessung zu haben.

Die obigen Ausführungen zeigen, dass eine direkte Anbindung des Berechnungsprogramms an die Daten des Speichers erforderlich ist, um eine hohe Verfügbarkeit und somit einen reibungslosen und präzisen Berechnungsablauf zu erreichen. Daher wurde das Programm in der Vergangenheit auf einem Rechner des Betreibers mit einer direkten Anbindung an die Speichersteuerung (SCADA) installiert, siehe Abbildung 4.



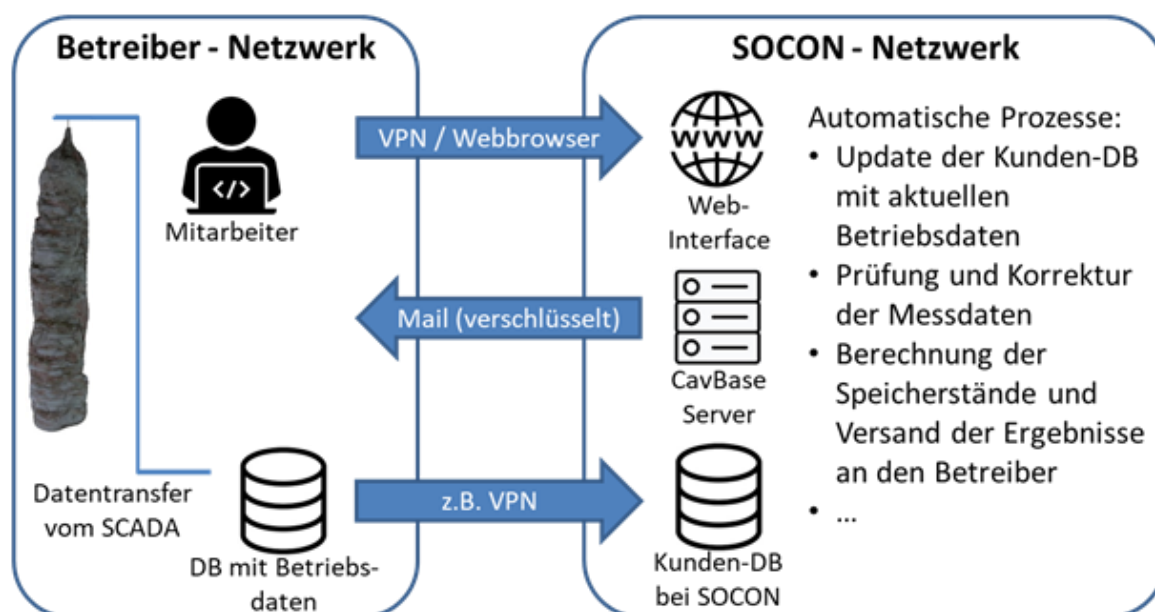
**Abbildung 4: Bisherige Einbindung der Simulationsprogramms CavBase-GasStorage als Installation auf einem lokalen Rechner in dem geschützten Netzwerk des Betreibers**

Mit der bisherigen Konfiguration können Mitarbeiter des Speicherbetreibers einfach auf das Programm zugreifen, wenn sie sich direkt am Speicher befinden. Der Zugriff für sie und die SOCON-Mitarbeiter von einem anderen Standort aus wird jedoch erschwert da er nur über eine gesicherte Verbindung (VPN-Verbindung) erfolgen kann. Dies entspricht der Zugriffsart, mit der die Wartung und Pflege der Software (incl. Der Modell- und Betriebsdaten) vorgenommen wird.

Die in jüngster Zeit steigenden IT-Sicherheitsanforderungen gewährleisten die Sicherheit des Zugriffs, gehen jedoch mit einem zunehmend aufwändigeren Einwahlverfahren einher, da der Netzwerkzugriff durch mehrstufige Verbindungen erfolgt und auch die Authentifizierung komplizierter wird. Dies steht dem Wunsch nach einem flexibleren und intensiveren Einsatz des Programms entgegen und trifft sowohl den Anwender als auch den Dienstleister.

Anstatt nun regelmäßig als Administrator von außen auf den CBGS-Rechner in der

geschützten Umgebung des Speichers zuzugreifen, womit generell ein erhöhtes Risiko für die Datensicherheit einhergeht (kleinste Fehler können das laufende System beeinträchtigen), wurde CavBase GasStorage nun als Cloud-Service konzipiert. In dem geschützten Betreibernetzwerk ist dann nur noch ein automatisierter Transfer der Betriebsdaten (tägliche Werte von Kopfdruck, Kopftemperatur, Gasraten) auf den dedizierten Kundenserver im SOCON-Netzwerk erforderlich, siehe Abbildung 5.



**Abbildung 5: Einbindung des Simulationsprogramms CavBase GasStorage als webbasierter Service (Cloud-Service)**

Die eigentliche Datenbasis des Modells sowie die Betriebsdaten liegen dann auf einem Server innerhalb des SOCON-Netzwerks. Auch dieses Netzwerk unterliegt zwar strikten Sicherheitsanforderungen, die verschiedenen Zugriffe lassen sich aber sicherer und flexibler gestalten. So erfolgen die Arbeiten der SOCON-Mitarbeiter, für die Administratorrechte erforderlich sind, im eigenen Netzwerk oder direkt an der dann für sie lokalen Hardware. Die Zugriffe der Betreiber zum regulären Nutzen des Programms erfordern dagegen keine höheren Zugriffsrechte und sind insofern besser abzusichern.

In der Cloud-Version von CavBase GasStorage wird der weiter oben beschriebene Ablauf des automatisierten History-Matching um weitere automatische Berechnungen ergänzt. Dies umfasst dann den morgendlichen automatischen Abgleich der Betriebsdaten, die Berechnung der Gasraten sowie die Berechnung des aktuellen Zustandes (History-Match). Gleichzeitig werden die Betriebsdaten auf Plausibilität geprüft und ein Statusbericht für die betreffenden Speicher wird erstellt und an den Betreiber gesandt. Ebenfalls wird ein Bericht über möglicherweise vorliegende Störungen generiert und an den Betreiber übermittelt, sodass sie zeitnah behoben werden können.

Der reguläre Zugriff auf das Programm durch die Mitarbeiter des Speicherbetreibers erfolgt nun anhand einer Weboberfläche und erfolgt durch den Browser. Eine vorab aufgebaute VPN-Verbindung gewährleistet die Sicherheit beim Zugriff und stellt die Grundlage des HTTPS-Zugriffs dar.

Für den CavBase GasStorage Anwender ergeben sich nennenswerte Vorteile, da er sowohl aus dem Büro als auch vom Homeoffice aus Simulationen durchführen kann.

Gleichzeitig können Ergänzungen oder Modifikationen des Programms durch die Mitarbeiter der Firma SOCON einfacherer und sicherer realisiert werden. Dies sehen wird insbesondere vor dem Hintergrund der sich aktuell abzeichnenden Veränderungen auf dem

Gasspeichermarkt als sinnvoll angesehen.

SOCON prüft aktuell, mit welchen Möglichkeiten die Betreiber für die Anforderungen unterstützt werden können, die sich aus dem zukünftig wohl stärker wechselnden Gaszusammensetzungen (Wasserstoffzumischung, vermehrte Nutzung von LNG), den neuen regulatorischen Vorgaben (Anfahren und Dokumentieren von Mindestspeichermengen) oder dem Handling der Zertifikate für erneuerbares und CO<sub>2</sub>-armes Gas ergeben.

## **FAZIT**

Ein genaues und stets verfügbares Simulationsprogramm ist notwendig, um den Betrieb eines Kavernenspeichers effizient auszuführen und auch kurzfristige Geschäftsoptionen nutzen zu können. Neben einem guten Berechnungsmodell, ist die regelmäßige Kalibrierung des Modells für die Berechnungsgenauigkeit verantwortlich, während eine stetige Datenanbindung für die Verfügbarkeit des Programms relevant ist

Zur möglichst exakten Kalibrierung sind gute Rahmenbedingungen bei der Hohlraumvermessung sowie eine aussagefähige Messtechnik am Kavernenkopf notwendig, wobei zum Teil die Qualität der Temperaturmessung verbessert werden sollte.

Die für CavBase GasStorage bereits seit vielen Jahren erreichte automatisierte Anbindung des Programms an die Betriebsdaten ermöglicht es, stets auf dem aktuellen Betriebsstand zu bleiben. Die bisherige lokale Installation führt zusammen mit den zunehmend steigenden Sicherheitsanforderungen jedoch zu Limitierungen bzw. einem erhöhten Aufwand bei Wartung und Betrieb des Programms. Mit der neuen Cloud-Version des Programms soll dies gelöst und dabei die Datensicherheit noch erhöhen werden. Der Betrieb von CavBase GasStorage auf einem zentralen Server lässt darüber hinaus Anpassungen am Programm einfacher zu. Dies wird es vereinfachen, mögliche zukünftige Entwicklungen am Speichermarkt durch Programmanpassungen zu berücksichtigen.

## **Combined MIT – Nachweis der Gasdichtheit der Bohrung Zuidwending A8A im Rahmen des Demonstrationsprojektes zur Wasserstoffspeicherung**

B. Horváth<sup>1</sup>, R. Haydl<sup>1</sup>, P. Roordink<sup>2</sup>

<sup>1</sup>DEEP.KBB GmbH, <sup>2</sup>N.V. Nederlandse Gasunie

### **Abstract**

Im Zuge der Energiewende arbeitet die N. V. Nederlandse Gasunie (Gasunie) an der ersten großtechnisch angelegten unterirdischen Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen in den Niederlanden. Dazu wird am Standort des Tochterunternehmens EnergyStock aktuell ein Demonstrationsprojekt zur Wasserstoffspeicherung an der Kavernenbohrung Zuidwending A8A durchgeführt, in dem die grundlegenden Systemvoraussetzungen für eine zukünftige sichere Anwendung geprüft werden sollen. Dazu war in der ersten Phase dieses Projektes der Nachweis der Gasdichtheit für die Kavernenbohrung zu erbringen.

Hierfür wurde durch die DEEP.KBB GmbH (DEEP.KBB) ein auf das neuartige Projektvorhaben angepasstes Testkonzept erarbeitet und die weiterführende Realisierung der Testarbeiten des MIT (Mechanical Integrity Test) begleitet. Dabei wurden im Rahmen des Engineerings diverse Aspekte in Bezug auf Messverfahren, Auswertung, Sicherheit und Vergleichbarkeit der Teststufen erörtert. Das abgeleitete Testkonzept für diesen erstmalig in dieser Form in den Niederlanden angewandten „combined MIT“ (coMIT) basiert auf einem Zwei-Stufen-Verfahren, wonach zuerst ein dem Stand der Technik entsprechender Gasdichtheitstest (MIT) mit Stickstoff als Testmedium durchgeführt wird. Nach erfolgreichem Nachweis der Dichtheit mit Stickstoff, erfolgt im Anschluss die zweite Stufe des „coMIT“ mit Wasserstoff als Testmedium.

Um eine gute Vergleichbarkeit der beiden MITs der jeweiligen Teststufe (MIT mit N<sub>2</sub> und MIT mit H<sub>2</sub>) zu erzielen, sind möglichst viele Parameter für die MITs beizubehalten. So wurden beide Teststufen bei maximalem Druck bezogen auf den Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour und mit dem etablierten SoMIT-Testverfahren durchgeführt. Die Auswertung erfolgte nach der in-situ-Bilanz-Methode. Der Testraum schloss in beiden Fällen neben dem Rohrschuhbereich der letzten zementierten Rohrtour auch die gesamte letzte zementierte Rohrtour mit ein. Um möglichst den gleichen volumetrischen Testraum abzudecken, wurde auch bei der Einstellung des jeweiligen Spiegels zwischen Testmedium und Sole unterhalb des letzten zementierten Rohrschuhs auf eine ähnliche Teufenlage geachtet.

Mit der Durchführung des „coMIT“ konnte zunächst die technische Gasdichtheit für den MIT mit Stickstoff erbracht werden. Das heißt, die Testgenauigkeit als auch die theoretische Leckagerate lagen innerhalb des definierten Testkriteriums von  $\pm 50$  l/d in-situ. Weiterhin wurden innerhalb des Testzeitraums keine Auffälligkeiten an den zementierten Ringräumen beobachtet. In der zweiten Teststufe mit Wasserstoff als Testmedium konnten die Erkenntnisse aus der ersten Teststufe bei vergleichbaren Resultaten in Bezug auf die beobachtete Leckagerate bestätigt werden, sodass hieraus auch eine Gasdichtheit gegenüber Wasserstoff abgeleitet werden konnte.

Durch die erfolgreiche Umsetzung des gewählten und beschriebenen Testkonzeptes konnte der Grundstein für die in der Phase 2 des Wasserstoff-Pilotprojektes angedachte und derzeit in Umsetzung befindliche Simulation eines temporären Kavernenspeicherbetriebes mit den relevanten ober- und untertägigen Systemkomponenten in der Bohrung gelegt werden. Des Weiteren konnte ein Meilenstein in Bezug auf die Anwendung von MITs für die großtechnische Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen erfolgreich erbracht werden.

## Einleitung

Im Salzkavernenbau bestehen jahrzehntelange Erfahrungen mit der Durchführung und Auswertung von Dichtheitstests, an Kavernenbohrungen, die sowohl vor Beginn als auch nach Abschluss des Solprozesses vor Aufnahme des Speicherbetriebs erforderlich sind. Insbesondere die Verfahren zum Nachweis der Gasdichtheit einer Kavernenbohrung wurden über die Zeit immer weiterentwickelt und verbessert. Hauptziele dieser Dichtheitsnachweise sind es, eine Gefährdung für Personen, Umwelt und Ausrüstung durch austretendes Gas auszuschließen, einen langfristig sicheren Betrieb zu gewährleisten, sowie den Verlust des eingeschlossenen Speicherguts zu vermeiden. Weiterhin wird über die Durchführung der Dichtheitstests nach den Kriterien gemäß dem Stand-der-Technik die Akzeptanz in der Bevölkerung für Kavernenspeicher verbessert.

Für den Nachweis der Dichtheit von Erdgaskavernen hat sich über die Jahre in Norddeutschland und den Niederlanden ein verlässliches Testkriterium etabliert. Kavernenbohrungen, die auf Basis dieses Kriteriums als „technisch gasdicht“ bewertet wurden, zeigen bis heute keine Auffälligkeiten im Betrieb bezüglich der Integrität des Verbundes Salz-Zement-Stahl im Bereich des Rohrschuhs der letzten zementierten Rohrtour.

Im Zuge der Energiewende wird die großtechnische Energiespeicherung eine zentrale Rolle einnehmen, um die fluktuierende Produktion des Stroms aus erneuerbaren Energien dem tatsächlichen Bedarf anzupassen. In diesem Zusammenhang bieten Kavernenspeicher technisch adäquate Möglichkeiten, sei es zur Speicherung von physikalischer Energie in Form von Druckluft aber auch für die Speicherung von chemischen Energieträgern wie zum Beispiel Wasserstoff. Vor allem beim Wasserstoff ist bedingt durch seine spezifischen Eigenschaften ein dichter Einschluss die Grundvoraussetzung für den sicheren Betrieb eines solchen Speichers. Daher besteht die Notwendigkeit, das Verfahren zum Nachweis der Gasdichtheit einer Kavernenbohrung auch für die besonderen Eigenschaften des Speichergases Wasserstoff zu prüfen, erforderliche Modifizierungen im Vergleich zum bestehenden Stand-der-Technik in Bezug auf Erdgaskavernen zu identifizieren und entsprechend umzusetzen.

Für das Demonstrationsprojekt der Gasunie zur Wasserstoffspeicherung in der Kavernenbohrung Zuidwending A8A wurde daher zunächst ein solches Testkonzept entwickelt und schließlich auch erfolgreich durchgeführt. Dabei wurde die technische Gasdichtigkeit des Verbundes Salz-Zement-Stahl im Bereich des Rohrschuhs der LZRT (letzte zementierte Rohrtour) einschließlich der LZRT über die gesamte Bohrlochteufe unter den Druckbedingungen des zukünftigen Demonstrationsbetriebs mit Wasserstoff nachgewiesen. Für die Kavernenbohrung Zuidwending A8A wurde damit erstmals der Nachweis der Gasdichtheit gegenüber Wasserstoff nach dem „coMIT“-Verfahren erbracht. Dabei war das maßgebliche Ziel des MITs, die Integrität der Kavernenbohrung Zuidwending A8A in Bezug auf den existierenden Stand-der-Technik mit Stickstoff und in der Folge durch ein entsprechendes Testkonzept mit einem Wasserstoff-MIT zu überprüfen, bevor die nächste Phase des Demonstrationsprojektes zur Wasserstoffspeicherung startet.

## Konzept des „coMIT“

Zur Entwicklung eines geeigneten Testkonzeptes wurden zunächst Fragestellungen identifiziert, die sich aus der beabsichtigten Nutzung – Wasserstoffspeicherung – ableiten:

- Ist ein herkömmlicher Gasdichtheitstest geeignet und ausreichend?
- Welche Anpassungen sollten vorgenommen werden?
- Wie lässt sich eine möglichst sichere und praktikable Umsetzung realisieren?

Die anstehende Salzformation in der Kavernenbohrung kann grundsätzlich als dicht angesehen werden; diese grundlegende Annahme erfolgt auf Grund der extrem geringen Permeabilität des Steinsalzes, welche auch durch Einschlüsse anderer Salze oder Minerale nur geringfügig beeinflusst wird. Eine weitere besondere Eigenschaft ist das viskoplastische Verhalten und damit die Selbstheilungseigenschaft im Fall von Mikrorissen im Salzgestein. Damit gehört Steinsalz zu den dichtesten Gesteinsformationen und ist gegenüber Gasen als quasi dicht einzustufen. Hieraus ergibt sich die Begründung für die grundsätzliche Annahme,

die Kaverne bzw. den gesamten open-hole-Bereich selbst nicht in die Dichtheitsuntersuchung einschließen zu müssen. Lediglich im unmittelbaren Bereich der Zugangsbohrung, in der das Salzgebirge, der Zement sowie der Stahl der Rohrtour – alles Materialien mit sehr unterschiedlichen Eigenschaften – zusammen die Dichtheit gewährleisten müssen, ist daher der Nachweis hinsichtlich möglicher Leckagen zu führen.

Die Konzentration der Tests auf die Zugangsbohrung und den Rohrschuhbereich der letzten zementierten Rohrtour des Systems hat zum Vorteil, dass durch das wesentlich kleinere Testvolumen (vor allem bei entwickelten Kavernen) eine entsprechend höhere Testgenauigkeit erreicht werden kann und Einflussfaktoren, die aus dem Verhalten einer Kaverne resultieren, weitestgehend ohne Einfluss bleiben.

Dem Stand der Technik entsprechende Gasdichtheits tests für den Nachweis der technischen Gasdichtheit werden für die Erdgasspeicherung mit Stickstoff als Testmedium durchgeführt. Da in den nachfolgenden Schritten des Demonstrationsprojektes Wasserstoff als Speichermedium verwendet wird und die atomare / molekulare Struktur von Wasserstoff deutlich kleiner ist als bei Stickstoff, ist die Übertragbarkeit der Testaussage „technisch gasdicht“ nicht ohne weiteres für eine Nutzung als Wasserstoffspeicher gegeben. Daher sollte der MIT auch mit Wasserstoff oder einem dem Wasserstoff ähnlichen Testgas durchgeführt werden. Ausschließlich Wasserstoff als Testmedium einzusetzen war für das Projekt-Team vom sicherheitstechnischen Aspekt aufgrund bisher fehlender Erfahrungen keine vertretbare Variante. Deswegen entwickelte sich daraus der Ansatz eines zwei-stufigen Nachweises der technischen Dichtheit gegenüber Wasserstoff.

Für eine erste Indikation auf Dichtheit gegenüber Gasen erfolgt in der ersten Teststufe ein dem Stand der Technik entsprechender Gasdichtheits test mit Stickstoff als Testmedium. Damit ist das Risiko eines signifikanten Wasserstoffverlustes über eine Leckage am Rohrschuh weitestgehend minimiert und die zweite Teststufe kann unter Anwendung des eigentlichen Speichermediums Wasserstoff erfolgen, um schließlich auch den Nachweis der technischen Dichtheit gegenüber Wasserstoff zu erbringen.

Da für beide Teststufen das gleiche Testverfahren angewendet wird und möglichst wenige Parameter verändert werden, ermöglicht diese Variante des kombinierten Tests („coMIT“) es weiterhin, die Testergebnisse beider Teststufen miteinander zu vergleichen und im Weiteren Erkenntnisse daraus abzuleiten. Zur Durchführung des „coMIT“ wurde im Rahmen des Demonstrationsprojektes das SoMIT-Verfahren gewählt. Dieses ermöglicht eine sehr genaue Teufendetektion des Spiegels zwischen Testgas und Sole und eine testbegleitende Auswertung, womit Trends im Testverlauf sehr frühzeitig sichtbar sind. Zudem erlaubt dies im Falle unerwartet auftretender Schwierigkeiten oder Leckagen schnellstmöglich zu reagieren.

Da die Messungen auf Basis von Ultraschallsignalen erfolgt, ist direkter Sichtkontakt zum eingestellten Flüssigkeitsspiegel erforderlich. Eine Messung durch eine Rohrtour ist für diese Anwendung nicht möglich. Die Teufenbestimmung wird durch die Möglichkeit, die SoMIT-Messsonde oberhalb des Flüssigkeitsspiegels fixieren zu können, zusätzlich verbessert. So wird eine Genauigkeit von  $\pm 1$  cm und besser erreicht. Zusätzlich zur Spiegelteufenbestimmung werden durch die permanent im Bohrloch befindliche SoMIT-Sonde auch die Druck- und Temperaturdaten in-situ gemessen. Dies bietet insbesondere für den Vergleich der Ergebnisse aus den beiden Teststufen des „coMIT“-Testkonzepts einen Vorteil gegenüber einem MIT nach der konventionellen Testmethode, bei der auf Basis mehrerer wiederkehrender Spiegelmessungen (mit mehreren Einfahrten und möglichen Einflüssen auf die in-situ Bedingungen) die Leckagerate ermittelt wird.

## **Rahmenbedingungen & Einflussfaktoren**

Die Kavernenbohrung Zuidwending A8A wurde im Jahr 2010 abgeteuft und mit einer 13 3/8"/13 5/8"-LZRT ausgerüstet. Von der Entwicklung einer Kaverne wurde zum damaligen Zeitpunkt abgesehen, sodass die Bohrung seither solegfüllt unter Druckbeobachtung blieb. Da weiter keine nennenswerten Eingriffe erfolgten, bietet die Kavernenbohrung Zuidwending A8A sehr günstige Randbedingungen für die Durchführung des Demonstrationsprojektes zur Wasserstoffspeicherung. Aufgrund der langen Standzeit bietet die Kavernenbohrung insbesondere bezüglich der Temperaturverhältnisse praktisch ausgeglichene Bedingungen.

Generell wird ein MIT vor Aufnahme des Speicherbetriebs, wozu auch das Demonstrationsprojekt am bestehenden Bohrloch zu zählen ist, bei maximal zulässigem Druck am Rohrschuh (RS) der LZRT durchgeführt. Dieser ergibt sich aus dem vom gebirgsmechanischen Gutachter festgelegten Druckgradienten von hier 0,18 bar/m. Ausgehend von der durchschnittlichen Bohrlochtemperatur wurden folgende resultierende Drücke am Kavernenkopf zu berücksichtigen:

- maximaler Kopfdruck (Stickstoff): 194 bar,
- maximaler Kopfdruck (Wasserstoff): 218 bar.

Basierend auf diesen Anforderungen wurde für den „coMIT“ ein Bohrlochkopf nach API 5.000 erforderlich, um auch den maximalen Kopfdruck beim MIT mit Wasserstoff realisieren zu können.

Für die Umsetzung des erstmalig angewandten „coMIT“-Verfahrens galten zudem noch weitere Besonderheiten. Aufgrund einer Bohrlochsituation mit begrenztem geometrischem Volumen (z.B. im Vergleich zu einer voll entwickelten Kaverne) war während der Testgasinjektionen Sole zu verdrängen, um den Testgas-Solespiegel unterhalb des RS der LZRT einzustellen, ohne die Salzformation durch Drucküberlastung zu beschädigen. Aus diesem Grund wurde ein 4 ½“-Teststrang mit gasdichten VASuperior-Verbindern zur Soleentlastung installiert. Um die SoMIT-Methode anzuwenden und so von den Vorteilen der kontinuierlichen Spiegelmessung profitieren zu können, wurde das Testgas in den Ringraum zwischen Teststrang und LZRT injiziert.

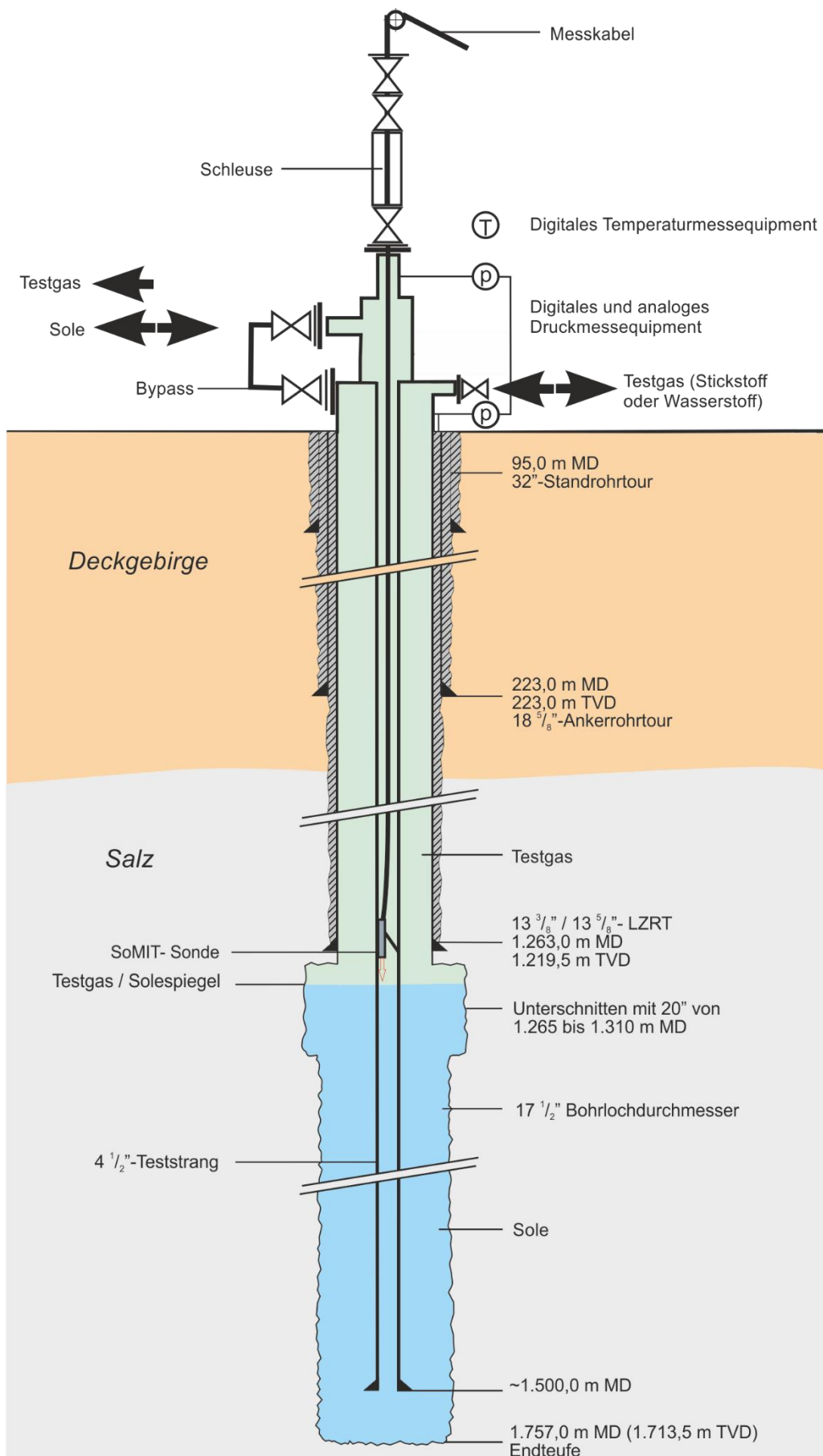
Anschließend wurde über den am Kavernenkopf installierten Bypass ein Kurzschluss zwischen dem mit Testgas gefüllten Ringraum und dem mit Sole gefüllten Steigraum hergestellt. Damit konnte sich innerhalb kurzer Zeit sowohl im Ringraum als auch im Steigraum über den Druckausgleich der Flüssigkeitsspiegel in beiden Räumen auf ein gleiches Teufen-Niveau einstellen. Der generelle Testaufbau ist in Abbildung 1 graphisch dargestellt.

Nachdem der Flüssigkeitsspiegel unterhalb des RS der LZRT eingestellt worden war, wurde das Bohrloch für eine Wartezeit zur Temperaturstabilisierung bei maximal zulässigem Druck am RS der LZRT eingeschlossen. Danach fanden die eigentlichen Messungen statt. Mit den gewonnenen Daten konnten testbegleitend die Auswertung mittels Massenbilanzierung erfolgen. Nach Abschluss des MIT mit Stickstoff konnten die Vorbereitungen und anschließend der Dichtheitstest mit Wasserstoff ausgeführt werden.

Für die zweite Teststufe, den MIT mit reinem Wasserstoff, war natürlich zu gewährleisten, dass alle eingesetzten Komponenten gegen Wasserstoff beständig sind und bereits das richtige Equipment installiert ist bzw. eingesetzt wird. Dafür wurde sowohl der Testkopf als auch das für die Messungen erforderliche Schleusenequipment im Vorfeld mit einem Testgasgemisch aus 5 % Wasserstoff und 95 % Stickstoff im Workshop getestet, um vorab eine Aussage zu erhalten, ob das Equipment sicher für die angedachten Arbeiten auf der Lokation im Rahmen des MIT mit Wasserstoff eingesetzt werden kann.

Als weitere Besonderheit soll hier auch die Befüllung der Bohrung mit 100% reinem Wasserstoff über Druckdifferenz genannt werden. Dafür wurde der Wasserstoff per Trailer hoch verdichtet angeliefert und über den Testkopf in die Kavernenbohrung bis zum Erreichen des Druckausgleichs injiziert. In diesem Zuge wurde auch das für die Einstellung des Flüssigkeitsspiegels unterhalb des RS der LZRT bei den genannten Testdrücken entsprechend überschüssige Solevolumen in obertägige Tanks entlastet.





**Abbildung 1: Bohrlochbild einschließlich generellem Testaufbau**

## Auswertung des „coMIT“

Die Gasdichtheit wird für beide Testgase in zwei unabhängigen, aber ansonsten identischen MITs nach der In-situ-Massenbilanzmethode bewertet. Zum Erkennen einer möglichen Gasleckage wird die eingeschlossene Testgasmasse zu definierten Zeitpunkten innerhalb einer Teststufe berechnet. Mit diesen Massen kann über die Differenz der Massen zwischen den definierten Zeitpunkten der scheinbare Verlust (kg) bestimmt werden. Anschließend wird dieser in eine scheinbare Leckrate (l/d) unter in-situ Bedingungen umgerechnet. D. h. die scheinbare Leckrate in Litern pro Tag wird für die Druck- und Temperaturbedingungen am RS der LZRT berechnet. Die eingeschlossene Testgasmasse errechnet sich aus der thermodynamischen Zustandsgleichung für reale Gase nach Gleichung (1). Dabei wird der Testraum zwischen Testkopf und Testgas-Solespiegel in geeignete Inkremente unterteilt, um die Teufenabhängigkeit von Druck und Temperatur zu berücksichtigen.

$$m = \frac{p \cdot V}{R \cdot Z \cdot T} \quad (1)$$

M	(kg)	Masse
P	(bar)	Druck
V	(m <sup>3</sup> )	Geometrisches Volumen
R	(J/kg/K)	Gaskonstante Stickstoff
Z	(-)	Realgasfaktor Stickstoff
T	(K)	Stickstofftemperatur

Für eine zuverlässige Bewertung des MIT sollte die Genauigkeit des Tests (minimale nachweisbare Leckagerate) innerhalb des festgelegten Testkriteriums liegen. Daher wird die Gesamtgenauigkeit des Tests im Vorfeld auf Basis von Erfahrungswerten abgeschätzt, um zu prüfen, ob die Auslegung des Gasdichtheitstests eine ausreichende Bewertung zulässt. Im Allgemeinen hängt die Genauigkeit z. B. vom Querschnitt des Bohrlochs, dem Testvolumen und der Genauigkeit der Messgeräte und Daten ab. Da ein bestimmtes Testvolumen durch die Geometrie des Testbereiches gegeben ist, kann lediglich über die Testdauer die Genauigkeit maßgeblich beeinflusst werden.

In den vergangenen Jahren hat sich für eine Vielzahl von neu angelegten Kavernen ein verlässliches Testkriterium etabliert. Dieses Kriterium wurde auch für die Bewertung des „coMIT“ für beide Teststufen herangezogen. Liegt die minimal nachweisbare Leckagerate als auch die theoretisch berechnete Leckagerate innerhalb des definierten Testkriteriums von  $\pm 50$  l/d unter in-situ-Bedingungen und zeigen sich keine Anomalien am zementierten Ringraum sowie im Bohrlochkeller, ist der Nachweis zur technischen Dichtheit erbracht.

Die Auswertung beider Teststufen erfolgte unabhängig voneinander. Die mittlere scheinbare Leckrate für die erste Teststufe mit Stickstoff als Testmedium wurde mit 3 l/d in-situ (scheinbarer Verlust) bei einem maximalen Testfehler von  $\pm 24$  l/d in-situ berechnet. Für die zweite Teststufe mit Wasserstoff als Testmedium wurde die mittlere scheinbare Leckrate am Brunnen ZW A8A mit -20 l/d in-situ (scheinbarer Zufluss) bei einem maximalen Testfehler von  $\pm 25$  l/d in-situ ermittelt.

Damit liegen die berechneten Leckageraten als auch die maximalen Testfehler für die jeweiligen Teststufen mit Stickstoff bzw. Wasserstoff innerhalb der Grenzen des festgelegten Testkriteriums von  $\pm 50$  l/d in-situ und sind kleiner als der maximale Testfehler. Weiterhin wurden für beide Teststufen keine außergewöhnlichen Beobachtungen gemacht; z.B. gab es keinen Druckaufbau im zementierten 13  $\frac{3}{8}$ " x 18  $\frac{5}{8}$ " Ringraum oder andere Auffälligkeiten an der Bohrung. Auf dieser Basis wurde die Bohrung ZW A8A einschließlich der LZRT für den maximal zulässigen Betriebsdruck am RS der LZRT im Rahmen der ausgeführten „coMIT“-Testsequenz als technisch gasdicht bezüglich des Prüfmediums Stickstoff sowie bezüglich des Prüfmediums Wasserstoff bewertet. Damit konnte neben der erstmaligen Umsetzung eines solchen Testkonzeptes der Grundstein für die nachfolgende Phase der Pilotspeicherung, die den Einbau von Untertage-Equipment und einen mehrmonatigen Wasserstoff-Testbetrieb beinhaltet, an der Bohrung Zuidwending A8A gelegt werden.

## Vergleich der Testergebnisse

Wie unter dem Abschnitt „Rahmenbedingungen & Einflussfaktoren“ bereits angemerkt, ist bei der Kavernenbohrung Zuidwending A8A nicht mit einem signifikanten Temperatureinfluss zu rechnen, wie er typischerweise bei Gasdichtheits testen auf Kavernenbohrungen zu beobachten ist. Da die Bohrung Zuidwending A8A bereits im Jahr 2010 abgeteuft und danach nicht weiterentwickelt wurde (d.h. keine Kaverne gesolt wurde), sondern lediglich langfristige gebirgsmechanische Untersuchungen und Beobachtungen durchgeführt wurden, kann die Temperatur im umgebenden Gebirge als ungestört angenommen werden. Die Auswirkungen der Injektions- und Entlastungsarbeiten zur Vorbereitung der MITs können als gering eingeschätzt werden und keine langfristigen Auswirkungen auf das umgebende Gebirge haben. Diese Annahme hat sich für beide MITs im Zuge der Testauswertung bestätigt.

Darüber hinaus entspricht die Bewegung des Flüssigkeitsspiegels während des Dichtheits tests mit Wasserstoff nicht eindeutig dem Trend der an der Oberfläche vorherrschenden Umgebungstemperatur, was bei Testen mit Stickstoff nach der SoMIT-Methode üblicherweise zu beobachten ist. Über beide Testphasen wurde jedoch eine konstante in-situ-Temperatur beobachtet. Die erfassten Trends zeigen insgesamt im Vergleich für die Entwicklung der Spiegelteufenbewegung in die gleiche Richtung und beide deuten auf eine generelle Abwärtsbewegung des Flüssigkeitsspiegels hin. Diese Entwicklung deckt sich mit den Erfahrungen anderer MITs an Kavernenbohrungen.

Konkret war während des MIT der ersten Teststufe (mit Stickstoff) eine Absenkung des Flüssigkeitsspiegels um etwa 23 cm mit sehr leichten Auf- und Abwärtsbewegungen zu beobachten. Die geringfügige Verschiebung des Flüssigkeitsspiegels im geometrisch limitierten open-hole-Bereich nach oben und unten ist eindeutig auf thermische Effekte aufgrund der Entwicklung der Umgebungstemperatur zurückzuführen. Der Flüssigkeitsspiegel während der zweiten Teststufe (mit Wasserstoff) senkte sich um etwa 13 cm. Damit ist die Gesamtveränderung geringer als in der ersten Teststufe. Allerdings sind die Veränderungen der gemessenen Teufen des Flüssigkeitsspiegels im Vergleich zum MIT mit Stickstoff insgesamt größer. Möglicherweise könnte der Unterschied in den Testgasmassen diesen Effekt der unterschiedlichen Spiegelbewegungen mitbegründen. Die jeweils eingeschlossene Gesamtmasse Testgas am Ende des MIT betrug für Stickstoff ca. 23.400 kg und für Wasserstoff lediglich ca. 1.700 kg.

Die berechneten scheinbaren Leckageraten für den MIT mit Stickstoff bzw. mit Wasserstoff bewegen sich über die gesamte Testdauer um die Nulllinie und zeigen abwechselnd Ergebnisse auf der Leckage- und auf der Zufluss-Seite (siehe Abbildung 2). Die Leckageratenamplituden für beide MITs sind dabei deutlich begrenzt und liegen im Allgemeinen innerhalb des Prüfkriteriums von  $\pm 50$  l/d in-situ. Damit liegen auch die berechneten mittleren scheinbaren Leckageraten für die Auswertung beider Teststufen sowohl innerhalb des Testkriteriums, als auch innerhalb der Messgenauigkeit des jeweiligen MITs. Für die Genauigkeit beider Teststufen zeigt sich aufgrund der Prämisse, dass möglichst wenige Parameter zwischen den beiden Teststufen verändert wurden, dass sich auch für diese nahezu identische Werte ergeben.

Das abschließende Temperaturlog für den MIT mit Wasserstoff zeigt aufgrund der Tageszeit eine im oberen Bohrlochbereich bis ca. 100 m MD kühlere Temperatur. Wird die Auswertung des Dichtheits test mit Wasserstoff um eben diesen Abkühlungseffekt bereinigt, sind die Gesamtleckageraten sogar kleiner. Das heißt, ohne diesen Temperatureffekt resultiert eine bereinigte mittlere Leckagerate für den MIT mit Wasserstoff von ca. 5 l/d in-situ. Dies zeigt, dass die Ergebnisse der Leckageraten für die MITs mit Stickstoff bzw. Wasserstoff sehr nahe beieinander liegen und damit gut vergleichbar sind.

Insgesamt lässt sich festhalten, die Ergebnisse der jeweiligen Teststufen für Stickstoff bzw. Wasserstoff liegen in der gleichen Größenordnung. Generell zeigt die Auswertung des erstmalig in dieser Form angewendeten „coMIT“, dass beide Teststufen eine hohe Vergleichbarkeit für die beiden unterschiedlichen Testmedien aufweisen. Dadurch konnte die Gasdichtheit gegenüber 100% reinem Wasserstoff im realistischen Anwendungsfall bei 219,5 bar am Rohrschuh der LZRT der Bohrung Zuidwending A8A erfolgreich nachgewiesen werden.

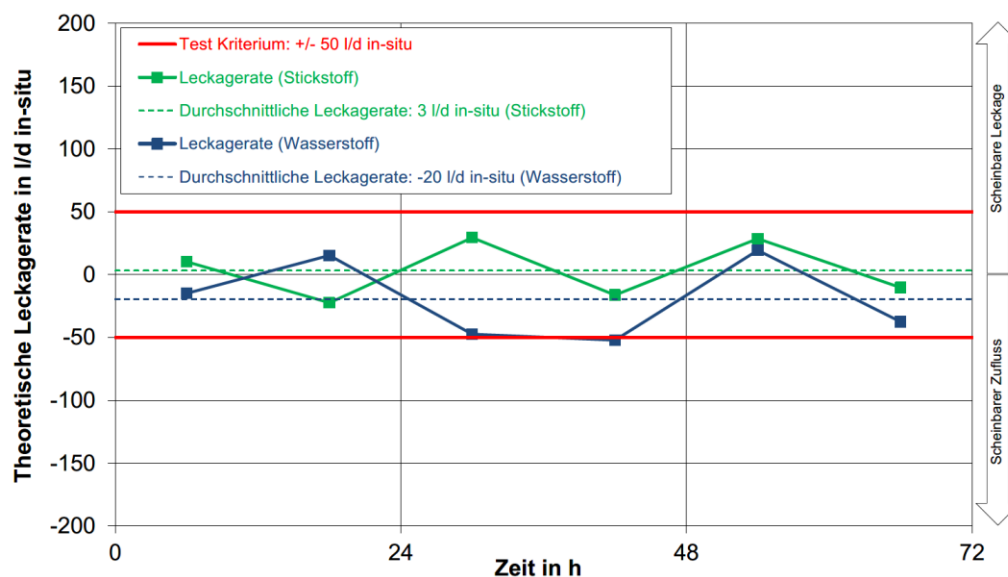


Abbildung 2: Vergleich der berechnete Leckageraten für die beiden Teststufen des „coMIT“

## Fazit & Ausblick

Zur Risikominimierung wurde zunächst der „coMIT“ mit dem Testmedium Stickstoff ausgeführt. Danach wurde das Testmedium Stickstoff durch das zukünftige Speichermedium Wasserstoff ersetzt. Durch das Fortführen des von der DEEP.KBB erarbeiteten „coMIT“-Testkonzepts in einer zweiten Teststufe mit dem Testmedium Wasserstoff konnte letztendlich die Eignung für die zukünftige Wasserstoffspeicherung im geplanten Pilotprojekt der Gasunie an der Bohrung Zuidwending A8A nachgewiesen werden. Durch die Verwendung von Stickstoff wurde die gemäß des Stand-der-Technik bestehende und sicherheitstechnisch angemessene Methode vorangestellt. Damit bietet sich zugleich die Vergleichsmöglichkeit zwischen dem etablierten Stickstoff-Test und der neuen Test-Variante unter Einsatz von Wasserstoff in Bezug auf die Einordnung der ermittelten scheinbaren Leckageraten.

Wie erläutert, zeigt der Vergleich der beiden Teststufen mit Stickstoff bzw. Wasserstoff, dass die jeweiligen MITs einen typischen Verlauf in den Messdaten widerspiegeln und in der Folge zu vergleichbaren Werten in einer ähnlichen Größenordnung führen.

Das vorgestellte Testkonzept eines „coMIT“ konnte an der Kavernenbohrung Zuidwending A8A erfolgreich durchgeführt werden und gibt damit eine erste zuverlässige Indikation für ein geeignetes Verfahren, den Nachweis der Eignung für eine beabsichtigte Wasserstoffspeicherung zu erbringen. Im Zuge weiterer Wasserstoffprojekte und bei Anwendung des vorgestellten Konzeptes können die bisher gewonnenen Erkenntnisse untermauert werden und darüber hinaus mögliches Optimierungspotential für die zukünftige Durchführung identifiziert werden.

Auch für das eingesetzte Equipment und die verwendeten Materialien während des „coMIT“ – von Schleusensystem über Messsonde, von Druckmesssystem und Testkopf bis hin zu den VASuperior-Verbindern einschließlich des Teststrangs selbst – konnte die generelle Eignung und Funktionstüchtigkeit unter gegebenen Druck- und Temperaturbedingungen bei reinem Wasserstoff gezeigt werden. Im Nachgang zum Einsatz einzelner Materialien laufen bereits Tests, um den Einfluss des Wasserstoffs auf die Materialqualität der eingesetzten Komponenten zu identifizieren.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse aus dem erstmalig angewandten „coMIT“-Testkonzept an der Kavernenbohrung Zuidwending A8A der Gasunie konnte ein Meilenstein für das gegenwärtig in Durchführung befindliche Pilotprojekt zur großtechnischen Speicherung von Wasserstoff erbracht werden. Zudem konnte erstmalig mit dem „coMIT“-Testkonzept ein „Commitment“ für einen Gasdichtheitstest sowie eine Referenz für die Durchführung von Wasserstoff-Dichtheitstests auf eine Kavernenbohrung mit typischen Dimensionen sowie für die eingesetzten Komponenten und Services geschaffen werden.

## THM Modellierung des Verbundsystems Bohrung unter Berücksichtigung von verschiedenen Injektionsfahrweisen unterschiedlicher Gase (Kohlenstoffdioxid, Methan, Wasserstoff und Helium)

M. Barsch, M. Amro

Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

### Abstract

Eine bedeutende bestehende und zukünftige Herausforderung ist die gekoppelte thermische, hydraulische und mechanische Simulation (kurz: THM-Simulation) von Untergrundspeichern, über deren gesamte Lebenszeit. Hierbei muss auch nach Jahrzehnten Speicherbetrieb die Integrität der Bohrung gewährleistet werden. Mit dem entwickelten Ansatz können verschiedene Einflussgrößen wie Komplettierungen, Gebirgseigenschaften, Fahrweisen und Speichergase berücksichtigt werden. Kernkomponente ist hierbei die möglichst genaue Simulation des Verbundsystems Bohrung (Tubing, Casing, Zement) von Poren- und Kavernenspeichern. Durch die sich ändernden Spannungs-Dehnungszustand kann die Bohrung zunehmend belastet werden, wodurch es zu lokal erhöhten Spannungen im bohrungsnahen Bereich bzw. in der Bohrung kommen kann. Diese Problemstellung wird zudem durch Thermospannungen überlagert, welche die Komplettierung zusätzlich belastet. Zudem wurden hierfür die Speichergase Methan, Wasserstoff, Helium und Kohlenstoffdioxid berücksichtigt. Das entwickelte THM-Modell Bohrungsmodell (Abbildung 1) kann für beliebige Gase genutzt werden, genauer betrachtet werden jedoch nur die Fluide Kohlenstoffdioxid, Methan, Wasserstoff und Helium.

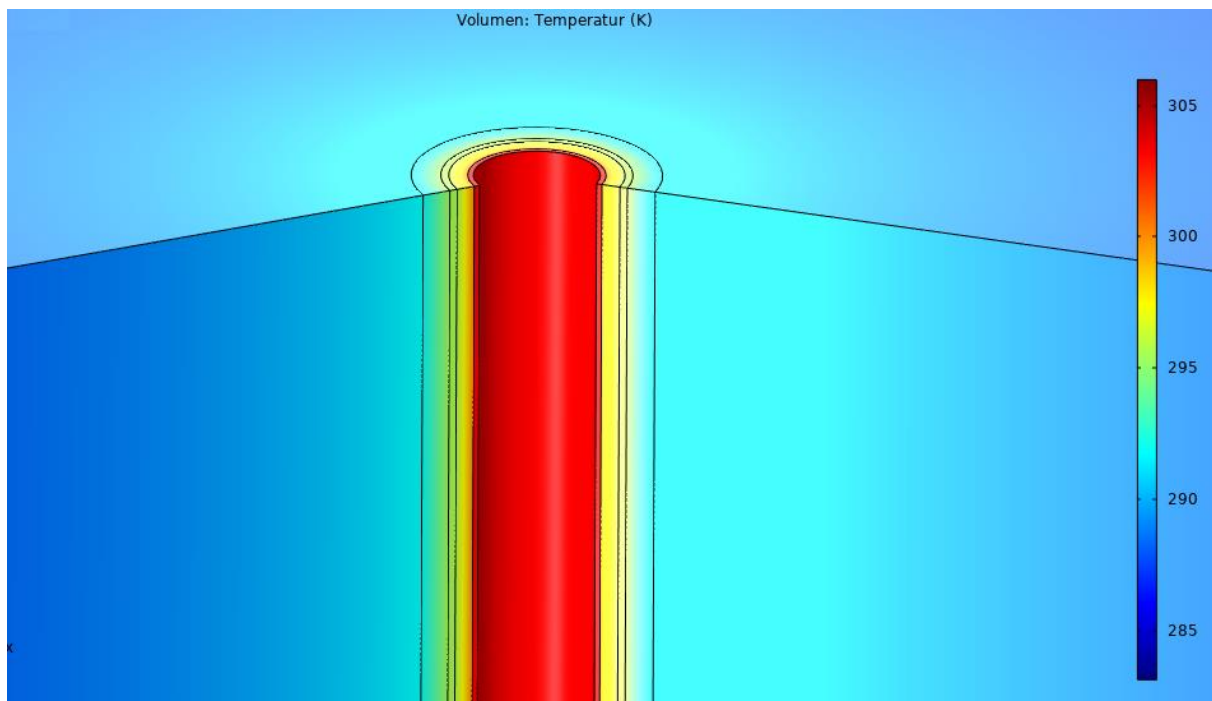


Abbildung 1: Modellaufbau und Temperaturfeld mit den untersuchten Kernkomponenten Tubing-Casing-Gebirge

Die verschiedenen Fluide werden durch Hinterlegung gleicher Randbedingungen und Modellaufbau miteinander verglichen. Dabei wird die jeweilige Belastung auf das Verbundsystem ausgewertet und Besonderheiten dargestellt. Besonderes Augenmerk wird dabei auf Kohlenstoffdioxid gelegt. Kohlenstoffdioxid wird betrachtet um die um die mögliche Speicherung des klimaschädlichen Gases im Untergrund zu untersuchen. Auch verschiedene Aggregatzustände können bei der Speicherung auftreten. Hierdurch wird die Simulation deutlich erschwert da es während der Injektion stark ändernden Eigenschaften auftreten und den Lösungsprozess deutlich erschweren. Hierzu werden verschiedene Injektionsstrategien dargestellt. Hierzu werden verschiedene Speicher- und Injektionsrandbedingen (Druck, Temperatur, Massenstrom) berücksichtigt. Durch die Besonderheit von CO<sub>2</sub> unter Speicherbedingungen in kritischer Phase vorzuliegen ist es möglich deutlich mehr Masse im Untergrund zu speichern.

Die Auslegung einer Bohrung auf dieser Basis geht über den API Standard hinaus und soll den realen Bohrungsbelastungen näherkommen, um somit einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Auch Effekte wie das Quellen von einzelnen Sichten wurde implementiert und kann für die Auslegung bzw. Schadensfallanalyse verwendet werden. Dieses Modell kann für Bestandbohrungen als auch bereits in der Planungsphase angewandt werden. Weiterhin ist es möglich diesen Ansatz auf konventionelle Bohrungen und Lagerstätten zu übertragen.

## Einleitung

Diese komplexen Aufgabenstellungen können nicht durch eine analytische Herangehensweise betrachtet werden, sondern müssen numerisch gelöst werden. Eine besonders geeignete Software zur Berechnung der auftretenden Thermodynamik, Strukturmechanik und nichtlinearen Strukturmechanik ist COMSOL Multiphysics. Vorteil dieser FEM-Software ist, dass komplexe Geometrien von Bohrungen gekoppelt mit dem umliegenden Gebirge für thermische, hydraulische und mechanische Aufgabenstellungen effizient berechnet werden können. Zudem besteht die Möglichkeit der Modulanpassung, sodass Erweiterungen im Vergleich zu anderen Softwarepaketen möglich sind. Der entwickelte Modelansatz ist einfach anpassbar um Fragestellungen aus verschiedenen Themenbereichen wie Geothermie, Porenspeicherung und Kavernenspeicherung zu modellieren.

Um einen Überblick zu erhalten welche Möglichkeiten mit dem erstellten Modell möglich sind, werden in diesem Abstract nur einige Teilaspekte genauer betrachtet. Im ersten Abschnitt wird ein Modell eines Kavernenspeichers vorgestellt und soll Bereiche der Validierung und Verifizierung vorstellen. Gefolgt von einer speziellen Aufgabenstellung aus dem Bereich der Geothermie, hierbei wird Komplettierung eines Casings im Topbereich der Bohrung näher betrachtet. Das entwickelte modulare numerische Modell ist vielseitig einsetzbar und die einzelnen Module können miteinander gekoppelt werden. Je nach Aufgabenstellung führt dies zu Thermisch-Hydraulisch oder Thermisch-Hydraulisch-Mechanischen Modellen. Für das Kavernenmodell wird Gebirge (Salzgestein), der gasgefüllte Hohlraum und die Komplettierung berücksichtigt und ergibt damit ein THM-Modell. Das spezialisierte Geothermie-Modell betrachtet lediglich einen Teil der Komplettierung.

Tabelle 1: Übersicht berücksichtigter Komponenten mit verbundenem Prozess

	Gebirge	Bohrung	Kaverne (Hohlraum)
<b>Thermisch</b>	X	X	X
<b>Hydraulisch</b>		X	X
<b>Mechanisch linear elastisch</b>	X	X	
<b>Mechanisch nicht-linear elastisch</b>	X		

Um diese Prozesse zu erfassen, wurden verschiedene Module von COMSOL Multiphysics verwendet. Für die Simulation der Mechanik wurden die Module Strukturmechanik und nicht lineare Strukturmechanik verwendet und erweitert. Für die Simulation von Bohrung und Kaverne wurden die Module Rohrströmung, Untergrundströmung und Wärmetransport miteinander gekoppelt.

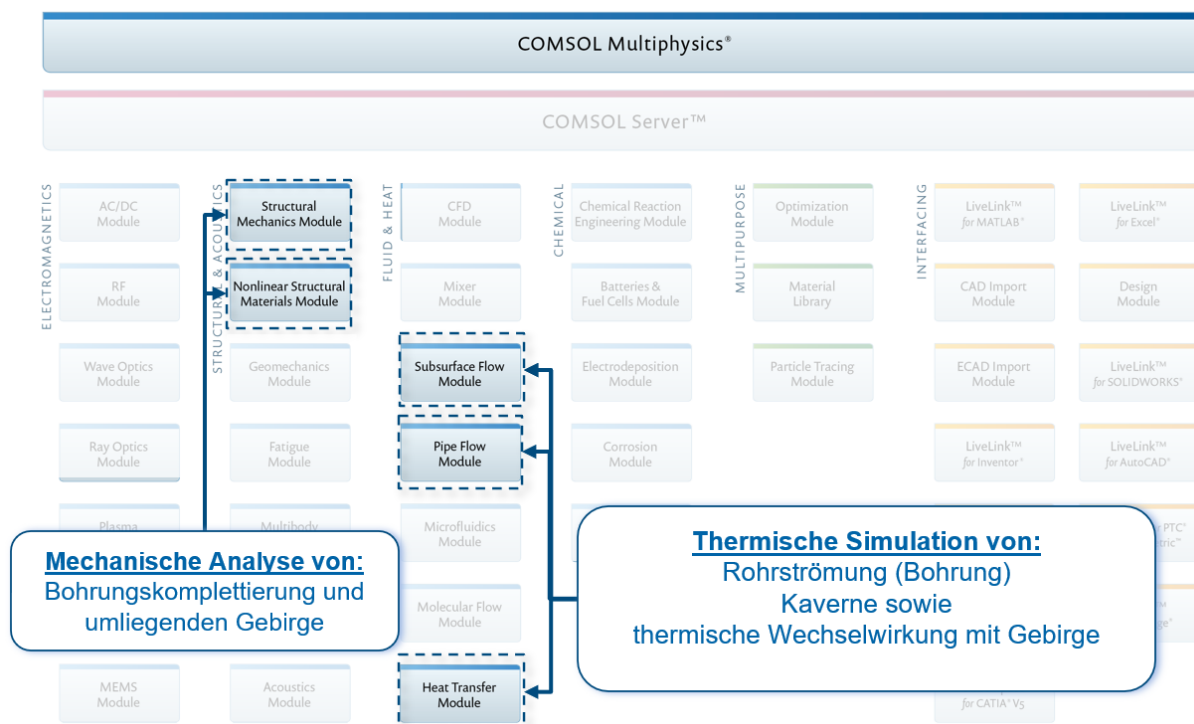


Abbildung 2: Verwendete Module in COMSOL Multiphysics

## Kaverne und Speicherbohrung

Erst durch die Bestimmung der thermischen und hydraulischen Zustände innerhalb einer Bohrung können auch die mechanischen Zustände der Bohrung bestimmt werden. Das ermöglicht die Bestimmung der Belastungen auf das Verbundsystem Casing-Zement-Gebirge und des Tubings. Hierzu existieren bereits analytische Lösungswege (Haider, 2012; Teodoriu, 2010) doch diese treffen Vereinfachungen, welche das Ergebnis negativ beeinflussen bzw. können real ablaufende Prozesse nicht berücksichtigt werden. Durch diese, sich zum Teil überlagernden Prozesse, ist es notwendig auf numerische Methoden zurückzugreifen. Das System Kaverne und Speicherbohrung kann dabei in verschiedene Teilprozesse gegliedert werden (Abbildung 3).

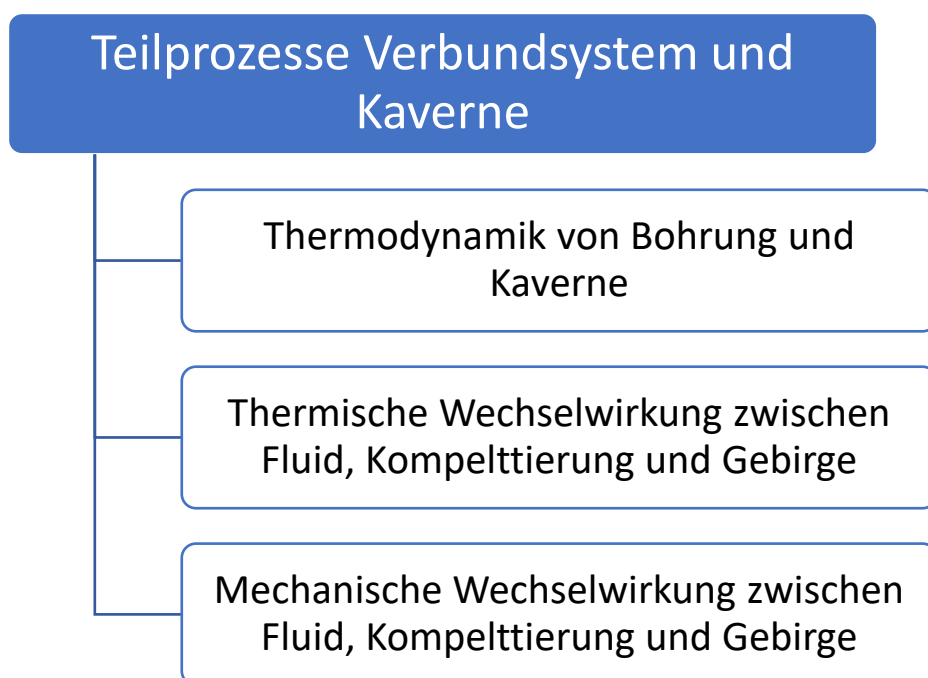


Abbildung 3: Teilprozesse im Verbundsystem Bohrung sowie Kaverne

Die Temperatur- und Druckwechselwirkung des Speichermediums mit dem umgebenden Gebirge hat für die Integrität bzw. mechanischen Spannungen in Bohrung und Kaverne große Bedeutung, speziell für die Bestimmung der zulässigen Volumenströme. Hohe Volumenströme können durch Volumenänderungsarbeit und Joule-Thomson Effekt die Temperatur des Speichergases stark beeinflussen. In Abbildung 4 ist zur Verdeutlichung eine Hauptspannungskomponente um eine Kaverne dargestellt. Diese zeigt deutlich, dass die Spannungen an der Kavernenkontur stark von der Fluidtemperatur des Speichermediums abhängig sind und nicht allein vom vorherrschenden Gasdruck in der Kaverne.



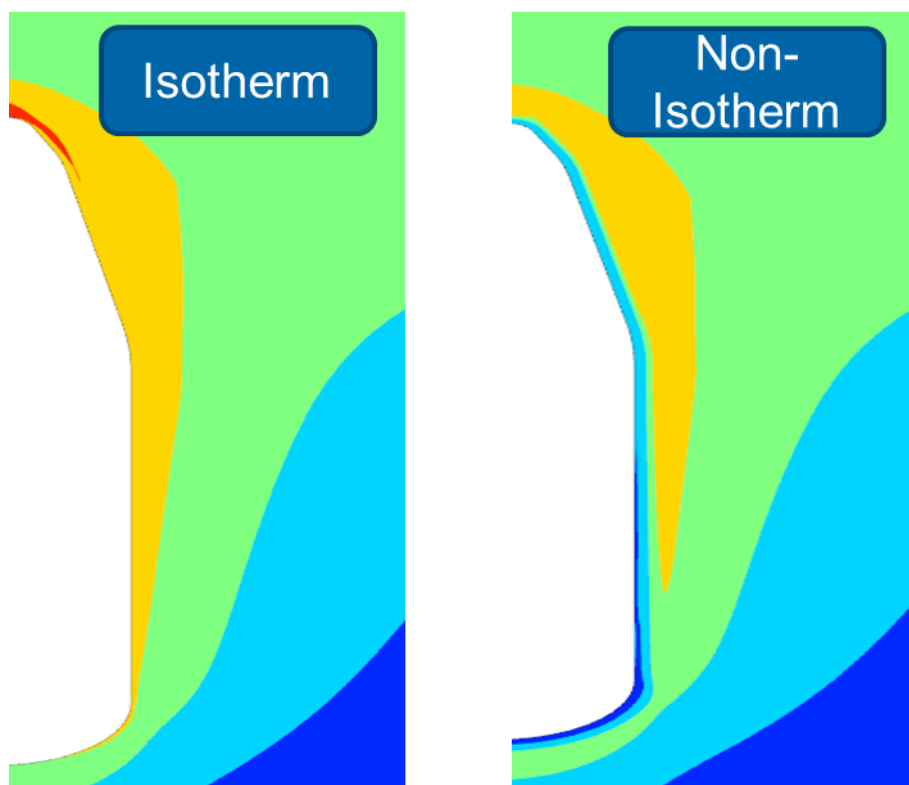


Abbildung 4: Einfluss der Thermodynamik des Speichergases auf die Geomechanik in einer Kaverne

Auch für die Bohrung ist die genaue Betrachtung von Druck und Temperatur bedeutsam und müssen ebenfalls im Detail analysiert werden, dies erfolgt im Kapitel Geothermie. Hierzu ist es notwendig das System mit geeigneten Zustandsgleichungen für die jeweiligen Gase Methan, Wasserstoff, Helium und Kohlenstoffdioxid zu beschreiben. Um die Drücke sowie Temperaturen in Bohrungen bzw. Kavernen abhängig von Förderung bzw. Injektion zu bestimmen werden geeignete Stoffdaten für die jeweiligen Gase benötigt. Diese werden aus der Software REFPROP 9.1 (Lemmon, 2013) verwendet. In REFPROP sind eine Vielzahl von Zustandsgleichungen sowie Korrelationen zur Ermittlung der Stoffeigenschaften für verschiedene Gase hinterlegt. In der Studienarbeit von P. Schulz (TU-Freiberg) für die Gase Wasserstoff und Methan validiert wurde. Diese Software ist in dieser Validierung der genaueste Ansatz, um Stoffeigenschaften realer Gase zu ermitteln und eignet sich besser als zum Beispiel die Zustandsgleichung nach Peng-Robinson, welche in der Branche häufig angewandt wird. In Tabelle 2 sind die verwendeten Referenz-Zustandsgleichungen der jeweiligen Gase zusammengefasst, welche in dieser Arbeit für die numerische Simulation in COMSOL verwendet werden.

Tabelle 2: Übersicht verwendeter Zustandsgleichungen

	<b>Methan</b>	<b>Wasserstoff</b>	<b>Helium</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>
<b>Zustands- gleichung</b>	Setzmann, Wagner 1991	Leachman, Jacobsen 2009	Ortiz-Vega, Hall 2013	Span, Wagner 1996

Diese Zustandsgleichungen wurden für ein weites Druck- und Temperaturspektrum gelöst und das Ergebnis als Tabellen in COMSOL Multiphysics hinterlegt (Abbildung 5). Aus den Zustandsgleichungen können beispielsweise die Wärmekapazität, Dichte und Adiabaten-Exponent ermittelt werden. Auch Effekte wie Volumenänderungsarbeit und Joule-Thomson-Effekt können damit beschrieben werden.

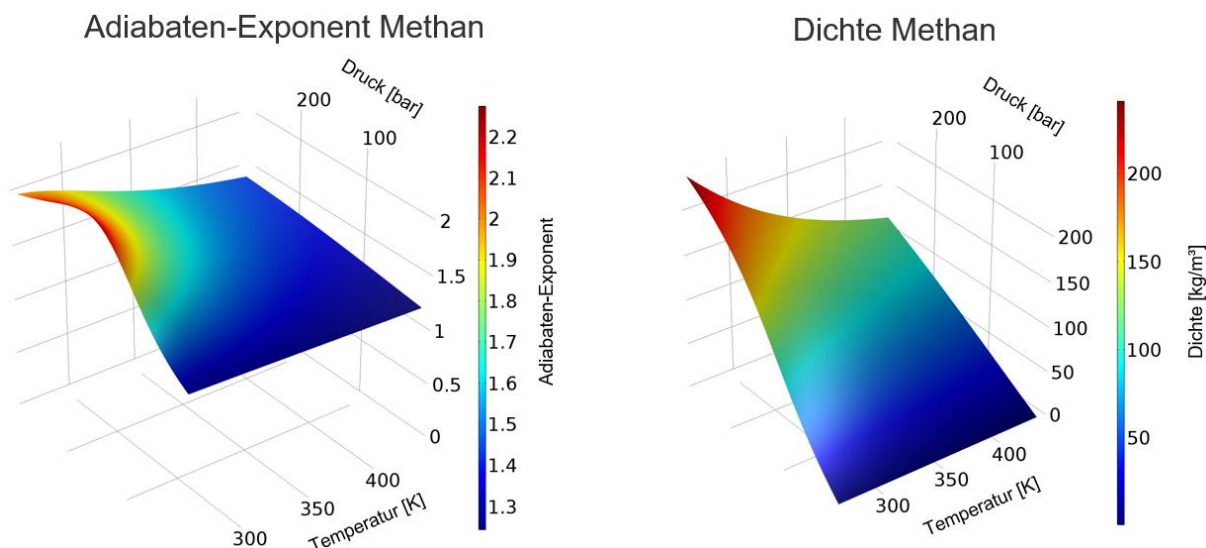


Abbildung 5: Druck- und temperaturabhängige Hinterlegung von Stoffeigenschaften in COMSOL Multiphysics

Um den Spannungszustand in einer Bohrung/Kaverne zu untersuchen ist es notwendig die thermodynamische Zustandsänderung des Gases sowie deren Wechselwirkung zu berücksichtigen (Abbildung 6). Bei diesem Prozess muss die Wechselwirkung des Fluides mit dem umliegenden Gebirge sowie der Bohrungskomplettierung zeitabhängig berücksichtigt werden. Dabei müssen variable Raten und deren Auswirkungen ebenfalls berücksichtigt werden können, da hierdurch die Komplettierung und Gebirge unterschiedlich ausgekühlt bzw. erwärmt werden. Aufgrund dieser komplexen Randbedingung müssen numerische Modelle für Bohrung und Kaverne erstellt werden.

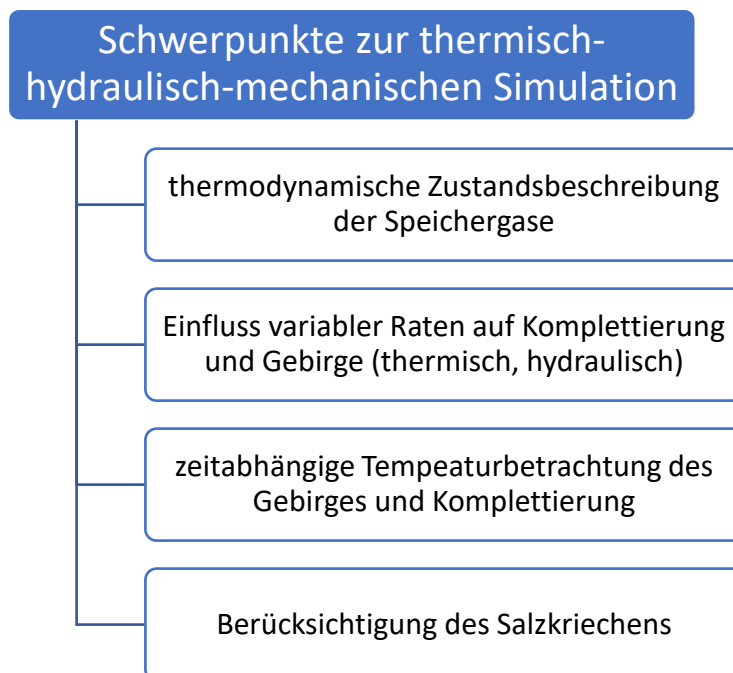


Abbildung 6: Übersicht zu berücksichtigender Randbedingungen der THM-Simulation

COMSOL Multiphysics eignet sich hierzu besonders, da die Entwicklungsumgebung sehr variabel ist und somit die Teilmodelle aus Thermodynamik, Wärmeleitung/Wärmeübergang und Mechanik koppelbar sind. Die in COMSOL erstellten Ansätze wurden anhand von analytischen Methoden mit vereinfachten Randbedingungen (Abbildung 7) verifiziert. Für jeden Punkt wurden analytische Ansätze herangezogen und diese mit den Lösungen der separat erstellten numerischen Verifizierungsmodellen verglichen. Als Beispiel wird folgend das Salzkriechen näher betrachtet.

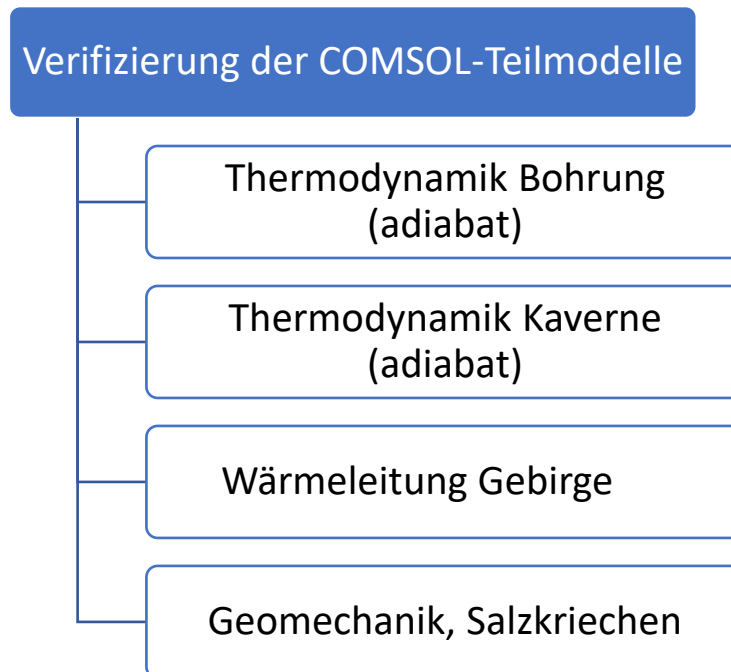


Abbildung 7: Verifizierung von Teilmodellen in COMSOL Multiphysics

Die Mechanische Verifizierung wurde mit Hilfe einer analytischen Lösung des Kriechansatzes nach Lemaitre-Menzel-Schreiner untersucht. Dabei wurde ein Triaxial-Test mit Stoffparametern ( $A_p = 3,98 \times 10^{-29}$  [1/d];  $n_p = 15,18$ ;  $\mu = 3$ ; Günther) des Na<sub>2</sub> Asse Steinsalzes analytisch und numerisch gelöst (Abbildung 8). Dieser Kriechansatz wurde hierzu in COMSOL unter Berücksichtigung des Arrhenius-Terms implementiert, um das Kriechverhalten von Salz berücksichtigen zu können. Dadurch kann auch der thermische Einfluss auf das Fließen des Salzes berücksichtigt werden. Die ermittelte Kriechdehnungen stimmen dabei sehr gut überein und weisen eine sehr geringe Abweichung von 0,0115% auf. Damit wurde gezeigt das die Implementierung des Stoffgesetzes in COMSOL richtige Ergebnisse liefert.

$$\dot{\varepsilon}_{1cr} = \frac{A_p \cdot (\sigma_{eff})^{n_p}}{(\varepsilon_{1cr})^\mu}$$

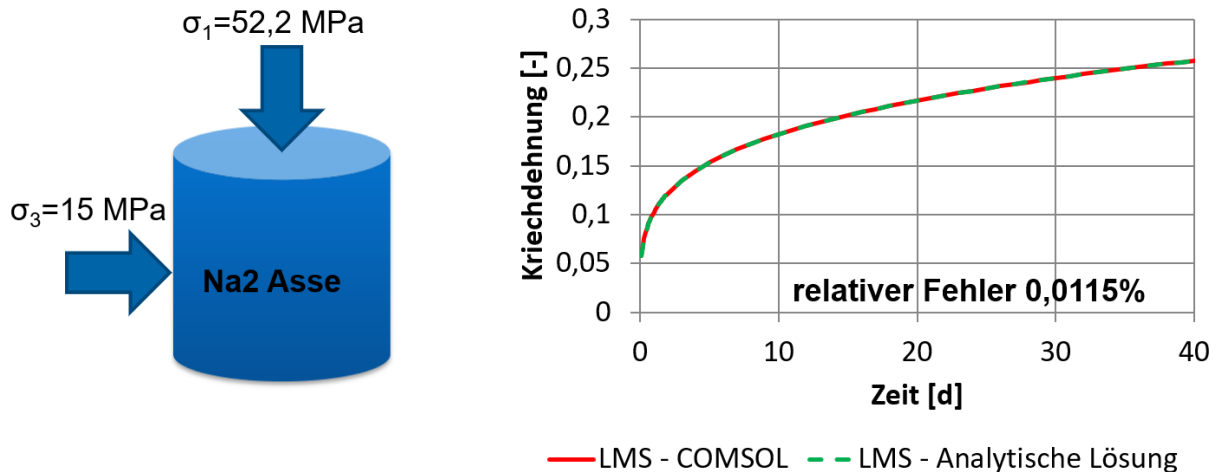


Abbildung 8: Vergleich der numerischen und analytischen Lösung des Lemaitre-Menzel-Schreiner (LMS) Kriechansatzes

Darüber hinaus wurde das erstellte thermodynamische Modell der Kaverne anhand von Kavernenmessdaten (Erdgas) validiert, um dessen Eignung für die thermodynamischen Prozesse zu belegen. Die Temperaturmessungen wurden dabei in der Kaverne durchgeführt (Abbildung 9). Dabei wurde nach einer initialen Stillstands-Phase mit der Produktion begonnen. Die Produktionsraten (1) wurden dabei stufenweise erhöht, was zu einer zunehmenden Abkühlung der Kaverne führte. In der darauffolgenden Stillstands-Phase (2) erwärmte das umliegende Gebirge das Speichergas. In der anschließenden Injektions-Phase (3) wurde durch die verrichtete Volumenänderungsarbeit die Kaverne erwärmt und erreichte eine höhere Temperatur als das umliegende Gebirge. In der letzten Stillstands-Phase (4) kühlte die Kaverne ab und gleicht sich zunehmend der Gebirgstemperatur an. Die Simulationsergebnisse passen dabei sehr gut zu den publizierten Messdaten, die Abweichungen sind dabei in allen Phasen kleiner 1 Kelvin.

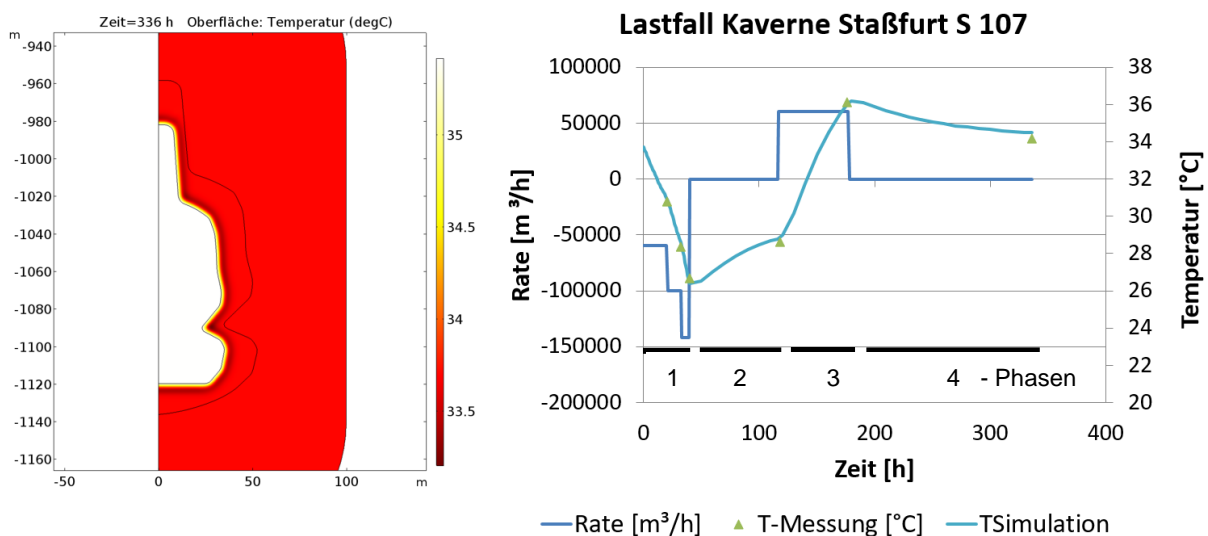


Abbildung 9: Vergleich von Kavernenmessdaten (Klafki, 2003) mit Simulationsmodell

Mit diesem verifizierten und teilweise validierten Ansatz ist es möglich die auftretenden mechanischen Belastungen und Deformationen in einer Speicherbohrung zeitabhängig zu bestimmen. Beispielsweise können gefährdete Bereiche der Bohrung analysiert und entsprechende Optimierungen vorgenommen werden (Abbildung 10). In diesem Rechenfall wurde eine Kaverne mit Komplettierung über mehrere Jahre Speicherbetrieb betrachtet. Dabei wurde simuliert, dass das Casing im unteren Bereich, am Casingschuh durch das kriechende Salz stärker deformiert wird als darüber liegenden Schichten.

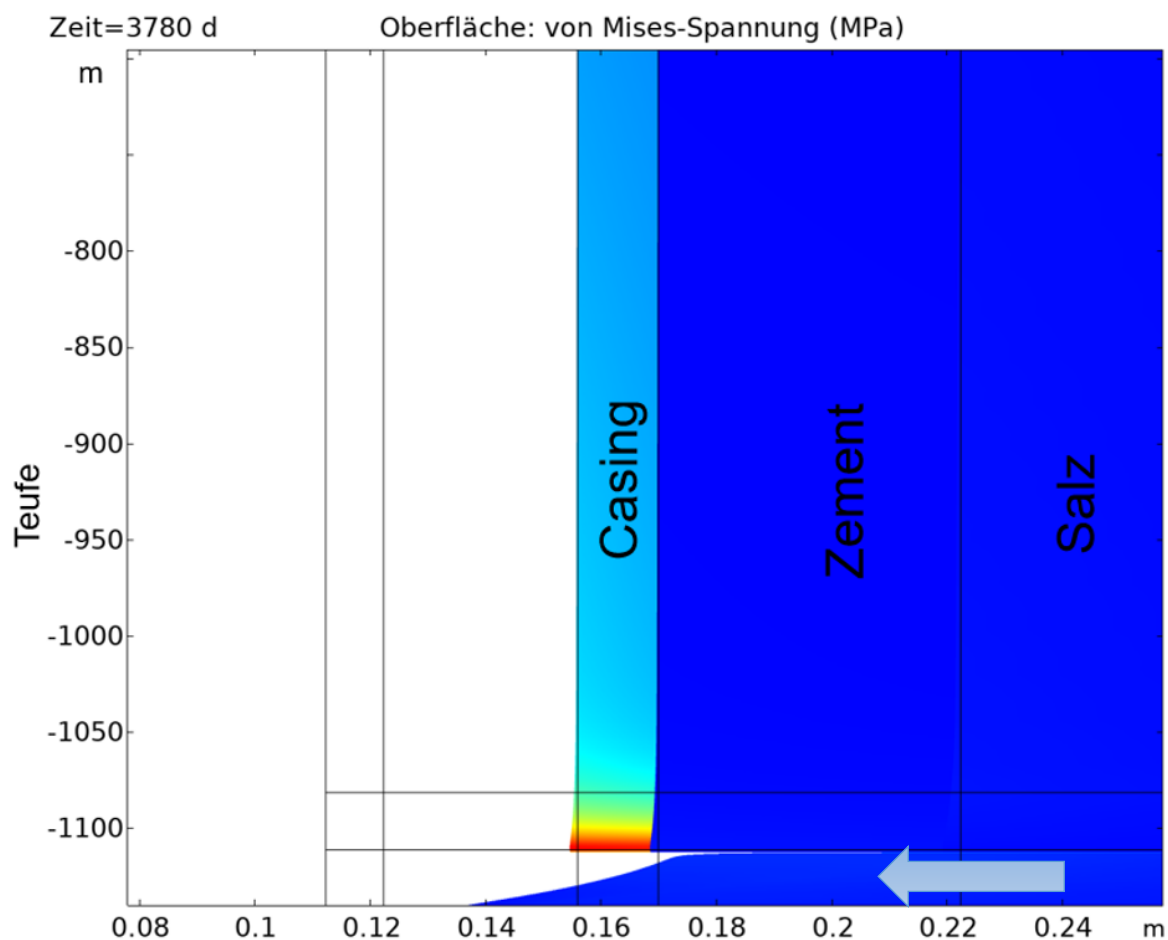


Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung der Deformation sowie Spannungsverteilung in einem Casing

Aufbauend auf diesem Modell wurden verschiedene Injektionsszenarien gerechnet, welche im Vortrag näherbeschrieben werden.

Mit dem erstellten Modell ist es möglich für viele verschiedene Themengebiete, wie hier gezeigt, Kavernenspeicher, aber auch Porenspeicher, konventionelle Bohrungen oder auch Geothermiebohrungen Detailbetrachtungen vorzunehmen, um ablaufende Prozesse besser zu verstehen. Dadurch ist es möglich gezielte Maßnahmen ergreifen zu können, um einen sicheren Betrieb zu unterstützen.

## Geothermie

Ein Vorteil des modularen Aufbaus ist, dass das Modell schnell anpassbar ist und somit andere Aspekte untersucht werden können. So kann beispielsweise eine Fragestellung aus dem Bereich der Geothermie untersucht werden. Im Mittelpunkt steht dabei der obere Bereich einer Bohrung, indem das Casing für eine Pumpe von 9 5/8“ auf 13 3/8“ erweitert wurde. Anders als wie bei Kavernenspeichern wird die Produktionsrohrtour nicht vorgespannt, sodass Druckspannungen auftreten. Das Casing kann sich dabei bedingt durch dessen Installation in vertikaler Richtung frei ausdehnen bzw. verbiegen kann. In der Praxis kann sich das Casing in vertikaler Richtung in den Bohrlochkopf ausdehnen. In dem Bohrungsbereich von 0-600m ist das Casing für den Fall 1 frei hängend und für den Fall 2 vorgespannt gelagert (Abbildung 11). An der Innen- und Außenseite wird als initiale Randbedingung ein hydrostatisch ausgeglichener Druck angenommen. Eine zusätzliche Belastung tritt im Betrieb durch einen vorherrschenden Kopfdruck von 10 bar auf, dieser wirkt an der Innenseite des Casings.

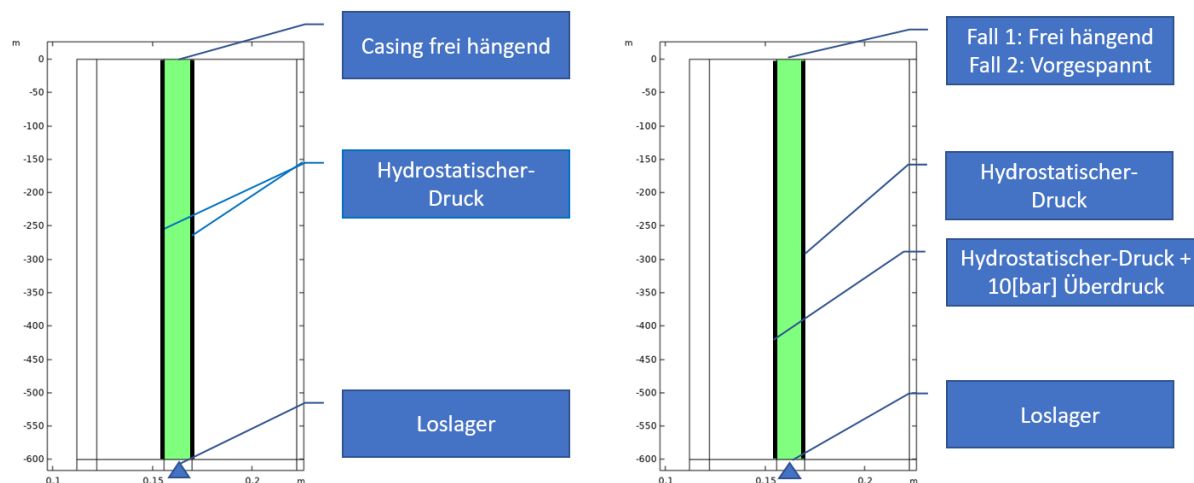


Abbildung 11: links – Initiale Randbedingungen; rechts – Randbedingungen während der Simulation

Um die Belastung darzustellen, eignet sich die von-Mises Vergleichsspannung, mit dieser werden die verschiedenen Spannungskomponenten im Casing berücksichtigt. Den größten Einfluss besitzt dabei die Vertikalspannungskomponente, welche maßgeblich durch das Eigengewicht beeinflusst wird. In Abbildung 12 wird deutlich, dass im Casing hierdurch eine erhöhte Druckbelastung im unteren Bereich auftritt. Sowohl von-Mises Spannung als auch die Vertikalspannung weisen hier ihr Maximum auf. Diese erhöhte Belastung wirkt sich negativ auf den Sicherheitsfaktor aus. Durch eine geeignetere Aufhängung des Casings kann dem entgegengewirkt werden, dazu muss die Druckbelastung reduziert werden. Wird das Casing mit seinem Eigengewicht vorgespannt, so reduziert sich die Druckbelastung bereits erheblich (Abbildung 13). Dies hat einen positiven Einfluss auf die Sicherheit der Bohrung und kann auftretenden Problemen hinsichtlich Integrität entgegenwirken. Lediglich der Innendruck verursacht im unteren Bereich des Casings die verbleibende von-Mises Spannung und kann durch ein stärkeres Vorspannen weiter reduziert werden. Große Temperaturunterschiede zwischen Betriebsphase und Stillstand kann besonders bei Geothermie-Bohrungen zu großen thermischen Ausdehnungen führen und dieses Phänomen weiter verstärken, wodurch für diese Fragestellung eine Vorspannung des Casings empfohlen wird.

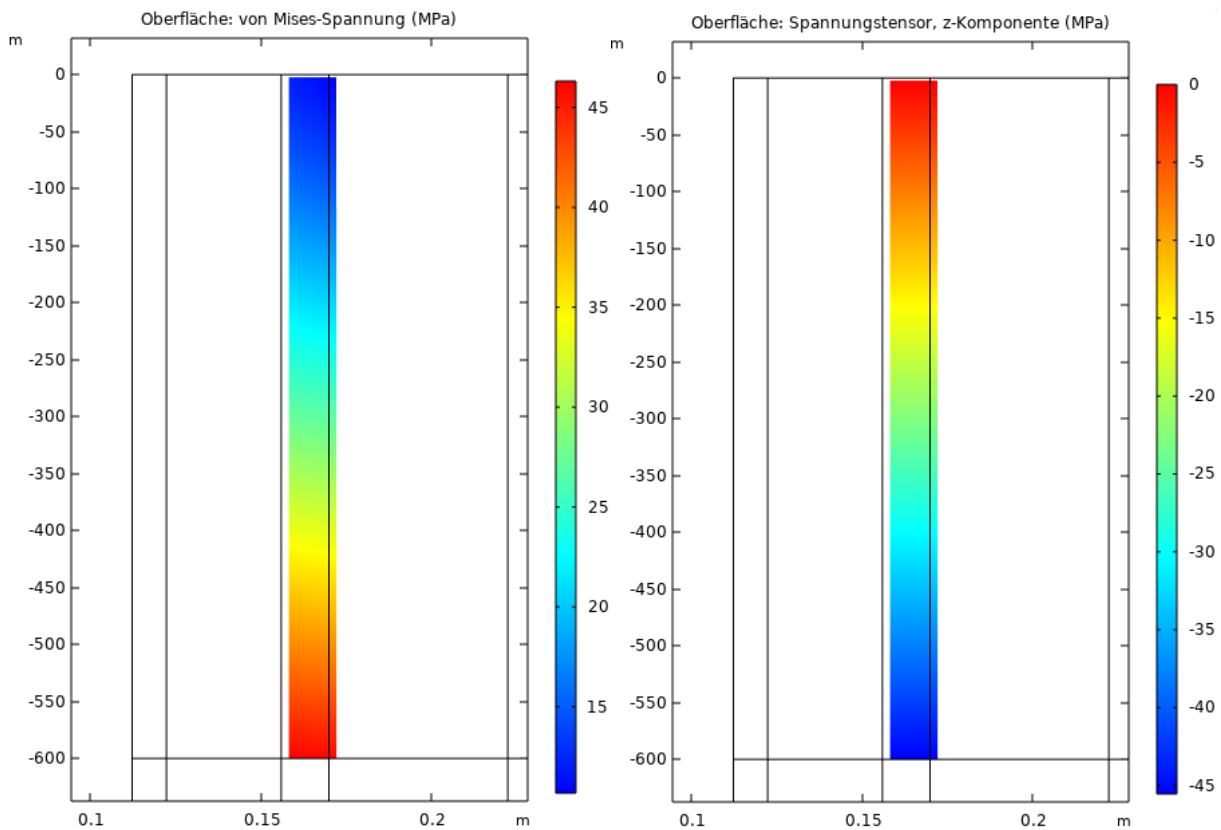


Abbildung 12: links – von Mises-Spannung für Fall 1; rechts –Vertikal-Spannung für Fall 1

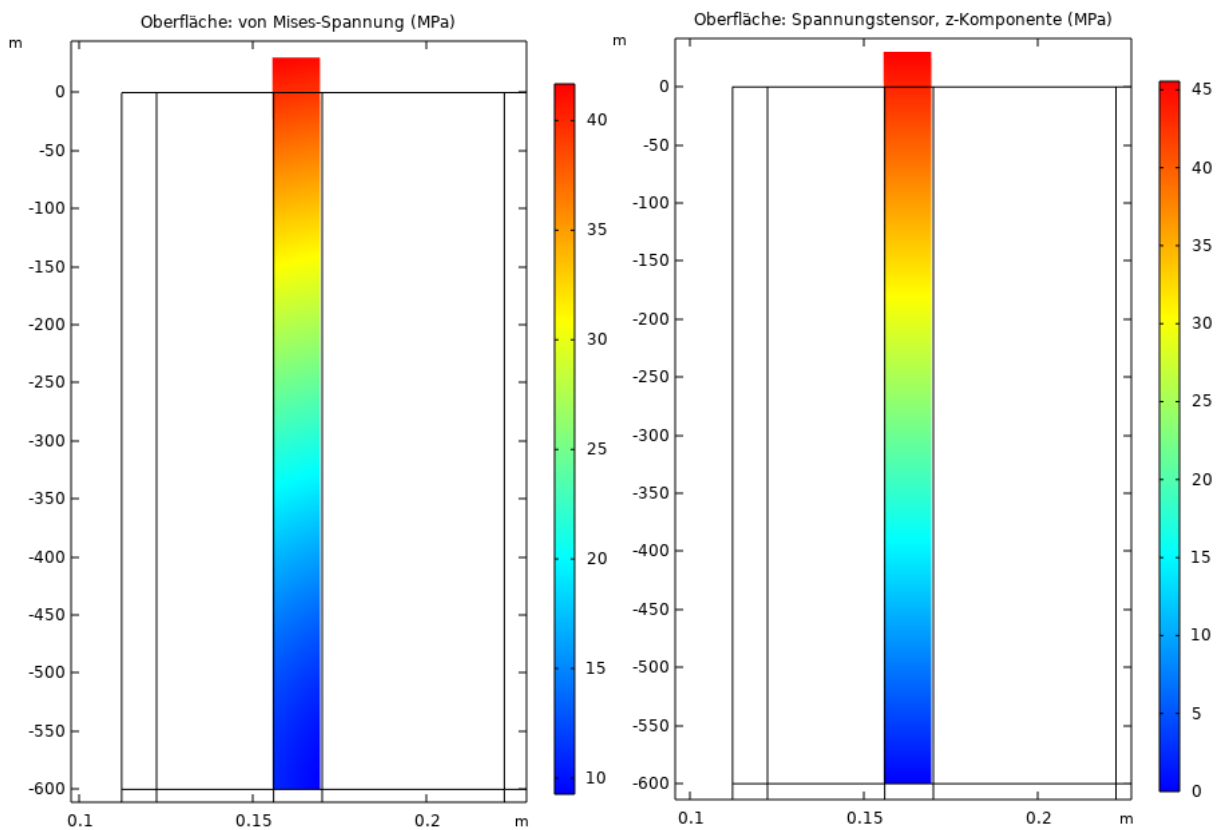


Abbildung 13: links – von Mises-Spannung für Fall 2; rechts –Vertikal-Spannung für Fall 2

## Zusammenfassung:

- Das erstellte Modell ist anwendbar für mehrere Anwendungsbereiche und wurde stellvertretend für Kavernenspeicher vorgestellt, eine Übertragung auf andere Bereiche (Porenspeicher, Geothermie, usw.) ist möglich und effizient machbar.
- Eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Bohrungskomponenten ist dabei möglich und ist je nach Aufgabenstellung anpassbar
- Aufgrund des umfassenden THM-Ansatzes können Aussagen zur Bohrungsintegrität getroffen werden und ermöglicht zudem unterschiedlichen Komplettierungsstrategien miteinander zu vergleichen (beispielsweise Identifizierung unzulässiger Druck- oder Zugspannung)
- Der erstellte Ansatz liefert wichtige Aussagen zur Bohrungsintegrität, welche in Genehmigungs- und Designprozesses einfließen können

## Literatur:

Klafki, M., Wagler, T., Grosswig, S., Kneer, A.: „Long-Term downhole fibre optic temperature measurements and CFD- Modeling for investigation of different gas operating modes“, Solution Mining Research Institute, Technical Meeting, Chester, United Kingdom, Fall 2003

Lemmon, E.W., Bell, I.H., Huber, M.L., McLinden, M.O. NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 10.0, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Data Program, Gaithersburg, 2018.

Setzmann, U. and Wagner, W.: "A New Equation of State and Tables of Thermodynamic Properties for Methane Covering the Range from the Melting Line to 625 K at Pressures up to 1000 MPa," J. Phys. Chem. Ref. Data, 20(6):1061-1151, 1991.

Leachman, J.W., Jacobsen, R.T, Penoncello, S.G., Lemmon, E.W.: "Fundamental Equations of State for Parahydrogen, Normal Hydrogen, and Orthohydrogen," J. Phys. Chem. Ref. Data, 38(3):721-748, 2009.

Ortiz-Vega, D.O., Hall, K.R., Holste, J.C., Arp, V.D., and Lemmon, E.W.: Interim equation, final equation of state to be published in J. Phys. Chem. Ref. Data, 2013.

Span, R. and Wagner, W.: "A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa," J. Phys. Chem. Ref. Data, 25(6):1509-1596, 1996.

Günther, R.: „Erweiterter Dehnungs-Verfestigungs-Ansatz : Phänomenologisches Stoffmodell für duktile Salzgesteine zur Beschreibung primären, sekundären und tertiären Kriechens“, Dissertation, 2010

Haider, M. G.; Sanjayan, J.; Ranjith, P. G.: Modeling of a Well-bore Composite Cylinder System for Cement Sheath Stress Analysis in Geological Sequestration of CO<sub>2</sub>, 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Chicago, ARMA, 369(12), 2012

Teodoriu, C.; Ugwu, I.; Schubert, J.: Estimation of Casing – Cement – Formation Interaction using a new Analytical Model, SPE Paper 131335, 2010

COMSOL Multiphysics® v. 5.5. [www.comsol.com](http://www.comsol.com). COMSOL AB, Stockholm, Sweden.



## **Wasserstoffproduktion aus ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten: Eine lagerstättentechnische und wirtschaftliche Betrachtung**

Bauer, Johannes Fabian; Amro, Mohd; Alkan, Hakan  
Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

### **Abstract**

Die Nachnutzung ausgeförderter Kohlenwasserstofflagerstätten ist für die Industrie aufgrund der hohen Kapitalbindung und der aktuell fehlenden Weiternutzungsperspektive eine zentrale Angelegenheit. Die Möglichkeit diese zur Wasserstoffproduktion weiter zu nutzen, ist gerade aufgrund der gewaltigen Nachfrage nach nachhaltigem bzw. grünen Wasserstoff lukrativ. Aktuell bestehen mehrere technische Möglichkeiten zur Produktion von Wasserstoff aus Erdöllagerstätten. Die Idee hinter den lagerstättentechnischen Verfahren ist dabei vor allem durch den Verbleib des CO<sub>2</sub> in der Lagerstätte das Kriterium für grünen Wasserstoff zu erfüllen. Zusätzlich wird bei zwei der Verfahren auch die chemische Energie des Erdöls unter den Lagerstättenbedingungen genutzt.

In dieser Arbeit werden dafür die thermischen Verfahren (in-situ combustion, hot injection) sowie die mikrobiellen Verfahren (Dunkelfermentation diverser Zucker sowie rein mikrobiell aus Kohlenwasserstoffen) vorgestellt. Bei der in-situ combustion wird über die Injektion von Luft bzw. Sauerstoff eine Wasserstoffproduktion aus Wasser-Dampf-Shift-Reaktionen sowie diverser anderer Reaktionen forciert. Bei den biologischen Verfahren werden die Verfahren nach der Art des Umsatzstoffes differenziert: Bei der dunklen Fermentation von Nährstoffen können diese gemeinsam mit geeigneten Mikroorganismen bzw., falls die fermentativen Mikroorganismen in-situ getriggert werden können, ohne Mikroorganismen injiziert werden. In der Lagerstätte erfolgt dann der Umsatz der Nährstoffe zu Wasserstoff und anderen Produkten. Es ist jedoch auch möglich, die in der Lagerstätte befindlichen Kohlenwasserstoffe direkt über thermophile Bakterien zu Wasserstoff umzusetzen. In dem Paper werden zunächst die einzelnen Wasserstoffgewinnungsverfahren im Generellen sowie die Entwicklung des Preises für den produzierten Wasserstoff unter Beachtung der Wasserstoffproduktionsarten analysiert. Aufbauend darauf werden anhand diverser Darstellungen die Funktionsweisen der einzelnen Verfahren zur Wasserstoffgewinnung aus Kohlenwasserstofflagerstätten und deren Forschungsstand, die Herausforderungen, die Risiken sowie die Vor- und Nachteile vorgestellt. Dabei wird insbesondere auch auf einschlägige Verfahrenspatente eingegangen. Anhand von technischen Daten aus der Literatur und generischen Reservoirmodellen werden die einzelnen Verfahren in ihrer Effektivität analysiert und daraus werden wirtschaftliche Schlussfolgerungen datengetrieben gezogen.

### **Einleitung**

Die Förderung von Kohlenwasserstoffen innerhalb Deutschlands hat aufgrund der vielen kleineren Förderbezirke und Lagerstätten mit Schweröl stets eine eher untergeordnete Rolle für die Energieversorgung der Bundesrepublik inne. Seit vielen Jahren ist deshalb die Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland bis auf wenige Ausnahmen rückläufig und die Investitionen in Aufsuchung und Erschließung sinken seit Jahren (BVEG, 24. September 2021), was die Frage nach einer Weiternutzung bzw. dem Verschluss der Lagerstätten aufwirft.

Bei ausgeförderten KW-Lagerstätten kann grundsätzlich zwischen ausgeförderten Erdöl- und

Erdgaslagerstätten unterschieden werden. Erdgaslagerstätten können aufgrund der thermodynamischen und strömungsmechanischen Eigenschaften des Erdgases zumeist wirtschaftlich bis auf einem Restgehalt von 5-10% des OGIP ausgefördert werden, wohingegen Erdöllagerstätten aufgrund der strömungsmechanischen sowie physikalischen Restriktionen einer Zwei- bzw. Dreiphasenströmung sowie des geringeren Mobilitätsfaktors des Erdöls bisherig nur bis zu einer Fördermenge von 20-65 % OOIP wirtschaftlich ausgebeutet werden können. Insbesondere Erdgaslagerstätten mit geeigneten geologischen Parametern werden häufig für die Speicherung von Gas im Rahmen einer Nachnutzung als Porenspeicher weiterverwendet. Diese stellen damit eine Alternative zu den flexibleren, aber kleineren Salzkavernen dar (BVEG 2021). Aufgrund des geringen Restinhalts an chemisch sowie physikalisch (bzw. thermodynamisch) gespeicherter Energie ist die Weiternutzung von Erdgaslagerstätten als fossiler Energieträger mit starken wirtschaftlichen und technischen Restriktionen verbunden. Bei Erdöllagerstätten nimmt die Produktionsmenge technisch bedingt aufgrund der bereits erwähnten Lagerstätten- und Fluideigenschaften bereits lange vor dem wirtschaftlichen Produktionsende ab und kann nur noch mittels sekundärer und tertiärer Maßnahmen erhalten werden. Ein Großteil des Erdöls verbleibt somit auch bei aufwendigsten technischen Maßnahmen in der Lagerstätte. Aufgrund fließhemmend wirkenden Kapillarkräften und Benetzungseigenschaften in der Lagerstätte ist dieser Anteil kaum förderbar in Abhängigkeit von der Restölsättigung am Gestein. Je niedriger die Restölsättigung ist, desto geringer ist die Möglichkeit zusätzliches Öl insbesondere in karbonathaltigen Formationen zu mobilisieren. Darüber hinaus besteht maximal die Möglichkeit diesen vor Ort („in-situ“) zu nutzen.

Die Notwendigkeit der Weiternutzung von Lagerstätten ergibt sich in mehreren Punkten, so ist es ethisch, wirtschaftlich und auch technisch kaum vertretbar, die Weiternutzung nicht in Betracht zu ziehen. Technisch gesehen sind viele der Anlagen noch nutzbar, das heißt für die Weiternutzung sind keine großen Investitionen in Sachmittel oder Fachkräfte notwendig. Dadurch kann die Förderung direkt nahtlos weiterhin betrieben werden, da sich die injizierten Medien je nach vorheriger EOR-Behandlung der Lagerstätte nicht unterscheiden. Bei einer späteren Erschließung der bereits verfüllten Lagerstätte fallen dann Kosten sowie eventuelle in der Verschlusszeit gebildete Risiken ins Gewicht, was die Weiternutzung nach dem Verschluss unattraktiver macht. Ebenso kann dann keine vollständige Ausnutzung der Ressourcen und aufgewandten Energie erreicht werden, was in der aktuellen Situation ethisch geboten ist.

Basierend auf einer Studie von dem Beratungskonzern PricewaterhouseCoopers wird der Energieverbrauch von Wasserstoff sich vom Jahr 2019 bis zum Jahr 2040 fast verdoppeln. Dabei ist der globale Wasserstoffverbrauch klar exponentiell steigend (Stratmann, 21. April 2021). Insbesondere für Deutschland wird diese Menge an grünem Wasserstoff kaum mehr durch die herkömmlichen Methoden zu decken sein, da Deutschland 2020 seinen Wasserstoff nahezu vollständig aus fossilen Energieträgern gewonnen hat (Statista, 3. März 2022). Deshalb wird erwartet, dass die geringe Menge von 14 TWh grünen Wasserstoffs pro Jahr bis 2030 nur ca. 10-15 Prozent des jährlichen Bedarfs an Wasserstoff in Deutschland deckt und eine dauerhafte Importabhängigkeit von anderen Staaten entsteht (Stratmann, 21. April 2021).

Aufgrund der aktuellen Situation mit einer geringer werdenden Förderung aus Kohlenwasserstofflagerstätten sowie der ausgezeichneten Marktlage von Wasserstoff sollen nun verschiedene Verfahren zur Produktion von Wasserstoff aus ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten vorgestellt sowie technisch und wirtschaftlich evaluiert werden.

Im Rahmen dieses Papers soll zunächst die Möglichkeit der Weiternutzung relevanter KW-Lagerstätten als Wasserstofflieferant für grünen Wasserstoff charakterisiert werden. Dafür werden die einzelnen Verfahren zunächst kurz anhand der wichtigsten Parameter vorgestellt sowie ein kurzer Überblick über die potenziellen Anwendungsvarianten gegeben. Basierend darauf wird die mögliche Menge an gewinnbarem Wasserstoff bestimmt sowie eine Schätzung der notwendigen Kosten gemacht. Dafür werden drei unterschiedliche Verfahren vorgestellt: die thermische Wasserstoffgewinnung aus Erdöllagerstätten, die Biogeneration von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen sowie die dunkle Fermentation im Untergrund.

## Thermische Wasserstoffgewinnung aus KW-Lagerstätten

Die thermische Wasserstoffgewinnung basiert auf dem Prinzip der thermischen Herbeiführung von Reaktionen, welche die Wasserstoffbildung aus den in der Lagerstätte vorhandenen Kohlenwasserstoffen forciert. Dabei kann die thermische Energie sowohl als Effekt von einem Dampfpluten als auch durch eine In-situ-Verbrennung oder high-pressure-air-injection erzeugt werden. Bisher konnte die Wasserstoffbildung erst in einigen Fällen im Lagerstättenformat nachgewiesen werden, da der Wasserstoff ein Nebenprodukt der Verbrennung war (Hallam et al., 1989). Der Prozess der thermischen Wasserstoffgewinnung ist in Tabelle 1 anhand verschiedener Kriterien beschrieben.

