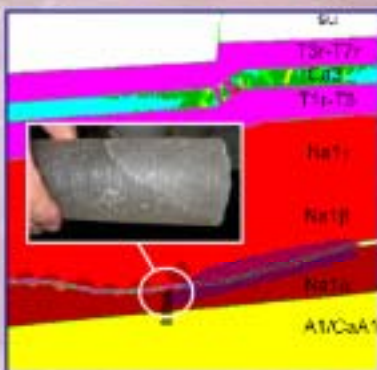
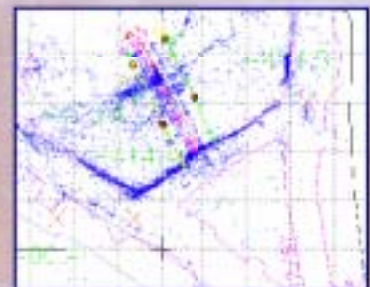


Untersuchungen zur Barriereintegrität im Hinblick auf das Ein-Endlager-Konzept

Ergebnisbericht zum
Forschungsvorhaben SR 2470



Institut
für
Gebirgsmechanik
GmbH

Der Bericht gibt die Auffassung und Meinung des Auftragnehmers wieder und muss nicht mit der Meinung des Auftraggebers (Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) übereinstimmen.

Forschungsvorhaben SR 2470

Untersuchungen zur Barriereintegrität im Hinblick auf das Ein- Endlager - Konzept

(Laufzeit: 01.05.2004 bis 30.04.2007)

Abschlussbericht:

Auftraggeber: Bundesamt für Strahlenschutz, Salzgitter

Auftrag-Nr. (AN): B IfG 21/2004

Bearbeiter: Dr. rer. nat. Till Popp

Dipl. - Ing. Michael Wiedemann

Dipl. – Phys. Heinz Böhnel

Dr. - Ing. habil. Wolfgang Minkley (Projektleiter)

mit Beiträgen von Dr. rer. nat. Gerd Manthei (GMuG)

Leipzig, 17.09.2007


Dr. – Ing. habil. Wolfgang Minkley
Geschäftsführer

Inhaltsverzeichnis

1. Kurzfassung	7
2. Vorgang / Einleitung	9
2.1. Veranlassung	9
2.2. Aufgabenstellung	9
2.3. Rahmenbedingungen zum Gastransport in Ton- und Salzgesteinen	10
2.3.1. Gasbildungs- und Transportprozesse	10
2.3.2. Geomechanische Kriterien zur Bewertung einer Fluiddruckeinwirkung	11
2.4. Untersuchungskonzeption	17
2.5. Internationale Kooperation und Wissensaustausch	20
3. Laboruntersuchungen zu den Gastransporteigenschaften von Salzgesteinen	22
3.1. Lithologische Charakterisierung Steinsalz – flache / steile Lagerung	23
3.2. Untersuchungsmethodik zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften niedrig-permeabler Gesteine	25
3.2.1. Theoretische Aspekte zur Gasdurchlässigkeitsbestimmung von Kernproben	25
3.2.2. Technische Versuchsdurchführung	29
3.3. Injektionstests mit erhöhtem Gasdruck	32
3.3.1. Lithologisch induzierte Anisotropieeffekte – Einfluss Probengeometrie	33
3.3.2. Gasinjektionstests zum Einfluss von Δp bzw. σ_{min}	39
3.3.3. Bewertung des Gasfracszenarios auf Basis von Laboruntersuchungen	43
3.3.4. Ableitung einer Beziehung zwischen Permeabilität und Differenzdruck	47
3.4. Gastransporteigenschaften unter deviatorischen Spannungsbedingungen	49
3.4.1. Methodische Nachweisverfahren von Dilatanz	50
3.4.2. Verformungsversuche zum Nachweis von Dilatanz in Steinsalz	53
3.4.3. Permeabilitäts/Porositätsbeziehung von Steinsalz	54
3.5. Verheilung und Feuchte	56
3.5.1. Permeabilitätsabnahme bei isostatischer Belastung zur Bewertung der Einflussfaktoren σ_{min} , T und Feuchtegehalt	58
3.5.2. Langzeitkompaktion unter Feuchteeinwirkung	61
3.5.3. Kapillarer Sperrdruck	65
3.5.4. Zusammenfassung und Diskussion	66

3.6.	Quantifizierung feuchteinduzierter Verheilungsprozesse.....	71
3.6.1.	Charakterisierung der eingesetzten synthetischen Salzpresslinge.....	71
3.6.2.	Versuchsdurchführung	74
3.6.3.	Versuchsergebnisse	75
3.6.4.	Diskussion	78
3.7.	Mechanisch / Hydraulische Kopplung – Bewertung der Verformungseigenschaften unter Porendruckeinwirkung	79
3.7.1.	Kurzeittests zum Einflusspektrum möglicher Porendruckeffekte	80
3.7.2.	Langzeittests mit definierten Spannungsbedingungen und Porendruckapplikation	86
3.7.3.	Einfluss von σ_{min} auf das Kriechverhalten	91
3.7.4.	Bewertung möglicher Porendruckeffekte auf die mechanisch- hydraulischen Eigenschaften von Steinsalz.....	93
4.	In-situ-Test am Standort Bernburg.....	97
4.1.	Einleitung / Versuchskonzeption.....	97
4.1.1.	Geologische Rahmenbedingungen und technische Installationen.....	98
4.1.2.	Charakterisierung des Grundspannungszustands am BfS- Versuchsort.....	100
4.1.3.	Vortests mit Nachweis lokaler Abströmprozesse im Messbohrloch.....	102
4.2.	Gasinjektionstests	105
4.2.1.	Mikroakustische Dauerüberwachung (G. Manthei, GMuG)	108
4.2.1.1.	Das mikroakustische Array	109
4.2.1.2.	Zeitlicher Verlauf und örtliche Verteilung der mikroakustischen Ereignisse	109
4.3.	Arbeitsstand Versuchsort Gaspermeation	115
4.3.1.	Geologische Rahmenbedingungen	115
4.3.2.	Durchführung und Ergebnisse der Gasinjektionstests.....	117
4.3.3.	Bewertung der mikroakustischen Aktivität.....	120
4.4.	Auswertung der Gasinjektionstests – numerische Simulation	122
4.4.1.	Permeabilitätsauswertung der Gasinjektionstests	123
4.4.2.	Reichweite des Permeationsprozesses	126
4.4.3.	Gasdruckaufbau im Salzgebirge – Experiment und In-situ- Bedingungen	127
4.4.4.	Simulation des Druckaufbaus in den druckbeaufschlagten Bohrungen	129
4.4.5.	Simulation des Druckaufbaus in einem Endlager-relevanten Volumen	132

5.	Standort Merkers – Natürliches Analogon Gasfrac einer geologischen Barriere mit anschließender Verheilung	134
5.1.	Einleitung	134
5.1.1.	<i>Geologische Situation mit dem Gebirgsschlag 1989</i>	134
5.1.2.	<i>Arbeitsprogramm</i>	136
5.2.	Erstellung der Bohrung und Kernbefund	137
5.3.	Gasdruckmessungen in der Bohrung 156	138
5.3.1.	<i>Druckaufbaumessungen</i>	139
5.3.2.	<i>Untersuchungen zur Reichweite der Gasdurchtrittszone</i>	142
5.3.3.	<i>Aktive Gasinjektion bei Packerposition 230 m</i>	144
5.4.	Hydrofracmessungen in der Bohrung 156	146
5.4.1.	<i>Packerinstallation und Versuchsdurchführung</i>	146
5.4.2.	<i>Spannungssondierungen</i>	149
5.4.3.	<i>Ergebnisse</i>	149
5.5.	Gebirgsmechanische Modellrechnungen zum Gasfracszenario Merkers	151
5.5.1.	<i>Modellaufbau / Gebirgsschlagrückrechnung</i>	151
5.5.2.	<i>Beanspruchung der geologischen Barriere</i>	153
5.5.3.	<i>Wiederherstellung der Barrierenintegrität</i>	157
6.	Laboruntersuchungen zu den Gastransporteigenschaften von Tonsteinen	159
6.1.	Einleitung	159
6.2.	Lithologische Charakterisierung der zu untersuchenden Tonsteine	160
6.2.1.	<i>Opalinuston</i>	160
6.2.2.	<i>Roter Salzton</i>	164
6.2.3.	<i>Vergleich von Opalinuston und Rotem Salzton bezüglich mechanisch-hydraulischer Indexparameter</i>	165
6.3.	Gastransporteigenschaften verfestigter Tonsteine	169
6.3.1.	<i>Einführung / Literaturstand</i>	169
6.3.2.	<i>Charakterisierung des initialen Probenzustandes</i>	171
6.3.3.	<i>Gasinjektionsversuche zur Dichtheit des Opalinustons mit stufenweiser Erhöhung des Injektionsdruckes</i>	173
6.3.4.	<i>Gastransporteigenschaften von Rotem Salzton</i>	177
6.3.5.	<i>Zeitabhängige Permeabilitätsentwicklung von Opalinuston – „Sealing“-Versuche</i>	183
6.4.	Hydraulisch / mechanische Eigenschaften von Opalinuston unter deviatorischer Belastung	184
6.4.1.	<i>Verformungsversuche zum Nachweis von Dilatanz unter deviatorischen Bedingungen</i>	186
6.4.2.	<i>Dilatanzuntersuchungen in der echt-dreiachsigen Verformungsapparatur der Uni Kiel</i>	190
6.4.3.	<i>Diskussion – Gibt es eine Dilatanzgrenze für den Opalinuston</i>	193
6.5.	Gastransport in Tongesteinen – Bewertung der Laboruntersuchungen	196

7.	Gasinjektionstests in einer Tonsteinformation – Standort Sigmundshall	200
7.1.	Geologische Rahmenbedingungen und Versuchskonzeption	200
7.1.1.	<i>Lithologische Beschreibung des erbohrten Roten Salztons (T4)</i>	201
7.1.2.	<i>Versuchskonzeption – Bohrloch- und mikroakustisches Messarray</i>	203
7.2.	Der In-situ-Gasinjektionstest.....	207
7.2.1.	<i>Druckregime</i>	207
7.2.2.	<i>Ergebnisse der mikroakustischen Messungen (G. Manthei, GMuG)</i>	210
7.2.2.1.	Messmethodik und Kalibrierung	210
7.2.2.2.	Durchführung von mikroakustischen Messungen.....	214
7.2.2.3.	Durchschallungsmessungen	216
7.2.3.	<i>Auswertung der Gasfractests</i>	220
8.	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen zur Barrierenintegrität von Salz- und Tonsteinen bei Gasbildung.....	224
8.1.	Experimentelle Untersuchungen zur Gasbildung im Endlager.....	224
8.1.1.	<i>Laboruntersuchungen Steinsalz</i>	225
8.1.2.	<i>In-situ-Versuche Bernburg</i>	227
8.1.3.	<i>CO₂-Gasfrac – Naturanalogon Merkers</i>	229
8.1.4.	<i>Laboruntersuchungen Tongesteine</i>	231
8.1.5.	<i>In-situ-Versuch Sigmundshall</i>	232
8.2.	Zusammenfassende Bewertung	233
8.3.	Forschungsbedarf	235
	Literatur	237
	Abkürzungsverzeichnis (soweit nicht im Text erklärt)	243
	Firmenverzeichnis	243
	Abbildungsverzeichnis.....	244
	Tabellenverzeichnis.....	255

Gesamtseitenanzahl

(einschließlich Deckblatt und Inhaltsverzeichnis)

1. Kurzfassung

Die Endlagerung hochradioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Gesteinsformationen ist weltweit das einzig anerkannte Konzept für ihre langfristig sichere Entsorgung, um eine Gefährdung sowohl heute lebender als auch zukünftiger Generationen auszuschließen.

In der Nachbetriebsphase eines Endlagers wird es im zeitlichen Verlauf über Gasbildung zu einem Druckanstieg kommen, wobei mutmaßlich durch ein Gasfracereignis die Barrierenintegrität gefährdet sein könnte. Vor diesem Hintergrund wurde das IfG durch das BfS beauftragt, im Rahmen des UFOPLAN-Vorhabens SR 2470 für das BMU die Transporteigenschaften von Salz- und Tongesteinen bei einem Gasdruckaufbau zu untersuchen. Aufgabe war u.a. die relevanten Transporteigenschaften (z.B. Permeabilität, kapillarer Sperrdruck) sowie mechanische Eigenschaften (z.B. Langzeitkriechverhalten, Risssschließung) zu quantifizieren, wobei neben den zu erwartenden Schädigungs- auch mögliche Verheilungsprozesse untersucht werden sollten.

Die von dieser Problemstellung ausgehende eingesetzte Untersuchungskonzeption beinhaltet sowohl Labortests als auch, zur Erweiterung des Maßstabes, Felduntersuchungen, u.a. mit Langzeitgasinjektionstests an drei Untertageversuchsorten. Zur Bewertung der erhaltenen Phänomene wurden zusätzlich Simulationsrechnungen durchgeführt. In diesem Abschlussbericht werden die erzielten Ergebnisse umfassend vorgestellt.

In den Laboruntersuchungen wurden die Gastransporteigenschaften von Steinsalz und Tonsteinen, d.h. Rotem Salzton und Opalinuston, für ein weites Spektrum definierter experimenteller Randbedingungen bestimmt. Als vorrangiges Ergebnis konnte für beide Gesteinstypen im Laborexperiment die Ausbildung einer Sekundärpermeabilität nachgewiesen werden, die den Druckaufbau in der Probe begrenzt. Für die resultierende Permeabilitätszunahme um mehrere Dekaden wurde für Steinsalz eine belastbare Beziehung abhängig von der Differenz des wirkenden Gasdrucks zur Druckeinspannung im Gebirge entwickelt. Weiterhin wurde für Steinsalz nachgewiesen, dass ein Gasporendruck die mechanischen Langzeiteigenschaften nur gering beeinflusst, während eine Befeuchtung und ein Lösungs- bzw. Laugendruck eine erhebliche Kriechbeschleunigung, abhängig von in der vorherrschenden Schädigung, bewirken können.

Über die Durchführung von Gasinjektionstests in jeweils einer Ton- und Steinsalzformation konnten die in den Laborversuchen beobachteten Effekte der gasdruckbedingten Ausbildung einer Sekundärpermeabilität bei Erreichen des Gebirgsdruckes bestätigt werden. Hierfür wurden untertage Bohrlocharrays mit Kontrollbohrungen für die direkte Messung eines Gasdurchtritts sowie einem hochsensitiven AE-Messsystem für die Detektierung gasfracinduzierter Risse installiert.

Die Gasinjektionstests in einer Tonsteinformation wurden am Versuchsort im K+S Kalibergwerk Sigmundshall in dem Referenzmaterial Roter Salzton in einer Teufe von 500 m über einen Zeitraum von ca. 750 Tagen durchgeführt. Ausgehend von einem sehr gasdichten Gebirge (effektive Gaspermeabilität $\approx 10^{-22} \text{ m}^2$) wurde bei der Druckerhöhung auf 85 bar, korrespondierend mit $\sigma_{\min} \approx 8 \text{ MPa}$, ein Gasdurchschlag mit einer Permeabilitätszunahme um 4 Größenordnungen beobachtet. Infolge der dabei gleichzeitig stattfindenden Druckentlastung bis auf 60 bar stellte sich die ursprüngliche Dichtheit wieder her, die auch in Folgedrucktests erhalten blieb.

Am BfS-Versuchsstandort im esco-Steinsalzbergwerk Bernburg wurden im geschichteten Leinesteinsalz in einer Teufe von 540 m Gasinjektionstests durchgeführt. Die Durchlässigkeitseigenschaften des Salzgebirges werden wesentlich von schichtartig vorkommenden Sulfatlagen bestimmt. Deshalb wurden die Messungen in einem homogenen Salzbereich durchgeführt, wobei bei Gasdrücken $< \sigma_{\min}$ Permeabilitäten in der Größenordnung von $< 10^{-23} \text{ m}^2$ bestimmt wurden. Der Nachweis sehr geringer Permeabilitäten bei Gasdrücken $< \sigma_{\min}$ deckt sich mit den Ergebnissen vom zweiten Versuchsstandort „Gaspermeation“, der in einem tektonisch beanspruchten Bereich des Staßfurt-Steinsalz liegt. Unabhängig davon wird für ein reales Endlager in einer Salzstruktur eine höhere Durchlässigkeit in der Größenordnung 10^{-22}

m² als Folge von Skaleneffekten mit strukturellen und lithologischen Inhomogenitäten als realistisch angesehen.

An beiden Versuchsorten wurde beim Überschreiten der wirkenden Gebirgsspannung (d.h. $\sigma_{\min}$) ein Gasdurchbruch beobachtet, der zu einem Abströmen von Gas ins Salzgebirge führte. Hierbei ist bemerkenswert, dass während der Druckbelastung niemals mikroakustische Ereignisse gemessen wurden, die Hinweise auf ein rupturales Gasfracereignis liefern würden. Stattdessen wird die Permeabilitätszunahme um bis zu vier Größenordnungen auf eine integrale Gaspermeation mit Ausbildung einer Sekundärpermeabilität zurückgeführt, infolgedessen es nur am Standort Gaspermeation auch zu einem Druckanstieg in den parallel zum Injektionsbohrungen verlaufenden Kontrollbohrungen kam. Als Folge der Permeabilitätszunahme fand infolge des begrenzten Gasreservoirs eine rapide Druckentlastung statt, bis sich der Gasdruck auf einem Niveau von ca. 100 - 110 bar stabilisierte. Der Prozess einer zumindest teilweisen Wiederherstellung der hydraulischen Integrität nach einem Gasdurchschlag ist analog zum Ergebnis der Laboruntersuchungen reversibel.

Am Versuchsstandort im K+S Bergwerk Merkers, der hier als einzigartiges Naturanalogon für ein großmaßstäbliches Gasfracereignis im Salz betrachtet wird, wurde mittels einer ca. 250 m langen Horizontalbohrung die gasfracgeschädigte Zone erbohrt, wobei sowohl verheilte als auch offene Risse mit CO₂-Zutritten angetroffen wurden. Mit Druckaufbau- und Gasinjektionstests sowie Hydrofracmessungen konnte nachgewiesen werden, dass sich die mechanische und hydraulische Integrität der nur ca. 30 m mächtigen Steinsalzbarriere seit dem Gebirgsschlag 1989 bis heute zumindest teilweise wiederhergestellt hat. Weiterhin konnten mit numerischen Simulationsrechnungen die geotechnischen Rahmenbedingungen, die zum Gasfrac geführt haben, zweifelsfrei nachvollzogen werden. Ebenfalls konnte die aufgrund viskoplastischer Verformungsprozesse zeitlich bedingte Wiederherstellung der Barrierenintegrität belegt werden, wobei die tatsächlich in der ehemals gasfracgeschädigten Barriere in situ gemessenen Einspannungswerte infolge von Verheilungsprozessen höher sind, als die Modellrechnungen ausweisen.

Zusammenfassend liefern die durchgeführten Untersuchungen belastbare Ergebnisse zum Gastransportverhalten von Steinsalz sowie einer Tonformation mit steigendem Gasdruck. Für beide Gesteinsarten konnte erstmalig in einem größeren Maßstab in einem Feldexperiment das sog. Gasfracszenario quasi online verfolgt werden. Es konnte gezeigt werden, dass infolge der entstehenden Sekundärpermeabilität die Druckzunahme in einem Hohlraum begrenzt ist. Der Prozess einer lokalen Gasfreisetzung infolge Permeation und anschließenden Risssschließung ist jeweils reversibel. Somit ist für beide Wirtsgesteinstypen ein **Quasi-Selbstabdichtungsmechanismus** nach einem Gasdurchbruch nachgewiesen worden.

In Bewertung der hier erzielten Ergebnisse sowie des in der Literatur dokumentierten Kenntnisstandes wird gefolgert, dass die grundsätzlichen Phänomene und Prozesse für Gastransport in Salz- und Tonsteinen verstanden sind. Wesentlich ist dabei, dass ein Gasfracszenario mit einem singulären Frac bei den hier realisierten Gasdruckbelastungen nicht eintritt.

Auf Basis der im Labor- und Feldmaßstab vorliegenden Ergebnisse sowie dem Naturanalogon Merkers wird eingeschätzt, dass auch für ein repräsentatives Endlagervolumen die sich entwickelnde Sekundärpermeabilität ausreicht, den Druckaufbau infolge Gasentwicklung sowie Hohlraumkonvergenz soweit zu begrenzen, dass es auch hier nicht zu einem Gasfrac kommt. Allerdings werden für eine im Rahmen einer Langzeitsicherheitsanalyse notwendige Bewertung der Konsequenzen einer aus der Gaspermeation resultierenden Gasausbreitung im Salzgebirge noch weitergehende Modellrechnungen sowie ein großmaßstäblicher Drucktest in einem größerem Hohlraumvolumen, z.B. einer Modellkaverne, für erforderlich gehalten.

2. Vorgang / Einleitung

Mit Schreiben des Bundesamtes für Strahlenschutz (Salzgitter) vom 05.05.2004 wurde das Institut für Gebirgsmechanik GmbH (Leipzig) im Rahmen des UFOPLAN-Vorhabens SR 2470 „**Untersuchungen zur Barriereintegrität im Hinblick auf das Ein-Endlagerkonzept**“ mit der Durchführung eines Forschungsauftrages beauftragt.

2.1. Veranlassung

In der Nachbetriebsphase eines Endlagers für radioaktive Abfälle in tief liegenden geologischen Gesteinsformationen kommt es über die Zersetzung organischer Substanzen und chemische Reaktionen zwischen Feuchtigkeit und metallischen Komponenten sowie Radiolyse zur Gasentwicklung. Diese kann nach Ausweis internationaler Studien im zeitlichen Verlauf zu einem Gasdruckanstieg führen.

Bei Gasbildung muss für eine Beurteilung möglicher Auswirkungen zwischen permeablen und niedrig permeablem Wirtsgesteinen unterschieden werden (z.B. SKRZYPPEK et al., 2005). In einer RSK-Stellungnahme „Gase im Endlager“ wird hierzu festgestellt (RSK, 2005):

„Bei einem ausreichend durchlässigen Wirtsgestein können die Gase aus der Wirtsfornation entweichen. Dies führt im Allgemeinen nur zu geringen und vernachlässigbaren Druckerhöhungen. Die Ausbreitung der Gase in der Fornation kann als treibende Kraft für die Ausbreitung kontaminierter Lösungen wirken und ist in den Modellrechnungen zur Langzeitsicherheit entsprechend zu berücksichtigen.“

Bei Wirtsgesteinen wie Steinsalz ist das Entweichen der Gase in ausreichender Menge nur möglich, wenn sich Wegsamkeiten bilden.

Im Salzgestein bilden sich Wegsamkeiten nach derzeitiger Einschätzung erst nach Überschreiten des Gebirgsdrucks oder genauer der minimalen Hauptspannung im Gebirge. Bei Gasdrücken oberhalb des Gebirgsdrucks könnte die Barriereintegrität des Wirtsgesteins beeinträchtigt werden. Ein Nachweis für ein mögliches Entweichen der Gase aus der Wirtsfornation bei Erhalt der Barriereintegrität liegt derzeit nicht vor und ist Bestandteil von Forschungsarbeiten. Der gasdruckbedingte Verlauf der Mikrorissbildung in Salzgestein ist nicht bekannt. Hier sind noch grundlegende Untersuchungen erforderlich. ... “

Entsprechend gehören die sicherheitsrelevanten Aspekte der Gasbildung zu den 12 Fragestellungen, die als konzeptionelle Grundsatzfragen im Zusammenhang mit dem Moratorium zur Erkundung des Salzstockes Gorleben formuliert wurden. Sie gelten grundsätzlich für alle in Deutschland möglichen Wirtsgesteine und müssen geklärt werden (BMU, 2001).

2.2. Aufgabenstellung

Vor dem Hintergrund der Gasentwicklung in einem Endlager und insbesondere unter Berücksichtigung des Ein-Endlagerkonzepts zielt der Schwerpunkt der durchzuführenden Arbeiten allgemein auf den Themenkreis Permeation mit der Wechselwirkung „Schädigung“ und „Selbstheilung“. Dabei ist aber das Ein-Endlagerkonzept selbst nicht zu bewerten. Gegenstand der Untersuchungen ist vielmehr das Gastransportverhalten innerhalb der beiden Gesteinstypen Salz als dichtes Wirtsgestein und Tonstein als begrenzt durchlässiges Wirtsgestein. Für beide Gesteine sind schwerpunktmäßig folgende Fragen zu untersuchen:

- Wie reagiert das Wirtsgestein des Endlagers auf den Druckaufbau der Fluide?
- Wenn es zu einem Frac kommt, wie sieht der Kompaktions- oder Verheilungsprozess danach aus?
 - o Abhängigkeit der Selbstheilung von der Dauer der Öffnung bzw. Höhe des Frac-Drucks
 - o Abhängigkeit des Eintritts eines Fracs von der Druckaufbaurrate

Hierzu sind die relevanten Parameter zu quantifizieren, mit dem Ziel, Grundlagen für eine spätere rechnerische Simulation der Prozesse zu schaffen. Einschränkend ist jedoch anzumerken, dass in diesem Vorhaben der fachliche Schwerpunkt auf die Untersuchung hydraulisch-mechanischer Eigenschaften der beiden Wirtsgesteinsformationen Salz und Tonsteine gelegt wird, während physiko-chemische Wechselwirkungen, wie z.B. Lösungs- oder Fällungsprozesse bei Zutritt wässriger Salzlösungen¹ sowie der Einfluss der Temperatur nicht explizit berücksichtigt werden.

2.3. Rahmenbedingungen zum Gastransport in Ton- und Salzgesteinen

Entsprechend der Aufgabenbeschreibung steht die Untersuchung der Wirkung möglicher Porendruckeffekte hinsichtlich der Integrität einer geologischen Barriere für die beiden unterschiedlichen Wirtsgesteine Steinsalz und Tongesteine im Mittelpunkt des vorliegenden Forschungsvorhabens. Zur Illustration der Komplexität des Vorhabens werden im Folgenden kurz die allgemeinen Rahmenbedingungen zum Gastransport in geologischen Medien sowie die daraus resultierenden Schlussfolgerungen für die durchzuführenden Arbeiten vorgestellt.

2.3.1. Gasbildungs- und Transportprozesse

Ausgehend von verschiedenen Zersetzungsprozessen (z.B. Korrosion, Biogradation und Radiolyse, z.B. SCHULZE, 2002) werden in einem Endlager für radioaktive Stoffe verschiedene Gase (H_2 , CO_2 , CH_4 , H_2S etc.) auftreten bzw. sich bilden.

Die Gasbildungsrate wird u.a. durch die Temperatur, die Feuchte und das chemische Milieu bestimmt. Bei einer Langzeitbetrachtung wird die Gasbildung vorrangig durch die Korrosion der metallischen Bestandteile (z.B. Eisen, Aluminium und Zink) bestimmt. Die Korrosion hängt stark von den Umgebungsbedingungen wie Sauerstoffanteil, Wasseranteil und Temperatur ab und führt hauptsächlich zur Wasserstoffbildung. Die Korrosionsrate wird häufig als Abtragsrate in $\mu m/Jahr$ angegeben. Abhängig von den metallischen Bestandteilen und den Umgebungsbedingungen kann die Korrosionsrate zwischen 0,01 und 1000 $\mu m/Jahr$ liegen. Aus der Korrosionsrate kann man die Gasbildung ableiten.

Die temporär variierende Gasproduktionsrate und das Gasbildungspotential sind die primären Einflussfaktoren auf die zu bearbeitenden Prozesse bezüglich einer Bewertung der geo-mechanisch / hydraulischen Auswirkungen der Gasbildung im Endlager auf die Barrierenintegrität. Sie hängt wesentlich von der Endlagerkonzeption bzgl. der Einlagerungsmenge und den Eigenschaften der Abfallgebinde sowie den technischen Barrieren ab. **Die hieraus resultierenden Fragen sowie das technische Ein-Endlagerkonzept sind aber nicht Gegenstand des Untersuchungsvorhabens.** Hinzu kommt noch das Konvergenzverhalten des umgebenden Gesteins, das zusätzlich den für eine Gasaufnahme zur Verfügung stehenden Hohlraum mit der Zeit verringert und somit den Druckanstieg beschleunigt (z.B. SKRZYPPEK et al., 2005).

Abhängig von diesen Rahmenbedingungen werden sich mit dem zeitlich entwickelnden Gasdruck p_g die Gase im Endlager ausbreiten (Abb. 2-1). Die Ausbreitung von Gas im Endlagerbereich wird somit sowohl von den Nahfeldeigenschaften, d.h. durch die hydromechanischen Eigenschaften der unmittelbar angrenzenden Wirtsgesteine und der technischen Barrieren als auch durch den hydromechanischen Systemzustand der gesamten Geosphäre um den Einlagerungsbereich bestimmt (i.e. Porendruck, Sättigungszustand, Gebirgsspannung). Hier konzentrieren sich die Untersuchungen auf die Wechselwirkung eines Gasdruckaufbaus mit dem Wirtsgestein.

¹ Im Salzgebirge zutretende wässrige Lösungen werden bergmännisch als Lauge bezeichnet. Beide Bezeichnungen werden nachfolgend synonym im Text verwendet.

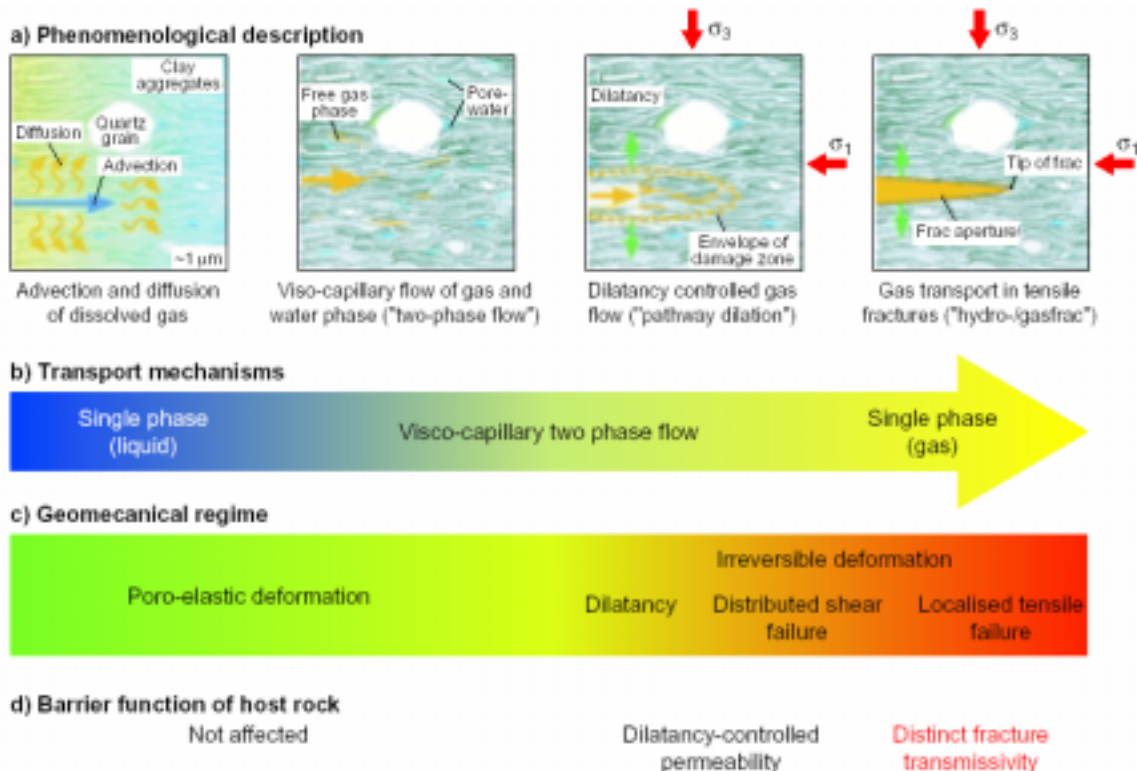


Abb. 2-1. Synoptisches Bild der Transportprozesse der in Hohlräumen akkumulierten Korrosions- und Degradationsgase aus einem Endlager in Tongesteinen (aus MARSHALL et al., 2005). a) Phänomenologische Beschreibung anhand eines mikrostrukturellen Modells; b) grundlegende Transportmechanismen c) geomechanisches Regime; und d) Wirkung des Gastransports auf die Integrität der Wirtsgesteinsbarriere.

Die grundlegenden hydraulischen Transportmechanismen, die in einem Gestein zur Gasausbreitung beitragen können, sind:

- advektiver bzw. diffusiver Transport von im Porenwasser gelöstem Gas
- visko-kapillaren Zweiphasenflussprozesse
- Einphasenfluss der reinen Gasphase
- Dilatanz- bzw. Frac-induzierte Transportprozesse

Die Effizienz dieser verschiedenen Gastransportmechanismen zur Abführung der produzierten Korrosions- und Degradationsgase hängt primär von den inhärenten Eigenschaften des vorliegenden Wirtsgesteins ab: permeabel $\Leftrightarrow$ niedrig permeabel. Unter den Bedingungen eines Endlagers sind die Transporteigenschaften eng gekoppelt an das Deformationsverhalten der jeweiligen geologischen Barriere, das je nach Wirtsgesteinseigenschaften und Belastungsbedingungen sehr verschieden sein kann. Weiterhin hängt die Wechselwirkung eines sich aufbauenden Porendruckes mit dem umgebenden Gebirge von den inhärenten Permeabilitätseigenschaften des Gesteins ab. Die Komplexität dieser Prozesse aufzeigen und für eine Modellierung zu quantifizieren ist Aufgabe des vorliegenden Vorhabens.

2.3.2. Geomechanische Kriterien zur Bewertung einer Fluiddruckeinwirkung

Die Transporteigenschaften einer geologischen Barriere für Gase und Lösungen in Abhängigkeit der geomechanischen Randbedingungen Spannungsfeld und Porendruck sind bei der Bewertung der Langzeitintegrität eines Endlagers von herausragender Bedeutung.

Unverritztes Steinsalz wird als technisch dicht für Gase und Lösungen angesehen. Da übliche Definitionen zur technischen Dichtheit bei Steinsalz nicht angewendet werden können, wurde von P. BÉREST im Rahmen eines Übersichtsvortrages auf der MECASALT 6² auf der Basis praktischer Erfahrungen aus der Gasspeicherung in Salzformationen eine Permeabilität $\leq 10^{-22} \text{ m}^2$ als dicht definiert. Im Gegensatz dazu verfügen Tongesteine als permeables Wirtsgestein per Definition bereits ab initio über inhärent vorhandene mögliche Flüssigkeitszutritts- und -abflusswege, d.h. Fluide können in einem begrenzten Maße aus einer Tonformation entweichen, aber auch Lösungen zutreten.

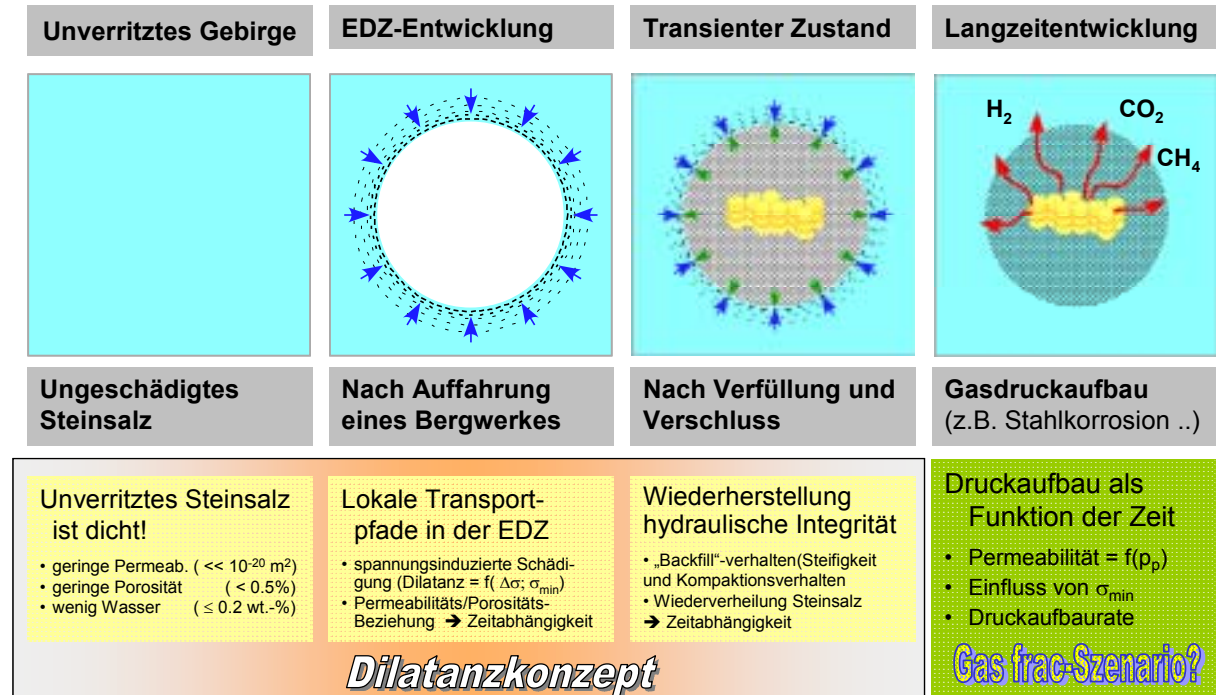


Abb. 2-2. Schematische Darstellung der relevanten Aspekte für die Bewertung der hydraulischen Langzeitsicherheit eines Endlagers entsprechend seiner Entwicklung nach der Hohlraum-auffahrung mit Betriebs-, Verschluss- und Nachbetriebsphase. Eine Bewertung der wechselseitigen Prozesse Schädigung/Verheilung kann auf Basis des Dilatanzkonzeptes erfolgen, während die Rahmenbedingungen zum Verständnis eines möglichen Gasfracszenarios unter Langzeitbedingungen noch nicht allgemein geklärt und deshalb Inhalte der Untersuchungen sind.

Unabhängig davon sind die Prozesse, die für einen Langzeitsicherheitsnachweis bei der zeitlichen Nutzung eines Endlagers berücksichtigt werden müssen, für beide Gesteinstypen gleich. Hierbei sind entsprechend der zeitlichen Entwicklung mit Betriebs- und Nachbetriebsphase drei Phasen zu unterscheiden, wie sie beispielhaft in Abb. 2-2 für ein Endlager im Salz dargestellt sind:

- *initiale Phase*, d.h. Hohlraumerstellung mit zeitlicher Ausbildung der EDZ³ in Abhängigkeit vom wirkenden Spannungsfeld $\Rightarrow$ **Dilatanz-induzierte Prozesse**
- *transiente Phase* nach Verfüllung der Einlagerungshohlräume sowie der Zugangsstrecken mit Salzgrus mit allmählicher Konvergenzentwicklung, die zur Kompaktion

² 6th Conference on the Mechanical Behavior of Salt: Understanding of the THMC Processes in Salt Rocks, 22.05.2007 - 25.05.2007 in Hannover.

³ **EdZ** – „Excavation disturbed Zone“: Aufgelockerte Zone, die im Konturnahbereich bei Auffahrung eines Hohlraumes entsteht, aber die Integrität nicht wesentlich beeinflusst.

EDZ – „Excavation Damage Zone“: Mechanisch stark geschädigte Zone, die aufgrund der vorliegenden hydraulischen Wegsamkeiten sowie der eingeschränkten Standsicherheit einen negativen Einfluss auf die Errichtung und die Langzeitsicherheit eines Hohlraumes haben kann – Teil der EdZ.

des Versatzes sowie zur Abdichtung der EDZ führt $\Rightarrow$ **Rissschließung bzw. -verheilung**⁴.

- *Langzeitentwicklung*, wobei es im dichten Salzgebirge nach Wiederherstellung der ursprünglichen Dichtheit infolge von Gasbildungsprozessen mutmaßlich zu einem Druckanstieg kommt $\Rightarrow$ **Porendruck-induzierte Prozesse (Gasfrac)**.

Um die Integrität des geologischen Tiefenlagers bezogen auf die drei Phasen realistisch bewerten zu können, müssen aus gebirgsmechanischer Sicht die folgenden Faktoren bekannt sein:

- (1) die hydraulisch-mechanischen Randbedingungen, die zu einer mechanisch induzierten Auflockerung bzw. einer Rissverheilung führen, ebenso wie die Kenntnis der Abhängigkeit zwischen der **Durchlässigkeit** (= Permeabilität) aufgelockerter Gebirgsbereiche und dem für eine Durchströmung zur Verfügung stehenden **Porenvolumen** (= effektive Porosität) $\Rightarrow$ **Dilatanzkonzept / Dilatanzkriterium**
- (2) die sich mit Erhöhung des Porendruckes verändernden hydraulischen Parameter (d.h. Permeabilität und Porosität) sowie die daraus resultierenden Effekte einer Beeinflussung der mechanischen Eigenschaften. Dazu gehört die Klärung der Frage, ob es tatsächlich im dichten Gebirge zu einem gasdruckinduziertem Frac kommt oder ob vorher bereits ein „Abströmen“ (Permeation) stattfindet $\Rightarrow$ **hydraulisch-mechanische Kopplung**

zu (1): Das Dilatanzkonzept / Dilatanzkriterium

Die Wechselwirkung von Dilatanz und Permeabilität sowie deren zeitliche Änderung in Form einer Zunahme (Schädigung über Wachstum vorhandener oder Entstehung neuer Risse) oder Abnahme (Kompaktion infolge Rissschließung sowie -verheilung) hängt vom wirkenden Spannungsfeld ab, d.h. der vorliegenden Minimalspannung unter Zugrundelegung des Effektivspannungskonzeptes ($\sigma_{\text{eff}} = \sigma - p_{\text{fl}}$) und dem herrschenden Deviator (σ_{Diff}).

Das Verständnis dieser Zusammenhänge ergibt sich über das Dilatanzkonzept, das von CRISTESCU und HUNSCH (1998) entwickelt worden ist. Für eine Bewertung, ob ein Spannungszustand zu einer Schädigung oder einer Wiederherstellung der hydraulischen Integrität führt, muss unterschieden werden, ob sich der Spannungszustand unterhalb oder oberhalb der Dilatanzgrenze befindet (vgl. Abb. 2-3). Nach der gängigen Definition ist unter dem Begriff „Dilatanzgrenze“ die Spannungsgrenze zu verstehen, bei der es zu einer mit volumetrischen Verfahren nachweisbaren Rissentwicklung, d.h. einer messbaren Volumenzunahme kommt und gleichzeitig eine Permeabilitätszunahme beobachtet wird.

Über die Dilatanzgrenze lässt sich somit das Dilatanzkriterium ableiten.

⁴ Im Rahmen des SELFRAC-Vorhabens (SELFRAC, 2002; BASTIAENS et al., 2007) sind bezüglich der Abgrenzung von Kompaktions- gegenüber Verheilungsprozessen folgende Definitionen erarbeitet worden:

Sealing – Rissabdichtung: Prozess, der nach der Auffahrung eines Hohlraumes die lokal erhöhte hydraulische Durchlässigkeit im Anstehenden zumindest verringert oder sogar die initiale Dichtheit wieder herstellt, ohne dass strukturelle Veränderungen im Mikrorissgefüge erfolgen (ausschließlich mechanische Rissschließung als Folge z.B. von Kompaktion oder Quellung). Die Rissspur bleibt erhalten und es gibt zwischen den Rissoberflächen nur mechanische Kontaktpunkte, was zu einer geringen mechanischen Kohäsion führt.

Healing – Rissverheilung: Prozess, der nach der Auffahrung eines Hohlraumes die lokal erhöhte hydraulische Durchlässigkeit im Anstehenden dauerhaft reduziert, wobei das Mikrorissgefüge aufgrund sekundärer Mineralausfällungen aus durchmigrierenden Lösungen oder durch dynamische Rekristallisationsprozesse (z.B. „pressure solution“ oder Korngrenzenmigration) negiert wird, so dass die Matrixeigenschaften wieder hergestellt werden. Mechanisch nachweisbar über eine vollständige Wiederherstellung der Kohäsion bzw. der ursprünglichen hydraulischen Aufreißfestigkeit.

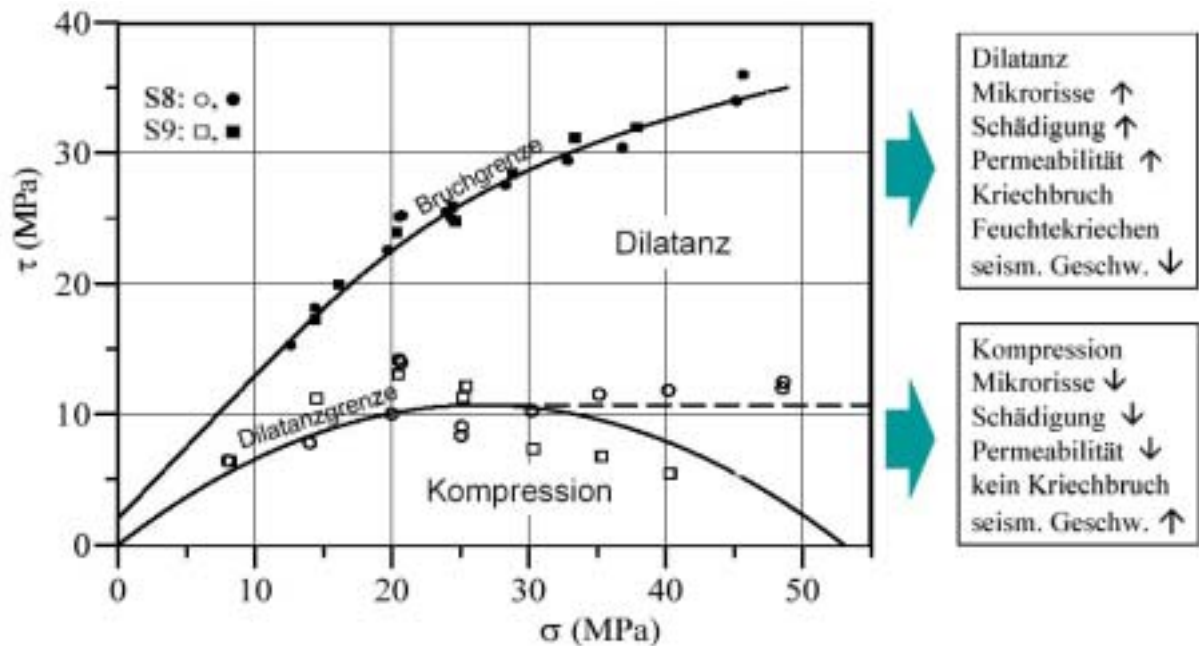


Abb. 2-3. Darstellung der Bruchgrenze und der Dilatanzgrenze für Steinsalz sowie der im dilatanten und kompressiblen Bereich dominierenden Prozesse, auf Basis der Versuchsserien S8 und S9 (aus HUNSCHKE et al., 2003).

Das Dilatanzkriterium ist erfüllt, so lange die Volumenänderung $\Delta \varepsilon_{VOL}$ negativ (Kompaktion) bzw. Null (volumentreue Verformung) ist (z.B. MINKLEY, 2003):

$$\frac{d\varepsilon_{VOL}}{d\varepsilon_1} \leq 0 \quad (2-1)$$

Die Quantifizierung bzw. Überprüfung dieser Kriterien basiert in erster Linie auf Laboruntersuchungen, bei denen Rissbildung mittels gesteinsphysikalischer Messverfahren indirekt nachgewiesen werden konnte.

Die Lage der so definierten Dilatanzgrenze wurde zwischenzeitlich von verschiedenen Autoren in experimentellen Untersuchungen bestimmt, z.B. SALZER et al. (2002):

$$\sigma_{eff, D} = 1,571 \cdot \sigma_3 + 13,35 \quad (2-2)$$

mit $\sigma_{eff, D}$: Differenzspannung; σ_3 : kleinste Hauptspannung

Der Verlauf der SALZER-Dilatanzgrenze entspricht qualitativ den Ergebnissen von SPIERS et al. (1989), VAN SAMBECK et al. (1993), liegt aber deutlich oberhalb der von CRISTESCU & HUNSCHKE (1998) angegebenen Formulierung:

$$\tau_{Dil} = 0.8996 \cdot \sigma_o - 0.01697 \cdot \sigma_o^2 \quad (2-3)$$

mit τ : Schubspannung; σ_o : Normalspannung)

Die von den vorgenannten Autoren, CRISTESCU & HUNSCHKE (1998) ursprünglich als Dilatanzgrenze definierte Spannungsgrenze wurde zwischenzeitlich bezüglich ihrer physikalischen Signifikanz durch Ergebnisse von Ultraschalluntersuchungen bestätigt (POPP et al., 2001) und korreliert gleichzeitig mit dem Einsatz des sog. „Feuchtekriechens“ (vgl. HUNSCHKE et al., 2003). Sie weicht aber eindeutig von der volumetrisch bestimmten Dilatanzgrenze ab.

Ursache für die Diskrepanz dieser Ergebnisse ist, dass die verschiedenen Methoden zum Nachweis einer Schädigung und im weiteren zum Nachweis von Verheilungsprozessen offenbar für den Nachweis einsetzender Rissbildung unterschiedlich sensitiv sind. Generell wird das Ultraschallverfahren als das sensitivste eingeschätzt (POPP et al., 2001). Als Konsequenz ist die damit nachgewiesene Spannungsgrenze als initiale „Mikroriss-Grenze“ bzw. als Beginn einsetzender Schädigung anzusehen, ohne dass makroskopisch eine messbare Volumenänderung nachgewiesen werden kann (vgl. HUNSCHE et al., 2003). Nach den vorgenannten Autoren ist noch zu prüfen, ob oberhalb der „Mikroriss-Grenze“ schon die Permeabilität erhöht sein kann, die Mikrorissbildung jedoch nicht fortschreitet und es deshalb nicht zu einer messbaren Volumenerhöhung kommt. Dieses Phänomen ist noch Gegenstand der Forschung.

Analog zur Bewertung des Schädigungsverhaltens, das in komplexen Beziehungen zwischen Spannungszustand, mechanischen Eigenschaften, Dilatanz, Permeabilität sowie den verschiedenen lithologischen Einflussgrößen der hier zu charakterisierenden Wirtsgesteine zum Ausdruck kommt, kann davon ausgegangen werden, dass die Randbedingungen für das Rekompaktions- oder Wiederverheilungsvermögen des jeweiligen Wirtsgesteines ähnlich komplex sind. Während man beim plastisch verformbaren Salzgestein sowie beim plastischen Ton (z.B. Boom Clay-Formation im belgischen Rupel-Gebiet) von einem wirklichen Selbstverheilungsvermögen ausgeht („healing“), scheinen nach bisherigen Untersuchungen beim verfestigten Tonstein (z.B. Opalinuston) in erster Linie mechanische Abdichtungsprozesse („sealing“) zu dominieren.



Abb. 2-4. Beispiele für „Self-sealing“ and „healing“:

- (li.) „Self-sealing“ und vermutlich auch „self-healing“ in Boom Clay (aus SELFFRAC, 2002): Mechanische Selbstabdichtung eines ursprünglich offenen Bohrlochliners ($\varnothing \approx 100$ mm; gelb markiert) durch plastisch zutretenden Ton, der durch das Rohr gepresst, d.h. extrudiert wird. Austretende Lösungen können über chemische Ausfällung eine zusätzliche Abdichtung bewirken.
- (re.) „Self-healing“ in Steinsalz (aus KERN & POPP, 1997): Knäuelsalz (z2HS1) - Go 1002/005/060 mehrphasige Kornblastese von Halitkörnern - ehemalige Korngrenze mit Anhydritpartikeln (weiß) gegenüber rezenten Korngrenzen mit Fluideinschlüssen und Anhydritsäumen (grün) - Nic. gekreuzt.

Danach schließen sich Bruch- oder Rissstrukturen infolge des vergleichsweise geringen Elastizitätsmoduls der hier untersuchten Wirtsgesteine schon bei geringer effektiver Normalspannung. Im Falle von Salzgesteinen ist von verschiedenen Autoren eine Abnahme der Permeabilität bei kurzzeitiger hydrostatischer Belastung beobachtet, die auch mit einer Zunahme der Ultraschallgeschwindigkeiten korreliert ist (z.B. STORMONT, 1990; POPP et al., 2001).

Dieser Effekt wird zusätzlich durch zeitabhängige irreversible Kompaktionsprozesse überlagert, die aus Korngrenzengleitung sowie plastischen Verformungsprozessen resultieren. Ebenfalls kann lokale Scherkompaktion als Folge deviatorischer Gebirgsspannungen bei Belastungszuständen unterhalb der Dilatanzgrenze zu einer Gesteinskompaktion beitragen.

Dieser Effekt lässt sich im Laborexperiment sowohl bei Salz- und Tonsteinen über den Nachweis eines Probenvolumenminimums beobachten.

Zusätzlich zu diesem mechanischen Kompaktionsprozess können Selbstverheilungsprozesse auftreten, bei denen entsprechend der vorgenannten Definition, der Porenraum nicht nur verringert wird, sondern bezüglich seiner Relevanz bezüglich hydraulischer Prozesse vernachlässigt werden kann ($\Rightarrow$ Entstehung von isolierten Poren oder Lösungs- bzw. Gaseinschlüssen). Hierzu können lösungsschemische Prozesse beitragen, die über sekundäre Ausscheidungsprozesse Risse verheilen.

Im Falle von plastischen Tonsteinen ist gezeigt worden, dass Bruchstrukturen im Kontakt mit Porenwasser innerhalb kurzer Zeit durch Quellprozesse "verheilen" können (SELFFRAC, 2002). Bei Salzgesteinen konnte selbst in Kurzzeitlaborversuchen (Tage bis Wochen) nachgewiesen werden, dass bei Anwesenheit von Lauge auf den Korngrenzen dynamische Rekristallisationsprozesse wie „grain boundary solution“ oder Korngrenzenmigration wirksam werden können, die zur Rissverheilung beitragen (z.B. PEACH, 1991; SPIERS et al., 1989). Beispiele hierfür sind in Abb. 2-4 dargestellt.

Im Gegensatz dazu gibt es bei den verfestigten Tonsteinen aufgrund der bisher vorliegenden Ergebnisse aus Feld- und Laboruntersuchungen keine gesicherten Hinweise auf Verheilungsprozesse (P. MARSHALL, mdl. Mittlg.).

zu (2): Hydraulisch-mechanische Kopplung / Minimalspannungskriterium

Während bei einem ausreichend durchlässigen Wirtsgestein, z.B. Tongesteine mit einem fluiderfüllten Porenraum, bzw. bei Ausbildung einer weitreichenden mechanisch aufgelockerten Zone (z.B. EDZ), die Gase aus der Wirtsformation sukzessive entweichen können, kommt es bei einem sehr gering durchlässigen Wirtsgestein, beispielsweise bei Salzgesteinen im unverritztem Zustand, zu einem Anstieg des Gasdruckes (vgl. RSK, 2005, S. 9). Zur Bewertung der hydraulisch/mechanischen Integrität der geologischen Barriere bei Entwicklung eines Gasdruckes dient das Minimalspannungs- bzw. Frac-Kriterium.

Dieses Kriterium fordert für die abdichtende Barriere, dass die kleinste Gebirgsdruckspannung $\sigma_{\text{MIN}} = \sigma_3$ zuzüglich eines Durchtrittsdruckes p_{ER} (Eintritts- und Reibungsdruck) immer größer sein muss, als ein fiktiv angenommener Fluiddruck p_{FL} in der entsprechenden Teufe, um ein Aufreißen und Durchströmen der Salinarbarriere zu verhindern (z.B. MINKLEY, 2003)

$$\sigma_{\text{MIN}} + p_{\text{ER}} > p_{\text{FL}}$$

bzw. Einhaltung eines Sicherheitsfaktors: $n_{\text{FRAC}} = \frac{\sigma_{\text{MIN}} + p_{\text{ER}}}{p_{\text{FL}}} > 1$ (2-4)

Vor dem Hintergrund eines nicht limitierten Gasdruckanstieges in einem Endlager stellt das Minimalspannungskriterium aber für die Bewertung der hier vorliegenden Problematik keine ausreichende Basis dar. Hinzu kommt, dass mit dem Aufbau eines Hohlraum-Innendruckes die räumliche und zeitliche Entwicklung des Spannungszustands **zusätzlich** beeinflusst wird, wobei zwei Phänomene von Bedeutung sind:

- ◆ Bei Anwesenheit eines Fluiddruckes wird entsprechend der Zugänglichkeit des Porenraumes die Gesteinsfestigkeit reduziert.
- ◆ Mit Annäherung des Fluiddruckes an den lithostatischen Druck erhöht sich die Durchlässigkeit im Gestein um mehr als eine Größenordnung, d.h., Fluide können ins Material eindringen.

In der Konsequenz für die gebirgsmechanische Wirkung eines Gasdruckes im Porenraum müssen nach SCHULZE (2002) somit zwei Fälle unterschieden werden:

- (1) **Im Falle eines durchlässigen Gesteins sowie im aufgelockerten Nahbereich (EDZ)** wirkt der Fluiddruck in den Poren (p_{fi} , sei es Gas oder Lösung) der Auflast des

Gesteins entgegen. Die Wirkung des Fluiddruckes wird auf der Basis eines mittleren effektiven Druckes durch Reduzierung des vorhandenen Überlagerungsdruckes um den Porendruck beschrieben. Der Gesteinsdruck ($p_{iso} = p_{lith}$, lithostatischer Druck) ist danach in den mittleren effektiven Druck (p_{eff}) und den Fluiddruck (p_{fl}) (vgl. TERZAGHI-Effekt im Lockergestein bzw. BIOT-Konzept aufzuteilen:

$$p_{eff} = p_{iso} - \alpha \cdot p_{fl}$$

mit α = Wirkfaktor oder „WALSH-Parameter“,
für Lockergesteine auch als „BIOT-Koeffizient“ bezeichnet

Die resultierende Reduktion der mittleren Hauptspannung begünstigt also generell Dilatanz, Rissfortschritt sowie Tragfähigkeitsverlust am Hohlraumrand. In Gesteinsbereichen, die vom Hohlraumrand entfernter liegen, nehmen Porosität und Durchlässigkeit ab, so dass das Spannungs-Verformungs-Verhalten außerhalb der EDZ vom Fluiddruck in Einzelporen nicht mehr beeinflusst ist. Abhängig von der Entwicklung des Porendruckes und der räumlich fortschreitenden Ausbildung dieser Permeationszone wird sich schließlich ein Gleichgewicht zwischen Gasdruckaufbau und Permeation einstellen, **so dass das Szenario eines „Gasfracs“ als gering eingeschätzt werden kann.**

- (2) Im Gegensatz bewirkt ein Gasdruck bei einem **Gestein, in welches Infiltration und Porendruckaufbau nicht erfolgen können**, im Hohlraum ($p_{fluid} = p_{innen}$ bzw. $p_{fl} = p_i$) zunächst eine Erhöhung der Normalspannung auf die Wandung, wodurch das Gestein am Hohlraumrand gegen Auflockerung und Rissfortschritt stabilisiert und damit noch dichter wird.

In diesem Fall ist **ein Gasfracereignis** mit einem singulären Großfrac bei einem anhaltenden Porenanstieg mit Überschreiten der pneumatischen Zugfestigkeit des Materials **nicht ausgeschlossen**. Dies würde zu einer erheblichen Beeinträchtigung der Barrierenwirkung führen.

Die extrem gegensätzlichen Konsequenzen beider Fälle (Destabilisierung $\Leftrightarrow$ Stabilisierung bezogen auf die Wahrscheinlichkeit eines Gasfrac-ereignisses) bilden unter Einwirkung eines Porendruckes die Spannweite potentieller Szenarien hinsichtlich mechanischer (Dilatanz- bzw. Festigkeitsentwicklung) oder hydraulischer Effekte (Permeabilitäts- bzw. Porositätszu- oder -abnahme) aus. Dabei ist der Übergang zwischen den von SCHULZE (2002) diskutierten beiden Fällen, insbesondere unter Berücksichtigung der teufenabhängigen Ausbildung einer EDZ fließend. Hinzu kommt, dass mit abnehmender Schädigung vom Hohlraumrand in die Gebirgskontur der durch einen Porendruck erfasste Bereich kleiner wird und auch der Porendruckgradient mutmaßlich abnehmen wird. Weiterhin ist abzuklären, inwieweit diese Effekte unter Zugrundelegung dynamischer Prozesse auch von der Viskosität und den physiko-chemischen Eigenschaften (polar/unpolar) des angreifenden Fluids abhängig sind.

2.4. Untersuchungskonzeption

Die Rahmenbedingungen zum Gastransport in Ton- und Salzgesteinen sowie die aus einem Gasdruckanstieg resultierenden Effekte zeigen, dass die Beziehungen zwischen Spannungszustand, mechanischen Eigenschaften, Dilatanz, Permeabilität sowie den verschiedenen lithologischen Einflussgrößen der zu charakterisierenden Wirtsgesteine außerordentlich komplex sind.

Bezogen auf die natürlichen Barrieren reicht die Bandbreite der Untersuchungen unter geomechanischen Gesichtspunkten von der Bewertung der initialen Permeabilität des Wirtsgesteins über den Einfluss dilatanter Prozesse während der Auffahrung bzw. des Betriebes bis zu einer möglichen Wiederverheilungsphase nach Verfüllung und Abdichtung eines Endlagers, die zu einer Wiederherstellung der hydraulischen Integrität führt. Während ein Verständnis dieser Prozesse anhand des von der BGR entwickelten Dilatanzkonzeptes

(CRISTESCU & HUNSCH, 1998) erfolgen kann, sind die Einflussfaktoren und Konsequenzen für ein mögliches Gasfracszenario weitgehend unklar.

Weiterhin ist zwar nachgewiesen, dass die Zersetzung organischer Substanzen und chemische Reaktionen zwischen Feuchtigkeit und metallischen Komponenten sowie Radiolyse zu einer Gasentwicklung führt, die tatsächlichen Gasbildungsraten sind aber nicht genau bekannt. In der Konsequenz bedeutet dies, dass die Wirtsgesteinseigenschaften für ein weites Spektrum von Druckaufbauraten und Permeabilitäten abgeschätzt werden müssen.

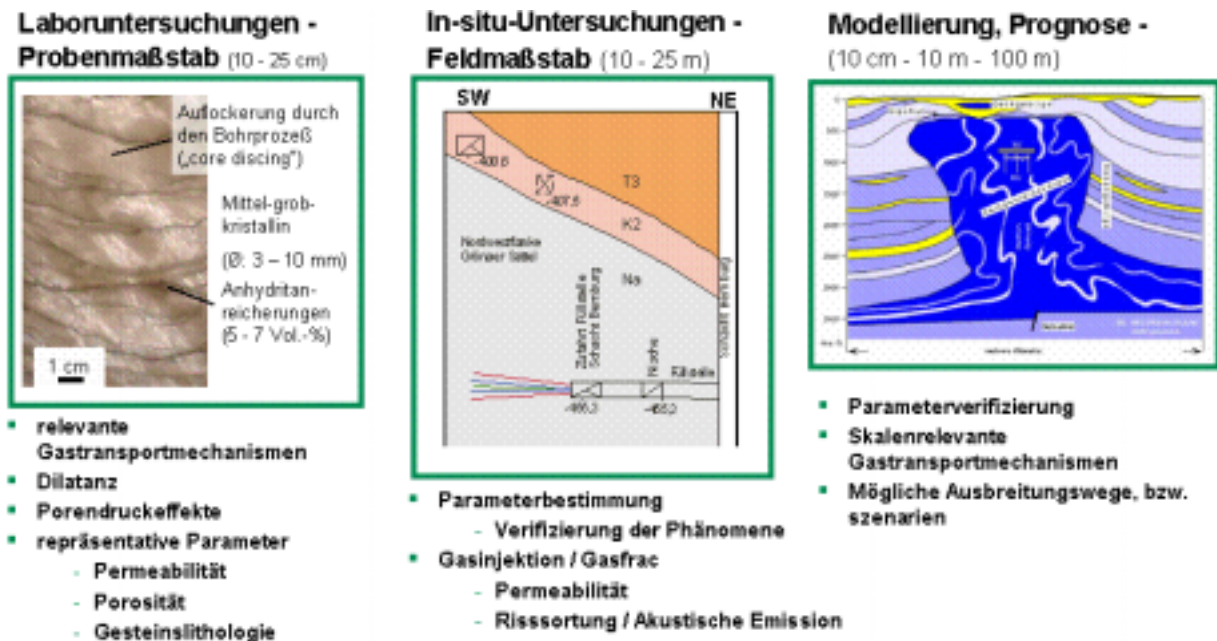


Abb. 2-5. Skalenspezifische Bearbeitung der Gastransporteigenschaften des dichten Salzgebirges.

Hinzu kommt, dass aufgrund der Variabilität natürlicher Gesteine und der Problematik ungeschädigte Proben zu gewinnen, Skaleneffekte eine große Rolle spielen (Abb. 2-5).

Infolgedessen basiert die Untersuchungskonzeption auf drei Arbeitsschwerpunkten mit verschiedenen Themengruppen als Unterpunkten:

- Laboruntersuchungen mit definierten experimentellen Randbedingungen bezüglich der exogenen und lithologischen Einflussfaktoren, bei denen ein weites Spektrum an lithologischen und geomechanisch/hydraulischen Einflussgrößen abgeklärt werden soll.
 - Charakterisierung initialer Probenzustand
 - Gasinjektionstests $\Rightarrow$ Gleichgewichtsdruck; kapillare Sperrdruckeffekte
 - Dilatanzuntersuchungen zur Bewertung der Permeabilitäts / Porositäts-Relation
 - Verheilung bei isostatischer Belastung
 - Einfluss eines Porendruck (Gas / Lösung) auf das Verformungsverhalten
- Durchführung von insgesamt drei In-situ-Tests in untertägigen Bohrlöchern an verschiedenen Standorten mit Ton- und Salzgesteinen, die in einem großmaßstäblichen Rahmen mögliche Effekte als Folge eines Gasdruckaufbaus sowie das Potential dieser Wirtsgesteine für Verheilungsprozesse aufzeigen sollen (Abb. 2-6).
 - Untertagelabor - Steinsalz: esco Salzbergwerk Bernburg
 - Untertagelabor - Tonformation: K+S Kalibergwerk Siegmundshall
 - Gasfracszenario Merkers – Naturanalogon eines Gasfracszenarios mit anschließender Verheilung: K+S Salzbergwerk Merkers

- Modelltechnische Umsetzung der erzielten Ergebnisse
 - o Gasfracanalogon Merkers – geomechanische Rückrechnung der Randbedingungen beim Gebirgsschlag mit gleichzeitigem Gasdurchbruch sowie Prognose des Wiederverheilungsvermögens
 - o Bewertung der Ergebnisse der Bohrlochinjektionsversuche mit Simulationsrechnungen auf Basis der experimentell bestimmten analytischen Ansätze zur Beschreibung des gasdruckabhängigen Permeationsverhaltens.

Die Untersuchungen werden parallel für Salz- und Tongesteine durchgeführt. Als Präzisierung des zu untersuchenden Wirtsgesteinsspektrums ist anzumerken, dass hier keine plastischen Tone sondern verfestigte Tongesteine untersucht werden. Dabei handelt es sich um den Opalinuston als potentiell Wirtsgestein in der Schweiz und Süddeutschland sowie um den Roten Salzton (T4 bzw. z4RT⁵), die Tonformation der Aller-Folge, als Analogmaterial⁶.

Infolge der Komplexität der vorliegenden Fragestellung handelt es sich bei den durchzuführenden Laboruntersuchungen nicht um Standarduntersuchungen. Zur Abdeckung eines repräsentativen Einflusspektrums ist deshalb der Einsatz innovativer Versuchstechniken notwendig, die auf bereits bewährte Verfahren aufbauen und für die Fragestellung modifiziert und somit weiterentwickelt werden mussten.

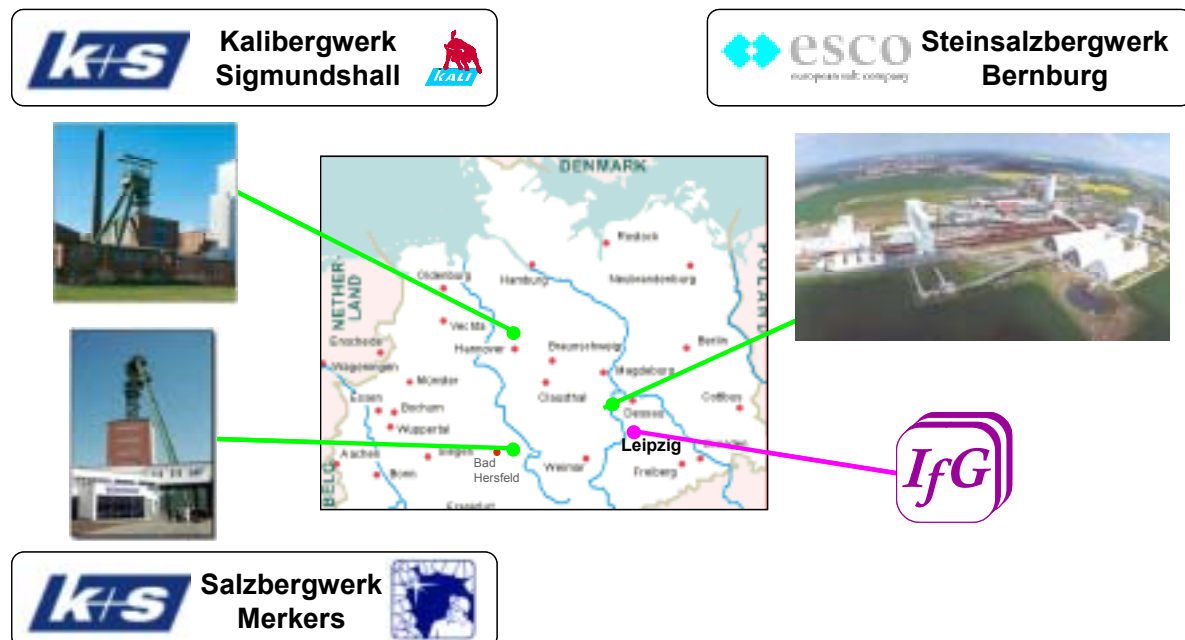


Abb. 2-6. Regionale Lage der In-situ-Untersuchungsstandorte.

⁵ Für die lithostratigraphische Einordnung der untersuchten Gesteinsformationen wird hier zumeist die alte Nomenklatur nach RICHTER-BERNBURG verwendet, wobei zusätzlich bei der ersten Erwähnung einer stratigraphischen Einheit auch die aktuelle BGR-Nomenklatur angegeben ist.

⁶ Im Ergebnis einer Literaturschau sowie aufgrund der hierzu durchgeführten gebirgsmechanischen Untersuchungen an Probenmaterial des „Roten Salzton“ und des Opalinustons wird in Kap. 6.2.2 gezeigt, dass bezüglich der relevanten Eigenschaften (z.B. Permeabilität und Sättigungsbedingungen) keine prinzipiellen Unterschiede zwischen beiden Tongesteinen bestehen. Insofern wird für die weitergehenden Labor- und In-situ-Untersuchungen weitgehend Analogie beider Gesteinstypen vorausgesetzt. Jedoch gibt es im Salzton keine ausgeprägte schichtinduzierte Gesteinsanisotropie, da aufgrund der tektonischen Beanspruchung das primäre Schichtungsgefüge überprägt worden ist. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auch Tongesteine von derselben Lokation eine erhebliche lithologisch bedingte Streubreite ihrer Eigenschaften aufweisen können. Anzumerken ist aber noch, dass die Einbeziehung des Roten Salztons nicht heißt, dass ein Endlager im Roten Salzton errichtet werden soll, sondern dass das Material nur als Referenzgestein untersucht wird.

Die Darstellung der vorliegenden Ergebnisse erfolgt wirtsgesteinspezifisch in jeweils zwei Teilen getrennt nach Labor- und Felduntersuchungen, wobei, soweit bekannt, auch aktuelle Ergebnisse anderer Untersuchungen an verschiedenen Standorten mit einbezogen werden.

2.5. Internationale Kooperation und Wissensaustausch

Die Gasdruckentwicklung in einem Endlager für radioaktive Abfälle stellt unabhängig vom Wirtsgestein und der jeweiligen Endlagerkonzeption weltweit eine wichtige Fragestellung dar und wird von zahlreichen Arbeitsgruppen bearbeitet. Insofern ist für eine adäquate Bearbeitung ein ständiger Wissensaustausch und kritische Diskussion der Ergebnisse unerlässlich. Dies geschieht durch Teilnahme von Mitarbeitern des Instituts für Gebirgsmechanik (IfG) an nationalen oder internationalen Tagungen sowie Beteiligung an internationalen Forschungsvorhaben. Hierzu sind folgende Kooperationen und Tagungen hervorzuheben:

- Das IfG ist Mitglied des „Solution Mining Research Institutes“ (SMRI)⁷ und nimmt regelmäßig an den europäischen Treffen dieser Institution teil.
- Über die Einbindung des IfG in zwei vom BMBF/BMWi-geförderte FuE-Projekte im Rahmen des internationalen 6. EU-Rahmenprogramms („NF-Pro: Key-Processes in the Near-Field“ – Vorhabensdauer: 01.01.2004 bis 31.12.2007) besteht ein enger Wissensaustausch mit verschiedenen Kollegen nationaler und internationaler Forschungseinrichtungen (z.B. ANDRA, BGR, GRS, NAGRA und TUC) zu den hier relevanten Fragestellungen.
- Das IfG ist an dem BMBF-Projekt „Modellentwicklung zur Gaspermeation aus unterirdischen Hohlräumen im Salzgebirge“ (Förderkennzeichen BMBF – 02 C 0952) mit der Durchführung eines Untertageversuchs in Bernburg beteiligt. Dabei handelt es sich um ein Gemeinschaftsprojekt unter der Leitung von Prof. Dr. mont. Pusch mit dem Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der Technischen Universität Clausthal (ITE), dem IfG und der Gesellschaft Materialprüfung und Geophysik mbH aus Ober-Mörlen (GMuG) als Projektpartnern.

Die in diesen Vorhaben erarbeiteten Ergebnisse werden in die Bearbeitung der hier vorliegenden Fragestellung mit einbezogen.

Da die hier erzielten Ergebnisse für das sog. „Salzkonzept“ aber auch für Endlagerkonzepte in Tonformationen von grundsätzlicher Bedeutung, insbesondere für eine Bewertung des Gasfracszenarios, sind, wurden Teilergebnisse aus dem hier vorliegenden Vorhaben als Beiträge auf verschiedenen Veranstaltungen präsentiert und dort diskutiert:

- POPP, T. & MINKLEY, W., 2005. Untersuchungen zur Barrierenintegrität im Hinblick auf das Ein-Endlager-Konzept - Verheilung in Salz- und Tonsteinen. FZK und DBE-TEC Workshop: Gegenüberstellung von Endlagerkonzepten im Salz und Tongestein, Peine 19. - 20. Januar 2005. Vortrag.
- POPP, T., 2006. Current understanding of the gas-frac scenario in salt. NF-Pro's third workshop: 14-16 November, 2006, San Lorenzo de El Escorial, Spain. - Plenary Sessions on cross-cutting topics and issues. oral presentation. (<http://www.nf-pro.org/content/download/226/929/file/Current%20understanding%20of%20the%20gas-frac%20scenario%20in%20salt.pdf>)
- POPP, T. & SALZER, K., 2007. Anisotropy of seismic and mechanical properties of Opalinus clay during triaxial deformation in a multi-anvil apparatus. Proceedings International Symposium: "Using Natural and Engineered Clay-based Barriers for the Containment of Radioactive Waste", Tours, 14-18 March 2005. Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C, Vol. 13, 8 -14, 879 - 888.

⁷ Das „Solution Mining Research Institute“ (SMRI) stellt mit seinen Mitgliedern weltweit die fachlich kompetente Institution zu Fragen der Hohlraumerstellung im Salz mittels solender Gewinnung sowie zur Gasspeicherung in Salzkavernen dar, wobei insbesondere Erfahrungen zum letzteren Gegenstand für die hier zu untersuchende Fragestellung von Bedeutung sind.

- POPP, T. & MINKLEY, W., 2007. Bewertung der Gasproblematik in einem Endlager im Salz auf Basis von In-situ-Tests Gase. GRS Workshop: Gase im Endlager, Berlin 17. - 18. April 2007. Vortragsmanuskript.
- MINKLEY, W. & POPP, T., 2007. Das Gasfracanalogon Merkers infolge des Gebirgsschlages 1989 - Wiederherstellung der Barriereintegrität. GRS Workshop: Gase im Endlager, Berlin 17. - 18. April 2007. Vortragsmanuskript.
- POPP, T., BRÜCKNER, D & WIEDEMANN, M., 2007. The gas frac scenario in rock salt – implications from laboratory investigations and field studies. SMRI Spring Technical conference: 29 April – 2 May, Basel (CH) - Tagungsband.
- MANTHEI, G., EISENBLÄTTER, J. & POPP, T., 2007. Schallemissionsmessungen zur Verfolgung von Rissbildung in der Umgebung einer druckbeaufschlagten Bohrung im Salzgestein. 16. Kolloquium Schallemission: Statusberichte zur Entwicklung und Anwendung der Schallemissionsanalyse 12. und 13. September 2007, Schneeberghof, Puchberg (Österreich) – Tagungsband.
- POPP, T., WIEDEMANN, M., KANSY, A. & PUSCH, G. (2007). Gas transport in dry rock salt – implications from laboratory investigations and field studies. In: WALLNER, M., LUX, K.H., MINKLEY, W. & HARDY, H. R. The Mechanical Behavior of Salt – Understanding of THMC Processes in Salt: 6th Conference (SaltMech6), Hannover, Germany, 22–25 May 2007. Publ.: Taylor and Francis, ISBN: 9780415443982, 17 – 26.

Für die REPOSAFE 2007 - "International Conference on Radioactive Waste Disposal in Geological Formations" - (Braunschweig 06. – 09.11.2007) sind zwei Beiträge eingereicht:

- POPP, P. & MINKLEY, W.: Integrity of a salt barrier during gas pressure build up in a radioactive waste repository – implications from laboratory investigations and field studies. (Vortrag).
- POPP, P. & SCHULZE, O.: Application of the dilatancy concept to ascertain the damage and healing behaviour of rock salt. (Poster).

3. Laboruntersuchungen zu den Gastransporteigenschaften von Salzgesteinen

Die Transporteigenschaften von Salzgesteinen für Salzlösung und verschiedene Gase sind vor dem Hintergrund der Schutzschichtproblematik für die bergbauliche Nutzung für Salzgewinnung (konventionell oder soltechnisch) und einer anschließenden Nutzung als Speicherraum von Kohlenwasserstoffen sowie als Barrieregesteine für Deponiezwecke (konventionelle oder radioaktive Abfälle) weltweit seit den 70er Jahren umfangreich in Labor- und Felduntersuchungen charakterisiert worden.

Zusammenfassende Darstellungen zu hydraulischen Parametern (z.B. Permeabilität, Porosität und inhärente Feuchte) von Steinsalz unter Laborbedingungen sowie aus Feldmessungen finden sich u.a. bei folgenden Autoren: GIES et al. (1994), WEBER & WALLNER (1996), CONEN (2000) und HÄFNER et al. (2001). Die Mehrzahl der Untersuchungen konzentriert sich auf Probenmaterial aus dem Salzbergwerk Asse und dem Erkundungsbergwerk Gorleben. Ergebnisse für Permeabilitätsmessungen an Steinsalz unter Berücksichtigung zusätzlicher 2-Phaseneffekte liegen für die WIPP-site⁸ vor, z.B. DAVIES (1991).

Zur Beschreibung des Einflusses dilatanter Verformungsprozesse auf die Transporteigenschaften von Steinsalz unter Belastungsbedingungen wurden ebenfalls Ergebnisse von verschiedenen Arbeitsgruppen in unterschiedlichen Betrachtungsmaßstäben vorgelegt (z.B. PEACH, 1991; STORMONT & DAEMEN 1992; POPP et al. 2001; HÄFNER et al. 2001). Danach kommt es beim Einsetzen von Dilatanz zu einer drastischen Zunahme der Permeabilität, bis zu mehreren Größenordnungen, wobei die Größe der Permeabilitätszunahme vom Mantel- oder der minimalen Hauptspannung, $\sigma_{\min}$, abhängig ist.

Als Ergebnis dieser langjährigen Arbeiten liegen umfangreiche Erkenntnisse zu den Transporteigenschaften von Steinsalz vor, die ein weites Spektrum von Effekten und Einflussgrößen abdecken. Ziel der durchgeführten Arbeiten ist, die vorliegende Datenbasis zu ergänzen und damit in redundanter Weise mit bereits vorliegenden Literaturergebnissen eine qualifizierte Diskussion der hier relevanten verschiedenen Phänomene zu ermöglichen. Im Detail werden Laboruntersuchungen zu folgenden Themen durchgeführt:

- Gastransporteigenschaften von Steinsalz unter hydrostatischen Bedingungen bei einem Porendruckanstieg – Quantifizierung für die folgende Einflussparameter
 - o minimale Einspannung
 - o Druckaufbaurrate
- Änderung der Gastransporteigenschaften unter deviatorischen Spannungsbedingungen, d.h. unter Schädigungsbedingungen
- Quantifizierung der Effizienz von Verheilungsprozessen im Steinsalz (mit und ohne Anwesenheit von Feuchtigkeit) – Langzeitkriechuntersuchungen / Schertests
- Wirkung eines Fluiddruckes (Gas bzw. Lauge) auf die mechanische Integrität von Steinsalz bzw. Gültigkeit des Effektivdruckansatzes, d.h. hydraulisch / mechanische Kopplung (HM) – Kurzzeitfestigkeits- und Kriechtests

Als Parameter zur Bewertung der Gesteinsintegrität wird in diesen Untersuchungen zumeist die Permeabilität einer Gesteinsprobe bestimmt. Da die Messergebnisse wesentlich von den Randbedingungen, d.h. den lithologischen Eigenschaften des Steinsalzes sowie der eingesetzten Untersuchungsmethodik abhängen, werden diese vorab ausführlich dargestellt.

⁸ Die Waste Isolation Pilot Plant (WIPP) ist ein Endlager für radioaktive Abfälle, das in einer Salzformation in der Nähe von Carlsbad im US-amerikanischen Bundesstaat New Mexico errichtet wurde. Das dort vorliegende geschichtete Salzgestein mit Ton- und Anhydritlagen ist lösungsgesättigt, wobei im Unverritzten annähernd lithostatische Porendrucke nachgewiesen wurden (BEAUHEIM & ROBERTS, 2002).

3.1. Lithologische Charakterisierung Steinsalz – flache / steile Lagerung

Zechsteinsalz besteht zu über 90 % aus Halit (NaCl), das z.B. im Hauptsalz (z2HS) der Staßfurt-Folge (z2) ausschließlich in Paragenese mit Anhydrit (CaSO_4) und im Hangendsalz (z2HG) durchgehend mit Polyhalit ($\text{K}_2\text{MgCa}[\text{SO}_4]_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) und nur noch untergeordnet im Liegenden des Hangendsalzes mit Anhydrit auftritt. Das Vorliegen von Halit-Kalziumsulfat-Wechselagerungen wird bei BRAITSCH (1962) mit einer jahreszeitlich bedingten rhythmischen Schwankung der Konzentrationen der Meerwasserlösung (Mutterlösung) erklärt.

Bezüglich der physikalischen Gesteins- und insbesondere der Transporteigenschaften von Steinsalz ist anzumerken, dass die Verteilung und der Verwachsungsgrad von Anhydritpartikeln sowie weiterer akzessorischer Komponenten (z.B. Tonverunreinigungen) entlang von Korngrenzen ein Schlüsselparameter für das Durchlässigkeits- bzw. Dilatanzverhalten ist (z.B. POPP et al., 2001).

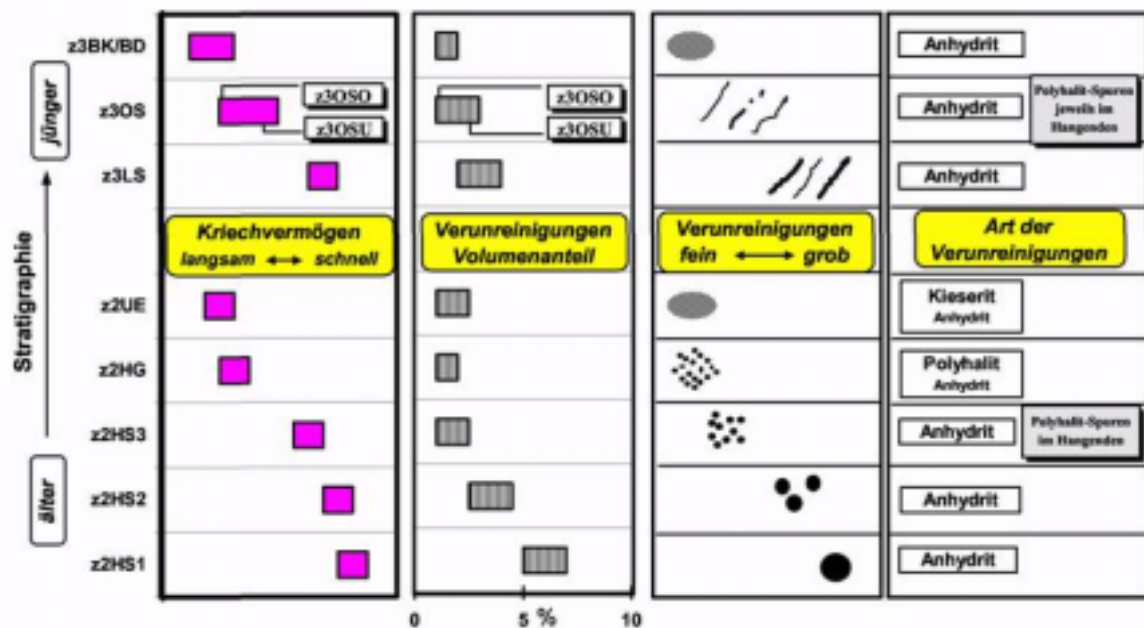
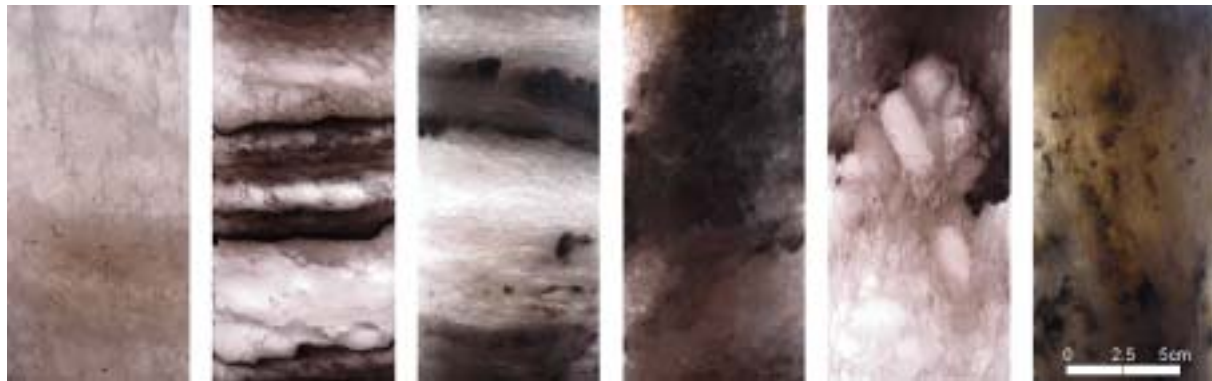


Abb. 3-1. Korrelation des Kriechvermögens mit den lithologischen Gefügeeigenschaften von Steinsalz am Beispiel des Salzstockes Gorleben (aus HUNSCHKE et al., 2003). Neben den Gehalten und der Art der Verunreinigungen ist insbesondere die Verteilung der sekundären Mineralphasen für die Kriecheigenschaften von Bedeutung. Sie ändert sich beispielsweise im Staßfurthauptsalz (z2) von lokal angereicherten grobvolumigen Anhydritaggregaten im z2HS1 (Knäuelsalz) zu diffus verteilten Feinstkornverteilungen von Polyhalit und untergeordnet Anhydrit in der Salzmatrix im z2HG (vgl. idealisierte Verteilungsmuster der Verunreinigungen).

