

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds (KLIEN) und Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft GmbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

30/03/2026

Wasserstoff-Kavernenspeicherung in alpinotypen Salzlagerstätten

Projektnummer: 58069836

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

Ausschreibung	1. Ausschreibung Energieforschungsprogramm 2024
Projektstart	01.01.2025
Projektende	31.12.2025
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	12 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	Montanuniversität Leoben; Department Angewandte Geowissenschaften und Geophysik
AnsprechpartnerIn	David Misch
Postadresse	Peter Tunner Straße 5 8700 Leoben Steiermark
Telefon	+43 3842 402 6300
Fax	...
E-mail	david.misch@unileoben.ac.at
Website	https://energygeosciences.unileoben.ac.at/

H2Cavern

Wasserstoff-Kavernenspeicherung in alpinotypen Salzlagerstätten

AutorInnen:

Lukas Skerbisch, David Misch, Joel Bensing, Reinhard F. Sachsenhofer

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Stand der Technik in der Kavernenspeicherung	8
3	Wirtschaftliche Aspekte Kavernenspeicherung	9
4	Potenzielle Speicherszenarien	10
5	Eigenschaften von Wasserstoff	11
6	Geologie des Sondierungsgebiets	13
7	Verfügbare Daten	16
8	Experimentelle Untersuchungen	17
8.1	Proben	17
8.2	Methoden	17
8.3	Ergebnisse	21
9	Techno-ökonomische Vorbewertung	35
9.1	Kavernen der Salinen Austria	35
9.2	Ökonomische Herausforderungen und Risiken	36
9.3	Techno-ökonomische Bewertungskriterien	37
9.4	Schlussfolgerungen aus den experimentellen Untersuchungen	37
10	Sondierungsergebnis	38
11	Literaturverzeichnis	40
	Kontaktdaten	46

1 Einleitung

Im Rahmen der Energiewende wird Wasserstoff weltweit als ein wichtiger Energieträger der Zukunft angesehen (Warnecke und Röhling, 2021). Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist die unterirdische Speicherung von Wasserstoff unerlässlich, wobei die Speicherung in Salzkavernen aus geologischer und ökonomischer Sicht eine der vielversprechendsten Speicherarten darstellt (Warnecke und Röhling, 2021).

Speicherung von Erdgas, Erdöl aber auch Druckluft in Salzkavernen ist ein etabliertes Verfahren. An vier Standorten in den USA und Großbritannien werden Salzkavernen auch zur Speicherung von Wasserstoff genutzt, in einigen Fällen bereits seit Jahrzehnten (Minougou et al., 2023; Warnecke und Röhling, 2021). Das größte Kavernenspeicherpotential für Wasserstoff in Europa befindet sich in großvolumigen Salzstöcken in Norddeutschland und den Niederlanden (Caglayan et al., 2020), wo erste Demonstrationsanlagen errichtet wurden. Die Speicherung von Wasserstoff in Kavernen bietet gegenüber der Speicherung in porösen Gesteinen (z.B. in ausgeförderten Gaslagerstätten) den Vorteil deutlich höherer Einspeicher- und Entnahmeraten, wodurch kurzfristige Bedarfs- und Angebotsschwankungen wesentlich effizienter ausgeglichen werden können. Insbesondere angesichts der Energiewende und der damit einhergehenden Fokussierung auf schnell verfügbare erneuerbare Energie werden Kavernen als kurz- bis mittelfristige Speicher für Wasserstoff ein wichtiger Teil der Energiebereitstellung sein (Caglayan et al., 2020). Zudem ist die Gefahr mikrobieller in-situ Reaktionen geringer als in Porenspeichern (Warnecke und Röhling, 2021).

Salzkörper, die für Wasserstoffspeicherung in Frage kommen, treten in sehr unterschiedlichen geologischen Milieus auf. In Gebieten mit relativ einfacher (Dehnungs-)Tektonik, existieren mitunter sehr große, relativ homogene Salzdome. Beispiele inkludieren Norddeutschland und die Niederlande. Im Gegensatz dazu sind in Falten- und Überschiebungsgebirgen die Salzkörper (z.T. ehemalige Salzdome) tektonisch stark deformiert und lithologisch inhomogen (z.B. Dill et al., 2008; Soto et al., 2017). Für Österreich wichtig ist in diesem Zusammenhang die permische Haselgebirge-Formation in den Nördlichen Kalkalpen, die traditionell für die Salzgewinnung genutzt wird (Schauberger, 1986).

Während die Speicherung von Wasserstoff in großen, tektonisch einfach gebauten und homogenen Salzdomen technisch relativ einfach ist und der Forschungsaufwand, zumindest im Vergleich zu Porenspeichern, gering erscheint (Warnecke und Röhling, 2021), ist die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen in tektonisch komplexen Falten- und Überschiebungsgebirgen deutlich herausfordernder. Tatsächlich liegen nur wenige wissenschaftlichen Arbeiten und keine praktischen Anwendungsbeispiele vor, die belegen, inwieweit Salzkavernen in diesen Fällen für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden können.

Im Rahmen des Projektes H2Cavern („Wasserstoff-Kavernenspeicherung in alpinotypen Salzlagerstätten“) wird dieser Aspekt erstmals am Beispiel von Kavernen, die durch den Laugungsbergbau der Salinen Austria AG südlich Bad Ischl entstanden sind, untersucht. Der Salzbergbau der Salinen beruht auf der bereits erwähnten permischen Haselgebirge-Formation, deren Besonderheiten im Vergleich zu den großen Salzdomen in Gebieten mit einfacherer Geologie (z.B. Norddeutschland) im Folgenden hervorgehoben wird:

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

- Extrem starke, mehrphasige tektonische Deformation (z.B. Fernandez et al., 2024; Leitner und Spötl, 2017)
- Stark schwankende mikrostrukturelle und textuelle Eigenschaften des „Salz-Tonstein-Tektonits“ (Leitner et al., 2017; Leitner et al., 2011)
- Inhomogene Lithologien mit stark schwankenden Anteilen an Karbonat-, Sulfat- und Tongesteinen (z.B. Schauburger, 1986)
- Stark schwankende und zum Teil relativ geringe Salzgehalte innerhalb der verschiedenen evaporitischen Serien (z.B. Schauburger, 1986)
- Durch die geologische Struktur bedingte Kavernengeometrien mit relativ hohen Breiten/Höhen-Verhältnissen (Salinen Austria AG; unpubl. data)

Dementsprechend lassen sich Nutzungskonzepte aus den Salzfördergebieten mit großen Salzdomen nicht direkt auf die Situation in den Ostalpen umlegen. F&E Bedarf besteht vor allem im Hinblick auf Sicherheitsaspekte einer möglichen Speichertätigkeit in den heterogenen, stark deformierten Salzformationen, sowie der Weiterentwicklung von Bewertungsverfahren um die zugrundeliegenden geologischen Risikofaktoren hinsichtlich einer Speichernutzung besser verstehen und prognostizieren zu können.

Das Projekt H2Cavern setzt sich daher zum Ziel die Machbarkeit von Kavernenspeicherung in komplexen, intensiv tektonisch überprägten Salzlagerstätten am Beispiel der Haselgebirge-Formation technisch-wirtschaftlich zu prüfen und experimentelle sowie optional numerische Ansätze zu entwickeln, um die Auswirkungen der geologischen Heterogenität auf die Speicherintegrität beschreiben zu können. Diese Technologie-Weiterentwicklung soll Grundlagenwissen für alle diesbezüglichen zukünftigen Speichervorhaben – auch in anderen Falten- und Überschiebungsgebirgen – schaffen. Dabei müssen verschiedene Aspekte (z.B. Einfluss von Wasserstoffalteration auf reaktive Bestandteile wie Anhydrit, geomechanische und petrophysikalische Bewertung heterogener, stark tektonisch überprägter Salzkörper) fundamental neu untersucht werden.

Ziel des Sondierungsprojektes ist es, zu prüfen, ob eine groß angelegte Kooperationsstudie sowohl im Hinblick auf die bestehende Datenlage als auch hinsichtlich technisch-wirtschaftlicher Ausschlusskriterien sinnvoll ist. Ausschlusskriterien könnten sein (exemplarisch):

- Zu geringe Speichervolumina
- Zu geringe Sicherheitsabstände zwischen den einzelnen Kavernen (Stabilitäten von Gebirgsfesten)
- Fluid-Gesteinsinteraktionen, die die Speicherintegrität langfristig zerstören
- Ungünstige geomechanische Eigenschaften der auftretenden inhomogenen Gesteine

Die vorhandene Datenlage, z.B. zu geomechanischen Gesteinsparametern und deren Aussagekraft, soll geprüft und punktuell verdichtet werden. Darüber hinaus soll eine erste Einschätzung der technisch-wirtschaftlichen Eignung der bereits im Haselgebirge vorhandenen Kavernen sowie zukünftig im Salzbergbau zu schaffender untertägiger Hohlräume erfolgen. Zusätzlich sollen weitere Vorarbeiten zur Weiterentwicklung der

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

Kavernenspeichertechnologie geleistet werden, vor allem hinsichtlich der mit geologischen Risikofaktoren verbundenen Sicherheitsaspekte. In diesem Zusammenhang sollen

- geeignete Versuchsprotokolle für Triaxialversuche an inhomogenen evaporitischen Gesteinen (Tektoniten) mit variablen Seiten- und Porendrücken entwickelt werden,
- Prüfmethoden evaluiert werden, um die Auswirkung unterschiedlicher Druckverhältnisse auf die Porosität und Permeabilität verschiedener Lithologien zu bestimmen,
- Protokolle für aussagekräftige Hochdruck Wasserstoff-Autoklaven Versuche erarbeitet werden,
- Innovative Prüfmethoden entwickelt werden, um die Auswirkung von Fluid-Gesteinsinteraktionen auf die gebirgsmechanischen Eigenschaften quantitativ zu erfassen.

Die genannten Prüfmethoden sollen in Pilotversuchen an Material aus der Haselgebirge-Formation getestet werden, um potentielle Ausschlusskriterien frühzeitig erkennen zu können. Schließlich sollen die Ergebnisse des Sondierungsprojekts dazu verwendet werden, gemeinsam mit den Industriepartnern aus den Bereichen Bergbau (Salinen Austria AG) und Speicherung (OMV E&P GmbH) über die Zweckmäßigkeit eines umfangreichen F&E Projekts zu entscheiden.

Abschließend sei betont, dass das Sondierungsprojekt H2Cavern zur Erfüllung der Ziele der Ausschreibung im Bereich „Energiewende in Österreich“ beitragen wird:

- Die sichere Speicherung von Wasserstoff und die rasche Bereitstellung des gespeicherten Wasserstoffs als klimaneutralem Energieträger können einen deutlichen Innovationsschub für Klimaneutralität auslösen;
- Erfahrungen bei der Salzkavernenspeicherung in alpinotypen Falten- und Deckengebirgen können zur Technologieführerschaft österreichischer Firmen (Salinen Austria AG; OMV E&P GmbH) im Bereich innovativer Energiespeicherung beitragen;

Im Zuge des Projekts wurde eine umfangreichen Literaturstudie sowie eine Datenerhebung gemeinsam mit den Salinen Austria durchgeführt. Zusätzlich wurden geomechanische, petrophysikalische und Autoklaven Laborversuche an ausgewähltem Probenmaterial durchgeführt.

Basierend auf der Literaturstudie werden in dem nachfolgenden Bericht zunächst technische und wirtschaftliche Aspekte der Kavernenspeicherung sowie mögliche Speicherszenarien erörtert und die Eigenschaften von Wasserstoffgas sowie die geologischen Bedingungen in den Nördlichen Kalkalpen zusammengefasst. Anschließend werden die Proben, Methoden und Ergebnisse der experimentellen Untersuchungen vorgestellt. Abschließend wird unter Berücksichtigung aller Daten eine techno-ökonomische Vorbewertung der Speicherszenarien durchgeführt. Basierend auf den Ergebnissen der Studie, werden im letzten Kapitel Handlungsempfehlung gegeben.

2 Stand der Technik in der Kavernenspeicherung

Salzkavernen sind durch Laugungsbergbau entstandene künstliche Hohlräume in lagigen oder domförmigen Salzkörpern (Warren, 2016). Die Kavernen besitzen Volumina in der Größe von 20.000 m³ - 2.000.000 m³ (Miocic et al., 2023b) und befinden sich in einer Tiefe von 500-2000 m (Warren, 2016). Je nach Größe des Salzkörpers können mehrere Kavernen in einem Feld angelegt werden, um die Speicherkapazität zu erhöhen. Aufgrund der niedrigen Permeabilität des umgebenden Salzgesteins ($<10^{-20}$ m², Schulze et al., 2001) ist kein weiteres Deckgestein oder eine künstliche Abdichtung der Kavernen erforderlich. Die größten Vorteile der Kavernenspeicherung sind die hohen Extraktionsraten kombiniert mit der hohen Reinheit des gespeicherten Gases (Jannel und Torquet, 2021). Salzkavernen eignen sich daher besonders für die kurz- bis mittelfristige Speicherung von Wasserstoff oder anderen Energieträgern (Ozarslan, 2012).

Die Teufe des Kavernendachs bestimmt den lithostatischen Druck, welcher mit entsprechenden Sicherheiten auch der maximale Speicherdruck ist (DeVries et al., 2005). Dieser Druck darf nicht überschritten werden, um künstliche Rissbildungen im Gebirge zu verhindern (DeVries et al., 2005). Die geometrische Form der Kaverne bestimmt wesentlich ihre Stabilität (Cyran, 2020) und wird maßgeblich durch den Laugungsprozess kontrolliert. Neben der verwendeten Technik beeinflussen auch die geologische Struktur, mechanische Eigenschaften der Salze, Verunreinigungen in den Salzgesteinen und Zwischenlagen in den Salzkörpern die endgültige Form der Kaverne, welche idealerweise einem stehenden Zylinder entsprechen sollte (Cyran, 2021). Kavernen, die ursprünglich für die Soleproduktion angelegt wurden, entsprechen häufig nicht den Anforderungen für Gasspeicherung und benötigen kostenintensive Überarbeitungen (Cyran, 2020).

Leckagerisiken inkludieren die Stabilität des Kavernendaches sowie die Bohrungsintegrität (Bérest und Brouard, 2003; Liu et al., 2020; Wang et al., 2016; Wei et al., 2016). Ein Versagen des Daches ist katastrophal, wie Beispiele aus der Vergangenheit gezeigt haben, jedoch bei angemessener Planung und der Existenz geeigneter Sicherheitseinrichtungen unwahrscheinlich (Réveillère et al., 2017). Eine Leckage durch oder entlang von Bohrungen ist häufig auf schlechte Zementation, unzureichendes Verschweißen/Verschrauben der Verrohrung, Korrosion oder übermäßige Deformation zurückzuführen (Bérest et al., 2019). Ein kritischer Faktor für die Stabilität eines Kavernenfeldes ist der Abstand zwischen den einzelnen Kavernen, bzw. die Dicke der Pfeiler zwischen den einzelnen Kavernen (Cyran und Kowalski, 2024).

Kohlenwasserstoffe und andere Fluide werden global bereits seit Jahrzehnten in Salzkavernen gespeichert (Thoms und Gehle, 2000). Horvath et al. (2018) erstellten eine umfassende Liste von Salzkavernen in unterschiedlichen Ländern. Beispiele in Europa sind die Kavernen in der permischen Zechstein-Formation in Norddeutschland und Polen sowie die Kavernen in den permischen und triassischen Salzvorkommen in Großbritannien (Caglayan et al., 2020; Evans und Holloway, 2009; Tarkowski und Czapowski, 2018). Weitere internationale Beispiele sind Kavernen in Kanada, den USA, Brasilien oder China (Cyran, 2020; Firme et al., 2019; Horvath et al., 2018; Lemieux et al., 2020; Yang et al., 2015).

3 Wirtschaftliche Aspekte Kavernenspeicherung

Die Notwendigkeit der untertägigen Speicherung im Rahmen einer Wasserstoffökonomie steht außer Zweifel (Baumann et al., 2025; Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2024; EWI, 2024; Warnecke und Röhling, 2021) und wird hier nicht weiter diskutiert.

Wesentliche wirtschaftliche Bewertungskriterien wurden sowohl für unterschiedliche geologische Gegebenheiten in Europa (e.g. Caglayan et al., 2020; Lankof und Tarkowski, 2020: geschichtete Salzlagerstätten; Lankof et al., 2022: Salzdome) als auch für den Westen (Chen et al., 2023) und Osten der USA (Mishra et al., 2024; Mishra et al., 2023: Pennsylvania) erarbeitet. Die Situation in Deutschland wird ausführlich in den Berichten von Stolzenburg et al. (2014) und EWI (2024) dargelegt.

In vielen dieser Arbeiten wird der Ansatz der „levelized costs of storage (LCOS)“ (z.B. Hittinger und Ciez, 2020), bzw. der „levelized costs of hydrogen storage (LCHS)“ (z.B. Mishra et al., 2023) angewandt. Dies ist eine Methode zur Darstellung der voraussichtlichen Kapital- (CAPEX) und Betriebsausgaben (OPEX) einer Speicheranlage über ihre gesamte Lebensdauer, wobei die Kosten der Speicherung von Energie auf die Energiemenge bezogen werden.

Eine Abschätzung der Kosten für Kavernenspeicherung in Deutschland (Speicherkapazität: 35-140 GWh; Ausnahme: > 200 GWh) ergab Kosten zwischen 0,66 und 1,75 €/kg, bezogen auf den ausgespeicherten Wasserstoff (EWI, 2024). Die maßgeblichen Faktoren sind hierbei die Größe des Speichers und die jährliche Zyklenzahl. Als weitere wichtige Einflussfaktoren wurden die geforderte Reinheit des Wasserstoffs, die Kosten für das benötigte Kissengas und der Strompreis (Anlagenbetrieb) ermittelt (Mishra et al., 2024; Mishra et al., 2023). Eine kostengünstige Alternative zu H₂ (aus erneuerbaren Quellen) könnte hierbei Stickstoff sein. Im Fall eines ausgeförderten Gasfeldes (mit Porenspeicher) in Holland, könnte durch den Einsatz von Stickstoff als Kissengas etwa die LCHS von 0,79 €/kg auf 0,49 €/kg reduziert werden (Yousefi et al., 2023). Als Vergleich werden auch die geschätzten LCHS für Porenspeicher in Österreich (mit saisonalem Betrieb) mitgeteilt werden. Diese sind deutlich höher (42-127 €/MWh = 1,26-3,81 €/kg; Baumann et al., 2025) als die geschätzten Kosten für die Kavernenspeicherung in Deutschland.