Tabelle 1: Prozessbeschreibung thermischer Wasserstoffgewinnung

<b>Grundprinzip:</b>	Thermisch induzierte Umwandlung von Kohlenwasserstoffen und anderen Verbrennungsprodukten zu Wasserstoff und CO <sub>2</sub> , bzw. weiteren Gasen wie CO, CH <sub>4</sub>										
<b>Dominierende Reaktionen (nach Relevanz): (Murthy et al., 2014)</b>	<table border="0"> <tr> <td>Koksvergasung:</td> <td><math>C + CO_2 \leftrightarrow 2CO</math></td> </tr> <tr> <td></td> <td><math>C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2</math></td> </tr> <tr> <td>Wasser-Gas-Shift-Reaktion:</td> <td><math>CO + H_2O \leftrightarrow H_2 + CO_2</math></td> </tr> <tr> <td>Methanisierungsprozesse:</td> <td><math>CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O</math></td> </tr> <tr> <td>Thermisches Cracking:</td> <td><math>C_nH_m + n/2 O_2 \rightarrow nCO + m/2 H_2</math></td> </tr> </table>	Koksvergasung:	$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$		$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$	Wasser-Gas-Shift-Reaktion:	$CO + H_2O \leftrightarrow H_2 + CO_2$	Methanisierungsprozesse:	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$	Thermisches Cracking:	$C_nH_m + n/2 O_2 \rightarrow nCO + m/2 H_2$
Koksvergasung:	$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$										
	$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$										
Wasser-Gas-Shift-Reaktion:	$CO + H_2O \leftrightarrow H_2 + CO_2$										
Methanisierungsprozesse:	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$										
Thermisches Cracking:	$C_nH_m + n/2 O_2 \rightarrow nCO + m/2 H_2$										
<b>Energiequelle:</b>	Erdöl, bzw. bei anderen Methoden auch thermische Energie der Dampferzeugung										
<b>Bekannt Parameter:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Förderung von Methan bis zu 70% (Gasphasenanteil), Ethan bis zu 3 % und Wasserstoff bis zu 20 % bei Bitumenverbrennungsversuchen (Hallam et al., 1989, S. 185)</li> <li>Bei Kernversuchen mit Heißwasser- und Dampfpluten konnte bei Schwerölproben eine Produktion von Wasserstoff im Bereich teilweise über 50% Molenanteil in der mitproduzierten Gasphase beobachtet werden, neben einer starken Produktion von CO<sub>2</sub> (Butron et al., 2015)</li> <li>Simulationen von (Kapadia et al., 2009) zeigen eine mögliche Bildung von in der Spitze bis zu 1000 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff pro m<sup>3</sup> verbranntem Bitumen bei 340°C</li> </ul>										
<b>State of the art:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Auswertung vergangener Operationen (thermal EOR)</li> <li>Thermische Simulationen</li> <li>Bohrkernversuche</li> </ul>										
<b>TRL:</b>	3 - 5										
<b>Limitationen des Prozesses</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bewegliche und durchmischbare Gasphasenbildung notwendig</li> <li>Besonders für koksbildende Schweröle geeignet</li> </ul>										
<b>Schutzrechte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Das neueste Patent zu diesem Verfahren stellt (Wang und Gates, 6. August 2018) dar. Darin ist sowohl der Syntheseprozess mittels einer In-situ Verbrennung vorgesehen sowie die Filterung des Wasserstoffs in-situ innerhalb der Lagerstätte, um die Kriterien für grünen Wasserstoff zu erfüllen. Für diese Filterung sind spezielle Membranliner vorgesehen, welche sich die hohe Diffusität des Wasserstoffes zunutze machen. Grundsätzlich sind in dem Patent auch weitere Methoden der Erwärmung und Energiezuführung in die Lagerstätte abdeckt, wie elektrische Erhitzung oder die Energieerzeugung durch andere Oxidationsmittel</li> <li>Ebenfalls geschützt ist in einem weiteren Patent dieselbe Vorgehensweise mit dem Ziel der Synthesegaserzeugung aus den Kohlenwasserstofflagerstätten, dabei liegt der Fokus auf den sich ebenfalls bildenden Verbindungen wie z.B. Methan (Strem, Gates und Wang, 4. September 2020)</li> </ul>										

## a) Vorgehensweise

Für das thermische Verfahren der Wasserstoffgewinnung sind mehrere potenzielle Bohrungsdesigns möglich, wichtig ist hier die Tiefe der Luftinjektion bzw. des Oxidationsmittels sowie die möglichst dichtungsgesteinsnahe/hohe Abführung der entstandenen Synthesegase. Entscheidend ist hierbei unter anderem auch eine möglichst gute Durchlässigkeit sowie faltungs- und klüftungsfreie Formationen. Eine heterogene Permeabilitätsverteilung würden bei dem Verfahren aufgrund von unkontrollierten Brandverläufen zu unerwünschten Ergebnissen führen, daher sind möglichst homogene Formationen vorteilhaft. Um die Injektion eines Katalysators zu ermöglichen, muss hier eine wechselweise Injektion von Wasser und Gas (z.B. Luft) erfolgen. Dabei ist das Wasser der Träger des Katalysators, welcher in pulverisierter Form in die Lagerstätte injiziert wird. Das Verfahren ähnelt damit durch die Wasser und Gasinjektion einer „wet combustion“.

Dazu müssen zunächst wie in Abbildung 1 gezeigt alle notwendigen Parameter mittels experimenteller Verfahren sowie numerischen Simulationen und einer darauf basierenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (1) ermittelt werden. Sobald diese festgelegt wurden, kann mit der Dampf- bzw. Wasserinjektion (2) begonnen werden, hierbei ist grundsätzlich die Dampfinjektion zu bevorzugen. Bei einer Flüssiginjektion sollte ein Katalysator mit in die Lagerstätte injiziert werden. Anschließend wird Luft injiziert (3), diese muss dabei eine Temperatur haben, welche für die Zündung ausreicht, aber keine zu starke Korrosion verursacht. Ein guter Temperaturbereich liegt dafür zwischen 350 – 450 °C, was durch Kühlung nach der letzten Verdichtungsstufe erreicht wird. Durch die Luftinjektion und die dadurch induzierte Verbrennung können in der Lagerstätte Temperaturen von bis zu 800°C erreicht werden. Anschließend erfolgt eine Shut-In time (4) zur idealen Ermöglichung ablaufender Gasphasenreaktionen, welche durch Simulation bestimmt wird.

Die Shut-In-time sollte bei dem Erreichen einer Temperatur von 250 °C in der Lagerstätte beendet werden, da im Rahmen einer weiteren Abkühlung der Lagerstätte die Gefahr von Kondensationsreaktionen besteht. Nach der Shut-In time wird die Produktion (5) der Gasphase durch die obere horizontale Bohrung in der Lagerstätte begonnen. Die produzierten Gase werden dabei aufbereitet (6). Das Fließschema der Gasaufbereitung ist in Abbildung 2 dargestellt. Die Reinjektion überschüssigen CO<sub>2</sub> kann in die Lagerstätte erfolgen. Alternativ zum Verkauf des Wasserstoffes (7) nach einer (zusätzlichen bzw. durch den mitgeführten Wasserdampf induzierten) Dampfreformierung und einer vollständigen Reinjektion des CO<sub>2</sub> in die Lagerstätte besteht die Möglichkeit einer Methanolsynthese (7). Diese ist insbesondere in strukturschwachen Regionen attraktiv, da Methanol besser lagerbar und transportierbar als Wasserstoff ist.

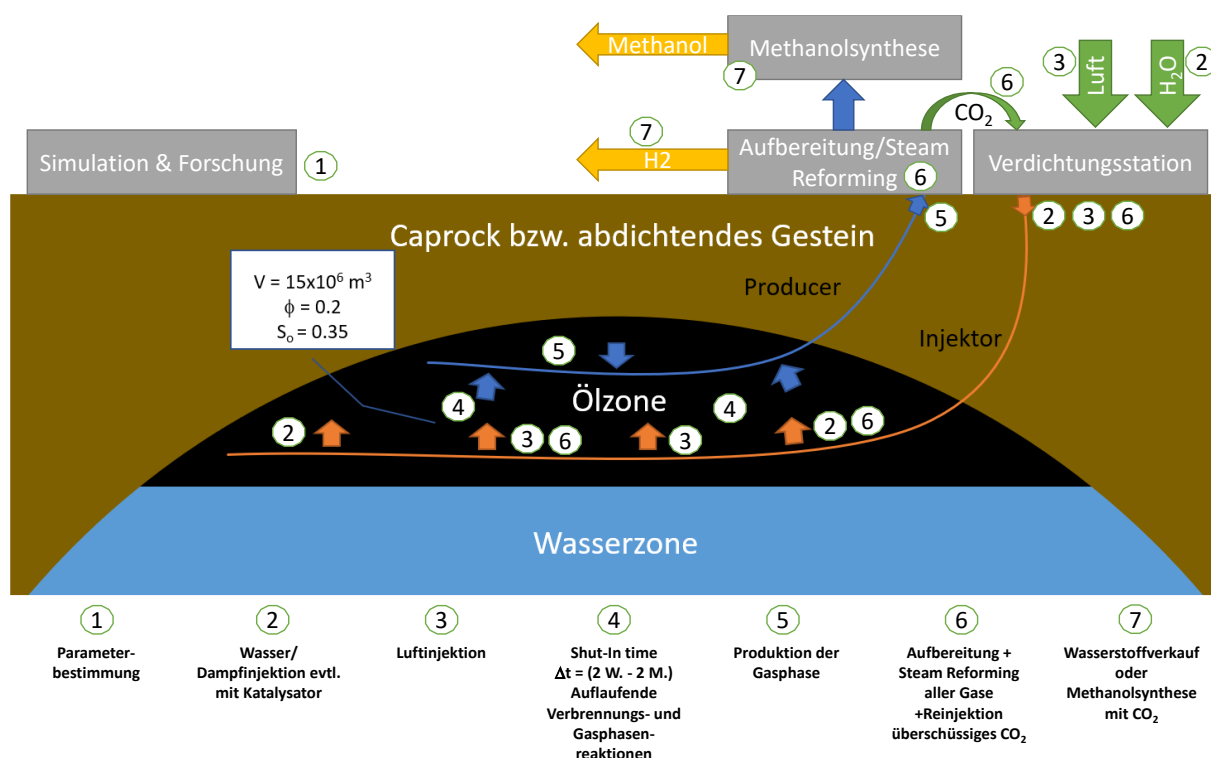


Abbildung 1: Vorgehensweise zur thermischen Wasserstoffgewinnung am generischen Reservoirmodell

An der Oberfläche kann dann die Aufbereitung und Weiternutzung der Gase erfolgen, dabei bestehen je nach Gaszusammensetzung mehrere verfahrenstechnische Möglichkeiten, welche in Abbildung 2 gezeigt sind. Bei diesem Verfahren ist die Förderung von  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$  sowie größeren Mengen von Wasserdampf ein Nebeneffekt. Dieser lässt sich nach Ablauf der üblichen Gasreinigung durch eine Dampfreformierung-Einheit gut nutzen, dabei kann katalytisch die Reaktion des Gasgemisches zu  $\text{H}_2$  und  $\text{CO}_2$  forciert werden.

Grundsätzlich ist hier zusätzlich zu anderen bestehenden Punkten aufgrund des Korrosions- sowie Diffusionsverhaltens der gefördert Gase und insbesondere des Wasserstoffes für ober- wie untertägige Anlagen auf eine geeignete Materialauswahl für die notwendige Sicherheit sowie Gasdichtheit zu achten.

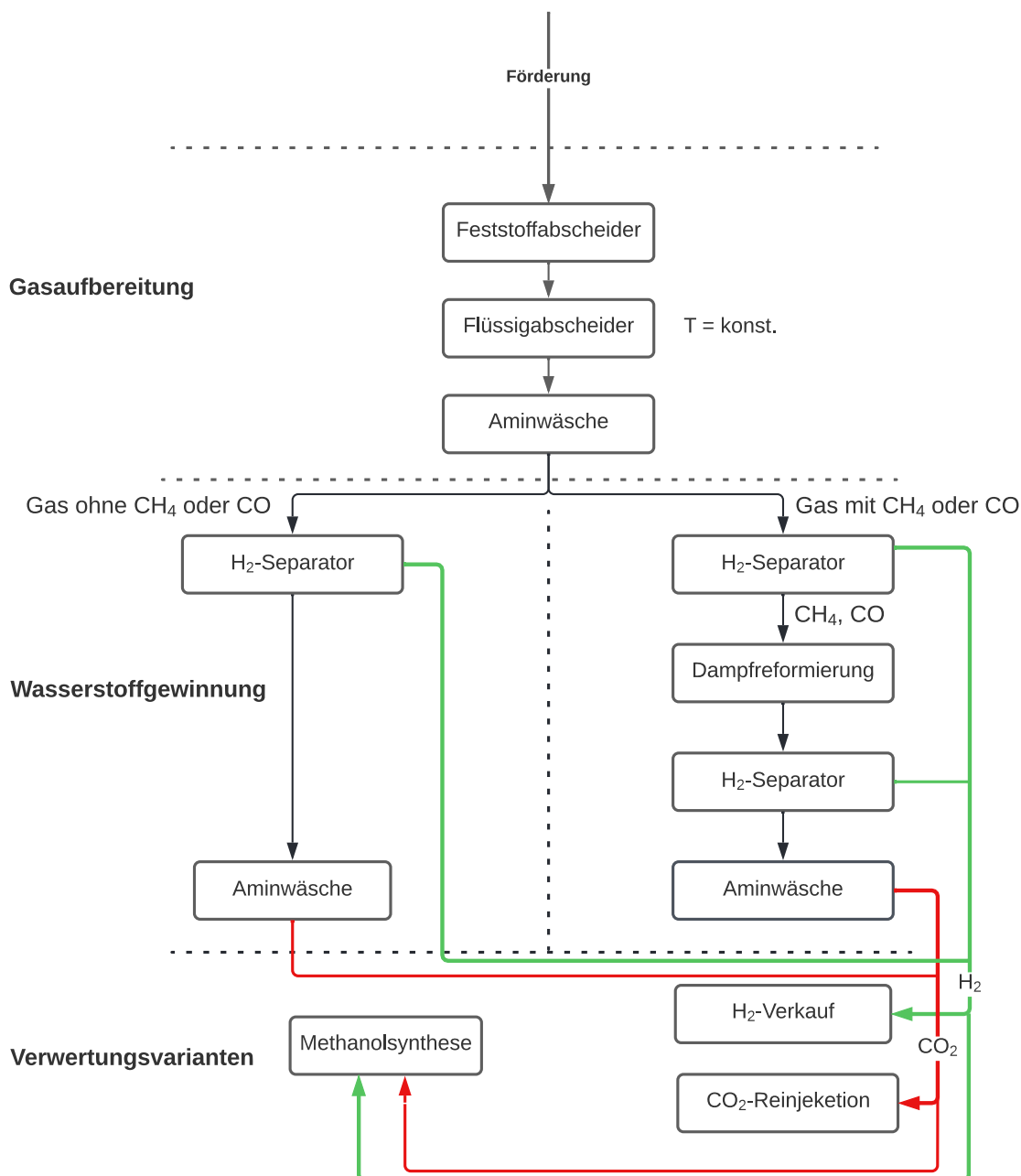


Abbildung 2: Schema für die Aufbereitung der unterschiedlichen produzierten Gaszusammensetzungen

## b) Technische Evaluierung der Wasserstoffgewinnung

Für die Annahme eines Reservoirs, wie in Abbildung 1, mit einer Porosität von 20% sowie einer Restölsättigung von 35% kann anhand der zuvor erläuterten Werte eine Bildung von ca. 500 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff aus 1 m<sup>3</sup> Rohöl für den optimistischsten Fall angenommen werden. Für ein Reservoir mit ca. 15E6 m<sup>3</sup> Gesamtvolumen kann damit eine Rohölmenge von ca. 1,05E6 m<sup>3</sup> angenommen werden, die gebildete Wasserstoffmenge wäre dann 525E6 Nm<sup>3</sup>. Im Falle der Anwendung einer In-situ-combustion ist die Fördereffizienz entsprechend hoch, da zumeist eine reine Gasphase mit hoher Temperatur gefördert werden kann. Hier soll deshalb eine Fördereffizienz des Wasserstoffs von ca. 50% angesetzt werden, dh. eine Förderung von ca. 262E6 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff wäre in optimaler Weise realisierbar. Bei anderen Verfahrensweisen insbesondere nicht-vergasenden Verfahren ist die Fördereffizienz aufgrund der Auswirkungen der kritischen Gassättigung sowie der relativen Permeabilität entsprechend niedriger.

Unter Annahme eines molaren Gewichts des Öls von 200 g/mol sowie einer Rohdichte von 700 kg/m<sup>3</sup> kann die Molmenge des Öls berechnet werden:

$$n_{\text{öl}} = V_{\text{öl}} * \rho_{\text{öl}} * 1000 / m_{m,\text{öl}} = 3.68E9 \text{ mol}$$

Aufbauend darauf lässt sich die obere und untere notwendige Sauerstoffmenge anhand von Richtwerten wie 30- 50 mol Sauerstoff je mol Öl bestimmen und damit die untere und obere Menge an zu injizierender Luft. Über diese kann anhand des notwendigen Verdichtungsdruckes über die isentrope Verdichtung die notwendige Arbeit bestimmt werden (Baehr und Kabelac, 2016):

$$W_{V, Iso} = \frac{p_1 V_1}{\kappa - 1} \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right]$$

Sowie die durch die Verdichtung erreichte Temperatur, welche für die Kühlleistung bzw. Weiternutzung der Energie eine wichtige Rolle spielt (Baehr und Kabelac, 2016):

$$T(p) = T_0 \cdot \left( \frac{p}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}$$

Aus Korrosionsschutzgründen muss eine Abkühlung während der Verdichtung abhängig von der maximalen Injektionstemperatur durchgeführt werden. Diese fällt aber im Vergleich zu der notwendigen Verdichtungsleistung nicht ins Gewicht. Durch die Annahme eines elektrischen Gesamtwirkungsgrades von 50% ergibt sich die elektrische Arbeit je Normkubikmeter Wasserstoff, welche in Abbildung 3 dargestellt ist.

Weiterhin muss die Förderung und Aufbereitung der geförderten Gase im Rahmen des Prozesses erfolgen, diese sollen hier allerdings nur mit einem Aufschlag von 100% auf die erwartete Energiemenge erfolgen. Grundsätzlich stellen Gasverdichtungen die energieaufwendigsten Prozesse hier dar, daher wird die energetische Betrachtung hauptsächlich darüber vorgenommen.

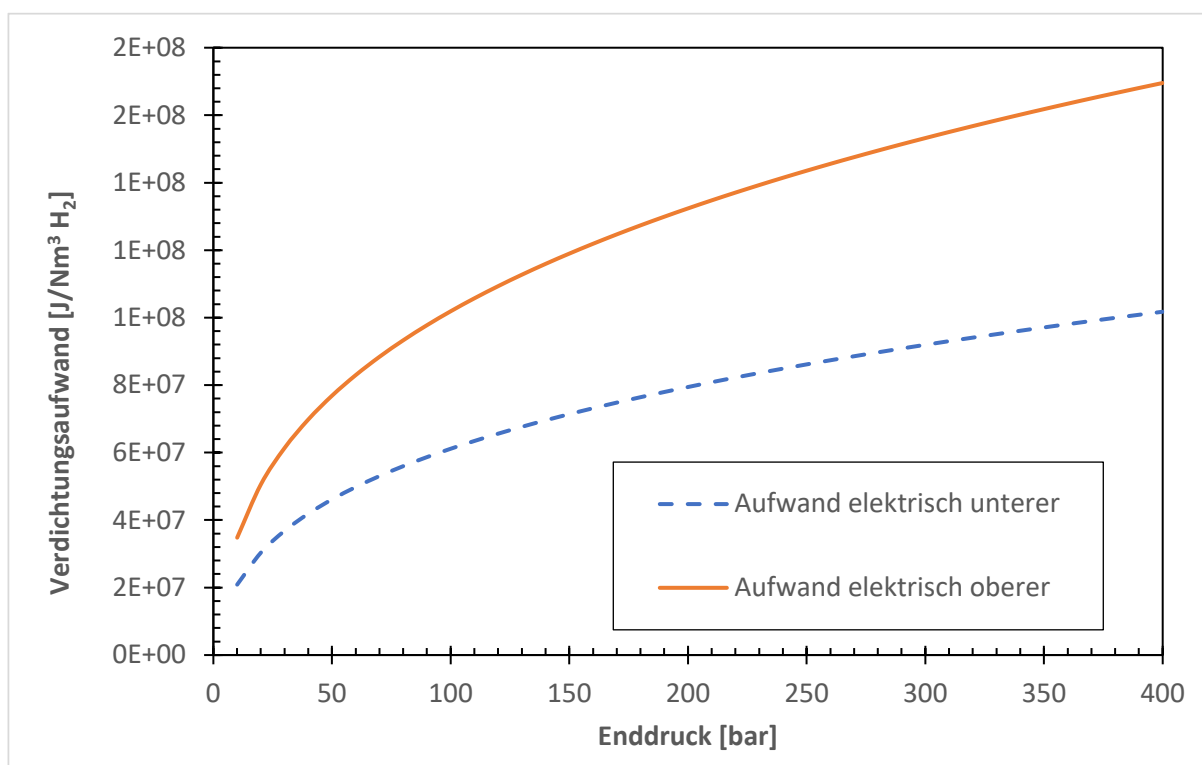


Abbildung 3: Spezifischer Verdichtungsaufwand für die Luftinjektion anhand des Enddruckes bezogen auf die dadurch geförderte Wasserstoffmenge

c) Wirtschaftliche Evaluierung

Zur wirtschaftlichen Evaluierung des Prozesses sind in Tabelle 2 Schätzwerte der jeweiligen Investitionskosten (CAPEX) und der Betriebskosten (OPEX) aufgeführt. Die Bohrungen sowie die Pipelineinfrastruktur werden dabei als vorhanden angesehen, daher fallen für diese zunächst keine Kosten mehr an. Der Steam-Reforming-Reaktor zur Verbesserung der Wasserstoffausbeute bei Förderung von Wasserdampf, CO und CH<sub>4</sub> ist dabei als nicht prozessnotwendig zu betrachten. Der Steam-Reforming-Reaktor wird hier im Rahmen der Wirtschaftlichkeit mit betrachtet, da dieser der Wasserstoffproduktion dient, die Methanolsynthese ist nur informativ angegeben.

Tabelle 2: Wirtschaftliche Parameter zur Evaluierung der thermischen Wasserstoffgewinnung (Schätzwerte); grau hinterlegte Anlagen sind optional

CAPEX (Investitionskosten)		OPEX (Betriebskosten)	
Verdichter für Luft & CO <sub>2</sub>	10 Mio.€	Elektrische Energie	0.1 €/kWh
Gasaufbereitungsanlage	10 Mio.€	(Verdichtung, Surface Facilities)	
Wasserstoffseparatoren	5 Mio.€	Personalkosten	500 Tsd. €/J.
Steam-Reforming Reaktor	20 Mio.€	Sonstige (Wartung, usw.)	300 Tsd. €/J.
Methanolsyntheseeinheit	20 Mio.€		

Werden die Kosten für den Prozess kumulativ über den jeweiligen Lagerstättendruck bzw. zwei möglichen Injektionsdrücken pro maximal förderbaren Wasserstoff angegeben (Abbildung 4), zeigt sich klar, dass der Prozess nur wirtschaftlich durchführbar ist, wenn bereits Anlagen an der Oberfläche bestehen. Die Energiekosten fallen ebenso wie weiterlaufende Kosten bei der angenommenen Nutzungsdauer von 5 Jahren kaum ins Gewicht, die Fixkosten für weitere verfahrenstechnische Anlagen stellen den „Game Changer“ dar.

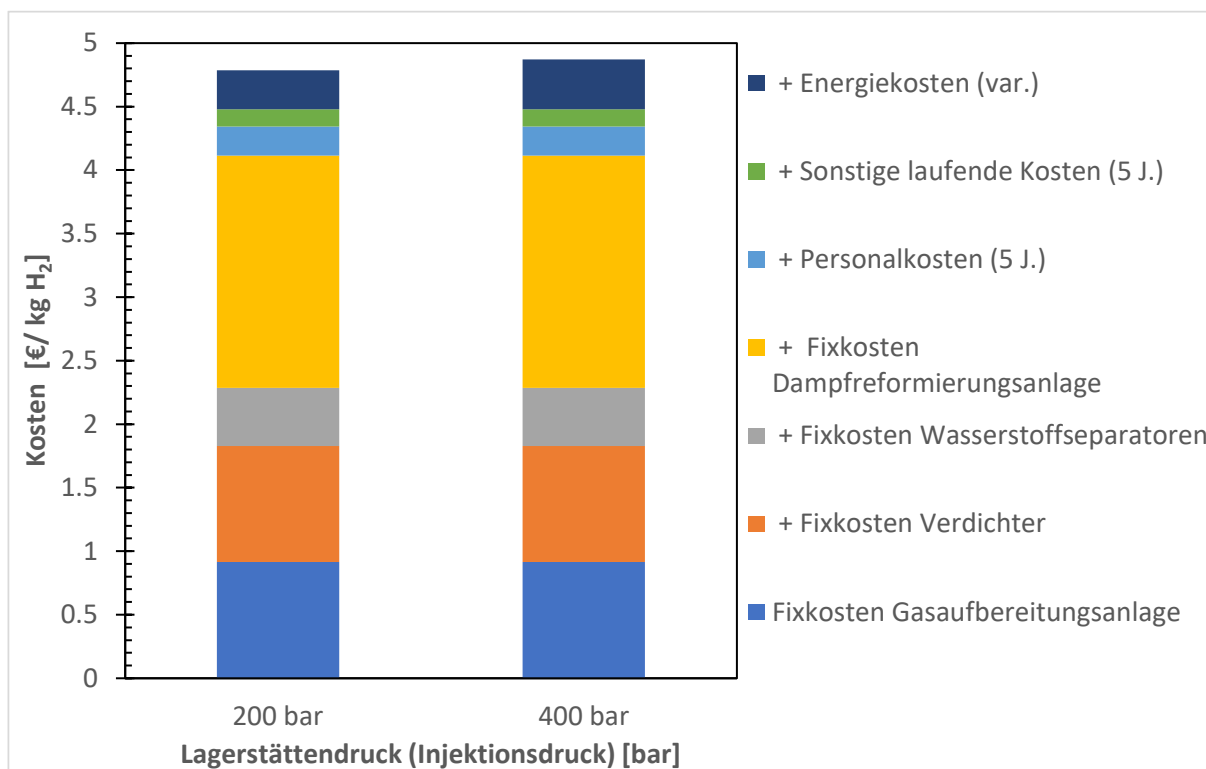


Abbildung 4: Kumulativer Kostenplot für die thermische Wasserstoffgewinnung über dem notwendigen Injektionsdruck (hier exemplarisch für 200 bar und 400 bar) für das generische Reservoirmodell



d) Vorteile + Nachteile + Risiken

Im Rahmen der Tabelle 3 sind die Vorteile, Nachteile und Risiken des Verfahrens aufgezeigt. Dabei sind die wesentlichen Vorteile im Bereich der vorhandenen Ressourcen und der erschlossenen Lagerstätte. Da allerdings ein Umrüstaufwand sowie die Notwendigkeit der Forschung hier besteht, ist das Verfahren nicht ausschließlich positiv zu bewerten. Im Bereich der Risiken sind neben sicherheitsrelevanten Fragestellungen vor allem auch regulatorische Fragestellungen vorhanden.

Tabelle 3: Vorteile, Nachteile und Risiken der thermischen Wasserstoffgewinnung

Vorteile	Nachteile	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung vorhandener Energierohstoffe</li> <li>• Wasserstoff- und Synthesegasausbeute</li> <li>• Luft und Wasser als günstige Rohstoffe</li> <li>• Vorhandene Infrastruktur</li> <li>• Reduzierte Amortisationskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verdichtungsaufwand</li> <li>• Umrüstaufwand</li> <li>• Gasaufbereitung</li> <li>• Korrosion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unregelmäßige Verbrennung (ungewollte Spitzentemperaturen)</li> <li>• Geomechanische Schäden</li> <li>• Forschungsmangel</li> <li>• Genehmigungsverfahren</li> <li>• Temperatur- &amp; Stoffkorrosion</li> <li>• Nebenreaktionen</li> </ul>

**Biogeneration von Wasserstoff aus Kohlenwasserstofflagerstätten**

Die Biogeneration von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen stellt eine weitere Möglichkeit dar, in der Lagerstätte befindliche und nicht mehr förderbare Kohlenwasserstoffe durch in-situ Reaktionen zur Energiegewinnung zu nutzen. Mittels spezieller Bakterienstämme können dabei die in der Lagerstätte vorliegenden Kohlenwasserstoffe zu Wasserstoff umgewandelt werden. Anhand von festgestelltem Wasserstoff im Lagerstättenwasser nach bestimmten EOR-Maßnahmen kann davon ausgegangen werden, dass diese Bakterien sich unter thermophilen und hyperthermophilen Bedingungen in der Lagerstätte halten. Dem Bereich von hohen Temperaturen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu, grundsätzlich ist die Wasserstoffproduktion aufgrund von kinetischen Hemmungen sowie besseren fluiddynamischen Eigenschaften dann besser möglich. Grundsätzlich ist die Umsetzung von Kohlenwasserstoffen zu Wasserstoff auch bei niedrigeren Temperaturen mittels mesophile Bakterien möglich (Veshareh et al., 2022). Zu der zentralsten Parametern für diesen Prozess zählt die Mischbarkeit zwischen der aquatischen sowie der oleophilen Phase. Da die Bakterien nur im Wasser überleben können, muss die Kontaktfläche zwischen den beiden Fluiden möglichst groß und ergiebig sein.

Der Prozess wird in Tabelle 4 analog zu den anderen Prozessen beschrieben.

Tabelle 4: Prozessbeschreibung Biogeneration von Wasserstoff

<b>Grundprinzip:</b>	Die Biogeneration von Wasserstoff beschreibt eine Abwandlung der dunklen Fermentation von Nährstoffen, dabei werden die Bakterien mittels Nährstoffen stimuliert <b>und verstoffwechseln</b> anschließend Kohlenwasserstoffe zu Wasserstoff. Um diesen Prozess über die bessere Phasenmischbarkeit und größere Kontaktflächen effektiver zu machen, werden Tenside mit in die Lagerstätte injiziert (Veshareh et al., 2022).
<b>Dominierende Reaktionen:</b>	Fermentation von Kohlenwasserstoffen exemplarisch hier für Pentan (Veshareh et al., 2022): $\text{C}_{10}\text{H}_{22} + 9.2 \text{H}_2\text{O} + 0.22 (\text{HCO}_3)^- + 0.14\text{NH}_4^+ \rightarrow 0.7\text{CH}_{1.8}\text{O}_{0.5}\text{N}_{0.2} + 3.27 \text{H}^+ + 4.76 \text{CH}_3\text{COO}^- + 10.48 \text{H}_2$
<b>Energiequelle:</b>	Chemische Energie des Erdöls bzw. zur Stimulation die der Nährstoffe
<b>Bekannte Parameter:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wasserstoff befindet sich der Regel im Lagerstättenwasser in molekularer Form, dient dort als Edukt für Reduktionsreaktionen von Archaeoglobus fulgidus und weitere hydrogenotrope Bakterien. Die Wasserstoffbildung korreliert mit geothermische Reaktionen; dies impliziert die Relevanz von thermophile Bakterien für die Wasserstoffbildung (Magot, Ollivier und Patel, 2000)</li> <li>Degeneration von Alkanen zu Acetat und Wasserstoff vor allem durch Syntrophus sp. durch eine "Syntrophic oxidation" (Jones et al., 2008)</li> <li>"oil-degrading and hydrogen-producing thermophilic bacteria (ODHPTB)" setzend das sich im Lagerstättenwasser befindliche Öl zu Wasserstoff um (Sugai et al., 2008).</li> <li>[FeFe]-hydrogenase als entscheidenden Prozess, welcher vor allem von den Bakterienstämmen von Bacteroidetes, Firmicutes, Spirochaete, Clostridia zur Wasserstoffproduktion genutzt wird. Dabei ist die vermehrte Häufigkeit des Bakterienstammes Clostridium (Singular zu Clostridia) insbesondere in CO<sub>2</sub> gefluteten Reservoiren (36%+) bzw. nach dem Wasserfluten (6%+) festgestellt worden (Liu et al., 2016).</li> <li>Die Wasserstoffausbeute für eine Mischung von Wasser mit Öl (ca. 2%) betrug 0.88 mmol/L/h Wasserstoff bei einer Probertemperatur von 70°C sowie Zusätzen von Glukose zur bakteriellen Stimulation sowie Tensiden zur Vergrößerung der Kontaktflächen (Veshareh et al., 2022)</li> </ul>
<b>State of the art:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fluidsystemversuche</li> <li>Simulationen an der TU BAF</li> </ul>
<b>TRL:</b>	1 - 2
<b>Limitationen des Prozesses</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>T &lt; 90° C</li> <li>Vorliegen wasserstoffproduzierender Bakterien bzw. mögliche Ansiedlung solcher</li> <li>Vorliegen reduzierender wasserstoffkonsumierender Bakterien: Gefahr der ungewollten Reduktionsreaktionen</li> </ul>

**Schutzrechte**

Im einschlägigen Patent von (Larter et al., 27. Mai 2005) wird dieser Prozess geschützt. Dabei wird die Umsetzung von Kohlenwasserstoffen zu Kohlenstoffdioxid, Acetat und Wasserstoff als Zwischenschritt gesehen. Diese Zwischenprodukte sind Edukte für diverse potenzielle Reaktionen wie z.B. die Eisen-, Nitrat oder Schwefelreduktion sowie die Methanogenese. Diese Prozess gilt es für eine verbesserte Ausbeute an Wasserstoff mittels physikalischer sowie chemischer Prozesse zu verhindern (Larter et al., 27. Mai 2005).

## a) Vorgehensweise

Im Rahmen der Biogeneration von Wasserstoff ist die grundsätzliche Verfahrensweise (Abbildung 5) im Vergleich zu der thermischen Gewinnung anders, da der Wasserstoff nach der Reaktion in den bisherigen Untersuchungen unter Druck häufig im Lagerstättenwasser gelöst vorliegt. Dieser muss sich im Rahmen der Shut-In time zunächst entlösen und zu einer Gaskappe migrieren. Grundsätzlich ist die Förderung des Lagerstättenwassers mit dem gelösten Wasserstoff nach einer langen Shut-In time ebenfalls möglich: Das Lagerstättenwasser kann nach einem Durchgang durch die Ölzone gefördert werden, diese Förderung ist daher tief am Rande oberhalb des Öl-Wasser-Kontakts anzusetzen. Durch eine hohe Injektion und eine tiefe Produktion würde die Zirkulation des Mediums durch die ölhaltige Zone für den Prozess genutzt. Im Folgenden wird allerdings die Verfahrensweise mit der Bildung einer Gaskappe gezeigt.

Nach der Parameterbestimmung mittels experimenteller Verfahren sowie numerischen Simulationen und einer darauf basierenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (1) erfolgt die Injektion des Trägerfluides (2) in die Lagerstätte. Dieses besteht aus Wasser, den Stimulationsnährstoffen für die In-situ-Bakterien sowie Tensiden zur Verbesserung der Kontakteigenschaften zwischen Wasser- und Ölphase. Zur besseren Dispersion der Nährstoffe sowie der Tenside kann es empfehlenswert sein, gezielt zu fördern (3). Danach erfolgt eine Shut-In time (4), in Abhängigkeit von der bakteriellen Aktivität. In der Folge bildet sich eine Gaskappe, welche durch die obere Bohrung gefördert werden kann (5), hier können insbesondere auch in-situ-Separationstechnologien zum Einsatz kommen. Im Rahmen der Aufbereitung und der Reinjektion von CO<sub>2</sub> (6) und Weiterverarbeitung (7) können dabei die bereits im Kapitel zur thermischen Wasserstoffgewinnung (Abbildung 2) angewendet werden.

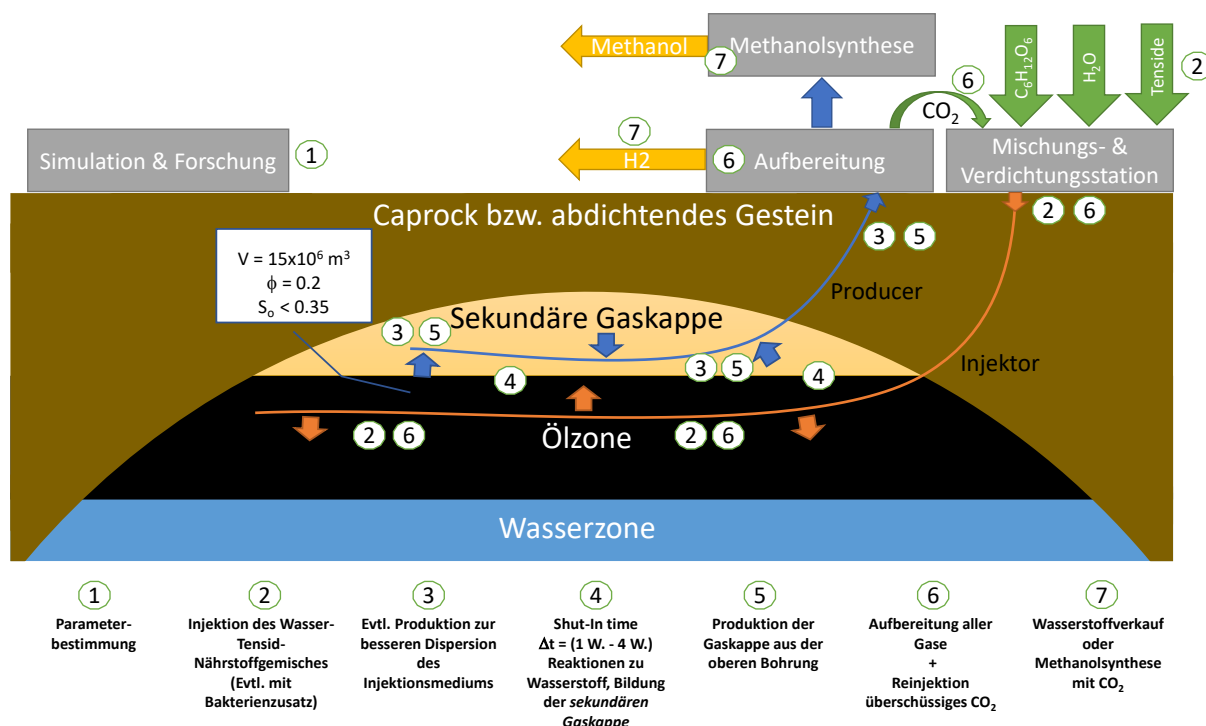


Abbildung 5: Vorgehensweise zur Biogeneration von Wasserstoff am generischen Reservoirmodell

## b) Technische Evaluierung der Wasserstoffgewinnung

Unter Beibehaltung der Berechnungsannahmen aus dem generischen Reservoirmodell in Abbildung 5 ergibt sich hier für die Ausbeute eine Menge von 10 mmol/L Wasser (Veshareh et al., 2022). Dabei muss hier durch die Nutzung einer ausgeförderten Ölzone die Wassersättigung auf 60% reduziert werden, die restlichen 40% sind mit Öl gesättigt. Dadurch ergibt sich eine notwendige Injektionsmenge von 1.8E+6 kg Glukose sowie 4.5E+4kg Tensiden und eine dazugehörige Wasserstoffausbeute von 7.27E+3 kg H<sub>2</sub> bei einer Fördereffizienz von 20%. Wie bereits bei der dunklen Fermentation ergibt sich hier wieder ein sehr ungünstiges Verhältnis aus Glukoseeinsatz und Wasserstoffförderung von 0.004 kg H<sub>2</sub>/kg Glukose. Da die Daten allerdings für Proben mit geringen Ölmengen erhoben wurden, soll im Rahmen der Wirtschaftlichkeit die Abhängigkeit von der Wasserstoffbildungsrate aus Kohlenwasserstoffen evaluiert werden.

## c) Wirtschaftliche Evaluierung

Anhand der Werte aus der Tabelle 5 sowie den weiteren Merkmalen ergibt sich der folgende Zusammenhang (Abbildung 6) für die Kosten der Wasserstoffherstellung, dieser zeigt die Kosten über den unterschiedlichen möglichen Wasserstoffbildungsraten. Dabei sind erst Raten wirtschaftlich nutzbar, welche über dem 100 - 1000fachen der eigentlich gemessenen Raten liegen. Selbst dann ist der Prozess nur bei Bestehen sämtlicher notwendiger Anlagen wirtschaftlich durchführbar. Der Prozess ist bei reiner Betrachtung der Rohstoffkosten nach jetzigem Forschungsstand bereits unwirtschaftlich, lediglich die oben gezeigte Verbesserung der Effizienz der bakteriellen Umsetzung von Kohlenwasserstoffen zu Wasserstoff würde bei einer Skalierung den Faktor 1000 oder größer den Prozess in den Bereich einer Wirtschaftlichkeit bringen. Die Forschung an solchen Bakterien ist allerdings sehr lohnend, da die Kosten reziprok zu der Umsetzungsrate sind.

Tabelle 5: Wirtschaftliche Parameter zur Evaluierung der Biogeneration von Wasserstoff (Schätzwerte); grau hinterlegte Anlagen sind optional

CAPEX (Investitionskosten)		OPEX (Betriebskosten)	
Verdichter für CO <sub>2</sub>	2 Mio. €	Nährstoffkosten	0.5 €/kg
Gasaufbereitungsanlage	10 Mio. €	Tensidkosten	10 €/kg
Wasserstoffseparatoren	5 Mio. €	Elektrische Energie	0.1 €/kWh
Mischungseinheit	500 Tsd. €	(Verdichtung CO <sub>2</sub> , Surface	
Methanolsyntheseeinheit	20 Mio. €	Facilities)	
		Personalkosten	500 Tsd. €/J.
		Sonstige	300 Tsd. €/J.

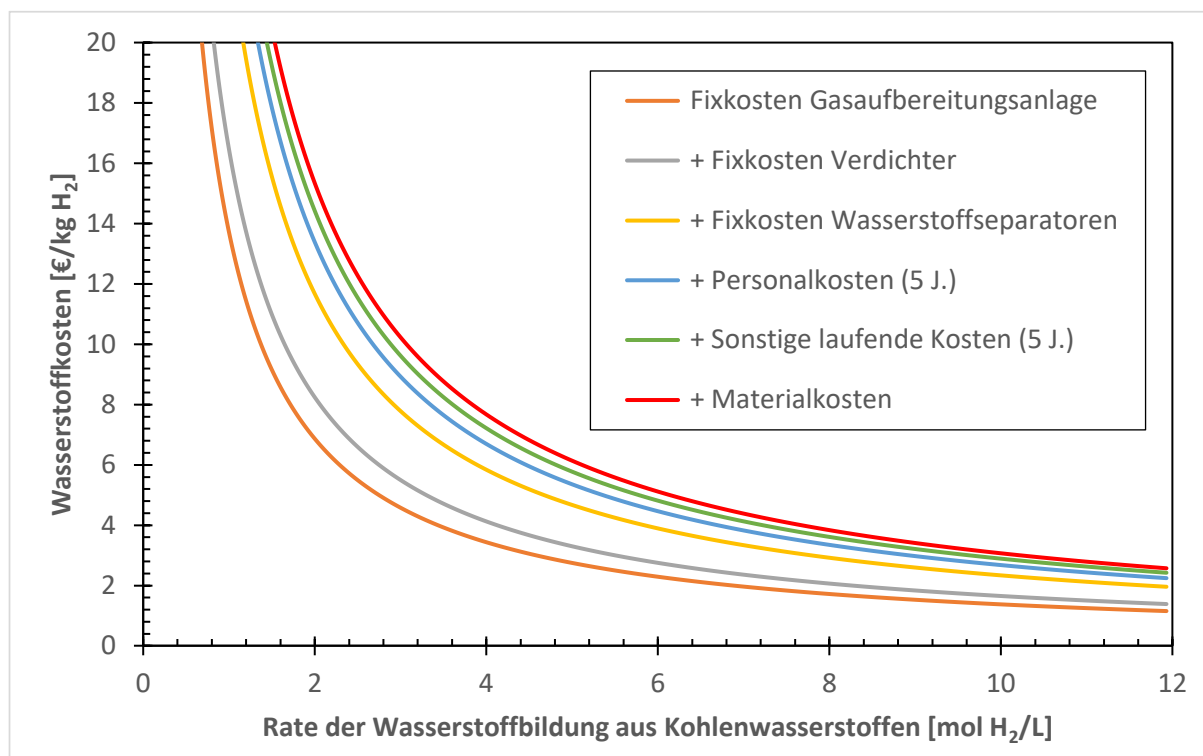


Abbildung 6: Kumulativer Kostenplot für die Biogeneration von Wasserstoff über der bakteriellen Bildungsrate von Wasserstoff für das generische Reservoirmodell

#### d) Vorteile + Nachteile + Risiken

Anhand von Tabelle 6 werden die Vorteile, Nachteile und Risiken des Prozesses dargelegt. Dabei ist der größte Nachteil eindeutig, dass der Prozess bis jetzt ähnlich unwirtschaftlich ist wie die dunkle Fermentation. Die einzige Möglichkeit den Prozess wirtschaftlich zu machen, besteht in der Züchtung bzw. Einbringung von Bakterien, welche die Möglichkeit der bakteriellen Wasserstoffproduktion durch die Umsetzung von Kohlenwasserstoffen deutlich effektiver machen. Insbesondere dafür bestehen vor allem Hürden rechtlicher sowie forschungstechnischer Natur.

Tabelle 6: Vorteile, Nachteile und Risiken der Biogeneration von Wasserstoff

<b>Vorteile</b>	<b>Nachteile</b>	<b>Risiken</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung vorhandener Energierohstoffe</li> <li>• Wasserstoff- und Synthesegasausbeute</li> <li>• <b>Vorhandene Infrastruktur</b></li> <li>• <b>Einsatzbar auch bei sehr niedrigen Ölsättigung</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Zum jetzigen Zeitpunkt und Forschungsstand ebenfalls völlig unwirtschaftlich</b></li> <li>• Aufwand für Bakterien</li> <li>• Aufwand für Nährstoffe + Injektion + Tenside</li> <li>• Öl-Wasser-Aufbereitung bei Förderverfahren ohne Gaskappe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permeabilitätsverlust</li> <li>• Bakterielle Nebenreaktionen (Biosouring)</li> <li>• Reduktionsreaktionen mit vorhandenen Ionen</li> <li>• Forschungsmangel</li> <li>• Genehmigungsverfahren</li> </ul>

## Dunkle Fermentation von Nährstoffen zur Wasserstoffgewinnung

Die dunkle Fermentation basiert auf der Idee, die bereits in der Lagerstätte oder dem geothermischen Reservoir befindlichen Bakterien sowie die dortig vorherrschenden physikalischen Bedingungen im Rahmen eines Bioreaktors zu nutzen, ähnlich zum in-situ MEOR-Verfahren aus (Alkan et al., 2016). Dafür sollen Nährstoffe injiziert werden, die dann im Untergrund umgesetzt werden. Der Prozess der dunklen Fermentation ist in Tabelle 7 anhand unterschiedlicher Kriterien beschrieben.

Tabelle 7: Prozessbeschreibung dunkle Fermentation

<b>Grundprinzip:</b>	Die dunkle Fermentation von Nährstoffen beschreibt die bakterielle Umsetzung dieser ohne Sauerstoffeinfluss innerhalb der Lagerstätte. Dabei sind bestimmte Bakterienstämme aktiv, welche diese Umsetzung zu diversen organischen Säuren und Wasserstoff hervorbringen (Veshareh et al., 2022).
<b>Dominierende Reaktionen:</b>	Fermentation von Glukose (bzw. Bionährstoffen) zu H <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> und <ul style="list-style-type: none"> <li>• Essigsäure, <math>C_6H_{12}O_6 \rightarrow 2 CH_3COOH + 4 H_2 + 2 CO_2</math></li> <li>• Butansäure, <math>C_6H_{12}O_6 \rightarrow C_3H_7COOH + 2 H_2 + 2 CO_2</math></li> <li>• Pentansäure <math>C_6H_{12}O_6 \rightarrow 3/4 C_4H_9COOH + 9/4 H_2 + 9/4 CO_2</math></li> </ul>
<b>Energiequelle:</b>	Biochemische Energie des injizierten Nährstoffes (hier: Glukose) bzw. teilweise thermische Energie des Reservoirs
<b>Bekannte Parameter:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bildung von einem gleichmoligen H<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-Gemisch bei Versuchen in Lagerstättenwässern (Veshareh et al., 2022)</li> <li>• Einsatz von Glukose und dem Bakterienstamm Thermotoga bei 80°C und Normaldruck ergeben eine maximale Bildungsrate von H<sub>2</sub> von 0.31 mmol/L/h (Dopffel et al., 2022)</li> <li>• Unter Verwendung der im Lagerstättenwasser vorhandenen Bakterien betrug die Wasserstoffbildung im besten Fall 0.16 mmol/L/h (Dopffel et al., 2022)</li> <li>• Die Erhöhung des Druckes führte in Versuchen mit 16 bar zu einer starken Reduktion der Wasserstoffkonzentration, dies kann neben bakteriellen Effekten auf die Verschiebung des Gleichgewichtes zurückgeführt werden (Dopffel et al., 2022)</li> <li>• Bei längeren Verweilzeiten ist die Bildung von H<sub>2</sub>S und CH<sub>4</sub> zu beobachten. Dies ist auf bakteriellen Reduktionsreaktionen zurückzuführen (Dopffel et al., 2022).</li> </ul>
<b>State of the art:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Laborversuche in Lagerstättenwässern</li> </ul>
<b>TRL:</b>	1-2
<b>Limitationen des Prozesses</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• T &lt; 90 °C</li> <li>• Vorkommen geeigneter Bakterien bzw. Injektionsmöglichkeiten</li> <li>• Ausreichende Porosität &amp; Permeabilität</li> </ul>
<b>Schutzrechte</b>	/ (Keine bekannt für Reservoirprozesse)

a) Vorgehensweise

Bei der dunklen Fermentation von Nährstoffen (Abbildung 7) werden zunächst ebenfalls über Simulationsmodelle die relevanten Parameter bestimmt (1). Anschließend kann mit der Injektion des Wasser-Nährstoff-Gemisches in die Lagerstätte (2) begonnen werden, dabei ist das Ziel eine möglichst tiefe Injektion in der Wasserzone zu ermöglichen. Um eine bestmögliche Dispersion innerhalb der Zone zu erreichen, kann dabei mittels der gezielten Förderung (3) die Verteilung des Trägermediums verbessert werden. Nach einer Shut-In time sowie der Bildung einer ausreichend großen sekundären Gaskappe (4) kann mit der Förderung (5) begonnen werden, dabei sollte im Bereich der gebildeten sekundären Gaskappe gefördert werden. Im Rahmen der Aufbereitung kann hier ähnlich zur thermischen Wasserstoffgewinnung vorgegangen werden, allerdings liegt hier nur eine Förderung von einem Wasserstoff-CO<sub>2</sub>-Gemisch vor, das heißt hier ist das Verfahren nach Abbildung 2 ohne Steam-Reforming-Einheit durchzuführen. Grundsätzlich sind für diesen Prozess Verfahren zur in-situ Wasserstoffseparation z.B. mittels Membrantechnologie ebenfalls anwendbar.

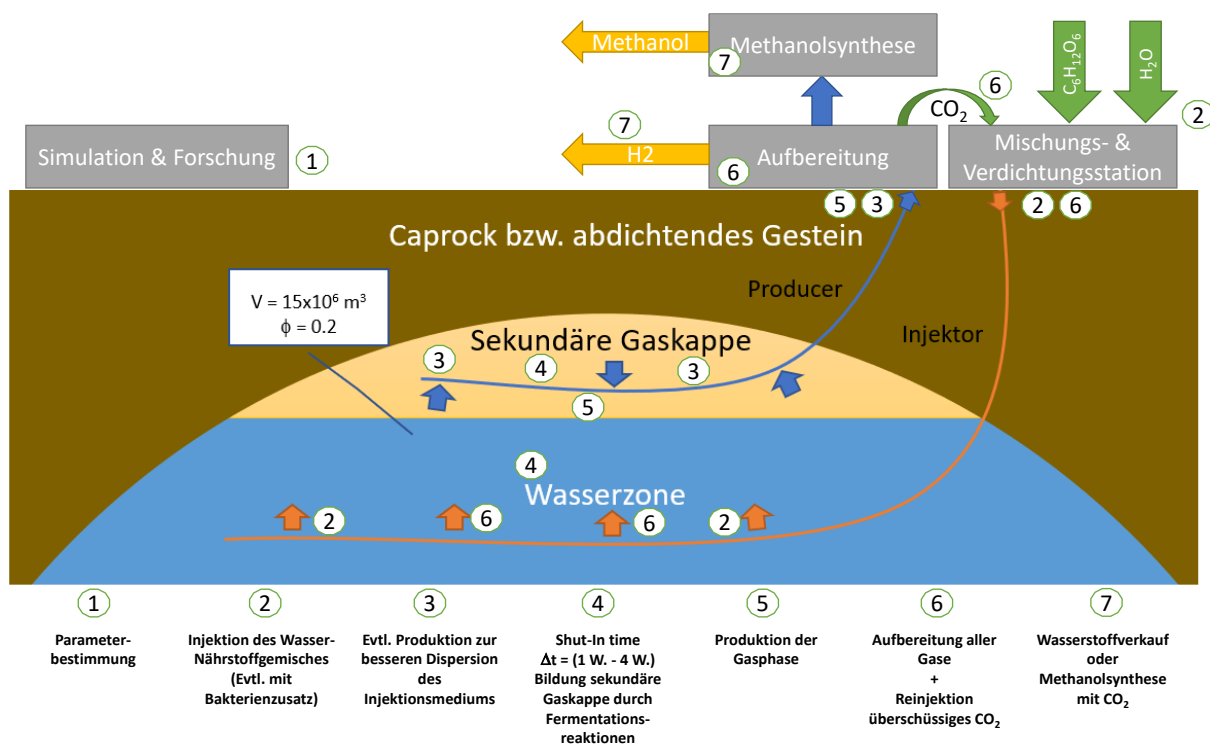


Abbildung 7: Vorgehensweise zur dunklen Fermentation am generischen Reservoirmodell

b) Technische Evaluierung der Wasserstoffgewinnung

Im Rahmen der technischen Evaluierung wird eine gleiche Lagerstättengröße und Porosität verwendet, die bereits in dem Kapitel darüber verwendet wurde. Da hier eine Gasphase in einem Aquifer zu einer sekundären Gaskappe migrieren muss, soll hier eine Fördereffizienz von 20% angenommen werden. Unter der Annahme eines anfangs mit Lagerstättenwasser gefüllten Porenraums ergibt sich eine ideale stöchiometrische Wasserstoffmenge von 6.73E+4 kg bei einer Injektion von 1.5E+7 Glukose. Wird die Berechnung mit der real gemessenen Rate von 0.31 mmol/(L\*h) (Dopffel et al., 2022) und einer Maximalproduktionszeit von 30h angenommen, kann mit derselben Menge Glukose eine Wasserstoffmenge von 1.13E+4 kg erreicht werden. Aufgrund dieses auffallenden Verhältnisses von **0.004 kg H<sub>2</sub>/kg Glukose** selbst bei stöchiometrischer Berechnung, ist die Ausbeute gesehen zum stofflichen Aufwand extrem gering.



c) Wirtschaftliche Evaluierung

Aufgrund der gezeigten geringen stofflichen Effizienz soll hier zunächst die Wirtschaftlichkeit anhand der Rohstoffkosten zum maximalen Einsatz gezeigt werden, dabei wird der stöchiometrische (und somit ideale obere) Umsatz von 2 mol H<sub>2</sub>/mol Glukose angenommen. Selbst bei diesem Idealprozess ergibt sich mit dem Preis der Glukose aus Tabelle 8 ein Wasserstoffpreis von **22,3 €/kg H<sub>2</sub>** sowie für den realen Prozess (ohne Einbeziehung der Fördereffizienz, reine Umsatzberechnung) Materialkosten der Glukose von **133 €/kg H<sub>2</sub>**. Das bedeutet der Prozess ist selbst an der Oberfläche in einem perfekten Reaktor bei alleiniger Einbeziehung der Rohstoffkosten um den Faktor 10 zu teuer. Die Einbeziehung der Fördereffizienz würde diese Summen noch einmal um den Faktor 5 erhöhen! Eine weitere Auswertung soll hier deshalb nicht vorgenommen werden, weitere Investitionsausgaben sowie Schätzwerte der anderen Kosten finden sich analog zu den anderen Kapiteln.

Tabelle 8: Wirtschaftliche Parameter zur Evaluierung der dunklen Fermentation (Schätzwerte); grau hinterlegte Anlagen sind optional

CAPEX (Investitionskosten)		OPEX (Betriebskosten)	
Verdichter für CO <sub>2</sub>	2 Mio. €	Nährstoffkosten (Glukose)	0.5 €/kg
Gasaufbereitungsanlage	10 Mio. €	Elektrische Energie	0.1 €/kWh
Wasserstoffseparatoren	5 Mio. €	(Verdichtung, Surface	
Mischungseinheit	500 Tsd. €	Facilities)	
<i>Methanolsyntheseeinheit</i>	20 Mio. €	Personalkosten	500 Tsd. €/J.
		Sonstige	300 Tsd. €/J.

d) Vorteile + Nachteile + Risiken

Anhand von Tabelle 9 werden die Vor- und Nachteile des Prozesses aufgeführt, dabei ist der beherrschende Nachteil die vollkommene Unwirtschaftlichkeit des Prozesses. Die weiteren Vor- und Nachteile sind mit bakteriellen Verfahren zur Stimulation vergleichbar.

Tabelle 9: Vorteile, Nachteile und Risiken der dunklen Fermentation

Vorteile	Nachteile	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> <li>Wasserstoff- und Synthesegasausbeute</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Prozess ist vollkommen unwirtschaftlich!</b></li> <li>Aufwand für Bakterien</li> <li><b>Kaum Vorteile durch Nutzung des Untergrundes im Vergleich zu herkömmlichen Reaktoren</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permeabilitätsverlust</li> <li>Bakterielle Nebenreaktionen (Reservoirsäuerung)</li> <li>Reduktionsreaktionen mit vorhandenen Ionen</li> <li>Gas trapping aufgrund des Unterschreitens der kritischen Gassättigung</li> <li>Forschungsmangel</li> <li>Genehmigungsverfahren</li> </ul>

## Vergleichende Einordnung + Ergebnisse

Im Rahmen der technischen Evaluierung ist in Tabelle 10 eine Anwendbarkeitsmatrix aufgeführt, diese differenziert nach Anwendbarkeit (☒/☑) und klärungsbedürftigem Forschungsbedarf (?).

Tabelle 10: Vergleichsmatrix der dargestellten Verfahren

	Thermische Wasserstoffgewinnung	Biogeneration von Wasserstoff	Dunkle Fermentation
<b>Prozessbewertung</b>			
<b>Technische Realisierbarkeit</b>	☑	?	?
<b>Technology readiness level (TRL)</b>	3-5	1-2	1-2
<b>Wirtschaftliche Realisierbarkeit</b>	☑	?	☒
<b>Lagerstättenarten</b>			
<b>Erdöllagerstätten mit primärer Gaskappe</b>	☒	☑	☒
<b>Erdöllagerstätten ohne Gaskappe</b>	☑	☑	☑
<b>Bitumenlagerstätten</b>	☑	?	☑
<b>Gaslagerstätten</b>	?	☒	☒
<b>Geothermische Reservoirre</b>	☒	☒	☒
<b>Aquifere</b>	☒	☒	☑
<b>Lagerstätteneigenschaften</b>			
<b>Teufe (m)</b>	400 - 3000m	1000 – 2500m	1000-2500m
<b>Geklüftete Lagerstätten</b>	☒	☑	☑
<b>Permeabilität (mD)</b>	>50mD	>100mD	>100mD
<b>P (bar)</b>	-	-	-
<b>T (°C)</b>	0 – 300 °C	< 90 (120°C)	< 90 (120°C)
<b>S<sub>o</sub></b>	>30%	>20%	<40%
<b>S<sub>w</sub></b>	>20%	>30%	>60%
<b>Karbonatische Lagerstätten</b>	?	☑	☑
<b>Silikatische Lagerstätten</b>	☑	☑	☑
<b>Abhängig vom natürlichen Bakterienbestand</b>	☒	☑	☑

Im Rahmen des Abstracts wurden die unterschiedlichen Verfahrensweisen zur Produktion von Wasserstoff aus Erdöllagerstätten vorgestellt und daraus relevante Schlussfolgerungen gezogen. So erwies sich selbst bei optimistischster Rechnung lediglich das thermische Verfahren mittels in-situ combustion als wirtschaftlich anwendbar. Die mikrobakteriellen Verfahren dagegen würden sich zum aktuellen Forschungsstand nicht mal in Vollumsatzreaktoren an der Oberfläche lohnen. Während die dunkle Fermentation von Nährstoffen dabei nicht wirtschaftlich möglich ist, da diese über die zur Verfügung stehenden Energierohstoffe begrenzt ist, könnte die Biogeneration von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen mit geeigneten Mikroorganismen mit ausreichender biologischer Aktivität zur Wasserstoffproduktion durchaus wirtschaftlich sein. Bis dahin ist allerdings eine so

signifikante Verbesserung der Umsetzung notwendig, dass die Züchtung oder Modifikation der jetzig vorhandenen Mikroorganismen notwendig ist. Im Falle der thermischen Wasserstoffgewinnung ist die Wirtschaftlichkeit stark von dem Vorhandensein bzw. Kosten der notwendigen verfahrenstechnischen Anlagen an der Oberfläche abhängig. So könnte das Verfahren bei einer geeigneten Lagerstätte mit bestehenden Surface Facilities parallel zum sonstigen Förderbetrieb in bereits ausgeförderten Arealen durchgeführt werden. Dadurch würde sich die Wirtschaftlichkeit aufgrund der geringen Betriebskosten (OPEX) im Verhältnis zu den hohen Investitionskosten (CAPEX) ergeben.

## Diskussion

Die Ergebnisse der Ausarbeitung sind grundsätzlich unter den folgenden Einschränkungen zu betrachten:

- Verwendung eines einfachen generischen Reservoirmodells
- Ausbeutedaten meist aus reinen Reagenzglasversuchen & Bohrkernversuchen
- Überschlägige Anpassung im Rahmen des Upscaling über Fördereffizienz und Wirkungsgrad
- Einfache wirtschaftliche Betrachtung auf Basis von Schätzwerten

## Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit war es, Möglichkeiten bzw. Verfahren, Wasserstoff u.a. aus ausgeförderten KW-Lagerstätten zu erzeugen, produzieren und aufzubereiten. Insgesamt wurden drei Verfahren vorgestellt.

Zu diesem Zweck wird zunächst vereinfachte Methoden eingesetzt, um diese Verfahren technisch und ökonomisch zu bewerten. Es wurde eine Berechnung unter Verwendung verschiedener thermischer/mikrobiellen Modelle durchgeführt.

Zusammenfassend wurden die folgenden Punkte im Manuskript behandelt:

- Möglichkeiten zur In-situ-Herstellung von Wasserstoff aus Kohlenwasserstofflagerstätten, wobei drei Verfahren ausführlich präsentiert und nach den folgenden Punkten diskutiert wurden:
  - Aktueller Forschungsstand des jeweiligen Verfahrens
  - Bekannte Parameter
  - Beispielrechnung anhand eines generischen Reservoirmodells
  - Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anhand von geschätzten Investitions- und Betriebskosten bezogen auf das kg H<sub>2</sub>
- Nachweis, dass lediglich das thermische Verfahren im Bereich einer wirtschaftlichen Anwendung ist; mikrobielle Verfahren sind **selbst im Idealfall weit über dem Marktpreis**
- die möglichen Nebenreaktionen bei den anderen Verfahren spielen bei der Bewertung eine große Rolle, wobei das thermische Verfahren ein geringes Risiko darstellt.

## Ausblick

Aufgrund des wachsenden Bedarfs an grünem Wasserstoff sowie sauberer Energie allgemein wird die Forschung zu derartigen Themen weiter zunehmen. Insbesondere die saubere Weiternutzung der im Untergrund gespeicherten Energie wird auch in Zukunft eine große Rolle spielen. Der entscheidende Punkt dabei ist der Verbleib oder die Reinjektion von CO<sub>2</sub>. Die Reinjektion von CO<sub>2</sub> stellt auch im Rahmen anderer Verfahren ein wichtiges Forschungsgebiet dar, so zum Beispiel für künftige CCS-Technologien. An der TU Freiberg werden zu den Verfahren zur Wasserstoffgewinnung im Untergrund Verfahrensuntersuchungen mittels Modellierung durchgeführt, welche bei deutlichem Erfolg im Rahmen von Industriekooperationen im Labor weitergehend evaluiert werden sollen.

## Literatur

ALKAN, H., N. KLUEGLEIN, E. MAHLER, F. KÖGLER, K. BEIER, W. JELINEK, A. HEROLD, S. HATSCHER und B. LEONHARDT, 2016. An Integrated German MEOR Project, Update: Risk Management and Huff'n Puff Design [online]. Verfügbar unter: doi:10.2118/179580-MS

BAEHR, H.D. und S. KABELAC, 2016. *Thermodynamik. Grundlagen und technische Anwendungen* [online]. 16. Aufl. 2016. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 9783662495681. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1486485>

BUTRON, J., J. BRYAN, X. YU und A. KANTZAS, Hg., 2015. *Production of Gases During Thermal Displacement Tests*. SPE Canada Heavy Oil Conference. All Days.

BVEG, 24 September 2021, 12:00. *Statistischer Bericht 2020* [online]. *Die E&P-Industrie in Zahlen* [Zugriff am: 3. März 2022]. Verfügbar unter: <https://www.bveg.de/die-branche/statistik/erdoelfoerderung-nach-bundeslaendern/>

DOPFFEL, N., B. FLORCZYK VIK, S. MUKHERJEE und K. DJURHUUS, 2022. Bio-hydrogen production under pressure by pressure-adapted subsurface microbes [online]. *International Journal of Hydrogen Energy*, **47**(6), 3690-3698. ISSN 0360-3199. Verfügbar unter: doi:10.1016/j.ijhydene.2021.11.030

HALLAM, R.J., L.E. HAJDO, J.K. DONNELLY und P.R. BARON, 1989. Thermal Recovery of Bitumen at Wolf Lake [online]. *SPE Reservoir Engineering*, **4**(02), 178-186. ISSN 0885-9248. Verfügbar unter: doi:10.2118/17022-PA

JONES, D.M., IM HEAD, N.D. GRAY, J.J. ADAMS, A.K. ROWAN, C.M. AITKEN, B. BENNETT, H. HUANG, A. BROWN und B.F. BOWLER, 2008. Crude-oil biodegradation via methanogenesis in subsurface petroleum reservoirs. *Nature*, **451**(7175), 176-180. ISSN 1476-4687.

KAPADIA, P.R., M. KALLOS, L. CHRIS und I.D. GATES, Hg., 2009. *Potential for Hydrogen Generation during In Situ Combustion of Bitumen*. SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition. All Days.

LIU, J.-F., S.M. MBADINGA, W.-J. KE, J.-D. GU und B.-Z. MU, 2016. The diversity of hydrogen-producing microorganisms in a high temperature oil reservoir and its potential role in promoting the in situ bioprocess. *Applied Environmental Biotechnology*, **2**(1), 25-34. ISSN 2424-9092.

MAGOT, M., B. OLLIVIER und B.K. PATEL, 2000. Microbiology of petroleum reservoirs [online]. *Antonie van Leeuwenhoek*, **77**(2), 103-116. ISSN 0003-6072. Verfügbar unter: doi:10.1023/a:1002434330514

MURTHY, B.N., A.N. SAWARKAR, N.A. DESHMUKH, T. MATHEW und J.B. JOSHI, 2014. Petroleum coke gasification: A review. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, **92**(3), 441-468. ISSN 0008-4034.

PROTON TECH CANADA INC [CA]. IN-SITU PROCESS TO PRODUCE SYNTHESIS GAS FROM UNDERGROUND HYDROCARBON RESERVOIRS. Erfinder: G. D. STREM, I.D. GATES UND J. WANG. Anmeldung: 4. September 2020. PH. PH12020551480 (A1).

PROTON TECH INC [VG]. IN-SITU PROCESS TO PRODUCE HYDROGEN FROM UNDERGROUND HYDROCARBON RESERVOIRS. Erfinder: J. WANG UND I.D. GATES. Anmeldung: 6. August 2018. JO. JOP20180074 (A1).

STATISTA, 3 März 2022, 12:00. *Wasserstoff: Produktion nach Prozess 2020 | Statista* [online] [Zugriff am: 3. März 2022]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1194793/umfrage/produktion-von-wasserstoff-nach-prozess/>

STRATMANN, K., 21. April 2021. Wasserstoff: PwC-Studie deutet auf extrem hohen Bedarf [online]. *Handelsblatt* [Zugriff am: 3. März 2022]. Verfügbar unter: <https://www.handelsblatt.com/technik/thespark/energie-wasserstoffbedarf-koennte-sich-bis-2070-versiebenfachen/27114234.html?ticket=ST-7642096-WidM5EICq0j4zST5hleB-ap4>

SUGAI, Y., T. NIIMI, K. SASAKI, Y. HATTORI, S. KANO, T. MUKAIDANI, K. FUJIWARA und K. OKATSU, Hg., 2008. *Screening of Oil-Degrading and Hydrogen-Producing Microorganisms for Microbial Conversion of CO<sub>2</sub> into CH<sub>4</sub> in Oil Reservoir*. SPE Unconventional Resources Conference / Gas Technology Symposium. All Days.

UNIV NEWCASTLE [GB]; NORSK HYDRO AS [NO]. PROCESS FOR STIMULATING PRODUCTION OF HYDROGEN FROM PETROLEUM IN SUBTERRANEAN FORMATIONS. Erfinder: S. R. LARTER, I.M. HEAD, D.M. JONES, M. ERDMANN UND A. WILHELMS. Anmeldung: 27. Mai 2005. EP. EP1765529 (A1).

VESHAREH, M.J., M. POULSEN, H.M. NICK, K.L. FEILBERG, A.A. EFTEKHARI und N. DOPFFEL, 2022. The light in the dark: In-situ biorefinement of crude oil to hydrogen using typical oil reservoir Thermotoga strains. *International Journal of Hydrogen Energy*, **47**(8), 5101-5110. ISSN 0360-3199.

## Latest Developments in Chemical Conformance Treatments

Wolter, M., Säfken, S., Ganzer, L.

Institute of Subsurface Energy Systems of Clausthal University of Technology

### Abstract

Conformance Control is an important method to help reduce the amount of produced water and consequently operating costs, while at the same time increasing oil production rates, reserves, and asset value. Continuous research and application of the latest technologies provide the basis for expanding the application into even more complex reservoir conditions. The industry interest in research, innovative designs and application procedures for Conformance Control continues to grow as the increasing numbers of publications in this area every year indicates. This literature review was performed within the scope of the ongoing DGMK project 844 and is constitutes an addendum to the 2009 DGMK Report 704-1, an industry funded review of the status of Conformance Control. The development of new types of polymers and polymer-gels, as well as the improvement of existing formulas by combing them with nanoparticles, microorganisms, and other materials have been main topics in publications after 2009. As important as the reduction of water production and relative increase in oil production is the reduction of the environmental impact of the applied chemicals. In many countries regulatory requirements are becoming more stringent as today's society becomes more sensible to the long-term effects of its acts on our planet. Hence, the research now also targets the adherence to even more stringent environmental controls as this is fundamental for the license to operate. In this regard it is necessary to reduce harmful chemicals in the polymer solutions, or completely replace those by more environmentally friendly alternatives. The other research focus is on higher resistance of agents regarding the range of pH, salinity, and temperature. Higher stability of those polymers and polymer systems is a key enabler for application in more complex reservoirs. Many papers evaluate the effectiveness of new biopolymers and new types of microorganisms and offer promising results. This overview will highlight which chemicals, components and combinations are favored to improve desired effectiveness and a wider application range. Notably the effect of nanoparticles, re-crosslinkable preformed particle gels (RPPG) and gels suitable for CO<sub>2</sub> application to address conformance control for miscible EOR treatments in reservoirs will be discussed, as will the more environmentally friendly design, organic cross-linkers for gel formation and new types of microorganisms. Those research topics are touched upon, and future trends identified.

### Introduction

Conformance control covers a broader range of methods that aim to improve oil recovery and reduce water production of oil fields. Conformance control treatments can help to achieve this through improving the sweep efficiency in the reservoir which may result in a better macroscopic displacement of the oil. As many reservoirs are heterogeneous the injected drive water will take the path of least resistance and bypass the oil that is located outside of the high permeability zones. Along the heterogeneity also the mobility ratio has a high impact on the displacement process. The water production resulting out of the poor sweep efficiency is a problem and a major cost driver during the oil production. By applying conformance control treatments, the flow of the injected water will be diverted to areas of the reservoir that would not been swept by a simple water flood, resulting in a more efficient oil displacement. Due to the better displacement, the water production can be reduced resulting in a reduction of the overall production costs, the oil recovery becomes more profitable, and the lifetime of the field

can be extended. Through investing in conformance treatment, the production efficiency and the reserves of a field can be increased.

### **Reduction of environmental impact**

One of the trends identified in the 2009 DGMK Report 704-1 on development of conformance control treatments is conducted towards the impact which the used polymers and polymer gels have on the environment. For a reduction of the impact research has been carried out to either improve the existing polymers and polymer gels by reducing the amount of environmental harmful chemicals or to replace them completely with less harmful alternatives. The focus of the industry and the research institutions for addressing this challenge is hereby on less harmful crosslinkers, new types of organic crosslinkers, biopolymers and microorganisms. These alternatives have been already known for a long time, but they just gained interest again in the recent years due to stricter conditions for applying chemicals like the existing crosslinkers, polymers and polymer gels in the field [1, 2]. As the restrictions are increasing the usage of more environmentally friendly polymers in conformance control treatments is required.

One more environmentally friendly alternative for replacing heavy metals containing crosslinkers like Cr. III is sodium silicate, also known as water glass. Sodium silicate has only minor effects on the environment and besides shows high resistance against temperature, an adjustable gelation time and a high viscosity development in combination with biopolymers making it even more interesting for field applications in extreme reservoir conditions [3]. Due to the adjustable gelation time, it enables conformance treatments deep inside the formation, whereby the gelation time and activation of the sodium silicate is controlled through the design of the solution tailored according to the subsurface conditions like pH value and salinity [4]. Due to the advantages of silicates and the development of nanotechnology nowadays nanosilica receives more attention as an environmentally friendly alternative for further stability improvement. The nanosilica will be discussed in the next chapter due to their strong influence on the stability of the polymer gels. Besides nanosilica organic crosslinkers are nowadays a widely used alternative to replace the inorganic crosslinker. Organic crosslinkers like polyethyleneimine (PEI) are based on carbon chains that have almost no impacts on the environment. Very promising as a crosslinker is thereby an OC-3 system, that in combination with a polymer showed even high resistance against temperature up to 149°C. [5]

Biopolymers are another alternative. They are mainly used to replace the existing synthetic polymers that are typically based on polyacrylamide and can therefore be harmful for the environment [2].

The lesser impact on the environment is due to the base of biopolymers. The biopolymers consist of polysaccharides instead of polyacrylamides. Polysaccharides consist of components growing naturally while polyacrylamides are synthetic. One of the most used polysaccharides is Xanthan, also referred to as Xanthan Gum [2, 6]. Other known biopolymers are Schizophyllan and Scleroglucan. Especially Schizophyllan showed already promising results in a field test in Bockstedt in Germany in 2012 [7]. Along with the lesser impact on the environment, biopolymers have another interesting characteristic. They are often more stable in high salinities and high temperatures where synthetic polymers reach their limitations first [2, 5, 6]. Additionally, biopolymers are usually less affected by shear degradation and adsorption [8]. If used as a viscosifier, they can increase the viscosity of the injected fluid sometimes stronger than conventional polyacrylamides [9]. Biopolymers also come with a disadvantage compared to conventional polymers. They are highly affected by bacterial attack and have a higher biodegradability than polyacrylamides [2, 6, 8, 10]. The biological degradation especially occurs in the near wellbore area and depends on several different factors: physical characteristics of the reservoir, the stability of the biopolymer regarding temperature, salinity and pH-value, and the cell number of the biopolymer [2]. Their sensitivity to biodegradability can be reduced by adding microbial inhibitors like bio acids, but this

conditioning must be performed with caution as a wrong amount of bio acids can yield to a negative impact. To avoid a negative effect, it is important to examine the field data, besides fluids from the reservoir and injected fluids, also mineralogy for geomechanical characteristics. It is recommended to collect as much information as possible to carefully select the right biopolymer for the conformance control treatment [2, 8]. Next to the technical challenges for the application of biopolymers, also the economics must be considered. Comparing the costs for Xanthan Gum with hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) biopolymers often require more expenditures than synthetic polymers [8].

Besides using biopolymers instead of conventional polymers for conformance control, replacing polymer gels by microorganisms is another alternative more environmentally friendly option. The application of these organisms in conformance control treatments to improve the recovery is promising with almost no impact on the environment. An additional benefit is that conformance treatments with microorganisms are cost efficient [1, 11]. As conformance treatment they can have several effects: producing biomass causing bio clogging, redirecting the fluid flow, producing gas in situ, and changing the wettability of the rock surface [11]. The lower environmental impact and the stated useful additional effects compared to polymer gels resulted in a high interest and an increase in research towards microorganisms. Like with the gel treatments for conformance control there are still uncertainties about the exact behavior of the microorganisms inside of the reservoir and how their placement and growth can be accurately predicted to avoid negative impacts on the recovery from the reservoir. Moreover, the stability, the behavior, and the growth of the microorganisms under different conditions including temperature, salinities and pH must be evaluated to increase the application range of microorganisms as a conformance treatment. One main area of interest in the upcoming years will be the understanding of the effect of the biomass on the relative permeability by changing the wettability of the grain surface. The process has still not been fully understood and since it can have a large impact on the conformance it is an important task to continue research on this topic to increase the knowledge of the process. By understanding the wettability changes the conformance treatment with microorganisms can be improved further and thus the oil-recovery and the economics of oil fields can benefit in the future [1, 2, 11].

### **Improvement of stability**

The improvement of the stability of polymers and microgels especially towards high salinities, high temperatures and low pH values, is relevant to apply conformance treatments with synthetic and biological polymers to more complex reservoirs.

Biopolymers in general already have a higher stability against temperature and shear degradation than synthetic polymers. This also includes the gel strength of the polymer gels after placement in the reservoir [4]. Especially high temperatures which can often occur in the reservoir are a challenge for synthetic polymers like polyacrylamide (PAM) and synthetic polymer gels [5, 6, 10]. Biopolymers like Xanthan Gum and Schizophyllan have a higher resistance and can be applied to harsher reservoir conditions [2, 6]. Schizophyllan shows short-term stability up to 135°C and long-term stability up to 96°C in laboratory tests. Scleroglucan, another biopolymer, shows temperature resistance up to 130°C [6]. In general biopolymers can be applied up to temperatures of 70-90°C [6]. The reason for the high resistance is the high molecular weight and the structure of the biopolymers which makes them less sensitive to high reservoir temperatures, hardness, and salinities [6]. Conventional PAM has only a single strain structure while Xanthan Gum has a double helix structure. Schizophyllan and Scleroglucan have even a triple helix structure which makes them more stable against physical and chemical degradation [10]. The resistance against high salinity environments was validated in a field test at the Bockstedt oil field in 2012 [7].

Another stability improvement was achieved by combining polymer and polymer gels with nanoparticles. Nanoparticles gained interest for a long time as they can increase the stability



and the viscosity of emulsions [12].

Due to the strive for less environmental impacts, biological nanoparticles are interesting again. Especially cellulose nanocrystals (CNC's) have been in the focus as a biological alternative. This alternative showed a high potential to block of flow channels and even acts as a relative permeability modifier (RPM) during laboratory tests. In general, nanoparticles have a good chemical and physical stability making them interesting for conformance control treatments in reservoirs with harsh conditions. Additionally, many nanoparticles have little impact on the environment [12].

The physical and chemical improvement through nanoparticles was verified in different studies. In one study silicon dioxide nanoparticles and aluminum oxide nanoparticles have been added to the Xanthan Gum biopolymer. The gel then used for the test was created by applying chromium (III) as a crosslinker. During the experiment, the gelation time and the gel strength have been evaluated. It could be conducted that none of the two nanoparticle types had a significant impact on the gelation time, but they increased the gel strength through an improved physical bonding. A concentration of 5000ppm of nanoparticles were enough to achieve a higher gel strength of the polymer gel. Comparing the two used nanoparticle types it was identified that the gel strength improvement with aluminum oxide nanoparticles was better than with silicon dioxide nanoparticles [13].

Next to this also the effect of nanosilica on the polyacrylamide tert-butyle acrylate (PAtBA) was investigated, which was already successfully applied in the field. The development of this polymer was especially mentioned in the 2009 DGMK Report 704-1. Two different crosslinkers have been used in the gel design: the organic crosslinker polyethyleneimine (PEI) and the inorganic crosslinker chromium (III) acetate (CrAc3). The aim was to use nanosilica alongside CrAc3 and PEI crosslinkers to strength the gel and improve its stability as a water shut-off treatment. In laboratory experiments the effect of nanosilica on the gel strength could be verified. Both crosslinkers resulted in a very stable and temperature resistant gel and both combinations of PAtBA with the organic and with the inorganic crosslinker showed a significant increase in strength through adding nanosilica. The storage modulus of the gel with PEI as a crosslinker increased by 127% while the storage modulus for the gel with CrAc3 increased by 51%. Therefore, the strong stability improvement effect of nanosilica on different polymer gels was verified, whereby the improvement effect on gel with the organic crosslinker was higher than with the inorganic crosslinker. The improvement of PAtBA/PEI with nanosilica resulted in a gel which can resist temperatures up to 160°C. Before PAtBA/PEI was already successfully field tested in reservoirs with a temperature of 75-130°C [14].

The field application of nanoparticles has been confirmed in various pilot tests. In the Algyo field in Hungary the trial with a combination of silicates, polymers and nanosilica was very positive. The water cut could be decreased from 95-98% down to 40% on average. Due to the availability of all components in a liquid form also the mixing the preparation for the injection was easier and cheaper and due to the components also more environmentally friendly [15].

Another field test with nanoparticles was conducted in 2020/2021 in Columbia where a Brightwater solution was injected into a mature field with temperatures up to 60°C and salinities above 30.000ppm resulting in a decrease of water production and an increase in recovery. It is stated that the used solution is even applicable up to 150°C and due to the promising results, the treatment is planned to continue in 2022 and 2023 [16].

At the Changqing oil field in China in 2021 a test with nanospheres which are less affected by temperature and salinity was conducted. The salinity of the field is 8.800mg/l, and the temperature is up to 130°C. Despite these harsh conditions the conformance treatment showed promising results [17].

Among the stability improvement effect of the application of biopolymers one organic crosslinker that especially showed promising results is the OC-3 system that in combination

with a terpolymer created an in-situ polymer gel that has high resistance against temperature. The gelation time as well as the gel strength of this polymer gel can be controlled by changing the concentration of the components. The polymer gel showed a strong resistance against temperatures up to 149°C [5].

Another development that emerged in the recent years is targeting the stability of polymers during the injection into the reservoir. During the injection process polymer-chains can be damaged or even break caused by the friction inside of the valves. The damage during the injection often happens in offshore fields where more valves are placed on the seabed. To avoid damage two different approaches can be used. Either the valve can be changed into a “polymer friendly valve” or the polymer-chains have to be protected during the injection. Because changing the valves is a very complicated procedure the modification of the injected polymers is usually the better option. To protect the polymer-chains during the injection their resistance against shear must be improved. If the shear stability of the polymer just have to be increased slightly because the shear rate in the valve is not extreme ATBS monomers can be added to the solution. If increasing the resistance of the polymer is not enough to protect it, the usage of delayed viscosity polymers (DVP) can be the key to avoid damage. The delayed viscosity polymers are inverse emulsion products containing acrylamid copolymers inside of a shell. During the injection the polymers are inside of a shell and are protected against shear degradation from the valves. With time or with temperatur increase in the reservoir, the shell will break up and releases the polymers resulting in an increase in viscosity and a polymer solution is created. The technique was just developed recently and has not been tested in the field yet [18].

Other developments also have been made toward preformed particle gels (PPG´s) which showed their advantages in conformance control in thousands of wells over many years [9, 19]. Besides these advantages it was identified that PPG´s are not able to block of very high permeability fractures and channels due to their limited particle size. To address this a new re-crosslinkable preformed particle gel (RPPG) has been developed. This polymer gel consists of larger particles but can still swell inside the reservoir after placement in the fractures. This RPPG combines the advantages of preformed gels and in-situ crosslinkers. Laboratory tests performed on the RPPG showed that its swelling can be controlled from tens of nanometers to a few millimeters by the amount of water, the salt concentration and the temperature. The polymer gel showed a high stability with an elastic gel modulus from 300 to 10800Pa, lasting for more than six month in a temperature range from 23°C to 80°C. Due to the abilities the RPPG is very promising for conformance treatments for high permeability fractures [19]. A field test with delayed swelling preformed particke gel started in 2016 at the HD oil field by PetroChina demonstrated the promising results while still ongoing as the injected solution was valid for more than 36 month in reservoir conditions of about 110°C and a salinity of close to 3000.000mg/l [20].

A new idea for the improvement of conformance control also emerged for the in-situ control of the polymer gel swelling. Hereby tests with hydrochloric acid (HCL) have been conducted in the laboratory. It was observed that the gel swelling decreased with increasing brine and acid concentration (decreasing pH) and at the same time the gel strength increased. To remove gel from low permeability zones where gel swelling was unwanted, HCL can be applied resulting in a recovery of on average of 95% of the original permeability [21].

Another development has been made regarding the application of CO<sub>2</sub> injection. The aim was to develop a PPG that can improve the sweep efficiency, especially in CO<sub>2</sub>-EOR treatments. The need for this development is caused by the dehydration that many syntethic gels like HPAM or PSAP (polyacrylamide based superabsorbent poylmer) face upon contact with CO<sub>2</sub> resulting in a decrease of stability and plugging efficiency. This decrease often yields to a water or gas breakthrough [22]. To prevent dehydration of polymer gels different novel particle based

gels have been developed including AMPS-based PPG's, CO<sub>2</sub> responsive PPG's (CR-PPG) and CO<sub>2</sub> resistance PPG's (CRG) [22]. The particle size of these polymer gels can be controlled and the range can be adjusted from millimeters down to nanometers. Millimeter sized particles are used for fracture and near wellbore treatments while the micro and nanometer sized particles are used for far wellbore treatments [23]. Along CRG also AMPS has a high resistance against CO<sub>2</sub> and its swelling can be controlled by combining it with crosslinkers [22]. Laboratory tests have shown a strong increase in plugging capability of the APMS-based particle gel compared to PSAP [22]. The hydrogel, that is based on hydrophobically modified CO<sub>2</sub>-sensitive moieties has been studied further [24]. This CO<sub>2</sub>-responsive preformed particle gel (CR-PPG) has the specific capability to swell further upon contact with CO<sub>2</sub> in a water environment resulting in a better blocking of the high permeability channels [22, 24]. Laboratory tests identified that the CR-PPG can swell several times of its original volume upon contact with a water-CO<sub>2</sub>-mixture. By using different temperatures and salinities further characteristics of the gel could be determined. It was identified that the swelling depends on the CO<sub>2</sub> and the salinity, but does not depend on the temperature. An increase in the CO<sub>2</sub> amount yielded in a stronger swelling of the gel while an increase in sodium-chloride concentration (NaCl) yielded in a decrease of the swelling. Additionally, a good stability with almost no reduction in shear strength was verified over six months at a temperature of 40°C [24]. Besides the improvement of the stability in a CO<sub>2</sub> environment the novel particle based gels are more environmentally friendly compared with other synthetic polymer gels [22]. The research towards these gels is supported by the goal of the energy industry to become carbon neutral. The global reduction in CO<sub>2</sub>-emissions was manifested in the Paris-Agreement (2015) and has a high impact on the energy industry. The emissions of CO<sub>2</sub> along the oil production are one of the main areas of interest for every energy company nowadays. The charges for the emissions of CO<sub>2</sub> are a cost factor in every operation and their impact on the economics of projects are likely to increase further. To reduce CO<sub>2</sub> emissions carbon capturing and storage (CCS) and CO<sub>2</sub>-injection gained a high level of interest in the industry [22]. With the injection of CO<sub>2</sub> new challenges are occurring for the stability of conventional polymers and polymer gels as well as for biopolymer due to the acidizing behavior of CO<sub>2</sub>.

Along the improvement of the fluids used in conformance control there also have been developments on gases and foams. The research for foam improvement focused on CO<sub>2</sub> because it is expected that the usage of as CO<sub>2</sub> EOR method will increase in the future.

To improve the stability of CO<sub>2</sub> foam and reduce the mobility ratio, nanocellulose fibril (NCF) were added. The mixture of CO<sub>2</sub> and NCF's then resulted in denser and thicker bubbles which improved the stability of the foam by reducing liquid drainage, bubble coalescence as well as the effect of high temperature and crude oil on the foam. Conducted laboratory tests with the NCS-CO<sub>2</sub>-foam showed promising results by delaying the gas breakthrough and increasing the oil recovery by 8.6% OOIP (original oil in place) [25].

### Future trends

The strive to develop less environmental harmful chemicals for conformance control will continue as more restrictions and laws demand respect for the environment and safe-being of people. Improving existing polymers by applying new types of crosslinkers and nanoparticles or replacing them entirely by biopolymers or microorganisms is the trend of the future.

The research is likely to continue to focus on biopolymers and microorganisms and probably even increase in the next years. Also, the improvement of the application range of already existing polymers is expected to continue through the development of new crosslinkers and by using nanotechnologies to combine polymers with different nanoparticles. There is a high need for stability improvement to apply conformance treatments in more complex reservoirs as many of the simple fields are already at the end of their lifetime and the largest potential for additional

oil recovery lies in complex reservoirs. This direction is supported by rising oil prices which will allow an increase of research and the number of field trials.

For selecting the proper conformance treatment, a precious determination of the root cause of the conformance problem is necessary. It is likely to be seen that artificial intelligence (AI) will be applied for a better and more precise identification of the root cause. Also, an improvement in computational chemistry and better simulation technologies will assist in the identification of the most effective conformance treatment as well as with the adjustment of the used polymers.

Based on the number of publications in the recent years as well as interviews with industry representatives it can be expected that conformance control will remain a key topic in the future for the energy industry.

## References

- [1] C. Gaol, M. Amro, L. Ganzer, "Experimental and Numerical Investigation of Pore-scale Mechanisms of Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) using a Microfluidics Approach", TU Clausthal, 23. July 2020
- [2] E. Alagic, N. Dopffel, G. Boedtke, and B. Hovland, NORCE – Norwegian Research Center; S. Mukherjee, and M.t Dillen Wintershall DEA; P. Kumar, Antelopus Energy Pvt Limited, formerly Wintershall DEA, "Biodegradation Mitigation and Protection Strategies for the Biopolymer Schizophyllan", *SPE Europec featured at 82<sup>nd</sup> EAGE Conference and Exhibition, SPE-200562-MS*, 8 June 2020
- [3] K. M. Rankin, "Novel Solvent Injection and Conformance Control Technologies for Fractured Viscous Oil Reservoirs", May 2013, The University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA
- [4] D. G. Hatzignatiou, R. Asskatarinezhad, N. H. Giske, and A. Stavland, "Laboratory Testing of Environmental Friendly Sodium Silicate Systems for Water Management Through Conformance Control", *SPE-173853-pa*, November 2016
- [5] D. Zhu, J. Hou, Q. Wei, Y. Chen, and K. Peng, "Development of a High-Temperature Resistant Polymer Gel System for Conformance Control in Jidong Oilfield", *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, SPE-186235-MS*, 17-19 October 2017, Jakarta, Indonesia
- [6] D. A. Elhossary, W. Alameri, and E. W. Al-Shalabi, Khalifa University, "Experimental Investigation of Biopolymer Rheology and Injectivity in Carbonates", *Offshore Technology Conference, OTC-30680-MS*, 4 May 2020
- [7] O. Ogezi, J. Strobel, D. Egbuniwe, and B. Leonhardt, "Operational Aspects of a Biopolymer Flood in a Mature Oilfield", *SPE Improved Oil Recovery Symposium, SPE-169158-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa Oklahoma, USA, 12-16 April 2014
- [8] K. Raney, S. Ayirala, and P. Verbeek, "Surface and Subsurface Requirements for Successful Implementation of Offshore Chemical Enhanced Oil Recovery", *SPE-155116-PA*, August 2012
- [9] PetroWiki, "Microbial enhanced oil recovery", [Microbial enhanced oil recovery - PetroWiki \(spe.org\)](https://www.petrowiki.com/wiki/Microbial_enhanced_oil_recovery) (accessed 20.05.2021)
- [10] B. Leonhardt, B. Ernst, S. Reimann, A. Steigerwald, and F. Lehr, "Field Testing the Polysaccharide Schizophyllan: Result of the First Year", *SPE Improved Oil Recovery Symposium, SPE-169032-MS*, Tulsa, Oklahoma, USA; 12-16 April 2014

- [11] N. Klueglein, F. Kögler, I. J. Adaktylou, M. L. Wuestner, E. Mahler, J. Scholz, A. Herold, and H. Alkan, "Understanding Selective Plugging and Biofilm Formation of a Halophilic Bacterial Community for MEOR Application", *SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-179620-MS*, 11-13 April 2018, Tulsa, Oklahoma, USA
- [12] A. Pandey, A. Telmadarreie, M. Trifkovic, and S. Bryant, "Cellulose Nanocrystal Stabilized Emulsions for Conformance Control and Fluid Diversion in Porous Media", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-191609-MS*, 24-26 September 2018, Dallas, Texas, USA
- [13] A. Yudhowijoyo, R. Rafati, A. S. Haddad, D. Pokrajac, "Developing Nanocomposite Gels from Biopolymers for Leakage Control in Oil and Gas Wells", *SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, SPE-199765-MS*, 3-6 September 2019, Aberdeen, United Kingdom
- [14] M. Shamlooh, A. Hamza, I. A. Hussein, M. S. Nasser and S. Salehi, "Reinforcement of Polyacrylamide-Co-Tert-Butyl Acrylate Base Gel Using Nanosilica for Conformance Control at Low and High Reservoir Temperatures", *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, SPE-199324-MS*, Lafayette, Louisiana, USA, 19-21 February 2021
- [15] I. Lakatos and G. Szentes, A. Vago and Z. Karaffa, "Application of Nanoparticles Aided Silicate Reservoir Conformance Control Method at the Algya Field Hungary: Fundamentals and Case Histories", *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, SPE-188563-MS*, Abu Dhabi, 13-16 of November 2017
- [16] M. Gutierrez, J. S. Garcia, R. H. Castro, T. Y. Zafra, J. Rojas, R. M. Ortiz, H. I. Quintero, H. A. Garcia, L. Nino, J. Amado, D. Quintero, and M. Kiani, "In-Depth Water Conformance Control: Design, Implementation and Surveillance of the First Thermally Active Polymers Treatment TAP in a Columbian Field", *SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-209472-MS*, 25-29 of April 2022
- [17] A. Andrianov, J. Hou, E. Li, E. Liu and L. Yang, "Full-Scale Implementation of Conformance Control by Nanospheres in Large Sandstone Oil Field", *SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show, SPE-200227-MS*, 21-23 March 2022
- [18] G. Flavien, R. Christophe, L. Lionel, and T. Antoine, SNF, "Offshore Polymer EOR Injection Philosophies, Constrains and Solutions", *SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-200368-MS*, 30 August 2020
- [19] J. Pu, B. Bai, A. Alhuraishawy, T. Schuman, Y. Chen, and X. Sun, "A Novel Re-Crosslinkable Preformed Particle Gel for Conformance Control in Extreme Heterogeneous Reservoirs", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE-191697-MS*, Dallas, Texas, USA, 24-26 September 2018
- [20] F. Jin, Q. Li, Y. Liu, W. Pu, C. Yuan, X. Yuan, C. Liu, Q. Chen, M. A. Varfolomeev and K. Li, "Successful Field Application of Delayed Water-Swelling, Flexible Gel Particles for In-Depth Waterflood Conformance Improvement in Wide Spacing of wells with High Temperature and High Salinity", *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, SPE-207974-MS*, Abu Dhabi, UAE, 15-18 of November 2021
- [21] A. Imqam, H. Elue, F. A. Muhammed, and B. Bai, "Hydrochloric Acid Applications to Improve Particle Gel Conformance Control Treatment", *SPE Nigerian Annual International Conference and Exhibition, SPE-172352-MS*, Lagos, Nigeria, 5-7 August 2014
- [22] B. Bai, and X. Sun, "Development of Swelling-Rate Controllable Particle Gels to Control the Conformance of CO<sub>2</sub> Flooding", *SPE Improved Oil Recovery Conference, SPE-200339-MS*, Tulsa, Oklahoma, USA, 18-22 August 2020

- [23] Y. Wu, K.-S.Wang, Z. Hu, B. Bai, P. Shuler and Y. Tang,"A New Method for Fast Screening of Long-Term Thermal Stability of Water Soluble Polymers for Reservoir Conformance Control", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE-124257, 4-7. October 2009, New Orleans, Louisiana, USA
- [24] Z. Wang, B. Bai, Y. Long, and L. Wang,"An Investigation of CO<sub>2</sub>-Responsive Preformed Particle Gel for Conformance Control of CO<sub>2</sub> Flooding in Reservoirs with Fractures or Fracture-Like Channels", *SPE Journal*, SPE-197046-PA, October 2019
- [25] B. Wei, Q. Tian, J. Lu, and X. Xu,"In-Situ Generation and Propagation of Well-Defined Nanocellulose Strengthened Gaseous and Supercritical Carbon Dioxide Foams in Tight Formation Fractures for Conformance Control", *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, SPE-200336-pa, November 2020.

## **Investigation of Chemical Conformance Control at Core and Pore Scale – Results from Core Flooding and the Design of a Microfluidic Setting**

Säfken, S., Gaol, C. L., Ganzer, L.

Institute of Subsurface Energy Systems, TU Clausthal, Germany

### **Abstract**

This work presents the enhancement of microfluidics for the screening of chemical conformance control methods including a selection of polymer systems and microgels. For this purpose, heterogeneous micromodels featuring either high permeable strata or fractures are designed. Both of these features resemble common geological root causes for conformance issues like early drive fluid break through or excessive water production.

### **Introduction**

In the current project DGMK 844 different chemical approaches for conformance control in the reservoir are investigated with core flooding and microfluidic experiments. Part of the research are cross-linking polymer gels as well as micro gels that are activated either by temperature or upon contact of a polymer solution with a cross-linker. Those agents bear the potential to be placed in high permeable areas of a reservoir, where they form a rigid gel that blocks the water flow through the rock and redirects it to areas with lower permeability. Another approach, suitable for reservoirs with no distinct heterogeneities such as fractures or high permeable strata, is the use of a relative permeability modifier (RPM). Those change the relative permeability of water and oil differently, resulting in a larger decrease of water permeability and promoting oil mobility. The adaptations and concepts for new micromodels and their implementation into the screening workflow alongside the common core flooding routine are discussed as well as insights into first experimental results.

### **Common root causes for conformance control problems and their impact**

*'The term conformance in its truest and original form is defined as the measure of the volumetric sweep efficiency during an oil-recovery flood or process being conducted in an oil reservoir.'* – SYDANSK *et. al.*<sup>[1]</sup> An early breakthrough of an injected substance indicates a low volumetric sweep efficiency. Also excessive water production is linked to low conformance. The root causes for those symptoms are numerous and range from viscous fingering over matrix or fracture coning to channelling behind pipes and casing leaks. Issues occurring directly in the vicinity of the wellbore are most likely mitigated successfully, as they are easy to identify, locate and can be treated with a huge variety of mechanical or chemical treatments or cementing jobs.<sup>[2]</sup>

More challenging are root causes located deep in the reservoir such as high-permeability matrix-rock strata and fractures. Possible methods to mitigate the effects of such permeability heterogeneities mainly rely on chemical options. However, the difficulty of the correct placement of polymer gels for water shut-off increases with the distance to the injection well. Applications far wellbore are also more extensive and require more resources. Performing a successful conformance control treatment requires detailed knowledge of the root causes, their location, good planning and a customised treatment.<sup>[2]</sup> As the properties of polymers and microgels are easily influenced by the different reservoir parameters, like temperature, pressure, salinity and others, identifying the best method requires extensive screening. Here, microfluidics can aid to either reduce the time for analysis or enable a larger experimental matrix including a larger number of variables using less resources.

## Introduction to microfluidic applications in reservoir engineering and their potential for conformance control research

In recent years, microfluidic technology became an important screening tool not solely for polymers, but also for smart water, alkaline, surfactants and MEOR applications.<sup>[3]</sup> Microfluidics deals with the behaviour and manipulation of fluids on the submillimeter scale. It enables a reduction of necessary volumes, a higher process control, faster and more flexible adaptations in the experimental setting and an overall more efficient analysis. The advantages of microfluidics for research in reservoir engineering compared to core flooding are the additional visual access to the processes in the porous structure as well as the reproducibility of the performed experiments. The used 'Rock-on-a-Chip' systems feature a high resistance to pressure, temperature and most chemicals.<sup>[4]</sup> Their fixed porous structure with constant permeability and porosity enables a fast and comparative screening of different chemicals. Optical monitoring enables the observation of the mechanism at pore scale and the fluid-fluid interactions as well as the behaviour of the interfaces.<sup>[5]</sup> The variety of successful applications in reservoir engineering ranges from research of polymer flooding over alkaline surfactant polymer (ASP) systems, foams and miscible or immiscible gases to bacteria.<sup>[6-8]</sup> The latter is not just relevant for cost and resource efficient MEOR, but also future sustainable technologies like underground methanation.<sup>[9]</sup> However, microfluidics are not only applicable in IOR and EOR research, but can be also useful for production optimisation. Filtration of drilling muds in a micromodel or the precipitation of salts and asphaltenes can be also observed.<sup>[3]</sup>

As microfluidics is already a widespread tool in most other scientific disciplines and the numbers of publications in reservoir engineering featuring this technology increases in recent years,<sup>[10]</sup> it should be an established screening method like core flooding in near future.

LIANG *et. al.* already investigated the mechanism of disproportionate permeability reduction in a micromodel and measured the amount of free water and water trapped in polymer gels with NMR analysis during core flooding experiments. They found dehydration and rehydration processes of a polymer gel taking place depending on the presence of either an aqueous phase or an oil phase. This leads to a more distinct permeability reduction during water flood. Furthermore, they observed the formation of flow paths for the different phases and the restriction of water flow paths caused by the gel.<sup>[11]</sup> These first results are promising for further application of microfluidics for conformance control issues. However, LIANG and other researchers often use micromodels with an artificial and high permeable polymer structure, which might be sufficient for the visual monitoring of interfaces. A customised micromodel with a realistic pore structure could give additional data of the performance of polymer gels and other substances applied for water-shut off in a reservoir. Common geological heterogeneities, that are the main root cause for conformance problems, are hardly imitable with rock samples in core flooding experiments and most unlikely those experiments are comparable or reproducible. Here, microfluidic investigation with models that always feature the same grain structure with a fixed porosity and permeability will give direct comparison of the different methods for water-shut off in a porous structure.

## Development of micromodels with a heterogeneous rock matrix design

The matrices of the micromodels are designed based on  $\mu$ CT images of real sandstones samples. The final chips will feature geological heterogeneities usually causing observed loss of conformance such as high permeability streaks and fractures.

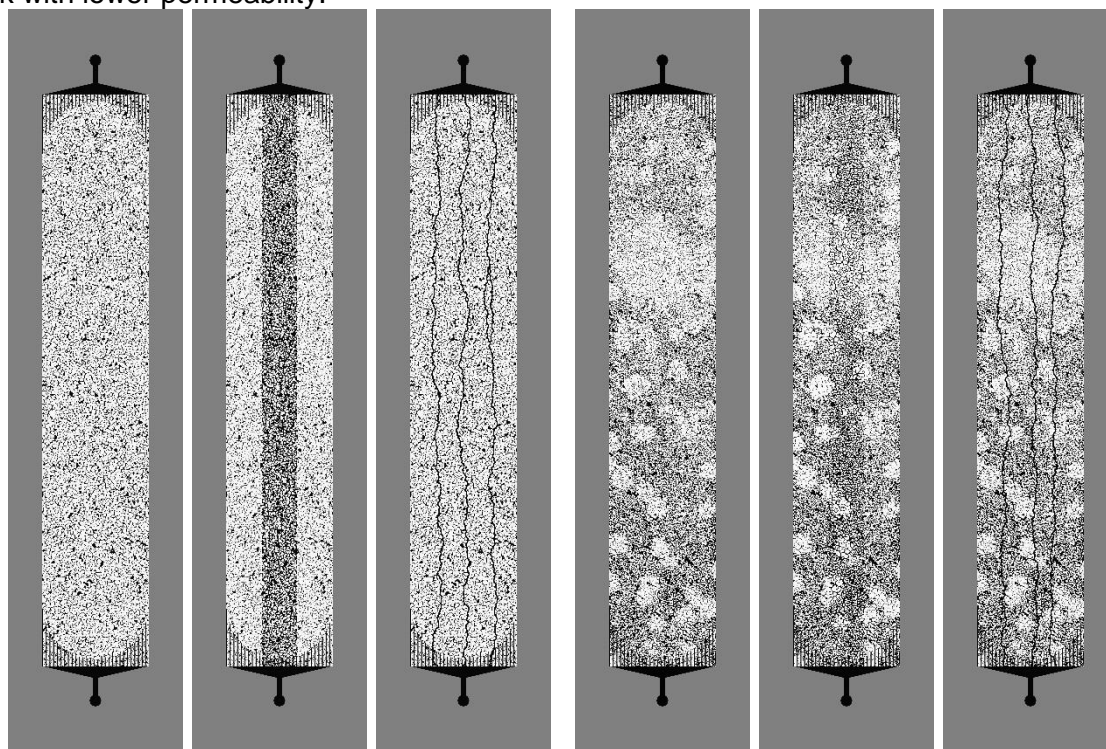
The design of micromodels to simulate real pore and grain structures of reservoir rocks is based on findings from digital rock physics. X-ray computed tomography (CT) imaging with a resolution in the range of a few micro meter can be used to create three dimensional (3D) volumetric images. This 3D model is used to connect the isolated pores of a two dimensional (2D)  $\mu$ CT image that occur when removing the third dimension from the model. As a result, any fluids can flow through this new pore network from one front end to the other while considering the natural morphology of the rock. Both, the capillary network



and the pore structure can be adjusted to match the real rock properties in terms of porosity and permeability.<sup>[12]</sup>

For the first heterogeneous micromodel designs, the size of the pores and the width of the pore openings is enlarged to increase the rock matrix permeability to ten times higher. The resulting pore and grain structure is cropped to a streak that replaces the middle section of original homogeneous pattern. The final lithographic mask contains a high permeable strata through the middle of the matrix with low permeable areas at both sides as in those micromodels already in use for MEOR research.<sup>[13]</sup> The second design featuring fractures required an algorithm, that connects defined points at the front ends of the rock structure by finding the path of the shortest distance between these through the pore network. As the path is generated, its width is increased and its tortuosity calculated. The final designs for two different rock samples are displayed in Figure 1. The first one from Bentheimer shows a very homogeneous pore and grain structure ideal for benchmark experiments whilst the matrix of the second sandstone is more heterogeneous with some denser areas.

If one of the later analysed conformance control gels is injected into one of the heterogeneous micromodels, it is expected to flow through the high permeable trends, reduce or block the water flow there, and therefore redirect the water to the unswept matrix rock with lower permeability.



(a) Derived from Bentheimer sandstone outcrop (b) Derived from Doggerβ reservoir core

**Figure 1:** Micromodel lithographic masks with a homogeneous pore and grain structure, a high permeable strata and fractures (*from left to right for each sandstone type*).

## Flooding experiments with relative permeability modifier and microgel

A first comparable test series is completed applying a water soluble relative permeability modifier (RPM), whose polymer chains carry a hydrophobic end group and adsorb onto the rock surface, in core as well as micromodel flooding experiments. This surface modification of grains shall not affect the oil or gas production and only restrict the water flow.<sup>[14]</sup> The permeability is determined according to Darcy's Law by measuring the differential pressure during ramping up and down different flow rates with water before and after the treatment.