Innerhalb einer homogenen Steinsalzsequenz, die je nach Ablagerungsposition im Becken Mächtigkeiten bis zu mehrere 100 m umfassen kann, treten hauptsächlich in vertikaler Richtung sedimentationsbedingte Variationen des Steinsalzes auf, die neben Mächtigkeitschwankungen der abgelagerten Schichten auch auf Veränderungen in der Mineralzusammensetzung zurückzuführen sind. Diese Schwankungen lassen sich z.T. auch in den einzelnen Ausscheidungszyklen wiederfinden. In Abb. 3-1 sind wesentliche gefügekundliche Merkmale von Steinsalz bezüglich des Volumenanteils, der Verteilung und der Art von Verunreinigungen (zumeist Sulfatphasen sowie Tonanteile) bezüglich ihres Einflusses auf das Kriechverhalten von Steinsalz dargestellt.

Die Abnahme der Kristallinität des matrixbildenden Halits beim Übergang vom Haupt- zum Hangendsalz von grob- bis mittel- zu eher feinkristallinen Korngrößen deutet auf eine steigende Sedimentationsrate infolge von veränderten klimatischen Bedingungen (Zunahme der Verdunstung) und der Verkleinerung des Sedimentationsbeckens hin.

Die Abnahme des Calciumsulfatanteils vom Liegenden zum Hangenden sowie das Auftreten von Polyhalit im Hangenden sind an die zunehmende Eindampfung und die damit verbundene Zunahme der Salinität gebunden. Sie führt zu einer Anreicherung von Mg-, K- und SO_4 -Ionen in der Lauge und zu einer Reaktion bzw. Wechselwirkung mit dem Bodenkörper (BRAITSCH, 1962). Hierbei wird aus dem primär ausgefällten Calciumsulfat frühdiagenetisch Polyhalit gebildet. Im Weiteren können auch im Bodenkörper zirkulierende Mg- und K-sulfatreiche Laugen zu einer Umwandlung der Anhydritkristalle zu Polyhalit führen.



Homogen ⇐ Verteilung der Verunreinigungen ⇒ Inhomogen
 Flach ⇐ Lagerung ⇒ Steil

Abb. 3-2. Probensuite für das Staßfurt-Steinsalz von verschiedenen Lokalitäten in unterschiedlicher tektonischer Überprägung: Übergang von flacher bzw. gering verstellter Lagerung zur steilen Lagerung mit textureller Umverteilung der Akzessorien.

Trotz einer starken diagenetischen Umwandlung der Salzgesteine bleibt die primäre Schichtung der Salzgesteine meist gut erhalten, wobei Einlagerungen von Ton, Polyhalit, Anhydrit und anderen Salzmineralien durchgehende Schichten bilden können, oder sie treten in Form von Fasern oder Flocken an Schichtflächen auf und deuten somit eine Bankung an. Diese Gefügeausbildung ist beispielsweise ausschlaggebend für die Namensgebung des Liniensalzes (z3LS) aus der Leine-Folge (z3).

Anzumerken ist aber, dass auch das Staßfurt-Steinsalz primär geschichtet abgelagert wurde. Diese Schichtung ist in der flachen Lagerung nahezu unverändert erhalten geblieben und hat erst in der steilen Lagerung durch halokinetische Prozesse eine drastische Gefügeveränderung erfahren (vgl. Abb. 3-2).

Lagerungsänderungen der ursprünglich horizontal abgelagerten Salzschichten sind vor allem in Norddeutschland zu beobachten, verursacht durch Gebirgsbewegungen (Halokinese) und den Druck der auflastenden Gesteine. Durch Salzwanderung, Faltung und Salzaufstieg bildeten sich dort Salzkissen und Salzstöcke (Diapire), in denen die Schichten einerseits verstellt bis kompliziert verfaltet sind und andererseits extreme Ausdünnungen und Anstauungen aufweisen. Beispiele für die unterschiedliche Gefügeausbildung von primärer Schichtung sowie tektonisch stark beanspruchtes Gestein in steiler Lagerung im Probenmaßstab sind in Abb. 3-2 dargestellt.

Hauptträger dieser halokinetischen Prozesse ist in Niedersachsen und Mecklenburg zumeist das Staßfurt-Steinsalz. Als Folge bildet es den tektonisch stark beanspruchten Kern z.B. des Salzstockes Gorleben, während die jüngeren und geringer mächtigen Salzformationen der Leine- und Aller-Folge am Rand der Salzstruktur auftreten und nur gering tektonisch überprägt wurden (BORNEMANN, 1991). Das sog. Hauptsalz der Staßfurt-Folge im Salzstock Gorleben wird aufgrund seines Gefüges mit partiell fragmentarischen Steinsalzkristallen sowie den teilweise getrennten und zerrissenen Anhydriteinschlüssen von BORNEMANN (1991) sogar partiell als tektonische Brekzie gedeutet. Unabhängig davon lassen sich geochemisch über den Bromgehalt sehr wohl noch Hinweis auf die ursprüngliche Sedimentationsfolge finden (BORNEMANN et al., 2000).

Die Beobachtung einer sehr unterschiedlichen Gefügeausbildung des Steinsalzes in Abhängigkeit von der primären Sedimentation bis zur tektonischen Beanspruchung während der Halokinese ist insbesondere für das Verständnis der Transporteigenschaften von Steinsalz von grundlegender Bedeutung. Danach ist zu erwarten, dass schichtungsabhängig in Lagen mit Anhydritausscheidungen auf den Korngrenzen höhere Fluidpermeabilitäten zu erwarten sind, während senkrecht dazu, möglicherweise unterstützt durch Tonlagen, ein Gasdurchgang behindert wird. Infolge der tektonischen Beanspruchung während der Halokinese ist dieses primäre Ablagerungsgefüge überprägt worden, so dass zusätzlich auch großmaßstäbliche Effekte, wie z.B. Scherzonen, die Durchlässigkeitseigenschaften einer Salzbarriere beeinflussen können.

3.2. Untersuchungsmethodik zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften niedrig-permeabler Gesteine

Die Durchführung spezieller Laborversuche zur Untersuchung des Aufreißverhaltens bei Anstieg eines Gasdruckes über einer Gesteinsprobe nimmt innerhalb der experimentellen Arbeiten des Forschungsvorhabens einen großen Raum ein. Als Parameter zur Beschreibung der in Abhängigkeit vom Innendruck variierenden hydraulischen Integrität wird dabei die Permeabilität bestimmt. Sie basiert analog zu Untersuchungen z.B. in der Bodenmechanik (DIN 18030) auf der Durchströmung eines Prüfkörpers mit Gas oder einem flüssigen Medium.

Gaspermeation lässt sich unter reproduzierbaren Versuchsbedingungen (d.h., mit definiert vorkompaktierten oder vorgeschädigten Proben) entweder qualitativ über den Druckabfall eines über der Probe unter Druck eingesperrten Fluidvolumens beobachten ($\Rightarrow$ instationäres Verfahren) oder es kann unmittelbar für einen gegebenen Druckgradienten die injizierte bzw. austretende Fluidmenge quantitativ gemessen werden ($\Rightarrow$ stationäres Verfahren) (z.B. SCHULZE & POPP, 2002).

Dabei sind bezogen auf eine zylindrische Probengeometrie grundsätzlich zwei unterschiedliche Injektions- und Strömungsgeometrien möglich ($\Rightarrow$ axiale bzw. radiale Durchströmung).

Obwohl die Permeabilität als Parameter prinzipiell von der Bestimmungsmethode unabhängig ist, ergeben sich dennoch über die Porendruckverteilung mit z.T. sehr unterschiedlichen Druckgradienten Unterschiede, die bei der Bewertung der Ergebnisse für ein Gasfracturexperiment und den daraus resultierenden Permeabilitäten zu berücksichtigen sind. Deshalb werden nachfolgend die theoretischen Grundlagen der Gaspermeation für die relevanten Strömungsgeometrien im Detail theoretisch abgeleitet und anhand von rechnerischen Beispielen erläutert.

3.2.1. Theoretische Aspekte zur Gasdurchlässigkeitsbestimmung von Kernproben

Im Laborexperiment zur Untersuchung des Gastransportverhaltens innerhalb von Steinsalz wird allgemein die Durchtrittsrates q eines Fluids durch eine Probe für einen bestimmten Druckgradienten gemessen. Dies lässt sich über die DARCY-Gleichung beschreiben, wobei die Durchtrittsrates ausgehend von der gegebenen Druckdifferenz Δp , der Viskosität des strömenden Mediums η und dem Geometriefaktor A/l der Probe von der Permeabilität k abhängt:

$$q = k \cdot A/l \cdot \Delta P/\eta \quad (3-1)$$

mit k = Permeabilität (m^2)
 l = Länge der Probe (m)
 q = Flussrate (m^3/s)

A = Querschnittsfläche (m^2)
 η = dynamische Viskosität ($Pa \cdot s$)
 ΔP = Druckdifferenz (N/m^2)

Die Permeabilität ist eine reine Stoffeinheit und wird als SI-Einheit in m^2 bzw. traditionell in D (DARCY) angegeben (1 D entspricht $9,87 \cdot 10^{-13} m^2$). Bezüglich der Viskosität des Strömungsmediums ist zu berücksichtigen, dass die Viskosität von Gas ca. 100-mal kleiner ist

als die von Wasser; somit können mit Gas auch sehr kleine Permeabilitäten bestimmt werden.

Beim Strömen eines Gases durch den Porenraum eines Feststoffes findet zusätzlich eine Expansion des Gases längs des Strömungsweges statt, so dass die Fließrate hier nicht konstant ist. In diesem Fall wird anstelle der Fließrate q in Gl. (3-1) die mittlere Fließrate q_m gesetzt, für die bei kleinen Drücken mit ausreichender Genauigkeit nach Boyle-Mariotte gilt:

$$q_m \cdot p_m = q_0 \cdot p_0 \quad (3-2)$$

mit q_m = mittlere Fließrate

p_m = mittlerer Druck

q_0 = gemessene Fließrate bei p_0

p_0 = Druck bei Fließratenmessung

Wird für den mittleren Druck p_m das arithmetische Mittel aus den Drücken p_1 hochdruckseitig und p_2 niederdruckseitig des porösen Feststoffes eingesetzt, folgt unter Berücksichtigung, dass $\Delta p = p_1 - p_2$ ist, die Darcy-Gleichung für lineare Gasströmungen:

$$k = \frac{2 \cdot p_0 \cdot q_0 \cdot \eta \cdot l}{A(p_1^2 - p_2^2)} \quad (3-3)$$

Die Gültigkeit des DARCY-Gesetzes ist an gewisse Bedingungen geknüpft (vgl. HÄFNER et al., 1985):

- Laminare Strömung ($\Rightarrow$ FORCHHEIMER-Korrektur)
- Keine Reaktion zwischen Messfluid und Porenwandung
- Einphasenströmung
- Vernachlässigbarer Gleiteffekt ($\Rightarrow$ KLINKENBERG-Effekt)

Bei den hier durchgeführten Aufreißversuchen ist der Druckgradient über die Probe sehr groß (bis zu 1 bar/mm) und entlang der Probenachse nicht konstant. Deshalb ist die Verwendung des geometrischen Mittels eine grobe Vereinfachung. Weiterhin sind bei entsprechend großen Fließgeschwindigkeiten Turbulenzeffekten nicht auszuschließen. Zur Abschätzung der Bedeutung dieser Effekte auf den Kennwert Permeabilität wird die Druckverteilung in Abhängigkeit von der Strömungsgeometrie nachfolgend anhand der relevanten Lösungsansätze explizit beschrieben.

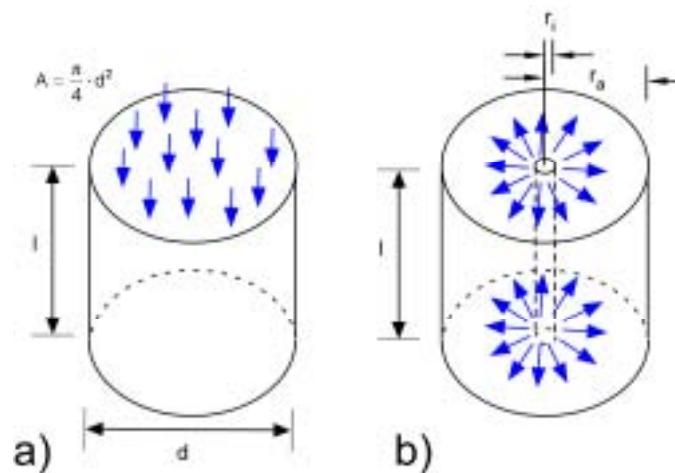


Abb. 3-3. Strömungsgeometrie zylindrischer Proben: a) axial: Einleitung des Messfluids über die Stirnfläche mit Ausbreitung entlang der Zylinderachse. b) radial: Abströmen über die Mantelfläche der zentralen Injektionsbohrung und Sammlung der durchtretenden Fluidmenge an der Probenaußenfläche.

Prinzipiell stehen für die Durchströmung zylindrischer Proben mit einer Hochdruck- und Niederdruckseite zwei Probengeometrien zur Verfügung (Abb. 3-3).

Während bei der axialen Geometrie das Messfluid über die Stirnflächen appliziert wird und entlang der Probenachse strömt, erfolgt bei radialer Durchströmung die Einleitung des Messfluids über die Mantelfläche der druckbeaufschlagten Zentralbohrung. In der Konsequenz unterscheiden sich beide Anordnungen in der Porendruckverteilung in Richtung der Gasausbreitung. Nach SCHREINER (2006) gelten für die Abhängigkeit ($p_1 > p(x) > p_2$) des sich bei stationärer Durchströmung in der Probe einstellenden Gasdruckes im Abstand x von der Hochdruckseite ($x = 0$) die folgenden analytischen Ansätze:

$$\text{(axiale Geometrie)} \quad p(x) = p_1 \cdot \sqrt{1 - \left(1 - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^2\right) \cdot \frac{x}{l}} \quad (3-4)$$

Gaseintritt auf einer Stirnseite unter Hochdruck: p_1 ($x = 0$)
 Gasaustritt auf der anderen Stirnseite bei $p_2 < p_1$ ($x = l$)
 $\Rightarrow$ Durchströmung in axialer Richtung

$$\text{(radiale Geometrie)} \quad p(r) = p_i \cdot \sqrt{1 - \left(1 - \left(\frac{p_a}{p_i}\right)^2\right) \cdot \frac{\ln\left(\frac{r}{r_i}\right)}{\ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)}} \quad (3-5)$$

mit Radius der Mittelbohrung: ($r_i \leq r \leq r_a$)

Gaseintritt in der Mantelfläche der Innenbohrung unter Hochdruck: p_i ($x = r_i$)

Gasaustritt auf der Mantelfläche bei $p_a < p_i$ ($x = r_a$) $\Rightarrow$ Durchströmung in radialer Richtung

Auf Basis dieser Ansätze sind für ein Druckgefälle mit einem Injektionsdruck (primärseitig) 100 bar und sekundärseitig 1 bar Fallstudien gerechnet worden, deren Ergebnisse grafisch in Abb. 3-4 dargestellt sind.

Es zeigt sich, dass bei axialer Durchströmung der mittlere Porendruck entlang des Ausbreitungsweges nicht linear abnimmt, wobei der mittlere Gasdruck deutlich über dem einfachen Mittel aus Primär- und Sekundärdruck liegt. Daraus resultiert bei der axialen Geometrie zum Probenende hin ein erhöhter Druckgradient. Dieser ist rund 10-mal größer als im vorderen Teil der Probe, woraus im Endstück ein erhöhter Strömungswiderstand resultiert. Ob dieser Effekt auch zu Turbulenzen führen kann, wie von KANSY & POPP (2006) diskutiert wird, ist nicht einfach überprüfbar, da die effektiven Strömungswege (Querschnitt bzw. Länge) zur Abschätzung einer Fließrate für eine Bewertung anhand der Reynoldszahl nicht bekannt sind. Würde dieser Fall eintreten, könnte das in der Konsequenz bedeuten, dass die solchermassen bestimmten Permeabilitäten gegenüber den tatsächlichen reduziert wären.

Als Folge des Druckgradienten bei axialer Durchströmung kann gleichfalls davon ausgegangen werden, dass bei einem wirkenden Porendruck die Effektivspannungsverteilung sich entlang der Probenachse ändert (vgl. KANSY & POPP, 2006). Dies könnte Einfluss auf die Verformungseigenschaften der Probe haben.

Sehr viel günstiger ist die Situation bei der radialen Strömungsgeometrie. Hier ergeben sich zwar im Bereich der Eintrittsfläche (Mantelfläche der Innenbohrung) sowie auf der Probenaußenseite lokal erhöhte Druckgradienten, die aber insgesamt niedriger sind, als bei der axialen Geometrie. Weiterhin zeigt der Vergleich zwischen axialer und radialer Durchströmung unter gleichen Bedingungen (identisches k und η , $p_i = p_1$, $p_a = p_2$ sowie gleiche Probenlängen l und Durchmesser d sowie einem Verhältnis von $l = 4 \cdot r_a$), dass die radiale Durchströmungsrate in Abhängigkeit vom Durchmesser der Mittelbohrung ($r_a/r_i = 8,5 - 25$) etwa 10 – 15mal so groß ist, wie die bei axialer Durchströmung. Dies bedeutet, dass die Auflösung (untere Messwertgrenze der Permeabilität) bei Anwendung stationärer Durchströmungsverfahren mit radialer Strömungsgeometrie um eben diesen Faktor größer ist.

In der Konsequenz dieser Betrachtungen ist somit festzuhalten, dass eine radiale Strömungsgeometrie gegenüber der sonst üblichen Axialgeometrie aufgrund der günstigeren Druckverteilung entlang der Gasausbreitungsrichtung und wegen der um einen Faktor 10- bis 15-mal besseren Auflösung vorzuziehen ist.

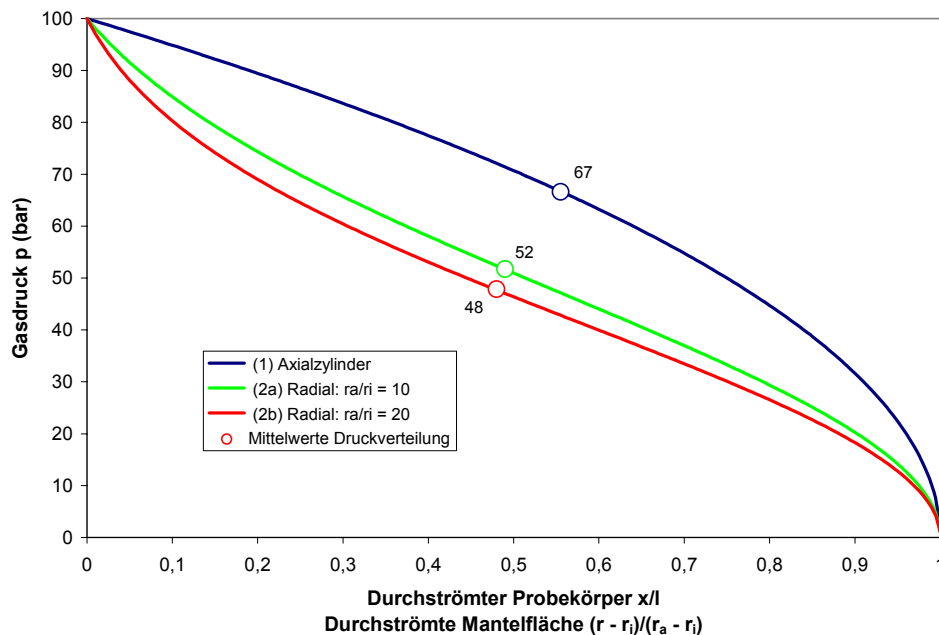


Abb. 3-4. Druckgefälle in einer zylindrischen Probe – Injektionsdruck = 100 bar und niederdruckseitig 1 bar: (1) Druckgradient bei axialer Strömung entlang der Zylinderachse; (2) Druckgefälle in einer gasdurchströmten Wandung bei radialer Durchströmung. Zusätzlich sind für die Strömungswege jeweils die Mittelwerte der Gasdrücke angegeben.

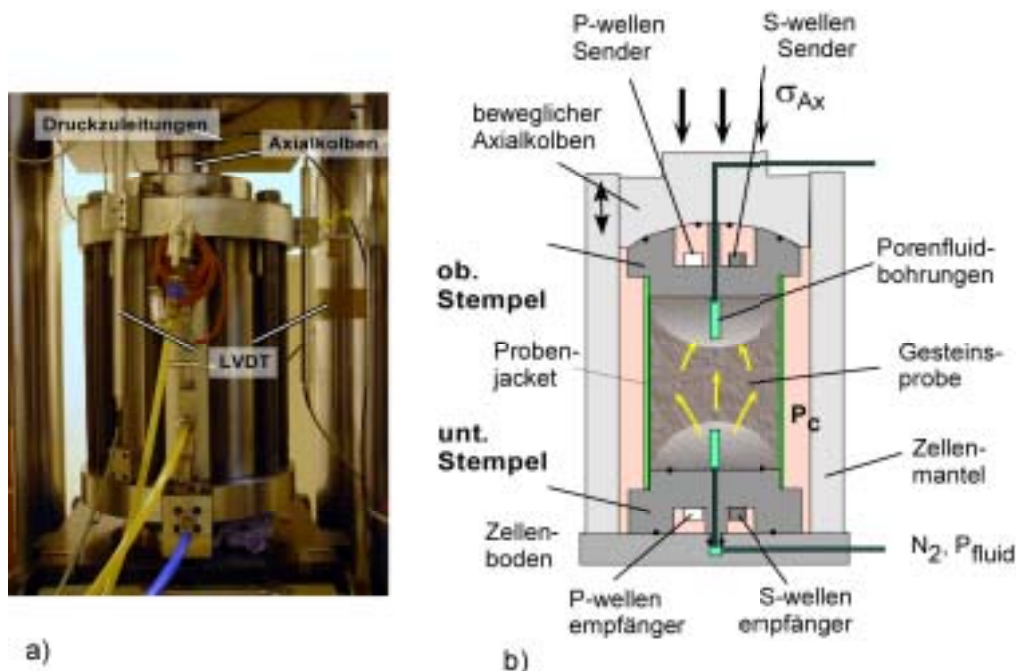


Abb. 3-5. Messaufbau zur Durchführung von Injektionstests in der Triaxialzelle (a) Druckzelle; (b): schematische Versuchsanordnung für axiale Gasdurchströmung mit simultaner Durchschallung (V_p und V_s -Geber). Die Verformungsmessung erfolgt mittels dreier in 120° -Richtungen angeordneten Wegaufnehmern (LVDT = linear variablen Differential-Transformators).

Vorteilhaft ist ebenfalls, dass bei radialer Durchströmung Wegsamkeiten parallel zur Probenachse, d.h. zwischen Mantel und Probe wie bei axialer Durchströmung, zu vernachlässigen

sind. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Endflächen der Proben bei zentraler Gaseinleitung über eine Zentralbohrung hinreichend abgedichtet sind. Es muss gewährleistet sein, dass das Metallgewebe (oder Gaze), das auf der Mantelaußenfläche das durchtretende Messfluid auffangen soll, hinreichend durchlässig ist und dieser Vorgang bei der Belastung durch das Manteldrucköl nicht behindert wird. Da diese Voraussetzungen nicht einfach apparativ umsetzbar sind, muss für bestimmte Versuchszwecke weiterhin die axiale Durchströmungsgeometrie eingesetzt werden.

3.2.2. Technische Versuchsdurchführung

Für die Untersuchung des Gastransportverhaltens in Gesteinen unter definierter Belastung steht am IfG eine servohydraulische Prüfmaschine mit $F_{\max} = 2500 \text{ kN}$ (SCHENK/TREBEL) zur Verfügung (vgl. Abb. 3-5). In der vorhandenen Triaxialzelle können Drucktests an großvolumigen Gesteinsproben ($\varnothing = 100 \text{ mm}$, $l \leq 200 \text{ mm}$) unter den Bedingungen eines geschlossenen oder kontrolliert drainierten Systems entweder unter hydrostatischen ($\sigma_1 = \sigma_3$) oder deviatorischen Bedingungen ($\sigma_1 \neq \sigma_3$) durchgeführt werden.

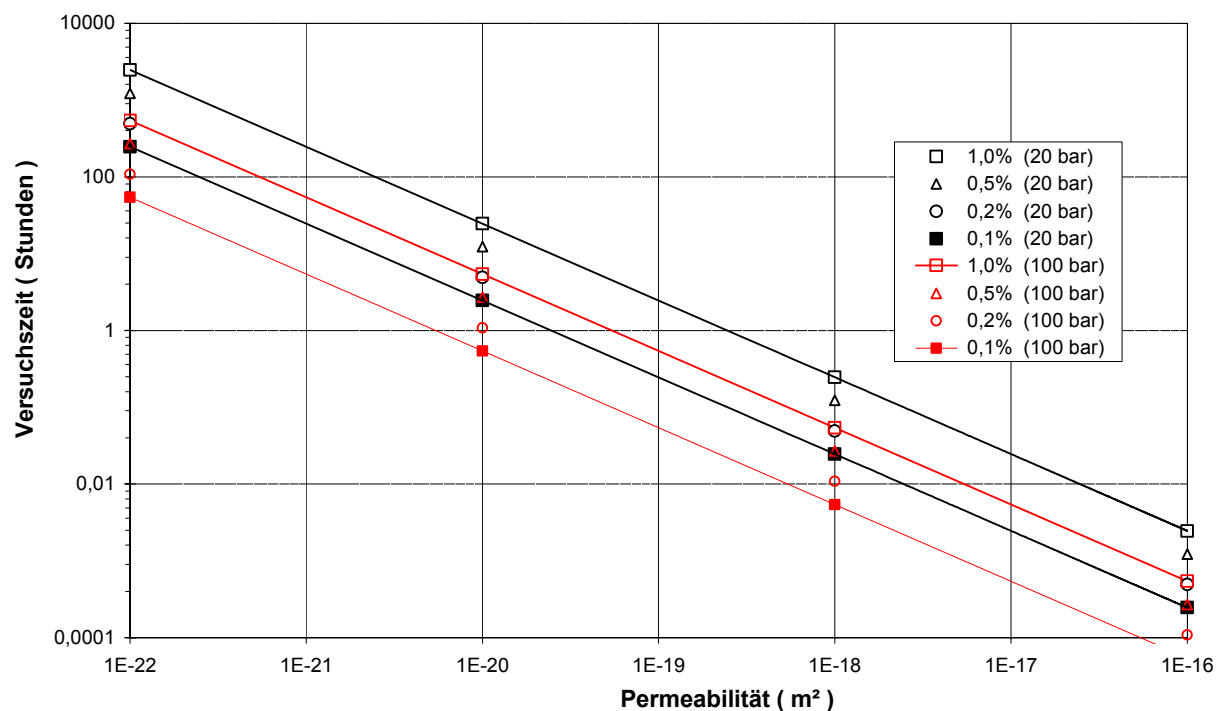


Abb. 3-6. Versuchsdauer nach Gl. (3-6) für eine axiale Probengeometrie bei stationärem Fluss mit N_2 für verschiedene Porositäten bei 20 bar bzw. 100 bar Gasdruck und Raumtemperatur.

Die am IfG eingesetzte Untersuchungsmethodik zur Bestimmung der Permeabilität mittels N_2 basiert auf der DARCY-Gleichung für lineare Gasströmungen über die Messung der Durchflussraten. Für den Einsatz der Methode ist problematisch, dass sich während des Versuchs ein stationärer Strömungszustand in Abhängigkeit von der Permeabilität erst nach relativ langer Strömungszeit bzw. Versuchsdauer (t_v) einstellt.

Nach HÄFNER et al. (1996) wird diese Zeitabhängigkeit durch folgende Formel beschrieben⁹:

$$t_v = 0,3 \frac{\phi \cdot \mu \cdot \kappa \cdot l^2}{k} \quad \text{mit } \kappa = \text{Kompressibilität (1/p)}; \phi = \text{Porosität} \quad (3-6)$$

Die Zeitabhängigkeit bis zum stationären Zustand ist in Abb. 3-6 in Abhängigkeit von der Gesteinspermeabilität für verschiedene Porositäten und Gasdrücke bei 20 bzw. 100 bar dargestellt. Danach ergibt sich für ein Salzgestein mit einer Porosität von 0,2% eine Permeabilität von $k = 10^{-20} \text{ m}^2$ und einem Vordruck von 20 bar eine Einstellzeit für stationäre Verhältnisse von 4,9 h (bzw. 1h bei 100 bar). Bei einer Zunahme der Permeabilitäten um 2 Größenordnungen auf 10^{-18} m^2 beträgt die Messzeit jeweils nur noch 1/100.

Obwohl deutlich wird, dass zur Einstellung stationärer Strömungsverhältnisse und gesättigter Porenraumbedingungen insbesondere bei niedrigpermeablen Proben ($k < 10^{-20} \text{ m}^2$) sehr lange Versuchszeiten (bis zu mehreren Tagen) erforderlich sind, erlaubt dieses Verfahren eine kontinuierliche Messung, so dass Veränderungen im Durchlässigkeitsverhalten bei Änderungen der Randbedingungen sehr einfach erfasst werden können. Deshalb wird es hier bevorzugt gegenüber instationären Verfahren eingesetzt.

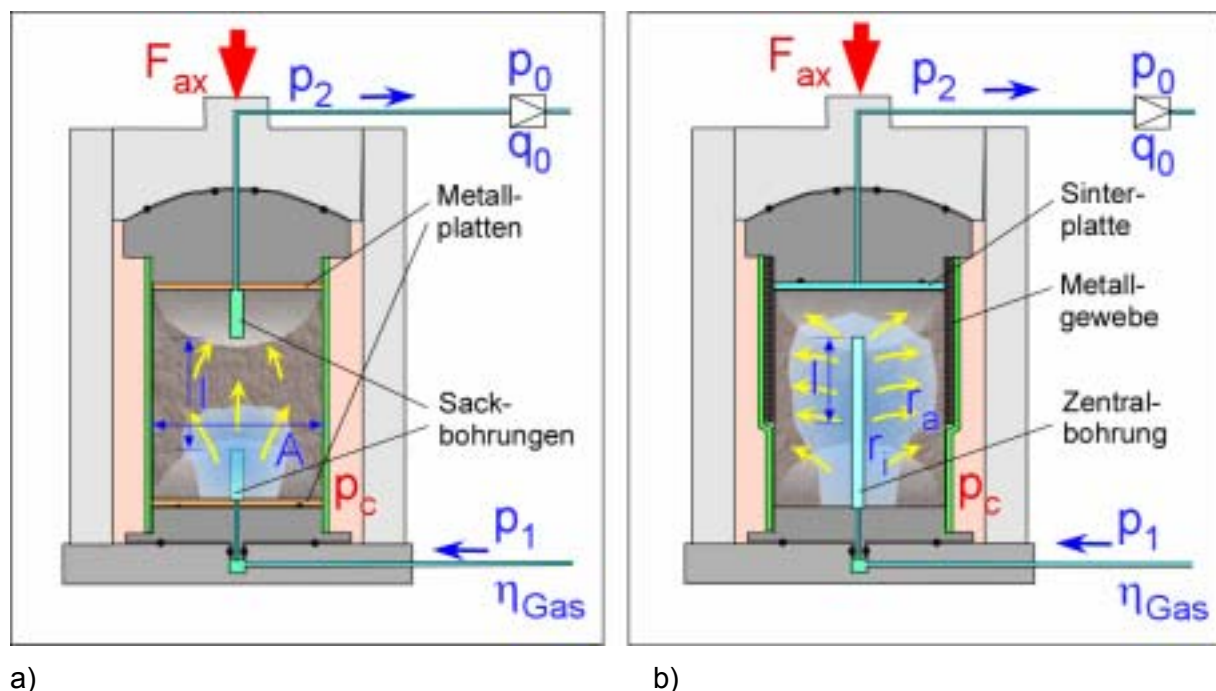


Abb. 3-7. Versuchsanordnung mit den relevanten Messgrößen zur Bestimmung der Permeabilität mittels Durchströmung von Zylinderproben mit a) axialer und b) radialer Geometrie.

Für die Messung hydraulischer Eigenschaften bzw. der Applikation des Porendrucks werden aktuell, wie oben bereits beschrieben, zwei Versuchsaufbauten eingesetzt, wobei das Messfluid immer von unten injiziert wird (Abb. 3-7):

(1) **axiale Zylindergeometrie:**

Die Einleitung des Messfluids erfolgt hier analog zu den Empfehlungen von SCHREINER (2006) über zwei in die Stirnflächen der Salzprobe gestoßene Sackbohrungen ($\varnothing = 3 - 5 \text{ mm}$; $l = 25 - 50 \text{ mm}$, je nach Probengröße), wobei auf die Stirnflächen zur Ver-

⁹ Die Herleitung des Vorfaktors ist bei HÄFNER et al. (1996) nicht detailliert beschrieben, sondern nur über Literaturstellen belegt. Da diese nicht vorliegen, wird bei diesen Betrachtungen der Vorfaktor = 1 gesetzt, was in Anbetracht der Variationsweite des betrachteten Spektrums über mehrere Größenordnungen keinen wesentlichen Einfluss auf die Aussagen hat.

meidung von Randumläufigkeiten vollflächig Metallplatten geklebt sind: Sie werden zusätzlich zu den Stempeln hin durch O-Ringe abgedichtet (Abb. 3-7a). Aufgrund der Einleitung über die Bohrlochstummel werden Endflächeneffekte, die infolge Reibung während axialer Deformation auftreten können, minimiert und gleichzeitig wird das Verhältnis Länge/Querschnitt der Probe günstiger.

Die Berechnung der Permeabilität erfolgt mittels:

$$k = \frac{2 \cdot p_0 \cdot q_0 \cdot \eta \cdot l}{A(p_1^2 - p_2^2)} \quad (3-7)$$

mit	k	= Permeabilität (m ²)	A	= Querschnittsfläche (m ²)
	l	= Länge der Probe (m)	η	= dynamische Viskosität (Pa · s)
	q ₀	= Flussrate unter Normaldruck (m ³ /s)	p ₁	= Druck primärseitig (N/m ²)
	p ₀	= Druck bei Gasdurchflussmessung (N/m ²)	p ₂	= Druck sekundärseitig (N/m ²)

(2) radiale Zylindergeometrie:

Die Einleitung erfolgt über eine zur Probenhöhe 3/4 tiefe Zentralbohrung (Ø = 3 – 5 mm), wobei diese Stirnseite zum Stempel hin, analog zu oben, durch eine Metallplatte abgedichtet wird (Abb. 3-7b). Auf der Außenseite ist von der Gegenseite bis 3/4 über dem Fuß der Probe ein doppellagiges Metallgewebe aufgebracht, das mit einer Sinterscheibe an der oberen Stirnseite der Probe überlappt. Für die Berechnung wird als l nur die Überlappung zwischen dem Sintergewebe und der Endtiefe der Zentralbohrung angesetzt.

Die Berechnung der Permeabilität erfolgt mittels:

$$k = q \cdot \eta \cdot \frac{2p_0}{p_1^2 - p_2^2} \cdot \frac{\ln\left(\frac{r_A}{r_i}\right)}{2\pi l} \quad (3-8)$$

mit	r _i	= Radius Bohrung (m)	r _A	= Radius Probe (m)
	l	= Länge des Probensegments (m)	μ	= dynamische Viskosität (Pa · s)
	q ₀	= Flussrate unter Normaldruck (m ³ /s)	p ₁	= Druck primärseitig (N/m ²)
	p ₀	= Druck bei Gasdurchflussmessung (N/m ²)	p ₂	= Druck sekundärseitig (N/m ²)

Die Messung der Gasdurchflussraten für Stickstoff erfolgt mittels Massedurchflussreglern der Fa. BRONKHORST, die sowohl die Gasbeaufschlagung mit einer definierten Flussrate (primärseitig) als auch eine sehr präzise Messung der Volumenströme (sekundär/primärseitig) erlauben (Abb. 3-8). Es werden zwei Regler der BRONKHORST®-Baureihe EL-FLOW F-230 mit einem Durchflussmessbereich¹⁰ von (0)... 10...500 Nml/min N₂ bzw. (0)... 0,4...20 Nml/min N₂ eingesetzt, die je nach Vordruck (bis max. 400 bar) und Probendimensionen einen Permeabilitätsmessbereich k zwischen ≤10⁻¹⁵ und ≥10⁻²⁰ m² abdecken (Hinweis: Bei radialer Durchströmung liegt die Messgrenze ca. eine Größenordnung niedriger).

¹⁰ Die gemessenen Gasdurchflussraten beziehen sich standardmäßig auf Normvolumen (z.B. ml) bei Atmosphärendruck pro Zeiteinheit (z.B. min): Nml/min.

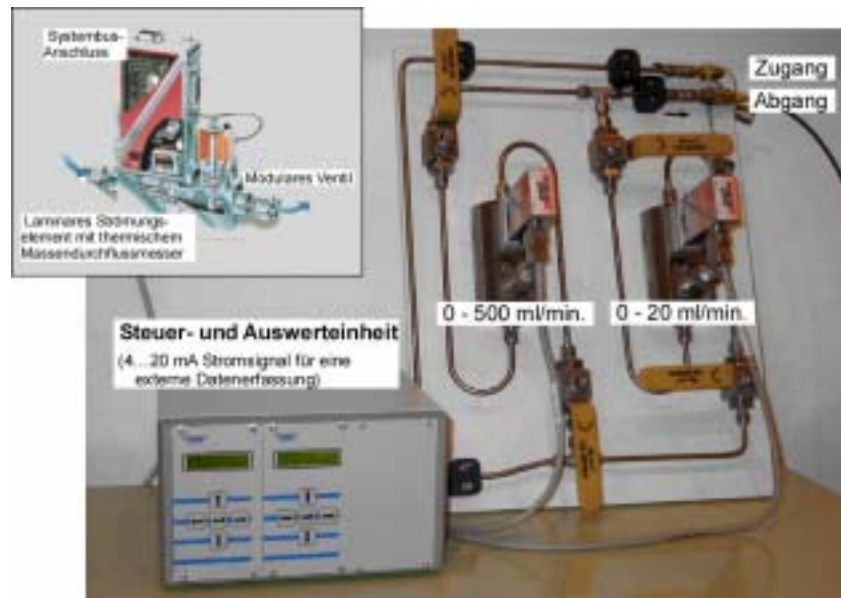


Abb. 3-8. Messaufbau zur Gasinjektion bzw. Durchflussmessung mittels BRONKHORST®- Massendurchflussreglern mit den entsprechenden Umschaltventilen. Die Geräteanordnung auf einer Palette kann sowohl im Labor als auch mobil im Feld bei der Druckbeaufschlagung von Bohrlöchern eingesetzt werden. (li. ob.) Schemazeichnung zum Funktionsprinzip des Druckreglers.

3.3. Injektionstests mit erhöhtem Gasdruck

Die Gasdruck- bzw. Fluidruckbelastbarkeit einer geologischen Barriere bei erhöhten Gasdrücken ist weltweit von großem Interesse, nicht nur für Fragen der Endlagerung radioaktiver Abfälle sondern auch zur Gasspeicherung in tiefen geologischen Formationen. Seit mehr als 50 Jahren werden international Speicherkavernen zur Speicherung von Erd- und Stadtgas bzw. anderen Gasen sowie Kohlenwasserstoffen in Steinsalzformationen angelegt (für einen Überblick s. THOMS & GEHLE, 2000). Aktuell wird auch eine Speicherung von CO₂ in Kavernen, neben der Nutzung ehemaliger Gas- oder Erdölporenspeichergesteine als eine mögliche Option zur Verringerung des CO₂-Ausstosses in die Atmosphäre diskutiert (z.B. METZ et al., 2005; BACHU & STEWART, 2002).

Zur Bewertung dieser Fragestellung werden routinemäßig im Labor und im Gelände Fracmessungen durchgeführt, wobei sowohl inkompressible Lösungen als auch Gas eingesetzt werden. Das Aufreißen von Rissen infolge eines Fluidruckanstieges wird abhängig vom Medium als „hydraulic“ oder „pneumatic fracturing“ bezeichnet.

Einen Vergleich der in Bohrlöchern eingesetzten Verfahren hinsichtlich ihrer Eignung für Spannungsbestimmungen in Salzgesteinen geben STAUDTMEISTER & SCHMIDT (2000); sowie RUMMEL et al. (1995; 1996). Im Gegensatz zum Hydrofrac-Verfahren wird aber von verschiedenen Autoren angemerkt (z.B. FÖRSTER, 1985; SCHREINER et al., 2004), dass beim pneumatischen Verfahren keine chemisch-physikalischen Wechselwirkungen zwischen dem Prüfmedium und dem Wirtsgestein auftreten können und es gerade in Langzeitexperimenten eine bessere Auswertung ermöglicht.

Mit Blick auf die zu bearbeitende Fragestellung zur Gasdruckbelastbarkeit von Steinsalz lässt sich ausgehend von langjährigen Erfahrungen zur Gasspeicherung in Steinsalz-kavernen sowie anhand von Literaturergebnissen feststellen, dass die Gasdichtheit bzw. die max. Gasdruckbelastbarkeit des Staßfurt-Steinsalzes wesentlich von der Höhe der wirkenden Druckeinspannung entsprechend des ausgewiesenen Spannungszustandes im anstehenden Salzgebirge sowie vom Druckaufbaugradienten abhängt. Mit Annäherung eines Fluiddruckes an die minimale Druckeinspannung wird in entsprechenden Untersuchungen eine drastische Permeabilitätszunahme infolge einsetzender Permeation beobachtet. Eine allgemein akzep-

tierte quantitative Beziehung zur Abschätzung der Permeabilität in Salzgesteinen unter Berücksichtigung eines Gasüberdruckes liegt bisher nicht vor.

Hinzu kommt, dass die Gasinjektionstests durch Materialinhomogenitäten (z.B. Korngrößenwechsel sowie der Verteilung und dem Gehalt von Akzessorien) beeinflusst werden können. Zusätzlich können Zweiphaseneffekte aufgrund der Anwesenheit von Salzlösungen auf der Intergranularen von Bedeutung sein, die über Sperrdruckeffekte vergleichsweise hohe Gasdrücke erfordern können. Vor diesem Hintergrund konzentrieren sich die Gasinjektionstests mit erhöhten Gasdrücken auf folgende Schwerpunkte:

- Untersuchung des Einflusses von Anisotropieeffekten aufgrund von Anhydritlagen auf die Permeabilität von Steinsalz unter Verwendung axialer und radialer Strömungsgeometrien
- Bestimmung der Gasdruckbelastbarkeit bei verschiedenen Einspannungen und unterschiedlichen Gasinjektionsraten: Bewertung des Einflusses von
 - o Minimalspannung
 - o Reversibilität

Für die Bestimmung der Gaspermeabilität in Abhängigkeit vom Injektionsdruck wurden 17 Steinsalzproben untersucht, wobei jeweils bis zu 20 Einzelpermeabilitätsbestimmungen bei wechselnden Versuchsbedingungen realisiert wurden. Einen Überblick gibt Tab. 3-2. Die Versuchsdarstellung beschränkt sich auf die exemplarische Betrachtung einzelner Versuche, bei denen die vorgenannten Phänomene explizit untersucht wurden. Eine Zusammenfassung des erzielten Kenntnisstandes und Ableitung einer Beziehung zur Beschreibung der gasdruckinduzierten Permeabilität im Steinsalz auf Basis der Laboruntersuchungen wird abschließend in Kap. 3.3.3 gegeben.

Anzumerken ist, dass sich während des Untersuchungszeitraumes die Versuchsmethodik sowohl in technischer Hinsicht bezüglich der Injektionsgeometrie, wie in Kap. 3.2.2 gezeigt, als auch bezüglich der Versuchsdurchführung erheblich entwickelt hat. Insbesondere wurde es erst mit dem radialen Gasinjektionsverfahren möglich, die Injektionsdrücke unter kontrollierten Bedingungen deutlich, d.h. 2 – 4 MPa über die minimale Druckeinspannung hinaus, zu erhöhen.

3.3.1. Lithologisch induzierte Anisotropieeffekte – Einfluss Probengeometrie

Ein wichtiger Aspekt für den Gastransport in Steinsalz ist, dass die Gasausbreitung durch lithologische Verunreinigungen (z.B. Anhydritpartikel oder –lagen sowie Tonkomponenten) kanalisiert werden kann, mit der Konsequenz, dass die Permeabilität nicht isotrop ist, sondern anisotrop, d.h. richtungsabhängig sein kann. Hierzu sind Experimente an geschichtetem Steinsalz aus dem Bernburger Raum unter Einsatz der vorher diskutierten zwei unterschiedlichen Injektionsverfahren durchgeführt worden:

- axiale Injektion: Prüfkörper 330/64 und 330/66
- radiale Injektion: Prüfkörper 330/63 und 30/65

Das Probenmaterial entstammt zwei Kavernenbohrungen aus dem Bergwerksfeld Gnetscher Nordsattel. Sie repräsentieren das Staßfurt-Steinsalz (Na2) in einer Teufe zwischen rund 300 und 700, dem späteren Kavernenbereich, unterhalb der Deckgesteinsschichten und dem Hangendzechstein. Die Proben wurden ausgewählt, weil sie eine extreme Gefügeanisotropie mit Anhydriteinschaltungen aufwiesen, wie sie im Bernburger Raum häufig vorkommt.

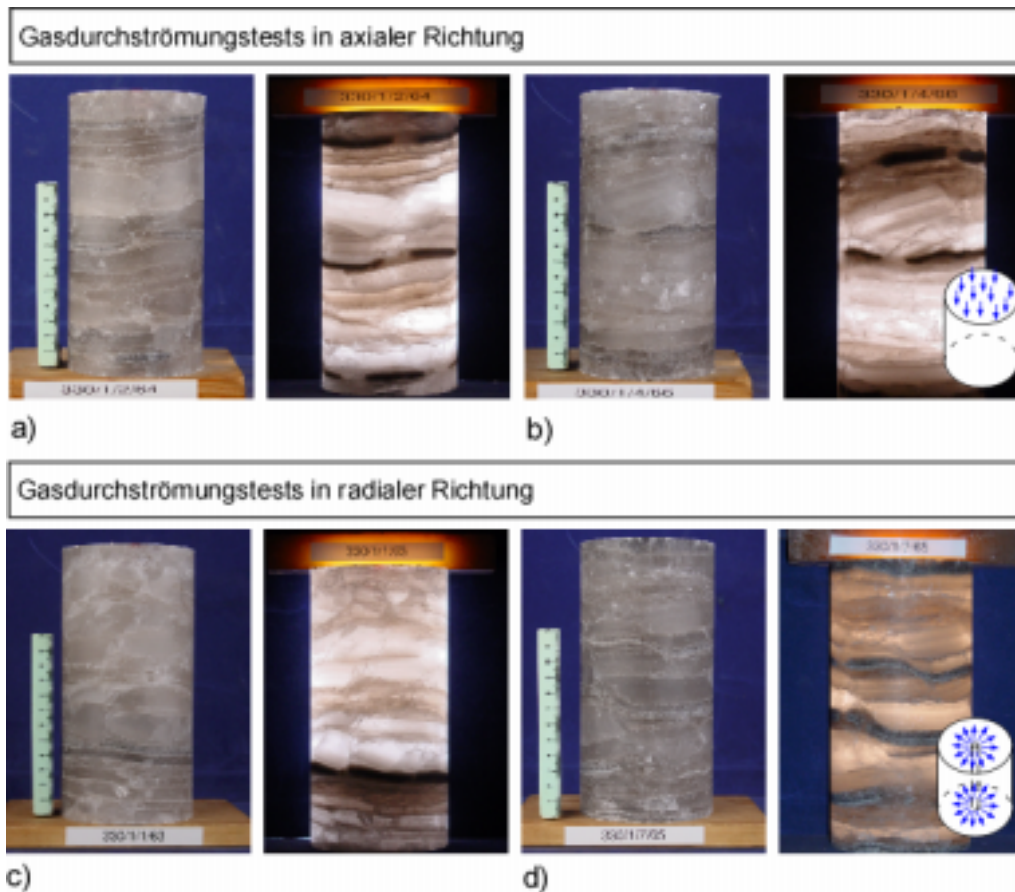


Abb. 3-9. Probendokumentation – senkrecht zur Schichtung erbohrte Salzproben (Na₂) mit signifikanten Anhydriteinlagerungen (jeweils im Auf- und Durchlicht). a) 330/64. b) 330/66. c) 330/63 und d) 330/65.

Im Bereich Bernburg ist das Staßfurt-Steinsalz (Na₂) allgemein vom Liegenden zum Hangenden in zwei Zonen, die

- Anhydritregion und die
- Übergangsschichten

gliederbar. Es zeichnet sich durch eine augenscheinlich gleichmäßige Beschaffenheit aus. Anhydritschnüre von hellgrauer bis dunkelgrauer Färbung sind in ziemlich monotoner Folge in ein meist mittelkörniges Steinsalz eingebettet. So wechseln überwiegend 3 bis 8 Zentimeter mächtige Steinsalzbänke mit dünnen Anhydritlagen von 0,3 bis 0,5 Millimeter Stärke. Lokal können aber die Anhydritanreicherungen, wie die hier vorliegenden Proben zeigen, deutlich variieren (vgl. Abb. 3-9).

Tab. 3-1. Petrophysikalische Kennwerte der untersuchten Steinsalzproben aufgrund ihrer Vermessung und Wägung sowie der Durchschallung.

Material	Probe	Teufe (m)	l (mm)	d (mm)	Dichte (g/cm ³)	Vp-L (km/s)	Vp-Q (km/s)	Vs-L (km/s)	v _d (GPa)	K _d (GPa)	E _d (GPa)	G _d (GPa)
Steinsalz	Bbg 330/1/1/63	491	180,22	90,06	2,185	3,293	4,593	1,933	0,24	12,81	20,21	8,17
Steinsalz	Bbg 330/1/7/65	496	180,45	90,02	2,232	4,514	4,621	2,577	0,26	25,71	37,30	14,82
Steinsalz	Bbg 320/KM1/2/64	491	180,55	90,22	2,196	4,546	4,706	-	-	-	-	-
Steinsalz	Bbg 320/KM1/4/66	493	180,50	90,22	2,196	4,444	4,558	-	-	-	-	-
Steinsalz	Ho 320/KM16/5	1304	180,27	90,11	2,216	4,573	4,631	-	-	-	-	-
Steinsalz	Bbg 212/17	-	199,85	90,49	2,164	4,551	4,545	2,588	0,21	25,49	36,56	14,50

In den untersuchten relativ grobkörnigen und inhomogenen Steinsalzprüfkörpern ist der Anhydrit in mm-mächtigen, aushaltenden Lagen bzw. Schnüren konzentriert, die im Abstand von Zentimetern bis Dezimetern das hellgrau bis weiß durchscheinende Steinsalz annähernd horizontal bzw. flach einfallend durchziehen. Im Mittel nimmt der Anhydritgehalt im Salzgestein etwa 4,6 Vol.-% ein. Die Steinsalmatrix ist mittel- bis grobkörnig ausgebildet (Kristallformate im mm- bis cm-Bereich).

Der Dichtevergleich zwischen den einzelnen Horizonten belegt, dass der Anhydritgehalt im Bereich der Hangendschichten der Bernburger Lagerstätte (entspricht dem Bereich der Probenahme zwischen 490 m – 510 m) bis etwa 570 m entsprechend einer ausgewiesenen mittleren Dichte von $\rho = 2204 \text{ kg/m}^3$ etwas erhöht ist ($m_{\text{ANH}} = 6,9 \%$), während im unteren Bereich (ca. 635 m – 660 m) der Anhydritgehalt deutlich geringer ist ($\bar{\rho} = 2180 \text{ kg/m}^3 \Rightarrow m_{\text{ANH}} = 2,9 \%$).

Die petrophysikalischen Kennwerte der untersuchten Proben mit prominenten Anhydriteinschaltungen sind in Tab. 3-1 zusammengefasst. Bei den Proben 330/64 und 330/66 waren jeweils keine Scherwellen in axialer Richtung messbar. Bei der Probe 330/63 ist die Longitudinalgeschwindigkeit in axialer Richtung auffallend niedrig, was sich entsprechend auch in den niedrigen elastischen Kennwerten niederschlägt. Diese Probe ist offenbar deutlich aufgelockert, obwohl sie prinzipiell die gleiche Behandlung wie die anderen Proben erfahren hat.

• Axiale Injektionsgeometrie

Zur Überprüfung der Gasdurchlässigkeit in vertikaler Richtung, d. h. in axialer Richtung durch die Prüfkörper, wurden beim ersten Versuchspaar in die Prüfkörper von den Stirnflächen aus zentrisch in der Achse jeweils ein Bohrloch von 4 mm Durchmesser und 40 mm Tiefe gestoßen (vgl. Schemaskizze Abb. 3-7a). Sie dienen einerseits zur Hochdruckbeaufschlagung des Salzes andererseits zur Sammlung des durchströmenden Gases auf der gasdruckfreien Seite. Zwischen diesen Bohrungen (Abstand der Bohrlochenden zueinander ca. 100 mm) war das Steinsalz bei beiden untersuchten Proben von Anhydritschichten durchzogen.

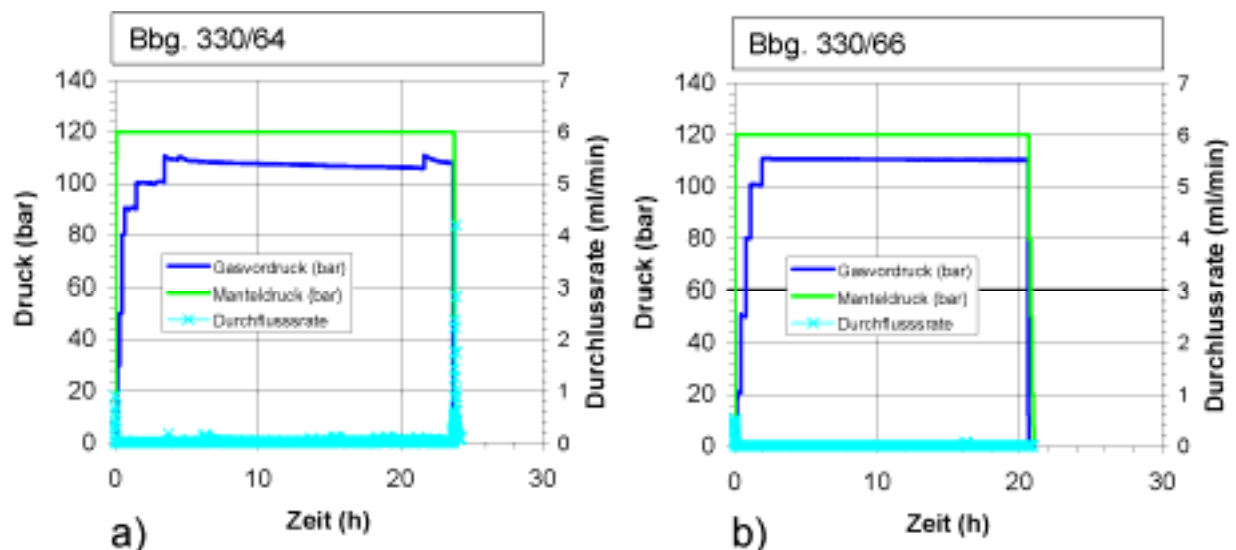


Abb. 3-10. Aufreißversuche an Steinsalz mit axialer Injektionsgeometrie (Schichtung senkrecht zur Probenachse: Gasvordruck und Manteldruck sowie die sekundärseitig gemessene Gasdurchtrittsrates vs. Versuchszeit. a) Bernburg 320/64 (Hinweis: die Zunahme der Durchtrittsmenge bei der Entlastung ist nur ein Artefakt infolge der Manteldruckreduktion) und b) 330/66.

Die Steinsalzproben wurden zunächst bei 60 MPa als Vorkompaktion allseitig druckbelastet und dann bei $\sigma_{\min} = 12$ MPa entsprechend ihrer originären Teufenlage stufenweise mit einem Gasdruck beaufschlagt.

Die Ergebnisse der beiden axial durchgeführten Durchströmungsexperimente sind in Abb. 3-10 zusammengefasst. Obwohl in beiden Versuchen die untere Bohrung jeweils mit einem Gasdruck (Stickstoff) bis 110 bar beaufschlagt wurde, konnte trotz einer Haltezeit von annähernd 24 h in der Bohrung auf der Niederdruckseite kein Gasdurchtritt festgestellt werden, sondern die Messsignale liegen jeweils im Bereich des Rauschens, d.h. bei der gegebenen Gasdurchtrittsgrenze von ≤ 1 Nml/h ist die Restpermeabilität deutlich kleiner als 10^{-22} m², was vermutlich auf den Effekt der anhydritischen Sperrschichten zurückzuführen ist.

• Radiale Injektionsgeometrie

Zur Bestimmung der Durchlässigkeit in horizontaler Richtung, d.h. parallel zur Einregelung der Anhydritschichten, wurde bei zwei Prüfkörpern die radiale Strömungsgeometrie eingesetzt. Bei ihnen wurden in die Stirnfläche zentrisch eine axiale Bohrung mit 5 mm Durchmesser bis in ca. 135 mm Tiefe gestoßen, d. h. ca. $\frac{3}{4}$ der Probenhöhe wurden durchbohrt und etwa eine Schicht in der Stärke des Probenradius wurde intakt zur anderen Stirnfläche belassen.

Die Proben wurden über diese Bohrung gasdruckbeaufschlagt. Das radial durch die Probe bis zur Mantelfläche dringende Gas wurde über eine auf dem Mantel aufgebrachte Metallgaze zu einer auf der nicht durchbohrten Stirnfläche auflagernden Sinterplatte abgeleitet. Über dieses Gassammelsystem wird das durchgetretene Gas über ein Leitungssystem gefasst und zu einem Durchflussmesser geführt (vgl. Schemaskizze Abb. 3-7b).

Die Ergebnisse der Aufreißtests sind in Abb. 3-11 zusammengefasst. Dabei zeigt sich, dass mit dieser Anordnung parallel zur Schichtung eine signifikante Permeabilität nachgewiesen wird, wobei zwischen beiden Proben bereits bei Gasdrücken < 50 bar ein erheblicher Unterschied besteht. Die Probe 330/63 weist mit einer Permeabilität von ca. $3 \cdot 10^{-19}$ m² gegenüber der Referenzprobe 330/65 mit ca. $4 \cdot 10^{-21}$ m² eine rund zwei Größenordnungen erhöhte Permeabilität auf, die aufgrund schlechter Ultraschallkennwerte auf eine Probenauflockerung zurückgeführt wird.

Mit steigendem Gasdruck nimmt die Permeabilität bei beiden Proben vergleichsweise gering zu, erst mit Überschreiten der minimalen Einspannung um 5 bar kommt es bei der Probe 330/65 zu einer signifikanten Zunahme der Gaspermeabilität um rund 1,5 Größenordnungen. Dieser Effekt ist nahezu reversibel.

Im Ergebnis kann gefolgert werden, dass die Versuchsgeometrie zur Bestimmung der Durchlässigkeit sich jeweils an der spezifischen Probenlithologie mit einer möglichen Messrichtung parallel oder senkrecht zur Schichtung zu orientieren hat, wobei bei der radialen Durchströmung die Empfindlichkeit um rund eine Größenordnung besser ist.

Bezogen auf die Gasdurchlässigkeit belegen die Untersuchungen, dass die Gasausbreitung in geschichtetem Steinsalz anisotrop ist, wobei die Unterschiede von praktisch impermeabel ($< 10^{-22}$ m²) bis zu mehreren Größenordnungen höheren Durchlässigkeiten, d.h. deutlich größer als $> 10^{-20}$ m² sein können, in Abhängigkeit von der inhärenten Auflockerung. Gleichzeitig kann gezeigt werden, dass mit steigendem Gasdruck unterhalb der minimalen Druckeinspannung die Permeabilität nur gering ansteigt, und erst mit Erreichen der Einspannungsgrenze ($\sigma_{\min} \leq p_p$) die Permeabilität um mehrere Größenordnungen zunimmt.

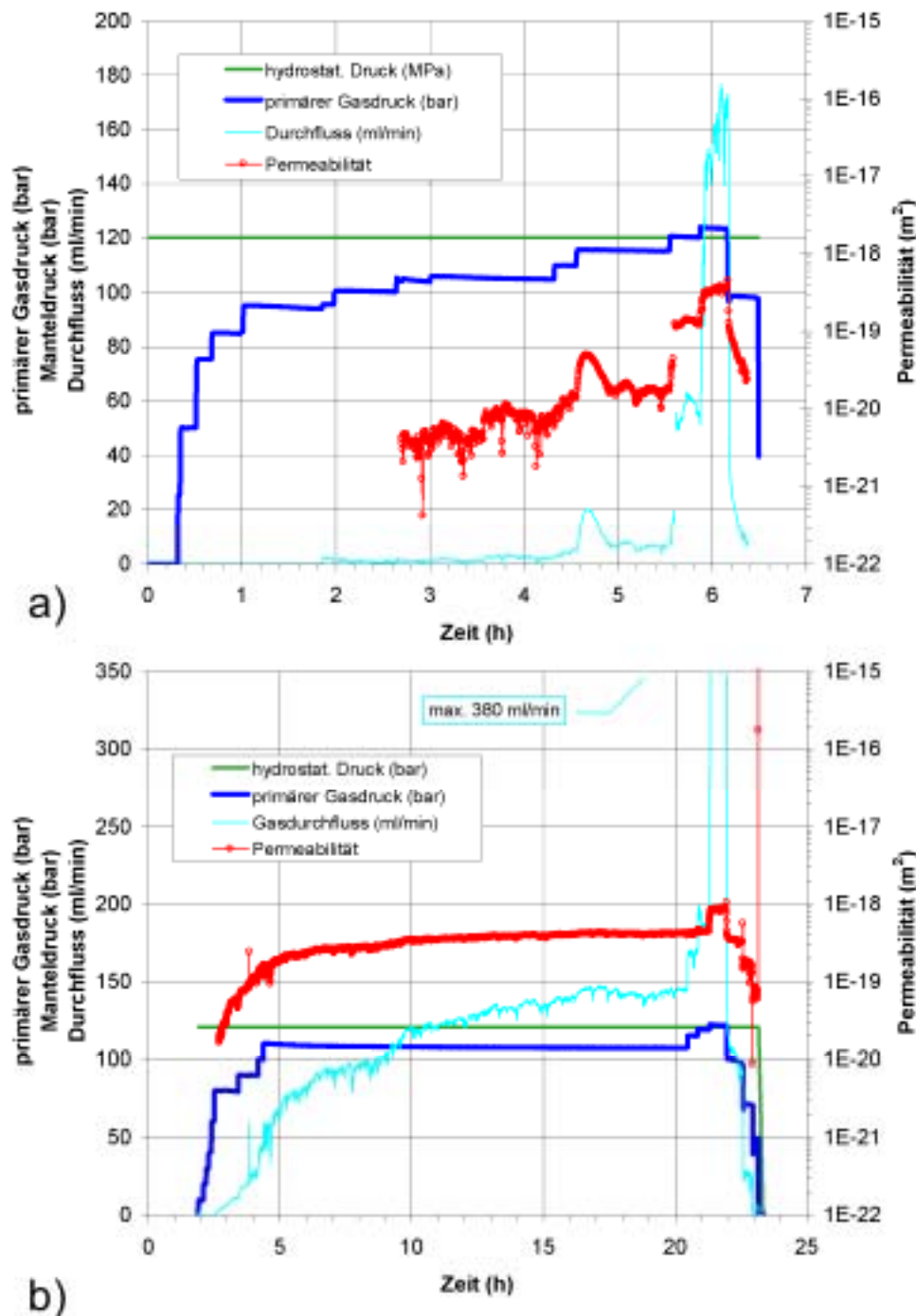


Abb. 3-11. Aufreißversuche an Steinsalz mit radialer Injektionsgeometrie (Gasfluss in radialer Richtung parallel zur Anhydritschichtung): $\sigma_{\min} = 12$ MPa: Permeabilität und Gasdurchtrittsrates sowie Mantel- und Gasinjektionsdruck vs. Versuchszeit a) 330/65 und b) 330/63.

- **Visualisierung der prominenten Fließwege in Anhydriteinschaltungen** (Ergebnisse der Arbeitsgruppe TU-Clausthal)

Zur Verdeutlichung der prominenten Fließwege in Steinsalz mit Anhydriteinschaltungen sind von der TU Clausthal (Arbeitsgruppe Prof. PUSCH am ITE) Flutversuche an Zylinderproben vom Untertageversuchsort „Gaspermeation“ ebenfalls am Standort Bernburg durchgeführt worden. Erste Ergebnisse wurden von KANSY & POPP (2006) vorgestellt.

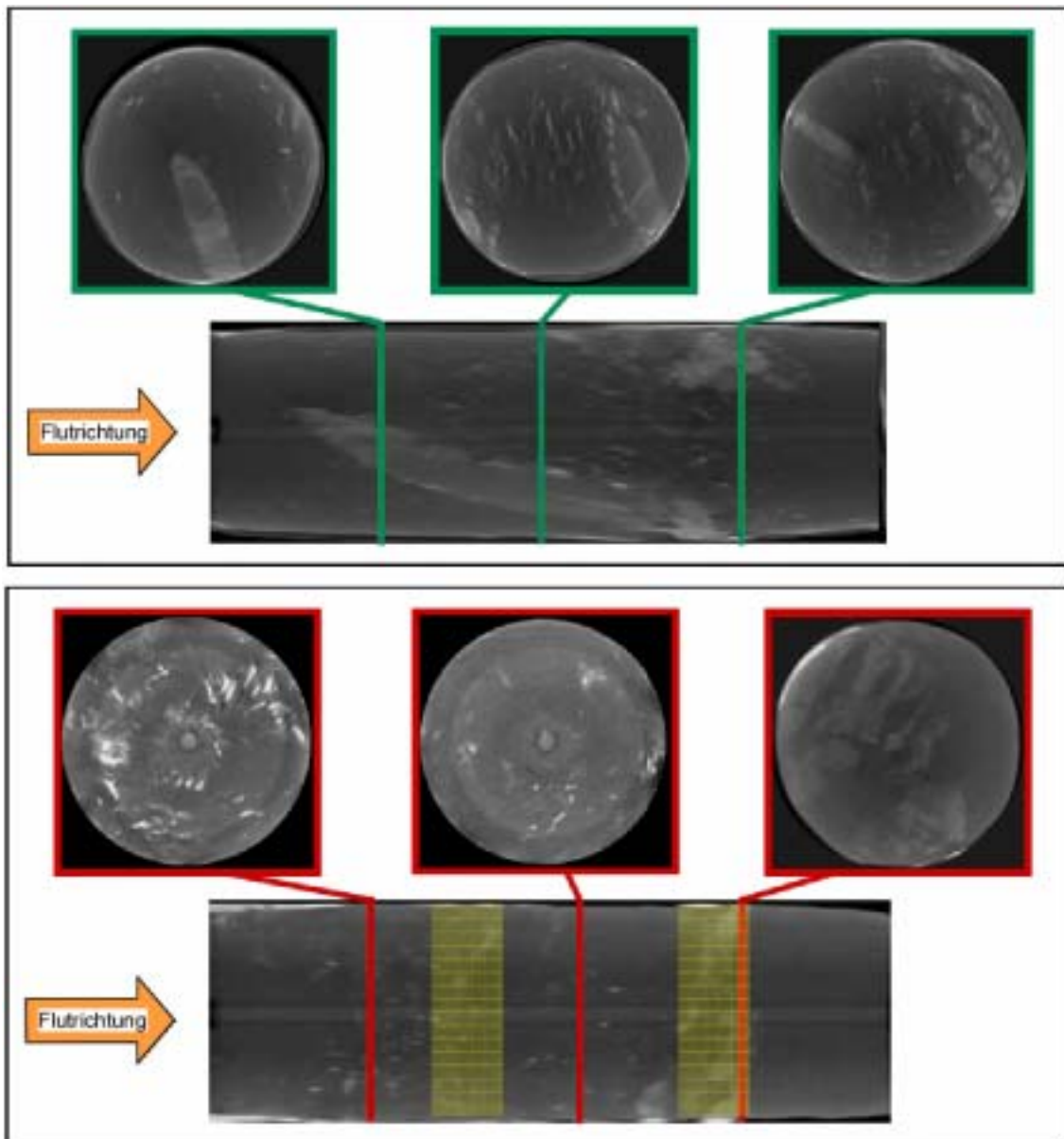


Abb. 3-12. Visualisierung von Fließwegen in Steinsalz mit kompetenten Anhydriteinschaltungen. Durchströmung mit CH_2I_2 und Durchleuchtung mit einem Röntgenscanner (Bilder: TU-Clausthal – Arbeitsgruppe Prof. Pusch) (ob.) Flutrichtung parallel zu Anhydriteinschaltungen, wobei letztere insbesondere im Übergangsbereich Steinsalz/Anhydrit als bevorzugte Fließwege wirken - Fließwegkanalisierung. (unt.) Flutrichtung senkrecht zu Einschaltungen (gelbe Felder kennzeichnen massive Anhydriteinschaltungen) – Die Durchströmung konzentriert sich, wie die Rissmuster zeigen auf den Abschnitt vor dem ersten Band, und nur ein geringer Teil der Mittelschicht wird noch durchströmt – „Sperrschichteffekt“.

Ziel war es, das vorhandene Rissystem zu visualisieren, um Aussagen über die Vernetzung der Risse treffen zu können. Zu diesem Zweck wurden Kerne mit Bohrrichtung parallel und senkrecht zur Schichtung in einer triaxialen Flutzelle bei 5 MPa isostatischen Druckbedingungen mit Dijodmethan CH_2I_2 geflutet. Dijodmethan besitzt für Röntgenstrahlung eine hohe Absorption, d.h. bei der röntgentechnischen Untersuchung werden mit CH_2I_2 durchströmte Bereiche durch helle Flecken dokumentiert. Insbesondere CH_2I_2 -gefüllte Risse sowie lokale Wegsamkeiten im Kontakt Anhydrit/Salz werden als helle, scharf begrenzte Strukturen sichtbar (Abb. 3-12). Die Ergebnisse der Röntgendurchleuchtung belegen eindrucksvoll, dass kompetente Anhydritlagen als Sperrschichten wirken und somit zu einer Kanalisierung der Gasausbreitung im Salzgestein führen können.

3.3.2. Gasinjektionstests zum Einfluss von Δp bzw. $\sigma_{\min}$

Die Bewertung extrem hoher Gasbildungsraten, die mutmaßlich in einem Druckanstieg von mehreren MPa über die Minimalspannung hinaus resultieren können, stellt für die Bewertung der Konsequenzen eines Gasdruckanstieges auf die geologische Barrierenintegrität eine wichtige Aufgabe dar, wobei derartige experimentelle Rahmenbedingungen sich aber experimentell nicht einfach realisieren lassen¹¹.

Wie aus Abb. 3-11 zu ersehen ist, findet mit Annäherung des Gasdruckes (p_{Gas}) an die minimale Einspannung ($\sigma_{\min}$) eine drastische Änderung im Gastransportverhalten der Proben statt, wobei die Permeabilität um mehrere Größenordnungen zunimmt, was gleichzeitig Konsequenzen für die Versuchsdurchführung hat¹². Erst unter Verwendung der im Vorhaben zur Einsatzreife entwickelten radialen Strömungsgeometrie wurde es möglich, die Probe unter definierten Spannungsbedingungen (σ_{Ax} bzw. $\varepsilon_{\text{Ax}} = \text{const}$) mit nahezu beliebigen Gasüberdrücken zu beaufschlagen, ohne dass technische Probleme bei der Versuchsdurchführung (z.B. Stempelabheben, Gasdurchschlag in den Mantelraum ...) eintraten.

Exemplarisch werden hier Ergebnisse an zwei Steinsalzproben (345_5_44_24 bzw. 345_4_40_27) vorgestellt, bei denen als Randbedingungen $\sigma_{\min} = 10$ bzw. 18 MPa realisiert wurden. Bei beiden Proben wurde der Gasdruck über eine zentrale Sackbohrung aufgebracht und das radial durch die Probenmantelfläche zur Probenaußenseite dringende Gas über eine auf dem Mantel aufgebrachte Gaze gesammelt und mittels Sinterplatte als Gas-sammler in den unteren Probenstempel abgeleitet, von dem aus das durchgetretene Gas über ein Leitungssystem zu einem Durchflussmesser geführt wurde (vgl. Abb. 3-8).

Zusätzlich werden noch die Ergebnisse eines Gasinjektionsversuches bei $\sigma_{\min} = 26$ MPa vorgestellt, mit dem untersucht wird, welchen Einfluss die minimale Druckeinspannung auf die gasdruckinduzierte Permeabilitätszunahme hat.

- **Gasinjektionstests mit Überdrücken bis $\Delta p \leq 3$ MPa**

Die Ergebnisse der Druckbeaufschlagung sind in Abb. 3-13 dargestellt, wobei für die Probe 345_4_40_27 zwei zyklische Druckzyklen bei $\sigma_{\min} = 18$ MPa und ein Druckzyklus bei 10 MPa realisiert wurden. Bei der Probe 345_5_44_24 wurde nur ein Zyklus ebenfalls bei $\sigma_{\min} = 18$ MPa durchgeführt.

Die mittels Durchflussmessung bestimmten Permeabilitätswerte liegen ausgehend von kleinen Gasdrücken (d.h. $\Delta p > 4$ MPa) in einem Bereich von 10^{-21} bis 10^{-20} m². Mit zunehmendem Injektionsdruck nehmen die Permeabilitätswerte um mehr als eine Größenordnung zu, wobei anzumerken ist, dass bei Überschreiten von $\sigma_{\min}$ infolge der daraus resultierenden Permeabilitätszunahme der maximale Messbereich des Durchflussmessers (500 ml/min) erreicht war.

¹¹ In der ursprünglichen Bearbeitungskonzeption war vorgesehen, diese Untersuchungen in einer echt dreiaxialen Belastungsapparatur durchzuführen, wobei zusätzlich die Möglichkeit einer Variation der Spannungsgeometrie bestanden hätte. Im Verlauf des Vorhabens zeigte sich jedoch, dass diese Art von Versuchen nicht durchführbar war, weil eine ausreichende Gasdichtigkeit der Probe aufgrund der technisch bedingten freien Kanten mit lokalen Stresskonzentrationen nicht realisiert werden konnte.

¹² Als Folge dieser Permeabilitätszunahme kam es bei axialer Injektionsgeometrie in der Regel zu einem Gasaustritt in den lateralen Zwischenraum zwischen Probenumhüllung und Probe, die zu einem Aufblähen des Probenschlauches führte, was infolge der Verdrängung von Zellenöl auch detektiert wurde. In der Konsequenz waren die somit erzielbaren Überdrücke, d.h. $p_{\text{Gas}} > \sigma_{\min}$, auf wenige bar beschränkt.

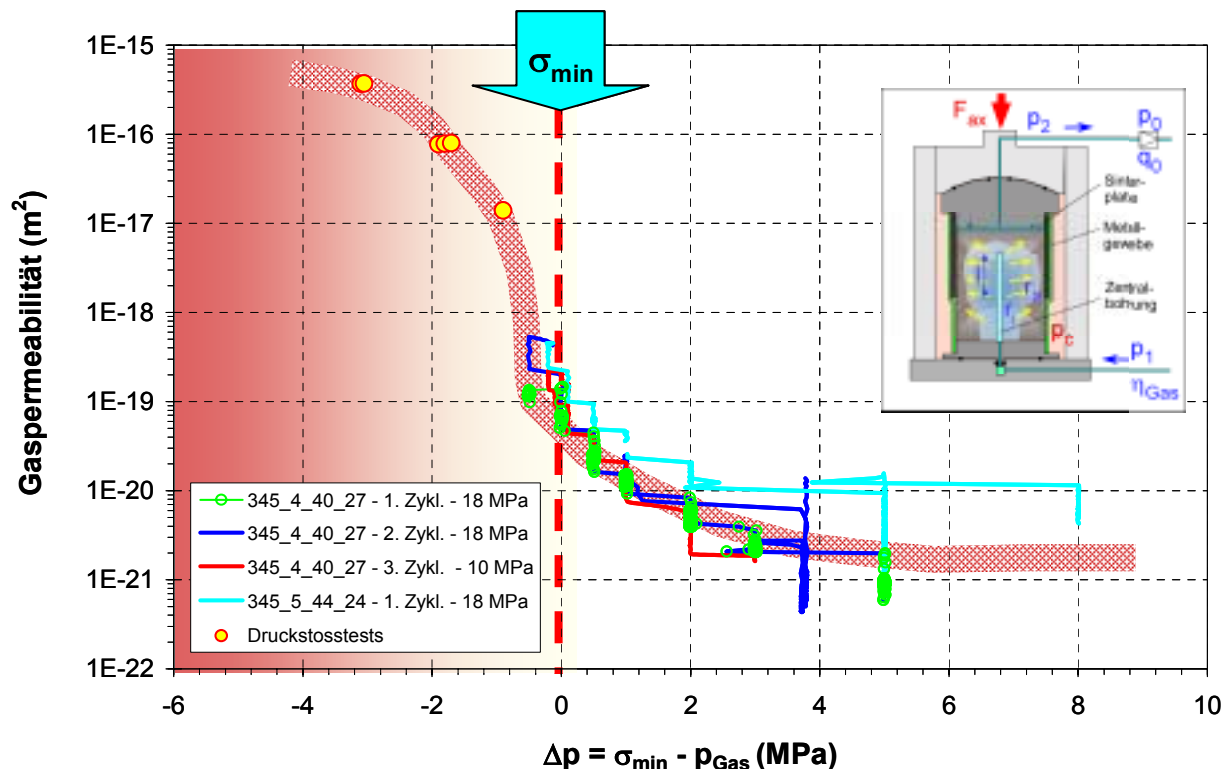


Abb. 3-13. Gaspermeabilität von Steinsalz als Funktion der Druckdifferenz von Minimalspannung σ_{min} (gegeben durch den Manteldruck p_c) und Gasdruck p_g . Injektionstests mit stufenweiser Gasdruckerhöhung bei stationärer Durchflussmessung: 345_5_44_24 bzw. 345_4_40_27 (Staßfurt-Steinsalz). $\sigma_{min} = 10$ bzw 18 MPa. Das Inset zeigt die Messanordnung.

Unabhängig davon lassen sich aufgrund der zyklisch durchgeführten Messungen folgende Aussagen treffen:

- Die gute Reproduzierbarkeit der Ergebnisse von unterschiedlichen Proben bestätigt die beobachteten Effekte: Beide Proben liegen in der gleichen Permeabilitätsgrößenordnung. Der druckabhängige Kurvenverlauf mit einem geringen Anstieg bis zum Erreichen der Minimalspannung sowie darüber hinaus mit einer Zunahme um mehrere Größenordnungen ist nahezu gleich.
- Der nahezu identische Kurvenverlauf der Druckzyklen bei $\sigma_{min} = 18$ bzw. 10 MPa für die Probe 345_4_40_27 deutet daraufhin, dass die Höhe der minimal wirkenden Druckeinspannung keinen Einfluss auf die Permeabilitätszunahme hat.
- Die gemessenen Gasdurchtrittsmengen liegen beim Erreichen von σ_{min} bzw. bei $\Delta p \approx 0,5$ MPa in einer Größenordnung ($q \gg 500$ ml/min), die mit konventionellen Messaufnehmern, wie sie hier zur Verfügung stehen, nicht mehr gemessen werden können.

Zur Erzielung höherer Gasdrücke wurden bei der Probe 345_4_40_27 noch sog. Druckstoßtests durchgeführt, bei denen ein definiertes Gasreservoir (1l) mit einem hohen Gasdruck (bis max. 150 bar) befüllt und dieser Gasdruck direkt auf die Probe appliziert wurde. Ausgehend von dem unmittelbar auftretenden Druckabfall im Reservoir wurde für ein gemessenes Zeit/Druckintervall eine mittlere Gasflussrate für den dabei vorliegenden mittleren Druck bestimmt. Mittels dieser Näherung wurde die für den mittleren Druck resultierende Permeabilität abgeschätzt. Die entsprechenden Messwerte sind in Abb. 3-13 enthalten.

Als Ergebnis können mittels der Druckstosstechnik Differenzdrücke von Δp bis 3 MPa realisiert werden. Im Detail ergibt sich für die Permeabilität unmittelbar mit Überschreiten von σ_{min} eine deutliche Permeabilitätszunahme um mehrere Größenordnungen, die in einem kleinen Überdruckfenster von $\Delta p \approx 2$ MPa stattfindet und sich bei weiterer Vergrößerung des Differenzdruckes in einer Größenordnung von $10^{-15} m^2$ stabilisiert.

Die in Abhängigkeit vom Differenzdruck gemessene Permeabilitätsentwicklung zeigt in der halblogarithmischen Darstellung einen s-förmigen Kurvenverlauf, der sehr gut mit den Beobachtungen aus früheren Untersuchungen übereinstimmt (vgl. Abb. 3-16). Infolge der Gasdruckbeauschlagung ergibt sich eine Permeabilitätszunahme um bis zu fünf Größenordnungen bis ein Niveau $\sim 10^{-15} \text{ m}^2$, das einer mechanisch stark geschädigten Steinsalzprobe entspricht (vgl. Kap. 3.4), bestätigt.

Festzuhalten ist aber noch, dass die im Nachgang untersuchte Probe erstmals auch zweifelsfrei Hinweise auf rupturale Deformationsprozesse infolge der Gasdruckbeanspruchung aufwies (Abb. 3-19). Auf der Außenseite der Proben zeigten sich bis zu mehreren Zentimeter lange Risse, die parallel zur Längsachse der Probe, d.h. parallel zur Injektionsbohrung, verlaufen und auch größere Steinsalzkörner transgranular zertrennen.

- **Konstante Injektionsrate zur Simulation des Gasdruckanstieges in einem Endlager**

Zusätzlich wurden bei der Probe 345_5_44_24 Druckaufbautests mit einer konstanten Gasinjektionsrate durchgeführt. Im Prinzip entspricht diese Art der Versuchsführung der Simulation des Gasdruckanstieges in einem Hohlraum im Salinar, wenn sich mit einer kontinuierlichen Rate Gas bildet. Im Detail wird mit dieser Versuchsanordnung in einer zentrischen Sackbohrung mit radialer Strömungsgeometrie in der zylindrischen Probe ein kleinmaßstäblicher Bohrlochversuch simuliert.

In Abb. 3-14 sind exemplarisch die Ergebnisse eines Mehrstufeninjektionstests mit drei Stufen unterschiedlicher Rate zwischen 10 ml/min – 75 ml/min - 250 ml/min dargestellt. Danach nimmt in der Probe bzw. in der Bohrung der Gasdruck entsprechend des Boyle-Mariotte'schen Gasgesetzes ($p \cdot V = \text{const.}$) kontinuierlich zu, unter der Voraussetzung, dass die Permeabilität annähernd konstant und gering ist. In der 1. Injektionsstufe mit 10 ml/min. stellt sich bei etwa 130 bar ein Strömungsgleichgewicht ein, d.h. der Gasaustritt durch die Probe entspricht der zufließenden Injektionsmenge, so dass der Druck konstant ist.

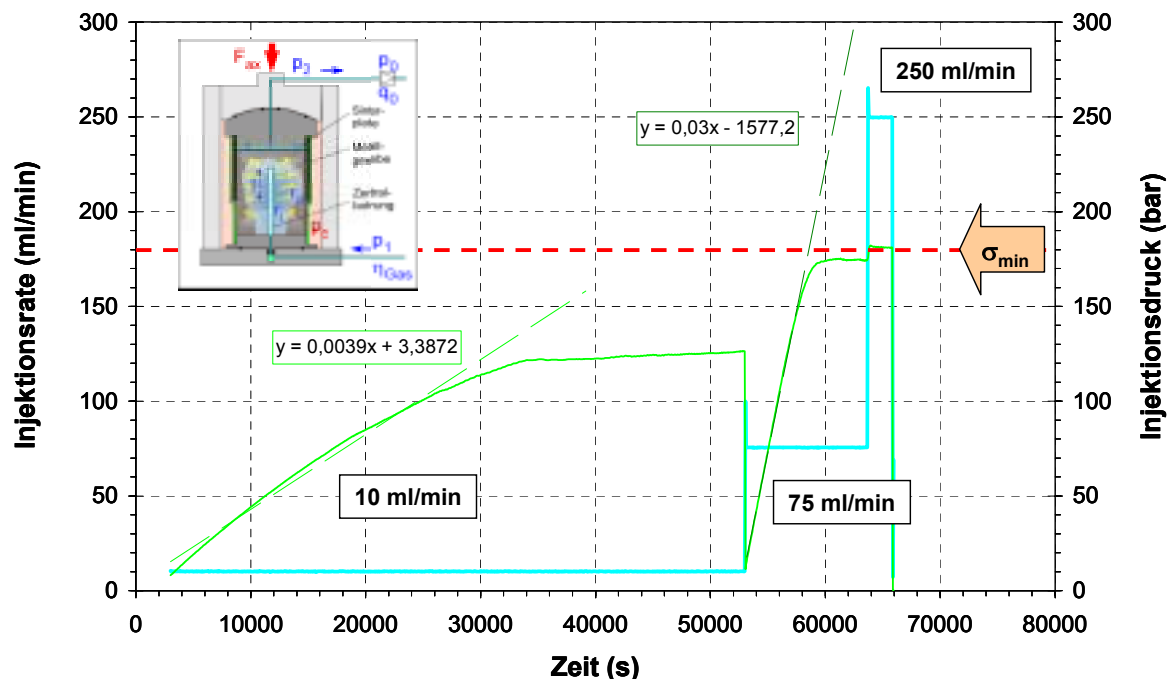


Abb. 3-14. Mehrstufengasinjektionstests an der Probe 345_5_44_24 ($\sigma_{\min} = 18 \text{ MPa}$) mit jeweils konstanten Raten: 10 ml/min; 75 ml/min und 250 ml/min (radiale Injektionsgeometrie, s. Inset) – Zeitliche Entwicklung des Gasdrucks.

Die temporär erfolgende Einstellung eines Gleichgewichts wird auch in den zwei Zyklen mit größeren Injektionsraten bestätigt, wobei die resultierenden Gleichgewichtsdrücke sich erwartungsgemäß auf jeweils höheren Druckniveaus stabilisieren. Bemerkenswerter Weise liegt bei 75 ml/min der Gasdruck bei ca. 170 bar und bei der rund 3x höheren Rate von 250 ml/min nur bei 180 bar.

Dieser Effekt ergibt sich qualitativ aus der druckabhängig zunehmenden Permeabilität, die den Druckanstieg mit Erreichen der Minimalspannung stark limitiert (vgl. Diskussion Kap. 3.3.3).

- **Gasinjektionstest bei $\sigma_{\min} = 26 \text{ MPa}$**

Zur Verifizierung der Annahme, dass die druckinduzierte Permeabilitätszunahme nur von Differenzspannung zwischen Gasdruck und minimaler Gebirgsspannung abhängt und nicht von der absoluten Höhe der wirkenden Minimalspannung, wurde ein zusätzlicher Gasinjektionsversuch bei einer Einspannung von $\sigma_{\min} = 26 \text{ MPa}$ durchgeführt.

Bei der zu untersuchenden Probe handelt es sich um Staßfurt-Steinsalz (z2), aus einem Salzstock Norddeutschlands.

Die petrophysikalischen Probenkenndaten der Probe Ho 320/KM16/5 sind in Tab. 3-1 enthalten und entsprechen dem normalen Spektrum für Kernmaterial der Staßfurt-Folge. Das hellbraune bis hellgraue Hauptsalz (Na_2S bzw. z2HS) ist mittel- bis grobkörnig ausgebildet und besitzt ein sehr eng verzahntes Korngefüge mit schwacher Längsregelung von ca. 40 - 45° zur Probenachse (vgl. Inset in Abb. 3-15). Die Korngrößen betragen im Mittel zwischen 0,5 und 2 cm, wobei Einzelkörner bis zu 8 cm Größe auftreten können. Das Steinsalz ist durch Anhydriteinschlüssen in disperser bis schichtartiger Anordnung vorzugsweise entlang von Korngrenzen gering verunreinigt.