4 Potenzielle Speicherszenarien

An vier Standorten in den USA (Texas) und England werden Salzkavernen zum Teil seit Jahrzehnten zur Speicherung von Wasserstoff genutzt (Minougou et al., 2023; Stolzenburg et al., 2014; Warnecke und Röhling, 2021, Abbildung 1). Dabei kommen unterschiedliche Speicherverfahren zur Anwendung, die als mögliche Speicherszenarien für die Kavernen der Salinen Austria in Frage kommen und daher hier kurz vorgestellt werden.

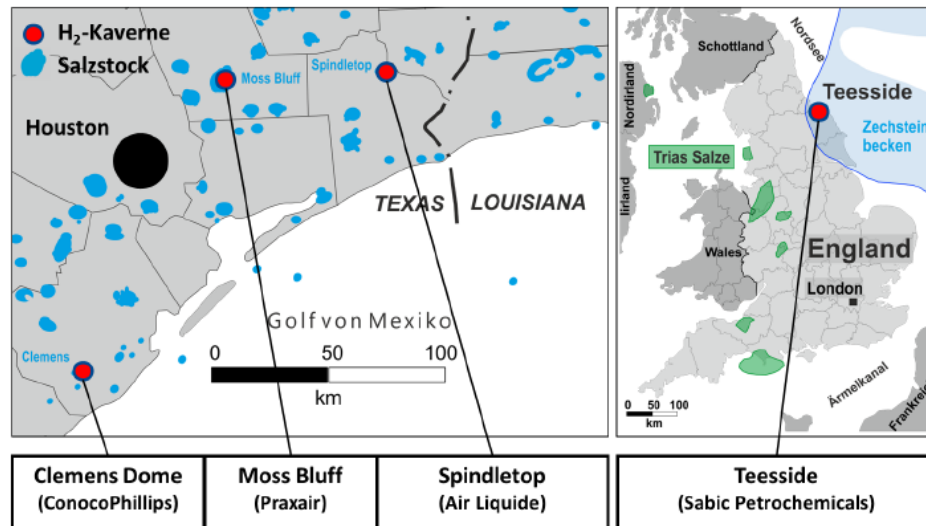


Abbildung 1: Aktive Wasserstoffkavernenspeicher in den USA und in UK (aus Stolzenburg et al., 2014).

Konventionelle Gasspeicherung

Bei konventioneller Gasspeicherung wird Gas beim Einspeichern bis zu einem höchstzulässigen Innendruck ($p_{\max}$) komprimiert. $p_{\max}$ ergibt sich aus dem Gebirgsdruck am Rohrschuh der letzten zementierten Rohrtour (LZRT) und einem Sicherheitsabschlag (15-20%) und darf nicht überschritten werden, um ein Aufbrechen (Fracken) der Deckschicht zu vermeiden.

Beim Ausspeichern darf ein minimaler Innendruck nicht unterschritten werden, um die gebirgsmechanische Integrität der Kaverne (z.B. durch das Abplatzen der Innenwand) nicht zu gefährden. Häufig wird $p_{\min}$ mit einem Drittel von $p_{\max}$ abgeschätzt (Stolzenburg et al., 2014). Die Differenz aus dem maximalen und dem minimalen Innendruck ($p_{\max} - p_{\min}$) ergibt den Betriebsdruckbereich, der die Arbeitsgasmenge der Kaverne kontrolliert (Stolzenburg et al., 2014). Die Menge des benötigten Kissengases ist hingegen eine Funktion von $p_{\min}$.

Die texanischen Wasserstoffkavernenspeicher sind Beispiele für konventionelle Gasspeicherung in Salzdomen. Der Betriebsdruckbereich in den Speichern Clemens Dome (580.000 m³) und Moss Bluff (566.000 m³) beträgt 70-135 bar, bzw. 55-152 bar (Stolzenburg et al., 2014). Der Betriebsdruckbereich im Speicher Spindletop wird geheim gehalten. Die genannten Speicher befinden sich in Tiefen > 800 m (Tarkowski, 2019).

Solependelverfahren

Beim Solependelverfahren wird beim Einspeichern des Speichermediums Sole aus der Speicherkaverne in ein benachbartes Solbecken verdrängt und beim Ausfördern wieder in die Speicherkaverne rückgepumpt. Dadurch kann der Druck in der Speicherkaverne konstant gehalten werden. Dieses Verfahren verringert die mechanische Belastung des Deckgebirges.

Der kleine Wasserstoffspeicher Teesside (England) wird seit 1972 im Solependelverfahren bei einem konstantem Druck von 45 bar betrieben (Stolzenburg et al., 2014). Dieser Speicher befindet sich in einer ca. 50 m mächtigen Salzschiefer (Zechstein) und ist hinsichtlich der geringen Größe der Speicherkavernen (3 Kavernen mit je 70.000 m³ geometrischem Volumen), der flachen Form der Kaverne und seiner seichten Lage (370-400 m) am ehesten mit den Kavernen der Salinen Austria vergleichbar.

Das Solependelverfahren ist auch für das geplante H₂CAST Etzel Pilotprojekt in Norddeutschland vorgesehen.

5 Eigenschaften von Wasserstoff

Wasserstoff ist ein farbloses ungiftiges Gas. Es hat den kleinsten molekularen Durchmesser sowie die geringste Dichte aller Speichergase (0,090 kg/m³). Die Entflammbarkeit in Luft liegt zwischen 4% und 75%, die Explosionsgrenze in Luft liegt zwischen 15% und 59% (Miocic et al., 2023a). Unter atmosphärischen Bedingungen kommt Wasserstoff gasförmig vor (Abbildung 2). Der Nettoheizwert von Wasserstoff ist höher als jener von Methan (120 – 141,7 MJ/kg), jedoch ist die volumetrische Energiedichte aufgrund des geringen Molekulargewichts kleiner (Miocic et al., 2023a; Tarkowski et al., 2021). Die Löslichkeit von Wasserstoff in Wasser ist gering (0,00016 g_{H₂}/100 g_{H₂O}), aber abhängig von Druck und Salinität (Chabab et al., 2020). Der geringe molekulare Durchmesser, die geringe Dichte und Viskosität sowie der Auftrieb führen zu einer hohen Diffusionskonstante (0,000061 m²/s) und erschweren die Speicherung von Wasserstoff (Tarkowski, 2019). Natürliche Vorkommen von Wasserstoff, die durch die Oxidation von Fe²⁺ oder Radiolyse entstehen, sind selten, deuten aber darauf hin, dass Wasserstoff effektiv zurückgehalten werden kann (Ballentine et al., 2025).

Die Literatur zu Reaktionen von Wasserstoff mit Mineralen ist inkonsistent (Vialle und Wolff-Boenisch, 2024). Es ist jedoch nicht gesichert, ob die langsamen Reaktionsraten bei der geplanten Betriebsdauer einer Speicherkaverne von 50 Jahren überhaupt relevant sind (Miocic et al., 2023a). Ein Überblick zu möglichen geochemischen und mikrobiellen Gesteins-Fluidinteraktionen ist in Perera (2023) zu finden. Während manche Autoren abiotische Mineralreaktionen in Batch-Reaktoren feststellten (Bensing et al., 2022; Flesch et al., 2018), konnten andere keine Veränderungen feststellen (Hassanpouryouzband et al., 2020). Zusätzlich deuten Modellierungen auf eine Auflösung von Karbonatmineralen im Zusammenhang mit Wasserstoff hin (Zeng et al., 2022). Die thermodynamischen Berechnungen von Vialle und Wolff-Boenisch (2024) zeigten, dass Wasserstoff, ohne einen Katalysator oder biologische Interaktionen, keine Auflösung von Karbonatmineralen verursachen sollte. Zusätzlich sollten geochemische Modellierungsdatenbanken für die

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

Untertagespeicherung von Wasserstoff adaptiert werden. Ein technisches Screening-Tool für Pilot-Standorte, das mehrere Risikofaktoren für Wasserstoff-Speicherung umfasst (z.B. Benetzbarkeit, Kapillardruck, Oberflächenspannung, pH und eH Änderungen), ist in Zeng et al. (2023) verfügbar.

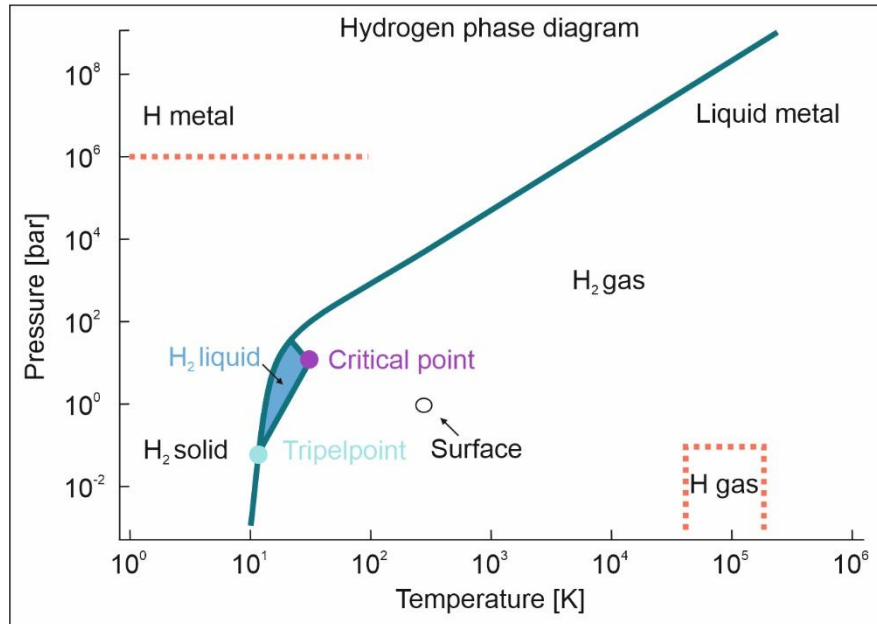


Abbildung 2: Phasendiagramm von Wasserstoff. Oberflächenbedingungen sind mit einer schwarzen Ellipse markiert. In der untertägigen Speicherung wird Wasserstoff immer als Gasphase vorhanden sein (bearbeitet nach Züttel, 2004).

6 Geologie des Sondierungsgebiets

Die Haselgebirge-Formation aus dem späten Perm ist eine tektonisch verformte evaporitische Abfolge aus den Nördlichen Kalkalpen (Abbildung 3). Sie ist die einzige Formation der Ostalpen, die Halit, Anhydrit und Gips führt (Leitner und Spötl, 2017). Ihre Erscheinung ist brekziös. In der Halit-reichen Matrix befinden sich Anhydrit und Silt- bis Tonsteinfragmente (Abbildung 4, Spötl, 1989). Schauberger (1986) unterschied folgende Gesteinstypen:

- Steinsalz (auch Kernsalz genannt) weist einen Salzgehalt von >90% auf
- Kerngebirge (Salzgehalt 70–90%) ist feinkörnig, weitgehend homogen und rötlich oder grau gefärbt und führt bis kopfgroße Knauern von Salzton, Anhydrit und Anhydritpolyhalit.
- Haselgebirge (i.e.S) beschreibt eine Brekzie aus einer feinkörnigen Salzmatrix (10–70%) mit den oben genannten Komponenten. Zusätzlich tritt Sandstein auf. Im Bergbau werden schwarzes, grünes, graues und buntes Haselgebirge unterschieden.
- Blättersalzgebirge (10–35% Salz) beschreibt Salzton mit papierdünnen Überzügen von Steinsalz.
- Anhydritisches Salztrümmergebirge besteht aus Wechsellagerungen von Anhydrit, schwarzen Tonen und Dolomit (Salzgehalt < 10%).

Aufschlüsse, Vorkommen und Bergwerke sind über die Nördlichen Kalkalpen verteilt und reichen von Hall in Tirol im Westen bis zum Rand des Wiener Beckens im Osten. Ihre Verbreitung ist tektonisch kontrolliert (Abbildung 3).

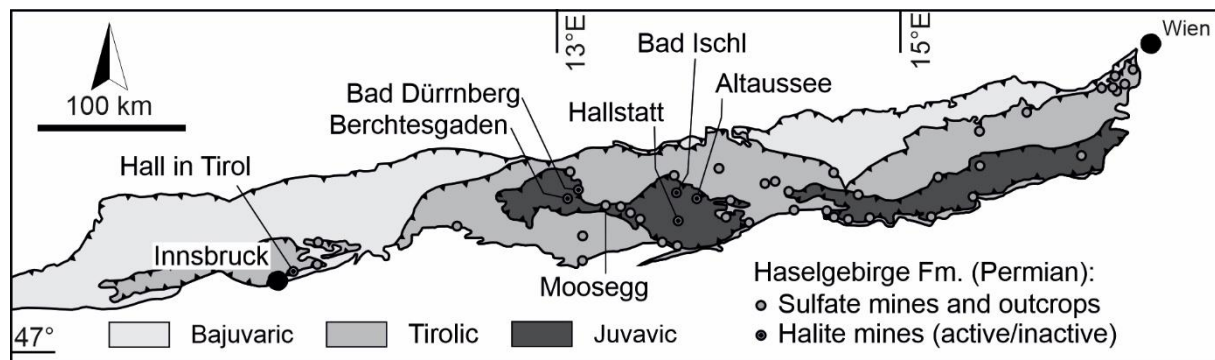


Abbildung 3: Karte der Nördlichen Kalkalpen mit Position der bajuvarischen, tirolischen und juvavischen Deckenkomplexe. Graue Punkte markieren aktive und inaktive Gips- und Salzbergwerke („sulfate and halite mines“) nach Spötl (1988) und Spötl und Pak (1996) (bearbeitet nach Leitner et al., 2017).

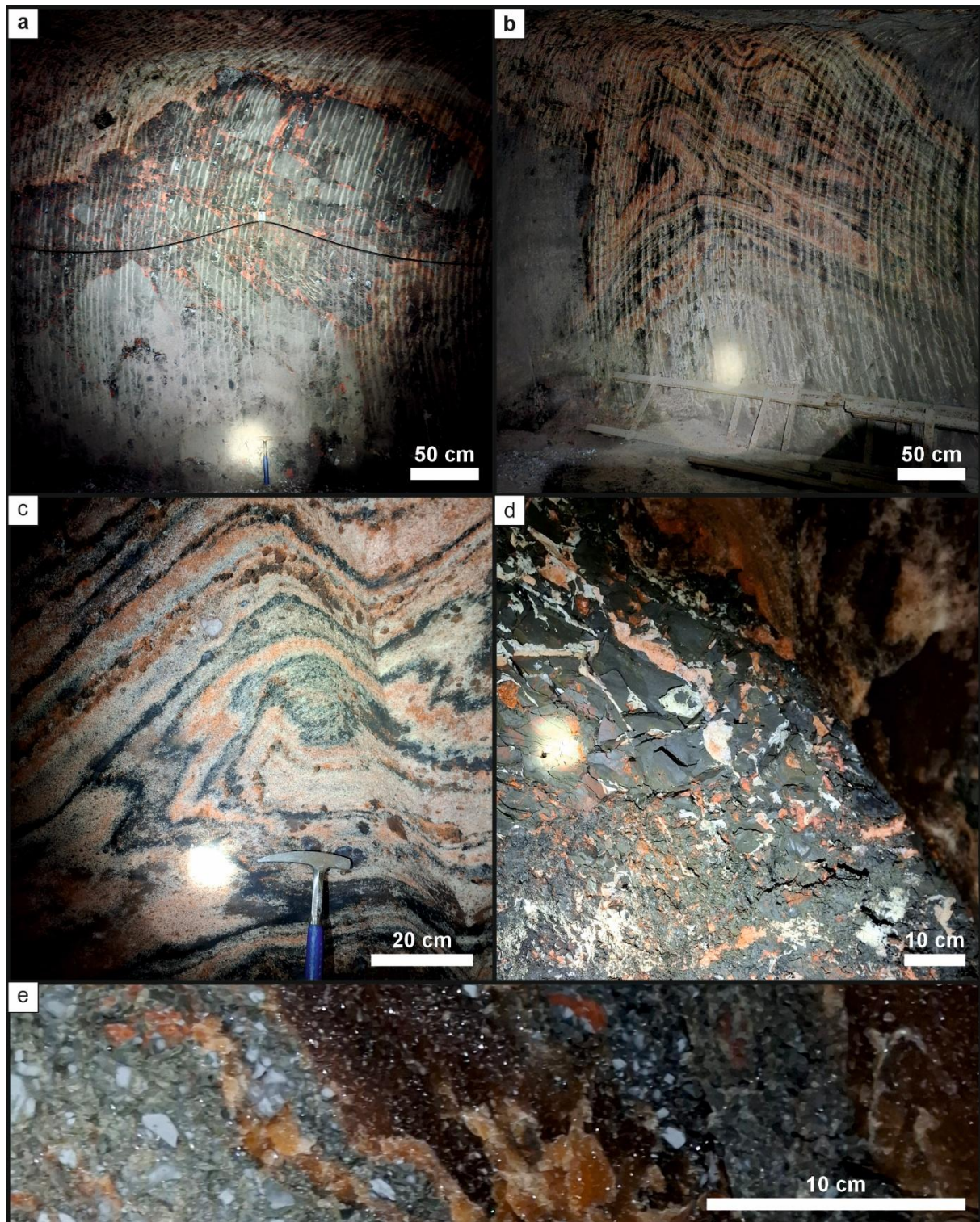


Abbildung 4: Fotos stark tektonisierter Evaporite der Haselgebirge-Formation. **a, b)** Halitmatrix mit zum Teil Meter-großen Tonsteinfragmenten. **c)** Duktil verfaltete Salzschichten. **d)** Evaporit mit spröder Deformation der Tonsteinkomponenten. **e)** Schichten mit Klasten im Zentimeter-Bereich in der Halitmatrix. Die Bilder wurden im Bergwerk Altaussee im April 2025 aufgenommen.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

Die Haselgebirge-Formation diente während der Alpinen Orogenese als Abscherhorizont und wird als spröde und duktil deformierte evaporitische Melange beschrieben. Sowohl die obere als auch die untere stratigraphische Grenze sind störungskontrolliert (Leitner et al., 2017; Leitner et al., 2011; Schaubberger, 1986). Die ursprüngliche Struktur der Evaporite mit Zwischenlagen aus flachmarinen und terrigenen siliziklastischen Sedimenten ist aufgrund starker Deformation schwer zu erkennen (Leitner und Spötl, 2017). Die westlichsten Vorkommen von Haselgebirge-Formation befinden sich bei Hall in Tirol, während sich das Ablagerungszentrum im zentralen Bereich der Nördlichen Kalkalpen befand. Dementsprechend nimmt der Salzgehalt von Westen nach Osten von ca. 30% auf ca. 70% zu (Leitner und Spötl, 2017; Schaubberger, 1986). Die ursprüngliche stratigraphische Abfolge ist schwierig zu rekonstruieren und wird noch immer kontroversiell diskutiert (Fernandez et al., 2025; Fernandez et al., 2024; Missoni und Gawlick, 2011; Schorn et al., 2013; Schorn und Neubauer, 2014).