The core flooding experiment is performed in a sandstone core with a diameter of 30mm and a length of 60 mm. Its initial permeability is measured with 2.1 D at a porosity of 28.6 %. After injection of the RPM, the permeability is reduced to less than half its initial value to 600–800 mD. The analogue microfluidic experiment is performed in the micromodel with a homogeneous pore and grain structure presented in Figure 1a. It features comparable properties as the Bentheimer sandstone it was derived of with a porosity of 24 % and permeability of 2 D. Here the permeability is only reduced by 10% of its initial value.

In a second flooding experiment, 0.5 pore volumes (PV) of a temperature activated microgel<sup>[15]</sup> is injected into a core followed by 0.3 PV of brine to reinstall the injectivity. Here, the water permeability is reduced from 500 mD to below 10 mD following the treatment. As the heterogeneous micromodels are still in the manufacturing process, a similar experiment is performed in a micromodel with a homogeneous pore and grain structure. The agent, a cross-linked polymer gel whose gelation is progressing with time, is injected and evenly distributed over the whole volume of the model. After the gelation time has passed, it is not possible to re-establish any fluid flow.

## Conclusion

First comparable experiments in core and micromodel flooding with polymers, micro gels and gel based relative permeability modifiers prove that the microfluidic technology is a suitable tool for the screening of conformance control agents. Gaol et.al. already observed in microbial enhanced oil recovery (MEOR) experiments, using heterogeneous micromodels, an improvement in the conformance, as bio-plugging was favoured in high permeable areas redirecting fluid flow in less permeable areas<sup>[13]</sup>. Similar effects are expected for the application of polymer and micro gels, as those less viscous fluids are more likely to propagate in high permeable areas before gelation, which will then restrict the water flow in those areas. Core flooding with one of those microgels already resulted in a reduction of water flow to an almost complete shut-off as well as the complete water-shut-off with another polymer gel in a micromodel.

Until now, the analysis of agents that are surface-active is less effective as the inner surface of the micromodels is even and plain compared to the rough grain surface in rocks. This reduces the ratio of surface area to pore volume remarkably and therefore the interphase between the modified grain surface and the water, which is supposed to be hindered in flow by the altered surface energy. Enhancing the surface roughness within the micromodels might mitigate this issue.

## Outlook

In a subsequent series of flooding experiments in both, cores and micromodels, a variety of different conformance control agents will be analysed. For surface-active treatments, the roughness of the surfaces within the micromodel shall be increased by etching with strong bases to result in a higher surface and more effective application of the adsorbed substance. However, the focus will be on gel based RPM systems and in-situ gelling polymers and micro gels. The core flooding experiments are going to deliver relevant data for possible applications in a reservoir, whilst the microfluidic experiments shall reveal the working mechanism of those agents at pore scale. For this purpose, solid tracer particles shall aid to visualise stream lines during water flood and their alteration after a treatment under a microscope.

## Literature

1. R. D. Sydansk, L. Romero-Zerón: Reservoir Conformance Improvement, 1<sup>st</sup> Edition, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 2011. ISBN:978-1-55563-302-8

2. R. D. Sydansk, L. Romero-Zerón: Reservoir Conformance Improvement, 1<sup>st</sup> Edition, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas 2011. ISBN:978-1-55563302-8
3. S. Säfken, L. Ganzer: EEK 137, 25–28 (2021).
4. J. Wegner, L. Ganzer: Rock-on-a-Chip Devices for High  $p$ ,  $T$  Conditions and Wettability Control for the Screening of EOR Chemicals presented at the SPE Europec featured at 79<sup>th</sup> EAGE Conference and Exhibition, 12-15 June, Paris, France , Society of Petroleum Engineers 2017. DOI:10.2118/185820-MS
5. L. Ganzer, J. Wegner, M. Buchebner: Oil Gas European Magazine 40, 148–153 (2014).
6. H. Fösisch: Investigation of Chemical Enhanced Oil Recovery Core Flooding Processes with Special Focus on Rock-Fluid Interactions, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld 2019. ISBN:978-3-86948-697-0
7. F. Hauhs, H. Födisch, R. Hincapie, L. Ganzer: Novel Application of Foam and Air Flooding in Glass-Silicon-Glass Micromodels. In DGMK-Tagungsbericht 2017-1, German Society for Petroleum and Coal Science and Technology, Hamburg 2017, 249 – 259.
8. C. L. Gaol: Investigation of Pore-scale Mechanisms of Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) using a Microfluidics Approach, Papierflieger Verlag, Clausthal-Zellerfeld 2020. ISBN:978-3-86948-777-9
9. G. Strobel, B. Hagemann, M. Wirth, L. Ganzer: Oil Gas European Magazine 46, 34–38 (2020).
10. N. Convery, N. Gadegaard: Micro and Nano Engineering 2, 76–91 (2019).
11. B. Liang, H. Jiang, J. Li: Further insights into the Mechanism of Disproportionale Permeability Reduction presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-11 October, San Antonio, Texas, USA , Society of Petroleum Engineers 2017. DOI:10.2118/187364-MS
12. L. Ganzer, M. Qi, S. Schatzmann, C. D. Sattler, J. Wegner: Oil Gas European Magazine 39, 43–47 (2013).
13. C. Gaol, J. Wegner, L. Ganzer, N. Dopffel, F. Koegler, A. Borovina, H. Alkan: Investigation of Pore-Scale Mechanisms of Microbial Enhanced Oil Recovery MEOR Using Microfluidics Application presented at the SPE Europec featured at 81<sup>st</sup> EAGE Conference and Exhibition, 3-6 June, London, England, UK , Society of Petroleum Engineers 2019. DOI:10.2118/195553-MS
14. J. Vasquez, L. Eoff: A Relative Permeability Modifier for Water Control: Candidate Selection, Case Histories, and Lessons Learned after more than 3000 Well Interventions presented at the SPE European Formation Damage Conference & Exhibition, June 2013, Noordwijk, The Netherlands , Society of Petroleum Engineers 2013. DOI:10.2118/165091-MS
15. J. Vasquez, D. Tuck: Environmentally Acceptable Porosity-Fill Sealant Systems for Water and Gas Control Applications presented at the SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference, July 2015, Bogotá, Colombia , Society of Petroleum Engineers 2015. DOI:10.2118/174098-MS

## **Experimental Analysis of Polymer-CO<sub>2</sub>-Rock Interactions in Polymer Alternating Gas (PAG) Deployment Case Study in Niger Delta Sandstone**

Dennar Linda Nkechi, Mohd Amro, Sven Reichmann, Hakan Alkan  
Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

### **Abstract**

The advent of clean energy requires deep changes in the E&P industry. A critical part in that may be the use of CO<sub>2</sub> in oil recovery, thus also reducing effective emissions. The objective of this research is to investigate interactions between polymer, CO<sub>2</sub> and rock to enhance polymer selection via experimental analysis to be used in different simulation scenarios. Rheology results from these interactions presented at the conference last year, costs and polymer availability are also influencers of this selection. A case study from a Niger Delta sandstone objective sequence has been used. The laboratory investigations started with the interactions between the selected polymer and CO<sub>2</sub> in terms of rheology. Afterwards, two-phase flow in porous media was investigated to judge the compatibility of the entire system. In this study, two types of polymers (biopolymer and synthetic polymer) and analogous rock material representing the Niger Delta reservoir were used.

Three-dimensional simulation scenario modelling capturing mid, late and end of life of the production cycle (Reference modelling scenario in Figure 1) was helpful in the definition of an initial polymer concentration of 2.8 g/l. Using this concentration, core flood experiments were performed. The aim of the flooding analysis was to investigate the polymer, CO<sub>2</sub> and rock interaction such as determining - 1.) the effectivity/applicability of polymer in presence of CO<sub>2</sub> 2.) the resistance and residual resistance factors (RF and RRF) associated with the separate injection of polymer solutions and CO<sub>2</sub> which is also an indication of the property changes associated with the reservoir post flooding 3.) the benefits and economic viability of Polymer slug sizes with the addition of CO<sub>2</sub> (Polymer Alternating Gas-PAG) 4.) the Residual Resistance Factor for the EOR options.

Core flooding experiments with both polymers show favourable RRF slightly higher than 1. During injection, depending on the applied polymer, RF largely differ between 4 and 100, raising concerns about the injectivity of biopolymer. For synthetic PAG flooding, the experiments suggest that using large polymer and CO<sub>2</sub> slugs would be favourable for such deployments as they yield lower RRFs. A combination of small polymer slugs + large CO<sub>2</sub> gives a more economically viable option. The injection data associated with the experimental outcome for biopolymer in PAG suggest a revision of the chosen concentration for PAG EOR.

### **Introduction**

Tertiary or Enhanced Oil Recovery becomes very pertinent when the supplementary source of energy is insufficient to create the desired effect on recovery. The Enhanced Oil Recovery (EOR) will usually change the physical, chemical or compositional characteristics of the fluids or rock e.g. surfactant flooding, polymer flooding, polymer alternating gas (PAG), Gas injection, thermal recovery etc. This helps to increase recovery efficiency especially in systems with medium to high viscous crude.

As rightly stated by M. Amro (2018)<sup>1</sup>, Oil and natural gas are the dominant fuels worldwide.

Since the current oil production exceeds new additions to known reserves, a variety of enhanced oil recovery methods and advanced technologies especially in upstream have to be applied to mature the mostly depleted reservoir to add more oil to the known reserves. He rightly emphasizes that the justification of the increasing demand for petroleum is the main challenge for the petroleum engineers. Detailed analysis and screening of reservoir characteristics is required before any specific EOR technique is applied. Many scholarly EOR screening postulations exist and several authors have proposed different approaches to address the issue of screening. Some Authors like J. Morano et al (IPTC December 2014)<sup>2</sup> articulated a workflow to assess the EOR applicability to a particular reservoir. Jaime Morano et al. highlights that the success of any deployment depends on an expert system that has been calibrated using information from a systematic data review of developed EOR database, merged with in-house expertise which of course include robust experimental activities. This research has carefully adopted this strategy in order to have a qualitative ranking of the applicability of the proposed polymer scheme with the injection of CO<sub>2</sub>.

The oil reservoirs in the Niger-Delta are predominantly sand (consolidated and unconsolidated) with fault assisted deep closures. A lot of these reservoirs have viscosity ranges (0.6cp to 48cp) and various degrees of heterogeneities. This necessitates rigorous calibration with existing EOR databases and experimental work to ensure sufficient screening is achieved. Kamilu et al (2014)<sup>3</sup> has stated that the world economy today can be characterized as a crude oil economy and so far, there has not been a single energy source that has broadly been integrated to replace crude oil in the provision of electricity (light and heat) and transportation (land, air and sea). It is very important to at least, maintain or indeed, increase the current production levels of crude oil which makes EOR very relevant. Doing this strategically with environment preservation in mind (deploying CO<sub>2</sub> back to optimize recovery), is the bane of the Oil industry. Deploying quality agents in EOR is also key to success. N. Ogolo et al (2015)<sup>4</sup> has demonstrated in their publication that Foreign EOR agents perform better than the local agents. Whichever choice of EOR agent is made, rigorous laboratory work is required to ensure compatibility with the reservoir scheduled for deployment.

## Details of Research and Findings

Polymer Alternating Gas (PAG) deployment has been gaining relevance over the years following success stories from already executed projects (Oil and Gas Journal) from various parts of the globe. The recoveries from such successful projects and the subsequent impact in reducing unwanted CO<sub>2</sub> emissions have tremendously increased the Terminal Life Cycle Recoveries (TLCR) from the subject reservoirs and subsequently the project Net Present Value (NPV) and Value to Investment Ratio (VIR).

Many of the Field Development Plans in the Niger Delta do not routinely consider Enhanced Oil Recovery (EOR) Methods as part of the field development options with the effect that potential Top Quartile Recovery Factors are not achieved and future plans for CO<sub>2</sub> emission reduction may be compromised.

Due to the presence of various heterogeneities usually associated with some reservoirs, it is necessary to have rigorous calibrations and extensive experimental work done to ensure sufficient optimization is achieved.

Polymer flooding has been shown to increase the recovery of (medium) viscous oil where normal water flooding fails because of the mobility issues resulting in potential viscous

fingering. The addition of polymers to water leads to a more favorable mobility ratio and in turn increases flooding efficiency.

In this work, a combination method of injection of CO<sub>2</sub> to recover additional oil, which should be swept by polymer (Polymer-Alternating-Gas PAG) instead of water (Water-Alternating-Gas WAG) was studied. This method should lead to even better sweep efficiency compared to water and should perform more effectively, especially in reservoirs with high oil viscosity variation. Therefore, the compatibility of the added polymer to the water in the presence of CO<sub>2</sub> is the main aim in this work. A comparison of PAG with other options (water flooding, Polymer flooding, WAG) was investigated as shown in Fig. 1. In addition, a comprehensive simulation was carried out.

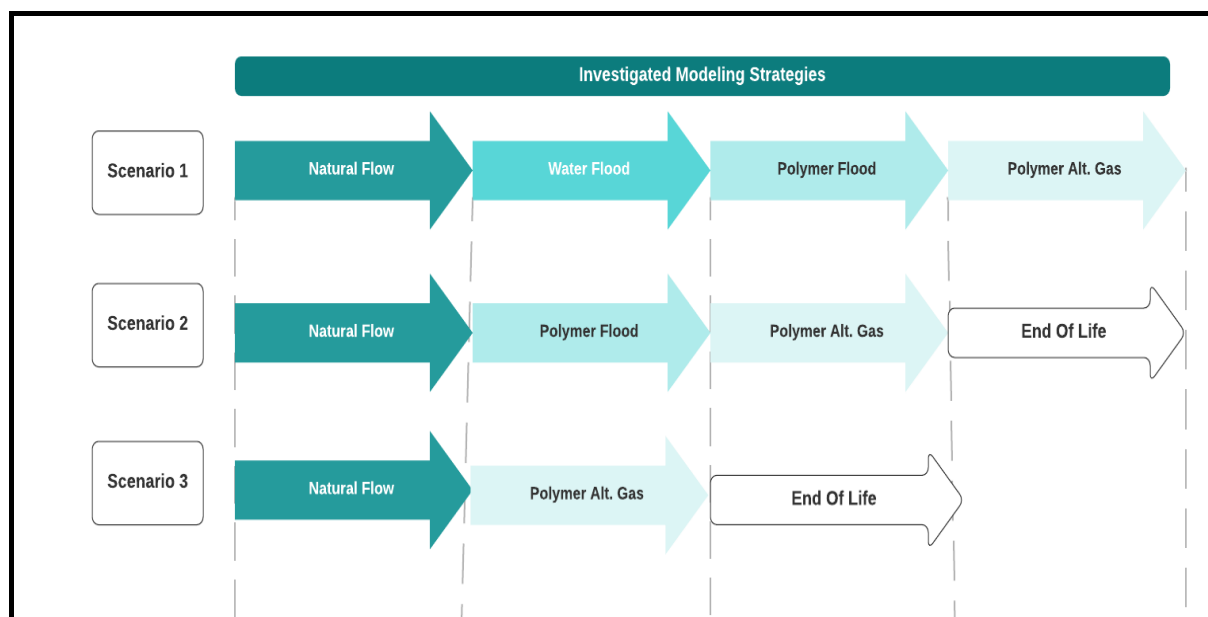


Figure 1: Investigating Modelling Scenarios

### Batch experiments

Batch experiments were conducted to investigate the interactions between polymer, CO<sub>2</sub> and rock to enhance polymer selection to be used in different simulation scenarios. According to Oil and Gas Journal, after many years of research and deployment in projects globally, it has been established that polymers are good as mobility control substances. Until recently, polymer application was limited to reservoirs with temperature not exceeding 100°C (Stephane JOUENNE, 2020)<sup>5</sup>. The development of polymer withstanding harsh conditions such as those encountered in Middle East carbonate reservoirs (temperature higher than 100°C and salinity up to 280 g/L), is a potential step in unlocking lots of reserves (Stephane JOUENNE, 2020)<sup>5</sup>. In the previous decade, it was unpopular to deploy combinations of EOR schemes in a single operation. Research outcomes like this has supported a mind change that it is actually very beneficial for effective combinations (polymer + CO<sub>2</sub>) when optimal controls are applied. Prior to investigating this interaction, reservoir screening was a major precursor to the validation of the suitability of Polymer and CO<sub>2</sub> injection for the case study. This was achieved via J.J Taber standard screening criteria and historical analysis across 124 projects spanning across 12 countries (Figure 2).

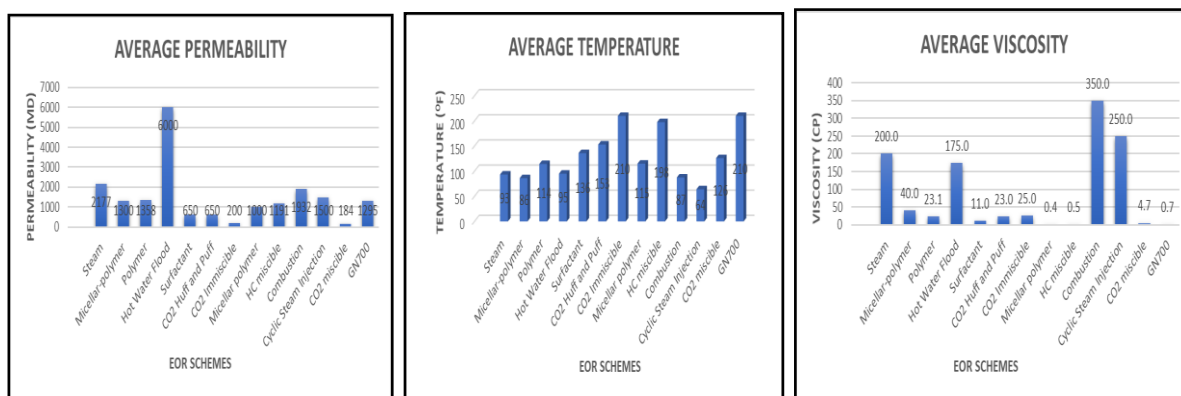


Figure 2: Property screening based on successful projects

Based on screening outcome, the effectiveness of three Schemes (Water Flood, Polymer Flood and Polymer Alternating Gas) were modelled using the Eclipse 3-Dimensional Software (Figure 1). Simulated results confirm that Polymer flooding and PAG yield greater Technical Ultimate Recovery (TUR), better economic indices but greater complexity in polymer selection due to inherent high reservoir temperature that make the use of polymers challenging alongside Polymer CO<sub>2</sub> interaction.

Most polymers proposed for polymer flooding, regardless of their chemical origin, display non-Newtonian fluid behaviour to some degree and the apparent viscosity of the polymer solution is a function of the shear rate to which it is subjected. At shear rates encountered at reservoir conditions (0.1 to 100 1/seconds), polymers typically exhibit shear thinning or pseudoplastic behaviour according to tangential shear measurements (Richard, W. et al, 1990)<sup>6</sup> and this is further reinforced by high temperature effects. Further introduction of CO<sub>2</sub> into the system necessitates investigating the effects of the interaction of CO<sub>2</sub> and Polymer within the rock molecules.

To facilitate the experimental investigation, a polymer solution of 2.8 g/l of Xanthan and PAA was prepared with Iodized water. Reservoir parameters indicate the presence of salts containing ions (Ca<sub>2+</sub> and Na<sup>+</sup>). 44 mg/l of Calcium Chloride Dihydrate(CaCl<sub>2</sub>.2H<sub>2</sub>O) and 15 g/l of Sodium Chloride (NaCl) were prepared and added into the Polymer Solutions. The Solutions were steered electronically for 24 hours to homogenize the mixture. A second mixture of De-ionized water and same salt concentrations was also prepared to be used as a saturation fluid.

The laboratory investigations started with the interactions between the selected polymer and CO<sub>2</sub> in terms of rheology. Afterwards, two-phase flow in porous media was investigated to judge the compatibility of the entire system. In this study, two types of polymers (biopolymer and synthetic-polymer) and analogous sandstone rock material representing the Niger Delta reservoir were used.

### Rheology Experiment

The Rheology of the extra cellular biopolymer Xanthan was investigated to ascertain its suitability (Figure 3). Xanthan is a polysaccharide made from bacteria called Xanthomonas campestris and has been widely used in the oil and gas industry as mobility control substance in Enhanced Oil Recovery (EOR). A water-soluble, synthetic linear polymer made of Polyacrylamide (PAA) was also tested for suitability. Adequately ascertaining the suitability of these polymers in a combination with CO<sub>2</sub> was necessary. High Pressure/High

Temperature Modular Compact Anton Paar Rheometer (Figure 3) was used to analyse the rate of deformation of the polymer solutions under various conditions of temperatures, pressures (38°C, 60°C, 93°C/290, 207,290 bar) and shear rates. The solution was later saturated with CO<sub>2</sub> and its viscosity vs shear rate was investigated at various temperatures.

Nine scenario combinations of temperatures and pressures were analysed for the fluid Samples (Table 1). Fluid sample combinations utilised are as enumerated below:

- 1.) 2.8 g/l polymer + 15 g/l NaCl + 12 mg/l CaCl<sub>2</sub>,
- 2.) 2.8 g/l polymer + 15 g/l NaCl + 12 mg/l CaCl<sub>2</sub> + HCL..... acidified solution for experiment control,
- 3.) 2.8 g/l polymer + 15 g/l NaCl + 12 mg/l CaCl<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub>,
- 4.) 1.4 g/l polymer + 15 g/l NaCl + 12 mg/l CaCl<sub>2</sub>,
- 5.) 1.4 g/l polymer + 15 g/l NaCl + 12 mg/l CaCl<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub>.

The output profiles are in Figures 4-10.

Table 1: Rheology Scenario Combinations

SCENARIOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Temperature (°C)	38	60	93	38	60	93	38	60	93
Pressure (bar)	290	207	102	207	102	290	102	290	207

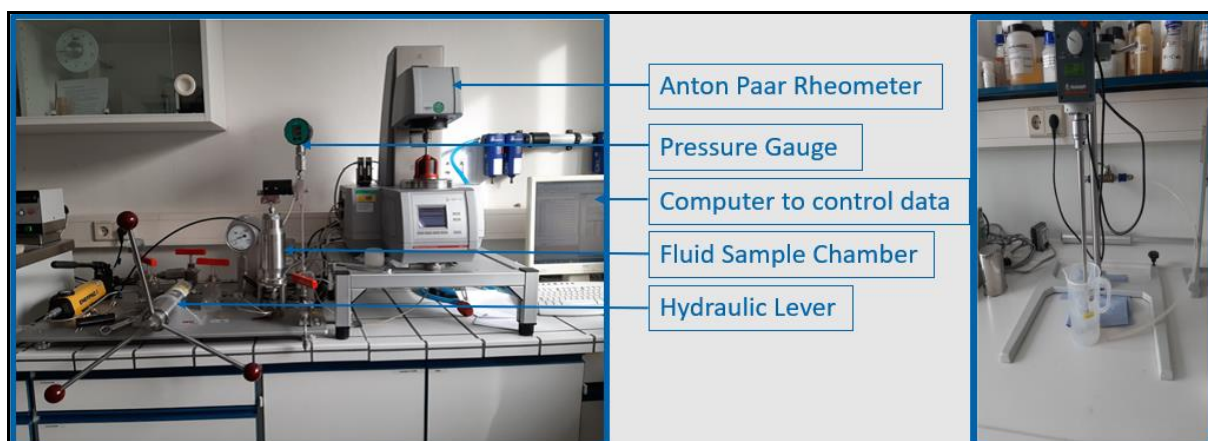


Figure 3: Anton Paar Rheometer used for the Rheology Investigation

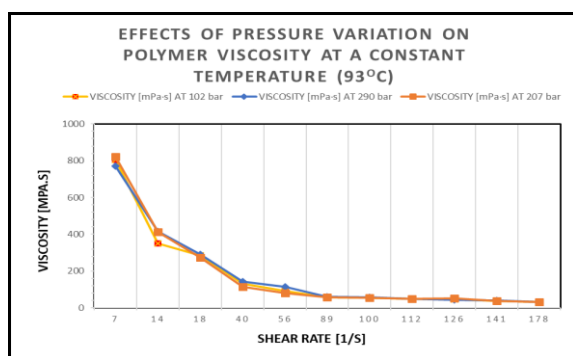


Figure 4: Shear Rate vs Viscosity of Normal Solution (93OC) PH-6.1 - Xanthan

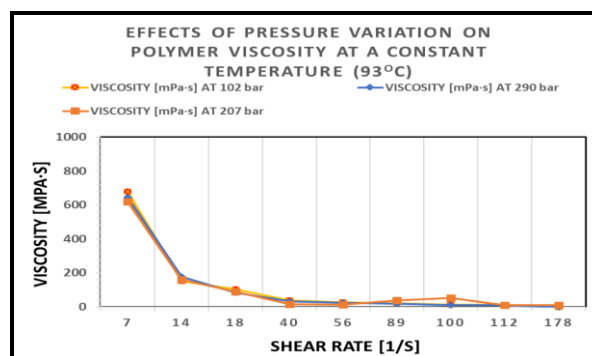


Figure 5: Shear Rate vs Viscosity of Normal Solution (93°C) PH-6.1 - Polyacrylamide



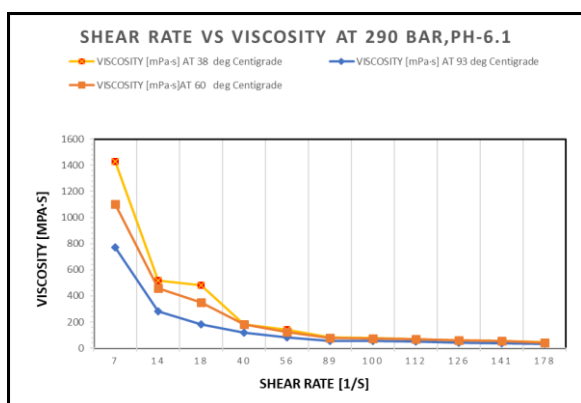


Figure 6: Shear Rate vs Viscosity of Normal Solution (290 bar) PH-6.1-Xanthan

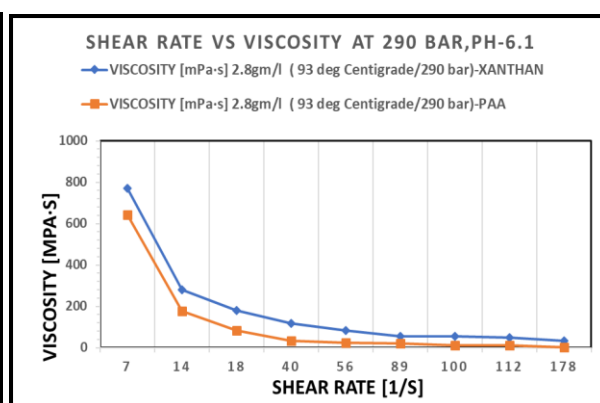


Figure 7 Shear Rate vs Viscosity of Normal Solution (290 bar) PH-6.1-Xanthan vs PAA

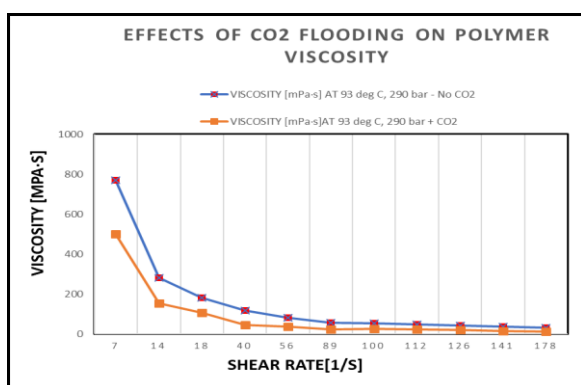


Figure 8: Effects of CO<sub>2</sub> Flooding on Xanthan

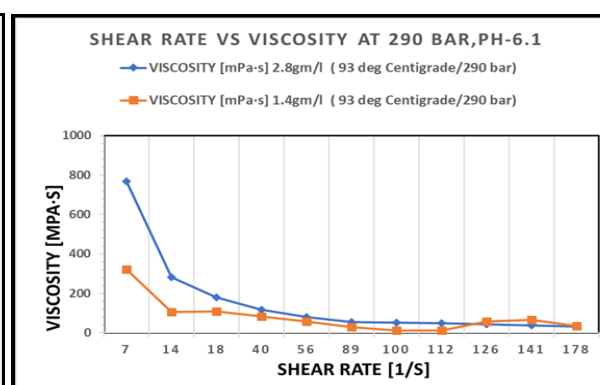


Figure 9: Shear Rate vs Viscosity of Normal Concentration vs halve concentration

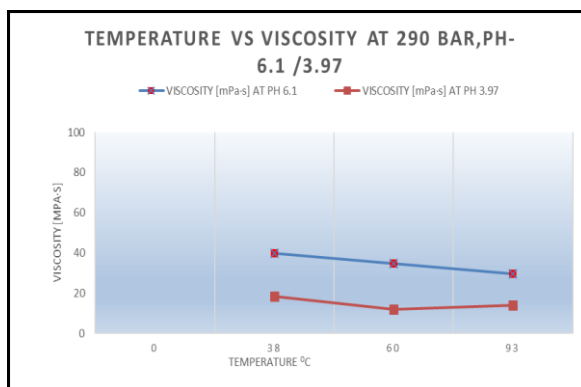


Figure 10: Effects of Acidification of Xanthan

Pressure variation at constant temperature has very minimal effect on the Xanthan and PAA solutions. This infers that pressure changes will have little or no effect on the polymer performance (Figures 4 and 5). At different shear rates, Shear thinning of the polymer solution was observed and this is greater at higher shear rates. At a critical share rate of 74 1/s (critical shear rate for reservoirs with same properties), Polymer viscosity was 80 mPa\*s. It has been considered that adsorption effects would further reduce this viscosity within the reservoir.

Figure 6 shows the interdependency of viscosity and shear rate at reservoir temperatures of 38, 60, 93 °C. This experiment investigated this response at a constant reservoir pressure of 290 bar. There is a thematic decrease in viscosity at all the investigated temperatures as shear rate increases. The deformation of the Xanthan solution at 90 °C, 60 °C and 38 °C

have the same trend. At higher temperature of 93 °C and 290 bar, solution viscosity is lower. This shows that the rate of deformation of Xanthan at higher temperatures and Pressure is more rapid. High temperature and pressure combinations causes a more rapid deformation of Xanthan. The temperature and pressure effect on the Xanthan becomes a key factor for consideration in the deployment of Xanthan in this reservoir. A comparison between Xanthan and PAA confirms that PAA is more susceptible to changing conditions than Xanthan.

The acidification of Xanthan solution can create further reduction in viscosity as seen in Figure 10. This is a typical effect observed during the saturation of Xanthan with CO<sub>2</sub>. The viscosity vs shear rate relationship of the Xanthan solution is synonymous with the behaviour of non-Newtonian fluids that exhibit shear thinning. These fluids show decreasing viscosity with increasing shear rates. The viscosity trends of the acidified solution measured at 290 bar and 38 °C, 60 °C, 93 °C is further reduced than that of the original solution. This is a control experiment that is a precursor to benchmarking the effect of CO<sub>2</sub> when injected into the Xanthan solution. Since the reservoir is also being considered for PAG, this factor becomes very necessary.

## Flooding Experiment

Using same 2.8 g/l concentration solution and analogue core samples, core flood experiments were performed (Figure 11).

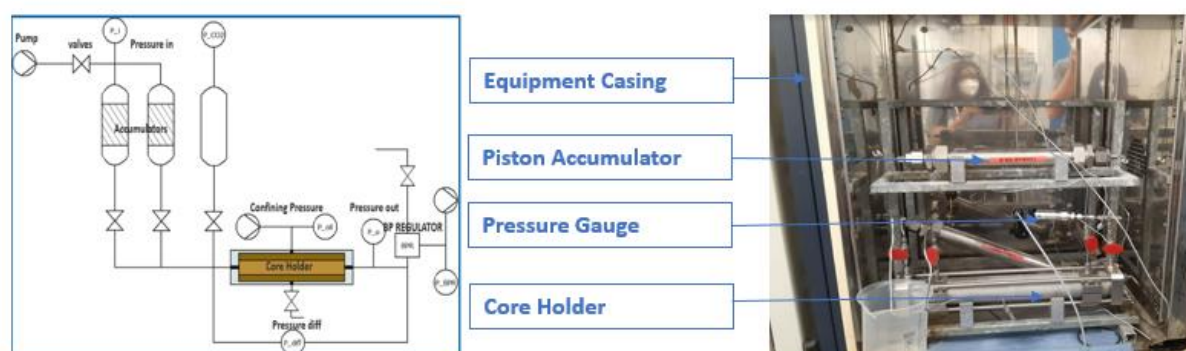


Figure 11: Core Flood Experimental Schematic

The aim of the flooding analysis was to investigate the polymer, CO<sub>2</sub> and rock interaction such as determining - 1.) the effectivity/applicability of polymer in presence of CO<sub>2</sub> 2.) the resistance and residual resistance factors (RF and RRF) associated with the separate injection of polymer solutions and CO<sub>2</sub> which is also an indication of the property changes associated with the reservoir post flooding 3.) the benefits and economic viability of Polymer slug sizes with the addition of CO<sub>2</sub> (Polymer Alternating Gas-PAG) 4.) the RRF for the EOR options.

The outcome of this research in terms of Polymer CO<sub>2</sub> and rock interaction has been summarized in table 2.

Table 2: Performance Summary

INDICES	POLYACRILAMIDE	XANTHAN
Compatibility with the reservoir Pressure	Yes	Yes
Compatibility with the reservoir temperature	Yes	Yes *higher compatibility
Denatures with CO <sub>2</sub> injection	No	No
Favourable RRF	Yes	No
Favourable instantaneous viscosity	Yes	No *High

Core flooding experiments show that during injection, depending on the applied polymer, RF largely differ between 4 and 100, raising concerns about the injectivity of biopolymer. Nevertheless, the experiments show favourable RRF slightly higher than 1. For synthetic PAG flooding, the experiments suggest that using large polymer and CO<sub>2</sub> slugs would be favourable for such deployments as they yield lower RRFs. A combination of small polymer slugs + large CO<sub>2</sub> gives a more economically viable option. The injection data associated with the experimental outcome for biopolymer in PAG suggest a revision of the chosen concentration for PAG EOR.

A physical inspection of the core sample was done along-side some microscopic shots. Both inlet and outlet of the core have some gel like paraffinic residues (Figure 12). These residues are suspected to be precipitations caused by dropping shear rates. This explains the reason for the high injectivity observes in the xanthan (Polymer and core interaction).

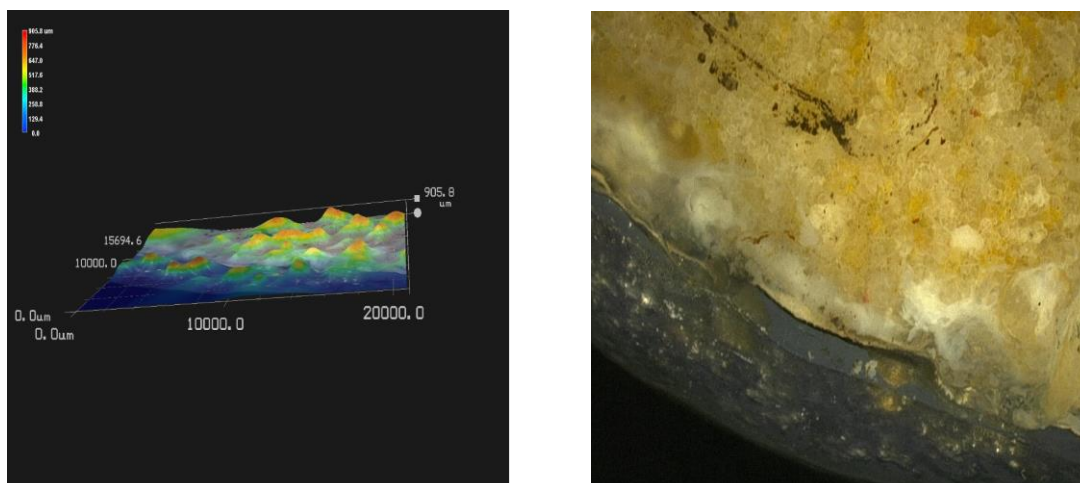


Figure 12: Microscopic shots from core showing precipitation

Post flooding with CO<sub>2</sub> some degree of corrosion was observed occurring at the aluminium shield of the core (Figure 13). The shield was introduced to minimize CO<sub>2</sub> diffusion into the confining oil. The corrosion effect is time dependent and is a major factor for consideration during experimental analysis requiring the injection of CO<sub>2</sub>.



Figure 13: Corrosion effect observed post CO<sub>2</sub> flooding

## Discussion

Experimental results from Rheology indicate that pressure variation has very minimal impact on the viscosity of Xanthan and PAA, but the viscosity reduces with increase in temperature. It has been established that CO<sub>2</sub> is compatible with both polymer types under varying temperatures.

Saturation of the Xanthan Solution with CO<sub>2</sub> does not denature the sample but causes a further reduction in viscosity and a change in the PH from 6.1 to 4.51. The rate of deformation of Xanthan at a shear rate of 73 (1/s) is very low (<7%) for temperatures below 60°C and up to 20% for temperatures about 93°C.

Xanthan Solution showed very strong performance based on the Rheology results and reduced deformation with high temperatures up to 93°C.

The Resistance Factor and Residual Resistance Factor for single phase saturations and slug deployments investigated gave interesting outcomes for each polymer type. PAA gave a more favourable outcome as indications from the flooding suggests the existence of high injectivity associated with the Xanthan flooding. Results from the different Slug scenarios suggest that using smaller slug model would not be favorable for the deployment. Larger slug models yield better RRFs. A combination of larger slugs of CO<sub>2</sub> + Polymer gives better results and enables greater injectivity.

Key highlights remain that the porous media along side polymer performance needs thorough investigation before any possible deployments. There are other choice influencers like the ability of the polymer to form (powder, emulsion), costs, market availability etc.

A robust project economics drives the total success of any deployment, thus it is strongly encouraged to support the delivery of excellent technical outcomes. This will be the addendum of subsequent publication.

## Recommendations and Future Work

Future work will include the determination of optimal injection concentration for Xanthan bearing in mind the quality of this porous media. The outcome from this work will be tested across more reservoirs within the Niger Delta that are at various stages of development.

## Conclusion

Enhanced Oil recovery has gained a lot of relevance in the recovery of stranded oil in the reservoir and there are recorded successes all over the world. A lot of reservoirs within the Niger-Delta depositional structure can benefit from the EOR process. Under a constraining budget, it is valuable to consolidate and maximize the existing assets by increasing the total recoverable via Enhanced Oil Recovery. Proper reservoir screening and technical evaluation would support and properly guide the suitability of these schemes in each proposed reservoir. In some cases, proper selection, and customization of EOR fluids may be required for reservoir compatibility. Two major experimental analysis geared towards the selection of the optimal fluid mobility control substance has shown that each has its unique strengths and weaknesses. Critical points of observation preclude the fact that CO<sub>2</sub> injection do not denature the polymers but may result in corrosive reactions that are time dependent. Comprehensive investigations carried out in this research include:

- Rheology (consideration of different pressures and temperature regime, polymer concentrations, shear rates, CO<sub>2</sub> addition).
- Flooding experiments using analogue sandstone samples + CO<sub>2</sub>
- Simulation modelling accounting for the total recoverable possible from deployment
- Robust economic evaluation to ascertain net cash flow

It is apparent to conclude that good technical values that are transferable to subsequent reservoirs operating within the same reservoir conditions have been attained. Future simulation optimizations will be done to accommodate laboratory findings.

## References

- 1.) Amro, M.; Freese, C.: "Panel Session 4: New Frontiers and Beyond, the Future for Sustained Production (EOR Strategic Thinking)", 2018 SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia OGWA in Oman, (2018).
- 2.) Jaime, M.; Omer, G.; Yunlong, L., Schlumberger; Andreas Al-Kinani and Nihal Cakir, myr.conn solutions- EOR Advisor Systems: A Comprehensive Approach to EOR Selection-IPTC-17798-MS, (2014).
- 3.) Kamilu, F. O. "Design of a simulator for Enhanced Oil Recovery Process using Nigerian Reservoir as a case study" (2014).
- 4.) Ogolo, N. A., Ogiriki, S. O., Onyiri, V. I., Nwosu, T. C. & Onyekonwu, M. O. Performance of Foreign and Local Agents for Enhanced Oil Recovery of Nigerian Crude. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, (2015).
- 5.) Stephane JOUENNE: Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: Selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability, Journal of Petroleum Science and Engineering (2020).
- 6.) Richard, W. et al: An Experimental Study of Non-Newtonian Polymer Rheology Effects on Oil Recovery and Injectivity. SPE Res Eng 5 (04): 481–486 (1990).

## Abbreviations

<b>Symbols</b>	<b>Meaning</b>
CO <sub>2</sub>	Carbon Dioxide
EOR	Enhanced Oil Recovery
PAG	Polymer Alternating Gas
RF	Resistant Factor
NPV	Net Present Value
VIR	Value to Investment Ratio
3-D	Three Dimensional
TLCR	Terminal Life Cycle Recoveries
E&P	Exploration and Production
TUR	Technical Ultimate Recovery
RRF	Residual Resistance Factor

## **Abdichtung einer Packerleckage mit einem differenzdruckaktivierten Dichtmittel**

Sibylle Bohlsen, Moh'd Saleh  
ExxonMobil Production Deutschland GmbH

### **Abstract**

Eine kleine Undichtigkeit in einem Barriereelement einer Erdöl- oder Erdgasbohrung kann eine aufwendige, komplizierte und möglicherweise die Lagerstätte schädigende Aufwältigung erfordern. ExxonMobil hat in Deutschland in den vergangenen Jahren mehrfach ein Verfahren angewendet, bei dem mit einem differenzdruckaktivierten Dichtmittel solche Undichtigkeiten abgedichtet werden.

Dabei wird ein Dichtmittel in flüssigem Zustand zur Leckagestelle gebracht. Durch den Druckunterschied an der Leckagestelle polymerisiert das Dichtmittel und wird zu einem flexiblen, abdichtenden Feststoff.

Beispiele für Anwendungsmöglichkeiten sind eine Undichtigkeit an der Steuerleitung eines Untertagesicherheitsventils, eine Verbinderleckage des Förderstranges oder die Leckage eines Produktionspackers.

Nach einer Übersicht über die bisherigen Anwendungsfälle bei ExxonMobil in Deutschland und deren Ergebnisse werden anhand des Beispiels einer in 2019 behandelten Produktionspackerleckage die erforderlichen vorangehenden Untersuchungen an der Bohrung, die Durchführung der Reparatur und das Ergebnis vorgestellt.

## Einleitung

Um eine sichere Gewinnung von Untertageressourcen mittels Tiefbohrungen zu gewährleisten, werden verschiedene Barriereelemente eingesetzt, wie sie beispielsweise im Leitfaden Bohrungsintegrität des BVEG (1) beschrieben sind. Für die Früherkennung einer Beeinträchtigung der Integrität eines Barriereelements sind diverse Überwachungs- und Steuerungssysteme vorgesehen. Dazu gehört unter anderem eine Drucküberwachung der Ringräume, wiederkehrende Inspektionen, Teste und Instandhaltungsmaßnahmen.

Ringraumüberwachungsdaten sind zumeist die wichtigste Quelle, Informationen über die technische Dichtheit wesentlicher untertägiger Barriereelemente, wie zum Beispiel des Produktionspackers, zu erhalten. Dabei wird ein positiver Druck im Ringraum eingestellt, nachvollziehbar überwacht und dokumentiert. Jegliche anomale Veränderung wird untersucht und bei Bedarf entsprechende Maßnahmen eingeleitet, um die Integrität der Barriereelemente sicherzustellen.

Wird die Integrität eines untertägigen Barriereelements durch eine Undichtigkeit beeinträchtigt, so kann dies eine aufwendige, komplizierte Aufwältigung erfordern, bei deren Durchführung auch eine Schädigung der Lagerstätte nicht ausgeschlossen werden kann. ExxonMobil hat in Deutschland in den vergangenen Jahren mehrfach ein Verfahren angewendet, bei dem mit einem differenzdruckaktivierten Dichtmittel kleine Undichtigkeiten erfolgreich abgedichtet wurden. Hierbei ist zu beachten, dass eine Undichtigkeit eines Barriereelements nicht bedeutet, dass ein Fördermedium in die Umwelt austritt. Die Abdichtung erfolgt direkt an der Leckagestelle. Das druckaktivierte Dichtmittel kann zur Behebung von Undichtigkeiten in einer Vielzahl von obertägigen sowie untertägigen Bohrlochkomponenten verwendet werden.

Anhand der bisherigen Anwendungen bei ExxonMobil in Deutschland wurden wesentliche Gemeinsamkeiten identifiziert, um die Erfolgchancen bei jeder einzelnen Anwendung zu erhöhen. Um den allgemeinen Ansatz des differenzdruckaktivierten Dichtmittels zu veranschaulichen, wird das Beispiel einer in 2019 behandelten Produktionspackerleckage vorgestellt.



## Technische Grundlagen

Zur Abdichtung von untertägigen Undichtigkeiten an einem Barriereelement können verschiedene Abdichtmitteln zum Einsatz kommen. Es wird im Wesentlichen zwischen selektiven und nicht-selektiven Abdichtmechanismen unterschieden. Die nicht-selektiven Abdichtmechanismen werden hier nur kurz erwähnt und der Fokus auf den selektiven druckaktivierten Abdichtmechanismus gelegt. Generell streben alle Abdichtmechanismen an, ohne Verstopfung der bestehenden hydraulischen Systeme oder Beschädigung der Bohrlochkomponenten eine Undichtigkeit effektiv abzudichten.

### Nichtselektive Abdichtmechanismen

Bei den nicht-selektiven Abdichtmechanismen werden entweder Verstopfungsmaterialien oder katalysierte Abdichtmittel eingesetzt. Dabei besteht bei beiden Abdichtmitteln immer das Potenzial, das betroffene hydraulische System oder andere Komponenten der Bohrung unkontrolliert zu verstopfen.

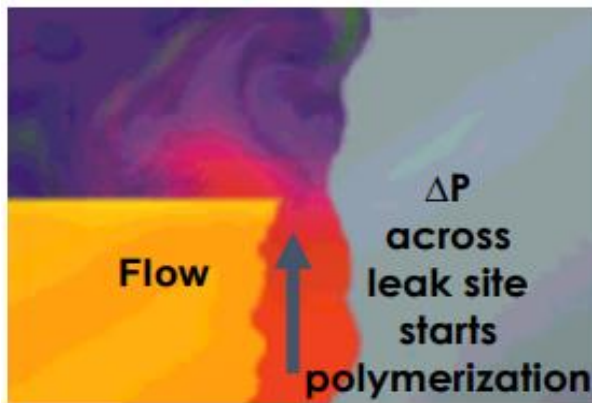
### Selektive Abdichtmechanismen (differenzdruckaktivierte Dichtmittel)

Beim selektiven Abdichten wird das Abdichtmittel erst unter bestimmten Voraussetzungen und dadurch nur an der Leckstelle aktiviert. Hier wird ausschließlich der differenzdruckaktivierte Abdichtmechanismus betrachtet.

Das differenzdruckaktivierte Dichtmittel, welches in den vergangenen Jahren mehrfach angewandt wurde, besteht aus einer übersättigten Mischung aus kurzkettigen Polymeren, Monomeren und polymerisierenden Chemikalien. Zusätzliche Komponenten werden abhängig von Temperatur, Druck, Systemflüssigkeit und Leckrate hinzugefügt. (2)

Die Abdichtung beim differenzdruckaktivierten Dichtmittel erfolgt funktional wie bei einer Blutstillung einer Schnittwunde, wo nur die Blutung an der Schnittwunde gestoppt wird. Das flüssige Dichtmittel wird abhängig von der Art der jeweiligen Undichtigkeit und benötigten Dichtmittelvolumina auf unterschiedliche Art an die Reparaturstelle gebracht. Durch den Druckunterschied an der Leckagestelle polymerisiert dieses und wird zu einem flexiblen, abdichtenden Feststoff. Die Zusammensetzung des druckaktivierten Abdichtmittels wird abhängig von der Art der Leckage und den Einbringungsmöglichkeiten individualisiert erstellt. Abbildung 1 – 4 zeigen eine bildliche Darstellung des Aktivierungsvorgangs an der Leckstelle (3). Das nicht katalysierte Dichtmittel verbleibt im System in flüssiger Phase unabhängig von Temperatur, Druck sowie Zeit und wird erst aktiviert, wenn es zu der erforderlichen Druckdifferenz kommt. (4)

Laboruntersuchungen zeigen, dass das differenzdruckaktivierte Dichtmittel auch bei höheren Temperaturen bis 315°C ohne Eigenschaftsverlust eingesetzt werden kann und wurde zuletzt bis zirka 1.500 bar (22.000 psi) getestet (5).



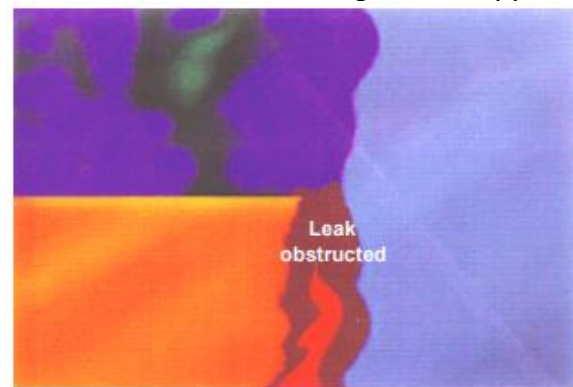
**Abbildung 1: Anfänglicher Abdichtmittelfluss durch die Undichtigkeit (6)**



**Abbildung 2: Die ersten Ablagerungen des Abdichtmittels an der Undichtigkeitsstelle (3)**



**Abbildung 3: Brückenbildung über die Undichtigkeit mit abnehmendem Fluss über die Undichtigkeitsstelle (3)**



**Abbildung 4: Abdichtung der Undichtigkeitsstelle (3)**

## Maßnahmen zur Erhöhung der Abdichterfolgschancen

Das differenzdruckaktivierte Dichtmittel kann nicht alle Undichtigkeiten abdichten. Daher ist es im Zuge der Planung entscheidend zu überprüfen, ob ein Einsatz möglich ist. Folgende Parameter sollten im Vorfeld überprüft werden, um die Erfolgchance des Einsatzes zu erhöhen.

- Position der Undichtigkeitsstelle.
- Geometrie der Undichtigkeitsstelle und Höhe der Leckraten.
- Identifikation der Druckdifferenz an der Undichtigkeitsstelle.
- Überprüfung der Kompatibilität mit dem vorhandenen hydraulischen System.
- Durchführung einer Studie im Labormaßstab.
- Planung in enger Zusammenarbeit mit dem Service-Unternehmen.
- Festlegung der betrieblichen Druckverhältnisse zur nachhaltigen Abdichtung der Undichtigkeit.

Generell erhöht ein großes Verhältnis von angrenzender Oberfläche zum Leckagequerschnitt die Erfolgswahrscheinlichkeit einer Abdichtung.

## Übersicht der Anwendungsfälle bei ExxonMobil in Deutschland

ExxonMobil hat in Deutschland seit 2005 mehrfach das differenzdruckaktivierte Dichtmittel angewandt, um kleine Undichtigkeiten im Packerbereich, Förderstrangverbinder und an Verflansungen erfolgreich abzudichten. Nachfolgend wird das Beispiel einer Produktionspackerleckage aus dem Jahr 2019 hinsichtlich durchgeführter Untersuchungen im Vorfeld, Durchführung der Reparatur und des Ergebnisses vorgestellt.

### Beispiel Produktionspackerundichtigkeit

Die Bohrung wurde 2018 aufgewältigt und die alte 4 ½" Single-Komplettierung durch eine neue 3 ½" Komplettierung mit ¾" CIL (Chemical Injection Line) und Durchführungspacker ersetzt. Vier Monate später zeigte die Bohrung Verluste über den 1. Ringraum. In Flüssigkeitsanalysen aus der Gastrocknungsanlage konnten Spuren von Ringraumflüssigkeit festgestellt werden, was auf eine Undichtigkeit des Förderstranges hinwies. Folgende Untersuchungen wurden im Vorfeld durchgeführt:

#### 1. Lokalisierung der Undichtigkeitsstelle

Zur Lokalisierung der Undichtigkeitsstelle wurde zuerst das 3 ½" Förderstrangverschraubprotokoll auf Auffälligkeiten beim Einbau überprüft. Eine Analyse des Verschraubungsprotokolls zeigte keine Auffälligkeiten, die auf eine Undichtigkeit, beispielweise durch Überkontern hingewiesen hätten.

Das Druckverhalten von Ringraum 1 sowie die Flüssigkeitskorrektur (kleinen Auffüllvolumina) deuteten auf eine tieferliegende Undichtigkeit hin. Aus diesem Grund wurde eine mögliche Undichtigkeit innerhalb des 3 ½" Förderstrangs oder im Bereich des Packer / Anchor Seals als wahrscheinlich angenommen. Zur Verifizierung wurde eine Kamerafahrt durchgeführt.

Es wurden innerhalb des Tubings keine Undichtigkeiten erkannt (siehe Abbildung 5 und 6). Nachdem der Druck auf Ringraum 1 mittels Stickstoffzufuhr schrittweise erhöht wurde, konnte ein marginaler Fluss hinter dem Tubing-Shoe festgestellt werden (siehe Abbildung 7). Innerhalb des Tubings konnte weiterhin keine Auffälligkeit festgestellt werden. Somit konnte die Leckagestelle auf den Bereich des Packers eingegrenzt werden.



Abbildung 5: 3 ½" Tubing-Shoe (Down - View)



**Abbildung 6: 3 1/2" Tubing-Shoe Kante (Side - View) vor Druckerhöhung**



**Abbildung 7: 3 1/2" Tubing-Shoe Kante (Side - View) nach Druckerhöhung**

## **2. Geometrie, Leckraten und Druckdifferenz an der Leckagestelle**

Durch die Kamerafahrt konnte eine druckabhängige Undichtigkeit des Packers verifiziert werden. Im Zuge der Ringraumflüssigkeitskorrektur wurde eine Verlustrate von ca. 120 l/Tag ermittelt. Verschiedene Flüssigkeitsspiegelmessungen zeigten über einen Zeitraum von 6 Monaten einen konstanten Flüssigkeitsspiegel in Ringraum 1 bei ca. 130 m. Damit wurde die Druckabhängigkeit der Leckrate sowie die Vermutung einer Undichtigkeit der Packungen im Bereich des Packers bestätigt, sodass ein Einsatz von einer differenzdruckabhängigen Abdichtung in Betracht gezogen wurde. Im Anschluss wurden als Vorbereitung für die Abdichtmaßnahme die Drücke im Bereich der Leckstelle sowie die erforderliche Druckdifferenz, um die Leckage zu aktivieren, berechnet.

## **3. Kompatibilitäts- sowie Umsetzungsprüfung**

Durch die Bewertung der gewonnenen Daten und deren Auswertung wurde der mögliche Einsatz des differenzdruckaktivierten Dichtmittels näher untersucht. Dazu gehört die Kompatibilität sowie Umweltverträglichkeit des Dichtmittels. Hier wurde auf Basis von Laboruntersuchungen des Herstellers die Kompatibilität des Abdichtmittels mit den vorhandenen Komplettierungseinbauteilen hinsichtlich möglicher Korrosion und Verträglichkeit mit der vorhandenen Ringraumschutzflüssigkeit sowie der Dichtelemente geprüft.

Nach der Durchführung der Kompatibilitätsprüfung wurde die Umsetzung überprüft. Das Einbringen des Abdichtmittels stellte aufgrund von folgende Gegebenheiten eine besondere Herausforderung dar:

- Spiegeltiefe bei ca. 130 m
- Einsatztiefe bei 4.800 m mit eine maximale Neigung von 6°
- Bauartbedingte Querschnittsänderung (CIL sowie Control Line, 388 Rohrverbindungen, USV sowie CIL Injection Sub, 765 CIL Protpektoren und Übergänge)

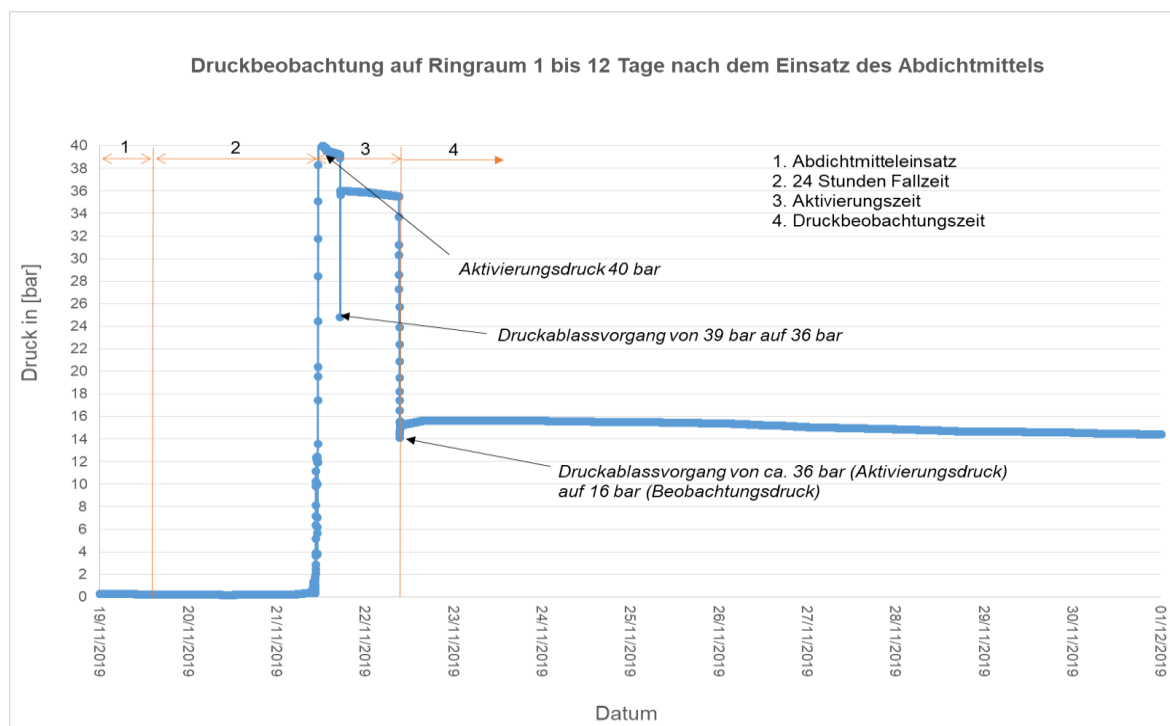
Um sicherzustellen, dass das Abdichtmittel den 130 m flüssigkeitsfreien Ringraum überwindet, wurde ein Benetzungsmittel (Wetting Agent) angewendet. Dieser dient als Gleitmittel, um ein Anhaften an der "trockenen" Ringraumwandung und damit einen Volumenverlust zu verhindern. Aufgrund der langen flüssigkeitsgefüllten Ringraumstrecke bis zur Undichtigkeitsstelle wurde ein schützender Gelrezeptor verwendet, um eine Dispersion während des Absinkens unter Einfluss der Schwerkraft durch Ringraumflüssigkeit (ca. 4.700 m) zu verhindern und die Eigenschaften des Abdichtmittels bis zum Eintreffen an der Undichtigkeitsstelle zu erhalten.

Anhand einer Versuchsdemonstration des Bohrlochs im kleinen Maßstab wurden die durchschnittliche Fallgeschwindigkeit des Dichtmittels im Ringraum sowie der Akkumulationsanteil des Dichtmittels an der Leckstelle mit der vorgesehenen Rezeptur ermittelt. Damit wurden optimale Voraussetzungen für einen erfolgreichen Job geschaffen.

#### 4. Job Planung und Durchführung

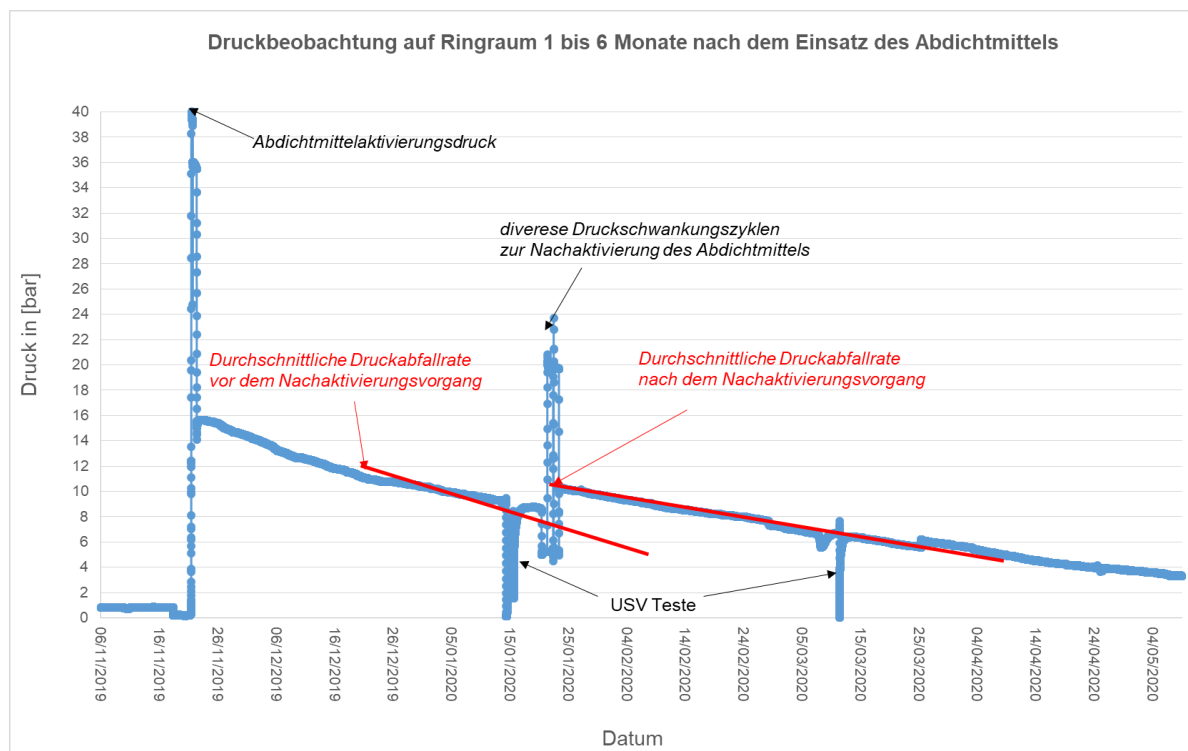
Für ein effektives Qualitätsmanagement wurde ein Arbeitsprogramm zusammen mit den Serviceunternehmen vorbereitet. Dieses beinhaltete die Aufgaben- und Verantwortungsaufteilung, den vorgesehenen Aufbau der Anmischstelle mit Anbindung an die Bohrlochverflanschung, Arbeitsschritte mit vorgesehenen Mengen bzw. Pumpratzen und eine grobe Zeitplanung. Dies dient längerfristig dazu, die Effektivität und Vergleichbarkeit der Maßnahme besser zu bewerten.

Bei der Durchführung wurde darauf geachtet, dass das Abdichtmittel nach dem Anmischen auf der Lokation die vorgesehenen Eigenschaften hatte. Proben wurden genommen und die Dichte des Gemisches ermittelt. Die errechnete Fallzeit wurde mit 24 Stunden berechnet, damit das Abdichtmittel die Undichtigkeitsstelle erreicht. Danach wurde der Ringraum mit Flüssigkeit zutage aufgefüllt und das Abdichtmittel mittels Druck bis 40 bar aktiviert. Die Druckdifferenz an der Undichtigkeitsstelle wurde mit 440 bar berechnet. Abbildung 8 stellt den Druckverlauf von Ringraum 1 während des Einsatzes dar.



**Abbildung 8: Druckbeobachtung auf Ringraum 1 bis 12 Tage nach dem Einsatz des Abdichtmittels**

Der Druckverlauf ließ sofort auf einen Erfolg der durchgeführten Maßnahme schließen. Allerdings wurde eine marginale Druckabfallrate über eine längere Zeit beobachtet. Um diese zu reduzieren, wurden diverse Druckschwankungszyklen verwendet, sodass eine Nachaktivierung des differenzdruckaktivierten Dichtmittels erfolgen konnte. Mithilfe der beiden Maßnahmen konnte eine nachhaltige Reduzierung der Leckrate erzielt werden.



**Abbildung 9: Druckbeobachtung auf Ringraum 1 bis 6 Monate nach dem Einsatz des Abdichtmittels**

Vor dem Einsatz wurde eine Leckrate von ca. 120 l/Tag ermittelt. Nach dem Einsatz konnte die Ringraumflüssigkeit wieder bis zutage gebracht und ein Überwachungsdruck eingestellt werden. Zwischen Januar 2020 und 2022 wurde der Ringraum im Zuge von Ringraumkontrollen insgesamt mit nur 116 Liter aufgefüllt, was einer Leckrate von ca. 0,1 l/Tag entspricht.

### 5. Festlegung der operativen Ringraumdruckgrenzwerte

Im Allgemeinen sollte über die Einsatzdauer eine Mindest-Druckdifferenz von ca. 35 bar über der Undichtigkeitsstelle in Einsatzrichtung gehalten werden. In diesem Fall wurde das Abdichtmittel an der Leckstelle einem Differenzdruck von ca. 440 bar ausgesetzt. Zum Aktivieren des Abdichtmittels wurden 40 bar Kopfdruck auf Ringraum 1 benötigt. Daher wurde dieser Druck als MAASP (maximal allowable annulus surface pressure) definiert. Die operativen Ringraumdruckgrenzwerte wurden zwischen 2 und 25 bar festgelegt.

## Zusammenfassung

Das differenzdruckaktivierte Dichtmittel bietet eine operative kostengünstige Möglichkeit, bestimmte undichtigkeitsbedingte Barrierefehler zu beheben.

Beim vorgestellten Beispiel konnte die Überwachung des ersten Ringraums aufgrund einer druckabhängigen Leckage im Bereich des Packers in Teufe 4.800 m nicht erfolgen. Der Flüssigkeitsspiegel stellte sich bei ca. 130 m ein. Um die Überwachung des Ringraums wiederherzustellen, wurde ein differenzdruckaktiviertes Dichtmittel bis zur Undichtigkeitsstelle über Schwerkraft durch die Ringraumflüssigkeitssäule eingebracht und damit die Leckage abgedichtet. Mit der Anwendung konnte die Leckrate signifikant reduziert und eine kostenintensive Aufwältigung vermieden werden.

Das differenzdruckaktivierte Dichtmittel kann nicht alle Undichtigkeiten abdichten. Verschiedene Parameter können den Einsatzerfolg beeinträchtigen. Daher müssen im Vorfeld wesentliche Einflussparametern überprüft werden, um die Maßnahme erfolgreich anzuwenden.

## Referenzen

1. **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geenergie e.V.** *Leitfaden Bohrungsintegrität*. Hannover : Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geenergie e.V., 2021.
2. **Rusch, David W.** *Subsea Leaks Cured with Pressure-Activated Sealant*. Perth : Society of Petroleum Engineers Inc., 2004. SPE 88566.
3. **Mendoza, Miguel A., Hernandez , Javier und Rusch, David W.** *Leak-sealant in hydraulic systems minimizes maintaince costs in offshore wells* . Villahermosa : Society of Petroleum Engineers Inc., 2000. SPE 59026.
4. **Rusch, David W und Ellis, Barry C.** *Use of pressure activated sealants to cure sources of casing pressure*. Anchorage : Society of Petroluem Engineering Inc., 1999. S. 5. SPE 55996.
5. **Scientifc Instruments Sales & Service, LLC.** *Activated Gly-Flo sealant thermal properties characterization* . Round Rock, Texas : s.n., 2011.
6. **Seal-Tite International** . *Engineered sealing soltutions rig-less integrity restoration*. Madisonville : s.n., 2020.

## **A cascade-forward neural network model to determine swelling pressure of unsaturated bentonite and bentonite mixtures**

M. G. M. Shehab, R. Taherdangkoo, C. Butscher

TU Bergakademie Freiberg, Institute of Geotechnics, Freiberg, Germany

### **Abstract**

Bentonite and bentonite mixtures are used as buffer material for deep geological repositories, and backfill material to seal boreholes. Swelling is an important phenomenon influencing the long-term safety of the barrier system. Hence, proper determination of bentonite swelling pressure is vital to ensure that infrastructures remain intact. In this study, we employed a cascade-forward neural network (CFNN) model to determine the maximum swelling pressure of unsaturated bentonite and bentonite mixtures under various conditions. Bayesian regularization algorithm is employed to train the CFNN model. We collected laboratory and field data of different types of commercial and natural bentonite and bentonite mixtures from the literature to generate the dataset. The input variables of the model are montmorillonite content, specific gravity, liquid limit, plastic limit, plasticity index, initial water content, and initial dry density, while the output variable is the corresponding swelling pressure. The performance of the CFNN model is evaluated using statistical criteria including coefficient of determination and minimum squared error. The predicted swelling pressure values show an excellent agreement with the corresponding experimental values. The findings show that the developed CFNN model is an alternative approach to estimate the maximum swelling pressure of bentonite and bentonite mixtures.



## Innovative Sensorfusion für die Überwachung von Produktions- und Speicherstandorten der Öl- und Gasindustrie

Haske, B.<sup>1,2</sup>, Rudolph, T.<sup>1</sup>, Bernsdorf, B.<sup>1</sup>

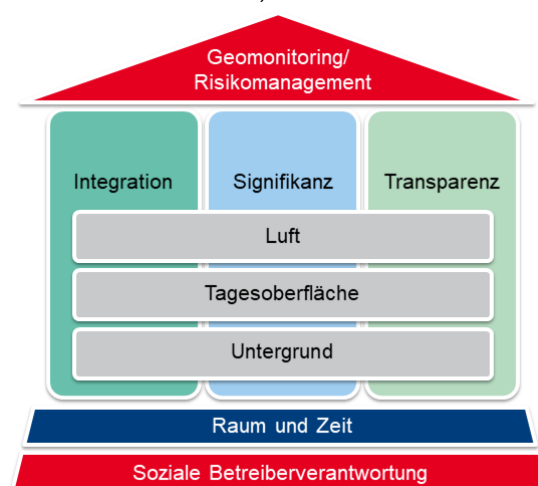
<sup>1</sup>Technische Hochschule Georg Agricola, Bochum, Germany, <sup>2</sup>Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

### Abstract

Auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung ist die sichere Nutzung von Produktions- und Speicherstandorten der Öl- und Gasindustrie ein wichtiger Schritt. Um der damit einhergehenden Betreiberverantwortung gerecht zu werden, entwickelt das Forschungszentrum Nachbergbau mit seinen Projektpartnern Lösungen für ganzheitliche, raumzeitliche Umweltmonitoring-Verfahren. Dazu werden zum einen eigene Monitoring-Verfahren mit modernster Satelliten- und Unmanned Aerial Vehicle (UAV)-Technologie entwickelt, zum anderen aber auch bereits etablierte Verfahren aus unterschiedlichen geowissenschaftlichen Fachdisziplinen für diesen Anwendungszweck nutzbar gemacht. Die dabei gewonnenen Daten sollen über geeignete Geoanalyse-Tools fusioniert, durch in-situ-Messungen validiert, ausgewertet und im Rahmen eines Risikomanagement-Systems den jeweiligen Nutzern zur Verfügung gestellt werden.

### Einleitung

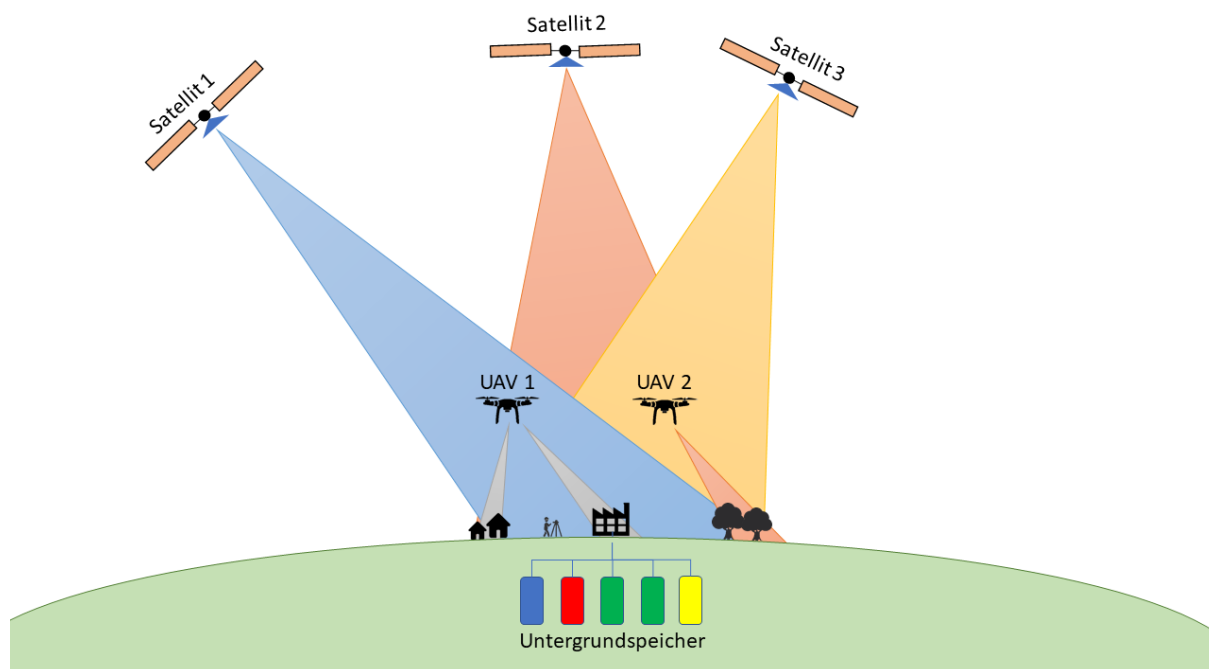
Der sichere Betrieb von Produktions- und Speicherstandorten der Öl- und Gasindustrie ist eine Grundvoraussetzung für die Gewährleistung einer stabilen Energieversorgung in Deutschland. Das dazugehörige Geomonitoring und Risikomanagement ist ein wichtiger Teil der sicherheitstechnischen, gesellschaftlichen und sozialen Betreiberverantwortung („social licence to operate“) zum Schutz von Mensch, Natur und Ressourcen (Abbildung 1) [1].



**Abbildung 1: Der doppelte Dreiklang des Geomonitoring als Grundlage der Kommunikation und der sozialen Betreiberverantwortung [1]**

Das Forschungszentrum Nachbergbau (FZN) an der Technischen Hochschule Georg Agricola (THGA) befasst sich in verschiedenen Forschungsprojekten mit innovativen Sensor-Technologien, um Verfahren im Geo- und Umweltmonitoring durch die Fusion moderner Fernerkundungsdaten zu ergänzen und somit effektiver und effizienter zu gestalten. Hierbei werden sowohl Daten verschiedenster Satellitenmissionen als auch eigener, unbemannter

Luftfahrzeuge (Unmanned Aerial Vehicles, UAV) erfasst und mit klassischen technisch-geowissenschaftlichen Methoden fusioniert. Das Ziel ist ein ganzheitliches 4D-Monitoring für ein Risikomanagement-System, mit dem Produktions- und Speicherstandorte nahezu lückenlos auf verschiedenen Ebenen (Großflächig durch Satelliten, detailliert durch UAVs, punktuell durch in-situ-Messungen) überwacht werden können (Abbildung 2) [2] [3] [4].



**Abbildung 2: Mehrstufiges, raumzeitliches Geomonitoring-Konzept für einen Speicherstandort der Öl- und Gasindustrie**

## Vorgehen

Im Rahmen der Forschungsarbeit werden unterschiedliche, innovative Monitoringverfahren für die Anwendung in der Öl- und Gasindustrie untersucht. Den Kern bildet hierbei das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmenprogramm „Forschung für die zivile Sicherheit geförderte Projekt „Monitoringsystem für die Anlagen- und Versorgungssicherheit von Kavernenspeichern mittels Satelliten- und Kopterdaten“ (KaMonSys) [5] [6]. Durch die Schaffung von Synergieeffekten konnten auch weitere wissenschaftliche Erkenntnisse zu ähnlichen Forschungsprojekten aus dem Geo- und Umweltmonitoring ausgewertet und angewendet werden. Beispiele hierfür sind die FZN-Projekte „Digital Twin“ [7] und „Climate Change-Monitoring und Management (C2M2)“ [8].

Zur Integration in ein ganzheitliches, raumzeitliches Monitoring mittels unterschiedlicher Sensoren wurden bzw. werden zusammen mit verschiedenen Projektpartnern folgende Verfahren untersucht:

- Hochgenaue 2D-, 3D- und 4D-Vermessung von Industriestandorten durch UAVs unter Berücksichtigung sicherheitstechnischer Anforderungen und Schutzzonen [4]
- Nutzung thermaler Infrarotaufnahmen von UAVs zur Detektion ungewollter Gasemissionen [4] [9] [10] und Veränderung von Materialeigenschaften bei Anlagenteilen [11]
- Auswertung multispektraler Satelliten- und UAV-Aufnahmen zur Flächenklassifikation sowie Detektion sekundärer Effekte ungewollter Öl- und Gasemissionen (z.B. Vegetationsschäden) [12] [13] [14]
- Überwachung von Bodenfeuchte und Bodenbewegungen von Speicher- und Förderstandorten mittels Radarinterferometrie [13]
- Überwachung der strukturellen Integrität des Materials von Industrieanlagen durch regelmäßige, multisensorale UAV-Befliegungen [11]

Der Aspekt der Datenvalidierung durch klassische in-situ-Messungen und Expertenwissen vor Ort wird bei allen Verfahren mitbetrachtet. Die Aufbereitung und Darstellung der Monitoring-Ergebnisse erfolgt angepasst an die lokalen Besonderheiten des Standorts und die individuellen Erfordernisse des Auftraggebers, beispielsweise als skalierbares, mehrstufiges Alarmierungssystem, interaktives 3D-GIS oder Webkarte mit Dashboard.

### Bisherige Ergebnisse

Die im vorherigen Abschnitt aufgeführten Monitoring-Verfahren wurden und werden in verschiedenen Case-Studies evaluiert und für ihre Nutzbarkeit in der Öl- und Gasindustrie bewertet.

Bei der hochgenauen 2D-, 3D- und 4D-Vermessung von Industriestandorten durch UAVs unter Berücksichtigung sicherheitstechnischer Anforderungen und Schutzzonen wurden sehr gute Ergebnisse erzielt. Durch die Verwendung von vorab vermessenen Ground Control Points (GCP), die Nutzung von GNSS-Echtzeitkorrekturdaten (Real Time Kinematic, RTK) und Flugplänen mit unterschiedlichen Blickwinkeln, konnten in kurzer Zeit große Flächen und Betriebsanlagen erfasst und in 3D modelliert werden [4]. Die hierfür verwendeten Daten einer DJI Phantom 4 RTK lieferten nach Auswertung in verschiedenen freien und proprietären Softwareprodukten (ESRI Drone2Map, OpenDroneMap, Pix4D Mapper und Agisoft Metashape) Orthofotos, Punktwolken und 3D-Modelle. Die dabei erzielten Genauigkeiten lagen nach Auswertung anhand terrestrisch vermessener Punkte in der Regel unter der flughöhenbedingten Bodenauflösung und damit im niedrigen Zentimeter-Bereich (Abbildung 3). Die hochaufgelösten Orthofotos dienten im Projekt KaMonSys außerdem zum Training und der Nutzung eines eigenen Deep Learning Modells, durch das gastechnische Anlagen mit einer Trefferquote von 94% automatisiert erkannt werden und für die weiteren Untersuchungen markiert werden konnten. Das Modell nutzt hierbei eine objektbasierte Erkennung auf Basis von Mask R-CNN, da mit pixelbasierten Ansätzen für die stark heterogenen Strukturen keine guten Ergebnisse erzielt werden konnten.

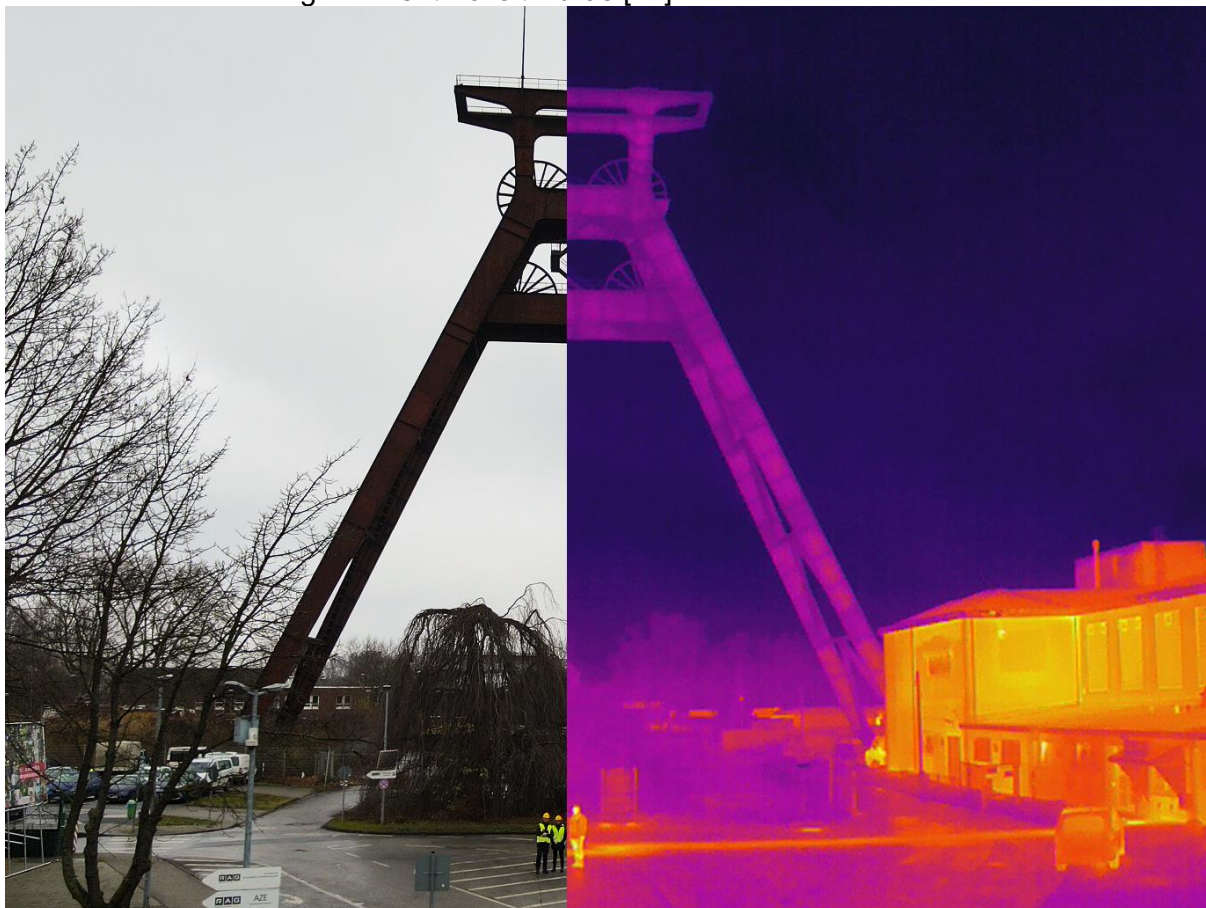


**Abbildung 3: Genauigkeit eines erstellten Orthofotos im Vergleich mit terrestrisch vermessenen GCP und Höhenpunkten (Dachkanten)**

Durch eine mehrmalige Befliegung und geoanalytische Auswertung in ArcGIS Pro konnte auch die 4D-Komponente „Zeit“ untersucht werden. Regelmäßige Auswertung aktueller Satelliten-Szenen und UAV-Aufnahmen ermöglicht per Change-Detection zeitnah Veränderungen an der Erdoberfläche zu erkennen und notwendigen Maßnahmen zu treffen.

Bei der Untersuchung zur Nutzung thermaler Infrarotaufnahmen von UAVs zur Detektion ungewollter Gasemissionen konnten einige Fortschritte erzielt werden. Durch die deutliche Abkühlung der meisten Gase bei einer isenthalpen Druckminderung (Joule-Thomson-Effekt), lassen sich solche ungewollten Emissionen an Schadstellen grundsätzlich anhand einer Wärmebildkamera detektieren [9] [10]. In hierzu durchgeführten Tests mit verschiedenen, auch UAV-getragenen, Thermalinfrarotkameras konnte zudem unter guten Bedingungen über photogrammetrische Verfahren auch eine diffuse Gaswolke sichtbar gemacht werden. Für weitere Tests unter kontrollierten Bedingungen konnte das Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. als assoziierter Partner im Projekt KaMonSys gewonnen werden.

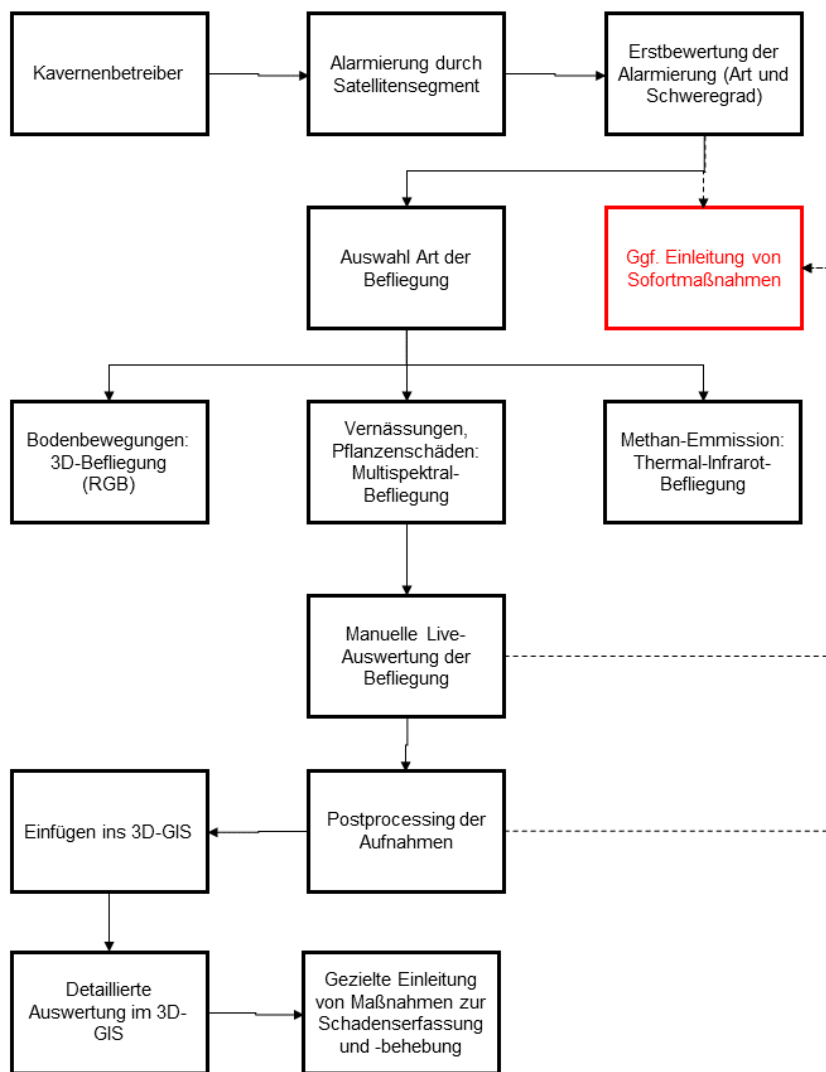
Die Nutzung des dualen RGB- und Thermalinfrarotsensors der eingesetzten DJI Mavic 2 Enterprise Advanced (Abbildung 4) zur Detektion der Veränderung von Materialeigenschaften bei Anlagenteilen war in ersten Versuchen so erfolgreich, dass hieraus ein Teil eines eigenen Forschungsprojekts „Monitoring | Umwelteinflüsse | Modellbildung auf und von Objekten der Industriekultur im Ruhrgebiet“ entwickelt wurde [11].



**Abbildung 4: Einsatz einer DJI Mavic 2 Enterprise Advanced mit Dual-Sensor zur Beurteilung von Materialeigenschaften im RGB- und Thermalinfrarot-Spektrum**

Die Auswertung multispektraler Satelliten-Aufnahmen zur Flächenklassifikation sowie Detektion von Vegetationsschäden ist in den letzten Jahrzehnten im Umweltmonitoring als ein Standardverfahren etabliert. Durch die hohe Anzahl frei verfügbarer Datensätze, vor allem aus den Copernicus und Landsat-Missionen, hat sich dieser Trend in den letzten Jahren noch verstärkt und auch auf andere Fachbereiche, z.B. den Nachbergbau, ausgeweitet [2]. Anhand verschiedenster Indizes und multispektraler Bandkombinationen können unterschiedlichste

Aspekte der Erdoberfläche untersucht werden, unter anderem die Pflanzengesundheit oder Bodenwassergehalte [12]. Der Einsatz von hochauflösenden Drohnen liefert einen noch genaueren Blick auf ausgesuchte Flächen. Diese wertvollen Daten können auch für die Öl- und Gasindustrie Informationen liefern: So kann beispielsweise die rapide Abnahme der Pflanzengesundheit als sekundärer Indikator Aufschluss über mögliche Öl- oder Gasemissionen in Untergrundspeichern, Anlagen oder Pipelines geben. Im Projekt KaMonSys wurden hierzu Workflows entwickelt, die den Einsatz von Drohnen und Bodenpersonal nach Meldung eines Ereignisses durch das Satellitensegment steuern sollen (Abbildung 5).



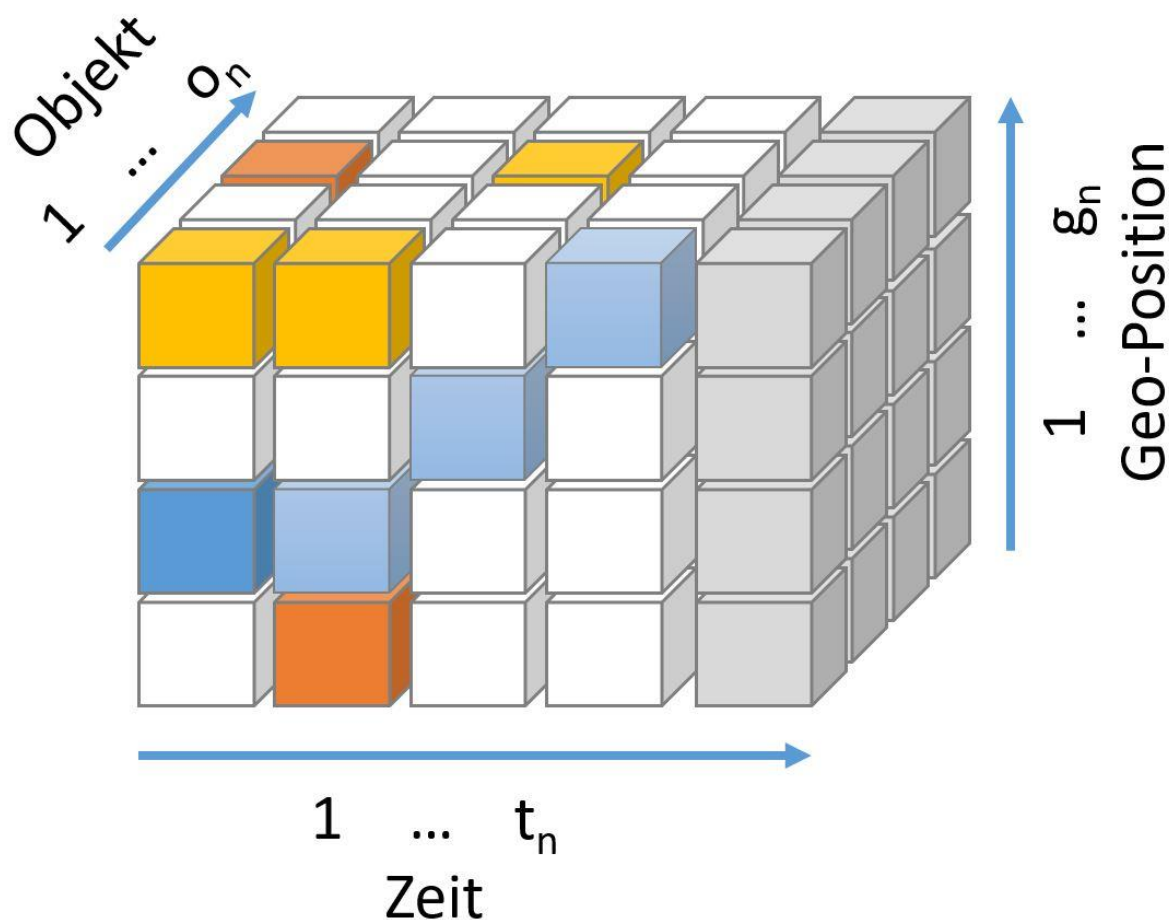
**Abbildung 5: Workflow zur Schadenserfassung und -behebung durch UAV-Befliegungen nach der Alarmierung durch das Satellitensegment**

Forschungen zur Überwachung von Bodenfeuchte und Bodenbewegungen von Speicher- und Förderstandorten mittels Radarinterferometrie befinden sich noch in der Bearbeitung [13]. Zur Ausgleichung von saisonalen Effekten werden hierbei die Daten eines ganzen Jahres erfasst und ausgewertet sowie mit Sensoren am und im Boden validiert (ground truthing).

Ein Projekt zur Überwachung der strukturellen Integrität des Materials von Industrieanlagen durch regelmäßige, multisensorale UAV-Befliegungen ist am Anfang des Jahres gestartet und liefert bereits die ersten Ergebnisse aus stillgelegten Industrieanlagen [11]. Diese Ergebnisse sollen im Anschluss auch auf aktive Standorte, unter anderem der Öl- und Gasindustrie, anwendbar gemacht werden.

## Bewertung und Ausblick

Die bisherige Auswertung der innovativen Monitoring-Verfahren konnte eine gute Nutzbarkeit für die Überwachung von Produktions- und Speicherstandorten der Öl- und Gasindustrie zeigen. Auch die Verfahren aus anderen Fachdisziplinen, wie beispielsweise dem Umweltmonitoring oder Nachbergbau, können grundsätzlich auch für diesen Anwendungsfall genutzt werden. Die Fusion der verschiedenen Daten ist aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften, räumlichen, zeitlichen und spektralen Auflösungen sowie Datenverfügbarkeit eine große Herausforderung. Durch ein Resampling sowie die zentimeter- bzw. pixelgenaue Georeferenzierung können die Daten jedoch räumlich exakt übereinandergelegt und gemeinsam ausgewertet werden (Abbildung 6), was die Nutzung einer Vielzahl an geanalytischen Werkzeugen ermöglicht.



**Abbildung 6: Darstellung der Fusion unterschiedlicher Sensordaten als 4D-Datenwürfel (Eigener Entwurf nach [15])**

Auch die Datenvalidierung durch in-situ-Messungen bleibt ein wichtiger Aspekt in der Fernerkundung. Im Rahmen aller Projekte nimmt das ground truthing über verschiedenste vor Ort Messungen (Koordinaten, Temperaturen, Bodenfeuchte), aktuelle und historische Karten sowie Expertenwissen einen hohen Stellenwert ein. Der Dreiklang aus Satelliten-, UAV- und terrestrischen Daten bleibt ein wichtiger Pfeiler in den Monitoring-Projekten des FZN.

In der weiteren Forschung wird verstärkt an der Gasdetektion mittels Thermalkameras, der Auswertung freier Satellitendaten des Copernicus-Programmes und der Datenfusion und nutzergerechten -präsentation gearbeitet. Insbesondere die Einbeziehung vielfältiger Echtzeit-Sensor-Daten, die im Betrieb öl- und gastechnischer Anlagen anfallen, wird hierbei einen Schwerpunkt bilden.

## Quellen

- [1] P. Goerke-Mallet, T. Rudolph, J. Kretschmann und J. Brune, „The Importance of „Social License to Operate for the Mining Life Cycle,“ *Mining Report Glückauf* 156 (2020) No. 4, pp. 323 - 332, 2020.
- [2] B. Haske, *Die Anwendbarkeit frei verfügbarer Fernerkundungsdaten bei Fragestellungen in Risikomanagement-Systemen des Alt- und Nachbergbaus.*, Bochum: Masterarbeit an der Technischen Hochschule Georg Agricola, 2021.
- [3] M. Pawlik, M. Gellendin, B. Bernsdorf, T. Rudolph und J. Benndorf, „Digital-Twin – How to Observe Changes and Trends on the Post-Mining Areas?,“ *International Journal of Earth & Environmental Sciences Volume 7 (2022)*, 12 02 2022.
- [4] T. Rudolph, B. Haske, B. Bernsdorf, S. Mader, C.-H. Yang, A. Mütterthies, S. Teuwsen und A. Formaniuk, „Sicherheit in gastechnischen Anlagen - Das KaMonSys Projekt - Teil 1: Grundlage - 3D-GIS und Flugplanung für autonome Roboterflüge in gastechnischen Anlagen,“ *EEK - Erdöl Erdgas Kohle*, pp. 26 - 33, 05 2021.
- [5] Bundesministerium für Bildung und Forschung, „Projektumriss KaMonSys,“ 2020. [Online]. Available: [https://www.sifo.de/sifo/shareddocs/Downloads/files/projektumriss\\_kamonsys.html](https://www.sifo.de/sifo/shareddocs/Downloads/files/projektumriss_kamonsys.html). [Zugriff am 26 04 2022].
- [6] Forschungszentrum Nachbergbau, „KaMonSys: Monitoringsystem für Kavernenspeicher,“ 2020. [Online]. Available: <https://fzn.thga.de/forschung/kamonsys/>. [Zugriff am 26 04 2022].
- [7] Forschungszentrum Nachbergbau, „Digital Twin,“ 2020. [Online]. Available: <https://fzn.thga.de/forschung/digital-twin/>. [Zugriff am 26 04 2022].
- [8] Forschungszentrum Nachbergbau, „C2M2: Climate Change-Monitoring und Management,“ 2020. [Online]. Available: <https://fzn.thga.de/forschung/c2m2/>. [Zugriff am 26 04 2022].
- [9] B. Bernsdorf, A. Formaniuk und T. Rudolph, „Possibilities of a method for copter-supported gas leak detection with thermal imaging cameras in industry and hazard prevention,“ *Oil & Gas - European Magazine, 46th Edition, Issue 4/2020*, pp. 13 - 20, 12 2020.
- [10] B. Bernsdorf und A. R. T. Formaniuk, „Ein Ansatz zur Detektion von Gaslecks mit Hilfe UAV-gestützter Wärmebildkameras,“ *vfdB - Zeitschrift für Forschung, Technik und Management im Brandschutz*, pp. 150 - 160, 01 2021.
- [11] Forschungszentrum Nachbergbau, „MuM|Indukult Ruhr,“ 2021. [Online]. Available: <https://fzn.thga.de/forschung/mum-indukult/>. [Zugriff am 26 4 2022].
- [12] M. Pawlik, T. Rudolph, J. Benndorf und J. Blachowski, „Review of vegetation indices for studies of post-mining processes,“ *IOP Conference Series Earth and Environmental Science*, 2021.
- [13] S. Mader, C.-H. Yang, A. Mütterthies, S. Teuwsen, A. Formaniuk, T. Rudolph, B. Haske und B. Bernsdorf, „Sicherheit in gastechnischen Anlagen – Das KaMonSys-Projekt - Teil 2: Bildverarbeitungsansätze für eine mehrstufige Gasdetektion mittels Satelliten- und Kopter-Lösungen,“ *EEK - Erdöl Erdgas Kohle*, pp. 23 - 29, 06 2021.
- [14] B. Bernsdorf, T. Rudolph und P. Khaing Zin, „Climate Change | Management and Monitoring of Soil and In Situ Data as the Key to Process Understanding,“ *Mining Report Glückauf*, Bd. 158 (1), pp. 32 - 52, 2022.
- [15] T. Setzer, „Projektantrag BigGIS, unveröffentlicht,“ DLR.

## **Computer-Vision Enhanced Cuttings Monitoring**

Schuurmans, R.<sup>1</sup>, Brueckner, C.<sup>1</sup>, Berte, J.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Wintershall Dea AG, Global Well Construction / Digitalization & Technology.

<sup>2</sup>Robovision BV, AI workflow platform for smart machines

### **Abstract**

To ensure smooth drilling operations the continuous monitoring and the exact reporting of the condition on the shale shakers is one of the important tasks of a rig crew (for oil and gas as well as geothermal drilling).

Since 2018 Wintershall Dea has explored the potential for applying computer vision (CV) technology to aid the monitoring of the shale shakers with the aim of reducing the Non-Productive Time (NPT) and enhancing the safety of operations. The envisioned automation of real-time monitoring of the shakers is based on the use of artificial intelligence (AI) algorithms running on a workflow management platform which also allows for flexible retraining.

Together with Robovision, an experienced CV technology company for industrial application based in Belgium, Wintershall Dea has developed a hardware and software setup. The setup is consisting of ATEX-rated high resolution CV cameras that are guarded against mud splashes, steam, condensation, etc. The CV cameras have a shutter speed delivering sharp images not affected by the shaking environment and a light source which provides uniform light independent from daylight or weather conditions. The camera and light are mounted on a ridged but adaptable mounting. The data captured by the vision system is being processed onsite in real-time allowing for e.g., automated identification of shaker conditions, beach location, screen utilization, cuttings classification and possible anomalies identification when returning to surface with the drilling fluid.

Initial testing of the CV setup and training of the CV algorithm has been successfully performed under lab conditions on two different shaker types (shaker type and belt type systems). Early 2022 the combined system, local server and camera system, was deployed at an actual well location to record the required input data for a 'CV enhanced cuttings monitoring' model.

Initial results of training the model on the selected software platform have shown that with high confidence the CV model will be able to calculate screen utilization (first step to cuttings volume), fluid position on the shale shaker (0%, 25%, 50%, 75% and overflow), damages to the screens, development of dry patches on the shale shaker and cuttings recognition.



## Introduction

CV has been around for many years, but it was only recently that enough computer power could be deployed on a rig site (without connecting to a cloud or remote server) to run CV models. The required computer power is directly related to the level of detail required as input for a model. Object detection systems like training the computer to identify people in hazards areas (like in the red zone or under the crane load) are relatively easy and already commercially available. However, training a CV model to aid with cuttings identification and monitoring the shaker condition requires not only more detailed images, but also far more computational power.

Since starting with a team of AI-consultants in 2012, the CV technology company Robovision has gained a vast amount of experience in the delivery of artificial intelligence (AI)-powered computer-vision solutions, and has pivoted in 2016 to a platform based product company, to become a pioneer in developing computer-vision technology for automation and robotics. With the Robovision AI platform, operators with no technical background can build deep learning-based solutions quickly to automate repetitive processes and enable machines to carry out complex visual tasks. This intuitive AI workflow platform enables the Return-on-Investment of smart machines by continuously adapting the vision intelligence inside.

Few players in the industry are attempting to use CV technology to enhance the detection of anomalies in the return flow from the well and to achieve the automatic identification of the drilled formation. However, to date there is no commercial solution available on the market and very few published results from field trials.

## Objectives and Value Creation

The goal of the CV enhanced cuttings monitoring' project, as it was visioned in 2018, remained the same during the pilot phases.

- **Reduce workers exposure in the shaker area (HSE)** by remotely monitoring and receiving ample warning when shaker screens are plugged, overflowing or damaged.
- **Detecting downhole problems early:** The system can be trained to detect the type of solids returning to surface with the drilling fluid, this can be used to recognize potential problems like cavings (e.g.formation instability), rubber elements (failing downhole motors, drilled cement plugs), metal swarf or shavings (abnormal wear on casing or bottom hole assembly) and unexpected changes in formation type. Early detection can avoid potentially severe and costly issues such as loss of bottom hole assembly or having to redrill open hole sections.
- **Increased operational efficiency through digitization:** Integrated with conventional dataset (depth or time-based data provided in WITSML). The technology could lead to the reduction of hole cleaning time, assist with formation top identification or automatic definition of the well lithology column.
- **Reduction of drilling fluid (mud) costs:** Next to the monitoring of cuttings, the system will be able to digitize the position of the beach on each shaker and can help to automate the distribution of the workload between the shale shakers. An engineering alarm can be generated by the software platform when the potential for shaker overflow (mud passing over the shakers), shaker overload (too high workload for a shaker) or damages to the screen is detected.

## **Concept Select and Pilot Phase**

During the pilot phase the focus has been on the hardware selection: camera's, light, mounting, data collection, model training and server configuration.

### Hardware Selection

In the early pilot phase of the project, it was identified that the cameras should have a high resolution, fast shutter speed, be explosion proof (ATEX rated) and have sufficient light to uniform the light conditions during different day light or weather conditions. The quality of the captured data is extremely important, not only high-resolution data is required, also measures must be in place to guard the camera lens from mud drops, fumes, condensation, etc. To ensure this a pressured airflow system has been integrated in the camera and light housing.

### Software Selection

The software platform needs to be able to support onsite training of the model. This will allow on location calibration of the many types of shale shakers, different types of shaker conditions and different cutting types. Transmitting the data into the cloud for processing is exceeding almost every data connectivity specs from a rig, hence all processing is done on-site using powerful edge devices. When operating the system it acts on a standalone basis (not connected to the internet) minimizing data security and privacy protections issues.

### Robovision server configuration and model training

The developed software platform has two main functions:

- To run the model, built out of the existing databases of images and experiences, and
- To perform onsite calibration and subsequent retraining of the model itself by process in short recordings in high resolution.

The onsite calibration is designed to optimize the AI model results. Not only does it allow to calibrate rig specific shaker conditions, it also allows the inclusion of local geological conditions. If needed, the latest trained model can be shared between multiple rigs.

### Pilot Setup

After several rig visits and lab trials at the end of 2021 the system was ready to be ATEX certified, rigged-up and tested under real drilling conditions. The camera / light mounting could easily be adjusted to the local shaker conditions and the server was placed in the mud loggers cabin.



Camera &amp; light setup over a shale shaker

## Preliminary Results

The camera's provided highly detailed images, connectivity from the cameras to the local server proved to be very stable and under normal operating conditions the camera lens was kept clean by the integrated air flow system. Manual cleaning of the camera lens was only needed after the power washer was used to clean the shaker screens. As by design the combined camera and server system provides a lot of high-resolution data (9,360 MB/s). To train the model a 5-minute recording of a 'steady state' (a condition of the shaker that will be used as input for the model) of the shale shaker screens provides more than enough training data.

The initial training results of the AI-model on the software platform have proven to be promising for all detection and recognition use cases. Recognition and classification of the different types of screen damage recognition on the shaker was done with a performance accuracy of 98%. Similar results were reached on the use-case of beach overflow recognition whereby all three beach thresholds cases in a data set of over 5,000 pictures were correctly identified. Cutting's recognition, development of dry patches, and foreign material identification (e.g., metals or rubber) were detected and recognized with high confidence. The most challenging use-case has proven to be the volume estimation due to difficulty of getting proper depth indication (3<sup>rd</sup> dimension). Multiple approaches prove that only a very rough estimate of volume indication was possible. However, screen utilization (2D) gave more reliable results.

## Outlook

Following successful completion of the pilot phase, it is intended to enter a commercialization phase with the aim to further train the model and deploy the technology commercially across Wintershall Dea drilling locations, but also making the technology available to third party operators. As a key characteristic of machine learning, the algorithm will get better and better over time, the more data (different lithologies and situations) it has been trained on. Therefore, operators shall preferably contribute to the further training of one common algorithm with the

benefit of creating a universal algorithm over time able to detect various lithologies and situations. Data protection will be ensured as the algorithm can be trained on site, and it is not required to share raw data (images of cuttings) which may be sensitive information.

Wintershall Dea and Robovision are currently looking for additional partners to cover the marketing of the solution as well as provide onsite support on the camera provision and installation, maintenance and further enhanced use of the platform based on its unique value of ease of retraining the algorithm. We are currently in talks with several interested parties who do have boots on the ground (e.g. mud logging companies) but are still open to expressions of interest for collaboration.