Da die Probe keine prominenten Anhydriteinlagerungen aufwies, wurde sie mittels der herkömmlichen axialen Injektionsgeometrie untersucht. Als Ergebnis sind die Permeabilitätswerte der verschiedenen Injektionsstufen mit Annäherung an die minimale Druckeinspannung in Abb. 3-15 dargestellt.

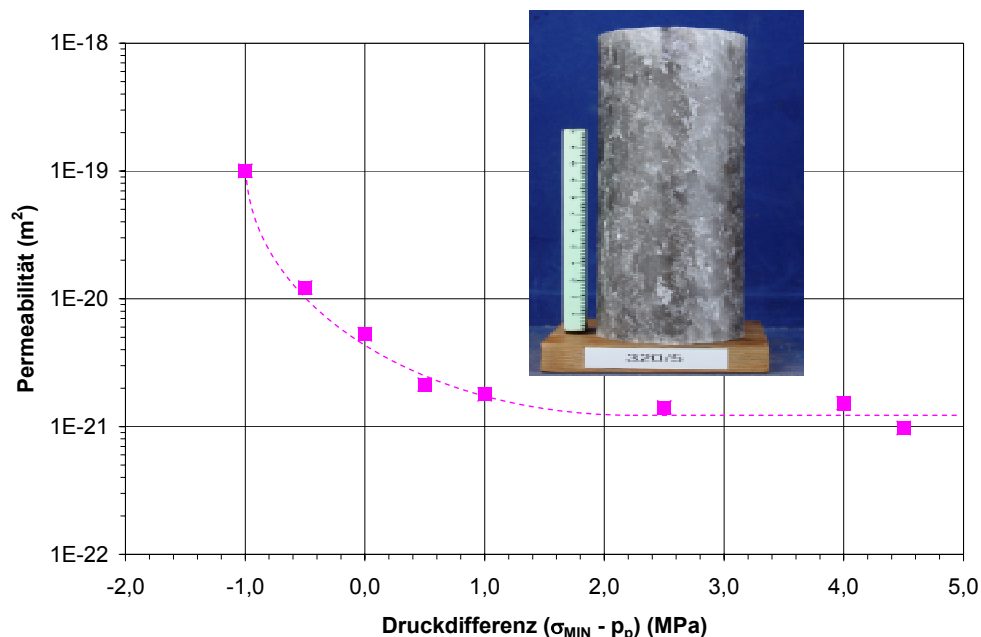


Abb. 3-15. Gaspermeabilität von Steinsalz als Funktion der Druckdifferenz von Minimalspannung $\sigma_{\min}$ (gegeben durch den Manteldruck p_c) und Gasdruck p_g , ausgehend von einer Einspannung von $p_c = 26 \text{ MPa}$: Staßfurt-Steinsalz Ho 320/KM16/5. Das Inset zeigt den untersuchten Probenkörper.

Die initiale Permeabilität von 10^{-21} m^2 entspricht den üblichen Laborkennwerten für nicht aufgelockertes Hauptsalz. Mit steigendem Injektionsdruck nimmt die Permeabilität in der halblogarithmischen Darstellung faktisch linear um einen Faktor 2 – 3 zu. Ab etwa 0,5 MPa unterhalb der Einspannungsgrenze von $\sigma_{\min} = 26 \text{ MPa}$ tritt eine stärkere Zunahme auf, bis bei 1 MPa über der minimalen Hauptspannung eine Permeabilitätszunahme von rund 2 Größenordnungen beobachtet wird. Dieser Anstieg erfolgt aber insgesamt in einem weiteren Druckintervall als bei den mit 10 MPa Einspannung durchgeführten Aufreißversuchen.

Im Ergebnis belegt dieser Versuch, dass die gasdruckinduzierte Permeabilitätszunahme sowie das sog. Aufreißverhalten bei Überschreiten der minimalen Hauptspannung vor allem vom Abstand von dieser Spannungsgrenze und offenbar nicht von der Größe der äußeren Einspannung abhängig ist.

3.3.3. Bewertung des Gasfracszenarios auf Basis von Laboruntersuchungen

Die hier im Forschungsvorhaben an Steinsalz unterschiedlicher Herkunft und Probenzustand sowie unterschiedlichen experimentellen Randbedingungen (minimale Hauptspannung sowie Injektionsgeometrie und Dauer der Versuche) durchgeführten Gasinjektionstests bilden nach Einschätzung des IfG eine gute Basis für die Bewertung der Permeabilitätsvariation bei Entwicklung eines Gasdruckes bis über den Einspannungszustand hinaus. Weiterhin liegen zu dieser Problematik Ergebnisse aus anderen Laboruntersuchungen¹³, oder Feldtests, insbesondere für Kavernenzwecke vor, die z.T. auch mit Salzlösung oder Öl durchgeführt worden sind (vgl. hierzu die zusammenfassende Darstellung bei BEREST & BROUARD, 2003).

Auf Basis der in Abb. 3-16 dargestellten Ergebnisse können folgende Aussagen zu den Gastransporteigenschaften innerhalb von Steinsalz getroffen werden:

1. Die initiale Permeabilität einer Salzprobe hängt in erster Linie vom vorliegenden Schädigungsgrad ab.
Unverritztes, d.h. ungeschädigtes Steinsalz ist qualitativ dicht und die Permeabilität ist deutlich niedriger als 10^{-20} m^2 . Sie variiert mit den lithologischen Eigenschaften (Korngröße, Gehalt und Verteilung der lithologischen Verunreinigungen (z.B. Anhydritpartikel)) sowie der wirkenden Druckeinspannung. Zusätzlich sind Anisotropieeffekte zu berücksichtigen, die primär aus einer sedimentären Schichtung oder auch aus einer tektonischen Beanspruchung resultieren können, wobei Unterschiede bis zu mehreren Größenordnungen auftreten können.
2. Wird über einer Salzprobe der Gasinjektionsdruck (p_p) erhöht, ist die druckbedingte Änderung der Permeabilität zunächst gering. Erst mit Erreichen der minimalen Hauptspannung ergibt sich eine deutliche Zunahme, wobei diese offenbar unabhängig von der wirkenden Druckeinspannung ist, d.h. $\sigma_{\min}$. Somit ist nur der Differenzdruck (Δp) als $\Delta p = \sigma_{\min} - p_{\text{Gas}}$ von Bedeutung.
Bei der Veränderung der Permeabilität mit steigendem Druck können drei Bereiche unterschieden werden.
 - (1) Ausgehend von der spezifischen inhärenten Gesteinspermeabilität kommt es im Steinsalz mit Erhöhung des Gasdruckes zunächst zu einer moderaten Permeabilitätszunahme. Sie entspricht einer rein druckbedingten Aufweitung der vorhandenen primären Fließwege.
 - (2) Mit Annäherung des Gasdruckes ($\Delta p = 0,5 - 1 \text{ MPa}$) an den Einspannungszustand setzt erhöhte Gasmigration ein, die in einem begrenzten Druckintervall zu einer deutlichen Permeabilitätszunahme (bis zu 5 Größenordnungen) bis auf ein

¹³ Die hier vorgestellten Ergebnisse hinsichtlich eines Gasfrac-Ereignisses entsprechen qualitativ früheren Untersuchungen des IfG, die im Zusammenhang mit der Nutzung ehemaliger Kaligruben zur Hochdruckspeicherung von Gas durchgeführt wurden (MINKLEY & MENZEL, 1995). Bei den Aufreißversuchen an Carnallitit wurde eine vergleichbare Druckdifferenz zwischen Aufreißdruck und Manteldruck mit $\Delta p = \sigma_{\min} - p_{\text{Gas}} \leq 0,5 \text{ MPa}$ bestimmt.

- Permeabilitätsniveau zwischen 10^{-16} und 10^{-18} m^2 führt. Die Zunahme der Permeabilität hängt in erster Linie von der Ausgangspermeabilität (k_{init}) ab, wobei dieser Effekt durch die Probenlithologie (Auflockerungszustand) und vermutlich auch von der Einspannung „verschmiert“ sein kann. Ursächlich ist hier vermutlich die lokale Öffnung zusätzlicher Wegsamkeiten, insbesondere ausgehend von den Korngrenzen in grobkörnigen Bereichen, wo eine geringere Kornbindung vorliegt.
- (3) Ausgehend von den neu generierten Fließwegen kommt es mit weiterer Gasdrucksteigerung nur noch zu einer weiteren geringen Permeabilitätszunahme, analog zu Abschnitt (1).
3. Mit einer Gasdruckreduzierung kehrt sich der Permeabilitätsverlauf um und ist nahezu reversibel. Somit unterscheiden sich die Effekte einer mechanisch induzierten Permeabilitätszunahme infolge dilatanter Verformung und die eines Gasfracs. Die hier zu beobachtende spontane Permeabilitätsabnahme resultiert vermutlich aus der elastisch bedingten Risschließung durch den Einspanndruck, wie aus Mikrostrukturuntersuchungen gefolgert werden kann (vgl. Abb. 3-17).

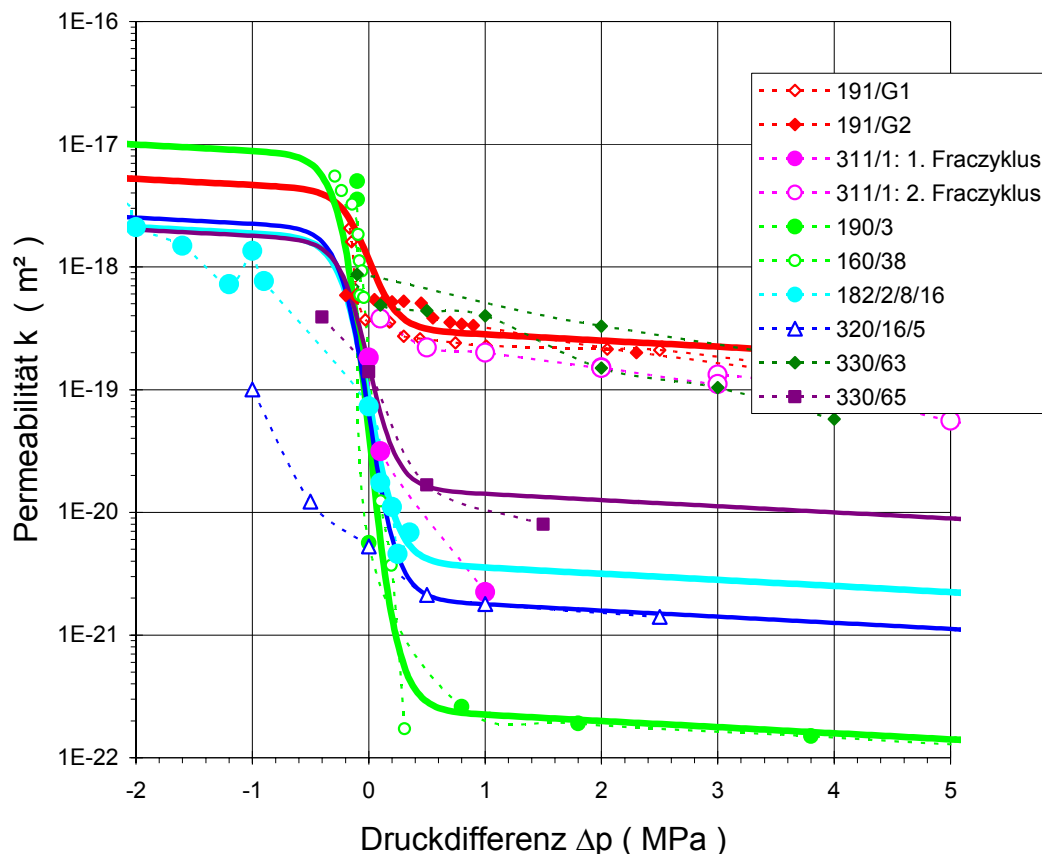


Abb. 3-16. Datenbasis zur Gaspermeabilität von Steinsalz mit progressiver Annäherung des Gasdruckes an den Einspannungszustand (oben). Zusätzlich sind Tangens-Hyperbolicus-Kurven als Modellanpassung dargestellt (Modellparameter s. Tab. 3-3).

Darüber hinausgehend können auf Basis der Laboruntersuchungen bereits die Wahrscheinlichkeit bzw. die Rahmenbedingungen für das Eintreten eines Gasfracs in Abhängigkeit von unterschiedlichen Druckaufbauarten bewertet werden. Der Prozess der Gasbildung und der daraus resultierende Druckanstieg ist hier in einer Laborprobe durch die Injektion von Gas in eine Sackbohrung simuliert worden (vgl. Kap. 3.3.2).

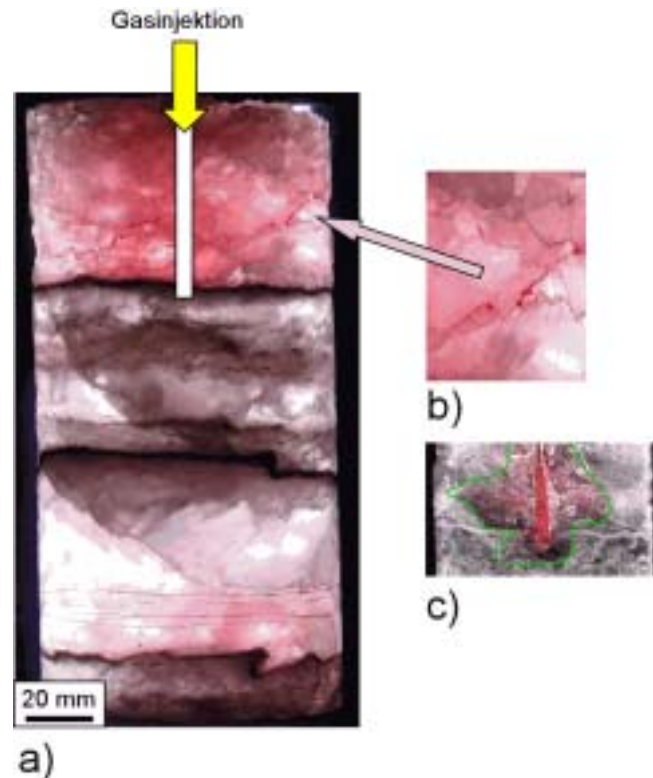


Abb. 3-17. Gefügestand der Probe 182/2/16 nach Gasfrac - Probenlängsschnitt. (a) mit Prüfröt getränkte Probe (Durchlicht). (b) Detailausschnitt: aufgeweitete Korngrenzen, die Farbstoff imprägniert sind. (c) Detailausschnitt unteres Ende der Injektionsbohrung mit Fluidausbreitungsareole (Auflicht).

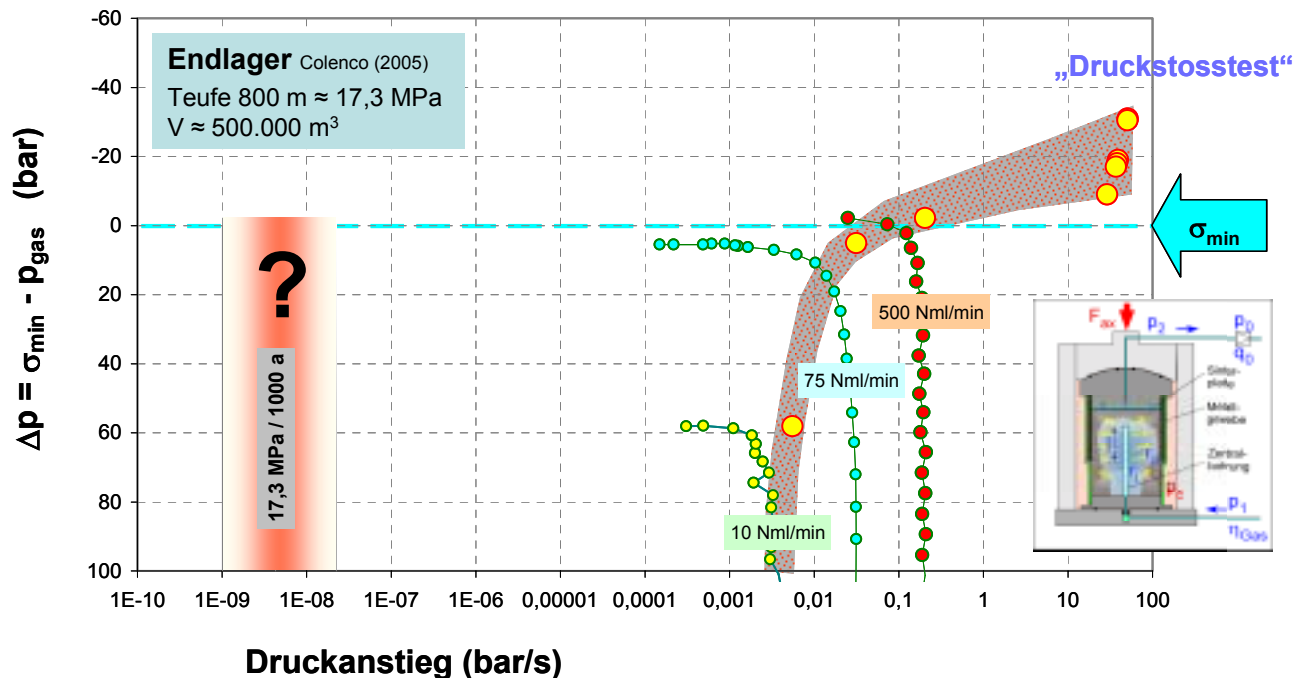


Abb. 3-18. Druckentwicklung bei „constant-rate-Tests“ in einer mit einer Sackbohrung versehenen Steinsalzprobe: Differenzdruck vs. resultierende Druckanstiegsrate. Versuchsbedingungen: $k_0 = 5 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$; $\sigma_{\min} = 18 \text{ MPa}$, $V \approx 0,00004 \text{ m}^3 = 40 \text{ cm}^3$. Zusätzlich sind die Gleichgewichtsdrücke aus diesen und Druckstoßtests als Messpunkte (gelbe Kreise) im Vergleich mit einer hypothetischen Druckaufbaurrate für ein Endlager im Salz dargestellt.

Die daraus resultierenden Messkurven für den Druckanstieg von drei Injektionsversuchen mit unterschiedlichen Raten sind in Abb. 3-18 gegen die initiale Druckanstiegsrate in Relation zu den sich einstellenden Gleichgewichtsdrücken dargestellt. Entsprechend der anfänglich konstanten Druckanstiegsraten ist der jeweilige Kurvenverlauf zunächst vertikal, d.h. parallel zur Druckachse. Mit Annäherung an den sich einstellenden Gleichgewichtsdruck, bei dem die zuströmende Gasmenge gleich der aufgrund der Salzpermeabilität abfließenden Gasmenge gleich ist ($q_{in} = q_{out}$), nehmen die Druckaufbauraten sukzessive bis auf 0 ab, d.h. verlaufen horizontal. Für die Diskussion der Gleichgewichtsbedingungen wird jede Messreihe durch einen Messpunkt bezogen auf die initiale Druckanstiegsrate dargestellt.

Werden die Ergebnisse der Druckstoßtests mit einbezogen, decken die realisierten Versuchsbedingungen ein weites Spektrum von Druckaufbauraten zwischen 0,001 bar/s bis zu 100 bar/s ab. In dieser Darstellung wird der Zusammenhang zwischen Druckaufbauraterate und resultierenden Enddruck deutlich. Während anfänglich, entsprechend den experimentellen Randbedingungen, der Druckanstieg in einem engen Bereich erfolgt, findet mit Annäherung an die minimale Hauptspannung eine drastische Reduzierung des resultierenden Druckanstieges statt. Basierend auf der nachgewiesenen Permeabilitätszunahme um bis zu fünf Größenordnungen nimmt die Ausströmraterate drastisch zu, so dass für eine weitere Erhöhung des Gasdruckes im Hohlraum extrem hohe Gasinjektionsraten erforderlich sind. Im Labormaßstab wurden Differenzdrücke von $\Delta p > 2$ MPa nur bei Druckaufbauraten in der Größenordnung bis zu 100 bar/s erzielt.

Die Auswertung der Mikrostrukturgefüge nach Durchführung der Druckaufbautests zeigt charakteristische Unterschiede in Abhängigkeit des aufgebrachten Gasinjektionsdruckes (Abb. 3-19). Bereits mit Erreichen der Minimaldruckeinspannung wurde jeweils eine deutliche Permeabilitätszunahme beobachtet, wobei Proben, die nur mit geringen Überdrücken ($\Delta p < 1$ MPa) beaufschlagt wurden, keinen Gasfrac zeigten. Die Gasdurchtrittszone entspricht nach den Probenbefunden vielmehr einer integral aufgelockerten Zone infolge der Aufweitung von Korngrenzen im Sinne der Schaffung vieler Einzelmikrorisse (vgl. Detailausschnitte in Abb. 3-17).

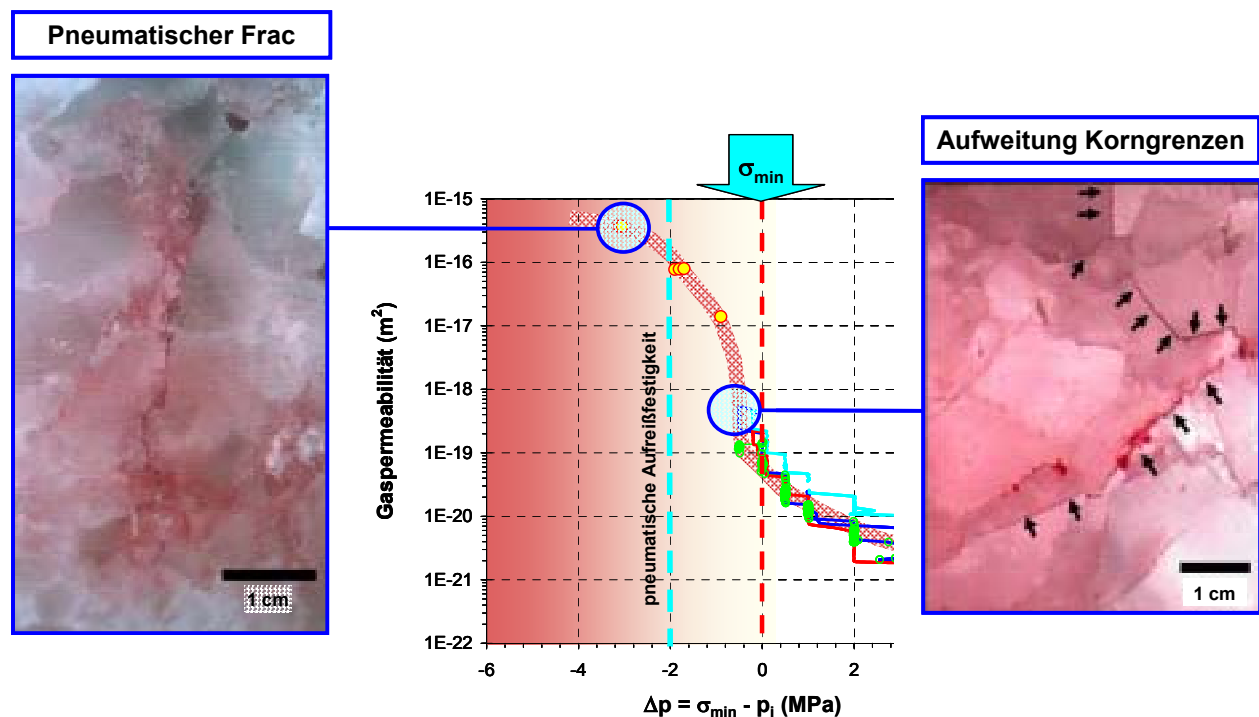


Abb. 3-19. Mikrostrukturen in Abhängigkeit von Permeabilitätsentwicklung bei Gasdruckbelastung. (li.) Druckbelastung mit $\Delta p \approx 3$ MPa (Steinsalzprobe 345_4_40_27); (re.) Druckbelastung mit $\Delta p \leq 0,5$ MPa (Steinsalzprobe 182/2/16).

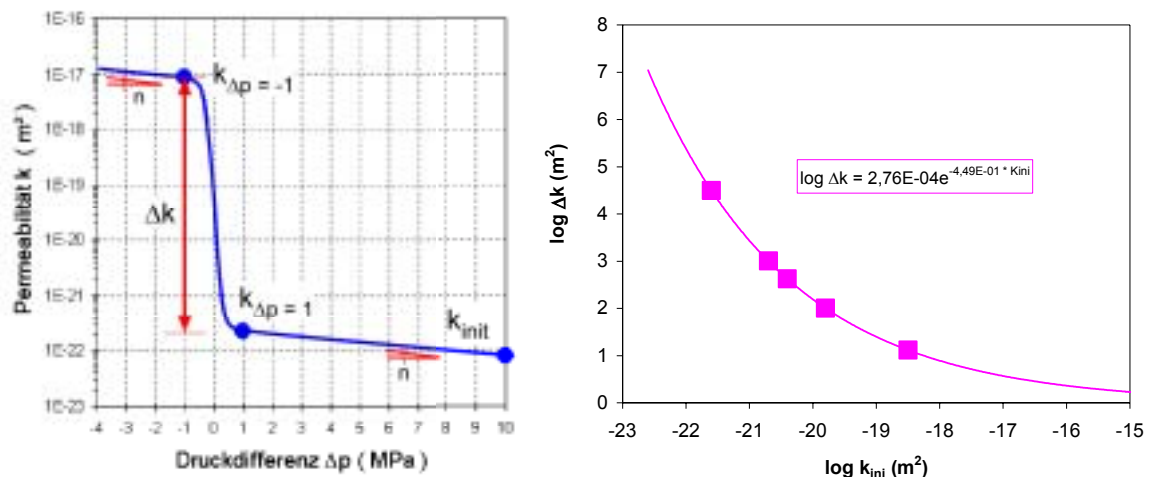
Im Gegensatz gibt es bei höheren Gasinjektionsrate (10 – 100 bar/s) eindeutige Belege für das Auftreten von gasdruck-induzierten Rissen, die transgranular über mehrere Zentimeter die Proben durchziehen können (Abb. 3-19).

Ähnliche Effekte werden auch bei der Durchführung hydraulischen Aufreißtests beobachtet, wenn anstelle Gas Salzlösung bzw. Öl eingesetzt wird. Analog bedeutet dieses Ergebnis, dass auch beim pneumatischen „Aufreißen“ von intaktem Steinsalz von einer pneumatischen bzw. hydraulischen Zugfestigkeit, die bis zu mehrere MPa betragen kann, ausgegangen werden muss.

Gleichzeitig finden aber bei Gas bereits bei niedrigeren Drücken mit Annäherung an die minimale Gebirgsspannung Permeationsprozesse statt, die infolge einer elastisch induzierten und damit reversiblen Aufweitung von Korngrenzen eine Zunahme der Permeabilität bewirken.

3.3.4. Ableitung einer Beziehung zwischen Permeabilität und Differenzdruck

Im Ergebnis der Untersuchungen liegen genügend Daten zur Ermittlung einer Beziehung zwischen Permeabilität und Effektivspannung infolge eines Gasdruckanstiegs vor, die zur Modellierung einer gasdruckbeeinflussten Zone genutzt werden kann (Tab. 3-2). Zur Beschreibung der Permeabilitätszunahme während des Gasfracs gibt es verschiedene Ansätze (z.B. MINKLEY, 2003), aber bisher keine Lösung, die auch die moderate Permeabilitätszunahme vor und nach dem Gasfrac mit einschließt.



a)

b)

Abb. 3-20. Schematischer Rechenansatz (a) zur Berechnung der Permeabilitätsvariation mit steigendem Gasdruck. (b) Zusammenhang zwischen der Permeabilität unmittelbar vor dem Gasfrac und fracinduzierter Zunahme (Datenbasis aus Abb. 3-16).

Es wird ein auf dem Tangens Hyperbolicus basierender Ansatz vorgeschlagen, der nach Einschätzung des IfG als geschlossener Kurvenzug sehr gut die vollständige experimentell beobachtete Permeabilitätsvariation einschließlich des Fracereignisses in Abhängigkeit vom Differenzdruck Δp wiedergibt. Er basiert auf:

$$k = 10^{[a+0,5 \cdot b \cdot (1+\tanh(-c \cdot \Delta p)) - (d \cdot \Delta p)]} \quad (3-9)$$

mit $k = f(\Delta p)$ Permeabilität (m²)

Δp Druckdifferenz aus Injektionsdruck (p_p) und Minimalspannung (σ_{min}): $\Delta p = \sigma_{min} - p_p$

a $\log k_{\Delta p = 1}$: Permeabilität vor dem Gasfrac

b $\log(\Delta k) = \log k_{\Delta p = 1} - \log k_{\Delta p = -1}$: relative Permeabilitätszunahme beim Gasfrac

c Krümmungsparameter, hier $c = 4$

d Druckinduzierte Permeabilitätszunahme vor und nach dem Fracereignis

Tab. 3-2. Versuchsübersicht zur Untersuchung des Gasaufreißverhaltens von Steinsalz.

Probe	Stratigraphie	Lithologie	$\sigma_{\min}$ (MPa)	Mess- geometrie	initiale Permeabilität (m ²)	Bemerkung
213/1/8/4	z2	geschichtet ($\perp$)	25,0	axial	n.m.	Ergebnisse nicht verwertbar
182/2/8/16	z2	geschichtet ($\perp$)	10,0	axial	$< 6 \cdot 10^{-21}$	
159/108/3/3/36	z2	tekton. beansprucht	10,0	axial	$\sim 2 \cdot 10^{-18}$	gasdruckinduzierte Zunahme bei kleinen Gasdrücken
191/G1	z1	quasi-isotrop	10,0	axial	$\sim 10^{-19}$	Gasdruck = const.: σ_3 wird variiert
191/G2	z1	quasi-isotrop	10,0	axial	$\sim 10^{-19}$	Gasdruck = const.: σ_3 wird variiert
190/3	z1	geschichtet ($\perp$)	10,0	axial	$\sim 2 \cdot 10^{-22}$	Gasdruck = const.: σ_3 wird variiert; 2 Messzyklen
160/38	z1	geschichtet ($\perp$)	10,0	axial	n.m.	Gasdruck = const.: σ_3 wird variiert; 2 Messzyklen
311/1/SP - Zykl. 1	z2	geschichtet (II)	10,0	axial	$< 10^{-20}$	dicht nach Vorkompaktion
311/1/SP - Zykl. 2	z2	geschichtet (II)	10,0	axial	$< 10^{-20}$	Wiederholung nach induzierter Schädigung
330/64	z2	geschichtet ($\perp$)	12,0	axial	n.m.	
330/66	z2	geschichtet ($\perp$)	12,0	axial	n.m.	
330/63	z2	geschichtet ($\perp$)	12,0	radial	$\sim 3 \cdot 10^{-21}$	
330/65	z2	geschichtet ($\perp$)	12,0	radial	$< 10^{-20}$	
320/16/5	z2	quasi-isotrop	26,0	axial	$\sim 10^{-21}$	
345/5/44/24	z2	quasi-isotrop	18,0	radial	$< 10^{-20}$	
345/4/40/27	z2	quasi-isotrop	18,0	radial	$< 10^{-20}$	Zyklus 1 / 2
345/4/40/27	z2	quasi-isotrop	10,0	radial	$< 10^{-20}$	Zyklus 3 / Druckstosstests

Tab. 3-3. Modellparameter für die individuelle Kurvenanpassung (vgl. Abb. 3-16).

Parameter	190/3	320/16/5	182/2/8/16	330/65	191(G1,G2)
a :	-21,60	-20,40	-20,70	-19,80	-18,50
b :	4,5	2,6	3,0	2,0	1,1
c :	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
d :	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Für die moderate Permeabilitätszunahme vor und nach dem Frac wird als mittlerer Wert $n = 0,05$ gesetzt. Die Zunahme der Permeabilität Δk im Moment des Fracereignisses hängt offenbar auch von der Ausgangspermeabilität k_{init} ab. Dieser Zusammenhang wird mittels der auf Basis der beobachteten Permeabilitätswerte aus Abb. 3-16 abgeleiteten Modellkurve, wie sie in Abb. 3-20b dargestellt ist, beschrieben. Zusätzlich dient der Term mit dem Parameter n zur Approximation der moderaten Permeabilitätszunahme vor bzw. nach dem Gasfrac.

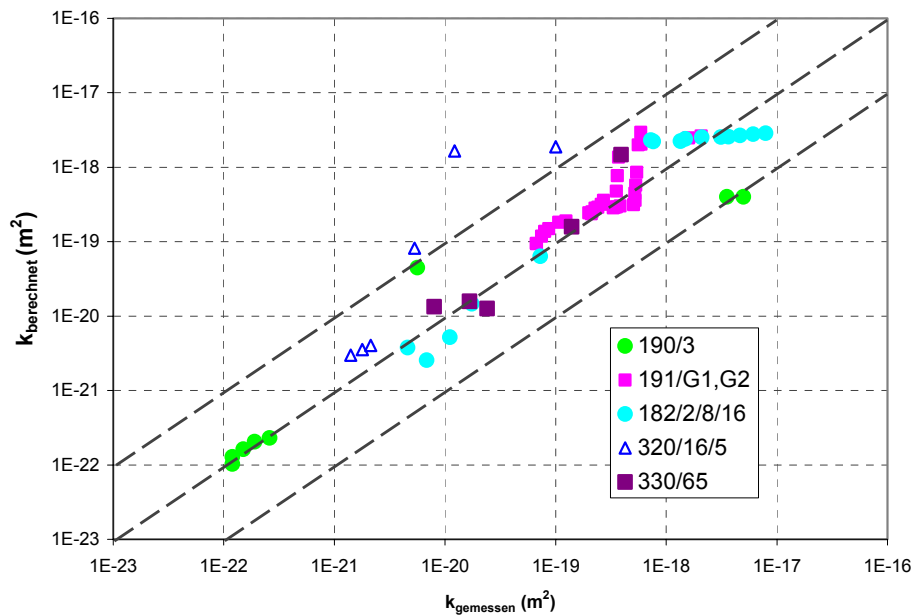


Abb. 3-21. Vergleich zwischen gemessenen und berechneten Permeabilitätswerten (Datenbasis aus Abb. 3-16).

Die auf probenspezifischen, manuellen Anpassungen beruhenden Modellkurven sind in Abb. 3-16 enthalten. Zur Bewertung der Qualität der Anpassung sind in Abb. 3-21 jeweils die gemessene und berechnete Permeabilität einander gegenübergestellt. Insgesamt ergibt sich für die Anpassung der experimentellen Daten eine zufrieden stellende Übereinstimmung.

Der hier vorgestellte, auf dem Tangens Hyperbolicus basierende Ansatz ist offenbar geeignet, die während einer Gasdruckerhöhung auftretenden Permeabilitätsphänomene in den verschiedenen Phasen zu beschreiben.

3.4. Gastransporteigenschaften unter deviatorischen Spannungsbedingungen

Die Untersuchung dilatanzbehafteter Verformungsprozesse bzw. der Nachweis von Mikrorissbildung und/oder eines Fracs unter Einwirkung eines Gasporendruckes mittels verschiedener physikalischer Messverfahren im Labormaßstab ist ein wichtiger Bestandteil zur Bearbeitung der anstehenden Problematik. Kommt es infolge der um einen Hohlraum vorliegenden Spannungen zu dilatanter Verformung im Steinsalz werden sich die Gastransporteigenschaften drastisch ändern. Nach Literaturergebnissen kann es in Abhängigkeit von der minimalen Hauptspannung mit einsetzender Rissbildung zu einer Permeabilitätszunahme von bis zu 5 Größenordnungen kommen. Ein adäquater Modellansatz zur Beschreibung des Zusammenhangs zwischen Schädigung (hier beschrieben über die Dilatanz bzw. Volumenänderung) und Permeabilität als Maß für die hydraulische Integrität stellt somit die Basis für eine rechentechnische Bewertung verschiedener Szenarien in Salz- oder Tonsteinsteinformationen dar.

Die durchzuführenden Untersuchungen konzentrieren sich auf den Nachweis von Dilatanz während der Verformung von Steinsalz bei verschiedenen Minimalspannungen (resp. Manteldruck) und die wechselseitige Kopplung mit der daraus resultierenden Permeabilität. Ziel ist insbesondere eine Überprüfung der zur Verfügung stehenden Modellansätze für eine Berechnung der Permeabilität ausgehend von einer mechanischen Schädigung auf Basis der Dilatanzentwicklung.

3.4.1. Methodische Nachweisverfahren von Dilatanz

Über den Nachweis von Dilatanz mittels verschiedener Verfahren und ihrer spezifischen Aussagefähigkeiten liegen aus den letzten 15 Jahren umfangreiche Erfahrungen vor, die u.a. aus der Zusammenarbeit zwischen der Uni Kiel (Arbeitsgruppe KERN/POPP) sowie der BGR Hannover (ehemals Referat Salzmechanik: HUNSCHE/SCHULZE) sowie am IfG stammen. Insbesondere bei den IfG-Stoffmodellen MINKLEY (MINKLEY et al., 2001) bzw. SALZER (SALZER et al., 2002) ist die Bestimmung der verformungsinduzierten Dilatanz integraler Bestandteil des Modellkonzeptes.

Während die Messung der Dilatanz am IfG ein Standardverfahren darstellt, ist die Methodik des „syndeformativen Monitorings“ mit Ultraschall mit gleichzeitiger Permeabilitätsmessung zum Nachweis von Dilatanz für dieses Forschungsvorhaben neu etabliert worden und wird deshalb vorab kurz erläutert.

Der Nachweis dilatanzbehafteter Verformungsprozesse, d.h. einer Volumenzunahme infolge von Mikrorissbildung, basiert entweder auf der direkten Bestimmung von Änderungen des Porenraums bzw. des Gesamtprobenvolumens oder aber der Messung physikalischer Parameter, die einen indirekten Rückschluss auf Rissbildung erlauben. Die Variation dieser Parameter ist schematisch in Abb. 3-22 für einen Festigkeitsversuch ($\dot{\epsilon} = \text{const.}$) dargestellt.

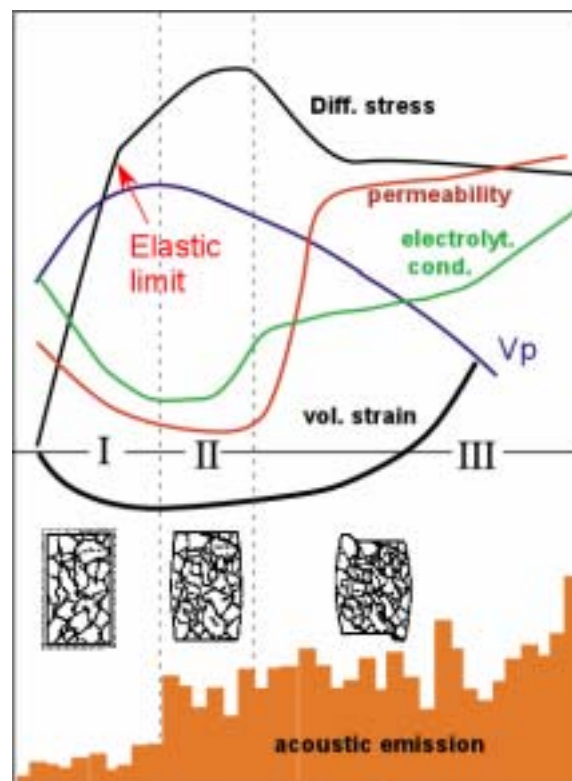


Abb. 3-22. Variation physikalischer Parameter während eines Festigkeitsversuchs mit prograder Deformation: Volumenänderung, akustische Emission, Permeabilität und Ultraschallgeschwindigkeiten (verändert nach SCHULZE et al., 2001).

In Stadium I kommt es bei geringem Manteldruck und aufgelockerten Proben mit Erhöhung der Axialspannung zu einer Kompaktion mit Schließung vorhandener Mikrorisse oder der aufgelockerten Korngrenzen. Mit dem Übergang von elastischer zu bleibender Verformung zeigt sich ein Wechsel in der Variation der verschiedenen Parameter. Nach Untersuchungen an Steinsalz (z.B. POPP et al., 2001) kommt es bei einem Kompressionsversuch im Übergang zu Stadium II in axialer Richtung zu einem Maximum zunächst der Scherwellen- und gering verzögert der Longitudinalwellengeschwindigkeiten. Diese Unstetigkeit wird als erster Nachweis auf einsetzende Mikrorissbildung gedeutet, ohne dass makroskopisch eine Volu-

men- oder Permeabilitätszunahme messbar ist. Erst nach einer weiteren Spannungserhöhung mit entsprechender Akkumulation der Schädigung durchläuft die Volumenänderung ein Minimum und nimmt ebenso wie die Durchlässigkeit zu. Mit Erreichen der Festigkeitsgrenze kommt es in der Regel zu einem Scherbruchversagen mit Ausbildung eines annähernd konstanten Restfestigkeitsniveaus (Stadium III).

Aufgrund der beobachteten unterschiedlichen Sensitivität der verschiedenen Parameter für Rissbildung ist das seit den 90er Jahren entwickelte Dilatanzmodell beispielsweise für Steinsalz modifiziert worden und erlaubt die Definition von Spannungsbereichen, wo Schädigung oder Kompaktion mit anschließender Verheilung dominiert (vgl. Abb. 3-52 auf S. 86).

Basierend auf diesem Dilatanzkonzept sind in der Vergangenheit verschiedene Modellansätze zur Beschreibung des mechanischen Verhaltens unter Einbeziehung von Schädigungs- und Verheilungsprozessen für unterschiedliche Salzgesteine entwickelt worden (für Steinsalz: z.B. HOU, 2002; HUNSCHKE et al., 2003; SALZER et al., 2002; sowie für Carnallit: MINKLEY, 2001).

Das Dilatanzmodell erfährt aktuell ebenfalls seine Umsetzung auf Tongesteine (z.B. HUNSCHKE et al. (2005), LUX et al. (2004) sowie NAUMANN et al. (2007), vgl. Diskussion in Kap. 6.4.3). Bisher sind aber nur wenige Untersuchungen dokumentiert, die tatsächlich einen Rückschluss auf die spannungsabhängige Entwicklung von Dilatanz zulassen.

Die Methoden zum Nachweis von Dilatanz basieren am IfG auf der simultanen Messung verschiedener physikalischer Parameter:

- (1) Integrale Volumenverformung
- (2) P- und S-Wellengeschwindigkeiten
- (3) Permeabilität (vgl. Untersuchungsmethodik in Kap. 3.2.2)

Zu (1): Für die Durchführung der dreiaxialen Druckversuche wird im IfG Leipzig eine servohydraulische Prüfmaschine mit $F_{\max} = 2500 \text{ kN}$ (Hersteller: SCHENK/TREBEL) benutzt, mittels der in einer Druckzelle routinemäßig triaxiale Festigkeitsuntersuchungen nach dem KARMAN-Prinzip ($\sigma_1 \neq \sigma_2 = \sigma_3$) durchgeführt werden (vgl. Abb. 3-5). Die Axialbelastung bzw. -verformung und der Manteldruck können jeweils über eine Servohydraulik unabhängig voneinander geregelt werden.

Der gewünschte Manteldruck ($p_{c-\max} = 100 \text{ MPa}$) wird durch einen Druckübersetzer erzeugt. Aus der Axialdeformation und der gemessenen Volumenveränderung des lateralen Druckraumes (Kolbenverschiebung des Druckübersetzers) kann bei konstantem Manteldruck die Volumenänderung des Prüfkörpers, im folgenden als Dilatanz bezeichnet, bestimmt werden:

$$\Delta V = \Delta h \cdot A_{PP} - \Delta S_{PI} \cdot A_{PI} \quad (3-10)$$

mit ΔS_{PI} = axiale Verschiebung des Druckkolbens im Druckübersetzer

A_{PI} = Querschnittsfläche des Druckübersetzerkolbens

Δh = Verschiebung des Probenstempels in der Druckzelle

A_{PP} = Querschnittsfläche des Probenstempels.

$$\varepsilon_V = \frac{\Delta V}{V_0} \quad (3-11)$$

Voraussetzung für die Dilatanzmessung ist eine absolute Leckölfreiheit des Druckübersetzersystems. Sie wird generell über eine Haltezeit unter hydrostatischen Bedingungen von 1 Stunde vor dem Versuchsbeginn nachgewiesen. Unabhängig davon hängt die Zuverlässigkeit der Volumenmessung wesentlich von der Temperaturkonstanz des Prüfsystems ab, die

trotz der Klimaregelung des Versuchslabors nur über einen begrenzten Zeitraum von Stunden gewährleistet ist.

Die Manteldruckmessung erfolgt mit einem Druckaufnehmer (Hersteller: HOTTINGER/BALDWIN) mit einer Genauigkeit von 0,01 MPa. Die Axialverformung des Prüfkörpers wird als Verschiebung des Druckstempels, der die Axialbelastung vermittelt, außerhalb der Druckzelle, d.h. nicht am Prüfkörper, als Mittelwert von drei induktiven Wegaufnehmern, die im Winkel von 120° zueinander angeordnet sind, gemessen. Deshalb muss, in allen Fällen bei denen die Eigenverformung des Druckstempels einen wesentlichen Beitrag zur Verformung liefert, eine Korrektur vorgenommen werden.

Die Kraftmessung erfolgt mit einer Kraftmessdose ebenfalls außerhalb der Druckzelle. Bei der Spannungsberechnung wird nach den aktuellen Empfehlungen Nr. 2 (Deutsche Gesellschaft für Erd- und Grundbau: DGEG, 1979) und Nr. 16 (Deutsche Gesellschaft für Geotechnik: DGGT, 1994) bei Triaxialversuchen die Querschnittsänderung infolge der Prüfkörperstauchung berücksichtigt.



Abb. 3-23. Stempelsätze für die simultane Durchschallung und Durchströmung bzw. Fluiddruckbeaufschlagung von zylindrischen Proben.

Zu (2): Für die simultane Durchschallung und Durchströmung bzw. Fluiddruckbeaufschlagung von zylindrischen Proben bei unterschiedlichen Belastungsbedingungen ist ein Stempelsatz entwickelt worden, der standardmäßig für Probendurchmesser von 80 mm resp. eine Probenlänge von 160 mm in der Druckzelle eingesetzt wird. Je 1 P- und S-Wellenschwinger (500 kHz Resonanzfrequenz) sind in Vertiefungen in die Stempelrückseite integriert und erlauben unter gleich bleibenden Ankopplungsverhältnissen eine Durchschallung axial zur Probegeometrieachse.

Die Ultraschallsignalerzeugung sowie Auswertung erfolgt durch einen kommerziellen Ultraschallreceiver USD 10 NF (Krautkrämer GmbH), der ideal zur Verstärkung extrem schwacher und verrauschter Signale geeignet ist.

Im Zentrum ist jeweils eine Durchlassöffnung, über die die Probe hydraulisch mit einem Fluidporendruck beaufschlagt werden kann. Durch verschiedene O-Ringeinsätze kann entweder ein definierter Querschnitt der Probenstirnfläche oder eine diskrete Bohrung dem Fluiddruck ausgesetzt sein.

3.4.2. Verformungsversuche zum Nachweis von Dilatanz in Steinsalz

Exemplarisch wurden zwei Verformungsversuche an Steinsalz (Stäufurt-Steinsalz – Probenreihe 311 – äquivalent zur Probenreihe 330, vgl. Beschreibung Kap. 3.3.1) bei einem Manteldruck von 2 MPa und einer Verformungsrate von $2,5 \cdot 10^{-5}$ 1/s durchgeführt. Dabei wurden simultan die Volumenänderung der Probe, die Gaspermeabilität (Gasvordruck $p_1 = 10$ bar) sowie intermittierend die Ultraschallgeschwindigkeiten für Longitudinal- und Scherwellen gemessen. Beide Proben unterscheiden sich in ihrer Orientierung in Bezug zum Verlauf der durch Anhydriteinschlüsse kenntlichen Schichtung (vgl. Gefügecharakterisierung Kap. 3.1).

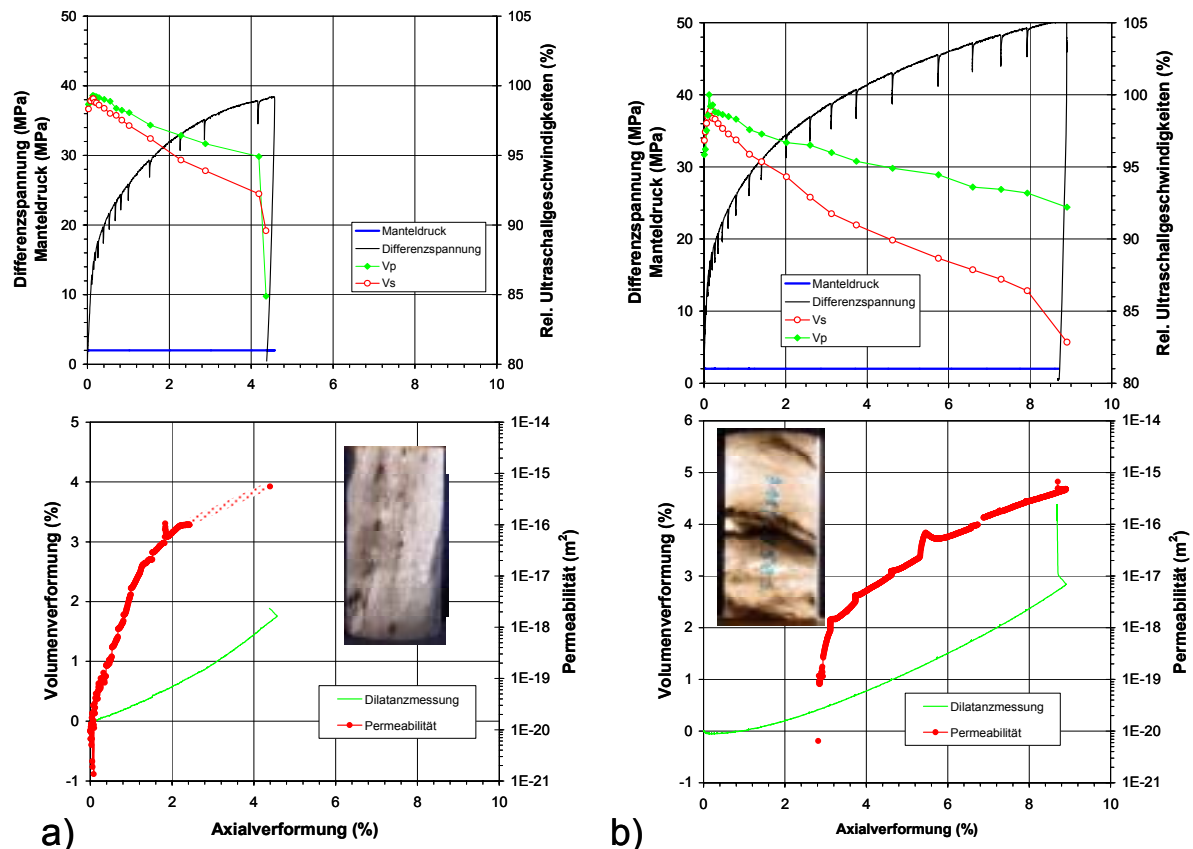


Abb. 3-24. Modellversuche zur Entwicklung der Permeabilität während dilatanter Verformung von Steinsalz unter Berücksichtigung der Injektionsrichtung zu vorhandenen Anhydritlagen. a) Probe 311/3/SP; b) Probe 311/5/SZS. oben) Spannungsdehnungskurve in Relation zur Variation der normierten Geschwindigkeiten sowie des Manteldrucks; (unten) Variation der Permeabilität und der Dilatanz.

Aufgrund der geringen Einspannung kommt es bei beiden Proben unmittelbar im Übergang von elastischer zu anelastischer Verformung zum Einsetzen von Dilatanz, wie es durch ein Minimum der Volumenverformungskurve bzw. durch ein Maximum von V_p und V_s angezeigt wird (vgl. Abb. 3-24). Gleichzeitig setzt im Fall der parallel zur Schichtung belasteten Steinsalzprobe auch eine Permeabilitätszunahme um ca. 5 Größenordnungen ein, die ausgehend von nahezu impermeabel ($< 10^{-20}$ m²) mit fortschreitender Verformung bei etwa 5% bis in die Größenordnung von 10^{-15} m² reicht.

Im Gegensatz dazu ist eine Permeabilitätszunahme im Fall der senkrecht zur Schichtung belasteten Probe erst ab einer axialen Volumenverformung von ca. 3% (bzw. einer Porositätszunahme von 0,5%) zu beobachten. Mit fortschreitender Verformung ergibt sich dann ein qualitativ vergleichbarer Trend.

Mit fortschreitender Verformung nehmen in beiden Proben die Ultraschallgeschwindigkeiten in gleicher Weise ab, wobei dieser Effekt für die Scherwellen deutlich stärker ausgeprägt ist, so dass die Geschwindigkeitskurven scherenförmig auseinander laufen. Insgesamt entsprechen die Ergebnisse weitgehend den Beobachtungen von POPP et al. (2001), die insbesondere die unterschiedliche Geschwindigkeitsvariation von P- und S-Wellen auf die Ausbildung eines anisotropen Mikrorissgefüges mit vorzugsweise axial zur Verformungsachse ausgerichteten Rissen, die sich in Richtung der kleinsten Hauptspannung öffnen, zurückführen.

Die Festigkeitskurven spiegeln die zunehmende Verfestigung der Proben mit der Verformung wider. Im Detail weist die senkrecht zur Schichtung belastete Probe einen um 10% höheren Spannungsverlauf auf.

3.4.3. Permeabilitäts/Porositätsbeziehung von Steinsalz

In der Literatur sind verschiedene Ansätze zur quantitativen phänomenologischen Beschreibung der Relation zwischen der Permeabilität k und der Rissporosität ϕ für dilatant verformtes Steinsalz entwickelt worden¹⁴.

Hier wird auf eine Beschreibung von HEEMANN & HEUSERMANN (2004) zurückgegriffen, die eine Modifikation des von POPP (2002) ursprünglich entwickelten Lösungsansatzes darstellt. Sie basiert auf der Beobachtung einer zweiphasigen Porenraumentwicklung, wonach sich die Abhängigkeit der Permeabilität k von der Porosität ϕ über einen zweiteiligen Potenzansatz vom Typ $k \sim \phi^n$ entwickelt. Für die zwei Bereiche wurden n -Werte von $n_1 : 2 - 4$ bzw. $n_2 : \sim 1$ ermittelt.

Wichtig ist, dass der Übergang von Regime 1 – initiale Rissöffnung – zu Regime 2 – von der wirkenden Einspannung, d.h. $\sigma_{\min}$ abhängt. Dieser Zusammenhang wird über folgende Beziehung beschrieben:

$$k = \frac{k_{tp}}{\left(\left(\frac{\phi}{\phi_{tp}} \right)^{-n_1} + \left(\frac{\phi}{\phi_{tp}} \right)^{-n_2} \right)} \quad (3-12)$$

n_1 und n_2 sind Konstanten entsprechend den beiden Regimen, die sich mit unterschiedlichen Kurvensteigungen in der doppeltlogarithmischen Darstellung ergeben. Die anderen Konstanten sind abhängig von der kleinsten wirkenden Hauptspannung $\sigma_{\min}$ (für die Parameter der Bestimmungsgleichungen s. Tab. 3-4):

$$k_{tp} = a_k \cdot \exp(-b_k \cdot \sigma_{\min}) \quad (3-13)$$

$$\phi_{tp} = a_\phi \cdot \exp(-b_\phi \cdot \sigma_{\min}) \quad (3-14)$$

¹⁴ Als erste Näherung wird für die Permeabilitätszunahme mit einsetzender Dilatanz häufig ein einfacher Exponentialansatz angegeben:

$$k = A \cdot \exp(B \cdot (\phi)^C) \quad \text{mit } k \text{ Permeabilität (m}^2\text{); } \phi \text{ Porosität (0-1); } A, B, C \text{ Konstanten}$$

Dafür gibt es zwei Formulierungen, die im wesentlichen auf der Datenbasis von STORMONT & DAEMEN (1992) sowie späteren Ergebnissen dieser Autoren basieren:

$$\text{BLANKENSHIP (1996)} \quad A = 7,250 \cdot 10^{-20}, B = 27,76, C = 0,1573$$

$$\text{STORMONT (1995)} \quad A = 2,955 \cdot 10^{-21}, B = 49,90, C = 0,3160$$

Eine weitere Relation zwischen der Permeabilität k und der Rissporosität ϕ ergibt sich über einen Potenzansatz:

$$k = A \cdot \phi^C \quad \text{mit } k \text{ Permeabilität (m}^2\text{); } \phi \text{ Porosität (0-1)}$$

Nach PEACH (1991) sind dafür, ausgehend von einer Probenserie aus synthetischem Material, folgende Werte anzusetzen: $A = 2,13 \cdot 10^{-8}$, $C = 3$.

Zur Überprüfung dieser verschiedenen Modellansätze sowie zur Illustration des Einflusses der minimalen Hauptspannung bzw. des Manteldrucks p_c sind in Abb. 3-25 die Ergebnisse der exemplarisch durchgeführten Verformungsexperimente an Staßfurt-Steinsalz bei $p_c = 2$ und 10 MPa dargestellt. Die Permeabilität wurde dabei kontinuierlich gemessen und die effektive Porosität ergibt sich über die Volumenverformungskurve, wobei deren Minimum einer Porosität von $\emptyset = 0$ entspricht.

Tab. 3-4. Parameter für die Beschreibung der Permeabilität als Funktion der Porosität in Abhängigkeit von der wirkenden Gebirgsspannung $\sigma_{\min}$ (nach HEEMANN & HEUSERMANN, 2004).

Parameter	Wert	Parameter	Wert
a_k	$4.27\text{E-}14 \text{ m}^2$	a_ϕ	0.0263
b_k	1.26 MPa^{-1}	b_ϕ	0.3093 MPa^{-1}
n_1	4	n_2	1.07

Dabei zeigt sich, bezogen auf die parallel zur Schichtung durchströmten Proben (Exp. 311/1/SP – 10 MPa; 311/3/Sp – 2 MPa), dass die Modellkurven von HEEMANN & HEUSERMANN (2004) sehr gut die experimentell beobachtete Abhängigkeit der Permeabilität von der Porosität für die verschiedenen Manteldrücke wiedergeben. Insbesondere das Experiment bei $p_c = 10$ MPa ist hierbei wichtig, weil es in der Literatur dazu keine vergleichbaren Ergebnisse gibt.

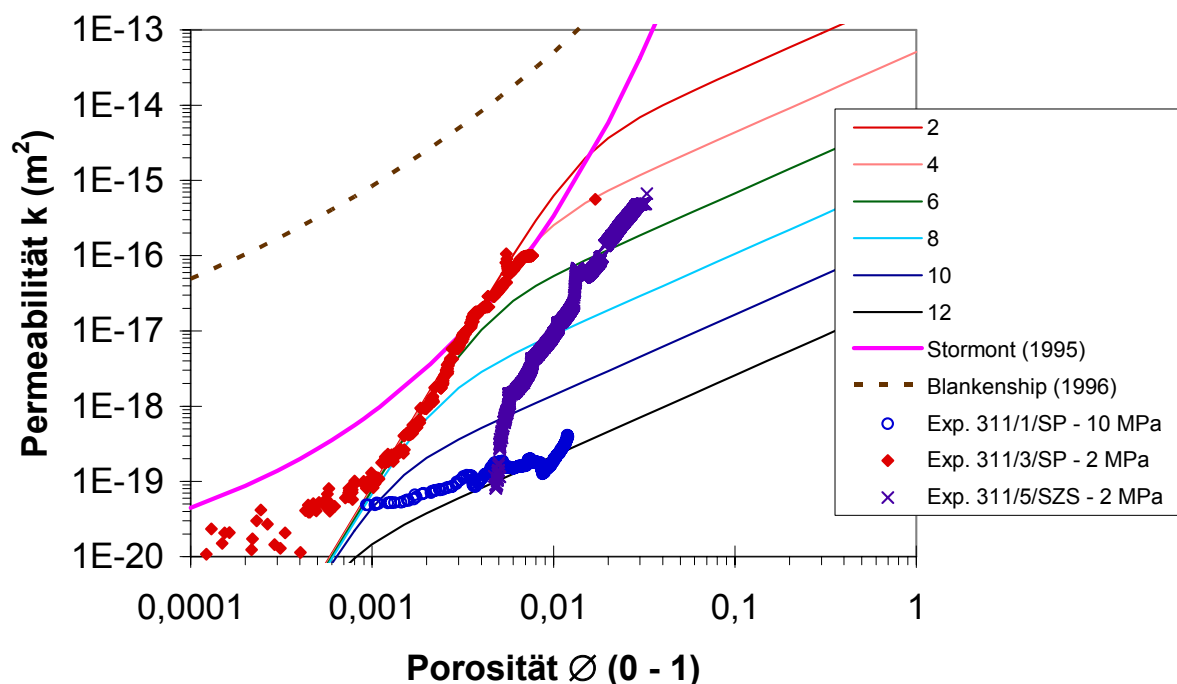


Abb. 3-25. Zusammenhang zwischen Permeabilität und Porosität: Vergleich experimenteller Messdaten aus den Verformungsexperimenten an Staßfurt-Steinsalz bei $p_c = 2$ bzw. 10 MPa mit verschiedenen Messansätzen. Als Isolinien konstanter Minimalspannungen sind die Modellkurven von POPP (2002) sowie anderer Autoren dargestellt.

Betrachtet man den Kurvenverlauf der ebenfalls bei 2 MPa verformten, aber senkrecht zur Schichtung belasteten Probe zeigt sich, dass der Einfluss einer gefügeinduzierten Anisotropie das Durchlässigkeitsverhalten signifikant beeinflusst. Der generelle Zusammenhang zwischen Permeabilität und Porosität, wie er durch den Steigungskoeffizienten des Potenzan-

satzes mit ~ 3 zum Ausdruck kommt, wird zwar wiedergegeben, aber der Effekt einer Permeabilitätszunahme ist trotz vorliegender Dilatanz relativ zu einer höheren Schädigung verschoben.

Der unmittelbare Vergleich der gemessenen und nach dem Ansatz von HEEMANN & HEUSERMANN (2004) berechneten Permeabilitäten in Abb. 3-26 zeigt eine sehr gute Übereinstimmung. Die Abweichung beträgt etwa eine halbe Größenordnung, die in Anbetracht des abgedeckten Permeabilitätsspektrums von 5 Größenordnungen sowie der lithologischen Variabilität der Proben zufriedenstellend ist.

In der Bewertung der Qualität der Anpassung ist festzuhalten, dass die von HEEMANN & HEUSERMANN (2004) entwickelte Beziehung den Zusammenhang zwischen Permeabilität und Porosität sehr plausibel beschreibt und auch durch die hier bestimmten Messdaten belegt wird. Unabhängig davon fehlt bisher ein Lösungsansatz zur Einbeziehung von schichtungsinduzierten, hier vor allem durch Anhydritlagen verursachten Anisotropieeffekten.

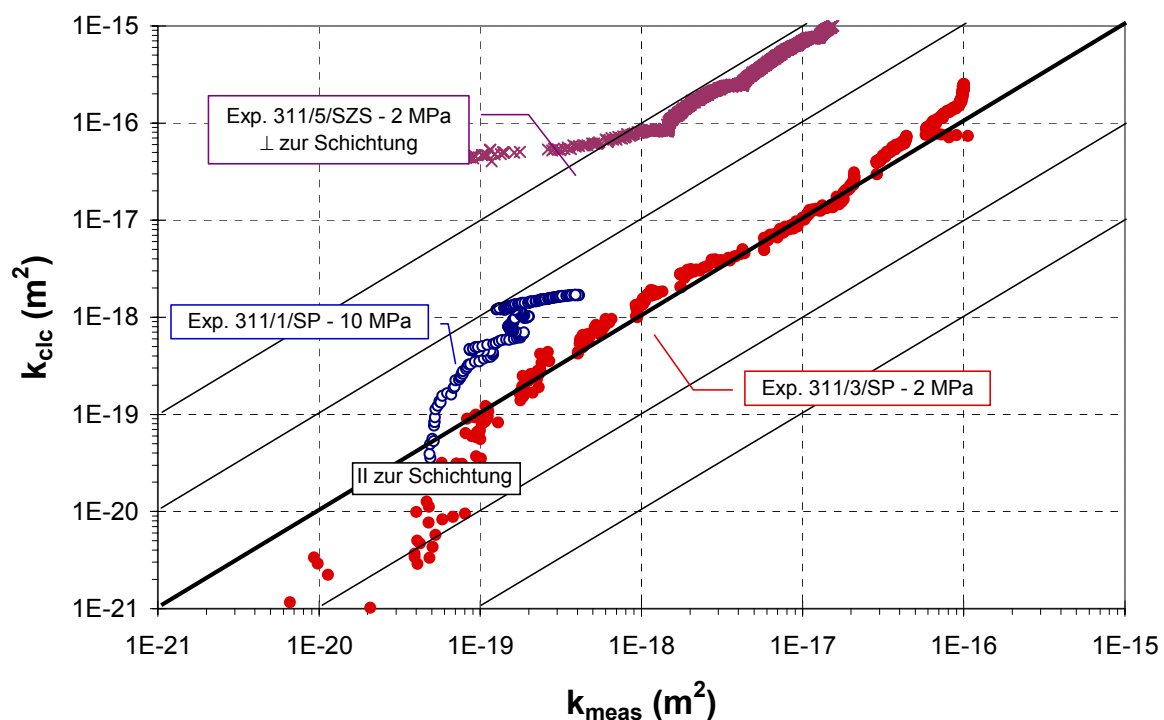


Abb. 3-26. Gegenüberstellung gemessener und den nach HEEMANN & HEUSERMANN (2004) berechneten Permeabilitäten.

3.5. Verheilung und Feuchte

Die hydraulische Integrität einer geologischen Barriere ist eng gekoppelt an das Deformationsverhalten des Wirtsgesteines und unterliegt in ihrer zeitlichen Entwicklung dem Wechselspiel zwischen (teilweise durchlässigkeitserhöhenden) Deformationsprozessen (z.B. in der Auflockerungszone) und der inhärenten Fähigkeit des Gesteins zur Selbstabdichtung. Insofern ist insbesondere die Fragestellung, unter welchen Bedingungen nach einer Schädigung der Barriere eine mechanische Risschließung bzw. sogar Verheilung eintreten kann, ein wichtiges Kriterium.

Für den Nachweis einer Rissverheilung nach Einstellung nicht-dilatanter Belastungsbedingungen lässt sich analog zum Instrumentarium zum Nachweis von Dilatanz das gesamte Spektrum petrophysikalischer Parameter, z.B. Volumendehnung, Permeabilität und Ultraschalleigenschaften einsetzen. Da die sog. indirekten Parameter (z.B. Ultraschalleigenschaften, Geoelektrik) mitunter schwierig zu interpretieren sind, liegt der Schwerpunkt hier in der

Messung der Permeabilität als unmittelbare Kenngröße zur Beschreibung der hydraulischen Integrität.

Wenn in einem Laborversuch nach erfolgter Schädigung (z.B. nach einem Gasfrac mit der Absenkung des Porendrucks bzw. nach einer mechanischen Schädigung mit Reduzierung des Spannungsdeviators), die Belastungsbedingungen in einen nicht-dilatanten Bereich geändert werden, stellt sich nach Ausweis von Literaturergebnissen an Steinsalz unter einer entsprechenden Druckeinspannung offenbar der originäre Ausgangszustand niedriger Permeabilität temporär annähernd wieder ein.

Dieses Phänomen einer zeitlich bedingten Abnahme der Permeabilität ist auch in den dazu durchgeführten Untersuchungen belegt, dennoch besteht noch ein erheblicher Forschungsbedarf bezüglich der wirksamen Randbedingungen:

- Effektivdruck
- Temperatur
- Feuchtigkeitsgehalt / kapillarer Sperrdruck

Tab. 3-5. Isostatische Kriechversuche zur Bestimmung der Zeitabhängigkeit.

Proben-Nr.	Herkunft	D	k_{initial} (m ²)	T (d)	Versuchsregime ^{*)}
317/K06	Morsleben Na2	-	$3,6 \cdot 10^{-16}$	154	$\sigma_{\text{min}} = 2, 4, 6$ und 10 MPa; Befeuchtung
330/K22	Bernburg Na3	-	$7,2 \cdot 10^{-16}$	154	$\sigma_{\text{min}} = 2, 4, 6$ und 10 MPa; Befeuchtung
188 / K1	Asse Na2	x	$1,2 \cdot 10^{-16}$	38	$\sigma_{\text{min}} = 10$ und 20 MPa
188 / K4	Asse Na2	x	$7,4 \cdot 10^{-17}$	174	$\sigma_{\text{min}} = 10$ und 20 MPa; Befeuchtung
134 / K44	Bernburg Na3	x	$6,0 \cdot 10^{-15}$	44	$\sigma_{\text{min}} = 10$ MPa; T-Wechsel: 23°C / 60°C
134 / K47	Bernburg Na3	x	$4,8 \cdot 10^{-15}$	37	$\sigma_{\text{min}} = 10$ MPa; T-Wechsel: 23°C / 94°C ^{**)}
203 / 21	Kraak Na2	x	$9,7 \cdot 10^{-15}$	88	$\sigma_{\text{min}} = 5, 10$ und 20 MPa
159 / 19	Staßfurt Na2	x	$1,2 \cdot 10^{-14}$	88	$\sigma_{\text{min}} = 5, 10$ und 20 MPa; T: 23°C / 83°C

D : definierte Vorschädigung.

^{*)}Temperatur, wenn nicht anders vermerkt jeweils Raumtemperatur mit ca. 23°C.

^{**)} Versuchsergebnisse verworfen, nachdem die Probe beim Ausbau verölt war.

Da sich im Ergebnis zeigte, dass die feuchtigkeitsbedingte Abnahme der Permeabilität durch Zweiphaseneffekte überlagert sein können, die aufgrund der Sperrwirkung von Lösung eine mechanische Reduktion der Durchströmbarkeit vortäuschen können, wurde dieser Effekt ebenfalls untersucht. Die Untersuchungen zur Effizienz von Verheilungsprozessen im Steinsalz (mit und ohne Anwesenheit von Feuchtigkeit) umfassen zwei Arbeitspunkte:

- ⇒ Langzeituntersuchungen an aufgelockerten Steinsalzproben in einer Triaxialzelle unter hydrostatischer Belastung mit Messung der Permeabilität als Kriterium für Verheilung – isostatische Langzeitkompaktionsversuche.
- ⇒ Bestimmung der Kontaktflächeneigenschaften von Steinsalzprüfkörpern mit einer synthetischen Trennfläche in einer Scherapparatur – Schertests

In Kap. 3.7 wird die zeitliche Veränderung von Kohäsionskräften untersucht, die sich infolge einer Verheilung unter trockenen und feuchten Bedingungen in der Trennfläche unter Einwirkung einer definierten Normalspannung entwickeln.

Zur Bewertung der Zeitabhängigkeit der Permeabilität unter isostatischer Belastung wurden insgesamt 8 Langzeittests in Kriechprüfständen unter isostatischen Bedingungen durchgeführt. Aufgrund der verwendeten Triaxialzelle sowie des Lastbereichs der eingesetzten Prüfstände sind die Probenabmessungen auf $d = 40 \text{ mm}$ sowie $l = 80 \text{ mm}$ limitiert.

3.5.1. Permeabilitätsabnahme bei isostatischer Belastung zur Bewertung der Einflussfaktoren $\sigma_{\min}$, T und Feuchtigkeitsgehalt

Die zu untersuchenden Proben wurden unter dem Aspekt ausgesucht, dass sie eine möglichst hohe Ausgangspermeabilität besitzen, d.h. aufgelockert sein sollten oder sie wurden definiert in einem konventionellen Festigkeitsversuch vorgeschädigt (vgl. Tab. 3-5). Beispielhaft ist dieser Prozess in Abb. 3-27 für zwei Proben dargestellt. Während des Versuchs wird simultan, in Abhängigkeit von der Probenverformung die Permeabilitätsentwicklung gemessen. Die Festigkeitsversuche wurden jeweils nach Erreichen einer Permeabilitätsgrößenordnung $10^{-14} - 10^{-15} \text{ m}^2$ abgebrochen.

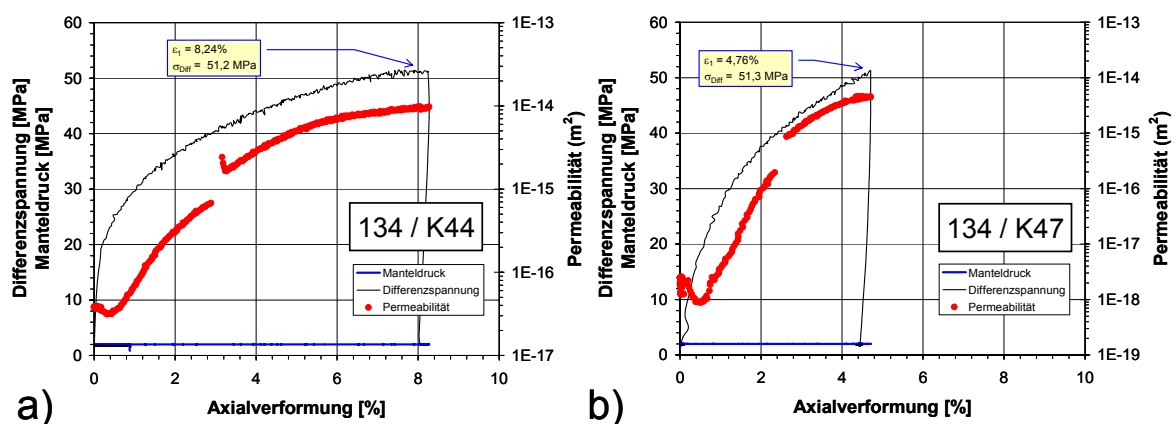


Abb. 3-27. Verformungsdehnungskurven sowie die Variation der Permeabilität der zur definierten Vorschädigung an Bernburg-Material (Probenserie 134 – Ort WQ13) durchgeführten Verformungsexperimente.

• Einfluss von $\sigma_{\min}$

Beispielhaft für die zeitliche Entwicklung der Permeabilität bei isostatischer Belastung sind in Abb. 3-28 die Ergebnisse von zwei Kompaktionsversuchen an zwei moderat aufgelockerten Proben dargestellt, bei denen schrittweise im Wochenrhythmus der Belastungszustand von 2, 4, und 6 bis auf 10 MPa erhöht wurde.

Aufgrund der geringen Zeitdauer (jeweils ca. 1 Woche) gab es erwartungsgemäß unter einer konstanten Einspannung keinen eindeutigen Trend einer Abhängigkeit der zeitlich bedingten Permeabilitätsabnahme vom Manteldruck. Unabhängig ergibt sich für die zeitliche Änderung der Permeabilität in Abhängigkeit von der Standzeit ein einfacher exponentieller Ansatz, wie er in Abb. 3-28 auch in Form von Modellkurven mit den experimentell bestimmten Zahlenwerten für den Verheilungsexponenten a enthalten ist.

Als Ergebnis zeigt sich für die verschiedenen Druckstufen mit einer Haltezeit von 7 Tagen in beiden Versuchen nur ein Streubereich für den Exponenten a zwischen 0,01 und 0,1.

Zur Überprüfung des Einflusses der wirkenden Einspannung wurden weitere Kompaktionsexperimente durchgeführt, wobei schwerpunktmäßig Belastungen von 10 bzw. 20 MPa untersucht wurden, da die zeitabhängige Änderung der Permeabilität bei Belastungen von $\sigma_{\text{iso}} < 10 \text{ MPa}$ offenbar nur sehr gering ist.

Im Anschluss an den Verformungsversuch mit einer definierten Vorschädigung wurden die beiden aufgelockerten Proben zeitgleich belastet. Abb. 3-29 belegt für beide Proben eine nahezu identische Ausgangspermeabilität von $1,2 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$ für die Probe Asse / K1 bzw. $7,4 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ für die Probe Asse / K4, wobei die bestehenden Unterschiede unmittelbar mit der isostatischen Belastung bei 10 MPa negiert werden. Mit andauernder Belastung nimmt in den ersten drei Tagen die Permeabilität jeweils deutlich ab und geht dann in der halblogarithmischen Darstellung für die Permeabilität in einen quasi linearen Kurvenverlauf. Die entsprechenden Exponenten variieren zwischen 0,02 und 0,03, d.h. sind vergleichbar zu den Ergebnissen der beiden Vorversuche, ebenfalls bei 10 MPa Belastung (vgl. Abb. 3-28).

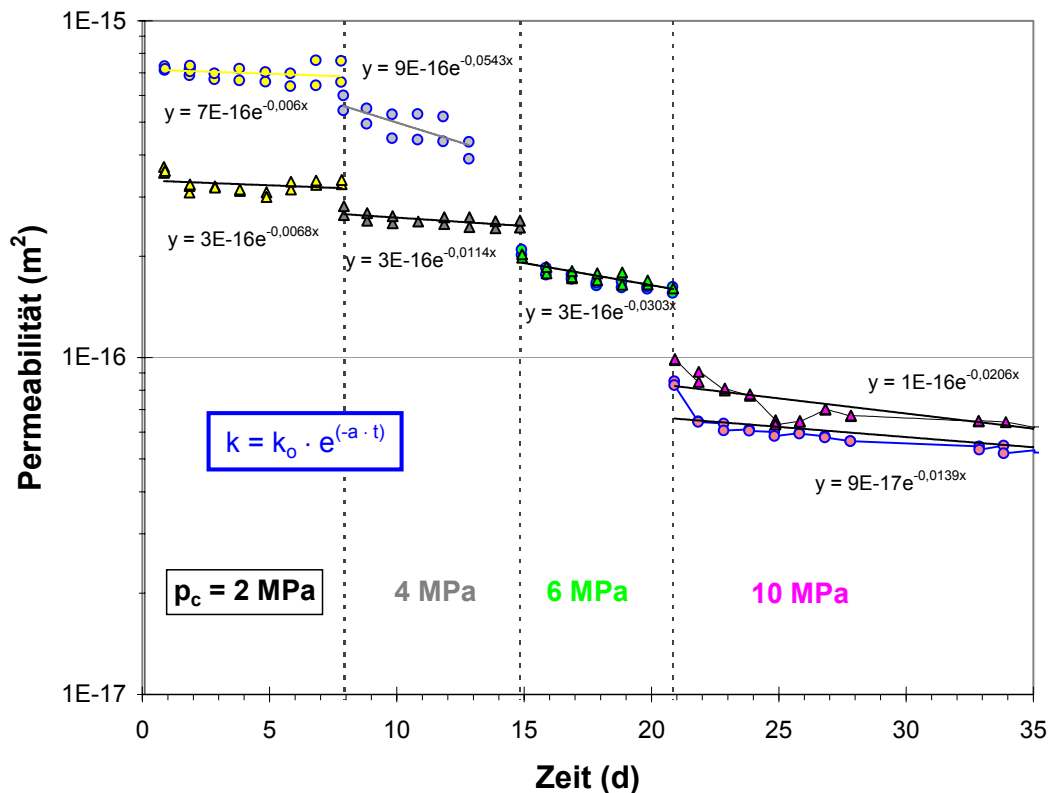


Abb. 3-28. Gaspermeabilität von aufgelockertem Steinsalz als Funktion der Zeit bei stufenweiser Erhöhung der wirkenden Einspannung: (Dreiecke) 317/K06 Na2 Morsleben und (Kreise) 330/K22 Na3 Bernburg. Zusätzlich sind für die Phasen mit quasi-zeitkonstanter Änderung der Permeabilität Modellkurven entsprechend eines exponentiellen Zusammenhangs dargestellt.

Nach 13 Tagen wurde die Belastung auf 20 MPa erhöht, dabei ergab sich unmittelbar eine signifikante Kompaktion (hier nicht dargestellt), die auch in einer sprunghaften Permeabilitätsabnahme belegt ist. Danach nimmt die Permeabilität probenspezifisch unterschiedlich ab, wobei die Exponenten mit Werten von $a = -0,056$ für die Probe 208/K1 bzw. $-0,171$ für die Probe 208/K4 im Mittel um fast eine Größenordnung höher liegen, als die Vergleichswerte bei 10 MPa Belastung.

• Temperatureffekt

Zum Einfluss der Temperatur liegen vergleichsweise wenige Ergebnisse vor. Beispielhaft wird das Kompaktionsverhalten der Probe 134 / K44 dokumentiert, die mechanisch bis zum Erreichen einer Permeabilität in der Größenordnung $k = 6 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ vorgeschädigt wurde. Aus der Abb. 3-30 wird deutlich, dass mit erhöhter Temperatur die Effektivität der Kompaktion deutlich zunimmt. Der für die beiden Versuchsabschnitte, Raumtemperatur und 60°C , bestimmte Verheilungskoeffizient nimmt von $a = 0,014$ bei 23°C auf $0,02$ bei 60°C zu, d.h. er liegt um einen Faktor 1,5 höher.

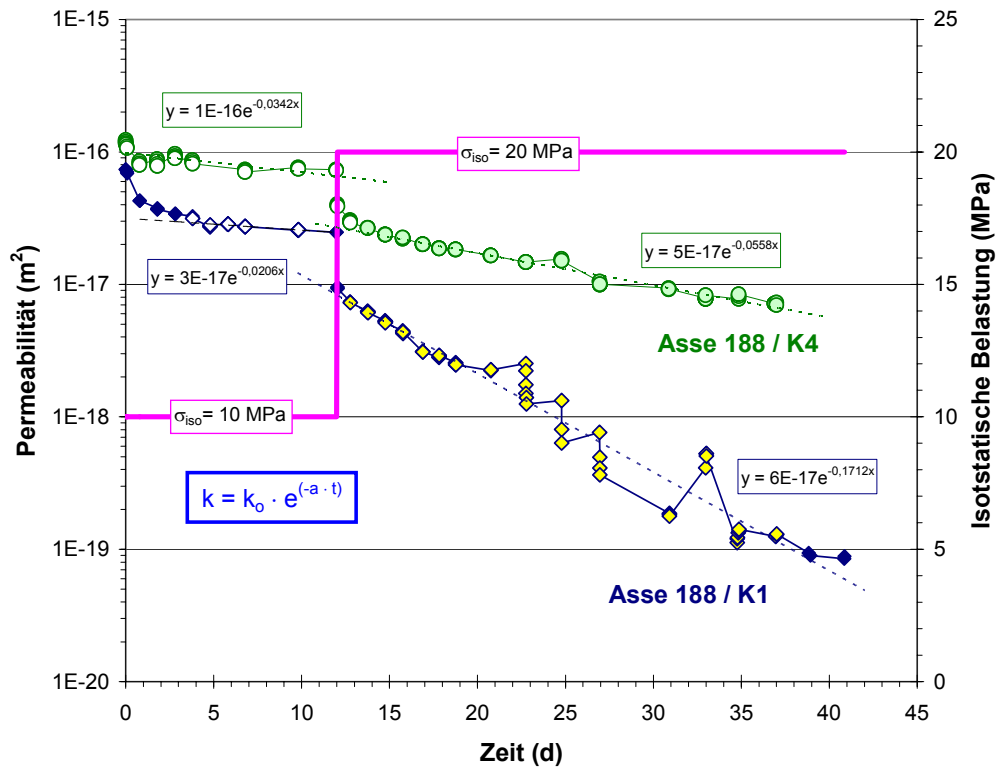


Abb. 3-29. Gaspermeabilität von aufgelockertem Steinsalz als Funktion der Standzeit bei 10 bzw. 20 MPa wirkende Einspannung: (blau umrandete Rauten) Asse 208 / K1 und (grüne Kreise) Asse 208 / K4. Zusätzlich sind für die Phasen mit quasi-zeitkonstanter Änderung der Permeabilität Modellkurven entsprechend eines exponentiellen Zusammenhangs dargestellt.

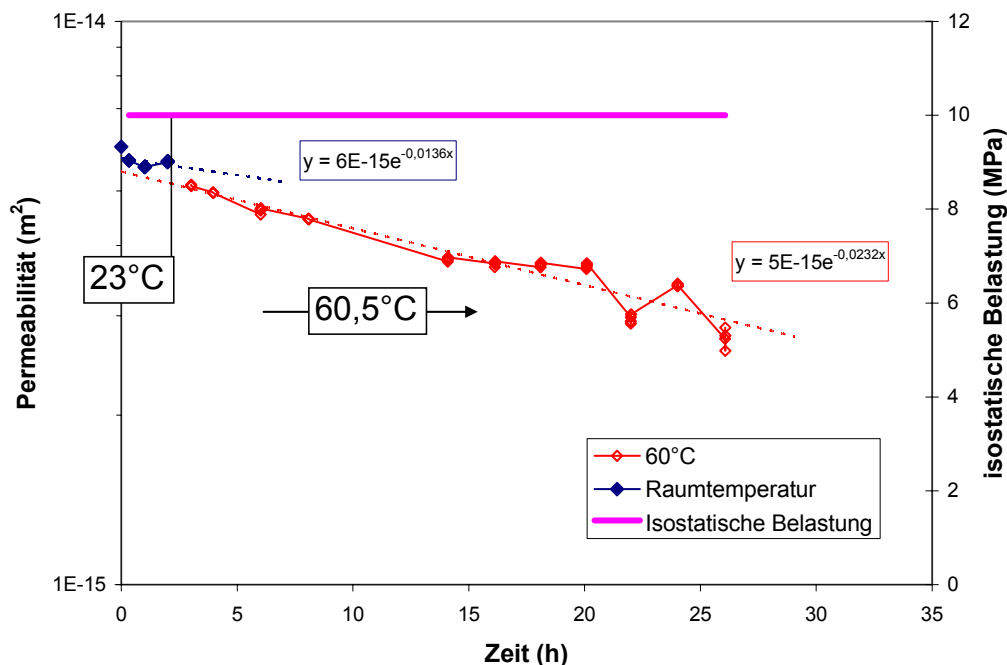


Abb. 3-30. Gaspermeabilität von aufgelockertem Steinsalz als Funktion der Standzeit bei 10 MPa wirkende Einspannung sowie nach Temperaturerhöhung auf 60,5°C: Probe: 134 / K44 Bernburg WQ13 - Na3. Zusätzlich sind für die Phasen mit quasi-zeitkonstanter Änderung der Permeabilität Modellkurven entsprechend eines exponentiellen Zusammenhangs dargestellt.

3.5.2. Langzeitkompaktion unter Feuchteeinwirkung

Zur Klärung der Fragestellung „Verheilung unter Feuchteinfluss“ wurden zwei Langzeittests durchgeführt, bei denen in Mehrstufenversuchstechnik nahezu parallel ein aufwändiges Versuchsprogramm abgearbeitet wurde:

- stufenweise Belastung bei 2, 4, 6 und 10 MPa (vgl. Detailergebnisse in Abb. 3-28)
- bei 10 MPa Langzeitdurchströmungsphase mit zunächst trockenem N₂ und dann befeuchteter Luft, dabei nach Beendigung der Befeuchtung Erhöhung des Injektionsdruckes bis auf 100 bar
- Belastungserhöhung bis auf 20 MPa mit Gasinjektionsdrücken bis 200 bar
- Entlastung auf 10 MPa isostatische Belastung (Überprüfung der Reversibilität)
- Ausbau der Probe mit Bestimmung der aufgenommenen Feuchtigkeit über Trocknung
- Wiedereinbau und Fortsetzung der Permeabilitätsmessung mit getrockneter Luft

Die Details sowie die zeitliche Zuordnung der Versuchsstufen sind in Tab. 3-6 zusammengefasst.

Die sich während der isostatischen Druckeinspannung als Funktion der Zeit ergebende Probenverformung ist jeweils in Abb. 3-31 und Abb. 3-32 dargestellt. Die Ergebnisse der Permeabilitätsmessungen in Abhängigkeit von der Belastungszeit sind für beide Versuche in Abb. 3-33 zusammengefasst.

Nach Einbau der Proben in die Kriechprüfstände wurden die Proben simultan hydrostatisch belastet und mittels diskontinuierlicher Durchströmung mit getrocknetem Stickstoff die tägliche Änderung der Permeabilität bestimmt, wobei im Wochenrhythmus die Druckeinspannung in Stufen von 2 MPa, 4 MPa, 6 MPa und 10 MPa erhöht wurde. Der Gasinjektionsdruck betrug hierbei max. 5 bar.