Die Salzkörper werden aktuell in Berchtesgaden (DE), Bad Reichenhall (DE), Bad Ischl (AT), Hallstatt (AT) und Altaussee (AT) abgebaut. Holzstiegen deuten darauf hin, dass der Abbau der Lagerstätten in Hallstatt bereits vor über 7000 Jahren begonnen hat (Grabner et al., 2007; Stöllner et al., 2003). Die Dicke der Salzkörper variiert stark zwischen ungefähr 600 m in Berchtesgaden und über 1200 m in Altaussee (Leitner et al., 2011; Medwenitsch, 1957). Die Gewinnung erfolgt durch Laugungsbergbau in Kavernen. Das Salz wird aufgelöst, die Sole abgepumpt und verdampft. Ist der Salzgehalt des Gesteins hoch genug (>60%), bildet sich eine Kaverne, welche für die Solespeicherung genutzt oder für Gasspeicherung adaptiert werden kann.

7 Verfügbare Daten

Im Zuge der Sondierung wurde umfassendes Datenmaterial zur Geologie (geologische Karten und Profile, eine seismische Linie aus dem Trauntal, Untertagekarten und Salzmächtigkeiten), den bestehenden Bohrungen (Lage, Teufen, Bohrberichte, Ausführung, Bohrprofile, Bohrlochmessungen, Gutachten), den gebirgsmechanischen Eigenschaften der Salzgesteine (Senkungsraten, dynamische Modellierungen des Sondenfeldes, Gutachten zu einaxialen Druckversuchen, triaxialen Mehrstufenversuchen und Kriechversuchen) sowie zu den Kavernen (Standorte, Solungszeiträume, aktueller Status, zeitlich aufgelöste echometrische Hohlraumvermessungen mit unterschiedlichen Schnittlagen, Pfeilerabstände) gesammelt.

Die Analyse der verfügbaren Daten zeigte eine generelle Datenlücke hinsichtlich der Permeabilität der unterschiedlichen Lithologien. Diese wurde bisher nicht untersucht. Permeabilitätsbestimmungen wurden daher im Rahmen des vorliegenden Projektes im triaxialen Zustand unter verschiedenen Belastungen durchgeführt. Um zusätzlich den Einfluss des Wassergehalts sowie der Mineralogie auf die Salzfestigkeit zu untersuchen, wurden diese Daten unter kontrollierten Bedingungen für im Detail vorcharakterisierte Proben neu aufgenommen. Eine weitere Datenlücke ergab sich hinsichtlich möglicher Gesteins-Fluid Interaktionen während der Speicherung von Wasserstoff. Entsprechende Pilotversuche in Autoklaven wurden im Zuge der Sondierung durchgeführt.

Zusammenfassend wurde im Rahmen des Projektes ein umfassendes Prüfprotokoll zur petrophysikalischen und mechanischen Charakterisierung erarbeitet und an einzelnen Lithologien exemplarisch getestet.

8 Experimentelle Untersuchungen

Um das Permeabilitätsverhalten, die generelle Festigkeit sowie den Einfluss des Wassergehaltes auf die Gesteinsfestigkeit zu untersuchen, wurde ein Messprogramm für die folgenden Parameter erstellt:

- mineralogische Zusammensetzung (Röntgendiffraktometrie),
- Textur (Computertomographie und Rasterelektronenmikroskopie),
- Porosität, Permeabilität
- ein- und mehrstufige Triaxialversuche mit Gasdurchbruch (70% relativer Feuchtigkeit) und unterschiedlichen Seitendrücken, um die Gasspeicherung zu simulieren.
- Reaktivität von Anhydrit mit Wasserstoff (Autoklavenversuche)

8.1 Proben

Das Messprogramm wurde an Bohrkernen aus fünf unterschiedlichen Lithologien (Rotsalz - RS, Grausalz 1 - GS1, Grausalz 2 - GS2, Dolomit-Gangsalz - DVS, und Anhydrit und Dolomit - AD) und Teufen in Pilotmessungen getestet. Die Kerne wurden nach der Probenahme unmittelbar in Kunststoffolie gewickelt, um den Wassergehalt der Proben nicht zu verändern. Um offensichtliche Beschädigungen durch Transport und Extraktion zu vermeiden, wurden die ganzen Kerne mittels Computertomographie (CT) gescannt. Die Kerne mit einem Durchmesser von 6,8 cm wurden mit einer Diamantseilsäge trocken in polygonale Plugs mit einem ungefähren Durchmesser von 2,6 cm geschnitten. Die vorgeschnittenen Plugs wurden anschließend mit einer Rundschleifmaschine zu Plugs mit einem Durchmesser von 2,54 cm und einem Seitenverhältnis von 1:2 mit parallelen Seiten präpariert. Pro Lithologie wurden jeweils drei Plugs vorbereitet, um die unterschiedlichen Tests durchzuführen (Tabelle 1, Abbildung 5). Vor den mechanischen Tests wurden alle Proben bis zur Massenkonzanz bei 65°C getrocknet und anschließend in einem Exsikkator mit einer relativen Luftfeuchtigkeit von 70% behandelt, um eine vergleichbare Sättigung für alle Proben zu erreichen. Die Masse der Proben wurde dabei während des gesamten Ablaufs aufgezeichnet.

8.2 Methoden

Röntgendiffraktometrie (XRD)

Die mineralogische Zusammensetzung der Proben wurde mittels XRD mit einem Panalytical X'Pert3 Diffraktometer an texturfreien Pulverproben bestimmt. Als Probenmaterial wurden Reste aus der Plug-Präparation verwendet und mit einer Scheibenschwingmühle gemahlen, homogenisiert und aufgeteilt, um die notwendige Masse zu erhalten. Für die Messungen wurde eine CuK α -Strahlung (11,54 Å, 45 kV, 40 mA) verwendet; Die Goniometer-Geschwindigkeit wurde auf 0,5°2 θ /Minute über eine Registrierungsspanne von 2 bis 66°2 θ eingestellt. Die Mineralquantifikation erfolgte mit der Software ADM 7.0 (RMS, Kempten).

Computertomographie (CT)

Für die CT-Untersuchungen wurde ein medizinischer CT-Scanner (Siemens Somatom Definition AS CT mit 140 kV und 500 mA) verwendet (Voxel Auflösung 100 μm x 100 μm x 400 μm). Die Bohrkerns und die präparierten Plugs wurden dreimal während dem Charakterisierungsprozess gescannt, i) vor der Auswahl des Probenintervalls, um offensichtlichen Beschädigungen zu vermeiden, ii) vor den mechanischen Tests für ein Vergleichsbild im Originalzustand und um die Integrität der Probe sicherzustellen und iii) nach den mechanischen Tests, um induzierte Risse und andere mikrostrukturelle Veränderungen festzustellen.

Tabelle 1. Probenübersicht. Lith. = Lithologie, d = Probendurchmesser, l = Probenlänge, V = Probenvolumen, m_f = Anfangsmasse, m_{dry} = Trockenmasse, m_{wet} = Feuchtmasse, ρ_b = Gesamtdichte, ρ_{dry} = Trockendichte, ρ_{wet} = Feuchtdichte

ID	ID	Top	Bot	Lith	d	l	V	m_f	m_{dry}	m_{wet}	ρ_b	ρ_{dry}	ρ_{wet}
[]	[]	[m]	[m]	[]	[mm]	[mm]	[cm ³]	[g]	[g]	[g]	[g/cm ³]	[g/cm ³]	[g/cm ³]
4179	RS.1	477	478	RS	25,41	51,85	26,30	57,60	57,53	57,68	2,19	2,19	2,19
4195	RS.2	477	478	RS	25,34	52,85	26,66	58,35	58,26	58,27	2,19	2,19	2,19
4187	RS.3	477	478	RS	25,39	53,83	27,26	59,25	59,24	59,30	2,17	2,17	2,18
4188	DVS.1	540	541	DVS	25,50	53,12	27,13	76,99	76,94	77,05	2,84	2,84	2,84
4202	DVS.2	540	541	DVS	24,85	55,32	26,83	75,43	75,41	75,44	2,81	2,81	2,81
4227	DVS.3	540	541	DVS	25,38	53,71	27,17	74,83	74,80	74,84	2,75	2,75	2,75
4205	AD.1	555	556	AD	25,43	54,43	27,64	80,83	80,54	80,55	2,92	2,91	2,91
4204	AD.2	555	556	AD	25,49	51,95	26,50	76,88	76,86	76,89	2,90	2,90	2,90
4203	AD.3	555	556	AD	25,43	54,46	27,65	80,32	80,30	-	2,91	2,90	-
4182	GS1.1	649	650	GS1	25,32	55,36	27,87	65,80	65,76	65,94	2,36	2,36	2,37
4193	GS1.2	649	650	GS1	25,38	53,49	27,07	63,95	63,92	64,02	2,36	2,36	2,37
4194	GS1.3	649	650	GS1	25,34	50,43	25,43	60,16	60,13	60,38	2,37	2,36	2,37
4189	GS2.1	755	756	GS2	25,40	52,78	26,75	65,20	65,18	65,37	2,44	2,44	2,44
4309	GS2.2	755	756	GS2	25,35	53,08	26,79	63,38	63,30	-	2,37	2,36	-
4196	GS2.3	755	756	GS2	25,36	52,14	26,33	61,22	61,10	61,36	2,33	2,32	2,33

Rasterelektronenmikroskopie (REM) und Mineralanalyse

REM-Aufnahmen wurden mit einem Tescan CLARA field emission (FE) Mikroskop, ausgestattet mit der Tescan „Integrated Mineral Analysis (TIMA)“ Software, durchgeführt. Die Proben wurden mechanisch poliert und nicht bedampft. Die Bilder wurden unter niedrigem Vakuum (30 Pa), Strahlstrom (7 nA), hoher Beschleunigungsspannung (25 kV), und einer Pixel Auflösung von 2 μm auf der gesamten Querschnittsfläche der Plugs aufgenommen (~5 cm²). TIMA-Analysen wurden durch die Adaption der bestehenden Datenbankwerte für Salzminerale durchgeführt. Die einzelnen Körner wurden manuell an zwei normal aufeinander stehenden Durchmessern auf den Rückstrahlelektronenbildern ausgezählt.

Porosität und Permeabilität

Porosität und Permeabilität wurden für jede Probe bei drei unterschiedlichen Seitendrücken, je nach Tiefe der Probe (3,5-17,3 MPa), mit einem automatischen Permea/Porosimeter (Coretest Systems Inc.) bei einem Porendruck von 1,4 MPa gemessen. Die Tests wurden vor, und wenn möglich, nach den geomechanischen Tests im Originalzustand des Materials bei Raumtemperatur durchgeführt. Das Gerät verwendet dabei die Pulse-Decay Methode, welche eine Abschätzung der Permeabilität in einem Bereich von $1 \mu\text{D}$ - 5 D erlaubt und Porositätswerte zwischen 0,1 und 40 vol.% messen kann. Die Gas-Permeabilitäten wurden automatisch auf den Klinkenberg Effekt korrigiert.

Mehrstufige triaxiale Druckversuche

Für die mechanischen Versuche wurden die gescannten, fotografierten, gewogenen und behandelten Plugs in einer Gummimembran mit beiden Enden zwischen zwei Stahlendplatten platziert. Die Temperatur der Testumgebung wurde vor dem Start der Versuche auf 30°C stabilisiert und für die Dauer des Experiments konstant gehalten. Für die mehrstufigen triaxialen Druckversuche wurden drei Druckstufen verwendet (1 MPa, in-situ Druck von 11, 12,5, 15, 17,5 MPa, und 25 MPa). Die differentielle axiale Belastung wurde nach dem Erreichen von stabilen Bedingungen gestartet, dabei wurde die geringstmögliche im Labor realisierbare Deformationsrate von 10^{-6} sec^{-1} verwendet. Bei allen Proben wurden während jeder Belastungsstufe axiale und radiale Dehnungen, der Seitendruck, die axial Spannung und die Ultraschalllaufzeiten aufgezeichnet. Jede differentielle Spannungsbelastungsstufe wurde beendet und die Probe entlastet, sobald die Steigung der axialen Spannung und axialen Dehnungskurve um etwa 50% abfiel und bevor die Kurve für volumetrische Dehnung und axiale Dehnung eine Dilatanz aufwies. Die Probe wurde bis zu einer minimalen vertikalen Axialkraft von 1 kN entlastet. Anschließend wurde die nächste Teststufe gestartet.

Einstufige triaxiale Druckversuche mit Gasdurchbruch

Einstufige Triaxialversuche wurden mit dem gleichen Triaxialsetup unter zwei komplementären Bedingungen durchgeführt: im spröden Bereich mit 1 MPa Seitendruck und 0,5 MPa Stickstoffgas-Porendruck sowie im duktilen Bereich mit 25 MPa Seitendruck und 3 MPa Stickstoffgas-Porendruck. Dabei ist zu beachten, dass Wasserstoff einen geringeren Moleküldurchmesser als Stickstoff besitzt und dadurch der Durchbruchdruck geringer ausfällt. Sobald der Seitendruck sowie die Temperatur stabil waren, wurde der entsprechende Porendruck an der unteren Platte angelegt und mit einer Vindum-Pumpe während des Versuchs konstant gehalten. Der Druck an der Oberseite wurde aufgezeichnet. Nachdem die Gasdichtheit der Gummimembran nachgewiesen wurde, konnte die differentielle axiale Belastung gestartet werden. Für jede Probe wurden axiale und radiale Dehnungen, Seitendruck, Differentialspannung, Porendruck und Ultraschalllaufzeiten aufgezeichnet. Die Versuche wurden fortgesetzt, bis die Probe entweder unter zunehmender axialer Spannung versagte oder Verfestigung zeigte, d. h. keine Änderung der Steigung der Spannungs-Dehnungs-Kurve mehr auftrat.

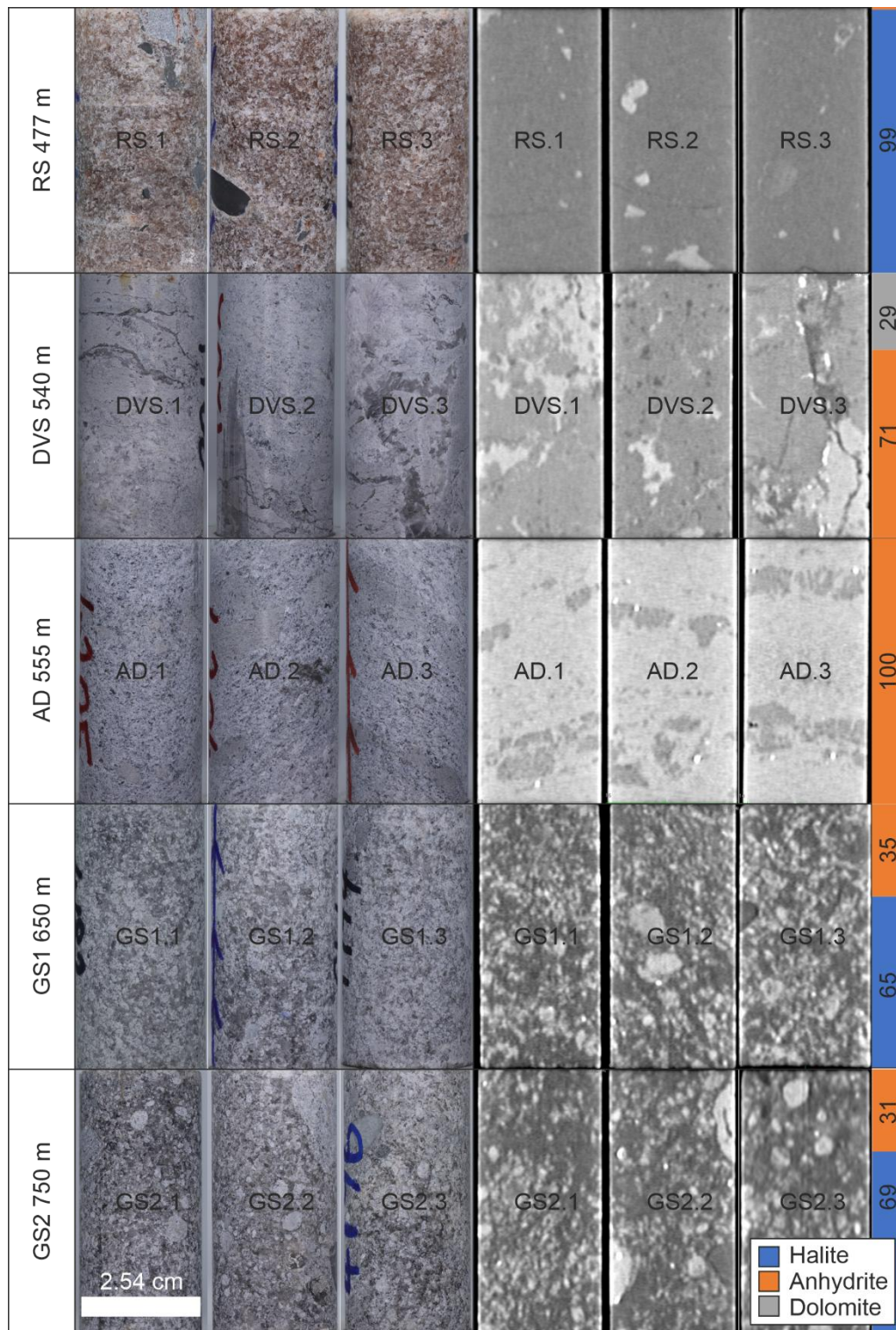


Abbildung 5: Digitalbilder (links) und CT-Scans (rechts) der fünf getesteten Proben. Farbbalken zeigen Ergebnisse der XRD-Messungen in Gewichtsprozent. Rotsalz enthält mehrere Millimeter-große Tonklasten (graue und schwarze Punkte) in einer weitgehend homogenen Halit-Matrix. Das Dolomit-Gangsalz (DVS) hat eine heterogene Struktur wohingegen Anhydrit mit Dolomit (AD) einen Lagenbau aufweist. Die Grausalz Proben (GS1 und GS2) bestehen aus einer Halitmatrix mit mm-großen Anhydrit Partikeln, die aufgrund ihrer höheren Dichte ($2,98 \text{ g/cm}^3$) im CT-Scan heller als Halit ($2,16 \text{ g/cm}^3$) erscheinen.