## **Developing a Data-Driven Decision Environment: Knowledge Management using an Intelligent Storage Solution**

Rahul Ratnapal, Alejandro Huerta

Winteshall Dea AG, Global Development Engineering department.

### **Abstract**

Digital transformation is a topic that has been a buzzword in recent years; many companies have a great interest in innovative digital technologies and recognize their competitive necessity in a new digital world. However, there is still uncertainty about how to leverage these opportunities to create a digital transformation strategy. Historically, Well Construction activities have used digital tools for different purposes during the drilling, completion and intervention activities of an oil and gas well. Still, there is work to achieve a digital transformation within a holistic view where all applications implemented work collectively in all project stages to provide valuable data. Therefore, it is necessary to establish a digital strategy where a Well Construction project involves applications that provide solutions and a useful final overview. The key to achieving Digital Transformation in Well Construction is leveraging the available data and best practices to develop a data-driven decision environment. This process involves standardization of digital tools and data harvesting protocols, setting analytic capabilities and creating a data-driven culture. The selection of the application portfolio and development of a functional data management system for Well Construction is presented. One essential component of this transformation is to capture the on-field operational procedures and best practices at a single source accessible globally. WCISS (Well Construction Intelligent Storage Solution) is an in-house web-based product that tackles this challenge. The workflow schematic of this solution is presented, along with other tools that deliver data during all stages that can be utilized for diagnostic, predictive, and prescriptive analytics.

### **Introduction**

Considering the premise that the data is an asset, and once the importance, value and power of data are recognized, it must be used to progress and support engineering and operations processes that are the heart of Well Construction activities. From digitization to digitalization and digital transformation, there is demonstrated that creating a data-driven environment has been a successful path in many energy companies that implemented corporate solutions which captured valuable data and transformed this into successful campaigns of improvement in all Well Construction processes. The decision to create a data-driven environment includes in many steps, such as settling a data transmission infrastructure, generating a system that can be adapted to the current process, and selecting the best partners to be part of the digital transformation model. These partners have to be service providers that fit through in the data management system to be created and support the final goal.

## Functional Data Management System.

The gathering of data for analyzing it and providing solutions for this analysis is not a new process in Wintershall Dea Well Construction activities. Nevertheless, this was made regionally; in business units, engineers concentrated the data obtained from previous operations and primarily, based on seniority and expertise level, analyzed it to implement new solutions to the operations to be able to identify in advance some trends leading to possible improvements in efficiency and reductions in common low-performance elements as NPTs. One of the main characteristics of this process is that the company did not capture all this knowledge, and the possibility of obtaining value from these analyses in other business units was lost.

To tackle this problem observed in Well Construction operations, a global framework was designed to capture the value of data obtained from operated and non-operated activities. This framework was created with the purpose of:

- A. Consistently manage the flow of data and knowledge connected with the planning, execution and evaluation of well operations.
- B. Link the management of data and knowledge to a digitization and digitalization roadmap and the process of continuous improvement in operations.

A practical data management system was created to operate as a data-driven environment where applications selected can handle the available high volume of historical and real-time data. This system aims to exploit this data to generate faster and more efficient planning, improved real-time performance monitoring and optimization, a varied and precise post well and lessons learnt analysis and an overall more effective decision-making process.

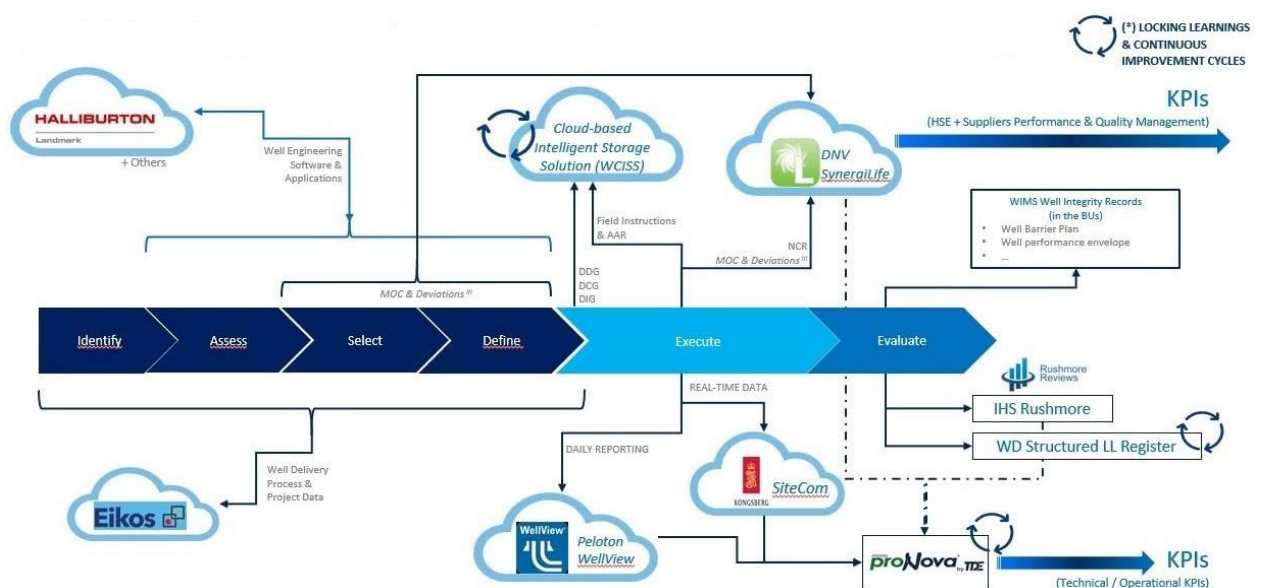


Figure 1. Functional data management system.

## Application of the data management system and future perspective.

Implementing the data management system has a great impulse globally in all business units worldwide. Currently, the company is applying a complete digital transformation with a strategy to collect all data generated from different operations in a single source. For instance, a process is implemented for digitizing the legacy data captured in a paper, which will be digitalized and stored in the datahub.

To achieve these ambitious goals, service providers play a significant role. Nonetheless, the creation of own tools is essential. One of these tools is already deployed, and it is an in-house web-based solution called a Well Construction Intelligent Storage Solution (WCISS). This is a global platform for sharing and retrieving technical information on field operations. This tool is applied during the execution face and has different objectives as it is: the continuous harvesting of knowledge and experience from the BUs, standardization of 'field practices' and repeatability of success stories across the company through their consolidation into standard operating practices, End-users benefit from less time spent searching/retrieving information and more time on engineering and creative work.

The decisive part behind this new data management system implementation in Well Construction activities is that the root comes from the corporative, which is executing a plan for training personnel, and putting in place software and creating analysis with data from different sources. The essence of this change is leading by example from the top of the company that it is expected to deescalate to all company strata.

The data-driven culture is emphasized for finding the best solutions using data. Therefore it is vital that we can not only be able to obtain, transform and present the data but also get the opportunity to decide with the support of analytic tools that can predict events using data within the organization. The functional data management system aims to get to this step in future with applications like automated non-productive time tracking, intelligent cost estimation, autonomous drilling advisors, and more. This new way of working means an enhancement in operational safety and quality along with an efficient well delivery process.

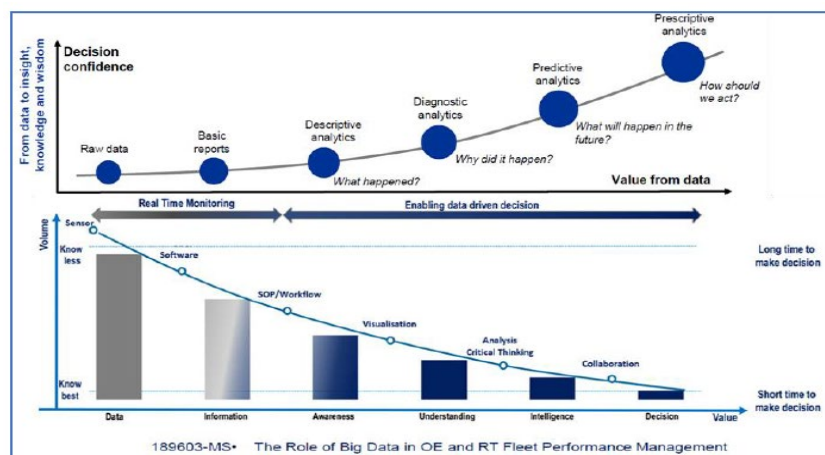


Figure 2. Data road map with the new management system.

## References.

- Thomas H. Davenport, Jeanne G. Harris, Robert Morison; "Analytics at Work", Vol1, 23, (2010)
- Gary Klein, "Sources of power: How people make decisions", Cambridge Ma: MIT press (1999)
- Harry Menear, "The history of Digital transformation", Technology magazine blog, (2020), <https://technologymagazine.com/data-and-data-analytics/history-digital-transformation>.
- Chelsey Farris. "Digital Transformation", Capacity blog, (2020), <https://capacity.com/digital-transformation/digital-transformation-best-practice/>



## **Offshore CCS – von Geologischen CO<sub>2</sub>-Speichern und Clustern zur Nordsee**

Von Goerne, G.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Germany

Die Speicherung von Kohlendioxid in tiefen geologischen Formationen hat nach der Vereinbarung von Paris, vor allem aber mit der zunehmenden Erkenntnis, die Treibhausgase in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts bis zur Klimaneutralität reduzieren zu müssen, Fahrt aufgenommen. Zwar ist man noch von den von der International Energy Agency (IEA) oder DNV (2021) als notwendig erachteten weltweiten Speichermengen (von 3,3 Gt in 2030, hin zu 5-7,5 Gt jährlich in der Dekade vor 2050) weit entfernt, doch ist man in 2021 mit 27 Speicherstätten und 58 Projekten in fortgeschrittener Entwicklung (GCCSI 2021) auf dem Weg, CCS als Klimaschutzoption zu etablieren. Die meisten Projekte finden sich nicht in Europa, sondern in anderen Teilen der Welt.

Standen früher Kohlekraftwerke und EOR (Enhanced Oil Recovery) -Projekte im Fokus der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Speicherung, liegt der heutige Schwerpunkt auf industriellen Anwendungen die prozessbedingt weiterhin CO<sub>2</sub> emittieren werden, wie beispielsweise in der Zement- und Stahlindustrie. Negative Emissionen könnten durch die Abscheidung aus Biomasse (BECCS) oder der Atmosphäre (DACCS) erreicht werden. Es geht nicht mehr darum, einzelne Anlagen mit einem Speicher zu verbinden, sondern an Umschlagplätzen (Hubs) die CO<sub>2</sub>-Ströme verschiedener Quellen (Cluster) zu bündeln und Speicher gemeinsam zu nutzen. Planungen hierzu gibt es auch in Europa mit verschiedenen Entwicklungen vor allem im Umfeld der Nordsee.

Die Entwicklungen im Nordseeraum sollen in diesem Vortrag näher beleuchtet werden. Welche Speichermöglichkeiten stehen in der Nordsee potenziell zur Verfügung? Wo steht Deutschland im Vergleich zu den anderen Nordseeanrainern? Norwegen bietet sich an, CO<sub>2</sub> zu speichern. Mit entsprechenden Regelwerken und der notwendigen Akzeptanz ließe sich eine Infrastruktur für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in der Nordsee aufbauen.

## A Review of Reservoir Engineering Tools and Procedures to Design and Operate Geological Carbon Storage Sites

T. Nassan<sup>1</sup>, H. Alkan<sup>1</sup>, J. Solbakken<sup>2</sup>, N. Zamani<sup>2</sup>, O. Burachok<sup>3</sup>, M. Amro<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Technical University Bergakademie Freiberg (TU BAF), <sup>2</sup> Norwegian Research Centre (NORCE), <sup>3</sup> Wintershall Dea AG

### Abstract

Geological carbon storage (GCS) in deep saline aquifers and depleted hydrocarbon reservoirs is probably the most effective method to reduce greenhouse gas emissions in line with climate targets.

To make GCS technology industrially applicable, knowledge from different disciplines is needed to facilitate various stages of the operations. This necessary interchange however avoided the definition of GCS engineering guidelines by creating additional fuzziness and uncertainties in the selection and application of the tools and processes as well as related jargon.

GCS is not a new technology. Indeed, CO<sub>2</sub> injection as enhanced oil recovery (EOR) technique has been applied since the 1960s to recover more oil from light and heavy oil reservoirs. For that reason, petroleum reservoir engineering has many decades of theoretical and applied experience in handling CO<sub>2</sub> and injecting it subsurface. From this perspective, oil and gas industry can be considered as the best candidate to plan, implement and run GCS projects.

This paper provides an overview of the reservoir engineering expertise, tools, and procedures used and intended to be used for GCS designs and operations. It shows that experience gleaned from CO<sub>2</sub>-EOR is fully transferable to GCS industry. The study outlines physical and numerical tools of petroleum reservoir engineering that are able to study, design, and model GCS operations. Shortcomings in the current available experimental and numerical knowledge are highlighted. Finally, this review lists procedures from reservoir engineering perspective that should be used in the initial stages of planning of operational projects for various types of GCS.

### 1. Introduction

With ever-increasing global utilization of fossil fuel as main energy source, more and more greenhouse gas (GHG) emissions are released into the air. Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) forms a major portion of these emissions. GHG traps the heat in the atmosphere and leads in its turn to climate change [IPCC, 2022].

Geological carbon storage, also known as (GCS), is a means to reduce CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere. It involves a long-term storage of CO<sub>2</sub> in deep subsurface geological formations. GCS comprises several steps: first, CO<sub>2</sub> is captured at the source; then the captured CO<sub>2</sub> is conditioned and transported to the geological storage site; next step is injecting the CO<sub>2</sub> in deep geological reservoirs via injection wells; and finally, the CO<sub>2</sub> is stored in the subsurface reservoirs and monitored regularly (Fig.1). Therefore, the acronym CCS (Carbon Capture Storage) is preferred sometimes to also include capture of CO<sub>2</sub>.

The petroleum industry has a long experience injecting CO<sub>2</sub> into oil reservoirs as an enhanced oil recovery (EOR) method. CO<sub>2</sub>-EOR has been applied since the 1960s as a miscible and non-miscible process to recover more oil from oil reservoirs (currently there are 142 active CO<sub>2</sub>-EOR projects in the US only [Enhanced Oil Recovery Institute, 2022]). For that reason, petroleum reservoir engineering has many decades of theoretical and applied experience in handling CO<sub>2</sub> and injecting it subsurface. The thermodynamics, as well as the transport properties of pure CO<sub>2</sub> and its mixtures with hydrocarbons and non-condensable impurities, are well studied leading to successful operations. There exists also considerable experience on numerical basis; commercial reservoir simulators have expanded their portfolio to consider the interplay CO<sub>2</sub>-hydrocarbons and other impurities, including flow assurance that reflects CO<sub>2</sub> flow in pipelines and wells coupled with reservoirs.

Despite some differences between CO<sub>2</sub>-EOR and GCS technology, there are also significant similarities since both techniques deal with multiphase flow in porous media and this physical phenomenon is well studied, documented, and understood by reservoir engineers. The major difference is the target of both processes: while storing CO<sub>2</sub> is a secondary target, CO<sub>2</sub>-EOR aims at producing more oil as a commercial commodity. Some researchers and institutes classify CO<sub>2</sub>-EOR as a GCS technology because large amounts of CO<sub>2</sub> will anyway remain in reservoir after a CO<sub>2</sub> flood. Accordingly, CO<sub>2</sub>-EOR can be considered as the oldest GCS technique.

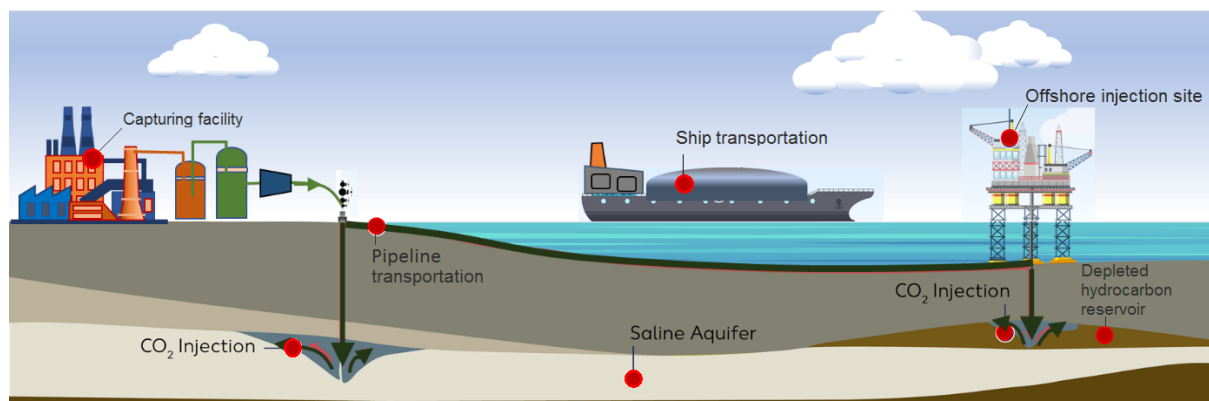


Fig.1 A simplified view of GCS stages for onshore and offshore sites

This paper provides an overview of the reservoir/petroleum engineering expertise, tools, requirements and procedures used and of potential interest for GCS designs and operations.

The paper is organized as follows:

- Section 2 updates the reader on the current statistics regarding worldwide GCS projects (both with and without the EOR component). Areas of where GCS projects can learn and build on experience from petroleum engineering are reconsidered.
- Section 3 is devoted to the conventional physical tools used in reservoir engineering studies, which also can be adapted for studying and designing CO<sub>2</sub> storage operations.
- Section 4 provides an overview of numerical modelling tools that are available for GCS projects.
- Section 5 provides procedures (guidelines) for the initial stages of planning, operation, and monitoring of CO<sub>2</sub> injection, particularly for storage in saline aquifers and depleted hydrocarbon reservoirs.
- Section 6 summarizes and concludes this review.

## 2. GCS: A task for petroleum engineers

The current number of large-scale GCS projects in operation (including the EOR component) is 29 projects [Global CCS Institute, 2022a]. These projects are spanning all continents except Africa and Antarctica with most of projects concentrated in North America. 106 GCS projects are either in early stage of evaluation or in their final stages and soon ready to be put in operation [Global CCS Institute, 2022b]. The total injected CO<sub>2</sub> is about 40 million metric tons yearly, which forms about 1/1000<sup>th</sup> of the total released anthropogenic CO<sub>2</sub> as per today.

Currently there are over 160 CO<sub>2</sub>-EOR projects worldwide and the number is increasing [Oil & Gas Journal, 2016; Gaurina-Medimurec et al., 2018; IEA, 2020]. These projects vary between pilot and commercial-scale projects. There were 23 CO<sub>2</sub>-EOR large-scale projects in different project stages, having a CO<sub>2</sub> storage capacity of approximately 42 MMton/year (million tons/year) [Mavar et al., 2021].

The first CO<sub>2</sub>-EOR pilot was initiated in 1964, while the first commercial project was put in operation in 1972; hence, CO<sub>2</sub>-EOR technology has over 50 years of experience. Therefore, oil and gas industry has been and is the best candidate for GCS jobs, having both means, experience and motivation. In this regard, petroleum reservoir engineers have developed skills applicable to GCS in the course of their own work in EOR. Among these skills are experimental and numerical modelling. Core flooding to mimic porous media flow of single and multiphase flow is a routine job for reservoir engineers in the lab. A significant experience in CO<sub>2</sub> and/or water and/or oil is documented in SPE library Onepetro and in open literature. Numerical modelling of CO<sub>2</sub>-EOR for the operated projects is also a common practice for reservoir engineers using different software packages developed for this purpose over the years. The topic of converting depleted oil reservoirs that are now working on CO<sub>2</sub>-EOR system to GCS sites is discussed frequently in petroleum literature [Farajzadeh et al., 2020]. The advantage of CO<sub>2</sub>-EOR projects is, that once the projects are completed, they can be used for further injection of CO<sub>2</sub> as a permanent storage sites without any additional investment.

GCS implementation requires understanding of accompanied physical and chemical phenomena in all its steps from capturing, to transportation and from conditioning to injection and storage in final subsurface storage formations. In addition to the storage process, the long-term monitoring of the storage complex including leakage through overburden formations and/or wellbores is due to the expertise of various subdivisions of petroleum engineering. Design of the flow under the surface conditions in capturing units, pipelines, and surface storage facilities is well established knowledge for CO<sub>2</sub>-EOR since decades owing to wide usage and application in the chemical and food industry. However, the flow behaviour of CO<sub>2</sub> in the wellbore and in all types of storage formations including enhanced coal-bed methane (ECBM) needs the expertise and direct application of the tools of reservoir engineering.

The injection of CO<sub>2</sub> from the surface, through the wellbore and into the reservoir is a challenging issue which has kept the petroleum production and reservoir engineers since a long time. Some GCS specific challenges like formation of sub-zero temperatures at the wellhead as well as in the wellbore and bottomhole, the intensified near wellbore impairment, and geochemical interactions need interventions from various disciplines and process engineering. The phase behaviour in addition to various flow regimes during the flow in the wellbore requires a well-defined PVT behaviour of the gas mixture if the injected CO<sub>2</sub> contains water and other impurities as these can change the flow and cause hydrate formation as well as corrosive effect of the mixture essentially. The phase behaviour of injected CO<sub>2</sub> with impurities affects the flow in porous media in the formation itself, the effect being significant especially around the wellbore [IEAGHG, 2011]. As the thermodynamic changes during the voyage of CO<sub>2</sub> from the wellhead (high pressure) to the reservoir (depletion pressure) might be extremely abrupt in the case of depleted reservoirs, the near wellbore section of the reservoir is especially challenged. The evaluation and prediction of the effects like permeability change and mechanical - chemical - thermal alterations due to hydrate formation, drying-out (salting-out), and Joule-Thomson effect in the near wellbore region may impact the injectivity considerably. Whether in saline aquifers or in depleted hydrocarbon reservoirs the CO<sub>2</sub> flow in porous media and the well-established knowledge of reservoir engineering are applied; however, the strong reactive nature of CO<sub>2</sub> as well as the higher relevancy of the coupled phenomena in terms of storage and its containment requires mostly the challenging coupled physical and numerical modelling. The correct interpretation and prediction of multi-phase phenomena considering all involved processes and also considering the interfacial characteristics of CO<sub>2</sub> is extremely important especially in depleted reservoirs. The correct prediction of two and three phase permeabilities and capillary pressures is of high relevancy in terms of estimating the location of CO<sub>2</sub> plume and its interplay with other phases as well as its containment. Developing CO<sub>2</sub> storage in subsurface formations, exhibiting fractures like ECBM are due to the expertise of reservoir engineering on flow in fractures. Well established

expertise as well as physical and numerical modelling tools of reservoir engineering must and can be applied, however with improvement needs in most of the cases.

Injecting CO<sub>2</sub> in geological formations will perturb the equilibrium in the reservoir and trigger different new physical, chemical, and biological processes that need to be experimented and understood in depth in the lab. These processes do not occur independently but rather simultaneously and field experiences have proven that in different GCS projects [Newell & Ilgen, 2019]. Understanding the aforementioned processes requires not only lab experiments at different scales but also numerical modelling to show the big picture of the full field scale model.

With following tasks can the expertise and tools of petroleum engineering be helpful to realise and manage the GCS operations more reliable and safer: PVT; flow assurance; injectivity including near wellbore effects; multiphase flow in the wellbore and reservoir coupled with thermal, geomechanical and geochemical interactions and measurements and monitoring techniques and evaluations. For studying these phenomena petroleum/reservoir engineers apply physical and numerical tools and techniques.

### 3. Physical tools and expertise

Table 1 presents the physical tools of reservoir engineering that can be helpful in studying and designing the CO<sub>2</sub> injection in all types of geological formations. The conventional PVT equipment of reservoir engineering can be used to evaluate the change in the phase behaviour of fluid systems, including thermophysical properties of CO<sub>2</sub> with and without impurities. In the case of injecting CO<sub>2</sub> for EOR in combination with storage, the relevancy of PVT experiments give important insights on the miscibility and fluid compositional properties important for effective oil displacement as well as storage capacity. [Wang et al., 2015] reports based on experimental work that 15 mol% of N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> and Ar impurities in the CO<sub>2</sub> could reduce the storage capacity for CO<sub>2</sub> by over 65%. [Mosawat et al., 2014] investigated the phase behavior of CO<sub>2</sub>-brine and CO<sub>2</sub>-oil systems under various operating conditions valid for CO<sub>2</sub> EOR and storage. The flow of CO<sub>2</sub> in the storage reservoir as well as in the near wellbore draws special attention as the interaction with already existing fluids exhibits challenging aspects and drawbacks in terms of storage and injectivity. A wide range of experimental equipment from micromodels to corefloods are used to better understand the features of CO<sub>2</sub> flow in porous media. Micromodels are mostly applied to visualize fluid flow and interactions at the pore scale. Imitations of rock pore systems manufactured from glass or synthetic material can function under high pressure and temperature. [Jafari et al., 2019] for example used a glass 2D micromodel with randomly patterned channels to inject CO<sub>2</sub> and brine with different salinities, then measured the contact angle of the water-CO<sub>2</sub> interface on glass channel wall surfaces to clarify the effect of the contact angle on hysteresis which plays important role in the capillary trapping of CO<sub>2</sub> in saline aquifers. Standard imbibition experiments of reservoir engineering can also be used to determine the imbibition-drainage curves of CO<sub>2</sub>-brine. The sandpack and coreflood experiments are used to improve the understanding of the flow of CO<sub>2</sub> for a given formation. While the sandpacks are using crushed formation rock to mimic the porous media, in corefloods, cores from the reservoirs can be used to obtain more realistic evaluations. [Larson and Breecker, 2014] for instance reported on the carbon isotope compositions for CO<sub>2</sub> eluted from one-dimensional flow through column experiments on dry geologic substrate including quartz sand and crushed illite, relevant information that can be used in leakage detection studies of GCS sites are obtained from their experiments. In the literature there exists a significant number of studies conducted in analogue or reservoir cores using the related expertise of reservoir engineering. For example [Wei et al., 2013] conducted CO<sub>2</sub> core flooding experiment on low porosity, low permeability sandstone with very high heterogeneity at the core scale (the core extracted from Liujiagou aquifer storage site in China). The experiment used multiscale- CT to understand flooding

Table 1. Physical tools currently used in reservoir engineering, which can be applied in GCS studies

Physical modelling tool	General definition	Use in GCS (examples)	References
<b>PVT-phase behaviour</b> Standard high P-T cells; high precision visual volumetric components	For defining the PVT-phase behaviour of the reservoir fluids; wellbore-wellhead fluid mixtures	PVT of CO <sub>2</sub> -HC mixtures; effect of impurities; CO <sub>2</sub> solubility in salt water and oil; It can also be used to predict geochemical interactions	Aggelopoulos et al., 2011 Ghaderi et al., 2011 Huh et al., 2011 Mosavat et al., 2014 Wang et al., 2015
<b>Micromodels (“geology on a chip”)</b> Glass or synthetic (PEEK) <sup>1</sup> ; spontaneous imbibition experiments	For the visualisation of the phase and flow behaviour in micro-models mimicking porous media; static drainage imbibition experiments	Diffusion of CO <sub>2</sub> into saline water; dispersion of CO <sub>2</sub> in porous media; the effect of wettability on CO <sub>2</sub> flow; imbibition-drainage of CO <sub>2</sub> -brine system	Sarmadivaleh et al., 2016 Hu et al., 2017 Al-Zaidi et al., 2018 Jafari et al., 2019
<b>Sandpacks</b> Columns filled with crushed rock, sand, mostly low pressure (<5 Bars)	To study fluid flow; displacement behaviour in synthetic porous media; macroscale	CO <sub>2</sub> injection configuration and contrast in fluid properties; investigations of plume development; CO <sub>2</sub> trapping mechanisms; quantification of CO <sub>2</sub> -analog saturation and mass balance calculations; effect of heterogeneity and capillarity	Larson & Brecker, 2014 Liu et al., 2015 Trevisan et al., 2017
<b>Corefloods</b> High P, T possible using reservoir rock samples or analogue cores	Dynamics of reservoir fluids under reservoir conditions and in reservoir rock (if available); To study fluid displacements and transport in real rock samples	CO <sub>2</sub> residual trapping relationships; derivation of relative permeability curves; CO <sub>2</sub> displacement efficiency (CO <sub>2</sub> -EOR potential); effect of pore structure on CO <sub>2</sub> transport; Simulating near wellbore effects & phenomena. Special Core Analyses (SCAL)	Sohrabi et al., 2012 Burnside & Naylor, 2014 Kaveh et al., 2014 Holt, 2015 Sun et al., 2016 Ni et al., 2019a, b
<b>Supporting analytics</b> CT <sup>2</sup> , $\mu$ CT, X-Ray, MR <sup>3</sup> Interfacial tension-meter, rheometer, SEM <sup>4</sup> , uniaxial- triaxial geomechanics, etc	For determining various properties of reservoir fluids like viscosity, rheology, IFT <sup>5</sup> , geo-mechanical properties under reservoir conditions	Prediction of IFT, rheology diffusion, heat transfer coefficients of various reservoir mixtures; evaluation of saturation distributions; supporting dynamic experiments (CT, $\mu$ CT, MR); geo-mechanical characterization of the reservoir-cap rock	Le Guen et al. 2007 Ma et al., 2013 Zhang et al., 2013 Andrew et al., 2014 Gan et al., 2020

- 1) Polyether ether Ketone
- 2) Computed tomography scan
- 3) Magnetic resonance
- 4) Scanning electron microscope
- 5) Interfacial tension

properties of the aquifer rock. Fig. 2 illustrates part of their findings after flooding at several time steps during the experiment. Such experiments are useful tools for storage capacity and sweep efficiency assessment. [Sun et al., 2016] review the essential aspects of CO<sub>2</sub> subsurface transport and geological trapping mechanisms, and then outlined the state-of-the-art laboratory core flooding experimental apparatus that has been adopted for simulating CO<sub>2</sub> injection and migration processes. [Soroush et al., 2013] investigated effects of injection rate and aquifer influx in imbibition processes and also wettability behaviour for CO<sub>2</sub> storage in

aquifers. [Durucan et al., 2013] reported on CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-water relative permeability behaviour of seven European coals of different ranks in order to enhance the scientific understanding of the fundamental processes of two-phase flow taking place within the macrostructure of coal during ECBM operations. The potential salt precipitation which is a challenge of CO<sub>2</sub> injection into saline aquifers is investigated in a purpose-designed experimental coreflood setup enabling; (1) realistic radial geometry of CO<sub>2</sub> flow, and (2) opened boundary conditions for brine inflow allowing capillary and diffusive flux of brine components from and to practically infinite source of formation water supported by various periphery set-ups like X-ray computed tomography, powder X-ray diffraction and scanning electron microscopy [Berntsen et al., 2019]. The CT images from this study, presenting horizontal and vertical cross-sections through the cores exposed to supercritical CO<sub>2</sub> flow for 9 days are shown in Fig. 3. All these physical modelling efforts are basically based on the expertise and experience of reservoir engineering support the GCS studies. It is worth mentioning that working experimentally with fluids under high-pressure and high-temperature (HPHT) conditions requires special considerations with respect to experimental equipment, setup and procedures.

Dry CO<sub>2</sub> is not corrosive to metals and alloys. In the presence of water, however, severe corrosion of the experimental equipment may occur because of the formation of carbonic acid. Prevention against corrosion can reduce the weakening and downtime on the experimental programs. It can also be important for maintaining safe operations, particularly during experiments at HPHT. Some recommendations for “best experimental practices” when working with HPHT fluids, including CO<sub>2</sub> have been given by [Saeedi et al., 2011; Holt, 2015; Solbakken, 2015].

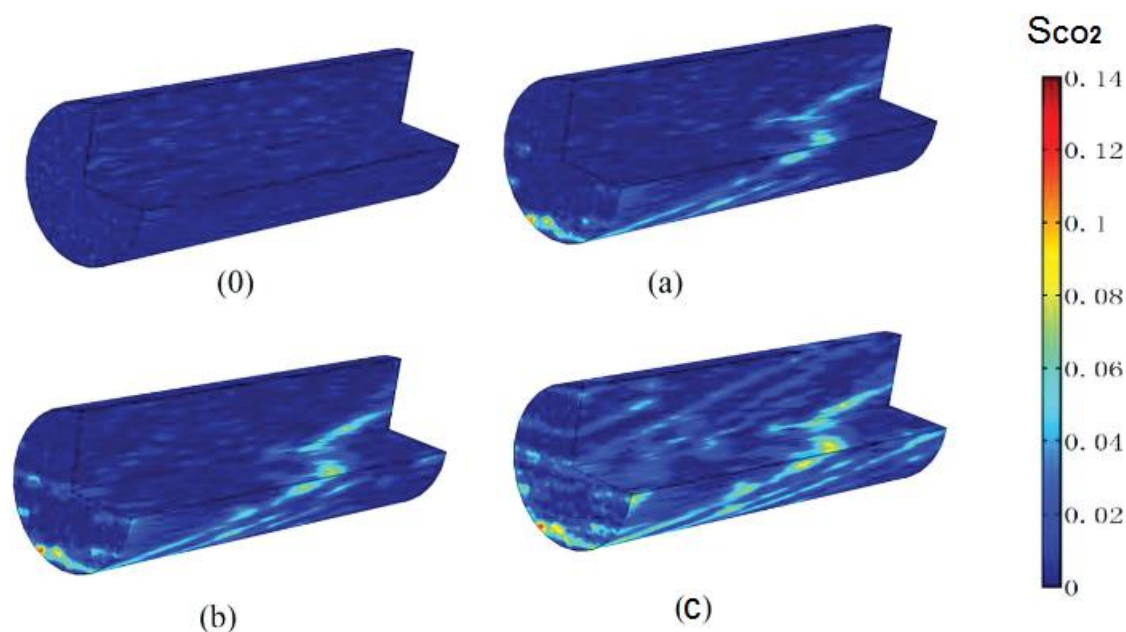


Fig. 2 CO<sub>2</sub> saturation profile in the core at different pore volume injected ( X-CT scanning technique is used for visualization); (0) before injection, (a) 8 min, 0.008 PV, (b) 15 min, 0.015 PV, (c) 109 min, 0.106 PV [Wei et al., 2013]. The images show no evidence of gravity override during CO<sub>2</sub> injection (core size 15.3 cm X 5.1cm).

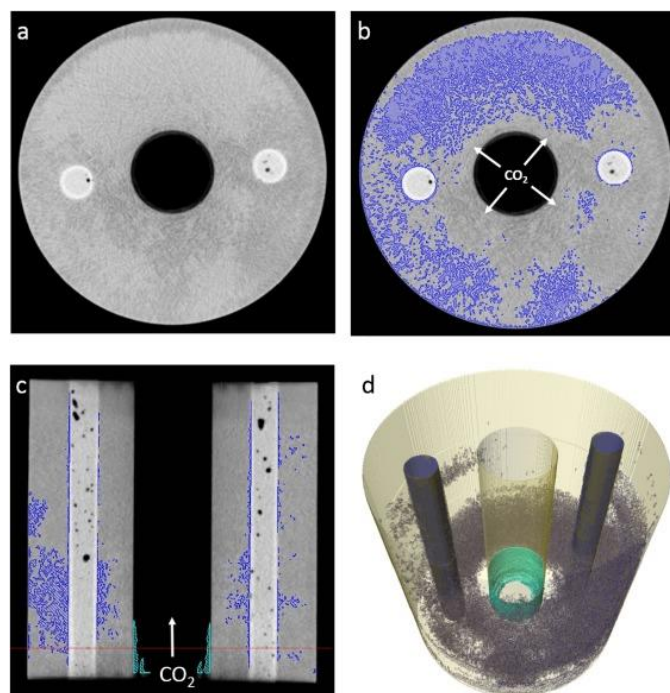


Fig 3. CT images presenting horizontal (a and b) and vertical (c) cross-sections through the specimen exposed to supercritical  $\text{CO}_2$  flow for 9 days. The regions of increased X-ray absorption are highlighted in blue in Fig. b. The red line on the vertical cross-section indicates the position of the horizontal cross-section. (d) The 3D representation of the specimen with highlighted salt precipitate inside the centre-hole (green) and inside the sandstone (dark blue) [Berntsen et al., 2019].

#### 4. Numerical tools and expertise

Numerical modelling is a reliable tool to forecast the multiphase transport phenomena in the subsurface formations of GCS projects and should be used already in the planning phase. Different modelling approaches for GCS have been introduced and discussed in the available literature in the last 20 years. Analytical [Zhou et al., 2008], streamline [Pruess, 2008], invasion percolation [Cavanagh and Haszeldine, 2014], and 3D numerical approaches [Class et al., 2009] are the main standard techniques. The first three techniques have a limited application given that  $\text{CO}_2$  injection into subsurface can trigger different physical and chemical phenomena on both short and long terms that they cannot capture. Therefore, 3D numerical approach followed by many of the software packages used for GCS modelling. Literature review shows that, over thirty software and codes were developed by different research groups or companies that can be applied to GCS studies. Most of these softwares were developed for oil and gas industry in the past 40 years for use at lab or field scale. However, only few packages have the potential to simulate the  $\text{CO}_2$  weighted phase behaviour and coupled simultaneous processes in the wellbore and the porous medium. Well described status and development of available software that can be used in GCS are given in [Class et al., 2009 and Ajayi et al., 2019]. Table 2 lists some of the most frequent used packages.

Only few softwares and in-house developed codes are dedicated for GCS simulation and still under development following related lab and field applications. Most of them are research codes developed for studying and solving specific challenges of GCS. These codes such as TOUGH family [Pruess, 2004], STOMP- $\text{CO}_2$  [Khudaida & Das, 2020] have no friendly user interface and they are not straight forward to use. Another disadvantage of these softwares is that they cannot be coupled to geologic models developed by using dedicated software of petroleum engineering. Therefore, software packages from oil and gas industry are more handy and easy to use if they would be improved to include the shortcomings that are



applicable to CO<sub>2</sub>. State-of-the-art commercial reservoir simulators like Eclipse, CMG, and tNavigator are capable to model important components of GCS, and even including surface components and coupled with geomechanics, thermal and geochemistry. However, validation studies on GCS modelling with coupled processes still rare in the literature and building a full field scale model that couples all processes simultaneously is computationally very challenging due to fine grid and time step requirements to capture density-driven flow in the reservoir and model very complex chemical reactions. GCS modelling requires to solve a multiphase flow problem which involves a set of partial differential equations (e.g., mass, momentum, and energy) that are highly coupled and nonlinear. Every software package has to deal with difficulties of convergence with such difficult coupled modelling tasks. This may lead to disparity in retrieved results for the same problem by different software packages. Furthermore, subsurface geological formations are known with heterogeneity which is another source of results' disparity when simulating the same problem with different software packages. The problem solved in Fig.4 illustrates different results for the same problem which is injection of CO<sub>2</sub> in a saline aquifer with heterogeneity in the geological model [Class et al., 2009].

However, in spite of the ability of the current petroleum industry software to model the problem of GCS, there still exist some issues with these packages to enhance the modelling results based on the experience from previous published modelling research papers. One of the shortcomings of available modelling packages is the equation of state (EoS) integrated in their solvers. While different packages including commercial reservoir simulators use the most popular EoS (like Peng-Robinson 1976 or 1978, SRK) in their compositional solver, just few of them use CO<sub>2</sub> special EoS that is reliable at different pressure and temperature conditions. Span & Wagner EoS (SW-EoS) [Span & Wagner, 1996; Böttcher et al., 2012] results are by far the most accurate EoS compared to experimental results for pure CO<sub>2</sub> (e.g., PFLOTRAN uses SW-EoS). Fig. 5 shows some compared results from four different EoS correlations [Böttcher et al., 2012]. The figure compares experimental density of pure CO<sub>2</sub> vs. EoS results above critical conditions. It is clear that CO<sub>2</sub> is an unusual component in term of phase behaviour and the performance of SW-EoS is the best among the four evaluated EoSs. However, in addition to the impurities already mentioned, CO<sub>2</sub> injection into depleted oil and gas reservoirs results in mixing of CO<sub>2</sub> with various hydrocarbon compositions in the liquid and/or gas phase. To account the coexisting of CO<sub>2</sub> with hydrocarbons and other impurities, the research efforts are ongoing based on numerical validation of experimental results. Recently, [Cao, 2021] has achieved such validation using different EoSs for CO<sub>2</sub> with several impurities (C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>) indicating that GERG2008-EoS is the best choice for these mixtures. However, his study applies for pairs of gases and not for CO<sub>2</sub> with mixture of impurities.

Another aspect of GCS is the intermittent operational conditions especially valid for offshore projects which are a probable candidate for GCS future industry. This implies cyclic CO<sub>2</sub> injection and the behaviour in the wellbore and near wellbore area would be different from the CO<sub>2</sub>-EOR operation which are continuous in general. When dealing with depleted hydrocarbon reservoirs where the formation pressure is very low, pressure and temperature variations are more pronounced and a coupling between the wellbore and reservoir is needed to better understand and predict the phase behaviour and flow of the fluids. Furthermore, the dramatic phase changes of CO<sub>2</sub> especially around its critical point (73.8 bar, 31.1°C) should be considered. Few studies drew the attention to the point that modelling wellbore process in GCS separately from the reservoir modelling may give rise to unreliable results due to wellbore processes which trigger further processes when CO<sub>2</sub> enters the porous medium like salt precipitation and hydrate formation which may impair well injectivity [Lu and Connel 2008, 2014]. As the uncertainties in GCS operations are higher than in standard oil and gas operations, probabilistic modelling can be preferred. This allows the engineers to account for the risks and

Table 2. List of some commercial and academic software that can be adapted for GCS

Name of tool	General definition	Use for GCS	References (GCS use)
<b>SLB tools</b>			
ECLIPSE	Industry reference reservoir simulator	Model carbon storage in diverse environments such as saline aquifers, and depleted gas or oil reservoirs	Class et al., 2009 Schlumberger, 2019 Kamashev, 2021
FluidModeller	Fluid analysis and modelling application for complex PVT (pressure/volume/temperature) modelling	The PVT, phase behaviour of CO <sub>2</sub> - brine mixtures CO <sub>2</sub> -hydrocarbon mixtures	Schlumberger, 2019
OLGA	Dynamic multiphase well simulator	Multiphase flow in wells and pipelines	Nennie, 2007 Ruden, 2014
<b>CMG tools</b>			
CMG (GEM, STARS)	Industry reference chemical and thermal reservoir simulator	Simulate fluid flow characteristics coupled with geochemistry, geomechanics, wellbore behaviour, and surface facilities	Class et al., 2009 CMG, 2021 Zhan, 2021
WINPROP	PVT modelling tool	Phase behaviour between CO <sub>2</sub> and brine or any hydrocarbon	Nassan, 2021 CMG, 2021
CMG-CMOST	Optimization tool	Sensitivity analysis, history matching, optimization, and uncertainty assessment	Khamidy, 2019 CMG, 2021
<b>Other tools</b>			
t-Navigator	Nonisothermal compositional reservoir simulator	Simulate isothermal and nonisothermal processes accompanied with GCS	tNavigator, 2021 Du et al., 2022
Echelon	Nonisothermal compositional reservoir simulator	Currently can be used for CO <sub>2</sub> -EOR and the new version will include new features for GCS	Echelon, 2022
TOUGH2	Numerical simulator for nonisothermal flow of multicomponent, multiphase fluids in 1D, 2D and 3D porous media	The modules ECO2N, ECO2M (allow phase transition), and T2WELL (wellbore-reservoir coupling in 1D)	Pruess, 2004 Class et al., 2009
MUFTE-UG	Multiphase flow transport in porous media	Isothermal + nonisothermal multi-phase flow of CO <sub>2</sub> in geological formations	Ebigbo et al., 2006
DuMu <sup>x</sup>	Multiphase, multicomponent, Multiphysics package	Multiscale, Multiphysics for CO <sub>2</sub> flow in porous media	Class et al., 2009
STOMP-CO <sub>2</sub>	Non-isothermal multiphase flow in porous media	Transport of CO <sub>2</sub> in geological formations	Khudaida & Das, 2020
PFLOTRAN	Nonisothermal, multiphase, multicomponent, chemically reactive flow in porous media	Model reactive transport of CO <sub>2</sub> in porous media and cements around the wellbore	Lu & Lichtner, 2007
Comsol	General partial differential equation simulator based on finite element method	Modelling multiphase flow and geomechanics for GCS based on user inserted mathematical model	Silva, 2015 Nassan & Amro, 2021
Rockflow	Multiphase flow in porous and fractured media and provides thermal-hydraulic-mechanical coupling (THM)	Model CO <sub>2</sub> flow and accompanied Thermo-Hydraulic-Mechanical (THM) processes	Kolidtz et al., 2003

to predict the operation in terms of sensitivity analysis. CMOST is an example of such a tool from CMG.

Most of the commercial reservoir simulators provide advanced possibilities to model fracture configuration, thus allowing useful tool that can be used for ECBM modelling where fractures are a common feature. The dominating transport and retention processes of ECBM like diffusion and adsorption can also be modelled with these standard softwares.

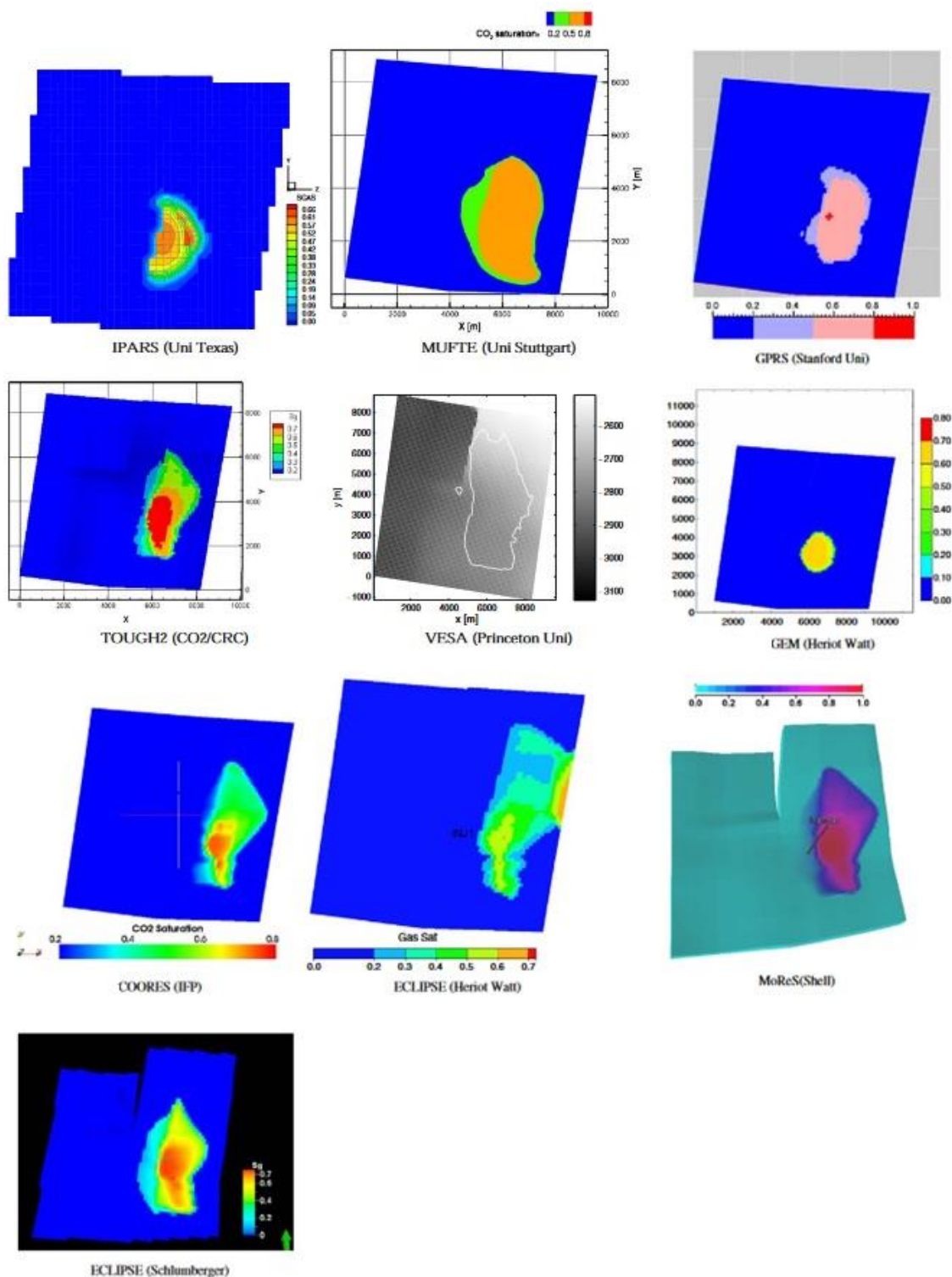


Fig. 4 Benchmarking results of different software for CO<sub>2</sub> injection in a heterogeneous aquifer (model top view). The used software are from top left: IPARS, MUFTE, GPARS, TOUGH2, VESA, GEM, COORES, ECLIPSE, MoReS, and ECLIPSE. The disparity of results can be attributed to heterogeneity, errors in gridding, assigning parameters and boundary conditions according to [Class et al., 2009].

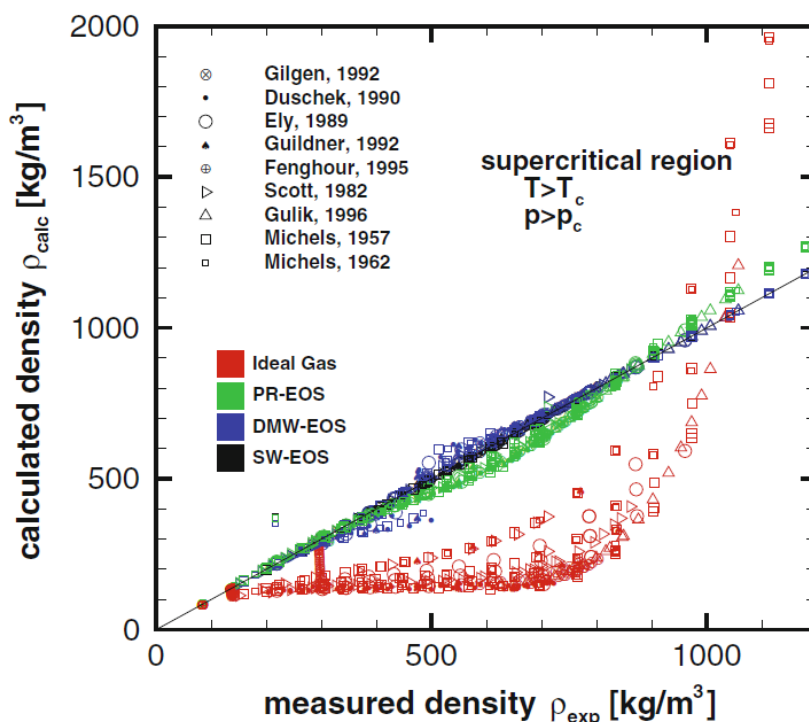


Fig. 5 Experimental density of pure CO<sub>2</sub> compared with numerical modelling with various EoS by various authors [Böttcher et al., 2012]. The four EoSs are; Ideal gas, Peng-Robinson (PR) , Duan-Müller-Weare(DMW), and Span & Wagner(SW).

## 5. Reservoir engineering procedures for GCS

Guidelines for GCS engineering are a set of recommendations to ensure safe, secure, and permanent implementation of GCS projects. They cover the project stages from capturing to transportation and ensure permanent storage integrity. The guidelines describe how to precisely manage GCS projects. Guidelines are also required for policy makers, regulators and public. The following procedures of petroleum reservoir engineering can be helpful for successful GCS operations by strengthening the guidelines:

### ***Geological and petrophysical site characterization***

This is one of the prerequisites of reservoir engineering. The ideal characterization of geological sites for GCS requires a thorough integration of all geological data [Valer, 2010]. These data are available in case of depleted hydrocarbon reservoirs from early hydrocarbon exploration stage, followed by drilling, and production. That is not the case for aquifers which need to be explored and evaluated intensively for GCS purposes. Evaluating reservoir geometries and the seal are critical in this stage to assess the migration pathways of injected CO<sub>2</sub> and estimating the potential storage volume. Building a static geological model based on the collected data is crucial at this stage where the model can be developed to dynamic flow model and evaluate plume direction, possible migration pathways and storage capacity. The model can be developed further to couple the wellbore and reservoir model. State-of-the-art petroleum reservoir engineering techniques for physical and numerical modelling of dominating phase behaviour, petrophysics and transport phenomena are capable to characterize the geological site in these aspects and give rise to the right decision at this stage. As the uncertainties in GCS are mostly higher than standard petroleum engineering applications due to its new challenging aspects especially for aquifers, the probabilistic assessment methodology of reservoir engineering should be applied from the preliminary phases on, i. g., there is no precise way to estimate the geological and petrophysical

parameters without starting the operations. The capacity, injectivity and even containment should be based on modelling using statistical distribution of corresponding parameters with increasing certainty as the project progresses. Illustrative example of using such approach for estimating the leakage probability for GCS is presented by [Alcaide et al., 2018].

The petrophysical as well as phase behaviour assessment of GCS sites can and is performed by using the tools and techniques that found applications since decades in petroleum engineering. In addition to advanced reservoir models, commercial wellhead and wellbore measurements as well as well tests can give valuable information on the characterization. One shortcoming could be the phase behaviour of CO<sub>2</sub> which is very sensitive to the impurities like O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S, H<sub>2</sub>O which is excessively important in full chain GCS starting from the capture ending at the near wellbore/reservoir. This deviated phase behaviour can have significant impact on the material selected and on related predictions like hydrate formation, increasing corrosion and misleading injectivities and capacities. There are significant amount of studies investigating this gap making the issue a hotspot for research [Chapoy et al., 2013; Mali et al., 2018].

### ***Risk assessment and management***

As part of project management, a comprehensive risk assessment is required for GCS projects as well. This can be conducted in a similar manner to oil and gas exploration projects. During the initialization phase, a preliminary risk assessment should be conducted that considers all upcoming issues and phases. This should be updated at each stage by introducing new risks (if any) and appropriate mitigation measures, and also reviewing the success of the mitigation measures in the previous stages. In the operational phase, the risks and their remedies should be quantified in terms of impact on project scope, time and budget.

Main risks associated with GCS can be classified to:

- The potential of unanticipated CO<sub>2</sub> leakage due to defects in the well(s) e.g., due to the damaged casings and/or cements and/or missing cement formation bonds;
- Leakage along unexpected migration paths in the storage and/or confining formations due to natural or induced seismicity or unforeseen geo-mechanical issues e. g., because of the fracturing of the rock.

The well-established procedures of petroleum engineering in the assessment of the risks and on their mitigation can be applied for GCS. Lessons learned from petroleum industry show that induced seismicity is unlikely to occur if the injection strategy as well as dominating geomechanics are well engineered. Well completion expertise and technology of petroleum engineering is currently used in GCS operations.

### ***Monitoring***

In addition to careful selection of the subsurface geological formation, a comprehensive monitoring plan and system is essential to assess whether the injected CO<sub>2</sub> behaves as expected and detect any leak that might occur during or after the injection process. Monitoring results are to be compared with dynamic reservoir modelling to evaluate the storage strategy. Monitoring techniques (geophysical, petrophysical, and geochemical) which are commercially used in petroleum engineering are and can be deployed on the surface or in observation and injection wells.

### ***Project management and organisation***

The components of GSC operations are comparable to the operations of the oil industry. The operational as well as reservoir management procedures can be applied in GCS applications. Currently applied GCS projects like Shell Quest [IEAGHG 2019] and Equinor Sleipner [SINTEF, 2021] are good examples of this approach.

## 6. Conclusion

Geological carbon storage (GCS) is a promising technology because it is the only way to economically reduce significant amounts of CO<sub>2</sub> emissions by storing it in subsurface geologic formations such as aquifers, hydrocarbon reservoirs, and ECBMs. GCS technology can be considered as an extension to petroleum engineering with similarities in almost all aspects:

- Currently most of the injected CO<sub>2</sub> in geological formations is due to CO<sub>2</sub>-EOR operations where large amounts of CO<sub>2</sub> will remain in the reservoir. Therefore, CO<sub>2</sub>-EOR is considered as the oldest GCS technique.
- Experience gleaned from CO<sub>2</sub>-EOR over the last 50 years is fully transferable to GCS industry due to similarities in most aspects of both industries. It turns out that petroleum industry has means, experience, and motivation for the job. In this scope, petroleum engineers have developed skills applicable to GCS in the course of their own work in EOR.
- Physical tools of reservoir engineering are helpful in studying and designing the CO<sub>2</sub> injection in all types of geological formations. The challenges due to the nature of CO<sub>2</sub> are to be considered in all phases and designs specific to GCS projects.
- Numerical tools of reservoir engineers are capable of modelling not only subsurface flow in target CO<sub>2</sub> storage formations but also have the ability to couple wellbore and surface facilities to reservoir model. However, these tools need to be improved further.
- The coupled interplay of geomechanics, geochemistry, thermal and hydrodynamics are more emphasized in GCS than in hydrocarbon reservoirs as they affect the capacity, injectivity and containment concerns directly. The modelling efforts mostly performed with in-house research tools are step-by-step implemented in commercial reservoir modelling tools; the need for more validation studies is clear.
- Reservoir engineering in connection with other sub disciplines of petroleum engineering has a long past in planning and managing similar operations. This expertise and experience are and can be further used in GCS projects.

## Acknowledgments

This study is carried out within the "INJECTWELL" project (Experimental and Numerical Assessments of CO<sub>2</sub> Injectivity and Flow Assurance during Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs). The project is funded by Gassnova and Wintershall Dea AG. TU BAF and Wintershall Dea are project partners, while NORCE is leading and coordinating the project.

## Bibliography

- Aggelopoulos, C. A., Robin, M., & Vizika, O., *Advances in Water Resources*, Vol. 34, 505 (2011).
- Ajayi, T., Gomes, J. S., & Bera, A., *Petroleum Science*, Vol. 16, 1028, (2019).
- Al-Zaidi, E., & Fan, X., *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, Vol. 543, 1, (2018).
- Alcalde, J., Flude, S., Wilkinson, M., Johnson, G., Edlmann, K., Bond, C. E., Vivian Scott, Stuart M. V. Gilfillan, Xènia Ogaya & Haszeldine, R. S., *Nature Communications*, 9(1), (2018).
- Andrew, M., Bijeljic, B., & Blunt, M., *International Journal Greenhouse. Gas Control*, Vol. 22, 1, (2014).
- Berntsen, A., Todorovic, J., Røphaug, M., Torsæter, M., Chavez Panduro, E., & Gawel, A., *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 86, 201, (2019).
- Böttcher, N., Taron, J., Kolditz, O., Park C.-H., & Liedl, R., *Environment Earth Sciences*, Vol. 67, 481, (2012).

- Burnside, N. M., & Naylor, M., *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 23, 1, (2014).
- Cao, Y., Accuracy of PVTsim Nova Simulation Results for CO<sub>2</sub> with Impurities, *Calesp report*, (2021).
- Cavanagh, A.J., & Haszeldine, R.S., *International Journal Greenhouse Gas Control*, Vol. 21, 101, (2014).
- Chapoy, A., Nazeri, M., Kapateh, M., Burgass, R., Coquelet, C., & Tohidi, B., *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 19, 92, (2013).
- Class, H., Ebigbo, A., Helmig R., Dahle, H.K. et al., *Computer & Geoscience*, Vol.13, 409, (2009).
- CMG (Computer modelling Group), *User guide ver.2021.10*, (2021).
- Du, X., Cheng, L., Cao, R., & Zhou, J., *Atmosphere 2022*, Vol.13, 229, (2022).
- Durucan, S., Ahsan, M., Syed, A., Shi, J.-Q., & Korre, A., *Energy Procedia*, Vol. 37, 6730, (2013).
- Ebigbo, A., Class, H., & Helmig, R., *Computer & Geoscience*, Vol.11, 103, (2006).
- Echelon, User Guide, *Stone Ridge Technology*, (2022).
- Enhanced Oil Recovery Institute, <https://www.eoriwyoming.org>, (2021).
- Farajzadeh R., Eftekhari A.A. , Dafnomilis G. , Lake L.W. , & Bruining J., *Applied Energy*, Vol. 261, 14467, (2020).
- Gan, M., Zhang, L., Miao, X., Oladyshkin, S., Cheng, X., Wang, Y., & Li, X., *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 103591, (2020).
- Gaurina-Medimurec, N., Novak Mavar, K., & Majic, M., *The Mining-Geology-Petroleum Engineering Bulletin*, Vol. 33, 1, (2018).
- Ghaderi, S. M., Keith, D. W., Lavoie, R., & Leonenko, Y., *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 5, 347, (2011).
- Global CCS Institute, <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/11/Global-Status-of-CCS-2021-Global-CCS-Institute-1121.pdf>, last visit 03.2022, (2022a).
- Global CCS Institute, <https://co2re.co/FacilityData>, last visit 03.2022, (2022b).
- Holt, J. C., *Developments in Petroleum Science, fifth book*, Elsevier, (2015).
- Hu, R., Wan, J., Kim, Y., & Tokunaga, T.K., *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 60, 129, (2017).
- Huh, C., Kang, S.-G., Cho, M.-I., & Baek, J.-H., *Energy Procedia*, Vol. 4, 2214, (2011).
- IEA (International Energy Agency), <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>, last visited, 03.2022, (2020).
- IEAGHG, Effects of Impurities on Geological Storage of CO<sub>2</sub>, Report 2011/04, (2011).
- IEAGHG, "The Shell Quest Carbon Capture and Storage Project", 2019/04, (2019).
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), Working Group III contribution , *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change*, (2022).
- Jafari, M., & Jung, J., *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 178, 152, (2019).
- Kamashev, A., & Amanbek, Y., *Energies*, Vol.14, 8023, (2021).
- Kaveh, N.S., Rudolph, E.S.J., van Hemert, P., Rossen, W.R., & Wolf, K.-H., *Energy Fuels*, Vol. 28, 4002, (2014).
- Khamidy, N. I., Tariq, Z., & Syihab, Z., *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain, SPE-194726-MS*, (2019).
- Khudaida, K. J., & Das, D. B., *Clean Technology*, Vol.2, 333, (2020).
- Kolidtz, O., Kaiser, R., Habber, D., Rother, T., & Thorenz, C., *Ground water Group, Center of Applied Geosciences, University of Tübingen, University of Hannover*, (2003).
- Larson, T. E., & Breecker, D. O., *Chemical Geology*, Vol. 370, 58, (2014).
- Le Guen, Y., Renard, F., Hellmann, R., Brosse, E., Collombet, M., Tisserand, D., & Gratier, J.-P., *Journal of Geophysical research*, Vol.112, (2006).
- Liu, S., Z., Wanli, X., Weiwei, J., Zhaoyan, L., Tongtong, L., & Yongchen, S., *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 26, 10, (2015).
- Lu, M., & Connell, L.D., *International Journal Greenhouse Gas Control*, Vol.2, 248, (2008).

- Lu, C., & Lichtner, P. C., *Journal fo Physics, conference series*, p. 012042, (2007).
- Lu, M., & Connell, L.D., *Journal of Petroleum Science Engineering*, Vol.124, 7, (2014).
- Ma, J., Petrilli, D., Manceau, J.C., Xu, R.N., Audigane, P., Luo S., Jiang, P.X., & Le-Nindre, Y.M., *Energy Procedia*, Vol. 37,5464, (2013).
- Mali, G. A., Chapoy, A., & Tohidi, B., *The Journal of Chemical Thermodynamics*, Vol. 117, 91, (2018).
- Mavar K. N. , Medimurec N. G., & Hrncevic L. , *Sustainability*, Vol.13, 1800, (2021).
- Mosavat, N., Abedini, A., & Torabi, F., *Energy Procedia*, Vol. 63, 5631, (2014).
- Nassan, T., & Amro, M., *Oil Gas European Magazine*, Vol. 47 , 34, (2021).
- Nassan, T., Amro, M., Freese, C., & Wechsung, M., *Erdöl Erdgas Kohle*, Vol.137, 35, (2021).
- Nennie, E. D. ,Alberts, G. J. N., Belfroid, S. P. C., Peters, E., & Joosten, G. J. P., *SPE Technical Conference and Exhibition. SPE, Anaheim, California*, (2007).
- Newell P. & Ilgen A., *Science of carbon storage in deep saline aquifers*, Elsevier, (2019).
- Ni, H., & Boon, M., Garing, C., & Benson, S. M., *Data in brief*, 25, 104249, (2019a).
- Ni, H., & Boon, M., *Mendeley Data*, V2, (2019b).
- *Oil & Gas Journal, Biennial survey of enhanced oil recovery projects*, (2016).
- Pruess, K., *Vadose Zone Journal*, Vol.3, 738, (2004).
- Pruess, K., *Lawrence Berkeley National Laboratory*, (2008).
- Ruden, T.A., Xu, Z. G., Selberg, M. H., Haugset, T., Langsholt, M., Liu, L., & Amundsen, J., *Energy Procedia*, Vol.51, 344, (2014).
- Saeedi, A., Rezaee, R., Evans, B., & Clennell, B., *JPSE*, 79, pp.65-85, (2011).
- Sarmadivaleh, M., Al-Yaseri, A.Z., & Iglauer, S., *Journal of Colloid Interface Science*, Vol. 441, 59, (2015).
- *Schlumberger, Technical description ver. 2017*, (2017).
- Silva, O., *Proceeding of the 2015 COMSOL conference in Grenoble, France*, (2015).
- SINTEF, CO2Datashare, *Sleipner CO<sub>2</sub> Storage Data*, (2021).
- Sohrabi Sedeh, M., Kechut, N. I., Riazi, M., Jamiolahmady, M., Ireland, S., & Robertson, G., *Transport in Porous Media*, Vol. 91, 101, (2012).
- Solbakken, J.S., *Experimental Studies of N<sub>2</sub>- and CO<sub>2</sub>-Foam Properties in Relation to Enhanced Oil Recovery Applications*, University of Bergen, PhD dissertation, (2015).
- Soroush, M., Wessel-Berg, D., Torsaeter, O., & Kleppe, J., *Energy and Environment Research*, Vol. 3, (2013).
- Span R., & Wagner, W., *Journal of Physical and Chemical Reference Data*, Vol. 25, 1509, (1996).
- Sun, Y., Li, Q., Yang, D., & Liu, X., *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, Vol. 8, 113, (2016).
- tNavigator, *Simulation User Guide, Rock Flow Dynamics*, (2021).
- Trevisan, L., Pini, R., Cihan, A., Birkholzer, J. T., Zhou, Q., Gonzalez Nicolas, A., & Illangasekare, T. H., *Water Resources*, Vol. 53, 485, (2017).
- Valer, M. M. M., *Woodhead Publishing Series in Energy: Number 8*, CRC press, (2010).
- Wang, J., Wang, Z., Ryan, D., & Lan, C., *Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 42, 132, (2015).
- Wei, N., Magdalena, G., Crandall, D., McIntyre, D., Wang, Y., Bruner, K., Li, X., & Bromhal, G., *Greenhouse Gas Science and Technology*, Vol.4, 400, (2014).
- Zhan, J., Niu, Z., Li, M., Zhang, Y., Ma, X., Fan, C., & Wang, R., *Geofluids*, Vol. 2021, (2021).
- Zhang, Y., Kogure, T., Chiyonobu, S., Lei, X., & Xue, Z., *Energy Procedia*, Vol.3, 4647, (2013).
- Zhou, Q., Birkholzer, J.T., Tsang, & Rutqvist, C.-F., *International Journal Greenhouse. Gas Control*, Vol. 2, 626 (2008).



## **Assessing the Reusability of Legacy Wells in Carbon Capture & Storage (CCS): A Screening Framework, its Application and the Impact**

Rosener, A.<sup>1</sup>, van der Valk, K.<sup>2</sup>, Zikovic, V.<sup>2</sup>, Pawar, R.<sup>3</sup>, Williams, J.<sup>4</sup>, Opedal, N.<sup>5</sup>, Dudu, A.-C.<sup>6</sup>, Cangemi, L.<sup>7</sup>, Arts, R.<sup>8</sup>

<sup>1</sup>Wintershall Dea AG, Hamburg, Germany, <sup>2</sup>TNO Applied Geosciences, Utrecht, Netherlands, <sup>3</sup>Los Alamos National Laboratory, Los Alamos, NM, USA, <sup>4</sup>British Geological Survey, Environmental Science Centre, Keyworth, Nottingham, UK, <sup>5</sup>Sintef Industry, Trondheim, Norway, <sup>6</sup>National Institute for Research and Development on Marine Geology and Geo-ecology - GeoEcoMar Bucharest, Romania, RO, <sup>7</sup>IFP-EN, Rueil-Malmaison, France, <sup>8</sup>Neptune Energy, AK 's Gravenhage, The Netherlands

### **Abstract**

The REX-CO<sub>2</sub> (Re-using Existing wells for CO<sub>2</sub> storage operations) project, funded by the ACT (Accelerating CCS Technologies) program, aims to provide decision makers with mechanisms to evaluate the re-use potential of existing oil and gas wells as CO<sub>2</sub> – Injection wells. Based on state-of-the-art practices, standards, guidelines and international reference projects (Project Deliverable Report D2.1, Opedal, Greenhalgh, & van der Valk, 2020), the project has developed an assessment framework (D2.2, Pawar & van der Valk, 2020) which is translated to a stand-alone well screening tool (D2.3, Pawar, et al., 2021).

The tool is designed to utilize available data on well construction, subsurface geology and well operational and integrity history and enables a thorough qualitative evaluation of the current reusability potential of candidate wells for CO<sub>2</sub> storage operations.

A large portfolio of wells can be screened in a fast and consistent manner, allowing an objective comparison of wells or projects as part of the evaluation and selection process.

The tool has been applied to multiple international case studies of which most have already been completed, covering a wide range of well designs and subsurface settings, with the overall goal to test and demonstrate the evaluation process. (D4.1, Zikovic & van der Valk, 2021; D4.2, Chen, 2021; D4.4.1, D4.4.2, Williams & Hoskin, 2021, 2022; D4.6, Dudu, 2022; D4.5, Guy & Cangemi, 2022; Rosener & Zikovic, 2022, in writing).

Further focus areas of the REX-CO<sub>2</sub> project are experimental work on well cement integrity due to its role as a well barrier element, with emphasis on mechanical and chemical degradations and damage processes (D3.1, Ougier-Simonin, 2020), and evaluation of existing regulatory and environmental frameworks (D6.1, D6.2, Dudu et al., 2020, 2021), social perspectives and mitigation of potential regulatory barriers related to reusing existing oil and gas wells for CO<sub>2</sub> storage (D6.5, D6.4, Rycroft, 2021, 2022), and public communication strategy (D6.6, Cangemi, 2021).

Technical recommendations for well re-use are being developed by combining the knowledge and lessons learnt during the project (Williams et al, 2021). The provision of these recommendations will provide a reference document for both operators and relevant regulatory authorities, promoting the safe re-use of wells in accordance with current technical best practice.

Most reports that are indicated in brackets are already publicly available on the REX-CO<sub>2</sub> website (<https://rex-co2.eu/downloads.html>, Deliverables Dx.x)

## Introduction

Existing oil and gas fields provide an option for geologic CO<sub>2</sub> storage as part of the reduction of CO<sub>2</sub> emissions. Re-use of existing infrastructure such as oil and gas wells for CO<sub>2</sub> storage can potentially result in significant cost savings, especially for offshore fields. Prior to converting the existing oil and gas wells, feasibility of their use as part of a CO<sub>2</sub> storage operation will have to be evaluated while taking into consideration operational and safety requirements. Currently there are no standard approaches or public tools available to aid in this evaluation.

Aiming at closing that knowledge gap and providing decision makers with mechanisms to evaluate the re-use potential of existing oil and gas wells as CO<sub>2</sub>– injection wells, the REX-CO<sub>2</sub> (Reusing Existing wells for CO<sub>2</sub> storage operations) project, funded by the ACT (Accelerating CCS Technologies) program, has developed an assessment framework and well-screening tool.

This presentation and paper will provide an overview of the framework, evaluation tool and its application to case study fields and potential CO<sub>2</sub> storage sites. It will illustrate well screening results and most common issues seen during the screening process.

Although seven distinctive work packages form the body of the REX-CO<sub>2</sub> project, as described in the project overview and illustrated in Figure 1 below, focus areas will be technical work packages 2 and 4 (screening tool development and verification testing through case studies), and 5 (best practice recommendations).

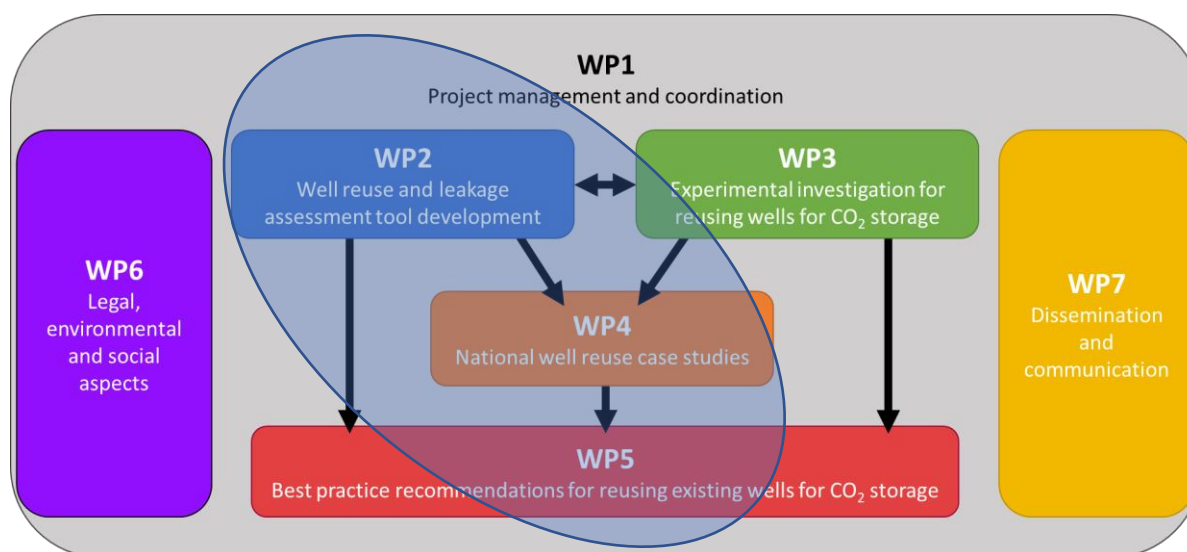


Figure 1 REX-CO<sub>2</sub> work packages, focus areas WP 2, 4, 5

## REX-CO<sub>2</sub>: Project Overview

Many hydrocarbon fields are approaching their end of field life and are earmarked or in preparations for decommissioning; however, amongst those might be several potential future CO<sub>2</sub> storage sites. Re-using existing infrastructure (incl. wells) is an option to reduce costs and time for CCS projects but this obviously presents both opportunities and risks. The public knowledge on repurposing wells is limited, no public assessment framework exists, and the assessment of individual wells is time consuming and prone to inconsistency.

REX-CO<sub>2</sub> is an international research project, funded through the ACT (Accelerating CCS Technologies) program ([www.act-ccs.eu](http://www.act-ccs.eu), [www.rex-co2.eu](http://www.rex-co2.eu)). It commenced in September 2019 and will run until August 2022, and aims at addressing those issues.

The project currently comprises 19 consortium members, research organizations and industry partners alike, with national authorities and regulators filling important stakeholder

roles (Figure 2). Neptune Energy and Wintershall Dea joined the consortium in 2021, while Vallourec joined in 2022.



Figure 2 REX-CO<sub>2</sub> consortium

In the consortium member countries of The Netherlands, UK, France, Romania and Norway, more than 30,000 wells exist that could theoretically be accessed for re-use. This number is even dwarfed by the USA with more than 900,000 producing wells. A clear necessity exists for a fast and consistent screening of well portfolios.

The project structure includes seven work packages to achieve the defined goals. The administrative project activities and dissemination are mainly addressed by work packages WP1 and WP7. The other work packages are dedicated to the technical objectives of the project. WP2 developed a screening-tool for well re-use that will help stakeholders to assess the re-use potential of existing fields and associated well stock. In WP3, laboratory tests on innovative sealing concepts and technologies tailored to CO<sub>2</sub> re-use requirements are conducted. In WP4 the knowledge developed on re-use was applied to real scenarios in the partner countries by conducting well re-use field case study assessments. The aim of WP5 is to summarize lessons-learned and key-aspects of all technical WPs to produce recommendations for reliable and safe re-use of existing well infrastructure. The technical WPs are complemented by WP6 which investigated regulatory, policy and socio-economic aspects of re-using existing well assets for CO<sub>2</sub> storage.

## WP2: Well re-use and leakage assessment tool development

In WP2, a workflow for assessment of re-use potential of existing oil and gas wells as CO<sub>2</sub> storage wells was developed and transferred to an application that will be made publicly available following conclusion of the project. It will be valuable for a wider set of stakeholders including oil/gas industry & CCS regulators especially for use in an early screening assessment stage and will facilitate the re-use of existing infrastructure.

The underlying workflow was based on state-of-the-art practices, and combined knowledge from P18, Goldeneye and Kingsnorth well re-use assessments, and current well design / well integrity standards & guidelines, such as ISO 27914 (CCS), ISO 16530, NORSOK D010.

It includes the following primary components (Figure 3):

- Tool initialization including basic field information, well data and storage operation parameters;
- Well screening, i.e. assessment of appropriateness of well design, barrier materials and well integrity to ensure safe operations and CO<sub>2</sub> containment;
- Prediction of cement integrity – coupled failure model with leakage (Beta feature)

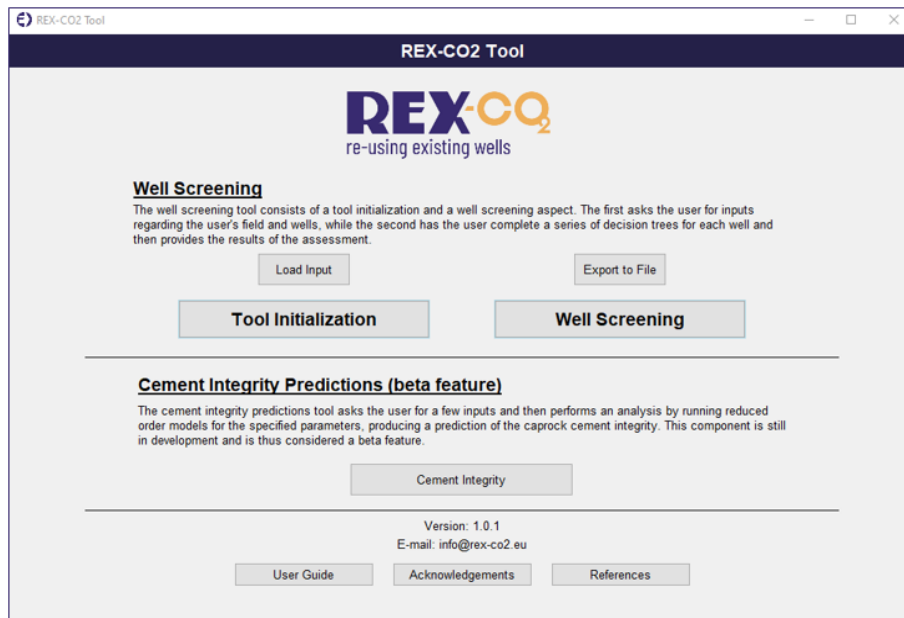


Figure 3 REX-CO2 well screening tool - initialization

Each well can be assessed on the basis of five categories, i.e. Out of zone injection (potential unwanted migration of CO<sub>2</sub> and in-situ reservoir fluids out of the CO<sub>2</sub> storage reservoir), Structural integrity, Well integrity (primary barrier), Well integrity (secondary barrier), and Material compatibility.

In each of the categories, the user is taken through a step-by-step assessment using queries that represent the underlying decision trees, as illustrated in Figure 4.

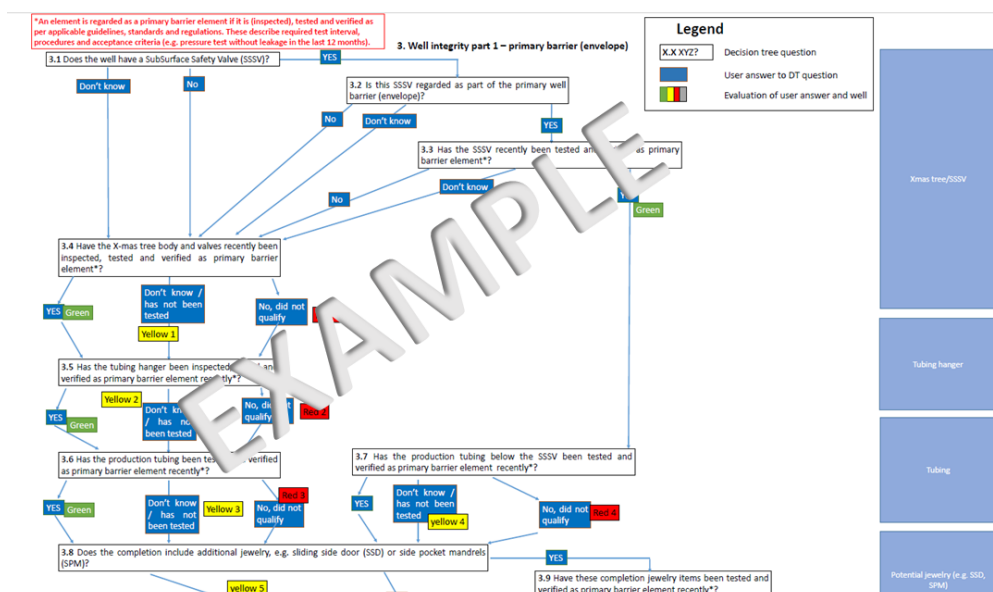


Figure 4 Cutout from a REX-CO2 decision tree

Results of well screening for each category are given in a form of traffic light recommendations: RED is mainly related to well not being a suitable candidate or where severe remediation could be expected, YELLOW for wells with moderate remediation required, GREEN for good wells or wells with minor remediation and GREY for wells with critical information missing to give a valid recommendation.

*Table 1 Traffic light results produced by the REX-CO2 well re-use screening tool.*

	<b>Explanation</b>
	Based on the screening <b>no or only minor remediation</b> could be expected for the well in its current state
	Based on the screening <b>moderate remediation or additional verification</b> efforts could be expected or a risk management strategy could be prepared for the well in its current state. One could think of remediations that do not require a workover rig, e.g. wireline or coiled tubing interventions
	<b>Critical information is missing</b> for the tool. It is advised to look for additional data, acquire additional data (e.g. by running logs) or look for offset data and then revisit the tool
	Based on the screening <b>severe remediation or a comprehensive risk management strategy could be expected</b> . One could think of remediation work that requires a rig or workover unit, e.g. to recomplete the well, perform cement repairs or abandon obsolete sidetracks

The well screening tool has been tested and validated during the national case studies; valuable feedback and suggestions for improvement was obtained and changes implemented where possible within the project scope.

Further development of the tool, expansion of the functionality e.g. including specific screening of abandoned wells to provide full storage site evaluation, or adding quantification to parts of the screening process, e.g. cost-benefit analyses of high-potential wells / fields, is being discussed within the consortium.

### **WP3: Experimental investigation for re-using wells for CO<sub>2</sub> storage**

Work Package 3 aims to deliver a fundamental understanding of key elements absent from current knowledge of well damage processes, self-sealing mechanisms and active remediation measures relevant for the re-use of existing wells.

A variety of experiments and numerical modeling have been performed, to address following focus points (Figure 5):

- Laboratory investigation of well and surroundings material properties
  - o Quantification of both individual material properties of cement, shale and rock and the interface evolution between these materials under simulated well conditions, i.e. relevant pressure and temperature conditions. The mechanical experiments are compared with numerical simulations.
  - o Effect of rock stiffness on cement sheath integrity, i.e. radial crack development. Subsequently, a potential remediation solution will be tested.
- Laboratory determination of the state of stress of cement as placed in well environments, which is vital input to relevant cement integrity models
  - o Set-up of laboratory-scale wellbore systems consisting of hollow cylinder

assemblies of metal casing, cement sheath and rock to simulate hardening and aging of different cement slurry placements under different boundary conditions and stress paths.

- Development of work-over and remediation technologies to enable well re-use by testing various methods and proposed measures to trigger self-sealing of existing microannuli in casing-cement-rock systems, and to remediate leakage paths in old wells in order to qualify them for CCS operations
  - o Stress stimulation of shale formations through pore fluid pressure regulation
  - o Triggering precipitation of minerals by manipulating fluid chemistry in microannuli
  - o Induced carbonate precipitation by microorganisms (bio- remediation)
  
- Numerical simulation for upscaled analysis of well response to thermal and geomechanical stresses including self-sealing and the efficacy of remediation

While planned methodologies and some preliminary results are published in the REX-CO2 deliverable report D.3.1, experimental work is ongoing and the final results will provide a valuable contribution to the WP5 recommendations report.

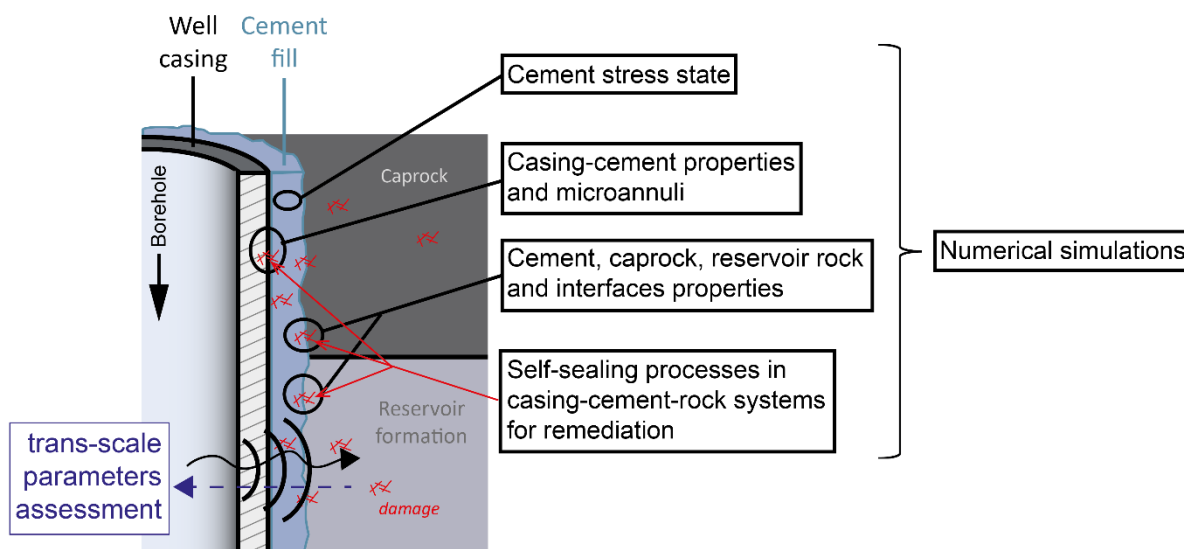


Figure 5 Schematic casing-cement-rock system with focus points of the experimental design in WP3.

#### WP4: National well re-use case studies

The WP4 objective was demonstration and validation of the re-use tool on national field case study level in accordance with national regulations, assessment of leakage risk for selected wells / fields in each case study, and assessment of mitigation and monitoring requirements for safe re-use applications.

Six case studies from six consortium member countries (Figure 6) were selected based on a set of criteria (must be potential candidates for CO<sub>2</sub> injection, accessible wells, diverse portfolio of sites, data availability – public and / or operator data); during the course of the project three more case studies were added.

Most results are already publicly available (REX-CO2 website, <https://rex-co2.eu/downloads.html>, Deliverables D4.x)

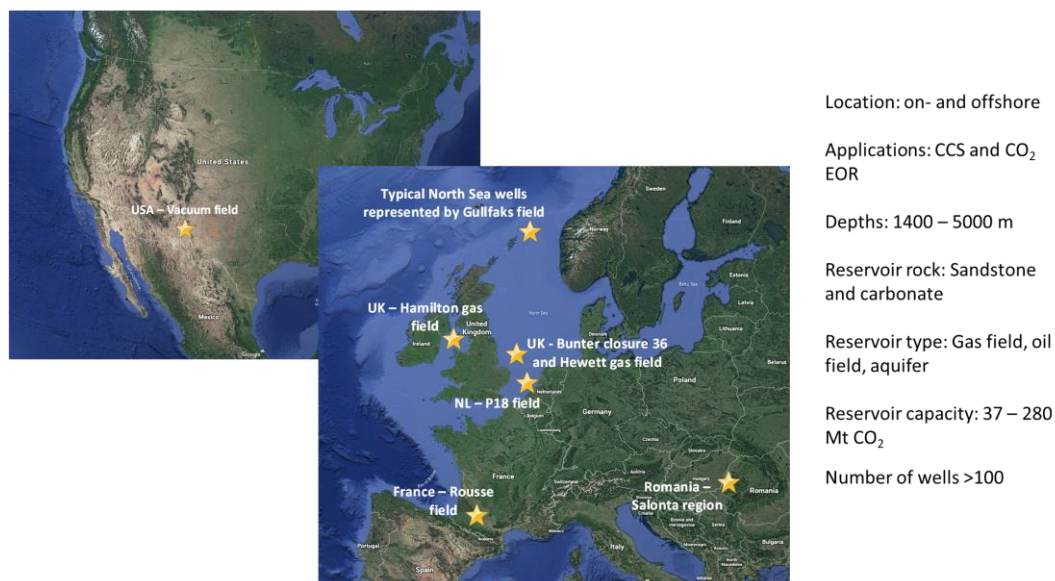


Figure 6 Illustration of national well re-use cases / site locations

The Porthos project, which looks at CCS in the TAQA- operated P18 field offshore Netherlands, served as the first national case study. Next to meeting the selection criteria, it also has the advantages that it has been assessed by independent experts (Neele et al., 2019) and that this assessment was available for reference. Thereby it provided an excellent test case for the tool:

Expert evaluation:

- All wells intended for re-use have potential to be used as CO<sub>2</sub> injectors safely if identified risks are properly mitigated
  - Replace and/or reposition packers and completions
  - Abandonment of obsolete sidetrack
  - Check materials for load cases
  - Assessment of structural integrity

REX-CO<sub>2</sub> screening results:

- Current state: severe remediation or comprehensive risk management strategy could be expected
- After remediation: wells could be made fit for safe storage operations
  - assumed proposed mitigations
  - no public information on structural integrity

### Wintershall Dea case study

The Wintershall Dea case study was performed in addition to the initially planned case studies in the REX-CO<sub>2</sub> work package 4.

It is based on a depleted gas field located in the Southern North Sea that could potentially serve as a CO<sub>2</sub> storage site. Recently the well inventory in the field was evaluated closely to gather input data for the planning of a P&A / decommissioning campaign.

The REX-CO<sub>2</sub> tool was applied to a subset of production wells in the field selected on the basis of data availability and pre-selection of candidates. The goal was not to establish technical viability of the potential storage site as such, but rather to test and validate the tool, identify data gaps, and establish a ranking of candidate wells for CO<sub>2</sub> storage.

A well stock of 15 wells were pre-screened and 6 wells selected for screening with the REX-CO<sub>2</sub> tool which were all located within the main field boundary and were producing from (5 wells) or injecting into (1 well) the Main Buntsandstein reservoir.

The assessment was based on a variety of data that could be gathered from inhouse sources,

with assistance of multiple disciplines. For all selected wells, so-called “Geological Well Summaries for P&A” and “Geological Engineering Models” were made available which were compiled by a 3rd party Geological Services provider and contained relevant well data for the planning of P&A / decommissioning of the wells in accordance with Dutch regulations, such as drilling summaries, casing and mud data, completion and production information, formation tops, reservoir and other permeable or flow zones information, isolation windows, PPFG and LOT/FIT data, temperature profiles, cement operational summaries and log evaluation / interpretation results, cement quality and barrier qualification statements.

For the assessment it was assumed that the existing completion was removed, and the integrity assessment was therefore applied to the secondary (permanent) well barrier envelope and the primary well barrier element(s) that were or will be located below the production packer.

Detailed considerations regarding the most important factors that influenced the assessment outcome are listed below:

- “Out of Zone Injection”:
  - Indication of sufficient use of cement, adequate cementing practice, and qualification of cement as a barrier by means of cement evaluation logging were the most crucial topics. In two cases the log results were too poor to qualify the cement as barrier
  - Often inconclusive or unknown casing condition with respect to corrosion
  - In wells with production liner, verification of liner lap as a barrier often not possible
  - Generally positive indications of maintained integrity through absence of SCP and unproblematic operational history.
- “Structural Integrity”:
  - No information was available in the documents pertaining to P&A work scope assessment
  - With the assistance from production / operations/ well integrity specialists from the responsible business unit the required information could have been compiled but it was not possible within the time frame of this study.
- “Primary Barrier”:
  - Assumption was that new completion will be run where well integrity- relevant equipment can be installed to meet specifications.
  - Assessment and verification of cement across the caprock level(s) as a primary barrier element was the most important topic
  - Even in cases where initial cement quality could be regarded excellent, deterioration over time cannot be excluded and therefore casing and cement WBEs were to be (re-) evaluated with logs / test during W/O in most if not all wells.
- “Secondary Barrier”:
  - Surface components / wellhead integrity was unknown, see Structural Integrity- section
  - Assessment of cement quality at the relevant intervals and verification as a secondary barrier element was most crucial, relying on quality of information of job reports, also log quality and availability
- “Material compatibility”:
  - Assume new fit-for-purpose completion will be installed, meeting all requirements as specified in the decision tree flow diagram
  - Although no evaluation of a current completion was performed, this section offers a helpful “checklist” on material requirements.

In summary, the screening results can be described as:

- Some clear barrier defects detected, will have to be evaluated and repaired.



- Multiple WBEs not (recently) verified, will have to be tested and, depending on results, appropriate actions taken.
- Information about structural integrity not (yet) available from asset.
- Material compatibility to be ensured by adequate selection of equipment.
- Screening became very focused on cement quality and verification as barrier by examining operational records, lengths of cemented sections, existing logs etc., which will to a great extent determine likelihood, feasibility and cost of remediation actions.

	Out of zone injection	Structural integrity	Well integrity primary barrier	Well integrity secondary barrier	Material compatibility
A1					
A3					
A5					
A6					
B1					
B3					

Figure 7 Assessment results overview

### TNO screening of three Wintershall Dea wells

Three wells were independently screened by TNO (Project coordinator and WP4- lead), in an effort to gauge and validate the resilience of the tool to different interpretations of the available information.

Also, TNO’s approach was to evaluate the wells in two different scenarios:

- 1) wells in the current status, including the current non-CO<sub>2</sub>-suitable completion
- 2) wells in an assumed “post-workover” status (this second step was not performed in the Wintershall Dea approach).

Advantage of performing this second assessment is that potential remaining risks, uncertainties or information gaps can be flagged, whereas the best possible outcome would be a well that is ready to be converted to CO<sub>2</sub> injector without any further remediation.

Example being well A1 with several issues in its current state:

- Overall unknown corrosion and structural integrity status
- No reports on recent tests and status of completion and packer envelope
- Packer at poor bond within the caprock – necessity to reposition higher up in the well at the good cement bond location
- Potentially a good well based on the screening assessment
- Sidetracks – review sidetrack status in case caprock is penetrated

Same well A1 in a post-workover state:

- Out of zone injection – corrosion status verified and considered to be OK
- Structural integrity – assumed OK
- Primary barrier – consider repositioning of packer and all elements tested and verified
- Secondary barrier – tested and verified
- Material compatibility – full recompletion

### Screening comparison

The screening comparison between TNO and Wintershall Dea (Figure 8) can be summarized as:

- Two- fold approach (status as is compared to assumed workover) confirmed wells as

- good candidates
- Out of zone injection, primary and secondary well barrier integrity is mainly driven by cement quality
  - Interpretation of same data based on current status yielded different results, in general TNO assessment was stricter (more red vs yellow or grey assessment results)
- Structural integrity - further engineering assessment required, both assessments are in line.
- Material compatibility - required recompletion will yield “green” results, both assessments are in line.

	Out of zone injection	Structural integrity	Well integrity primary barrier	Well integrity secondary barrier	Material compatibility
A1	Grey	Grey	Yellow	Yellow	Green
A5	Grey	Grey	Yellow	Grey	Green
B3	Red	Grey	Grey	Yellow	Green

Wintershall Dea assessment

	Out of zone injection	Structural integrity	Well integrity primary barrier	Well integrity secondary barrier	Material compatibility
A1	Grey	Grey	Red	Yellow	Grey
A5	Red	Grey	Yellow	Yellow	Grey
B3	Red	Grey	Red	Red	Grey
A1 (W)	Green	Green	Green	Green	Green
A5 (W)	Yellow	Green	Green	Green	Green
B3 (W)	Grey	Green	Grey	Grey	Green

TNO assessment

Figure 8 Comparison of TNO and Wintershall Dea assessment results

### Case study observations and conclusions

Based on the multi-country case study results and insight from the responsible consortium members, valuable feedback about screening tool functionality, potential improvements, and value of information could be gathered:

- Results are in line with expert assessments in validation cases.
- The tool offers a systematic approach to screen wells consistently; at current state and with possible mitigations (e.g. with completion removed or after workover).
- Well screening is highly dependent on the availability and quality of data. Depending on quantity and quality of information available (e.g. inconclusive logs, operational results subject to interpretation), especially for older wells a somewhat qualitative and subjective assessment is unavoidable, therefore in most cases validation by an appropriate suite of measurements during a workover campaign will have to be considered.
- Interpretation of same data by different assessors may yield different results (e.g., more red vs yellow or grey assessment results) which may reflect the availability of data / information / knowledge available to the asset owner vs an independent survey without the insider knowledge, or just be the result of different views on residual risk or ALARP principle.

- Very user friendly tool, with all desirable features and functions that users would wish to have, including a logical user interface, functionalities for loading and saving input data and output of results
- Traffic light results helpful for users; first impression on importance of particular data and awareness of potential issue(s). The screening tool provides a good indication what information is missing in an assessment, what needs to be done to reduce the “unknown”- answers to zero.
- A ranking of CO<sub>2</sub> injector well candidates is possible with the screening tool, to provide guidance which well(s) should be selected for further detailed engineering, subject to considering further surface, subsurface and reservoir criteria.
- The tool is currently optimized for screening of wells for re-use of oil and gas reservoirs. For other cases e.g., re- completion to different storage reservoirs / saline aquifers, it is necessary to use the tool with some creativity to account for the discrepancy between the intended CO<sub>2</sub> storage reservoir and the current completion depth.
- Some wells may potentially be re-used for purposes other than injection, and therefore some of the screening criteria are not always required (e.g. far-field monitoring wells may not be subjected to CO<sub>2</sub>-rich fluids).

### **WP5: Recommendations for re-using existing wells for CO<sub>2</sub> storage**

The objective of WP5 is to develop technical and non-technical recommendations for well re-use by combining the knowledge and lessons learnt during the project. The provision of these recommendations will provide a reference document for both operators and relevant regulatory authorities, promoting the safe re-use of wells in accordance with current technical best practice. Where appropriate, re-using existing wells is expected to reduce the storage component costs; therefore, the availability of clear technical recommendations will accelerate the development of CO<sub>2</sub> storage projects, and will aid in the identification and safeguarding of critical existing well infrastructure.

Compilation of results and lessons learned from all technical work packages is ongoing, and will result in structured recommendations about

- Identification of wells for re-use assessment
  - o Well types, required modifications, boundary conditions, limiting / excluding factors
- Well integrity and barrier considerations as per criteria developed for the screening tool, and validated through the national case studies
- REX-CO<sub>2</sub> screening process and screening tool usage
- Data availability and knowledge transfer
  - o Data requirements, availability, common data issues, data collection
- Material compatibility
- Saline aquifers
- Abandoned wells

The subjects mentioned above are based on the learnings from WP2 and 4. Results of the extensive experimental and numerical work of WP3 as well as the regulatory and public environment findings of WP6 will serve as further input for the formulation of recommendations.

### **WP6: Legal, environmental and social aspects**

The objective of WP6 is to

- Enable informed decision-making on well re-use through identification of legal and environmental requirements

- Accelerate preparation of storage permits by identifying national and international permitting processes and providing clarity on specific well re-use requirements
- Inform and improve current legal and environmental frameworks to enable well re-use through engagement with policy makers and regulatory bodies
- Enable stakeholders to make decisions on well re-use based on analysis of issues associated with public acceptance of CCS.

Extensive work has been undertaken through research and engagement with stakeholders, national regulators and the public, to describe and compare for the specific consortium member countries the national permitting processes, legal requirements, opportunities and policies for re-using hydrocarbon wells for CO<sub>2</sub> injection and storage, methodologies of transfer of assets between operators including re-purposing for CO<sub>2</sub> storage and incentives, but also the evaluation of public perception towards CCS and resulting effective communication strategies to overcome reservations and opposition.

Findings and recommendations are being discussed with WP5 and will be implemented in the recommendations report.

Several reports are already publicly available (REX-CO2 website <https://rex-co2.eu/downloads.html>, Deliverables D6.x)

## **REX-CO2: Conclusion and Outlook**

As of June 2022, the REX-CO2 project is well on track. It is attracting interest from a wide range of stakeholders; during project execution three new industry partners joined (Wintershall Dea, Neptune, Vallourec), and the consortium was approached from several additional international operators and industry interest groups.

A workshop with regulators was held on assessment of regulatory framework and identification of gaps. The project and screening tool has been presented at various conferences and workshops (SPE, EAGE, GHGT, etc.).

Additional case studies were shaped and executed, and planned improvements or updates of the screening tool discussed, with priority given to those that can be incorporated within the time frame of the project.

In general, the project was carried by excellent collaboration of all consortium members and active participation from industry partners and regulators.

A potential follow-up for a REX-CO2 #2 might explore possibilities of expanding or adding experimental scope, screening tool capabilities, cement integrity predictions, well types, site screening and selection criteria, and countries and regulatory settings.

### References:

REX-CO2 website <https://rex-co2.eu/downloads.html>, Deliverables Dx.x

Neele, F., Wildenborg, T., Geel, K., Loeve, D., Peters, L., Kahrobaei, S., . . . Vandeweyer, V. (2019). *CO2 storage feasibility in the P18-2 depleted*. Utrecht: TNO. doi:R11635

## Warum ist CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS) sinnvoll und notwendig?

Falter, W.  
ChemAdvice

### Abstract

Technisch ist Dekarbonisierung ohne CCS möglich

- Emissionen der Energieerzeugung (Strom, Wärme-/Kälte, Dampf) lassen sich z.B. durch den Einsatz Erneuerbarer Energien, von Wärmepumpen oder Geothermie,
- Prozessbedingte Emissionen (Eisen- und Stahl-, Nicht-Eisen-Metall- und Silizium, Zement-, Glas- und Keramikindustrie und Wasserstofferzeugung) z.B. durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff und
- Emissionen aus dem Einsatz kohlen(wasser)stoffhaltiger Rohstoffe (Kraft- und Heizstoffe aus Raffinerien, Chemikalien und organische Materialien) z.B. durch Recycling, Einsatz von biogenen Rohstoffen, organischen Abfällen oder Kohlendioxid aus der Luft

deutlich reduzieren.

Wirtschaftlich und ökologisch werden diese Dekarbonisierungsrouten aber immer unattraktiver, je mehr man sie von der Energieerzeugung über prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen bis hin zum Ersatz kohlen(wasser)stoffhaltiger Rohstoffe analysiert und betrachtet. Rasch werden thermodynamische Effizienzknickepunkte erreicht, wo eine dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicherung ökonomisch und ökologisch sinnvoller ist, als die alternativen Dekarbonisierungsrouten.

Bei einer volkswirtschaftlichen Lebenszyklusbetrachtung (cradle-to-cradle, LCA 14067) erkennt man, dass es mit den vorhandenen Technologien faktisch unmöglich ist, die Treibhausgasemissionen um mehr als 80% zu reduzieren. Dies liegt daran, dass auch Erneuerbare Energien, grüner Wasserstoff und das Abscheiden von Kohlendioxid aus der Luft mit Emissionen verbunden ist – deutlich weniger als bisher – aber eben nicht „zero“. Zudem sind viele Dekarbonisierungsrouten energetisch ineffizient und benötigen ein Mehrfaches an elektrischer Energie, verglichen mit den heutigen Prozessen. Wir müssen davon ausgehen, dass erneuerbare Energien und Wasserstoff nicht in ausreichender Menge zur Verfügung stehen werden.

Wir haben uns als Volkswirtschaft und in den einzelnen Industriesektoren aber auf ein „net zero“ Ziel für 2045 festgelegt und nicht auf ein 80%-Ziel. Insofern kommt man um den Einsatz von aktiven Carbon Dioxide Removal (CDR)-Technologien, die negative Treibhausgasemissionen liefern, nicht umhin. Es gibt viele Ansätze, die vom Anpflanzen von Wäldern, über die Düngung der Ozeane, die Beschleunigung der Verwitterung bis hin zur Umwandlung von Nähr- in Dauerhumus, zur Kohlenstoffbindung in den Ackerböden reichen. Die CDR Ansätze besitzen eine sehr unterschiedliche technologische Reife, aber sie werden voraussichtlich frühestens in 10-20 Jahren anwendungsreif sein. Um das Reduktionsziel aber sicher zu erreichen, wird man um eine CO<sub>2</sub>-Speicherung, zumindest in den Jahrzehnten des Übergangs, nicht umhinkommen. Das CO<sub>2</sub> wird dabei vermutlich zunächst aus dem Verbrennen von Biogas-/Biomasse (BECCS) kommen und später dann vielleicht auch aus dem Abscheiden von Kohlendioxid aus der Luft (DACCS). Ab dem „net zero“ Punkt kommt

dann noch die Phase der „negativen Emissionen“.

Auch wenn CCS gesellschaftspolitisch nicht besonders beliebt ist, sollten wir uns mit der Notwendigkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung zum Erreichen der Klimaziele vertraut machen. Vielleicht kommen wir dann ja auch zu der Erkenntnis, dass das dauerhafte Speichern von CO<sub>2</sub> in geologischen Schichten nicht nur wirtschaftlich die günstigste Dekarbonisierungstechnologie (50-90€/t CO<sub>2</sub>) ist, sondern auch ökologisch allen Optionen, den Kohlenstoff im biogenen Kreislauf zu halten, überlegen ist.

## **Das denkt Deutschland über die Gas- und Ölförderung im eigenen Land Ergebnisse der BVEG Akzeptanzbefragung 2022**

Brandtner, J.

Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., Hannover

### **Abstract**

Wie steht die Bevölkerung zur Erdgas- und Erdölförderung in Deutschland? Ist die heimische Förderung akzeptiert oder verlässt man sich lieber auf Importe? Was erwarten die Bürgerinnen und Bürger von der Branche und welche Argumente sprechen für oder gegen sie? Diesen und weiteren Fragen geht der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) seit 2019 mit einer jährlichen Akzeptanzbefragung auf den Grund.

Dabei werden in Zusammenarbeit mit dem Marktforschungsinstitut IMUG aus Hannover genau genommen sogar zwei repräsentative Befragungen durchgeführt – eine mit der Zielgruppe „deutsche Gesamtbevölkerung“ im Alter zwischen 18 und 75 Jahren, die andere unter den „Nachbarn der Gas- und Ölförderung“.

Ende Februar 2022 wurde die BVEG Akzeptanzbefragung erneut durchgeführt. Bei der Planung war noch nicht abzusehen, dass es einen Tag vor Beginn der Befragung zum Krieg in der Ukraine kommen würde. Die diesjährigen Ergebnisse verglichen mit vorherigen Jahren zeigen eindrucksvoll den Einfluss des Krieges und der vorangegangenen Entwicklung auf die Einstellung der Bevölkerung in Deutschland zum Thema Gas und Öl und speziell auch auf die heimische Förderung.

## **Alternative Sustainable Futures for O&G Companies**

Hunt, H. D., Nascimento, A.

Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) - Brazil

### **Abstract**

Before the COVID pandemic, oil and gas companies invested only a small fraction of their capital on sustainable energy technologies. With the substantial improvement in the performance of batteries and their rapid cost reduction, the oil and gas industry could potentially lose a large share of their market in the transport sector. A similar shift in energy sources is happening with the surge in renewable energy sources to supply electricity, heating and cooling. In an ever more sustainable future, the need for an oil and gas industry could reduce significantly. This paper reviews the possible paths that an oil and gas company could follow to become a sustainable development corporation and continue to be relevant in the future. This paper aims to describe alternative sustainable pathways such as the extraction of natural hydrogen, a hydrogen economy, offshore wind power, deep sea mining, biorefineries, seawater air-conditioning, geothermal and geoengineering. This paper also proposes the use of electrolysis ships for the flexible production of green hydrogen and showed that its investment cost can be three times smaller than in fixed electrolysis plants. The oil and gas industry has substantial intellectual, financial capital and geopolitical influence that would not be lost during a shift to a more sustainable world. Indeed, these assets should be used to facilitate the transition to a more sustainable future.

### **Introduction**

Throughout the last century, several studies mentioned that the oil and gas (O&G) industry would end due to the exhaustion of resources [1–6]. However, with the increase in technology and reduction in production costs, new O&G reservoirs have been found and advances in technology have made possible the exploration of O&G at ever larger depths on land and sea. These innovations could allow the maintenance of an O&G based economy for hundreds of years. The O&G industry has grown from producing 10 million barrels per day in 1950 [7] to a maximum of 101 million barrels per day in 2018, a number that is expected to fall to 95 MB per day in 2021 due to the COVID pandemic [8].

The Coronavirus disease 2019 (COVID) pandemic has impacted the capital valuation of O&G companies around the world. For example, ExxonMobil that has been for several decades the main O&G company reached a maximum valuation in 2014 with 103.83 USD (XOM index) per share which fell to 47.89 USD per share in January 2021. In 2007, four of the top 10 companies with the highest market value were oil companies. Today, the major oil companies' market values are far from the leading positions that they once were. On the other hand, energy storage companies, such as Tesla, have seen their capital value rise more than tenfold in 2020.

Before the COVID pandemic, O&G companies made a limited investment in sustainable technologies possibly to slow the implementation of renewable energy sources that could one day replace those in the O&G industry. These companies used to invest only around 1% of their revenue in renewable generation projects, as an attempt to improve the image of the company brand, selling itself as a “green company” [9,10]. However, given the rapid development of renewable sources of energy, the O&G industry is reducing its competitiveness and will soon join the energy transition or become irrelevant. Currently, the



biggest threat to the O&G industry is the exponential rise in the valuation of battery electric vehicle (EV) companies, such as Tesla (Figure 1), the reduction in the price of battery costs and the rapid increase in battery storage capacity [11,12]. This rapid rise in investment in EV companies and battery production has raised alarms in the O&G industry, as 60% of their market is the transport industry, which is being replaced by EVs. Thus, after the COVID pandemic, the O&G industry has finally realized that if they do not invest in sustainable technologies they will soon be out of business. For example, Norway and the Netherlands have decided to stop selling internal combustion engine (ICE) cars by 2025, Germany, India, France and UK by 2030 [13]. As a result, the O&G industry has realized that it will have to invest considerable amounts of money in sustainability to remain an important player in the transport sector. Other important aspects that contribute to the interest for the O&G industry to invest in sustainable technologies are: (i) the global push to reduce CO<sub>2</sub> emissions with the intent to halt global warming, (ii) the Nationally Determined Contributions (NDC) to reduce CO<sub>2</sub> emissions and reach carbon neutrality, (iii) the introduction and maturation of carbon trading, and the (iv) green investment needs of O&G companies.

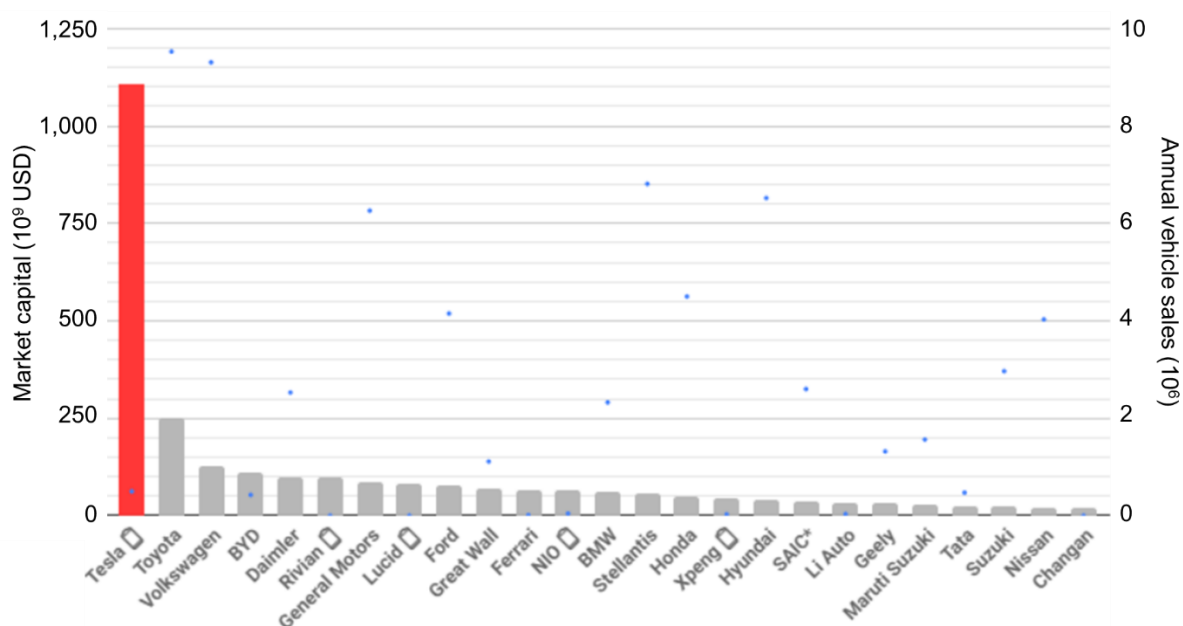


Figure 1: Top 25 automakers by market capital. Tesla's market capital is higher than the following eight companies combined (date: 05/02/2021) [14].

The O&G industry's best bet to adapt to a sustainable future is by investing in the H<sub>2</sub> economy [15,16]. Hydrogen has seen the highest increase in investment in sustainable technologies by the O&G industry for 2019 and 2020, with 108% [17]. The interest of the O&G industry in the hydrogen economy exists because hydrogen is a fuel that uses an infrastructure similar to that of the natural gas industry, such as storage, liquefaction, regasification, transportation in gas pipelines and gas distribution.

In the case of the use of EV, not even filling stations would be necessary [18]. Much of the O&G infrastructure developed over the last century would be abandoned. Furthermore, it would be the O&G industry that would have to pay for the enormous costs of decommissioning this infrastructure. The investment in H<sub>2</sub> allows the O&G sector to use a large part of the existing infrastructure, technology and knowledge that apply to other fuels [19].

These scenarios show that peak oil consumption may arrive sooner than the world expects not due to the exhaustion of supplies, but due to the need to reduce CO<sub>2</sub> emissions [20], geopolitics [21] and long-term cost reduction in other forms of transportation [22]. This process can be exacerbated as automakers are planning to stop producing ICE cars altogether. For example, Volvo is shutting down the production ICE cars, Ford, Daimler, BMW and Volkswagen plan to produce up to 25% of their total production as EVs by 2025

[13]. Toyota plans to sell only H<sub>2</sub> and battery EVs by 2050 [13]. The reduction in the production of ICE cars will ultimately increase the costs of ICE cars compared to EVs, which would speed up the fall in oil consumption.

This article evaluates the possible sustainable pathways that the O&G industry could follow to remain relevant in the future. Other papers have focused on different aspects of sustainability of O&G sector, such as investments [23], CO<sub>2</sub> emissions [10], climate change strategies [24], and individual technologies [25]. The novelty of this research involves the lack of other papers addressing possible pathways for a sustainable O&G sector, from the perspective of a hydrogen economy and the first time an electrolysis ship is proposed, which is a flexible approach to produce green hydrogen on coastal areas. This paper is divided into sections. Section 2 presents technical and non-technical sustainable pathways for the O&G industry and presents some possible courses of action. Section 3 presents an interesting alternative for the O&G sector, which has not been mentioned in the literature yet. Use electrolysis ships to produce green hydrogen wherever the electricity is cheapest on the coast of a country. Section 4 discusses the paper. Section 5 concludes the paper.

### **Sustainable pathways for the oil and gas sectors**

Several O&G activities could be adapted to support the implementation of sustainable development in the future. These adaptations could happen to the upstream, midstream and downstream sectors of O&G companies, as shown in Figure 2. In the area of O&G exploration and extraction, the main opportunity is to switch activities to hydrogen. Currently, 80% of the worldwide hydrogen demand is obtained from natural gas using steam-reform refineries [26]. The natural gas industry can transform natural gas into hydrogen. Given the characteristic of these gases, there is a possibility of switching from natural gas to hydrogen gradually, which might allow the same infrastructure to be used or require minor upgrades to the infrastructure [27,28]. For example, several cities in Europe have already started to experiment with the inclusion of hydrogen in natural gas distribution networks [29]. This is a new industry and research area which is gaining considerable focus over the last few years.

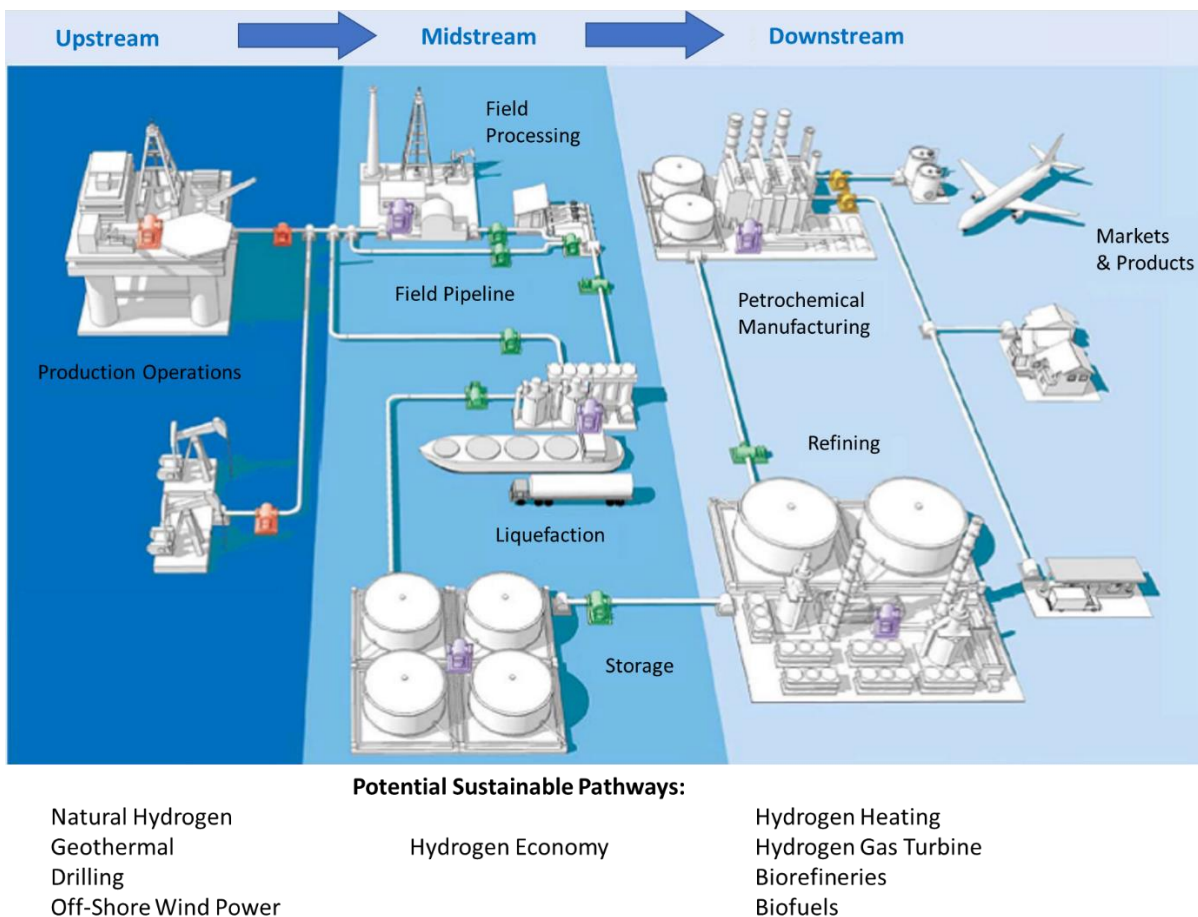


Figure 2: Description of the upstream, midstream and downstream O&G industry sectors and their potentially sustainable pathways [30].

Examples for replacing natural gas in power generation is the implementation of hydrogen-ready combined cycle gas turbines (CCGTs), that might be able to blend different ratios of hydrogen and natural gas. Many turbine manufacturers are committed to research and development (R&D) work to develop turbines that will be able to use blends with 30% to 90% hydrogen by volume without further capital investment. For hydrogen-ready plants located close to potential hydrogen production sites and equipped with the latest turbine technologies, blending might be cost effective, starting from the early 2030s [31].

Regarding the production of hydrogen, there are five main forms of hydrogen production, as shown in Figure 3 [32,33]. Green hydrogen is produced by the electrolysis of water using renewable electricity generation sources. Gray hydrogen is produced by steam reforming natural gas. Brown hydrogen is produced by coal gasification. Blue hydrogen is produced using fossil sources, but with the capture and storage of CO<sub>2</sub> produced in the process. White hydrogen consists of the electrolysis of water using electricity generated from different energy sources. The O&G industry proposes that the initial production of hydrogen should be made using blue hydrogen, due to the competition with the rise of batteries, and to support the establishment of a hydrogen-economy. After the industry is established, the production of green hydrogen would increase guaranteeing the sustainability of hydrogen as an energy source, as shown in Figure 4.

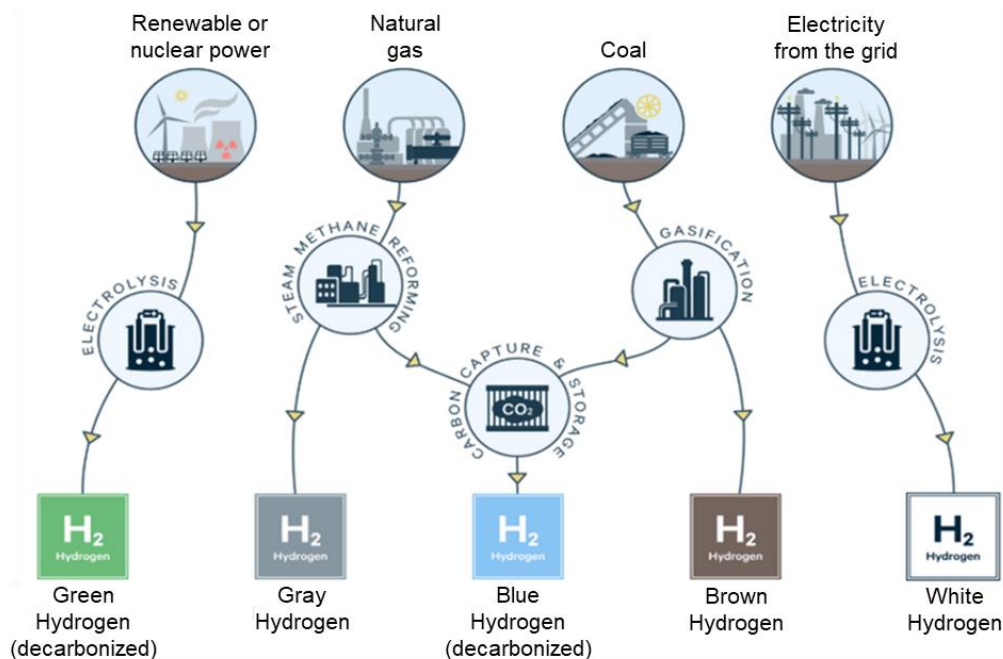


Figure 3: Different forms of hydrogen production [32].

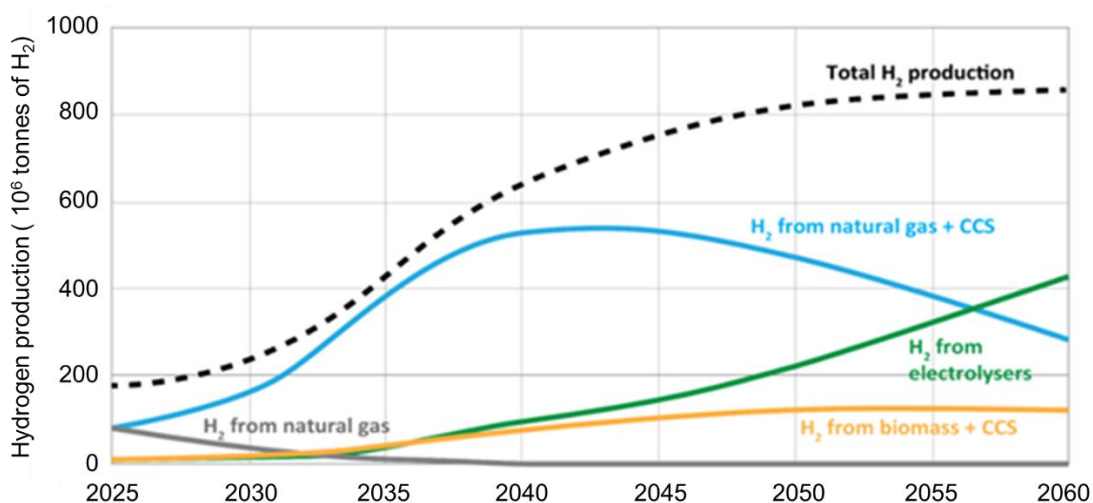


Figure 4: Scenario proposed by the O&G industry for the development of the hydrogen economy [34].

Looking at upstream activities, O&G experience in drilling could be applied to geothermal generation and oceanic activities could be applied to offshore wind power, sea water air-conditioning and deep-sea mining. Deep sea mining can also use the O&G offshore experience to extract important minerals for the transition to sustainable energy, particularly the materials in batteries. Note that deep sea mining is not a sustainable alternative as the minerals extracted from the sea will not be replenished. However, considering that the current extraction of cobalt involves child labor in the Democratic Republic of the Congo, it could be a better alternative than conventional mining [35–37].

In the downstream sector, the petrochemical industry could be upgraded to biorefineries, bioplastics and biofuels. This will also create a new market for biomass production, which could also be promoted by the O&G as industry, due to the existing experience in biofuels production. Table 1 presents a review of the technical activities that an O&G industry can implement in a sustainable future to explore the industrial knowledge mainly on offshore processes, drilling and infrastructure.

The systematic literature review performed in this paper is theme-centric and presents prior studies that have contributed to the understanding of activities linked with the O&G industry. As different topics were addressed, many references were found and filtered according to their contributions to the topics summarized in the tables. It should be noted that searches by company names did not give good results in the databases. Therefore, the solution was to look for documents from the companies themselves or other associations to complete the review”.

Table 1: Review of the technical activities that an O&G industry can implement in a sustainable future.

O&G activity	Related sustainable activity	Description	References
Exploration and extraction (upstream)	Natural hydrogen	It is estimated that there is a natural hydrogen flow of $2.54 \times 10^{11}$ m <sup>3</sup> of H <sub>2</sub> /year leaving the Earth's crust. Some countries already use natural hydrogen for electricity generation. This alternative has the potential to become competitive in the production of H <sub>2</sub> .	[38–40]
	Geothermal generation (drilling)	Power is generated by utilizing hot fluids that are co-produced from O&G reservoirs. Possibility to combine the natural gas extraction and geothermal energy while storing all CO <sub>2</sub> produced in the process.	[41,42]
		Production of geothermal energy from abandoned O&G wells.	[43–45]
Oceanic activities (upstream)	Offshore wind power	Oceans are undergoing consistent energy exploratory activities both in terms of conventional fossil fuels as well as offshore wind resources. Project management and engineering expertise with operating offshore can be an advantage for the O&G companies. Offshore wind power has synergies to enhance the implementation of carbon capture and storage on offshore O&G activities.	[25,46–48]
	Sea water air-conditioning (SWAC)	SWAC systems use deep seawater as a cooling utility. The locations with the highest potential for SWAC are intertropical islands and some continental locations.	[49,50]
	Underwater transmission	The technology of submarine pipelines has been already established by the O&G industry. This experience can be applied for electric transmission and support the construction of a global energy grid.	[51–53]
	Deep sea mining	Deep sea mining is a new industry that can support the supply of natural resources for the energy transition, particularly on the production of batteries. Challenges are in up-scaling, integrating different subsystems and operation under variable conditions and low impact on deep sea ecosystems.	[54–56]
Gas Industry (midstream)	Hydrogen liquefaction	Opportunity for liquefied natural gas (LNG) industry to gradually migrate towards hydrogen liquefaction.	[57–59]
	Hydrogen storage in tanks	Three main types of hydrogen storage tanks are steel, aluminum core encased with composite fiberglass and plastic core encased with composite fiberglass.	[60]
	Hydrogen storage in salt caverns	Similarly to how natural gas is stored in salt caverns, hydrogen can also be stored. Most advantages are safety, low cost, sealing capacity and low cushion gas requirements. Underground storage of natural gas has been successfully implemented worldwide. This can be replicated with hydrogen.	[61–65]
	Hydrogen pipeline	There are possibilities to adapt hydrogen transport through the upgrade of existing natural gas pipeline infrastructure and blending hydrogen into the natural gas system. In this way, the construction of hydrogen pipeline infrastructure for transport and distribution can become economically viable in the long run.	[25,66–70]

	Hydrogen distribution	Strategy can include transportation for hydrogen in pressurized tanks and cryogenic liquid hydrogen trucks.	[71,72]
Gas industry (downstream)	Hydrogen for heating	Natural gas can be replaced by hydrogen with some upgrades to existing boilers. With the electrification of the heating sector, hydrogen will become an alternative for electrical heating, helping the electricity sector to overcome the intermittency and seasonal variations in renewable energy sources.	[73,74]
	Hydrogen gas turbines	Replacement of natural gas to hydrogen in the operation of gas turbines can be a solution to facilitate the transition of natural gas to a hydrogen-based economy. Hydrogen plays an essential role to balance fluctuations in electricity generation in a future energy system with a high share of variable renewable energy sources.	[26,61]
	Solar thermal	Replacement of natural gas or coal boilers by solar thermal plants. The process could generate the same quality of steam as natural gas.	[10,23]
Refineries (downstream)	Biorefineries	Replacement of oil with biomass as raw material for fuel and chemical production, leading to the progressive replacement of oil refinery products by biorefinery products. After pre-processing stages, bioresources can be processed similarly to petroleum refineries.	[75,76]
	Bioplastics	Renewable and sustainable alternatives to oil-based plastics. Bio-based plastics are projected to grow by 20% over the next five years.	[44,77,78]
	Biofuel	There is the convenience of mixing some types of biofuel with petroleum products. Converting an oil refinery into a biofuel refinery may be preferable to shutting down the plant.	[23]

## Green hydrogen production in electrolysis ships

Two of the main challenges to increase the viability of green hydrogen production are to have cheap and abundant sources of renewable energy, and electrolysis hydrogen production plants that operate with a high-capacity factor, 60 to 70% [79]. The potential for wind and solar world potential for green hydrogen production has been mapped [80] and shows that it is challenging to find locations that have cheap, abundant, and constant renewable sources throughout the whole year. Even though there are several locations around the world where the solar power generation is relatively constant throughout the year, solar power can only provide a constant supply of electricity if an energy storage solution is built together with the solar plants, which substantially increases the price of the system [81].

Another option that has not yet been explored and increases the chances that the electrolysis plant will always have a cheap, abundant and constant supply of renewable energy is to install the green hydrogen electrolysis plant in a ship [82]. This substantially increases the flexibility of the plant. For example, the plant can use cheap wind power to produce hydrogen during the windy season in one location. When the windy season ends, the electrolysis ship can sail to another location with cheap and abundant hydropower renewable generation. Another option is to sail to a country connected to a large and robust grid in which the electricity prices are low due to a year with higher-than-average renewable generation.

An electrolysis ship plant consists of the components shown in Figure 5: 1) seawater desalination plant, 2) hydrogen production electrolysis plant, 3) electricity generation plant, 4) hydrogen liquefaction plant, 5) deep seawater air-conditioning, 6) renewable generation alternatives, 7) deep ocean anchors or port, 8) substation and transmission, 9) transshipment LH<sub>2</sub> delivery, 10) pipeline to the coast, 11) biomass oxycombustion power plant with carbon capture storage (CCS) and 12) floating power plant (H<sub>2</sub>, nuclear, biofuels, biomass, etc).



Figure 5: Electrolysis ship components.

The seawater desalination plant on the ship is required to allow it to produce the water required in the hydrogen production process. This allows the ship to produce hydrogen in any location where the ship can navigate, and where environmental restrictions allow. If the ship is designed to produce hydrogen within a large freshwater river, it might not require a desalination plant. However, the addition of a desalination plant substantially increases the operational flexibility of the plant.

The electrolysis production plant in the ship would consist of four to eight modular electrolysis hydrogen production plants with the intent of increasing the operational flexibility of the plant to vary the production of hydrogen according to the availability of renewable energy sources. The system could also be used as a demand side management solution for better integration to supply the energy needs of the location. The cooling system in the ship would use a seawater once-through cooling, if the environmental regulation permits, or a seawater cooling tower.

Apart from producing hydrogen with cheap renewable electricity, the ship can instead have a reversible fuel cell that can not only produce hydrogen for locations where the price of electricity is low, but also be used to generate electricity in locations where electricity costs are high. This would also increase the operational flexibility of the system, which could increase its viability. For example, during periods with very low renewable generation, the ship could use some of the hydrogen stored to generate electricity to supply the regional demand. However, ships for electricity generation will not require desalination plants and other equipment used to produce hydrogen. Thus, the arrangement used for each location will depend on the location needed for energy storage and electricity generation. Depending on the occasion, it might be a better alternative to have two separate ships. One for producing hydrogen (electrolysis ship) and another to generate electricity (fuel cell ship). If there is both demand for hydrogen production and energy storage, the ship can produce hydrogen and electricity (reversible fuel cell ship).

A substation and transmission lines are required to connect the ship to the electricity grid of the region, so that the ship can be used for demand side management or energy storage for the local grid. This is particularly convenient if the grid relies on wind and solar generation, in which the ship can be used to reduce the intermittency of these electricity generation sources. A benefit of using an electrolysis ship is that the ship can sail from one location to another depending on the cost of electricity; this would reduce the need for the construction of transmission lines connecting both locations.

The hydrogen produced could be delivered to the coast via an underwater pipeline if the location has a demand for hydrogen. Or the hydrogen could be liquefied and delivered to a liquefied hydrogen (LH<sub>2</sub>) cargo ship to sell the hydrogen in the future hydrogen LH<sub>2</sub> market. To increase the efficiency for liquefying the hydrogen to a temperature of -253°C, the ship could have a seawater air-conditioning plant that extracts water at 3 to 5°C at a depth of 700 to 1,000m to lower the energy consumption required to liquify the H<sub>2</sub> is up to 10 to 15% depending on the ambient temperature at sea level [83,84].

The oxygen produced in the electrolysis processes could be used in combination with a biomass oxycombustion power plant. Apart from increasing the electricity generation

efficiency of the plant, another advantage of oxycombustion power plants is the lack of nitrogen in the exhaust gasses, which makes it much easier to capture the CO<sub>2</sub> for posterior storage [85].

Possible arrangements for operating electrolysis ships are: i) change in H<sub>2</sub> production location according to the seasonal availability of renewable energy generation; ii) change in H<sub>2</sub> production location according to the price of electricity of regional grids; iii) change according to the demand for hydrogen globally. For example, if the demand for H<sub>2</sub> is higher in Europe, H<sub>2</sub> can be produced in Brazil, however, if the demand increased in Japan, the electrolysis ship could move to Australia.

Figure 6 shows possible operational arrangements that can be performed with an electrolysis ship. Figure 6 (a) proposes that H<sub>2</sub> is produced with the ship using offshore wind power and exporting to the USA and Europe via liquid H<sub>2</sub> tankers from May to October (dry period). In Figure 6 (b) H<sub>2</sub> is produced with offshore wind in the USA and UK and transporting the H<sub>2</sub> with pipelines, without the need to liquefy it, from November to April (wet period). Figure 6 (c) suggests that the demand for hydrogen in Japan and China increases substantially and that the same ships will move to Asia now produce H<sub>2</sub> from Indian offshore wind power and transport to Japan and China via liquified H<sub>2</sub> tankers, from May to October, and from November to April, H<sub>2</sub> is produced using solar power from Australia and transported via liquid H<sub>2</sub> tankers (Figure 6 (d)).

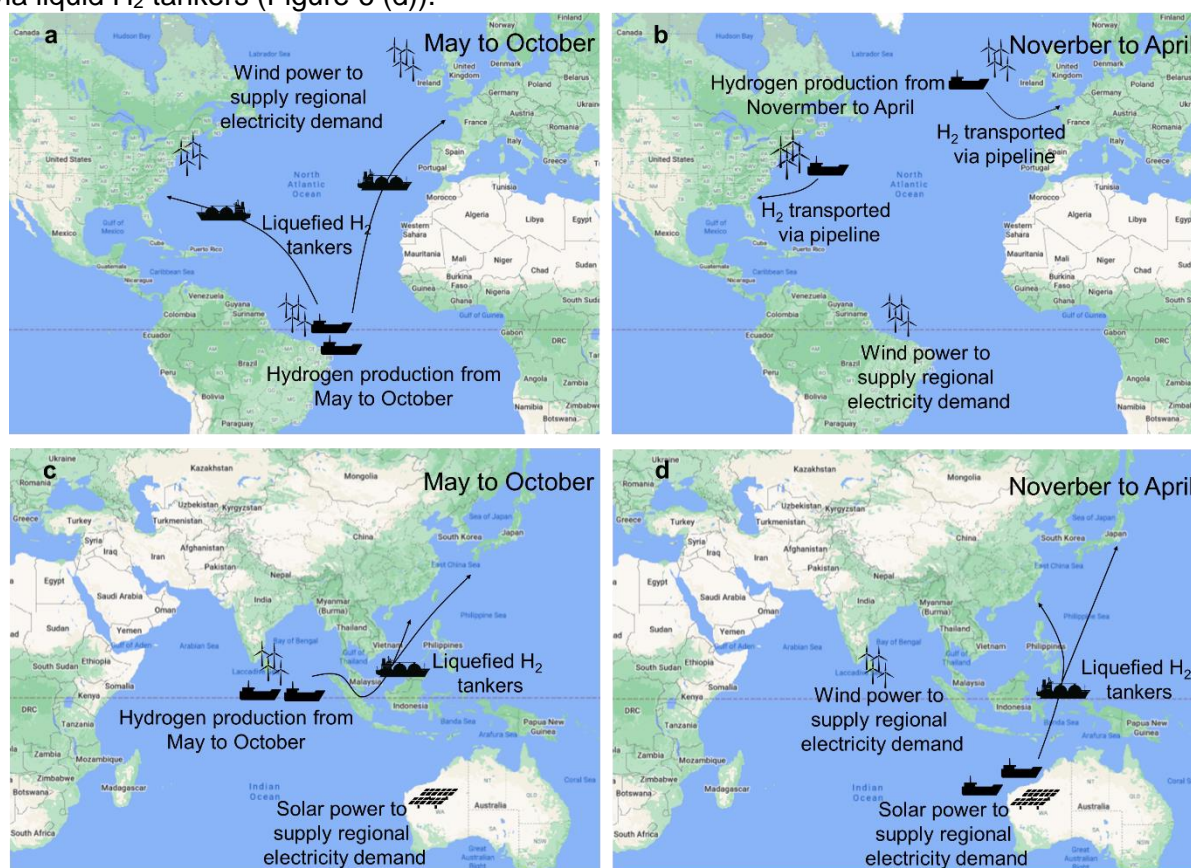


Figure 6: Two proposed arrangements for the operation of electrolysis ships.

Figure 7 presents a proposal for the electrolysis ship for Brazil. In this case, existing dams of Belo Monte and Tucuruí have their generation capacity limited to the transmission costs of electricity from the North region to the Southeast region, where it is located most of the country's electricity demand. This arrangement would allow these hydropower plants to increase their generation capacity from 11 GW for Belo Monte to 15 GW and Tucuruí from 8 GW to 12 GW. This additional electricity generation during three or four months during the wet period would be used to produce hydrogen close to the hydropower plants, without the need for further investments in transmission (Figure 7 a). During the dry period (Figure 7 b,



the electrolysis ship would then move to the Northeast region, where wind power capacities of onshore and offshore plants reach up to 80%. This is also convenient because the excess electricity generation in the region would not need to be transmitted to the Southeast region and would be used to produce hydrogen for exportation. This arrangement will be compared in future work to the alternative of having a fixed electrolysis plant between the hydropower plants in the North region of Brazil and the wind power plants in the Northeast region and the additional costs of transmission lines connecting both regions, at a distance of 1,500 km.

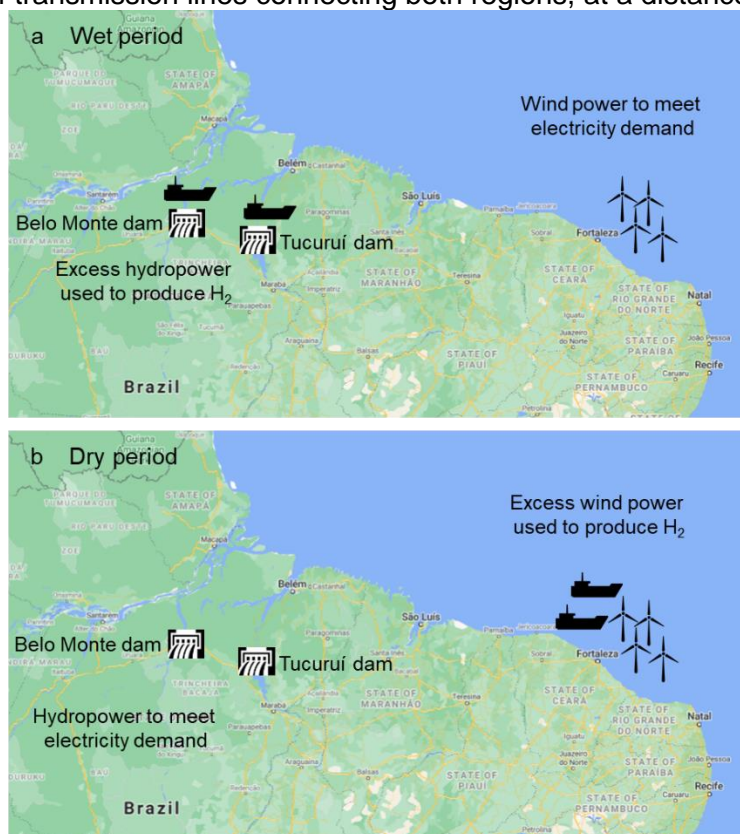


Figure 7: Proposed operation of electrolysis ships in Brazil during the (a) wet and (b) dry periods.

The emergence of the hydrogen economy is of great interest to Brazil because the country benefits from the largest and most accessible onshore and offshore wind generation potential in the world [86,87]. Figure 8 shows that wind generation in Northeast Brazil is the cheapest source of electricity generation in the world. In addition, it holds vast potential for photovoltaic solar generation. Other technologies for green hydrogen production at sea can be seen in [88]. This electric generation potential can be transformed into liquefied hydrogen and transported to Europe, Japan, the USA, China, or other countries that have a demand for hydrogen. As Brazil has already developed a sustainable solution for the transport sector with ethanol and biodiesel that has been competitive with oil for more than four decades, hydrogen production in Brazil should focus on the export of hydrogen. In addition, the biofuel developed in Brazil may be exported in the future for the operation of biorefineries in countries with low solar incidence, land and water availability. An interesting location with good offshore wind generation potential, close to the European market and with a reduced continental plate that could be used for the production and liquefaction of H<sub>2</sub> for export is shown in Figure 9. Table 2 presents the benefits of this arrangement.

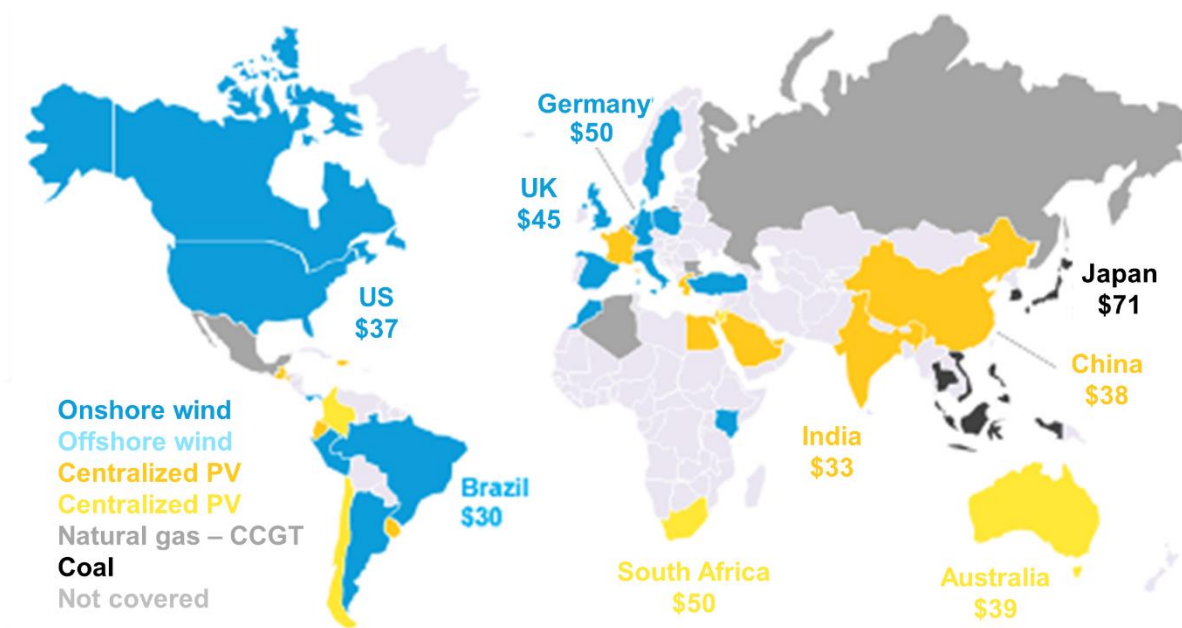


Figure 8: Cheapest generation sources by country in early 2020 in US\$/MWh [89].

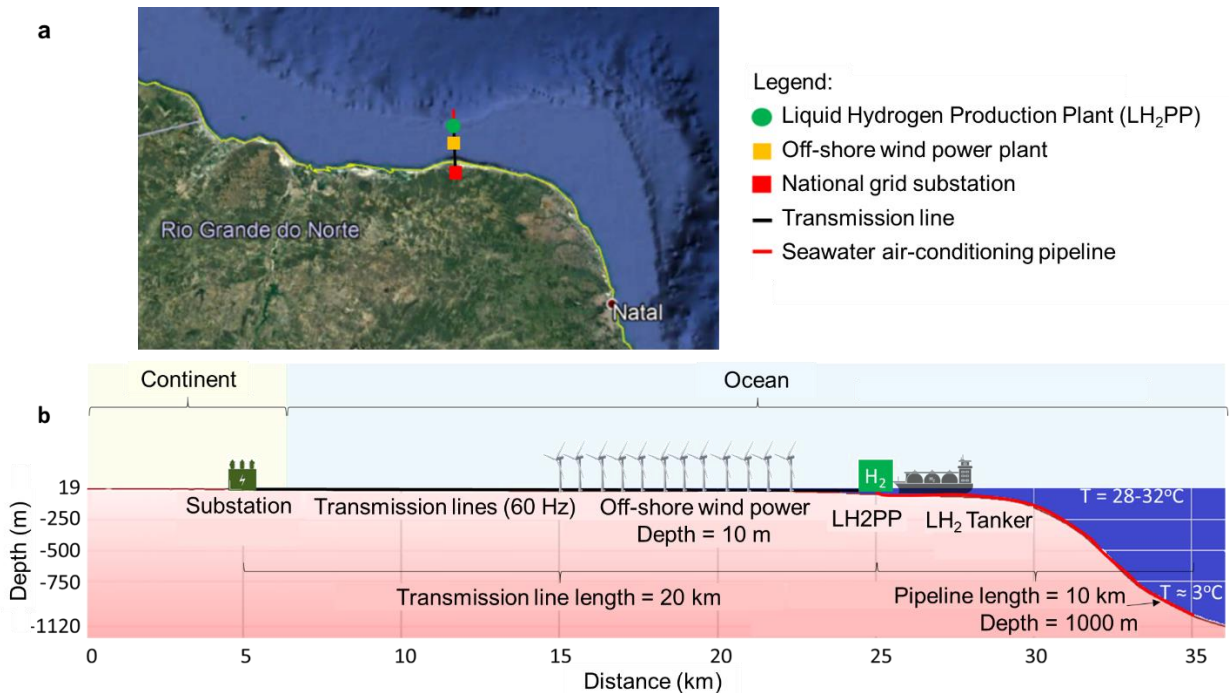


Figure 9: Possible location for the liquid hydrogen production plant (LH<sub>2</sub>PP) in the Northeast region of Brazil, (a) top view, (b) side view.

Table 2: Description of the advantages of using offshore wind generation for hydrogen production, described in Brazil.

Features	Advantages
Distancing from the National Grid	The construction of offshore wind power plants for hydrogen export is a good alternative for the initial production, liquefaction and export of hydrogen in Brazil because it is physically separated from the National Grid plants and transmission lines, and, thus, become simpler to monitor the impact on the grid and develop the appropriate regulations for this type of procedure.
Desalination of seawater	With the above arrangement, the demand for water to produce H <sub>2</sub> would be met with the desalination of seawater, without the need to use water from the Northeast region, which is scarce. Due to the proximity to the continental shelf limit, the flow of concentrated salt can be directed to

	the seabed, minimizing the environmental impacts of desalination on the aquatic biome.
Navigation depth	The continental shelf on the Northeast coast is very shallow, which makes it very difficult for ships with high drafts to export LH <sub>2</sub> to the coast. With the LH <sub>2</sub> PP close to the limit of the continental shelf, it facilitates the access of freighters to the LH <sub>2</sub> PP.
Use of deep water for cooling [6]	The proximity to the end of the continental shelf allows the LH <sub>2</sub> PP to access water of 2-5°C at a depth of more than 1,000 m, with pipes of 10km or less. The use of chilled water from the seabed can reduce electricity consumption for H <sub>2</sub> liquefaction by 10-15%, by reducing the maximum system temperature that liquefies from 28-32°C (surface temperature of the Northeast coast) to 2-5°C (water temperature at high depths).
Less impact on the aquatic environment	The proximity to the seabed can also reduce the environmental impacts on the aquatic biome around the LH <sub>2</sub> PP, since part of the cold water with higher salinity can be directed to the seabed, without impacting the temperature and surface water salinity.
Increased fishing productivity	The increase in nutrients and, consequently, the pumping of deep waters has the potential to substantially increase fishing productivity on the Northeast coast. In addition, the cold water resulting from hydrogen liquefaction can be used to produce cold water fish such as salmon, among others.
<b>Features</b>	<b>Disadvantages</b>
Offshore operation	The operation of the LH <sub>2</sub> PP and the transfer of H <sub>2</sub> to the freighter at the end of the continental shelf leaves the system susceptible to the action of large waves and storms, which can cause problems for the mooring of ships and the operation of the LH <sub>2</sub> PP. In this case, a platform such as those for oil exploration and hydrogen cargo ships would need dynamic stabilization.
Very shallow waters	The continental shelf of the Northeast is very shallow, particularly in Rio Grande do Norte, with a depth of less than 10m, 20km from the coast. This can hinder the access of the vessels needed to build the offshore wind farm. There are already solutions with low draft vessels that rest on the seabed and make the foundations in piles to build the base of the tower. Then, that same vessel completes the construction of the turbine with the help of a crane.
Oxygen Rejection	Another product of water electrolysis is oxygen. As the LH <sub>2</sub> PP is located far from the coast, the use of the produced oxygen would have low viability and would have to be released into the atmosphere without any economic benefit. Oxygen can be used in industrial and hospital processes, to increase the efficiency of thermoelectric generation, among other services.

## Conclusion

The O&G industry is in decline, mainly due to the rise in EVs sales, there are several alternative pathways in which the industry could take to join the sustainable development transition. This paper presented and discussed different sustainable services that the O&G industry can provide in the future. It also argues that the industry should focus on a hydrogen-based economy due to its similarities with their current activities and the possibility to use and upgrade existing O&G infrastructure to be applied in a future hydrogen-based economy. If the O&G sector does not learn to adapt to the energy transition that the world is undergoing, all the valuable experience and infrastructure that has been built for more than a century could be lost. Thus, it would be important that O&G companies start to diversify their activities increasing their portfolio of sustainable energy technologies to remain as major players in the energy sector. An important pathway that the O&G industry can take is to implement a blue and green H<sub>2</sub> economy. To increase the flexibility of the production of green hydrogen, this paper proposed the construction of electrolysis ships that can sail to the locations in the world with the lowest renewable energy prices and use this cheap electricity to generate green hydrogen. Results estimate the electrolysis ship can require three times less investment costs when compared to fixed electrolysis power plants, which can significantly lower the cost of a future H<sub>2</sub> economy in the future.

## Acknowledgments

This research was funded by National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), the Financier of Studies and Projects (FINEP) and the Ministry of Science, Technology and Innovation (MCTI) through the ANP Human Resources Program for the Oil and Gas Sector - PRH-ANP/MCTI, in particular PRH-ANP 53.1 UFES, for all the financial support received through the grant.

## References

- [1] Bardi U. Peak oil: The four stages of a new idea. *Energy* 2009;34:323–6. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.08.015>.
- [2] Hubbert M. Nuclear energy and the fossil fuels. Am. Pet. Inst., Texas: 1956.
- [3] Aleklett K, Lardelli M. Peeking at Peak Oil. Uppsala: Springer; 2012.
- [4] Weijermars R. Credit ratings and cash-flow analysis of oil and gas companies: Competitive disadvantage in financing costs for smaller companies in tight capital markets. *SPE Econ Manag* 2011;3:54–67. <https://doi.org/10.2118/144489-pa>.
- [5] Bardi U. Peak oil, 20 years later: Failed prediction or useful insight? *Energy Res Soc Sci* 2019;48:257–61. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.09.022>.
- [6] Campbell C, Duncan R. The Coming Oil Crisis. Multi-Science Publishing Company & Petroconsultants; 1997.
- [7] Höök M, Hirsch R, Aleklett K. Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. *Energy Policy* 2009;37:2262–72. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.020>.
- [8] U.S. Energy Information Administration. Short-term energy outlook. EIA 2020. [https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global\\_oil.php](https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php).
- [9] Fletcher L, Crocker T, Smyth J, Marcell K. Beyond the cycle: Which oil and gas companies are ready for the low-carbon transition? London: 2018.
- [10] Lu H, Guo L, Zhang Y. Oil and gas companies' low-carbon emission transition to integrated energy companies. *Sci Total Environ* 2019;686:1202–9. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.06.014>.
- [11] Faraji J, Ketabi A, Hashemi-Dezaki H. Optimization of the scheduling and operation of prosumers considering the loss of life costs of battery storage systems. *J Energy Storage* 2020;31:101655. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101655>.
- [12] Duffner F, Mauler L, Wentker M, Leker J, Winter M. Large-scale automotive battery cell manufacturing: Analyzing strategic and operational effects on manufacturing costs. *Int J Prod Econ* 2021;232:107982. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijpe.2020.107982>.
- [13] Jacobs J, Palandrani P. Lithium, Explained. *Glob X* 2020. <https://www.globalxetfs.com/lithium-explained/>.
- [14] Google. Top 25 Automakers by Market Capital 2020. <https://docs.google.com/spreadsheets/u/1/d/1HfIVng6sYIb6Gs4pOKiDGtqU5YJ2-hgdM4pRNaT62gs/htmlview>.
- [15] Hydrogen Europe paper on the hydrogen sector after Covid-19. *Fuel Cells Bull* 2020;2020:12–3. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(20\)30257-1](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S1464-2859(20)30257-1).
- [16] Solar to steer brisk EU transition from 'grey' to 'green' hydrogen economy as renewables gain preference during COVID-19 pandemic. *Focus Catal* 2020;2020:3. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.focat.2020.10.010>.
- [17] Offshore Energy. Hydrogen on oil and gas industry's decarbonisation horizon. 2020.
- [18] Apostolou D, Xydis G. A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;113:109292. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109292>.
- [19] Jones J, Genovese A, Tob-Ogu A. Hydrogen vehicles in urban logistics: A total cost of ownership analysis and some policy implications. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;119:109595. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109595>.
- [20] Norouzi N, Fani M, Ziarani ZK. The fall of oil Age:A scenario planning approach over

- the last peak oil of human history by 2040. *J Pet Sci Eng* 2020;188:106827. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106827>.
- [21] Bradshaw M, Van de Graaf T, Connolly R. Preparing for the new oil order? Saudi Arabia and Russia. *Energy Strateg Rev* 2019;26:100374. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100374>.
- [22] Sioshansi F, Webb J. Transitioning from conventional to electric vehicles: The effect of cost and environmental drivers on peak oil demand. *Econ Anal Policy* 2019;61:7–15. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eap.2018.12.005>.
- [23] Zhong M, Bazilian MD. Contours of the energy transition: Investment by international oil and gas companies in renewable energy. *Electr J* 2018;31:82–91. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.01.001>.
- [24] Okeke A. Towards sustainability in the global oil and gas industry: Identifying where the emphasis lies. *Environ Sustain Indic* 2021;12:100145. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.indic.2021.100145>.
- [25] Gondal IA, Masood SA. Synergies in offshore wind and oil industry for carbon capture and utilization. *Greenh Gases Sci Technol* 2019;9:856–71. <https://doi.org/10.1002/ghg.1921>.
- [26] Khojasteh Salkuyeh Y, Saville BA, MacLean HL. Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies. *Int J Hydrogen Energy* 2017;42:18894–909. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.219>.
- [27] Hall JE, Hooker P, Jeffrey KE. Gas detection of hydrogen/natural gas blends in the gas industry. *Int J Hydrogen Energy* 2020. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.200>.
- [28] Jaworski J, Kułaga P, Blacharski T. Study of the Effect of Addition of Hydrogen to Natural Gas on Diaphragm Gas Meters. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13113006>.
- [29] Wahl J, Kallo J. Quantitative valuation of hydrogen blending in European gas grids and its impact on the combustion process of large-bore gas engines. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:32534–46. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.184>.
- [30] Texvyn Technologies. Oil & Gas: Is upstream or downstream right for me? 2015.
- [31] Element Energy. Hy-Impact Series Study 3: Hydrogen for Power Generation Opportunities for hydrogen and CCS in the UK power mix. Cambridge: 2019.
- [32] Resources of the Future. Hydrogen in the Energy Storage Tax Incentive and Deployment Act of 2019. 2020.
- [33] Qyyum MA, Dickson R, Ali Shah SF, Niaz H, Khan A, Liu JJ, et al. Availability, versatility, and viability of feedstocks for hydrogen production: Product space perspective. *Renew Sustain Energy Rev* 2021;110843. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110843>.
- [34] Roussanaly S. Hydrogen from Norwegian Natural Gas to Decarbonise Europe & Norway. Oslo: 2020.
- [35] Fu X, Beatty DN, Gaustad GG, Ceder G, Roth R, Kirchain RE, et al. Perspectives on Cobalt Supply through 2030 in the Face of Changing Demand. *Environ Sci Technol* 2020;54:2985–93. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b04975>.
- [36] Sovacool BK. When subterranean slavery supports sustainability transitions? power, patriarchy, and child labor in artisanal Congolese cobalt mining. *Extr Ind Soc* 2020. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.exis.2020.11.018>.
- [37] Prause L. Chapter 10 - Conflicts related to resources: The case of cobalt mining in the Democratic Republic of Congo. In: Bleicher A, Pehlken A, editors. *Mater. Basis Energy Transitions*, Academic Press; 2020, p. 153–67. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819534-5.00010-6>.
- [38] Zgonnik V. The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. *Earth-Science Rev* 2020;203:103140. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>.
- [39] Prinzhofer A, Moretti I, Françolin J, Pacheco C, D'Agostino A, Werly J, et al. Natural hydrogen continuous emission from sedimentary basins: The example of a Brazilian H<sub>2</sub>-

- emitting structure. *Int J Hydrogen Energy* 2019;44:5676–85. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.119>.
- [40] Prinzhofer A, Tahara Cissé CS, Diallo AB. Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali). *Int J Hydrogen Energy* 2018;43:19315–26. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193>.
- [41] Ezekiel J, Ebigbo A, Adams BM, Saar MO. Combining natural gas recovery and CO<sub>2</sub>-based geothermal energy extraction for electric power generation. *Appl Energy* 2020;269:115012. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115012>.
- [42] Li K, Sun W. Modified Method for Estimating Geothermal Resources in Oil and Gas Reservoirs. *Math Geosci* 2014;47:105–17. <https://doi.org/10.1007/s11004-013-9516-8>.
- [43] Caulk RA, Tomac I. Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renew Energy* 2017;112:388–97. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.042>.
- [44] Nian Y Le, Cheng WL. Insights into geothermal utilization of abandoned oil and gas wells. *Renew Sustain Energy Rev* 2018;87:44–60. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.004>.
- [45] Zhang L, Yuan J, Liang H, Li K. Energy from abandoned oil and gas reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil Gas Conf Exhib 2008 - "Gas Now Deliv Expect 2008;1:495–503*. <https://doi.org/10.2118/115055-ms>.
- [46] Peng Y, Li J, Yi JX. International Oil Companies' Low-Carbon Strategies: Confronting the Challenges and Opportunities of Global Energy Transition. *IOP Conf Ser Earth Environ Sci* 2019;237. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/237/4/042038>.
- [47] Jiang Z. Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renew Sustain Energy Rev* 2021;139:110576. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110576>.
- [48] van der Loos A, Normann HE, Hanson J, Hekkert MP. The co-evolution of innovation systems and context: Offshore wind in Norway and the Netherlands. *Renew Sustain Energy Rev* 2021;138:110513. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110513>.
- [49] Galea M, Sant T. Coupling of an offshore wind-driven deep sea water pump to an air cycle machine for large-scale cooling applications. *Renew Energy* 2016;88:288–306. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.11.008>.
- [50] Hunt JD, Byers E, Sánchez AS. Technical potential and cost estimates for seawater air conditioning. *Energy* 2019;166:979–88. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.146>.
- [51] Karunakaran P, Osman MS, Lau AKS, Lee MD, Kumar P. Underwater Electricity Transmission using Electric Cables Suspended within Carbon Steel Pipes. *Int Conf Curr Trends Comput Electr Electron Commun CTCEEC 2017 2018:1247–53*. <https://doi.org/10.1109/CTCEEC.2017.8455120>.
- [52] Vucina I, Kobojević Ž, Falkoni A. Ultra-High Voltage Network and Smart Network, Global Energy Interconnection Factors. *Knowl Int J* 2020;41:737–43.
- [53] Zhao X, Liu Y, Wu J, Xiao J, Hou J, Gao J, et al. Technical and economic demands of HVDC submarine cable technology for Global Energy Interconnection. *Glob Energy Interconnect* 2020;3:120–7. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.gloi.2020.05.004>.
- [54] Dai Y, Li X, Yin W, Huang Z, Xie Y. Dynamics analysis of deep-sea mining pipeline system considering both internal and external flow. *Mar Georesources Geotechnol* 2019;0:1–11. <https://doi.org/10.1080/1064119X.2019.1708517>.
- [55] Sharma R, Potential R. *Deep-Sea Mining*. n.d.
- [56] Haji MN, Slocum AH. An offshore solution to cobalt shortages via adsorption-based harvesting from seawater. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;105:301–9. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.058>.
- [57] Chang HM, Kim BH, Choi B. Hydrogen liquefaction process with Brayton refrigeration cycle to utilize the cold energy of LNG. *Cryogenics (Guildf)* 2020;108:103093. <https://doi.org/10.1016/j.cryogenics.2020.103093>.
- [58] Mehrpooya M, Sadaghiani MS, Hedayat N. A novel integrated hydrogen and natural gas liquefaction process using two multistage mixed refrigerant refrigeration systems. *Int J Energy Res* 2020;44:1636–53. <https://doi.org/10.1002/er.4978>.
- [59] Preuster P, Alekseev A, Wasserscheid P. Hydrogen storage technologies for future energy systems. *Annu Rev Chem Biomol Eng* 2017;8:445–71. <https://doi.org/10.1146/annurev-chembioeng-060816-101334>.

- [60] Nath K, Das D. Production and storage of hydrogen: Present scenario and future perspective. *J Sci Ind Res (India)* 2007;66:701–9.
- [61] Caglayan DG, Weber N, Heinrichs HU, Linßen J, Robinius M, Kukla PA, et al. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:6793–805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.
- [62] Uyar TS. *Accelerating the Transition to a 100% Renewable Energy Era*. 1st ed. Springer; 2020.
- [63] Tarkowski R, Czapowski G. Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns. *Int J Hydrogen Energy* 2018;43:21414–27. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>.
- [64] Gabrielli P, Poluzzi A, Kramer GJ, Spiers C, Mazzotti M, Gazzani M. Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;121:109629. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109629>.
- [65] Tarkowski R. Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;105:86–94. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>.
- [66] Haeseldonckx D, D'haeseleer W. The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. *Int J Hydrogen Energy* 2007;32:1381–6. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018>.
- [67] Guandalini G, Colbertaldo P, Campanari S. Dynamic modeling of natural gas quality within transport pipelines in presence of hydrogen injections. *Appl Energy* 2017;185:1712–23. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.006>.
- [68] Ogden J, Jaffe AM, Scheitrum D, McDonald Z, Miller M. Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature. *Energy Policy* 2018;115:317–29. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.049>.
- [69] Smit R, Weeda M, de Groot A. Hydrogen infrastructure development in The Netherlands. *Int J Hydrogen Energy* 2007;32:1387–95. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.044>.
- [70] Moon S, Lee Y, Seo D, Lee S, Hong S, Ahn Y-H, et al. Critical hydrogen concentration of hydrogen-natural gas blends in clathrate hydrates for blue hydrogen storage. *Renew Sustain Energy Rev* 2021;141:110789. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110789>.
- [71] Demir ME, Dincer I. Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios. *Int J Hydrogen Energy* 2018;43:10420–30. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.002>.
- [72] Stephens-Romero S, Samuelsen GS. Demonstration of a novel assessment methodology for hydrogen infrastructure deployment. *Int J Hydrogen Energy* 2009;34:628–41. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.10.045>.
- [73] Samsatli S, Samsatli NJ. The role of renewable hydrogen and inter-seasonal storage in decarbonising heat – Comprehensive optimisation of future renewable energy value chains. *Appl Energy* 2019;233–234:854–93. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.159>.
- [74] Zhang Y, Wang L, Wang N, Duan L, Zong Y, You S, et al. Balancing wind-power fluctuation via onsite storage under uncertainty: Power-to-hydrogen-to-power versus lithium battery. *Renew Sustain Energy Rev* 2019;116:109465. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109465>.
- [75] Cherubini F. The biorefinery concept: Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals. *Energy Convers Manag* 2010;51:1412–21. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.01.015>.
- [76] Huang HJ, Ramaswamy S, Tschirner UW, Ramarao B V. A review of separation technologies in current and future biorefineries. *Sep Purif Technol* 2008;62:1–21. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2007.12.011>.
- [77] Brodin M, Vallejos M, Opedal MT, Area MC, Chinga-Carrasco G. Lignocellulosics as sustainable resources for production of bioplastics – A review. *J Clean Prod* 2017;162:646–64. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.05.209>.

- [78] Zheng J, Suh S. Strategies to reduce the global carbon footprint of plastics. *Nat Clim Chang* 2019;9:374–8. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0459-z>.
- [79] Mosca L, Medrano Jimenez JA, Wassie SA, Gallucci F, Palo E, Colozzi M, et al. Process design for green hydrogen production. *Int J Hydrogen Energy* 2020;45:7266–77. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.206>.
- [80] Fasihi M, Bogdanov D, Breyer C. Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants. *Energy Procedia* 2016;99:243–68. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.115>.
- [81] Hemmati R, Mehrjerdi H, Bornapour M. Hybrid hydrogen-battery storage to smooth solar energy volatility and energy arbitrage considering uncertain electrical-thermal loads. *Renew Energy* 2020;154:1180–7. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.092>.
- [82] Hunt J, Nascimento A. Electrolysis Ship for Green Hydrogen Production and Possible Applications. *Int J Energy Environ Eng* 2021;15:42–6.
- [83] Segelenergie. Follow the Wind 2020. <https://segelenergie.de/technologie/>.
- [84] Hunt JD, Zakeri B, Nascimento A, Garnier B, Pereira MG, Bellezoni RA, et al. High velocity seawater air-conditioning with thermal energy storage and its operation with intermittent renewable energies. *Energy Effic* 2020. <https://doi.org/10.1007/s12053-020-09905-0>.
- [85] Perrin N, Paufique C, Leclerc M. Latest Performances and Improvement Perspective of Oxycombustion for Carbon Capture on Coal Power Plants. *Energy Procedia* 2014;63:524–31. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.057>.
- [86] EPE. Roadmap Eólica Offshore Brasil. 2020.
- [87] Ishaq H, Dincer I. Comparative assessment of renewable energy-based hydrogen production methods. *Renew Sustain Energy Rev* 2021;135:110192. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110192>.
- [88] d'Amore-Domenech R, Santiago Ó, Leo TJ. Multicriteria analysis of seawater electrolysis technologies for green hydrogen production at sea. *Renew Sustain Energy Rev* 2020;133:110166. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110166>.
- [89] BloombergNEF. BNEF says solar and wind are now cheapest sources of new energy generation for majority of planet. *Renew Energy World* 2020. <https://www.renewableenergyworld.com/2020/04/28/bnef-says-solar-and-wind-are-now-cheapest-sources-of-new-energy-generation-for-majority-of-planet/#gref>.
- [90] Shanghai Sureway Industrial Company Limited. 2-1000m<sup>3</sup>/h Middle Pressure Water Electrolysis Hydrogen Generating Plant. Alibaba 2021. [https://www.alibaba.com/product-detail/2-1000m3-h-Middle-Pressure-Water\\_62401311052.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal\\_offer.d\\_title.3bd66f7b58vwVW](https://www.alibaba.com/product-detail/2-1000m3-h-Middle-Pressure-Water_62401311052.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.3bd66f7b58vwVW).
- [91] Shanghai Sureway Industrial Company Limited. Flare gas recovery and liquefaction plant for LNG production (LNG plant). Alibaba 2021. [https://www.alibaba.com/product-detail/Flare-gas-recovery-and-liquefaction-plant\\_62188980623.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal\\_offer.d\\_title.47b61746cS110r](https://www.alibaba.com/product-detail/Flare-gas-recovery-and-liquefaction-plant_62188980623.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.47b61746cS110r).
- [92] Qingdao Grandsea Boat Co. Grandsea 7000DWT Oil Product Tanker Vessel Ship for sale. Alibaba 2021. <https://grandseaboat.en.alibaba.com/?spm=a2700.details.cordpanyb.2.99441e91Jz9Kc2>.
- [93] Australian Energy Market Operator. 2021 Transmission Cost Report. 2021.
- [94] van Ruijven B, Lamarque J-F, Vuuren D, Kram T, Eerens H. The potential impact of hydrogen energy use on the atmosphere. *Geophys Res Abstr EGU Gen Assem* 2009;11:2009–7261.
- [95] Tromp T, Shia R-L, Allen M, Eiler J, Yung Y. Potential Environmental Impact of a Hydrogen Economy on the Stratosphere. *Science* 2003;300:1740–2. <https://doi.org/10.1126/science.1085169>.



## **Einführung eines modernen Studienganges zu Geoenergiesystemen**

Jaeger, P.<sup>1</sup>, Ganzer, L.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>TU Clausthal, Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal Zellerfeld, Germany, <sup>2</sup>TU-Clausthal/Institute of Subsurface Energy Systems, Petroleum Reservoir Technologies, Clausthal-Zellerfeld, Germany

### **Abstract**

Im Zuge der Energiewende findet bekanntermaßen ein Umbruch im gesamten Öl- und Gassektor statt, der sich aktuell bereits auf die Anforderungen an Absolventen der betreffenden Studiengänge auswirkt. Die Ausgangslage, auf Grundlage derer die Hochschulen reagieren müssen, um einem zeitgemäßen Anforderungsprofil zu entsprechen, ist komplex: einerseits nimmt hierzulande die Zahl an jungen Menschen ab, die sich für technische Studienfächer insbesondere im Bereich der Energietechnik interessieren. Andererseits werden in naher Zukunft eine größere Zahl an Experten benötigt, die es verstehen, mit den Ressourcen unserer Erde verantwortungsbewusst und zielgerichtet umzugehen. Ernstzunehmende Voraussagen gehen dabei ausdrücklich davon aus, dass der globale Primärenergiemix noch mindestens über die kommenden 3 Jahrzehnte einen erheblichen Anteil an Erdöl und vor allem Erdgas enthalten wird. Universitäten müssen dabei nicht nur in der Forschung, sondern auch in der Lehre vorausschauend vorangehen und im Studienangebot die anstehenden Entwicklungen berücksichtigen bzw. diese aktiv mitgestalten.

Das Institute of Subsurface Energy Systems der TU Clausthal hat sich dieser Aufgabe gestellt und aus einem vormaligen Bachelor-Studiengang „Energie und Rohstoffe“, der nunmehr geschlossen wird, einen neuen Studiengang „Geo-Energy Systems“ entwickelt. Hierbei waren diverse Randbedingungen zu berücksichtigen, während gleichzeitig der Gestaltungsspielraum so weit möglich genutzt werden sollte. Ein konsekutiver internationaler Masterstudiengang „Petroleum Engineering“, der global hohes Ansehen genießt, muss weiterhin „versorgt“ werden. Neben den klassischen Themen der Charakterisierung von Lagerstätten, Methoden der Tiefbohrtechnik sowie der Produktion wurden die Studieninhalte des neuen Bachelorstudiengangs auf Themen wie „deep geothermal systems“ und Wasserstoffspeicherung und –transport ausgedehnt. Eine Anbindung an weitere Bereiche der Energietransformation wird in einer umfassenden Veranstaltung zu Sektorenkopplung vollzogen.

Zur Vermittlung klassischer und aktueller Inhalte enthält der neue zweisprachige Ingenieur-Studiengang eine Reihe von modernen didaktischen Konzepten, in denen virtuelle mit realen Methoden, etwa im Bereich von begleitenden praktischen Übungen, kombiniert werden sowie Exkursionen, Praktika und Möglichkeiten zum Engagement in forschungs- bzw. industrienahen Projekten am Institut. Der neue Studiengang startet zum Wintersemester 2022/23 an der TU Clausthal.

## Optimierung von Bestandsanlagen im Zuge veränderter Marktbedingungen

Friedrich, F.

ExxonMobil Production Deutschland GmbH

### Abstract

Die Energiewirtschaft befindet sich im Wandel. Unternehmen dieser Branche sind hiervon in doppelter Hinsicht betroffen: Zum einen gilt es, die strategische Stoßrichtung des Unternehmens zu analysieren. Zum anderen ergibt sich die Notwendigkeit, Implikationen des Wandels für bestehende Produktionsprozesse zu verstehen sowie hieraus adäquate Handlungsoptionen abzuleiten. Letzteres erfolgt bei ExxonMobil unter anderem am Beispiel einer Bestandsanlage, dessen Produktionspunkt durch den Einsatz digitaler Tools wirtschaftlich optimiert wird.

### Introduction

„Transformation while Performing“ – bei ExxonMobil ist dieses Ziel nicht nur auf das eigene Kerngeschäft zu beziehen, sondern auf den ganzheitlichen Produktionsprozess sowie das gesamte Marktumfeld.

Die folgenden Schritte sind für Unternehmen entscheidend, um auch im Wandel weiter performen zu können:

Die Herausforderungen der Energiemärkte

- (1) identifizieren,
- (2) verstehen und
- (3) für das eigene Unternehmen einordnen.

### Die Ausgangslage

ExxonMobil betreibt auf dem Gelände der Erdgasaufbereitungsanlage in Großenkneten seit 2014 eine hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage). Diese Entscheidung wurde getroffen, um für den Eigenbedarf der Erdgasaufbereitungsanlage effizient Strom und Dampf mittels Abwärme-Nutzung bereitzustellen.



Abbildung 1: Die Erdgasaufbereitungsanlage in Großenkneten

Für den in der KWK-Anlage produzierten Strom erhielt EMPG während der ersten 30.000 Vollbenutzungsstunden eine Förderung auf Grundlage des KWK-Gesetzes. Mit dem Auslaufen dieser Förderung sowie veränderten Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten stellte sich für EMPG die Frage, wie die Bestandsanlage zukünftig bestmöglich betrieben werden sollte.

### **Das veränderte Marktumfeld**

Der Wandel auf den Strom-, Gas- und CO<sub>2</sub>-Märkten ist im Wesentlichen durch eine signifikante Zunahme an Volatilität gekennzeichnet. Dies wurde zunächst detailliert analysiert, um die Zusammenhänge für die Bestandsanlage einordnen zu können. Die Analyseergebnisse unterstrichen die Notwendigkeit einer adaptierten und flexibleren Fahrweise.

### **Die Lösung**

Um die zukünftige Fahrweise adäquat prognostizieren zu können, formierte ExxonMobil ein Projektteam, das sich fortan mit dem Design einer Lösung beschäftigte. Letztlich wurde durch die enge Zusammenarbeit mit Projekt-Stakeholdern ein Optimierungstool entwickelt, dessen Launch im Dezember 2021 folgte. Das Tool berücksichtigt hierbei nicht nur das veränderte Marktumfeld, sondern insbesondere auch die technischen Belange der Gesamtanlage in Großknoten.

Durch die digitale, datengetriebene Entscheidungsunterstützung in Form des Tools wird auf täglicher Basis eine optimierte Lastkurve für die KWK-Anlage vorgeschlagen. Letztlich wird hierdurch die Wirtschaftlichkeit der Anlage verbessert.

Die Optimierung dieser Bestandsanlage dient als Best-Practice Beispiel dafür, dass „Transformation while Performing“ nicht nur mit innovativen Produktionstechnologien gelingen kann. Vielmehr lohnt es sich auch, einen Blick auf etablierte Prozesse und die Optimierung von Bestandsanlagen zu werfen. Der Einsatz digitaler Tools kann dabei eine Schlüsselrolle einnehmen. Das Heben dieser Potentiale trägt zu einer ganzheitlichen Transformation der Energiewirtschaft bei.

## Gas Storage – Well Integrity Solutions to Ensure a Safe Environment

K. König<sup>1</sup>, R. Michel-Greiss<sup>2,3</sup>, S. Prosvirin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Astora GmbH, Kassel, Germany, <sup>2</sup>TGT Oilfield Services, Well Integrity, Aberdeen, United Kingdom,

<sup>3</sup>Astora GmbH, Operations, Kassel, Germany

### Abstract

Germany is Europe's established leaders in underground gas storage, possessing active working gas capacity of 1,326bcf., citing Emden, Rehden and Etzel ESE as the major active underground gas sites. With high capacity and capability to operate gas storage wells, comes the need to ensure that such wells are monitored and maintained to optimal well integrity calibre meeting regulatory HSE standards. For Astora as prudent operator well integrity is critical to the safety and injectivity performance of gas storage wells, ensuring well control with sufficient barriers, avoiding geo-fluid slippage and damage to the environment and the inhabitants. Meeting regulatory safety requirements both internal and external integrity must be considered, periodically monitored, and evaluated to ensure timely intervention. This paper examines internal integrity in the form of well tubulars and external integrity of fluid movement external to the production casing/ casing strings, including how to safely permanently plug and abandon wells at end-of-life utilising specialist downhole technologies that have recently been deployed in Germany for diagnosis and preventative measures.

**Internal Borehole Integrity - Tubing and Casing** – Inevitable over time material degradation, exposure to harsh environment and vertical stress changes (reservoir de-compaction) results in corrosion. Eroded, corroded, or damaged tubular strings have potential to lead to the creation of leak paths, hence fluid can migrate through the barrier(s), or reduce the maximum pressure the tubulars can hold without burst or collapse.

**Solution** – Downhole electromagnetic thickness imagers enable gas storage well Operators to assess 4 casing barriers and wall thickness. Including level of corrosion present, prognosis future corrosion and rates to indicate correctly when to intervene mitigating integrity issues. Such surveys are utilised to calibrate the aging models the Operators utilise in calculating the MAASP/M(AW)OP levels.

## **Well Integrity: Einsatz erprobter und neuer, kostensparender Technologien**

A. Bilogan

Oilchem Technology Solutions LTD., Mitcham, United Kingdom

### **Abstract**

In den letzten 10 bis 15 Jahren befinden sich die betrieblichen Anforderungen im Zusammenhang mit der Sicherstellung der Integrität der technischen Förder- und Transporteinrichtungen im Bereich der Erdöl- und Erdgasindustrie in einem stetigen Wandel. Die Gründe hierfür sind vielschichtig: steigende Betriebs- und Servicekosten, Ergänzungen behördlicher Auflagen und sich verändernde Förderbedingungen. Trotz des Einsatzes innovativer Fördertechnologien nimmt die Erdöl- und Gasförderung an den aktiv betriebenen Förderstellen in Europa stetig ab. Erschließungen neuer Förderhorizonte finden praktisch nicht mehr statt. Sinkende Förderraten eröffnen noch weitere Problembereiche: mit kleiner werden Produktivitäten und den damit verbundenen sinkenden Erlösen geraten die Kosten für eine Vielzahl von normal durchgeführten Wartungen und Integritätsmaßnahmen an den Produktionsanlagen in ein betriebswirtschaftliches Missverhältnis zum operativen Betrieb und führen zwangsläufig zum „Cost-cut“.

Bohrungen, die teilweise schon in den 1940iger Jahren erschlossen und in Förderung genommen wurden, geraten zunehmend in problematische Betriebszustände, da mit der Zeit Korrosions-, Verschleiß- sowie andere Abnutzungserscheinungen drastisch steigen. Ergänzende bez. neue Anforderungen zur Steigerung der technischen Anlagensicherheiten und den damit verbundenen Reduzierungen eventueller Risiken für Mensch und Umwelt seitens der Aufsichtsbehörden setzen die Anlagenbetreiber zusätzlich unter Zugzwang. In den vergangenen Jahren haben mehrere Fälle weltweit gezeigt, dass der „Well Integrität“ ein hoher Stellenwert zuerkannt werden muss, um möglichst effektiv Material-, Personal- und Umweltschäden verhindern zu können. In dieser Präsentation sollen die aktuellen Stillstands- und Außerbetriebnahmeprobleme zur Sicherstellung der „Well Integrität“ an Bohrungen aufgezeigt werden. Der Bereich des „Well Integrity Management Systems“ wird erläutert und innovative Lösungen und Technologien (neue und/oder bekannte, aber technisch upgedatete) zur Fehlersuche, -bestimmung und -behebung aufgezeigt.

Besonderes Augenmerk wird auf die in jüngster Zeit zu beobachtenden Tendenzen der „Thinking outside of the box“ Strategien bei der Umsetzung der Herangehensweise an die Problemlösungen im E&P-Bereich gelegt. Technisches Knowhow, welches ursprünglich für völlig andere Anwenderapplikationen (außerhalb der E&P-Bereiche) entwickelt und erfolgreich eingesetzt wurde, kann auch allein oder in Kombination mit bereits vorhandenen Serviceoptionen im E&P-Bereich zur Steigerung Anlagenintegrität genutzt werden. Mehrere praktische Fallstudien haben gezeigt, dass durch den Einsatz dieser Herangehensweise eine deutliche Steigerung der Effizienz während des Betriebes bei gleichzeitiger Steigerung der Well Integrität gegenüber technischen Risiken und der Umwelt sowie deutliche Kosteneinsparungen bei Service- und Aufwältigungsarbeiten erreicht werden können.

## **Bohrungsintegrität - Laborative Permeabilitätsmessungen an Casing-Zement Verbundproben mit Wasserstoff**

Kirch, M., Amro M.

TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau

### **Abstract**

Während die Untertagespeicherung von Erdgas in Kavernen und Porenspeichern seit vielen Jahrzehnten Stand der Technik ist, findet die großtechnische Speicherung von Wasserstoff weltweit kaum Anwendung. Mit dem steigenden Interesse an Wasserstoff als Energieträger, braucht es eine Lösung, um diesen sicher und wirtschaftlich zu speichern. Im Rahmen des HYPOS Projektes (Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany) soll die Eignung von bestehenden und zukünftigen Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff überprüft werden.

Am Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau (IBF) der TU Bergakademie Freiberg finden dazu laborative Untersuchungen statt. Mit Hilfe von zwei dafür ausgelegten Versuchsanlagen wird die Permeabilität von unterschiedlichen Materialien gegenüber Wasserstoff ermittelt. Aufgrund der niedrigen Durchlässigkeit der Materialien kommt hierzu eine modifizierte instationäre Messmethode zum Einsatz. Die Proben bestehen aus Salzstein, Zementstein, Anhydrit und Stahl sowie Verbunde aus diesen Materialien. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt dabei auf Verbundproben, welche aus einem mit Zement ummanteltem Casing-Stück bestehen. Diese Proben in Hohlzylinderform bilden einen Abschnitt eines realen Bohrlochs nach. Sie können mit variablen Innen- und Außendrücken beaufschlagt werden, um die Belastung von Kavernenbohrungen während Injektion und Produktion nachzustellen.

Die bisherigen Ergebnisse bestätigen die Dichtheit von Salzgestein gegenüber Wasserstoff. Weiterhin zeigt sich, dass Anhydrit Einlagerungen die Durchlässigkeit der Salzformation maßgeblich beeinflussen können. Der ausgewählte Zement besitzt eine niedrige Durchlässigkeit, welche mit zunehmendem Effektivdruck (Differenz aus Gebirgsdruck und Porendruck) abnimmt. Die Verbundproben aus Casing und Zement können eine ähnliche Durchlässigkeit wie die reinen Zementproben aufweisen.

Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern einen Beitrag zum Nachweis der Bohrungsintegrität von Wasserstoffkavernen. Im Rahmen des HYPOS Projektes finden sie zudem Verwendung bei der Erstellung eines Leitfadens zur Errichtung von H<sub>2</sub> Kavernen.

### **Einleitung**

Die Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff sind durch vielfältige Gründe in den Fokus der Öffentlichkeit geraten. Für eine lückenlose Versorgung ist die großtechnische Speicherung essenziell. Aus wirtschaftlichen und sicherheitsrelevanten Gesichtspunkten bietet sich die Verwendung von Untertagspeichern an. Während allein in Deutschland bspw. 272 Salzkavernen zur Speicherung von Erdgas genutzt werden [1], finden sich weltweit lediglich 6 Kavernen für die Wasserstoffspeicherung [2]. Der sichere Betrieb dieser Kavernen seit teilweise mehr als 50 Jahren zeigt die technische Machbarkeit. Dennoch unterscheiden sich diese Kavernen aufgrund ihrer Betriebsweise oder Komplettierung von Kavernen in Deutschland. Die Klärung der Frage, inwieweit sich Erfahrungen der Erdgasspeicherung auf die Wasserstoffspeicherung übertragen lassen, ist Teil des Forschungsprojektes H<sub>2</sub>-UGS (Wasserstoff-Untertagspeicher). Die TU Freiberg befasst sich hierbei hauptsächlich mit Untersuchungen zur Bohrungsintegrität.

## Bohrungsintegrität

Der Begriff Bohrungsintegrität wird nach DIN 16530 als Eigenschaft

„[...] jederzeit die vollständige Kontrolle über Fluide innerhalb einer Bohrung aufrechtzuerhalten [...] um unbeabsichtigte Fluidbewegung zwischen Formationen [...] oder unkontrollierten Austritt in die Umgebung zu verhindern.“ [3]

definiert. Zur Aufrechterhaltung der Bohrungsintegrität dienen Bohrungsbarrieren technischer und organisatorischer Art. Die vorliegende Arbeit befasst sich ausschließlich mit einem technischen Aspekt, der Dichtheit des Verbunds Futterrohr Zementstein. Wie der Begriff „Dichtheit“ definiert ist, bzw. ab wann eine „Undichtheit“ vorliegt, wird ebenfalls in der DIN 16530 beschrieben. Das Ziel, eine absolute Dichtheit zu erlangen ist allein aufgrund von Diffusionsverlusten unzweckmäßig. Stattdessen wird eine technische Dichtheit definiert, die in Abhängigkeit der betrachteten Komponente gewisse Leckraten zulässt [4].

Für poröse Stoffe beschreibt die Permeabilität in welchem Maß Fluide durch deren Porenraum strömen können. Niedrig permeable Stoffe (wie bspw. Salzstein) sind demzufolge Grundlage für die Untertagespeicherung von Gasen. Eine Permeabilität von  $1\text{E}-19\text{ m}^2$  gilt als oberer Grenzwert für technisch dichte Gesteine, für die Langzeitdichtheit sind Werte im Bereich von  $1\text{E}-21\text{ m}^2$  empfehlenswert [5]. Zum laborativen Nachweis dieser Durchlässigkeiten muss ein Messverfahren mit einer entsprechend niedrigen Messgrenze genutzt werden.

## Versuchsaufbau

Zur Messung der Permeabilität findet eine instationäre Messmethode Anwendung, die auf der Druckpuls-Methode von Brace et al. basiert [6]. Das sogenannte Zwei-Kammer-Verfahren wurde in den 1990er Jahren durch Häfner et al. entwickelt und ermöglicht die Messung von Permeabilitäten bis zu einer unteren Grenze von ca.  $1\text{E}-24\text{ m}^2$  [7]. Ermöglicht wird das durch den Ersatz der Volumenstrommessung, welche herkömmliche stationäre Methoden limitieren.

Das Messprinzip beruht auf der Durchströmung eines Probenkörpers mit Gas. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau und einen typischen Messverlauf der Zwei-Kammer-Anlage.

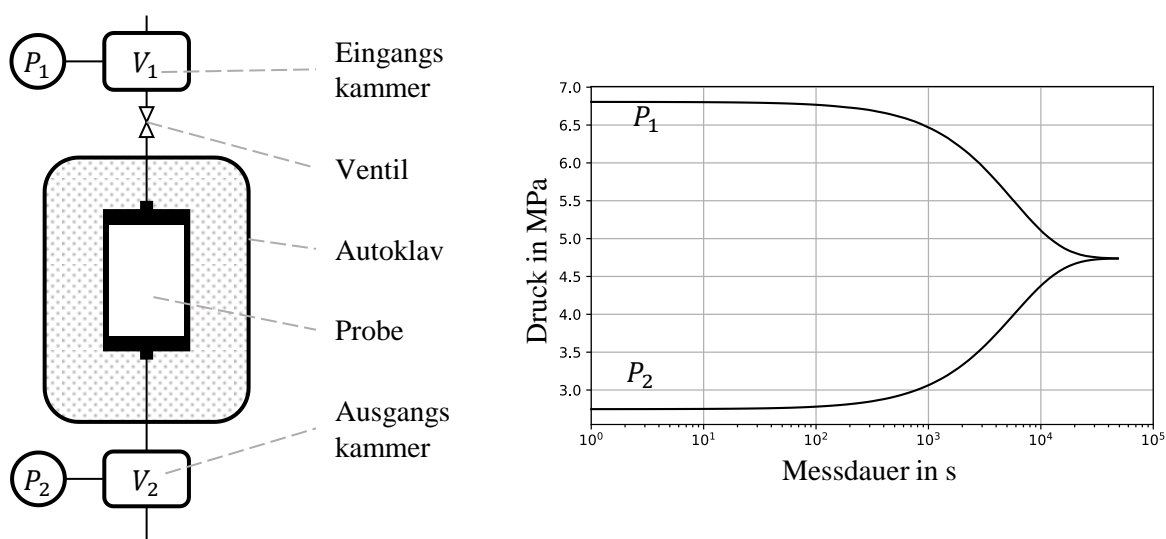


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Zwei-Kammer-Anlage (links) und der typischen Druckverläufe (rechts)

Die Anlage besteht aus den zwei namensgebenden Druckkammern und einem Autoklav, in

dem sich der zylindrische Probenkörper befindet. Die Probe wird vor dem Einbau an beiden Grundflächen mit je einem Kopfstück versehen und mit einer Gummimanschette ummantelt. Bei den Kopfstücken handelt es sich um Edelstahl-Zylinder mit einer Höhe von ca. 1 cm, welche die Verbindung der Probe mit den Druckkammern ermöglichen. In der zur Probe gewandten Seite der Kopfstücke sind Aussparungen gefräst, um ein gleichmäßiges Anströmen der Probe zu ermöglichen. Die Gummimanschette begrenzt den Strömungsraum und schützt die Probe vor dem im Autoklav befindlichen Hydrauliköl. Zur Verhinderung von Randläufigkeiten (entlang der Mantelfläche der Probe) und zur Nachbildung des Gebirgsdrucks kann der Autoklav mit einem Druck von bis zu 250 bar beaufschlagt werden. Nach dem Einbau der Probe wird die Eingangskammer mit Messgas gefüllt. In der Ausgangskammer und dem Porenraum der Probe herrscht ein Druck  $P_2 < P_1$ . Die Messung beginnt mit Öffnung des Ventils zwischen Eingangskammer und Autoklav. Das Messgas strömt von der Eingangskammer durch die Probe zur Ausgangskammer. Dabei fällt der Druck  $P_1$  ab und der Druck  $P_2$  steigt an (vgl. Abbildung 1, links). Aus dem aufgezeichneten Druckverlauf, dem Volumen der Anlage, den Stoffparametern des Messgases und der Geometrie der Probe kann die Permeabilität berechnet werden. Dazu wird die eindimensionale Strömungsgleichung numerisch, mit Hilfe der Finiten-Volumen-Methode, gelöst.

Die vorgestellte Zwei-Kammer-Anlage liegt in zwei Ausführungen vor. Variante 1 erlaubt die Messung von Proben mit einer Länge bis ca. 20 cm und einem Durchmesser von 10 cm. Variante 2 ermöglicht die Messung von Proben mit einer Länge von bis zu 70 cm und einem Durchmesser von ca. 30 cm. Variante 2 ist zudem so konstruiert, dass die genutzten Hohlzylinder-Proben neben dem Manteldruck auch mit einem Innendruck belastet werden können.

### Probenmaterial

Zur Herstellung der Zementproben wurde der Zement FES-Blend H2 genutzt. Dabei handelt es sich um eine Mischung von Hochofenzement mit EFA-Füller der speziell für die Anwendung in aggressiven Medien (bspw. magnesiumhaltige Sole) und mit Fokus auf die Gasdichtheit entwickelt wurde [8], [9].

Es werden zwei Varianten von Probenkörpern hergestellt. Variante 1 sind Vollzylinder mit einem Durchmesser von 10 cm und einer Länge zwischen 10 und 20 cm. Variante 2 sind Hohlzylinder-Verbundproben, welche aus einem Zement-ummanteltem Stück Futterrohr bestehen (vgl. Abbildung 2). Die Proben weisen eine Länge von 13 cm, einen Außendurchmesser von ca. 29 cm und einen Innendurchmesser von ca. 15 cm auf.



**Abbildung 2: Hohlzylinder-Verbundprobe aus Futterrohr und Zement**

Bei der Herstellung der Zementschlämme wird als Anmachwasser eine 22 % NaCl-Lösung genutzt. Die Schlämme wird nach dem Mischvorgang in 1 m lange Kunststoffrohre (Vollzylinder-Proben) oder in eine spezielle Gießform (Hohlzylinder-Proben) gefüllt. Um eine Austrocknung des Zements während der Abbindezeit zu verhindern, wird der Zement mit NaCl-Lösung bedeckt. Die Vollzylinder-Proben werden nach mindestens 28 Tagen Abbindezeit auf die geforderte Probenlänge geschnitten und anschließend gemessen oder



weiter eingelagert. Die Hohlzylinder-Proben werden nach einem Tag aus der Gießform gelöst und ebenfalls mindestens 28 Tage in NaCl-Lösung gelagert.

### Gasdurchbruchmessung

Um die in situ Bedingungen möglichst realitätsnah nachzubilden, wird bewusst auf die Trocknung der Proben verzichtet. Der Porenraum der Proben ist initial wassergesättigt. Gasdurchbruchmessungen können genutzt werden um die effektive Gaspermeabilität in solchen Proben zu bestimmen [10].

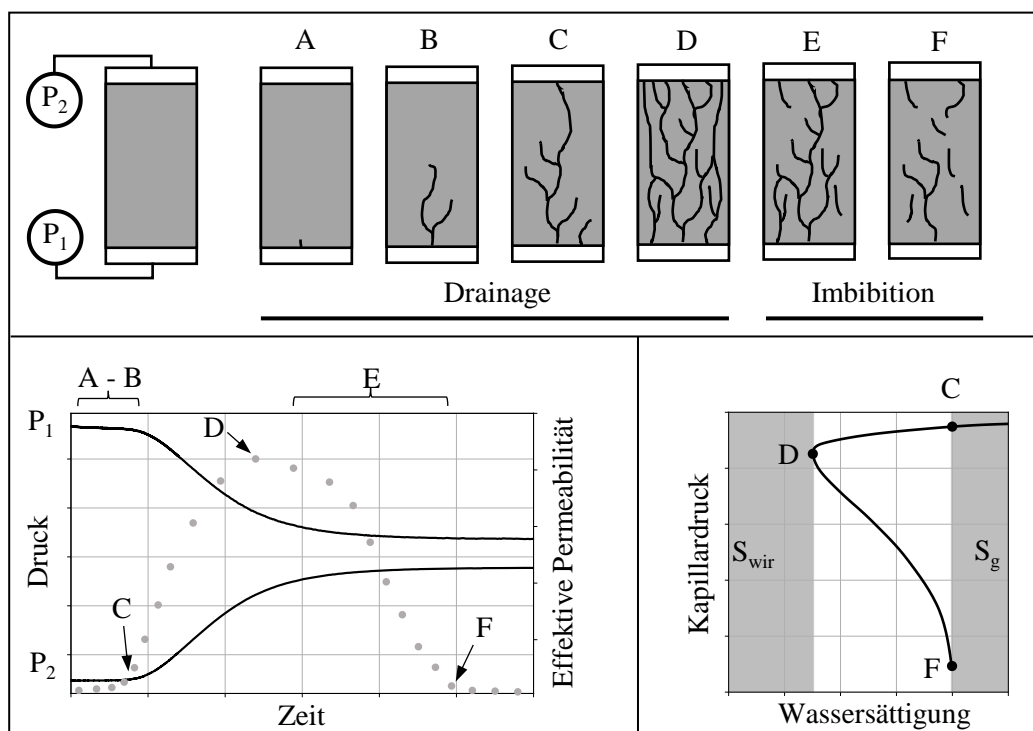


Abbildung 3: Messverlauf einer Gasdurchbruchmessung nach [10]

Eine Gasdurchbruchmessung basiert auf einem erzwungenen Drainage- und Imbibitionsprozess, vgl. Abbildung 3. Wird eine flüssigkeitsgesättigte Probe mit einem Gasdruck  $P_1 > P_c$  (Kapillardruck) angeströmt, wird die benetzende Phase aus den Poren verdrängt (Punkt A). Ist der Druck  $P_1$  größer als der Gasdurchbruchdruck, wird die benetzende Phase entlang des Pfades der größten Porendurchmesser verdrängt (Bereich A-B) bis ein kontinuierlicher Fließweg der nichtbenetzenden Phase entsteht. Im Punkt C liegt die Gasphase oberhalb der kritischen Gassättigung vor und sie wird fließfähig, was sich in einem Anstieg der effektiven Permeabilität bemerkbar macht. Im weiteren Messverlauf wird immer mehr Flüssigkeit aus dem Porenraum verdrängt, bis (in Abhängigkeit des Gasdrucks) die Restwassersättigung und eine maximale effektive Gaspermeabilität erreicht ist (Punkt D). Anschließend führt das Absinken des Differenzdrucks ( $P_1 - P_2$ ) zu einer Imbibition der Flüssigphase und damit zur Abnahme der effektiven Gaspermeabilität (Bereich E). Bei unterschreiten des Gasdurchbruchdrucks schließt sich der letzte verbleibende Fließweg und die effektive Gaspermeabilität sinkt auf null (Punkt F) [11].

### Versuchsdurchführung und Ergebnisse

Die effektive Gaspermeabilität in den Zementstein-Proben wird mit Hilfe von Gasdurchbruchmessungen bestimmt. Die angegebene Permeabilität entspricht der optimierten numerischen Lösung für ein ausgesuchtes Intervall der Messung (im Bereich der höchsten eff. Permeabilität).

**Tabelle 1: Übersicht des Versuchsplans**

Nr.	Probentyp	Material	Beschreibung
1	Vollzylinder	Zement	$P_{\text{Mantel}} = 20 \text{ MPa}$ , $P_1 = 9 \text{ bis } 10 \text{ MPa}$
2	Vollzylinder	Zement	variabler $P_{\text{eff}} = 3 \text{ bis } 12 \text{ MPa}$
3	Hohlzylinder-Verbund	Futterrohr-Zement	variabler $P_{\text{eff}} = 1,5 \text{ bis } 9 \text{ MPa}$

Im ersten Teil des Versuchsplans wurden Permeabilitäten der Zementkerne bei einem Manteldruck von ca. 20 MPa und einem initialen Gasdruck zwischen 9 und 10 MPa ermittelt. Bei einem Teil der Proben stellte sich während der gesamten Messzeit kein Gasdurchbruch ein. Es resultieren Permeabilitäten im Bereich zwischen  $4\text{E-}24 \text{ m}^2$  bis  $3,2\text{E-}23 \text{ m}^2$  bei einer mittleren Messzeit von 17 Tagen. Bei dem anderen Teil der Proben kommt es zu einem Gasdurchbruch und es stellen sich Permeabilitäten zwischen  $4,2\text{E-}22 \text{ m}^2$  und  $5,6\text{E-}21 \text{ m}^2$  ein. Der Gasdurchbruch erfolgt nach vier bis sieben Tagen.

Im zweiten Teil des Versuchsplans wurde der Einfluss des Effektivdrucks und des mittleren Gasdrucks untersucht. Der mittlere Gasdruck ist als Mittelwert zwischen dem Druck der Ein- und Ausgangskammer definiert. Der Effektivdruck ist die Differenz zwischen Manteldruck und mittlerem Gasdruck. Gemessen wurden zwei Proben, die im Voraus (Punkt 1 Versuchsplan) einen Gasdurchbruch zeigten.

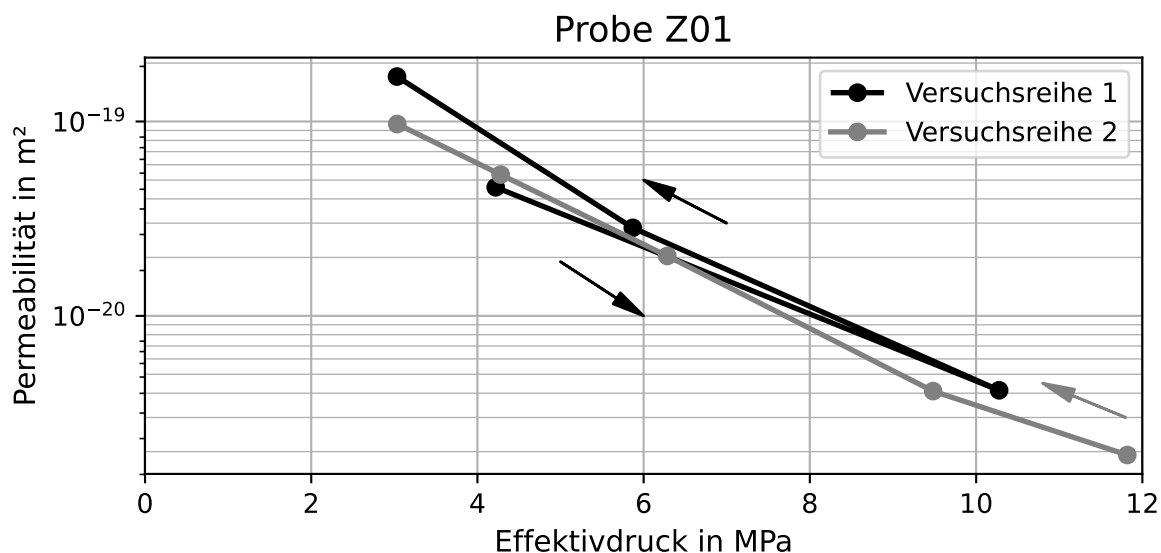
**Abbildung 4: Einfluss Effektivdruck auf die Permeabilität der Probe Z01**

Abbildung 4 zeigt die Permeabilität in Abhängigkeit des wirkenden Effektivdrucks der Probe Z01. In der ersten Messreihe wird die Durchlässigkeit bei zunehmendem und abnehmendem Effektivdruck ermittelt. Der mittlere Gasdruck liegt zwischen 0,6 bis 1,3 MPa. In der zweiten Versuchsreihe wird die Durchlässigkeit unter stufenweiser Reduktion des Effektivdrucks bei konstantem mittlerem Gasdruck von 4,3 MPa bestimmt. Die Messwerte zeigen, dass die ermittelte Permeabilität mit Zunahme des Effektivdrucks abnimmt. Ein Zusammenhang zwischen Gasdruck und Permeabilität ist in diesen Versuchen nicht zu erkennen. Diese Ergebnisse werden durch die Messung der Probe Z02 bestätigt. Die Versuchsreihen wurden unter identischen Bedingungen durchgeführt. Es zeigt sich auch hier eine deutliche Abhängigkeit der Permeabilität vom Effektivdruck, vgl. Abbildung 5.

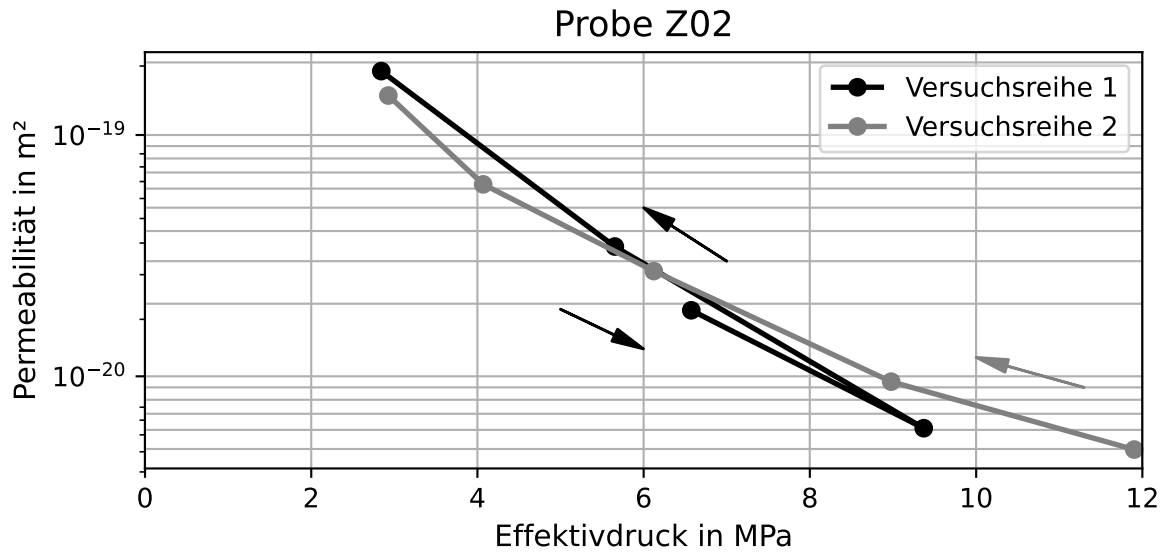


Abbildung 5: Einfluss Effektivdruck auf die Permeabilität der Probe Z02

Im dritten Teil des Versuchsplans erfolgen die Messungen der Hohlzylinder-Verbundproben. Da die Versuchsanlage der Variante 2 für geringere Drücke spezifiziert ist, sind Effektivdrücke bis ca. 9 MPa möglich. Analog zu den bereits gezeigten Messungen finden auch hier mehrere Versuchsreihen mit einem Belastungs- und Entlastungsintervall statt. Während der gesamten Messzeit (über alle Versuchsreihen) wurde der Manteldruck nie auf null abgesenkt. Der Gasdruck wurde zwischen den Versuchsreihen abgelassen, zwischen Einzelmessungen stufenweise erhöht. Der mittlere Gasdruck steigt im Verlauf der Messreihe an und bewegt sich zwischen 0,6 und 1,8 MPa.

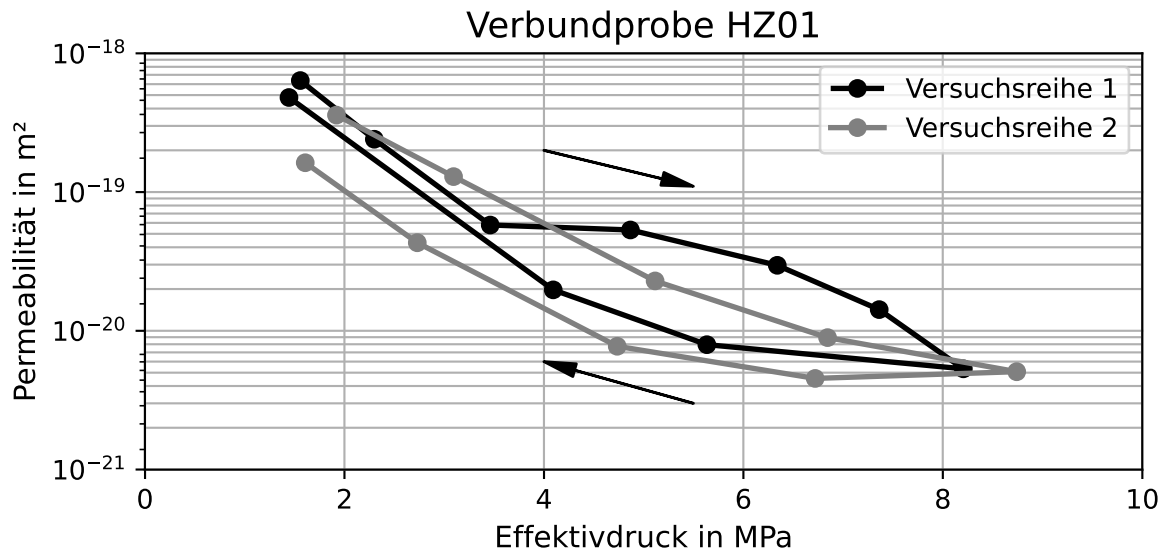
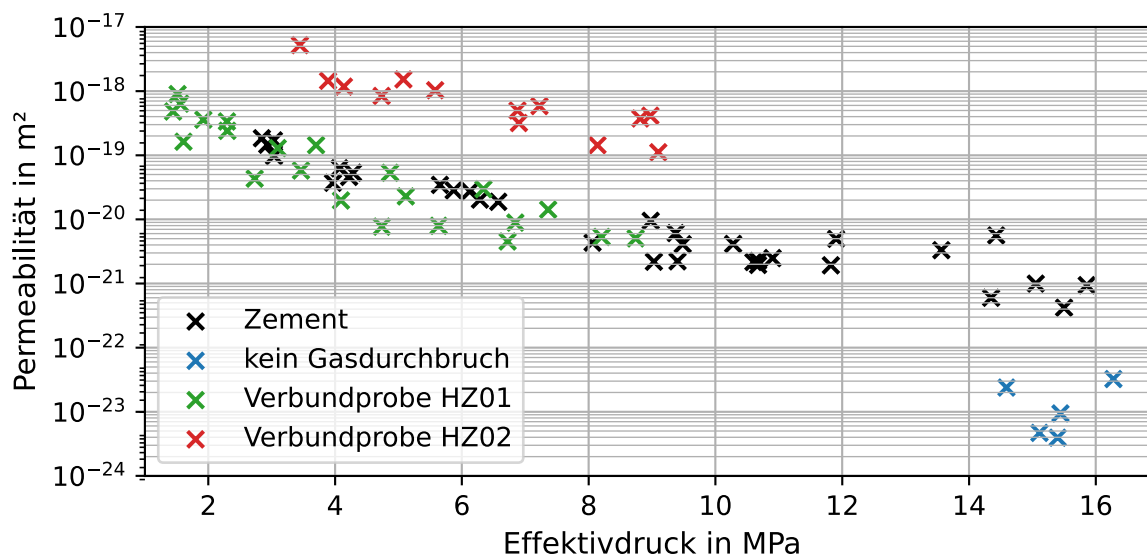


Abbildung 6: Einfluss Effektivdruck auf die Permeabilität der Probe HZ01

Die Ergebnisse der Verbundprobe zeigen ein ähnliches Bild wie das der Vollzylinder-Proben. Die Permeabilität sinkt mit zunehmendem Effektivdruck ab, wobei die Rate der Reduktion bei niedrigen Effektivdrücken höher ist. Innerhalb der Versuchsreihen (insbesondere bei Reihe 2) ist eine Hysterese zu erkennen. Die Durchlässigkeit steigt bei Abnahme des Effektivdrucks nicht auf den ursprünglichen Wert an. Die Messung einer zweiten Verbundprobe HZ02 zeigt bei gleichem Effektivdruck eine bis zu zwei Größenordnungen höhere Permeabilität. Weiterhin ist die Hysterese kaum ausgeprägt, d.h. im

Entlastungszyklus werden näherungsweise die gleichen Werte wie bei dem Belastungszyklus gemessen.



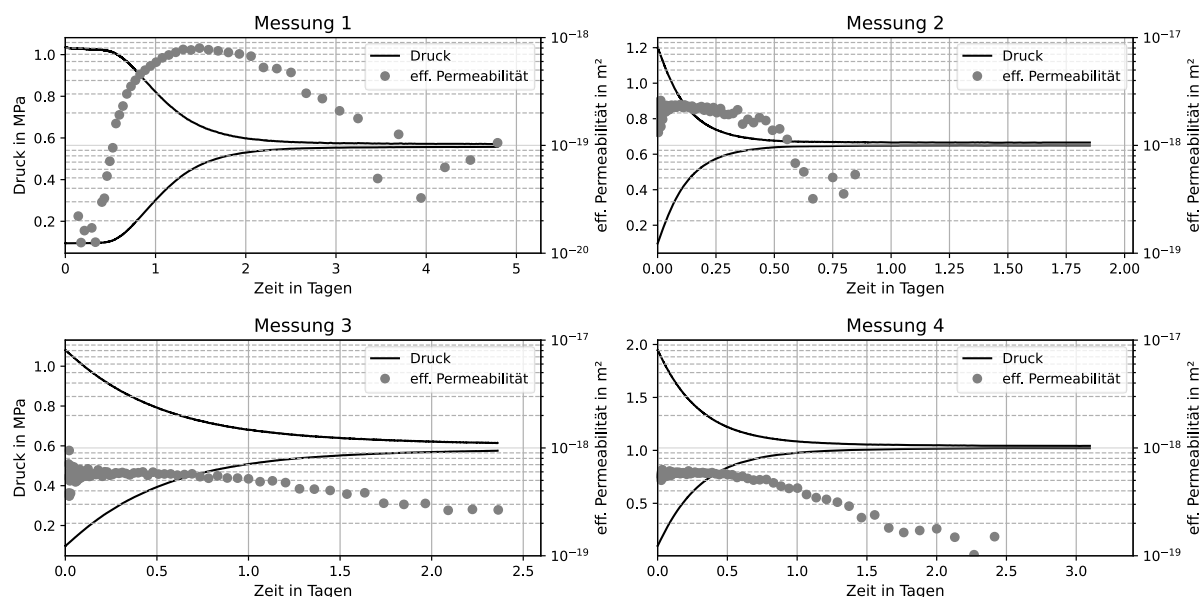
**Abbildung 7: Vergleich Vollzylinder- und Verbundproben**

Abbildung 7 zeigt eine Übersicht aller gemessenen Proben. Die Vollzylinder-Proben ohne Gasdurchbruch weisen eine deutlich geringere Permeabilität auf als die restlichen Proben. Die Permeabilität der Zement Proben mit Gasdurchbruch zeigen eine Abhängigkeit vom wirkenden Effektivdruck. Der Korrelationskoeffizient nach Pearson ergibt für den Effektivdruck und den Logarithmus der Permeabilität einen Wert von -0,93 was auf eine stark negative Korrelation hinweist (Interpretation nach Cohen [12]). Die Durchlässigkeit der ersten Verbundprobe HZ01 liegt auf dem Niveau der reinen Zementproben und weist mit einem Wert von -0,9 ebenfalls einen linearen Zusammenhang beider Parameter auf. Die zweite Verbundprobe HZ02 zeigt im Gegensatz dazu eine deutlich höhere Permeabilität.