Tab. 3-6. Zeitlicher Ablauf der Langzeitkompaktionsversuche 317/K06 und 330/K22.

Versuchszeitraum		Zeit	Gesamtzeit	Belastung	
Beginn	Ende	(d)	(d)	$\sigma_3 = \sigma_1$ (MPa)	
06.04.2006	14.04.2006	8	8	2	Einbau + Beginn der Belastung
14.04.2006	21.04.2006	7	15	4	Belastungserhöhung auf 4 MPa
21.04.2006	27.04.2006	6	21	6	Belastungserhöhung auf 6 MPa
27.04.2006	17.05.2006	20	41	10	Belastungserhöhung auf 6 MPa
17.05.2006	27.06.2006	41	82	10	Beginn der Befeuchtung
27.06.2006	18.08.2006	52	134	20	Belastungserhöhung auf 20 MPa
18.08.2006	07.09.2006	20	154	10	Entlastung auf 10 MPa
07.09.2006	-		154		Entlastung und Probenausbau mit Trocknung
20.09.2006	04.10.2006	14	168	10	Permeabilitätsmessung an der getrockneten Probe

Das Verhalten beider Proben ist, wie aus Abb. 3-33 ersichtlich, bezüglich der druckinduzierten Permeabilitätsabnahme mit der Zeit nahezu synchron. Analog zu den im vorhergehenden Kapitel bereits beschriebenen Versuchen nimmt mit Erhöhung der Druckbelastung proportional zur Volumenkompaktion auch die Permeabilität stufenweise ab. Eine relativ größere Permeabilitätsabnahme in Verbindung mit einer höheren Volumenkompaktion wird für die von vornherein stärker aufgelockerte Steinsalzprobe 330/K22 Na3 Bernburg beobachtet.

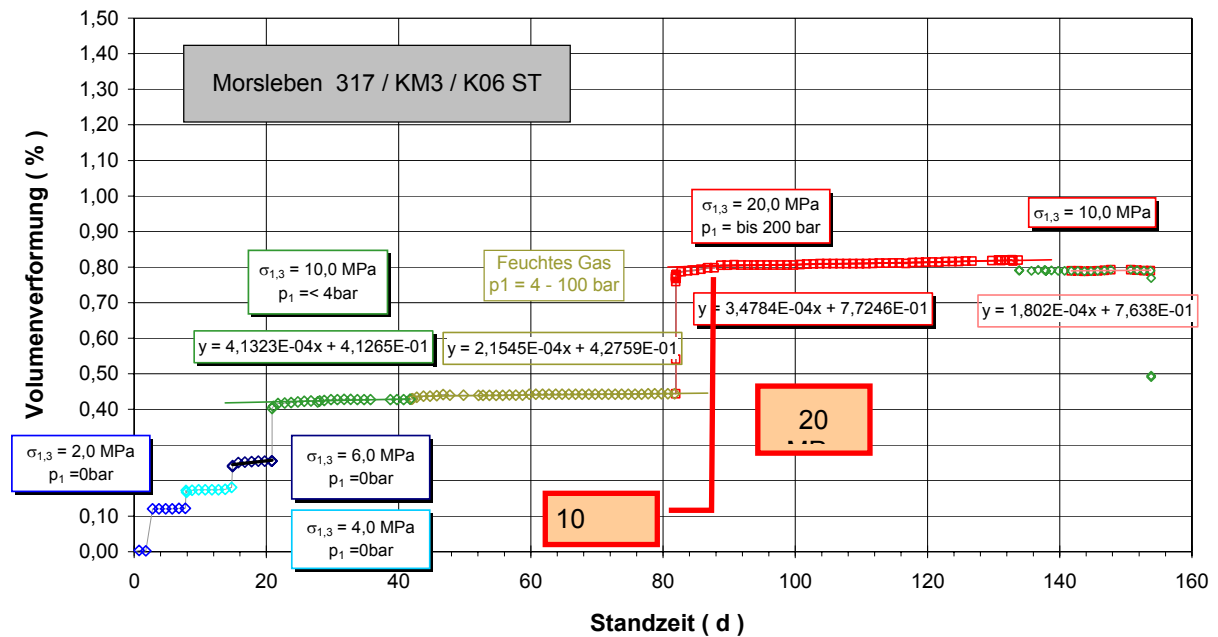


Abb. 3-31. Volumetrische Verformungskurven ($\varepsilon_{Vol} = 3 \cdot \varepsilon_{Ax}$) vs. Zeit: 317/K06 Na2 Morsleben. Laufzeit: 06.04.06 – 04.10.06.

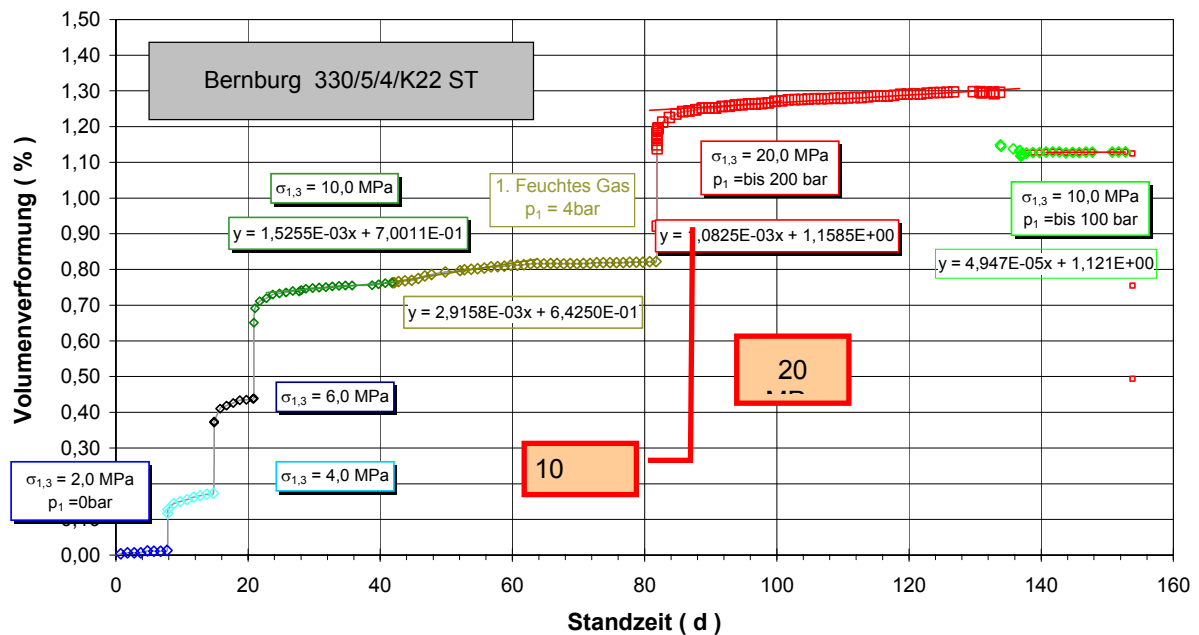


Abb. 3-32. Volumetrische Verformungskurven ($\varepsilon_{Vol} = 3 \cdot \varepsilon_{Ax}$) vs. Zeit: 330/K22 Na3 Bernburg. Laufzeit: 06.04.06 – 04.10.06.

Nach 42 Tagen wurden die Proben über kontinuierliches Durchleiten von befeuchteter Luft befeuchtet (Überleiten durch eine Waschflasche mit Wasser: rel. Feuchtigkeit > 95%). Anschließend nimmt die Gaspermeabilität über einen Zeitraum von einer Woche deutlich ab, d.h. von 10^{-16} m^2 auf 10^{-20} m^2 . Gleichzeitig wird auch in den Verformungskurven eine Zunahme der Kompaktionsraten beobachtet, die sich jedoch wieder stabilisieren (Abb. 3-31 und Abb. 3-32).

Basierend auf den bei relativ niedrigeren Injektionsdrücken bestimmten Permeabilitäten ergibt sich für den Bereich der Permeabilitätsmessung mit feuchter Luft ein drastischer Trend einer Abnahme mit Verheilungsexponenten a in der Größenordnung von 0,5 – 3. Ein ähnlicher Effekt wird auch von BORGMEIER (1992) beschrieben, der die Abnahme der Permeabili-

tät auf eine feuchtebegünstigte Kompaktion des Porenraumes sowie auf feuchteinduzierte Rekristallisationseffekte zurückführte. **Hierzu ist jedoch anzumerken, dass, wie die nachfolgenden Untersuchungen belegen, es sich bei diesem Effekt, nicht um eine tatsächliche Permeabilitätsabnahme infolge einer Schließung des Porenraumes handelt, sondern um einen 2-Phaseneffekt, bei dem im Porenraum ein Sperrdruckeffekt des akkumulierten Wassers wirksam wird.** Da dieser Prozess für die Bewertung des zeitabhängigen Kompaktionsverhaltens bei Anwesenheit von Feuchte bedeutungsvoll ist, und auch in der Vergangenheit unzureichend berücksichtigt wurde, wird er im nachfolgenden ausführlich diskutiert, wobei insbesondere die Porendruckabhängigkeit der Permeabilität wichtig ist

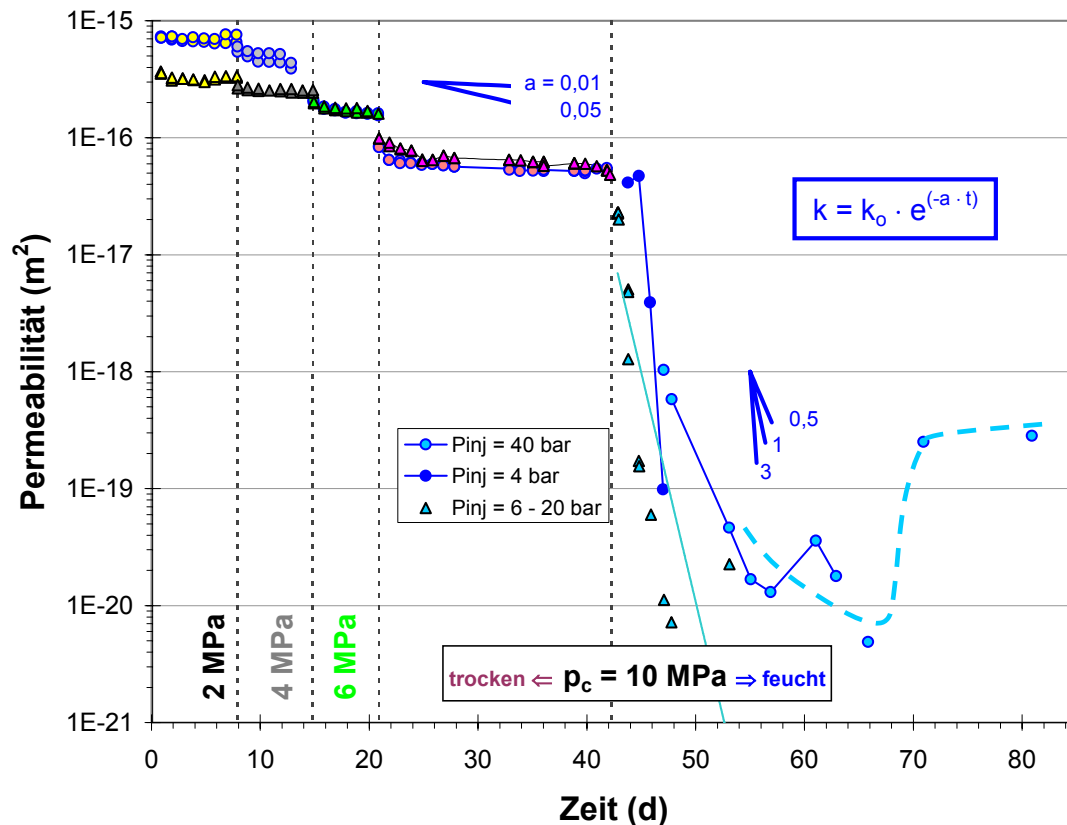


Abb. 3-33. Gaspermeabilität von Steinsalz als Funktion der wirkenden Einspannung sowie unter phasenweiser Befeuchtung. (Dreiecke) 317/K06 Na2 Morsleben und (Kreise) 330/K22 Na3 Bernburg. Zusätzlich sind für definierte Steigungskoeffizienten entsprechend des angegebenen exponentiellen Zusammenhangs Modellkurven dargestellt. Für alle Effekte, die sich auf die Feuchteinleitung nach 42 d beziehen, wurde dieser Zeitpunkt als Startpunkt 0 definiert (vgl. Abb. 3-34).

In Abb. 3-34 sind beispielhaft die Ergebnisse für die Probe: 317/K06 dargestellt, wobei jede Einzelmessung für die Permeabilitätsbestimmung einer Kurvenschar entsprechend der Abhängigkeit der Permeabilität vom Injektionsdruck entspricht. Die Kurven sind jeweils über den Messtag identifizierbar, wobei die Injektionsdrücke für die Permeabilitätsmessung zwischen 1 und ca. 9,5 MPa variiert wurden.

Mit der Befeuchtung ändert sich das Durchströmungsverhalten der Probe deutlich. Während vorher die Permeabilität vom Injektionsdruck unabhängig war, d.h. der Kurvenverlauf mit steigendem Injektionsdruck annähernd horizontal verlief (vgl. initiale Messung vor der Befeuchtung) ergibt sich mit zunehmender Befeuchtung eine Zweiteilung für die Abhängigkeit vom steigenden Porendruck:

- o in einen vorderen Teil bis etwa 5 MPa Injektionsdruck, der horizontal bei sehr geringen Permeabilitätswerten verläuft. Dieses Niveau nimmt mit progressiver Befeuchtung bis zum 6. Tag ab

- o sowie einen zweiten Teil mit Injektionsdrücken > 5 MPa, der proportional zur Erhöhung des Injektionsdruckes eine stete Zunahme der jeweils bestimmten Permeabilität zeigt.

Nach etwa einer Woche musste die Befeuchtung eingestellt werden, da die Injektionsdrücke zu hoch wurden, so dass die Permeabilitätsmessungen mit getrocknetem Stickstoff fortgesetzt wurden.

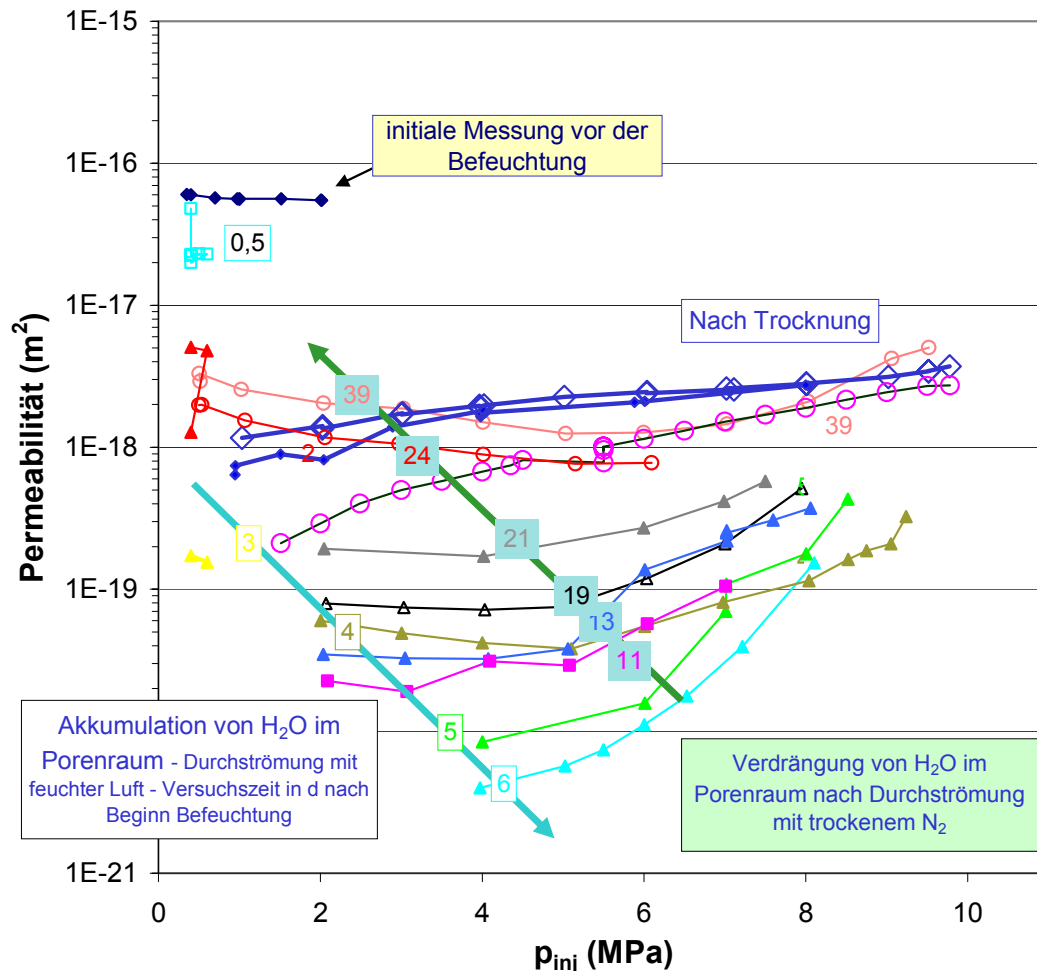


Abb. 3-34. Abhängigkeit der Permeabilität vom Injektionsdruck zu unterschiedlichen Versuchszeiten: Probe: 317/K06 Na3 Morsleben: $\sigma_{iso} = 10$ MPa - Zeitreferenz: Beginn der Durchströmung mit befeuchteter Luft am 42. Versuchstag), beachte die farbigen Kennziffern mit dem Unterschied feuchte Luft bzw. trockener Stickstoff.

Erwartungsgemäß findet in diesen diskontinuierlich fortgeführten Permeabilitätsmessungen nach ca. 10 Tagen eine Umkehr im Permeabilitätstrend statt (Versuchstag 11 - 39), wobei scheinbar die Permeabilität bezogen auf Permeabilitätswerte bei geringen Injektionsraten, wie in Abb. 3-33 dargestellt, wieder zunimmt. Dieser Effekt resultiert nur aus der veränderten Porendruckabhängigkeit der Permeabilität, wie sie in Abb. 3-34 dargestellt ist. Im Detail zeigt sich, dass die vorher beobachtete Zweiteilung sukzessive geringer wird, bis sich die Permeabilität nach etwa 24 Tagen wieder auf einem annähernd konstanten Niveau von $\sim 3 \cdot 10^{-19} m^2$ stabilisiert. Anschließend nimmt die Permeabilität nur noch gering zu, wie die anschließende Messung nach 39 Tagen zeigt.

Diese Ergebnisse werden durch den parallel durchgeführten Referenzversuch mit der Probe 330/K22 (Na3 Bernburg) bestätigt (hier nicht dargestellt).

3.5.3. Kapillarer Sperrdruck

Die Beobachtung einer feuchteabhängigen Probenpermeabilität ohne signifikante Änderung der Porenraumstruktur (d.h. ohne Verheilung) spiegelt somit unmittelbar die Eigenschaften zweier nicht-mischbarer Fluide wieder, die sich gleichzeitig bei unterschiedlichen Sättigungsbedingungen im Porenraum bewegen. Der Kapillardruck sorgt an der Grenzfläche in der benetzenden Phase für einen niedrigeren Druck als in der nicht-benetzenden Phase. Als Folge befindet sich beim Nebeneinander von Gas und Flüssigkeit die flüssige Phase vor allem in den engen Poren, während die Gasphase die weiten Poren ausfüllt. Insofern entspricht die Beobachtung eines drastischen Feuchtigkeitseffekts in den Langzeitpermeabilitätsmessungen sowie dem vorher beschriebenen Einzelexperiment den Erwartungen.

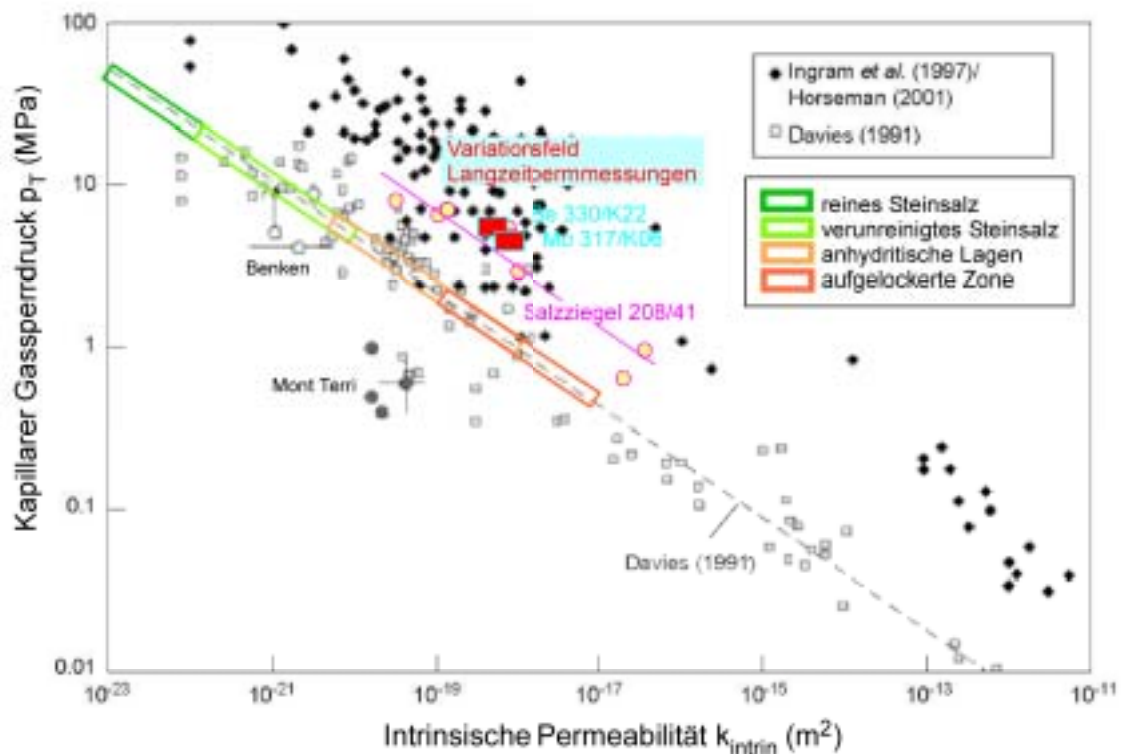


Abb. 3-35. Zusammenhang zwischen kapillarem Gassperrdruck und intrinsischer Permeabilität. Vergleich von Ergebnissen aus Laboruntersuchungen an aufgelockertem Steinsalz (Langzeitpermeabilitätsmessungen) sowie künstlichen Salzriegeln (Probe 208/41) und Literaturdaten für verschiedene niedrigpermeable Sedimentgesteine: Tonsteine, Schiefer und Sandsteine (nach MARSHALL et al., 2005; Literaturhinweise s. dort).

Die Druckabhängigkeit der Permeabilität vom Injektionsdruck, die in den zwei Langzeitpermeabilitätsmessungen beobachtet wurde, ist somit ebenfalls auf Änderungen im Sättigungsgrad zwischen Luft und Salzlösung zurückzuführen, wobei der Permeabilitätswert bei hohen Gasinjektionsdrücken bzw. nach nahezu vollständiger Verdrängung der Salzlösung jeweils der reinen Gaspermeabilität entspricht. Die sich in Abhängigkeit vom Injektionsdruck zu beobachtende Unstetigkeit, wenn mit erhöhtem Gasdruck die Permeabilität infolge der Verdrängung von Salzlösung zunimmt, entspricht somit der Überwindung des kapillaren Sperrdrucks. Die dazugehörigen Kennwerte sind mit Berücksichtigung der experimentellen Streuweite in Abb. 3-35 dargestellt.

Die Lage der Messwerte liegt etwas höher als der von DAVIES (1991) ermittelte Verlauf, entspricht aber dem Ergebnis der Salzriegelmessungen.

3.5.4. Zusammenfassung und Diskussion

Die durchgeführten Langzeituntersuchungen zeigen, dass vorher geschädigte und somit aufgelockerte Steinsalzproben unter nicht-dilatanten Belastungsbedingungen kompaktieren und dieser Effekt mit einer zeitlichen Permeabilitätsabnahme verbunden ist. Ausgehend von einer vorhandenen Schädigung mit entsprechend erhöhter Permeabilität hängt die Effizienz dieser Kompaktionsprozesse wesentlich von der wirkenden Einspannung, d.h. $\sigma_{\min}$ ab. Somit zeigt sich unmittelbar mit Erhöhung der isostatischen Belastung eine sprunghafte Zunahme der Volumenkompaktion, die mit einer gleichzeitigen signifikante Abnahme der Permeabilität einhergeht.

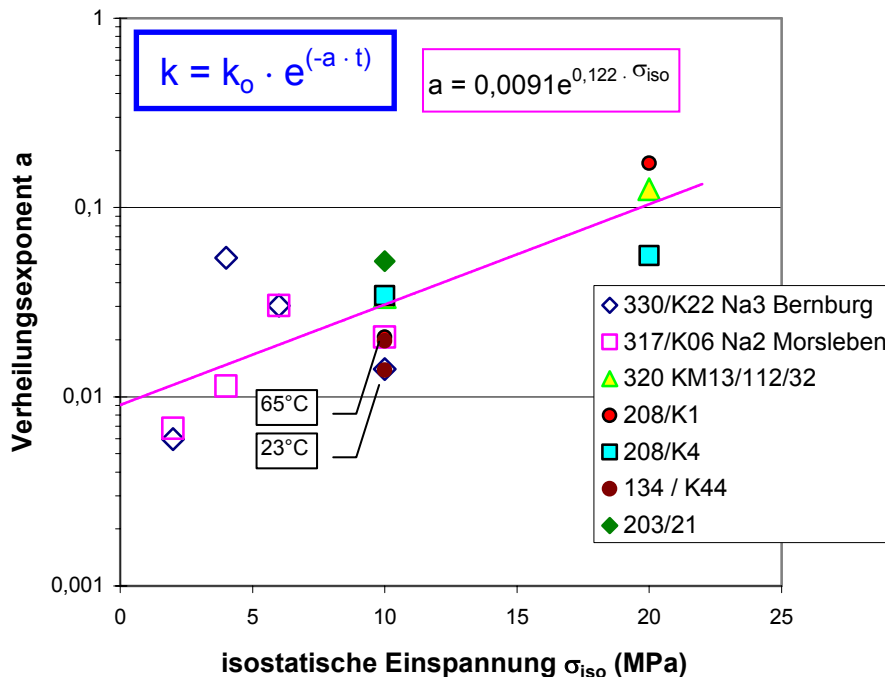


Abb. 3-36. Variation des Verteilungsexponenten a bei Änderung der Einspannung für einen exponentiellen Zusammenhang zwischen der Abnahme der Permeabilität k_0 (m^2) und der Standzeit t (d) – Die Korrelation gilt für die Messungen bei Raumtemperatur.

Die zunächst unmittelbar durch den Manteldruck induzierte Abnahme der Permeabilität entspricht qualitativ den Beobachtungen, wie sie von anderen Untersuchungen aus der Literatur bekannt sind (z.B. STORMONT & DAEMEN, 1992; POPP et al., 2001). Sie resultiert zunächst aus der hauptsächlich elastisch induzierten Schließung sehr flacher Risse (überwiegend aufgelockerte Korngrenzen und Spaltrisse) infolge einer Verringerung der Rissweite, wobei gleichzeitig die Zahl der Kontaktpunkte zwischen gegenüberliegenden Rissflächen zunimmt und somit eine Rissverhärtung eintritt (vgl. Diskussion bei WEBER, 1994).

Über diese elastische Risschließung hinaus wirken unter konstanter Belastung plastische Verformungsprozesse, die eine zeitliche Abnahme der Permeabilität bewirken und deren Effizienz mutmaßlich von der wirkenden Druckeinspannung abhängt. Als Zeitverlauf ergibt sich ein zweiphasiges Verhalten mit einer transienten und stationären Phase:

- (1) bei konstant gehaltener Belastung nimmt die Permeabilität zunächst deutlich zu, dann analog zur Kompaktion, sukzessive schwächer ab, bis sich
- (2) nach diesem transienten Übergangsbereich eine Stabilisierung mit einer annähernd konstanten Abnahmerate ergibt. Dieser stationäre Zusammenhang zwischen der Abnahme der Permeabilität und der Standzeit kann näherungsweise durch einen einfachen exponentiellen Ansatz beschrieben werden, wobei für jeden Manteldruck ein spezifischer hier als Verteilungskoeffizient definierter Wert a ergibt.

Bei trockenen Proben mit Belastungen ≤ 10 MPa liegt der hier definierte Verheilungskoeffizient a zwischen 0,01 und 0,1 (vgl. Abb. 3-36), wobei sich die Einzelergebnisse auch innerhalb einer Versuchsserie deutlich streuen können. Für den Belastungsbereich bei $\sigma_{\text{iso}} = 20$ MPa variieren die vorliegenden Ergebnisse für den Permeabilitätskoeffizienten a zwischen 0,04 und 0,2, woraus sich insgesamt der Trend einer deutlichen Zunahme für die Effizienz der Permeabilitätsabnahme mit steigendem Manteldruck ergibt (vgl. Abb. 3-36):

$$a = f(\sigma_{\text{iso}}) = 0,0091 \cdot e^{0,122 \cdot \sigma_{\text{iso}}} \quad (3-15)$$

Basierend auf dem bestimmten Verheilungskoeffizienten a kann für beliebige Ausgangspermeabilitäten deren zeitliche Abnahme für unterschiedliche isostatische Einspannungen berechnet werden:

$$k = k_0 \cdot e^{0,0091 \cdot e^{0,122 \cdot \sigma_{\text{iso}}}} \quad (3-16)$$

Hiermit berechnete Modellkurven sind in Abb. 3-37 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Effizienz einer kompaktionsbedingten Permeabilitätsabnahme von der wirkenden Einspannung bestimmt wird. Anzumerken ist, dass bisher noch keine Informationen über den Verlauf bei niedrigen Permeabilitäten vorliegen.

Es wird erwartet, dass die stattfindenden plastischen Verformungsprozesse zu einer nahezu vollständigen Risssschließung, d.h. Verheilung, führen können, wobei eine sehr geringe Restporosität an Korngrenzenzwickeln (bzw. Tripelpunkten) in Form von isolierten Poren erhalten bleiben wird. Deshalb wird sich auch der hier beobachtete exponentielle Zusammenhang mit progressiver Porositätsabnahme verringern, wobei die bestimmten Parameter aber erstmals für einen relevanten Belastungsbereich bis 20 MPa isostatische Kompaktion belastbare Parameter für eine Abschätzung der Risssschließung mechanisch geschädigter Proben liefern.

Mit steigendem Feuchtigkeitsgehalt im Porenraum wird allgemein davon ausgegangen, dass die Effizienz plastischer Kompaktionsprozesse zunimmt. Dieser Effekt kann durch die hier durchgeführten Untersuchungen nicht in dem Maße bestätigt werden.

Die mit Einleitung feuchter Luft durchgeführten Kompaktionsexperimente zeigen zwar analog zu Literaturergebnissen (z.B. BORGMEIER, 1992), dass die Permeabilität scheinbar deutlich schneller abnimmt, wobei aber festzuhalten ist, dass nach unserer Einschätzung 2-Phasenflusseffekte eine zu starke, nicht ausschließlich auf Verheilungsprozessen basierende Abnahme vortäuschen. Dabei variiert der „scheinbare“ Verheilungskoeffizient a zwischen 0,5 und 3 (vgl. Abb. 3-33). Der entsprechende Mechanismus, der zunächst eine temporäre Permeabilitätsabnahme infolge der Akkumulation und nachfolgend entgegengesetzt eine Zunahme der Permeabilität infolge der Verdrängung der Feuchtigkeit aus den sog. „Flaschenhälsen“ bewirkt, ist folgendermaßen zu beschreiben:

Die im Porenraum kondensierte und somit als freie Lösung akkumulierte Feuchtigkeit führt über Sperrdruckeffekte zu einer deutlichen Reduzierung der effektiven Fließwegsquerschnitte, d.h. die Permeabilität nimmt ab. Dies wird durch die durchgeführten Langzeituntersuchungen mit einem erneuten Wechsel von Durchströmung mit feuchter zu trockener Luft belegt. Bei den beiden untersuchten Proben wird nach längerer Injektion mit trockenem Stickstoff und sehr hohen Injektionsraten (bis ca. 95% der Einspannung) wieder eine Zunahme der Permeabilität beobachtet. Das Auftreten von 2-Phaseneffekten erklärt somit auch die in Abb. 3-34 beobachtete porendruckabhängige Variation der Permeabilität.

Mit Erhöhung des Injektionsdruckes und Überwindung des kapillaren Sperrdruckes wird die Feuchtigkeit im Porenraum verdrängt und die gemessene Gaspermeabilität nimmt wieder zu, wobei der Sperrdruckeffekt mit absinkendem Gasdruck reversibel ist.

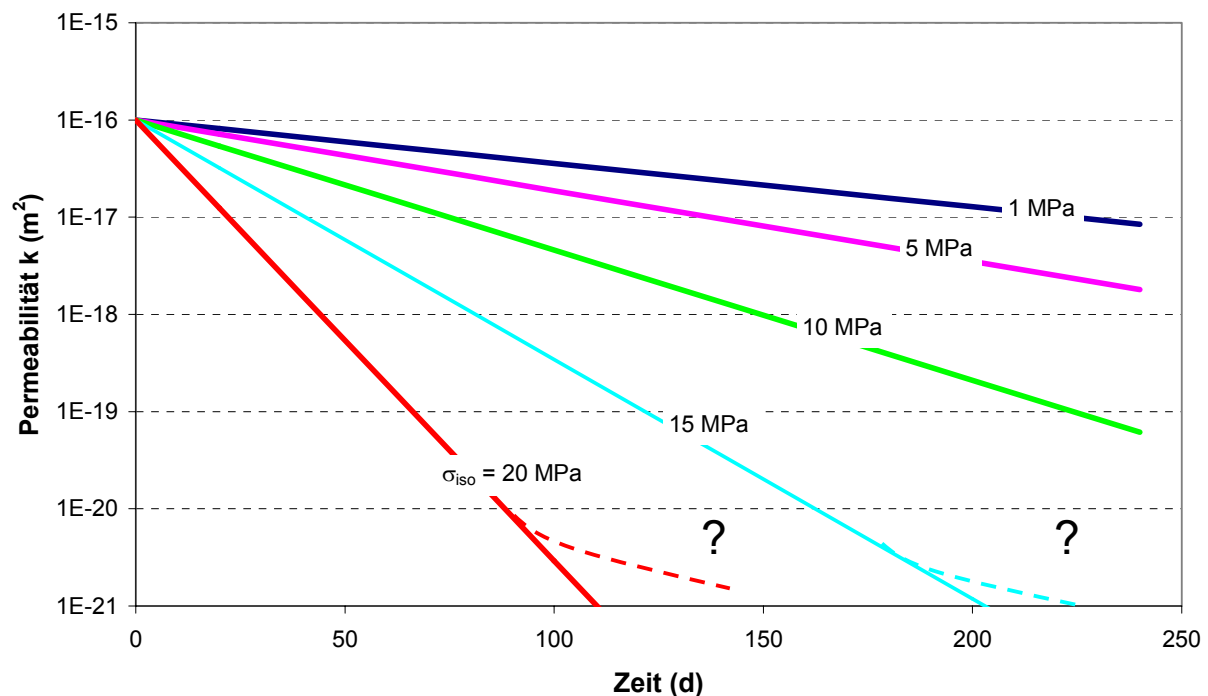


Abb. 3-37. Modellkurven für die Abnahme der Permeabilität mechanisch aufgelockerter (trockener) Proben basierend auf dem in Abb. 3-36 dargestellten spannungsabhängigen Verteilungskoeffizienten a .

Mit andauernder Gasinjektion von getrocknetem Stickstoff mit Injektionsdrücken oberhalb des kapillaren Sperrdrucks ist die ursprünglich im Porenraum kondensierte Feuchtigkeit wieder aus den Hauptfließwegen verdrängt und die Permeabilität wird praktisch unabhängig vom Porendruck. Das sich einstellende vom Injektionsdruck unabhängige Permeabilitätsniveau, hier in der Größenordnung von $2 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$, entspricht der intrinsischen Ausgangspermeabilität vor der Befeuchtung. Im Ergebnis liegt der effektive Verteilungskoeffizient bei 10 MPa isostatischer Belastung mit einer Größenordnung von abgeschätzt 0,05 noch im Streubereich der bei der Kompaktion an trockenen Proben beobachteten Werte.

Aus den hier durchgeführten Kompaktionsmessungen, wie sie beispielsweise in Abb. 3-31 und Abb. 3-32 dargestellt sind, kann die Volumenverformung bezogen auf die Ausgangsporosität bestimmt werden. Mit der gleichzeitig gemessenen Permeabilität ist damit eine direkte Korrelation der kompaktionsbedingten Abnahme beider Parameter möglich. Die entsprechenden Permeabilitäts/Porositätsdaten sind in Abb. 3-38 dargestellt.

Der Vergleich zeigt, dass die Permeabilitätsabnahme für die beiden gezielt vorgeschädigten Proben mit progressiver Kompaktion praktisch gleich ist. Bemerkenswert ist der extrem steile Gradient, der sich aus der vergleichsweise deutlichen Permeabilitätsabnahme bei einer gleichzeitig relativ geringeren Porositätsänderung ergibt. Dieser Verlauf entspricht nicht der hier dargestellten Modellbeziehung für den entgegengesetzten Prozess einer dilatanzinduzierten Permeabilitätszunahme. Damit wird deutlich, dass für eine Modellierung der mechanisch induzierten Verteilungsprozesse bzw. einer Kompaktion zur Bewertung einer daraus resultierenden Wiederherstellung der hydraulischen Integrität jeweils andere Beziehungen angesetzt werden müssen. Damit muss auch die Dilatanzentwicklung in einem Steinsalzbecken jeweils entsprechend ihrer Bedeutung für Dilatanz und Schädigung individuell neu bewertet werden.

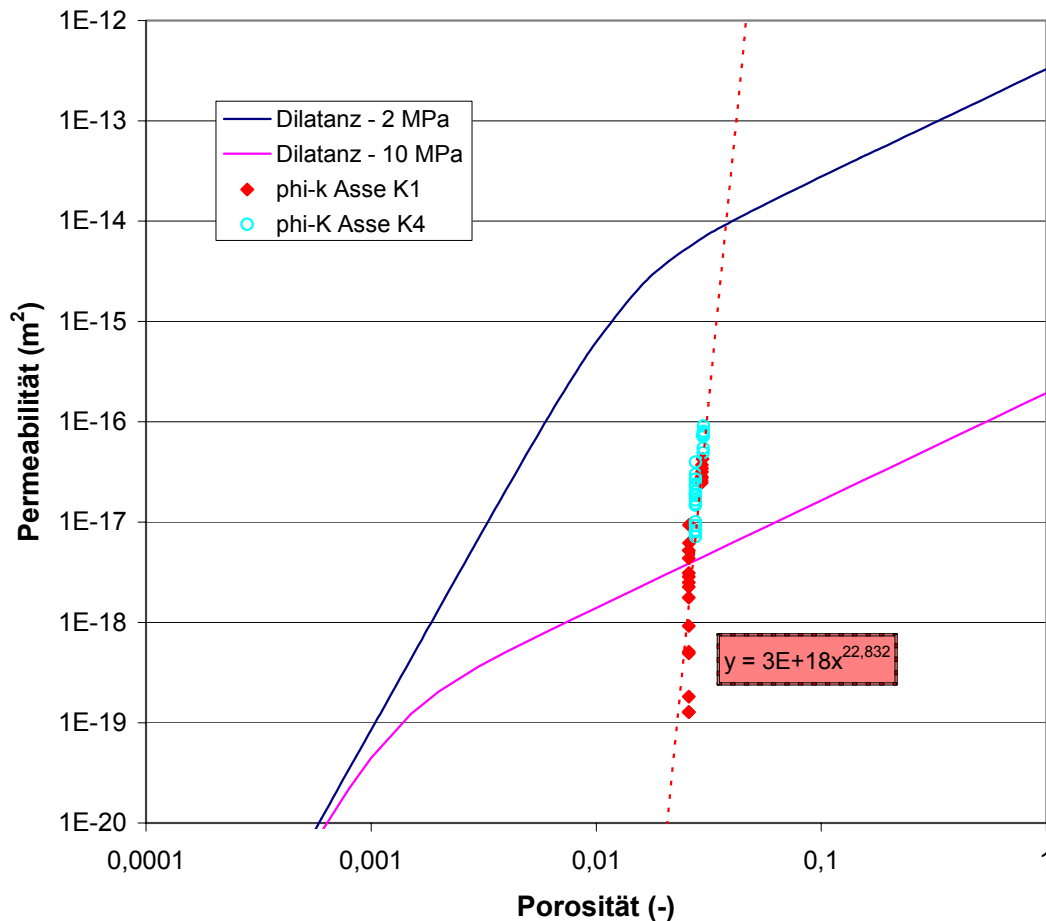


Abb. 3-38. Permeabilitäts/Porositätsbeziehung für die Kompaktion von mechanisch aufgelockertem Steinsalz (Asse-Steinsalz: Proben 208 / K1 und K4) im Vergleich zu Modellkurven die die dilatanzbedingte Zunahme der Permeabilität bei $\sigma_{\min} = 2$ und 10 MPa beschreiben.

Die Untersuchungen belegen somit, dass die Abnahme der Permeabilität in erster Linie aus dem plastischen Schließen mechanisch induzierter Risse resultiert. Dabei ist wichtig festzuhalten, dass die kompaktionsbedingte Abnahme der Permeabilität gegenüber der Reduktion der Porenräume sehr viel effektiver funktioniert als nach der tatsächlichen Porositätsabnahme zu erwarten wäre.

Unabhängig davon, konnte in den früher dargelegten Untersuchungen bereits gezeigt werden, dass der Mechanismus einer gasdruck-induzierten Schädigung sowie mit einer anschließenden kompaktionsbedingten Verheilung sich von dem Prozess einer mechanisch induzierten Schädigung grundsätzlich unterscheidet. Beispielhaft sind in Abb. 3-39 experimentelle Ergebnisse für die Gasdruckbelastung von vier Proben dargestellt, bei denen jeweils über der Probe 100 bar Gasdruck anstanden und der Manteldruck sukzessive von 20 MPa bis auf unter 10 MPa abgesenkt wurde.

Abgesehen davon, dass sich die Proben in ihrem primären Auflockerungszustand und damit in ihrer Permeabilität unterscheiden, zeigt sich mit Reduzierung der Druckdifferenz Δp zwischen Mantel- und Gasdruck bzw. bei Wiederherstellung der Ausgangsbedingungen jeweils die gleiche Permeabilitätscharakteristik.

Unmittelbar mit Erreichen des Druckgleichgewichtes zwischen Gas- und Manteldruck bzw. 0,5 MPa davor zeigen die Proben des niedrig permeablen Na1 γ eine Zunahme der Permeabilität um annähernd 5 Größenordnungen resp. einem Exponenten $|n|$ von ca. 25. Eine analoge, wenn auch mit weniger als 1 Größenordnung deutlich schwächer ausgeprägte Zunahme wird ebenfalls bei der Probe 191/G2 beobachtet.

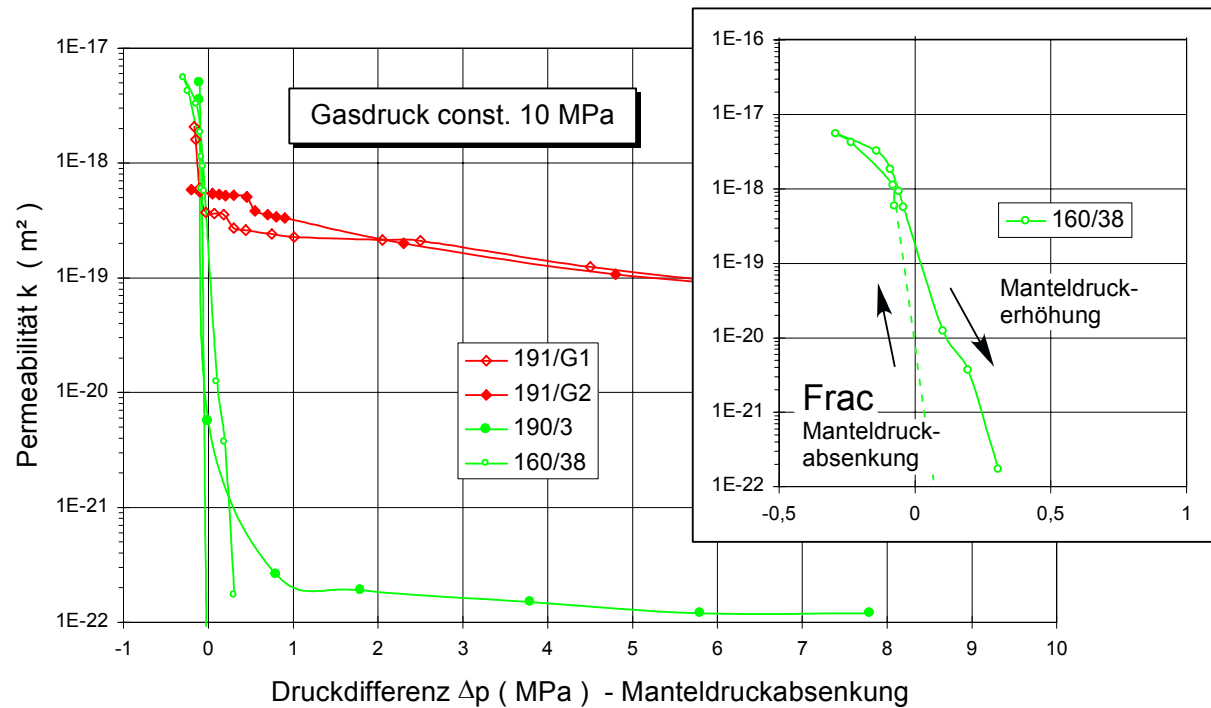


Abb. 3-39. Permeabilität für die vier untersuchten Werra-Proben (rot: Na1 α und grün: Na1 γ) als Funktion der Differenz Δp zwischen einem konstanten Gasdruck (MPa) und dem Manteldruck, der variiert wurde (für Details s. 2. Zw.-Ber. Kap. 3.13). Zusätzlich ist als Inset der Be- und Endlastungszyklus von Probe 160/38 als Ausschnittsvergrößerung dargestellt.

Eine relative Vergrößerung des Δp infolge einer entsprechenden Manteldruckerhöhung führt abgesehen von einer geringen Druckhysterese zu einer spontanen Permeabilitätsabnahme auf das Permeabilitätsniveau vor dem Frac (vgl. Inset in Abb. 3-39 für Probe 160/38). Im Gegensatz zu einer verformungsbedingten Variation der Permeabilität sind die Effekte des Gasfracs unmittelbar reversibel, wobei bei der induzierten Permeabilitätszunahme offenbar keine signifikante Vergrößerung der Porosität eintritt.

Die durchgeführten Messungen belegen, dass die initiale Permeabilität (abhängig vom Auflockerungszustand) offenbar keinen entscheidenden Einfluss auf die druckbedingte Zunahme der Permeabilität mit Annäherung des Gasdruckes an die Druckeinspannung hat. Sie kann in erster Näherung über einen Exponentialansatz ($k \sim e^{n \cdot \Delta p}$) mit einem Exponenten $|n|$ von ca. 0,1 – 1 beschrieben werden. Der eigentliche Gasfrac tritt erst unmittelbar bei Erreichen des Einspannzustandes ($\Delta p = 0$) ein bzw. kurz davor ($\Delta p \leq 0,5$ MPa), wobei die Magnitude bis zu 5 Größenordnungen betragen kann, was von der Ausgangspermeabilität abhängt. Hier wurde ein Exponent $|n|$ von ca. 25 bestimmt.

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Effekte bezüglich einer drastischen Permeabilitätszunahme infolge des Gasfracs mit Absenkung des Gasdruckes spontan reversibel sind, wobei nahezu die initialen Permeabilitätsbedingungen wieder hergestellt werden. Dies entspricht unmittelbar dem Ergebnis der Felduntersuchungen. Ursache ist, dass im Gegensatz zu einer deformationsbedingten Gefügeschädigung die durch einen Gasfrac hervorgerufene Auflockerung in erster Linie nur aus einer Aufweitung des vorhandenen intergranularen Porenraums bzw. der Überwindung lokaler Abströmwiderstände resultiert (d.h. sekundäre Permeabilitätszunahme). Mit Absenkung des Gasdruckes können sich die Korngrenzen elastisch wieder schließen und es stellt sich der ursprüngliche Gefügestand wieder her.

3.6. Quantifizierung feuchteinduzierter Verheilungsprozesse

Ein wirklicher Beleg, dass die Matrixeigenschaften bzw. die mechanische Integrität zwischen zwei Rissoberflächen wieder hergestellt ist, ist nur über den Nachweis von Kohäsion bzw. einer mechanischen Zugfestigkeit zwischen den Rissflächen möglich. Einen anschaulichen Beleg für die Aktivierung von Kohäsionskräften an salinaren Trennflächen liefern die an den Scherbruchflächen fest aneinander haftenden Prüfkörperhälften von Salzgesteinsproben nach völliger Entlastung am Ende abgeschlossener Triaxialversuche. Zu ihrer Überwindung müssen Zugkräfte aufgebracht werden, vergleichbar denen beim Zerreißen intakten Gesteins (Abb. 3-40).

Aufgrund der Inhomogenität natürlicher Proben ist eine derartige Nachweisführung für eine diffuse Rissflächenschar im Steinsalz nach einem Fracversuch nicht einfach möglich. Hier soll deshalb mittels Verheilungstests an einer ideal planen Trennfläche einer Steinsalzprobe der Einfluss verschiedener Parameter (Zeit, Feuchtigkeit etc.) aufgezeigt werden.

Dabei wurden zwei Probenserien mit künstlichen Trennflächen durchgeführt, wobei die Trennflächen mittels einer Drehbank mechanisch hergestellt wurden:

- natürliches Steinsalz - fünf Probenserien (Tab. 3-7),
- synthetische Salzpresslinge, die aufgrund ihrer Homogenität als Modellmaterial eingesetzt werden – 10 Probenserien (Tab. 3-8).

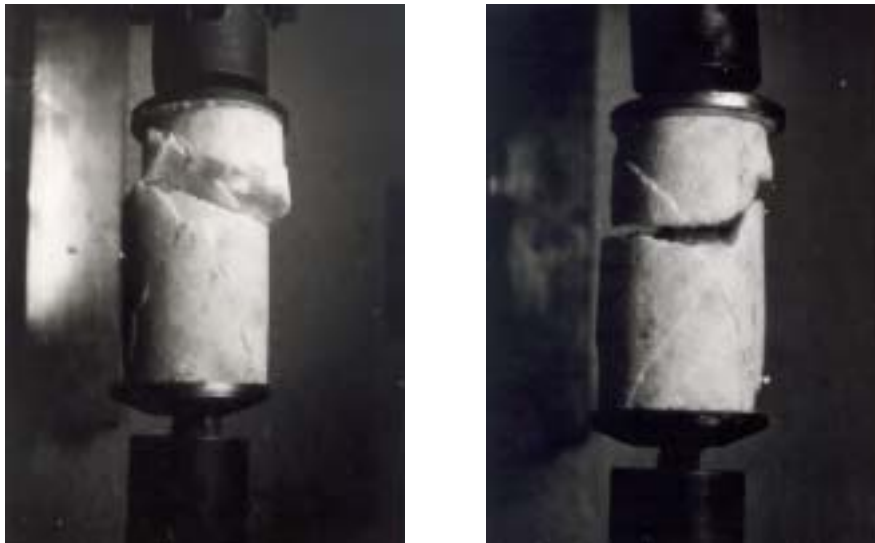


Abb. 3-40. Ausbildung teilweise neuer Bruchflächen bei Zugbelastung an zuvor unter triaxialer Belastung gebrochenen Salzgesteinsprüfkörpern (aus MINKLEY et al., 2005).

3.6.1. Charakterisierung der eingesetzten synthetischen Salzpresslinge

Das von dem IfG für die Referenzuntersuchungen zur Bestimmung der Effizienz von Verheilungsprozessen in Steinsalz genutzte, synthetische Material sind Salzpresslinge mit den Abmessungen 115 x 240,5 x 71,3 mm, die im folgenden synonym als Ziegel entsprechend ihrer Form bzw. als Briketts nach ihrem Herstellungsprozess bezeichnet werden. Die gepressten Salzgrusbriketts wurden aus feinkörnigem Salz (98,8 Gew.-%) mit einer Korndichte von $2173 \pm 2 \text{ kg/m}^3$ hergestellt. Der Pressdruck wird mit 137,5 MPa angegeben (STOCKMANN, 1994).

Tab. 3-7. Untersuchungen an künstlichen Trennflächen zwischen natürlichem Steinsalz.

Nr.	Probe	Zustand Trennfläche	Versuchsstufen: σ_n (MPa)
1.1	184-B2-7a	trocken	0,5; 1; 2; 4
1.2	184-B2-7a	feucht (120 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
1.3	184-B2-7a	feucht (71 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
2.1	184-B1-6	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
2.2	184-B1-6	feucht (66 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	0,5; 1; 2; 4; 6
2.3	184-B1-6	feucht (18 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	0,5; 1; 2; 4; 6
2.4	184-B1-6	feucht (66 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	0,56; 1,1; 2,2; 4,5; 6,8
3.1	145/9	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
3.2	145/9	feucht (66 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	-
4.1	147/9	trocken	3
4.2	147/9	feucht (120 h – $\sigma_n = 8,84$ MPa)	3
4.3	147/9	feucht (60 h – $\sigma_n = 8,84$ MPa)	3
4.4	147/9	feucht (20 h – $\sigma_n = 8,84$ MPa)	3
5.1	221/45	trocken	1
5.2	221/45	feucht (120 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
5.3	221/45	feucht (71 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	2,5

Tab. 3-8. Untersuchungen an künstlichen Trennflächen zwischen Steinsalzziegeln.

Nr.	Probe	Zustand Trennfläche	Versuchsstufen: σ_n (MPa)
1.1	Ziegel_1	trocken	2; 0,5; 1; 2; 5
2.1	Ziegel_2	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
3.1	Ziegel_3	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
3.2	Ziegel_3	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
3.3	Ziegel_3	feucht (94 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
4.1	Ziegel_4	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
4.2	Ziegel_4	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
4.3	Ziegel_4	feucht (94 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
5.1	Ziegel_5	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
5.2	Ziegel_5	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
5.3	Ziegel_5	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
5.4	Ziegel_5	feucht (70 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
6.1	Ziegel_6	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
6.2	Ziegel_6	trocken (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
6.3	Ziegel_6	trocken (70 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
7.1	Ziegel_7	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
7.2	Ziegel_7	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
7.3	Ziegel_7	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
8.1	Ziegel/STS_1	trocken	0,5; 1; 2; 4; 6
8.2	Ziegel/STS_1	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	1
8.3	Ziegel/STS_1	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	4
9.1	Ziegel_7	feucht (70 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	2,5
9.2	Ziegel_7	feucht (16 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	2,5
9.3	Ziegel_7	feucht (6 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	2,5
10.1	Ziegel_8	feucht (94 h – $\sigma_n = 10$ MPa)	2,5

Die Farbe der Salzgrusbriketts (Abb. 3-41) ist fast weiß (hellgrau bis weiß). In Richtung der größten und senkrecht zur kleinsten Abmessung zeichnen sich schwache Farbunterschiede (weiß bis hellgrau) ab.

Die Salzgrusbriketts waren ursprünglich als arteigenes Ziegelbauwerk als Dichtungselement in einem komplexen Modellverschlussbauwerk einer Strecke für einen In-situ-Versuch in der Asse Anfang der Neunziger Jahre vorgesehen, der aber nicht realisiert wurde. Lediglich der sog. Assevordamm wurde als Teil des Widerlagers aus Salzbeton erstellt

Mit dem Ziel einen ebenfalls chemisch langzeitstabilen Streckenverschluss im Salzgebirge zu testen, wurden die Salzziegel im Untertageversuch Sondershausen abweichend von der ursprünglichen Konzeption als Widerlager für das Verschlussbauwerk eingesetzt, wobei das eigentliche Dichtungselement aus Bentonitformsteinen bestand.

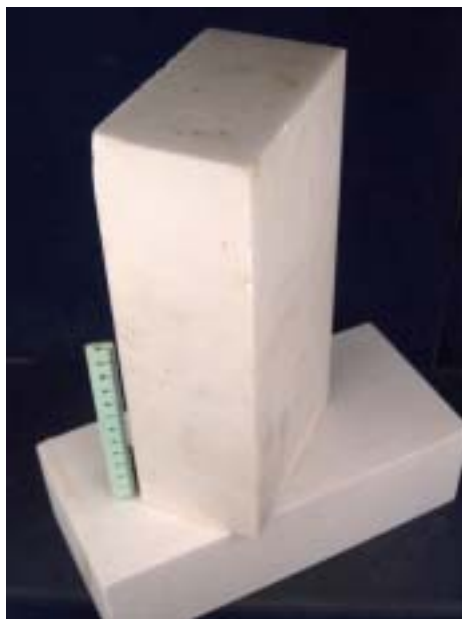


Abb. 3-41. Für die Untersuchungen genutzte Salzbriketts (Abmessungen: 240 x 115 x 71 mm).

Tab. 3-9. Gesteinsphysikalische Standardparameter der untersuchten Salzziegel (aus SALZER et al., 2007)

Parameter	Wert
Abmessungen	240 x 115 x 71 mm ($\pm 1\%$)
Dichte	1.950 ± 20 kg/m ³
Porosität	9 $\pm 1\%$
H ₂ O-gehalt	0,20 $\pm 0,02\%$
V _p	4,13 $\pm 0,02$ km/s
V _s	2,35 $\pm 0,01$ km/s
Scherm modul	11,0 $\pm 0,1$ GPa
Youngmodul	27,75 $\pm 0,22$ GPa
Uni-axiale Festigkeit	59,8 ± 1 MPa
Kompressionsmodul	19,4 $\pm 0,2$ GPa

Im Rahmen dieser Untersuchungen sowie der bereits älteren Arbeiten in der Asse sind die Salzziegel bezüglich ihrer hydraulischen und mechanischen Eigenschaften umfangreich cha-

rakterisiert worden. Eine Zusammenstellung dieser Untersuchungen, die auch einen Teil der nachfolgend präsentierten Ergebnisse enthalten, findet sich bei SALZER et al. (2007). Hier sind die mechanischen und hydraulischen Kennwerte der Salzziegel in Tab. 3-9 zusammengefasst.

Für die vom IfG durchgeführten Untersuchungen erwies es sich als vorteilhaft, dass die Ziegel nahezu ideal glatte Oberflächen aufwiesen und deshalb für den Einbau der Scherkästen nur einfach geteilt werden konnten.

3.6.2. Versuchsdurchführung

Die Verheilungsexperimente werden im Schergerät des IfG durchgeführt. Die Konstruktion des Schergeräts mit einem viersäuligen Lastrahmen, der zur Aufnahme und zur vertikalen Belastung der zweiteiligen Scherbox durch den oberen Hydraulikzylinder (bis zu 500 kN Axialkraft) dient, sowie einem seitlich angeflanscht stabilen Tisch, auf dem ein Horizontalzylinder (-250 kN Druck; -160 kN Zug) in einem horizontalen Kraftrahmen zur Aufbringung der seitlichen Scherkraft angeordnet ist, erlaubt die Durchführung kontrollierter Scheruntersuchungen an Trennflächen (für Details s. 2. Zw.-Ber.).

Die untersuchten Steinsalzproben bzw. Salzziegel wurden jeweils in der Mitte getrennt und die Endflächen in der Drehbank geplant (vgl. Abb. 3-47a). Anschließend wurde die zusammengesetzte Probe mit ihrer Probenmitte in den Scherkästen so ausgerichtet, dass die Wirkungslinie der Scherkraft (τ_T) in der zu untersuchenden künstlichen Trennfläche liegt und die Wirkungslinie der Normalspannung (σ_n) senkrecht zu dieser Fläche orientiert ist. Nach dem Ausgießen der Scherkästen verbleibt in der Prüfkörpermitte ein ca. 2,5 cm breiter Bereich, der der Scherung ausgesetzt werden kann (Abb. 3-42).

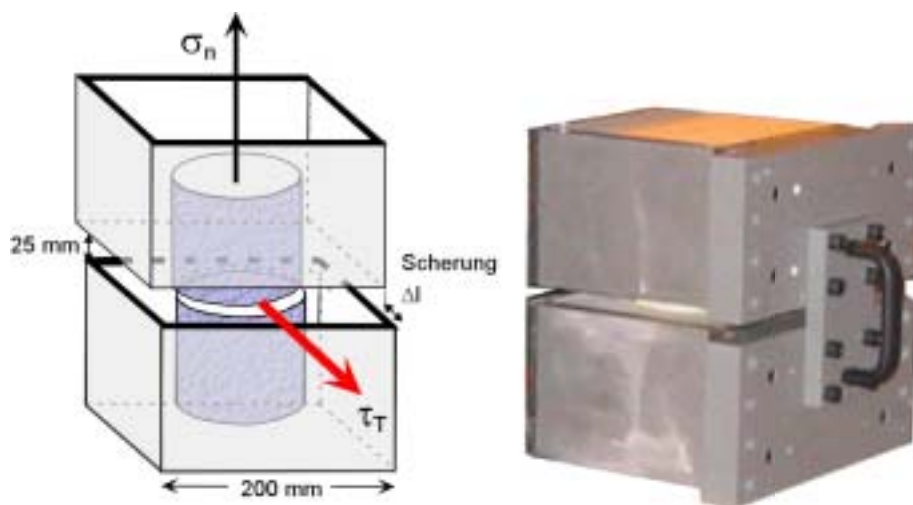


Abb. 3-42. Zweiteilige Scherbox für Scherversuche. (li.) Schemazeichnung mit der Probenorientierung der künstlichen Trennfläche und dem freien Scherspalt von 25 mm. (re.) vorbereitete Probenbox für den Einbau. Die Griffplatte dient zur definierten Fixierung der Scherkästen und wird vor dem Versuch entfernt.

Vor Beginn des eigentlichen Scherversuches findet jeweils vorab eine Konsolidierung des Prüfkörpers im Scherrahmen zur Reduzierung einbaubedingter Setzungserscheinungen mit zyklischer Erhöhung der Normalspannung (σ_n) senkrecht zur Trennfläche statt.

Der Scherversuch wurde als Mehrstufenversuch durchgeführt. Die Versuchsdurchführung umfasst generell drei Abschnitte:

- Quantifizierung der Eigenschaften der trockenen Trennfläche als Referenzwert für die Effizienz der nachfolgenden Verheilungsphase über die Mohr-Coulomb-Parameter: Bestimmung der Scherfestigkeit im Mehrstufenversuch mit zyklischer Durchscherung

der einen Probenhälfte (vorwärts / rückwärts) bei verschiedenen Normalspannungen ($\sigma_n = 0,5; 1; 2; 4$ und 6 MPa).

- Verheilungsphase bei definierter Normalspannung ($\sigma_n = 10$ MPa) an der primär trockenen oder der befeuchteten Trennfläche (Anfeuchtung der Kontaktfläche mit gesättigter NaCl-Lsg.).
- Quantifizierung der Effizienz von Verheilungsprozessen über die Bestimmung der initialen Maximalscherfestigkeit bei einer definierten Normalspannung (σ_n).

Aufgrund der langen Verheilungsphasen sind die Untersuchungen sehr zeitaufwändig. In den Belastungsphasen stellt sich jeweils erwartungsgemäß ein einaxiales Kriechen ein (hier nicht dargestellt), das in erster Linie aus dem ungefassten Probenbereich im Scherkastenspalt resultiert. Die Probenhälften werden dort trichterförmig aufgeweitet.

Beispielhaft werden in Abb. 3-43 die Ergebnisse eines Mehrstufenversuchs an einer künstlichen Trennfläche zwischen Salzziegeloberflächen (Serie 9: Ziegel 7) dargestellt. Hierbei sind die einzelnen Verheilungsstufen zur Visualisierung der Zeitabhängigkeit der schrittweisen Kompaktion des Salzziegels jeweils komprimiert bzw. gedehnt. Die Verschiebungsrate in den Scheruntersuchungen betrug jeweils $0,002$ mm/s.

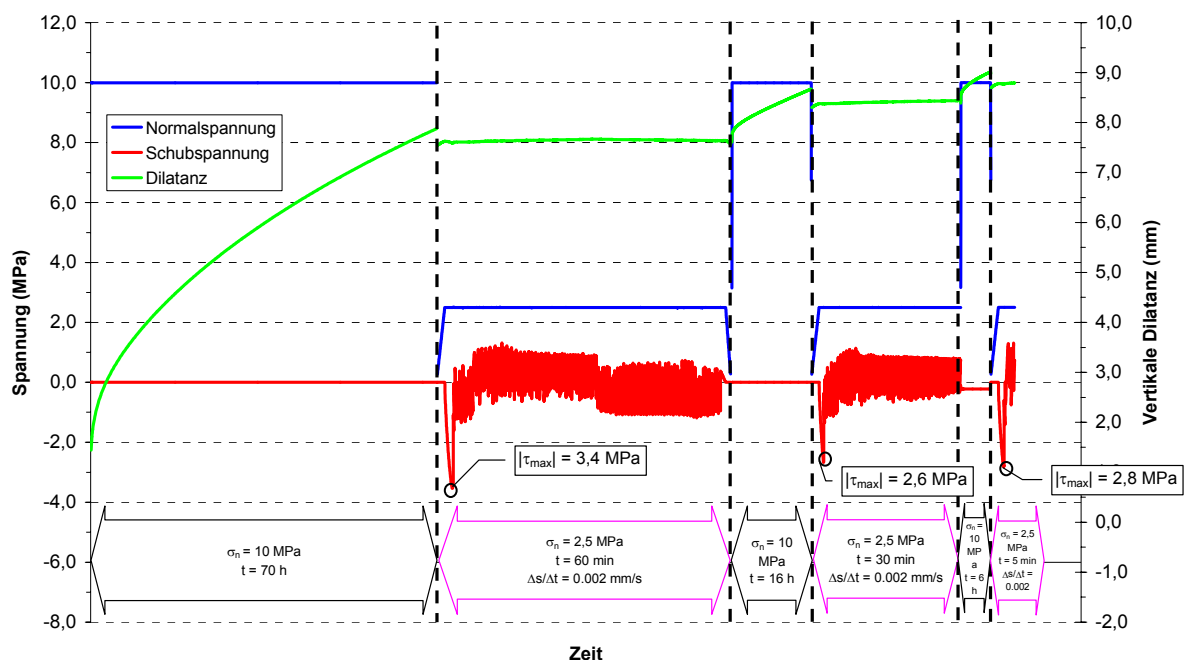


Abb. 3-43. Mehrstufenscherversversuch an einer künstlichen Trennfläche zwischen Salzziegeloberflächen (Serie 9: Ziegel 7). Zur Visualisierung der Zeitabhängigkeit sind die einzelnen Verheilungsstufen jeweils komprimiert bzw. gedehnt. Die Verschiebungsrate in den Scheruntersuchungen betrug jeweils $0,002$ mm/s.

Die Festigkeit nach der Verheilungsphase wird in einem Kurzzeitscherversuch bestimmt, wobei das Versuchsergebnis nur über den Wert der Maximalscherfestigkeit repräsentiert wird. Anschließend kann der Verheilungs- und Scherzyklus wiederholt werden.

3.6.3. Versuchsergebnisse

Auf Basis der durchgeführten Versuche liegen ausreichend Ergebnisse für Kontaktflächen zwischen natürlichem Steinsalz (Abb. 3-44) sowie Salzziegel/Steinsalz und Salzziegel/Salzziegel vor (Abb. 3-45), die in den entsprechenden MOHR-COULOMB-Darstellungen zusammengefasst sind.

Bereits qualitativ zeigt sich, dass die Scherfestigkeiten jeweils nach den Verheilungsphasen deutlich höher liegen, als die Ergebnisse an der trockenen Trennfläche. Dies wird auch durch die Auswertung im MOHR-COULOMB-Diagramm bestätigt.

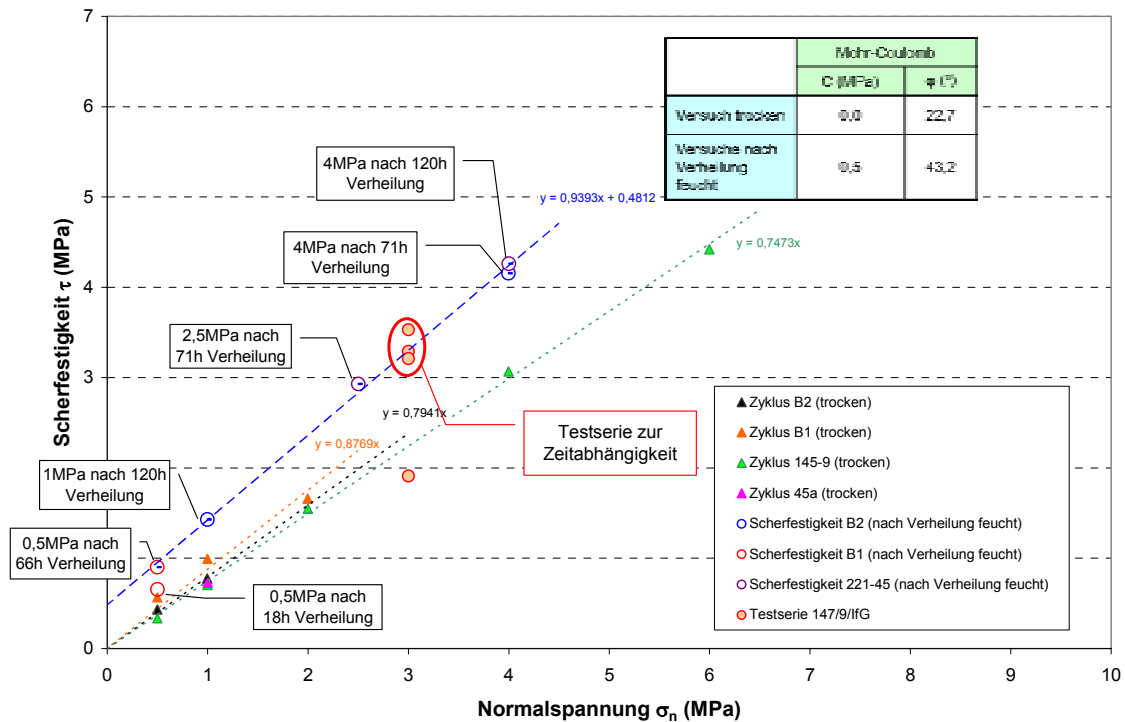


Abb. 3-44. MOHR-COULOMB-Diagramm zum Einfluss von Verheilung nach Befeuchtung und Standzeiten zwischen 18 und 120 Stunden auf eine künstliche Trennfläche zwischen natürlichen Steinsalzoberflächen: Proben 184/B1/6, 184/B2/7, 145/9, 221/45 - Mehrstufenversuche mit konstanter Normalspannung.

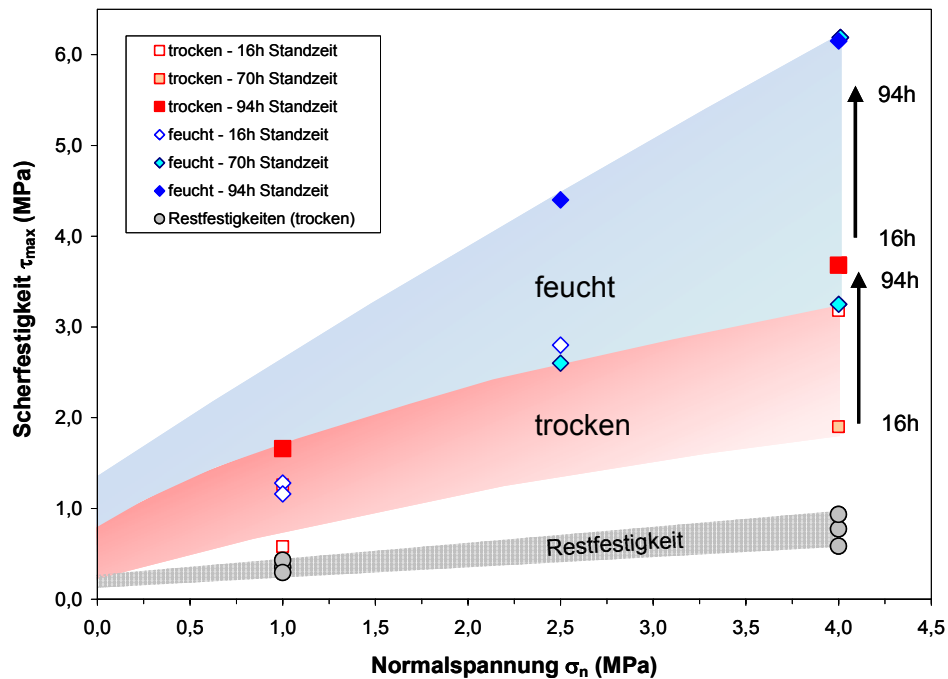


Abb. 3-45. MOHR-COULOMB-Diagramm zum Einfluss von Verheilung auf eine künstliche Trennfläche zwischen synthetischen Steinsalzriegeln (vgl. Versuchsanordnung mit der Scherbox in Abb. 3-42). Vergleich der Scherfestigkeit der trockenen Trennfläche sowie nach Befeuchtung und unterschiedlichen Haltezeiten.

Analog zur Beschreibung der Trennflächeneigenschaften eines natürlichen Kluftkörpers wird der Schubwiderstand τ_f der hier untersuchten künstlichen Trennflächen im kritischen Spannungszustand (Scherversagen) durch eine lineare Beziehung spannungsabhängig über die Größen c (Kohäsion) und φ (Reibungswinkel) beschrieben:

$$\tau_f = c + \sigma_f \cdot \tan\varphi \quad (6-4)$$

Bezüglich der Kontaktflächen zwischen natürlichen Steinsalzflächen zeigt sich, dass aufgrund der Veränderungen in der Morphologie der Trennfläche während der verschiedenen Verheilungsphasen der Reibungswinkel φ mit ca. 43° für die befeuchtete Trennfläche nahezu doppelt so groß wie im Vorversuch an der trockenen Trennfläche mit φ mit ca. 23° ist (vgl. hierzu Morphologie der Trennfläche in Abb. 3-47 sowie die experimentellen Ergebnisse in Abb. 3-44).

Hinzu kommt der Nachweis einer Kohäsion, die etwa bei 0,5 MPa liegt. Dieser Wert wird auch durch die Ergebnisse für die synthetischen Salzriegel bestätigt (vgl. Abb. 3-45), **so dass die Effizienz der Verheilung bei Befeuchtung eindeutig nachgewiesen ist.**

Bei den Modelluntersuchungen mit synthetischen Steinsalzriegeln lassen sich die Ergebnisse trocken und feucht jeweils zwei Variationsfeldern zuordnen, die sich nur gering überschneiden, wobei die Scherfestigkeiten zwischen befeuchteten Kontaktflächen signifikant höher liegen (Abb. 3-45).

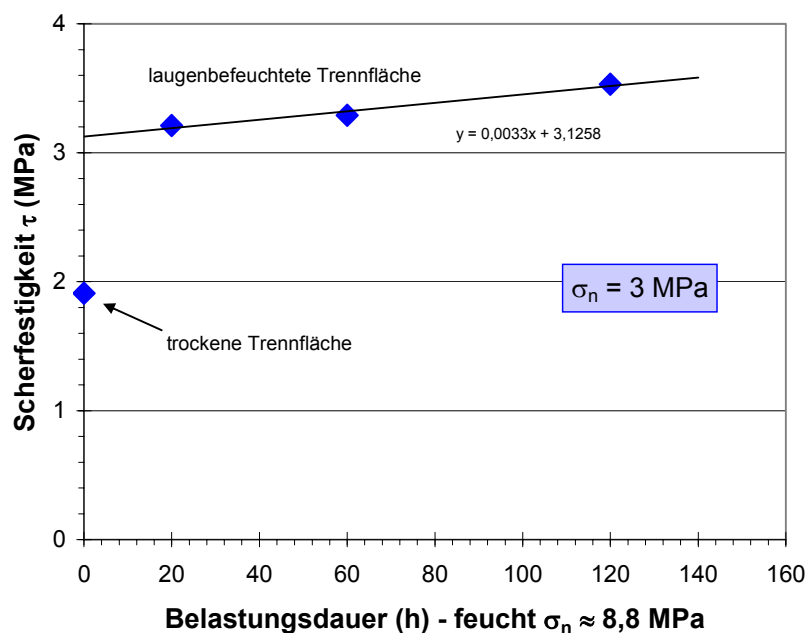


Abb. 3-46. Entwicklung der Scherfestigkeit (σ_n beim Scherversuch = 3 MPa) in Abhängigkeit von der „Verheilungszeit“ einer künstlichen laugenbefeuchteten Steinsalztrennfläche nach stufenweiser Belastung mit $\sigma_n = 8,8$ MPa: Probe 147/9/lfg.

Der Effekt der Verheilungszeit, d.h. zeitliche Dauer der Verheilungsphase, auf die Trennflächen t ist explizit in der Testserie 147/9/lfg untersucht worden. Hierbei wurde ausgehend von einem Scherversuch an der trockenen Trennfläche die befeuchtete Probe jeweils bei $\sigma_n = 8,8$ MPa für 20, 60 und 120 h belastet und nach jedem Verheilungsabschnitt die Scherfestigkeit bestimmt.

Wie in Abb. 3-46 dargestellt, zeigt sich dabei einerseits der Unterschied zwischen trockener und befeuchteter Trennfläche und gleichzeitig nimmt die Kohäsion mit zunehmender Belastungsdauer kontinuierlich zu.

3.6.4. Diskussion

Die hier durchgeführten Untersuchungen an künstlichen Trennflächen von Steinsalz in einer Scherapparatur dokumentieren eindeutig, dass es unter Normalspannungsbedingungen in der Größenordnung von 10 MPa bereits nach einer Belastungsdauer von weniger als einem Tag bis zu mehreren Tagen zu Verheilungsprozessen kommt. Dabei hat offensichtlich nicht nur eine Veränderung der Trennflächenmorphologie mit Änderung der Gleitreibung stattgefunden, sondern es hat sich auch eine Haftreibung, d.h. Kohäsion ausgebildet.

Danach kommt es in der Trennfläche in Abhängigkeit von der Belastungszeit unter Einwirkung der Normalspannung zur Aktivierung von Kohäsionskräften. Aus der thermodynamischen Theorie der Adhäsion folgt, dass die Grenzflächen eine gegenüber den Oberflächen reduzierte Oberflächenenergie besitzen, aus der eine Anziehungskraft, die sog. Haftkraft F_{AD} , resultiert (vgl. Diskussion bei MINKLEY, 1997). Die Effizienz dieser Verheilungsprozesse wird durch die Einwirkung von Lauge auf den Korngrenzen wesentlich verstärkt.

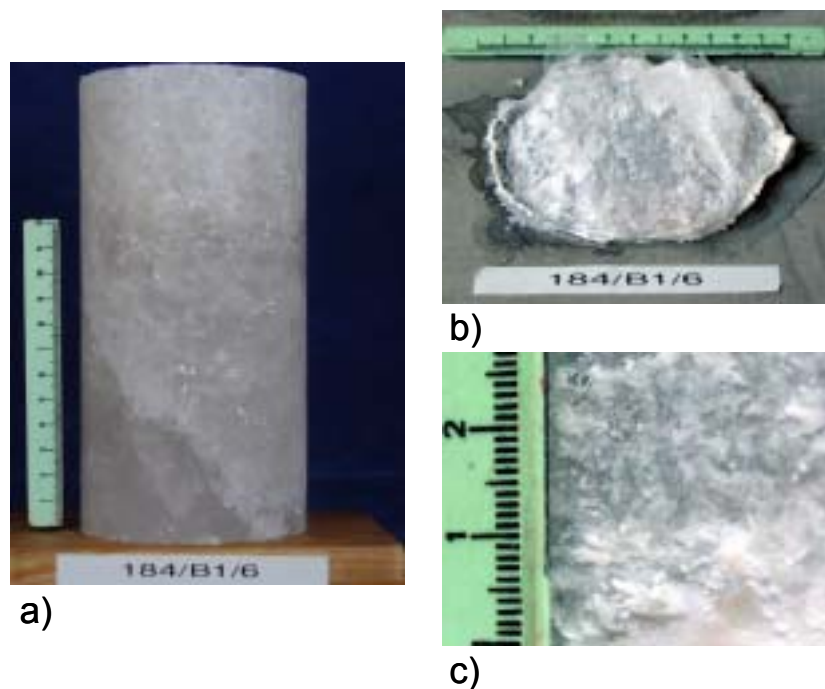


Abb. 3-47. Probencharakterisierung der untersuchten Steinsalzprobe 184/B1/6. a) Originalzustand; b) untere Trennfläche nach mehrphasigem Scherversuch mit Befeuchtung der Trennfläche; c) Detailausschnitt.

Insgesamt stellen die hier vorgestellten Versuche einen geeigneten Weg zur Quantifizierung von Verheilungsprozessen dar, wobei aber problematisch ist, dass zur Überprüfung der in der Literatur beschriebenen Verheilungsansätze deutlich längere Belastungszeiten mit einem Faktor 10 erforderlich sind.

3.7. Mechanisch / Hydraulische Kopplung – Bewertung der Verformungseigenschaften unter Porendruckeinwirkung

Die vorhergehenden Untersuchungen belegen, dass unverritztes bzw. hoch verdichtetes Steinsalz auch bei hydrostatischer Einspannung eine zwar extrem niedrige, aber noch messbare Permeabilität in der Größenordnung zwischen 10^{-24} und 10^{-20} m^2 aufweist¹⁵. Mit steigendem Gasdruck (vgl. Kap. 3.3.3) und/oder unter dilatanter Verformung nimmt die Permeabilität zu (vgl. Kap. 3.4). Wenn Gas in den vorhandenen und zugänglichen Porenraum eindringen kann, dann ist nach SCHULZE & POPP (2002) davon auszugehen, dass ein Porendruck grundsätzlich auch wirksam werden kann:

- Gebirgsmechanisch wirkt ein Fluidruck in den Poren (p_{fl} , sei es Gas oder wässrige Salzlösung) der Auflast des Gesteins entgegen und kann somit die vom Effektivdruck abhängigen mechanischen (Festigkeit, Kriechen) und hydraulischen Eigenschaften (Permeabilität) verändern.

Die Wirkung des Fluiddruckes wird allgemein auf der Basis eines mittleren effektiven Druckes durch Reduzierung des vorhandenen Überlagerungsdruckes um den Porendruck beschrieben. Der Gesteinsdruck ($p_{iso} = p_{lith}$, lithostatischer Druck) ist danach in den mittleren effektiven Druck (p_{eff}) und den Fluiddruck (p_{fl}) (vgl. TERZAGHI-Effekt im Lockergestein bzw. BIOT-Konzept) aufzuteilen:

$$p_{eff} = p_{iso} - \alpha \cdot p_{fl} \quad (3-3)$$

mit α = Wirkfaktor oder „WALSH-Parameter“, für Lockergesteine auch als „BIOT-Koeffizient“ bezeichnet, wobei α variieren kann: $0 < \alpha \leq 1$

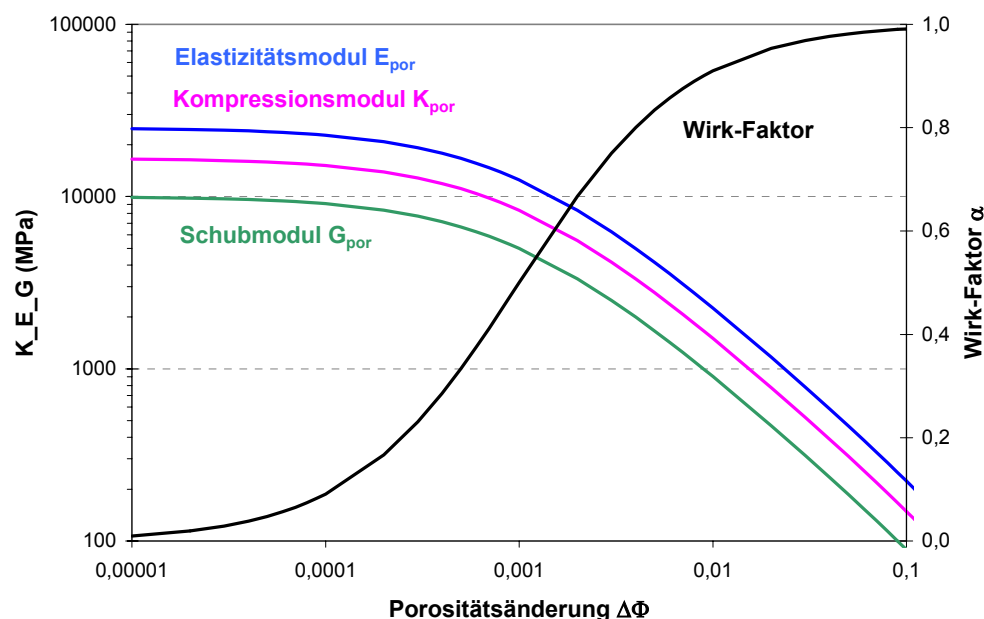


Abb. 3-48. Elastische Konstanten K_{DIL} , E_{DIL} , G_{DIL} sowie der Wirkfaktor α in Abhängigkeit von einer schädigungsbedingten Porositätszunahme, bezogen auf die kompakte rissfreie Steinsalzprobe, wobei deren inhärente Porosität mit 0,1% angesetzt wurde (nach BÖHNEL, 2007). Hinweis: Eine Porositätsänderung mit dem Wert 0,01 entspricht einer Permeabilitätszunahme um 1% auf 1,1%.

¹⁵ Auf Basis von Analoguntersuchungen, nämlich der gemessenen Schallgeschwindigkeiten an kompaktem Steinsalz leitete HOFRICHTER (1976) für unverritztes Steinsalz eine Porosität von 0 und entsprechend auch eine Permeabilität von 0 ab. Hierzu muss angemerkt werden, dass dieser Wert physikalisch nicht möglich ist, sondern die Permeabilität nur infinitesimal kleine Werte annimmt.

Auf Basis der Poroelastizitätstheorie lässt sich der Wirkfaktor α auf Basis von experimentell bestimmten elastischen Kenngrößen herleiten (z.B. BÖHNEL, 2007).

Die in Abhängigkeit der von der Porositätsänderung variierenden Größen K_{DIL} , E_{DIL} , G_{DIL} und α ist ausgehend von den Eigenschaften des kompakten weitgehend rissfreien Probekörpers in Abb. 3-48 aufgetragen, wobei für das kompakte Material von einer inhärenten Porosität von 0,1% angesetzt worden ist. Bezüglich einer daraus resultierenden Bewertung von Porenraumeigenschaften ist problematisch, dass zwar experimentell die Änderung der Volumendehnung sehr gut bestimmbar ist, dass aber die Absolutporosität nicht explizit eingeht. In der Konsequenz folgt somit, dass dieser theoretische Zusammenhang zwar eine Tendenz beschreibt, aber für die Bewertung eines möglichen Porendruckeffektes im Sinne von Effektivspannungen zusätzliche experimentelle Untersuchungen erforderlich sind.

Der Schwerpunkt der in der Literatur beschriebenen experimentellen Arbeiten liegt allgemein in der Untersuchung hydraulischer-mechanisch gekoppelter Prozesse unter den Bedingungen eines Kurzzeitexperimentes, d.h. der Bestimmung der Kurzzeittragfestigkeit unter Einwirkung eines Porendrucks, weil hier eine signifikante Abhängigkeit der Bruchfestigkeit vom Effektivdruck zu erwarten ist (vgl. die Zunahme der Bruchfestigkeit mit steigendem Manteldruck in Abb. 3-52). Dieser Aspekt ist insbesondere für Standsicherheitsfragen für den Kavernenbetrieb von praktischer Bedeutung.