Ultraschall Wellengeschwindigkeiten

Ultraschallwellenformen wurden mit der konventionellen Impulsübertragungstechnik (z. B. Birch, 1960) aufgezeichnet. Die beiden Wandler wurden ohne Koppelmedium in einem Schraubstock fixiert. Bei Raumtemperatur wurde ein 400 V Impuls mit einer Frequenz von 1 MHz ohne Belastung angelegt. Die Wellenformen wurden im Originalzustand der Proben, nach dem Trocknen (bei 65 °C, bis zur Massenkonstanz), nach dem Behandeln bei 70% relativer Luftfeuchtigkeit (24 h) und nach den triaxialen Druckversuchen mit P- und S-Wellen-Wandlern aufgezeichnet. Für die triaxialen Druckversuche wurden ausschließlich S-Wellen-Wandler verwendet, die in der unteren und oberen Stahlplatte platziert waren. Die P- und S-Wellengeschwindigkeiten (v_p , v_s) wurden aus den gemessenen ersten Ankunftszeiten berechnet und um die Laufzeit durch die Platten (t_0) und um die Verformung korrigiert. Die Elastizitätsmodule, einschließlich des v_p/v_s -Verhältnisses, der Poissonzahl (ν), des Kompressionsmoduls (K), des Schermoduls (G) und des dynamischen Elastizitätsmoduls (E), wurden nach den folgenden Gleichungen berechnet (Mavko et al., 2020):

$$v_p = \frac{t_p - t_0}{l}, v_s = \frac{t_s - t_0}{l}, \nu = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)}, G = (\rho_b * v_s^2) * 10^{-9}, K = \rho_b * \left(v_p^2 - \left(\frac{4}{3} * v_s^2 \right) \right) * 10^{-9}, E = K * 3 * (1 - 2\nu)$$

t_p, t_s = P, S-Wellen Ersteinsatz [s], l = Probenlänge [m], ρ_b = Gesamtdichte [kg/m³]

Autoklavenversuche

Autoklavenversuche wurden in Berghof BR 100 Hochdruck-Autoklaven durchgeführt. Dabei wurde gemahlener Anhydrit und „Laist“ (Rückstände der Solung am Boden der Kaverne) mit einer gesättigten NaCl Lösung getestet. Um den potenziellen Einfluss von mikrobiellen Reaktionen zu bestimmen, wurde die Hälfte der Proben vor den Versuchen auf 105°C erhitzt. Unabhängig davon wurden alle Autoklaven vor den Versuchen bei 105°C eine Stunde mit Dampf sterilisiert. Nach dem Beladen der Autoklaven, wurden diese mit Argon gespült. Für die Versuche wurde Wasserstoff als Reaktionsgas oder Argon als Druckblindwert verwendet. Alle Experimente wurden bei 60 bar, 30°C und konstantem Rühren von 500 Umdrehungen/Minute durchgeführt. Temperatur und Magnetprüher wurden entweder von einer BTC-3000 or BR-HS Kontrolleinheit (Berghof) gesteuert. Die Versuchsdauer betrug je 2 Wochen.

8.3 Ergebnisse

Mineralzusammensetzung

Die röntgendiffraktometrische Analyse zeigt im Rotsalz (RS) einen Halitgehalt von >99%. Tonminerale und Anhydrit wurden nicht festgestellt (Abbildung 6). Dolomit-Gangsalz (DVS) besitzt einen Dolomitgehalt von 29 Gew.% und 71 Gew.% Anhydrit. In der Probe Anhydrit mit Dolomit (AD) konnte nur Anhydrit festgestellt werden. Grausalz 1 (GS1) setzt sich aus 67 Gew.% Halit und 33 Gew.% Anhydrit zusammen. Grausalz 2 (GS2) besitzt einen geringfügig höheren Halitgehalt (69 Gew.%) und etwas weniger Anhydrit (31 Gew.%) im Vergleich zu GS1.

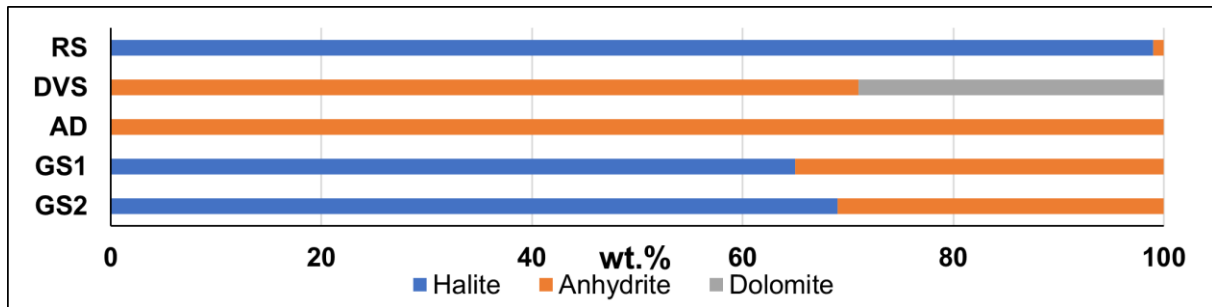


Abbildung 6: Röntgendiffraktometrisch ermittelte Mineralgehalte. Halit, Anhydrit und Dolomit sind die Hauptkomponenten in den untersuchten Proben. Den höchsten Halitgehalt weist Rotsalz (RS) mit mehr als 99 Gew.% auf, gefolgt von den Grausalz (GS1, 2) mit Halitgehalten zwischen 67 und 69 Gew.%. Dolomit-Gangsatz (DVS) besteht aus 71 Gew.% Anhydrit und 29 Gew.% Dolomit. Die Probe AD besteht ausschließlich aus Anhydrit.

Rasterelektronenmikroskopie (REM) und automatische Mineralanalyse

Die auf EDS-Spektren basierende Mineralanalyse zeigt in der Probe RS Spuren von Tonmineralen, Anhydrit und Polyhalit. In der Probe DVS konnte Anhydrit, Feldspat und Pyrit in der sonst Dolomit-dominierten Matrix festgestellt werden. In AD wurden zusätzlich zu Anhydrit und Dolomit auch akzessorisch Feldspäte, Calcit und Pyrit festgestellt (Abbildung 7). GS1 und GS2 weisen eine ähnliche Zusammensetzung und Struktur mit Anhydritpartikeln in einer Halitmatrix auf. Zusätzlich wurden in Spuren Magnesit, Biotit und Feldspäte festgestellt. In einer visuellen qualitativen Abschätzung wurden für GS1 und GS2 in etwa 30 Körner auf den 2,54 cm Plug Durchmesser gezählt (Abbildung 7). Das entspricht einem durchschnittlichen Korndurchmesser von ~0,1 cm. Für RS konnten aufgrund der homogenen Matrix keine Korndurchmesser festgestellt werden. AD und DVS zeigen innerhalb der Homogenbereiche Korndurchmesser <0,1 cm.

Porosität und Permeabilität

Die höchsten Porositäts- und Permeabilitätswerte wurden für die Proben GS1 und GS2 festgestellt (0,15-2,53%, 0-0,24 mD). Die geringsten Porositäts- und Permeabilitätswerte weist die Probe RS auf (0,14-0,38%, 0-0,0027 mD). Mittlere Porositäten und Permeabilitäten (0,04-0,84%, 0-0,20 mD) wurden bei Anhydrit- und Dolomit-dominierten Proben gemessen (AD, DVS) (Abbildung 8). Generell ist die Gaspermeabilität bei geringen initialen Seitendrücken (3,5 MPa) höher und verringert sich mit zunehmendem Seitendruck. Zusätzlich zeigen RS und DVS nach den mehrstufigen triaxialen Versuchen erhöhte Porositäts- und Permeabilitätswerte, wohingegen sich diese bei GS1 und GS2 verringern. Die Permeabilität der Proben mit einem Gasdurchbruch ist nach den einstufigen triaxialen Versuchen erhöht.

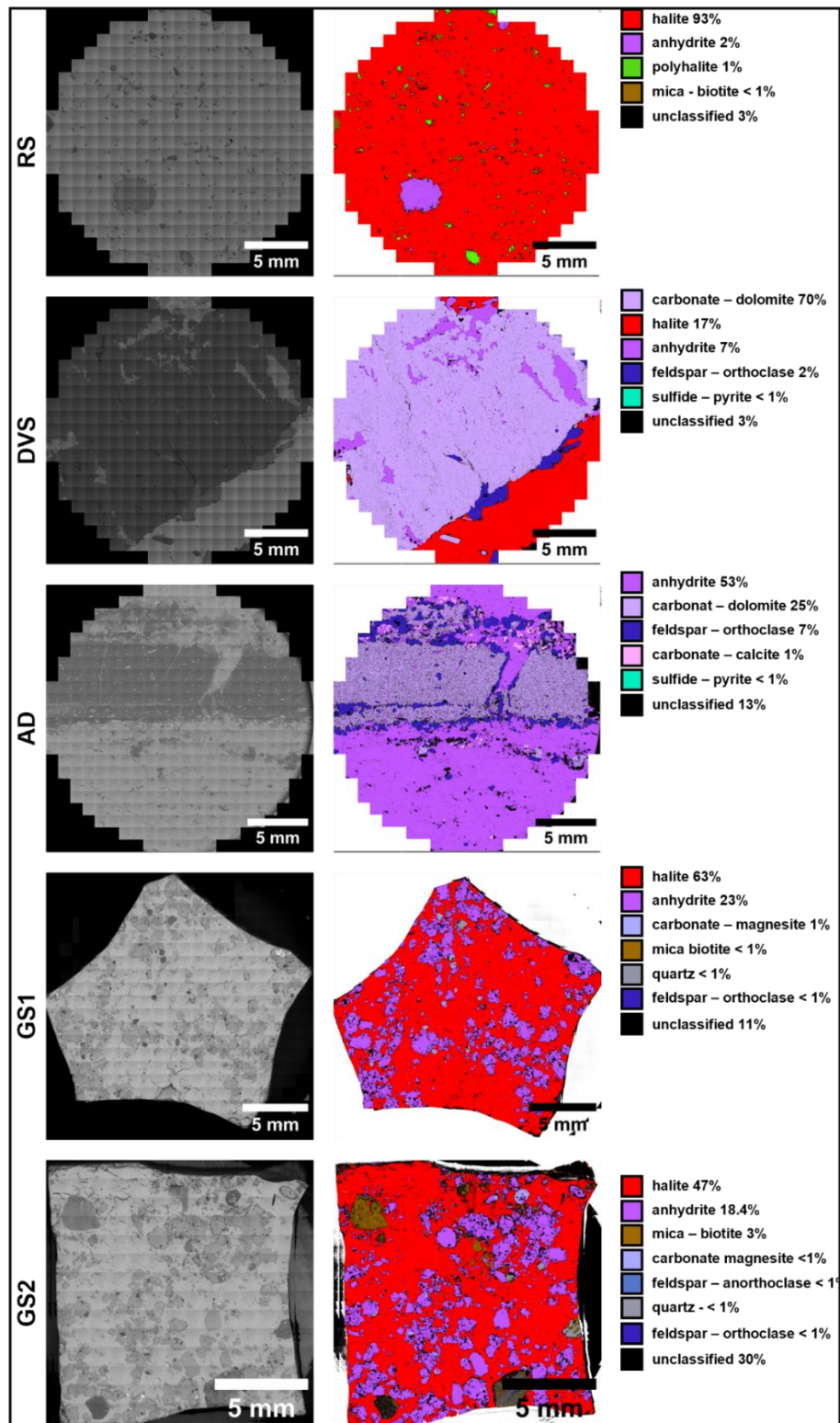


Abbildung 7: Ergebnisse der bildbasierten automatischen Mineralanalyse. Rotsalz (RS) besteht vorrangig aus Halit mit wenigen Anhydrit und Tonklasten. Dolomit-Gangsatz (DVS) besteht zum größten Teil aus Dolomit mit vereinzelt Halit Gängen und akzessorischem Anhydrit und Feldspat. Anhydrit und Dolomit (AD) besteht primär aus Anhydrit mit Zwischenlagen aus Dolomit. Die Hauptkomponente von Grausalz 1 (GS1) und Grausalz 2 (GS2) ist Halit mit Anhydrit Partikeln.

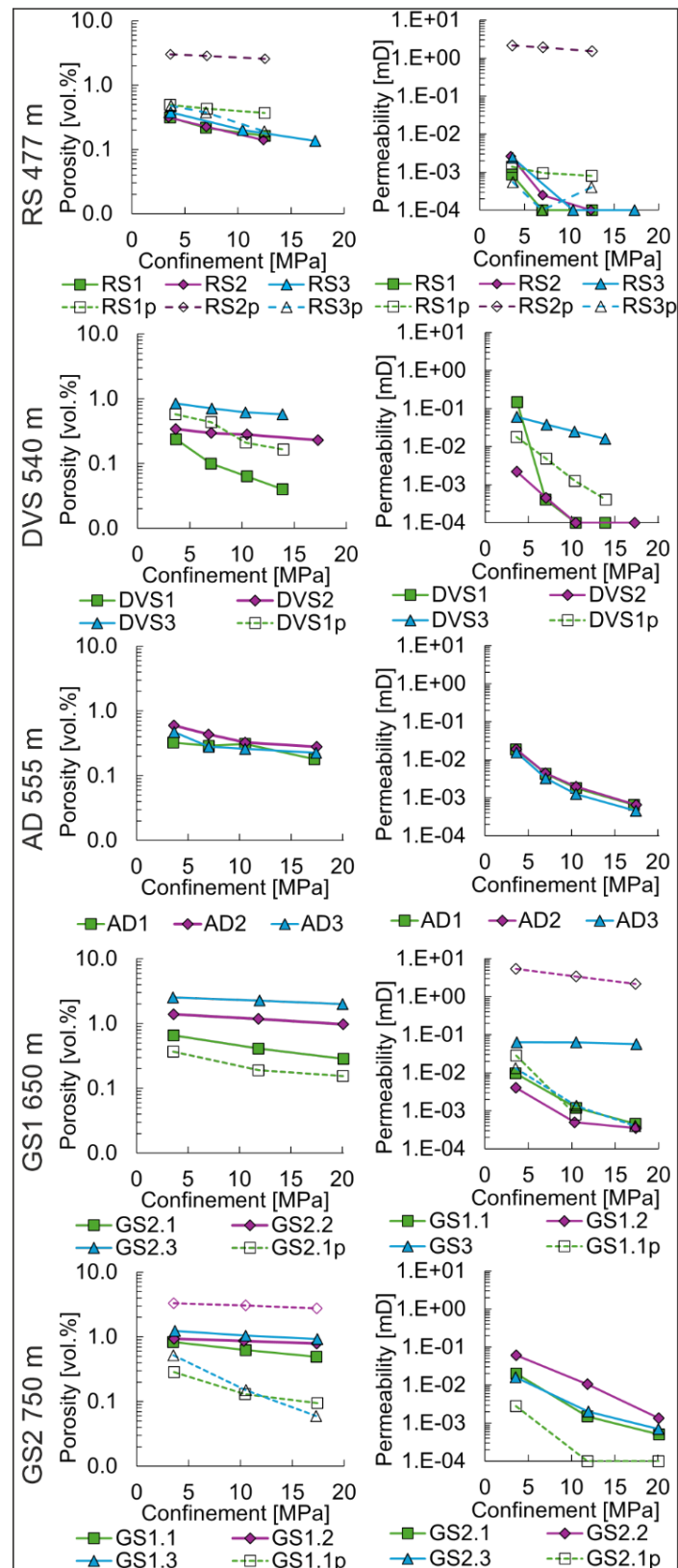


Abbildung 8: Ergebnisse der Porositäts- und Permeabilitätsmessungen unter verschiedenen Druckbedingungen. Die Porosität und Permeabilität der Proben beträgt vor den Versuchen maximal 2%, bzw. 10⁻¹ mD. Beide Parameter zeigen eine Verringerung mit zunehmendem Seitendruck.

Mehrstufige triaxiale Druckversuche

Mehrstufige triaxiale Druckversuche wurden an den Proben RS.1, AD.1, DVS.1, GS1.1 und GS2.1 durchgeführt. Die Seitendruckstufen wurden an die Tiefen der Proben angepasst und reichen von 11-17,5 MPa.