## Diskussion

Die Durchführung von Gasdurchbruchmessungen bei stufenweiser Änderung des Effektivdrucks sind bei niedrig durchlässigen Proben zeitintensiv. Um die notwendige Zeit zu reduzieren, können Messungen vorzeitig beendet werden. Dieses Vorgehen kann an vier aufeinanderfolgenden Messungen einer Beispielprobe gezeigt werden. Die dargestellten Messungen wurden bei unterschiedlichen Effektivdrücken durchgeführt, die Werte der effektiven Permeabilität sind dadurch nicht vergleichbar. Zwischen den Messungen wurde der Porenraumdruck der Probe entspannt.

Bei der erstmaligen Messung der Probe stellt sich der Gasdurchbruch nach ca. 0,5 Tagen und die maximale eff. Permeabilität nach ca. 1,5 Tagen ein (vgl. Abbildung 8, Messung 1). Bei den weiteren Messungen erfolgt der Gasdurchbruch direkt bei Messbeginn und die eff. Permeabilität weist nach kurzer Zeit ihr Maximum auf (vgl. Abbildung 8, Messung 2-4).



**Abbildung 8: Wiederholungsmessungen einer Verbundprobe**

Mit erfolgtem Gasdurchbruch stellt sich auch nach der Entlastung des Gasdrucks eine Restgassättigung im Porenraum der Probe ein. Diese Gasphase kann aufgrund der Imbibition der Flüssigphase den Kern nicht verlassen und sorgt bei einer Folgemessung für ein schnelleres Erreichen der kritischen Gassättigung und damit der Ausbildung einer fließfähigen Gasphase. Dieses Verhalten ist auch bei Proben mit niedrigerer Permeabilität zu beobachten und wurde im Rahmen der Versuche genutzt, um die Messzeiten zu verkürzen. Die Durchführung der Messungen bis zum Druckausgleich bzw. Erreichen des Gasdurchbruchdrucks ist nicht erforderlich.

Anmerkung: Die in Abbildung 8 gezeigten Verläufe der eff. Permeabilität wurden mit Hilfe einer analytischen Näherungslösung bestimmt. Die exakte Berechnung der eff. Permeabilität erfolgt mit Hilfe einer numerischen Lösungsmethode innerhalb eines ausgesuchten Intervalls der Messung.

### Auftritt des Gasdurchbruchs

Die Messungen an Vollzylinder-Proben im Teil 1 des Versuchsplans ergaben nicht für alle Proben einen Gasdurchbruch. Die für diese Proben ermittelten Permeabilitäten liegen ca. zwei Größenordnungen niedriger als vergleichbare Messungen mit Gasdurchbruch, vgl. Abbildung 7. Die Messungen zeigen keinen typischen Druckverlauf einer Gasdurchbruchmessung, sondern einen langsam abfallenden Druck der Eingangskammer und einen (fast) unveränderten Druck der Ausgangskammer. Bei diesen Messungen findet kein permeativer Stofftransport statt, der gemessene Druckverlust resultiert aus der Diffusion des Gases in den Porenraum der Probe. Versuche bei diesen Messungen einen Gasdurchbruch zu erzeugen, (Verdopplung der Messzeit auf 28 Tage, Erhöhung des initialen Gasdrucks auf 13 MPa, Wiederholungsmessung einige Monate später) zeigte in einem Fall Erfolg. Über eine Dauer von mehreren Monaten ist davon auszugehen, dass sich auch bei den verbleibenden Proben ein Gasdurchbruch einstellt. Als Vergleichswert für die Zementproben kann also nur der Wert bei erfolgtem Gasdurchbruch dienen.

### Einfluss des Effektivdrucks

Der Effektivdruck zeigt einen deutlichen Einfluss auf die ermittelte Permeabilität. Über einen Effektivdruckbereich von 2 bis 16 MPa sinkt die Permeabilität um ca. 2 Größenordnungen (von ca. 1E-19 m² auf unter 1E-21 m²) ab. Grund dafür ist die zunehmende Porenraumkompaktion insbesondere im Bereich kleiner Effektivdrücke. Die Permeabilität nimmt nichtlinear ab, da mit steigendem Effektivdruck die Anzahl der Kontaktpunkte in der Gesteinsmatrix zunimmt und sich dadurch die Steifigkeit erhöht. Die Rate der

Porenraumkompaktion nimmt mit steigendem Effektivdruck ab. Der Korrelationskoeffizient nach Pearson zeigt einen guten linearen Zusammenhang zwischen Effektivdruck und der logarithmierten Permeabilität. Ein weiterer Effekt der mit der Porenraum-kompaktion einhergeht, ist die Erhöhung der Wassersättigung die ebenfalls in einer Abnahme der eff. Permeabilität der Gasphase resultiert.

### **Einfluss des Gasdrucks**

In Abhängigkeit der vorliegenden Porengrößenverteilung ergibt sich ein Einfluss des Gasdrucks auf die maximale eff. Permeabilität. Nur wenn der Gasdruck den Kapillardruck entlang des größten zusammenhängenden Porenkanals übersteigt, bildet sich eine fließfähige Gasphase aus. Ein höherer Gasdruck verdrängt Wasser auch aus kleineren Poren. In Teil 2 des Versuchsplans wurden Zementstein-Proben bei mittlerem Gasdruck zwischen 0,6 und 4,3 MPa ( $P_{1, \max} = 9 \text{ MPa}$ ) gemessen. Es konnte kein Zusammenhang zwischen Gasdruck und Permeabilität festgestellt werden. Ein Grund dafür kann in der Porengrößenverteilung des Zementsteins liegen, wenn bspw. durch die Druckerhöhung nur ein geringer Anteil zusätzlicher Poren zugänglich wird. Ein weiterer Einfluss könnte das Auftreten viskoser Finger [13] sein, die eine Verdrängung des höher viskosen Wassers (1 mPas) durch den niedrig viskosen Wasserstoff (0,009 mPas) nach Erreichen des Gasdurchbruchs erschweren.

### **Vergleich Verbundproben und reine Zementproben**

Mit den Messungen wurde gezeigt, dass die Verbundproben die gleiche Permeabilität wie die reinen Zementstein-Proben aufweisen können (vgl. Abbildung 7). Es stellt sich jedoch auch heraus, dass dazu eine optimale Zementation nötig ist. Im Labormaßstab und unter Abbindebedingungen welche nicht den in situ Bedingungen entsprechen ( $T=13 \text{ °C}$ , Atmosphärendruck), war die Probenvorbereitung eine Herausforderung, da der Zementstein zur Rissbildung neigte. Dieser Umstand und die, im Vergleich zur praktischen Anwendung, kurze Probenlänge welche durchgehende Fließwege aufgrund von Mikrorissen begünstigt, wird als Grund für die erhöhte Durchlässigkeit der Verbundprobe HZ02 angesehen.

### **Zusammenfassung**

Gasdurchbruchmessungen mit dem Zwei-Kammer-Verfahren haben sich als zuverlässige Messmethode zur Bestimmung der effektiven Permeabilität von initial wassergesättigten Zementstein-Proben herausgestellt. Aufgrund der hohen Dichtheit der Zwei-Kammer-Anlage (auch gegenüber Wasserstoff) kann der Nachweis der Permeabilität bis zu einem Niveau von  $1\text{E-}24 \text{ m}^2$  geführt werden.

Die Permeabilität der Zementsteinproben zeigen eine Abhängigkeit vom wirkenden Effektivdruck. Im Bereich zwischen 2 bis 16 MPa sinkt die Permeabilität um ca. 2 Größenordnungen (von ca.  $1\text{E-}19 \text{ m}^2$  auf unter  $1\text{E-}21 \text{ m}^2$ ) ab. Die Überprüfung des Verbunds aus Zementstein und Futterrohr zeigt, dass dieser die gleiche Durchlässigkeit wie der reine Zementstein aufweisen kann.

Werden typische Betriebsparameter einer Kaverne zugrundegelegt, ergeben sich im Bereich des letzten zementierten Rohrschuhs Effektivdrücke zwischen ca. 6 bis 17 MPa (900 m Teufe, 20 MPa Gebirgsdruck, Betriebsdruck 3 bis 14 MPa). Die untersuchten Zementstein-Proben weisen in diesem Intervall eine max. Permeabilität von ca.  $3\text{E-}20 \text{ m}^2$  auf und liegen somit unterhalb der (oberen) Grenze der technischen Dichtheit. Wird ein mittlerer Speicherdruck von 10 MPa zugrunde gelegt, folgt eine max. Permeabilität von ca.  $4\text{E-}21 \text{ m}^2$ . Diese Werte sollten, auf Basis der theoretischen Grenzwerte, eine langzeitsichere Speicherung von Wasserstoff gewährleisten.

Der Einfluss des Gasdrucks konnte mit den bisherigen Versuchen nicht vollumfänglich beschrieben werden. Bei dem genutzten mittleren Gasdruck bis 4,3 MPa wurde kein Zusammenhang zur effektiven Permeabilität festgestellt. Weiterführende Untersuchungen in diesem Bereich sind geplant.

## Danksagung

Ein Großteil der gezeigten Daten basieren auf dem Forschungsprojekt H2-UGS welches im Rahmen Förderinitiative „Zwanzig20 - Partnerschaft für Innovation“ durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert wurde. Die Autoren danken der Firma Fangmann Holding GmbH & Co. KG und dem Institut für Gebirgsmechanik GmbH Leipzig für die Bereitstellung und Hilfe bei der Vorbereitung des Zements/der Zementproben.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

## Literaturverzeichnis

- [1] Energie Informationsdienst GmbH (EID), **Untertage Gasspeicherung in Deutschland**, Erdöl Erdgas Kohle, Bd. 137, Nr. 11, 2021, <https://doi.org/10.19225/211101>.
- [2] A. Acht, S. Donadei, **Hydrogen Storage in Salt Caverns State of the Art, New Developments and R&D Projects**, 2012.
- [3] DIN EN ISO 16530-1:2017-11, **Erdöl- und Erdgasindustrie - Bohrungsintegrität - Teil 1: Lebenszykluslenkung**. 2017.
- [4] DIN EN ISO 10417:2005-07, **Erdöl- und Erdgasindustrie - Untertage-Sicherheitsventilsysteme - Auslegung, Einbau, Betrieb und Instandsetzung**. 2005.
- [5] M. M. Amro, F. Häfner, C. Freese, **Moderne In-situ und Labormessungen von Permeabilität und Porosität zum Dichtheitsnachweis von Speichern für Wasserstoff, Erdgas und CO<sub>2</sub>**, Erdöl Erdgas Kohle, Bd. 128, Nr. 4, 2012.
- [6] W. F. Brace, J. B. Walsh, W. T. Frangos, **Permeability of granite under high pressure**, J. Geophys. Res., Bd. 73, Nr. 6, S. 2225–2236, 1968, <https://doi.org/10.1029/JB073i006p02225>.
- [7] F. Häfner, A. Kornjaev, A. Pohl, H.-D. Voigt, **Permeabilitäts- und Porositätsmessungen an Gesteinsproben mit dem instationären Zweikammerverfahren**, Erdöl Erdgas Kohle, Bd. 112, Nr. 10, 1996.
- [8] E. Maikranz, **Historische Entwicklung des Tiefbohrzementes - Vom Portlandzement zum hoch-magnesiumresistenten HMR+ -Hochofenzement**, Erdöl Erdgas Kohle, Bd. 132, Nr. 1, S. 16–22, 2016.
- [9] M. Lesti, C. Tiemeyer, J. Plank, **CO<sub>2</sub> stability of Portland cement based well cementing systems for use on carbon capture & storage (CCS) wells**, Cem. Concr. Res., Bd. 45, S. 45–54, 2013, <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2012.12.001>.
- [10] A. Hildenbrand, S. Schlomer, B. M. Krooss, **Gas breakthrough experiments on fine-grained sedimentary rocks**, Geofluids, Bd. 2, Nr. 1, S. 3–23, 2002, <https://doi.org/10.1046/j.1468-8123.2002.00031.x>.
- [11] A. Hildenbrand, S. Schlomer, B. M. Krooss, R. Littke, **Gas breakthrough experiments on pelitic rocks: comparative study with N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub>**, Geofluids, Bd. 4, Nr. 1, S. 61–80, 2004, <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2004.00073.x>.
- [12] J. Cohen, **Statistical power analysis for the behavioral sciences**, 2nd ed. L. Erlbaum Associates, 1988.
- [13] P. G. Saffman, G. I. Taylor, **The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid**, Proc. R. Soc. Lond. Ser. Math. Phys. Sci., Bd. 245, Nr. 1242, S. 312–329, 1958, <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>.

## Einsatz von Monitoringsystemen zum Überwachen axialer Lasten in Komplettierungen von Bohrungen im Betrieb

K. Pfeifer, D. Maut

UGS GmbH, Mittenwalde, Germany

### Kurzfassung

Eine Speicherbohrung unterliegt über ihren gesamten Betriebszyklus unterschiedlichen Belastungen. Mit dem Monitoring von verschiedenen Parametern soll ein sicherer und stets beherrschbarer Zustand für den Betrieb von Speicherbohrungen sichergestellt werden.

Neben dem standardmäßigen Überwachen von Druck- und Temperaturwerten, ermöglicht das Überwachen von Axiallasten einzelner Rohrtouren eine unmittelbare Abbildung der Spannungssituation in der Bohrlochkomplettierung. Somit lassen sich sowohl Lastwechsel durch Betriebsfahrweisen als auch durch äußere z.B. geologische Einflüsse wie z.B. Konvergenzeffekte erfassen. Voraussetzung dazu ist eine feste Einspannung der Förderrohtour im Packerbereich und Kavernenkopf.

Durch die Festlegung von Grenzwerten für zulässige Belastungen lassen sich kritische Betriebszustände vorzeitig erkennen und durch die Einleitung von Gegenmaßnahmen sichere Betriebszustände wiederherstellen.

Messsysteme zur Erfassung der axialen Belastung können entweder direkt oder indirekt auf oder an den Rohrtouren installiert werden. Die **DMS**-Systeme (**Dehnmessstreifen**) sowie hydraulische Lösungen (**TCMS - Tension Control and Monitoring System**), welche in die Abfangung der Rohrtouren in den Kavernen- bzw. Sondenkopf integriert sind zählen zu den direkten Messverfahren und müssen vor oder im Zuge einer Komplettierung installiert werden. Indirekt messende Systeme (z. B. das **TMS - Tension Monitoring System**) werden am Kavernen- bzw. Sondenkopf installiert. Dieses System kann nachträglich im Betrieb installiert werden und ermöglicht durch das Erfassen der Laständerungen der Ankerrohtour einen Rückschluss auf die Lastsituation der inneren Förderrohtour.

1. **Dehnmessstreifen (DMS)**, zum Überwachen der Axiallast sind diese direkt an der Ankerrohtour und/oder an der Förderrohtour appliziert.
2. Das **Tension Monitoring System (TMS)** ist zwischen der Unterseite des Grundflansches und der Bohrkellersohle an der Ankerrohtour unter Vorspannung installiert. Die Messung der Kraft erfolgt bei dieser Messeinrichtung über Wägezellen.
3. Das **Tension Control and Monitoring System (TCMS)** wird als Hohlkolbenzylinder direkt als Bestandteil des Bohrlochkopfes integriert. Die Messung erfolgt anhand des im Zylinder wirkenden hydraulischen Druckes mittels Drucksensoren.

Durch den Einsatz von Monitoringsystemen zur kontinuierlichen Erfassung von Axiallasten lassen sich:

- Aktuelle Axiallastzustände der Rohrtouren messen und dokumentieren
- Frühzeitig hohe Belastungen der Förderinstallation erkennen und Gegenmaßnahmen einleiten
- Der bestimmungsgemäßen Betrieb nachweisen
- Nachweis der Integrität der Barrieren belegen
- Langzeitauswirkungen durch geologische und betriebliche Einflüsse erfassen.



## Abstract

A storage well is subject to different loads over its entire operating cycle. The monitoring of various parameters is intended to ensure a safe and always controllable condition for the operation of storage wells.

In addition to the standard monitoring of pressure and temperature values, the monitoring of axial loads of individual casings and tubings enables a direct mapping of the stress situation in the well completion. Thus, load changes due to operating modes as well as external e.g. geological influences such as convergence effects can be recorded. The prerequisite for this is a fixed clamping of the production string in the packer area and well head.

By defining limit values for permissible loads, critical operating conditions can be detected in advance and safe operating conditions restored by initiating countermeasures.

Measuring systems for recording the axial load can be installed either directly or indirectly on or at the casings. The (**SG**) strain gauges systems and hydraulic solutions (**TCMS** - Tension Control and Monitoring System), which are integrated in the landing systems of the casings in the wellhead, belong to the direct measuring methods and must be installed before or in the course of completion.

Indirect measuring systems (e.g. the **TMS**-Tension Monitoring System) are installed at the wellhead. This system can be installed subsequently during operation and enables conclusions to be drawn about the load situation of the inner production string by recording the load changes of the anchor pipe run.

1. Strain gauges (**SG**) for monitoring the axial load, these are applied directly to surface of the production string or anchor pipe.
2. The Tension Monitoring System (**TMS**) is installed between the underside of the casing head housing and the bottom of the cellar ground under pretension. The force is measured by load cells in this measuring device.
3. The Tension Control and Monitoring System (**TCMS**) is integrated as a hollow piston cylinder directly as part of the wellhead. Measurement is based on the hydraulic pressure acting in the cylinder by means of pressure sensors.
- 4.

By using monitoring systems for the continuous recording of axial loads, it is possible to:

- Measure and document current axial load conditions of production strings
- Detect high loads on the installation at an early stage and initiate countermeasures
- Prove that the system is operating as intended
- Provide evidence of barrier integrity
- Record long-term effects due to geological and operational influences.

## Einleitung

Ein wesentlicher Bestandteil für den Betrieb von Kavernenbohrungen sowie weiterer Speicher- oder Förderbohrungen ist der untertägige Ausbau mit Installation und Komplettierung. Der sichere Betrieb einer solchen Bohrung über den gesamten Lebenszyklus erfordert eine regelmäßige Überwachung und Wartung der gesamten Komplettierung.

Die in die Bohrung eingebrachte letzte zementierte Rohrtour (LzRT) wird mit Hilfe eines Zementmantels fest mit den geologischen Schichten verbunden. Somit werden alle Kräfte, die in den Schichten auftreten oder durch diese verursacht werden, über den Zementmantel in die Rohrtour übertragen und ändern damit den vorherrschenden Spannungszustand. Bei Kavernenbohrungen kann eine solche Kraft bspw. durch die Konvergenz der Salzsichten verursacht werden.

In Fällen, in denen eine feste Verbindung des Förderstranges (FRT) mit der LzRT besteht (bspw. über einen Packer, siehe Abbildung 1), wird die Axiallast nach Obertage übertragen. Mit Hilfe entsprechender Ausrüstung kann diese Kraft dann am Bohrlochkopf gemessen werden.

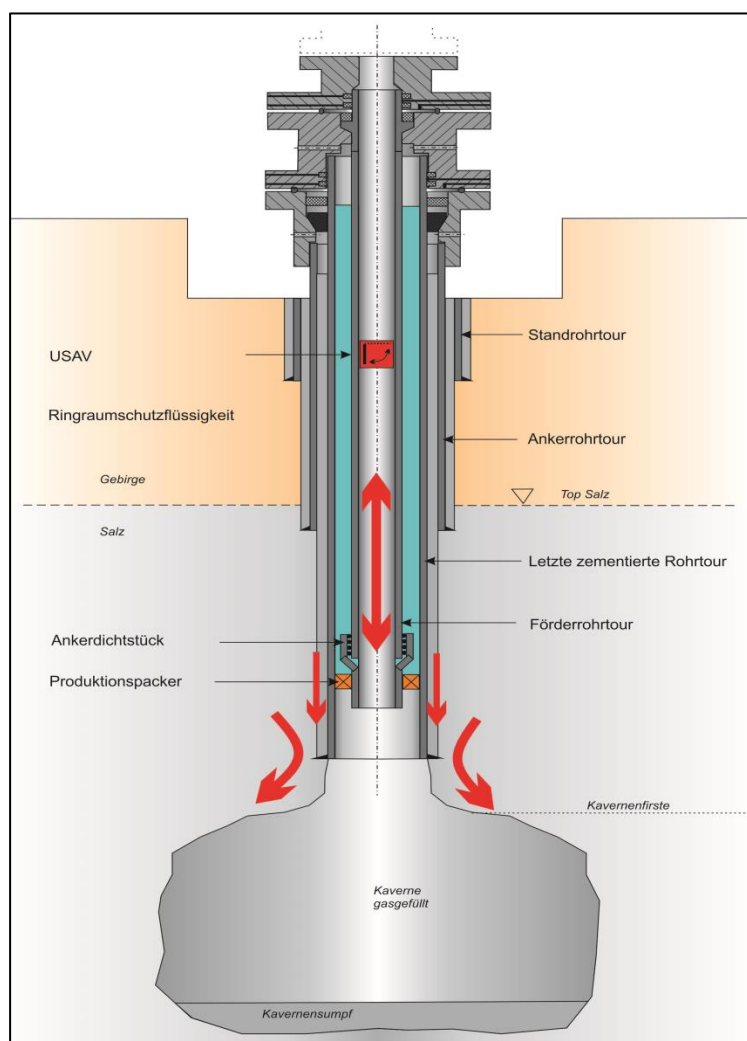


Abbildung 1: Schematische Darstellung einer Gaskavernenkomplettierung mit wirkenden Kräften

Die vorangegangene Abbildung 1 zeigt die schematische Darstellung der Bohrungsinstallation einer Gaskaverne mit wirkender Konvergenz im Salz (gekrümmte rote Pfeile) und die Übertragung der Kraft (gerade hellrote Pfeile) vom Gebirge über die letzte zementierte Rohrtour in den Packer und von dort aus weiter über die Förderrohrtour bis nach Obertage in den Bohrlochkopf (gerade dunkelrote Pfeile).

Die Gewährleistung des sicheren Betriebes einer Bohrung generell, aber auch gegenüber der Öffentlichkeit und den Behörden verlangt die Kenntnis und Dokumentation der vorhandenen Kräfte und den Nachweis im Sinne einer Gegenüberstellung mit den ertragbaren Kräften. Bei einer zu hohen Krafeinwirkung kann eine Schädigung am Zement, der letzten zementierten Rohrtour selbst oder auch an der Förderrohrtour auftreten, die im schlimmsten Fall zu Leckagen führt.

Die im nachfolgenden Abschnitt aufgezeigten Systeme sind für die Messung der genannten Axialbelastung bzw. deren Änderung als Abgleich mit der Ausgangssituation entwickelt worden und bilden die Grundlage für die Auswertung der Axialbelastungen.

## Messsysteme

- **DMS – Dehnmessstreifen (Ankerrohrtour/Casing)**

Die einfachste Möglichkeit für das Messen der in der Installation auftretenden Axiallast besteht darin, die Dehnmessstreifen direkt auf der Ankerrohrtour/dem Casing zu applizieren. Die Ausführung erfolgt dabei in einer Wheatstone'schen Brückenschaltung (siehe Abbildung 2).

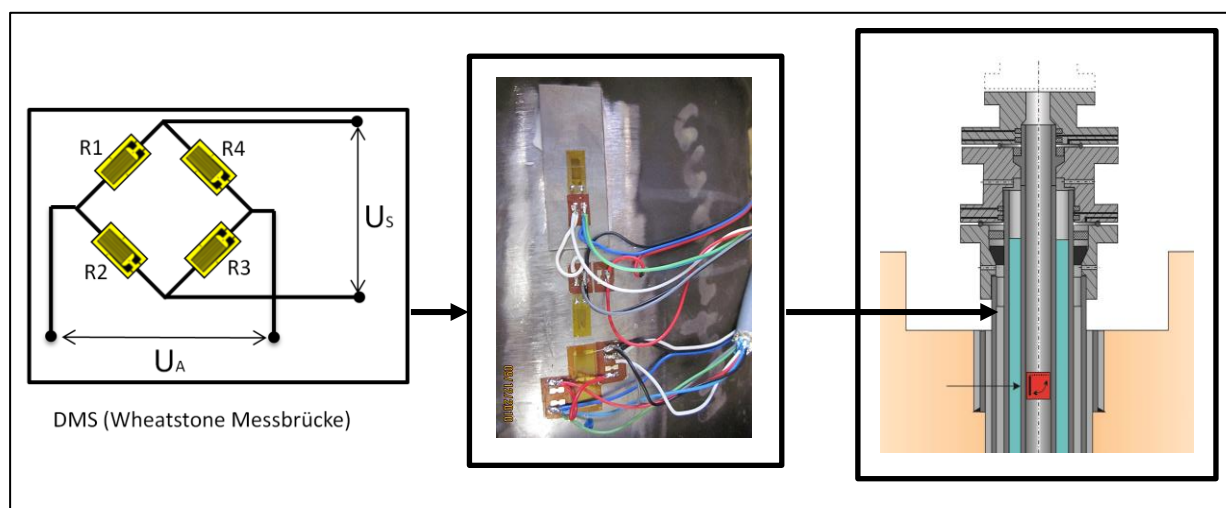


Abbildung 2: Schemadarstellung einer DMS-Applikation auf der Ankerrohrtour/dem Casing

Ein großer Vorteil dieser Applikation ist die verhältnismäßig einfache und unkomplizierte Installation der DMS. Sie können sowohl bei neuen als auch an existierenden Bohrungen zum Einsatz kommen. Der Kalibrierungsaufwand bei bestehenden Bohrungen ist allerdings als umfangreicher einzustufen, da für die Kalibrierung der DMS zwei unterschiedliche Lastsituationen angefahren werden müssen. Für Neubohrungen oder Rekompletierungen kann eine Kalibrierung im Zuge der Arbeiten unmittelbar vor Ort erfolgen.

- **DMS – Dehnmessstreifen (Förderrohrtour/Hanger)**

Eine weitere Möglichkeit für die Überwachung der Axiallasten ist die Messung direkt am Hänger der Förderrohrtour. Hierfür werden Dehnmessstreifen auf dem Hänger appliziert und ebenfalls in einer Wheatstone'schen Brücke miteinander verschalten.

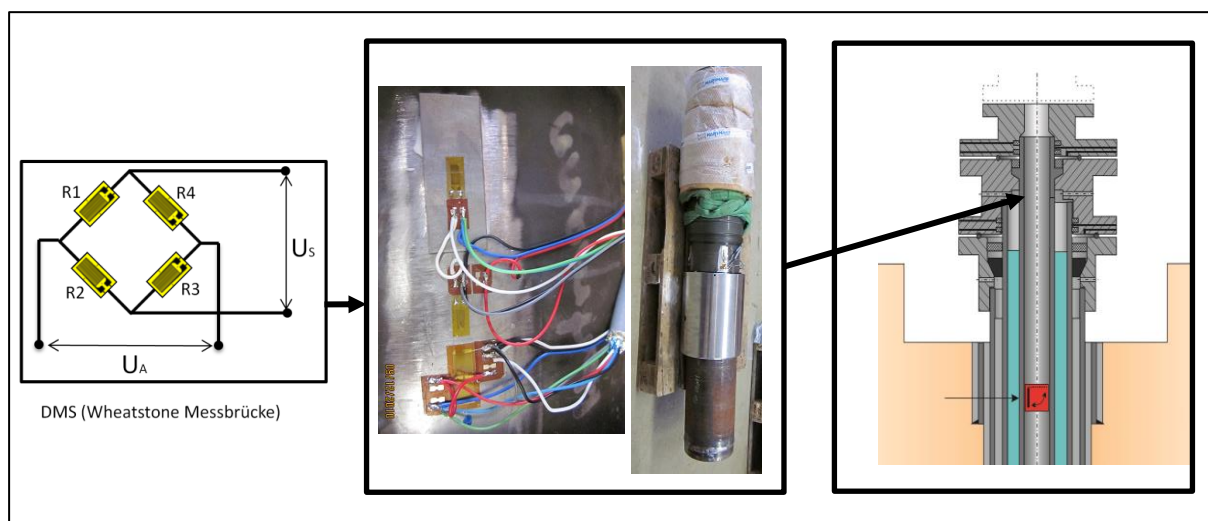


Abbildung 3: Schemadarstellung einer DMS-Applikation auf dem Hänger der Förderrohrtour

Die Applizierung der DMS am Hänger gestaltet sich anders als an der Ankerrohrtour aufwendiger, da eine Schutzhülse vorzusehen ist, aus der die Messkabel der DMS nach außen geführt werden. Dadurch ist eine nachträgliche Applizierung von Dehnmessstreifen auf dem Hänger nur in Verbindung mit sehr hohem Aufwand zu realisieren (Reklompletierung). Die Rekalibrierung der Dehnmessstreifen gestaltet sich ebenso wie bei den DMS auf der Ankerrohrtour.

- **Tension Monitoring System (TMS)**

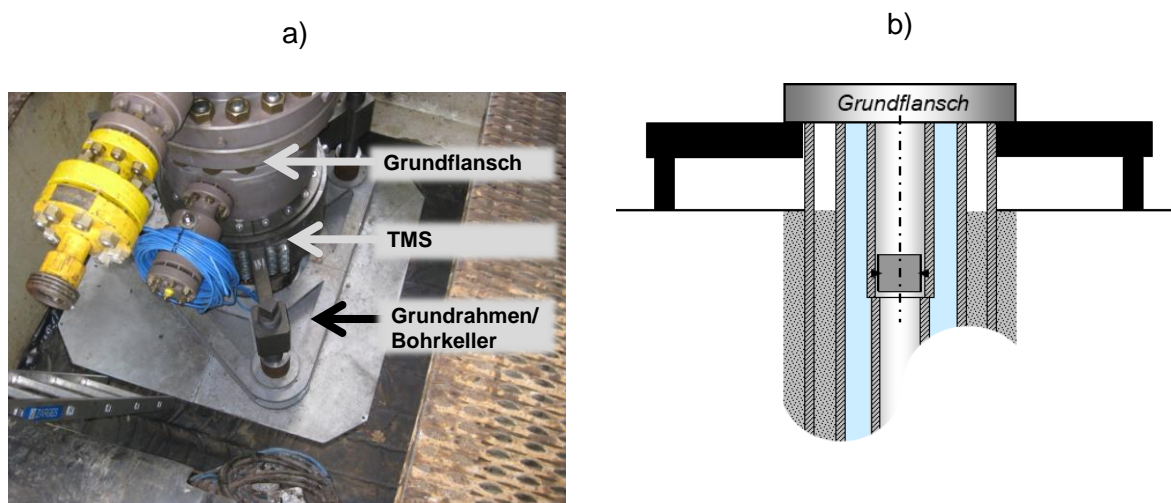


Abbildung 4a) und 4b): Installation eines TMS am Bohrlochkopf (4a) sowie eine schematische Darstellung des TMS installiert am Grundflansch

Bei dem Tension Monitoring System (TMS) handelt es sich um ein Messsystem, das mit Hilfe von Wägezellen die Änderung der in der Komplettierung auftretenden Axialkräfte misst, welche über die Ankerrohrtour aufgenommen und in den Untergrund abgeleitet werden.

Teile der wirkenden Axialkraft der Ankerrohrtour werden über einen Stützflansch (TMS- Body) in die höhenverstellbaren Tragarme und von dort aus weiter in die Wägezellen (Kraftmessdosen) geleitet.

Für eine bessere Kraftverteilung auf der Kellersohle besitzt das Messsystem zusätzlich einen Grundrahmen. Die in Abbildung 4a) aufgezeigte Grafik zeigt ein TMS installiert zwischen Grundflansch und Kellersohle. Zum besseren Verständnis ist zusätzlich in Abbildung 4b) eine schematische Darstellung des installierten Messsystems abgebildet.

Vorteilhaft gestaltet sich neben der relativ problemlosen Installation die Möglichkeit, durch einen einfachen Austausch der Wägezellen das System zu recalibrieren. TMS-Systeme sind seit 2017 in Betrieb.

- **Tension Control and Monitoring System**

Auf Grund der kontinuierlichen Weiterentwicklung von Systemen zur Axiallastmessung folgte als logische Konsequenz die Forderung einer Erweiterung der Funktionalität, so dass nicht nur die Axiallast gemessen, sondern die Belastung in der Rohrtour gesteuert und aktiv beeinflusst werden kann.

Der Zugewinn im Vergleich zu den zuvor gezeigten Messsystemen besteht darin, dass zusätzlich zur Messung der Axialkraft ein aktives Eingreifen und somit eine kontrollierte Erhöhung oder Reduzierung der Lasten erfolgen kann.

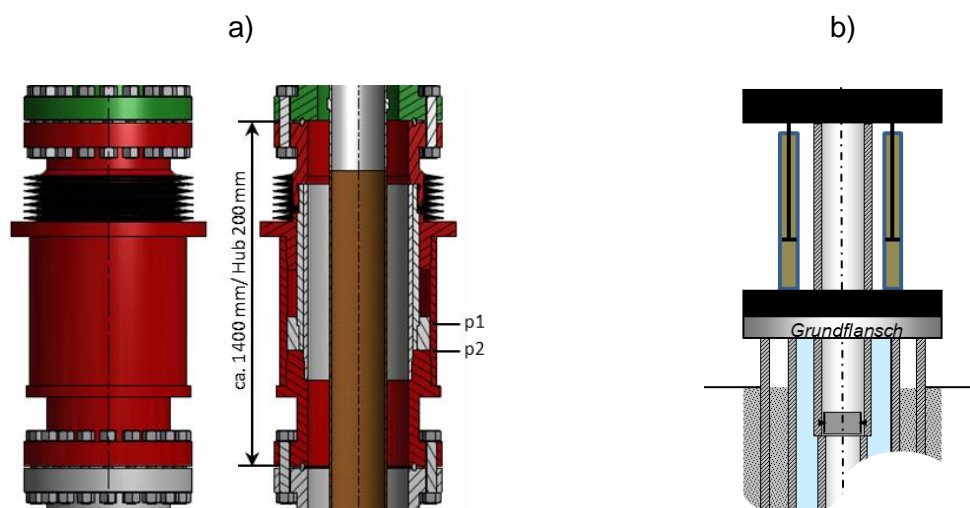


Abbildung 5 a) und b): *Details des Hohlkolbenzylinders in a), in b) ist die schematische Darstellung eines am Bohrlochkopf installierten TCMS.*

Die Ausführung des TCMS erfolgt als Hohlkolbenzylinder, der mittels zweier Flanschanschlüsse als Bauteil im Bohrlochkopf integriert wird. Der Aufbau kann der Schnittzeichnung Abbildung 5a) bzw. dem Schema in Abbildung 5b) entnommen werden. Das System wird als fester Bestandteil oberhalb des Grundflansches installiert. Durch den Aufbau

wird die Belastung der Rohrtour direkt in das TCMS geleitet und kann dort als Druckänderung mittels eines Drucksensors, gemessen werden.

Auf Grund des System-Aufbaus kann die Nachkalibrierung des Messsystems durch einen einfachen Wechsel des Drucksensors erfolgen. Eine nachträgliche Installation des Messsystems ist grundsätzlich möglich.

Eine alternative Möglichkeit für den Einsatz des TCMS besteht darin, dass sich während des Betriebes der Hohlkolbenzylinder in einem drucklosen Zustand befindet und nur für die Messung der Axiallast mit Druck beaufschlagt wird. Die Druckbeaufschlagung erfolgt dabei solange bis ein Wegmesssystem anschlägt. Aus dem dabei ermittelten Druckwert kann die wirkende Kraft abgeleitet werden.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt befindet sich das TCMS als solches noch in der Entwicklung.

## **Erfahrungen im Feldeinsatz**

Die Erfahrung der vorangestellten Messsysteme umfassen ein Zeitraum von bis zu mehreren Jahrzehnten.

Die **DMS** sowohl an der Anker- als auch an der Förderrohrtour werden bereits seit 1995 erfolgreich auf Kavernenspeichern eingesetzt und liefern zuverlässig Messdaten. Umfangreiche weitere Erfahrungen mit dem Messsystem konnten an einem Versuchsstand, mit der Möglichkeit zur Einstellung definierter Belastungssituation, gemacht werden. Unter anderem konnten dabei durch Versuche der Einfluss des Tagesganges der Temperatur sowie die Umlagerung von Eigenspannungen aufgezeigt werden.

Das in 2015 entwickelte **TMS** wurde bis zum jetzigen Zeitpunkt mehrfach installiert. Bei allen Installationen wurden zusätzlich als redundantes Zweitsystem DMS auf der Ankerrohrtour appliziert. Infolge der bisherigen kurzen Einsatzzeit liegen gegenwärtig die Erfahrungen in der Aufzeichnung der Axiallasten bei Einbau, Inbetriebnahme und ersten Zyklen im Speicherbetrieb im Kurzzeitmonitoring.

Da sich das **TCMS** gegenwärtig in der Entwicklungsphase befindet, sind keine Felderfahrungen vorhanden. Wie bereits genannt, konnte das Grundprinzip des Messsystems schon mehrfach in anderen Anwendungsfällen, z.B. hydraulische Hebeeinrichtung (Casing Jack), eingesetzt werden.

Die Bewertung und Analyse der Messdaten unterscheidet sich in Kurz- und Langzeitmonitoring.

- Unter Kurzzeitmonitoring wird die Überwachung und Dokumentation des aktuellen Istzustandes während des Betriebes verstanden, das heißt, die aufgezeichneten Messdaten werden direkt genutzt und mit den zulässigen Daten abgeglichen.
- Das Langzeitmonitoring dient zum Erstellen von Prognosen, dabei werden über einen längeren Zeitraum aufgezeichnete Messdaten analysiert. Je länger der Aufzeichnungszeitraum, umso genauer fällt die Aussage über das geomechanische Verhalten aus. Ein Langzeitmonitoring ist für die Überwachung eines

bestimmungsgemäßen Betriebes in der gesamten Betriebszeit einer Kavernenbohrung ausgelegt. Darüber hinaus lassen sich aus den betriebsbedingt und geomechanisch verursachten und messtechnisch erfassten Einflüssen Analogien auf Axiallastbeanspruchungen vergleichbarer Bohrungen ableiten.

Die nachfolgende Abbildung 6 dient der Verdeutlichung des genannten Monitorings. Im oberen Diagramm ist die in der Rohrtour wirkende Kraft in kN, im mittleren Diagramm der Druck im Steigraum (in bar) und im unteren die Temperatur in °C aufgezeigt.

Über den Abgleich der wirkenden Kraft mit der vom Hersteller zulässigen Kraft lässt sich direkt eine Aussage über den Zustand der Rohrtour geben. Zusätzlich kann vor Eintreten einer Schädigung durch einen eigens definierten Grenzwert (maximale Zugkraft unterhalb der vom Hersteller angegebenen kritischen Axiallast), vom Betreiber reagiert und Gegenmaßnahmen ergriffen werden.

In Abbildung 6 ist die Reaktion in Form des Kraftverlaufes (oberes Diagramm) als Folge von Druck- und Temperaturänderungen (mittleres und unteres Diagramm) über den Jahreszyklus einer Speicherbohrung dargestellt. Im Juni zeigt sich, dass durch die Temperaturerhöhung eine Reduzierung der Zugkraft der Rohrtour erfolgt. Im November wiederum erfolgt eine Änderung des Lastniveaus in der Rohrtour, die hauptsächlich im Druckanstieg ihren Ursprung besitzt.

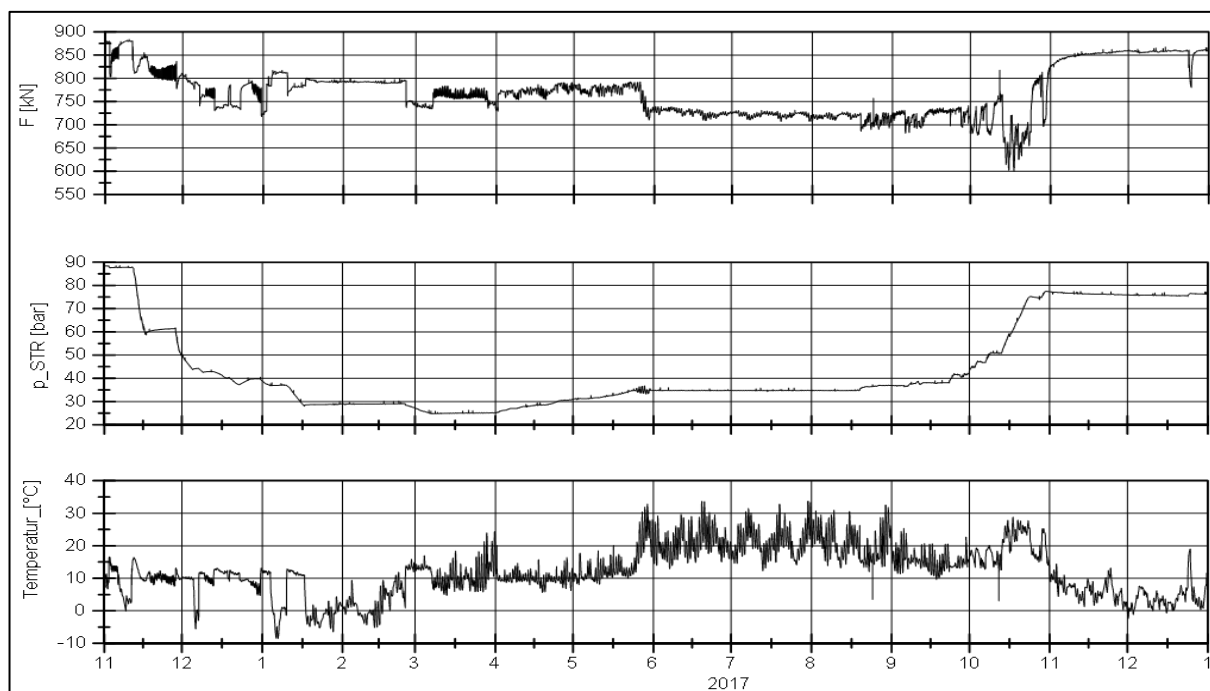


Abbildung 6: Beispiel für einen Jahreszyklus einer Speicherbohrung

In der nachfolgenden Abbildung 7 ist der Verlauf der gemessenen relativen Dehnung für einen Zeitraum von ca. 6 Jahren (Langzeitmessung) dargestellt. Die in der Grafik zusätzlich eingeführte Gerade (schwarze Linie) zeigt den Anstieg der gemessenen Axialbelastung der Rohrtour über die Zeit.

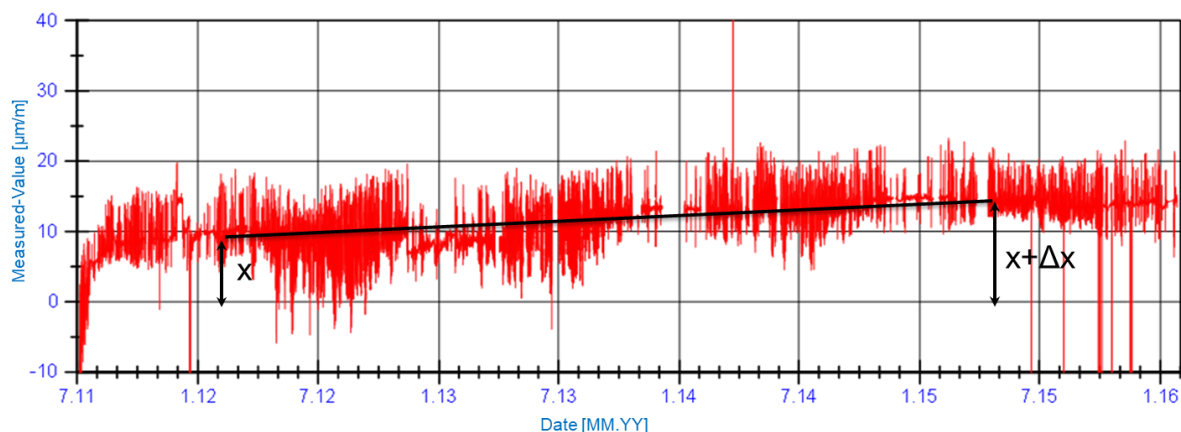


Abbildung 7: Langzeitmessung der relativen Dehnung in einer Rohrtour

Es ist zu beachten, dass bei diesem Beispiel der Anstieg nur aus dem Einfluss der Geologie herrührt, da zuvor die Betriebseinflüsse eliminiert wurden.

### Zusammenfassung

In den vorangegangenen Abschnitten wurde gezeigt, dass die Überwachung der Axiallaständerung in Rohrtouren durch den Einsatz von technisch erprobten und zuverlässigen Messsystemen erfasst und überwacht werden können. Hervorgerufen werden die Laständerungen sowohl durch den Betrieb als auch durch sich ändernde geologische Verhältnisse. Ein Überblick der genannten Monitoringsysteme kann der nachfolgenden Abbildung 8 entnommen werden.

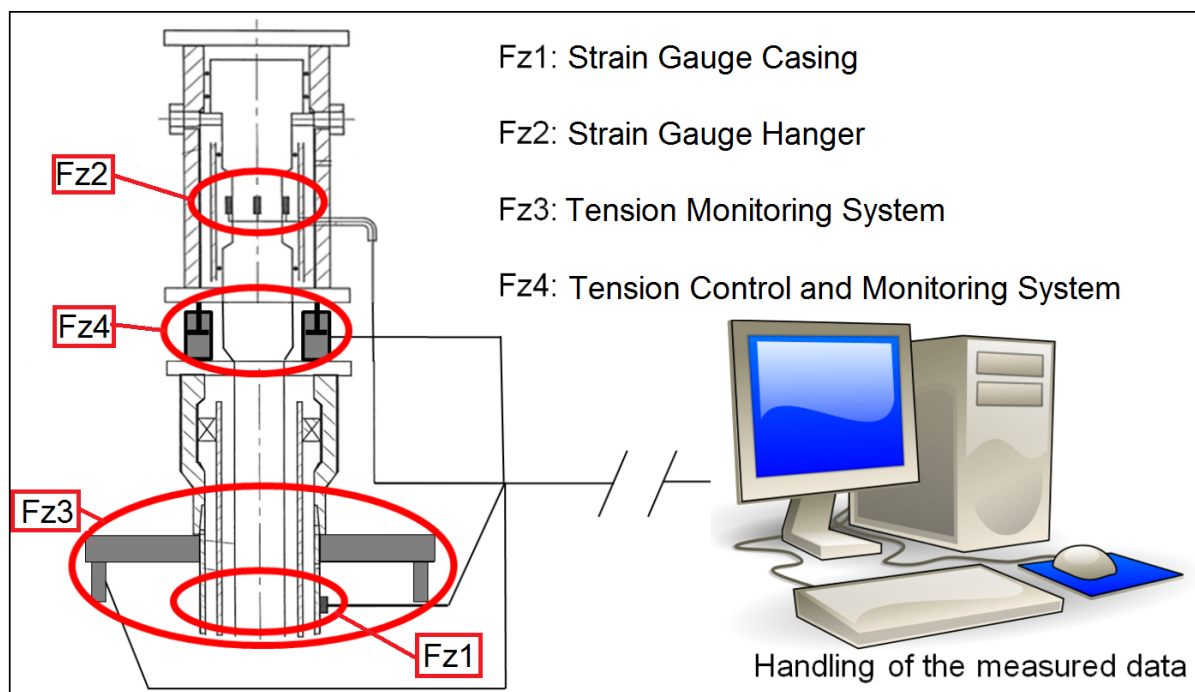


Abbildung 8: Überblick der vorgestellten Monitoringsysteme



Voraussetzung für die Messung der geologischen Veränderungen ist eine fest eingespannte Förderrohrtour, welche die Kraftänderung bis nach Obertage übertragen kann.

Die Variation der Monitoringsysteme hinsichtlich Installations- und Überwachungsmethode kann ein breites Anwendungsspektrum abdecken. Weiter kann durch eine Kombination der Systeme Redundanz der Messwerte geschaffen werden. Vorzugsweise dient hierfür die DMS-Applikation an der Ankerrohrtour.

Die Messwertanzeige der auf die Rohrtour wirkenden Kraft über die Zeit ermöglicht die direkte Überwachung des bestimmungsgemäßen Betriebes. Weiter wird durch die Definition von Grenzwerten, die unterhalb der kritischen Herstellerangabe liegen, eine schnelle Reaktion bei unvorhersehbaren Ereignissen ermöglicht. Bei solchen Ereignissen kann durch eine Analyse der aufgezeichneten Messdaten ein Rückschluss auf die Höhe der Belastung und damit eine mögliche Beschädigung der Rohrtour geschlossen werden. Aus den über längere Zeiträume aufgezeichneten Messdaten lassen sich Prognosen zu geologischen Einflüssen ableiten. Technische als auch gebirgsmechanische Berechnungs-Modelle können verifiziert werden.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	<i>Schematische Darstellung einer Gaskavernenkomplettierung mit wirkenden Kräften</i>	3
Abbildung 2:	<i>Schemadarstellung einer DMS-Applikation auf der Ankerrohrtour/dem Casing</i>	4
Abbildung 3:	<i>Schemadarstellung einer DMS-Applikation auf dem Hänger der Förderrohrtour</i>	5
Abbildung 4a) und 4b):	<i>Installation eines TMS am Bohrlochkopf (4a) sowie eine schematische Darstellung des TMS installiert am Grundflansch</i>	5
Abbildung 5 a) und b):	<i>Details des Hohlkolbenzylinders in a), in b) ist die schematische Darstellung eines am Bohrlochkopf installierten TCMS.</i>	6
Abbildung 6:	<i>Beispiel für einen Jahreszyklus einer Speicherbohrung</i>	8
Abbildung 7:	<i>Langzeitmessung der relativen Dehnung in einer Rohrtour</i>	9
Abbildung 8:	<i>Überblick der vorgestellten Monitoringsysteme</i>	9

## **Regulatorische Grundlagen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland**

S. Tüngler

LEITFELD Rechtsanwälte, Köln, Germany

### **Abstract**

Im Sommer vergangenen Jahres wurde das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert. Einer der von dieser Novellierung betroffenen Bereiche ist die Wasserstoffwirtschaft. Die entsprechende Ergänzung des EnWG bezweckt ausweislich der Gesetzesbegründung den schrittweisen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland. Die Regelungen verstehen sich als Übergangslösung bis entsprechende europäische Vorgaben vorliegen und sind wesentlicher Bestandteil zur Erreichung der deutschen Klimaziele.

Für Unternehmen aus dem Bereich Geo-Energiesysteme und Untertagetechnologien sind die Neuregelungen im EnWG zur Wasserstoffwirtschaft von besonderem Interesse, birgt die Untergrundnutzung doch zahlreiche Chancen für eine klimafreundliche Energieversorgung, etwa durch nachhaltige Nutzung von Untergrundspeicheranlagen. Voraussetzung ist jedoch ein investitionsfreundlicher Rechtsrahmen. Ob und inwieweit die geltenden regulatorischen Vorgaben dies gewährleisten, ist intensiver Diskussion zugänglich. Außerdem wird kontrovers beurteilt werden können, ob und, wenn ja, welche Konsequenzen dieser Rechtsrahmen für die technische Umsetzung von Speicherprojekten hat.

Der Vortrag ist dreigeteilt:

1. Überblick über die EnWG-Neuregelungen zur Wasserstoffwirtschaft, insbesondere unter Berücksichtigung der verschiedenen Farben von Wasserstoff und des sog. Gasblendings
2. Vertiefte Betrachtung der für am Einstieg in die Wasserstoffspeicherung interessierte Unternehmen relevanten Fragestellungen, u.a.:

Welche Anreize setzt der regulatorische Rahmen für einen sektorübergreifenden Wettbewerb?

Wie können (weitere) Anreize für Investitionen in die Wasserstoffspeicherung geschaffen werden (Bevorratungspflicht)?

3. Einbettung der Regelungen zur Wasserstoffwirtschaft in die Klimaschutzziele der Bundesregierung und Ausblick.

Wir sind überzeugt, mit einem entsprechenden Beitrag ganz im Interesse des fachgebietsübergreifenden Ansatzes des DGMK eV einen Anstoß zu interessanten Diskussionen an der Schnittstelle von technisch-wissenschaftlicher und juristischer Praxis geben zu können.

## **Das BVEG Leistungsspektrum Geothermie – eine Planungshilfe für Projekte der tiefen Geothermie in Deutschland**

Forstner, I.<sup>1</sup>, Holzer, D.<sup>2</sup>, Steininger, S.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., <sup>2</sup> DrillTec GUT GmbH, <sup>3</sup> Neptune Energy Deutschland GmbH

### **Abstract**

Die sich bessernden Rahmenbedingungen für Tiefengeothermieprojekte in Deutschland wecken Interesse bei neuen potenziellen Projektträgern. Dies sind z. B. kommunale Behörden, private Investoren und große Energieverbraucher, die oft keine Erfahrung im Bergbau im Allgemeinen und speziell in der Tiefengeothermie haben. Dies gilt insbesondere für die bergbaulichen Projektschritte und das Einschätzen relevanter Risiken.

Daher besteht hier ein erhöhter Bedarf an Hilfestellungen, Risiken zu erkennen und zu mitigieren. Um einen leicht verständlichen Leitfaden für die erforderlichen Arbeitsschritte, Genehmigungen und den Zeitrahmen zu erstellen, hat eine Projektgruppe im BVEG (Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.) einen mit dem Leistungsspektrum Geothermie einen generischen Projektplan erstellt, der strukturell auf GeoBerichte 42 des Landesamts für Bergbau, Energie und Geologie zurückgreift. Die Projektschritte und ihre Teilschritte werden hier detailliert beschrieben und leiten durch die vier Phasen eines Tiefengeothermieprojekts (Vorbereitung, Erkundung, Förderung und Nachbetrieb).

Dieses „Leistungsspektrum“ richtet sich in erster Linie an die folgenden Akteure:

- Mögliche Betreiber und Investoren | Anforderungen und Ressourcen verstehen
- Dienstleistungsunternehmen | Evaluierung von Marktchancen
- Behörden | Verbesserung der Effizienz von Abläufen
- Forschungseinrichtungen | tieferes Verständnis der erforderlichen Prozesse
- E&P-Unternehmen | Identifizierung von Nachnutzungsoptionen von Öl- und Gasbohrungen

Diese Planungshilfe befasst sich z.B. mit Vorstudien, Öffentlichkeitsarbeit, Genehmigungsverfahren, Abteufen von Bohrungen und Rückbau. Sie ist online frei verfügbar und in verschiedene Formaten erstellt. Die Nutzer können das Leistungsspektrum als Referenz für ihr Projekt verwenden, um mehr als nur einzelne Projektschritte zu identifizieren: Es kann helfen, den Arbeitsaufwand, den Zeitrahmen und die erforderlichen finanziellen Mittel besser einzuschätzen. Es identifiziert auch kritische Aspekte bestimmter Projektschritte und Abhängigkeiten zwischen ihnen. Es zeigt potenzielle Ressourcen für einzelne Projektschritte auf und nennt weitere Informationsquellen, während es gleichzeitig gemeinsame Standards fördert - all dies in komprimierter Form und gleich zu Beginn eines potenziellen Projekts verfügbar.

## **Microbial H<sub>2</sub> consumption activity at conditions relevant for H<sub>2</sub> underground storage**

A. Dohrmann, M. Krüger

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Germany

### **Abstract**

Underground storage of hydrogen (H<sub>2</sub>) could be an alternative way to store large amounts of energy. However, microbial consumption of H<sub>2</sub> is still a major uncertainty factor. Since microbial life is widespread in the crust of the earth an underground storage site needs to be seen as a habitat for microorganisms. Microbial activity at the H<sub>2</sub> storage site might affect the stored H<sub>2</sub> as well as the integrity of the storage site itself. There is great need for more information about microbial H<sub>2</sub> transformation activity at conditions relevant for underground H<sub>2</sub> storage i.e. elevated pressure, high temperature and about potential geochemical interactions with surrounding fluid and rock material. In this study, different fluids from potential subsurface storage sites representing storage in salt caverns or porous rock reservoirs were investigated. While some fluids were inactive, long lasting H<sub>2</sub> consumption was observed by a porous rock reservoir fluid. Microbial H<sub>2</sub> oxidation tolerated high pressure as well as pressure and temperature fluctuations reflecting cycles of H<sub>2</sub> storage. In this fluid microbial H<sub>2</sub> consumption was shown to be sulfate dependent and led to the formation of sulfide. Furthermore, an increase of sulfate reducing bacteria during microbial H<sub>2</sub> consumption was identified by high-throughput sequencing of 16S rDNA. These results indicated the oxidation of H<sub>2</sub> by sulfate reducing bacteria to be the presumed process in this porous rock reservoir fluid. Due to the heterogeneity of the investigated fluids, microbial H<sub>2</sub> oxidation activity at different H<sub>2</sub> underground storage sites cannot be generalized but requires site specific investigations.

## Large Scale Borehole Leakage Experiments under Cyclic Loading & Fluid Flow Modelling

M. Schulz<sup>1</sup>, T. Klose<sup>1,2</sup>, M. C. Chaparro<sup>3</sup>, B. Müller<sup>1</sup>, F. Schilling<sup>1</sup>, P. Blum<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geosciences, Karlsruhe, Germany,

<sup>2</sup>University of Potsdam, Institute of Geosciences, Potsdam, Germany, <sup>3</sup>Karlsruhe Institute of Technology, Institute for Nuclear Waste Disposal, Karlsruhe, Germany

### Abstract

The exit from nuclear and fossil-fuel energy and the increase in renewable energy conversion lead to a higher fluctuation in energy supply. To meet demand in times of energy shortages, this effect can be compensated by extracting and using gas from underground gas storages. As long as enough renewable energy is available, storages can be filled again. However, this results in increasing injection and extraction frequencies, leading to faster occurring pressure and stress changes and therefore posing an additional challenge for reservoir rock, cap rock and technical components.

With the objective to evaluate the effects of this additional cyclic loading on the rock-cement-steel-compound, we used an autoclave system on a realistic scale to simulate abandoned wells. It consists of a 2 m long cemented steel casing with a pressure chamber at each end and heating mats surrounding the system. In order to simulate injection and extraction, gas pressure (N<sub>2</sub>) was applied and released on both ends. Additionally, temperature was raised up to 70 °C. Between loading cycles, permeability was measured to determine the effect of pressure and temperature variation on the tightness of the system.

We present our results from the analysis of three cemented casings by means of numerical models. Since the hardened cement was not connected to the steel casing after the experiments, we assume an annular gap as main gas path in most cases. This gap was modelled and fitted to the experimental data. After pressure variations between 0 bar and 60 bar, the tightness of the system decreased in every experiment, leading to an increased modelled annular gap width. Temperature variations between 30 °C and 70 °C did not have an effect on the first two casings, but increased tightness and therefore decreased the modelled gap width in the third casing.

Additionally, we observed an anomaly in the second casing, which was extraordinarily tight before the first pressure drop. However, when small amounts of pressure (around 3 bar) were released from the upper chamber, around 30% of the released pressure built up again within a few minutes, while the rest took several hours. We assume an almost closed annular gap for the slow pressure buildup and a highly permeable and porous area at the top of the cement for the fast buildup. The results of a finite difference model with this approach seem plausible and are compared to the results of independent permeability and porosity measurements.

These results are in agreement with older CO<sub>2</sub> experiments of the autoclave system that were modelled by a 1D numerical approach. Three conceptual models were tested: Fluid flow through the entire pore space of the cement, through the annular gap or through a highly permeable area at the cement–steel interface. The last two provided the best fits, which is in agreement with the results of the more recent N<sub>2</sub> experiments.

## **Technical-economic Analysis of Level Measurement of Liquefied Petroleum Gas in Residential Environment: Applicability and Development of an automated, non-intrusive and low-cost System**

Oliveira, M.<sup>1</sup>, Nascimento, A.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidade Estadual Paulista – UNESP – Faculty of Engineering, Guaratinguetá - PRH 34.1

FEG/UNESP,<sup>2</sup> Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) – Brazil, Graduate Program in Chemistry

### **Abstract**

The increase in energy demand generates the request for different energy sources, among them we can highlight hydrocarbons, which play a vital role in the country's energy supply. Liquefied petroleum gas (LPG) is a mixture of hydrocarbon gases widely used by Brazilian families. Normally, the gas is transported and stored in 13 kg cylinders. On the market it is possible to find some equipment and mechanical devices capable of measuring the level, but electronic equipment, which have more precision and greater capacity to store data, are found more easily in industrial area and at a high cost, but not in an accessible way for residential use. Thus, this paper aims at analysing in more detail the different possible ways of measuring the level of a domestic cylinder, and investigate a low-cost way and non-intrusive system, allowing the control of expenses and even better planning for exchange time of cylinder in Brazilian residences. The results of this research can be used for a suitable choice of a technical solution for development of an equipment with an affordable price and also with proper precision. The equipment could be patented and benefit people who live in countries with similar conditions of Brazil as India, for example.

Keywords: liquified petroleum gas; automation; gas; meters; Brazil.

### **Introduction**

Liquefied petroleum gas (LPG) is widely used in food cooking by most Brazilian families and is popularly known as "cooking gas". It has the characteristic of being one of the lightest fractions of oil and its burning is very clean, with very low emission of pollutants. Due to these characteristics, it is used indoors, such as in the kitchen, or in industrial applications sensitive to pollutants, such as in the manufacture of glass, ceramics and food.<sup>[1]</sup>

LPG can be obtained naturally from several processes, and according to ANP,<sup>[2]</sup> the two most common are:

- Raw oil distillation: During the oil fractional distillation process, LPG is one of the separated fractions (components).
- Underground Extraction: When natural gas is extracted from a pocket of gas underground, it goes through the fractionation process, which generates several gases, one of them is LPG.

Essentially composed of two gases extracted from petroleum, butane and propane, it may also contain, in a minority, other hydrocarbons, such as ethane. LPG is a colourless gas in its natural state, being composed of a homogeneous and naturally odourless mixture, therefore, it is customary to mix a quantity of sulfur-based compound with LPG so that it is possible to smell the odour in case of gas leakage in the cylinder.<sup>[2]</sup>

In Brazil, there are specific standards for the LPG connection system to a kitchen stove, they are called NBR (*Norma Brasileira*). NBR 8613 is the regulatory standard for the hose, NBR 8473 for the pressure regulator and NBR 8460 for the cylinder.<sup>[3]</sup>



Figure 1 – Typical LPG gas cylinder assembled with a stove in Brazilian residences.<sup>[4]</sup>

The cylinder with its full capacity contains about 85% LPG in its liquefied state and 15% in its vapor state. The liquefied gas vaporizes as the cylinder empties.<sup>[5]</sup>

Many homes have a piped gas supply, however the most used way is the 13 kg cylinder, whose capacity varies from 2 to 90 kg of liquefied product. The main motivation for this form of supply is the portability and convenience of use in homes, industries and remote locations.<sup>[6]</sup>

Packaging	Capacity [kg]	Application
P-2	5	Camping and traveling
P-7	7	Camping and traveling
P-8	8	Residential usage
P-13	13	Residential usage
P-20	20	Forklifts
P-45	45	Condominiums
P-90	90	Restaurants

Table 1 - Types of packaging for LPG storage and distribution.<sup>[6]</sup>

Several characteristics of liquefied petroleum gas (LPG) allow this gas to be available in most homes.<sup>[1]</sup> These features are listed below.

- The ratio between the volume of gaseous and liquid LPG is about 250 times, which makes compressed and liquefied LPG occupy little space;
- When using LPG, it is vaporized slowly and safely through the opening of the valve installed at the outlet of the storage container (cylinder). Thus, LPG can be used in a residence as a source of energy for cooking food, heating water, among others, for a long period;
- LPG can be transported and stored as a liquid and when released, it is vaporized and burned as a gas. This characteristic makes LPG a unique fuel;

- Inside the cylinders, the gas is kept in a liquid state under pressure, between 4kgf/cm<sup>2</sup> to 7kgf/cm<sup>2</sup> (or 392 kPa to 686 kPa in units of the International Standards System);
- The internal pressure in the cylinders is the same, no matter the capacity. On the P-13, P-8 and P-5 the pressure regulator (popularly known as “click” or “register”) reduces this entire pressure by up to 250 times (about 2.8 kPa) for use in stoves. low pressure households;
- The 5 kg, 8 kg and 13 kg cylinders are designed to operate with low pressure gas equipment (stoves, ovens, grill machines etc.), the 2 kg cylinder (P-2) is designed for use in stoves and high-pressure lamps, in general coupled directly to the cylinder valve. Figure 2 shows how these cylinders are typically assembled in Brazil.

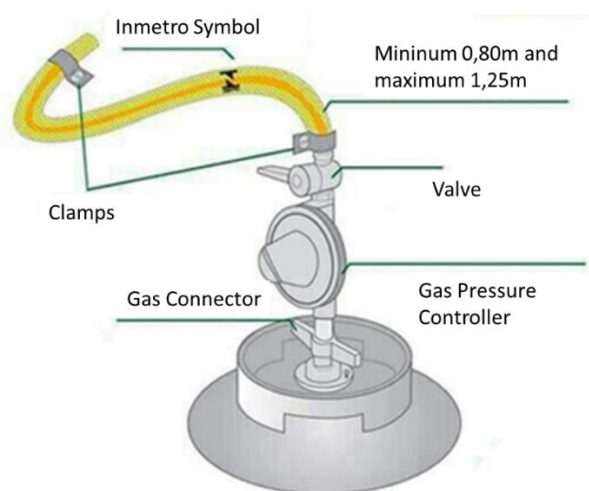
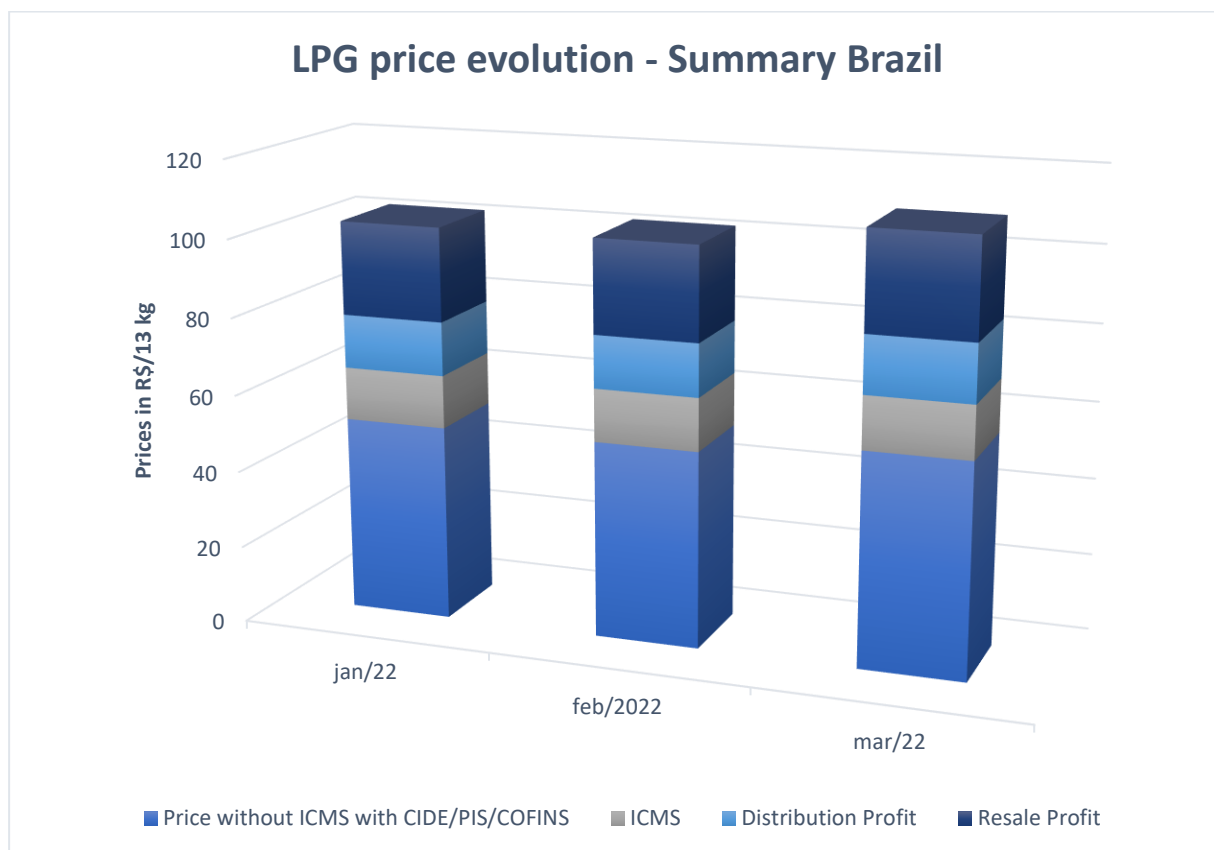


Figure 2 - LPG connection system.<sup>[7]</sup>

## LPG P-13 Cylinder Price and the influence in Brazilian families

ANP (Petroleum National Agency) publishes monthly the evolution of LPG prices in all Brazilian states since November 2001, and as showed at Figure 3 it is possible to verify that the prices of a cylinder currently cost around R\$ 100.00 if it summarizes the price in all Brazilian regions. According to Provisional Measure number 919, the minimum salary in Brazil is R\$ 1212.00, this means a gas cylinder is equivalent to 8% of the salary of a Brazilian citizen. This kind of comparison demonstrates the high cost of LPG and how its price mainly affects low-income families.





*Figure 3 - Evolution of LPG Prices.<sup>[2]</sup>*

The contents of a 13 kg cylinder should be enough for the consumption of a family with four people in a period of one month. Therefore, 350 g, which is the permissible tolerance for a P-13 cylinder, corresponds to the consumption of approximately one day by this family. If we consider, for example, that a P-13 container cost, on average, R\$ 100.00 in the city of Rio de Janeiro in April 2022, it can be concluded that 350 g of LPG (permissible tolerance for a P-13) correspond to approximately R\$ 2.70 that can be paid by the consumer without receiving the product. According to data from the ANP, in a period of 6 months, around 200 million P-13 cylinders (containing up to 13 kg of LPG) are sold.<sup>[11]</sup>

Effective and accurate control of the amount of LPG consumed in a household can bring economic benefits to a low-income family. Nowadays on market, there are different measurement devices that allow this kind of control. In homes where gas is piped, meters are installed to measure the amount of gas consumed, but their high cost makes it impossible to install them in a house that uses cylinders.

In addition to the economic benefits that a control of the amount of gas can bring, this control also prevents the unexpected end of the gas in the cylinder during the cooking of a certain meal or procedure that depends on the combustion of LPG.<sup>[8]</sup>

In this perspective, a survey carried out by students from the Federal Institute of Rio Grande do Norte found that about 75.8% of respondents, in a sample plan of 580 people, did not actually know how long the gas would last until the next exchange.<sup>[9]</sup>

According to Barcelos<sup>[10]</sup>, it is impossible to verify the remaining amount of gas in the cylinder, since there are no external indicators of the LPG level (the cylinder is completely sealed), which makes it impossible to see the liquid level.

## Level Measurement of LPG Gas Cylinders

Among the different ways to measure the level of a gas cylinder, we have selected three ways: measurement through weighing gas cylinder, measurement through the internal pressure of the cylinder and measurement using ultra-sonic technology.

Weighing gas cylinder is one method that has been studied in the academic environment and we can see the existence of several articles and studies carried out in the area. This method of measurement is non-intrusive method, however it has the disadvantage of needing an empty cylinder to be used for the tare. A weighing machine can be used to verify how much liquid there is inside the cylinder, but a precise measurement would require a very accurate distinguishment between the different cylinders.



Figure 4 – Example of weighing method study.<sup>[12]</sup>

Measuring the cylinder pressure is another method of checking the gas level in a cylinder, however this kind of measurement is intrusive (need for a mechanical installation of a gas pressure gauge), inaccurate and the installation can be dangerous. This method is inaccurate because the temperature inside the cylinder is able to modify the pressure, and this could cause an unprecise measurement of the gas level.



Figure 5 - Example of cylinder pressure meter. <sup>[13]</sup>

As the liquefied petroleum gas (LPG) is stored in liquid state inside the cylinder, it is possible to verify the level of gas using an ultra-sonic meter. This method is non-intrusive, however it has a high cost for low-income families. Ultrasonic liquid level indicators can be very precise. The equipment is able to emit waves throughout the cylinder and when the signal returns to equipment, it can calculate according to the signal the level of the liquid.

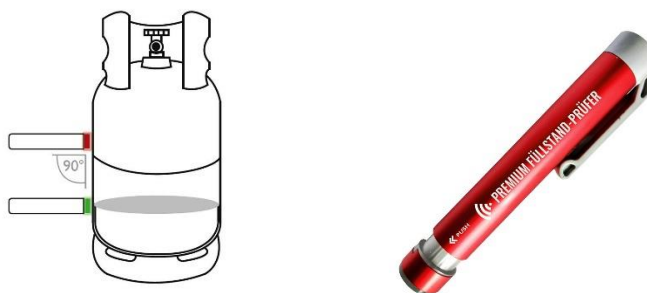


Figure 6 - Example of gas level measurement using ultra-sonic technology.<sup>[14]</sup>

Up to now, the importance of applying something to ensure the accurate measurement of LPG level has been verified. It was verified that there are already researches and patents involving these methods, but it is still necessary to study in more details, what would be the sequential options, in order to take advantage of this technology already developed and in application, for a less intrusive, more accessible, and more accurate system.

## Acknowledgment

The authors would like to thank the financial support from the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels - ANP -, the Financier of Studies and Projects - FINEP - and the Ministry of Science, Technology and Innovation - MCTI through the ANP Human Resources Program for the Oil and Gas Sector Gas – PRH-ANP/MCTI.

## Conclusion

Currently, on the market, the level meters found for LPG cylinders have a high price for low-income families in Brazil and those with good accuracy are aimed at the industrial area. In addition, most of these gauges are intrusive (need for a mechanical installation of a gas pressure gauge), or are imprecise, such as those that check the LPG level through the weight of the cylinder.

Considering the current price of the cylinder, the international scope that it has, as other countries also use LPG residentially, a cheaper, non-intrusive and more accurate way is in the interest of the population, and it is not yet on the market.

## References

[1] PETROBRÁS. Gás liquefeito de petróleo (GLP). [viewed date: June 2021] Available from: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/produtos/domesticos/gas-liquefeito-de-petroleo-glp/>>. (2021)

[2] ANP. Gás Liquefeito de Petróleo – GLP. Agência Nacional de Petróleo (ANP), Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília: DF. [viewed date: April 2022]. Available from: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-por-centrais-de-materias-primas-petroquimicas-cpq/gas-liquefeito->

de-petroleo-glp >. (2022)

[3] FIOCRUZ. Botijão de gás. Rio de Janeiro. [viewed date: June 2021]. Available from: <[http://www.fiocruz.br/biosseguranca/Bis/virtual%20tour/hipertextos/up2/botijao\\_gas.html](http://www.fiocruz.br/biosseguranca/Bis/virtual%20tour/hipertextos/up2/botijao_gas.html)>. (2016)

[4] Corpo de Bombeiros. [Viewed date: April 2022]. Available from: <<https://bombeiroswaldo.blogspot.com/2013/11/gas-botijoes-p13-conhecendo-os.html>>. (2013)

[5] CHAGAS, Marcos Rezende. Gestão do nível de gás de cozinha (GLP). 42 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Redes de Computadores e Teleinformática) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. (2018).

[6] PETROBRÁS. Gás liquefeito de petróleo. Informações técnicas. [viewed date: June 2021] Available from: <<http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/manual-tecnico-gas-liquefeito-petrobras-assistencia-tecnica-petrobras.pdf>>. (2019)

[7] LIQUIGÁS. Componentes básicos para a instalação segura do botijão. [viewed date: June 2021] Available from: <https://gpigliuigas.com.br/para-a-sua-seguranca/>. (2021)

[8] SEVERO, J. R. M. Protótipo para detecção de vazamentos de gás GLP. (2018)

[9] MEDEIROS, G. V. DA S. SmartGás: uma plataforma inteligente para o monitoramento de gás de cozinha. (2017)

[10] BARCELOS, I; RIBEIRO, J.; PAQUINI, L.; CONCEIÇÃO, N. Registro de software e patente (Instrumento + software): Gasfeasible 1.0. Vitória. (2021)

[11] NUNES, Rogerio Possidonio. Gás liquefeito de petróleo (GLP) como produto pré-medido - um estudo das tecnologias de envase e do controle de medição utilizados pela indústria nacional. 2017. 201f. Dissertação do Curso de Mestrado em Metrologia e Qualidade – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, Duque de Caxias. (2017)

[12] Preço do Gás. Quanto Pesa um Botijão de Gás Vazio. [Viewed date: April 2022]. Available from: <<https://www.precodogas.com.br/quanto-pesa-um-botijao-de-gas-vazio.php>> (2022)

[13] Centro de Referência para o Ensino de Física. Monitoring the amount of gas in a 13 kg cylinder: is it possible through pressure? [Viewed date: April 2022]. Available from: <<https://cref.if.ufrgs.br/?contact-pergunta=monitoramento-da-quantidade-de-gas-em-um-botijao-de-13-kg-e-possivel-atraves-da-pressao>> (2018)

[14] Obelink. [Viewed date: April 2022]. Available from: [https://www.obelink.de/premium-gasflaschen-fullstandsanzeiger.html?gclid=Cj0KCQjwyMiTBhDKARIsAAJ-9VtJVVaGsXg\\_zt4T-q1WnbIZP\\_txdLJaPTVVxH6tQazprOC9CUSGAaAiXWEALw\\_wcB](https://www.obelink.de/premium-gasflaschen-fullstandsanzeiger.html?gclid=Cj0KCQjwyMiTBhDKARIsAAJ-9VtJVVaGsXg_zt4T-q1WnbIZP_txdLJaPTVVxH6tQazprOC9CUSGAaAiXWEALw_wcB)

## **Increasing Data Rate for Mud Pulse Telemetry: Innovative Concepts & Tools Developed**

Bamisebi, A. J.<sup>1</sup>, Reich, M.<sup>1</sup>, Berro, M. J.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Technische Universität Bergakademie Freiberg, Germany

<sup>2</sup>H. Anger's Söhne Bohr- Brunnenbaugesellschaft mbH, Hessisch Lichtenau, Germany

### **Abstract**

The most common method for data transmission in deep boreholes is called the "mud pulse telemetry" which sends information through the drilling mud inside the drill string by means of coded pressure pulses. There are two main types of devices available for downhole pressure pulses generation. The first type is the (positive or negative) pressure pulser which transmits the data by quasi-static variations of the pressure level inside the drill string. The second type is the (rotating or oscillating) mud siren which transmits the data by generating continuous pressure waves at specific frequencies.

The objective of this paper is to showcase research efforts undertaken to investigate data transmission via mud pulse telemetry in a laboratory setting. The paper will also describe innovative concepts and devices developed with the goal of increasing data transmission rate.

The Institute for Drilling Engineering and Fluid Mining of the Technische Universität Bergakademie Freiberg has designed and built a data transmission test facility which can be considered as a unique device in the academic sector to investigate and improve knowledge on Mud Pulse Telemetry. The facility consists of a transmitter section with different modular pulsers, a flow line made of transparent PVC pipes, pressure sensors, a pump, a water tank and a LabVIEW program for running tests and displaying and saving signals from the tests. A close look at the different parts of the flow loop set up and the output data revealed a fluctuation in flow rate in consonance with the pulser action. Therefore, recent improvements were made to the flow loop to yield better accuracy in measurements.

A hybrid mud pulse telemetry system consisting of different combination of Mud pulsers and Mud siren was developed, experiments performed and evaluated. To further increase this rate, Mathematical and numerical simulations on multi frequency sirens were also developed. Innovative design concepts for the implementation of the multi frequency sirens in series and parallel have also been developed and are undergoing manufacturing. Till date, the research with the data transmission facility has produced 5 patents and 2 doctorates with more still to come.

### **Introduction**

In our search for hydrocarbon or geothermal reservoirs in the earth, we constantly have to ensure we monitor various downhole parameters to successfully reach our desired target. Failure to do this can result in loss of capital, human lives, environmental pollution and other dire consequences. It is therefore imperative to be able to see and hear what is going on in our borehole always. Over the years, logging and measuring tools have been developed to monitor various parameters such as the inclination, azimuth, temperature, pressure etc. This information has to be transmitted to the surface to enable the crew make real time decisions and take appropriate action. Measurement While Drilling (MWD) devices help us to drill our boreholes accurately along the planned wellpath and make corrections quickly when unintended deviations occur, while Logging While Drilling (LWD) devices help us to know the properties of the structure being drilled into. The combination of both MWD and LWD aid in navigating accurately into the target deposit and staying in the sweet spot of the reservoir.

Over time, downhole sensors have evolved and have been improved to capture the required data. However, transmitting the data to the surface has not been able to catch up to the amount of data generated. Various methods can be used to transmit data but they are not without inherent challenges. The use of electromagnetic and acoustic waves to perform this data transfer in boreholes has been tested and is still in development. The obvious challenge here is the severe attenuation of signals and noise disturbances near the Earth surface. Wired Drill Pipes can also be used and have shown to be able to deliver high data transfer rate. However, it is rarely used because of the cost involved in producing the specialized drill pipes and sub-assemblies. Mud Pulse Telemetry (MPT) remains the most commonly used method for data transfer in deep boreholes. Mud Pulse Telemetry makes use of the drilling mud in the drill string as a transmitting channel. Figure 1 shows the typical components of a Mud Pulse Telemetry system.

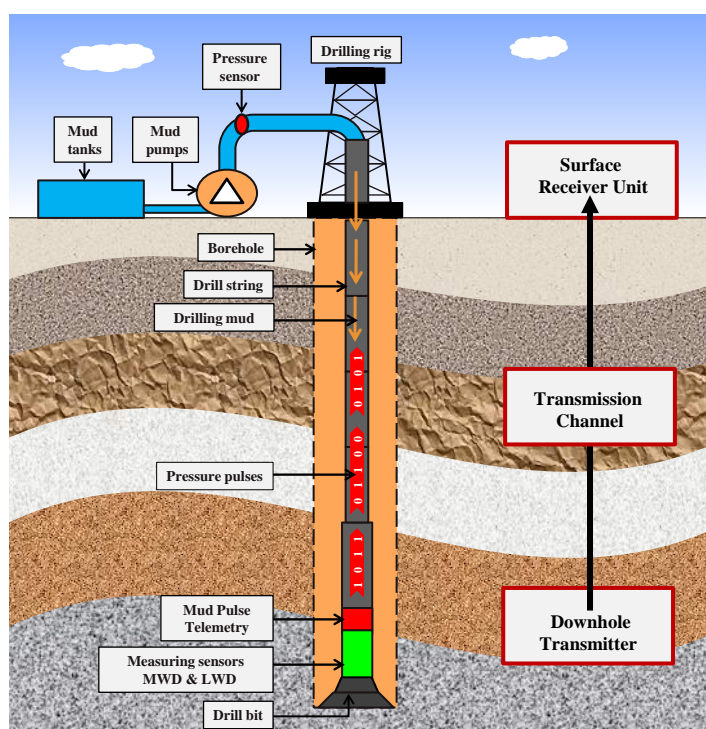


Figure 1: Typical components of the Mud Pulse Telemetry method (Berro, 2019)

Historically, the birth of the MPT concept can be traced to a system developed and tested by Arps Corporation (Arps J.J 1964). In this system, the resistance to flow of the mud stream through the drill string was modulated by means of a valving device mounted in a special drill-collar sub directly above the bit. Thereafter, Spinnler in 1978 developed a pulser that transmitted data at approximately 0.4bps. In 1970, B. J. Hughes introduced a real time (inclination-only) MWD system (Tubel et al., 1992) while Patton et al., in 1977 described a Mobile MWD system that used a rotating valve mechanism to generate continuous waves using phase shift keying modulation.

Currently, the average data rate of the Mud Pulse Telemetry hovers around 10bit/s. This is quite low compared to the amount of data generated by our sensors, resulting in the need of major downhole processing of the raw data. This is the major challenge with the MPT system and requires more resources for research in this direction.

## Research Facility

A special facility for the investigation of MPT called a Flow Loop was built at the Institute of Drilling Engineering and Fluid Mining (IBF), TU Bergakademie Freiberg. The aim is to study propagation of pulses along a borehole and tests MPT concepts in a bid to improve data transmission and reception. The flow loop consists of the basic elements of a mud pulse telemetry system (Figure 2). Water is the flowing fluid just like the mud in our normal borehole scenario. Other major components include a water tank, PVC pipes, pump, actuator, pressure sensors, computer (with LabVIEW Software), pulsers and siren prototypes. The purpose of the actuator in the set up is to generate interfering noise signals with defined frequencies and amplitudes thus simulating real borehole conditions. The maximum operating pressure of the flow loop is 10bars and the corresponding maximum flow rate is 40 m<sup>3</sup>/h. The Flow Loop has four (4) pressure sensors with an operating range of 0 – 6 bars, to pick up pressure pulses along the borehole. P1 which is the closest to the pump represents the sensor at the standpipe in an actual rig. Data collection is done via a computer with a LabVIEW real time module. The measured signals from the sensors are shown in time and frequency spectrum in the measuring cabin. Several parameters can easily be adjusted as well as the control the activation of the pulsers and siren.

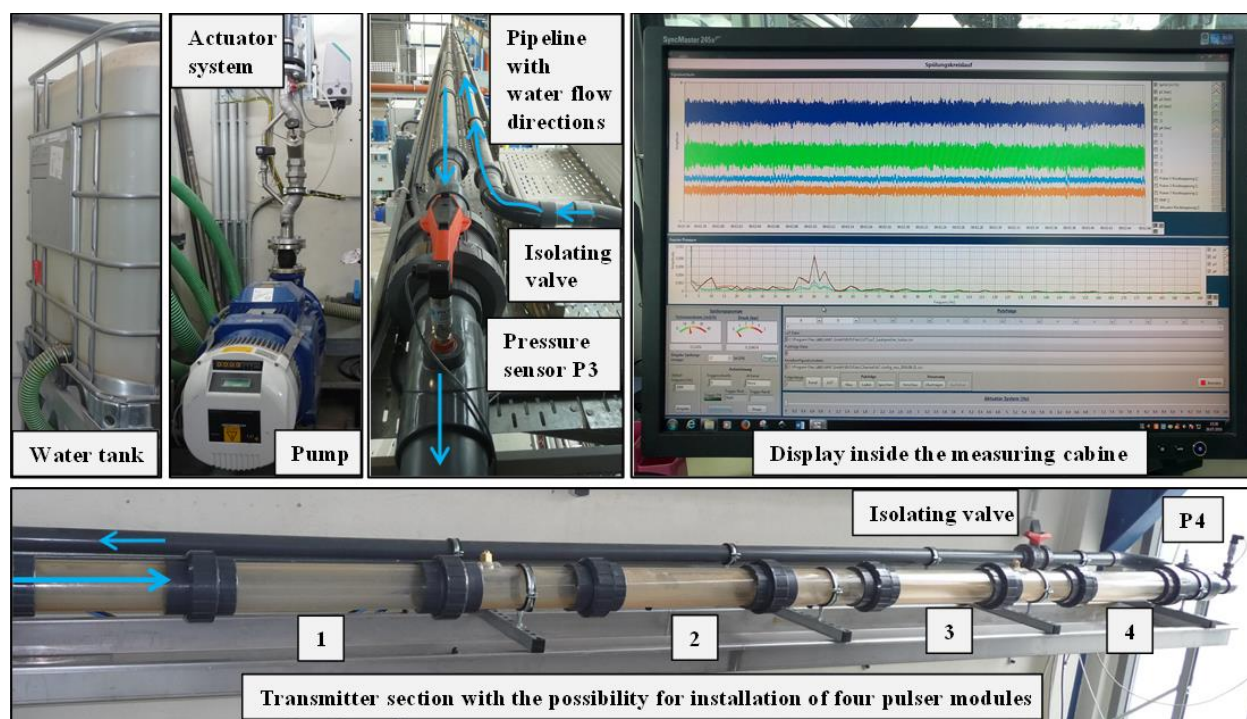


Figure 2: Picture collage showing major components of the Flow loop facility (Berro, 2019)

The positive pulser prototype developed (Figure 3) consists of a double acting pneumatic cylinder with a piston rod actuated by air pressure. The pulser is fixed in the middle of the transparent pipe by a metallic double O-ring. When activated, the pulser moves by 5mm into the restriction ring to partially restrict the flow area and retracts to its original position to open the flow area when deactivated.

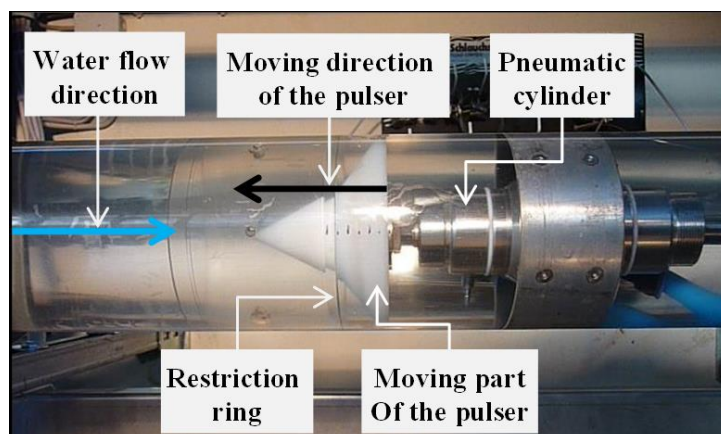


Figure 3: Positive Pulsar Prototype in the Flow loop facility (Berro, 2019)

The prototype of the negative pulser generates pressure pulses by venting a small amount of fluid to the annulus when a valve is opened. When the valve is opened, a small amount of water is vented to the waste water pipeline (Figure 4).

The mud siren in the flowloop consists of a fixed stator, revolving rotor disc and an electrical motor (Figure 5). A space of 1mm exists between the stator and rotor to avoid friction. The opening and closing of the flow area in the lobes as the rotor disc rotates generates continuous pressure pulses.

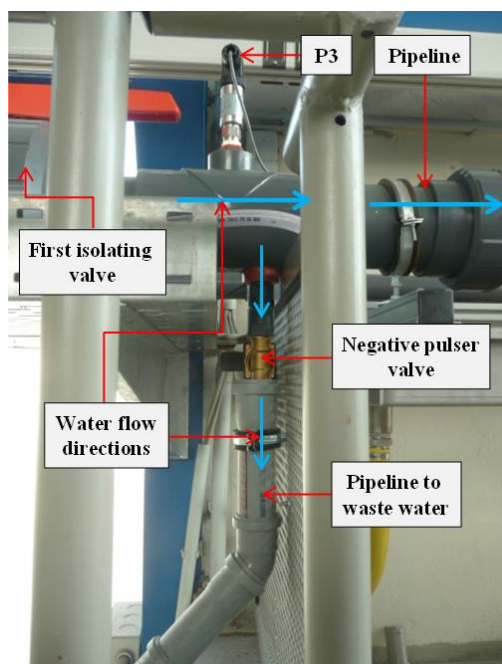


Figure 4: Negative Pulsar Prototype in the Flow loop facility (Berro, 2019)



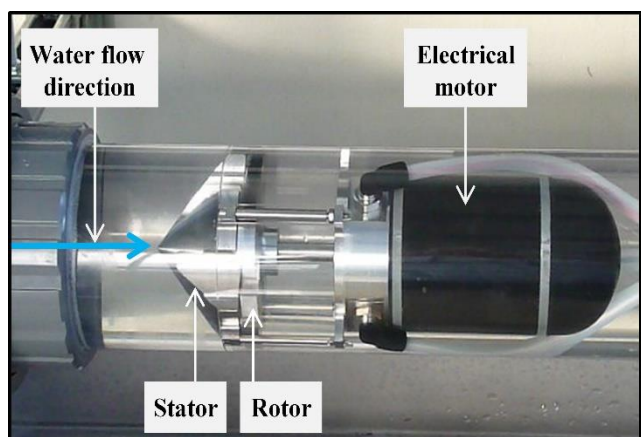


Figure 5: Mud Siren Prototype in the Flow loop facility (Berro, 2019)

### Flow Loop Measurement improvement – Pump Change

Data from the flow loop showed obvious fluctuation in flow rate in response to pulser and siren action. The flow rate fluctuation is highest with the positive (fig 6) and negative pulser (fig 7) action, while it is lower with the mud siren (fig 8) action. This is because the pulsers provide longer restriction or venting action hence their impact on flow rate fluctuation. The phenomenon of flow rate fluctuation is against the reality expected in a real field situation. When the flow rate is not constant, it is difficult to perform accurate analysis of the pulses. Hence the need for the change in pump.

The flow rate fluctuation experienced in the flow loop is directly linked to the nature of centrifugal pumps. Investigations linked the fluctuations to the change in the dynamic head of the system and cavitation.

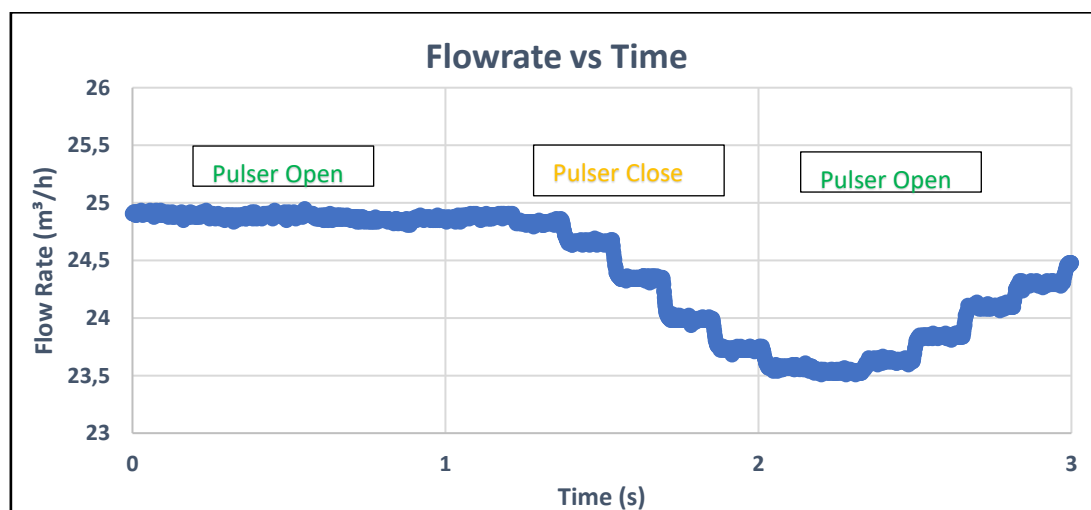


Figure 6: Old Pump (Centrifugal) Flowrate fluctuation for a 'open-close-open, 1s each' Positive Pulser signal.

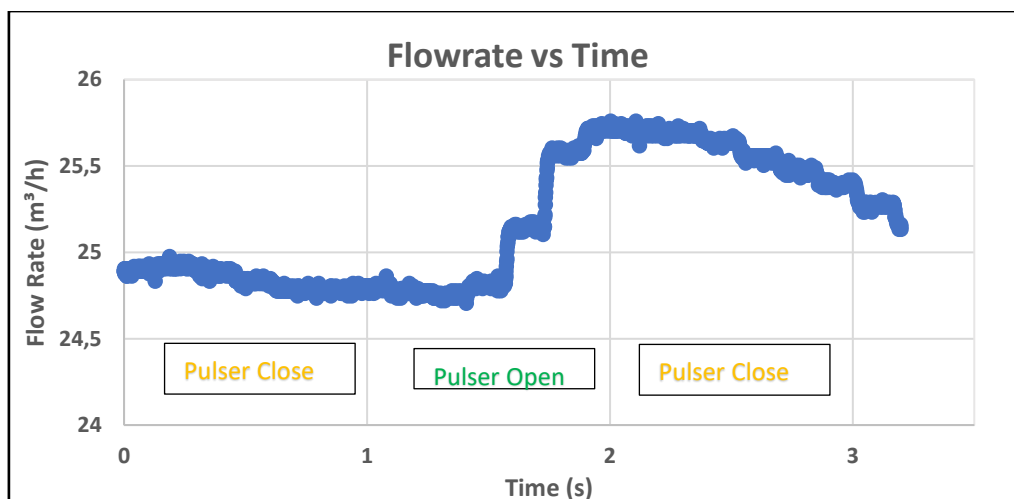


Figure 7: Old Pump (Centrifugal) Flowrate fluctuation for a 'close-open-close, 1s each' Negative Pulser signal

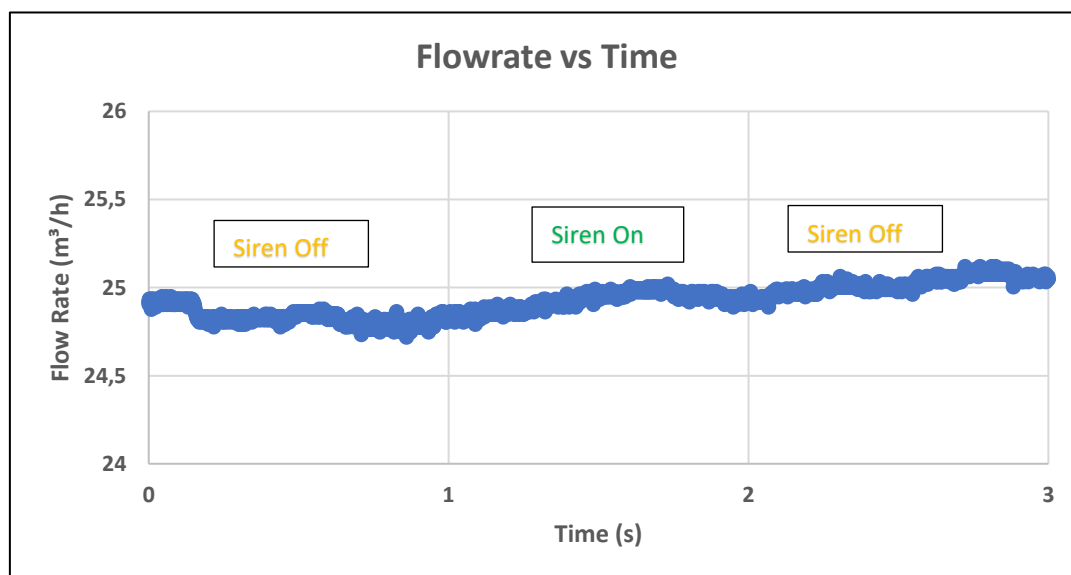


Figure 8: Old Pump (Centrifugal) Flowrate fluctuation for a 'off-on-off, 1s each' Mud Siren signal

The centrifugal pump was replaced with an appropriate Positive Displacement Pump which reflects the reality of the situation on the field, and also because it has near-constant flow characteristics. i.e changing the system pressure or head has only very little effect on the flow rate. Specifically, a Progressive Cavity Pump (PCP) was chosen as against the usual Triplex pump on the rig because of its lower pulsation characteristics. Experiments were performed on the old Centrifugal pump and new PCP pump to compare flowrate characteristics. All the experiments were performed at an average flow rate of 25 m<sup>3</sup>/hr.

Fig 9 and 10 show that with the new pump (PCP) in the flow loop, only little flowrate variation is seen when the positive or negative pulser is activated. Fig 11 show that flowrate variation with the mud siren is very minimal hence not much difference between the old and new pump.

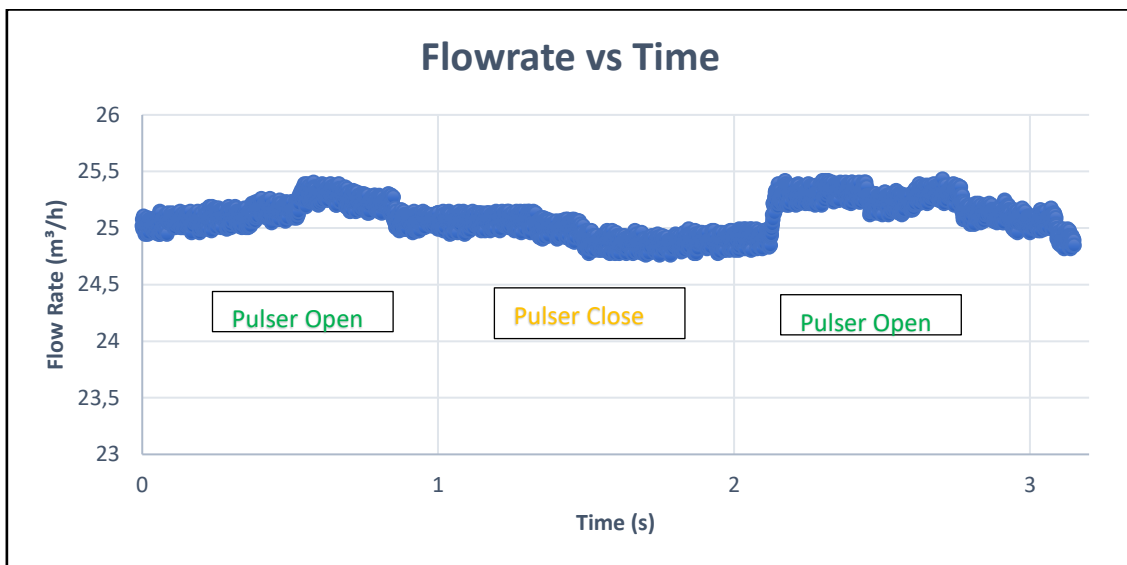


Figure 9: New Pump (PCP) Flowrate fluctuation for a 'open-close-open, 1s each' Positive Pulser signal.

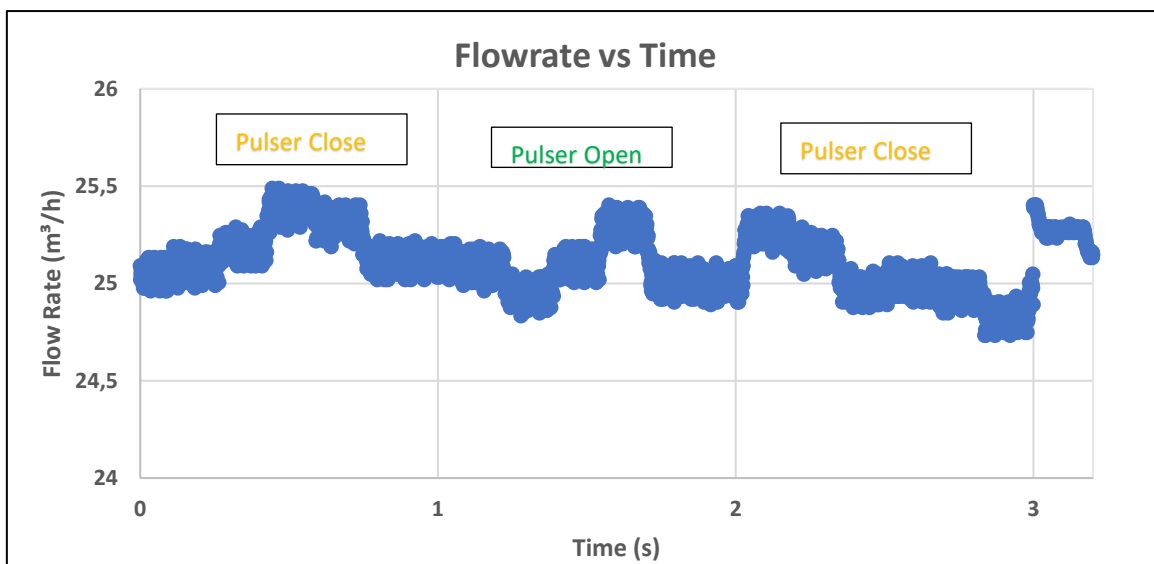


Figure 10: New Pump (PCP) Flowrate fluctuation for a 'close-open-close, 1s each' Negative Pulser signal

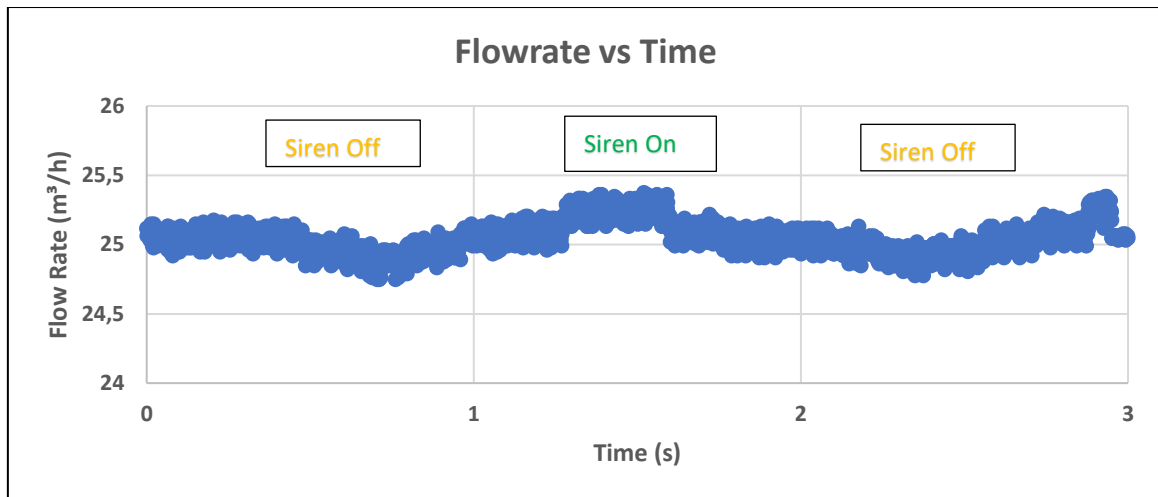


Figure 11: New Pump (PCP) Flowrate fluctuation for a ‘off-on-off, 1s each’ Mud Siren signal

### Hybrid Mud Pulse Telemetry

The first concept developed and tested to increase data transmission rate in the Flow loop was called Hybrid Mud Pulse Telemetry (HMPT). This was a combination of a mud pulser and a mud siren. In theory, depending on the mud pulser valve and siren frequency configuration, this concept should increase the data transmission rate, as each system is able to create one signal per time slot (Berro and Reich, 2015). This concept was further developed taking into consideration the different transmitting time slots of the mud pulser and mud siren. The developed concept was intensively investigated at the laboratory test facility. Combination of Mud Siren and Positive pulser (Figure 12) was transmitted in two data strings (Table 1). The mud siren transmitted a data string of 8 bits at 40 Hz with a time slot of 0.5s and modulated using on/off keying (OOK) while the positive pulser transmitted 5 bits with a time slot of 0.8s and was modulated using non-return to zero (NRZ), (Berro and Reich, 2019).



Figure 12: Combination of the Mud Siren and Positive Pulser (Berro and Reich, 2019)

Table 1: Sample Data String transmitted with the Mud Siren and Positive Pulser (Berro and Reich, 2019)

Data string transmitted via the mud siren	1	0	1	1	0	0	1	0
Data string transmitted via the positive pulser	0	1	0	1	1			

Another combination of the Mud Siren and Negative pulser (Figure 13) was also tested. The mud siren data string consisted of 10 bits (Table 2) with a transmission time slot of 0.65s.