Obwohl der festigkeitsabmindernde Effekt eines Porendruckes durch experimentelle Untersuchungen bisher nicht quantifiziert worden ist, gibt es in der Literatur ausgehend von zu meist empirischer Annahmen bereits Rechenkonzepte, die darauf basieren, Effektivspannungen in gebirgsmechanischen Modellansätzen anzunehmen, z.B. das TUC-Konzept (Lux et al., 1999; HOU, 2002).

Mit Blick auf die mechanische Langzeitintegrität einer Steinsalzbarriere steht im Mittelpunkt der nachfolgend dokumentierten Untersuchungen die Quantifizierung des Einflusses eines Fluiddruckes auf die mechanischen Eigenschaften für Langzeitbedingungen unter Berücksichtigung von zwei Aspekten:

- Bestimmung des Kriechbeschleunigungsfaktors bei Wirkung eines Porendruckes mit Abschätzung von α
- Berücksichtigung des Fluidcharakters Gas /Lösung (z.B. wässrige Salzlösungen)

Für die Untersuchung der Wirkung eines Fluiddruckes (Gas bzw. Lauge) auf die mechanische Integrität von Steinsalz bzw. Gültigkeit des Effektivdruckansatzes werden zwei Verfahren eingesetzt:

- (1) **Kurzzeittests:** Festigkeits- und Kurzzeitkriechuntersuchungen an definiert vorgeschädigten Steinsalzproben in der triaxialen Prüfmaschine RBA 2500 unter hydrostatischen und deviatorischen Lastbedingungen unter wechselnder Einwirkung eines Gas- bzw. Laugendruckes – 1 Untersuchungsserie mit sechs Proben (Versuchsdauer bis zu 20 Tagen).
- (2) **Langzeittests:** Kriechversuche unter definierten Spannungsbedingungen im Bereich der Schädigungs- bzw. der Dilatanzgrenze mit phasenweiser Applikation eines Gas- bzw. Laugendruckes – 2 Untersuchungsserien mit insgesamt 10 Proben (Versuchsdauer bis zu 200 Tagen).

3.7.1. Kurzzeittests zum Einflussspektrum möglicher Porendruckeffekte

Da die bisher in der Literatur vorliegenden Untersuchungen zum möglichen Porendruckeinfluss auf das mechanische Verhalten von Salzgesteinen keine eindeutige Bewertung dieses Phänomens erlauben, ist nachfolgend eine Versuchsserie mit insgesamt 6 Mehrstufentests mit Porendruckbeaufschlagung an Steinsalzproben in der triaxialen Prüfmaschine RBA 2500 durchgeführt worden.

Bei den untersuchten Steinsalzproben aus einem Salzstock Norddeutschlands handelt es sich um ein mittel- bis grobkörniges gering mit Anhydrit durchsetztes Hauptsalz der Staßfurt-Folge (z2) (vgl. Abb. 3-49). Das hellbraune bis hellgraue Steinsalz weist ein sehr eng verzahntes Korngefüge mit schwacher Längsregelung von ca. 40 - 45° zur Probenachse auf, mit Korngrößen im Mittel zwischen 0,5 und 2 cm, wobei Einzelkörner bis zu 8 cm Größe keine Seltenheit sind. Das Steinsalz ist durch Anhydriteinschaltungen in disperser bis schichtartiger Anordnung vorzugsweise entlang von Korngrenzen gering verunreinigt.

Als Vorbedingung für die Untersuchungen wird anhand der vorliegenden Ultraschallmessungen und dem makroskopischen Befund nachgewiesen, dass die Proben intakt und somit auch vergleichbar sind (Tab. 3-10). Aufgrund der variablen Anhydritgehalte variiert die Dichte zwischen 2,12 und 2,18 g/cm³.

Die Tests wurden jeweils als Mehrstufentests durchgeführt und beinhalten prinzipiell 3 Phasen:

1. Probenschädigung bei 1 MPa (bzw. 2 MPa) bis etwa 1 % Dilatanz
2. Hydrostatische Belastung, z.T. mit gleichzeitiger Gasdruckbeaufschlagung
3. Deviatorische Belastungsphasen mit phasenweiser Gasdruck- bzw. auch Laugendruckbeaufschlagung

Die einzelnen Versuchsphasen für die jeweiligen Tests sind in der nachfolgenden Tab. 3-11 detailliert spezifiziert. Bei der Versuchsdurchführung ist zu berücksichtigen, dass z.T. mit sehr hohen Gas- bzw. Laugendrücken gearbeitet wird, so dass es in zwei Fällen aufgrund von unbeabsichtigten Druckentlastungen aufgrund von Bedienfehlern jeweils zu einem Versuchsabbruch kam.

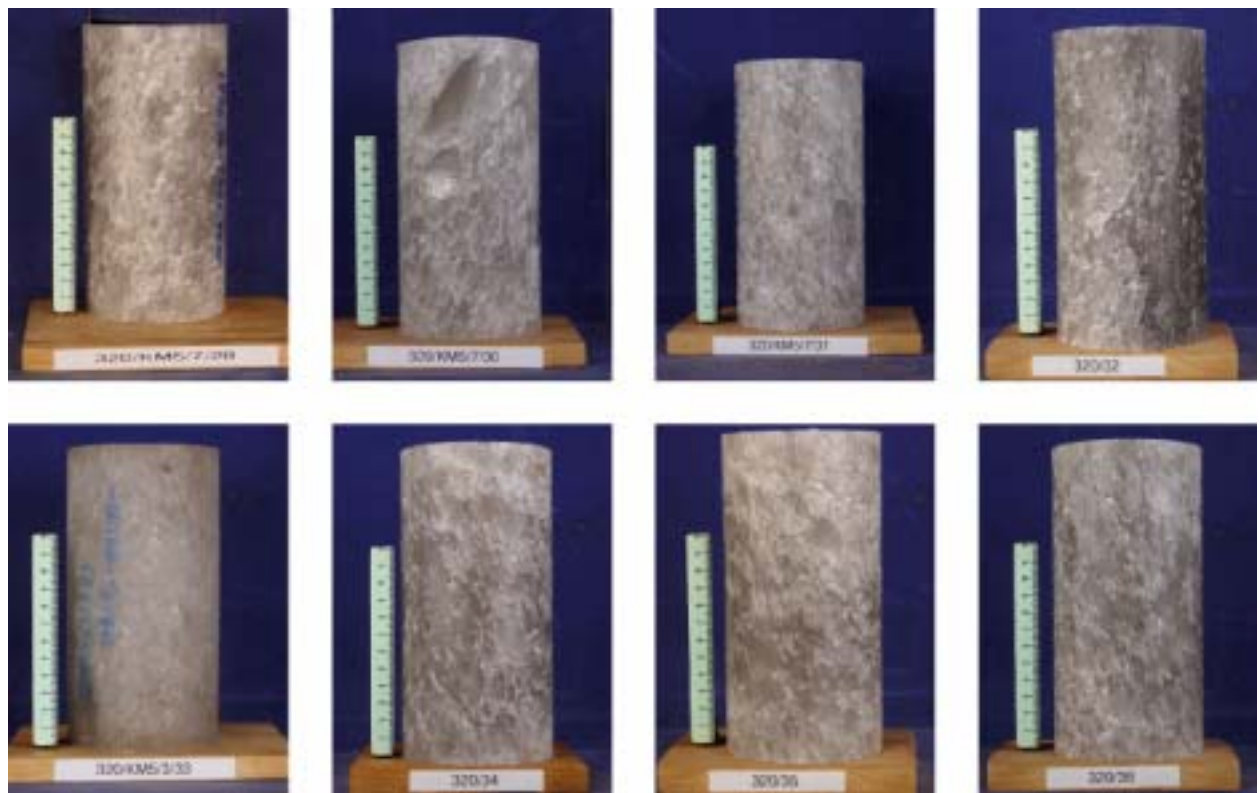


Abb. 3-49. Fotodokumentation der untersuchten Proben.

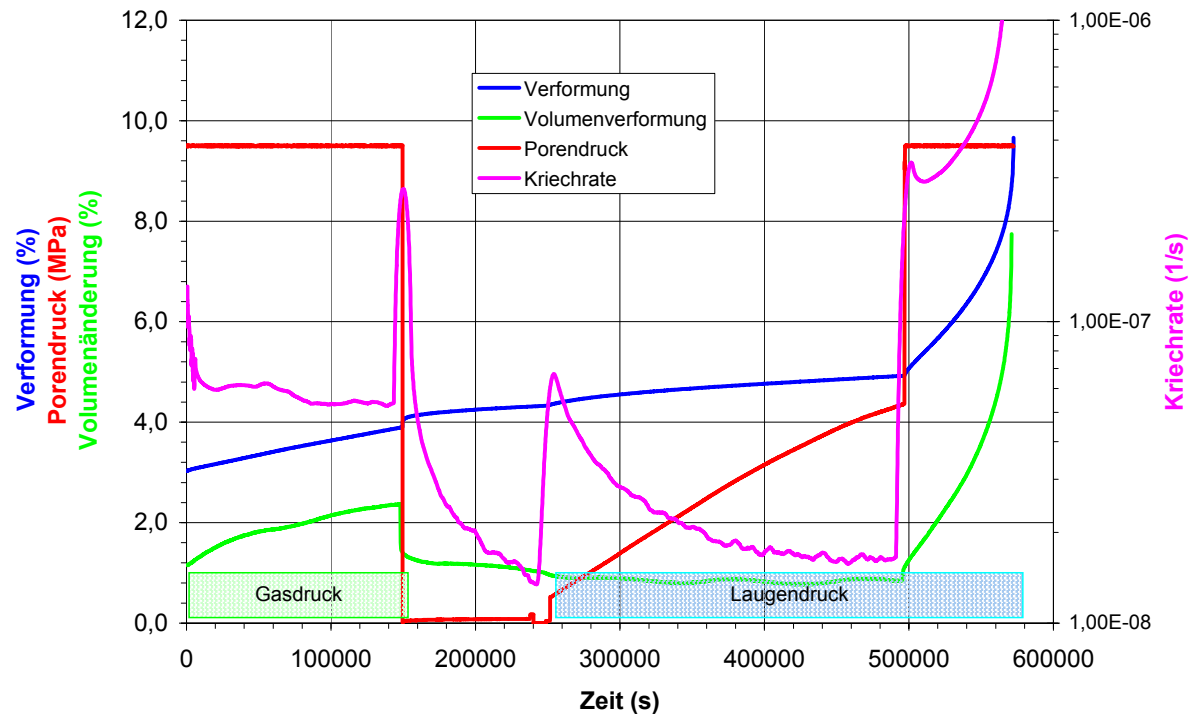


Abb. 3-50. Versuch 4 - Prüfkörper: 320/KM5/7/30 (Phase 3: Kriechverformung bei $p_c = 10$ MPa und $\sigma_{Diff} = 20$ MPa.) – Variation Axialverformung, Volumenänderung und resultierende Kriechrate in Abhängigkeit von der Verformung mit unterschiedlichen Stufen mit und ohne Porendruck (Gas bzw. Lauge).

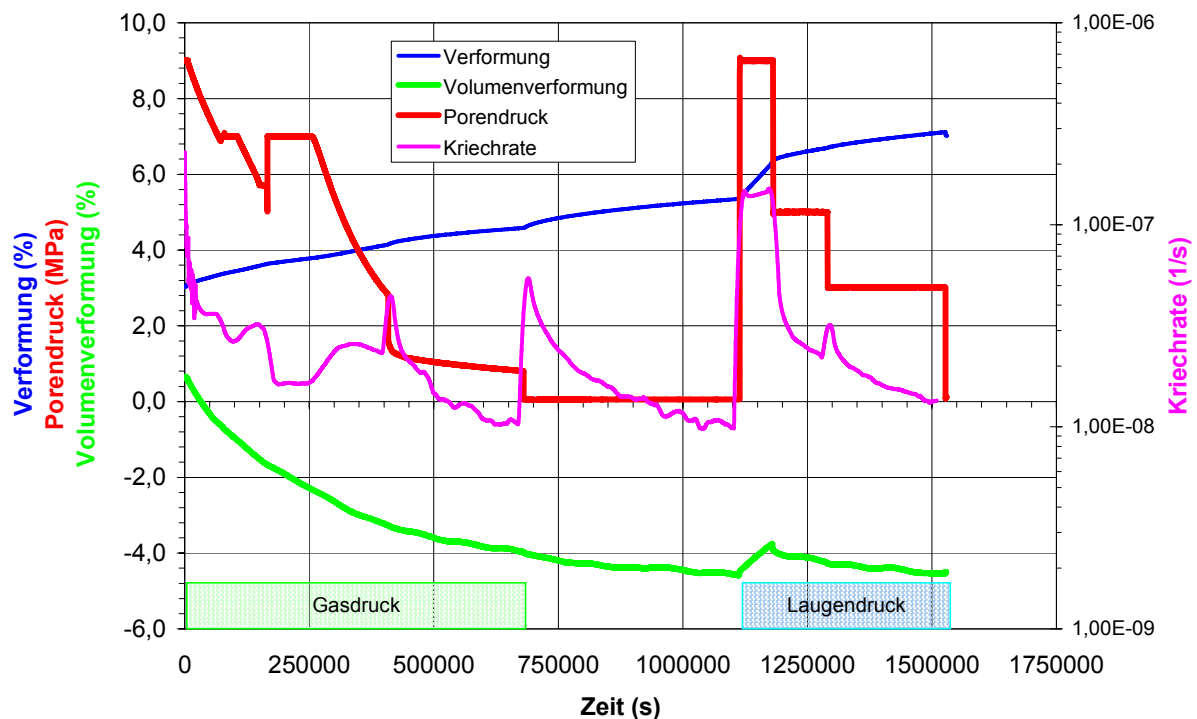


Abb. 3-51. Versuch 5 - Prüfkörper: 320/KM5/7/31 (Phase 3: Kriechverformung bei $p_c = 10$ MPa und $\sigma_{Diff} = 20$ MPa.) – Variation Axialverformung, Volumenänderung und resultierende Kriechrate in Abhängigkeit von der Verformung mit unterschiedlichen Stufen mit und ohne Porendruck (Gas bzw. Lauge).

Tab. 3-10. Probenkenngrößen der untersuchten Steinsalzproben.

Probe	320/5/7/29	320/5/3/33	320/5/3/34	320/5/7/30	320/5/7/31	320/5/3/36	320/13/112/34	320/53/3/35		
Höhe h (mm) =	180,09	180,15	180,19	180,01	180,15	180,20	180,08	180,12		
Ø d (mm) =	90,06	90,33	90,13	89,91	89,96	90,21	90,11	90,33		
Masse M (g) =	2469,4	2515,8	2504,1	2467,6	2458,2	2495,4	2432,5	2518,8		
Versuchsart :	TC	TC	TC	TC	TC	TC	TC	TC	Mittelwert	Stdabw.
Dichte ρ (g/cm ³) =	2,153	2,179	2,178	2,159	2,147	2,167	2,118	2,182	2,160	0,02
$V_{p\text{-axial}}$ (km/s) =	-	-	4,47	-	-	4,34	4,57	4,37	4,44	0,10
$V_{p\text{-radial: a-c}}$ (km/s) =	-	-	4,60	-	-	4,46	4,60	4,56	4,53	0,06
$V_{p\text{-radial: b-d}}$ (km/s) =	-	-	4,53	-	-	4,46	4,60	4,48		
$V_{s\text{-axial}}$ (km/s) =	-	-	2,57	-	-	2,51	2,58	2,54	2,55	0,03
A-Vp (%) =	-	-	2	-	-	3	1	3	2	1

Elast. Konstanten in GPa										
E_d =	-	-	36,11	-	-	34,16	35,63	35,02		
K_d =	-	-	24,28	-	-	22,55	25,45	23,01		
G_d =	-	-	14,42	-	-	13,69	14,07	14,05		
ν_d =	-	-	0,252	-	-	0,248	0,267	0,246		

Die Versuchsauswertung dieser sehr komplexen Versuche umfasst für jede Versuchsphase eine individuelle Auswertung. Auf die entsprechende Darstellung von Einzelergebnissen wird im Folgenden verzichtet, es werden lediglich die wichtigsten Ergebnisse der beiden Versuche 4 und 5 in den Abbildungen 3.50 sowie 3.51 dargestellt.

Die dargestellten Versuchsergebnisse belegen, dass bei den stark geschädigten Steinsalzproben ($\Phi \approx 1\%$ und einer Permeabilität $k \approx 10^{-15} \text{ m}^2$) Porendruckeffekte auftreten und in Änderungen der Kriecheigenschaften belegt sind. Die Quantifizierung der Porendruckeffekte ist schwierig, weil jede Änderung des Porendruckes zunächst mit transienten Kriechprozessen verbunden ist, und erfordert deshalb lange Testzeiten.

Die bei sehr hohen Gasdrücken (bis zu $p_{\text{Gas}} = 0,95 \cdot \sigma_{\text{min}}$) durchgeführten Kriechuntersuchungen zeigen, dass mit Entlastung des Porendruckes eine Abnahme der Kriechraten bis max. Faktor 3 verbunden ist. Bei einer entsprechenden Druckbeaufschlagung mit Lauge (bis zu $p_{\text{Lauge}} = 0,95 \cdot \sigma_{\text{min}}$) wurde eine Beschleunigung zwischen 10 x und 15 x beobachtet, wobei in einem Fall die Probe unmittelbar ins tertiäre Kriechen übergang. Gleichzeitig ändert sich der Verformungscharakter von Kompaktion zu Dilatanz.

Eine Verringerung des Laugendruckes auf etwa die Hälfte ($p_{\text{Lauge}} = 0,5 \cdot \sigma_{\text{min}}$) erbrachte eine Reduzierung der Kriechraten um den Faktor 7, wobei sich dieser Effekt bei weiterer Reduzierung in geringerem Umfang noch fortsetzt. Gleichzeitig setzt erneut Kompaktion ein.

Zusammenfassend belegen die Ergebnisse der Kurzzeittests, dass Porendruckeffekte bezüglich der Wirkung von Gas oder Lauge sehr unterschiedlich sind und, dass der Effekt von der jeweils vorliegenden Gesteinsschädigung abhängt. Problematisch bei der Bewertung der Ergebnisse von Kurzzeittests ist, dass die zu beobachtenden Phänomene immer von transienten Effekten (z.B. Kriechratenwechsel) überlagert sind. Nur in Langzeituntersuchungen ist es möglich, diese Untersuchungen bis zu einer Gleichgewichtseinstellung der resultierenden Phänomene zu untersuchen.

Tab. 3-11. Versuchsdaten und Ergebnisse zur Wirkung eines Gas- und/oder Laugendruckes auf die Kriecheigenschaften von Steinsalz (Kurzzeittests – RBA 2500).

	Versuchsbeschreibung	Verformungszeit - absolut - (h)	Kriechrate quasi-stationär (1/s)	rel. Volumen- änderung je Phase (%)
Versuch 1	<i>Prüfkörper: 320/KM5/7/29 - 2 Bohrungen ($\varnothing = 4$ mm; $l = 40$ mm) + Sinterplatten</i>			
Phase 1	Probenschädigung bei 1 bzw. 2 MPa Manteldruck: $\varepsilon_1 = 2,7\%$			1,0
Phase 2	Manteldruckerhöhung mit simultaner Gasdruckbeaufschlagung bis $p_c = 25$ MPa ($p_{\text{Gas}} \approx 0,95 \cdot p_c$)			
Phase 3	Kriechen mit $\sigma_{\text{Diff}} = 15$ MPa; $p_c = 25$ MPa			
a	Applikation Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx 240$ bar : Kriechrate (nach 14 h)	14	$2 \cdot 10^{-8}$	-0,5
b	kein Gasdruck $p_{\text{Gas}} = 0$	40	$8 \cdot 10^{-9}$ 1/s	+/- konstant
<i>Diskussion:</i>	Ein Gasdruckeinfluss (Faktor 2,5x) scheint nachweisbar, wobei aber die erste Kriechphase vermutlich zu kurz war (noch kein stationäres Kriechen)			

Versuch 2	<i>Prüfkörper: 320/KM5/3/33 - 2 Bohrungen ($\varnothing = 4$ mm; $l = 40$ mm) + Sinterplatten</i>			
Phase 1	Probenschädigung bei 1 MPa Manteldruck: $\varepsilon_1 = 2,8\%$; $k \approx 9 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$			1,0
Phase 2	Manteldruckerhöhung mit simultaner Gasdruckbeaufschlagung bis $p_c = 25$ MPa ($p_{\text{Gas}} \approx 0,95 \cdot p_c$)	-	-	-
Phase 3	Kriechen mit $\sigma_{\text{Diff}} = 15$ MPa; $p_c = 25$ MPa			
a	Applikation Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx 110$ bar	70	$2 \cdot 10^{-9}$	-0,5
b	Applikation Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx 62$ bar	164	$2 \cdot 10^{-9}$	+/- konstant
c	kein Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx 0$, aber Probe befeuchtet	235	$3 \cdot 10^{-9}$	-0,3
d	Laugendruck $p_{\text{Lauge}} \approx 225$ bar	280	$4 \cdot 10^{-9}$	0,7
<i>Diskussion:</i>	Die im Vergleich zum vorhergehenden Versuch niedrigeren Kriechraten resultieren aus dem instationären Kriechen, wobei hier ein Gasporendruckeinfluss nicht signifikant ist. Mit der Befeuchtung tritt eine Kriechbeschleunigung auf, die sich mit Laugendruckaufgabe fortsetzt, wobei die Probe deutlich dilatant wird.			

Versuch 3	<i>Prüfkörper: 320/KM5/3/34 - 2 Bohrungen ($\varnothing = 4$ mm; $l = 40$ mm) + Sinterplatten</i>			
Phase 1	Probenschädigung bei 1 MPa Manteldruck: $\varepsilon_1 = 2,8\%$; $k \approx 9 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$			1,0
Phase 2	Manteldruckerhöhung mit simultaner Gasdruckbeaufschlagung bis $p_c = 10$ MPa ($p_{\text{Gas}} \approx 0,9 \cdot p_c$)	-	-	-
<i>Bemerkung:</i>	Bedienerfehler führte bei Beginn von Phase 3 zum Abheben des Stempels mit nachfolgendem Öleinbruch			

Versuch 4	<i>Prüfkörper: 320/KM5/7/30</i> - durchgehende Zentralbohrung ($\varnothing = 4$ mm; $l = 190$ mm)			
Phase 1	Probenschädigung bei 1 MPa Manteldruck: $\varepsilon_1 = 3\%$			1,2
Phase 2	Manteldruckerhöhung mit simultaner Gasdruckbeaufschlagung bis $p_c = 10$ MPa ($p_{\text{Gas}} \approx 0,95 \cdot p_c$)	-	-	-
Phase 3	Kriechen mit $\sigma_{\text{Diff}} = 20$ MPa; $p_c = 10$ MPa			
a	Applikation Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx 95$ bar	42	$5 \cdot 10^{-8}$	1,2
b	kein Gasdruck $p_{\text{Gas}} = 0$	68	$1,6 \cdot 10^{-8}$	-1,5
c	Laugendruckaufgabe p_{Lauge} steigt von 6 auf ca. 66 bar an	138	$1,7 \cdot 10^{-8}$	+/- konstant
d	Laugendruck $p_{\text{Lauge}} \approx 95$ bar	158	$3 \cdot 10^{-7}$ (akzellerierend)	> 6
<i>Diskussion:</i>	Mustergültiger Versuch: belegt Gasporendruckeffekt (Faktor 3); Befeuchtung und moderater Laugendruckanstieg ($p_{\text{Lauge}} < 0,6 \cdot p_c$) führt nur zu geringer Kriechbeschleunigung; Erhöhung des Laugendruckes auf $p_{\text{Lauge}} \approx 0,95 \cdot p_c$ führt zu drastischer Kriechbeschleunigung (> Faktor 10) mit akzellerierendem Kriechen bis zum Bruch			

Versuch 5	<i>Prüfkörper: 320/KM5/7/31</i> - durchgehende Zentralbohrung ($\varnothing = 4$ mm; $l = 190$ mm)			
Phase 1	Probenschädigung bei 1 MPa Manteldruck: $\varepsilon_1 = 3\%$			1,2
Phase 2	Manteldruckerhöhung mit simultaner Gasdruckbeaufschlagung bis $p_c = 10$ MPa ($p_{\text{Gas}} \approx 0,95 \cdot p_c$)	-	-	-
Phase 3	Kriechen mit $\sigma_{\text{Diff}} = 20$ MPa; $p_c = 10$ MPa			
a	Applikation Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx (95) - 70$ bar	70	$1,6 \cdot 10^{-8}$	Kompaktion
b	Applikation Gasdruck $p_{\text{Gas}} \approx (70) - 6$ bar	190	$1 \cdot 10^{-8}$	Kompaktion
c	kein Gasdruck $p_{\text{Gas}} = 0$	309	$1 \cdot 10^{-8}$	Kompaktion
d	Laugendruck $p_{\text{Lauge}} \approx 90$ bar	328	$1,5 \cdot 10^{-7}$	1,0
e	Laugendruck $p_{\text{Lauge}} \approx 50$ bar	358	$2,3 \cdot 10^{-8}$	Kompaktion
f	Laugendruck $p_{\text{Lauge}} \approx 30$ bar	424	$1,35 \cdot 10^{-8}$	Kompaktion
<i>Diskussion:</i>	Mustergültiger Versuch: zeigt geringen Gasporendruckeffekt (Faktor 1,6); Erhöhung des Laugendruckes auf $p_{\text{Lauge}} \approx 0,9 \cdot p_c$ führt zu drastischer Kriechbeschleunigung (Faktor 15); stufenweise Laugendruckabsenkung auf $p_{\text{Lauge}} = 0,5 \cdot p_c$ führt zunächst deutlich zu Kriechratenabnahme (Faktor 7x), die bei $p_{\text{Lauge}} = 0,3 \cdot p_c$ in geringerem Masse erneut auftritt.			

Versuch 6	<i>Prüfkörper: 320/KM5/3/36</i> - durchgehende Zentralbohrung ($\varnothing = 4$ mm; $l = 190$ mm)			
Phase 1	Probenschädigung bei 1 MPa Manteldruck: $\varepsilon_1 = 3\%$			1,0
Phase 2	Manteldruckerhöhung mit simultaner Gasdruckbeaufschlagung bis $p_c = 10$ MPa ($p_{\text{Gas}} \approx 0,9 \cdot p_c$)	-	-	-
<i>Bemerkung:</i>	Bedienerfehler führte bei Beginn von Phase 3 zum Abheben des Stempels mit nachfolgendem Öleinbruch			

3.7.2. Langzeittests mit definierten Spannungsbedingungen und Porendruckapplikation

Die vorangegangenen Untersuchungen mit Kurzzeittests belegen zwar, dass Porendruckeffekte die Verformungseigenschaften beeinflussen können, aber eine Quantifizierung dieser Effekte ist schwierig, zumal unter Kurzzeitbedingungen mit vergleichsweise hohen Spannungsdeviatoren transientes Probenverhalten dominiert.

Unter Kriechversuchsbedingungen können unter sehr langen Beobachtungszeiträumen stationäre Belastungsbedingungen realisiert werden. Ausgehend von der Annahme, dass Porendruckeffekte nur dann zu erwarten sind, wenn eine mechanische Schädigung vorliegt, orientieren sich die hier untersuchten moderaten Belastungsbedingungen am Dilatanzkonzept von Steinsalz, wie es in Abb. 3-52 dargestellt ist.

Danach kann für Steinsalz eine untere Schädigungsgrenze definiert werden, oberhalb der mit Ultraschallmessverfahren erstmalig mechanische Schädigung nachgewiesen wird, noch bevor es zu einer Volumenänderung kommt. Erst bei höheren Spannungsbedingungen aber noch deutlich unter der Festigkeitsgrenze tritt eine makroskopisch messbare Volumenzunahme auf, die im Verformungsexperiment durch ein vorhergehendes eindeutiges Minimum (Wechsel von Kompaktion zu Dilatanz) belegt ist. In Abb. 3-52 ist beispielhaft die von SALZER et al. (2002) definierte Dilatanzgrenze dargestellt.

Die realisierten Belastungsbedingungen der Kriechversuche überdecken, jeweils einander überlappend, den Bereich unterhalb der Schädigungsgrenze und bis in den Bereich der von SALZER et al. (2002) formulierten Dilatanzgrenze (vgl. Abb. 3-52). In der Abbildung sind die Belastungsbedingungen aller durchgeführten Untersuchungen zur Bestimmung eines Porendruckes probenspezifisch markiert. Es liegen Ergebnisse aus 10 Langzeittests vor.

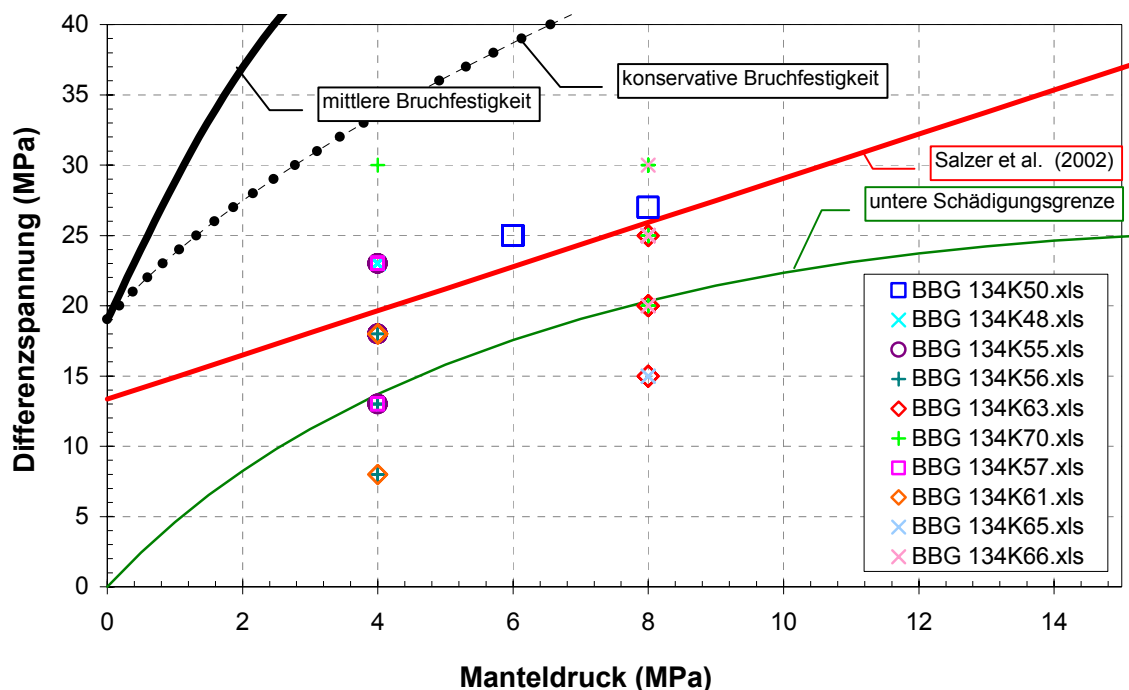


Abb. 3-52. Spannungsbedingungen der durchgeführten Kriechversuche mit Porendruckapplikation mit Darstellung der Schädigungsgrenze („alte“ Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH, 1998) und der makroskopischen Dilatanzgrenze nach SALZER et al. (2002) sowie den Festigkeitsgrenzen für Steinsalz nach BGR-Untersuchungen.

Die Kriechversuche mit Applikation eines Gasporendruckes bei dreiaxialer Kompression ($\sigma_1 > \sigma_3$) werden an axial durchbohrten Prüfkörpern mit einem Durchmesser von ca. 40 mm und einer Höhe von ca. 80 mm in hydraulisch belasteten Druckzellen durchgeführt, wobei max. ein Druckbereich bis 30 MPa realisiert werden kann (Abb. 3-53). Über eine Zentralboh-

rung im Stempel, die randlich zur Probe hin durch O-Ringe abgedichtet ist, kann die Probe phasenweise mit einem Gasdruck beaufschlagt werden.

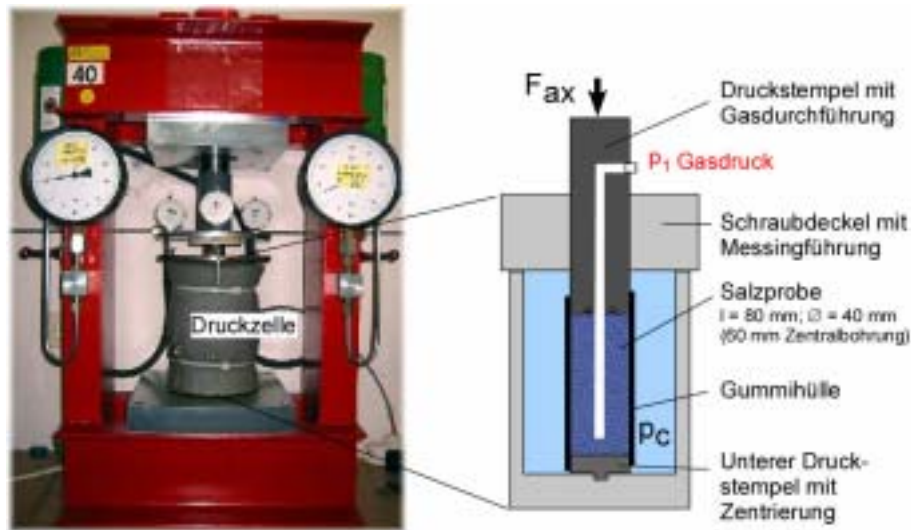


Abb. 3-53. Messanordnung zur Durchführung von triaxialen Kriechversuchen unter gleichzeitiger Po-
rendruckapplikation.

Während der Kriechversuche werden die Messwerte für Verformung, Druck und Temperatur im Abstand von zuerst im Minutenabstand, dann stündlich und ab dem 2. Versuchstag täglich abgelesen und tabellarisch protokolliert. Für die Erfassung der Verformungsmesswerte werden drei zwischen den Druckplatten um je 120° versetzt angebrachte Messuhren abgelesen. Bei einer Ablesegenauigkeit von 0,002 mm wird die Verformung des Prüfkörpers als Mittelwert gebildet. Während des Versuches erfolgt die verformungsabhängige Korrektur der vertikalen Belastung, welche die Spannungsabnahme infolge der Prüfkörperquerdehnung kompensiert.

Das Versuchsregime der Mehrstufenversuche umfasst prinzipiell bis zu 3 Abschnitte mit jeweils mehreren Kriechphasen:

- (1) Initiale Belastung mit wechselweiser Applikation eines Gasdruckes bei verschiedenen Belastungsstufen mit zunehmendem Deviator: Ausgehend vom Erreichen eines stationären Kriechgleichwichts nach Aufgabe der Belastung wird jeweils ein Gasdruck in Höhe von 0,5 – 0,8 des Manteldruckes appliziert (z.B. $\sigma_{\min} = 4 \text{ MPa}$ und $p_p = 30 \text{ bar}$ $\Rightarrow \sigma_{\min} / p_p = 0,75$).

Optional schließt sich eine 2. bzw. 3. Kriechphase mit erhöhtem Deviator an, abhängig von der erreichten Vorschädigung bzw. dem beobachteten Gasdruckeffekt. Die jeweils realisierten Belastungsbedingungen der durchgeführten Kriechversuche sind in Abb. 3-52 dargestellt, wobei je Versuch bis zu 3 Einzelpunkte den Spannungspfad darstellen.

- (2) Befeuchtung und Applikation eines Laugendruckes: Nach Absenken des Gasdruckes wird die Probe evakuiert und anschließend lässt man gesättigte NaCl-Lösung einströmen: In der daran anschließenden Kriechphase findet in der Regel eine Beschleunigung statt, die als Feuchtekriechen charakterisiert wird.

Im nächsten Untersuchungsschritt wird der Laugendruck appliziert (z.B. auf 75% des Manteldruckes), indem die lösungsgefüllte Innenbohrung mit einem Gasdruck beaufschlagt wird. Als Systemantwort wird die Änderung der Kriecheigenschaften unter Laugendruckeinwirkung beobachtet.

- (3) Überprüfung der Wirksamkeit des Effektivdruckes: Nach Reduzierung des Fluiddruckes wird der Manteldruck unter Beibehaltung der Differenzspannung auf den mut-

maßlichen Effektivwert für $\alpha = 1$ abgesenkt (z.B. initiale Druckstufe $\sigma_3 = 8$ MPa mit $p_{fl} = 60$ bar $\Rightarrow$ Simulation Effektivdruck bei $\sigma_3 = 2$ MPa). Bleibt die Kriechrate konstant bedeutet dies, dass $\alpha = 1$ ist. Nimmt die Kriechrate zu, ist $\alpha < 0$ und kann aus der Relation der Kriechraten abgeschätzt werden.

Eine detaillierte Zusammenstellung der verschiedenen Versuchsphasen der im aktuellen Berichtszeitraum abgeschlossenen 6 Langzeittests (2. Versuchsserie) mit Auswertung der Versuchsergebnisse wird in Tab. 3-12 gegeben¹⁶.

Die verschiedenen zur Bewertung des Porendruckeinflusses relevant Phasen sind beispielhaft für den Versuch 134K48 in Abb. 3-55 und für den Versuch 134K50 in Abb. 3-56 dargestellt.

Der Verlauf der Kriechkurven nach der initialen Probenbelastung bzw. einer Spannungserhöhung entspricht dem bekannten Bild mit einer sehr hohen Verformungsrate unmittelbar nach der Lasterhöhung, die über einen Übergangsbereich („transientes Kriechen“) in eine quasi zeitproportionale Verformung („stationäres Kriechen“) übergeht. Die Spannungsabhängigkeit folgt erwartungsgemäß einem NORTON-Ansatz entsprechend dem Kriechansatz nach BGRa mit einem Spannungsexponenten von $n \approx 5$.

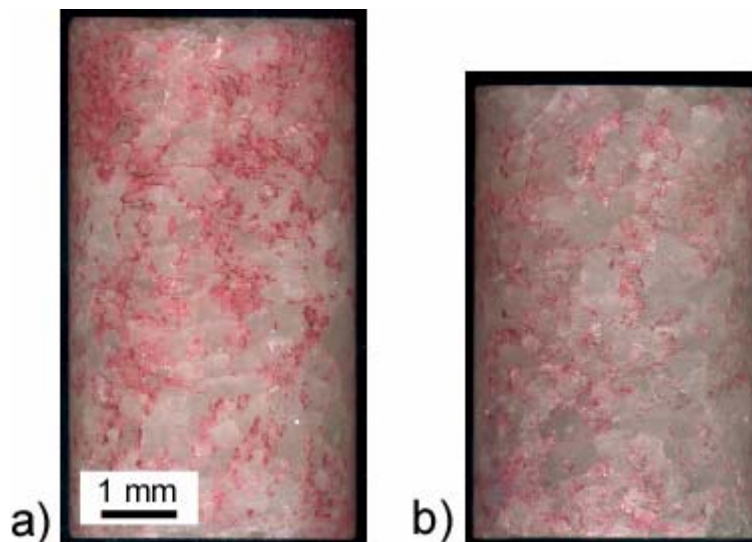


Abb. 3-54. Mikrorissgefüge in aufgelockerten Steinsalzproben nach mehrstufigem Kriechversuch. Zur Visualisierung der Schädigung sind die Rissstrukturen mit einem Farbstoff eingefärbt. a) K65: $\sigma_3 = 8$ MPa; $\sigma_{Diff} = 23 / 33$ MPa; $\varepsilon_1 = 7,1\%$, $\Delta\Phi = 0,9 \pm 0,2\%$. b) K66: $\sigma_3 = 8$ MPa; $\sigma_{Diff} = 28 / 38 / 33$ MPa; $\varepsilon_1 = 14,52\%$, $\Delta\Phi = 2,55 \pm 0,2$.

¹⁶ Hinweis: für die detaillierte Darstellung der Belastungsbedingungen und Ergebnisse der ersten Serie (K57, K61, K65 und K66) s. 5. Zw.-Ber., Tab. 3-4.

Tab. 3-12. Belastungsbedingungen und stationäre Kriechraten, sowie der jeweils daraus berechnete Beschleunigungsfaktor der untersuchten Proben (Die Referenz für die Berechnung des resultierenden Beschleunigungsfaktors wird durch einen Richtungspfeil angezeigt).

BBG 134K50.xls	Belastungsbedingungen				Kriechphase		Kriechphase		stationäre Kriechrate (1/d)	Faktor	Bemerkung
	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)	σ_{diff} (MPa)	p_p (bar)	Beginn (d)	Ende (d)	Beginn (%)	Ende (%)			
1. Kriechphase	35	8	27	0	0	83,1	0	3,57	1,53E-04		Ref. für Kriechbeschl.
Gasdruckaufgabe	35	8	27	30	83,1	101,9	3,21	3,79	1,16E-04	0,8 ↓	Abnahme Kriechrate trotz p_{Gas}
2. Kriechphase	31	6	25	0	102	139	3,79	3,84	1,40E-05		Ref. für Kriechbeschl.
Gasdruckaufgabe	31	6	25	50	139	164	3,79	3,95	4,53E-05	3,2 ↓	Kriechbeschleunigung
Laugenzugabe: 1,9 ml	31	6	25	0	164		3,95				Befeuchtung
Feucht, ohne Porendruck (1)	31	6	25	0	164	194	3,95	4,14	5,98E-05	4,3 ↓	Kriechbeschleunigung
Feucht, mit Porendruck (2)	31	6	25	50	194	198	4,14	4,23	2,17E-04	3,6 ↓	Kriechbeschleunigung ($p_{Lösung}$)
Feucht, mit Porendruck (3)	31	6	25	50	213	222	5,54	7,37	1,99E-03	33,3 ↓	Kriechbeschleunigung ($p_{Lösung}$)
Feucht, mit Porendruck (4)	31	6	25	20	222	231	7,37	8,10	8,13E-04	13,6 ↓	Abnahme Kriechrate ($p_{Lösung} = \text{red.}$)

BBG 134K48.xls	Belastungsbedingungen				Kriechphase		Kriechphase		stationäre Kriechrate (1/d)	Faktor	Bemerkung
	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)	σ_{diff} (MPa)	p_p (bar)	Beginn (d)	Ende (d)	Beginn (%)	Ende (%)			
1. Kriechphase	27	4	23	0	0	83,1	0	3,21	1,29E-04		Ref. für Kriechbeschl.
Gasdruckaufgabe	27	4	23	30	83,1	101,9	3,21	4,05	4,50E-04	3,5 ↓	Kriechbeschleunigung
2. Kriechphase	27	4	23	0	102	140,1	4,05	4,47	7,80E-05		Ref. für Kriechbeschl.
Laugenzugabe: 1,8 ml	27	4	23	0	140,2		4,59				Befeuchtung
Feucht, ohne Porendruck (1)	27	4	23	0	142,9	157,9	4,85	5,73	5,80E-04	7,4 ↓	Kriechbeschl. (p_{Gas})
Feucht, ohne Porendruck (2)	27	4	23	0	175,9	194	6,49	6,99	2,71E-04	3,5 ↓	Ref. für Kriechbeschl. (feucht)
Feucht, mit Porendruck (1)	27	4	23	30	194	207	6,99	9,36	1,82E-03	6,7 ↓	Kriechbeschleunigung ($p_{Lösung}$)
Feucht, mit Porendruck (2)	27	4	23	10	207,9	222	9,45	10,49	7,53E-04	2,8 ↓	Abnahme Kriechrate ($p_{Lösung} = \text{red.}$)
Feucht, ohne Porendruck (3)	27	4	23	0	222	241,9	10,49	11,52	5,20E-04	1,9 ↓	Abnahme Kriechrate ($p_{Lösung} = 0$)

BBG 134K55.xls	Belastungsbedingungen				Kriechphase		Kriechphase		stationäre Kriechrate (1/d)	Faktor	Bemerkung
	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)	σ_{diff} (MPa)	p_p (bar)	Beginn (d)	Ende (d)	Beginn (%)	Ende (%)			
1. Laststufe	17	4	13	0	0	39,9	0	0,59	1,54E-05		Ref. für Kriechbeschl.
1. Gasdruckaufgabe	17	4	13	20	40	54,9	0,59	0,61	1,02E-05	0,7 ↓	Abnahme Kriechrate trotz p_{Gas}
2. Laststufe	22	4	18	0	55	81,9	0,73	1,46	1,12E-05		Ref. für Kriechbeschl.
2. Gasdruckaufgabe	22	4	18	20	82	95,9	1,46	1,59	8,69E-05	7,8 ↓	Kriechbeschl. (p_{Gas})
2. Laststufe	22	4	18	0	96	104,9	1,59	1,66	7,74E-05		noch transient - Rückkriechen
3. Laststufe	27	4	23	0	105	130,9	1,78	3,96	3,79E-04		Ref. für Kriechbeschl.
3. Gasdruckaufgabe	27	4	23	20	131	145,9	3,96	4,47	3,51E-04	0,9 ↓	Abnahme Kriechrate trotz p_{Gas}
Applikation-Effektivdruck	25	2	23	0	146	173,9	4,47	4,99	1,92E-04	1,8 ↓	Simulation Effektivdruck

BBG 134K56.xls	Belastungsbedingungen				Kriechphase		Kriechphase		stationäre Kriechrate (1/d)	Faktor	Bemerkung
	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)	σ_{diff} (MPa)	p_p (bar)	Beginn (d)	Ende (d)	Beginn (%)	Ende (%)			
1. Laststufe	12	4	8	0	0	39,9	0	0,06	9,11E-07		Ref. für Kriechbeschl.
1. Gasdruckaufgabe	12	4	8	20	40	54,9	0,06	0,06	4,34E-07	0,5 ↓	Abnahme Kriechrate trotz p_{Gas}
2. Laststufe	17	4	13	0	55	81,9	0,12	0,28	1,09E-05		Übergangskriechen
2. Gasdruckaufgabe	17	4	13	20	82	95,9	0,282	0,29	8,65E-05	1,4 ↑	Kriechbeschl. (p_{Gas})
2. Laststufe	17	4	13	0	96	104,9	0,294	0,30	6,08E-05		Referenz
3. Laststufe	22	4	18	0	105	130,9	0,455	1,01	7,75E-05		Übergangskriechen
3. Gasdruckaufgabe	22	4	18	20	131	145,9	1,005	1,17	7,87E-05	1,0 ↓	kein Effekt trotz p_{Gas}
Applikation-Effektivdruck	20	2	18	0	146	173,9	1,17	1,40	9,04E-05	1,2 ↓	Simulation Effektivdruck

BBG 134K63.xls	Belastungsbedingungen				Kriechphase		Kriechphase		stationäre Kriechrate (1/d)	Faktor	Bemerkung
	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)	σ_{diff} (MPa)	p_p (bar)	Beginn (d)	Ende (d)	Beginn (%)	Ende (%)			
1. Laststufe	23	8	15	0	0	39,9	0	0,06	1,08E-05		Ref. für Kriechbeschl.
1. Gasdruckaufgabe	23	8	15	40	40	54,9	0,06	0,06	5,17E-06	0,5 ↓	Abnahme Kriechrate trotz p_{Gas}
2. Laststufe	28	8	20	0	55	81,9	0,12	0,28	7,79E-05		Referenz 1 - nicht stationär?
2. Gasdruckaufgabe	28	8	20	40	82	95,9	0,282	0,29	8,49E-05	1,1 ↑	Kriechbeschl. (p_{Gas})
2. Laststufe	28	8	20	0	96	104,9	0,294	0,30	6,34E-05	1,3 ↓	Referenz 2
3. Laststufe	33	8	25	0	105	130,9	0,455	1,01	3,30E-04		Übergangskriechen
3. Gasdruckaufgabe	33	8	25	40	131	145,9	1,005	1,17	2,74E-04	0,8 ↓	kein Effekt trotz p_{Gas}
Applikation-Effektivdruck	29	4	25	0	146	173,9	1,17	1,40	3,30E-04	1,0 ↓	Simulation Effektivdruck

BBG 134K70.xls	Belastungsbedingungen				Kriechphase		Kriechphase		stationäre Kriechrate (1/d)	Faktor	Bemerkung
	σ_1 (MPa)	σ_3 (MPa)	σ_{diff} (MPa)	p_p (bar)	Beginn (d)	Ende (d)	Beginn (%)	Ende (%)			
1. Laststufe	28	8	20	0	0	39,9	0	1,60	9,31E-05		Ref. für Kriechbeschl.
1. Gasdruckaufgabe	28	8	20	40	40	54,9	1,6	1,70	7,13E-06	0,1 ↓	Abnahme Kriechrate trotz p_{Gas}
2. Laststufe	33	8	25	0	55	81,9	1,804	4,01	3,96E-04		Referenz 1 - nicht stationär?
2. Gasdruckaufgabe	33	8	25	40	82	95,9	4,01	4,43	3,06E-04	0,8 ↓	Kriechbeschl. (p_{Gas})
2. Laststufe	33	8	25	0	96	105	4,43	4,89	2,73E-04	1,1 ↑	Referenz 2
3. Laststufe	38	8	30	0	105	130,9	4,94	8,75	7,58E-04		Referenz
3. Gasdruckaufgabe	38	8	30	40	131	145,9	8,75	9,8	7,27E-04	1,0 ↓	kein Effekt trotz p_{Gas}
Applikation-Effektivdruck	34	4	30	0	146	173,9	9,8	11,95	6,05E-04	1,3 ↓	Simulation Effektivdruck

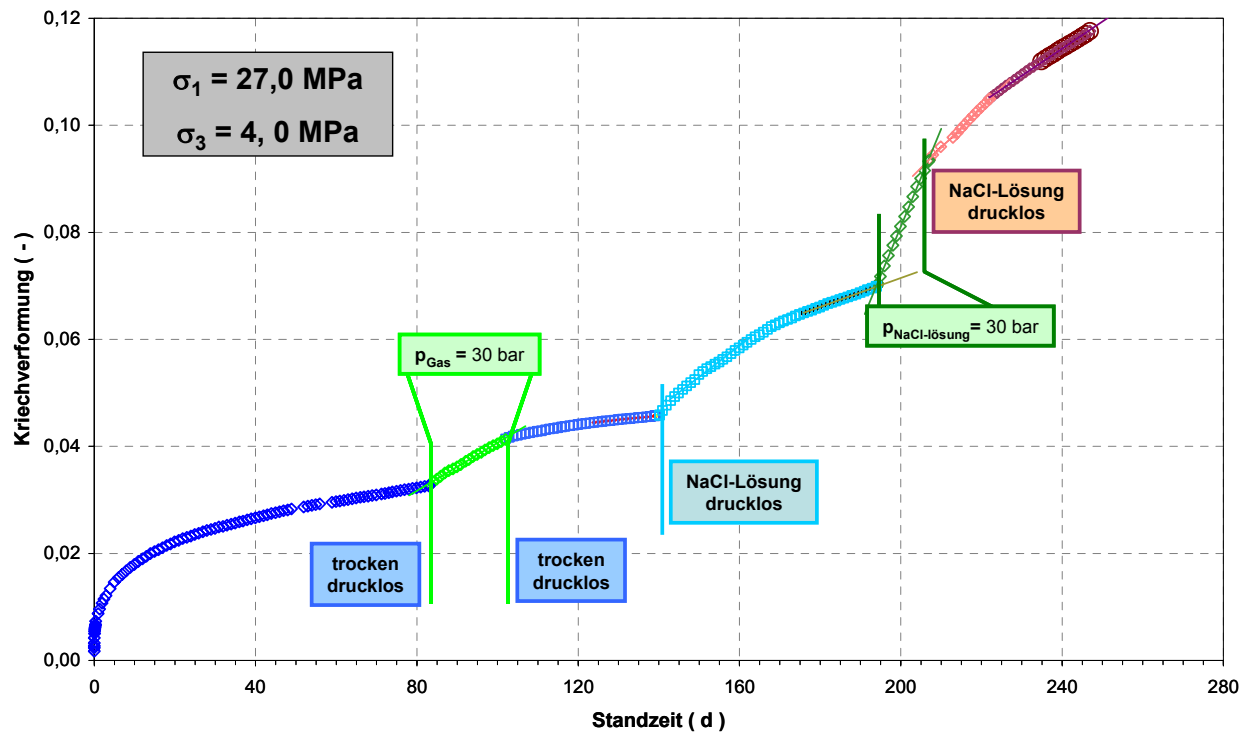


Abb. 3-55. Mehrstufiger Kriechversuch Leinsteinsalz (Na3) mit phasenweiser Applikation eines Gasdruckes bzw. Salzlösung ($\sigma_3 = 4 \text{ MPa}$, $p_1 = 30 \text{ bar}$ – Belastungsbedingungen der verschiedenen Belastungsphasen s. Diagramm): Probe BBG 134K48: Verformungs-Zeitdiagramm (für die resultierenden Kriechraten je Versuchsstufe s. Tab. 3-12).

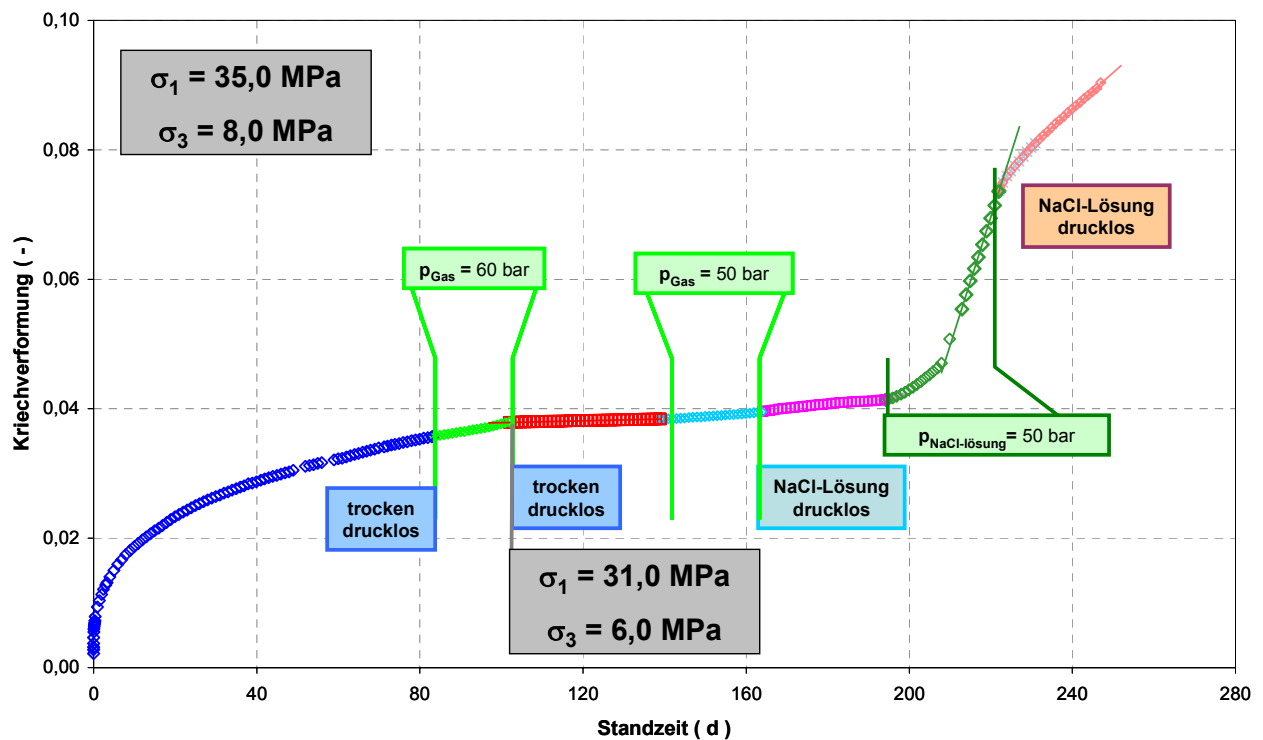


Abb. 3-56. Mehrstufiger Kriechversuch Leinsteinsalz (Na3) mit phasenweiser Applikation eines Gasdruckes bzw. Salzlösung ($\sigma_3 = 8$ bzw. 6 MPa , $p_1 = 60 \text{ bar}$ – Belastungsbedingungen der verschiedenen Belastungsphasen s. Diagramm): Probe BBG 134K50: Verformungs-Zeitdiagramm (für die resultierenden Kriechraten bzw. Beschleunigungsfaktoren je Versuchsstufe s. Tab. 3-12).

Der Effekt einer Gasdruckaufgabe ist unterschiedlich. In Versuch 134K48 (Abb. 3-55) mit $\sigma_{\min} = 4$ MPa und $p_{\text{Gas}} = 30$ bar kommt es zu einer deutliche Kriechbeschleunigung (Faktor 3,5), wobei dieser Druckeffekt nach Übergangskriechen reversibel ist, d.h., sich die gleiche stationäre Kriechrate wie vor der Druckbeaufschlagung einstellt.

Im Gegensatz dazu tritt im Referenzversuch 134K50 (Abb. 3-56) mit $\sigma_{\min} = 8$ MPa und $p_{\text{Gas}} = 60$ bar keine Änderung der Kriechrate auf. Erst in der 2. Laststufe, nach Absenkung von $\sigma_{\min}$ auf 6 MPa, kommt es dort mit $p_{\text{Gas}} = 50$ bar zu einer vergleichbaren Kriechbeschleunigung (Faktor 3,2).

Eine Befeuchtung mit einigen Kubikzentimetern gesättigte NaCl-Lsg., die drucklos in die Innenbohrung der Probe eingebracht wurde, führt in beiden Kriechversuchen zu einer signifikanten Kriechbeschleunigung, wobei dieser Effekt bei Probe 134/K48 (Faktor 7,4) gegenüber der Probe 134/K50 (Faktor 4,3) deutlich größer war.

Die volumetrische Vermessung der Proben nach dem Ausbau ergab im Mittel, dass die bei 4 MPa Manteldruck verformten Proben gegenüber den Proben mit 8 MPa bei ähnlichen Verformungsbeträgen eine größere Volumenzunahme bzw. Porosität aufwiesen. Bei gleicher minimaler Hauptspannung hängt die Schädigung vom Spannungsdeviator bzw. von der daraus resultierenden Axialformung ab, wie der Vergleich der K66 und K65 zeigt (vgl. Abb. 3-54).

3.7.3. Einfluss von $\sigma_{\min}$ auf das Kriechverhalten

Zur Vervollständigung der Datenbasis zur Bewertung des möglichen Effekts einer Kriechbeschleunigung infolge der Reduzierung der minimalen Einspannung ($\sigma_{\min}$, z.B. durch einen Porendruck), wurden zwei Kriechversuche durchgeführt, bei denen ausgehend von 10 MPa Manteldruck und jeweils konstant gehaltener Spannungsdifferenz der Manteldruck stufenweise abgesenkt wird. Die Belastungsbedingungen liegen für beide Versuche, wie in Abb. 3-59a dargestellt, in allen Versuchsphasen im Bereich oberhalb der Schädigungsgrenze bzw. ab $\sigma_{\min} = 5$ MPa auch oberhalb der Dilatanzgrenze.

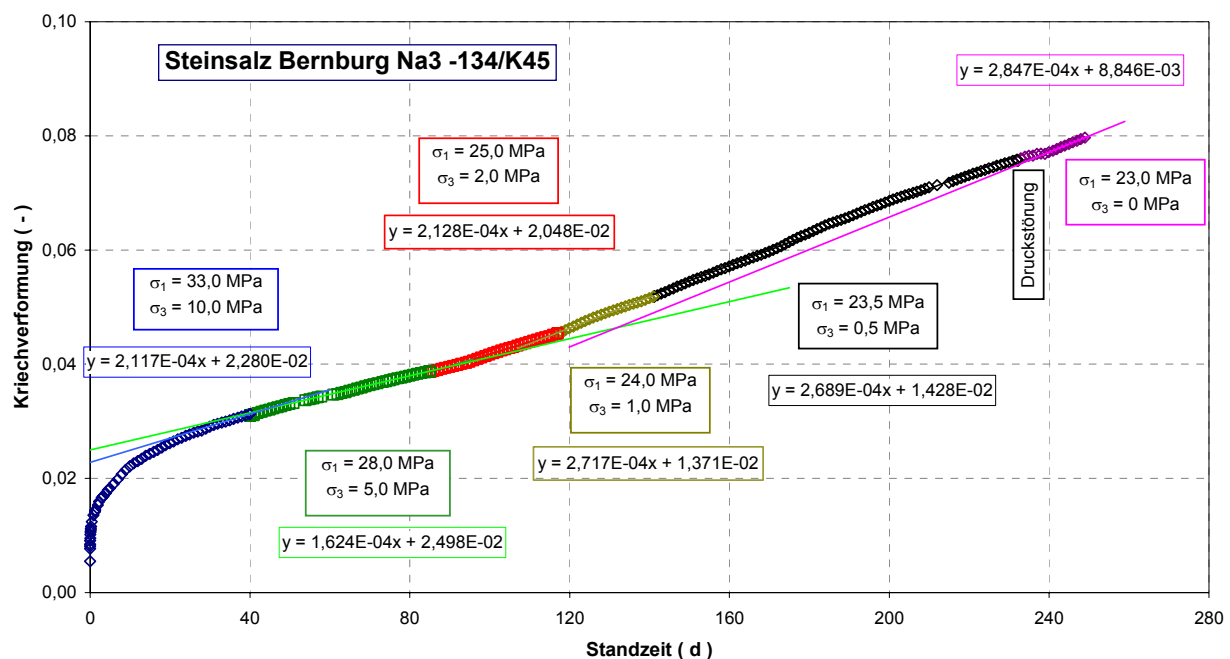


Abb. 3-57. Mehrstufiger Kriechversuch BBG 134/45 (Leinsteinsalz - Na3) zur Abhängigkeit der stationären Kriechrate von $\sigma_{\min}$ bzw. σ_3 : 10; 5; 2; 1; 0,5 und 0 MPa.

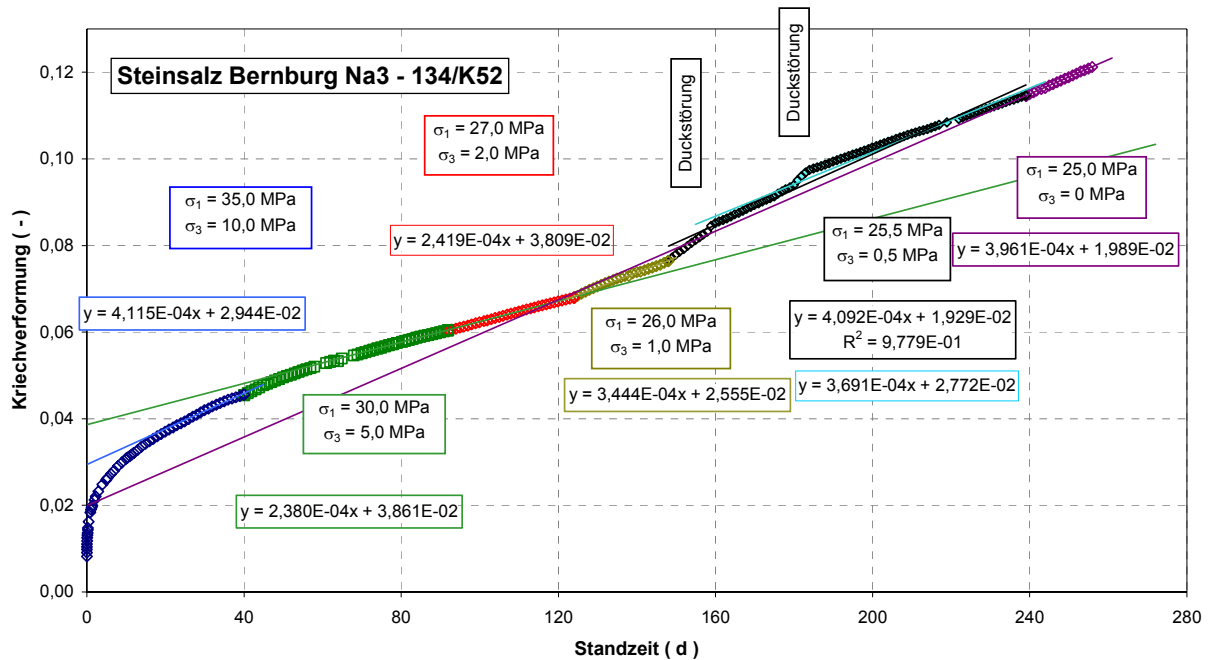


Abb. 3-58. Mehrstufiger Kriechversuch BBG 134/52 (Leinsteinsalz - Na3) zur Abhängigkeit der stationären Kriechrate von $\sigma_{\min}$ bzw. σ_3 : 10; 5; 2; 1; 0,5 und 0 MPa. (Hinweis: infolge von Temperatureffekten kam es zu Störungen beim Manteldruck, die zu einem Versatz in den Kriechkurven führten).

Bei dem verwendeten Probenmaterial handelt es sich um Leinsteinsalz aus Bernburg, das bereits mehrere Jahre in einer Klimakammer gelagert wurde und somit sehr trocken ist. Die Laufzeiten der Versuche betrugen jeweils rund 250 Tage und sind als Verformungs / Zeitkurven in Abb. 3-57 und Abb. 3-58 jeweils dokumentiert.

Nach der Lastaufgabe zeigt sich in den ersten beiden Belastungsstufen noch Übergangskriechen mit abnehmenden Kriechraten, wobei auch eine Gasdruckbeaufschlagung nicht zu einer Zunahme der Kriechrate führte. Deshalb wurde als Referenz zur Bewertung der möglichen Kriechbeschleunigung jeweils die erste stationäre Phase in der zweiten Belastungsstufe bei $\sigma_{\min} = 5$ MPa benutzt. Ausgehend von dieser Belastungsstufe setzt mit weiterer Reduzierung von $\sigma_{\min}$ eine deutliche Kriechbeschleunigung ein, wobei aber beim Endwert von $\sigma_{\min} = 0$ MPa der Beschleunigungsfaktor maximal in der Größenordnung von 2 liegt (vgl. Abb. 3-59b). Bei den übrigen Kriechversuchen, mit Simulation der Effektivspannungsbedingungen wurde maximal ein Faktor 1,5 beobachtet (vgl. Tab. 3-12).

Im Ergebnis zeigen auch diese Untersuchungen, dass ein Porendruckeffekt im Salz nur möglich wird, wenn eine Schädigung im Salz vorhanden ist, d.h. die Belastungsbedingungen oberhalb der Dilatanzgrenze liegen. Weiterhin belegen diese Langzeittests, dass der Effekt einer Beeinflussung der Kriechfähigkeit von Steinsalz infolge der Reduktion der wirkenden Minimalspannung, z.B. durch einen inerten Fluidruck, nur in der Größenordnung eines Faktor 2x liegen wird und somit gering ist.

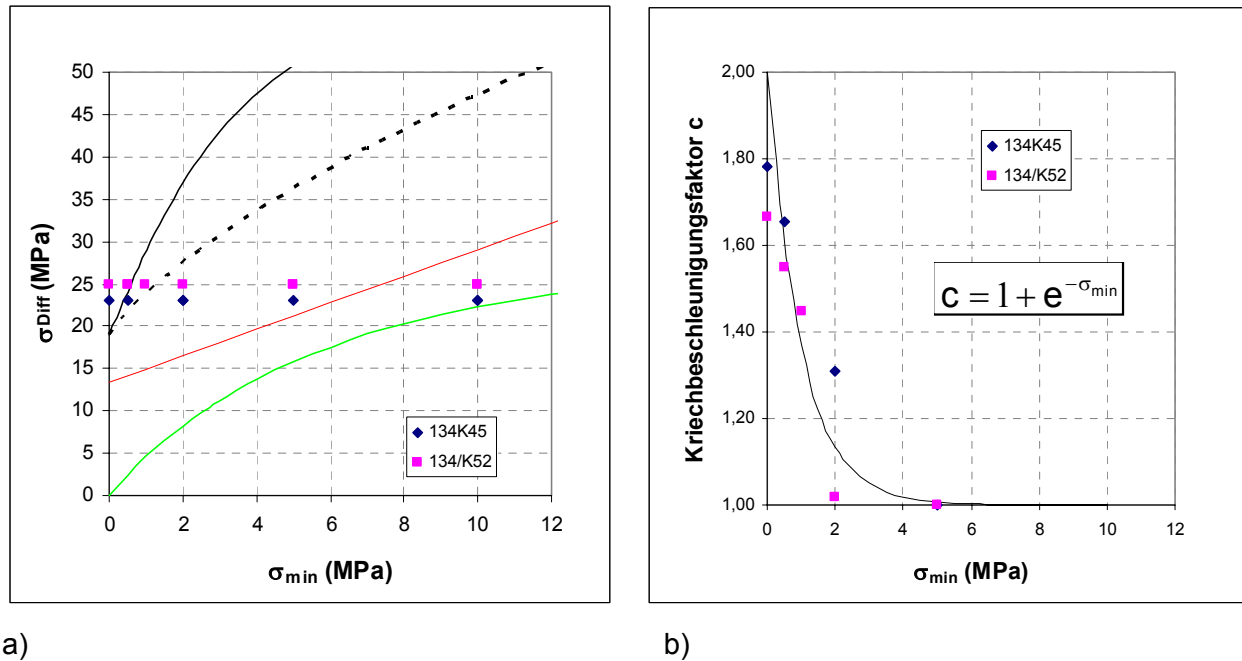


Abb. 3-59. Kriechversuch mit Absenkung von $\sigma_{\min}$ unter konstantem σ_{Diff} . (a) Belastungsregime für die Kriechversuche in Relation zur Schädigungs-, Dilatanz- bzw. Festigkeitsgrenze. (b) Beschleunigungsfaktor c in Abhängigkeit von $\sigma_{\min}$. Analog zu Abb. 3-52 sind die Schädigungsgrenze („alte“ Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH, 1998) und die makroskopische Dilatanzgrenze nach SALZER et al. (2002) sowie den Festigkeitsgrenzen für Steinsalz nach BGR-Untersuchungen dargestellt.

3.7.4. Bewertung möglicher Porendruckeffekte auf die mechanisch-hydraulischen Eigenschaften von Steinsalz

Die Untersuchungen zur Quantifizierung möglicher Porendruckeffekte konzentrieren sich entsprechend der Aufgabenstellung auf das Langzeitverformungsverhalten, d.h. das Kriechverhalten von Steinsalz im Bereich der Schädigungs- bzw. Dilatanzgrenze. Hierzu liegen Ergebnisse aus

- 10 Langzeitkriechversuchen (Laufzeit bis zu 260 Tagen), die ein relevantes Belastungsspektrum im Bereich der Dilatanzgrenze und oberhalb davon abdecken (vgl. Ergebnisse Kap. 3.7.2), sowie
- 6 Kurzzeittests in der servohydraulischen Verformungsapparatur, bei denen vor der Applikation des Porendruckes eine definierte Schädigung von ca. 1 Vol-% initiiert wurde (vgl. Ergebnisse Kap. 3.7.2).

Mittels dieser Mehrstufentests lässt sich über den Vergleich der Effekte von Kriechphasen ohne und mit Porendruck (Gas oder Salzlösung) sowie unter Einwirkung der mutmaßlichen Effektivdruckbedingungen bei voller Porendruckwirksamkeit ($\alpha = 1$) die mögliche Wirkung eines Porendruckes für verschiedene Fluide aufzeigen.

Hierfür sind in Abb. 3-60 Messwerte zu experimentell beobachteten Kriechbeschleunigungseffekten von drei Proben zusammengefasst, wobei drei Einflussbedingungen unterschieden werden: (1) Gasdruck, (2) feucht und (3) Salzlösungsdruck. Referenz für alle übrigen Kriechphasen mit Fluidapplikation ist die initiale stationäre Kriechrate der trockenen und drucklos kriechenden Gesteinsprobe.

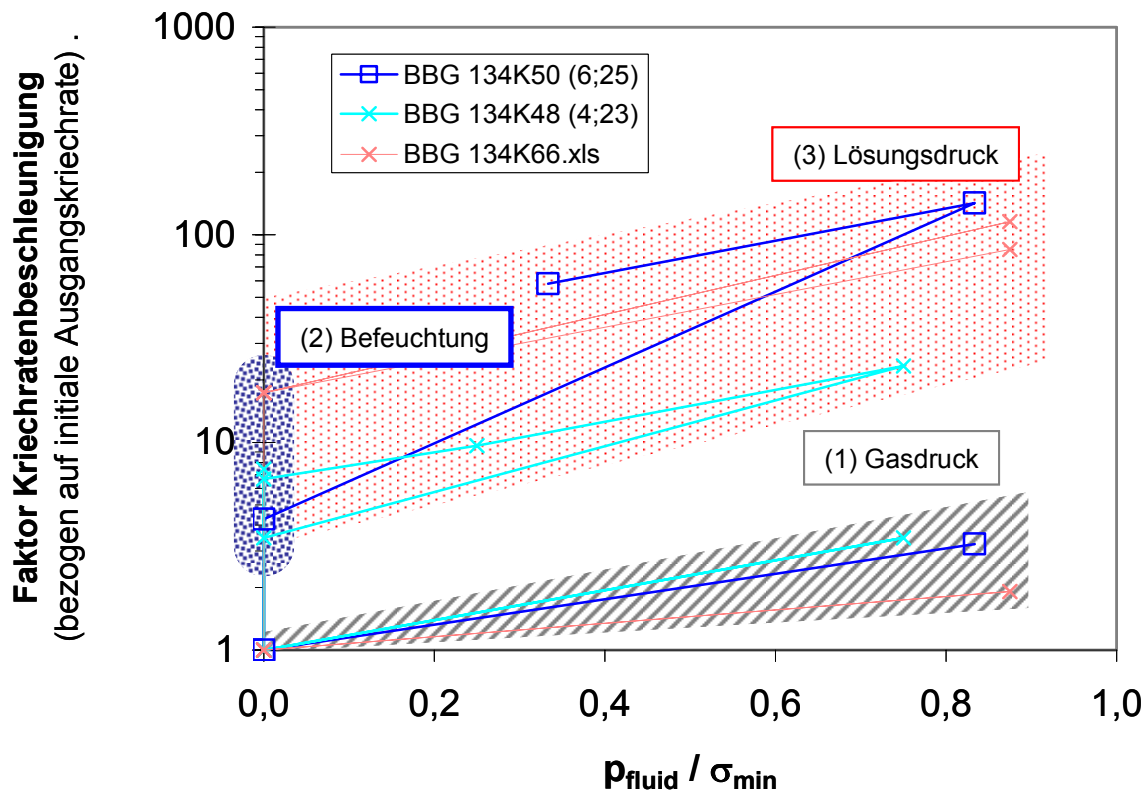


Abb. 3-60. In Mehrstufentests experimentell bestimmter Kriechratenbeschleunigungsfaktor in Relation zu $\sigma_{\min}$ zur Bewertung des Einflusses eines Gasdruckes (1) sowie zum kumulativen Effekt von Befeuchtung (2) und eines Salzlösungsdruckes (3) auf die Kriecheigenschaften einer Steinsalzprobe.

Es wird deutlich, dass sich die Effekte einer Fluiddruckwirkung von Gas- bzw. Salzlösung unterscheiden, wobei die zu bewertenden Phänomene bezüglich ihrer Ursachen sehr komplex sind. Dennoch können für das Langzeitverhalten von Steinsalz folgende Aussagen getroffen werden:

- (1) Ein Gasdruck hat nur geringen Einfluss auf das mechanische Langzeitkriechverhalten.

Dies wird bereits durch den qualitativen Vergleich der entsprechenden Kriechabschnitte in Abb. 3-55 und in Abb. 3-56 deutlich. Als mittlerer Beschleunigungsfaktor für den Gasdruckeinfluss (C_{p-Gas}) wurde in einem Spektrum für $p_{Gas} / \sigma_{\min} = 0,5 - 0,96$ ein Wert von

$$C_{p-Gas} = 2,2 \pm 1,7 \quad \text{nachgewiesen (n_{Anzahl Versuche} = 16).}$$

Bezüglich der Randbedingungen belegt Abb. 3-59 eindeutig, dass Gasdruckeffekte mit einer messbaren Kriechbeschleunigung erst bei höheren deviatorischen Belastungen auftreten, die mit einer Schädigung und somit der Schaffung von Wegsamkeiten verbunden sind, d.h. nachdem das Belastungsregime die Dilatanzgrenze überschritten hat.

Dies wird auch durch Untersuchungen von KANSY gestützt, der umfangreiche Permeabilitätsmessungen an definiert geschädigten Steinsalzproben durchführte, wobei während der Messungen schrittweise der mittlere Porendruck verändert wurde (KANSY & POPP, 2006). Möglich wurde dies durch die gleichzeitige Kontrolle von Vor- und Nachdruck über der axial durchströmten Gesteinsprobe. Im Ergebnis konnte er erstmals für einen größeren Messbereich über den Vergleich der Permeabilitätswerte mit und ohne Porendruck analog zu PEACH (1991) α bestimmen.

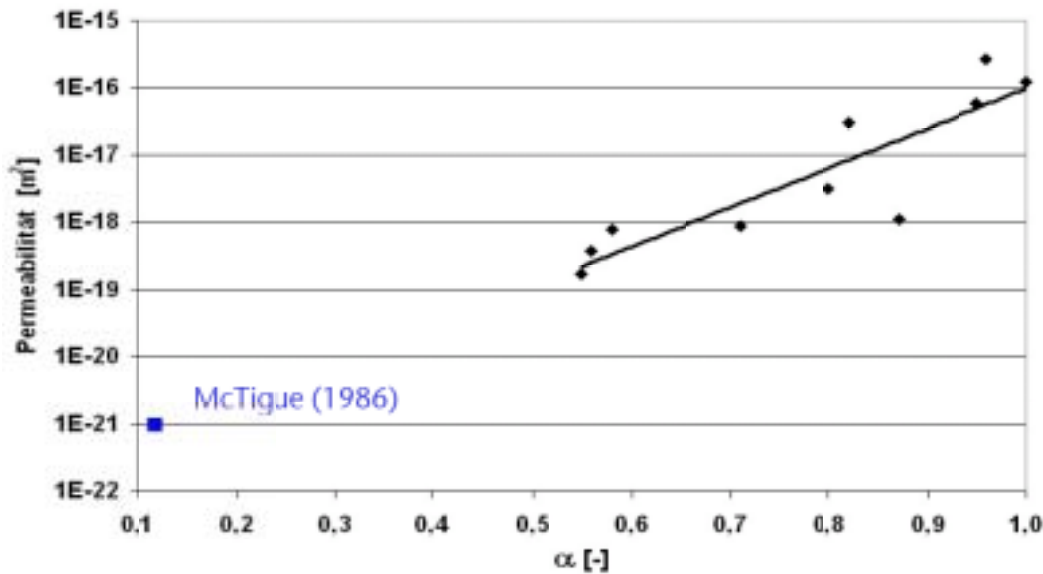


Abb. 3-61. Permeabilität vs. Porendruckwirkfaktor α für Stickstoff in dilatant verformten Steinsalz (aus KANSY & POPP, 2006).

Bemerkenswert und auch physikalisch sinnvoll ist die von KANSY nachgewiesene Abhängigkeit des Porendruckwirkfaktors α von der Permeabilität (Abb. 3-61). D.h., wie vorher diskutiert, hängt die Wirkung des Porendrucks von der eingetragenen Schädigung ab. Bei unverritztem Steinsalz mit $k \ll 10^{-20} \text{ m}^2$ ist α praktisch 0 und nimmt in Abhängigkeit von der erzeugten Dilatanz bzw. Permeabilität bis $k = 10^{-16} \text{ m}^2$ bis auf $\alpha = 1$ zu, so dass ein Gasporendruck voll wirksam wird.

- (2) Mit einer Befeuchtung tritt auch ohne Porendruck eine signifikante Kriechbeschleunigung ein. Als mittlerer Beschleunigungsfaktor für den Feuchteinfluss (C_{Feuchte}) wurde in einem Spektrum von $n_{\text{Anzahl Versuche}} = 7$ ein Wert von

$$C_{\text{Feuchte}} = 8 \pm 7 \quad \text{nachgewiesen.}$$

Diese offenbar in Abhängigkeit vom Manteldruck bzw. vorliegenden Schädigung erfolgende Duktilitätssteigerung korrespondiert in seiner Größenordnung mit dem BGR-Kriechgesetz für Feuchtekriechen (HUNSCH & SCHULZE, 2002). Im Ergebnis von Kriechuntersuchungen für das Bergwerk Asse setzt das IfG für den Feuchteinfluss im Mittelwert einen Beschleunigungsfaktor von 5 an (z.B. BRÜCKNER et al., 2005).

Als physikalisch ursächlicher Prozess des „Feuchtekriechens“ wird angenommen, dass in den durch Dilatanz geschaffenen Wegsamkeiten inhärente Salzlösung und Wasserdampf mobil werden, die Spannungskonzentrationen durch Umlösung abbauen und somit Duktilität steigernd wirken (SCHULZE & POPP, 2002).

- (3) Gas- und salzlösungsdruckinduzierte Effekte unterscheiden sich in ihrer Wirkung erheblich: unter Einwirkung eines Laugendrucks wird abhängig vom Effektivdruck eine mittlere Kriechbeschleunigung bis zu einem Faktor 10 - 20 und mehr nachgewiesen (bezogen auf die feuchte Probe), d.h. deutlich stärker als bei einem Gasdruck (Abb. 3-62).

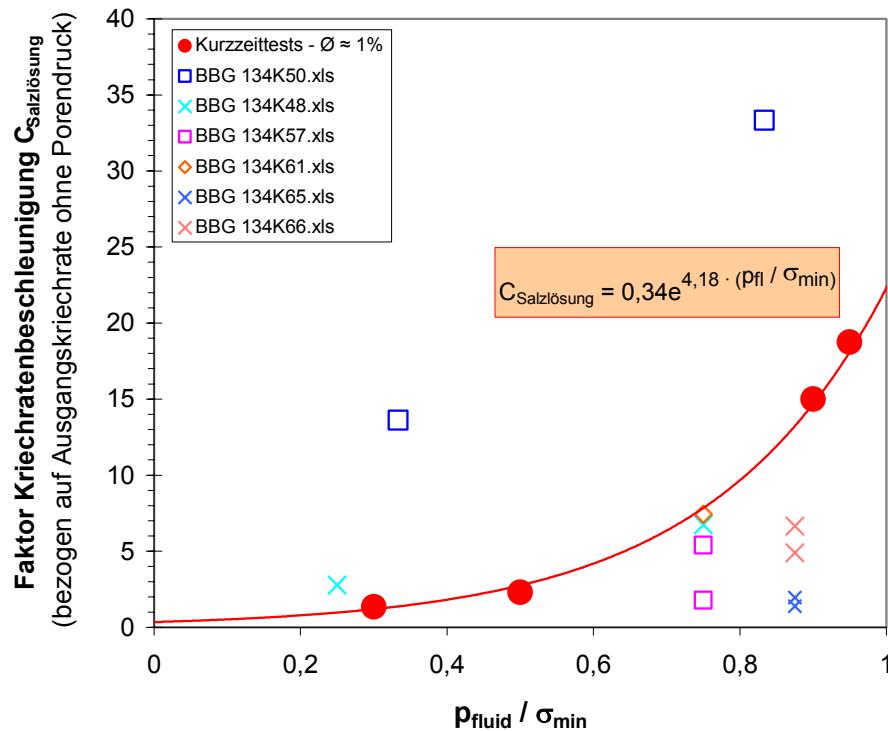


Abb. 3-62. Kriechbeschleunigung einer durchfeuchteten Steinsalzprobe bei zusätzlicher Fluidruckbelastung – normierter Beschleunigungsfaktor vs. Porendruck bezogen auf σ_{min} .

Die physikalischen Mechanismen für die unterschiedlichen Porendruckeffekte von Stickstoff bzw. Salzlösung (gesättigte NaCl-Lsg.) sind bisher nicht geklärt. Da es sich bei N_2 um ein nicht polares und bei Salzlösung um ein polares Fluid handelt, resultiert die Ursache für den um eine Größenordnung höheren Laugendruckeffekt möglicherweise aus einem gekoppelten hydraulisch/mechanisch/chemischen Effekt (HMC) infolge einer druck- und lösungsinduzierten Spannungskorrosion an den mechanisch erzeugten Risspitzen, die bei einem Gasdruck nicht auftreten. Zum Verständnis dieser HMC-Phänomene laufen aktuell experimentelle FuE-Arbeiten (z.B. NF-Pro: Arbeitsgruppe Prof. SPIERS, Utrecht (NL)).

Als Schlussbemerkung ist festzuhalten, dass die zu beobachtenden Unterschiede zwischen der Wirkung von Gas bzw. Salzlösungen für die hier zu bearbeitende Fragestellung nicht relevant sind, zumal ein voll wirksam werdender Gasdruck maximal zu einer Verdoppelung der Kriechraten führt. Unabhängig ist das Verständnis von THMC für die Auflockerungszone, sowohl als potentielle Wegsamkeit im Nahbereich eines Endlagers aber auch als Speicher-raum für Gase von großer Bedeutung. Hierfür sind allerdings weitere Arbeiten erforderlich.

4. In-situ-Test am Standort Bernburg

4.1. Einleitung / Versuchskonzeption

Zur Verifizierung der im Labor bestimmten Gastransportphänomene sowie der dort bestimmten Parameter sind großmaßstäbliche Druckaufbautests in gasdicht komplettierten Bohrlöchern unerlässlich. Die In-situ-Untersuchungen an Steinsalz wurden im Steinsalzbergwerk Bernburg durchgeführt. In dem zur Unternehmensgruppe esco (european salt company GmbH & Co KG) gehörenden Werk, das an der B71, ca. 35 km südlich von Magdeburg gelegen ist, wird in einer mittleren Teufe von 475 m Bergbau auf Steinsalz betrieben.

Das Bergwerksfeld wird großräumig im westlichen Teil von dem etwa N-S-streichenden Staßfurter Sattel und im Süden von dem herzyn streichenden Bernburger Hauptsattel begrenzt. Zwischen den beiden Hauptstrukturen liegt als schmale, SW-NE-streichende und nach SW ansteigende Randsenke die Osmarslebener Mulde (für Details s. SALZER, 1994).

Abb. 4-1 zeigt die verschiedenen Abbaufelder des esco-Steinsalzbergwerkes Bernburg. Die westlich und südwestlich der Kreisstadt Bernburg gelegenen Kali- und Steinsalzabbaufelder der Grube Bernburg-Gröna sind durch Streckenauffahrungen und Abbaue auf einer streichenden Länge von 7 km aufgeschlossen. Die größte Breite beträgt ca. 3 km. Entsprechend den einzelnen Betriebsphasen sind die bergmännischen Auffahrungen im Niveau des Staßfurt-Steinsalzes (Na2), des Kalisalzflözes (K2H/C) und der unteren und mittleren Teile des Leinsteinsalzes (Na3) angelegt worden. Grauer Salzton (T3) und Hauptanhydrit (A3) wurden mehrfach durchörtert.

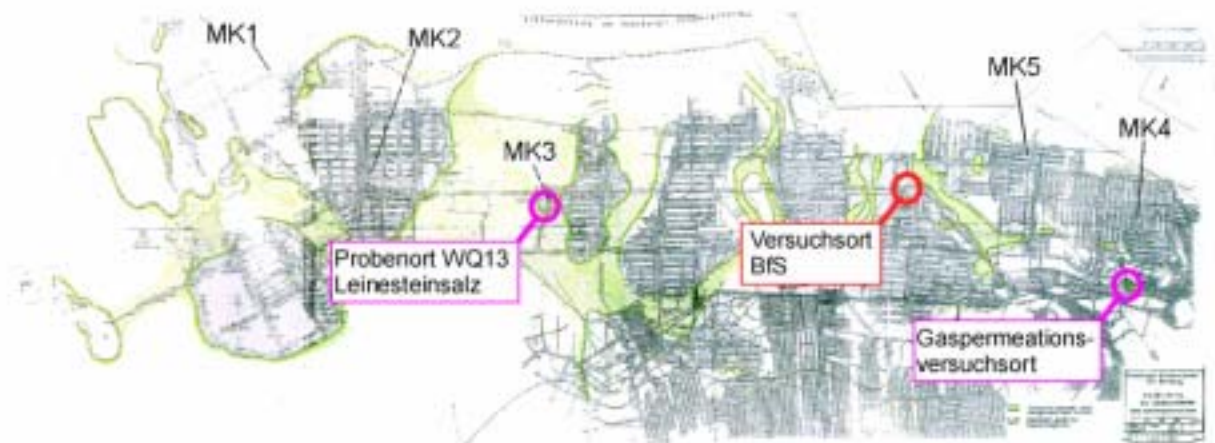


Abb. 4-1. Abbaufelder des esco-Steinsalzbergwerkes Bernburg mit der Lage der Untertageversuchsorte BfS bzw. Gaspermeation sowie dem Probenahmeort WQ13 (verändert nach SALZER, 1994).