Proben mit höherem Anhydrit- und Dolomitgehalten (AD.1 und DVS.1) erreichen die höchsten maximalen Differentialspannungen zwischen 30 MPa und 130 MPa bei einer Verformung von 1,5-3,8‰ der Probenhöhe (Abbildung 9a). Die Halit-führenden Proben (RS.1, GS1.1, GS2.1) erreichen zwischen 8 MPa und 17 MPa maximaler Differentialspannung bei einer Verformung von 1,1-1,7‰ der Probenhöhe (Abbildung 9b). Die volumetrische Verformung von DVS und RS zeigt bereits eine Dilatanz in der ersten Druckstufe. Dies konnte in den folgenden Druckstufen verhindert werden (Abbildung 9c). Die Proben könnten dadurch in der nächsten Druckstufe verhärtet sein. Die volumetrischen Verformungskurven von AD.1 sind, vermutlich wegen nicht vollständig anliegender radialer Wegaufnehmer, nicht zuverlässig. GS1.1 und GS2.1 zeigen reguläre volumetrische Verformungen (Abbildung 9d).

Die höchsten E-Module wurden für die Proben AD.1 (22-30 GPa) und DVS (11-30 GPa) gemessen (Abbildung 10, Tabelle 2). Während die geringsten E-module bei RS.1 ermittelt wurden (5- 10 GPa). GS1.1 und GS2.1 erreichten etwas höhere Werte (11-13 GPa und 11-14 GPa). Die Poissonzahlen reichen von 0,1-0,4 (Abbildung 11). Generell steigt das E-Modul mit steigendem Seitendruck für alle Proben. Es sind keine offensichtlichen makroskopische Verformungen an den Proben nach den Versuchen festgestellt worden.

Tabelle 2. Statische Elastizitätsmodule aus den triaxialen Druckversuchen.

Probe -	Tiefe [m]	E ₁ [GPa]	E ₂ [GPa]	E ₃ [GPa]	ν ₁ [-]	ν ₂ [-]	ν ₃ [-]
RS.1	477	5	9	10	0,24	0,22	0,21
RS.2	477	9	-	-	0,24	-	-
RS.3	477	-	-	9	-	-	0,24
DVS.1	540	27	37	40	0,26	0,26	0,23
DVS.2	540	37	-	-	0,32	-	-
DVS.3	540	-	-	-	-	-	-
AD.1	555	22	29	30	0,11	0,35	0,48
AD.2	555	13	-	-	0,31	-	-
AD.3	555	-	-	27	-	-	0,4
GS1.1	649	11	10	13	0,28	0,2	0,22
GS1.2	649	8	-	-	0,22	-	-
GS1.3	649	-	-	9	-	-	0,25
GS2.1	755	11	11	15	0,37	0,15	0,19
GS2.2	755	11	-	-	0,26	-	-
GS2.3	755	-	-	9	-	-	0,23

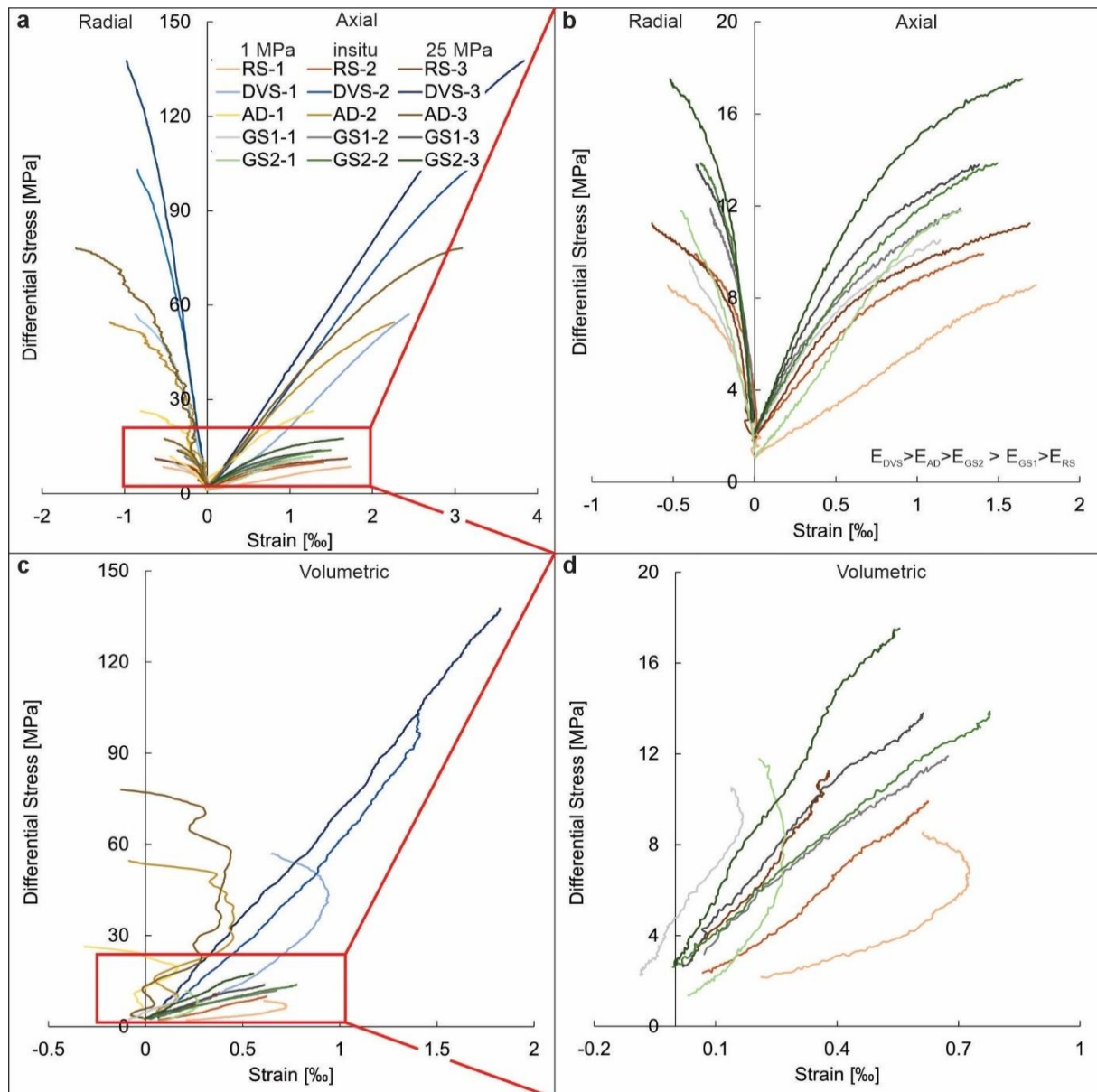


Abbildung 9: **a)** Differentialspannung vs. axiale und radiale Dehnung der mehrstufigen Triaxialversuche. Die größten Festigkeiten konnte bei Anhydrit und Dolomit reichen Lithologien (AD und DVS) festgestellt werden. Die Halit-führenden Proben erreichen eine maximale Differentialspannung von ~ 20 MPa. **b)** Detail des Spannungs-Dehnungsdiagramms aus **a**. **c)** Differentialspannung vs. volumetrische Dehnung. **d)** Detail der Spannungsverläufe der Halit-reichen Proben.

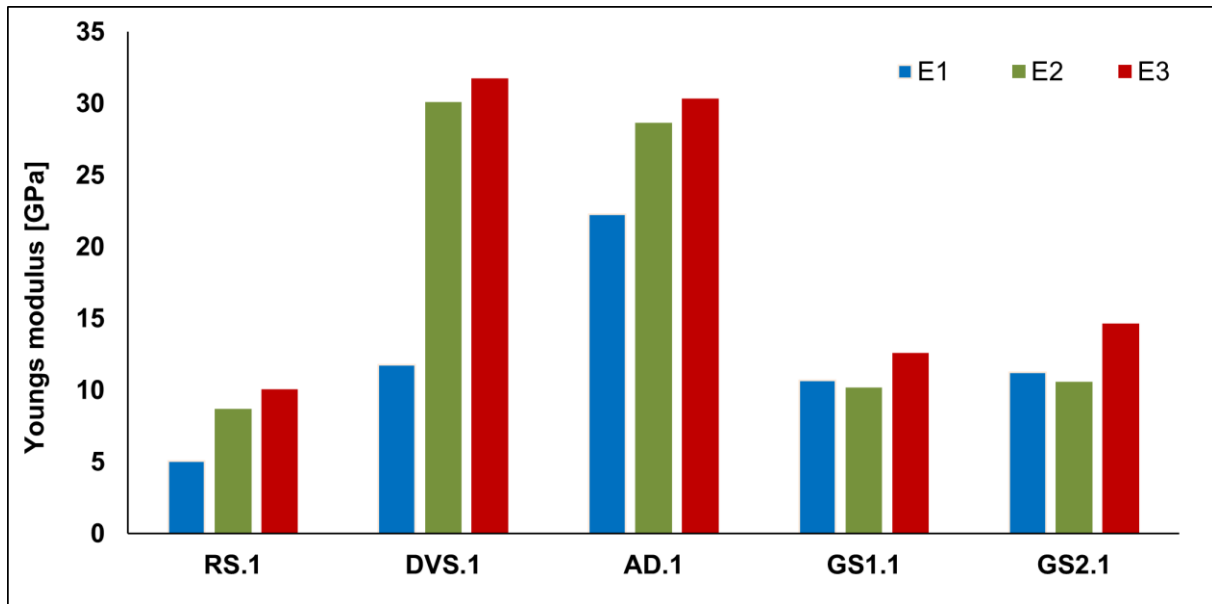


Abbildung 10: Abgeleiteter E-Modul der Proben aus den mehrstufigen Triaxialversuchen. Die Anhydrit- und Dolomit-reichen Proben erreichen bei höheren Einspannungen E Module von bis zu 30 GPa. Die Halit-reichen Lithologien erreichen maximal 15 GPa.

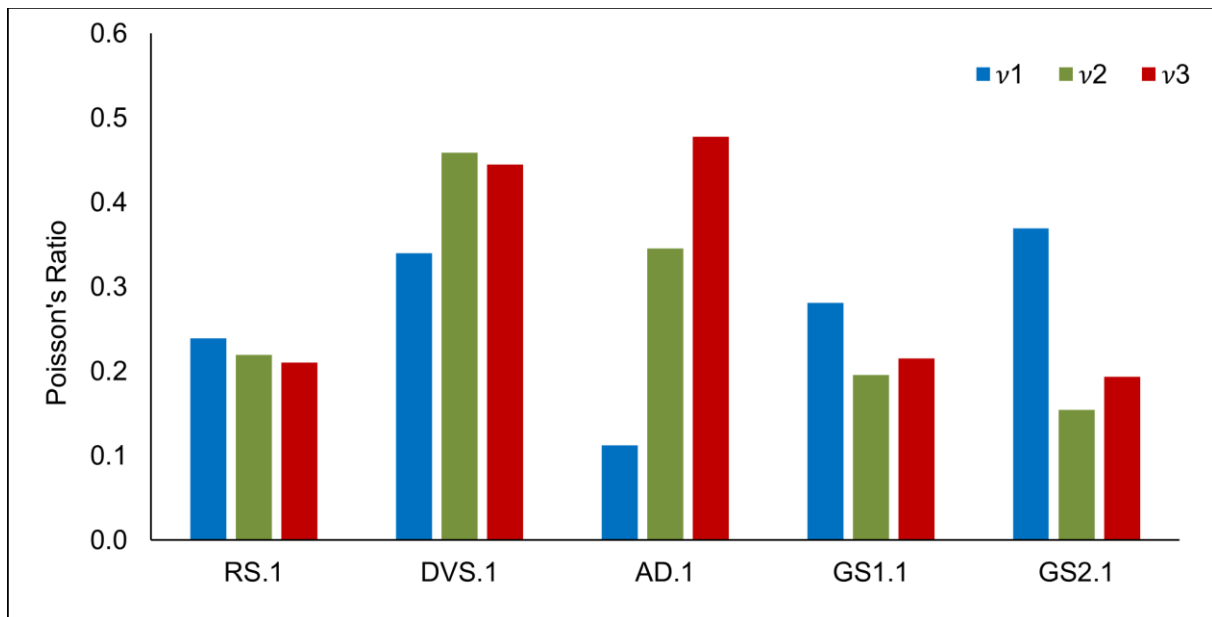


Abbildung 11: Poisson Zahl abgeleitet aus den mehrstufigen Triaxialversuchen.

Einstufige Triaxialversuche mit Gasdurchbruch

Einstufige Triaxialversuche wurden in derselben triaxialen Druckzelle unter zwei komplementären Bedingungen durchgeführt: die Proben RS.2, AD.2, DVS.2, GS1.2 und GS2.2 wurden bei 1 MPa Seitendruck und 0.5 MPa Porendruck getestet (Abbildung 12). Die Proben RS.3, AD.3, GS1.3, GS2.3 wurden bei 25 MPa Seitendruck und 3 MPa Porendruck getestet (Abbildung 13). DVS.3 konnte aufgrund der starken Heterogenität nicht untersucht werden.

DVS.2 erreicht mit 37 GPa ein deutlich höheres E-Modul (Abbildung 12a) im Vergleich zu RS.2, AD.2, GS1.2 und GS2.2 mit E-Modulen zwischen 8-11 GPa (Abbildung 12b). Im spröden Bereich bei 1 MPa Seitendruck versagen die Proben RS.2, GS1.2 und GS2.2 duktil und verformen sich konstant. Sie erreichen dabei eine maximale Differentialspannung von 13- 30 MPa und eine axiale Verformung von 35-45‰ der Probenhöhe, bis die Versuche gestoppt wurden (Abbildung 12b).

GS1.2 ermöglicht einen kontinuierlichen Gasfluss, der jedoch nicht ausreicht, um einen kompletten Druckausgleich über die Versuchsdauer herzustellen (Abbildung 14a, c). RS.2 und GS2.2 ermöglichen einen Gasfluss, wenn der lineare Spannungs-Dehnungsbereich endet (Abbildung 14a, c). Die Proben DVS.2 und AD.2 versagen spröde und ermöglichen direkt mit dem Versagen einen Gasfluss durch die Probe (Abbildung 14b, d).

Bei erhöhtem Seitendruck (25 MPa) wurden für die Proben RS.3, GS1.3 und GS2.3 E-Module von 9 GPa gemessen (Abbildung 13). Diese Proben zeigen duktiles Verhalten, jedoch bleiben sie über den Versuchszeitraum bis zu einer maximalen Differentialspannung von 28-40 MPa und einer axialen Verformung von 40‰ der Probenhöhe gasdicht (Abbildung 15a, c).

Die Probe AD.3 erreicht ein E-Modul von 27 GPa, versagt spröde und bricht bei einer deutlich höheren maximalen Differentialspannung von 90 MPa (Abbildung 15b, d). Ein Gasfluss ist erst mit dem Brechen der Probe möglich.

Ultraschall Wellengeschwindigkeiten

Die Wellenformen wurden im Originalzustand der Proben, nach dem Trocknen (bei 65 °C, bis zur Massenkonstanz), nach dem Behandeln bei 70% relativer Luftfeuchtigkeit (24 h) und nach den triaxialen Druckversuchen mit P- und S-Wellen-Wandlern aufgezeichnet. Für die triaxialen Druckversuche wurden ausschließlich S-Wellen-Wandler verwendet, die in der unteren und oberen Stahlplatte platziert waren.

P-Wellengeschwindigkeiten konnten manuell und über einen Processingworkflow in Matlab ausgewertet werden. Somit war es möglich den Verlauf der Wellengeschwindigkeiten während der Probenvorbereitung und über die gesamte Dauer der Triaxialversuche zu ermitteln. Die Bestimmung der S-Wellengeschwindigkeiten konnte aufgrund einer Signalüberlagerung nicht im Rahmen des Projektes erfolgen.

In der Probenvorbereitung wurde ein Einfluss des Wassergehaltes festgestellt. Die P-Wellengeschwindigkeiten der Proben verlangsamten sich generell mit dem Trocknen der Proben und erhöhen sich mit der Sättigung.

Während der Triaxialversuche wurden die Wellenformen in einem ca. 1-minütigen Intervall aufgezeichnet. Daraus ergeben sich für jede Druckstufe in den mehrstufigen Triaxialversuchen

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

ca. 50 Wellenformen und für die über mehrere Stunden durchgeführten einstufigen Triaxialversuche bis zu 900 Wellenformen. Eine exemplarische Auswertung wird in Abbildung 16 gezeigt. Aufgrund der enormen Datenmenge und unterschiedlicher Datenqualität war es im Rahmen der Vorstudie nicht möglich alle Daten vollständig und absolut auszuwerten. Dies ist jedoch im Rahmen zukünftiger Arbeiten geplant. Die niedrigsten Wellengeschwindigkeiten wurden für RS, GS1 und GS2 gemessen (Abbildung 16). Dies ist verständlich, da die Wellengeschwindigkeit in Halit (4550 m/s) geringer ist als in Anhydrit (5640 m/s) und Dolomit (7340 m/s) (Mavko et al., 2020).

Generell ist die Änderung der Wellengeschwindigkeit während der einzelnen Druckstufen in den mehrstufigen Triaxialversuchen gering. Die Geschwindigkeiten erhöhen sich jedoch mit zunehmendem Seitendruck (Abbildung 16c-e). Bei einstufigen Triaxialversuchen mit einem Seitendruck von 1 MPa erhöht sich die Wellengeschwindigkeit bis sich die Probe volumetrisch verformt (Abbildung 16f). Danach wird ein konstantes Abfallen der Geschwindigkeiten beobachtet. Bei der einstufigen Triaxialversuche mit 25 MPa Seitendruck erhöht sich die Wellengeschwindigkeit konstant bis zum Bruch der Probe oder dem Versuchsende (Abbildung 16f).

Autoklavenversuche

Insgesamt wurden drei statische Autoklavenversuchsreihen mit jeweils fünf Proben und einer Versuchsdauer von jeweils 2 Wochen durchgeführt (Abbildung 17). Dabei wurde die Reaktion von Wasserstoff mit Anhydrit und den Solungsrückständen („Laist“) getestet, anschließend wurde das Headspace-Gas mittels Gaschromatographie analysiert. Im Headspace-Gas wurde in keiner der getesteten Versuchsanordnungen H_2S festgestellt. In der Argon-Blindprobe konnten Spuren von CO_2 nachgewiesen werden. Dies konnte auf eine Verunreinigung des Füllgases zurückgeführt werden. In der anschließenden Wiederholungsmessung, wurde kein CO_2 mehr festgestellt. Die mit Leitungswasser getesteten Proben verfestigten sich und bildeten aus dem Anhydrit festen Gips, wohingegen die mit gesättigter Salzlösung getesteten Proben in Suspension blieben. Gelbe und orange Schäume weisen auf mikrobielle Aktivitäten in den nicht sterilisierten Proben hin.