The negative pulser data string consisted of 7 bits and transmitted with a time slot of 0.9s and modulated using non-return to zero (NRZ) code modulation. The tests were conducted at different flow rates, bit stream lengths and time slots. The time slots available in the flow loop is not the same as in practice on the field.

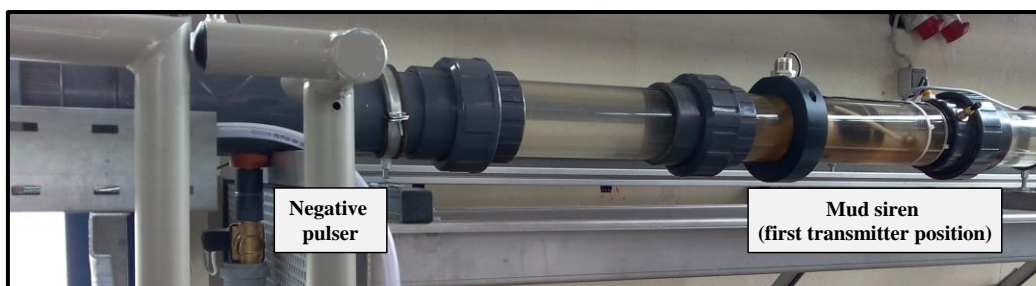


Figure 13: Combination of the Mud Siren and Positive Pulser (Berro and Reich, 2019)

Table 2: Sample Data String transmitted with the Mud Siren and Negative Pulser (Berro and Reich, 2019)

First data string transmitted via the mud siren	1	1	0	1	1	0	0	1	0	0
Second data string transmitted via the negative pulser	0	0	1	0	1	1	0			

If the HMPT system in the flow loop is operated at 0.1s for mud siren and 0.5s for pulser, then a 20% increase in data transmission rate can be achieved. Besides increase in data transmission rate, another benefit of the HMPT is the possibility of splitting information to be transmitted. The mud siren which is faster can be designated for transmitting critical data while the pulser sends the less important data as seen in figure 14. The HMPT approach was registered at the German Patent and Trade Mark office in 2018 (Berro, 2019).

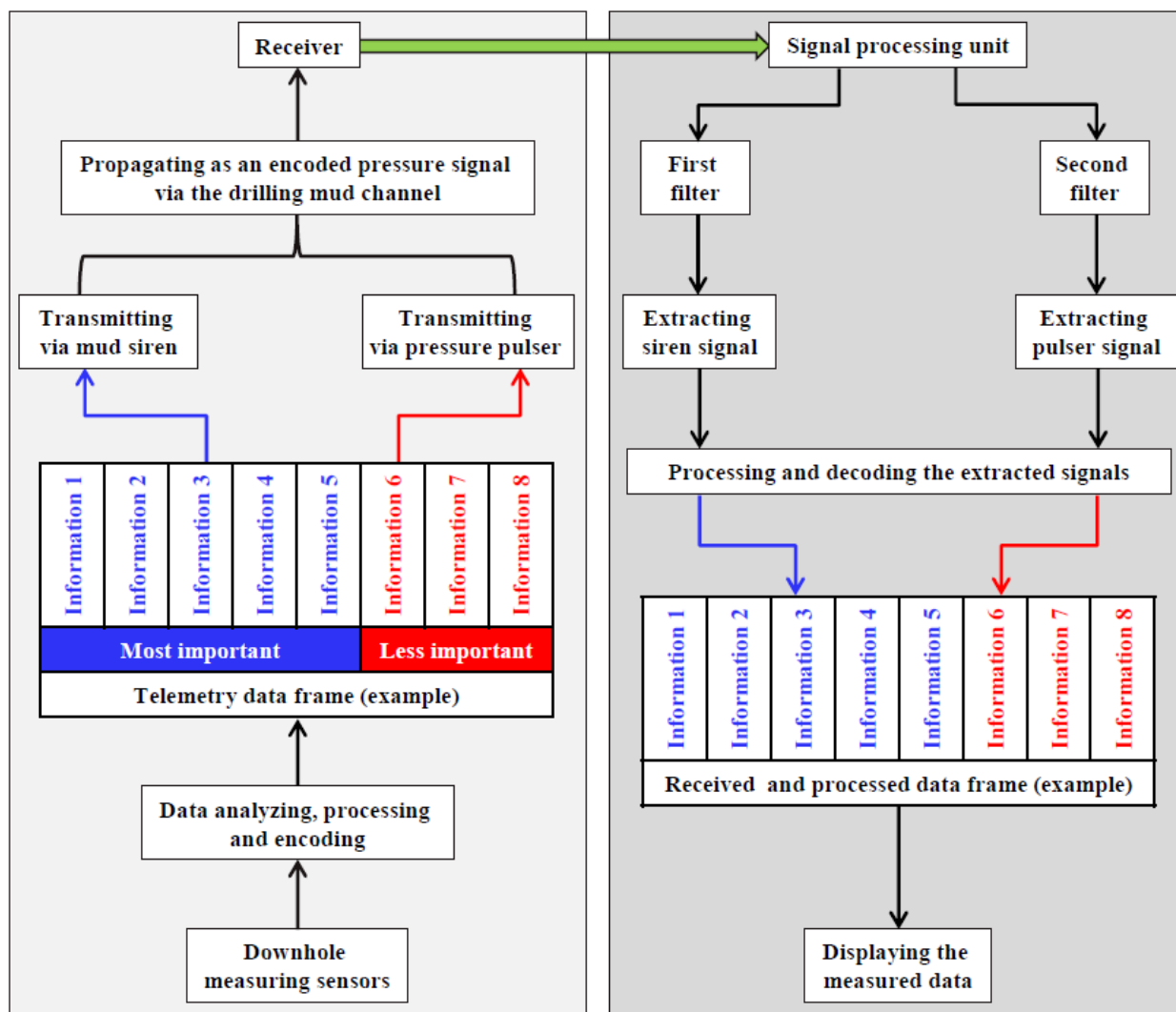


Figure 14: Recommended special data management for using the HMPT system for data transmission in Boreholes (Berro and Reich, 2019)

### Multi-Frequency Siren Investigations

Having proved the HMPT concept described above, it becomes the basis for further improvements. Since the mud siren also delivers a higher data rate than the pulser, it was decided to replace the pulser with a second siren in the HMPT concept. Hence, two mud sirens are working simultaneously, each transmitting data at different frequencies, thus resulting in a multi frequency transmission scenario with increased data rates. Thus, a novel mud siren approach can be created and used in other to generate two distinct frequencies simultaneously.

The use of two sirens gives the possibility of various transmission options with different frequencies and modulation options. When both mud siren signals are transmitted using OOK modulation, three frequencies will be required in the passband (Table 3). If either or both of the sirens are modulated with FSK, then four frequencies will be needed (Table 4). The obvious challenge is the difficulty in finding available frequencies for transmission in the passband range.

Table 3: Multifrequency Mud Siren transmission options (OOK Modulation), (Berro, 2019)

Siren / Rotor 1 (On = 15Hz, Off = 0Hz)	Siren / Rotor 2 (On = 39Hz, Off = 0Hz)	Symbol
Off	Off	0 0
On	Off	1 0
Off	On	0 1
On	On	1 1

Table 4: Multifrequency Mud Siren transmission options (FSK Modulation)

Siren 1 / Rotor 1 (Off = F1, On = F2)	Siren / Rotor 2 (Off = F3, On = F4)	Symbol
F1	F3	0 0
F2	F3	1 0
F1	F4	0 1
F2	F4	1 1

The novel multi-frequency siren concept was investigated mathematically and numerically. The selected frequencies used for the study, 15Hz and 39 Hz are based on on the suitable passbands available on the Flow loop. The concept involves two sets of rotor and stator operating simultaneously (Figure 15). Arrangements of stator/rotor in series and in parallel were investigated. Each rotor is operated with a specific rotational speed to generate a specific carrier frequency denoted F1 and F2 (Berro, 2019).

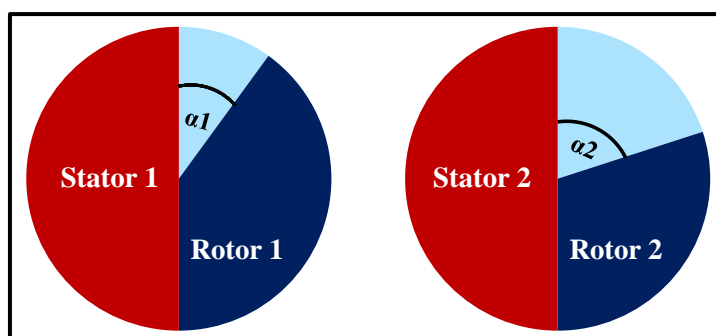


Figure 15: Two sets of rotor and Stator operating simultaneously at different frequencies (Berro, 2019).

Pressure signals were calculated and the frequency spectrum analysed. The result is seen in figure 16 and 17. The results show that in each case a third frequency which can be denoted as interference frequency (F3) is generated ( $F3 = F2 - F1$ ). It was also observed that the amplitudes were higher in the series compared to the parallel arrangement.

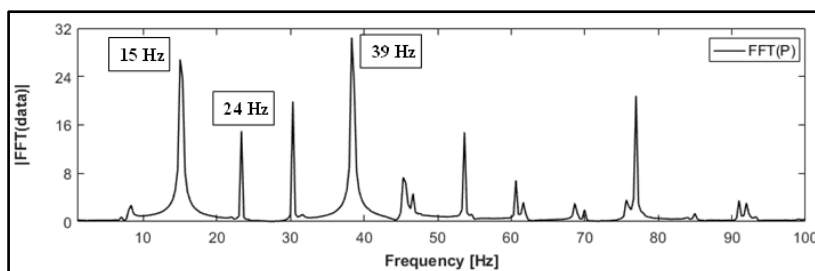


Figure 16: Frequency analysis of a pressure signal calculated using the mathematical model for a multi-frequency mud siren with two sets of rotor and stator in series (Berro, 2019)

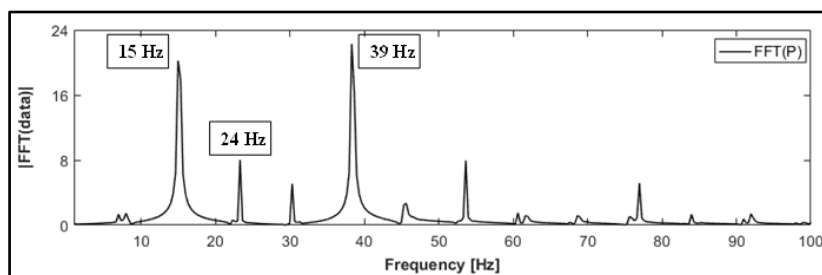


Figure 17: Frequency analysis of a pressure signal calculated using the mathematical model for a multi-frequency mud siren with two sets of rotor and stator in parallel (Berro, 2019)

The results above show that both frequencies can be transmitted independently despite the presence of an interference frequency. In series, the signals generated higher amplitudes thus higher interference compared with the parallel arrangement which yields less interference. Structurally, the series arrangement will be easier to manufacture while the parallel arrangement will be more complicated.

Numerical simulation using ANSYS CFX was also done by creating a model using our existing Flow Loop. However, the concept this time assumed that two separate mud sirens are operating simultaneously in series at different frequencies (Figure 18). Various monitoring points corresponding to the pressure sensors (P1, P2, P3, and P4) on the flow loop facility were set up in the simulation model. Figure 19 shows the result of the ANSYS simulation for pressure sensor P1 which agrees with the mathematical pressure signals analysed earlier in figure 16 however with lower amplitudes.

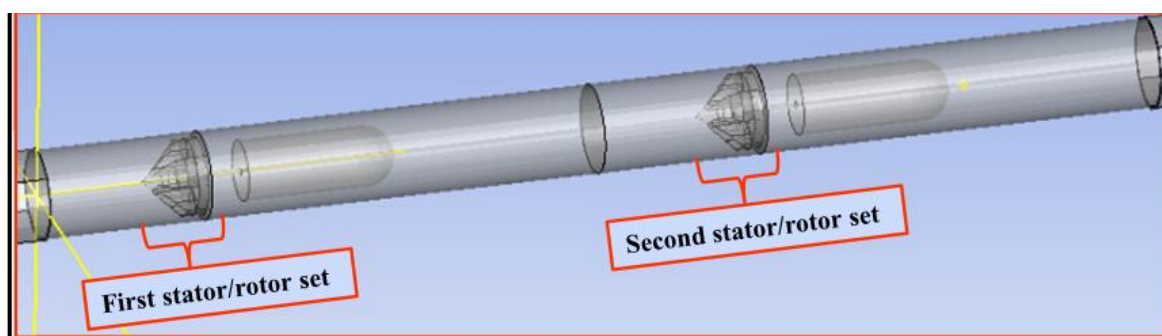


Figure 18: ANSYS simulation for two mud sirens operated simultaneously in series (Berro, 2019)



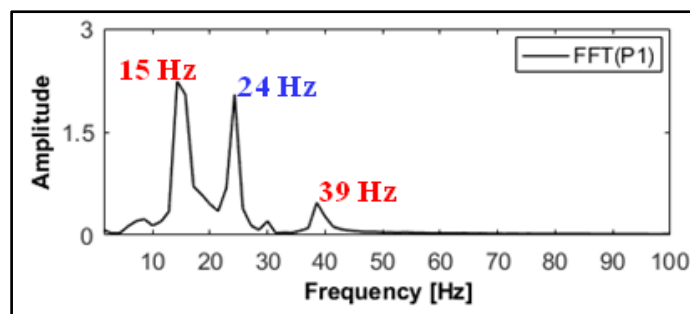


Figure 19: Result of the frequency analysis for the ANSYS simulation (Berro, 2019)

From a different perspective, another application of this multifrequency siren concept is to increase the signal intensity of the mud siren. This improves the Signal to Noise Ratio (SNR) at the receiving end thus making detection of signals easier. In this case, two sets of rotor will be adjusted to have the same phase, rotational speed and thus generate same carrier frequency simultaneously. Simulation runs were carried out for comparison. Figure 20 shows the result of when only one rotor was turned on against when both were working together (Berro, 2019).

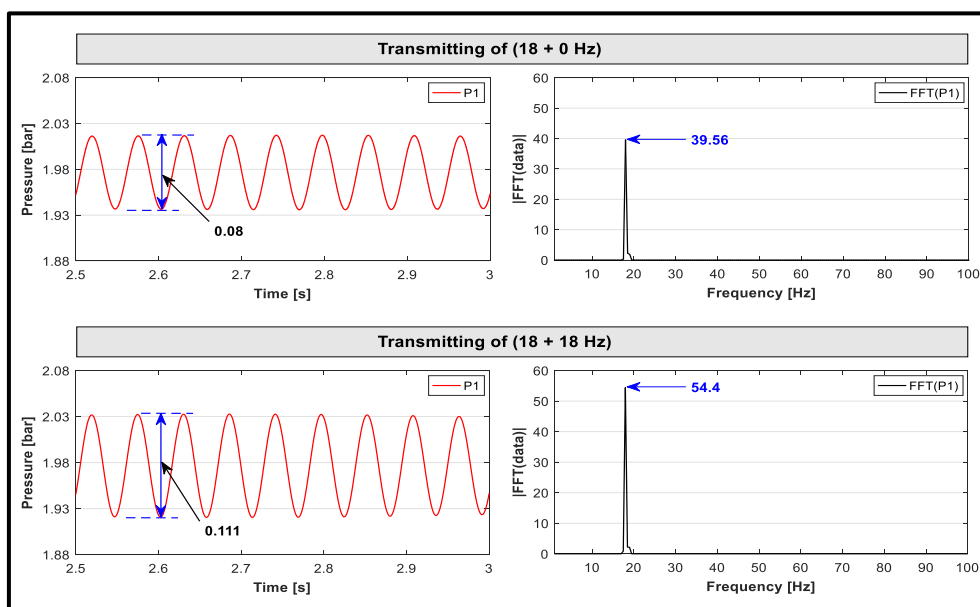


Figure 20: Predicted signal and frequency analysis showing improved SNR for same transmission frequency (Berro, 2019)

### Multi-frequency Siren Experimental Concepts – Ongoing and Future

Complete evaluation of the Multi frequency Siren idea will require concrete laboratory or experimental investigations. After the idea is proven and deemed successful, then prototypes can be developed for further applications.

Currently, a plan has been developed to carry out practical investigations on the Multi frequency Siren concept within our Flow loop facility at TU Bergakademie Freiberg. The initial step is to simply create two new mud sirens and make changes to our flow loop structure to be able to accommodate new siren arrangements in Series and Parallel (Figure 21)

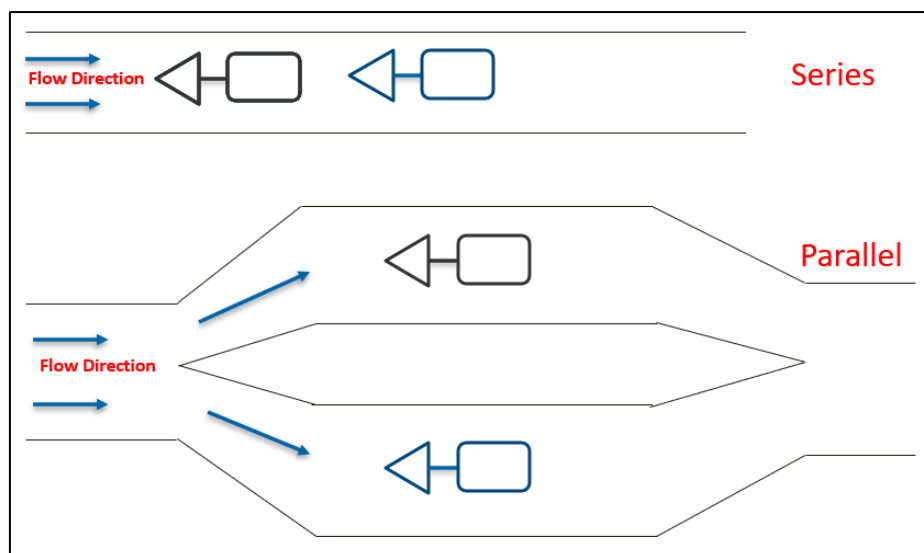


Figure 21: Multi Frequency Mud Siren concept in series and parallel

The experiments done with the above set up will be used to verify our mathematical theory and fluid simulation on the Multi frequency Siren concept in series and parallel. If this is successful the next step is to create a novel Compact Multifrequency Mud siren adaptable to real field scenario. A compact Multi Frequency Mud Siren (figure 22) consists of two mud sirens combined to produce one compact siren capable of generating two distinct frequencies simultaneously either in series or parallel. This will involve creating a unique type of motor that will be capable of driving both rotors at different frequencies. Preliminary prototype concepts have been developed but put on hold until the first step is completed. The end goal and expectation is that with both rotors working independently, we will be able to practically increase the transmission rate. We look forward to see how much the problem of interference presents in the data transmission process and how it can be managed.

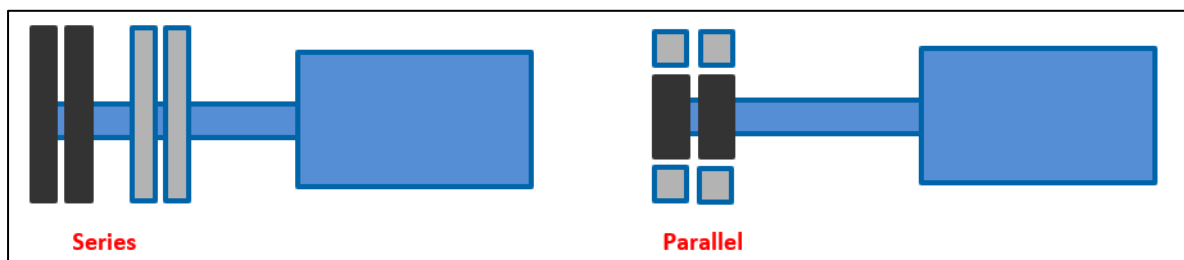


Figure 22: Compact Multi Frequency Mud Siren concept in series and parallel

## Conclusion

The need for increased data transmission rate to be able to handle the increasing data generated in the field has been established. The Institute of Drilling Engineering and Fluid Mining (IBF) TU Bergakademie Freiberg has taken several steps in the right direction in contributing to this area of research. The Flow loop facility shown in the paper has succeeded in developing several prototypes and patents in the area of Mud Pulse Telemetry. Improvements in the flowloop such as pump change have yielded improved data accuracy.

The Hybrid Mud Pulse Telemetry (HMPT); a combination of a mud pulser and a mud siren was developed and tested within the facility. The results showed an increase in data

transmission rates which can be improved upon if real-field time slots are applied. The multifrequency siren concept which is a combination of two sirens or two sets of rotor and stator operating simultaneously at different carrier frequencies was also developed. Numerical and mathematical investigations revealed the possibility of both frequencies being transmitted independently despite an interference frequency seen. The arrangements in series and parallel yielded similar results except that the series arrangement produced higher amplitudes. Results also showed that the concept could be used to improve SNR by operating the rotors at the same frequency.

To conclusively confirm our observations, new physical prototypes will have to be developed and tested. Adjustments will be made in the flow loop and new sirens designs are currently being developed. The ultimate goal will be to carry out physical experiments for both multifrequency siren concepts (Two separate sirens and a compact siren), analyze result and draw final conclusions.

## References

1. Arps, J. J., Arps, J. L.: The Subsurface Telemetry Problem – A practical Solution. *Journal of Petroleum Technology*, pg 487 – 493, May (1964).
2. Berro, M. J., Reich, M.: Innovative Concepts to increase Data Rate of Downhole Hydraulic Data Transmission Systems. *OIL GAS European Magazine* 1, OG1 – OG 5. (2015).
3. Berro, M. J.: Development and Testing of Alternative Methods for speeding up the hydraulic data transmission in deep boreholes. TU Bergakademie PhD Thesis. (2019) <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:105-qucosa2-331064>.
4. Berro, M. J.; Reich, M.: Laboratory Investigations of a Hybrid Mud Pulse Telemetry (HMPT) – A new Approach for Speeding up the Transmitting of MWD/LWD Data in Deep Boreholes. *Journal of Petroleum Science and Engineering (ELSEVIER)*, Volume 183, December 2019, 106374 (<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106374>).
5. Hutin, R.; Tennent, R.W.; Kashikar, S.V.: New mud pulse telemetry techniques for deepwater applications and improved real-time data capabilities. SPE/IADC 67762, presented at the SPE/IADC drilling conference held in Amsterdam, the Netherlands, 27 February–1 March (2001).
6. Namuq, M. A., Reich, M.: Laboratory experiments on pressure wave propagation in drill strings (mud pulse telemetry). *OIL GAS European Magazine* 3, vol. 36, 119–125, (2010).
7. Patton, B.J. et al.: Development and Successful Testing of a Continuous-Wave, Logging-While-Drilling Telemetry System. *Journal of Petroleum Technology*, pg 1215-1221, Oct. (1977).
8. Tubel, P., Bergeron, C., Bell, S.: Mud pulse telemetry system for downhole measurement-While-Drilling, *IEEE*, 0-7803-0640/92 (1992).

## **Reservoir quality heterogeneity in Upper Cretaceous limestones of the Münsterland Basin (Beckum-Fm., Münsterland Basin)**

Ölmez, J. A., Busch, B., Hilgers, C.

Karlsruhe Institute of Technology, Structural Geology & Tectonics, Karlsruhe, Germany

### **Abstract**

Carbonates show heterogeneous reservoir properties and a large scale extrapolation of reservoir properties is not always possible. Key factors for the characterization of carbonate reservoirs are the study of mineralogical, geomechanical and petrophysical properties. The formation of authigenic minerals during diagenesis is known to cause porosity loss and affect permeabilities. Likewise, compaction leads to grain rearrangement and porosity loss, as well as deformation. The investigated Upper Cretaceous carbonates (Beckum-Fm.) in the Münsterland Basin (Beckum, North Rhine-Westphalia, Germany) contain small-scale heterogeneities and differences in the diagenetic overprint, which influence reservoir properties. This study extends the understanding of fluid migration pathways and porosities related to depositional porosity and cementation during early and late diagenesis. The helium porosities of the studied samples range from 1.0 to 7.6%, while air permeabilities range from <0.0001 mD to 0.1 mD. The results of ultrasonic measurements ( $V_p$ ) range from 3938 to 5843 m/s. Porosities correlate negatively with p-wave velocities and positive with bulk density, but do not indicate samples, which have experienced mechanical compaction along clay-rich laminae. Low porosities and permeabilities can be related to compaction and cementation of the limestones composed of calcispheres cemented by iron-calcite. Fractures that could enhance the reservoir quality are filled by separate generations of iron-calcite and/or strontianite associated with marcasite and pyrite at the host rock-vein interface. Reservoir quality in the rock matrix of this study is generally poor and only limited to fractures. Based on petrographic examinations (optical microscope, cathodoluminescence, and SEM-BSE) we assessed the paragenetic history in relation to compaction and propose an indicator for compaction in granular carbonate lithologies containing porous detrital components.

## **A Review on the Green and Nano Composite Cement for Carbon Capture and Sequestration Project**

Abid, K., Teodoriu, C.

The University Of Oklahoma, Norman, Ok, USA

### **Abstract**

Global warming is one of the biggest challenges faced by the world at present, in which one of the major contributors is the release of greenhouse gases into the atmosphere especially CO<sub>2</sub>. Therefore, many countries are moving towards a net zero goal, which dictates that the amount of greenhouse gas released should be balanced with the same number of gases removed from the atmosphere. In that respect carbon capture and sequestration (CCS) projects play an important role in which CO<sub>2</sub> can be injected into the suitable subsurface geological formation. The success of the CCS project is dependent upon three parameters i.e., capacity, injectivity and confinement. In which confinement plays a vital role as proper plugged and cemented well will be able to suppress CO<sub>2</sub> in the subsurface layers for hundreds of years. While on the other hand if the well cement is compromised then the leakage of CO<sub>2</sub> to the surface can happen and the purpose of CCS fails.

Hence, it has been reported in many studies that cement exposed to CCS simulated environment has the tendency to be degraded because temperature and pressure of the reservoir convert the injected CO<sub>2</sub> gas to supercritical CO<sub>2</sub>, which is much more reactive towards cement sheath. This paper will review the use of agricultural waste (Palm Oil Fuel Ash and Rice Husk Ash) and nano particles (Nano Silica, Nano Glass Flakes and Multiwall Carbon Nano Tube) as a replacement in the Class G cement to modify the chemical, mechanical, rheological and transfer properties of the cement and its resistance against the supercritical CO<sub>2</sub> environment. The study shows the cement incorporated with the agricultural waste shows better mechanical and rheological properties than the nano particle cement, however, their performance after exposure to the supercritical CO<sub>2</sub> was not good due to the pozzolanic reaction that reduced the quantity of the Portlandite. While nano particle cement performed better in CCS simulated environment.

### **Introduction**

One of the biggest problems faced by the world at present is the effect of global warming. It has been found that one of the major contributors to global warming is the release of greenhouse gases into the atmosphere and the biggest contributor is CO<sub>2</sub> with 72% (Rao, Andrianiaina and Wang 2014). Therefore, Carbon Capture and Sequestration gives a solution in which the CO<sub>2</sub> from the different emission sources can be injected into the suitable subsurface layers. However, it is of utmost importance that the sequestered CO<sub>2</sub> remains in the subsurface layers for hundreds of years. Hence most important parameter in the confinement is the cement that exists as the plug and the behind the casing. The cement is susceptible to degradation when it comes in contact with the supercritical carbon dioxide (scCO<sub>2</sub>) and can lose its integrity giving a pathway for the CO<sub>2</sub> to be leaked to the surface. (Sena Costa, et al. 2018, Kutchko, et al. 2007, Ansarizadeh, et al. 2015, Abid, et al. 2015)

### **Reaction of the cement with CO<sub>2</sub>**

In the hydrated cement, the amount of Portlandite (Ca(OH)<sub>2</sub>) is about 20 to 25% while the

main binding material of the cement i.e. Calcium Silicate Hydrate (C-S-H) consists of the rest (Mamlouk and Zaniewski 2016). When the CO<sub>2</sub> is injected into the subsurface it gets dissolved with the formation water and gives carbonic acid. The reaction of the CO<sub>2</sub> with the cement starts with the attack of CO<sub>2</sub> on the Portlandite and produces Calcium Carbonate. This process is known as carbonation which improves the properties of the cement by reducing the porosity and permeability and increasing the compressive strength. However, due to the difference in the pH between the cement which is alkaline in nature, and the formation water being acidic the ingress of the corrosive fluid in the cement continues due to which the carbonate produced in the carbonation process is converted into the bicarbonate which is easily soluble in water and leaches out of the cement. After the consumption of Portlandite, the CO<sub>2</sub> starts to attack the main binding material C-S-H and convert that into CaCO<sub>3</sub> and silica gel. As the molar volume of CaCO<sub>3</sub> is lower than that of the C-S-H the transfer properties in the cement increase and mechanical properties decrease which causes the cement matrix to lose its integrity (Nygaard 2010, Kutchko, et al. 2007). Hence for the success of the CCS project, it is necessary that the cement placed in the CCS well should be resistant to the attack of scCO<sub>2</sub> and maintains its integrity. Therefore, this study will review the work of the cement that incorporates agricultural waste (Palm oil Fuel Ash (POFA) and Rice Husk Ash (RHA)) and nanoparticle (Nano Silica, Nano Glass Flakes, and Multiwall carbon nanotubes) and is exposed to scCO<sub>2</sub> environment.

### Mixing of the cement

For the mixing of the agricultural waste POFA and RHA [Abid, et al. 2019](#) followed the API standard, and mixing was done in a way that the calculated amount of the POFA or RHA was hand mixed with the cement for 5 min and the water used had 0.44 water to solid ratio. While it was reported by [Abid, et al. 2018](#) that the mixing of the nanoparticle with cement according to the API 10-B did not give a consistent result with respect to compressive strength, density, plastic viscosity, and yield point. Therefore, [Abid, et al. 2018](#) suggested that proper dispersion of the nanoparticle in the mix water is necessary before mixing can continue with the cement.

### POFA, RHA and Nano Silica cement composite

[Abid, et al. 2019](#) added different quantities of the POFA, RHA, and NS to the cement, and a series of compressive strength, plastic viscosity, yield point, and density was conducted in the pre-carbonation stage. These tests helped to vet what quantities of wastes and nanomaterials can be added in the cement that gives the best results than only those sample quantities will be exposed to a scCO<sub>2</sub> environment for a time period of 40 days at a temperature and pressure of 65°C and 3000PSI. It was found that 5%POFA, 3%RHA, 0.5 and 0.75% NS gave the best result in the pre-carbonation phase. Hence, these samples were then cured for 28 days in the water bath at the temperature of 50°C before subjecting to the HPHT chamber in scCO<sub>2</sub> environment. After the carbonation period, phenolphthalein tests were conducted on the samples to know the extent of carbonation. It was found that the 59.28 and 56.1% areas of the 0.5 and 0.75% NS cement composite respectively remain uncarbonated. While cement incorporating POFA and neat class G performed worst having a carbonated area of 58.95 and 64% respectively. While for the compressive strength 0.75% NS cement composite gave 72.11 MPa and POFA and RHA gave 26.73 and 26.83 MPa. To find the extent of Portlandite left after the carbonation test TGA was used where it was found that the least amount of Ca(OH)<sub>2</sub> was present in the sample that was affected most by CO<sub>2</sub> was POFA while a high amount of Portlandite was found in NS cement composite that showed that carbonation was controlled in these samples. Mass measurement was conducted and was compared with the pre-carbonation condition. It was found the highest percentage increase in the mass was from the agricultural waste. This shows the presence of calcite and the absence of Portlandite because the molar mass of CaCO<sub>3</sub> (100.0869 g/mol) is higher than the Ca(OH)<sub>2</sub> (74.093 g/mol) which was another evidence that agricultural waste does not have the capacity to resist the attack of CO<sub>2</sub>.

### Cement composite of NGF and MWCNT

The study carried out by [Tiong, et al. 2020](#) used Nano Glass Flakes (NGF) and Multi-Wall Carbon Nano Tubes (MWCNT). While the dispersion of nanomaterial in the mixing water was done using an ultrasonication device with 20 kHz and 500 W having the amplitude of 50% for 15min before mixing. Different quantities of nanoparticles were used and after the pre-carbonation test which was the same as [Abid, et al. 2019](#) it was determined which amount of the particle performed the best. It was observed that 0.005 and 0.1 wt% of MWCNTs and 0.5 and 1wt% of NGF performed better, then those samples were exposed to the carbonation test for the time period of 28 and 56 days at temperature and pressure of 70°C and 3500PSI respectively. Phenolphthalein test which was conducted after 56 days, it was found that 0.05wt% MWCNTs and 0.5wt% NGFs showed the least amount of carbonation. Moreover, it was also observed that the sample prepared with the dispersion mixing technique had more resistance toward the ingress of CO<sub>2</sub> as compared to the conventional mixing technique. While XRD and porosity test also backed the observation from the phenolphthalein test and was found that the least amount of aragonite was present in that 0.05wt% MWCNTs and 0.5wt%NGFs and lower porosity was also shown by these cement composites. Whereas, the result of the compressive strength showed that in the pre-carbonation test phase higher compressive strength was reported than in the post carbonation test. This result shows that the sample has not gone through extensive carbonation, as if it would, the compressive strength would have been more. However, the authors claimed that the use of NGFs is more viable than MWCNTs because the cost of NGFs is about 50 USD/kg while that of MWCNTs is around 700USD/kg.

### Conclusions

From the study, it was seen that a special mixing technique is required for the nano cement composite and API mixing standard cannot be followed. Agricultural wastes can improve cement properties in the pre-carbonation stage but will not be able to resist scCO<sub>2</sub> ingress. While the replacement of the cement with 0.5wt%NS, 0.05wt% MWCNTs, and 0.5wt%NGFs showed the best result against the carbonation of the cement in the scCO<sub>2</sub> environment. It is worth noting that there is always a threshold of nanoparticle to be added to the cement above which the cement properties starts to deteriorate due to saturation and flocculation of the nanoparticles.

### References

- Abid, Khizar, Gholami Raof, and Golam Muktedir. 2020. "A pozzolanic based methodology to reinforce Portland cement used for CO<sub>2</sub> storage sites." *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 103062.
- Abid, Khizar, Raof Gholami, Henry Elochukwu, Masood Mostofi, Chua Han Bing, and Golam Muktedir. 2018. "A methodology to improve nanosilica based cements used in CO<sub>2</sub> sequestration sites." *Petroleum* 198-208.
- Abid, Khizar, Raof Gholami, Michelle Tiong, Brabha Nagaratnam, Mohammad Sarmadivaleh, Masood Mostofi, Chua Han Bing, and Golam Muktedir. 2019. "A pozzolanic supplementary material to reinforce class G cement used for drilling and completion operations." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 79-92.
- Abid, Khizar, Raof Gholami, Paul Choate, and Brabha Hari Nagaratnam. 2015. "A review on cement degradation under CO<sub>2</sub>-rich environment of sequestration projects." *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 1149-1157.

- Ansarizadeh, Mehdi , Kevin Dodds, Omer Gurpinar, Lawrence J. Pekot, Ülker Kalfa, Secaeddin Sahin, Serkan Uysal, T. S. Ramakrishnan, Norm Sacuta, and Steve Whittaker. 2015. "Carbon dioxide-challenges and opportunities." *Oilfield Review* 36-50.
- API. 2013. *Recommended Practice for Testing Well Cement: API Recommended Practice 10-B*. American Petroleum Institute (2013).
- Kutchko, Barbara G. , Brian R. Strazisar, David A. Dzombak, Gregory V. Lowry, and Niels Thaulow. 2007. "Degradation of Well Cement by CO<sub>2</sub> under Geologic Sequestration Conditions." *Environ. Sci. Technol* 4787–4792.
- Mamlouk, Michael S. , and John P. Zaniewski. 2016. *Materials for Civil and Construction Engineers, 4th edition*. Pearson.
- Nygaard, Runar . 2010. "WABAMUN AREA CO<sub>2</sub> SEQUESTRATION PROJECT (WASP)." *Institute for Sustainable Energy, Environment and Economy (ISEEE)*.
- Rao, Guang Ming , Hery Andrianiaina, and Yong Wang. 2014. "Key driving factor analysis on industrialization and CO<sub>2</sub> emission: based on data of Madagascar, China and the United States." *Bio Technology An Indian Journal*.
- Sena Costa, Bruno Leonardo de , Julio Cezar de OliveiraFreitas, Paulo Henrique Silva Santos, Dulce Maria de Araújo Melo, Romero Gomes da Silva Araujo, and Yvis Henrique de Oliveira. 2018. "Carbonation in oil well Portland cement: Influence of hydration time prior to contact with CO<sub>2</sub>." *Construction and Building Materials* 252-260.
- Tiong, Michelle, Raoof Gholami, Khizar Abid, and Muhammad Ekhlatur Rahman. 2020. "Nanomodification: An efficient method to improve cement integrity in CO<sub>2</sub> storage sites." *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.



## **Formulation of water-based drilling fluids with ornamental stone wastes for exploration of the pre-salt carbonate rocks**

Costa Cabral Salazar Ramos Moreira, K., Nascimento, A.  
Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) – Brazil

### **Abstract**

Drilling muds play a crucial role in the success and safety of oil and gas drilling operations, especially when it comes to harsh environments of high temperature and high pressure, such as the Pre-Salt carbonate reservoirs in Brazil. The operations at these conditions are a challenging task where a suitable mud composition is decisive for the drilling process efficiency and feasibility, as well as to restrain environmental issues. Water-based muds (WBM) are the most environmentally friendly drilling fluids, besides having lower cost in comparison to conventional oil-based fluids. WBM properties are enhanced by using additives such as bentonite mud and polymers, becoming suitable for different environments according to their additives. Drilling activity itself is expensive, thus, any possible reduction in drilling costs is crucial. Ornamental stone industry is an important economic activity worldwide (including Brazil) and these stones benefiting processes generates a great amount of waste (millions of tons annually), whose final disposal costs a lot for this industry. This waste is a slurry with interesting properties that may be used for bentonite partial or total substitution. In this sense its use as a drilling fluid additive could be a great alternative for both industries, since its final disposal in landfills is considerably costly for the ornamental stones industry, and it could be available for petroleum industry for a minimum cost. In this regard, the ornamental stones waste is being investigated as a potential substitute for bentonite in the preparation of a water-based drilling fluid. Additionally the use of diutan gum as a biopolymer additive and its effects on fluid rheological and thermodynamic properties is being studied. Also, the financial and economic analysis indicates the cost feasibility of the waste addition.

### **Introduction**

Extreme conditions are typical of Pre-salt fields in Brazil, that are composed of heterogeneous carbonate rocks [1]. Drilling process is one of the biggest challenges faced for exploration in there, since there are many factors to evaluate and control such as the wellbore stability, hole cleaning, underground pressure, formation damage, among other, with a considerable low rate of penetration (ROP) [2].

In these conditions the ROP can be very low, which implies in longer drilling times and high operational costs [3]. The flow of the drilling fluid is one of the factors that affect ROP, which is essential for the transportation and suspension of drill cuttings to the surface, where its design is the key for an effective hole cleaning [4].

This cleaning process is crucial because the accumulation of cuttings and rock fragments at the bottom of the hole, besides reducing ROP, can also cause formation fracturing, premature drill-bit wear and increased drill string torque and drag [5]. Thus, drilling fluids play a vital role in the efficiency of the process and directly impact the ROP.

Drilling fluids performance depends on their composition and specific characteristics, such as the rheological and filtration properties [6]. However, the ideal formulation has been challenging for the industry, since the fluid must attend at the same time environment requirements, guaranteeing an optimum cost and proper discharge [7].

Water-based muds (WBM) have been gaining ground, especially because of their lower cost

and greater biodegradability compared to other types of fluid, presenting themselves as a more sustainable and economically viable alternative [8]. These fluids are basically a mixture of water, clays and polymers that control viscosity, in addition to substances for pH control, lubricants, emulsifiers, among others [7].

A wide range of polymers can be used to improve rheological and filtration properties of WBM, such as biopolymers, starches and synthetic polymers [9]. Biopolymers like diutan gum have been increasingly investigated as fluid additives, since they are non-toxic to the environment and comply with regulations [10].

Some clays are also used to improve the fluid rheological and filtration properties such as bentonite, which has been identified as a cost-efficient viscosifier and thickener in comparison to polymers [11]. Nonetheless, this cost could be even lower through the total or partial replacement of bentonite by materials with similar properties, but much cheaper, such as ornamental stone processing wastes (OSPW).

Ornamental stones such as granite and marble are widely used, especially as coating materials, and represent a significant economic activity in Brazil [12]. Despite its great importance for the economy, the stone benefiting process generates a huge amount of waste that causes environmental issues [13].

The reuse of OSPW has been investigated, mainly for civil constructions due to its interesting physicochemical properties, as an alternative for the residue final destination since tons of waste are weekly and improperly discharged in the nature [14].

In this way, these residues can possibly be used to formulate WBM, reducing the cost of the fluid and the drilling operation. Thus, it is being proposed a study on the properties of OSPW focused on its use for the preparation of an environmentally suitable fluid, with rheological properties suited for drilling in the Pre-salt regions, using diutan gum as an additive, aiming at a comparative study.

## **Ornamental Stones Processing Waste**

Ornamental stones are cladding materials such as granite and marble, which are usually cut into blocks and plates to be later commercialized [12]. Granite is an igneous stone that contains high amounts of quartz and feldspar, while marble is a carbonatic stone usually composed of calcite and dolomite. The Brazilian ornamental stone industry represents an important economic activity in the country, however these stones benefiting process generates a large amount of waste [15]. In Brazil, the yearly average of about 2 to 2.5 million tons of OSPW is generated from the cutting and polishing of stone blocks, presented in slurry form [16].

OSPW is basically composed of water, stone powder and other residues in different amounts, such as ferric oxide ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) generated when the stone blocks are cut into plates by steel-grit blasting [13,17].

The final disposal of this mud is an issue and at most times the ornamental stones company disburse much money to send the waste to landfills, which can cause environmental issues such as silting of rivers. Thus, several studies on the application and reuse of this slurry waste paste in civil construction industry have been carried out in order to minimize this problem [12,14]. Nevertheless, the amount of waste generated is considerable, and these replacements are insufficient to mitigate the evidenced issue [12].

Thus, the use of this waste for drilling fluids preparation as a partial or total substitute of other clays like bentonite is of interest, for both, from an environmental point of view, to reduce the amount of waste improperly disposed, and from an economic point of view, to make the fluid preparation cheaper, since the slurry could be achieved at a reduced or even with no cost.

## Carbonate reservoirs

Carbonate reservoirs are very porous and permeable rocks that contain great part of the world's remaining hydrocarbons. Carbonate reservoirs, such as the Brazilian pre-salt, are sedimentary rocks mainly composed of calcite (calcium carbonate) and/or dolomite (calcium and magnesium carbonate), and usually have very heterogeneous and complex characteristics because of their diagenetic process, which makes its drilling and exploration a complex process [18].

Despite the high quality of the oil produced in these fields, some of these reservoirs are located in challenging geological conditions at elevated temperatures and pressures, incurring high costs. [19].

Studies show that carbonate rocks are oil-wet, neutral or mixed and the effect of its wettability and heterogeneities on the capillary pressure, permeability and reservoir productivity can be significant depending on the hydrocarbon properties [20,21]. The heterogeneity level of these carbonates affects the drilling shock and vibration with low rates of penetration (ROP), also raising the operational costs.

Also, there is a large loss of drilling fluid circulation to the rock formation that generates hydrostatic pressure drop in the well. It is a result of the permeable properties of carbonate rocks which enables the drilling fluid invasion and causes damage to the formation, reducing the well productivity [20].

Thus, there are some crucial drilling technologies for carbonate reservoirs development that includes the drilling fluid preparation, since WBM must be thermally stable at elevated temperatures and have the minimum interaction with the formation rock [19].

## Drilling fluids

The efficiency and safety of drilling operations directly depend on the behavior of drilling fluids, also known as drilling mud [22].

These fluids are a mixture of solids, liquids and chemical components in combination with each other, and are essential for the effective cleaning of the well in the transportation and suspension of cuttings to the surface, lubricating and cooling the bit, maintaining hydrostatic pressure as well as the stability of the well wall, preventing the blow out of formation fluids, besides collecting information from the bottom well to the surface in real-time, among other functions [23,24].

Filtration control is related to the reduction of water filtrates from the drilling mud to the formation, and the suspension capacity is related to rheological properties, specially viscosity and gel strength, making the fluid able to lift the cuttings up to surface and to maintain them suspended while drilling, tripping or new connection [25].

Muds have been classified according to the base fluid used in their preparation, which are air, oil, water or synthetic, and have specific properties and applications depending on the type of well, cost and environmental demands [22]. Air-drilled wells are usually shallow in low pressured formations or with great susceptibility to damage, and for this air muds are used in a very small percentage of wells, less than 5% [26].

Oil-based muds (OBM) present superior temperature stability, maintaining the fluid properties even in harsh conditions, which enables greater safety in drilling operations. However, despite its properties, its preparation is very expensive and the mud needs a special handling and conditioning prior to pumping downhole. In addition, there are environmental concerns related to the mud replacement because of its high toxicity, which drives the search for alternative fluids [26,27].

The synthetic oil based muds (SOBM) are used to replace OBM, using non-toxic or less toxic synthetic oils with similar properties. These fluids are currently very used and have a better biodegradation depending on its composition, however, they are still very expensive and most used in environmentally sensitive drilling [26,28].

On the other hand, water-based drilling fluids are cheaper, friendlier to the environment and suitable for several types of wells, depending on the used additives for regulating the drilling properties, being widely used around the world [29,30].

Among the materials used to improve mud rheological and filtration properties, also affecting the safety and efficiency of drilling, there are clays such as bentonite; polymers such as xanthan gum; weighting agents such as carbonates; filtrate reducers such as starches and resins; inhibitors such as KCl and glycol; blocking agents and so forth [26,29,30].

Bentonite is a montmorillonite clay which is widely used in drilling fluids preparation due to its unique swelling capacity and ability to develop stable suspensions with great rheological properties. A good quality clay chemically adsorbs water and swells, giving the fluid the required rheological performance and suitable filtration loss [25,31]. Na-bentonites have more ability to absorb water and form thixotropic suspensions with proper gel strength, the opposite of Ca-bentonites [25].

Recently, low solid content drilling fluids have had the researcher's attention due to the ROP increasing, thinner filter cake layer forming, decreasing friction losses, shale inhibition and improving rheological and filtration properties. Therefore, some amount of bentonite could be replaced by another nanoparticle for the mud composition in order to achieve these findings [11].

### Fluid interaction

The use of water-based drilling muds (WBM) can induce formation damage mechanisms such as water trapping, polymer adsorption and retention, and invasion of mud filtrate [32]. During the drilling, solid particles in the WBM deposit on the face of the wellbore and form the filter cake, that stabilizes and protects the formation from extra filtrate invasion. However, appropriate fluid additives must be selected according to the formation to generate a good-quality filter cake, avoid extra filtrate invasion, and result in a success drilling operation [33].

Bentonite fluids have a greater interaction with carbonate rocks, possibly causing the formation swelling which risk the wellbore stability, due to the mud ionic character [34].

Several fluid-loss reducers and borehole-stability agents have been investigated such as nanometallic oxide particles like copper oxide (CuO), zinc oxide (ZnO), aluminum oxide (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), ferric oxide (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) and silica (SiO<sub>2</sub>), which were found to effectively improve drilling fluid properties besides forming a thin, nonerodible filter cake that can decrease the filtrate invasion [33].

Formation-damage caused by bentonite fluid can be minimized through the fluid treatment with custom-made Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> nanoparticles [33].

Thus, since the OSPW contains a significant quantity of ferric oxide particles, the replacement of bentonite by this waste can improve the rheological and filtration properties of the WBM, which has potential to be used in many drilling operations, including in some pre-salt sections.

### Biopolymers

Polymers are added to WBM to achieve proper rheological characteristics as well as to control the fluid loss, lubrication, shale stabilization, and other functions [29]. Biopolymers are natural polymers, specifically polysaccharides, deriving from renewable lignocellulosic materials with non-toxic and biodegradable properties with diverse applicability [35].

Biopolymers have low resistance to degradation, so it is necessary to add bactericides to the fluid in order to preserve its structure, and the operating temperature range is hereby limited to the biopolymer thermal degradation temperature (CRISTINA et al., 013).

Xanthan gum biopolymer is one of the most commercially used as drilling fluid additive because of its high molecular weight, derived from the fermentation of *Xanthomonas*

*campestris* bacteria [28,35]. However, this gum application is limited in high temperature reservoirs due to its narrow temperature stability [36].

Diutan gum is produced by the fermentation of *Sphingomonas sp.* bacteria, and is used as a viscosifier in concrete and cement industry (ARBAA'IN et al., 2020). Due to its rheological properties, this biopolymer was also investigated as an additive to the WBM, and has been found to have good thermal stability and great suspension capacity explained by its high molecular weight [37,38].

## Methodology

### *OSPW powder characterization*

The samples are first oven-dried at 105°C. Chemical analyses of OSPW samples are being performed by X-ray fluorescence (XRF) analysis, to identify metals, specially iron. The total mineralogical composition of OSPW is identified through X-ray diffraction (XRD) analysis, and the same analysis is conducted with bentonite for comparison. Infrared spectra are obtained through Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR) to observe the similarities between OSPW and bentonite. The OSPW solid content is determined by picnometry and its thermal stability is determined by thermogravimetric analysis (TGA).

### *Preparation of water-based drilling fluid*

The fluids preparation follows the design of experiments, varying the type of biopolymer and their concentrations, and also varying the bentonite/OSPW proportion. WBMs are prepared by homogenizing deionized water and the reactants in Table 1 using an overhead stirrer at 15000 rpm, following the order of addition and the homogenizing time.

Table 1. Reactants for WBM preparation, order of addition and homogenization time.

Order	Reactant	Time (min.)
1	Xanthan/ Diutan gum	10
2	Starch	10
3	Sodium hydroxide (NaOH)	1
4	Bactericide (Liocide)	5
5	Sodium chloride (NaCl)	5
6	Bentonite/OSPW	10
7	CaCO <sub>3</sub>	10

After preparation, the fluids are kept stationary for overnight to eliminate bubbles formation.

### *Rheological properties and thermal stability*

Rheological behavior of prepared fluids is analysed through the determination of apparent viscosity (AP), plastic viscosity (PV), yield point (YP) and gel strength using a rheometer. The measurements are taken before and after the samples aging at 180°C to observe the fluids thermal stability.

### *Design of Experiments*

Design of Experiments is performed in order to optimize the experimental conditions and obtain the best concentrations that maximize rheological properties.

Thus, the proportion of bentonite and OSPW varies from 0 to 100% of OSPW in 3 levels (-1, 0 and +1). The type of biopolymer used is also evaluated between diutan and xanthan gum, as well as the polymers concentration that varies from 0.5 to 1.5%, also in 3 levels as presented in Table 2. The rheological properties (viscosity and gel strength) are evaluated as responses.

Table 2. Factors and levels for the 3-level full factorial design.

Factors	Level		
	-1	0	1
OSPW	0%	50%	100%
Diutan gum	0.5%	1%	1.5%
Xanthan gum	0.5%	1%	1.5%

The results are submitted to statistical analysis in order to optimize the best WBM composition and maximize the ROP and rheological properties.

### *Feasibility*

The cost of WBM preparation are simulated before and after bentonite substitution, taking into consideration the efficiency results and additional costs related to the waste OSPW transportation in order to evaluate the feasibility of its replacement.

### **Expected results**

The project under development aims at preparing a suitable water-based fluid using OSPW and diutan gum that present thermal stability at high temperatures and pressures, have low cost and is proper for drilling operations, including in some sections of carbonate reservoirs. The presence of ferric oxide in the waste can affect bentonite, the mud properties, and filtrate losses. This new fluid is supposed to be much cheaper than conventional drilling muds, decreasing the total operational drilling cost.

### **Acknowledgments**

The authors would like to thank Federal University of Espírito Santos (UFES), Brazilian national Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) by means of the PRH-ANP 53.1 program, as well as the Funding Agency for Innovation and Research for the financial support to this research.

### **References**

- [1] Valle B., Bó P. F. D., Santos J., Aguiar L., Coelho P., Favoreto J., Arena M., Santos H. N., Ribeiro C. and Borghi L. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, 108692, (2021).
- [2] Tongcheng S., Lianzhong S., Xiaohui Y., Tengfei S. and Zuocai L. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 56, 821, (2020).
- [3] Alali A. M., Abughaban M. F., Aman B. M. and Ravela S. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 200, 108075, (2021).
- [4] Youcefi M. R., Hadjadj A., Bentriou A. and Boukredera F. S. *Earth Science Informtics*, 13, 1351, (2020).
- [5] Sayindla S., Lund B., Ytrehus J. D. and Saasen A. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 49, (2017).
- [6] Bageri B. S., Gamal H., Elkatatny S. and Patil S. *ACS Omega*, 6, 16176, (2021).
- [7] Xie B., Ting L., Zhang Y. and Liu C. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 164, 302, (2018).
- [8] Li M. C., Wu Q., Song K., Hoop C. F., Lee S., Qing Y. and Wu Y. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 55, 133, (2016).
- [9] Khalil M. and Jan B. M. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 51, 4056,

- (2012).
- [10] Zhu D., Bai B. and Hou J. *Energy and Fuels*, 31, 13063, (2017).
  - [11] Gamal H., Elkhatny S., Basfar S. and Al-Majed A. *Sustainability*, 11, 1, (2019).
  - [12] Gomes V. R., Babisk M. P., Vieira C. M. F., Sampaio J. A., Vidal F. W. H. and Gadioli M. C. B. *Materials Letters*, 269, 127579, (2020).
  - [13] Manca P P., Orrù G. and Desogus P. *International Journal of Mining, Reclamation and Environment*, 29, 141, (2015).
  - [14] Mittri S. H. M., Vieira G. L., Guignone G. C., Degen M. K., Teles C. R. and Zulcão R. *Construction and Building Materials*, 188, 444, (2018).
  - [15] Zulcão R., Luiz J., Ayres T. and Vieira D. R. *Construction and Building Materials*, 257, 119523, (2020).
  - [16] Montani C. *Associação Brasileira da Indústria Rochas Ornamentais*, 81, (2017).
  - [17] Souza N. S. L., Anjos M. A. S., Sá M. V. V. A., Farias E. C. and Mello L. C. A. *Revista matéria*, 25, (2020).
  - [18] Lima B. E. M., Tedeschi L. R., Pestilho A. L. S., Santos R. V., Vazquez J. C., Guzzo J. V. P. and De Ros L. F. *2020 Marine and Petroleum Geology*, 113, 104143, (2020).
  - [19] Fernandes F. B., Sthel A. S. O., Martins D. E. A., Siqueira C. Y. S., Rezende F. H. G. and Santos E. R. *55th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, 5, (2021).
  - [20] Osode P. I., Hussain H. A., Bataweel M. A. and Babbington J. F. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, (2016).
  - [21] Herlinger R., Zambonato E. E. and De Ros L. F. *Journal of Sedimentary Research*, 87, 1285, (2017).
  - [22] Karakosta K., Mitropoulos A. C. and Kyzas G. Z. *Journal of Molecular Structure*, 1227, 129702, (2021).
  - [23] Agwu O. E., Akpabio J. U., Ekpenyong M. E., Inyang U. G., Asuquo D. E., Eyoh I. J. and Adeoye O. S. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 203, 108659, (2021).
  - [24] Hermoso J., Jofore B. D., Martínez-Boza F. J. and Gallegos C. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 51, 14399, (2012).
  - [25] Magzoub M., Mahmoud M., Nasser M., Hussein I., Elkhatny S. and Sultan A. *Journal of Energy Resources Technology*, 141, 042902, (2019).
  - [26] Caenn R. and Chillingar G. V. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14, 221, (1996).
  - [27] Tariq Z., Kamal M. S., Mahmoud M., Alade O. and Al-Nakhli A. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107963, (2021).
  - [28] Souza G. S., Luporini S. and Rigoli I. C. *Revista Matéria*, 22, (2017).
  - [29] Weikey Y., Sinha S. L. and Dewangan S. K. *International Journal of Fluid Mechanics Research*, 45, 37, (2018).
  - [30] Zhong H., Guan Y., Qiu Z. and Feng J. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 1, (2021).
  - [31] He W., Gomez S. L., Leonard R. S. and Li. D. T. *International Petroleum Technology Conference*, 1, 349, (2014).
  - [32] Sánchez E., Audibert-Hayet A. and Rosseau L. *SPE European Formation Damage Conference*, (2003)..
  - [33] Mahmoud O., Corporation A. and Texas A. *Energy Resources Conference*, 25, (2021).
  - [34] Aften C. W. *SPE Western Regional Meeting*, (2018).
  - [35] Patel J., Maji B., Moorthy N. S. H. N. and Maiti S. *Royal Society of Chemistry Advances*, 10, 27103, (2020).
  - [36] Hamed S. B. and Belhadri M. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 67, 84, (2009).
  - [37] Akpan E. U., Enyi G. C. and Nasr G. G. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10, 1933, (2020).
  - [38] Arbaa'in N., Roslan R., Misnon I. I. and Rahim M. H. A. *Sains malaysiaiana*, 49, 2547, (2020).

## MaximiZing Geothermal Exposure using Geosteering to drill A Horizontal doublet in THE Paris Basin

Ungemach, P.<sup>1</sup>, Antics, M.<sup>1</sup>, Di Tommaso, D.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>GPC Instrumentation Process (GPC IP), <sup>2</sup>Weatherford

### Abstract

Geothermal District Heating (GDH) doublets in the Central part of the Paris Basin, particularly in the Capital City suburban areas, face two major concerns:

1- The replacement of aging and declining, when not damaged, well infrastructures and productive/injective capacities;

2- GDH doublets density, approaching overpopulation in some areas, which limits well replacement opportunities and clouds new development issues bearing in mind the space limitations in urban areas and the thermal breakthrough/reservoir cooling shortcomings.

The Paris suburban Cachan site was considered a relevant candidate for a first implementation of an alternative well architecture design. In March 2018, the second sub-horizontal geothermal injection well, GCAH2, was successfully tested at the Paris suburban Cachan site, thus validating this innovative sub-horizontal well (SHW) architecture, initiated on the previously drilled production well, GCAH1, recorded as a world first with 1000 m 8-1/2 in. open hole horizontal drain.

The sub-horizontal drain sections of the wells were drilled using the geosteering technique in place of the usual geometric pre-planned trajectory. Geosteering was successfully used for optimal well placement of the geothermal injection/production doublet. The real-time data was correlated to reservoir model to design and implement a reliable well trajectory and to increase reservoir exposure. Alongside LWD (logging while drilling), advanced near real-time cuttings analysis utilizing elemental and mineralogical measurements and custom software was used to improve decision making while drilling. The integration of chemo-stratigraphy, mud logging, wireline, logging while drilling and production test results improved the correlation between wells, supporting the building of a proper geological model and reservoir characterization.

### Introduction

Geothermal District Heating (GeoDH) is defined as the use of geothermal energy (i.e. the energy stored in form of heat below the earth's surface) to heat individual and commercial buildings, as well as for industry, through a distribution network (European Geothermal Energy Council 2014). EGEN also highlights that the prominent GeoDH markets in Europe are in France (Paris, and renewed activity in the Aquitaine basin), Germany (Munich) and Hungary, but it is important to always underline that GeoDH systems can be installed in all European countries. In recent times, there have been new entrants to the market, e.g. Netherlands, Spain (Madrid) and UK (Newcastle). Based on the most recent geothermal market report from EGEN (**Fig. 1**), we should believe that nearly all states in Europe will have GeoDH shortly, not using the high temperature (high enthalpy) like in Iceland, Turkey and Italy, but with temperatures below 65°C directly used for heating.



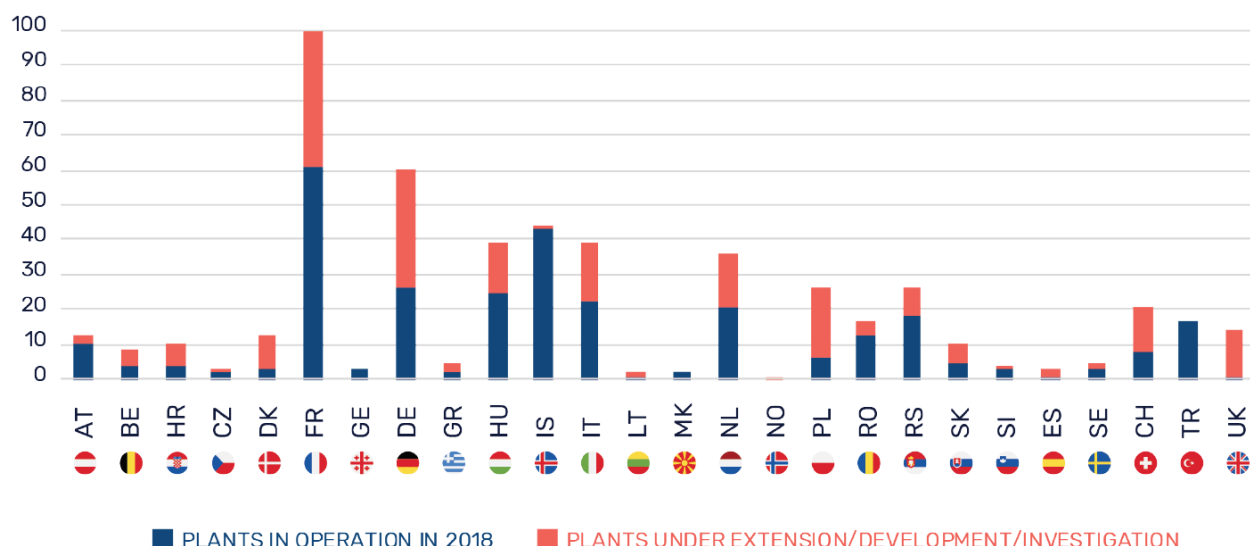


Fig. 1—Number of Geothermal District Heating (GeoDH) plants in operation and under development-investigation per country (EGEC Geothermal Market Report 2019).

An alternative well architecture design known as the SHW, shown in **Fig. 3**, differs from the typical geothermal district heating well architecture with maximum 35° of inclination (see **Fig. 2**). The SHW architecture overcomes the major challenges mainly linked to the density of population and of GDH doublets, which limits wells replacement and new development opportunities. Another advantage is to drain more hot water over a long length: the flow would potentially be doubled, and the production of heat increased. The concept was first published in February 2011 at the Stanford Geothermal Engineering Workshop, and later developed during the European Geothermal Conference in September 2016 at Strasbourg, raising considerable interest among geothermal operators, reclaiming areas undergoing moderate to poor (by geothermal standards) reservoir performance.

The Cachan site (see **Fig. 4**) was considered a relevant candidate for a first implementation of this alternative well design because of the following considerations: limited space availability; proximity of neighboring, operating and commissioned doublets; presence of a local GDH facility including two 34 years old, first-generation doublets; reservoir properties, saturated production capacities and coefficient of performance (COP), previously considered poor with produced heat/consumed power < 10 MW thermic / MW electric.

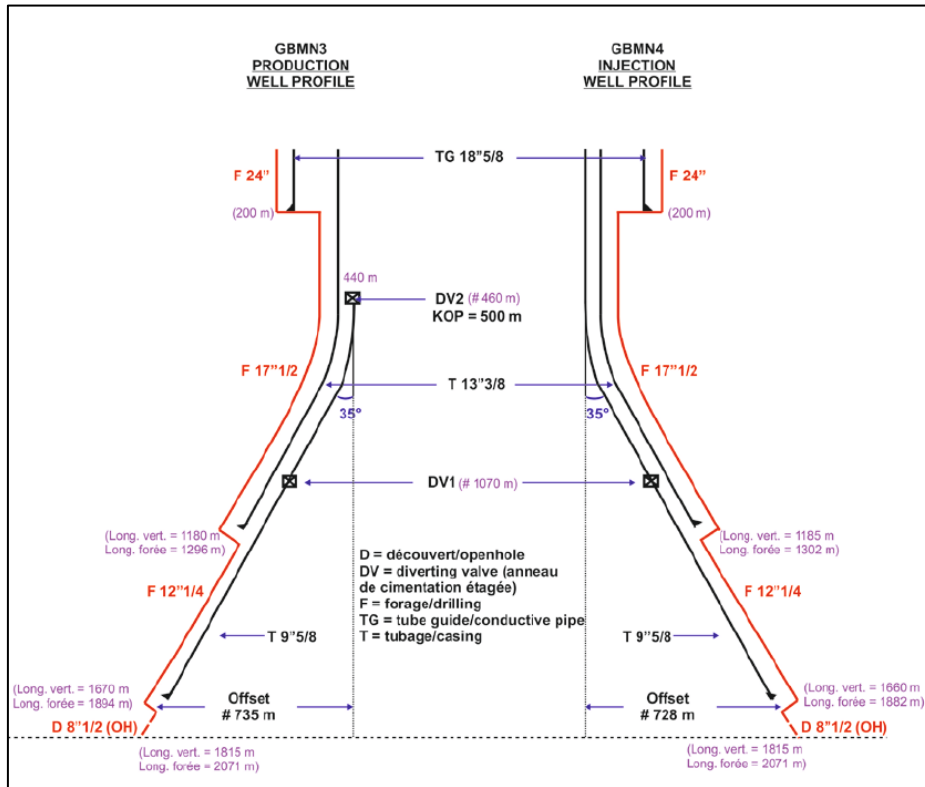


Fig. 2—Typical Doublet GDH well architecture.

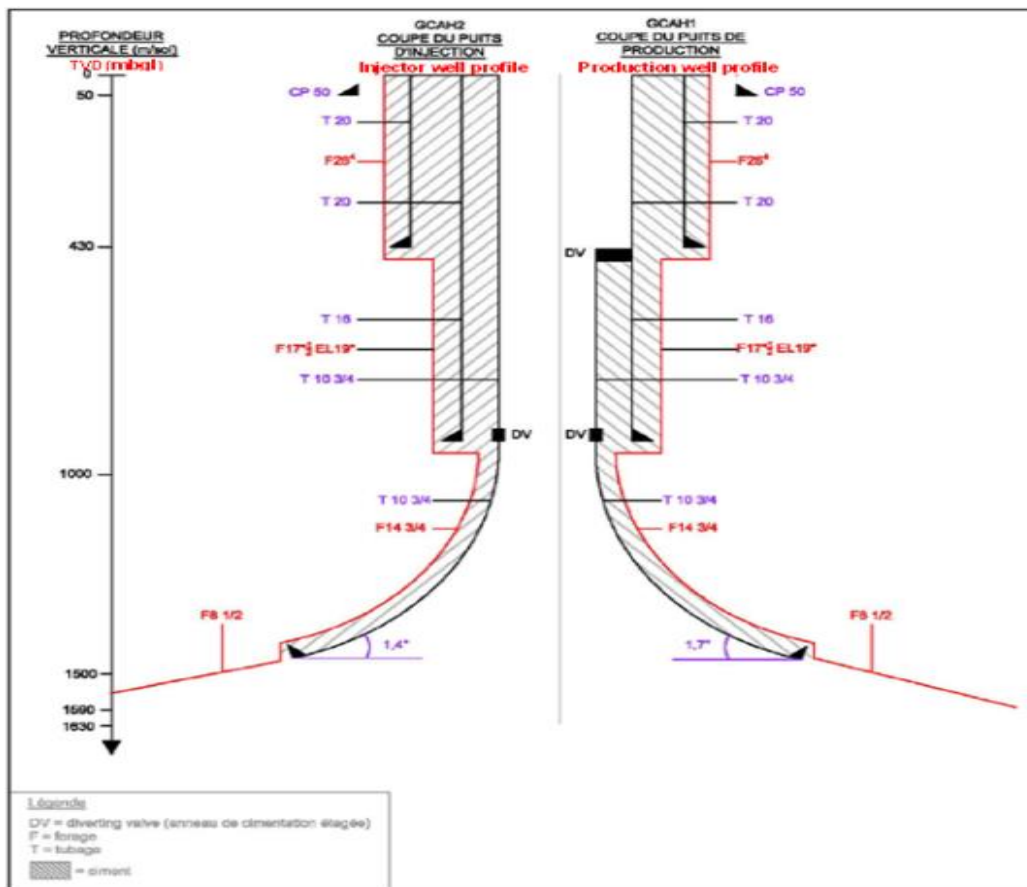


Fig. 3—The new sub-horizontal well (SHW) architecture for Cachan project.



Fig. 4—Paris Southern suburbs: geothermal district heating doublets and triplets locations, and view of the rig in Cachan.

Paris basin is made of different aquifers, but the target for this project was the Dogger aquifer: Dogger (mid-Jurassic) Bathonian member occupies the upper part of the carbonate platform complex and is made of oolitic limestones showing highly connected porosity and subsequent permeability. The Dogger (mid-Jurassic) carbonates host a dependable reservoir of regional extent within the aquifer sequence exploited since the late 1970s with a total of 61 GDH doublets drilled, of which 36, including six triplet recompleted doublets, remain online (Ungemach and Antics 2015). Since 1985, 30 wells have been abandoned mainly for technical (corrosion or scaling) or economic reasons (high profitability of geothermal operations compared with fossil energies when the oil price fell below USD 12 / barrel).

An additional challenge was related to the difficult well to well correlation of permeable layers identified via flowmeter logs as they are in most instances biased by layer discontinuities induced by post depositional diagenetic processes (dissolution, compaction, fracturing and recrystallization). In the attempt to find a correlation, a multilayer equivalent-sandwich reservoir structure has been proposed by Antics et al. (2005) and Ungemach et al. (2005a, 2011b), stacking productive and non-productive beds, for modelling heat and mass transfers. Based on this simplified model, with two productive layers (see Fig. 5), a drilling plan that uses geosteering techniques was chosen for the project, enabling the intersection of the layers and the optimization of both drilling and productivity aspects.

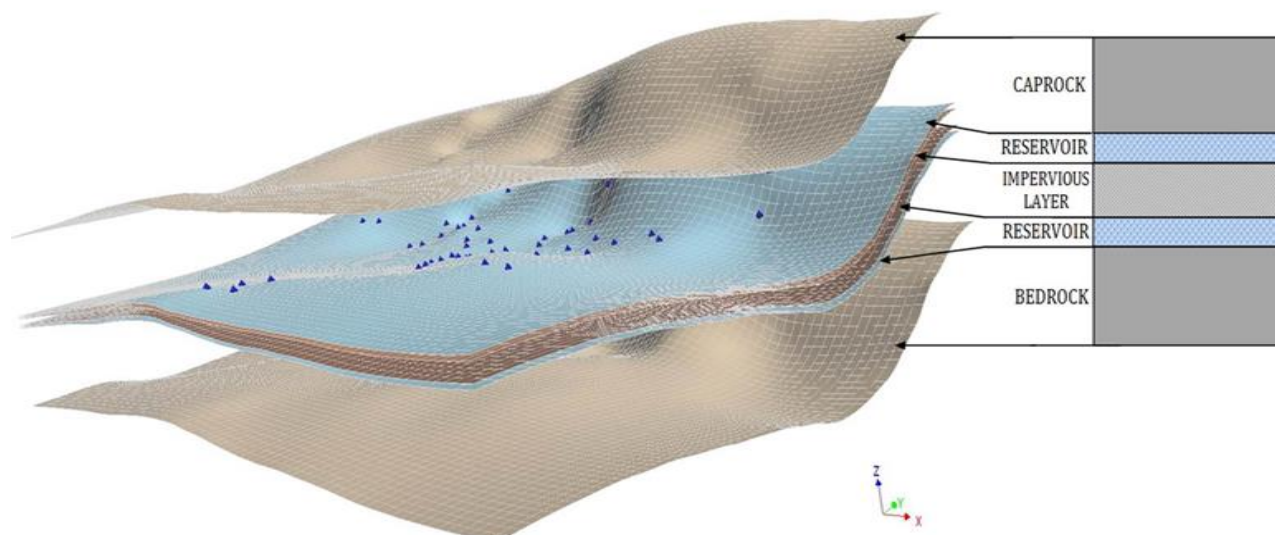


Fig. 5—Dogger reservoir. 3D geomodelling view of the sandwich multilayered reservoir equivalence.

## Methods, Tools, and Processes

### ***Well Placement Process and Geosteering Technologies***

Well placement can be defined as an interpretative process by which people, using technology, interactively optimize a well construction with rigorous feasibility study and by placing the borehole with a specific geologic interval in real-time for the benefit of maximizing production or injection. Geosteering is the real time part of the well placement process (Weatherford 2016).

Geosteering is the optimal placement of a wellbore based on the results of real time downhole geological and geophysical logging measurements rather than three-dimensional targets in space. Geosteering aims at optimal positioning in real-time of high angle / horizontal wells based on the results of downhole logging while drilling (LWD), real time information and a multi-disciplinary team approach.

At the beginning of each operation, the well placement specialists acquire all relevant well information and data in order to prepare a geosteering model. Data from nearby offset wells, plus any other available information, such as geological cross-sections, seismic lines and cubes, and structure maps, is also helpful. Geosteering models are prepared with the aid of specialized software application. The prepared model is then presented and discussed with the team during a pre-job meeting. In this meeting the communication protocol between all the parties is defined for the drilling phase.

When the Real Time operation begins, the well placement team connects the geosteering application to the main LWD database using either direct port-to-port (when at the rig site) or network WITSML (Wellsite Information Transfer Specification) protocols. While drilling, the geosteering model and the LWD data are compared in order to adjust the model as needed. Geosteering recommendations are sent in accordance with the pre-established communication protocol. In addition to the continuous sharing of information an official report is prepared every 12 hours.

At the end of the drilling phase, a comprehensive post-well analysis is delivered. It contains a detailed description of all geosteering recommendations, model correlation plots, and geosteering suggestions that can be used for the future operations in a loop of increased confidence.

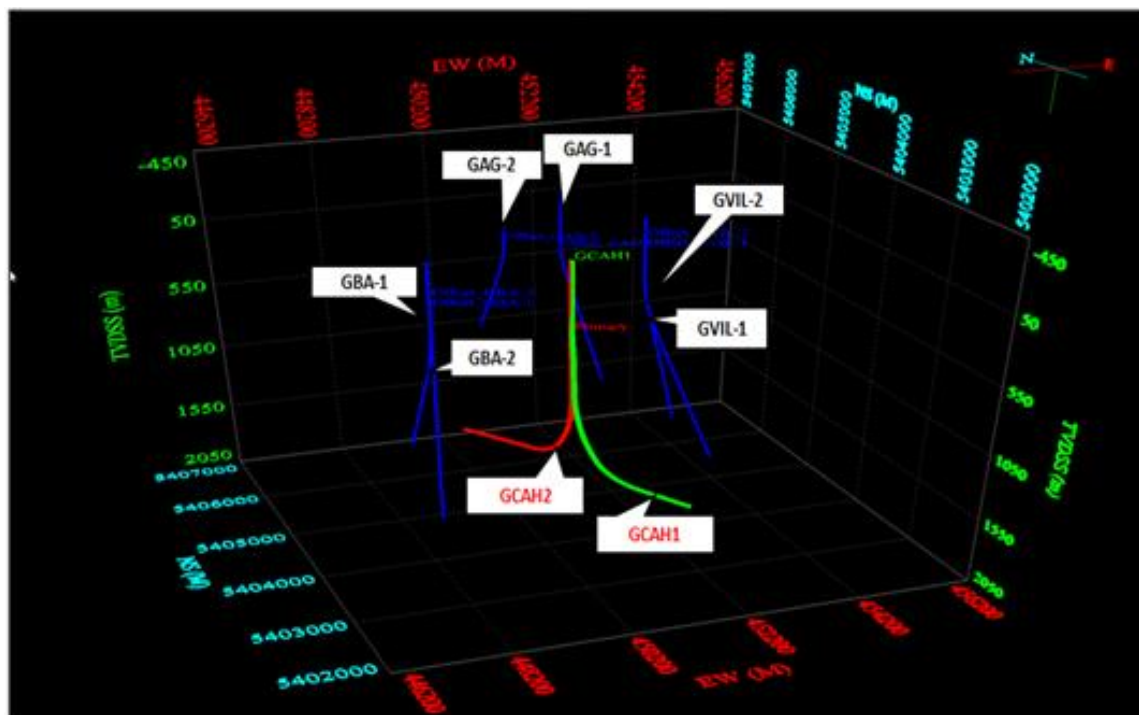


Fig. 6—3D plot of planned (red and green) and offset wells (in blue).

### ***Directional Drilling and Point-The-Bit Rotary Steerable System (RSS)***

Directional drilling pre well torque and drag analysis was performed in order to verify and optimize the drilling assembly together with an anti-collision study to verify distance from offset wells.

The RSS that was used (see **Fig. 7**) is called point-the-bit system, as it orients the drill-bit axis in the desired direction, focusing all cutting action on the face of the bit to provide smooth wellbores. The tool has bi-directional communication with surface and integrates different sensors for drilling monitoring and optimization. It also provides near-bit inclination and gamma ray, and continuous rotation, avoiding gaps in the azimuthal data acquisition, which makes it ideal for geosteering purposes.

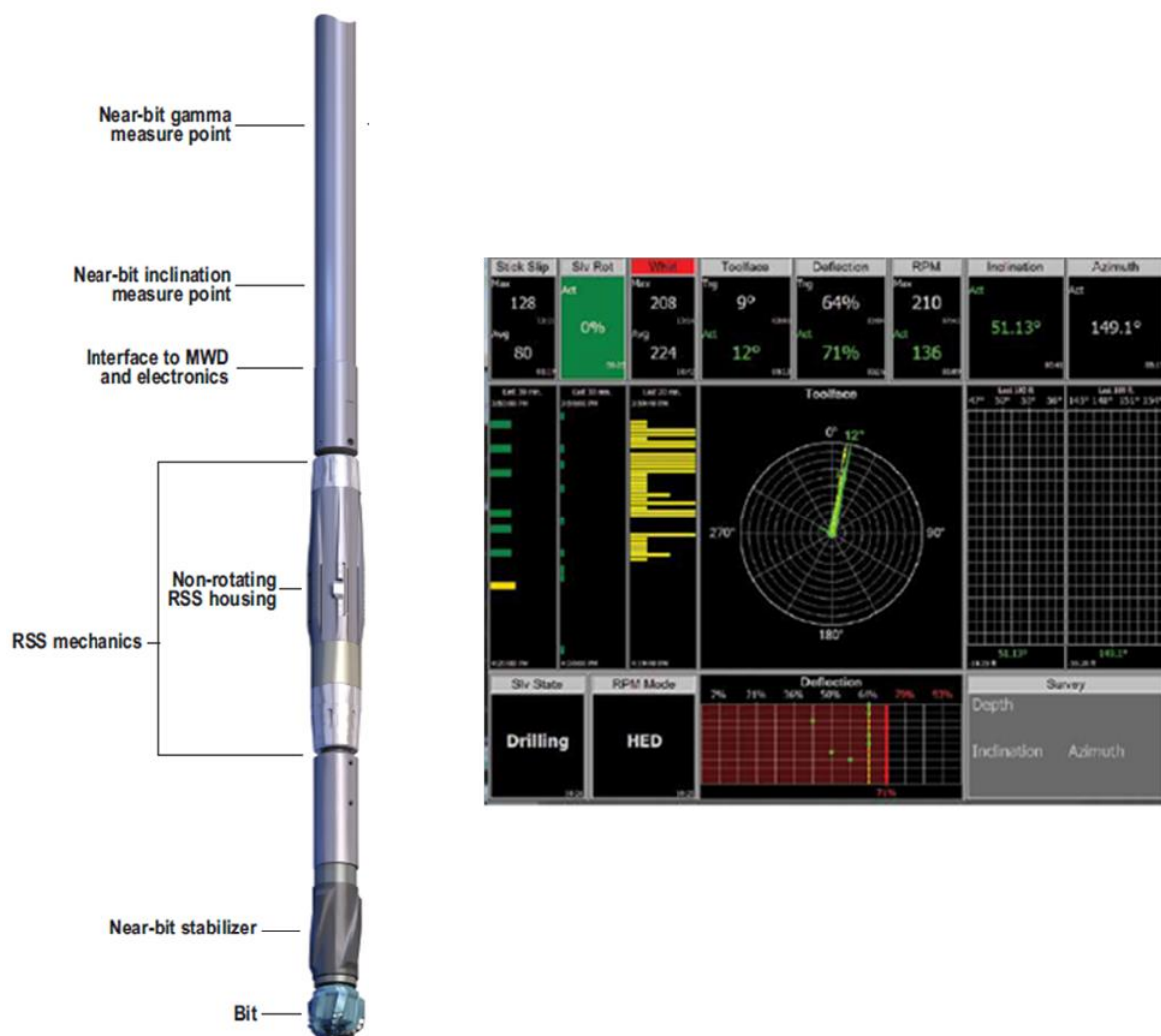
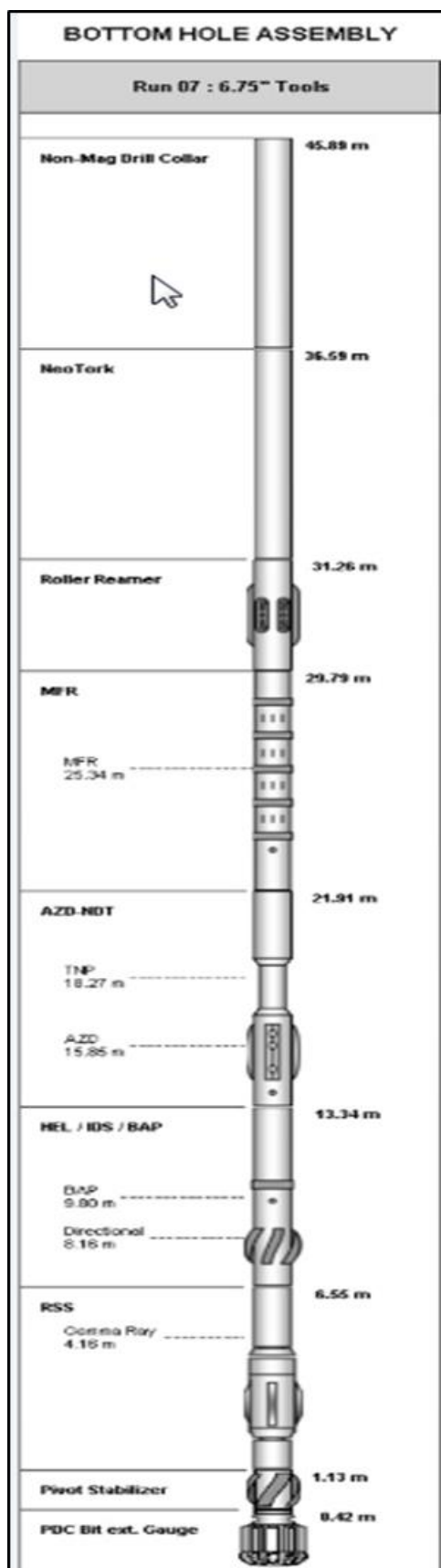


Fig. 7—RSS and Real Time Parameter Screen.

**Logging While Drilling Geosteering Tools**

The suite of logging while drilling tools, that provided measurements for reservoir characterization and geosteering decisions, was made of gamma ray, resistivity, neutron porosity and azimuthal density sensors.

Dip picking on density image quantifies the bedding inclination and orientation, helping to make changes in order to build or drop the angle accordingly. **Fig. 9** shows an example where, inside the red circle, a low porosity layer (high density=dark) was approaching from the bottom of the well, so decision was made to send downhole a steering command to the rotary steerable in order to increase the wellbore inclination.



DESCRIPTION OF COMPONENTS
RSS: Point-the-bit Rotary Steerable System (with Near Bit Inclination)
IDS: Azimuth and Inclination Survey
BAP: Bore and Annular Pressure sensor
AZD: Azimuthal Density tool
TNP: Thermal Neutron Porosity tool
HAGR: Near Bit Gamma Ray
MFR: Multi-Frequency Resistivity tool

Fig. 8—Schematic example of downhole string used to drill the 8-1/2 in. sections of the two wells with description of drilling and logging-while-drilling components.

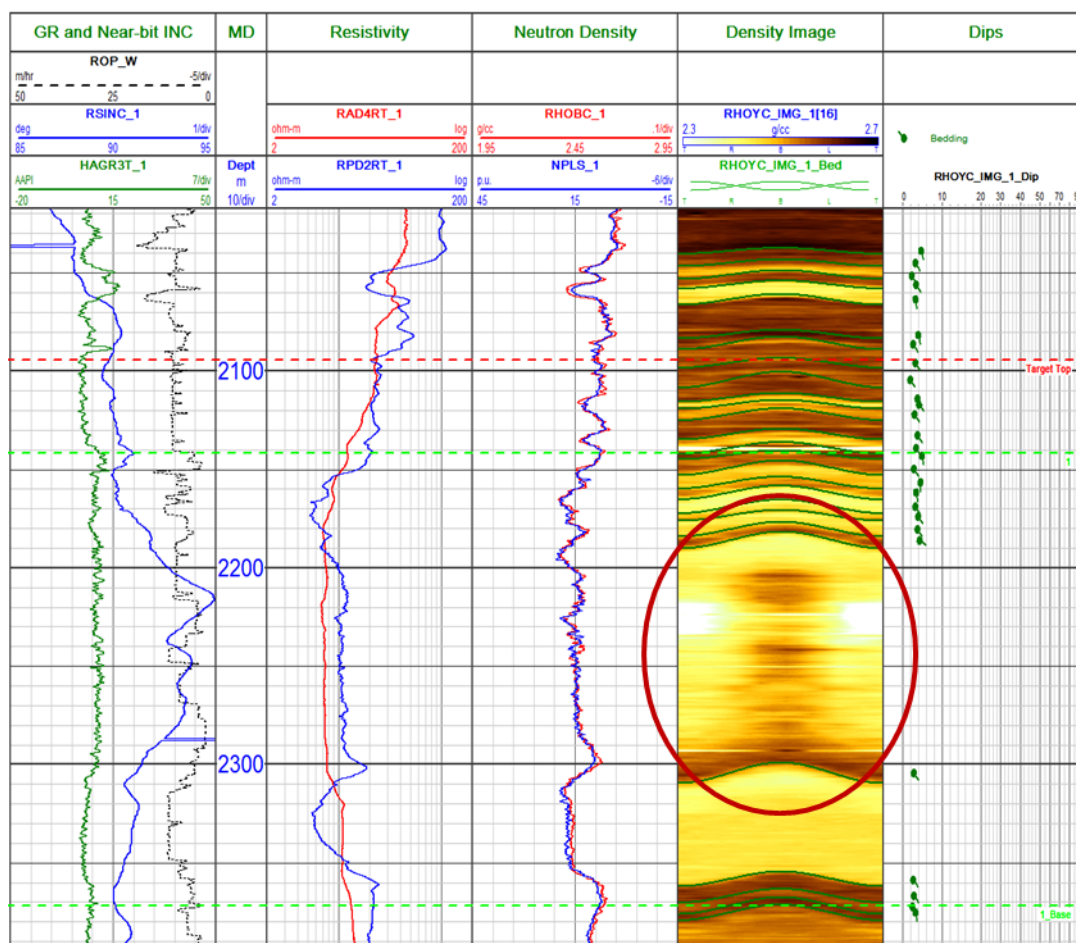


Fig. 9—Real time data including density image.

### ***XRF-XRD and Mud Logging***

The advanced cutting characterization provided elemental and mineralogical composition directly at the rig-site using XRF and XRD technologies.

Chemical element analysis was performed using a field deployable laboratory Energy Dispersive X-Ray spectrometer (ED-XRF), which provides data for 32 elements and a range of detection from Mg to U. By using a proprietary calibration method, with 36 certified reference materials and internal standard powdered rock samples, accuracy, repeatability and precision were optimized.

To establish the mineral compositions, drill cutting samples were additionally analyzed using a field-deployable laboratory XRD (X-Ray Diffractometer). The equipment works in transmission mode and utilizes 'particle statistics': its vibrating sample holder enables powdered cuttings to randomly assume all possible orientations with respect to the incident beam, which results in an improved statistical representation for any given diffraction direction. The quantification software is based on the Rietveld method (1967), incorporating multiple customized mineral patterns from known concentration samples, with multiple phases within the calibration. Together, these result in a greatly improved quantification of peaks, especially for carbonate lithologies.

Proprietary software was used to integrate the XRF and XRD data for improved understanding of the mineralogical composition of the formations.

The integration of XRF and XRD with mud logging data allowed detailed chemo-stratigraphy from drill cuttings in near real time at the well site. It supported geosteering and drilling optimization and provided valuable inputs to the Paris Basin geothermal target refinement.

## **Results and Discussion**

### ***GCAH1 - Production Well***

The initial objective of this well was to drill the 8-½ in. section and land into the high porosity zone (oolitic limestone) of the Bathonian and drill 300 m before dropping down through the remaining



Bathonian layers. The 10-¾ in. casing shoe was set above the Bathonian formation at 82° inclination at the end of the 14-¾ in. curved section.

Before starting the section, a pre well model (see Fig. 10) was built based on gamma ray and porosity data from offset wells. The comparison between the pre-well model and the gamma ray data acquired during the 14-¾ in. section highlighted that the top of reservoir was deeper than expected. It meant that increasing the angle according to the plan would have resulted in losing lateral exposure of the target zone. The team decided to hold the inclination of the well and wait before building up the angle.

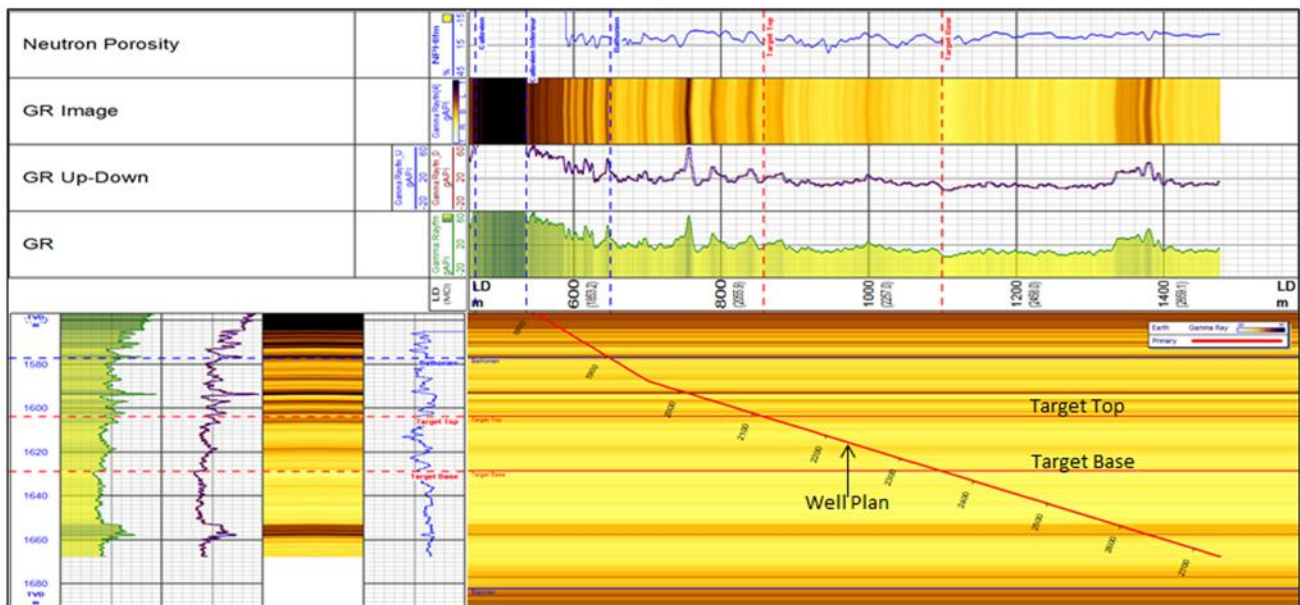
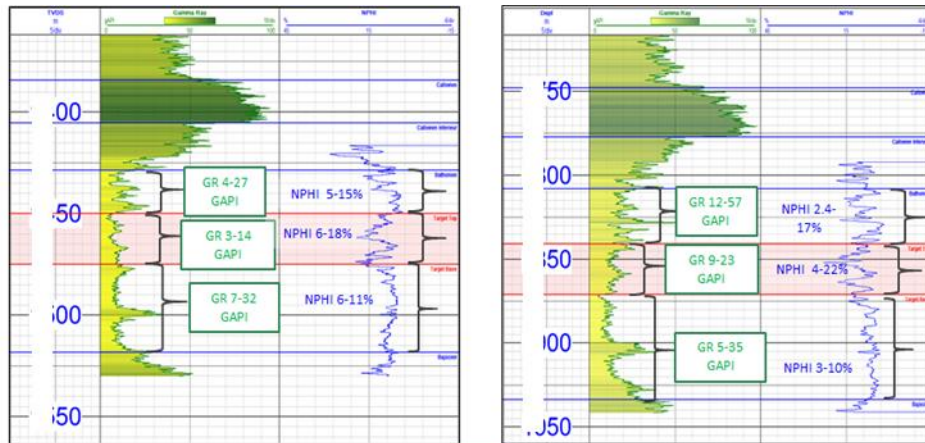


Fig. 10—From offset wells to geosteering prewell model of GCAH1. Layers are colored according to porosity from bright yellow=high porosity to dark yellow=low porosity.

Drilling of the 8-½ in. section commenced with a target inclination of 82°. Once the bit entered the Bathonian formation and intercepted the first highly porous zone below the Bathonian top, a new recommendation was made, to build inclination to 84°. A new well plan was made in order to enter and intercept the highly porous zone (oolitic limestone) with 86° inclination. While drilling with an inclination of 84° the oolitic limestone was encountered in the geological sample then the target inclination was increased to 86° for drilling of the highly porous zone. The target formation was entered at 2180 m measured depth (MD) with an inclination of 86° and drilling continued, holding the same angle. The maximum porosity encountered in this zone was 19%. Later a decision was made to build the well inclination up to 87° and continue drilling for 50 m of vertical depth from the top of the

Bathonian in order to intercept and acquire data in the deeper highly productive layers.

**Fig. 11** shows the final trajectory and the modified earth model based on the attempt to find a correlation between real time and forward modelled curves while considering also the evaluated bedding dips from density image.

Indicative diagenesis proxies from XRF were plotted in the geosteering screen together with LWD data to give a better understanding and representation of the formation crossed while drilling.

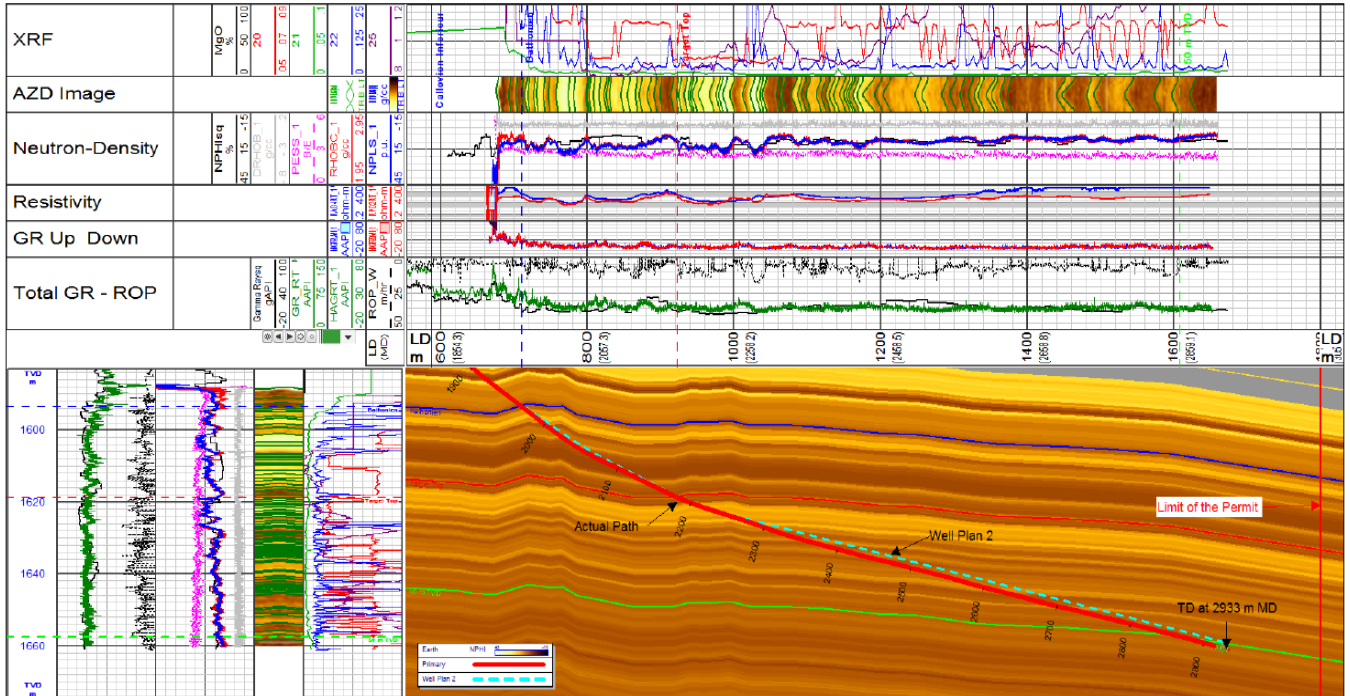


Figure 11—GCAH1 end of well trajectory.

After a detailed interpretation of the processed XRF-XRD dataset, the most interesting layers were characterized in terms of lithology, type of limestones, impact of diagenesis, and primary porosity assessments. Final data analysis clearly identified the three different types of limestone shown in **Fig. 12**.

XRF-XRD measurements also provided a cost-effective role in planning the GCAH2 injection well trajectory and for subsequent geosteering by means of integration of all the changes and variations in geochemical indicators.

More precisely, the correct evaluation of the Dogger Bathonian carbonate heterogeneities associated with a preliminary diagenesis degree assessment, through XRF and XRD analyses, had an active role in refining the exploration target considering that:

- The positive excursions of the main proxies linked to the terrigenous contribution in the Dogger Limestones have a negative impact on reservoir properties;
- Different types of carbonates, confirmed by the nuclear-density log, are related to the primary sediment porosity and assisted the well placement within the most promising layers while drilling the injection well;
- Diagenesis proxies reveal how the weathering had a low impact on the sediments, securing dependable reservoir properties of the drilled Dogger aquifer.

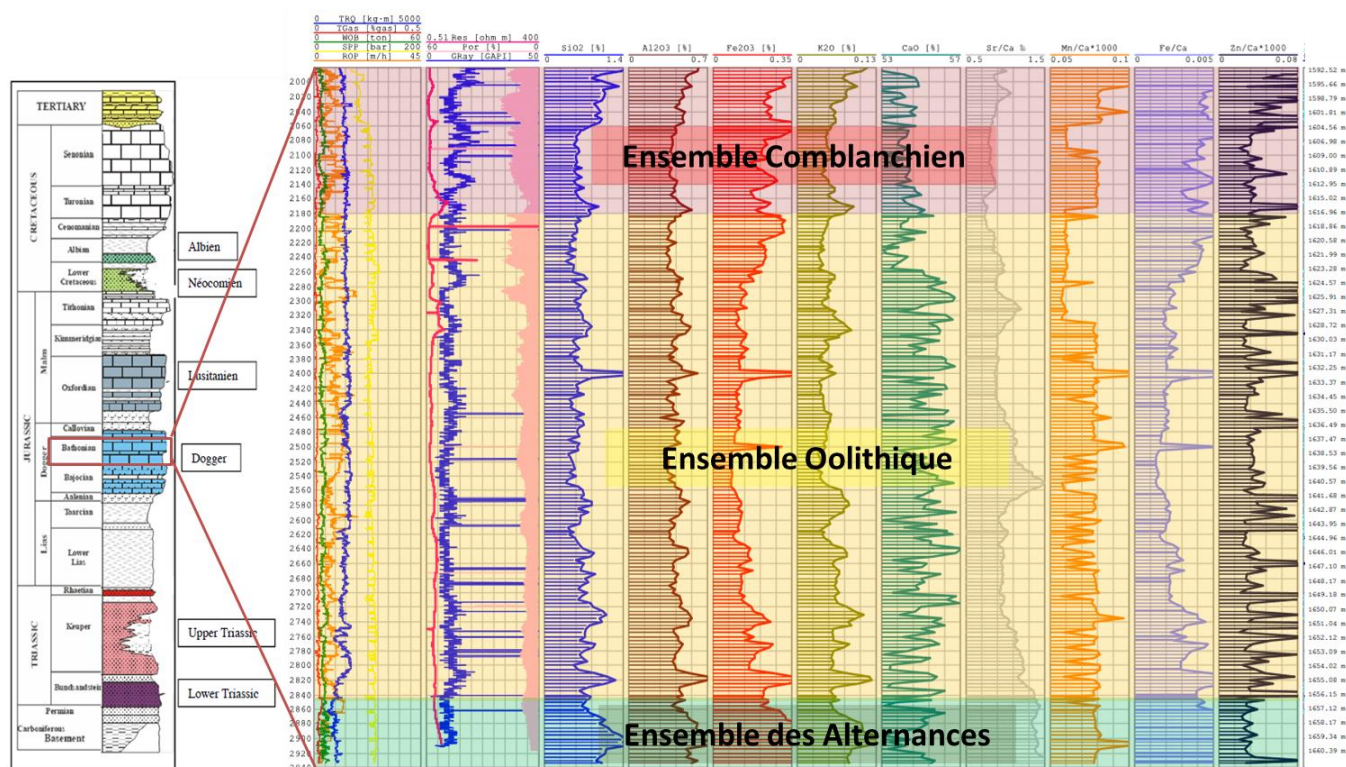


Fig. 12—XRD/XRF monitoring from GCAH1 well: three different types of limestone were identified.

On well GCAH1, the successful production logging tool spinner flow-metering provided flow and dynamic temperature profiles along the entire drain path.

Wireline nuclear magnetic resonance and dipole sonic logs enabled to correlate permeability to porosities, along with assessing thin bed porosity layering from compressional and shear waves. The interpretation of specific elements anomalies, linked to the variety of mineral species filling the fractures in carbonate, allowed the detection and further investigation of the possible opening or cementing of the micro-fractures zone. The correlation of information between wireline, while drilling (LWD and XRD/XRF) and production test data permitted the recognition of such zones, adding more values to the planning and construction of the well.

### GCAH2 - Injection Well

During the planning stage of the second horizontal well, GCAH2, various predrill geosteering models were created based on the data from six offset wells and from the GCAH1 well just ended. The post well analysis of LWD, wireline and XRD/XRF data from GCHA1 well, identified the best productive zones and served as an input to refine the predrill model for the injection well. The model allowed the location of the two target zones in the Bathonian formation and determined that the expected apparent up-dip was 3°-5°.

The initial objective of this well was to drill the 8-½ in. section toward the opposite direction of GCAH1 production well and land in the first high porosity zone (oolitic limestone) of the Bathonian to drill 100 m MD of it before cutting down to the deeper high porosity zone until the well end (TD) in one rotary steerable run. The 10-¾ in. casing shoe was set above the Bathonian formation with an inclination of 83° at the final stage of the curve section.

As with the first well (GCAH1), geosteering operations were conducted mostly using real time versus modelled gamma ray and porosity curve correlations, combined with dip picking of azimuthal density image and monitoring the XRF analysis associated with the variation in mineralogical phase. The XRF brought added value in monitoring well trajectory, supporting the decision process. A substantial reduction of uncertainty in geosteering decision making was achieved through the evaluation of carbonate types, siliciclastic inputs and diagenetic proxies (see Fig. 13).

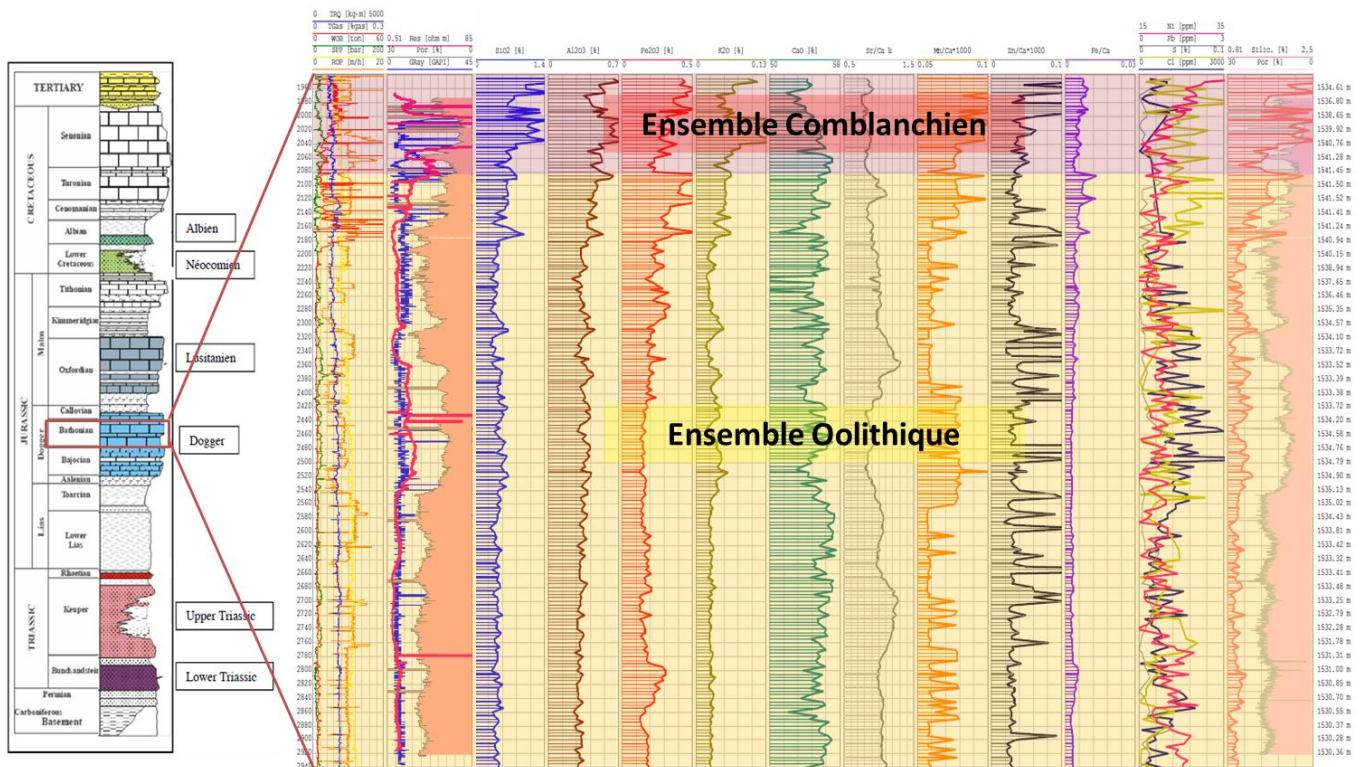


Fig. 13—GCAH2 – Drilling Parameters, log response and XRF.

Drilling of the 8-½ in. section started with a target inclination of 87°. A recommendation was made to build inclination before entering the first target zone. The first highly porous zone (oolitic limestone) was entered at an inclination of 90°. Based on the plan to drill 100 m in the layer, a geosteering recommendation was sent, in order to remain in the most porous zone, which showed an apparent up dip of 3.5° to 4.0°, and ultimately building the well inclination up to 94°. After the planned 100 m was drilled, it was decided to drop to an inclination of 91° to cut down to the next high porosity zone. However, the higher density formations below made it difficult to drop the angle. The first high porosity zone was eventually cut through and the lower porosity layers below were crossed with an inclination between 88° and 90°. After entering in the second high-porosity zone, the inclination was increased from 88.5° to 92°. Being the apparent dip of this layer lower than before, at 0.5° to 1.0°, this zone was drilled at inclinations between 88.5° and 92°. This second high porosity zone was geosteered for just over 400 m, before total depth was reached.