Der für das BfS-Vorhaben genutzte Messort liegt im nördlichen Teil des Grubenfeldes der Grube Bernburg-Gröna in einem Leinsteinsalzbereich in einer Teufe von ca. 500 m. Dort ist ein Untertageversuchsort mit einer Bohrröhranordnung von neun Bohrungen, jede mit einer Länge von ca. 25 m, eingerichtet worden, wobei in dem zentralen Bohrröhr Druckaufbautests bis zu einem maximalen Gasdruck von 20 MPa durchgeführt werden können. Ausgehend von der Annahme, dass ein gasdruckinduzierter Riss mit entsprechenden mikroakustischen Signalen (auch Akustische Emission – AE genannt) verbunden sein sollte, ist zum Nachweis einer möglichen Rissbildung im druckbeanspruchten Gebirge ein AE-Messsystem installiert worden, das eine kontinuierliche Erfassung und Rissortung ermöglicht.

Als Referenz zur Bewertung der erzielten Ergebnisse liegen Messungen vom zweiten IfG-Messort in der Grube, dem Versuchsort „Gaspermeation“ vor, die im Rahmen des gemeinsamen Forschungsvorhabens mit der TU-Clausthal (BMBF-Projekt 02C0952, Prof. PUSCH) ebenfalls am Standort Bernburg in einer Teufe von ca. 540 m gewonnen wurden (vgl. Kap.

4.3). Als wesentlicher Unterschied handelt es sich dort gegenüber der Situation am BfS-Versuchsort um Staßfurt-Steinsalz (Na₂), das dort im stratigraphischen Niveau der Anhydritregion aufgeschlossen ist.

Die Darstellung der Ergebnisse umfasst die Installation sowie den Betrieb des BfS-Untertagemessortes mit Druckaufbautests und mikroakustischer Dauerüberwachung sowie die Auswertung von Drucktests, die in Zusammenarbeit mit der TU Clausthal am Versuchsort Gaspermeation durchgeführt worden sind. Vorab werden die geologischen und technischen Rahmenbedingungen vorgestellt.

4.1.1. Geologische Rahmenbedingungen und technische Installationen

Die Lage des In-situ-Versuchsortes im Grubenfeld des Salzbergwerkes Bernburg ist in der Abb. 4-1 sowie mit seiner näheren Umgebung im Detail in Abb. 4-2 dargestellt. Das gewählte Messort befindet sich im nördlichen Randbereich des Grubenfeldes der Grube Bernburg-Gröna in einem bergbaulich nahezu unbeeinflussten Leinsteinsalzbereich, etwa 1,5 km nordwestlich vom Schacht Gröna entfernt. Es liegt in einem Niveau von etwa 414 m unter NN, was einer Überdeckung von weniger als 500 m entspricht.

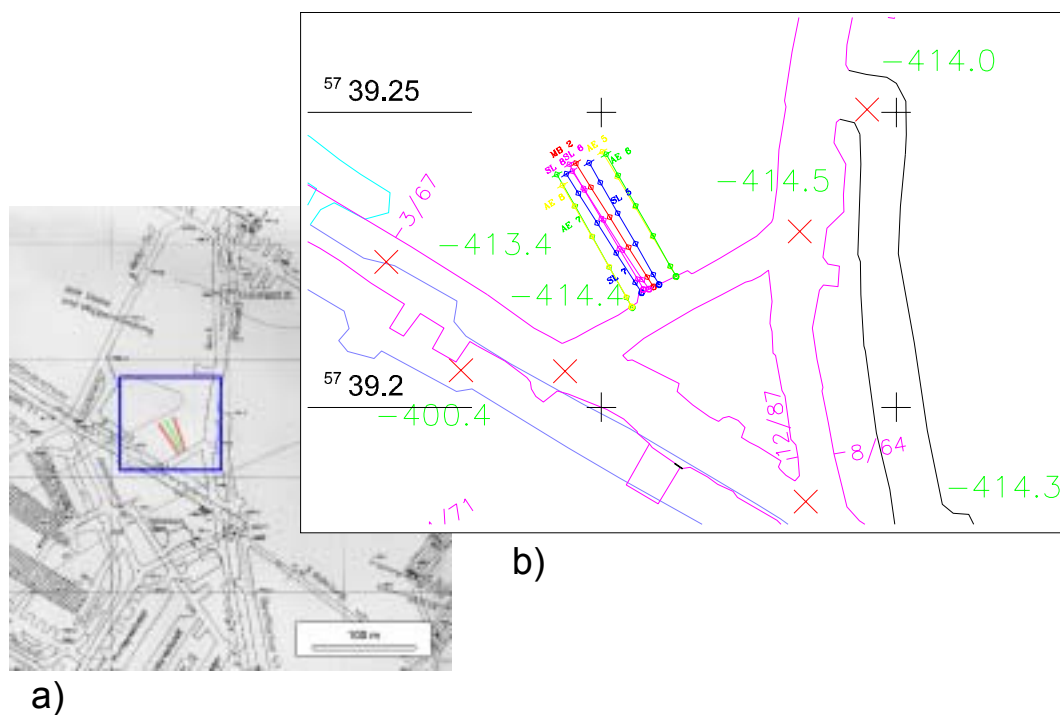


Abb. 4-2. Lage (a) des BfS-Versuchsortes im Grubenfeld Bernburg sowie (b) das erstellte Bohrlocharray (gemäß der Bohrlochvermessung).

Die für die Untersuchungen notwendigen Bohrungen wurden durch die Grubenbelegschaft erstellt. Die insgesamt 9 Bohrungen wurden ausgehend von einer vorhandenen Nische in einen mächtigen weitgehend unbeeinflussten Steinsalzpfilerbereich zwischen dem Querschlag 2 und der Hauptförderstrecke gestoßen. Stratigraphisch liegen sie etwa im Bereich des Sohlenniveaus der Abbaukammern im Bernburger Revier und damit mehr als 15 m über dem im Mittel 40 – 90 m mächtigen Hauptanhydrit (A3 bzw. z3HA) (vgl. Tab. 4-1).

Das anstehende Salz ist als Liniensalz ausgebildet und zeichnet sich am Stoss durch eine nahezu horizontal liegende Bänderung des Steinsalzes aus. Nach dem Kernbefund fallen die Schichten in einem flachen Winkel von ca. 5 – 10° zur Bohrlochachse ein, so dass mit zunehmender Bohrlochteufe unterschiedliche Anhydritlagen sukzessive geschnitten werden.

Tab. 4-1. Lithostratigraphische Gliederung des Leinsteinsalzes im Gebiet Bernburg.

Tonflocken- und Schwadensalz $\text{Na}_3\text{U}+\text{I}$	-	20 - 40 m mächtig
Anhydritmittelzone $\text{Na}_3\eta$	-	20 – 30 m mächtig
Kristallsalzzone $\text{Na}_3\gamma$	-	ca. 35 m mächtig
Linien-salz $\text{Na}_3\beta$	-	10 – 15 m mächtig
Basissalz $\text{Na}_3\alpha$	-	ca. 2 m mächtig

Hauptanhydrit A3		ca. 40 – 90 m mächtig

Tab. 4-2. Bohrlochkenndaten aus dem Messarray am BfS-Versuchsort.

Brl.-Bezeich.	Endteufe [m]	Ø - Neigung [°]	Ø - Richtung [°]	Sondenteufe [m]	Bohrloch- durchmesser [m]	Abstand der Brl.- Endpkt. zu Brl. MB-2 [m]	Abgepackertes Bohrlochvolumen [l]
MB-2	24,78	0,10	327,94	10,65	0,062	/	42,66
AE-5	25,01	-10,00	329,20	/	0,101	7,06	/
AE-6	24,16	8,80	330,10	/	0,101	6,81	/
AE-7	26,28	9,40	330,40	/	0,101	6,07	/
AE-8	24,12	-10,50	330,16	/	0,101	6,45	/
SL-5	23,81	0,30	330,10	10,00	0,042	2,23	19,13
SL-6	23,87	0,60	327,50	10,00	0,042	1,59	19,22
SL-7	23,83	0,70	327,65	10,00	0,042	2,46	19,16
SL-8	24,67	0,50	329,29	10,00	0,042	1,55	20,32

Hinweis: MB – Messbohrloch; AE – Bohrung zur Aufnahme der AE-Sensoren; SL - Kontrollbohrungen zur Detektion eines Gasdurchtrittes.

Das Bohrlocharray zur Durchführung der Injektionstests besteht aus einem zentralen, 25 m langen, horizontal verlaufenden Injektionsbohrloch MB-2 ($\varnothing = 62$ mm) sowie vier parallel dazu verlaufenden Kontrollbohrungen ($\varnothing = 42$ mm: SL 5 – SL 8) (Abb. 4-3). Sie dienen zur Detektion eines Gastransportes bzw. Gasdurchbruches und sind zur Erfassung des entsprechend dem Schichtungsverlauf möglicherweise anisotropen Gastransportes schichtparallel bzw. senkrecht dazu um das zentrale Injektionsbohrloch im Abstand von 1 bzw. 2 m gebohrt worden.

Im näheren Umfeld wurden vier weitere leicht, je zwei nach unten bzw. oben einfallende AE-Bohrungen ($\varnothing = 101$ mm) niedergebracht, die ein trichterförmiges Messarray aufspannen (vgl. Abb. 4-11). Die Richtungsdaten aller Bohrungen sind in Tab. 4-2 zusammengefasst.

Die Packer im Injektionsbohrloch bzw. in den Kontrollbohrungen sind außerhalb der Auflockerungszone der Streckenkontur angeordnet (Abb. 4-3). Zur Bestimmung der Reichweite der hohlraumbedingten Entspannungszone wurden Hydrofractmessungen durchgeführt (s. nachfolgendes Kapitel).

Die Abdichtung der zentralen Messbohrung erfolgt durch eine speziell hierfür entwickelte Bohrlochsonde. Da in dem abgepackerten Injektionsintervall (Volumen: max. ca. $0,044 \text{ m}^3$) Gasdrücke bis 20 MPa realisierbar sein sollten, bestanden besondere Anforderungen an die Gasdichtheit des Bohrlochverschlusses sowie an die Sicherheit im Falle eines Versagens des Packersystems. Es besteht aus einem hydraulo-mechanisch kontrolliert gespannten Elastomer-Doppelpacker mit einer effektiven Packerdichtlänge von 1 m. Über den zwischen den Packern liegenden Kontrollraum kann ein mögliches Umströmen des hinteren Packers detektiert werden. Der Packer wird zusätzlich über einen steifen Rohrstrang an einer Traverse quer zum Bohrlochmund gesichert.

In den Kontrollbohrungen wurden ebenfalls hydraulisch gespannte Einfach-Elastomerpacker mit einer Dichtlänge von ca. 25 cm eingesetzt, die sich in früheren Druckaufbautests bewährt haben (BRÜCKNER et al., 2003; Abb. 4-3).

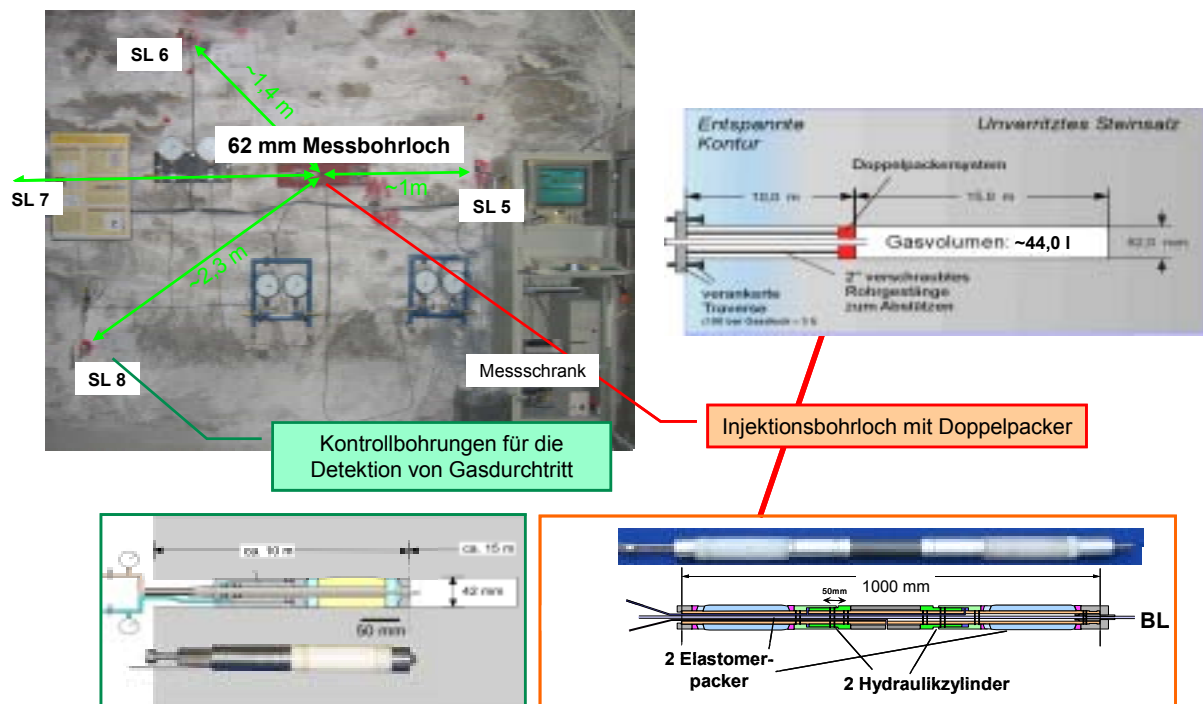


Abb. 4-3. Installationen am Versuchsort. (links oben) Ansicht Streckenstoß mit den Druckarmaturen und Ventilinstallation sowie dem Messschrank für die Datenerfassung. (rechts oben) Schematischer Aufbau des Injektionsbohrloches. (rechts unten) Schemazeichnung des eingesetzten hydraulischen 62-mm-Doppelpackers. (links unten) Schemaskizze des eingesetzten Einfachpackers zum Verschluss der vier 42-mm-Kontrollbohrungen (SL5 – SL 8).

Für die mikroakustische Dauerüberwachung unter Tage wurde ein von der Fa. GMuG in Bad Nauheim entwickeltes Messverfahren installiert (MANTHEI et al., 2000). Diese Firma war für die Funktionsfähigkeit des Messsystems und die Auswertung der Messungen zuständig. Um die zentrale Injektionsbohrung sind zur Aufnahme der akustischen Sensoren die Bohrungen AE5 bis AE8 angeordnet (Abb. 4-11).

Die Länge dieser Bohrungen beträgt ca. 25 m bei einem Durchmesser von 101 mm. Die AE-Aufnehmer sind jeweils bei 10 m bzw. 20 m Bohrlochteufe positioniert. Die Sensoren werden mechanisch durch eine Feder an die Bohrlochwand gepresst. Die registrierten Ereignisse werden über die gemessenen Laufzeiten auf Basis einer vorher durchgeführten Geschwindigkeitskalibrierung geortet. Hierzu werden die erkannten Einsatzpunkte sowohl der Longitudinal- als auch der Transversalwelle benutzt. Bei allen georteten Ereignissen werden die Ortskoordinaten und weitere Kenndaten bestimmt. Eine detaillierte Beschreibung des eingesetzten Messverfahrens sowie der Auswertung wird in Kap. 4.2.1 gegeben.

4.1.2. Charakterisierung des Grundspannungszustands am BfS-Versuchsort

Zur Bestimmung der In-situ-Spannungen wurden in dem 101-mm-Bohrloch AE5 in 2 m, 5 m, 8 m und 12 m Bohrlochteufe jeweils ein Hydrofractest mit Frac- und ein Refrac durchgeführt. Dazu wurde die im Rahmen eines FuE-Vorhabens gemeinsam von IfG Leipzig und GMuG (Bad Nauheim) entwickelte Bohrlochsonde (HYFRASEIS) eingesetzt (Abb. 4-4). Mit dieser Sonde ist es möglich, aus einer einzigen Bohrung heraus den Betrag und die Lage der minimalen Hauptspannung zu ermitteln. Das HYFRASEIS-Messsystem besteht im Wesentlichen aus den beiden Aufnehmerkränzen (a) mit jeweils vier AE-Aufnehmern, der Injektionseinheit

(c und d) und den beiden Packern (b). Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens wird in MANTHEI et al. (2003) gegeben.

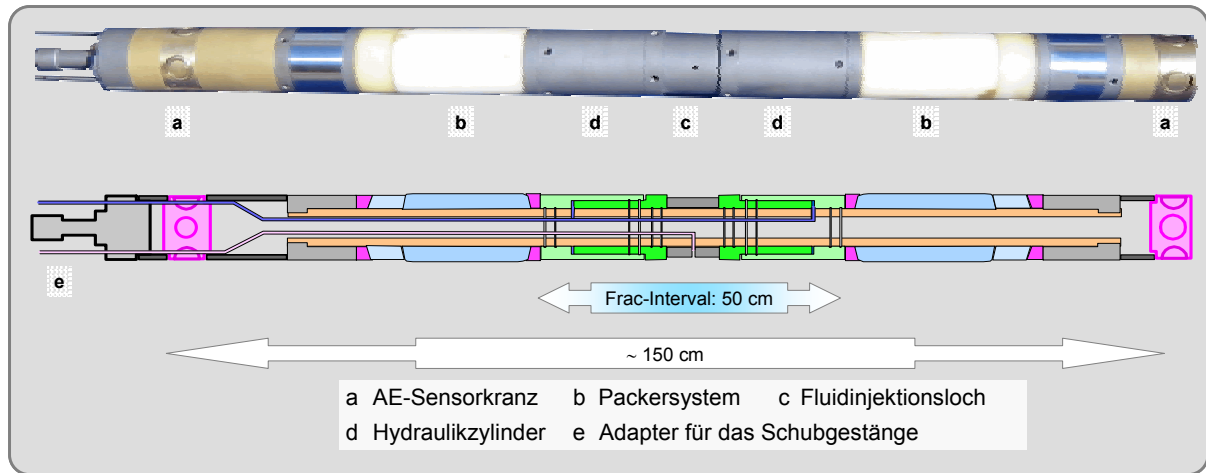


Abb. 4-4. HYFRASEIS-Messsystem.

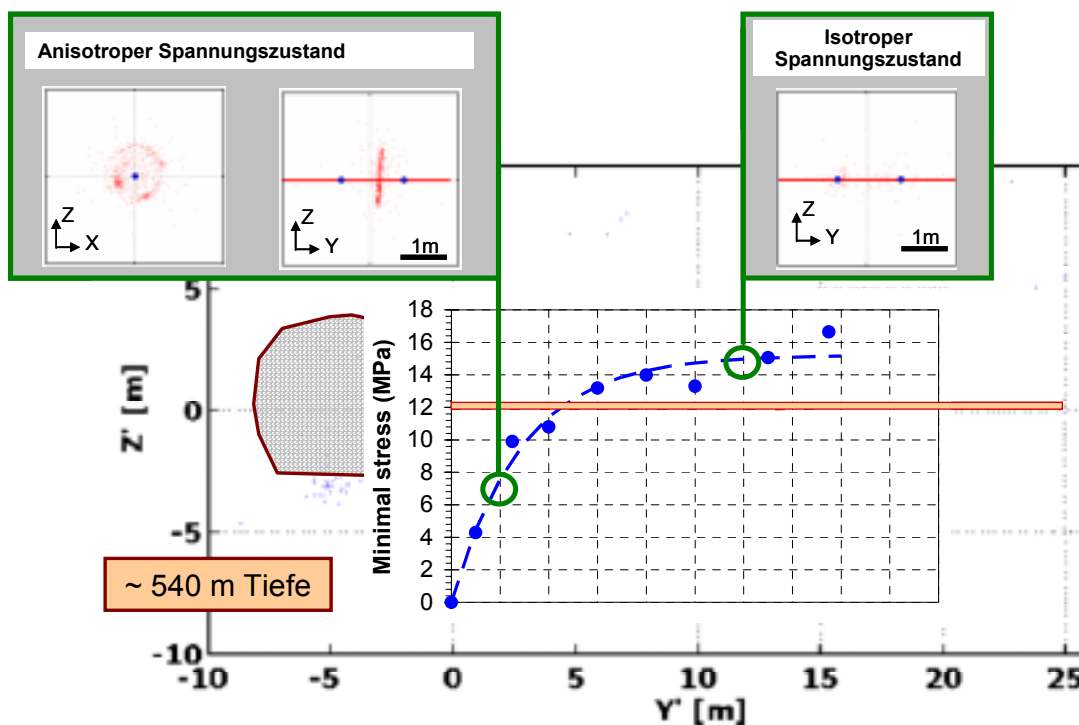


Abb. 4-5. Schematische Darstellung des am BfS-Versuchsort angetroffenen Spannungszustandes, charakterisiert durch die Größe der minimalen Hauptspannung, nach HYFRASEIS-Messungen mit der Streckenkontur (links) sowie der Hydrofrac-Bohrung ($\varnothing 42$ mm) in den Stoß. Projektion der mikroakustischen Ereignisse des Frac-Versuchs auf zwei bzw. eine Koordinatenebene. Das Frac-Intervall in der Sonde wird durch den Raum zwischen den blau markierten Aufnehmerkränzen angedeutet.

In Abb. 4-5 sind exemplarisch die Ortungsergebnisse von zwei Frac-Versuchen dargestellt; (links oben) im Bereich der Auflockerungszone in 2 m Bohrlochteufe sowie im kompakten Salzgebirge in 12 m Teufe (rechts oben). Die beiden Abbildungen zeigen die Projektionen der georteten Quellen auf zwei Koordinatenebenen. Die x-z-Ebene gibt die Sicht auf den Bohrlchmund und die y-z-Ebene die Seitenansicht längs der Bohrung wieder.

Das Koordinatensystem ist so orientiert, dass die Bohrlochachse parallel zur y-Achse verläuft. Der Ursprung des lokalen Koordinatensystems liegt im Ansatzpunkt der Bohrung. Die Lage der Aufnehmerkränze ist durch blaue Punkte markiert. Das etwa 50 cm lange Injektionsintervall liegt zwischen den beiden Aufnehmerkränzen. In diesem Bild sind alle Ortungen des Frac- und Refrac-Versuchs zusammen dargestellt. Während der vier Frac-Versuche wurden insgesamt 1.369 Ereignisse geortet. Davon entfallen, wie schon öfters festgestellt, die meisten Ereignisse, nämlich 854, auf den stoßnahen Versuch in 2 m Bohrlochteufe, 183 Ereignisse auf den Versuch in 5 m Bohrlochteufe, 131 Ereignisse auf den Versuch in 8 m Bohrlochteufe und 201 auf den Versuch in 12 m Bohrlochteufe.

Die Bilder zeigen, dass sich lediglich bei dem Versuch im stoßnahen Bereich (Messung in 2 m Teufe; Abb. 4-5, Teilbild links oben) eine deutliche Rissfläche ausbildet. Ins Auge fällt sofort die scharfe Begrenzung der kreisförmigen Rissfläche, die etwa parallel zum Stoß verläuft. Der Riss steht senkrecht zur Bohrung und hat einen maximalen Durchmesser von etwa 1,5 m. Bei den tieferen Frac-Versuchen (z.B. rechts oben in 12 m Teufe) zeichnen sich keine Rissflächen in den Ortungsbildern ab. Die Ereignisse streuen sehr stark und liegen zwischen den Aufnehmerkränzen. Sie erstrecken sich über das gesamte Injektionsintervall. Schon die geringe Ortungsausbeute ist ein Hinweis darauf, dass keine eindeutigen Rissflächen entstanden sind. Die Ergebnisse der Frac-Versuche in 5 bis 12 m Bohrlochteufe weisen darauf hin, dass schon in 5 m Bohrlochteufe ein isotroper Spannungszustand herrscht.

Die Ergebnisse des HYFRASEIS-Systems zum Spannungszustand am Messort werden auch durch die Ergebnisse der ebenfalls in Abb. 4-5 dargestellten konventionellen Hydrofracmessungen (ohne Rissortung) bestätigt.

Aus dem in der 42-mm-Frac-Bohrung F-BBG-52 ermittelten Verlauf der minimalen Hauptspannung wird deutlich, dass diese Spannung mit der Teufe zunimmt. Die infolge der Auflockerung um diese Strecke entspannte Zone hat sich ca. 5 m weit ins Gebirge ausgebreitet. In ihrem weiteren Verlauf überschreitet die gemessene Druckeinspannung mit einem mittleren Wert von ca. 15,2 MPa den dieser Teufe entsprechenden lithostatischen Druck von 12 MPa um ca. 25%.

Die dabei vorliegende Streuung der Messwerte um ca. 1 – 4 MPa ist vermutlich eine Folge der lokal unterschiedlichen Durchlässigkeiten des Steinsalzes (siehe Kapitel 4.1.3.), die vor allem im Bereich von Anhydritverunreinigungen zu einem verstärkten Abströmen des Messfluides führen und somit einen scheinbar reduzierten Ruhedruck anzeigen.

Die mittlere Spannungszunahme mit der Bohrlochteufe x lässt sich über folgende Ausgleichskurve beschreiben:

$$\sigma_{\min} = p_0 * (1 - \exp(-(2 * x) / h)) \quad \text{mit : } p_0 = 15,2 \text{ MPa} \quad \text{und} \quad h = 5,8 \text{ m} \quad (4-1)$$

Die Ursache für die gegenüber dem lithostatischen Teufenwert signifikant erhöhten Ruhedrucke für Bohrlochteufen > 5 m ist bisher nicht eindeutig geklärt. Aufgrund der Lage in der Bergfeste der benachbarten großräumigen Abbauzone wird von einer Überzugswirkung aus dem Baufeldbereich ausgegangen. Unabhängig davon belegt das vorliegende Messprofil, dass ab einer Bohrlochteufe von 8 m eine Versuchsbeeinflussung durch die Streckenauffahrung vernachlässigt werden kann.

4.1.3. Vortests mit Nachweis lokaler Abströmprozesse im Messbohrloch

Mit den Drucktests ist im April 2005 begonnen worden, wobei die Packersonde, wie geplant, zunächst in ca. 10 m Bohrlochteufe gesetzt wurde. Dort lag nach dem Befund der Bohrkern aus der Messbohrung ein vergleichsweise homogener Bereich vor. Nach einer Haltezeit von ca. 2 Wochen (Setzungsphase des Packers) wurde bei den mehrfach wiederholten Drucktests jeweils ein drastischer Druckabfall beobachtet, der zumindest bei den ersten Tests auf eine Packerumläufigkeit zurückgeführt werden konnte.

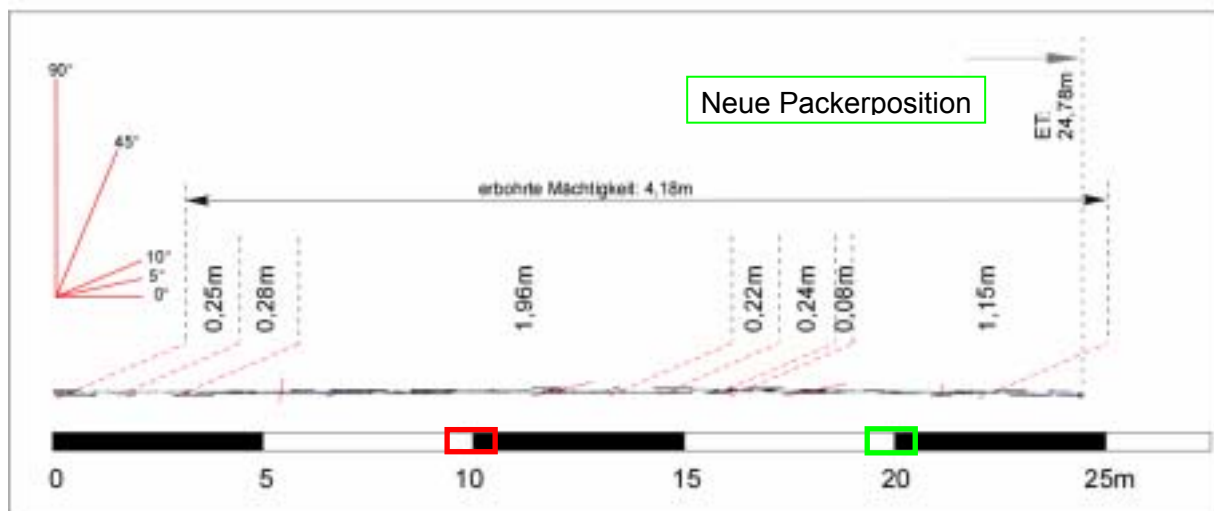


Abb. 4-6. Kernmaterial aus dem zentralen Injektionsbohrloch vom Versuchsort BfS - Querschlag 2 (nicht orientierte Kerne; Kerndurchmesser ca. 4 cm; Durchlicht). Die ursprüngliche Packerposition bei etwa 10 m Teufe sowie die endgültige Position bei 20 m Teufe sind jeweils markiert. Zusätzlich ist die Position des Gefügausschnitts aus Abb. 4-7b dargestellt.

In den späteren Tests traten diese ungewöhnlich hohen Druckabfallraten erneut auf, obwohl technische Undichtigkeiten oder Packerumläufigkeiten glaubhaft ausgeschlossen werden konnten. Da diese Beobachtungen zunächst mit der Vorstellung eines dichten Salzgebirges

nicht vereinbar sind, kommen als Erklärung für dieses Phänomen nur lokale lithologische Wegsamkeiten im Salz in Betracht, die nachfolgend im Sinne einer Vorbemerkung diskutiert werden.

Das Leinsteinsalz ist am BfS-Versuchsort schichtartig ausgebildet, wobei die Anhydritlagen möglicherweise als Wegsamkeiten wirken können (Abb. 4-6 und 4-7). Die an diesem Versuchsort angetroffenen Anhydritlagen sind im Unterschied zum „Gaspermeations“-Standort, der als Referenz dient und im Staßfurt-Steinsalz liegt, durchgehend. Sie weisen häufig einseitig eine interne Feinschichtung im Millimeter-Bereich auf, die durch dunkelgrau-braune Farbabstufungen (vermutlich Tonverunreinigungen) erkennbar ist (Abb. 4-7b). Aufgrund des abrupt ausgeprägten Materialwechsels von sehr reinem Steinsalz zu feinkristallinen bis dichten Anhydrit-(Steinsalz-)partien stellen diese Lagen bei tektonischer Belastung potentielle Trennflächen dar.



a)



b)

Abb. 4-7. Lithologische Ausbildung des Liniensalzes ($\text{Na}_3\beta$) am BfS-Versuchsort (a) Schematischer Schichtenverlauf signifikanter Anhydritlagen in der Injektionsbohrung (Ausschnittsvergrößerung). Unter Annahme eines stetigen Schichteinfallens wurde eine mittlere Schichtmächtigkeit abgeschätzt. Zusätzlich sind die Positionen der alten und neuen Packereinbaulage dargestellt. (b) Detailausschnitt Kernabschnitt zwischen 13,30 und 13,80 m – Schichtübergang Steinsalz/Anhydrit (Kerndurchmesser ca. 4 cm; Durchlicht).

Als Ergebnis belegen diese Beobachtungen, dass im schichtartig ausgebildeten Salzgebirge **eine begrenzte lokale Durchlässigkeit** in Richtung der vorliegenden Schichtung, wie sie durch die angetroffenen Anhydritschichten nachgewiesen wurde, auftreten kann.

Für die hydraulische Wirkung entsprechender lokaler Wegsamkeiten infolge lithologischer Inhomogenitäten gibt es in der Literatur zahlreiche Hinweise (z.B. FÖRSTER, 1985) sowie aus Arbeiten des IfG, u.a. in Zusammenhang mit dem Forschungsvorhaben Testkaverne (BRÜCKNER et al., 2003). Auch an der WIPP-Site wurden ähnliche Struktureffekte nachgewiesen (BEAUHEIM & ROBERTS, 2002). Dort wird ein begrenzt gasdurchlässiges Salzgebirge als günstig hinsichtlich einer möglichen Gasproblematik angesehen.

Somit ist die Beobachtung entsprechender lokaler schichtartiger Wegsamkeiten ein wichtiger Aspekt, so dass überlegt wurde, dieses Phänomen mittels hoher Gasinjektionsraten gezielter zu untersuchen. Da aber die vorrangige Aufgabe des Forschungsvorhabens darin gesehen wird, den Gastransport im „undurchlässigen“ Salzgebirge zu untersuchen, wurde entschieden, den Packer in den weniger mit Anhydrit durchsetzten hinteren Teil des Bohrlochs zu versetzen.

4.2. Gasinjektionstests

Als Messbeginn der Gasinjektionstests wird hier der Zeitpunkt festgelegt, an dem der Packer in 20 m Bohrlochteufe gesetzt wurde. Dies geschah am 13. Sept. 2005. Danach wurden zunächst noch Vortests zum Nachweis der technischen Dichtheit des Gesamtsystems vorgenommen. Die Injektionstests sind bis zum 25.05.2007 ausgewertet worden. Eine Zusammenstellung aller Injektionstests wird in Tab. 4-3 gegeben. Nach dem Versetzen des Packers an die 20 m-Position beträgt das druckbeaufschlagte Bohrlochvolumen noch 14,7 l.

Bei Drucktests für reservoirmechanische bzw. geohydraulische Fragestellungen unterscheidet man, abhängig von der Art der Testdurchführung, zwischen Konstant-Raten-, Konstant-Druck-, Slug-, Puls- und Impuls-Tests. Zwei Testprozeduren wurden durchgeführt:

- **Konstant-Raten-Test:** Es wird mit einer konstanten Rate ins Bohrloch injiziert und der Druckverlauf beobachtet.
- **Puls- bzw. Impuls-Tests:** Über einen kurzen Zeitraum wird mit einer großen Rate injiziert. Die beiden Testarten unterscheiden sich durch die Zeitdauer der Fließphase, für einen Impuls-Test ist sie messbar und beträgt z.B. einige Minuten, bei einem Puls-Test versucht man die Fließrate "unendlich" kurz zu halten. Nach einer Fließphase wird das Bohrloch geschlossen und die Änderung des Druckes mit der Zeit beobachtet.

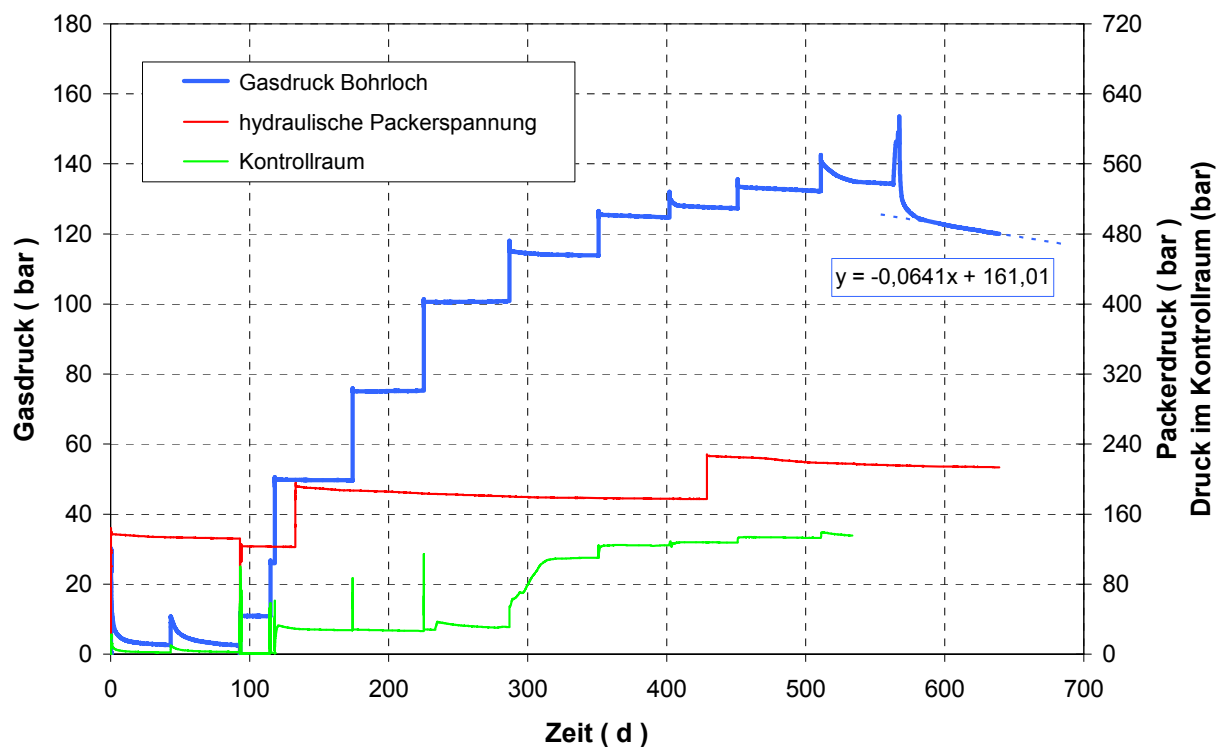


Abb. 4-8. Gasinjektionstests in der Messbohrung MB-2. Druck-Zeitverlauf. Hinweis: Der Messbeginn der Untertagemessungen ist terminiert auf den 13. Sept. 2005, an dem mit den Gasinjektionstests an der neuen Packerposition bei 20 m begonnen worden ist.

Tab. 4-3. Zeitliche Abfolge Druckaufbautests sowie Termine, an denen Arbeiten am BfS- Versuchsort durchgeführt wurden. Die Markierungen entsprechen den in Abb. 4-14 dargestellten Ereignissen.

Markierung	Datum	Durchgeführte Arbeiten
1	11.7.2005	Packer von 10 m auf 20 m Bohrlochteufe versetzt
2	10.8. und 11.8.2005	allgemeine Arbeiten am Versuchsort
3	26.8.2005	Verpressen von Flüssigkeit über mehrere Stunden
4	13.9.2005	Packersonde ausgewechselt und Injektionsdruck auf 30 bar erhöht
5	13.10.2005	Packersonde ausgebaut und nach Prüfung erneut eingebaut
6	26.10.2005	Injektionsdruck auf 10 bar erhöht
7	15.12.2005	Injektionsdruck nach erneutem Ausbau wieder auf 10 bar erhöht
8	9.1.2006	Injektionsdruck auf 50 bar erhöht
9	6.3.2006	Injektionsdruck auf 75 bar erhöht
10	26.4.2006	Injektionsdruck auf 100 bar erhöht
11	27.6.2006	Injektionsdruck auf 115 bar erhöht
12	30.8.2006	Injektionsdruck auf 125 bar erhöht
13	20.10.2006	Injektionsdruck auf 130 bar erhöht
14	8.12.2006	Injektionsdruck auf 135 bar erhöht
15	6.2.2007	Injektionsdruck auf 140 bar erhöht
16	30.3.2007	„constant rate injection“ $q = 50 \text{ ml/min} \Rightarrow p_i \approx 145 \text{ bar}$
17	2.4./3.4.2007	„constant rate injection“ $q = 200 \text{ bzw. } 1000 \text{ ml/min} \Rightarrow p_i \approx 154 \text{ bar}$
	vom 3.4.2007 bis Ende Juli 2007	Beobachtung Druckabfall, ausgehend von 153 bar

Für das Forschungsvorhaben wurden schwerpunktmäßig Pulstests durchgeführt, weil in den quasi-stationären Haltephasen die langzeitliche Reaktion des Salzgebirges auf die Gasdruckbelastung als Vorbedingung für eine Permeabilitätsbestimmung im dichten Salzgebirge sehr zuverlässig beobachtet werden konnte. Der Messzeitraum (Beginn der Datenaufzeichnung: 13.09.05) umfasste, wie aus Abb. 4-8 ersichtlich, rund 650 Tage (ca. 2 Jahre), wobei ausgehend vom eigentlichen Beginn des Messzyklus in Stufe 7 (Messbeginn: 15.12.2007) insgesamt 10 Puls-Tests mit Gasdrücken bis 140 bar und Standzeiten jeweils bis zu 50 Tagen durchgeführt wurden. Daran anschließend wurden Konstant-Raten-Tests bis ~154 bar durchgeführt. (Die mikroakustischen Messungen begannen schon 9 Monate vor dem angegebenen Messbeginn)

Die Übersichtsdarstellung zum Testverlauf weist aus, dass bis 100 bar praktisch kein signifikanter Druckabfall auftritt und dieser danach bei höheren Drücken nur gering ist (Abb. 4-8). Dies wird auch durch den Verlauf der normierten Druckabfallkurven im Detail bestätigt (Abb. 4-9).

In Druckstufen bis 100 bar findet praktisch kein Druckverlust statt. Erst bei Druckstufen ab 115 bar bis 135 bar ist jeweils eine stetige Druckabnahme nachweisbar, wobei die Druckabfallraten zwischen 15 mbar/d und 20 mbar/d variieren. Sie sind damit vergleichbar zu den Ergebnissen vom Standort Gaspermeation, wobei zu berücksichtigen ist, dass dort das abgepackte Bohrlochvolumen mit ca. 45 l ca. 3-mal so groß ist (vgl. Abb. 4-24). Insofern liegt ein sehr dichtes Salzgebirge vor, welches somit ideale Voraussetzungen für einen Gasfrac bietet.

Auffällig ist der diskontinuierliche Druckabfall in den Druckstufen 115 und 125 bar, der aus einer Undichtigkeit des hinteren Packers resultiert. In Abb. 4-8 sind die Druckkurven für die Packervorspannung und den Druck im Kontrollraum enthalten. Danach kommt es in der Druckstufe ab 115 bar zu einem begrenzten Druckanstieg im Kontrollraum infolge eines Überströmens von Gas, bis sich der Druck im Kontrollraum und Bohrloch ausgeglichen haben. Da aber der Kontrollraum mit Öl geflutet ist, handelt es sich dabei nur um sehr begrenzte Gasmengen, die das Gesamtergebnis nicht beeinflussen, zumal für die spätere Auswertung nur die quasi-linearen Druckabfallkurven herangezogen wurden.

In der Druckstufe 140 bar ergibt sich ein gegenüber den vorhergehenden Druckstufen sehr viel größerer Druckabfall, der als Anzeichen für den einsetzenden Abströmprozess von Gas ins Gebirge gedeutet wird, wobei die gleichzeitigen mikroakustischen Messungen keinen Hinweis auf eine erhöhte Aktivität geben (Abb. 4-14).

Da die weitere Druckerhöhung mittels Pulstests den Effekt der dabei eintretenden Permeabilitätszunahme des Gebirges durch den unmittelbar stattfindenden beschleunigten Abströmprozess überlagert hätte, wurde die weitere Druckbeaufschlagung kontrolliert als Konstant-Raten-Test mit Vorgabe einer definierten Gasinjektionsrate fortgeführt. Der entsprechende Versuchsabschnitt ist detailliert in Abb. 4-10 dargestellt.

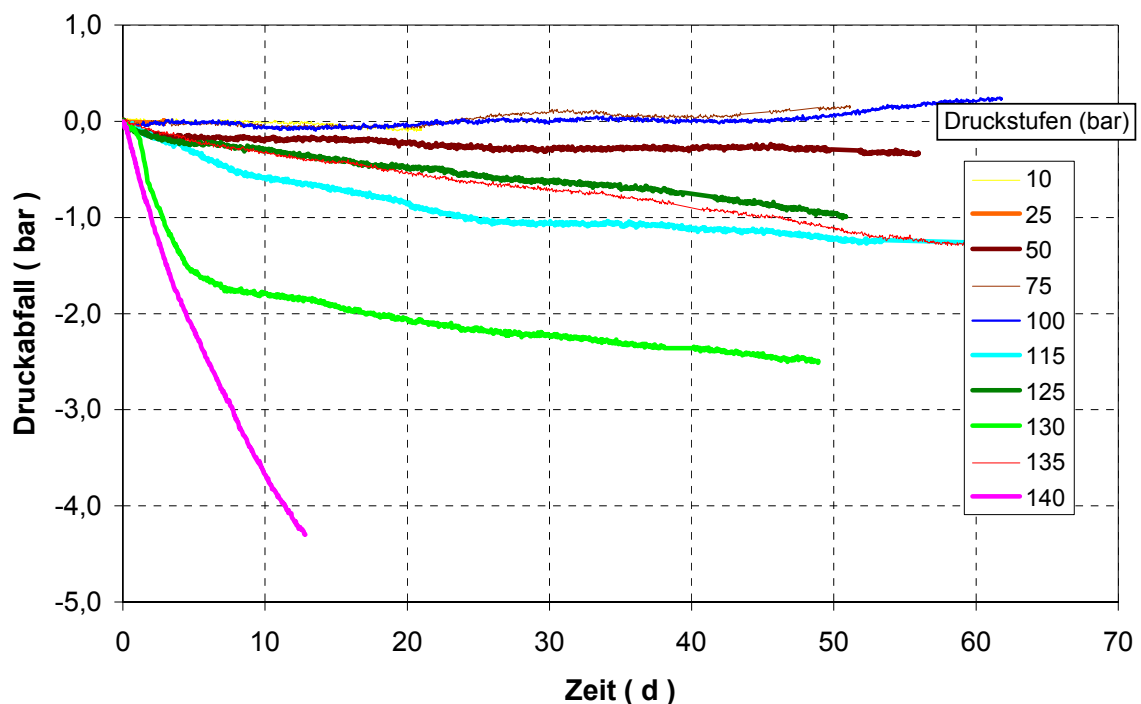


Abb. 4-9. Vergleich des jeweils auf den Maximalwert einer Druckstufe normierten Druckabfalls in den einzelnen Druckstufen.

Mit konstanter Gasinjektionsrate ergibt sich analog zu den Beobachtungen der Laborversuche (Kap. 3.3.2) entsprechend dem Boyle-Mariotte'schen Gasgesetz ($p \cdot V = \text{const.}$) ein anfänglich kontinuierlicher Druckanstieg, dessen Raten mit zunehmender Permeabilität sukzessive geringer werden, bis ein Scheitelpunkt mit einer anschließenden geringen Abnahmephase erreicht ist. Dieser Effekt entspricht mutmaßlich zunächst der Überwindung des Skineffekts im Bereich der Bohrlochwandung und danach der Etablierung eines Strömungsgleichgewichtes zum Gebirge, d.h. der Gasübertritt in das umgebende Salzgebirge entspricht der zufließenden Injektionsmenge.

Bei schrittweiser Erhöhung der Injektionsrate wiederholt sich jeweils der Druckanstieg bzw. die Phase einer Gleichgewichtseinstellung, wobei aber die primäre Druckanstiegsrate größer

wird (vgl. Tabelle in Abb. 4-10). Nach Erreichen eines Druckmaximums von 153,6 bar wurde das Bohrloch verschlossen und die weitere Druckentwicklung beobachtet.

Obwohl in den Konstant-Raten-Tests erhebliche Gasmengen ins Salzgebirge injiziert werden, kommt es in keiner der benachbarten Kontrollbohrungen zu einem Druckanstieg, im Unterschied zu den Beobachtungen am Standort Gaspermeation (vgl. Kap. 4.3.2). Die quantitative Abschätzung des während des gesamten Versuchs ins Salzgebirge injizierten Gases liegt in der Größenordnung von $\sim 1 - 2 \text{ Nm}^3$. Das entspricht, abgeschätzt für einen mittleren Porendruck von 75 bar sowie einer Porosität von 0,1%, einer gaserfüllten Zone von ca. 1 m um das Injektionsbohrloch.

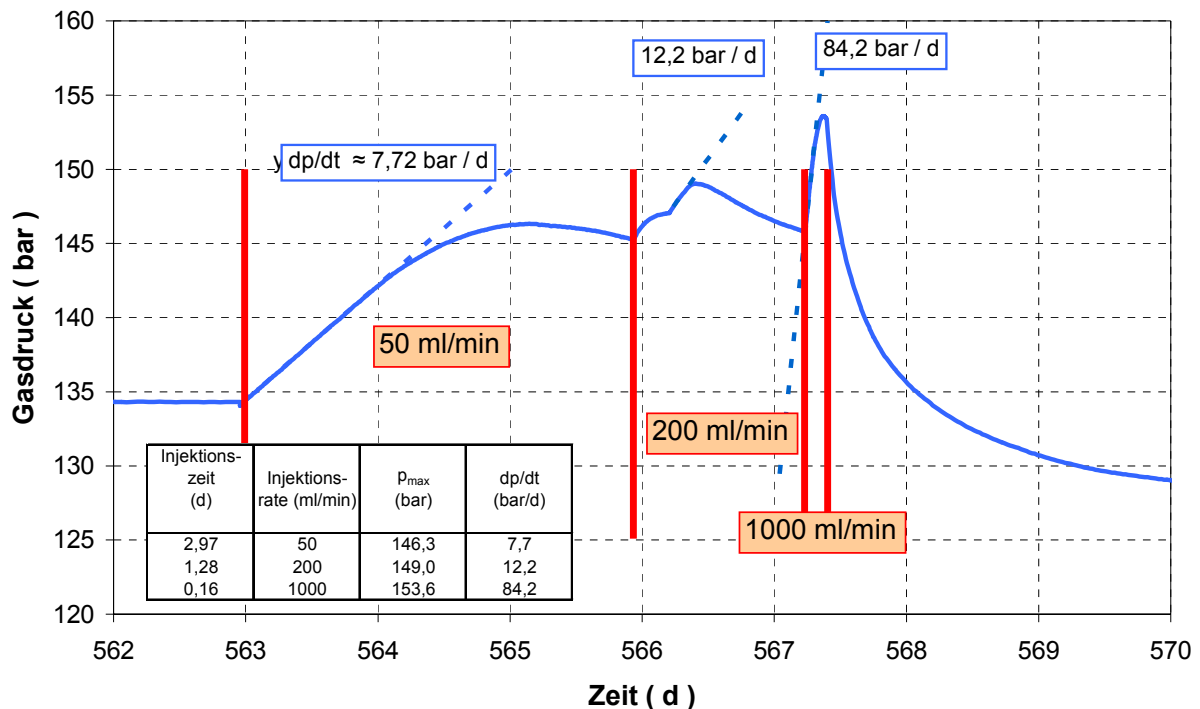


Abb. 4-10. Druckentwicklung in der Messbohrung MB-2 während Konstant-Raten-Tests mit Gasinjektionsraten von 50, 200 und 1000 ml/min. Zusätzlich sind tabellarisch die Versuchsparameter sowie resultierenden Druckaufbauraten angegeben.

4.2.1. Mikroakustische Dauerüberwachung (G. Manthei, GMuG)

Für den BfS-Standort im Steinsalzbergwerk Bernburg lief parallel zur Durchführung der Gasinjektionstests eine mikroakustische Dauerüberwachung, die im Unterschied zu der Versuchsanordnung in Sigmundshall (vgl. Kap. 6) nur eine passive Schallemissionsmessung aufgrund von Rissbildung umfasste. Dennoch erlaubten die Messungen, bei entsprechender Aufbereitung, weitergehende Aussagen zur Rissherkunft, die im vorliegenden Fall Rückschlüsse auf die Lagerungsbedingungen des schichtartig ausgebildeten Steinsalzes erlauben.

Die Schallemissionsaufnehmer (AE-Aufnehmer) wurden nach Erstellung der Bohrungen Ende 2004 installiert; seitdem wurde kontinuierlich bis zum Ende der Messungen im April 2007 registriert.

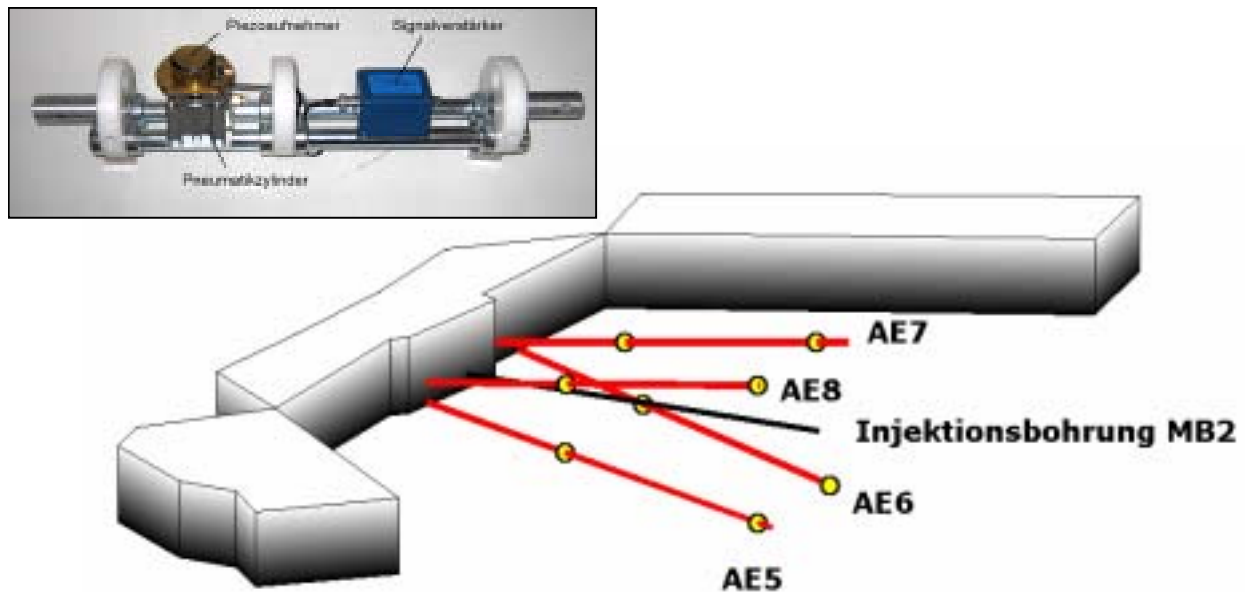


Abb. 4-11. Lage der vier Bohrungen AE5 bis AE8 (rote Linien) mit den AE-Bohrlochsonden (gelbe Punkte), der zentralen Injektionsbohrung MB-2 (schwarze Linie) und dem Verlauf der Strecken am BfS-Versuchsort in einer perspektivischen Darstellung bei Blick aus einer leicht erhöhten Position; (links oben) Foto der AE-Sonde mit Aufnehmer, Vorverstärker und Pneumatikzylinder.

4.2.1.1. Das mikroakustische Array

Zur Aufnahme der Bohrlochsonden dienen die vier schon genannten Bohrungen AE5 bis AE8. In den leicht nach oben (AE6 und AE7) und unten geneigten (AE5 und AE8) Messbohrungen sind acht Sonden im Abstand von 5 bis 10 m um die zentrale Injektionsbohrung untergebracht. Eine Sonde besteht im Wesentlichen aus einem Schlitten, auf dem der Aufnehmer mit Vorverstärker montiert ist. Über eine Druckfeder in einem Pneumatikzylinder wurden die Aufnehmer an die Bohrlochwand gepresst. Jeweils zwei AE-Sonden befanden sich im gegenseitigen Abstand von ca. 10 m in einem Bohrloch. Der Verlauf der vier Messbohrungen (rote Linien), die Positionen der acht Bohrlochsonden (gelbe Punkte) und der Verlauf der zentralen Injektionsbohrung MB-2 (schwarze Linie) sind in Abb. 4-11 zusammen mit dem Streckenverlauf am BfS-Versuchsort dargestellt. Die Aufnehmer wurden so angeordnet, dass die Umgebung des druckbeaufschlagten Intervalls der Injektionsbohrung ab 10 m Bohrlochtiefe überwacht werden kann.

Zur Bestimmung der Schallgeschwindigkeiten, die zur Ortung benutzt wurden, wurden vorab Durchschallungsmessungen von der Bohrung AE5 aus durchgeführt. Über die Einsatzzeiten und bekannten Laufwege der P- und S-Welle wurden für das Salzgebirge Geschwindigkeiten von 4,52 km/s für die P-Welle und 2,57 km/s für die S-Welle gemessen.

4.2.1.2. Zeitlicher Verlauf und örtliche Verteilung der mikroakustischen Ereignisse

Im Rahmen der mikroakustischen Messungen am Versuchsort in Bernburg wurden seit Versuchsbeginn am 13. Sept. 2005 bis zum 19. April 2007 ca. 70.100 Ereignisse automatisch mit mindestens 6 Einsatzzeiten geortet. Im Folgenden werden nur die stärksten Ereignisse berücksichtigt, bei denen mindestens 6 P-Einsätze und 2 S-Einsätze zur Ortung benutzt wurden. Dieses Kriterium erfüllen ca. 21.000 Ereignisse (entspricht etwa 30 % aller georteten Ereignisse).

In Abb. 4-12 sind diese Ereignisse als blaue Punkte in drei Projektionen dargestellt, oben links in Aufsicht (x-Koordinate in östlicher, y-Koordinate in nördlicher Richtung), oben rechts und unten links in zwei Seitenansichten. Das Koordinatennetz ist im 20-m-Raster angege-

ben. (Hinweis: alle Zahlenangaben in dieser Darstellung in Metern). Die Tiefenkoordinate z bezieht sich auf die Teufe des Versuchsortes. Die Lage aller acht Sonden ist mit roten Kreisen gekennzeichnet.

Aus dieser Abbildung ist zu entnehmen, dass viele Ereignisse aus einem engen Saum um solche Streckenstöße herum stammen, die zur Sondenanordnung hin ausgerichtet sind. Besonders viele Ereignisse kommen aus dem Stoß an dem Querschlag, an dem die Bohrungen ansetzten. Aber auch die weiter entfernten Strecken, die Hauptförderstrecke (links) und die Bandstrecke (rechts), sind deutlich von Ereignissen gesäumt. Auch eine weiter östlich liegende Strecke im Niveau 15 m höher als der Querschlag wird durch viele, jedoch stark gestreute Ereignisse angedeutet.

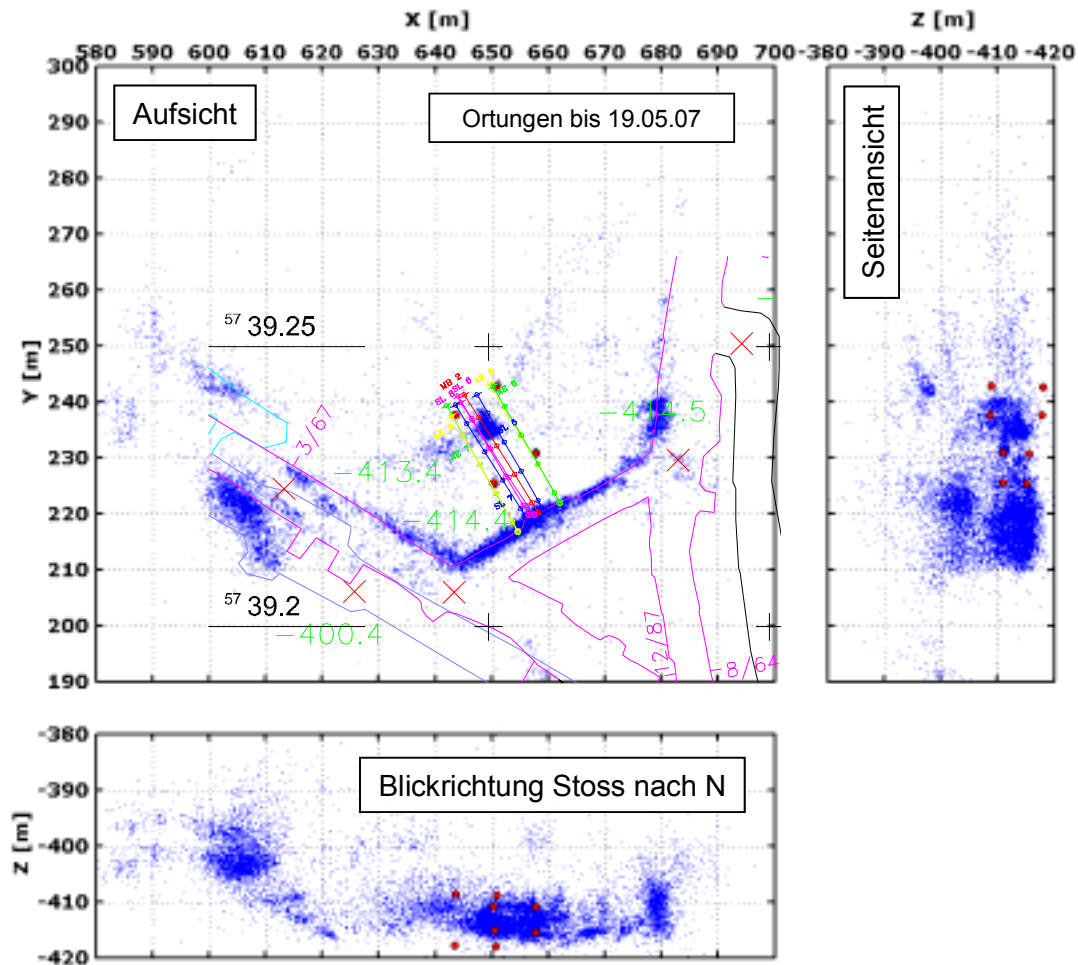


Abb. 4-12. Vom 13. Sept. 2005 bis 19. April 2007 geortete Ereignisse (blaue Punkte) am BfS-Versuchsort in Projektionen auf die drei Koordinatenebenen. In der Aufsicht ist zusätzlich der relevante Grubenrissausschnitt mit dem Bohrlocharray dargestellt.

Neben diesen Ereignissen aus der Auflockerungszone im oberflächennahen Saumbereich fällt ein Ortungsschwerpunkt im Zentrum der Aufnehmeranordnung auf. Die Ereignisse aus diesem Ortungsschwerpunkt (etwa 4.400 Ereignisse) sind in einer vergrößerten Darstellung in Abb. 4-13 nach Drehung des Koordinatensystems um einen Winkel von 30° um eine vertikale Achse nach Westen mit Drehpunkt am Bohrlochansatz der zentralen Injektionsbohrung MB-2 (die Querstrecke liegt nach Drehung etwa parallel zur x -Koordinatenachse) zu sehen.

Die meisten Ereignisse innerhalb der Aufnehmeranordnung liegen in einem fast kugelförmigen Häufungspunkt um die zentrale Injektionsbohrung in ca. 15,5 m Bohrlochteufe (Y' -Koordinate). Der Häufungspunkt hat einen Radius von ca. 1 m. Ausgehend davon erstreckt

sich ein kleineres Nebenmaximum über einer Länge von etwa 5,5 m in Richtung Bohrloch-tiefstes. Zu bemerken ist, dass alle Ereignisse außerhalb des mit Gasdruck beaufschlagten Bohrlochabschnitts liegen und daher mit der Druckbeaufschlagung direkt nichts zu tun haben. Die Vermutung, dass diese Ereignisse durch den bergmännischen Betrieb hervorgerufen werden, kann ausgeschlossen werden, da auch die Ereignisse, die in der Frühschicht (6:00 Uhr bis 14:00 Uhr) geortet wurden, in dem gleichen Ortungsschwerpunkt liegen.

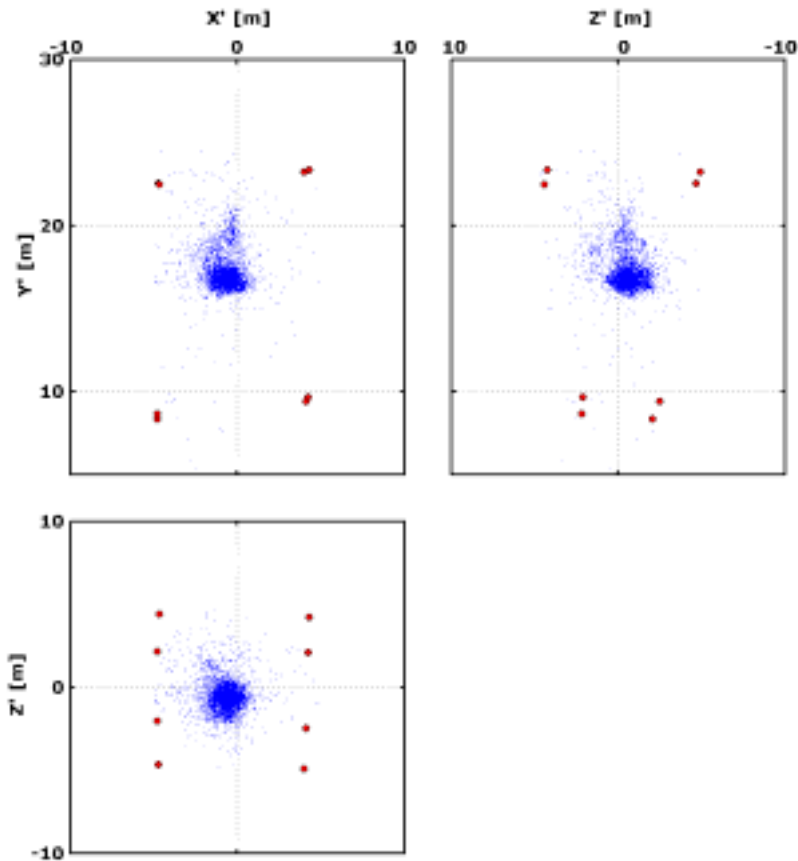
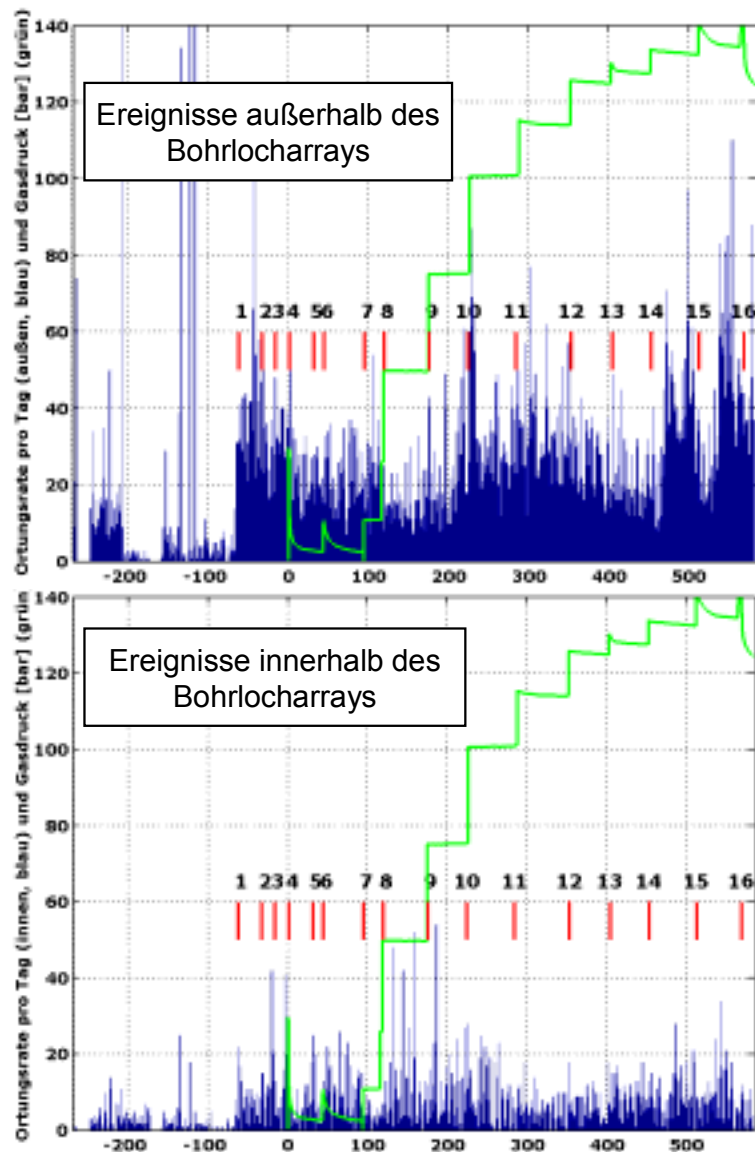


Abb. 4-13. Ereignisse (etwa 4.400) innerhalb der Aufnehmeranordnung im gedrehten Koordinatensystem in Projektionen auf die drei Koordinatenebenen. Die Lage aller acht Sonden ist mit roten Kreisen gekennzeichnet.

Der zeitliche Verlauf der Rate oberflächennaher Ereignisse und von Ereignissen aus der Umgebung der Injektionsbohrung wird in Abb. 4-14 miteinander verglichen. Messtag 0 entspricht dem 13. Sept. 2005. Schon vorher treten im ersten Halbjahr 2005 vereinzelt sehr hohe Ortungsraten auf, die zum Teil auf Arbeitsgeräusche am Stoß und bei der Instrumentierung der Injektionsbohrung und den umgebenden Beobachtungsbohrungen zurückzuführen sind. Abgesehen von diesen Peaks ist die mittlere Ortungsrate relativ gering und liegt bei etwa 6 Ereignissen pro Tag im oberflächennahen Bereich (oberes Teilbild) und in der Umgebung der Injektionsbohrung bei etwa 3 Ereignissen pro Tag (unteres Teilbild). Eine leichte Abnahme der Ortungsraten bis Anfang Juli 2005 (Messtag -70) ist zu erkennen. Der sprunghafte Anstieg der Ortungsrate am 7. Juli 2005 (Markierung 1) ist auf Veränderungen der Einstellungen am Messsystem zurückzuführen. Die Triggerschwelle wurde dabei um die Hälfte verringert und das Entscheidungskriterium für eine Ortung der Ereignisse von mindestens drei Kanälen auf nur noch einen Kanal geändert. Diese Maßnahmen erhöhten die Empfindlichkeit des Messsystems deutlich, und die Ortungsraten stiegen auf 22 bzw. 7 Ereignisse pro Tag im oberflächennahen Bereich und in der Umgebung der Injektionsbohrung an.

Die Zunahme der Ortungsrate Anfang August 2005 (Messtag -40), Anfang Juli 2006 (Messtag 300) und im Mai 2007 (Messtag 500) in den oberflächennahen Auflockerungszonen (Teilbild oben in Abb. 4-14) in den Frühjahrs- bzw. Sommermonaten liegt an der hohen Luft-

feuchtigkeit im Grubengebäude, die zu einer Erhöhung der Rissbildungsrate an den Stößen der Strecken führt. In der Umgebung der Injektionsbohrung (Teilbild unten in Abb. 4-14) sind keine deutlichen jahreszeitlichen Schwankungen der Ortungsrate zu erkennen, weil die Feuchtigkeit nicht in oberflächenferne Bereiche eindringt.



Messtage bezogen auf den 13. Sept. 2005

Abb. 4-14. Rate der georteten oberflächennahen Ereignisse (Teilbild oben) und der Ereignisse aus der Umgebung der Injektionsbohrung (Teilbild unten) im zeitlichen Verlauf. Hinweis: Der Messbeginn der Untertagemessungen ist terminiert auf den 13. Sept. 2005, an dem mit den Drucktests begonnen wurde.

Die in Abb. 4-12 dargestellten Ortungsergebnisse zeigen, dass die hohe Empfindlichkeit und gute Genauigkeit der dreidimensionalen Ortung dazu führen, dass Anhäufungen von Ereignissen Zonen erkennen lassen, in denen unter höheren Spannungen Rissbildung im Salzgestein auftritt. Jedoch reicht selbst diese gute Genauigkeit nicht aus, um in den wolkenartig verteilten Ortungsanhäufungen um das Injektionsbohrloch herum etwaige Strukturen auszumachen, deren Abmessungen unterhalb des etwa Drei- bis Vierfachen des Ortungsfehlers von etwa 20 cm liegen. Zur Beurteilung der Signifikanz dieser Rissanhäufungen sollten ne-

ben der Ausdehnung auch die Form (Punkt, Linie oder Fläche) und der Verlauf der Risszone beurteilt werden können. Erst dann wäre es möglich, Wegsamkeiten, die zu einer Erhöhung der Durchlässigkeit des Gesteins für Gase oder Flüssigkeiten führen, als solche zu erkennen.

Deshalb wurde das Collapsing-Verfahren (JONES & STEWART, 1997) nach Anwendung des JHD-Verfahrens (FROHLICH, 1979) (**J**oint **H**ypocenter **D**etermination) auf einen erweiterten Datensatz aus allen bisher mit sechs P-Wellen und zwei S-Welleneinsatzzeiten georteten Ereignissen (das sind 11.966 Ereignisse) angewendet. Bei dem JHD-Verfahren werden systematische Ortungsfehler durch Stationskorrekturen aus den Laufzeitresiduen der P- und eventuell der S-Welle eliminiert.

Das Ergebnis dieser verbesserten Auswertung (vgl. MORIYA et al., 2002; MANTHEI et al., 2003) zeigt Abb. 4-15 nach Drehung des Koordinatensystems.

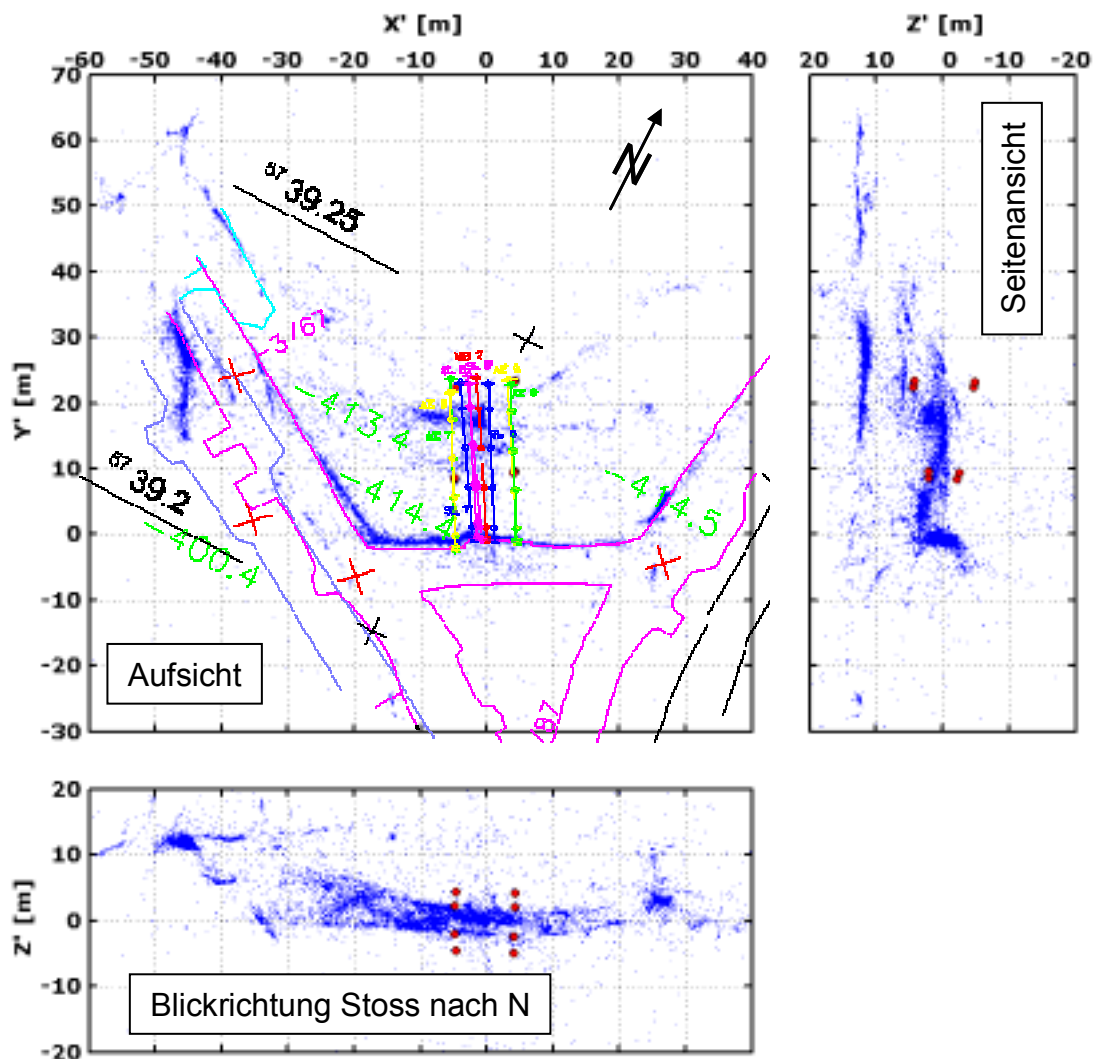


Abb. 4-15. Ereignisse aus Abb. 4-12 (13. Sept. 2005 bis zum 19. April. 2007) nach Anwendung des Collapsing-Verfahrens im gedrehten Koordinatensystem.

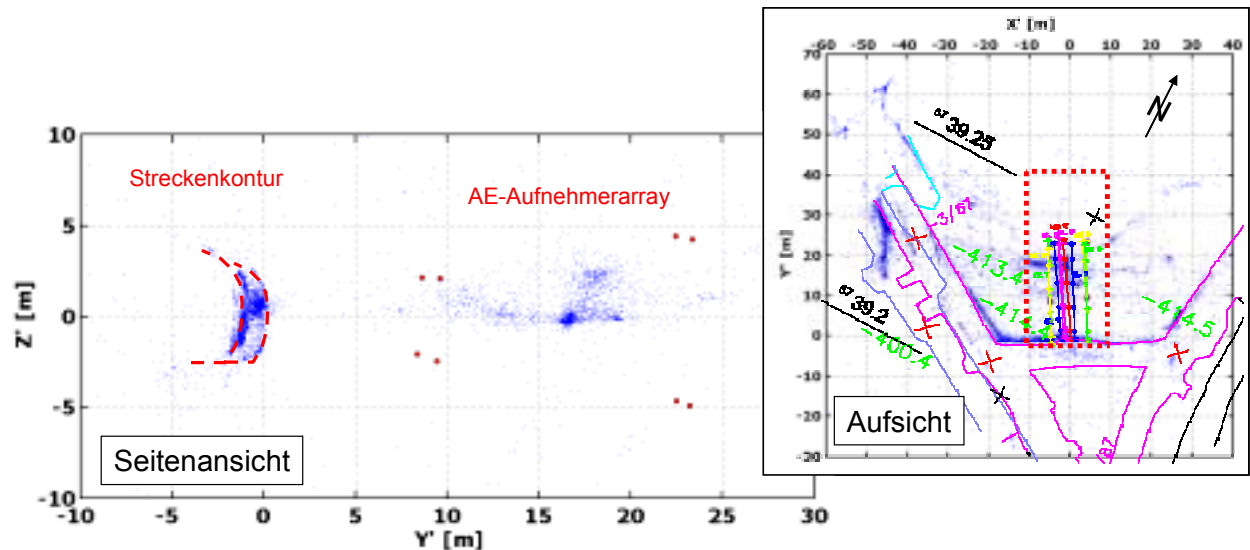


Abb. 4-16. Projektion der Ereignisse aus einem 20 m breiten Streifen ($-10 \text{ m} < x' < 10 \text{ m}$, vgl. Inset re.: Aufsicht) um die Injektionsbohrung herum im gedrehten Koordinatensystem (Seitenansicht – innerhalb der Kontur wird die Messnische als doppelter Saum abgebildet).

In dieser Abbildung sind wesentlich stärkere Ortungskonzentrationen zu sehen als nach der üblichen Ortung. Der Verlauf der der Sondenordnung zugekehrten Stöße wird jetzt sehr scharf abgebildet. Auch die Anwendung des Collapsing-Verfahrens auf die Ereignisse innerhalb des Aufnehmerarrays gibt allerdings keinen weiteren Hinweis darauf, dass diese auf mögliche Strukturen wie z.B. auf einer Rissfläche liegen. Das zeigen die Ereignisse in einem 20 m breiten Streifen von $x' = -10 \text{ m}$ bis $+10 \text{ m}$ in Abb. 4-16 in Projektion längs der Querstrecke. Die Injektionsbohrung liegt in der Mitte des Streifens. In dieser Abbildung ist zu sehen, dass das Profil der Strecke sehr scharf abgebildet wird. Selbst die Krümmung der Ulme der Querstrecke und der etwa 1 m tiefer ins Gebirge ragenden Messnische wird durch die Ortungen wiedergegeben.

Ausgehend von einer ausgeprägten punktförmigen Ortungsanhäufung bei $y' = 16,5 \text{ m}$, liegen weiterhin Ereignisse entlang der Injektionsbohrung bis etwa $y' = 19,5 \text{ m}$. Neben diesen Ereignissen aus der Injektionsbohrung liegen viele gestreute Ereignisse im radialen Abstand bis etwa 5 m um das Injektionsbohrloch herum.

Die tiefenabhängige Verteilung der Ereignisse ist in Abb. 4-17 in zwei Horizontalschnitten dargestellt. Im linken Teilbild von Abb. 4-17 sind die Ereignisse im Niveau der Querstrecke und der benachbarten Hauptförder- und Bandstrecke aufgetragen ($z' < 10 \text{ m}$), im rechten Teilbild sind Ereignisse im Niveau über den Firsten dieser Strecken ($z' > 10 \text{ m}$) zu sehen.

Neben der schon erwähnten schärferen Abbildung des Streckenverlaufs zeigt das linke Teilbild zwei linienartige Strukturen, die sich in dem oben genannten Ortungsschwerpunkt in der Injektionsbohrung kreuzen. Die Ereignisse im oberen Bereich ($z' > 10 \text{ m}$) bilden die Sohle einer höher gelegenen Strecke ab, der aktuellen Hauptförderstrecke 12.1.

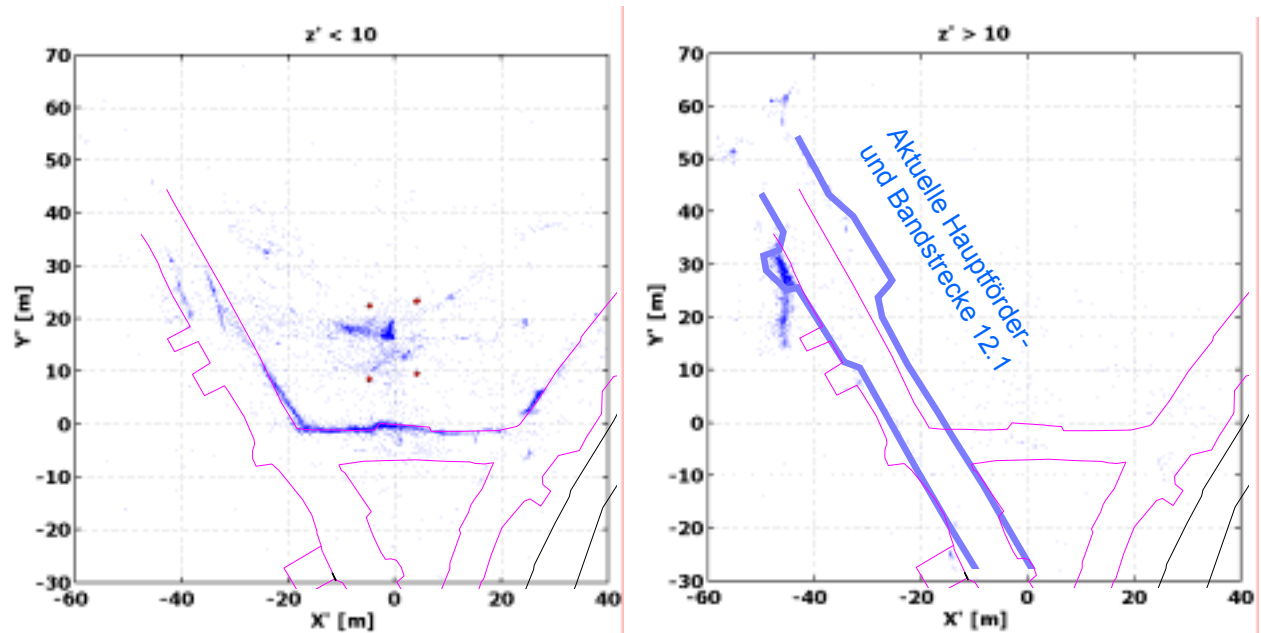


Abb. 4-17. Sicht auf die Ereignisse in zwei Niveaus. Links: Niveau des Querschlags 2 und der Hauptförder- und Bandstrecke ($z' < 10$ m). Rechts: Niveau der über dem Versuchsort liegenden Zufahrtsstrecke ($z' > 10$ m) – Stand 19. April. 2007.

4.3. Arbeitsstand Versuchsort Gaspermeation

Ziel der ebenfalls am Standort Bernburg gemeinsam mit der TU Clausthal durchgeführten Arbeiten ist, die grundlegenden Prozesse hinsichtlich der relevanten Einflussparameter für einen Gastransport im Salz bei erhöhten Porendrücken experimentell zu charakterisieren und bezüglich der Veränderung der entsprechenden Transporteigenschaften zu quantifizieren.

Der Versuchsort ist analog zu der zuvor beschriebenen Versuchskonzeption eingerichtet (vgl. Kap. 4.1). Die Druckaufbautests haben zwischenzeitlich eine Dauer von mehr als 800 Tagen erreicht, wobei es in der Druckstufe bei 140 bar Nenndruck zu einem Gasdurchbruch bis in die Kontrollbohrlöcher gekommen ist. Aufgrund der Relevanz dieser Messungen für das durchzuführende Vorhaben werden die Ergebnisse der Drucktests mit Ausnahme einer detaillierten Ergebnisdarstellung der mikroakustischen Messungen in die Untersuchungen einbezogen.

Diese Untersuchungen werden im Rahmen des BMBF-Forschungsvorhaben bis Mitte 2008 noch fortgeführt.

4.3.1. Geologische Rahmenbedingungen

Die Untersuchungen werden in der NE-Flanke des Grönaer Sattels, rund 40 m südwestlich des Schachtes Bernburg, in der Zufahrt zur Füllstelle des Schachtes durchgeführt (vgl. Lage im Grubenfeld Abb. 4-1). Der Grönaer Sattel selbst ist das dominierende tektonische Element innerhalb des östlichen Grubenfeldes Bernburg (Abb. 4-18). In seinem Kern ist das Staßfurt-Steinsalz (Na2) bis zu einer Mächtigkeit von rund 400 m angestaut. Seine lang gestreckte ca. 2000 m lange Sattelachse streicht aus ost-südöstlicher Richtung kommend im Grubenfeld generell herzyn. Eine mehr westöstliche Streichrichtung ist im nordwestlichen Teil und im Südosten des Sattels ausgebildet.

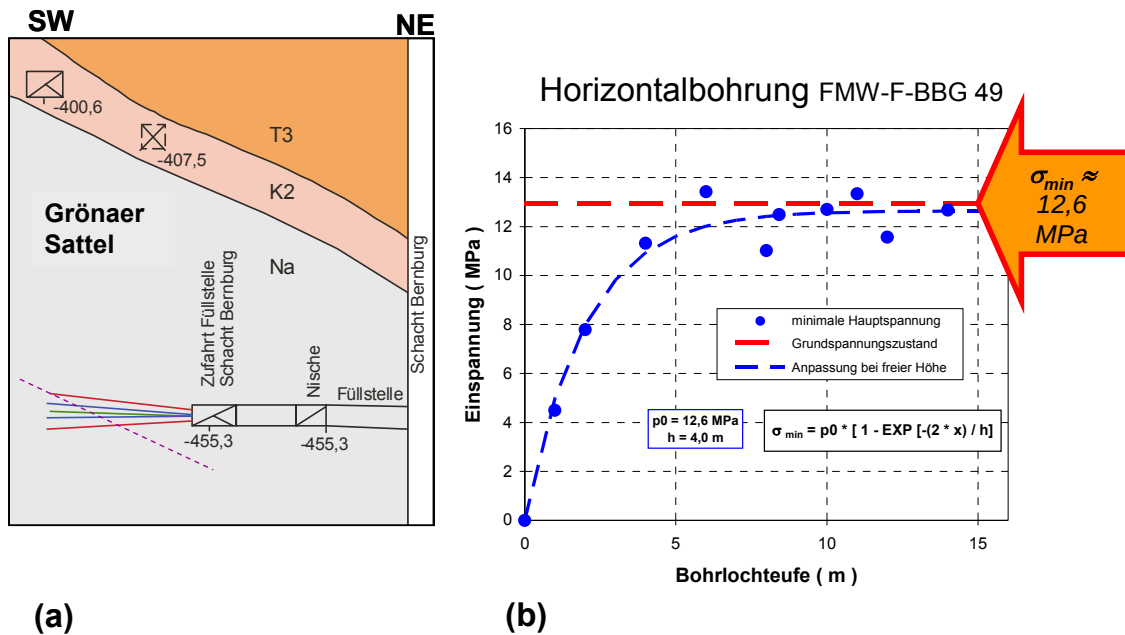


Abb. 4-18. Geologische Rahmenbedingungen. (a) Geologisches Profil der NE-Flanke des Grönaer Sattels mit der Lage des Untersuchungsortes. (b) Verlauf der minimalen Hauptspannung über die Bohrlochteufe im Messniveau des In-situ-Versuchsorts aufgrund von Hydrofractmessungen.