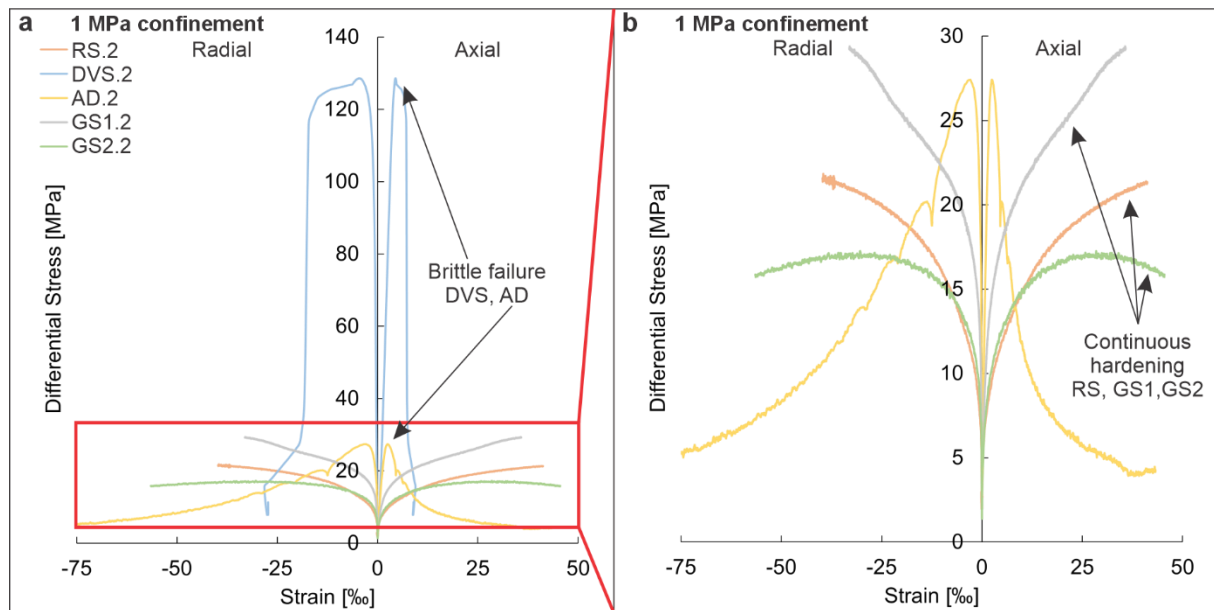


Abbildung 12: **a)** Differentialspannung vs. axiale und radiale Dehnung der einstufigen Triaxialversuche bei 1 MPa Seitendruck und einem Porendruck von 0,5 MPa. AD und DVS erreichen die größten Festigkeiten und versagen spröde, während die Halit-führenden Proben (RS, GS1, GS2) eine geringere maximale Differentialspannung von ~ 30 MPa erreichen und duktil versagen. **b)** Detail der Spannungsverläufe der Halit-führenden Proben.

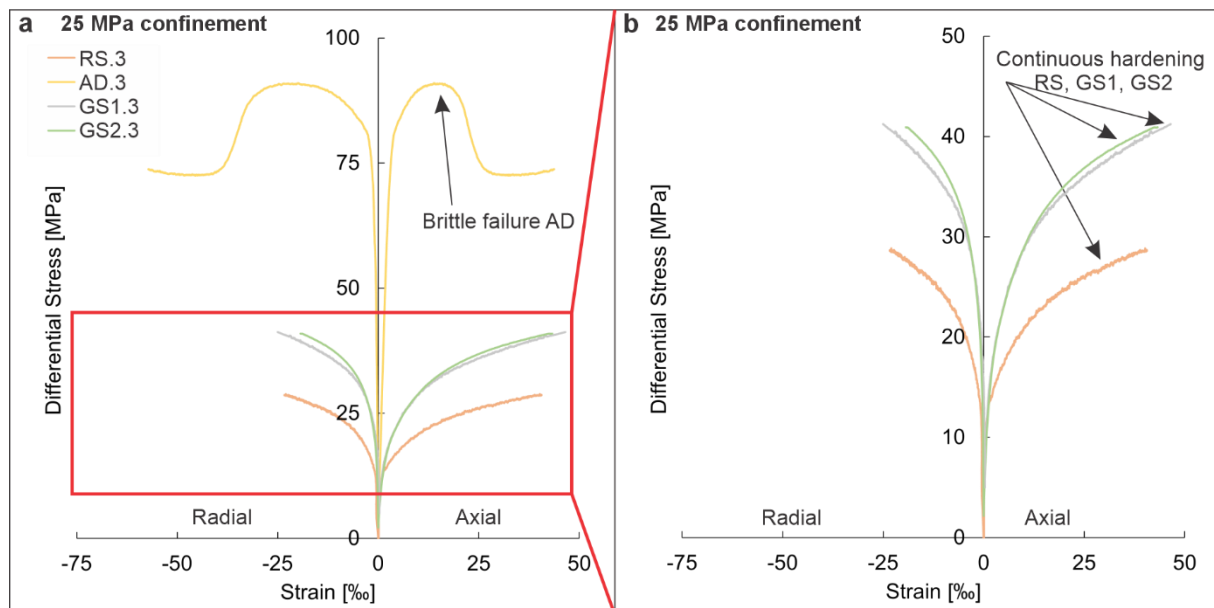


Abbildung 13: **a)** Differentialspannung vs. axiale und radiale Verformung der einstufigen Triaxialversuche der Proben RS.3, AD.3, GS1.3, GS2.3 bei 25 MPa Seitendruck und Porendruck von 3 MPa. DVS konnte aufgrund der starken Heterogenität nicht getestet werden. AD.3 versagt spröde, wohingegen die anderen Lithologien kontinuierliche Verfestigung zeigen. **b)** Detail der Spannungsverläufe der Halit-führenden Proben.

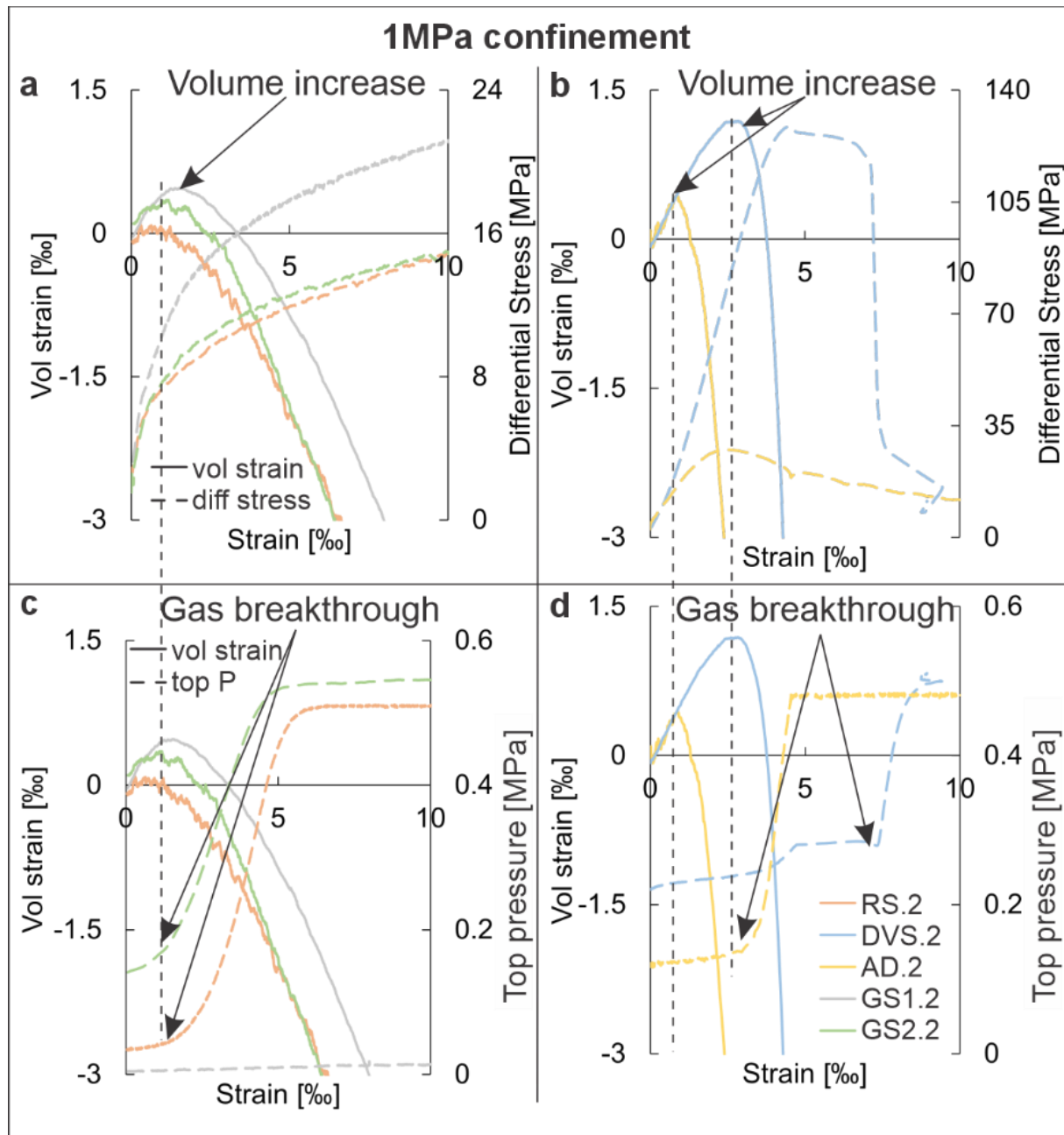


Abbildung 14: **a)** Volumetrische Verformung vs. axiale Verformung und Differentialspannung der Proben RS.2, GS1.2 und GS2.2 im einstufigen triaxialen Druckversuch bei 1 MPa Seitendruck. Das Ende des Bereichs der linearen Verformung ist durch eine Volumenzunahme gekennzeichnet. **b)** Volumetrische Verformung vs. axiale Verformung und Differentialspannung der Proben DVS.2 und AD.2. Diese Proben zeigen bereits vor dem Bruch eine Volumenzunahme. **c, d)** Volumetrische Verformung vs. axiale Verformung und Druckverlauf am Top der Probe. Der Druckverlauf zeigt, dass GS1.2, RS.2 und GS2.2 einen Gasfluss bereits während der Belastungsphase ermöglichen, wohingegen AD.2 und DVS.2 bis zum Versagen gasdicht bleiben.

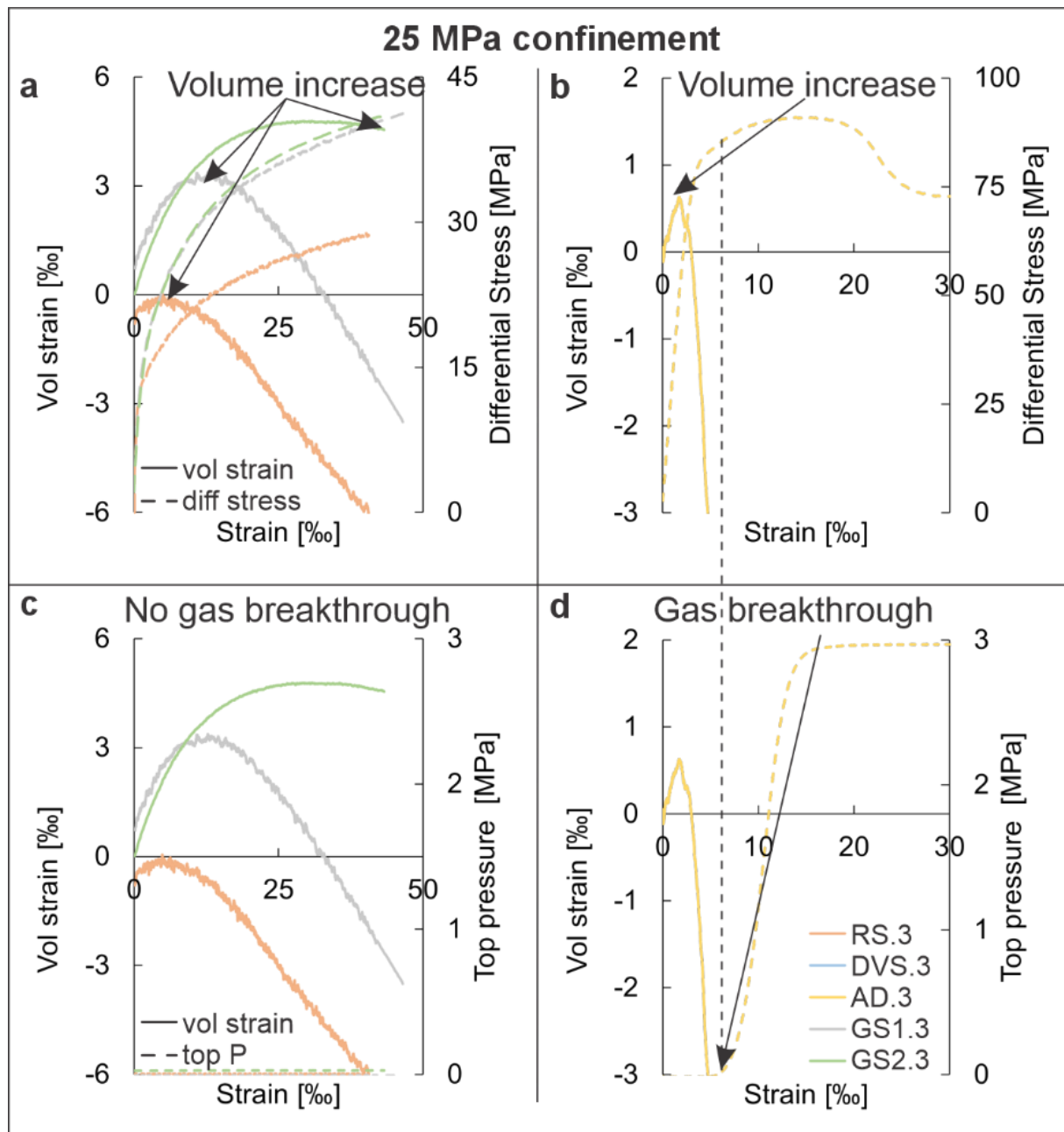


Abbildung 15: **a)** Volumetrische Verformung vs. axiale Verformung und Differentialspannung der Proben RS.3, GS1.3 und GS2.3 im einstufigen triaxialen Druckversuch bei 25 MPa Seitendruck und 3 MPa Porendruck. Das Ende des Bereichs der linearen Verformung ist durch eine Volumenzunahme gekennzeichnet. **b)** Volumetrische Verformung vs. axiale Verformung und Differentialspannung der Probe AD.3. Die Probe zeigt bereits vor dem Bruch eine Volumenzunahme. **c, d)** Volumetrische Verformung vs. axiale Verformung und Druckverlauf am Top der Probe. GS1.3, RS.3 und GS2.3 bleiben über die Versuchsdauer gasdicht, während AD.3 spröde bricht und dann einen Gasdurchfluss zulässt.

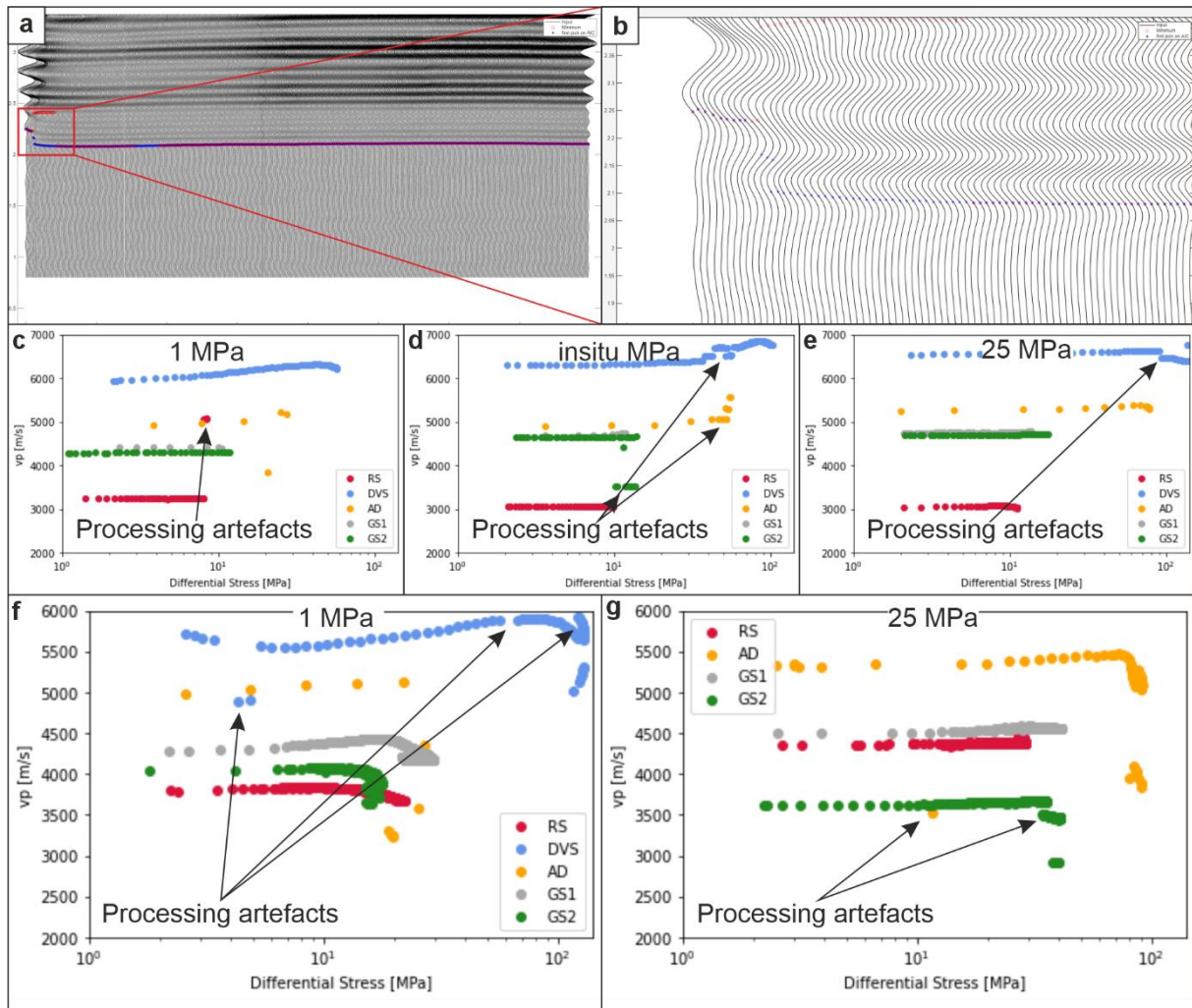


Abbildung 16: **a)** Exemplarisches Ultraschallwellenset von GS1.2 mit gesamt 800 Wellenformen. **b)** Detail aus **a**, die Ersteinsätze wurden mit einem Processingworkflow automatisiert erfasst. Bei geringer Signalstärke oder Interferenzen müssen die Ersteinsätze manuell erfasst werden. **c-e)** Vorläufig berechnete P-Wellengeschwindigkeiten aus den mehrstufigen Triaxialversuchen mit 1 Mpa (**c**), insitu (RS - 11 MPa, DVS - 12,5 MPa, AD - 12,5 MPa, GS1 - 15 MPa, GS2 - 17,5 MPa) (**d**) und 25 MPa (**e**) Seitendruck. Aufgrund der Heterogenität der Daten war es nicht möglich alle Artefakte zu beseitigen, die Trends sind jedoch klar ersichtlich. Generell ist die Änderung der Wellengeschwindigkeit in den einzelnen Druckstufen gering. Die Geschwindigkeit erhöht sich jedoch mit zunehmendem Seitendruck. **f)** Errechnete P-Wellengeschwindigkeiten während der einstufigen Triaxialversuche bei 1 MPa Seitendruck. Ersichtlich ist ein Anstieg der Wellengeschwindigkeit über den linearen Verformungsbereich und ein Abfallen der Geschwindigkeit mit zunehmender Deformation. **g)** Errechnete P-Wellengeschwindigkeiten während der einstufigen Triaxialversuche bei 25 MPa Seitendruck. Bis auf die Probe AD steigen die Wellengeschwindigkeiten konstant während des Versuches an.