**Fig. 14** shows the result of geosteering described above: each vertical green lines (hinges) represents a change applied to the structural earth model after correlation with real time data and based on dips from azimuthal density imaging. Note that vertical scale is exaggerated and that the layers are colored according to porosity from bright yellow (high porosity) to dark yellow (low porosity).

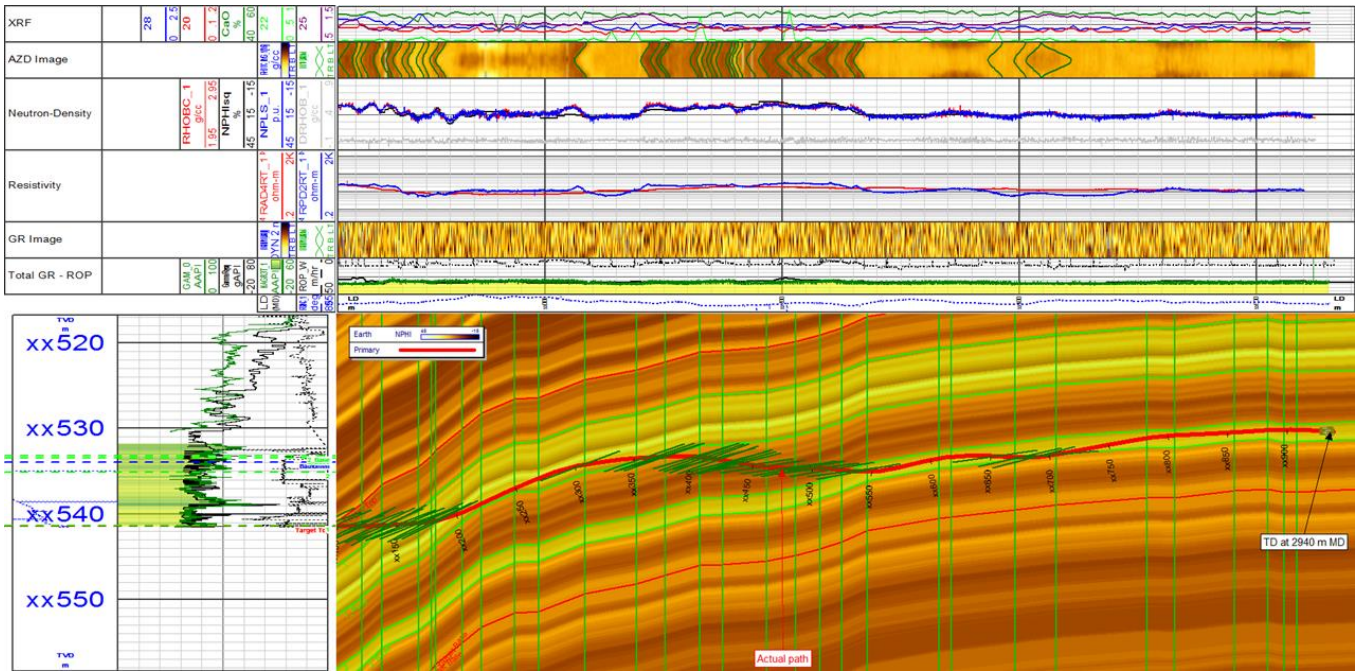


Fig. 14—GCAH2 end of well trajectory with hinges applied to the earth model (vertical lines) and real time dips (green segments).

Recently the drain productive sections were assessed by tractor driven production logging tool (PLT) for flow and temperature and have been modelled to simulate, from the initial state (in late 2019) shown in Fig. 15, to the thermal status for year 2048, displayed in Fig. 16.

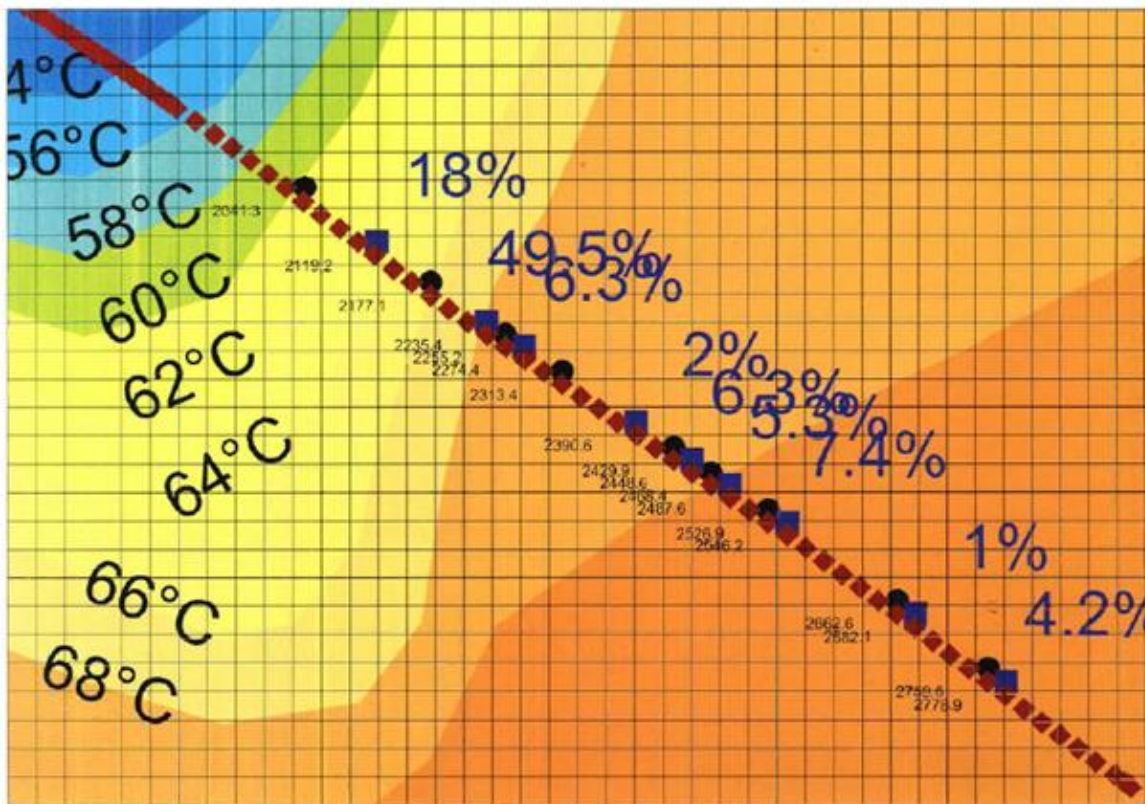


Fig. 15—Well GCAH1. Upper reservoir simulated status (late 2019) SH drain distributed production rates, temperatures and drilled meterage.

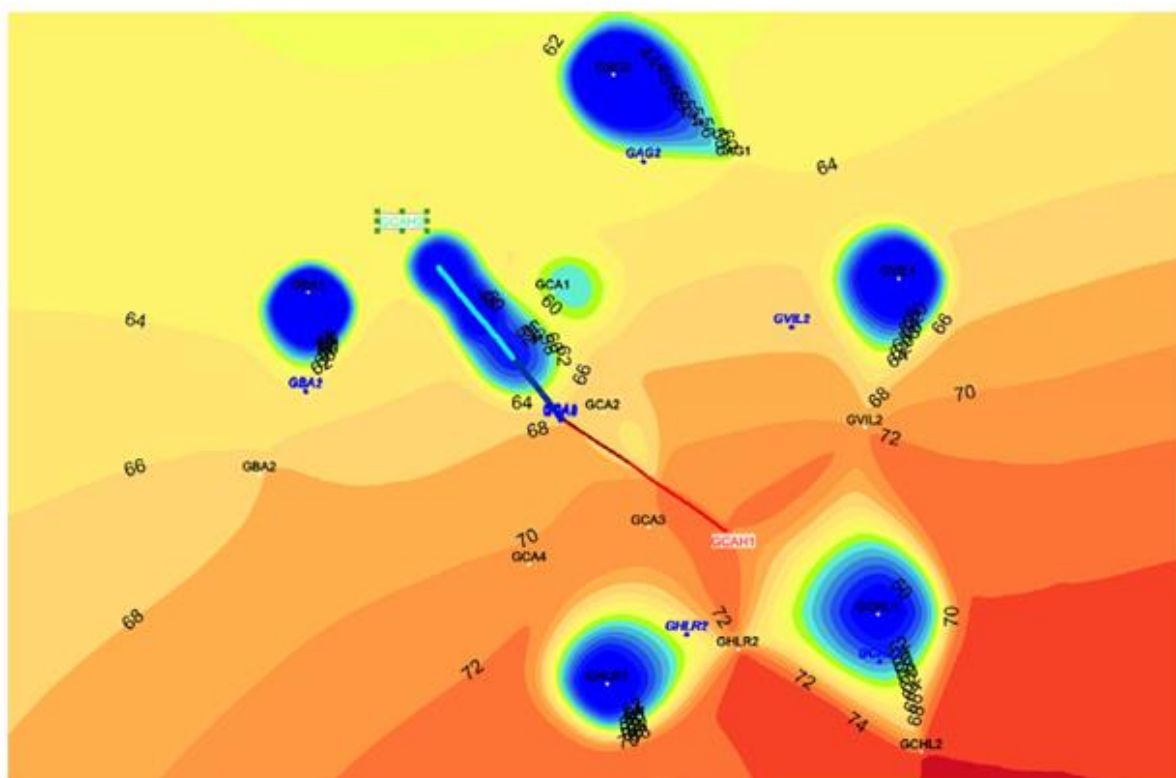


Fig. 16—Simulated thermal status as of year 2048. Cachan and surrounding geothermal doublets. Blue colors image injected well cooled areas.

## Conclusions

Below are listed some key achievements for the Cachan project.

- Successfully constructed two geothermal wells, production well GCAH1 and injection well GCAH2, targeting the Mid-Jurassic, Dogger Bathonian Carbonate.
- Drilled 1,001 m in two runs for the first well, while staying 100% in the target interval. Drilled 1,005 m in one run for the second well, 100% within the target interval and intercepting two separate high porosity layers of six and two meters of thickness.
- Achieved an average ROP (rate of penetration) of 7 m/hr in the lateral section.
- Increased the doublet productivity to 450 m<sup>3</sup>/h nominal (heating period. Oct 2019 - Nov 2020).

The drilling achievement described here shows the potential of real time geosteering navigation technology, usually applied to hydrocarbon drilling, to maximize heat recovery from deep seated sedimentary reservoirs.

Geosteering technique was successfully used for an optimal well placement to design and implement a reliable well trajectory and reservoir exposure. Drill cutting's geochemical signal, associated with the surface logging data, have provided additional clues for the geosteering process and updating the local chemo-stratigraphic framework.

The integration of the chemo-stratigraphy, mud logging, wire line, LWD and production tests results optimized the well correlation, supporting the building of a proper geological model and reservoir characterization.

As of November 2020, the doublet has been operating successfully at targeted 350 (average) and 450 m<sup>3</sup>/h (maximum) production rates replacing two existing, ageing (34 years) doublets rated 180 and 170 m<sup>3</sup>/h (total 350 m<sup>3</sup>/h) respectively. These results confirm the benefits of a properly placed horizontal well, using integrated measurement approach of geosteering, on heat production and on cost reduction.

## References

- Antics, M., Papachristou, M., Ungemach, P. 2005. Sustainable Heat Mining. A Reservoir Engineering Approach. 30th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, Ca. 31 January – 2 February 2005.
- Boissavy, C., and Grière, O. 2014. New Geothermal Targets in the Paris Basin, GRC Transactions, Vol. 38, France 2014.
- European Geothermal Energy Council (EGEC). 2020. 2019 EGEC Geothermal Market Report. Key Findings. 9th edition. June 2020 (accessed 26 October 2020).
- GPC Instrumentation Process (GPC IP). 2016. *Realization of a Geothermal Doublet with Sub-horizontal Drains in the Dogger at the Cachan site. Project Description* (in France). Client: Dalkia. Diffusion: Dalkia and enterprises candidates. 15 January 2016.
- Hendry, J., Gregg, J., Shelton, K., Somerville, I., and Crowley, S. 2013. Origin of Fault-Fracture-Related Dolomitization, Mississippian Limestones, Isle of Man, UK. AAPG Annual Convention and Exhibition At: Pittsburgh. May 2013.
- Lagat, J. 2016. Hydrothermal alteration mineralogy in geothermal fields with case examples from Olkaria domes geothermal field, Kenya. Presented at SDG Short Course I on Exploration and Development of Geothermal Resources, organized by UNU-GTP, GDC and KenGen, at Lake Bogoria and Lake Naivasha, Kenya, Nov. 10-31, 2016.
- Lopez, S., Hamm, V., Le Brun, M., Schaper, L., Boissier, F., Catherine Cotiche, C., and Giuglaris, E. 2010. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*. Volume 39, Issue 4, December 2010, Pages 339-356
- Richter, A. 2018. 4 January 2018. Think Geoenergy. <https://www.thinkgeoenergy.com/french-project-completes-first-subhorizontal-geothermal-well-near-paris> (accessed 10 November 2020).
- Rojas, J., Giot, D., Le Nindre, Y.-M., Criaud, A., Fouillac, C., Brach, M., Menjoz, A., Martin, J.-C., Lambert, M., Chiles, J.-P., Fouillac, A.-M., and Pauwels, H. 1989. *Characterization and modelling of geothermal reservoir of Paris Dogger basin, France* (in France). Final report of Agence Francaise pour la Maitrise de l'Energie (AFME) and Bureau de Recherches Geologiques et Minieres (BRGM). November 1989.
- Ungemach, P. 2004. Carbonate geothermal reservoir management in France. *International Geothermal Days Poland*. Zakopane, September 13-17, 2004.
- Ungemach, P., and Antics, M. 2015. Assessment of Deep-Seated Geothermal Reservoirs in Selected European Sedimentary Environments. *Proceedings World Geothermal Congress 2015* Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.
- Ungemach, P., Antics, M., Lalos, P., Borozdina, O., Foulquier, L., and Papachristou, M. 2011. Geomodelling and Well Architecture, Key Issues to Sustainable Reservoir Development. PROCEEDINGS, *Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. Stanford University, Stanford, California, January 31 - February 2, 2011. SGP-TR-191.
- Weatherford. 2016. Well Placement Services. Drilling Services. November 2016.

## Geomechanics in Underground Technologies for Renewable Energy Supply: The Example of Enguri Power Tunnel Leakage

Niederhuber, T.<sup>1</sup>, Müller, B.<sup>1</sup>, Röckel, T.<sup>2</sup>, Kalabegishvili, M.<sup>3</sup>, Schilling, F.<sup>1</sup>, Aberle, B.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Karlsruhe Institute of Technology, Institute of Applied Geosciences, Germany

<sup>2</sup>Piewak & Partner GmbH, Germany

<sup>3</sup>Georgian Technical University, Hydraulic Department, Georgia

<sup>4</sup>Geotechnik Aberle, Germany

### Introduction

The Enguri Dam in northwestern Georgia is one of the highest arch dams in the world. Completed in the 1970s, it was filled for the first time in 1978 (Chelidze et al. 2019). The Enguri dam, which impounds the river of the same name in the Jvari reservoir, is connected to the power plant near the Gali reservoir via a 15 km long headrace tunnel and a shorter pressure shaft (Fig. 1). The penstock itself has a diameter of 9.5 m with a flow rate of 450 m<sup>3</sup> of water per second. The height difference between the inlet in the reservoir to the surge tank, from which several pressure shafts lead to the turbines, is about 160 m, thus a pressure difference of 16 bar is achieved in the pressure tunnel.

The pressure tunnel, as well as pressure shafts, are located in a SW-NE oriented, hill, which is divided by several streams into individual segments. Therefore, the maximum overburden varies considerably: between several hundred meters in the middle of a segment and no overburden in the valleys, in which the pressure tunnel partly runs on bridges. The subsurface rock consists of Cretaceous limestones, which may locally contain clay inclusions or are dolomitized. Overall, the subsurface is characterized by strong karstification.

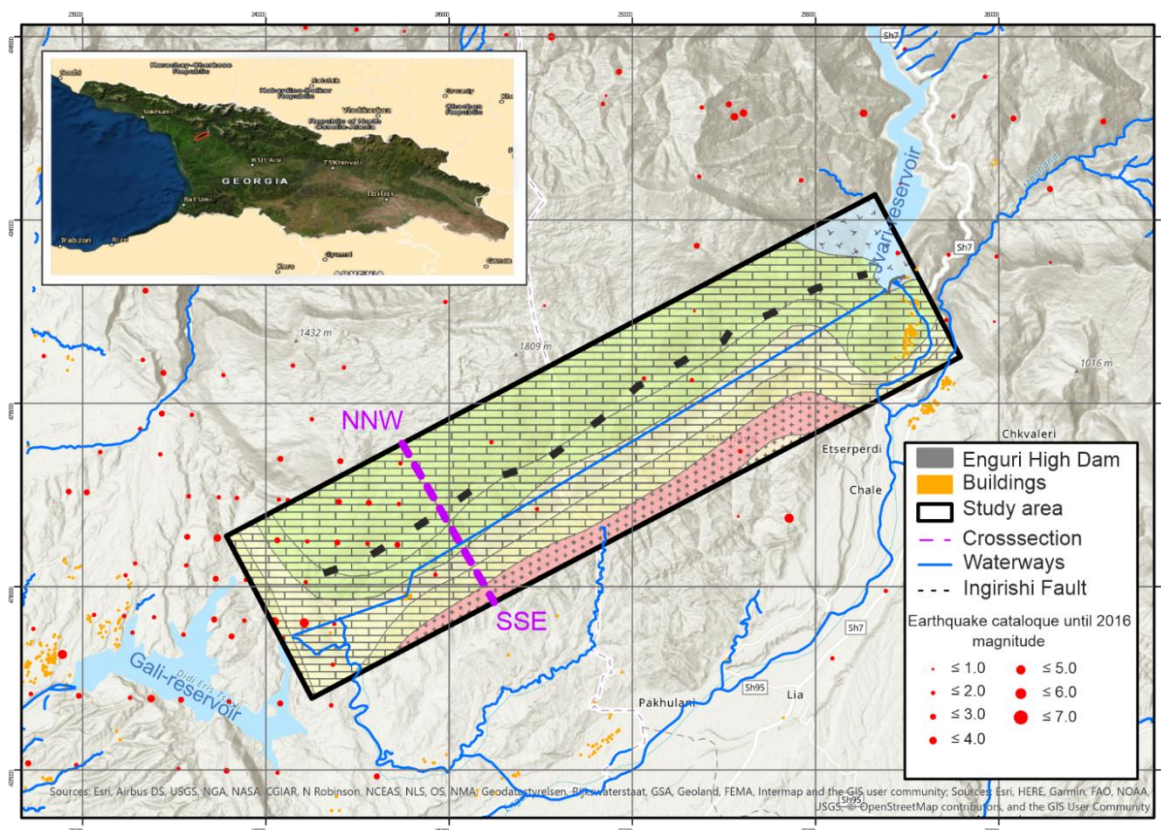


Fig. 1: The Enguri Dam is located in NW Georgia (see general map, top left) and connects the Jvari Reservoir with the Gali Reservoir. Power generation takes place at the power plant at



Gali Reservoir. The pressure tunnel passes under a chain of hills built up by Cretaceous limestones, some of which are dolomitized (green-yellow colors). The red-dotted unit shows the distribution of Tertiary sediments of the Rioni Basin. Geology after Tibaldi et al. (2017).

Measurements of the stress field along the pressure tunnel do not exist. From focal mechanism of earthquakes and other stress indicators from boreholes, a stress field perpendicular to the pressure tunnel with thrust faulting character can be inferred. The ratio of maximum horizontal to minimum vertical stress ranges between 3 and 5.

The pressure tunnel is essentially lined with concrete and in a few areas with a metal armor. In recent years, several rehabilitation works have been carried out in the headrace tunnel to reduce water loss from the tunnel. Nevertheless, leakage of water continued, which, according to the operators, amounted to more than 10 cubic meters per second (Kalabegishvili, internal report). Although this water loss reduces the power plant's electricity output, the main problem is water loss associated with the formation of new cavities due to solution processes in the limestone around the tunnel, which can lead to instabilities and damage to the tunnel itself.

During the rehabilitation activities carried out from January to April 2021, the engineer in charge observed in particular an opening of a construction joint of about 40 m length (Fig. 2).

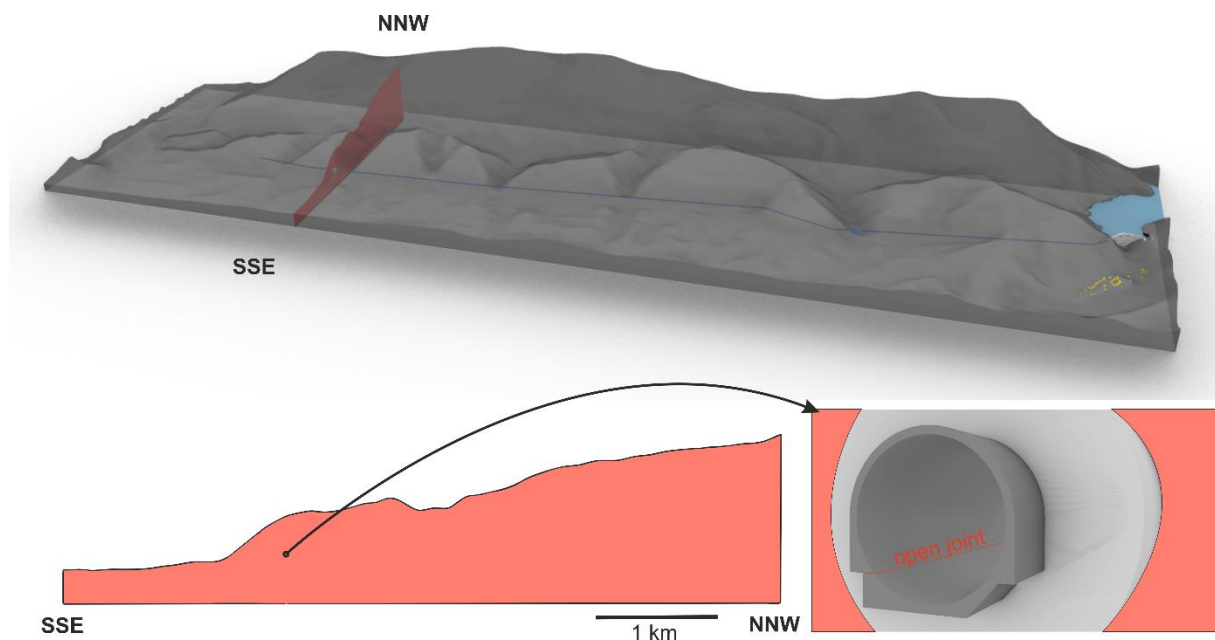


Fig. 2: Location of the pressure tunnel (blue) and the position of the NNW-SSE profile section (red) used for the 2D-FE model. The close-up shows the location and design of the pressure tunnel with lining (dark gray) and grouting (light gray) as well as the opened construction joint (red line) on the cross-section.

Looking at the tunnel cross-section in the direction of flow (i.e., facing the power plant), these construction joints exist in the lower third. However, only the construction joint on the valley side showed an opening character.

The objective of this work was therefore to find out whether the preferential opening of the 7-8 o'clock joint can be explained by the influence of rock stresses.

### Material/method

Our approach was to compare the results of numerical calculation of the stress state around the pressure tunnel with the recording of the cracks in the tunnel performed in April 2021. For

this purpose, different stress scenarios were calculated with a FE model. The linear elastic 2D model is described by the parameters: density = 2600 kg/m<sup>3</sup>, Poisson's ratio = 0.25 and Young's modulus = 45 GPa. For the static model, a generally coarse meshing was chosen, which is very finely discretized at the top of the ground surface and along the pressure gallery to be able to represent local stress changes (Fig. 4). To build up the initial stress state with an S1/S3 ratio of 3, a lateral shortening was achieved by displacement boundary conditions at the left model edge with simultaneously effective gravity and in combination with roller boundaries at the right and lower model edges.

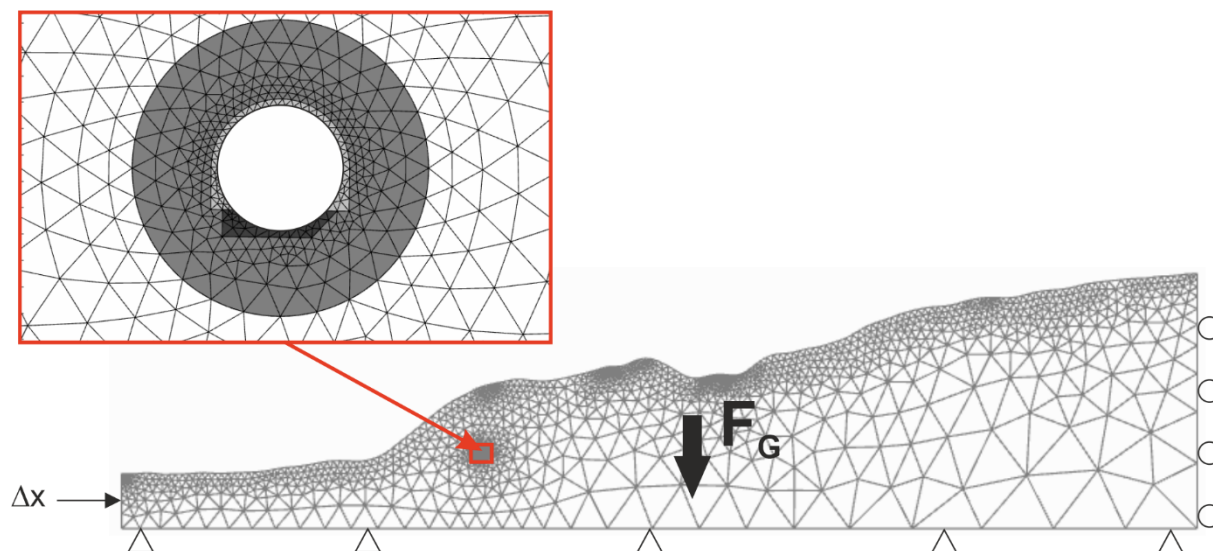


Fig. 4: Model cross section at km 13.5 of the pressure tunnel. The model was subjected to lateral ( $\Delta x$ ) shortening and gravitational ( $F_G$ ) loading. The discretization of elements becomes finer towards the pressure tunnel. The material consists entirely of limestone; the tunnel lining has not yet been considered.

## Results

The results show a symmetrical distribution of tensile and compressive stresses around the pressure tunnel. The axis of symmetry is tilted counterclockwise by about 30°. This results in tangential tensile stresses on the downslope side in the region of the working joint (7-8 o'clock), while compressive stresses are expected in the region of the upslope working joint (4-5 o'clock) (Fig. 5).

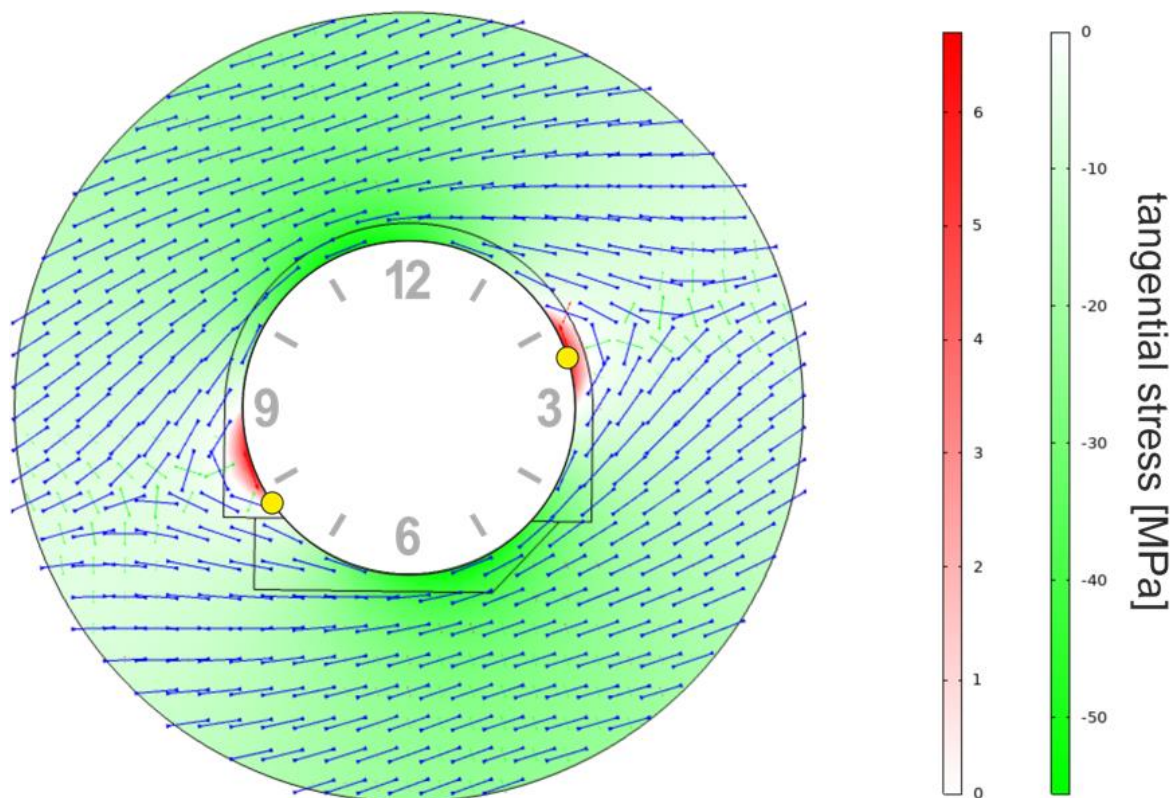


Fig. 5: Stress distribution around the pressure tunnel showing tangential tensile stresses (red) and compressive stresses (green) as well as the fractures recorded in the tunnel (dots).

## Discussion

Through simple 2D models, it was shown that the initial stress state is an important parameter in the positioning of construction joints and other zones of weakness. While one of the principal stresses can be assumed to be vertical for low topography, such an assumption is not valid for steep topography. The stress field is tilted towards the slope, so that the areas of tensile and compressive stresses are also rotated around the pressure tunnel.

In further steps, both the tunnel lining and the internal pressure with cyclic variations due to operation will be considered. In addition, the calculation will be applied to more cross-sections. The model scenarios always assume ideal grouting and lining of the pressure tunnel. In reality, however, the layer thicknesses can vary, so the model is fuzzy in this respect. It also assumes an ideal connection of the lining to the injection layer and the surrounding rock. Solution processes by seepage water, however, can lead to the formation of porosity in the limestone. Tunnel safety may then no longer be guaranteed and, in extreme cases, may lead to damage to the pressure tunnel.

## Literature

Chelidze, Tamaz; Matcharashvili, Teimuraz; Abashidze, Vakhtang; Tsaguria, Temur; Dovgal, Nadezhda; Zhukova, Natalya (2019): Complex dynamics of fault zone deformation under large dam at various time scales. In: Geomech. geophys. Geo-energ. Geo-resour. 5 (4), pp. 437-455. doi: 10.1007/s40948-019-00122-3.

Kalabegishvili, Mirian (2020): pers. comm. Communication

Tibaldi, A.; Alania, V.; Bonali, F. L.; Enukidze, O.; Tsereteli, N.; Kvavadze, N.; Varazanashvili, O. (2017): Active inversion tectonics, simple shear folding and back-thrusting at Rioni Basin, Georgia. In *Journal of Structural Geology* 96, p. 35-53. doi: 10.1016/j.jsg.2017.01.005.

## **Die Lage der Rohstoffbeschaffung und –sicherung in Deutschland aus Sicht unterschiedlicher Interessensvertreter**

K. Steiger<sup>1</sup>, C. Hilgers<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Karlsruher Institut of Technology, Applied Geoscience, Structural Geology, Karlsruhe, Germany,

<sup>2</sup>Karlsruher Institute of Technology, Applied Geoscience, Structural Geology, Karlsruhe, Germany

### **Abstract**

Deutschland sichert seine Nachfrage nach Industriemineralen, metallischen Rohstoffen und Energierohstoffen vornehmlich durch Importe, die weder durch die heimische Produktion noch die inländische Kreislaufwirtschaft gedeckt werden kann. Andere Industrienationen wie China, Japan oder Südkorea haben offensivere Strategien, um die benötigten Rohstoffe zu sichern. Es stellt sich daher die Frage, wie Deutschland im Vergleich dazu aufgestellt ist und ob es bei der Rohstoffversorgung, der Beschaffung und Sicherung von Rohstoffen, für Deutschland Herausforderungen gibt. Eine Interviewreihe mit 34 Experten entlang der Rohstoffwertschöpfungskette, d.h. aus Unternehmen der Exploration und Produktion sowie der Rohstoffverarbeitung, aus Industrie- und Naturschutzverbänden, Wissenschaft, Behörden und Ministerien gibt über den aktuellen Stand in Deutschland Aufschluss. Durch eine qualitative Inhaltsanalyse der Experteninterviews konnten die Standpunkte verschiedener Akteure deutlich gemacht und ein holistischer Überblick über die aktuelle Lage, auch im internationalen Kontext dargelegt werden. Benannt wurden von den Experten 28 Herausforderungen, welche sie bei der Ausübung ihrer Tätigkeiten aktiv beeinflussen. Interdisziplinär wahrgenommen wird die fehlende Akzeptanz für inländische Rohstoffprojekte sowie die geringere Konkurrenzfähigkeit Deutschlands bei der globalen Rohstoffbeschaffung.

### **3D seismic interpretation and reservoir modelling of deltaic sandstone in the onshore Niger Delta Basin, Nigeria**

O. J. Adamolekun<sup>1</sup>, B. Busch<sup>1</sup>, I. Akwaowoh<sup>2</sup>, M. P. Suess<sup>3</sup>, C. Hilgers<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Institute of Applied Geosciences, Department of Structural Geology and Tectonics, Karlsruhe, Germany, <sup>2</sup>Shell Petroleum Development Company, Port Harcourt, Nigeria, <sup>3</sup>University of Tübingen, Department of Geoscience, Tübingen, Germany

#### **Abstract**

A three-dimensional model is valuable in reducing uncertainty imposed by reservoir heterogeneity during field development and prospect identification. The Miocene sedimentary deposits in the onshore Niger Delta Basin host prolific hydrocarbon reservoirs. In this study, the reservoir parameters, as well as the 3D model of the deltaic deposits have been developed. The four available wells were subjected to conventional well log analyses and reservoir units were mapped in the 3D seismic volume. The resulting facies and property logs were upscaled and together with the interpreted seismic horizons and faults formed the input data for facies, property and structural modelling. The well log analysis reveals sandstone, siltstone and claystone as the dominant lithologies in the field. Available literature data further reveal the deposition of these sediments in rapidly changing environments varying from distributary channel, mouth bar, delta plain to pro delta. The facies model indicates the dominance of distributary channel sand and mouth bar deposits within the reservoirs. A moderate to good total porosity ranging from 12.12 – 24.68% in reservoir unit A, 9.27 – 29.53% in reservoir unit B, 4.19 – 41.38% in reservoir unit C and 9.04 – 28.01% in reservoir unit D has been deduced. The fault model revealed the dominance of generally W–E trending normal faults. Fault assisted anticlinal closure is likely the prominent trapping mechanism revealed by the structural model.

## A Discussion about new Methodology to Test Downhole Tools for Geothermal Well Applications

Teodoriu, C.<sup>1</sup>, Abid, K.<sup>1</sup>, Esquitin, Y.<sup>2</sup>, Vasques, R.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>The University of Oklahoma, Norman, Ok, USA, <sup>2</sup>Welltec Inc., Houston, USA

### Abstract

Geothermal is considered one of the continuous forms of renewable energy being able to supply heat or heat and electricity. The extraction of the heat from the underground is done through a heat carrier that heats up in contact with the surrounding rock. Since heat extraction highly depend on the volume of the fluid pumped to surface, many of these wells need artificially increase of the natural occurring fractures. Since the process is very sensitive to the location of performing reservoir enhancement, isolation systems or tools are needed to correctly locate the stimulation zone. One such isolation tool are packers. The use of packers in oil and gas wells is not new but given their impact towards well integrity the testing and qualification of such product has been highly intensified recently.

However, geothermal well conditions as well as the geothermal well integrity need a clear redefinition of the isolation tools and equipment. With a lot of long-term exposure to elevated temperature, these tools may degrade differently, and thus ne qualification methodology may be needed.

This paper is proposing an overall survey of high temperature well related failures observed on packers and described the current efforts to design and build a novel testing facility with focus on geothermal well qualification process.

### Introduction

Years ago, the HPHT wells were defined as “a well with shut in pressure greater than 69MPa and/or a temperature higher than 150°C”. This definition includes geothermal wells as most of them will have a temperature above 150°C. Recent standards amendments (API Technical Report 1PER15K-1), defines a high-pressure (HP) well as having pressure greater than 103 MPa, while a well that has temperatures above 177°C is considered high temperature (HT). According to SLB (2016) three additional criteria qualify a well for HPHT classification based on API conditions:

- Anticipated surface conditions that dictate completion and well control equipment rated above 103 MPa
- Anticipated shut-in surface pressure in excess of 103 MPa
- Flowing temperature at the surface in excess of 177°C.

According to the above, geothermal wells have downhole condition that require the downhole equipment to meet or exceed the HPHT equipment requirements. Thus, few geothermal dedicated equipment testing, and qualification concepts exist today.

In the HPHT reservoir the produced fluid is under the influence of high temperature and pressure due to which the forces acting on the packers changes drastically that can be the cause of failure and can have serious well integrity issue (Hu, et al. 2018). Packers also plays a vital role in conducting the well completion test (Sadana and Cook 2020) as it ensures the ease of production fluid flowing out of the tubing and will protect the casing by isolating the annulus between the casing and the tubing (Gao, Wang and Hu 2019). Moreover, if the packer fails during the test than there will be well integrity issues and economically will be a disaster. Zhao et al. 2010 reports that in Tahe Oilfield in Tarim Basim there were 1152 well times the completion test was performed out which 30 well times

packers failed and resulted in huge financial loss.

A new project funded by DOE under the FOA DOE-EE0007080, FORGE Solicitation 2020-1 called “Devices Suitable for Sectional (zonal) Isolation Along Both Cased and Open-hole Wellbores under Geothermal Conditions” has started in collaboration between Welltec inc. and the University of Oklahoma. The main goal of this project is to develop an isolation system capable of withstanding geothermal downhole conditions and mitigating the problems experienced by conventional packers in FORGE wells. The project is divided into three main phases. During the initial phase, small scale experiments will be performed together with detailed numerical modelling of the isolation systems and rock mechanics. During the second phase, a system prototype will be built and tested to the required 225° C and 6,000 psi, the system will also be tested to 250°C to explore the system limits. During the last phase of the project, the isolation system will be deployed and tested in a FORGE test well.

This paper highlights the development of the full-scale testing setup, that is uniquely designed to fulfil the geothermal requirements. Long term integrity at 250°C is currently the main feature of the testing protocol.

### Testing Setup

The setup consists of a 40ft container that will be used as a containment chamber safety element during the testing (tests will be performed using heated water as well as steam, and thus splashing must be avoided). The load frame will allow controlling the thermal expansion in the axial direction while heating is performed using induction. The induction system will consist of two coils driven by a modular system with an installed power of 50kW to 75kW. This solution will allow reaching of temperatures close to 250°C and maintaining them for the long-term, with the highest energy efficiency. As long term our set goals is 3 to 6 months of continuous baking.

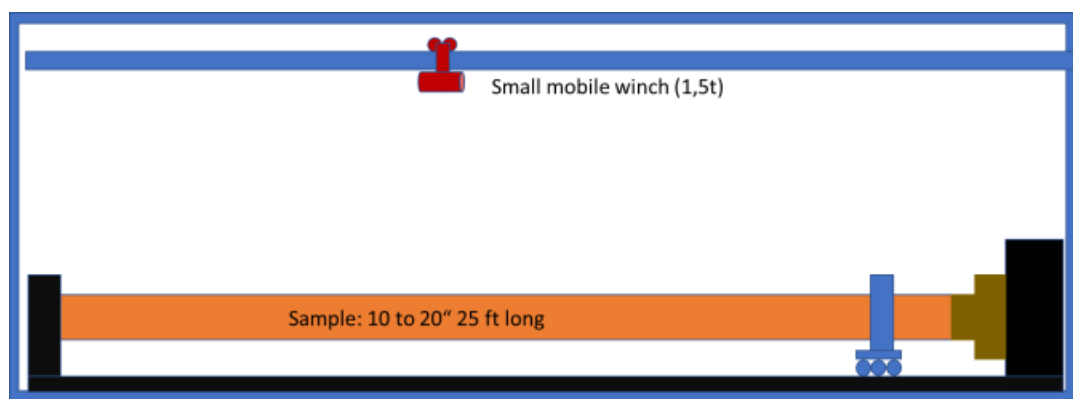


Figure 1. Section of the testing frame showing the outer pipe (orange) installed in the restrictive axial frame. The specimen is inside of the outer pipe, see figure 2

To provide optimal and manageable zonal isolation, the Metal Expandable Packer (MEP) will be tested and incorporated to a lower completion which will be composed of a Well Flow Valve (WFV) for stimulation control. In addition, a retrievable isolation Stimulation Initiation Device (SID) will complete the tool set to enable a full lower completion with zonal stimulation capabilities in high temperature environments. The MEP combined with the WFV, provide the required flexibility and forms a complete system for zonal isolation and zonal flow control for the life of the well. The system allows for maximum effective stimulation of multiple zones and reduces the uncertainty and risk associated with standard industry equipment and practices. Thus, such a system needs to be fully qualified prior field deployment and thus the



presented high temperature testing setup has been developed. Figure 3 shows a typical application of the Welltec MEP system in a horizontal EGS system.

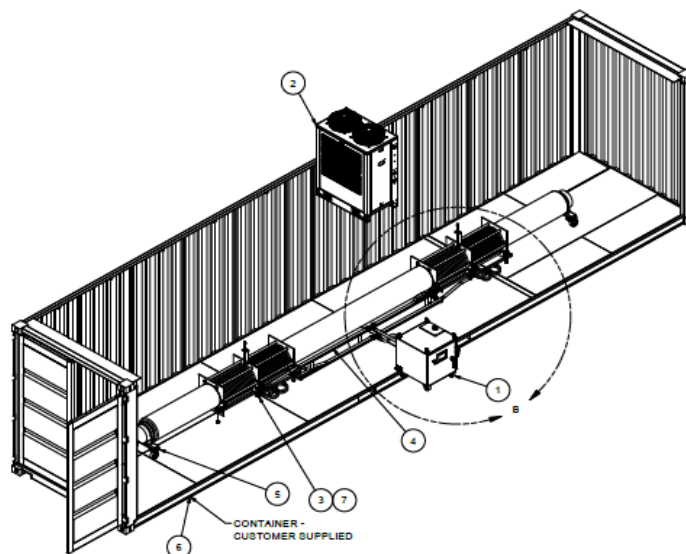


Figure 2. Schematic view of the induction heating unit and induction coils, courtesy of Interpower

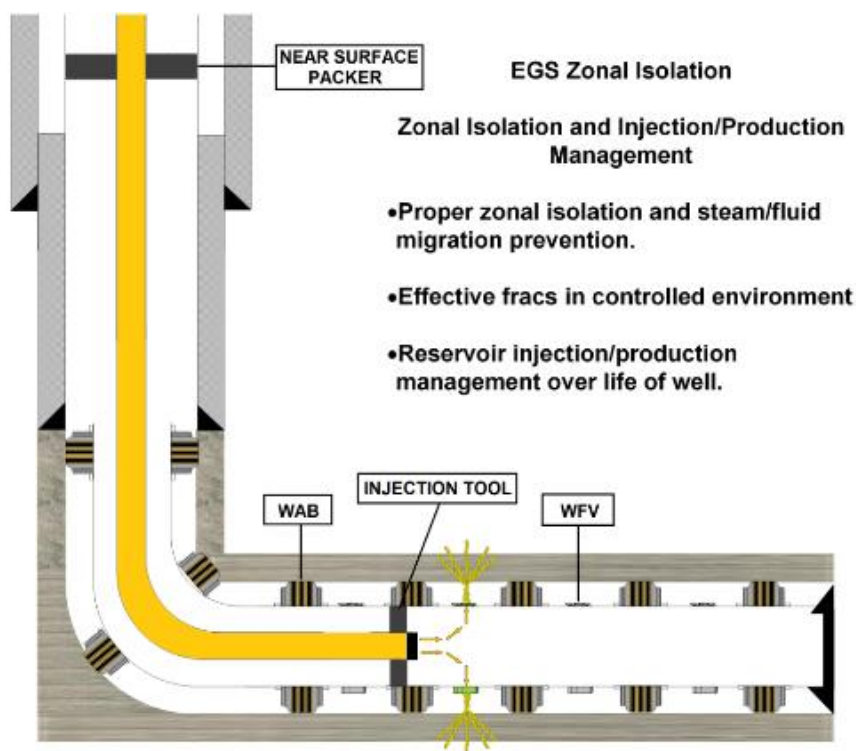


Figure 3. Schematic view of the Welltec MEP system deployed in a geothermal horizontal well, courtesy of Welltec

## Conclusions

A unique full size testing setup is currently under development at the University of Oklahoma.

Downhole components up to 18 inches and 30 ft long can be tested at simulated

temperature conditions exceeding 250°C. In long run, the setup allows upscaling to reach eventual 500°C.

The feasibility of MEP deployment has been demonstrated by Welltec in conventional system, however with the new high temperature testing setup the next temperature challenge will be demonstrated.

With this project, we intend to enable effective zonal stimulation in geothermal conditions >200°C with the incorporation of all metal sealing systems for the various components in the wells.

The incorporation of this type of technologies can help unleash the geothermal potential to use the heat of the earth for 24/7 power generation, heating, and cooling in almost any place in the planet.

### **Acknowledgement**

The authors wish to thank, Welltec and The University of Oklahoma management for allowing the publication of this paper, and the Department of Energy through the Geothermal Technology Office for the support on the projects. We would also like to thank the Utah FORGE team for the support to the development of the technology and this solution. We would also like to thank Interpower Induction for the help in designing the heating unit.

### **References**

- Sadana, Anil, Anton Kovalchuk, and Christopher Cook. 2020. "Delayed Oil Swell Packer for Openhole Zonal Isolation of Long Laterals Wells." One Petro.
- Hu, Zhiqiang , Jin Yang, Shujie Liu, Wenlong Li, Shuzhan Li , and Gang Tong. 2018. "Prediction of sealed annular pressure between dual packers in HPHT deepwater wells." Arabian Journal of Geosciences volume .
- Gao, Baokui , Lisong Wang, and Tianxiang Hu. 2019. "Testing String Dynamics When Jarring Stuck Packer." 29th International Ocean and Polar Engineering Conference. Hawaii: One Petro.
- API Technical Report 1PER15K-1 Protocol for Verification and Validation of High-Pressure High-Temperature Equipment
- SLB (2016) The defining Series, HPHT Wells, Oilfield Review 2016.
- Y.P. Zhao, H.H. Li, J. Xie, L.Y. Fan, S.Q. Jiao, Y. Hu Failure factors analysis and countermeasures of the casing-packer during well completion test Technol. Supervision Petrol. Industry, 32 (2016), pp. 52-56 (in Chinese)

## **Schlag auf Schlag! Entwicklung spülungsbetriebener Untertagebohrhämmer für die Tiefbohrtechnik (DGMK 733-3)**

L. Grottendieck, M. Reich

TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik und Fluidbergbau, Freiberg, Germany

### **Abstract**

Nahe der Erdoberfläche werden häufig drehschlagende Bohrverfahren eingesetzt, um etwa in Steinbrüchen oder im Bergbau Hartgesteine zu durchdringen. In der Tiefbohrtechnik kann dieses hoch wirksame Bohrverfahren jedoch bislang nur selten eingesetzt werden, da die üblicherweise feststoffhaltige Bohrspülung Schlagwerke schnell zerstört. Druckluftbetriebene Bohrhämmer wurden zwar erfolgreich in Tiefbohrungen zum Einsatz gebracht, aber die als Spülungsmedium eingesetzte Druckluft kann hier nicht die zur Bohrlochkontrolle erforderlichen Anforderungen erfüllen. Auch klarwasserbetriebene Schlagwerke sind für die meisten Anwendungen der Tiefbohrtechnik keine Option. Deshalb ist die Nutzung von Bohrhämmern bislang auf Bohrungen in standfesten Formationen beschränkt, die keine Kohlenwasserstoffe erwarten lassen.

Um Bohrhämmer auch für die Öl- und Gas-Industrie nutzbar zu machen, müssen diese für den Einsatz mit konventionellen d. h. feststoffhaltigen Bohrspülungen geeignet sein. Ein solcher Bohrhämmer sollte im Rahmen des DGMK Projektes 733 entwickelt werden.

In der gegenwärtigen dritten Projektphase (733-3) wird ein hydraulischer Bohrhämmerprototyp für einen Bohrlochdurchmesser von 12 ¼ Zoll gebaut und erprobt. Die Innovation besteht in seinem indirekten Antrieb. Die Bohrspülung soll mithilfe eines Bohrmotors eine Ölpumpe antreiben. Diese pumpt sauberes Hydrauliköl durch einen abgetrennten Ölkreislauf und liefert so die Antriebsenergie für das hydraulische Schlagwerk.

Die Fertigung eines ersten Prototyps ist abgeschlossen und es konnten bereits umfangreiche Versuche auf dem speziell errichteten Versuchsstand durchgeführt werden. Die Ergebnisse fließen in die weitere Optimierung der Betriebsparameter des hydraulischen Schlagwerkes ein und erlauben eine erste grobe Abschätzung der erreichbaren Bohrgeschwindigkeit in Granitblöcken mit unterschiedlichen Bohrmeißeln. Der aktuelle Prototyp ist noch nicht bohrlochtauglich, da noch nicht alle Aggregate in den Bohrstrang integriert wurden, sondern wird zur Grundlagenforschung zur schlagenden Gesteinszerstörung verwendet.

Der Vortrag berichtet über den Stand des Projekts sowie die aktuellen Ergebnisse und Herausforderungen.

## **Supplier Performance and Quality Management (SP&QM)**

Johnstone, K., Firscher, P.  
Wintershall Dea AG, Hamburg, Germany

### **Abstract**

Suppliers and contractors contribute in a substantial manner to all Wintershall Dea activities. Therefore, it is essential to assure that all goods and services received are fit for purpose and meet predefined standards and expectations.

Supplier Performance and Quality Management covers the activities to ensure that suppliers deliver equipment and services according to contractual requirements and drive supplier performance towards excellence.

This presentation gives an overview about how supplier performance and quality is managed for well construction activities within Wintershall Dea. Among other aspects this includes non-conformity management, third party vendor inspection and performance management.

## Berechnung moderner Fördersysteme für mehrphasige Erdöl-/ Erdgasgemische mittels des Simulationsprogrammes AspenHYSYS

Brauße, D.<sup>1</sup>, Reisener, G.<sup>1</sup>, Bienek, S.<sup>2</sup>, Monnickhoff, J.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>EDL Anlagenbau GmbH Leipzig, <sup>2</sup>ITT Bornemann Obernkirchen

Für die Auslegung von Mehrphasenpumpen (MPP) sind belastbare prozesstechnische Daten eine notwendige Voraussetzung. Hierfür hat EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH ein Prozessmodell entwickelt, das unter Nutzung des Simulationsprogramms **AspenHYSYS V.10** und basierend auf geeigneten Gleichgewichts- und Enthalpiemodellen die notwendigen Daten rund um die MPP berechnet. Damit sind Steady State Prozessberechnungen möglich, wobei folgende Zielstellungen im Fokus stehen:

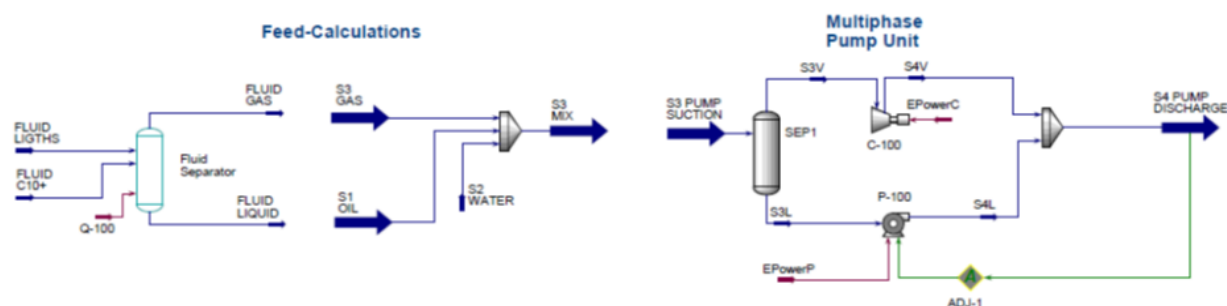
- **Ermittlung der Stoff- und Wärmebilanz sowie der Stoffdaten für die Saug- und Druckseite der Pumpe zur Auslegung von Multiphasen-Pumpen, Abscheider, Rohrleitungen und Ventilen,**
- **die Auslegung des Kreislaufkühlers und die Bestimmung des Dampf-Flüssigkeitsanteils hinter dem Rückentspannungsventil sowie**
- **die Ermittlung der Auslasstemperatur.**

Kern des Berechnungsmodells ist die Parallelberechnung der Kompression des Gasanteils und der Druckerhöhung der Flüssigphase mit den einphasigen Berechnungseinheiten KOMPRESSOR und PUMPE.

Moderne Schraubenspindelpumpen der Fa. ITT Bornemann, Obernkirchen sind für Anwendungen im Bereich der mehrphasigen Erdöl-/Begleitgasförderung prädestiniert. Das MPP-Konzept bietet dabei wesentliche Vorteile im Vergleich zu konventionellen Lösungen: Separation, Abfackeln von Begleitgasen und ggf. die separate Gasförderung entfallen. Die erfolgreiche Anwendung des Modells auf verschiedene MPP-Anwendungsfälle von ITT Bornemann bestätigte seine Praxistauglichkeit.

Das Modell ist für drei Berechnungsvarianten konzipiert.

Lineare Berechnung ohne Kühlkreislauf:



Über eine Feedberechnung werden zunächst die Zulaufbedingungen (Konzentrationen, Stoffdaten) eingestellt. Unter Einbeziehung des von ITT Bornemann angegebenen Leistungsbedarfs der Mehrphasenpumpe kann die druckseitige Produkttemperatur genau bestimmt werden.

Berechnung mit externem Kühlkreislauf:

Durch die Verwendung eines druckseitig installierten Separators wird ein externer, flüssiger Kreislaufstrom generiert, der über einen Luftkühler eine definierte Wärmeleistung abgibt.

**Berechnung mit externem Kühlkreislauf bei Nichtgleichgewichtszuständen:**  
Das Komponentenspektrum des Kreislaufstromes wird über geeignete Maßnahmen (Regler, Komponentenseparatoren) eingestellt. Damit können auch kurzzeitige, vom Normalzustand abweichende Anlagenzustände (Nichtgleichgewichte) simuliert werden.

## Salt precipitation by supercritical CO<sub>2</sub> injection: factors to be considered to avoid injectivity impairment

B. Jammernegg<sup>1</sup>, G. Stiedl<sup>1</sup>, B. Flemisch<sup>2</sup>, H. Ott<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Montanuniversität Leoben, Department of Petroleum Engineering - Chair of Reservoir Engineering, Leoben, Austria, <sup>2</sup>Universität Stuttgart, Lehrstuhl für Hydromechanik und Hydrosystemmodellierung, Stuttgart, Germany

### Abstract

Geological storage of CO<sub>2</sub> is currently considered as the most promising large-scale option to avoid emissions by industrial activities. As suitable subsurface containers, oil and gas reservoirs and the more abundant saline aquifers are considered. The injection of dry or under-saturated supercritical CO<sub>2</sub> into water-bearing formations leads to the formation of a dry-out zone due to evaporation of water from the resident brine into the injected CO<sub>2</sub>-rich phase, which leads to the precipitation of formerly dissolved brine constituents – salt precipitates in the pore space of the rock formation. This process negatively affects permeability, which potentially impairs injectivity. Even though the impairment of injectivity poses both, operational as well as financial challenges, minor attention has been dedicated to this research area so far. Anyhow, in earlier studies it has been shown that dry-out is confined to a zone near around the injection well, the magnitude of impairment is strongly rock type dependent, and the amount of precipitated salt is dictated by capillary fluid transport, that may lead to counter current brine transport towards the injection well.

In this presentation, the coupling between displacements, evaporation and capillary transport mechanisms are outlined and discussed, as well as the potential reduction of the formation permeability. A remaining important question is the size of the zone of counter-current flow, which determines the amount of salt that potentially precipitates in the near-wellbore area and the accompanied porosity reduction. Current reservoir simulation tools are not accounting for this effect, because they typically do not capture evaporation kinetics. Earlier studies indicate that in certain cases the respective permeability can be reduced by several orders of magnitude [1], which comes close to a loss of an injection well.

In a recent study (work in progress), we approach this question with meter-scale core flood experiments to determine the size of the zone affected by the undersaturated CO<sub>2</sub>, corresponding to the zone of counter current imbibition. The experiment is equipped with a medical CT scanner for real time monitoring of the saturation state during the experiment and for monitoring the locations the salt precipitates. Furthermore, a differential pressure measurement allows to determine the associated permeability reduction. The goal of the study is to establish an experimental/numerical workflow to properly design and to history match experiments with a reservoir simulator. By a continuum scale numerical description, governing parameters can be extracted, and results can be upscaled to the well bore environment. However, meter-scale experiments already correspond to field relevant scales and makes the study directly relevant for operations.

### References:

[1] Holger Ott, Jeroen Snippe, Kees de Kloe, (2021), Salt precipitation due to supercritical gas injection: II. Capillary transport in multi porosity rocks, Elsevier Ltd., International Journal of Greenhouse Gas Control, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103233>

## Impfdurchbruch und Quersignal? an der Tracerfront “nichts” Neues

Ghergut, J., Behrens, H., Wiegand, B., Sauter, M.

Georg-August-Universität Göttingen, Applied Geoscience Dept., Göttingen, Germany

### Abstract

Auch ‘fehlende’ Tracertestbefunde haben Aussagekraft. ‘Fehlend’ heißt i. d. R., dass das zu erfassende Tracersignal, anfangs, über einen längeren Zeitraum unterhalb der Nachweisgrenze (NWG) bleibt, wobei sich ‘NWG’ auf den Stand-der-Technik in laborinstrumenteller Fluidanalytik bezieht. Das Unterschreiten der NWG über den anfangs-erfassten Zeitraum  $T_1$  impliziert bereits eine Aussage zur Mindestgröße (Untergrenze) des Fluidumsatzvolumens (*turnover volume TOV*) in der markierten Strömung (mit der Fließrate  $Q$ ). Diese eher grobe Erstaussage  $TOV > Q T_1$  lässt sich modellgestützt ggf. weiter verfeinern. Daraus lassen sich wiederum Untergrenzen ableiten für die thermische Lebensdauer etwa im Dublettenbetrieb eines Geothermalreservoirs, sowie ggf. für die (kumulative) Ausbeute eines im Thermalwasserkreislauf co-produzierten Mikro- oder Spurenstoffes, wie etwa Bor oder Lithium.

Solche Herleitungen werden hier anhand aktueller sowie älterer Tracertestbefunde von europäischen Geothermalreservoiren veranschaulicht. Sie sind auch als Update zum DGK-Beitrag vom Nov. 2021 sowie zum *UnLimiteD*-Projektbericht vom Febr. 2022 zu verstehen. Das quasi-kontinuierliche Fluidmonitoring unter variablen Betriebsbedingungen an diversen ‘Georeservoir’-Standorten wird von den Verbundprojektpartnern BESTEC-Zukunftsenergie (**Dr. Julia Scheiber, Dr. Thomas Hettkamp**) und HYDROSION (**Dr. Lena Kölbl**) gewährleistet. Die laborinstrumentelle Traceranalytik an regelmäßig entnommenen Fluidproben wird von HYDROISOTOP (**Dr. Josef Pichlmaier, Dr. Christian Mair**) gewährleistet, im Rahmen des BMWi- und EnBW-geförderten Verbundvorhabens *UnLimiteD* (FKZ: 03EE4023E).

Neuere Tracertestbefunde lassen für eines dieser Reservoirs eine günstigere Prognose hinsichtlich der stofflichen Ausbeute zu, als ursprünglich basierend auf Reservoirstrukturmodellen erwartet. Obwohl “noch gar kein messbares Tracersignal vorliegt”, lässt sich anhand des ‘fehlenden Befundes’ außerdem die Prognoseunsicherheit für die Stoffgehaltsentwicklung und die kumulative Ausbeute im Thermalwasserkreislauf jetzt bereits deutlich eingrenzen.

### Einleitung

Bei der Gewinnung wirtschaftlich-relevanter (auch Mikro- oder Spuren-)Stoffe X aus dem Thermalwasserkreislauf einer geothermischen Dublette stellt sich die Frage, einerseits, wie schnell, andererseits wie nachhaltig nennenswerte X-Gehalte nachgeliefert werden können, nachdem das an (Wärme und) X verarmte Fluid in das Reservoir reinjiziert wird. – Beim idealisierten *piston-flow* System stellt sich diese Frage bereits ab dem Zeitpunkt ‘akut’, als die nominelle Fluidverweilzeit (*mean residence time MRT*) bzw. Reservoirumsatzvolumen (*turnover volume TOV*) 1x durchlaufen (‘verbraucht’) ist, d. h. in etwa ab  $t > MRT = TOV / Q$ .

Im BMWi-Vorhaben *UnLimiteD* wird u. A. tracergestützt die stoffliche Ausbeute- und die Lebenserwartung einer Co-Bewirtschaftung quantifiziert (**Abb. 1A**), für geothermische Reservoirs im Norddeutschen Becken (Jung et al. 2005, Tischner et al. 2010, Behrens et al. 2006, Ghergut et al. 2016) und im Oberrheingraben (Kölbl et al. 2021, Behrens et al. 2014). Bemerkenswerterweise kann dies weitestgehend **modellunabhängig** erfolgen, anders als die tracergestützte Prognose der thermischen Lebensdauer (**Abb. 1B**), welche stets ein Reservoirstrukturmodell (z. B. Meixner 2009, 2016) voraussetzt. Für Beides fließen jedoch



'Quersignale' (Abb. 1C) künstlicher und/oder natürlicher Tracer in die Prognose ein, als Maß für Stoff- und/oder Fluidaustauschprozesse mit 'fremden' Zirkulationssystemen:

- A, stofflich: 'offener' vs. 'geschlossener' Dubletten'kreislauf'?
- B, thermisch: *single-well*-Vertikalzirkulation, Anbindung (Zuflüsse/Verluste) an Regionalströmung, benachbarte Störungszonen?
- C, thermisch: *multi-well*-Fließwege, injektions- oder produktionsseitiger 'Kurzschluss'?

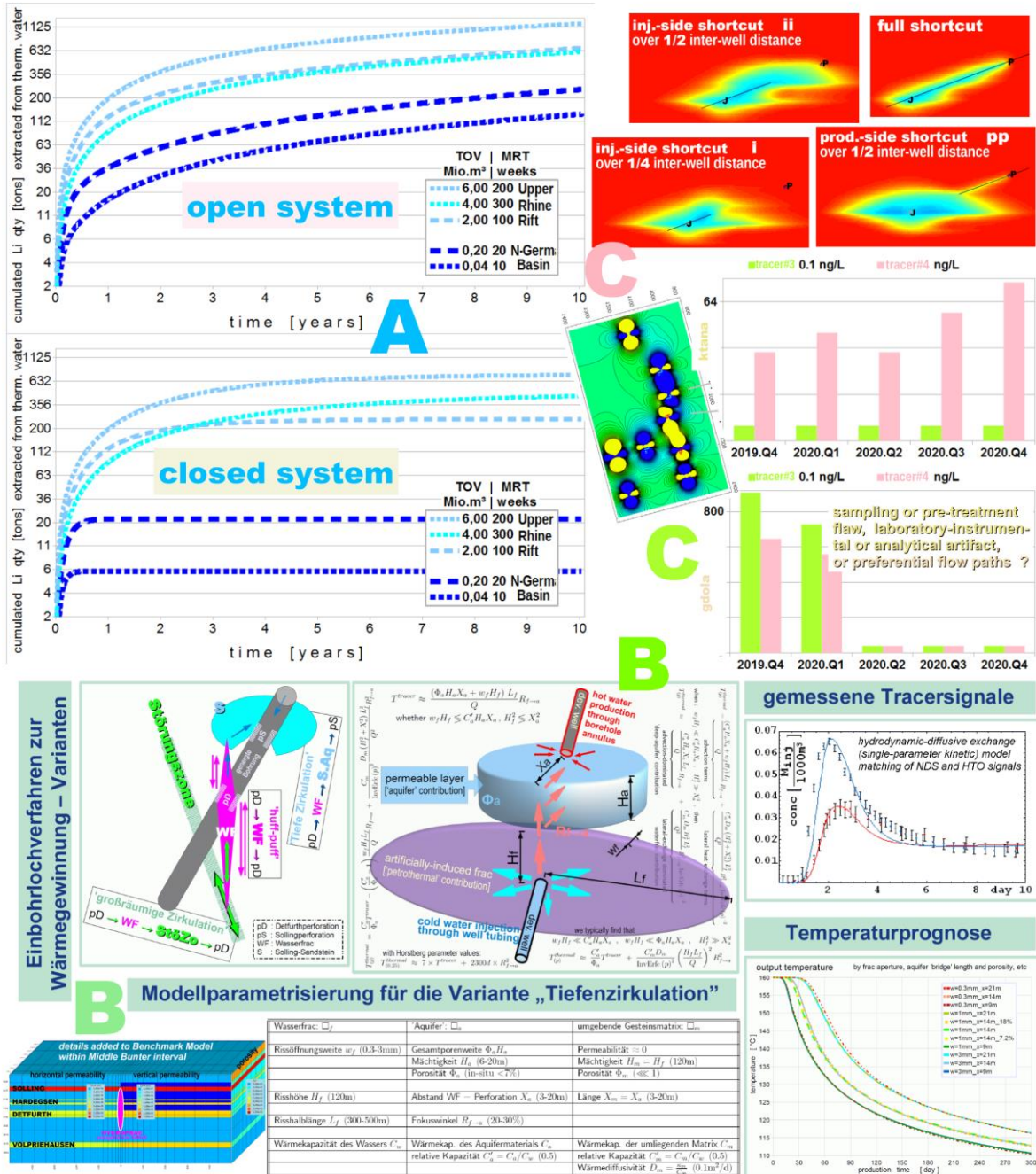


Abb. 1: Synopsis der tracergestützt zu untersuchenden Geosysteme bzw. Fragestellungen

Neuere Tracertestbefunde (**Abb. 2A**) gestatten für eines dieser Reservoirs eine deutlich günstigere Prognose hinsichtlich der stofflichen Ausbeute, als ursprünglich auf der Basis von Reservoirstrukturmodellen erwartet. Obwohl "noch gar kein messbares Tracersignal vorliegt", lässt sich anhand des "fehlenden Befundes" die Prognoseunsicherheit für die Stoffgehaltsentwicklung (**Abb. 2B**) und die kumulative Ausbeute (**Abb. 2C**) im Thermalwasserkreislauf jetzt bereits erheblich verringern.

In **Abb. 2A** markieren die kleinen Pfeile in Rosa das Überschreiten der Nachweisgrenze (*DL*, *detection limit*) bzw. der Bestimmungsgrenze (*QL*, *quantification limit*) nach 30,5 bzw. 36 Wochen ab Tracereinspeisung. Gesichert unterhalb NWG sind bis dato ca. sechseinhalb Wochen verbucht, dies entspricht in etwa der mittigen Kurve in Graublau. Trotz der relativ breiten 'Spreizung' der inferierten Tracersignale in **Abb. 2A**, die sich auch in der Stoffgehaltsprognose (in **Abb. 2B**) durchpaust, bleibt (in **Abb. 2C**) die kumulative Ausbeute-Unsicherheit nach 10 Jahren auf ca. 17% begrenzt (von ca. 720 t bis 1/6 weniger).

Thermisch bleibt die Prognoseunsicherheit in etwa auf gleichem Niveau wie "vor dem Tracertest" (Behrens et al. 2020). Weitere 'Impfdurchbruch'-Spielarten (thermisch und 'Quertracer'-bezogen, **Abb. 1C**) werden im BMWi-Vorhaben *TRENDS* (FKZ: 0325515) verfolgt.

## Niederparametrische Modellansätze

Unabhängig von Unwägbarkeiten standortspezifischer geohydrochemischer Merkmale, lässt bereits ein niedrig-parametrisiertes Modell dispersionsfreier Transportprozesse im Reservoir zwei generelle Unterschiede zwischen petrothermalen und aquiferähnlichen Systemen erkennen (cf. **Abb. 2D** und **Abb. 3**), hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung ihrer Stoffnachlieferungsraten im Thermalwasserkreislauf – in beschränkter Analogie zum vertrauten Unterschied ihrer Wärmenachlieferungsraten, welche ihre jeweilige thermische Lebensdauer bestimmen.

### Dispersionsfreies Modell

Als maßgebend unter den nicht-advektiven Prozessen werden die Matrixdiffusion (wie beim Wärmetransport) sowie die physikochemisch bedingten Austauschprozesse des Nutzflosses *X* zwischen dem nachliefernden Gestein und dem an *X* graduell verarmten Fluid angenommen. Letztere retardieren den *MRT*-proportionalen Beitrag zur stofflichen Nutzungsdauer, für petrothermale wie für aquiferähnliche Systeme. Bei Gleichgewicht der Austauschprozesse ergibt sich hierfür formal ein 'Verteilungskoeffizient' (*KD*) zwischen Gestein und wässriger Lösung, und diesem entsprechend ein dimensionsloser 'Retardationsfaktor'.

Die Matrixdiffusion erzeugt einen mit *MRT* quadratisch steigenden Beitrag zur thermischen Lebensdauer (*TLT*), welcher für petrothermale Systeme entscheidend, für aquiferähnliche Systeme i. d. R. nachrangig ist (Ghergut et al. 2016). Die stoffliche Nutzungsdauer ergibt sich als Summe *MRT*-proportionaler und *MRT*-quadratischer Beiträge (Behrens et al. 2022), ungefähr analog zur *TLT*, definiert wie bei Pruess and Bodvarsson (1984), Horne (1985). Die Definition beinhaltet einen je nach Betriebsart gesetzten Schwellenwert für die Abnahme der Produktionstemperatur (i. d. R. einen höheren, d. h. schneller erreichten Schwellenwert für Stromerzeugung, als etwa für Direktheizen), dessen Unterschreiten als "thermischer Durchbruch" bezeichnet wird. Analog gilt für die Stoffgewinnung durch 'Fluidbergbau' ein Schwellenwert der Stoffverdünnung im Fluidkreislauf, unterhalb dessen eine weitere Stoffextraktion wirtschaftlich oder symbolpolitisch nicht mehr attraktiv ist.

Bei aquiferähnlichen Reservoirs werden wesentlich höhere *KD*-Werte (äquivalenter Retardationsfaktor etwa >5) im Mobilfluidbereich (in den permeablen Reservoirschichten) benötigt, damit die *X*-Nachlieferungsrate nicht bereits ab der Zeit  $> \sim MRT$ , d. h. lange vor dem thermischen Durchbruch, rapide sinkt auf geringe (wirtschaftlich nicht mehr darstellbare)

Werte. Höhere  $KD$ -Werte im gering-durchlässigen Bereich (wo das Fluid stagniert) können dieses rapide Sinken unwesentlich verlangsamen; der sog. 'stoffliche Durchbruch' erfolgt verhältnismäßig abrupt (cf. Abb. 1 oben-links in Behrens et al. 2021/DGK).

Hingegen genügen bei Petrothermalreservoiren kleinere  $KD$ -Werte (äquivalenter Retardationsfaktor zwischen 1 und 2) im Mobilfluidbereich (in den maßgebenden Klüften oder 'HydroFracs'), um eine stoffliche Nutzungsdauer des Reservoirs in dessen thermischer Lebensdauer vergleichbarer Höhe zu gewährleisten. Dies ist aber keineswegs gleichbedeutend mit einer größeren Gesamtausbeute (kumulativen Stoffmenge), als bei einem *caeteris-paribus*-Hydrothermalsystem, da petrothermal-typische  $TOV$ -Werte um eine bis zwei Größenordnungen niedriger liegen.

Und, anders als beim aquiferähnlichen Reservoir, erweist sich die stoffliche Nutzungsdauer des Petrothermalsystems als weitgehend unabhängig vom  $KD$ -Wert im stagnierenden Fluidbereich – auf den ersten Blick überraschend, angesichts dessen Anteils >90% am Reservoir-Bulkvolumen. Hier zeigt sich aber auch die Grenze des niederparametrischen Modells, denn in Wirklichkeit sind die effektiven  $KD$ -Werte der Im-/Mobilfluidbereiche miteinander gekoppelt und auch zeitlich variabel. Mit einem abrupten stofflichen 'Durchbruch' ist beim petrothermalen System allerdings weniger zu rechnen (cf. **Abb. 2D**).

### Dispersive und kinetische Modelle

Als maßgebend für die Nutzstoff-Nachlieferung durch nicht-advective Prozesse rückt die Kinetik dessen Austausches zwischen Gestein und zirkulierendem Fluid in den Vordergrund – wobei der schneller ablaufende Teil hiervon ggf. weiterhin als 'Gleichgewichtskomponente' durch einen einfachen Retardationsfaktor darstellbar ist, wie im sogenannten 'two-site' Ad-/Desorptionsmodell von Cameron and Klute (1977), welches zudem die Heterogenität der Fließwege in Gestalt eines longitudinalen Dispersionskoeffizienten berücksichtigt und für 1-D Advektion-Dispersion noch analytisch lösbar ist (was dem Cameron-Klute-Modell eine gewisse Popularität in der Schadstoffhydrologie eingebracht hat, etwa für Radionuklid- und Schwermetalltransportprognosen: Klotz et al. 1988, Małoszewski et al. 2004, Okońska et al. 2017). Einfacher als die direkte Auswertung analytischer Transportgleichungslösungen (d. h., deren Doppelintegraldarstellung) lässt sich das ursprüngliche System partieller Differentialgleichungen, nach räumlicher Diskretisierung, als System gewöhnlicher DGLn. betrachten und mittels der 'method of lines' numerisch, mit geringem Aufwand, lösen (wie z. B. von Ghergut und Behrens 2000 mittels *computer algebra system* wie *Mathematica* oder *Maple* für die Säulenexperimente von Fohrmann 2002 bereitgestellt).

### Parameterfreie Prognose

Liegt für das betrachtete Reservoir bereits ein auswertbares Tracersignal vor, aus einer künstlichen Thermalwasserkreislaufmarkierung mit einem konservativen Tracer unter Strömungsbedingungen, welche auch für die künftig beabsichtigte stoffliche Extraktion repräsentativ sind, dann 'erübrigt' sich, in erster Näherung, die Ermittlung weiterer Reservoir- und Prozessparameter, denn die stoffliche Ausbeute als Funktion der Zeit lässt sich modellunabhängig aus dem Tracersignal herleiten:

$$MASS\ out(t) = (C_{ini} - C_{resid}) \left\{ VOL(t) - \int_0^t Q(t') \int_0^{t'} Q(T) G(T) dT dt' \right\}$$

Darin bezeichnet  $G(T)$  die  $RT$ -Verteilungsdichte (ein räumlich-fixierter Green'scher Kern des konservativen Transports; Dimension: 1/Volumen), gewonnen durch Dekonvolution und Normierung aus dem gemessenen Tracersignal; optional lässt sich  $G(T)$  auch mit Cameron-Klute-Modellparametern in eine passende Reaktivtransport-Kernelfunktion umwandeln.

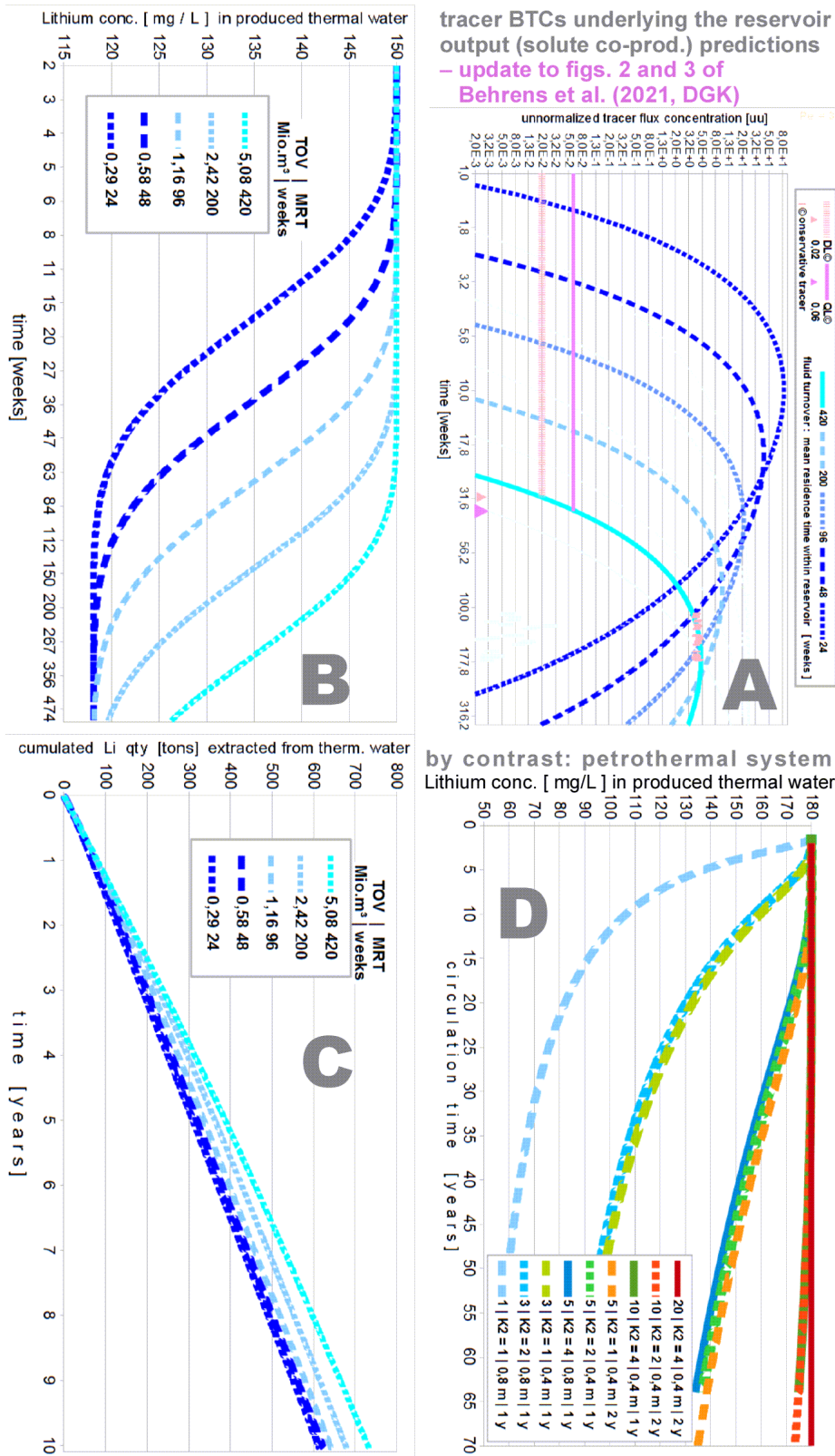
$C_{ini}$  bezeichnet die (ungestörte) Anfangskonzentration des Nutzsstoffs X im Reservoirfluid,  $C_{resid}$  dessen unextrahiert verbliebene (Residual-)Konzentration im reinjizierten Fluid, und  $VOL(t)$  das kumulativ mit der (ggf. zeitlich-variablen) Fließrate  $Q$  geförderte Fluidvolumen.

Die Anwendung dieses Verfahrens wird in **Abb. 3** veranschaulicht für aquiferähnliche Reservoirs im Oberrheingraben und petrothermale Systeme im Norddeutschen Becken, für welche Konservativtracersignale aus Thermalwasserkreislaufmarkierungen mehr oder weniger 'vollständig' vorliegen. Um der Langzeitextrapolierungsunsicherheit der Tracersignale Rechnung zu tragen, wird für die asymptotische Tracerwiedererhaltsquote eine breite Spanne betrachtet, bis zu 60 % für das kleinste, einer quasi-geschlossenen Reservoir'blase' ähnelnde, *single-well* System im Norddeutschen Becken. Vollständiger Tracerwiedererhalt (wie aus einem von allen Seiten in finiter Entfernung abgedichteten Reservoir) wäre offensichtlich unrealistisch. Die Annahme, wiederum, eines offenen Systems wird es erst nach längerer Zeit, da sich auch das sog. 'offene' System aus einem finiten, wenngleich deutlich größeren Vorrat speist, der irgendwann auch zur Neige geht.

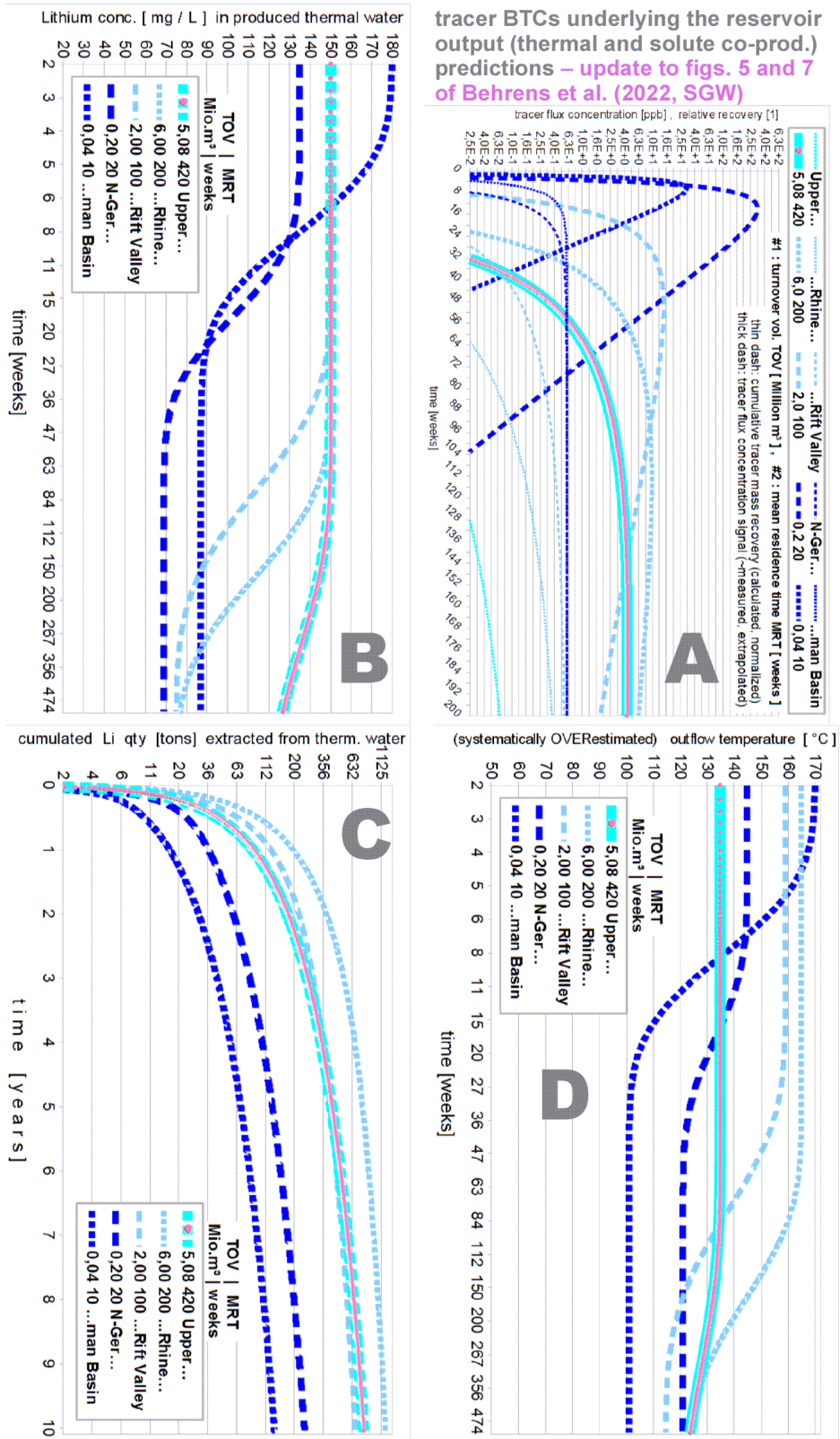
'Quasi-universell' funktioniert die parameterfreie Prognoseformel in dem Sinne, dass kein Reservoirmodell (etwa mit räumlich-verteilten Parametern) benötigt wird, auch keine Kenntnis der Reservoirstruktur überhaupt; einmal die  $RT$ -Verteilungsdichte  $G(T)$  belastbar ermittelt (nach erfolgreichem Tracertest), 'dürfen' alle sonstigen Reservoirereigenschaften in dessen *black box* 'verborgen' bleiben. Die Einschränkung ('quasi-') rührt daher, dass bei zeitlich stärker variabler Fließrate  $Q(t)$  die Green'sche Kernelfunktion nicht mehr wohldefiniert ist, und die Herleitung (incl. Dekonvolution) einer äquivalenten  $G(T)$  aus dem gemessenen Tracersignal dann doch gewisser Annahmen zur Reservoirstruktur unterliegt. Letzteres betrifft auch die (praktisch immer benötigte) Extrapolierung des gemessenen Tracersignals auf Jahr(zehnt)e hinaus; zeitliche Extrapolierungen sind grundsätzlich immer modellabhängig.

## Größenordnungen

Bereits durchgeführte Tracertests ([Blumenthal 2007](#), [Sanjuan et al. 2020](#), [Behrens et al. 2006, 2014, 2021/EGU](#), [Ghergut et al. 2016](#)) deuten auf Fluidumsatzvolumina ( $TOV$ ) in der Größenordnung 10–50 Mio.m<sup>3</sup> hin, bei den derzeit machbaren Reservoirerschließungsarten im Oberrheingraben; im Norddeutschen Becken tendenziell kleiner, etwa 0.3–5 Mio.m<sup>3</sup>. Wenn aus jedem (mit welcher Rate auch immer) geförderten Kubikmeter Reservoirfluid sich etwa 150 Gramm Nutzsstoff extrahieren lassen (über welche Betriebsdauer auch immer, bis das mobile Reservoirfluid, im Thermalwasserkreislauf, sozusagen 'ein Mal ausgetauscht' worden ist), dann wären mit einer Reservoir'passage' etwa 50 t bis 7500 t zu erwarten (bei den derzeit *theoretisch* als machbar angenommenen Verfahren für das Norddeutschen Becken bzw. den Oberrheingraben). Mit steigender Fluidumsatzrate wächst i. d. R. auch die Größe des Reservoirs, d. h. dessen  $TOV$ , allerdings nur sub-linear (solange Anzahl und Lage der Injektions- und Produktionsbohrungen so bleibt, wie ursprünglich gegeben). Eine Augmentierung der Reservoirgröße durch 'disruptive' Ansätze, etwa [A] unkonventionelle Geometrien von Mehrbohrlochanordnungen, oder [B] Vertikalbohren mit ultraweitem Durchmesser (was signifikant höhere Fließraten bei bohrlochnah weniger steilen hydraulischen Gradienten ermöglichen soll), speziell auch in Verbindung mit [A], oder aber [H] Horizontalbohren über signifikant längere Strecken, könnte die Ausbeute des Reservoirs, thermisch und stofflich, um Faktoren ca. 10 bis 30 erhöhen, zugleich jedoch auch die Wirtschaftlichkeitslücke 'augmentieren', derzeit noch prohibitiv; der 'Grenznutzen' einer Reservoir-Augmentierung wäre sozusagen negativ. Technologisch erscheinen am Ehesten [H] und [A], mit Einschränkungen auch [B] machbar, mit zurzeit noch als prohibitiv empfundenen Kosten. O.-g. Pauschalabschätzungen 'Menge-pro-MRT', 'Menge-pro-TOV' (ohne Augmentierung) decken sich durchschnittlich mit den tracergestützten Prognosen von **Abb. 2C** und **3C**.



**Abb. 2:** “Fehlende” Tracersignalbefunde (A), welche die nachfolgenden Prognosen ermöglichen: zeitliche Entwicklung der Stoffgehalte (B) im geförderten Fluid, kumulierte stoffliche Ausbeute (C) im Thermalwasserkreislauf. – Zum Vergleich: dispersionsfreie Näherung (D) für die zeitliche Entwicklung der Stoffgehalte im typischen Petrothermalreservoirbetrieb des Norddeutschen Beckens.



tracer BTCs underlying the reservoir output (thermal and solute co-prod.) predictions – update to figs. 5 and 7 of Behrens et al. (2022, SGW)

**Abb. 3:** Tracersignale (A), die den nachfolgenden Reservoirprognosen zugrunde liegen: zeitliche Entwicklung der Stoffgehalte (B) und *downhole*-Temperatur (D) am geförderten Fluid, kumulierte stoffliche Ausbeute (C) im Thermalwasserkreislauf (logarithmische Zeitskala bei B und D, logarithmische Mengenskala bei A und C). In Rosa: Updates zu DGK (2021) und SGW (2022) dank neuerer Daten.

## Ausblick

Das Interesse an einer Lithiumgewinnung aus Thermalwässern fußt einerseits auf der Hoffnung, Wirtschaftlichkeitslücken geothermaler Energiegewinnung in West-/Mitteleuropa durch eine gleichzeitige 'stoffliche Nutzung' zu verringern, andererseits auf der Erwartung einer steil steigenden Nachfrage für Lithium als Rohstoff elektrochemischer Energiespeicher, dessen Gewinnung aus natürlichen (oder nach technischem Eingriff weiterhin 'naturnah' verbleibenden) Quellen zugleich umweltverträglicher werden soll (etwa dank geschlossenem Thermalwasserkreislauf), als die herkömmlichen Abbauverfahren (etwa durch großflächige Soleverdunstung oder im offenen Tagebau).

Solange die Nutzstoff-Nachlieferungsraten zum graduell verarmten Fluid, vom anliegenden Reservoirgestein und / oder durch Fluidaustausch zwischen dem bewirtschafteten Thermalwasser-'kreislauf' und großräumig-offenen Zirkulationssystemen, unter den vorherrschenden Betriebsbedingungen nicht näher bestimmbar, im Ursprungszustand quantitativ wohl wenig versprechend, und technologisch noch wenig beeinflussbar bleiben, ist von einer stofflichen Nutzungsdauer auszugehen, welche die Fluidverweilzeit-Größenordnung (*mean residence time MRT*) des jeweiligen Reservoirbetriebs nicht erheblich überschreitet – sowohl für aquiferähnliche als auch für petrothermale Systeme. Für Letztere ist die stoffliche Nutzungsdauer eventuell 'gestreckt', bei entsprechend langsamer-wachsender kumulativer Ausbeute, als in einem aquiferähnlichen System mit der gleichen *MRT*.

Demnach erscheint die Nachhaltigkeitsfrage betreffs Nutzstoff-Ausbeute nicht so sehr als eine Frage der geologischen Ressourcen-'Höflichkeit' (cf. [Ohrdorf 1968](#)), sondern vielmehr als eine Frage der Hydrogeologie, Hydrogeomechanik sowie der Tiefbohr- und nicht zuletzt Förderpumpentechnologie, welche die Art und Größe der Reservoirerschließung bedingen bzw. begrenzen. Vulgo: Bevor die Nachhaltigkeit der stofflichen Ausbeute beurteilt werden kann, muss erst ein Reservoir erschließbar und darin ein Fluidkreislauf (nicht nur kurzzeitig 'probehälter') betreibbar werden. Dies wird im Rahmen weiterer BMWi- und EU-Vorhaben untersucht: für Sedimentärformationen im Norddeutschen Becken u. A. von [Wolfgramm und Franz \(2016\)](#), in überregionaler Betrachtung für 'variszische' EGS-Kandidaten Mitteleuropas u. A. von [Leiss und Wagner \(2019\)](#) im Rahmen des EU-Projektes MEET.

## Literatur

Behrens, H., Ghergut, I., Licha, T., Lodemann, M., Orzol, J., Sauter, M.: Reactive behaviour of uranine (fluorescein) in a deep geothermal reservoir tracer test. *Geophys. Res. Abstr.*, **8** (2006), 10448.

Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M.: Some insights gained from tracer tests conducted in geothermal reservoirs in Southern Germany, 2009–2013. Stanford University, SGP-TR-202 (2014), 171–176.

Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M., Wagner, B., Wiegand, B.: Premature decline of production temperature – can tracer test tell why? Stanford University, SGP-TR-216 (2020), 195–201.

Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M., Wagner, B., Wiegand, B.: Solute co-production from small geothermal reservoirs – how little is too little? Stanford University, SGP-TR-223 (2022), 200–210.

Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M.: Non-penetrated large-/mid-scale fractures: blind spot or 'nebula' for artificial tracers in inter-well tests. *EGUsphere*, DOI: 10.5194/egusphere-egu21-13435 (2021), 1–8.

Behrens, H., Ghergut, J., Wagner, B., Wiegand, B., Sauter, M.: 'Impfdurchbrüche': stoffliche und thermische Ausbeute im Licht niederparametrischer Modelle und künstlicher Tracersignale. *Der Geothermiekongress DGK-2021*, GtV-BVG, Berlin (2021), P224, 1–10.

Blumenthal, M.: Numerische Modellierung hydraulischer und thermischer Prozesse im tiefen Wärmereservoir bei Soultz-sous-Forêts, Frankreich. Diplomarbeit, RWTH University of Aachen,

Germany (2007).

Cameron, D. R. and Klute, A.: Convective-dispersive solute transport with a combined equilibrium and kinetic adsorption model. *Water Resources Research*, **13** (1977), 183–188.

Fohrmann, G.: Untersuchungsergebnisse zur Mobilität und Remobilisierung von Kupfer und Antimon in wasserwirtschaftlich relevanten, porösen Lockergesteinen durch Säulenversuche und mit reaktiver Transportmodellierung. Dissertation, LMU München (2002).

Ghergut, J. und Behrens, H.: Method-of-lines solutions to selected classes of environmental models. Vorlesungsskript IAAG-AGH, LMU München (2000). – Anwendungsbeispiele: cf. Fohrmann (2002).

Ghergut, J., Behrens, H., Sauter, M.: Petrothermal and aquifer-based EGS in the Northern-German Sedimentary Basin, investigated by conservative tracers during single-well injection-flowback and production tests. *Geothermics*, **63** (2016), 225–241.

Horne, R. N.: Reservoir engineering aspects of reinjection. *Geothermics*, **14**(2/3) (1985), 449–457.

Jung, R., Orzol, J., Jatho, R., Kehrer, P., Tischner, T.: The GeneSys Project: Extraction of Geothermal Heat From Tight Sediments. *Proceedings, 30<sup>th</sup> Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, CA, SGP-TR-176 (2005).

Klotz, D., Małozzewski, P., Moser, H.: Mathematical modelling of radioactive tracer migration in water flowing through saturated porous media. *Radiochimica Acta*, **44/45** (1988), 373–379.

Kölbel, L., Ghergut, J., Kölbel, T., Sauter, M., Wiegand, B. (2021) Integrated approach into the characterization of the fracture network of a geothermal reservoir. *Appl. Geochem.*, **129** (2021), 104967.

Leiss, B., Wagner, B. und das MEET-Konsortium: EU-Projekt MEET: neue Ansätze 'Enhanced Geothermal Systems (EGS)' – Göttinger Univ.Campus als Demoprojekt. *Geothermische Energie*, **91** (2019), 26–28.

Małozzewski, P., Stichler, W., Zuber, A.: Interpretation of environmental tracers in groundwater systems with stagnant water zones. *Isotopes in Environmental and Health Studies*, **40** (2004), 21–33.

Meixner, J.: Konzeptionelle hydrogeologische Modellansätze als Vorstudie für ein integriertes Standortmodell. Master's Thesis, Karlsruher Inst. of Technology (Germany), KIT Diploma Theses / Archives, Ch. 5 (2009).

Meixner, J., Schill, E., Grimmer, J. C., Gaucher, E., Kohl, T., Klingler, P.: Structural control of geothermal reservoirs in extensional tectonic settings: An example from the Upper Rhine Graben. *J. Struct. Geol.*, **82** (2016), 1–15.

Ohrdorf, R.: Ein Beitrag zur Geochemie des Lithiums in Sedimentgesteinen. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **32** (1968), 191–208.

Okońska, M., Kaczmarek, M., Małozzewski, M., Marciniak, M.: The verification of the estimation of transport and sorption parameters in the MATLAB environment. A column test. *Geology, Geophysics & Environment*, **43**(3) (2017), 213–227.

Pruess, K. and Bodvarsson, G. S.: Thermal effects of reinjection in geothermal reservoirs with major vertical fractures. *J. Petrol. Technol.*, **36** (1984), 1567–1578.

Sanjuan, B., Negrel, G., Le Lous, M., Poulmarch, E., Gal, F., Damy, P.-C.: Main geochemical characteristics of the deep geothermal brine at Vendenheim (Alsace, France) with constraints on temperature and fluid circulation. *Proceedings, World Geothermal Congress 2020* (Reykjavik, Iceland), paper 31005 (2020), 1–12.

Tischner, T., Evers, H., Hauswirth, H., Jatho, R., Kosinowski, M., Sulzbacher, H.: New concepts for extracting geothermal energy from one well: the GeneSys project. *Proceedings, World Geothermal Congress 2010* (Bali, Indonesia) paper 2272 (2010), 1–5.

Wolfgang, M. und Franz, M.: Das geothermische Potenzial mesozoischer Sandsteine des Norddeutschen Beckens. *Geothermische Energie*, **85** (2016), 6–7.



## **Fracture network characterization and critically stressed fracture analysis in a naturally fractured tight gas sandstone analogue**

F. Allgaier, B. Busch, D. Quandt, C. Hilgers

Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Structural Geology & Tectonics, Karlsruhe, Germany

### **Abstract**

To meet the European Green Deal goals, natural gas is a required technology for the energy transition. With significant gas reserves hosted in tight gas reservoirs, the characterization of their natural fracture systems is important to unlock future reservoir potential.

With more than 150 years of subsurface mining, the Upper Carboniferous of the German Ruhr Basin is a well-documented, world-class tight gas sandstone reservoir analogue. Since porosity and permeability of the rock matrix is poor, reservoir quality is mainly controlled by fractures. To understand the directional dependency of fracture permeability, the characterization of the natural fracture network is necessary.

In this study, we use an integrated approach by combining outcrop analogue data with well data to obtain a detailed model of the natural fracture system and its associated attributes. UAV-derived 3D outcrop models are used to analyse fracture attributes. Well logs provide additional information on fracture properties at subsurface conditions. Fracture network attributes are compared to derive outcrop-to-well correlation quality.

Critically stressed fractures are identified to understand fracture permeability anisotropies, since they mainly control fluid flow in fractured rock. Correlation of anomalies in gas logs and fractures described in core material, indicate conductive fractures in the subsurface. Results of the slip tendency analysis indicate WNW-ESE and N-S striking fractures as hydraulically conductive.

Results feed into a detailed model of the natural fracture network, providing a data base for future DFN modelling.

## Premature thermal drawdown: serial two-compartment model for presumed flow-path shortcut, seen by solute tracer test

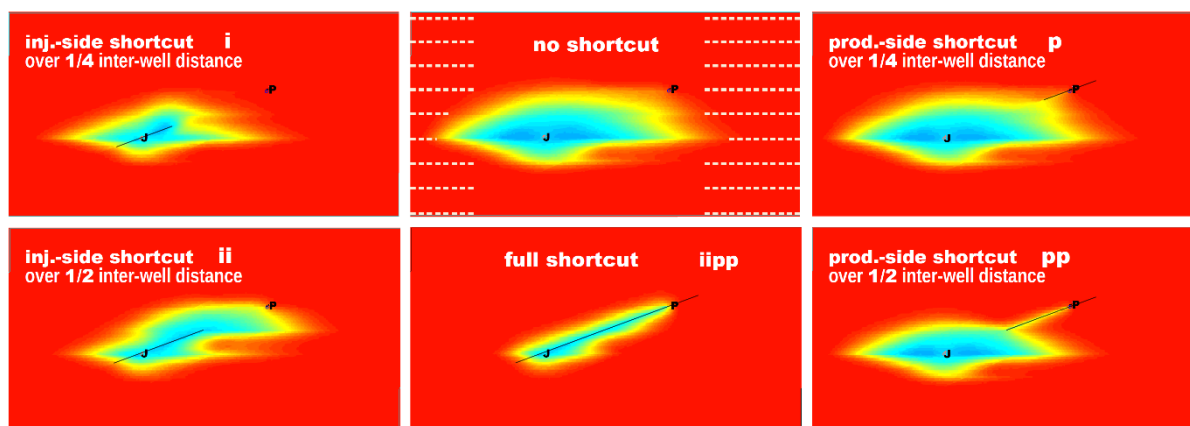
H. Behrens, J. Ghergut, B. Wagner, M. Sauter

Georg-August-Universität Göttingen, Applied Geoscience Dept., Göttingen, Germany

### Abstract

We revisit the issue of what was presumed to be ‘premature thermal drawdown’ in a geothermal well doublet in Southern Germany, and attempt to reproduce the inter-well tracer test findings (update to Behrens et al. 2020[1], 2021[2]) in terms of a simplified, four-parameter model, with due account taken of parameter insensitivity / ambiguity patterns that had been revealed by prior, prospective simulations. The serial two-compartment model approximately mimics figure 2 of Behrens et al. 2020[1], but discards the effects of matrix diffusion on rapid transport along the flow-path shortcut feature; this is legitimate for the short-term transport of a solute or particulate tracer.

Relying on a somewhat ‘informed’ selection of parameter value ranges, the simplified model enables to pinpoint certain peak and tailing characteristics of the measured (and deconvolved) tracer signal to ‘fracture’ and ‘aquifer layer’ properties underlying the four-parameter model.



Thermal drawdown in fractured-porous reservoir: flow-path shortcut scenarios

Feeding the likely values of the latter into an update on heat transport predictions, a significant slowdown of reservoir cooling (‘plateau’ behavior) can now be expected for the coming decade.

#### References:

- [1] Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M., Wagner, B., Wiegand, B., (2020), Premature decline of production temperature – can tracer test tell why?, Stanford Geothermal Program, Stanford University, SGP-TR-216, 195-201
- [2] Behrens, H., Ghergut, J., Sauter, M., (2021), First-order discontinuity in cumulative tracer recovery: need for endo-tracer push-pull, Stanford Geothermal Program, Stanford University, CA, SGP-TR-218, 130-135

## **Türkiser Wasserstoff – Potenziale des Kohlenstoffs in textilen Prozessen und Produkten**

M. Michael, F. Lehmann

Texulting GmbH, Hohenstein-Ernstthal, Germany

### **Abstract**

Die zunehmende Globalisierung, die steigende Mobilität von Gütern und Bevölkerung sowie die Zunahme technischer, digitaler Produktions- und Logistiksysteme erfordert die Bereitstellung großer Energiemengen. Getrieben durch die Forderungen nach umweltschonenden und nachhaltigen Rahmenbedingungen sind die energieerzeugenden Unternehmen gefordert, ihre Strategien und Technologien diesen Herausforderungen anzupassen. Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff können dabei eine große Chance eröffnen. Dieser ist sowohl für Mobilitätsanwendungen wie auch für die Nutzung im industriellen Bereich denkbar.

Türkiser Wasserstoff ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan durch Methanpyrolyse hergestellt wurde. Dabei wird das Gas Methan (Hauptbestandteil von Erd- bzw. Biogas) in Kohlenstoff und Wasserstoff aufgespalten. Der im Erdgas enthaltene Kohlenstoff liegt anschließend in fester Form vor. Anders als bei klassischen Wasserstoff-Produktionsverfahren wird er nicht in Form von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre entlassen. Wenn der Prozess mit erneuerbaren Energien betrieben wird und kein Gas entweicht, entstehen bei der Pyrolyse selbst keine Emissionen.

→ **kritisch jedoch:** der Verbleib des entstehenden Kohlenstoffes (Pro Tonne Wasserstoff, die mittels Methanpyrolyse erzeugt wird, entstehen drei Tonnen Kohlenstoff)

→ unbedingte Voraussetzung für die Klimaneutralität des türkisenen Wasserstoffes ist jedoch, dass der erzeugte Kohlenstoff **nicht in Prozessen eingesetzt wird**, bei denen es wieder zur **Freisetzung von CO<sub>2</sub>** in die Atmosphäre kommt.

Das Verfahren der Methanpyrolyse muss auf zwei Aspekte hin entwickelt bzw. optimiert werden. Zum einen soll ein hoher Wirkungsgrad bei der Herstellung des Wasserstoffs erreicht werden, zum anderen müssen die Prozessparameter so gewählt werden, dass der Kohlenstoff über bestimmte Eigenschaften verfügt. Diese Eigenschaften lassen sich nur aus der späteren Anwendung heraus festlegen. Auf Grund der großen Menge des potentiell entstehenden Kohlenstoffes werden vielfältige und wirtschaftliche Anwendungen für den Kohlenstoff benötigt, um auch den türkisenen Wasserstoff zukünftig ökonomisch produzieren zu können.

Ein großes potentielles Anwendungsgebiet für den Kohlenstoff stellen technische Textilien dar. So kann der Kohlenstoff für die Faserproduktion bzw. als Additiv eingesetzt werden, kommt als multi-layer Textil für landwirtschaftliche Anwendungen in Frage oder kann zu textilen Flächen für smart-home Anwendungen verarbeitet werden.

Die benötigten Eigenschaften des Kohlenstoffes, die Verarbeitbarkeit und die resultierenden textilen Eigenschaften sind Stand heute unzureichend erforscht. Diese Entwicklung muss aber dringend parallel zur Entwicklung des türkisenen Wasserstoffes erfolgen. Die Texulting GmbH möchte sich dieser Frage stellen.

## **Project BiMiAb\_H2: New experimental Research on Underground Hydrogen Storage at the Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR)**

Weniger, P., Krüger, M., Ostertag-Henning, C., Beckmann, K.  
Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

### Abstract

Hydrogen is an important energy carrier and 'green' hydrogen, produced from renewable sources, represents one of the keystones of the energy transition and climate action programmes. During implementation of Germany's National Hydrogen Strategy, the demand for transport and storage of domestically produced and imported hydrogen is expected to increase. In the future hydrogen economy, large-scale underground hydrogen storage (UHS) will be an integral part of the European hydrogen infrastructure.

Currently geological UHS activities mainly focus on storage in salt caverns, whereas storage in porous rocks such as deep aquifers or depleted petroleum fields will become important for future large-scale seasonal storage and in regions where cavern storage is not feasible.

A recently published expert's opinion of the Energy Research Network Hydrogen emphasized R&D demands associated with medium to large-scale UHS. These include investigation of the influence of hydrogen on microbiological processes in geological storage formations and the impact on hydrogen quality, reservoir and well integrity as well as reservoir performance.

This paper introduces BGR's new project (BiMiAb-H2), aimed to address future R&D demands for geological hydrogen storage by integrating geochemical, microbiological and petrophysical research. The aim of this project is to improve understanding of the origin and fate of hydrogen in the geosphere, to close knowledge-gaps associated with microbial processes in UHS and to contribute to risk assessment and identification of feasible geological storage formations in porous reservoirs in Germany. New analytical and experimental capabilities are developed, including in-situ-Raman spectroscopy in high-pressure, high-temperature experiments, high-pressure hydrogen sorption and core flooding under 'in-situ' storage conditions. These new experimental methods enable a quantitative investigation of microbial processes in UHS, evaluation of the potential for 'microbial engineering', quantification of hydrogen consumption through abiotic reactions at fluid-mineral interfaces and investigation of the influence of microbial and abiotic processes on petrophysical properties (porosity, permeability) under simulated storage conditions.