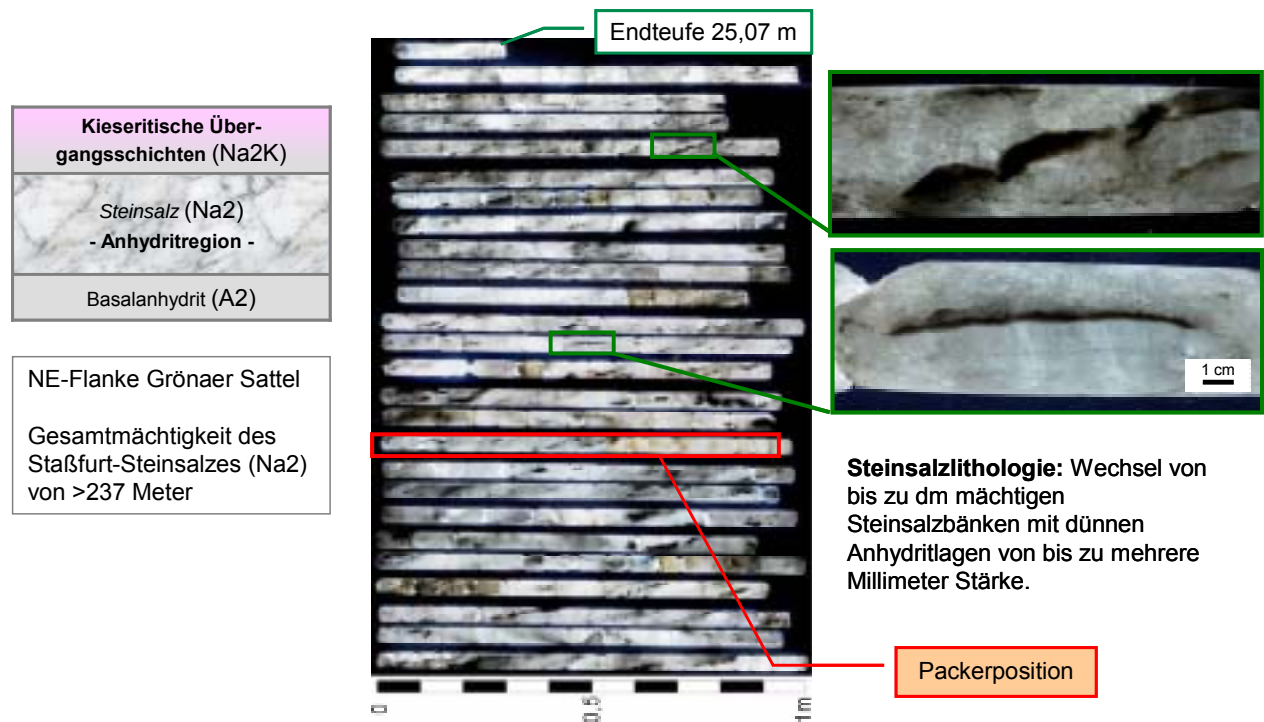


Abb. 4-19. Ausbildung des Staßfurt-Steinsalzes am Standort „Gaspermeation“ – Kernbefund der Injektionsbohrung.

Am Versuchsort ist das Staßfurt-Steinsalz (Na2) in einer Teufe von 540 m im stratigraphischen Niveau der Anhydritregion aufgeschlossen (vgl. Tab. 4-1). Das vorliegende Schichteinfallen beträgt 13 Grad nach NE. Ein Überblick über den geologischen Aufbau in diesem Teil der Lagerstätte wird mit dem geologischen Schnitt in Abb. 4-18 gegeben.

Wie für die Anhydritregion typisch, wechseln am Stoß des Versuchsortes horizontale, makroskopisch erkennbare, dünne Anhydritlagen von <1 mm bis cm-Stärke mit überwiegend

bis zu dm-mächtigen Steinsalzbänken, womit die ursprüngliche primäre Schichtung des Steinsalzes nachgezeichnet wird. Nach dem Kernbefund fallen die Schichten in einem flachen Winkel von ca. 5 – 10° zur Bohrlochachse ein, so dass mit zunehmender Bohrlochteufe unterschiedliche Anhydritlagen sukzessive geschnitten werden.

Die Anhydritlinien sind sehr heterogen ausgebildet (z.T. scharf konturiert und megaskopisch – mit dem bloßen Auge erkennbar - dicht, oder von Halitfeinstreifen bündelweise texturiert bis diffuse in der Steinsalzmatrix angereichert). Sie sind jedoch aufgrund der tektonischen Beanspruchung nicht durchgehend, sondern liegen im dm-Bereich intensiv verfaltet bis zerrissen oder mehrfach übereinander geschoben vor (vgl. Abb. 4-19). Da in der Bohrung weiter aushaltende Anhydriteinlagerungen nicht angetroffen wurden, wird das Steinsalz zwar als stark mit Anhydrit durchsetzt, aber insgesamt als homogen und gleichzeitig als repräsentativ für Staßfurt-Steinsalz (Na₂) in der steilen Lagerung angesprochen.

Im Umfeld des Versuchsortes liegen, abgesehen von einzelnen Strecken, keine größeren Grubenbaue, somit entspricht der Versuchsort einem nahezu unverritzten Gebirgsbereich. Ausgehend vom Aufbau des Deckgebirges und des Salinars mit einer Gesamtüberdeckung von 540 m wird ein petrostatischer Teufendruck (d.h. Primär- oder Grundspannungszustand) in der Größenordnung von $\sigma_{\text{lith}} \approx 13 \text{ MPa}$ abgeschätzt.

Zur Überprüfung des In-situ-Spannungszustandes wurden am Versuchsort Hydrofractests in zwei 42-mm-Bohrlöchern in vertikaler und horizontaler Richtung durchgeführt. Der in der Horizontalbohrung F-BBG-49 ermittelte Verlauf der minimalen Hauptspannung ist in Abb. 4-18b graphisch dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Minimalspannungen mit wachsender Teufe zunehmen und bei ca. 7 m ein Plateau von $\sigma_{\text{min}} \approx 12,6 \text{ MPa}$ erreichen. Die vorliegende Streuung der Messwerte resultiert aus lokal auftretenden Durchlässigkeiten des Steinsalzes (z.B. Auflockerungszone der Bohrlochkontur bzw. im Bereich von Anhydriteinschlüssen).

4.3.2. Durchführung und Ergebnisse der Gasinjektionstests

Die Drucktests laufen seit Ende 2004 und werden analog zu den vorher beschriebenen Untersuchungen als Druckpulstests durchgeführt, d.h. der Druck wird in Stufen erhöht und jeweils die Druckabfallkurve bewertet. Der zeitliche Verlauf des Versuchs ist in Abb. 4-20 dargestellt.

In der ersten Versuchsphase von ca. 200 Tagen wurde der Druck in Schritten zwischen 10 und 20 bar bis auf 115 bar erhöht. Mit der Annäherung an die mutmaßliche minimale Gebirgsspannung wurde der Gasdruck in 5-bar-Schritten gesteigert. Die einzelnen Druckstufen hatten Haltezeiten von bis zu 50 Tagen.

In Abb. 4-21 sind die Ergebnisse der Pulstests als normierte Druckabfallkurven zusammengestellt. Im Unterschied zu den nicht gleichförmigen Ergebnissen vom BfS-Messort (vgl. Abb. 4-9) zeigen sie innerhalb des betrachteten Messintervalls einen nahezu linearen Verlauf, d.h. es liegen stationäre Verhältnisse vor, ohne dass Sättigungsbedingungen mit einem konstanten Druckniveau erreicht werden.

In der Druckstufe 140 bar findet anfänglich eine signifikante Erhöhung der Druckabfallrate auf etwa 0,13 bar pro Tag statt. Weiterhin ist nach etwa 4 Tagen (Tag 423 des laufenden Versuchs) ein schlagartiger Gasdurchbruch mit einem Druckabfall von 20 bar innerhalb eines Tages zu beobachten (Abb. 4-23). Gleichzeitig kommt es nahezu ohne zeitliche Verzögerung in den 2 m entfernten Kontrollbohrungen SL2 und SL4 zu einem Druckanstieg von 0,7 bzw. 2,8 bar, während in den näher liegenden 1-m-Bohrungen kein Effekt beobachtet wurde.

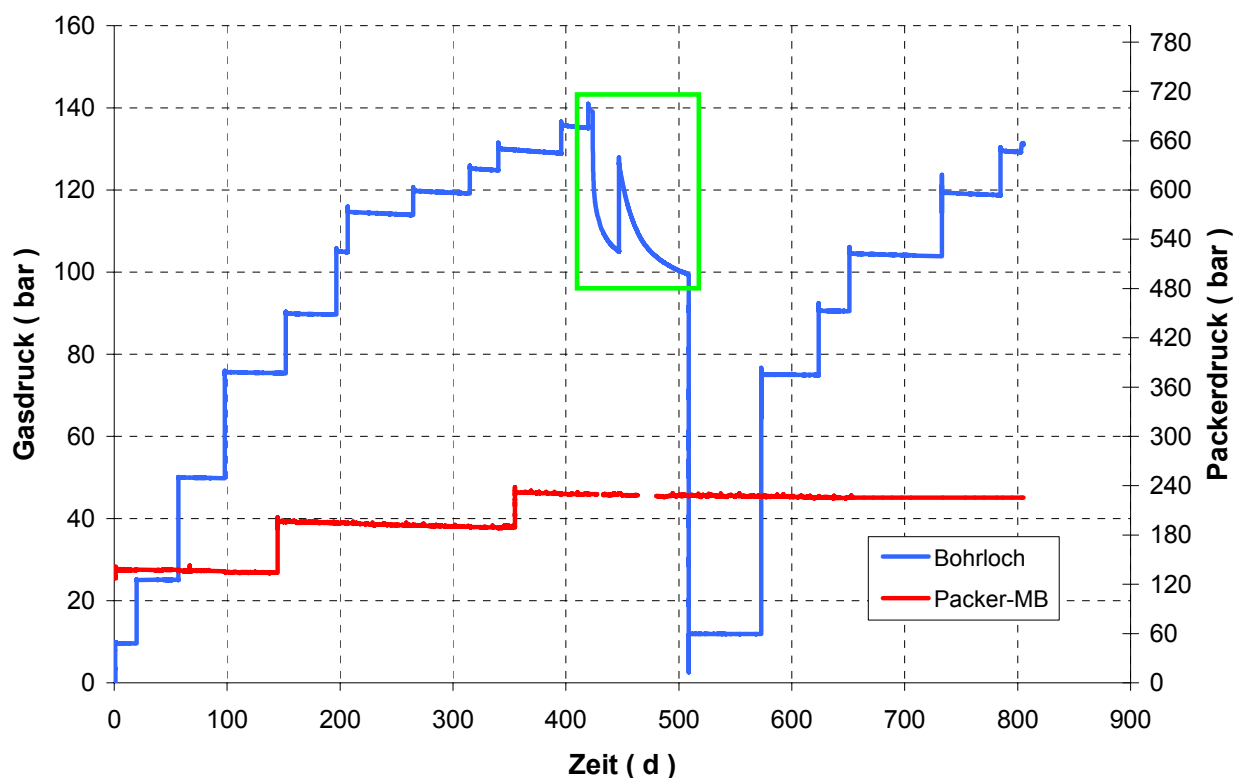


Abb. 4-20: Zeitlicher Verlauf des Gasinjektionstests „Gaspermeation“: Stufenweise Erhöhung des Gasdruckes bis zum Gasdurchschlag nach ca. 430 Tagen (markiert durch grüne Umrandung). Untersuchungsstand: 19.04.2007.

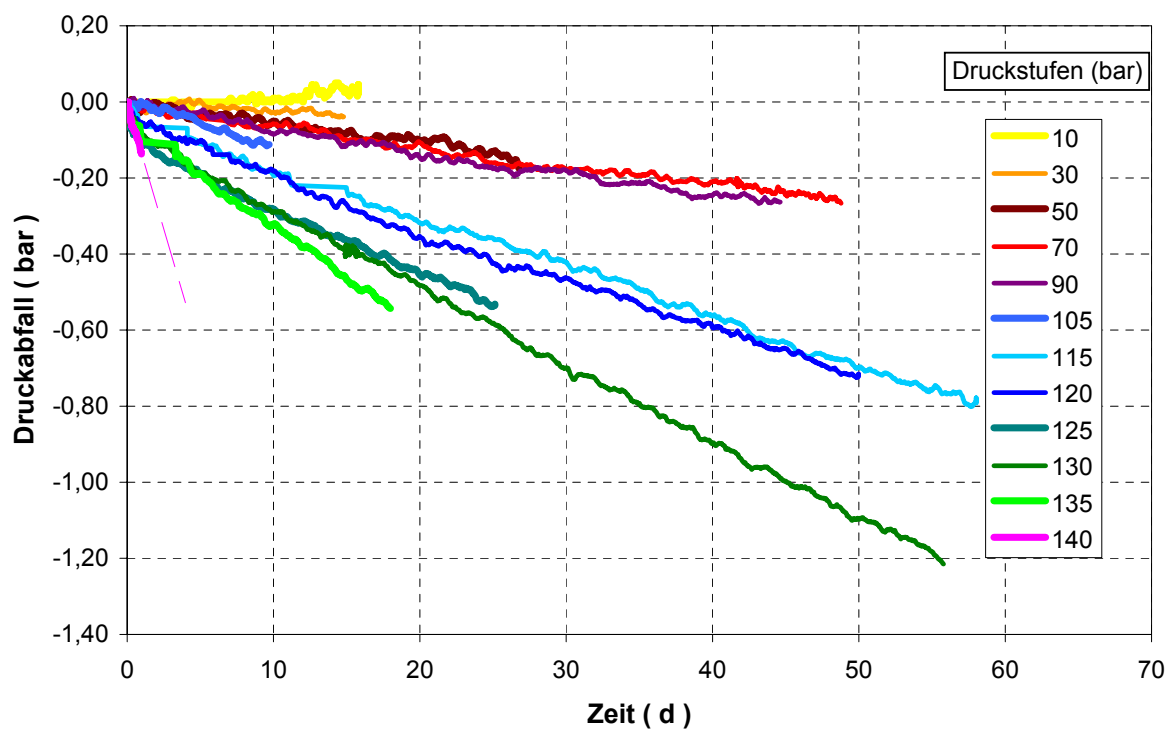


Abb. 4-21: Auswertung des Druckabfalls in den verschiedenen Druckstufen, jeweils normiert auf den Maximalwert ca. 0,5 h nach Erhöhung des Gasdruckes.

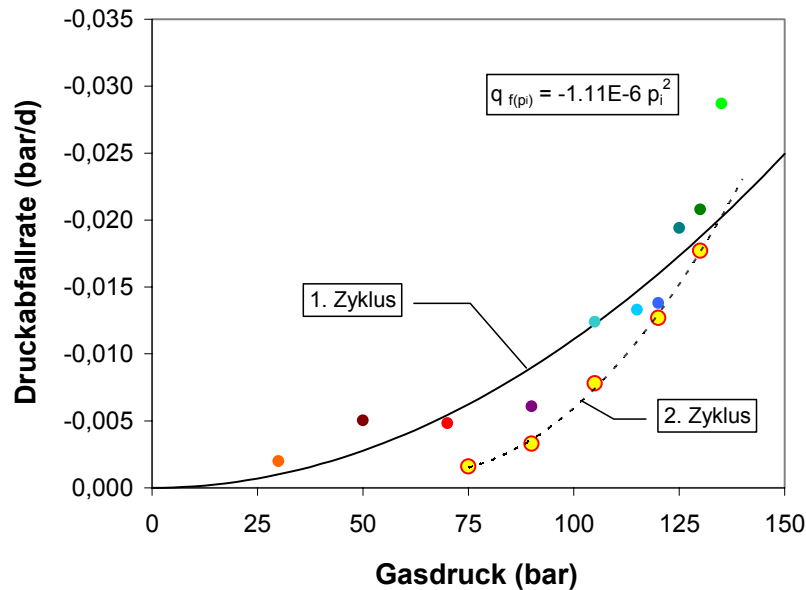


Abb. 4-22. Druckabfallraten vs. mittlerer Gasdruck (Datenbasis aus Abb. 4-21 mit zwei Gasdruckzyklen, d.h. vor und nach dem Gasdurchbruch). Zusätzlich ist für den ersten Zyklus ein quadratisches Polynom als Ausgleichskurve dargestellt.

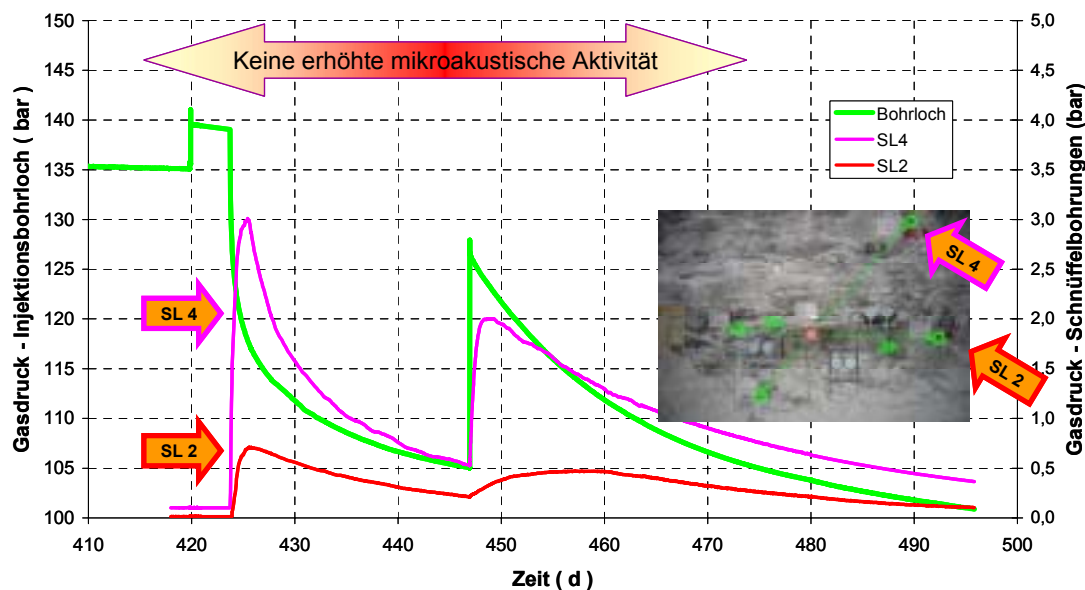


Abb. 4-23. Spontaner Gasdurchschlag in der Druckstufe 140 bar. Druckabfall im Messbohrloch bzw. Druckanstieg in den Kontrollbohrlöchern vs. Zeit. Das Inset zeigt die Lage der Kontrollbohrlöcher SL4 und SL2, in denen es zu einem Druckanstieg gekommen ist.

Dieser Vorgang einer deutlichen Druckentlastung mit einem Gasdurchschlag zu den Kontrollbohrungen sowie der anschließenden Stabilisierung auf einem niedrigeren Gasdruckniveau wiederholt sich nahezu analog, nachdem der Gasdruck erneut auf 125 bar erhöht worden ist.

Nach Bestätigung der Reversibilität des Gasdurchbruchmechanismus, wurde das Bohrloch bis auf 10 bar entlastet und beobachtet, ob es zu Ausgasungseffekten des gasdruckbeladenen Salzgebirges kommt.

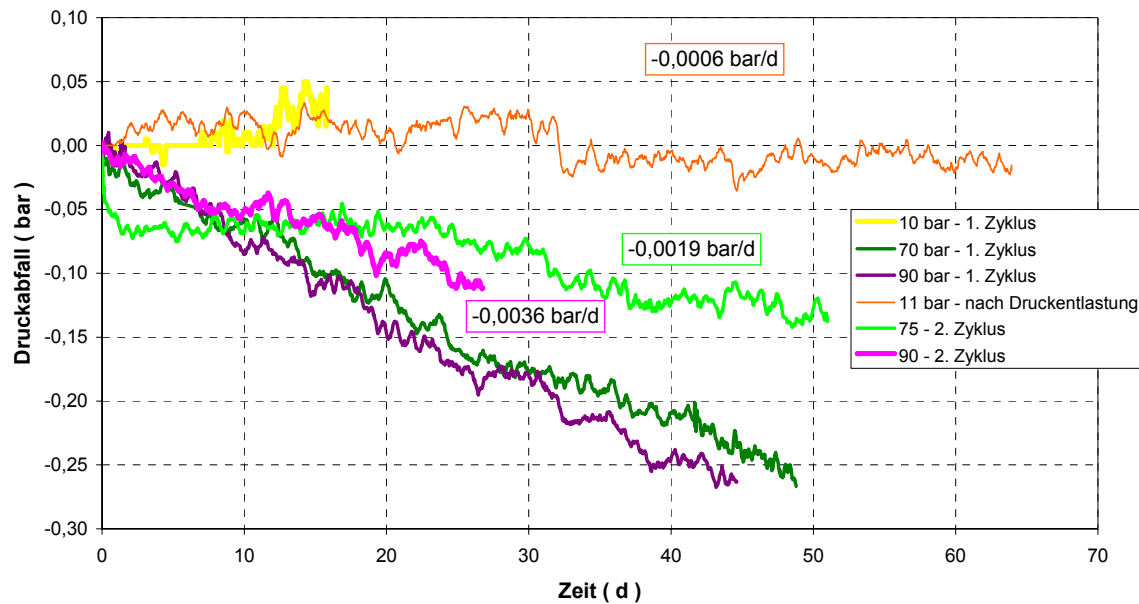


Abb. 4-24. Vergleich des jeweils auf den Maximalwert einer Druckstufe normierten Druckabfalls der Einzeldruckstufen. Beachte den Unterschied zwischen 1. und 2. Druckzyklus.

Für die Bewertung des Gasfracturverhaltens ist wichtig festzuhalten, dass es vor dem Druckabfall keine signifikante Zunahme der Druckabfallrate sowie keine erhöhte mikroakustische Aktivität vor und während des Prozesses gab und somit kein „Pre-Cursor“-Ereignis auftrat (vgl. zeitliche Variation der gemessenen mikroakustischen Ereignisraten in Abb. 4-25). Weiterhin ist wichtig, dass sich nach dem Druckabfall der Druck auf einem Niveau von ca. 11 MPa bei einer mittleren Druckabfallrate von ca. 50 mbar/d wieder stabilisierte, d.h. die vorherige Dichtheit teilweise wieder erreicht wird.

Wie Abb. 4-24 zeigt, ist der Gasdruck in der ersten Stufe bei 10 bar annähernd konstant bzw. nimmt mit einer sehr geringen Rate ab. Dieser Effekt setzt sich in den nächsten Druckstufen fort, jedoch sind, wie der Vergleich in Abb. 4-22 zeigt, die Druckabfallraten gegenüber der Erstbelastung auf ca. 1/3 reduziert, was mutmaßlich eine Folge der Gasdruckbelastung der Poren im Steinsalz ist. In den folgenden Druckstufen nähern sich die Druckabfallraten den Ergebnissen der Erstbelastung wieder an, **d.h. die Identität der Messdaten belegt die absolute Wiederherstellung der Gasintegrität.**

4.3.3. Bewertung der mikroakustischen Aktivität

Analog zum BfS-Standort erfolgt auch hier eine mikroakustische Überwachung, wobei anders als an diesem Versuchsort eine Ortung schon bei mindestens 5 P- und 2 S-Einsätzen gültig ist. Im Zeitraum vom 5.2.2005 bis 19.6.2007 traten insgesamt 23.688 Ortungen auf. In einem gedrehten Koordinatensystem, in dem der Stoß achsenparallel verläuft, wie es in Abb. 4-26 dargestellt ist, sind wegen des kleineren Ausschnitts nicht alle Ortungen zu sehen. Die meisten Ereignisse stammen aus der oberflächennahen Auflockerungszone am Stoß (x' zwischen 16 und 20 m). Die zwei Bilder der Abb. 4-25 zeigen die zeitliche Änderung der Ortungsrate mit der Druckbeaufschlagung im gesamten Messarray sowie innerhalb der Aufnehmeranordnung. Die Peaks der Ortungsrate liegen für oberflächennahe Ereignisse (oberes Teilbild in Abb. 4-25) wie für Ereignisse aus dem Innern des Bohrlocharrays (unteres Teilbild) nur selten an Stellen der Druckerhöhung.

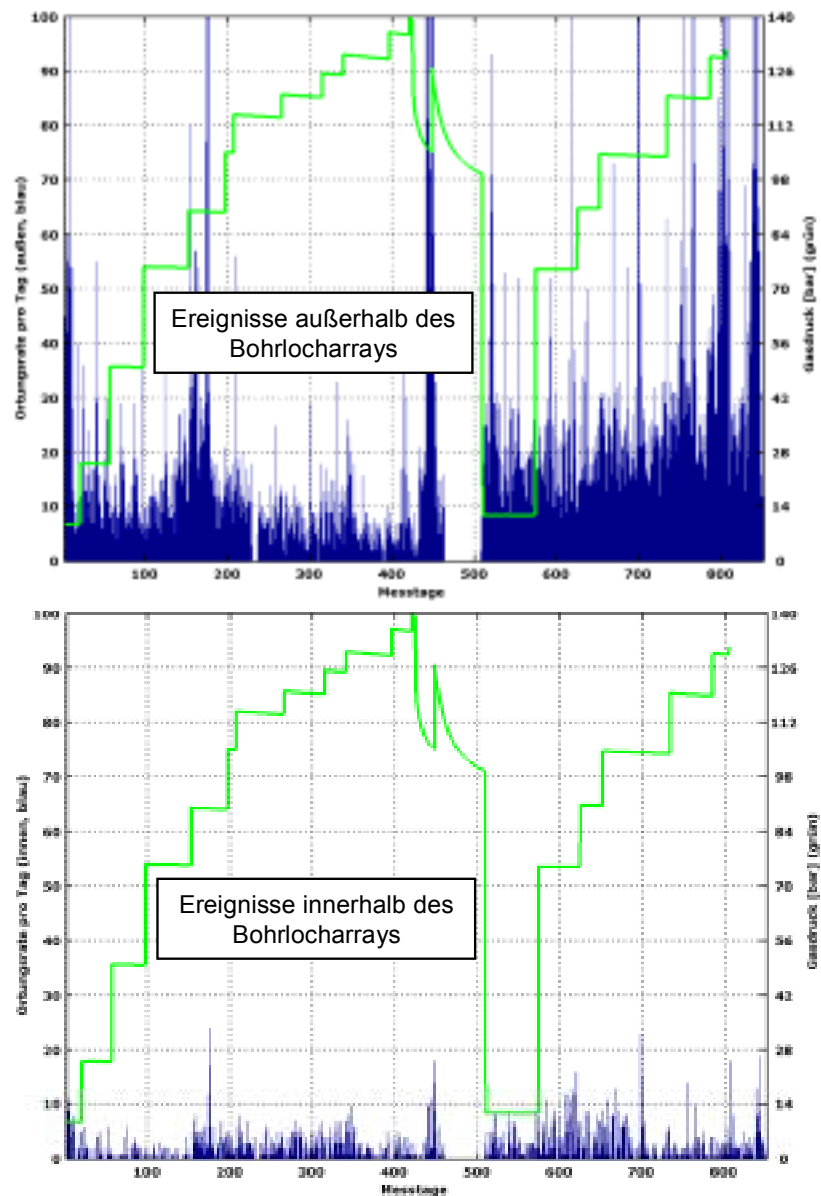


Abb. 4-25. Rate der georteten oberflächennahen Ereignisse (Teilbild oben) und der Ereignisse aus der Umgebung der Injektionsbohrung (Teilbild unten) im zeitlichen Verlauf. Für den Zeitraum ca. 475 d – 510 d liegen infolge eines Stromausfalls keine Messdaten vor.

zeigt sich bei der statistischen Auswertung der mikroakustischen Aktivitäten keine Korrelation mit der Druckbeaufschlagung im Bohrloch (Abb. 4-25). Dies gilt insbesondere für den zeitlichen Bereich des Gasdurchschlages.

Konzentriert man sich auf die Ortungsraten innerhalb des Bohrlocharrays, dann liegen die Ortungsraten meistens unter 10 Ereignissen pro Tag. Berücksichtigt man, dass der Gasdurchschlag spontan und mit hoher Dynamik erfolgt, ist zunächst überraschend, dass selbst im Moment der Perkolation keine besondere mikroakustische Aktivität zu beobachten ist. Dieser Prozess unterscheidet sich allerdings sehr deutlich von einer üblichen Rissbildung. Es bilden sich vielmehr „Kurzschlüsse“ zwischen schon vorhandenen Wegsamkeiten, die bewirken, dass größere Volumina für das einströmende Gas zur Verfügung stehen. Dieser Prozess ist mit geringer Neubildung von Rissoberfläche verbunden. Daher wird nur wenig Energie in Form von mikroakustischen Ereignissen freigesetzt. Aufgrund der bisher bei GMuG vorliegenden Erfahrung beispielsweise zu dynamischen Bruchprozessen im Salzgebirge kann davon ausgegangen werden, dass die dynamische Empfindlichkeit des mikroakustischen Messsystems ausreichend ist, um auch kleine Rissbildung registrieren zu können.

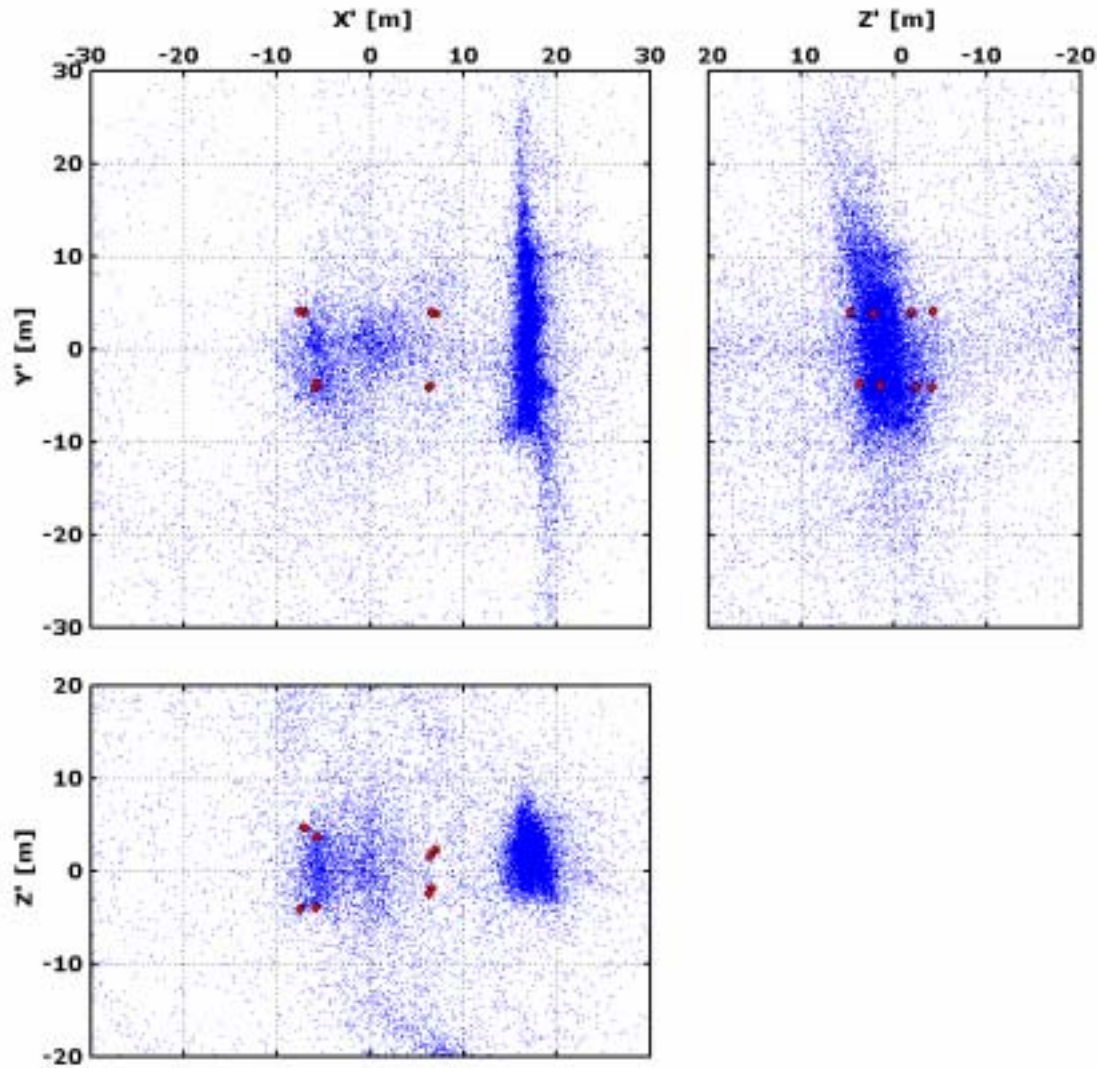


Abb. 4-26. Messergebnisse Standort Gaspermeation: vom 5. Februar 2005 bis Mitte 2007 georteten 23.688 Ereignisse (blaue Punkte) aus dem Untersuchungsbereich Gaspermeation (Zufahrtsstrecke Grönaer Schacht) in Projektionen auf die drei Koordinatenebenen (gedrehte Ansicht): X – Y = Horizontalansicht. Die Lage der mikroakustischen Aufnehmer ist durch rote Punkte angegeben.

4.4. Auswertung der Gasinjektionstests – numerische Simulation

Die vorliegenden Ergebnisse der während der an beiden Versuchsorten realisierten Druckstufen sowie der beim Gaspermeations-Standort beobachtete Prozess des Gasdurchschlages in der Nenndruckstufe 140 bar stellen eine einmalige Datenbasis für die Bewertung eines möglichen Gasfracszenarios in Salzgesteinen dar, wobei mehrere Aspekte von Bedeutung sind:

- Auswertung der Gasinjektionstests zur Bestimmung der Permeabilität des die Gasinjektionsbohrung umgebenden Salzgebirges als Parameter für die Integrität sowie der Reichweite des Permeationsprozesses;
- Repräsentativität der in Bohrlöchern durchgeführten Gasinjektionstests für die in einem Endlager zu erwartenden Druckaufbauraten;
- Durchführung von Simulationsrechnungen zum Druckaufbau im Salzgebirge für ein weites Spektrum von Druckaufbau- bzw. Gasinjektionsraten.

4.4.1. Permeabilitätsauswertung der Gasinjektionstests

Die vorliegende Datenbasis zur Bestimmung der druckabhängigen Gaspermeabilität von Steinsalz resultiert im Fall der Messungen am BfS-Standort aus einer Beobachtungszeit von knapp 2 Jahren, sowie für den Messort Gaspermeation aus mehr als 800 Tagen. Dabei wurde der Gasdruck in mehreren Stufen bis in den Bereich bzw. kurzfristig auch über den minimalen Gebirgsdruck erhöht, wobei ein erheblicher Druckabfall in den Pulstests auftrat.

Insgesamt sind die an beiden Standorten beobachteten Druckabfallraten mit einer Bandbreite zwischen wenigen mbar/d bis zu 50 mbar/d bei Druckstufen unterhalb der Gebirgsspannung extrem niedrig, was insbesondere zur Beobachtung eines hinreichenden Messeffekts Versuchszeiten bis zu mehr als 50 Tagen erforderlich machte. Gleichzeitig ist dies ein Hinweis auf die hohe Gasdichtigkeit des Salzgebirges.

Während am BfS-Standort die Druckabfallraten als Folge einer Beeinflussung durch den Kontrollraum etwas streuen (vgl. Abb. 4-9), nehmen sie am Standort Gaspermeation von quasi 0 bei 30 bar Injektionsdruck bis auf ca. 50 mbar pro Tag in der Injektionsstufe bei 135 bar stetig zu; d.h. es treten keine **feuchteinduzierten Sperrdruckeffekte** ein. Stattdessen entspricht die in Abb. 4-22 dargestellte Zunahme der Druckabfallrate vom Gasdruck bis etwa 13,5 MPa der nach DARCY zu erwartenden quadratischen Druckabhängigkeit einer Fließrate für den stationären Fluss kompressibler Medien.

Damit wird für die in Bernburg durchgeführten Gasinjektionstests eindeutig belegt, dass im trockenen Salzgebirge fluidinduzierte Effekte im Sinne einer 2-Phasenströmung bei den durchgeführten Messungen vernachlässigt werden können und offenbar nur Gasausbreitung im Sinne einer DARCY-Strömung vorliegt¹⁷. Dies stellt eine wichtige Vorbedingung zur Bestimmung der Permeabilität aus den beobachteten Abfallkurven dar.

Eine zweite Vorbedingung ergibt sich aus der Annahme, dass Porendrücke im Salzgebirge vernachlässigbar sind. HÄFNER et al. (2001) führen aus, dass in Mitteleuropa Porendrücke in Steinsalzformationen nur unter besonderen Konstellationen bekannt sind:

- direkte Nähe (Abstand wenige Meter) zu tektonisch stark beanspruchten Formationen (z.B. Methangasführung im Südharz-Kali-Revier sowie Gasgehalte im Mitteldeutschen-Kalirevier mit maximal 15 Liter Gas im Normzustand auf 1 m³ Steinsalz)
- Eintrag fluider Phasen aus vulkanischen Aktivitäten mit Ausbildung hydrothermaler Umbildungszonen (z.B. CO₂-Gasführung im Sylvenit in der Umgebung von Basaltschloten im Werra-Kali-Revier mit einem Normvolumen bis 100 m³ Gas auf 1 m³ Steinsalz).

Die an diesen Lokalisationen bestimmten Porenraumdrücke liegen in der Höhe des petrostatischen Teufendruckes. Diese Drücke haben sich im Laufe von Jahrtausenden erhalten und zeigen somit direkt die Dichtheit des Salzgesteins im unverritzten Zustand. Bei den nachfolgenden Permeabilitätsberechnungen wird davon ausgegangen, dass der Porendruck gleich dem atmosphärischen Druck ist.

Für die Auswertung der Druckverläufe wurden zwei Verfahren verwendet:

- ein analytisches Verfahren basierend auf einem (quasi)-stationären radialsymmetrischen Abströmen unter Annahme einer mittleren Strömungsrate: **r-Geometrie** (vgl. 3.2.1). Die Grenzbedingung Reichweite ergibt sich proportional zum Gasverlust im Bohrloch über das schrittweise Aufsättigen einer vorliegenden Porosität von 0,1% mit einem mittleren Porendruck entsprechend der vorliegenden Druckstufe.

¹⁷ Das Darcy-Gesetz ist nur innerhalb gewisser Grenzen gültig (vgl. hierzu Kap. 3.2.1 bzw. HÄFNER et al., 1985). Die untere Grenze wird erreicht, wenn es bei sehr kleinen Porenkanalquerschnitten, wie sie bei Permeabilitäten $<10^{-20}$ m² auftreten können, zu Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein kommt.

- ein von der Arbeitsgruppe HÄFNER (BA Freiberg) im Rahmen eines BMBF-Forschungsvorhabens entwickeltes numerisches Rechenprogramm *BT_2d* (HÄFNER et al., 2001): **r-z-Geometrie**. Mit diesem Verfahren sind vorrangig in Salzbergwerken in horizontalen oder vertikalen Hohlräumen durchgeführte Permeabilitätsmessungen interpretiert worden.

In dem Rechenprogramm *BT_2d* bilden die zeitliche Entwicklung des Druckes im Bohrloch, die Stoffdaten des verwendeten Messfluides und die geometrische Versuchskonfiguration die Grundlage zur Bestimmung der Gaspermeabilität über die Lösung der Umkehraufgabe der rotations-symmetrischen zweidimensionalen Strömung und der Parameteridentifikation. Die physikalischen Rahmenbedingungen für eine Beschreibung der instationären Gasdruckverteilung im Gestein um druckbeaufschlagte Bohrungen sind bei HÄFNER et al. (2001) beschrieben.

Zur Auswertung von Druckmessungen in definierten Hohlräumen und Bohrlochanordnungen wird das gesamte zu untersuchende Gebiet einschließlich der Bohrung in Bilanzelemente (Zellen) unterteilt. Diese Raum-Diskretisierung erfolgt aufgrund der axialen Bohrlochsymmetrie mit Ebenen normal zur z-Achse und mit Kreiszylindern um die z-Achse, wobei die Größe und Zahl der Zellen der Geometrie der Versuchsanordnung angepasst ist. Dabei wird zwischen aktiven (Fluss über die Grenzen des Elements) und passiven (dicht) Elementen unterschieden.

Die mittels dieser zwei Verfahren bestimmten Permeabilitätswerte sind für den Versuchsort Gaspermeation in Abb. 4-27 bzw. für den BfS-Versuchsort in Abb. 4-28 zusammengefasst.

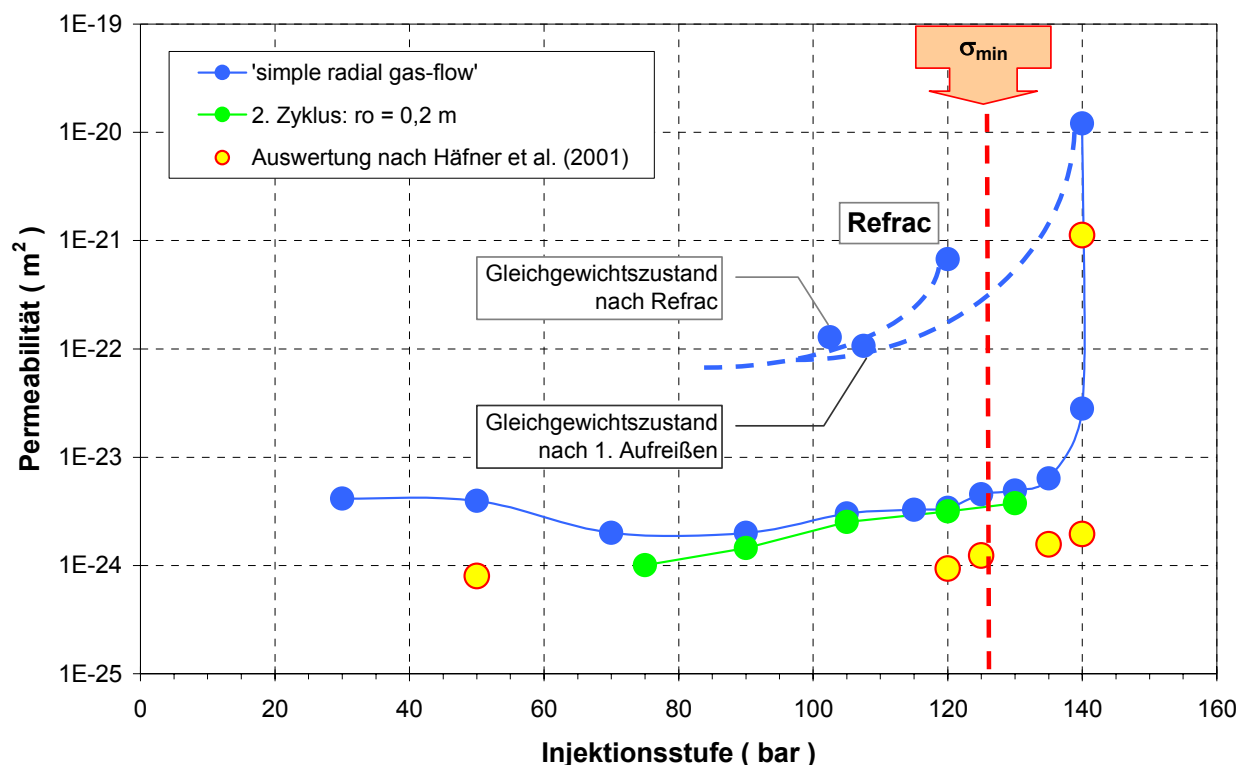


Abb. 4-27. Auswertung der Drucktests am Standort "Gaspermeation" mittels der zwei eingesetzten Verfahren: „r-Geometrie“ – „simple radial gas-flow“ $\Rightarrow$ blaue Symbole (1. Druckzyklus) sowie grüne Symbole (2. Druckzyklus); „r-z-Geometrie“ – numerisches Verfahren nach HÄFNER et al. (2001) $\Rightarrow$ gelb/rote Kreise (1. Zyklus). Hinweis: $\sigma_{\min} \approx 12,6 \text{ MPa}$ (nominal).

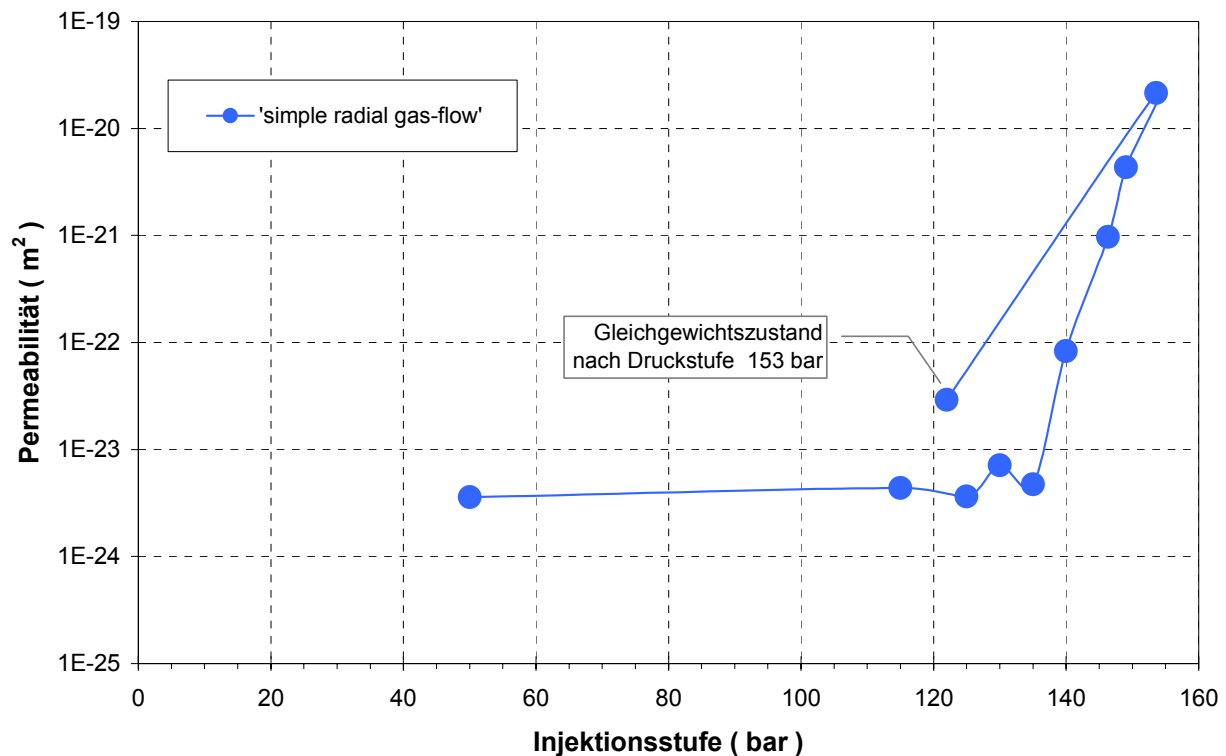


Abb. 4-28. Auswertung der Drucktests am BfS-Standort: „r-Geometrie“ ⇒ blaue Symbole.

Für die Bewertung der Ergebnisse der unterschiedlichen Interpretationsmodelle ist folgendes zu berücksichtigen:

- Ziel der Testanalyse war es, ein Modell der Gasausbreitung zu bestimmen, das bei den simulierten Fließraten einen Druckverlauf liefert, der möglichst genau mit dem gemessenen Verlauf übereinstimmt. Diese Fragestellung wird als inverses Problem bezeichnet.

Normalerweise existiert dafür keine eindeutige Lösung. Die Eindeutigkeit des Modells und damit die Sicherheit der Parameter kann jedoch erhöht werden, wenn man mehrere unabhängige Auswerteverfahren benutzt und zu gleichen Ergebnissen kommt oder wenn man mehrere Testphasen auf dem gleichen Intervall durchführt.

Der Vergleich von Permeabilitätswerten aus Drucktests vom Standort Gaspermeation zeigt, dass beide Verfahren zueinander konsistente Ergebnisse liefern, obwohl sie sich etwa um einen Faktor 2 – 3 unterscheiden.

An beiden Standorten wird übereinstimmend eine initiale Dichtheit des Salzgebirges in der Größenordnung von $\sim 10^{-24} \text{ m}^2$ nachgewiesen. Mit steigendem Druck ist ein schwacher Trend einer kontinuierlichen Permeabilitätszunahme zu beobachten.

Als Folge der stufenweisen Druckerhöhung findet bei beiden Orten in einem Bereich zwischen 130 und 140 bar eine signifikante Zunahme der Permeabilität statt, die als einsetzende Gaspermeation gedeutet wird und im Fall Bernburg auch zu einem Gasdurchschlag in zwei Kontrollbohrlöcher führte. Die Testauswertung belegt eine Permeabilitätszunahme bis zu 4 Dekaden.

Geht man auf Basis der Laboruntersuchungen davon aus, dass das Einsetzen von Permeation unmittelbar mit Erreichen der Minimalspannung verknüpft ist, dann sind die mittels Hydrofractmessungen bestimmten Spannungswerte ($\sigma_{\text{min-Gaspermeation}} \approx 12,6 \text{ MPa}$; $\sigma_{\text{min-BfS}} \approx 15,2 \text{ MPa}$) offenbar nicht repräsentativ für das unmittelbare Spannungsumfeld im Bereich der Bohrungen.

Aufgrund der beobachteten Streuung der Messwerte werden für die weitere Auswertung folgende Spannungswerte angesetzt:

- $\sigma_{\text{min-Gaspermeation}} \approx 13,5 \text{ MPa}$; $\sigma_{\text{min-BfS}} \approx 14 \text{ MPa}$

Als Folge der beim Gasdurchschlag gleichzeitig einhergehenden Druckentlastung bis zur Stabilisierung auf einem quasi stationärem Druckniveau nimmt die Permeabilität spontan wieder ab (Gaspermeation: 110 bar mit $k \approx 2 \cdot 10^{-22} \text{ m}^2$ bzw. Bfs: $\sim 120 \text{ bar}$ mit $k \approx 3 \cdot 10^{-23} \text{ m}^2$). Dieser Druckabfall ist für den Standort Gaspermeation im Detail in Abb. 4-23 dargestellt. Im Wiederholungszyklus (in Abb. 4-27 als Refrac gekennzeichnet) ergibt sich ein relativ früheres Abströmen, d.h. bei niedrigeren Druckwerten, wobei sich aber der mit dem Abströmvorgang sofort abnehmende Gasdruck annähernd auf dem vorherigen Niveau stabilisiert.

Nach vollständiger Entspannung des Bohrlochs auf 10 bar, wobei kein Rückfluss von Gas beobachtet wurde, sind die im Wiederholungszyklus gemessenen Druckabfallkurven praktisch identisch, d.h. das Salzgebirge ist durch die vorhergehende Gasdruckbelastung in seinen Gastransporteigenschaften nicht verändert worden.

Bezüglich Wiederherstellung der Integrität bedeutet dies, die druckinduzierte Aufweitung der Fließwege bei Überschreiten der Minimalspannung ist zumindest teilweise spontan reversibel, d.h. es findet unmittelbar in Abhängigkeit vom Gasdruck eine spontane Risschließung statt.

4.4.2. Reichweite des Permeationsprozesses

Als Basis des Auswerteverfahrens wird mit dem HÄFNER- bzw. r-z-Modell eine zweidimensionale Porendruckverteilung für jeden Messzyklus berechnet. Diese Ergebnisse sind in Abb. 4-29 für die Druckstufe bei 125 bar bzw. im Moment des Gasdurchschlages bei 140 bar dargestellt.

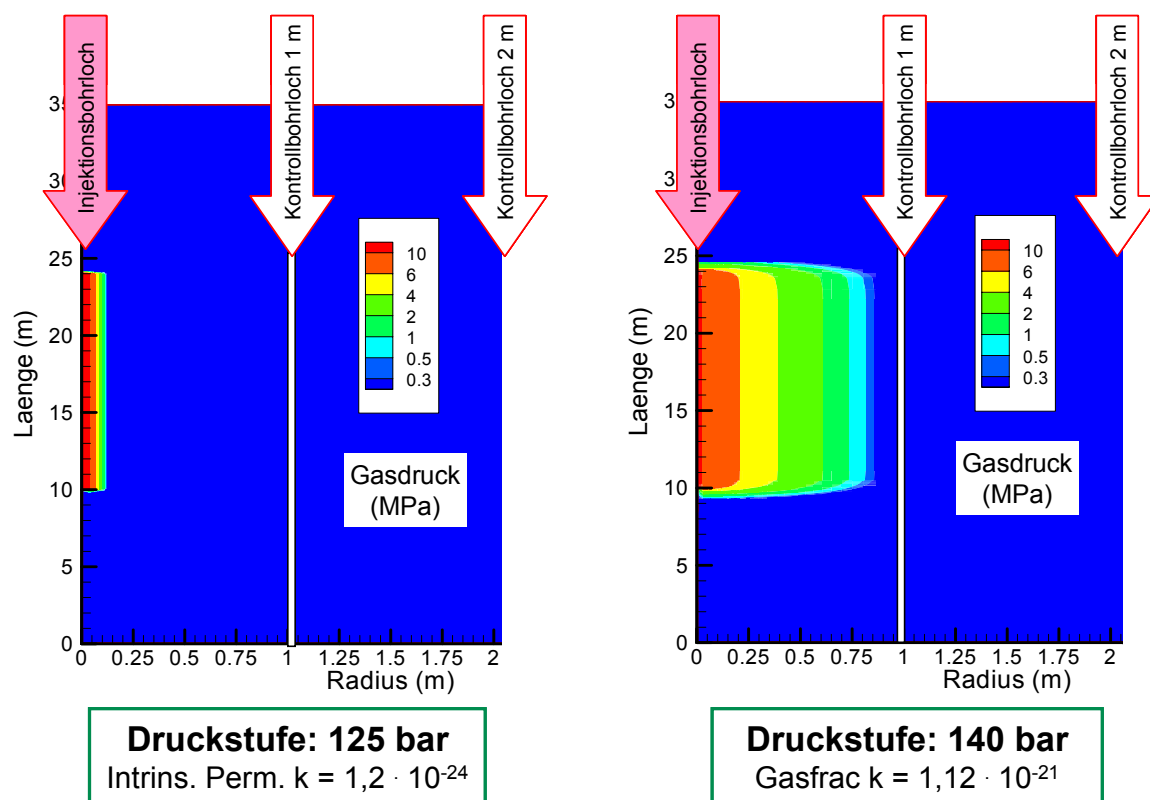


Abb. 4-29. Modellierter Druckverteilung: links: Druckstufe: 125 bar: $k = 1,2 \cdot 10^{-24} \text{ m}^2$; rechts: Druckstufe: 140 bar (während des Gasdurchschlages): $k = 1,1 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$.

Deutlich wird, dass die gasdruckbeeinflusste Zone bei Gasdrücken unterhalb der minimalen Druckeinspannung infolge der geringen Permeabilität nur etwa im Dezimeterbereich um das Bohrloch herum liegt, und sich die gasdruckbeladene Zone mit dem Gasdurchbruch bei 140 bar, erkennbar an der 0,3MPa-Isolinie, auf den Meterbereich erweitert.

Im Experiment wurde tatsächlich ein Druckanstieg bis zu 0,28 MPa, allerdings nur in den 2 m entfernten Kontrollbohrungen beobachtet. Die Druckfront ist somit in dieser Region weiter fortgeschritten als in der Modellierung prognostiziert. Da in den näher liegenden Bohrungen kein Effekt auftrat, ist die Gasausbreitung nicht homogen. Deshalb stimmt die Ausdehnung des durch den Gasdurchbruch beeinflussten Salzgebirges nur qualitativ mit der durch das HÄFNER-Programm berechneten Porendruckverteilung im Gebirge überein, was die Grenzen des rotationssymmetrischen Rechenmodells mit homogener Gasausbreitung aufzeigt.

4.4.3. Gasdruckaufbau im Salzgebirge – Experiment und In-situ-Bedingungen

Die Laboruntersuchungen und auch die Ergebnisse der Injektionstests in Bernburg zeigen, dass Steinsalz aufgrund seiner sehr geringen Porosität ($< 1 - 2 \text{ ‰}$) eine extrem niedrige aber noch vorhandene Permeabilität ($< 10^{-21} \text{ m}^2$) besitzt. Wirken jedoch mechanische Beanspruchungen, die zu Rissbildung und somit zu Dilatanz führen, nimmt die Gasdurchlässigkeit zu und über das gaswegsames Gefüge wird sich eine gasdruckbeladene Zone ausbilden. Dieser Prozess kann initiiert werden durch:

- hohe mechanische Belastungen bei reduzierter Druckeinspannung (vgl. Kap. 3.4)
- wirkende Gasdrücke, welche die mechanische Druckeinspannung überschreiten.

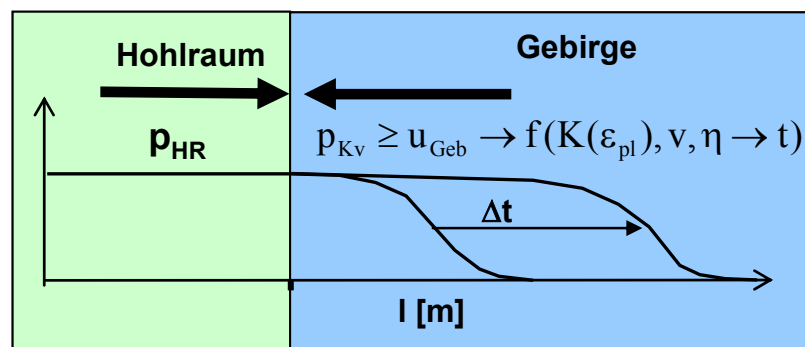


Abb. 4-30. Modellvorstellung zur fortschreitenden Gasausbreitung in Steinsalz.

Zur Bewertung und Quantifizierung der Reichweite von Gaspermeationsprozessen in ihrer zeitlichen Entwicklung sind entsprechende Modellvorstellungen erforderlich, die dann mit numerischen Modellrechnungen umgesetzt werden können (vgl. Abb. 4-30). Ein Beispiel für diese sehr komplexen Prozesse sowie deren rechentechnische Umsetzung wird mit der Rückrechnung des „Gasfracanalogon Merkers“ und des anschließenden Verheilungsprozesses in Kap. 5.5 gegeben.

Hier sollen ausgehend von den Ergebnissen der Gasinjektionstests an den Versuchsorten Fallstudien mit verschiedenen hypothetischen Gasinjektionsraten gerechnet werden. Ziel ist es, den Druckaufbau in einem Bohrloch im realen Salzgebirge für unterschiedliche Gebirgspermeabilitäten nachzuempfinden.

Als Folge der Gasbildung in einem Endlager im dichten Salzgebirge wird üblicherweise ein nicht limitierter Druckanstieg über den lithostatischen Druck in den Einlagerungshohlräumen angenommen. Beispielhaft zeigt Abb. 4-31 für die Lagerung in 800 m Teufe den zeitlichen Verlauf des Gasdruckes in den Einlagerungsstrecken für vernachlässigbar wärmeentwickelnde Abfälle. Im unterstellten Referenzfall würde der Gasdruck in den Einlagerungsstrecken nach ca. 1000 Jahren auf den lithostatischen Druck von $\sim 17,3 \text{ MPa}$ ansteigen.

Zur Überprüfung dieser Prognose werden im Folgenden die Bohrlochtests für eine Kalibrierung des eingesetzten Rechenmodells ausgewertet, wobei folgende Annahmen getroffen werden:

- In den Bohrlochtests ergeben sich in den verschiedenen Druckstufen jeweils quasi-stationäre Druckabfallraten, die zu einer kontinuierlichen Aufsättigung des Salzgebirges mit Gas führen.
- Als Folge breitet sich um das Bohrloch eine gasbeladene Zone aus.
- Damit der Druck im Bohrloch konstant bleibt bzw. der Druckabfall ausgeglichen wird, muss zumindest mit der gleichen Druckrate Gas ins Bohrloch injiziert werden. Im Ergebnis stellt sich ein Strömungsgleichgewicht zwischen dem Druck im Bohrloch und der austretenden Gasmenge ein, d.h. Druckanstiegsrate und Gleichgewichtsdruck stehen in einem Zusammenhang. Dies ist in den Laboruntersuchungen eindeutig nachgewiesen worden (vgl. Kap. 3.3.2 bzw. 3.3.3).

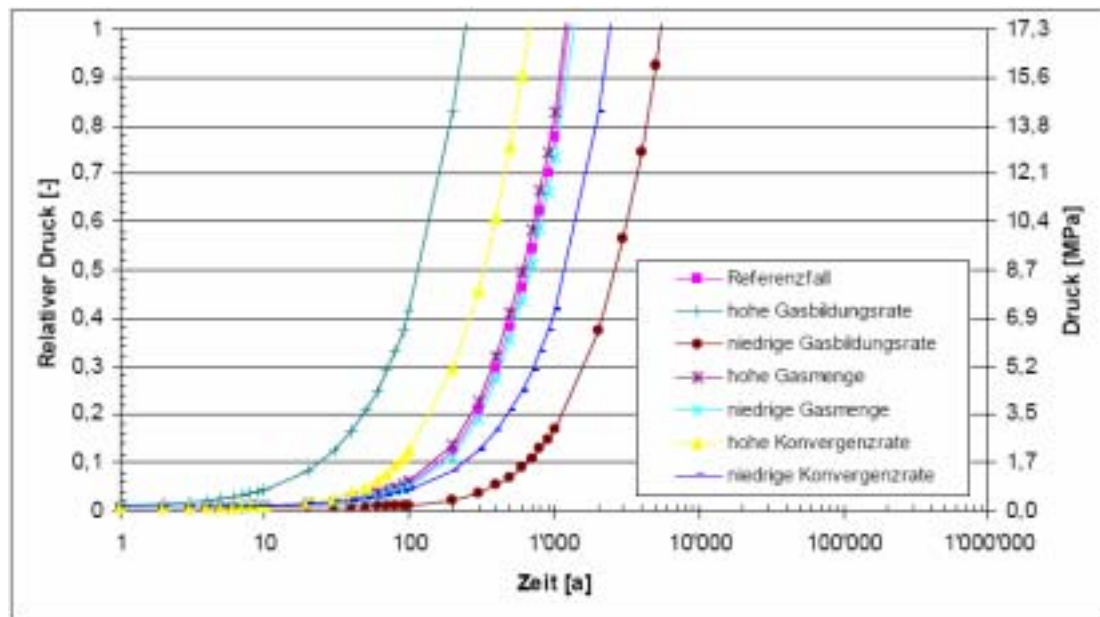


Abb. 4-31. Salinar, steile/flache Lagerung 800 m Teufe, vernachlässigbar wärmeentwickelnde Abfälle: Entwicklung des (relativen) Drucks im Endlager für verschiedene Parametervariationen (aus COLENCO, 2005).

Die auf Basis dieser Annahmen ermittelte Relation zwischen Druckanstiegsrate und Gleichgewichtsdruck als Folge der Gasentwicklung bzw. Gasinjektion in einem Hohlraum ist in Abb. 4-32 für unterschiedliche Betrachtungsskalen dargestellt:

- Ergebnisse von Puls- und Konstant-Raten-Tests aus den Untertageversuchen Bernburg.
- Laborversuche mit konstanter Injektionsrate (vgl. Kap. 3.3.2)
- Druckentwicklung in einem Endlager als Folge der Gasentwicklung (Skrzyppek et al., 2005).

Die dargestellten Druckanstiegsraten weisen eine Bandbreite von 12 Größenordnungen auf: 10^{-9} bar/s bis 100 bar/s.

Beginnend mit den Bohrlochversuchen ergibt sich infolge der ausgewiesenen hohen Dichtigkeit des umgebenden Salzgebirges ($k \approx 5 \cdot 10^{-24} \text{ m}^2$) für beide Bohrlochtests anfänglich in einem engen Druckanstiegsratenintervall in der Größenordnung von 10^{-7} bar/s ein schneller Druckanstieg bis in den Bereich der minimal wirkenden Druckeinspannung.

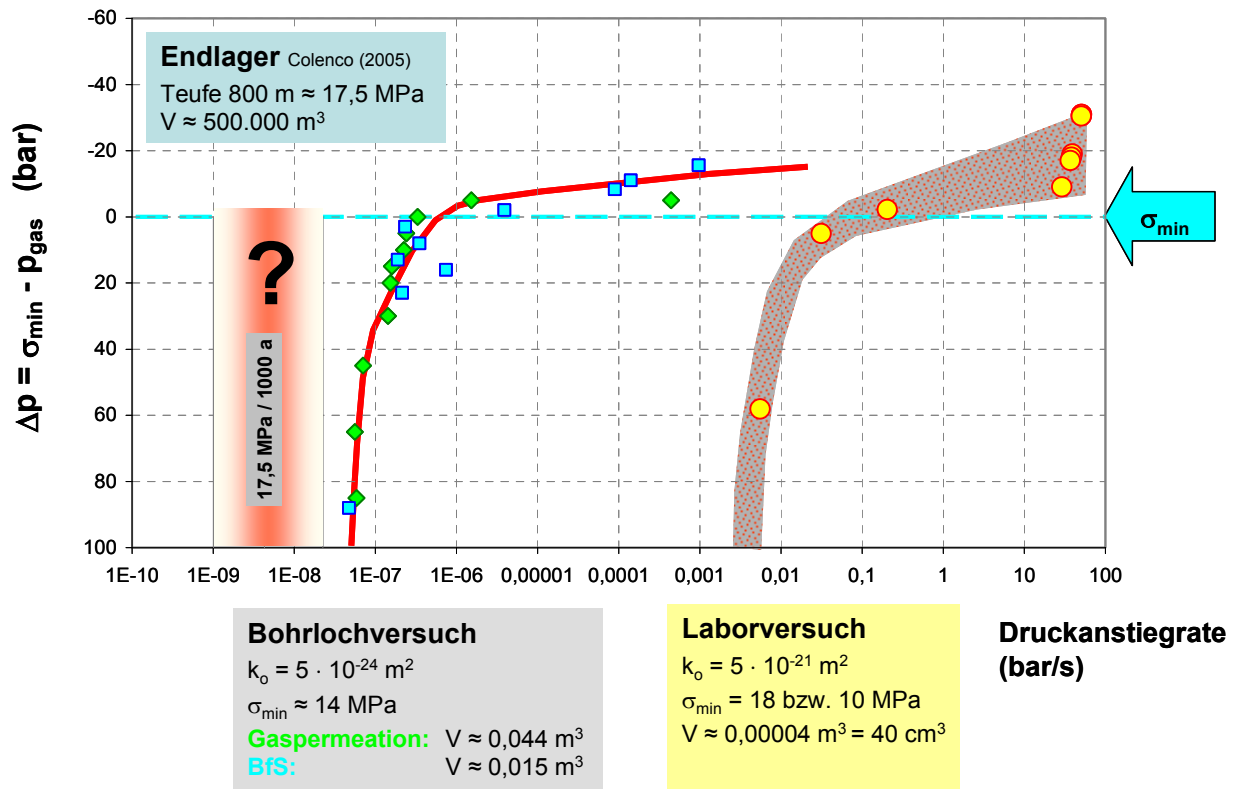


Abb. 4-32. Druckaufbau in einem Hohlraum im Salzgebirge unter Vorgabe verschiedener Gasdruckanstiegsraten für Labor- und Bohrlochversuche. Zum Vergleich ist das Spektrum von Druckaufbauraten aus Abb. 4-31 dargestellt. Hinweis: Beachte die jeweiligen Dimensionen der Hohlräume.

Danach ändert sich die Charakteristik der Druckentwicklung. Infolge der Ausbildung einer Sekundärpermeabilität im Bereich der Minimalspannung (d.h. $\Delta p = 0$) müssen zur Realisierung einer weiteren Druckerhöhung die Druckanstiegsraten um mehrere Größenordnungen zunehmen, analog zu den Ergebnissen der Laborversuche (vgl. Kap.3.3.3). Qualitativ verschiebt sich der Kurvenverlauf horizontal, leicht ansteigend im Bereich der minimalen Hauptspannung. Geht man von einer Sekundärpermeabilität mit einer Zunahme um bis zu 4 Dekaden aus, würde erst bei einer Druckratenerhöhung um ebenfalls vier Größenordnungen das Aufnahmevermögen des Gebirges überschritten werden. Als Folge würde dann der Gasdruck wieder zunehmen.

Bedeutungsvoll ist, dass nur im Laborexperiment bei sehr großen Druckaufbauraten in der Größenordnung von 10 – 100 bar/s mit resultierenden Überdrücken in der Größenordnung von >20 – 30 bar, gasdruck-induzierte Schädigung, d.h. ein Gasfrac beobachtet wurde (vgl. Abb. 3-19).

Am BfS-Standort wurde experimentell mit Konstant-Raten-Tests mit Druckanstiegsraten in der Größenordnung von 1 mbar/s ein Überdruck von 15 bar realisiert, wobei es nach Ausweis des hoch-sensitiven AE-Monitorings aber keinen Hinweis auf Rissbildung gab.

Nach Einschätzung des IfG waren die bei den Bohrlochtests simulierten Druckaufbauraten noch nicht ausreichend, eine Gasdruck-induzierte Schädigung, d.h. Rissbildung, hervorzurufen. Dieser Befund wird auch durch die numerischen Simulationsrechnungen belegt.

4.4.4. Simulation des Druckaufbaus in den druckbeaufschlagten Bohrungen

Bei der zu bewertenden Fragestellung unter quasi-statischen Bedingungen kann auf eine gekoppelte mechanisch-hydraulische Modellrechnung verzichtet werden, weil nur der Druckaufbau im Bohrloch für verschiedene Gasinjektionsraten in Wechselwirkung mit dem nähe-

rungsweise nach Darcy zu beschreibenden Ausströmprozess zu simulieren ist. Für die Berechnungen ist mittels der Programmiersprache *Delphi*¹⁸ ein Programm entwickelt worden, dass eine schnelle Umsetzung der verwendeten Algorithmen zur Berechnung des Druckaufbaus in einem zylindrischen Hohlraumvolumen erlaubt.

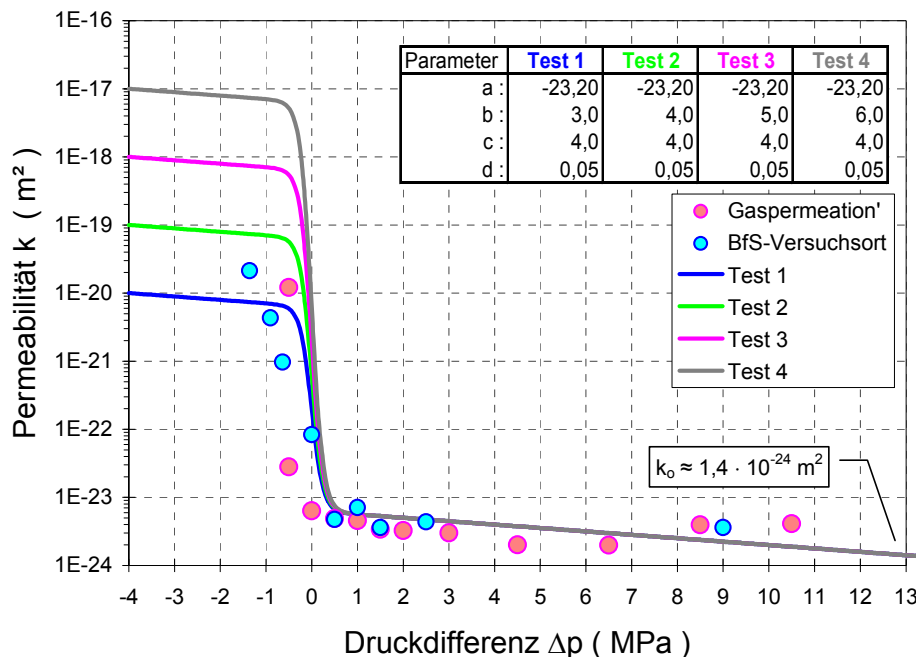


Abb. 4-33. Kalibrierung der Rechenmodellfaktoren für die Annäherung an $\sigma_{\min}$ auf Basis der Bohrlochtests: Permeabilität k vs. Differenzdruck $\Delta p = \sigma_{\min} - p_{\text{Gas}}$.

Mit Blick auf eine Verifizierung des Rechenprogramms werden die Ergebnisse der Feldversuche simuliert. Dabei wird der Gasfluss analog zur Bohrlochexperiment um eine ca. 15 m lange horizontale Bohrung mit einem Durchmesser von 6 cm radialsymmetrisch nachgebildet, wobei ausgehend von Formel (3-8) die Strömungsrate unter Berücksichtigung der Kompressibilität druckabhängig berechnet wird. Die Permeabilität ändert sich mit dem Druck entsprechend der auf Basis der Laboruntersuchungen abgeleiteten Beziehung:

$$k = 10^{a + 0,5 \cdot b \cdot (1 + \tanh(-c \cdot \Delta p)) - d \cdot \Delta p} \quad (4-2)$$

mit:

a	-23,2
b	3 - 6
c	4,0
d	0,05
Δp	$(\sigma_{\text{Min}} - p_{\text{Gas}}) [\text{MPa}]$

Die Parameter sind über die Auswertung der Feldversuche kalibriert worden, wobei sich eine sehr gute Übereinstimmung ergibt (Abb. 3-20).

Während der Berechnung des Druckaufbaus entsprechend einer vorgegebenen Druck- bzw. Einströmrate aktualisiert eine Rechenroutine während der Rechensimulation laufend für jeden Zeitschritt die Kompressibilität κ des betrachteten Gasvolumens und definiert diese umgekehrt proportional zum herrschenden Gasdruck p_{Gas} . Gleichzeitig berechnet eine zweite iterativ die aktuelle Permeabilität k nach oben genannter Beziehung. Abhängig von der Ein-

¹⁸ Delphi ist zum einen der Name einer von der Firma Borland entwickelten objektorientierten Programmiersprache, die ursprünglich aus Pascal hervorgegangen ist und zum anderen die Bezeichnung einer ebenfalls von der Firma Borland entwickelten Entwicklungsumgebung.

strömrate ergibt sich schließlich ein Gleichgewichtsdruck, bei dem die injizierte Gasmenge gleich der in Gebirge abströmenden Menge ist.

Vorgegeben wird eine initiale Permeabilität k von $\sim 10^{-24} \text{ m}^2$, eine Porosität von 2 % und eine global wirkende Einspannung von 13 MPa mit einem Kontrollradius von 60 cm um die Bohrung.

Ausgehend von den Simulationsrechnungen mit einem weiten Spektrum von Druckaufbauraten lässt sich der beobachtete Druckverlauf in den Bohrlöchern sehr gut reproduzieren (Abb. 4-34).

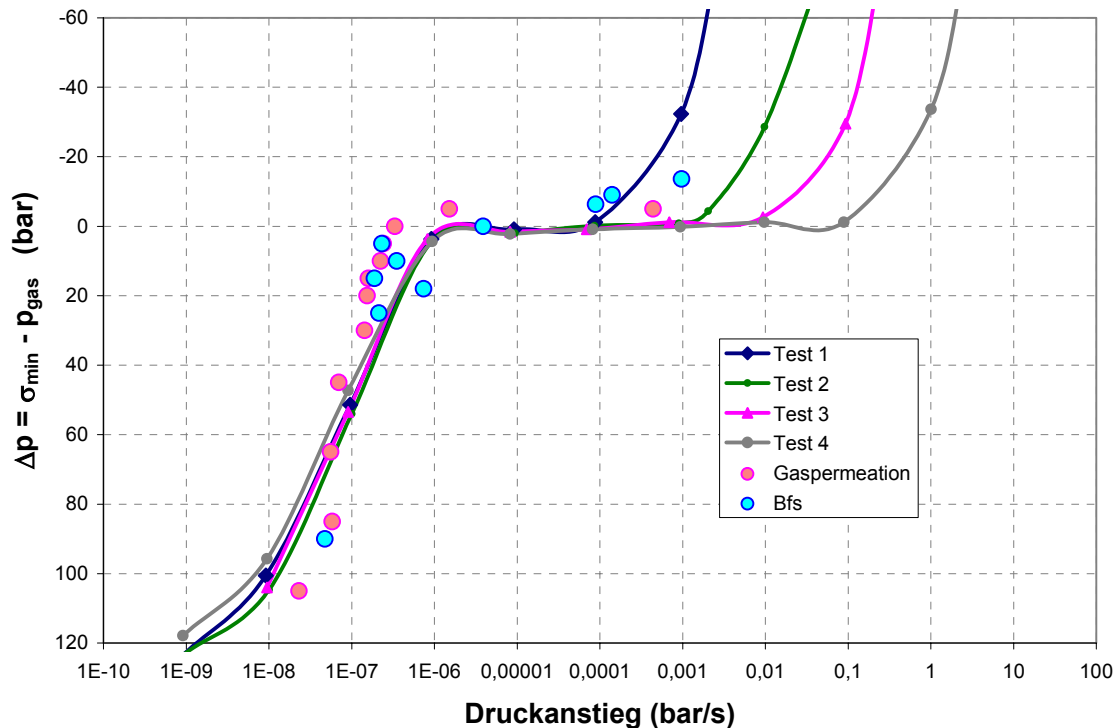


Abb. 4-34. Simulation Druckaufbau in einem Bohrloch im Salzgebirge unter Vorgabe verschiedener Gasdruckanstiegsraten, basierend auf den Modellparametern aus Abb. 3-20. Zum Vergleich sind die Ergebnisse der Bohrlochtests von beiden Standorten dargestellt.

Mit einer progressiven Gasbeladung des Hohlraumes findet ein vergleichsweise schneller Druckanstieg statt, bis bei Erreichen der Minimalspannung, der Kurvenverlauf zu höheren Druckaufbauraten abknickt, **d.h. der Gasdruck nimmt trotz höherer Injektionsraten nicht zu, weil das Gebirge das einströmende Gas infolge der Permeabilitätszunahme kompensiert.**

Die Spannweite dieser Phase mit annähernd konstantem Druck bzw. einem geringen Druckanstieg hängt von der Größenordnung der resultierenden Permeabilitätszunahme infolge des dabei stattfindenden Permeationsprozesses ab. Er wird über den Parameter b in der Beziehung (4-2) beschrieben, und ist zwischen 3 und 6 variiert worden, wobei eine Permeabilitätszunahme entsprechend der Simulation Test 2 mit vier Größenordnungen realistisch erscheint (Abb. 3-20).

Wird mit Überschreiten dieser Permeationsphase bei höheren Druckaufbauraten die zutretende Gasmenge größer als die Menge, die proportional durch die Gesteinspermeabilität entweichen kann, findet wieder ein Druckanstieg im Hohlraum statt, der deutlich $\sigma_{\min}$ überschreitet und in den experimentellen Untersuchungen, mit Ausnahme der Labortests, so nicht beobachtet werden konnte.

4.4.5. Simulation des Druckaufbaus in einem Endlager-relevanten Volumen

Das im vorhergehenden Kapitel benutzte Rechenkonzept stellt mit seinen Annahmen eine grobe Vereinfachung dar, da weder eine Auflockerungszone noch ein Bereich abgesenkter Minimalspannung um das Bohrloch herum sowie die in Abhängigkeit von der injizierten Gasmenge sich ausbreitende Gasimprägnationszone explizit berücksichtigt werden. Weiterhin erfolgt lediglich eine Strömungsrechnung und keine parallele mechanische Berechnung der dargestellten Situation.

Unabhängig davon zeigt die Rückrechnung der Bohrlochtests, dass die eingesetzten Algorithmen in der Lage sind, die in den Bohrlochversuchen beobachteten Eigenschaften des Salzgebirges in diesem Maßstabsbereich zufriedenstellend zu beschreiben, so dass im nächsten Schritt die Druckentwicklung in einem größeren Hohlraum mit einem Gasvolumen bis zu 500.000 m³ simuliert wird.

Zur Vereinfachung wird analog zu den Bohrlöchern von einer zylindrischen Geometrie ausgegangen, wobei mit unterschiedlichen Hohlraumradien verschiedene Streckenquerschnitte wiedergegeben werden, mit der Folge dass unterschiedliche Gesamtlängen der Hohlzylinder zu berücksichtigen sind. Der Effekt der zeitabhängigen Ausbreitung von Gas mit Ausbildung einer Gaspermeationszone wird über unterschiedliche Grenzbedingungen (1 bzw. 10 m Gasausbreitung um den Hohlraum) simuliert, wobei diese Angaben aber erst auf Basis einer realen Strömungsrechnung bestimmt werden können. Analog zu den Bohrlochtests wird der Parameter b aus Formel (4-2) mit 4 angesetzt.

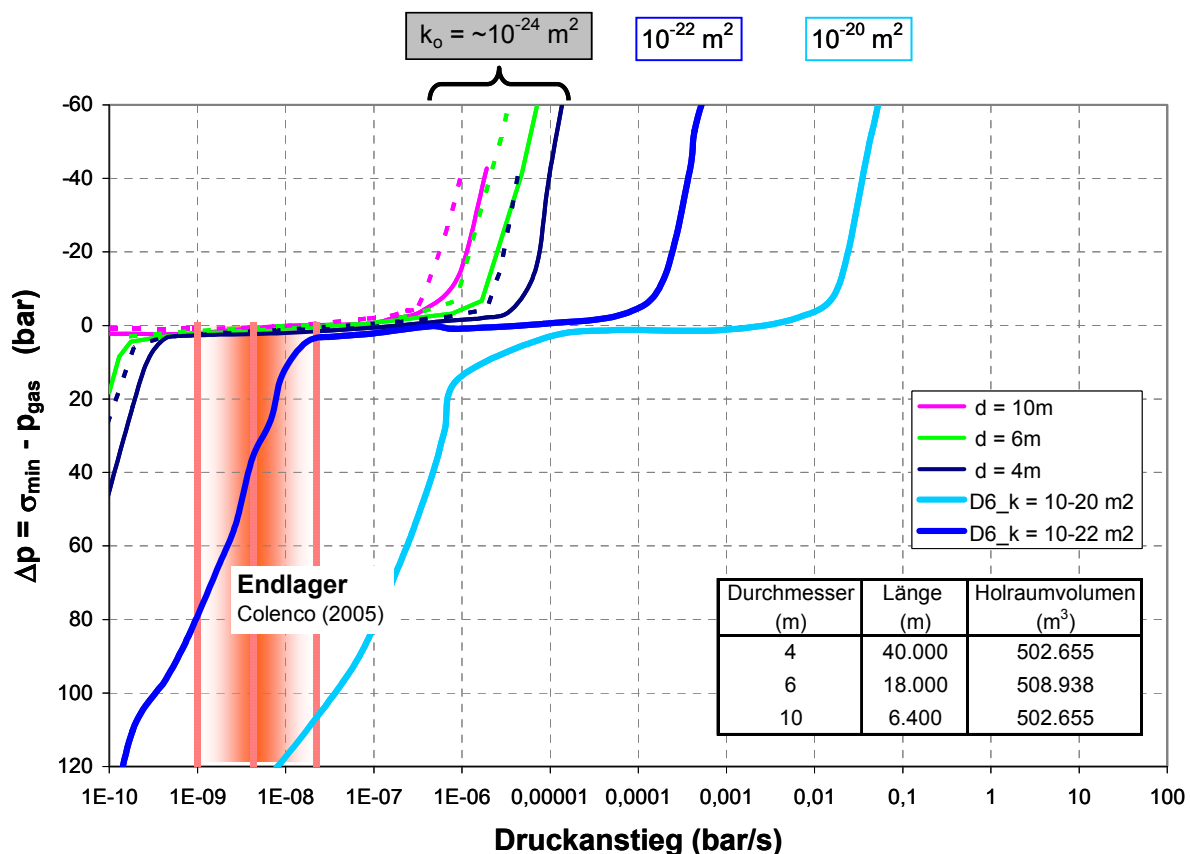


Abb. 4-35. Simulationsrechnung der Gasdruckentwicklung für ein hypothetisches zylindrisches Hohlraumvolumen von ca. 500.000 m³ ($\sigma_{\min} = 14$ MPa) bei unterschiedlichen Streckenquerschnitten (s. Tabelleninset) sowie für verschiedene Wirtsgesteinspermeabilitäten k_o (gestrichelte Linien 10 m Gaspermeationszone; durchgezogene Linien: 1 m Gaspermeationszone).

Die in Abb. 4-35 dargestellten Ergebnisse zeigen den Trend der Gleichgewichtsdrücke abhängig von verschiedenen Gasinjektionsraten für die verschiedenen Hohlraumgeometrien mit einer initialen Gebirgspermeabilität $k_0 = 10^{-24} \text{ m}^2$ (in Analogie zu den Permeabilitätsbestimmungen an den Versuchsorten) sowie für einen Streckendurchmesser von 6 m mit $k_0 = 10^{-22} \text{ m}^2$ bzw. 10^{-20} m^2 .

Die Druckentwicklung für ein Hohlraumvolumen von 500.000 m^3 entspricht qualitativ den Ergebnissen der Labortests aus Abb. 3-18 sowie den Bohrlochtests aus Abb. 4-34. Dennoch zeigt sich, dass der Druckaufbau umso effizienter ist, je größer das Hohlraumvolumen ist. Dies ergibt sich zwangsläufig aus dem relativ ungünstiger werdendem Verhältnis Hohlraumvolumen zu Abströmfläche (vgl. Inset in Abb. 4-35). Dies ist bei der Endlagerkonzeption zu berücksichtigen.

Abhängig von der anfänglichen Druckaufbauraten stellt sich jeweils als Folge der mit zunehmendem Druck effizienter werdenden Abströmprozesse ein druckabhängiges Gleichgewicht zwischen der ins Bohrloch ein- und ausströmenden Gasmenge ein. Erreicht der Druck die minimale Gebirgsspannung, bleibt der Gasdruck über eine Spannweite von ca. 4 Größenordnungen Druckaufbauraten zunächst konstant und nimmt erst wieder zu, wenn die Gasaufnahme-fähigkeit des Gebirges trotz der Ausbildung der Sekundärpermeabilität mit Erhöhung der Durchlässigkeit um vier Größenordnungen überschritten ist. Während des Abströmprozesses wird sich das Gebirge in der Hohlraumkontur sukzessive mit Gas aufsättigen, wobei sich die gasdruckerfüllte Permeationszone immer weiter ins Gebirge hinauschiebt. Als Folge nimmt der relative Druckgradient zwischen dem Innendruck in dem Hohlraum und der Kontur ab, d.h. der Abströmprozess wird sukzessive behindert.

Obwohl die hier dargestellten Ergebnisse auf einer sehr vereinfachenden Simulation beruhen, weisen sie nach, dass für Endlager-relevante Druckaufbauraten (z.B. COLENCO, 2005) zwar bei einer sehr niedrig angesetzten Gebirgspermeabilität von 10^{-24} m^2 die Gasdruckentwicklung die hier vorgegebene minimale Spannung von $\sigma_{\min} = 14 \text{ MPa}$ erreicht, dass aber infolge der daraus resultierenden Permeabilitätszunahme, d.h. Sekundärpermeabilität, kein kritischer Gasüberdruck resultiert. Entsprechend günstiger wird die Situation je höher die integrale Permeabilität des Gebirges ist.

Unabhängig davon sind die hier qualitativ erzielten Ergebnisse durch Simulationsrechnungen, die u.a. auch eine Kopplung zum mechanischen Verhalten z.B. der Hohlraumkonvergenz berücksichtigen, zu verifizieren. Beispiele hierfür sind Modellrechnungen, wie sie u.a. von JAVERI (2006) vorgelegt worden sind.