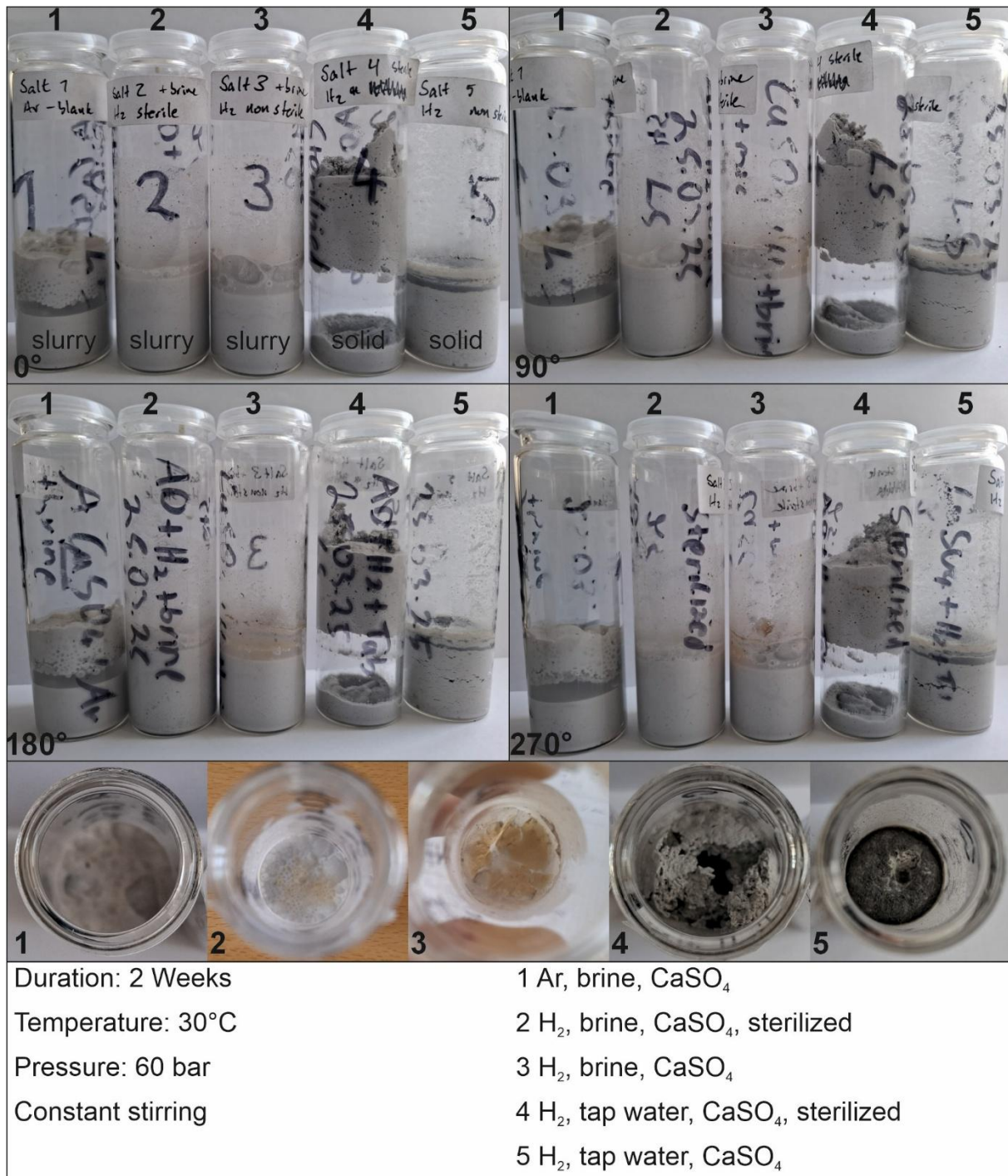


Abbildung 17: Übersicht über die Proben (gemahlener Anhydrit) einer Autoklaventestreihe nach den Versuchen. Probe (1) wurde als Blindprobe mit Argongas behandelt. Die Proben (2) und (3) wurden mit Wasserstoffgas und gesättigter Salzlösung behandelt, wobei (2) zusätzlich sterilisiert wurde. Die Proben (4) und (5) wurden mit Wasserstoffgas und Leitungswasser versetzt, wobei (4) zusätzlich sterilisiert wurde. Nach den Versuchen wurden gaschromatographisch keine Spuren von H_2S festgestellt.

9 Techno-ökonomische Vorbewertung

9.1 Kavernen der Salinen Austria

Basierend auf Daten der Salinen Austria wurden die Speicherkapazität einiger Kavernen abgeschätzt (Tabelle 3).

Tabelle 3. Parameter für die Abschätzung der Eignung und der Speicherkapazität ausgewählter Kavernen für die Wasserstoffspeicherung

Parameter	Wertebereich
Top Salz (Salzspiegel)	267-282 m
Aktuelle Tiefe Kavernendach	310-400 m
Aktuelle Tiefe Kavernenboden	375-420 m
Ansoltiefe	460-575 m
Kavernenhöhe	21-31 m
Maximaler Kavernendurchmesser	72-114 m
Kavernenvolumen	69.000-102.000 m ³
Betriebsdruckbereich	36-38 bar
Speicherkapazität	7-10 GWh

Die in Tabelle 3 angeführten Werte belegen für alle betrachteten Kavernen geringe Speichervolumina (69.000 – 102.000 m³) und Speicherkapazitäten (7-10 GWh). Zudem sind die unregelmäßige Geometrie der Kavernen, deren großes Durchmesser- zu Höhen-Verhältnis und die geringe Tiefenlage nicht optimal. Außerdem können wegen der geringen Abstände zwischen den Hohlräumen aus gebirgsmechanischen Gründen nicht alle Kavernen als Wasserstoffspeicher genutzt werden. Dies bedeutet, dass einzelne Kavernen solegefüllt bleiben müssen.

Andererseits eröffnet diese Einschränkung die Möglichkeit für einen Solependelbetrieb, bei dem Sole aus einer Kaverne verwendet wird, um den Druck in einer benachbarten Speicherkaverne zu erhalten. In Kapitel 4 wurde ausgeführt, dass dieses Verfahren gebirgsmechanisch besonders schonend ist und seit 1972 erfolgreich in der Speicheranlage Teesside (England) eingesetzt wird, deren Kavernen hinsichtlich Tiefenlage und Größe vergleichbar mit jenen der Salinen Austria sind. Dieses Beispiel zeigt auch, dass trotz der nicht optimalen Voraussetzungen eine kosteneffiziente Wasserstoffspeicherung möglich ist. Dies kann für die Kavernen der Salinen Austria insbesondere dann zutreffen, wenn die Salinen Austria einen eigenen Wasserstoffbedarf hat. Jedenfalls sind weitere gebirgsmechanische Untersuchungen nötig.

9.2 Ökonomische Herausforderungen und Risiken

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die wirtschaftlichen Herausforderungen und Risiken im Zusammenhang mit der Wasserstoffspeicherung (nach Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2024). Einige der Herausforderungen und Risiken werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Gegebenheiten in Österreich und insbesondere für Kavernen der Salinen Austria diskutiert.

Tabelle 4. Übersicht über die ökonomischen Herausforderungen und Risiken bei der Wasserstoffspeicherung (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2024)

Allgemeine ökonomische Herausforderungen und Risiken	Spezifische ökonomische Herausforderungen und Risiken
Realisierungszeiträume + regulatorische Risiken Nachfragerisiken (Preis- und Mengenrisiko) Technologische Risiken Projektentwicklungsrisiken Inbetriebnahme- und Betriebsrisiken	Neubau Lange Realisierungszeiten Hohe Anfangsinvestitionen Abtransport und Entsorgung der Sole Voraussichtlich längere Genehmigungsverfahren Umrüstung Umstellungsaufwände Obertagebau Anforderungen an Wasserstoffreinheit Genehmigungsverfahren

Realisierungszeiträume und regulatorische Risiken

In Österreich fehlt zurzeit ein klarer regulatorischer Rechtsrahmen für die Speicherung von Wasserstoff. Baumann et al. (2025) schätzten, dass selbst wenn dieser vorhanden wäre (und eine UVP nicht nötig sein sollte), die Realisierung eines Wasserstoffspeichers in Österreich mindestens fünf Jahre erfordern würde. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (2024) rechnet mit noch längeren Zeiträumen, sowohl für die Umrüstung bestehender Kavernen (6-8 Jahre) als auch für Neubauprojekte (11-13 Jahre).

Verfügbarkeit von Wasserstoff und Speicherbedarf

Die Verfügbarkeit von Wasserstoff und der tatsächliche Speicherbedarf kontrollieren das Mengenrisiko. Die Kapazität der in Österreich installierten Elektrolyseure (ca. 28 MW) und der derzeit in Planung oder im Bau befindlichen Anlagen ist sehr gering (ca. 260 MW; <https://www.hypa.at/umsetzung/elektrolyseure> Abgerufen am: 11. November 2025), insbesondere im Vergleich zum prognostizierten Bedarf (2030: 5 TWh; 2040: 48 TWh; Baumann et al., 2025). Dies zeigt ein mögliches Risiko der Verfügbarkeit von Wasserstoff. Basierend auf dem integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplanes 2024, werden stark steigende Speicherbedarfe prognostiziert (2030: 1,2 TWh; 2040: 7,7 TWh). Der tatsächliche Speicherbedarf ist aber heute kaum seriös abzuschätzen. Ein lokaler Speicherbedarf würde jedenfalls entstehen, wenn die Salinen Austria Erdgas in ihrem Energie-Mix durch Wasserstoff ersetzen würde.

Umrüstung - Umstellungsaufwände

Unter Umrüstung wird im Allgemeinen die Umwidmung eines Kohlenwasserstoff- zu einem Wasserstoffkavernenspeicher verstanden (DBIGUT et al., 2022). Im Fall der Kavernen der Salinen Austria sollen allerdings Soleproduktionskavernen in einen Wasserstoffspeicher überführt werden. Die Kosten der Umrüstung sind beträchtlich und umfassen Kosten für die Umrüstung der Kavernen (z.B. neue Komplettierung, Gassicherheitstest, etc.) und Kosten für die Obertageanlage.

9.3 Techno-ökonomische Bewertungskriterien

Die techno-ökonomische Bewertung von Wasserstoffspeichern beruht meist auf der Berechnung von „levelized costs of hydrogen storage“ (LCHS). In Kapitel 3 wird ausgeführt, dass die Größe des Speichers (neben der jährlichen Zyklenzahl) der maßgebliche Faktor für die LCHS ist.

Die Speichergröße ergibt sich bei konventionellem Betrieb (vgl. Kapitel 4) aus dem Speichervolumen und dem möglichen Betriebsdruckbereich ($p_{\max} - p_{\min}$), der wiederum eine Funktion der Tiefenlage der Kaverne ist (Stolzenburg et al., 2014). Der Betriebsdruckbereich kontrolliert die Arbeitsgasmenge der Kaverne.

Die Speicherkapazität E ergibt sich aus dem Betriebsdruckbereich und dem Temperaturregime mit folgender Formel, wobei der Heizwert für Wasserstoff mit $H_u = 119.972 \text{ MJ/kg}$ angenommen wird und $R_s = 4124.2 \text{ Jkg}^{-1}\text{K}^{-1}$ die spezifische Gaskonstante für Wasserstoff ist (aus EWI, 2024):

$$E = m * H_u = \frac{(p_{\max} - p_{\min}) * V}{R_s * T} * H_u$$

9.4 Schlussfolgerungen aus den experimentellen Untersuchungen

Im Rahmen des experimentellen Teils des Sondierungsprojektes konnten innovative Bewertungsverfahren für fünf komplexe Lithologien erarbeitet werden. Die Untersuchungen erbrachten wichtige neue Erkenntnisse bezüglich der geomechanischen Eigenschaften der relevanten Gesteinsarten und der Fluid-Gesteinsinteraktionen. Zum gegenwärtigen Kenntnisstand gibt es keinen Hinweis darauf, dass Fluid-Gesteinsinteraktionen zu erwarten sind, die die Speicherintegrität zerstören könnten. Des Weiteren zeigen die bestimmten geomechanischen Eigenschaften, dass eine sichere Speicherung prinzipiell möglich ist, auch wenn die gemessenen Permeabilitäten vereinzelt höher sind als für andere bekannte Salzlithologien. Nachdem eine klare Druckabhängigkeit der Permeabilität bei allen Proben erkennbar ist, wird davon ausgegangen, dass die Gesteine im Gebirgsverband deutlich geringere Permeabilitäten aufweisen.

10 Sondierungsergebnis

Die durchgeführten petrophysikalischen und geomechanischen Untersuchungen, sowie die umfassende Literaturrecherche und anschließende Bewertung hinsichtlich etablierter technischer Kriterien zeigen, dass keine grundsätzlichen, (sicherheits-)technischen Ausschlussgründe in Bezug auf die Eignung des Haselgebirges bzw. der dort erschlossenen Laugungskavernen für die Nutzung als Wasserstoffspeicherspeicher vorliegen. Die ermittelten Durchlässigkeitsbeiwerte sind zwar im Vergleich zu jenen in homogenen Salzkörpern (z.B. Schulze et al., 2001) um einige Größenordnungen höher, entsprechen aber unter den zu erwartenden Spannungsverhältnissen jenen von üblichen Deckschichten über Tiefengasspeichern in ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten. Auch die Gasdurchbruchversuche lassen nicht auf Leckagepotentiale im ungeschädigten Gebirge schließen. Es wurde weiterhin nachgewiesen, dass abiotische Gesteins-Fluid-Reaktionen nicht zu erwarten und maßgebliche mikrobielle Einflüsse unwahrscheinlich bis auszuschließen sind, womit die dauerhafte Integrität der Speicherkavernen mit hoher Wahrscheinlichkeit gegeben sein dürfte.

Die techno-ökonomische Vorbewertung ergab suboptimale (unregelmäßige und evtl. strukturgebundene) Kavernengeometrien und geringe Speicherkapazitäten der derzeit durch die Salinen Austria erschlossenen Kavernen. Jedenfalls wären weitere experimentelle Untersuchungen und darauf basierend numerische gebirgsmechanische Modellierungen nötig, um gebirgsmechanische Auswirkungen der Speichernutzung im Detail vorherzusagen. Auch weitere Langzeitversuche zur Ermittlung des Einflusses zyklischer Spannungsänderungen (Ein- vs. Ausspeicherung) wären anzuraten. Solche Untersuchungen sowie der technische Ausbau für die Speichernutzung stellen erhebliche Kostenfaktoren dar; die ökonomische Sinnhaftigkeit dieser Startinvestitionen steht vor allem im Lichte der begrenzten Kavernenvolumina in Frage und müsste durch den Speicherbetreiber intern bewertet werden.

Eine kosteneffiziente Nutzung als Wasserstoffspeicher (eventuell im Solependelbetrieb) scheint hauptsächlich für den Fall eines zukünftigen Speichereigenbedarfs möglich. Unabhängig von der Nutzung bestehender Kavernen sollte geprüft werden, ob die Nachnutzung von Kavernen als Wasserstoffspeicher bzw. Gasspeicher im Allgemeinen bereits in der Planungsphase neuer Kavernen berücksichtigt werden sollte (Pfeilerabstände, etc.). Derzeit ist hier die größte Herausforderung die nach wie vor unzureichende Wasserstoffprimärproduktion aus erneuerbaren Energiequellen bzw. das noch nicht auf Wasserstoff als Energieträger adaptierte Energiesystem, bzw. die unzureichenden Ausbaupläne einer flächendeckenden Wasserstoffversorgung, die eine Vorabschätzung des zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfs nahezu unmöglich machen.

Zusammenfassend lässt sich in Bezug auf die Sondierungsentscheidung schlussfolgern, dass die Umsetzungswahrscheinlichkeit einer Wasserstoff-Kavernenspeicherung im Haselgebirge ein groß angelegtes F&E-Projekt derzeit nicht rechtfertigt. Sollte sich dies in absehbarer Zukunft ändern, bieten die erarbeiteten Ergebnisse der Sondierungsstudie einen optimalen Startpunkt für die Entwicklung eines Projektkonzepts inklusive relevanter Forschungsfragen im Hinblick auf die technische Umsetzbarkeit.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

Die Sondierungsentscheidung für die unmittelbare Einreichung eines Folgeantrags im Rahmen der FFG Energieforschung fällt somit negativ aus, mit der Option, die oben beschriebenen Fragestellungen bei geänderten Rahmenbedingungen zu einem späteren Zeitpunkt aufzugreifen.

11 Literaturverzeichnis

- Ballentine, C.J., Karolytè, R., Cheng, A., Sherwood Lollar, B., Gluyas, J.G., Daly, M.C., 2025. Natural hydrogen resource accumulation in the continental crust. *Nat Rev Earth Environ* 6, 342–356. <https://doi.org/10.1038/s43017-025-00670-1>.
- Baumann, M., Felber, b., Reuter, S., Orsolits, D., Siebenhofer, D., Wallner, S., Stangl, F., Fliedl, M., 2025. Wasserstoffspeicher in Österreich, Wien, 104 pp. <https://www.bmwet.gv.at/dam/jcr:b8f68e4d-ac2d-4175-a0fc-84b64a803e44/Wasserstoffspeicher%20in%20%C3%96sterreich.pdf> (accessed 17 December 2025).
- Bensing, J.P., Misch, D., Skerbisch, L., Sachsenhofer, R.F., 2022. Hydrogen-induced calcite dissolution in Amaltheenton Formation claystones: Implications for underground hydrogen storage caprock integrity. *International Journal of Hydrogen Energy* 47, 30621–30626. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.023>.
- Bérest, P., Brouard, B., 2003. Safety of Salt Caverns Used for Underground Storage Blow Out; Mechanical Instability; Seepage; Cavern Abandonment. *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP* 58, 361–384. <https://doi.org/10.2516/ogst:2003023>.
- Bérest, P., Réveillère, A., Evans, D., Stöwer, M., 2019. Review and analysis of historical leakages from storage salt caverns wells. *Oil Gas Sci. Technol. – Rev. IFP Energies nouvelles* 74, 27. <https://doi.org/10.2516/ogst/2018093>.
- Birch, F., 1960. The velocity of compressional waves in rocks to 10 kilobars: 1. *J. Geophys. Res.* 65, 1083–1102. <https://doi.org/10.1029/JZ065i004p01083>.
- Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P.A., Stolten, D., 2020. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.
- Chabab, S., Théveneau, P., Coquelet, C., Corvisier, J., Paricaud, P., 2020. Measurements and predictive models of high-pressure H₂ solubility in brine (H₂O+NaCl) for underground hydrogen storage application. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 32206–32220. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.192>.
- Chen, F., Ma, Z., Nasrabadi, H., Chen, B., Saad Mehana, M.Z., van Wijk, J., 2023. Capacity assessment and cost analysis of geologic storage of hydrogen: A case study in Intermountain-West Region USA. *International Journal of Hydrogen Energy* 48, 9008–9022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.292>.
- Cyran, K., 2020. Insight Into a Shape of Salt Storage Caverns. *Archives of Mining Sciences* 65, 363–398. <https://doi.org/10.24425/ams.2020.133198>.
- Cyran, K., 2021. The Influence of Impurities and Fabrics on Mechanical Properties of Rock Salt for Underground Storage in Salt Caverns – a Review. *Archives of Mining Sciences* 66, 155–179. <https://doi.org/10.24425/ams.2021.137454>.
- Cyran, K., Kowalski, M., 2024. Effect of pillar width on the stability of the salt cavern field for energy storage. *Studia Geotechnica et Mechanica* 46, 147–163. <https://doi.org/10.2478/sgem-2024-0009>.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

- DBIGUT, ESK, DEEP.KBB, 2022. Wasserstoff speichern - soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher, 222 pp. https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/06/20220610_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher_Transformationspfade-fuer-Gasspeicher.pdf (accessed 17 December 2025).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2024. Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, 124 pp. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/STUDIE_Aufbau_und_Finanzierung_von_Wasserstoffspeichern_in_Deutschland.pdf (accessed 17 December 2025).
- DeVries, K.L., Mellegard, K.D., Callahan, G.D., Goodman, W.M., 2005. Cavern roof stability for natural gas storage in bedded salt, Rapid City, South Dakota, 191 pp. <https://www.osti.gov/biblio/850074> (accessed 18 November 2025).
- Dill, H.G., Sachsenhofer, R.F., Grecula, P., Sasvari, T., Palinkas, L.A., Borojevic-Sostaric, S., Strmic-Palinkas, S., Prochaska, W., Garuti, G., Zaccarini, F., Arbouille, D., Schulz, H.-M., 2008. Fossil fuels, ore and industrial minerals, in: McCann, T. (Ed.), *The Geology of Central Europe Volume 2: Mesozoic and Cenozoic*. The Geological Society of London, pp. 1341–1449.
- Evans, D.J., Holloway, S., 2009. A review of onshore UK salt deposits and their potential for underground gas storage. SP 313, 39–80. <https://doi.org/10.1144/SP313.5>.
- EWI, 2024. Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten, 40 pp. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/die-bedeutung-von-wasserstoffspeichern/> (accessed 17 December 2025).
- Fernandez, O., Leitner, T., Eggerth, L., Sanders, D., Ortner, H., Moser, M., Fiałkiewicz, M., Hill, L., Grasemann, B., 2025. Three-dimensional pattern of thrust and allochthonous salt emplacement in the Northern Calcareous Alps, Eastern Alps (Austria). *Marine and Petroleum Geology* 173, 107295. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2025.107295>.
- Fernandez, O., Ortner, H., Sanders, D., Grasemann, B., Leitner, T., 2024. Salt-rich versus salt-poor structural scenarios in the central Northern Calcareous Alps: implications for the Hallstatt facies and early Alpine tectonic evolution (Eastern Alps, Austria). *International Journal of Earth Sciences: Geologische Rundschau* 113, 245–283. <https://doi.org/10.1007/s00531-023-02377-4>.
- Firme, P.A., Roehl, D., Romanel, C., 2019. Salt caverns history and geomechanics towards future natural gas strategic storage in Brazil. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 72, 103006. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103006>.
- Flesch, S., Pudlo, D., Albrecht, D., Jacob, A., Enzmann, F., 2018. Hydrogen underground storage—Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions. *International Journal of Hydrogen Energy* 43, 20822–20835. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.112>.
- Grabner, M., Klein, A., Geihofer, D., Reschreiter, H., Barth, F.E., Sormaz, T., Wimmer, R., 2007. Bronze age dating of timber from the salt-mine at Hallstatt, Austria. *Dendrochronologia* 24, 61–68. <https://doi.org/10.1016/j.dendro.2006.10.008>.

- Hassanpouryouzband, A., Joonaki, E., Edlmann, K., Heinemann, N., Yang, J., 2020. Thermodynamic and transport properties of hydrogen containing streams. *Scientific data* 7, 222. <https://doi.org/10.1038/s41597-020-0568-6>.
- Hittinger, E., Ciez, R.E., 2020. Modeling Costs and Benefits of Energy Storage Systems. *Annu. Rev. Environ. Resour.* 45, 445–469. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-012320-082101>.
- Horvath, P.L., Mirau, S., Schneider, G.-S., Bernhardt, H., Weiler, C., Bödeker, J., 2018. Update of SMRI's Compilation of Worldwide Salt Deposits and Salt cavern Fields.
- Jannel, H., Torquet, M., 2021. Conceptual design of salt cavern and porous media underground storage site, 53 pp. <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5eb9cb73a&appId=PPGMS> (accessed 18 November 2025).
- Lankof, L., Tarkowski, R., 2020. Assessment of the potential for underground hydrogen storage in bedded salt formation. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 19479–19492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.024>.
- Lankof, L., Urbańczyk, K., Tarkowski, R., 2022. Assessment of the potential for underground hydrogen storage in salt domes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 160, 112309. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112309>.
- Leitner, C., Neubauer, F., Urai, J.L., Schoenherr, J., 2011. Structure and evolution of a rocksalt-mudrock-tectonite: The haselgebirge in the Northern Calcareous Alps. *Journal of structural geology* 33, 970–984. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2011.02.008>.
- Leitner, C., Spötl, C., 2017. The Eastern Alps, in: Soto, J.I., Flinch, J., Tari, G. (Eds.), *Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins: Tectonics and Hydrocarbon Potential*. Elsevier Science, Saint Louis, pp. 467–482.
- Leitner, C., Wiesmaier, S., Köster, M.H., Gilg, H.A., Finger, F., Neubauer, F., 2017. Alpine halite-mudstone-polyhalite tectonite: Sedimentology and early diagenesis of evaporites in an ancient rift setting (Haselgebirge Formation, eastern Alps). *GSA Bulletin* 129, 1537–1553. <https://doi.org/10.1130/B31747.1>.
- Lemieux, A., Shkarupin, A., Sharp, K., 2020. Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. *International Journal of Hydrogen Energy* 45, 32243–32259. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.244>.
- Liu, W., Zhang, Z., Fan, J., Jiang, D., Li, Z., Chen, J., 2020. Research on gas leakage and collapse in the cavern roof of underground natural gas storage in thinly bedded salt rocks. *Journal of Energy Storage* 31, 101669. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101669>.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 2020. *The Rock Physics Handbook*. Cambridge University Press.
- Medwenitsch, W., 1957. Die Geologie der Salzlagerstätten Bad Ischl und Alt-Aussee (Salzkammergut). *Mitteilungen der Geologischen Gesellschaft in Wien*, 133–200.
- Minougou, J.D., Gholami, R., Andersen, P., 2023. Underground hydrogen storage in caverns: Challenges of impure salt structures. *Earth-Science Reviews* 247, 104599. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104599>.

Energieforschungsprogramm - 1. Ausschreibung 2024

- Miocic, J., Heinemann, N., Edlmann, K., Scafidi, J., Molaei, F., Alcalde, J., 2023a. Underground hydrogen storage: a review. SP 528, SP528-2022-88. <https://doi.org/10.1144/SP528-2022-88>.
- Miocic, J.M., Heinemann, N., Alcalde, J., Edlmann, K., Schultz, R.A., 2023b. Enabling secure subsurface storage in future energy systems: an introduction. SP 528, 1–14. <https://doi.org/10.1144/SP528-2023-5>.
- Mishra, S.K., Freeman, G.M., Ganguli, S., Huerta, N.J., 2024. Which factors dominate the levelized costs of subsurface hydrogen storage in Pennsylvania, United States. *International Journal of Hydrogen Energy* 91, 814–821. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.189>.
- Mishra, S.K., Ganguli, S., Freeman, G., Moncheur de Rieudotte, M., Huerta, N., 2023. Local-Scale Framework for Techno-Economic Analysis of Subsurface Hydrogen Storage DOE/NETL-2023/4326; PNNL-35058; SAND2023-1724049. National Energy Technology Laboratory (NETL), Pittsburgh, PA, Morgantown, WV, and Albany, OR (United States) Sandia National Laboratories (SNL-NM), Albuquerque, NM (United States) Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Richland, WA (United States). <https://www.osti.gov/biblio/2202473> (accessed 10 December 2025).
- Missoni, S., Gawlick, H.-J., 2011. Evidence for Jurassic subduction from the Northern Calcareous Alps (Berchtesgaden; Austroalpine, Germany). *International Journal of Earth Sciences: Geologische Rundschau* 100, 1605–1631. <https://doi.org/10.1007/s00531-010-0552-z>.
- Ozarslan, A., 2012. Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. *International Journal of Hydrogen Energy* 37, 14265–14277. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.07.111>.
- Perera, M., 2023. A review of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs: Insights into various rock-fluid interaction mechanisms and their impact on the process integrity. *Fuel* 334, 126677. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126677>.
- Réveillère, A., Bérest, P., Evans, D.J., Stöwer, M., Chabannes, C., Koopmans, T., Bolt, R., 2017. Past Salt Cavern Incidents Database Part 1: Leakage, Overfilling and Blow-out. SMRI.
- Schauburger, O., 1986. Bau und Bildung der Salzlagerstätten des ostalpinen Salinars. *Archiv für Lagerstättenforschung der Geologischen bundesanstalt*, 217–254.
- Schorn, A., Neubauer, F., 2014. The structure of the Hallstatt evaporite body (Northern Calcareous Alps, Austria): A compressive diapir superposed by strike-slip shear? *Journal of structural geology* 60, 70–84. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2013.12.008>.
- Schorn, A., Neubauer, F., Bernroider, M., 2013. Polyhalite microfabrics in an Alpine evaporite mélange: Hallstatt, Eastern Alps. *Journal of structural geology* 46, 57–75. <https://doi.org/10.1016/j.jsg.2012.10.006>.
- Soto, J.I., Flinch, J., Tari, G. (Eds.), 2017. *Permo-Triassic Salt Provinces of Europe, North Africa and the Atlantic Margins: Tectonics and Hydrocarbon Potential*. Elsevier Science, Saint Louis, 1634 pp.
- Spötl, C., 1988. Sedimentologisch-fazielle Analyse tektonisierter Evaporitserien-eine Fallstudie am Beispiel des alpinen Haselgebirges (Permoskyth, Nördliche Kalkalpen). *Geologisch-Paläontologische Mitteilungen Innsbruck*, 59–69.

- Spötl, C., 1989. The Alpine Haselgebirge Formation, Northern Calcareous Alps (Austria): Permo-Scythian evaporites in an alpine thrust system. *Sedimentary Geology* 65, 113–125. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(89\)90009-2](https://doi.org/10.1016/0037-0738(89)90009-2).
- Spötl, C., Pak, E., 1996. A strontium and sulfur isotopic study of Permo-Triassic evaporites in the Northern Calcareous Alps, Austria. *Chemical Geology* 131, 219–234. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(96\)00017-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(96)00017-4).
- Stöllner, T., Aspöck, H., Boenke, N., Dobiat, C., Gawlick, H.-J., Waateringe, W.G., Irlinger, W., Kurzynski, K. von, Lein, R., Lobisser, W., Löcker, K., Megaw, V., Megaw, R., Morgan, G., Pucher, E., Sormaz, T., 2003. The Economy of Dürrenberg-Bei-Hallein: An Iron Age Salt-mining Centre in the Austrian Alps. *Antiq. J.* 83, 123–194. <https://doi.org/10.1017/S0003581500077684>.
- Stolzenburg, K., Hamelmann, R., Wietschel, M., Lehmann, J., Donadei, S., 2014. Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem, 250 pp. https://www.planet-energie.de/de/media/Abschlussbericht_Integration_von_Wind_Wasserstoff_Systemen_in_das_Energiesystem.pdf (accessed 17 December 2025).
- Tarkowski, R., 2019. Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 105, 86–94. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>.
- Tarkowski, R., Czapowski, G., 2018. Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy* 43, 21414–21427. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.212>.
- Tarkowski, R., Uliasz-Misiak, B., Tarkowski, P., 2021. Storage of hydrogen, natural gas, and carbon dioxide – Geological and legal conditions. *International Journal of Hydrogen Energy* 46, 20010–20022. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.03.131>.
- Thoms, R., Gehle, R., 2000. A Brief History of Salt Cavern Use. *Proc. 8th World Salt Symp I*, 207–214.
- Vialle, S., Wolff-Boenisch, D., 2024. Thermodynamic and kinetic considerations of the link between underground hydrogen storage and reductive carbonate dissolution and methane production. Are limestone reservoirs unsuitable for UHS? *Chemical Geology* 665, 122304. <https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2024.122304>.
- Wang, T., Yang, C., Ma, H., Li, Y., Shi, X., Li, J., Daemen, J., 2016. Safety evaluation of salt cavern gas storage close to an old cavern. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 83, 95–106. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2016.01.005>.
- Warnecke, M., Röhling, S., 2021. Underground hydrogen storage – Status quo. *zdgg* 172, 641–659. <https://doi.org/10.1127/zdgg/2021/0295>.
- Warren, J.K., 2016. Solution Mining and Salt Cavern Usage, in: Warren, J.K. (Ed.), *Evaporites*. Springer International Publishing, Cham, pp. 1303–1374.
- Wei, L., Jie, C., Deyi, J., Xilin, S., Yinping, L., Daemen, J., Chunhe, Y., 2016. Tightness and suitability evaluation of abandoned salt caverns served as hydrocarbon energies storage under adverse geological conditions (AGC). *Applied Energy* 178, 703–720. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.086>.
- Yang, C., Wang, T., Li, Y., Yang, H., Li, J., Qu, D., Xu, B., Yang, Y., Daemen, J., 2015. Feasibility analysis of using abandoned salt caverns for large-scale underground energy

- storage in China. *Applied Energy* 137, 467–481.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.048>.
- Yousefi, S.H., Groenenberg, R., Koornneef, J., Juez-Larré, J., Shahi, M., 2023. Techno-economic analysis of developing an underground hydrogen storage facility in depleted gas field: A Dutch case study. *International Journal of Hydrogen Energy* 48, 28824–28842.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.090>.
- Zeng, L., Keshavarz, A., Xie, Q., Iglauer, S., 2022. Hydrogen storage in Majiagou carbonate reservoir in China: Geochemical modelling on carbonate dissolution and hydrogen loss. *International Journal of Hydrogen Energy* 47, 24861–24870.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.247>.
- Zeng, L., Sarmadivaleh, M., Saeedi, A., Chen, Y., Zhong, Z., Xie, Q., 2023. Storage integrity during underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs. *Earth-Science Reviews* 247, 104625. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104625>.
- Züttel, A., 2004. Hydrogen storage methods. *Die Naturwissenschaften* 91, 157–172.
<https://doi.org/10.1007/s00114-004-0516-x>.

Kontakt Daten

ProjektleiterIn: David Misch

Institut/Unternehmen Chair of Energy Geosciences – Technical university Leoben

Peter Tunner Straße 5

8700 Leoben

Steiermark

David.misch@unileoben.ac.at