5. Standort Merkers – Natürliches Analogon Gasfrac einer geologischen Barriere mit anschließender Verheilung

5.1. Einleitung

Natur-Analoga sind ein wichtiges Hilfsmittel für die Bewertung des zukünftigen Verhaltens geologischer Strukturen und Formationen, wenn mit ihnen großskalige und zeitlich langfristige Phänomene beschrieben werden können (NIERSTE & BRÄUER, 2001). Am Standort Merkers liegt eine weltweit einmalige geologische Situation vor, bei der es in Zusammenhang mit dem Gebirgsschlag Völkershausen am 13.03.1989 zu einem Gasaustritt durch die geologische Liegendbarriere des Unteren Werra-Steinsalzes mit einer anschließenden Verheilungsphase kam. Das Ziel der Arbeiten an diesem weltweit einzigartigen Analogon eines Gasfracs ist nachzuweisen,

- ob der zu beobachtende Rückgang im Gasaustritt auf Selbstheilungseffekte innerhalb der Steinsalzbarriere zurückzuführen ist und sich somit die Integrität der Steinsalzbarriere, zumindest teilweise wieder hergestellt hat. Es liegen, abgesehen von den hier durchgeführten Untersuchungen, nach unserem Kenntnisstand bisher keine In-situ-Befunde zur Ausbildung der Schädigungszone im Salz nach einem Gasfrac vor.

Die Untersuchungskonzeption hierzu basiert auf zwei Säulen:

- Aufgrund der langjährigen gutachterlichen Begleitung dieser Vorgänge besteht die günstige Möglichkeit, die gebirgsmechanischen Rahmenbedingungen der Gasfracentwicklung während und nach dem Gebirgsschlag bis heute mit gebirgsmechanischen Modellrechnungen nachvollziehen zu können.
- Mittels einer Horizontalbohrung, die bis in den Bereich der ehemaligen Gasfraczone geführt wurde, sollte der aktuelle Zustand der geologischen Barriere bezüglich seiner gebirgsmechanischen / hydraulischen Integrität bewertet werden. Die dabei gemessenen Parameter dienen gleichzeitig zur Kalibrierung des eingesetzten Rechenprogramms.

Im Sinne einer Vorbewertung stellt der In-situ-Großversuch im Bereich der Liegendbarriere in der Grube Merkers eine günstige Gelegenheit dar, in Ergänzung zu den kleinmaßstäblichen Laborversuchen das Selbstheilungsvermögen nach Gasfrac-Risserzeugung im Salz, quasi im Maßstab 1 : 1 zu erforschen. Anzumerken ist aber, dass die Erstellung der dafür notwendigen 240 m langen Horizontalbohrung aufgrund der Spannungsbedingungen, insbesondere in der zu erwartenden Störungszone nicht einfach war. Ebenfalls stellte die Durchführung von Hydrofracmessungen in der Horizontalbohrung bis zu einer Bohrlochteufe von ca. 240 m technisches Neuland dar.

5.1.1. Geologische Situation mit dem Gebirgsschlag 1989

Die Kaligrube Merkers gehört zu den Salzlagerstätten in der flachen Lagerung im Werra-Gebiet. Seit 1901 findet hier Salzbergbau statt, wobei als Besonderheit im Salz im Gefolge von Basalteinschaltungen erhebliche Gasintrusionen auftreten können. Sie stehen mit dem tertiären Basaltvulkanismus der Rhön in kausalem Zusammenhang. Das dabei freigesetzte CO₂ akkumulierte hauptsächlich unterhalb der Salzgesteine des Zechstein in den Klüften der ansonsten geringpermeablen Gesteine des Oberrotliegend und basalen Zechstein, d.h. u.a. im klüftigen Werraanhydrit (Abb. 5-1). In 800 bis 1000 m Teufe existieren mehrere voneinander getrennte Lagerstätten mit gasförmigem, flüssigem oder überkritischem CO₂.

Unter der Annahme eines offenen hydraulischen Systems würden im Unteren Werra-Anhydrit (A1 bzw. z1WA) bei vorhandener Klüftung Fluide mit einem Druck in der Größen-

ordnung um ca. 7 – 7,5 MPa anstehen. In Zusammenhang mit dem Gebirgsschlag Völkershausen ist es als Folge der vorliegenden Gasdruckbelastung in der Steinsalzliegenbarriere zu einem Gasfrac mit lokaler Gasfreisetzung gekommen (vgl. Detailbeschreibung Kap. 5.5).

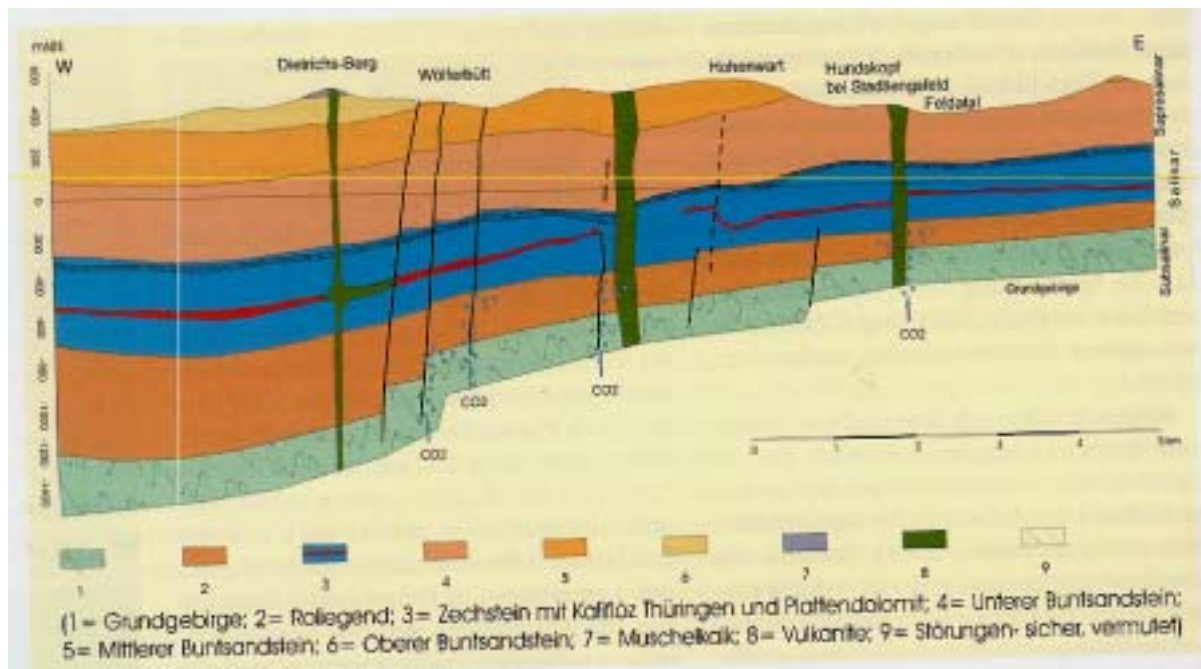


Abb. 5-1. Geologischer Schnitt (aus MAY et al., 2003).

Dieser bisher schwerste weltweit bekannte Gebirgsschlag mit einer Magnitude von $M_L = 5,6$ ereignete sich am 13.03.1989. Er wurde durch das Gewinnungssprengen ausgelöst und erfasste innerhalb weniger Sekunden den carnallitischen Teil des westlichen Grubenfeldes auf einer Fläche von 6,5 km² und wurde erst an den das Feld östlich, westlich und südlich begrenzenden Vertaubungs- bzw. Umwandlungszonen gestoppt.

Eine plausible Rückrechnung für den Gebirgsschlagvorgang in Völkershausen, wie sie in Kap. 5.5.1 zusammengefasst ist, konnte erst nach der Entwicklung eines speziellen visko-elasto-plastischen Stoffmodells zur Beschreibung des spezifischen Entfestigungs- und Sprödbbruchverhaltens von Carnallit (MINKLEY et al., 2001) durchgeführt werden. Damit konnte auch zweifelsfrei bestätigt werden, dass der Gebirgsschlag durch eine einzelne Sprengung (mit 30 kg Dekamon) an einem vorgeschädigten Carnallitpfiler ausgelöst worden ist (MINKLEY, 2004).

Ausgehend von dieser zunächst lokalen Instabilität hat sich der Bruchvorgang dann kettenreaktionsartig über eine Gesamtfläche von 6,5 km² im Abbaufeld ausgebreitet und in wenigen Sekunden 3200 Carnallitpfiler in 750 m bis 900 m Teufe zerstört. Die Rückrechnung lieferte insgesamt eine konsistente Erklärung für den in situ abgelaufenen Bruchvorgang, einschließlich des vor Ort beobachteten lokalen Versagens der Liegendbarriere durch den CO₂-Gasfrac während der dynamischen Entspannung des Unteren Werra-Steinsalz beim Kollaps des Abbaufeldes auf der 2. Sohle (Abb. 5-2).

Unmittelbar nach dem Gebirgsschlag ist am südöstlichen Bruchfeldrand, aus Rissen und Spalten in der Streckensohle austretendes CO₂ festgestellt worden. Seit dem Gebirgsschlag am 13.03.1989 bis Ende 2000 sind ca. 46 Mio. m³ CO₂ in das Grubengebäude geströmt bzw. über Bohrungen gefördert worden (MINKLEY & BRÜCKNER, 2003). Ab Juni 1993 setzte eine Verwässerung des Gaszutrittes in der Bohrung 143/4/92 ein, mit der das Gasvorkommen im Unteren Werra-Anhydrit angebohrt worden ist. Der Druck ist gegenwärtig auf 2,7 MPa abgefallen und ebenfalls ist messtechnisch seit 2001 kein CO₂-Durchtritt durch die geschädigte Liegendbarriere mehr nachweisbar.

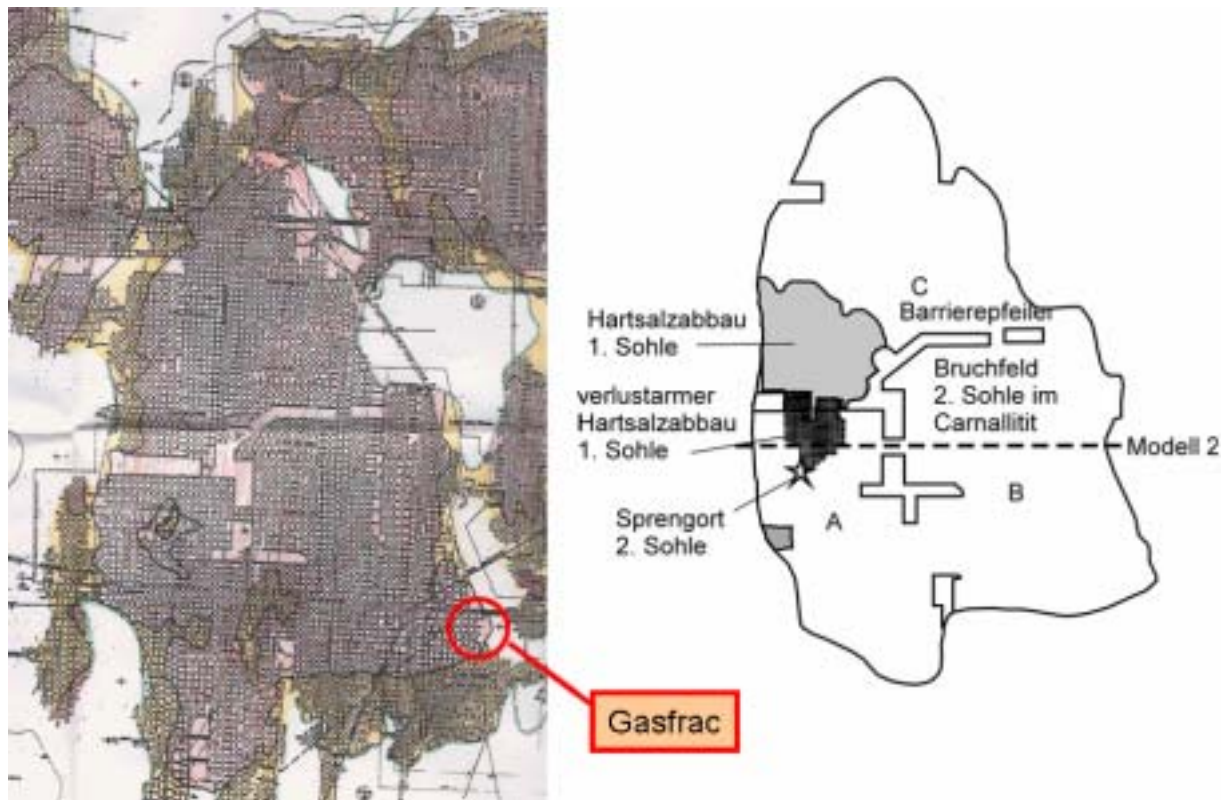


Abb. 5-2. Lage des Gebirgsschlagfeldes (li.) im gebauten carnallitischen Flöz Thüringen des Grubenfeldes Merkers und Unterbreizbach. Beachte die Gasfracposition am SE-Rand. (re.) Detailausschnitt mit der Lage des initialen Sprengeinsatzes.

5.1.2. Arbeitsprogramm

Ziel der Arbeiten war ein direkter Aufschluss der ehemaligen Gasfraczone in der liegenden Steinsalzbarriere Merkers durch eine Bohrung, wobei folgendes Arbeitsprogramm bestand:

- (1) Direkter Aufschluss einer Gasfrac-geschädigten Zone:
 - o Nachweis einer möglichen Wiederverheilung / Probeneigenschaften: Gewinnung von Probematerial aus der gasdruckgefracten Zone.
- (2) Charakterisierung der hydraulischen Barriereeneigenschaften $\Rightarrow$ Durchführung von Druckaufbautests (passiv bzw. aktiv) zur Bestimmung der Reichweite potentiell vorhandener Wegsamkeiten:
 - o Druckaufbaumessungen $\Rightarrow$ Langzeitmessungen zur Bestimmung eines möglichen Gaszutritts,
 - o Verschluss der Förderbohrung 143/4 $\Rightarrow$ Überprüfung der Integrität der Steinsalzbarriere, wenn sich in der gasführenden Liegendbarriere ein Gasdruck aufbauen kann,
 - o Gasinjektionstests $\Rightarrow$ Bestimmung der Reichweite der gasführenden Zone.
- (3) Untersuchung der mechanischen Integrität innerhalb der Steinsalzbarriere:
 - o Hydrofractests entlang der 240 m langen Horizontalbohrung $\Rightarrow$ Die gebirgsmechanischen Rechnungen weisen aus, dass nach über einem Jahrzehnt kriechebedingt erhebliche Spannungumlagerungen abgelaufen sind und der Einspannungszustand in den Abbauhorizont umgebenden Salinarbarrieren sich in Richtung auf den Zustand vor dem Gebirgsschlag zu bewegt hat.

5.2. Erstellung der Bohrung und Kernbefund

Ende Mai 2005 wurde mit den Bohrarbeiten zum Abteufen der 85-mm-Kernbohrung in Merkers begonnen. Der Bohransatzpunkt liegt in der Kammer Ort 13 n. S (7. Südl. Abt. n. W.; Querort 1) (vgl. Abb. 5-4). Die Koordinaten nach K+S-Angaben sind:

- Ausgangsrichtung: 289,0 gon ; Ansatzwinkel: -15,8 gon ; NN-Höhe -349,70

Die Bohrung wurde so gerichtet, dass sie mit einer Länge von 242,6 m bis in den mutmaßlich Gasfrac-geschädigten Bereich ca. 15 m unterhalb des Orts 19 führte.

Ende Juni 2005 erreichte die Bohrung ihren Zielbereich bei ca. 243 m. Nach Schichtwechsel wurde an der abgedichteten Bohrung ein Druckanstieg beobachtet. Aufgrund der bestehenden CO₂-Ausbruchsgefahr (CO₂-Bläser) wurde die Bohrung zunächst eingestellt. Nach Einleitung entsprechender Vorsichtsmaßnahmen wurde der Bohrstrang gezogen und die Bohrung mit einem Packer verschlossen.

Das erbohrte Kernmaterial aus der mit NaCl-Laugenspülung durchgeführten Bohrung ist von hervorragender Qualität. Das mittelkörnige Steinsalz ist augenscheinlich extrem homogen ausgebildet und weist eine gut erkennbare Schichtung auf. Die Kernstücke haben eine Länge zwischen 10 bis max. 30 cm. Als Besonderheit treten nur im Bereich der letzten 10 Bohrmeter nahezu quer zur Schichtung drei Klüfte auf, von denen zwei offenbar verheilt und eine offen ist (vgl. Abb. 5-3).



Abb. 5-3. Dokumentation des Kernmaterials aus der Forschungsbohrung HZ 156 ($\varnothing_{\text{Kerne}} = 55\text{-mm}$) - mit Lage bzw. Detailvergrößerung offener (S_3) bzw. verheilten Klüfte, bergmännisch als Schnitte bezeichnet (S_1 und S_2).

Verheilt heißt hier, dass die Risse bzw. Klüfte (bergmännisch als Schnitte bezeichnet) jeweils noch erkennbar sind, dass aber die mechanische Integrität wieder vorliegt. Im Falle der S₂ geht die beim Bohren und Abreißen des Kernstücks entstandene Bruchfläche durch sie hindurch, ohne dass es zu einem Aufreißen der ehemaligen Klüftflächen gekommen ist. Auffällig ist, dass die Rissorientierung nahezu ideal der Spannungsverteilung im Nahbereich entspricht wie sie durch die Modellrechnungen in Kap. 5.5.2 ausgewiesen werden.

Diese Ergebnisse zeigen, dass die Gasfraczone aus einem Netzwerk lokaler Klüfte besteht, die teilweise verheilt sind, dass aber auch noch gasführende Klüfte vorliegen.

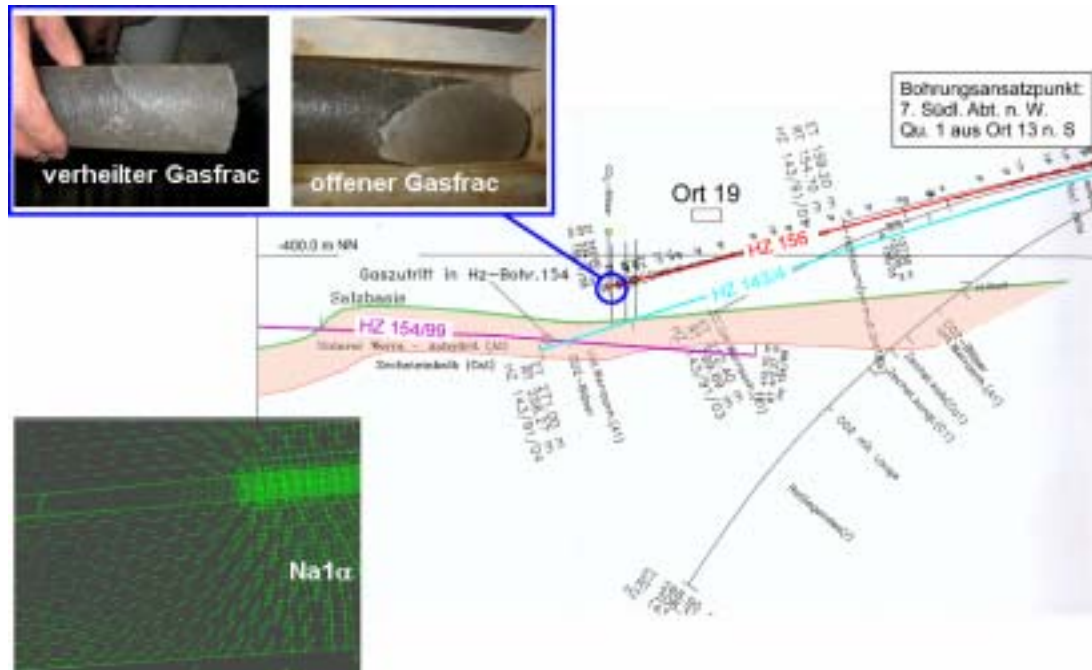


Abb. 5-4. Orientierung der in der Bohrung HZ 156 angetroffenen Schnitte im Vergleich mit den Spannungstrajektorien (li. unt.), wie sie in der Rückrechnung in Kap. 5.5.2 ausgewiesen werden.

5.3. Gasdruckmessungen in der Bohrung 156

Ziel der Druck- und Gaszutrittsmessungen im Bohrloch ist die Bestimmung der Reichweite des angetroffenen Kluftnetzwerkes insbesondere mit Blick auf die Integrität der vorhandenen 30 m mächtigen Liegendsteinsalzbarriere.

Die Gaszutrittsmessungen in der Bohrung umfassen verschiedene Testkonstellationen, wobei zwischen einfachen Druckaufbaumessungen infolge des nach wie vor vorhandenen CO₂-Zutritts in die komplett verschlossene Bohrung bzw. bei unterschiedlichen Packerpositionen und aktiven Drucktests, bei denen kontrolliert Gas ins Bohrloch injiziert und der Druckabfall beobachtet wurde, unterschieden werden muss. Bei Letzterem wurde jeweils vor- oder nachher der Gasdruck in dem abgepackten Bohrlochbereich kontrolliert abgesenkt und dabei die jeweils austretende Gasmenge mit dem Ziel der Bestimmung des effektiven Gasvolumens gemessen.

Zusätzlich wurde in Abstimmung mit K+S ein Versuch durchgeführt, bei dem die Förderbohrung 143/4 verschlossen wurde. Mittels des dadurch induzierten Druckanstieges im darunter liegenden gasführenden Werra-Anhydrit sollte ein möglicher Effekt auf die ehemalige Gasfraczone überprüft werden.

5.3.1. Druckaufbaumessungen

Während der Erstellung der Bohrung wurde nach Erreichen der Gasfraczone mit einer Bohrlochlänge von etwa 243 m eine deutliche Gasentwicklung beobachtet, die innerhalb der verschlossenen Bohrung annähernd zu einem Gasdruckanstieg von etwa 18 bar führte. Nach Installation einer Datenaufzeichnung konnte über einen Zeitraum von etwa einem Jahr die Druckentwicklung im Bohrloch kontinuierlich beobachtet werden, wobei das Bohrloch mehrfach entspannt und die Messung wiederholt wurde. Zusätzlich wurden nach Einbringen des Hydrofracsystems in unterschiedlichen Bohrlochteufen zwei weitere Druckaufbaumessungen bei Packerposition 210 m und 230 m durchgeführt, so dass insgesamt Ergebnisse aus fünf Messungen vorliegen (vgl. Tab. 5-1).

Tab. 5-1. Durchgeführte Druckaufbautests in der Forschungsbohrung HZ 156.

	Versuchsdauer	Zeit (d)	p _{End} (bar)
<u>Verschlossene Bohrung</u>			
1. Druckaufbautest:	30.08.05 - 18.09.05	20	18,04
2. Druckaufbautest	19.09.05 - 19.12.05	90	17,76
3. Druckaufbautest	22.05.05 - 28.06.06	187	~17,20
<u>abgepackte Bohrung (Packerposition 210 m)</u>			
Druckaufbautest:	29.09.06 - 18.10.06	18	~17,60
<u>abgepackte Bohrung (Packerposition 230 m)</u>			
Druckaufbautest:	20.10.06 - 24.10.06	4	10,6 ^{*)}

^{*)} Im Beobachtungszeitraum noch kein Druckgleichgewicht erreicht

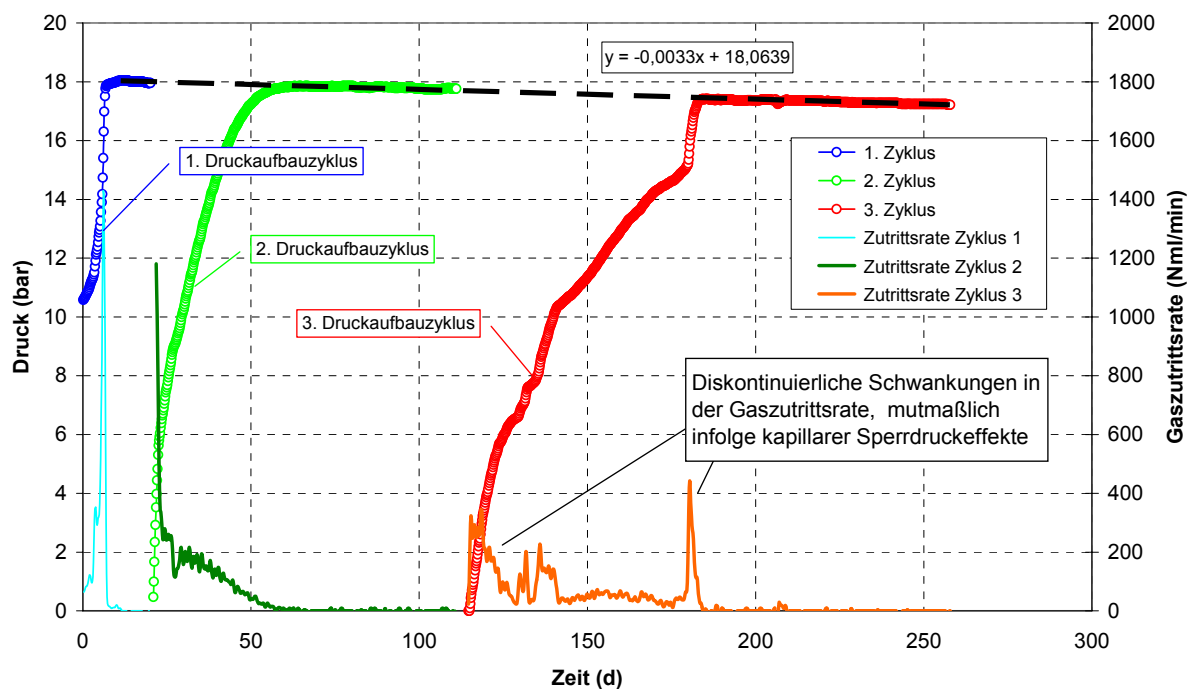


Abb. 5-5. Druckaufbau in der abgepackten Horizontalbohrung HZ 156 und daraus abgeleitete mittlere Zutrittsraten, bezogen auf das korrigierte Bohrlochgasvolumen von ca. 0,5 m³.

In die Bohrung tritt über den gesamten Untersuchungszeitraum CO_2 zu, wobei aber die Zutrittsmengen mit der Zeit abnehmen. Die Übersichtsdarstellung in Abb. 5-5 der drei Messungen im verschlossenen Bohrloch zeigt, dass in den drei Versuchsabschnitten nach erfolgter Entspannung des Bohrlochs der Druck mit jedem neuen Abschnitt langsamer bis auf einen Endwert in der Größenordnung von ca. 18 bar ansteigt, wobei dieser Enddruck im Bohrloch nach Erreichen eines Maximaldrucks mit einer mittleren Druckabfallrate von ca. 3 mbar/d stetig fällt.

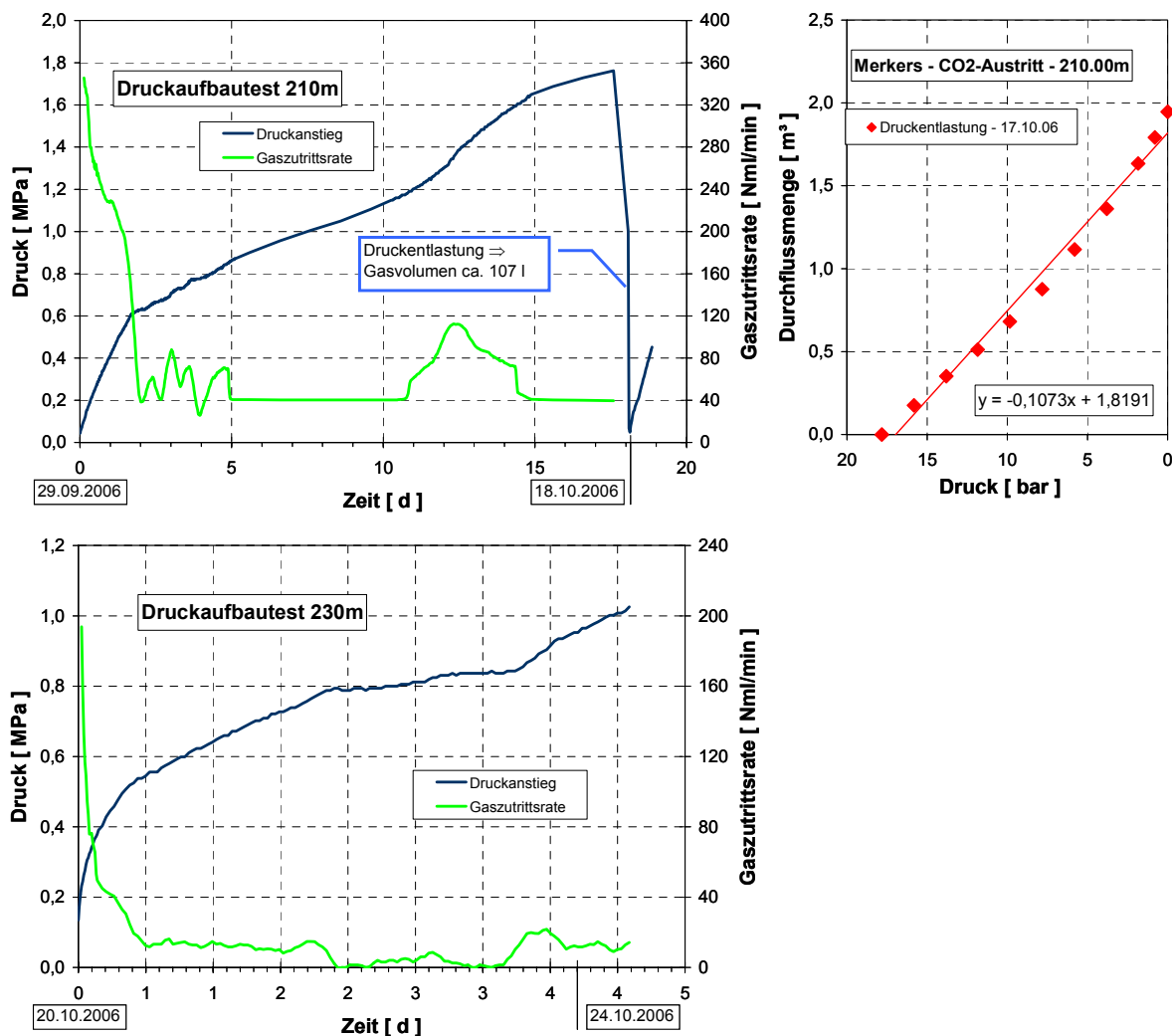


Abb. 5-6. Druckaufbautests in der Bohrung 156 bei 210 m (oben) und 230 m Packerposition (unten). Für die Messung bei 210 m ist zusätzlich der Verlauf der Druckentlastungskurve (re. ob.) dargestellt.

In den zwei Messungen, die in der in unterschiedlichen Teufen abgepackerten Bohrung durchgeführt wurden, vollzieht sich der Druckanstieg entsprechend des verringerten Bohrlochvolumens schneller, wobei aber in der Messung bei 210 m auch die zeitliche Reduzierung des erreichten Maximaldrucks bestätigt wurde (Abb. 5-6). Unabhängig davon ergaben aber die zur Bestimmung des gaserfüllten Hohlraumes routinemäßig durchgeführten Messungen des bei der Bohrlöchentlastung in Abhängigkeit vom Innendruck austretenden CO_2 , dass im Bohrloch noch jeweils größere Mengen NaCl-Spüllösung vorhanden sind, obwohl das Bohrloch nach Beendigung der Bohrung mit Pressluft ausgeblasen wurde. Die aus diesen Messungen bestimmten Volumenreferenzwerte für die Berechnung der Gaszutrittsraten sind in Tab. 5-2 aufgeführt.

Tab. 5-2. Bestimmung des nutzbaren Gasvolumens.

Volumen- Druckmessung	Druck- variation (bar)	Packer- position (m)	Durch- messer (mm)	Norm- volumen (l)	Gas- volumen (l)	Anteil Gas (%)
28.06.06	17,5 - 8	0	85	1376,6	501,4	36,4
Installation Bohrlochgestänge und Wiederholung Ausblasen Spülflüssigkeit						
17.10.06	17,8 - 0	210	85	185,0	107,3	58,0
07.11.06	10,4 - 0,1	230	85	71,5	13,8	19,3
08.11.06	19,4 - 0,1	230	85	71,5	11,1	15,5
09.11.06	36,2 - 0	230	85	71,5	12,0	16,8
Injektion von Stickstoff bis 72 bar mit Verdrängung der Lösung im Bohrloch						
23.11.06	52,3 - 0	230	85	71,5	62,4	87,3
23.11.06	0 - 72,0	230	85	71,5	83,2	-

Basierend auf diesen individuellen effektiven Bohrlochvolumina und den beobachteten Druckraten der jeweiligen Druckaufbauphasen der verschiedenen Versuche lassen sich somit Volumenraten bestimmen, die mit den zutretenden Gasvolumina gleichgesetzt werden.

Der Zusammenhang zwischen Bohrlochdruck und Gaszutrittsrate ist in Abb. 5-7 dargestellt. Daraus wird deutlich, dass sich die Gastransporteigenschaften im Bereich des abgepackerten Bohrlochs mit der Beobachtungszeit verändert haben. Während anfänglich sehr große Gasmengen eingetreten sind, die zu einem schnellen Druckanstieg führten (sie liegen bezogen auf den 2. Druckzyklus anfänglich in der Größenordnung bis zu 500 Nm³/min), ist in den Wiederholungsmessungen der Druckaufbau zeitlich verzögert und die Gaszutrittsraten nehmen mit steigendem Druck infolge des geringer werdenden Druckgradienten sukzessive ab. Gleichzeitig ist der Gaszutritt nicht stetig sondern weist diskontinuierliche Schwankungen auf.

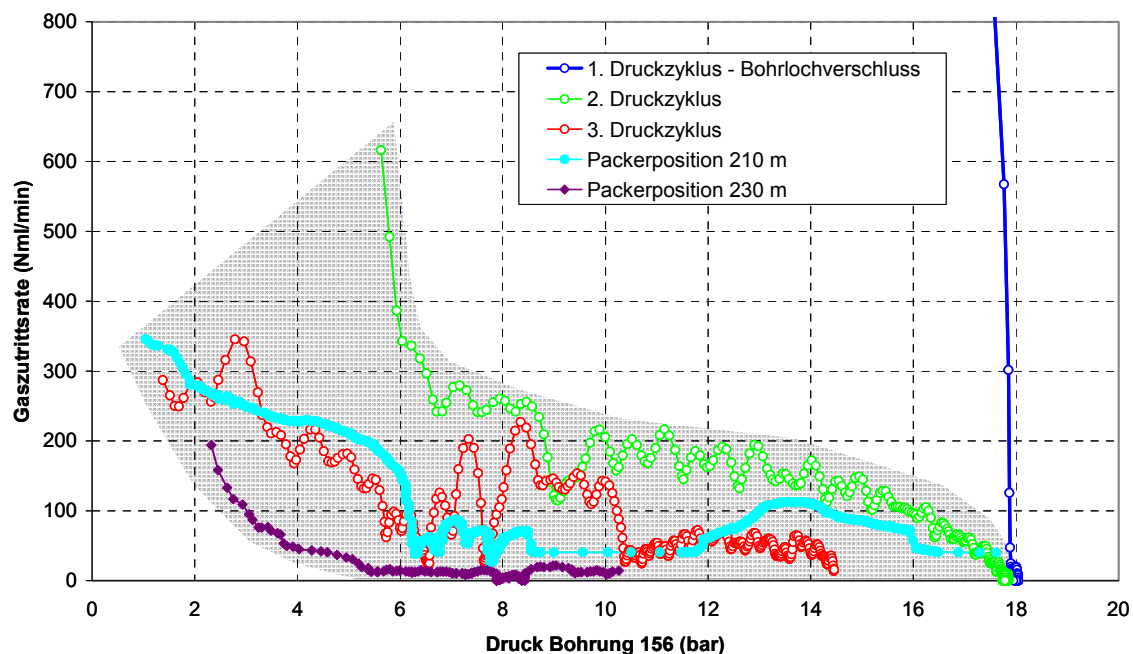


Abb. 5-7. Gaszutrittsrate in die abgepackte Forschungsbohrung 156 als Funktion des Bohrlochinnendruckes als Ergebnis der Druckaufbaumessungen.

Dennoch belegt die Ähnlichkeit im Gaszutritt des 3. Druckzyklus und der Messung bei 210 m, dass der Gaszutritt erst hinter dieser Packerposition stattfindet. Bei der Packerposition 230 m werden möglicherweise nicht mehr alle gasführenden Klüfte erfasst, obwohl der Be-

fund der Bohrkerns keine Hinweise auf gasführende Schnitte im Bohrlochintervall zwischen 210 und 230 m liefert. Unabhängig davon hat sich die Freisetzung des CO₂ auf einem geringeren Niveau stabilisiert.

5.3.2. Untersuchungen zur Reichweite der Gasdurchtrittszone

Eine wichtige Fragestellung mit Blick auf die Reichweite von Gasfractureignissen sowie zur Phänomenologie von Gasdurchtrittszonen ist, ob ein räumlich und volumenmäßig begrenztes Reservoir oder ein interkonnektierendes Kluftnetzwerk vorliegt. Hierzu wurde in Absprache mit der K+S, d.h. der Werksleitung Merkers, als den lokal Verantwortlichen, und der Geologie Kassel entschieden, weitere Drucktests im Bereich der Gaszutrittsstellen durchzuführen, wobei die z.Zt. als Förderbohrung genutzte Bohrung HZ 143/4 (Endformation Werra-Anhydrit (A1 bzw. z1WA)) über einen begrenzten Zeitraum (ca. 24 h) verschlossen und in den benachbarten Horizontalbohrungen (Forschungsbohrung HZ 156 sowie die Kontrollbohrung HZ 154/99) der Gaszutritt beobachtet werden sollte.

Die Bohrung HZ 154 ist aus westlicher Richtung gebohrt worden und endet, wie Abb. 5-8 zeigt, im Zechsteinkalk (Ca1 bzw. z1ZK), wobei in dem vorher durchstoßenen Unteren Werra-Anhydrit (A1) Gaszutritte beobachtet wurden. Die verschlossene Bohrung hatte vor Versuchsbeginn einen Druck von 14,5 bar.

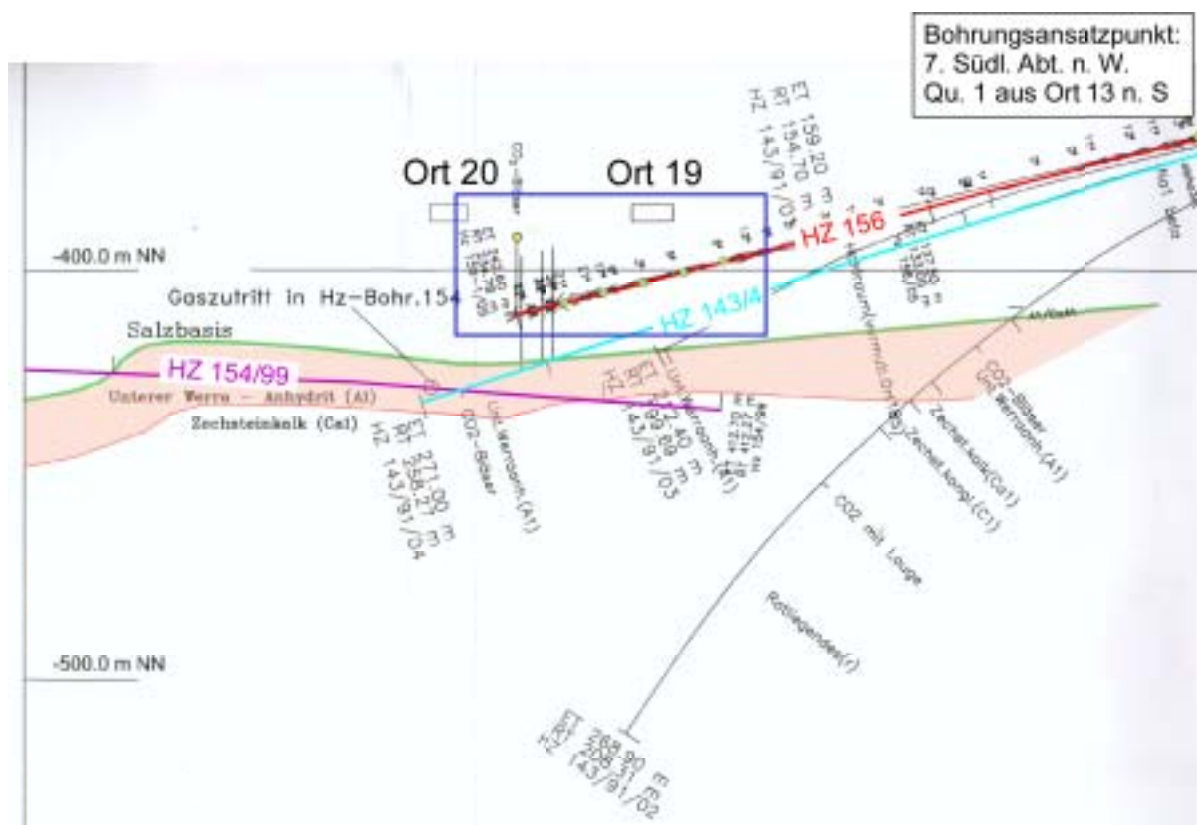


Abb. 5-8. Geologische Rahmenbedingungen – Lage der für die Druckaufbautests genutzten Bohrungen: HZ 143/4, HZ 154/99 und die Forschungsbohrung HZ 156. Zusätzlich ist der für die Interpretation der Fracturergebnisse relevante Ausschnitt markiert (vgl. Abb. 5-18).

Da die Gaszutrittsraten stark schwanken können und die einfache Volumenmessung aufgrund des großen Gasvolumens als nicht sensitiv genug eingeschätzt wurde, um einen kurzzeitigen Effekt sicher detektieren zu können, wurde an der Bohrung 156 eine Messapparatur zur Bestimmung der direkten Gasaustrittsrate bei einem konstanten geringen Innendruck in der Bohrung installiert.

Nach der Installation wurde das Überstromventil auf ca. 2 bar eingestellt und über einen Zeitraum von ca. 2 Wochen die Gleichgewichtsdurchtrittsrates beobachtet. Wie Abb. 5-9 zeigt, verhält sich die Durchflussrate analog zur Abnahme des Drucks in der Bohrung, bis sich nach ca. 5 d ein Gleichgewichtszustand eingestellt hat, wobei die ursprüngliche Prognose für den Durchfluss mit einem gemessenen Wert zwischen 130 ml und 150 ml (im Stundengang schwankend) bei einem Druck von ca. 2,4 bar sehr gut bestätigt werden konnte. Während der Dauermessung treten unregelmäßig Schwankungen auf, z.T. mit sägezahnartigen Spitzen, die auf diskontinuierliche Gaszutritte hindeuten.

Am 12.07.06, 7:00 Uhr wurde die Förderbohrung 143/4 verschlossen, und der Druckaufbau sowie die Druck- und Durchflussänderungen in den benachbarten Bohrungen HZ 154 und HZ 156 beobachtet. Innerhalb von zwei Stunden stieg der Druck in der Bohrung 143/4 schlagartig bis auf 19 bar an und geht dann auf ein Plateau von ca. 14,5 bar zurück. Nahezu zeitgleich wird in der bei ca. 14,5 bar verschlossen stehenden Bohrung HZ 154 ein Druckanstieg bis ca. 20 bar gemessen, der sich auf diesem Plateauwert stabilisierte. In der Bohrung HZ 156 trat keine signifikante Änderung in der dort gemessenen Durchflussrate auf.

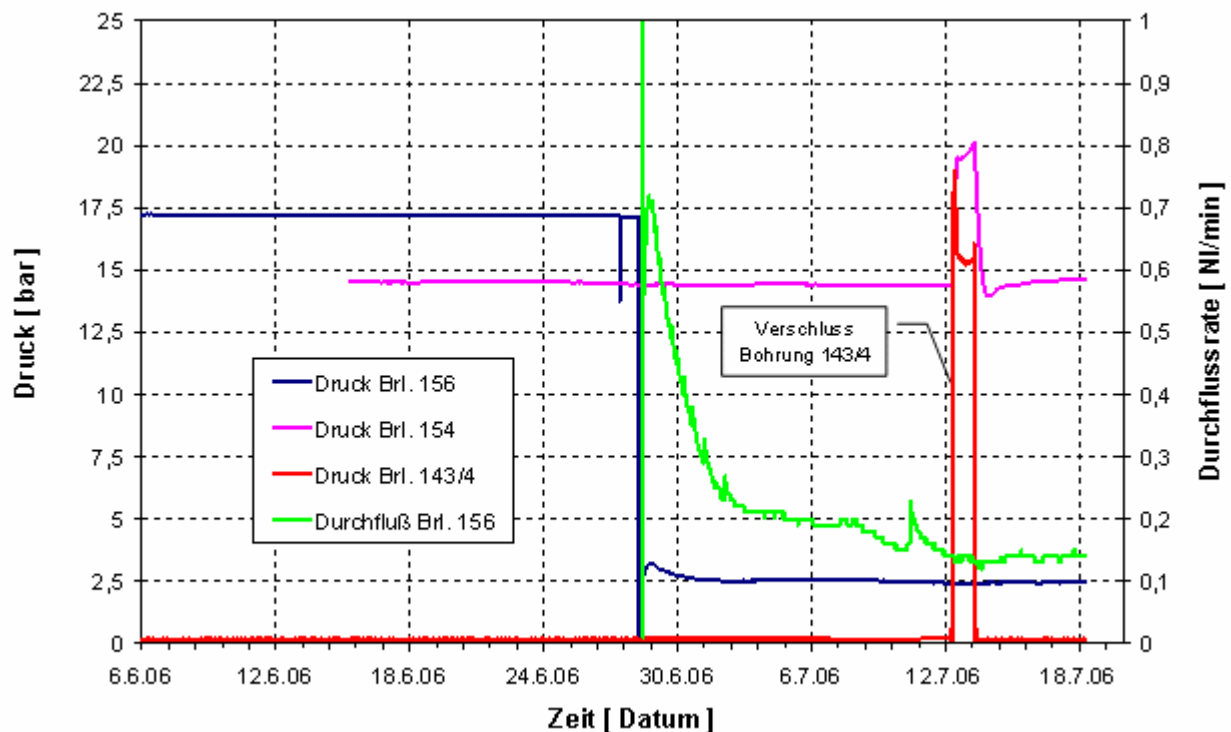


Abb. 5-9. Zeitlicher Ablauf des 2-phasigen Drucktests zur Untersuchung des wechselseitigen Einflusses im vorhandenen Bohrarray bei Verschluss der Förderbohrung 143/4. (1.) Ausgangsbedingungen mit Einstellung eines Druckgleichgewichtes von 2,4 bar in der Forschungsbohrung 156 mit Stabilisierung der Durchflussrate; (2.) Verschluss der Förderbohrung 143/4.

Dieser aus Sicherheitsgründen nur einmalig durchgeführte Versuch ergab keine Hinweise auf eine Beeinflussung des in der Steinsalzbarriere vorhandenen Gasvolumens durch die Manipulationen des primär gasführenden Werra-Anhydrits im Liegenden der Barriere. Obwohl es sich nur um einen Kurzzeitversuch handelt, zeigt dennoch die Reaktion der Bohrung 154, die ebenfalls im Werra-Anhydrit liegt, dass wenn ein Anschluss des im Steinsalz noch lokal vorhandenen Kluftnetzwerkes an den gasführenden Werra-Anhydrit bestehen würde, eine Veränderung der Gasaustrittsrates eintreten sollte. Dies wurde aber nicht beobachtet.

5.3.3. Aktive Gasinjektion bei Packerposition 230 m

Nachdem der Gaszutritt während der Beobachtungszeit deutlich abnahm, sollte versucht werden durch aktive Gasinjektion das erreichbare Gasvolumen zu bestimmen. Hierfür wurde an der Packerposition 230 m über eine Stickstoffflasche stufenweise Gas ins abgepackte Bohrlochende injiziert, wobei entsprechend dem Formationsdruck ein maximaler Gasdruck von 75 bar vorgegeben wurde. Der Druckverlauf im Bohrloch bzw. die bestimmten effektiven Gasvolumina sind in Abb. 5-10 dargestellt.

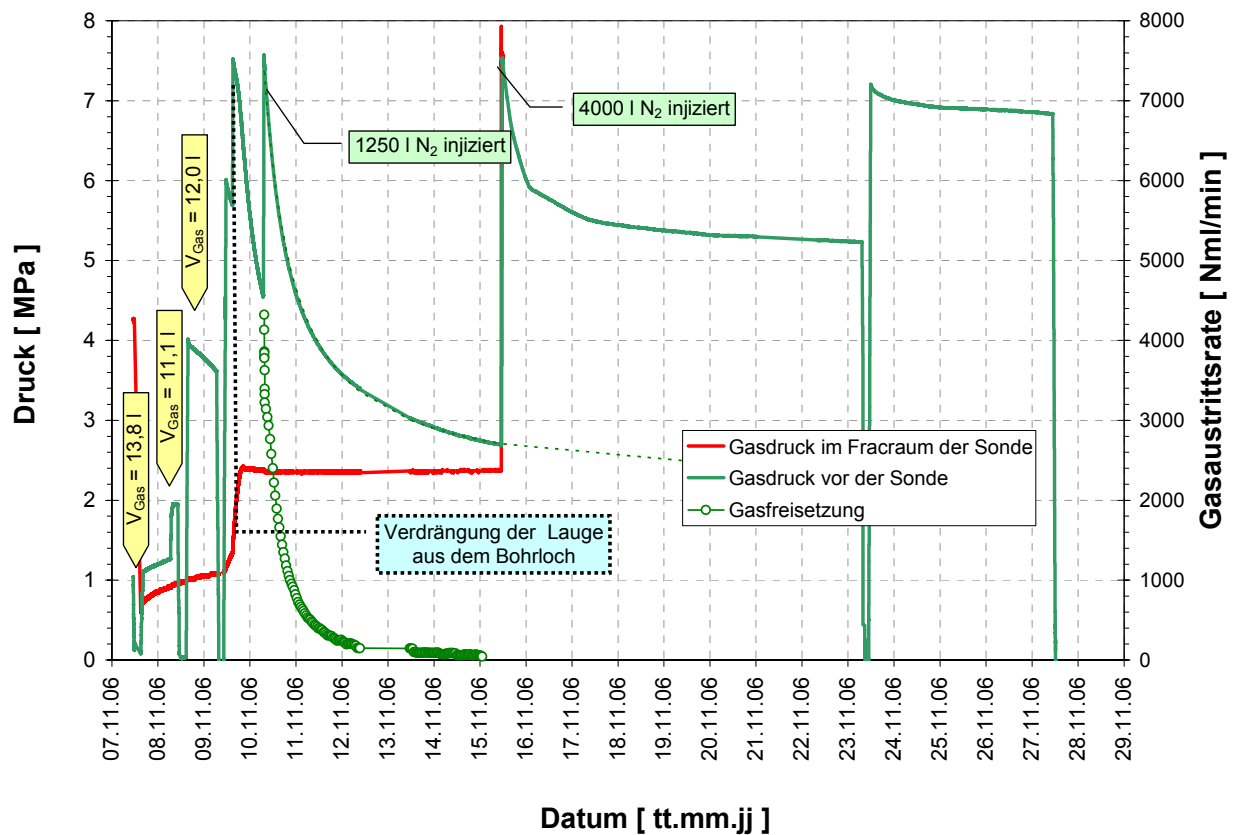


Abb. 5-10. Druck-Zeitverlauf der zunächst in vier Stufen erfolgenden Bohrlochinjektion ($0 \Leftrightarrow 1$ MPa; $0 \Leftrightarrow 2$ MPa; $0 \Leftrightarrow 4$ MPa und $0 \Leftrightarrow 7,5$ MPa) mit anschließender kontrollierter Entspannung zur Volumenbestimmung des gasgespannten Volumens.

Bedeutungsvoll ist, dass sich in den ersten drei Belastungsstufen, wie Abb. 5-11 belegt, das Gasvolumen in der Bohrung nicht ändert und erst in der Stufe bei 7,2 MPa ein rapider Druckverlust auftritt. Bei der anschließend erfolgten Nachverpressung wurden ca. 1250 l N₂ injiziert, d.h. deutlich mehr als dem vorher in drei Zyklen bestimmten ursprünglichen gaszugänglichen Totvolumen bei der reinen Druckerhöhung entsprechen würde.

Während der anschließenden 6-tägigen Beobachtungszeit ergab sich ein deutlicher Druckabfall, der nach 50 Tagen etwa 2,1 MPa als Gleichgewichtsdruck erreicht hätte. Am 15.11.06 wurde der Druck erneut auf 7,2 MPa erhöht, wofür rund 4000 l Gas injiziert werden mussten.

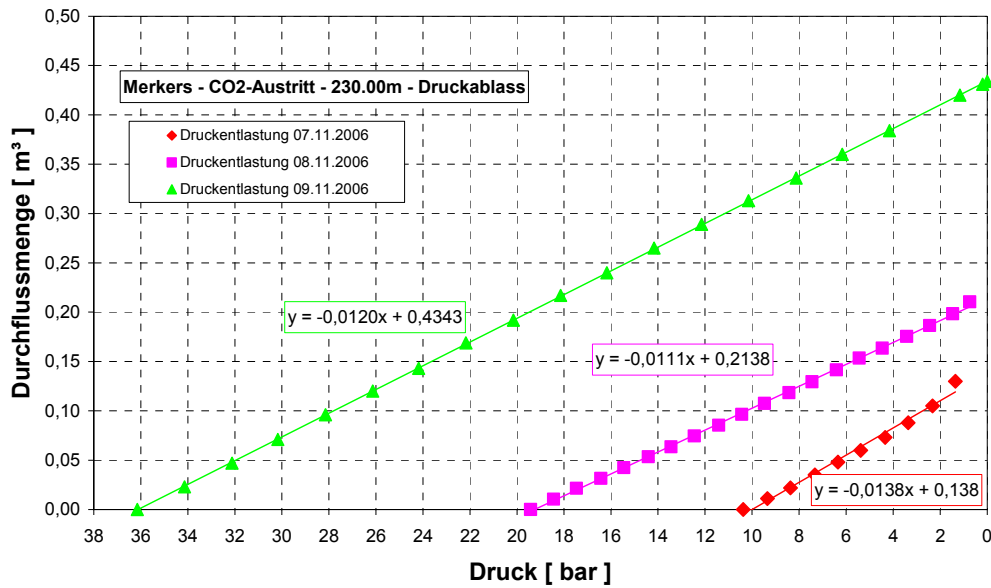


Abb. 5-11. Volumen-Druckbilanz der ersten drei Belastungsstufen aus Abb. 5-10.

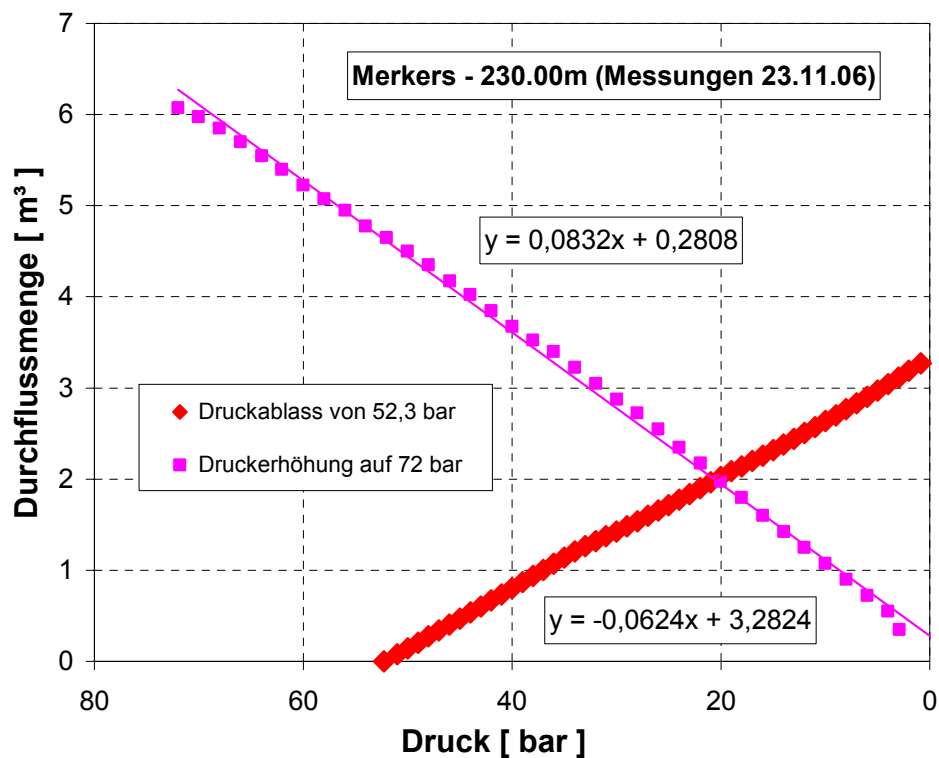


Abb. 5-12. Volumen-Druckbilanz für den Entlastungs- und Injektionszyklus bei der 3. Belastung auf 72 bar an der Packerposition 230 m.

Zur Bestätigung, dass mit der Gasinjektion ein immer größer werdendes Gasreservoir erschlossen wird, wurde die Druckbeaufschlagung am 23.11.06 fortgesetzt, wobei zunächst das Bohrloch bis auf 0 MPa entlastet und dann wieder auf den Endwert von 7,2 MPa bzw. 72 bar wiederbelastet wurde. Dabei wurden jeweils die austretenden bzw. injizierten Gasvolumina bestimmt. Wie Abb. 5-12 zeigt, unterscheiden sich der Ent- und Belastungszyklus in ihrer Volumenbilanz, d.h. in der Entlastung wird ein zugängliches Gasvolumen von ca. 62 l und in der Belastung ein Gasvolumen von 83 l ausgewiesen.

Offenbar findet mit Erhöhung des Gasdruckes in der Bohrung eine Vergrößerung des gaszugänglichen Volumens statt, wobei damit ein immer größeres Rissvolumen erschlossen wird, wobei aber mit den Hydrofractmessungen in diesem Bereich eine wirkende Druckeinspannung von $\sigma_{\min} \geq 10 \text{ MPa}$ ausgewiesen wird (vgl. Abb. 5-18)

5.4. Hydrofractmessungen in der Bohrung 156

Die von MINKLEY durchgeführten gebirgsmechanischen Rechnungen weisen aus, dass unmittelbar nach dem Gebirgsschlag die dynamischen Schädigungsprozesse abgeklungen sind und somit wieder die viskosen Deformationsprozesse zunehmend mit der Zeit an Bedeutung gewinnen (vgl. Kap. 5.5.3, S. 157). Im Laufe der ca. 16 Jahre nach dem Gebirgsschlag sollten kriechbedingt erhebliche Spannungsumlagerungen abgelaufen sein und der Einspannungszustand in den Abbauhorizont umgebenden Salinarbarrieren sich in Richtung auf den Zustand vor dem Gebirgsschlag zu bewegt haben. Zum Nachweis dieser „Verheilungshypothese“ in der Gasfrac-geschädigten Steinsalzbarriere wurden in der Bohrung 156 mit einem für die untertägige Situation angepasst entwickelten Hydrofractsystem Spannungsmessungen durchgeführt.

5.4.1. Packerinstallation und Versuchsdurchführung

Das vom IfG Leipzig für die Hydrofractmessungen verwendete Messequipment besteht im Wesentlichen aus folgenden Baugruppen:

- 80-mm-Frac-Doppelpacker-Sonde,
- Handkolbenpumpe mit Pumpvolumen von: $4 \text{ cm}^3/\text{Hub}$ und $1 \text{ cm}^3/\text{Hub}$,
- Druckaufnehmer mit einem Messbereich von $0 \dots 600 \text{ bar}$,
- Rechnergestützte Messwerterfassungseinrichtung.

Die für die Hydrofractmessungen in der Bohrung 156 eingesetzte 80-mm-Frac-Doppelpacker-sonde entspricht qualitativ den Sondensystemen, die auch in den Bohrlochdauertests an den Standorten Bernburg und Sigmundshall eingesetzt werden (Abb. 5-13). Jedoch wurden von der vorliegenden Doppelpackerkonstruktion ausgehend die Durchmesser der Packer und Widerlager vergrößert, wobei der gewählte 80-mm-Durchmesser gegenüber der 85-mm-Bohrung eine entsprechende Reserve für die Installation entsprechend der in der Teufenlage zu erwartende Bohrlochkonvergenz bedeutet.

Aufgrund der Länge der Bohrung ist für den Anschluss der zwei wichtigen Drucksysteme (Kontrollraum und Testbohrloch) und der Hydraulikleitung für die Packervorspannung der Einsatz einzelner Rohrsegmente unmöglich, so dass jeweils stattdessen eine durchgehende Hydraulikschlauchleitung verwendet wird. Dabei handelt es sich um einen gasdichten Gummischlauch mit entsprechender Stahlummantelung, der für Drücke bis 400 bar ausgelegt ist. Aufgrund der Leitungslänge von 250 m mit einem hohen Strömungswiderstand lässt sich ein Druckaufbau im Packerbereich selbst bei gasförmigen Medien durch Druckaufnehmer am Bohrlochmund nicht hinreichend zuverlässig messen. Insofern wurde der Bohrlochpacker durch eine zusätzliche Sektion für die Aufnahme von Druckaufnehmern zur Messung des Druckaufbaus im Bohrloch und des Kontrollraums erweitert (Abb. 5-13).

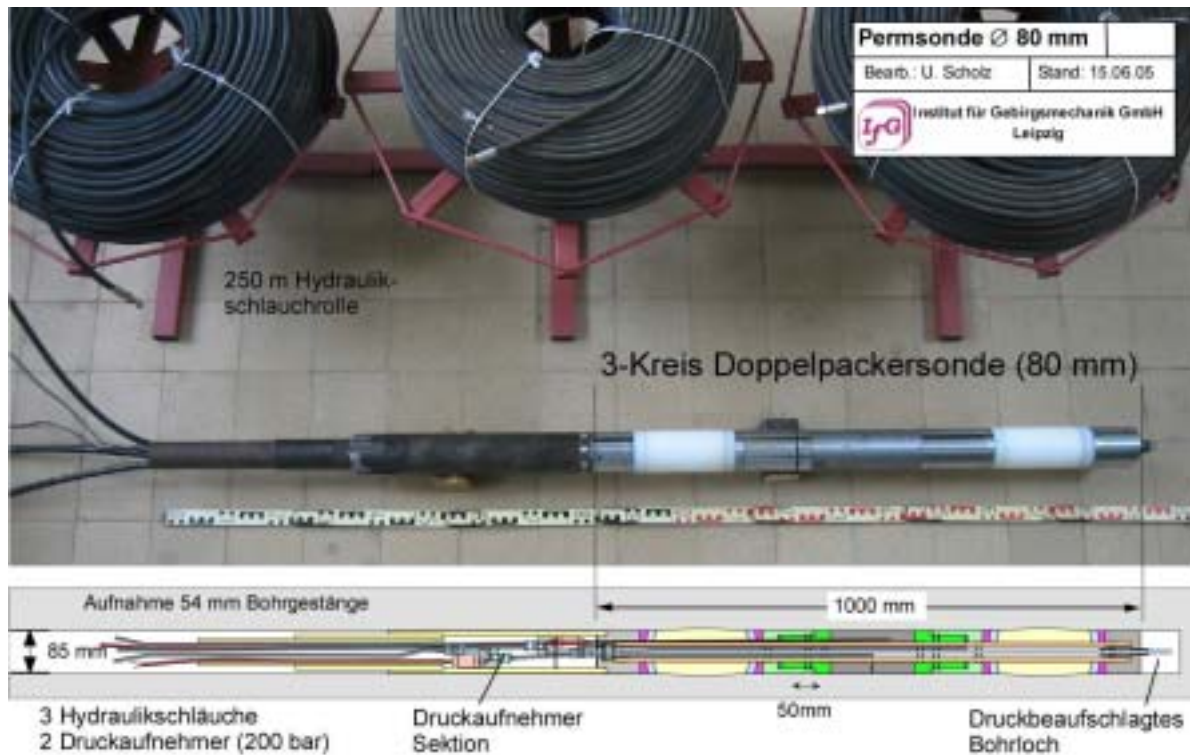


Abb. 5-13. Der für die Untersuchungen in Merkers verwendete 80-mm-Packer mit den Hydraulikzuleitungen auf Schlauchhaspeln.



Abb. 5-14. Die 80-mm-Sonde einsatzbereit auf das Gestänge aufgeschraubt. a) Stirnansicht der Bohrmaschine. b) Seitenansicht mit Blick auf den Übergang Messsonde – Bohrgestänge.

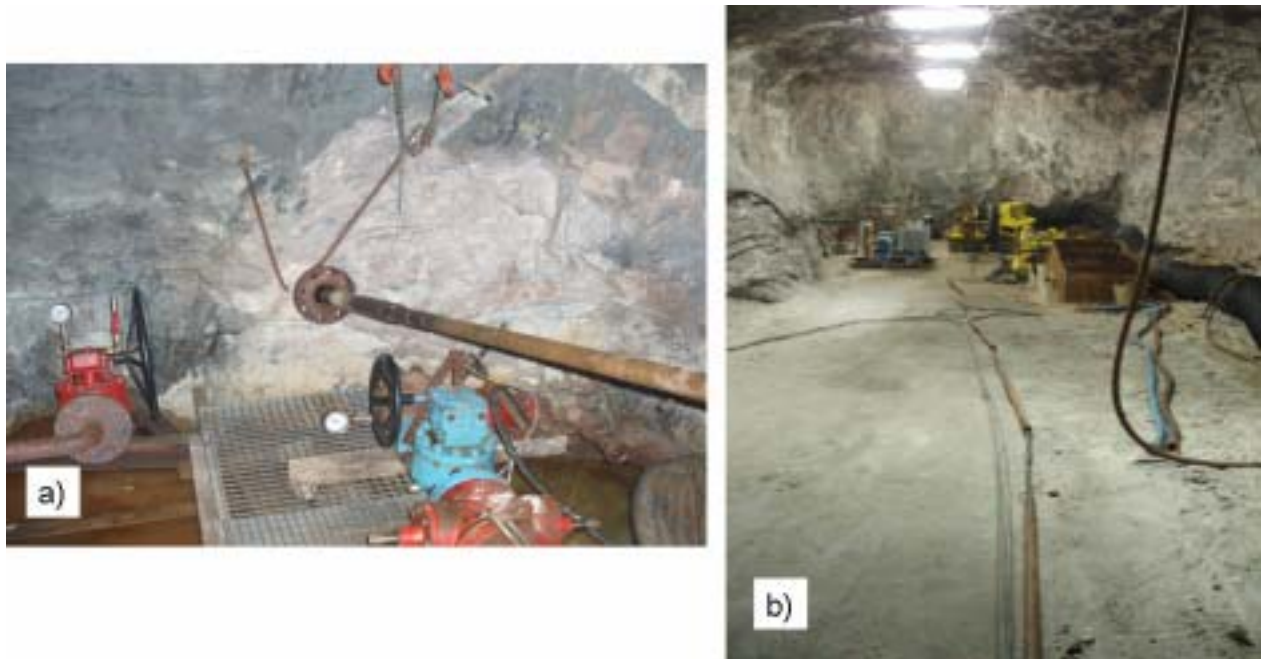


Abb. 5-15. Dokumentation der Messbedingungen am Versuchsort. a) Die in den Bohrlochansatzpunkt eingesetzte Messsonde (Im Vordergrund der ehemalige Bohrlochverschluss). b) Der Schlauch- und Kabelverlauf im Gestängeinnenraum nach Auslage des noch nicht zusammengesetzten Bohrlochstranges in der Strecke (Gesamtlänge des zur Verfügung stehenden Raumes ca. 100 m (hier nicht dargestellt)).

Der Packer wird über ein steifes Bohrlochgestänge bis in den zu prüfenden Bereich geschoben (Abb. 5-14). Entgegen der ursprünglichen Konzeption werden die Hydraulikschläuche nicht außen am Bohrlochstrang geführt, sondern verlaufen aus Sicherheitsgründen im Innern des Bohrlochstranges (Abb. 5-15). Daraus resultiert, dass während des schrittweisen Sondenvorschubs jeweils Rohrsegmente von 3 m Länge und ca. 65 mm Durchmesser auf die drei 250 m langen Hydraulikleitungen sowie das Messkabel aufgefädelt werden mussten. Dies bedeutete unter den schwierigen klimatischen und räumlichen Bedingungen erhebliche physische Belastungen für das Bedienpersonal.

Nach Erreichen des Messortes wird die Sonde durch Aufpumpen der Packer fixiert und der Hydrofractest durchgeführt.

Als geeigneter Versuchsablauf bei der Durchführung von hydraulischen Aufreißversuchen hat sich im Salzgestein folgende Vorgehensweise erwiesen (vgl. markierte Abschnitte in Abb. 5-16):

- (1) Dichtheitstest bei 20 - 50 % des Teufendruckes (primäre Dichtheit) je nach Sondierungstiefe (15 - 30 min)
- (2) Aufreißen des abgepackten Bohrlochabschnittes (Frac) und Beobachtung des Druckabfalls (30 - 60 min)
- (3) Dichtheitstest bei etwa 90 % des Endwertes der Druckabfallkurve (sekundäre Dichtheit 15 - 30 min)
- (4) erneutes Aufreißen und Risserweiterung (Refrac) und Beobachtung des Druckabfalls (30 - 60 min)

Entsprechend der typischen Druckverläufe für den zweiten Teil des Versuches (Dichtheitstest und Refrac), wird die minimale Hauptspannung von zwei Seiten eingegrenzt:

- Untere Einhüllende: Druckkonstanz bei etwa 90 % der ersten Druckabfallkurve.
- Obere Einhüllende: Ruhedruck nach vorher genanntem Kriterium.

Die minimale Hauptspannung wird aus den Endwerten der Dichtheits- und Druckabfallkurven gemittelt.

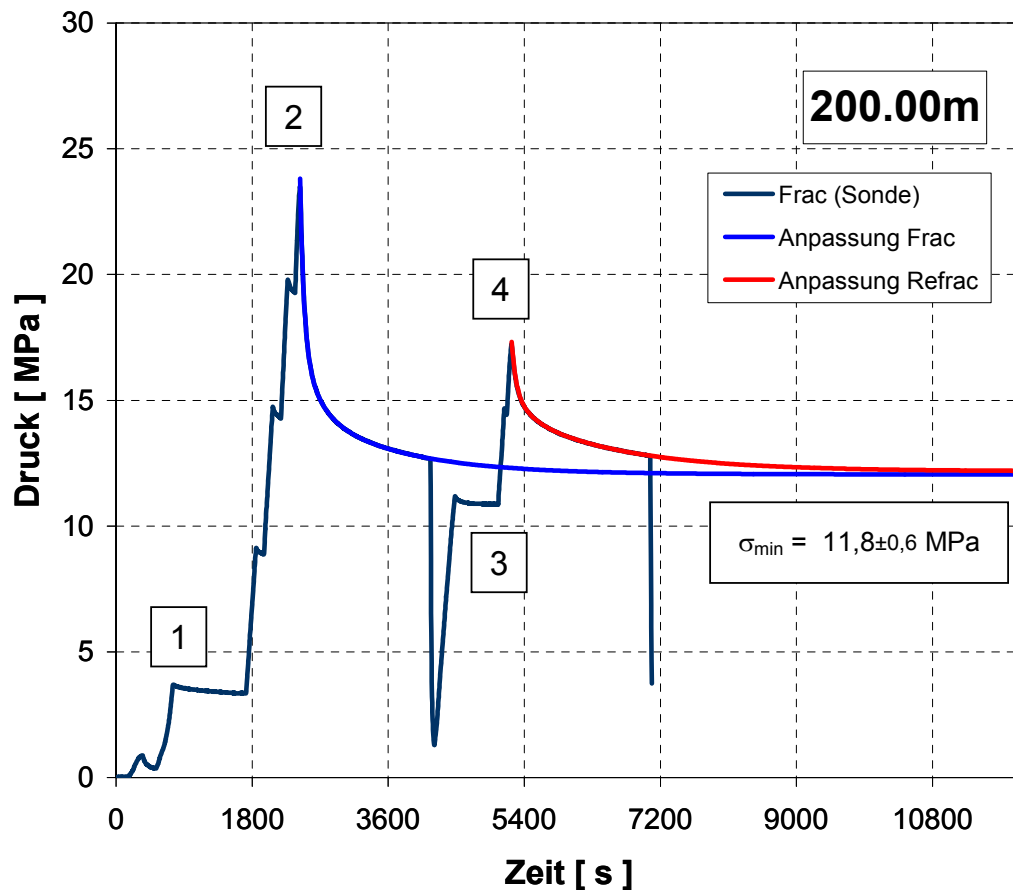


Abb. 5-16. Typisches Druck-Zeit-Regime bei Hydro-Frac-Tests (hier bei Packerposition 200,0 m).

5.4.2. Spannungssondierungen

Während des Zeitraumes 11. Sept. – Ende Nov. 2006 wurde ein komplexes Untersuchungsprogramm durchgeführt, das sowohl die Durchführung der Fracmessungen als auch Druckmessungen des in die Bohrung einströmenden Gases bei verschiedenen Packerpositionen umfasste. Ursprünglich war vorgesehen, den Packer nur direkt in der Gasfraczone einzusetzen. Um jedoch ein repräsentatives Bild der Spannungsverteilung entlang der gesamten Bohrung zu erhalten, wurde entschieden, bereits Spannungsmessungen durchzuführen und das Equipment zu testen. Der ursprünglich in der Frac-Kammer installierte 200-bar-Druckaufnehmer erwies sich aber in Anbetracht der gemessenen hohen Aufreißdrücke ($> 30 \text{ MPa}$) bzw. von Ruhedrüken bis $\sigma_{\min} \leq 24 \text{ MPa}$ als nicht ausreichend und musste deshalb nach dem Test bei 71,2 m mit Rückbau des gesamten Gestänges gegen einen 600-bar-Geber ausgetauscht werden.

5.4.3. Ergebnisse

Insgesamt liegen entlang der Bohrung Ergebnisse von 13 Positionen mit Fracmessungen (jeweils mit Refrac, z.T. auch mit Wiederholungsmessungen) vor, deren Ergebnisse in Relation zur geologischen Situation am Messort Merkers als Funktion der Bohrlochteufe in Abb. 5-18 zusammengefasst sind. Die Druckkurven ausgewählter Einzelmessungen mit den entsprechenden Anpassungen für den Frac- und Refracverlauf sind in Abb. 5-17 dargestellt.

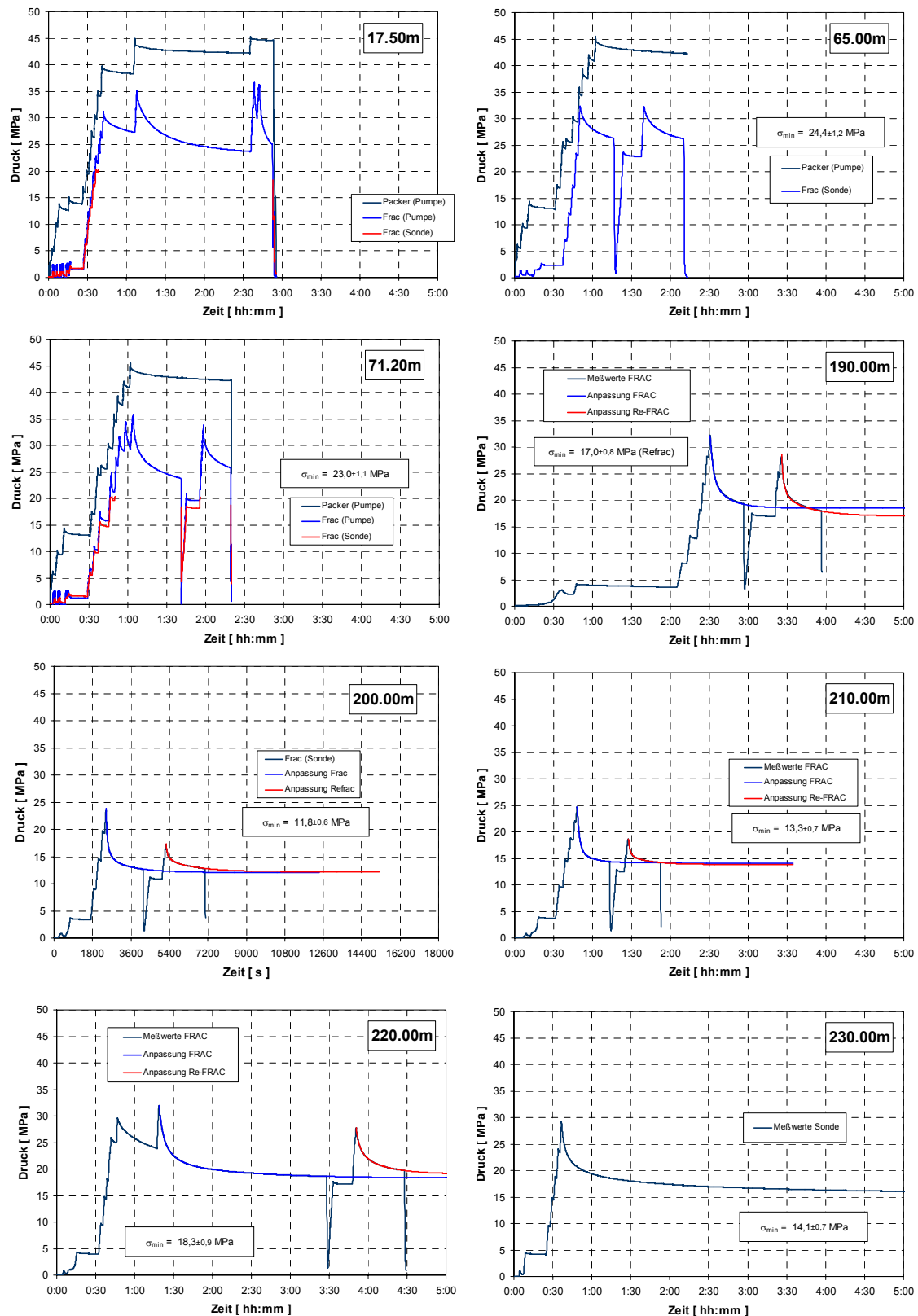


Abb. 5-17. Exemplarische Dokumentation von Hydrofracmessungen mit den Kurvenanpassungen.

Entscheidend für die Fragestellung ist der Spannungsverlauf zwischen dem Abschnitt 180 m und 240 m in der Bohrung, d.h. in Richtung der farblich gekennzeichneten Gebirgsschlagzone. Die Messwerte dort variieren zwischen 12 und 18 MPa, wobei jeweils eine deutliche Zuordnung zu dem darüber liegenden Kammer-Pfeiler-System besteht. Unterhalb einer Kammer ist der Spannungszustand aufgrund der Hohlraumeinwirkung deutlich reduziert und im Bereich eines Pfeilers erhöht. Unabhängig davon ergibt sich eine signifikante Abnahme in

Richtung Bohrlochende, d.h. dort wo die Gasfraczone liegt, wobei aber dennoch Spannungswerte in der Größenordnung von 10 MPa ausgewiesen werden. Damit ist die Wiederherstellung der mechanischen Integrität nachgewiesen.

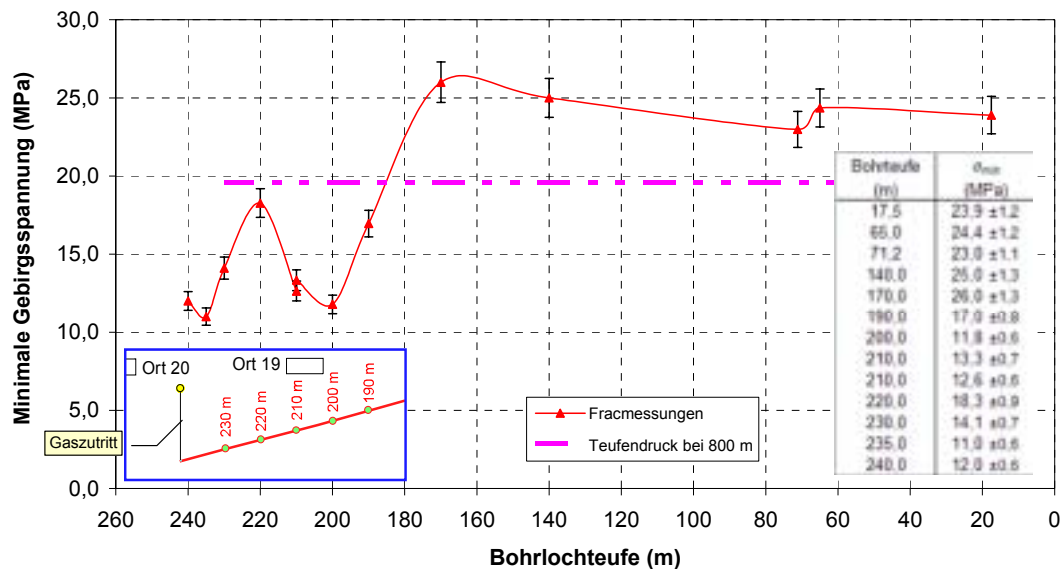


Abb. 5-18. Spannungsmessungen entlang der Horizontalbohrung 156 mit Fracmessungen im Unteren Werra-Steinsalz im Übergang zum Gebirgsschlagfeld 1989. Im Detailbild li. unt. ist schematisch die räumliche Kammer-Pfeilersituation dargestellt. Die numerischen Fracwerte mit den Bohrlochteufen sind in der enthaltenen Tabelle zusammengefasst. Eine Übersichtsdarstellung der Lage der Bohrung findet sich in Abb. 5-8).

5.5. Gebirgsmechanische Modellrechnungen zum Gasfraczenario Merkers

Im Folgenden werden Ergebnisse aus der Modellierung des Gasfrac-Ereignisses im Nachgang des Gebirgsschlages Völkershausen vorgestellt. Die Berechnungen wurden auf Basis der neuen Untersuchungen wiederholt und dem aktuellen Untersuchungs- und Erkenntnisstand, insbesondere unter Berücksichtigung der in Kap. 3.3.4 entwickelten spannungsinduzierten Permeabilitätsentwicklung ($k = f(\Delta p)$) angepasst. Erstmals ist auch eine Kalibrierung der durch die Berechnungen ausgewiesenen zeitlichen Wiederherstellung der mechanischen Integrität über den Vergleich mit der in situ gemessenen Spannungssituation im Bereich der Gasfraczone möglich.

5.5.1. Modellaufbau / Gebirgsschlagrückrechnung

Das gebirgsmechanische Berechnungsmodell basiert auf einem geologischen W-E-Profileschnitt, der durch das Bruchfeld des Gebirgsschlages von Völkershausen am 13.03.1989 verläuft (Abb. 5-2). Als Berechnungsprogramm wurde der diskontinuumsmechanische Rechencode UDEC (2000) gewählt, in den das visko-elasto-plastische Stoffmodell als DLL-file geladen wurde.

Das ebene Berechnungsmodell stellt einen W-E-Schnitt (Abb. 5-19) durch das ca. 2,2 km breite und sich in Nord-Süd-Richtung etwa 3,5 km erstreckende Bruchfeld dar, wobei in die Schnittebene die unter dem östlichen Bruchfeldrand durch Radarmessungen (KÄDING & LUKAS, 1997) und Bohrungen nachgewiesene Ausdünnung im Unteren Werra-Steinsalz auf weniger als 30 m sowie die über der 6. südl. Abt. n. Westen bei einer Zwischenmittelmächtigkeit von nur 35...40 m verlustarm abgebauten Bereiche der 1. Sohle projiziert wurden.

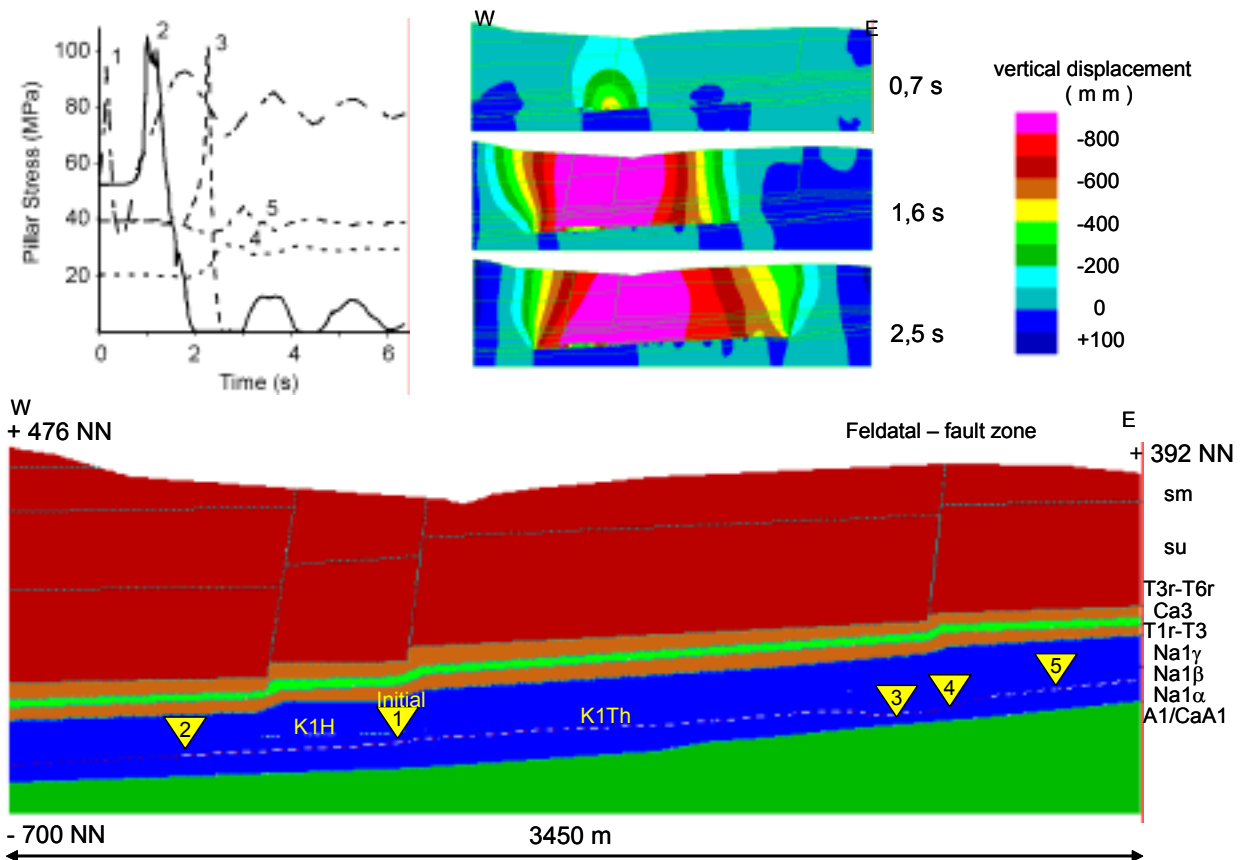


Abb. 5-19. Gebirgsmechanisches Strukturmodell 2 Westfeld Merkers (unten). (l. ob.) Zeitliche Entwicklung des Pfeilerbruchvorganges im Carnallit der 2. Sohle – History-plots der Spannungsverteilung in ausgewählten Pfeilern (Lage s. Strukturmodell). (re. ob.) Vertikales Verschiebungsfeld nach dem Gebirgsschlag.

Das gebirgsmechanische Strukturmodell ist 3450 m breit und bildet das geologische Profil von der Tagesoberfläche bis ins Rotliegende in einer Teufe von -700 m NN ab (Abb. 5-2). Die seitlichen Modellränder sind bei der statischen Berechnung in horizontaler Richtung verschiebungsfrei und der untere Modellrand ist in vertikaler Richtung fixiert. Bei den dynamischen Berechnungen wurden dagegen an den seitlichen Modellrändern energieabsorbierende, viskose Randbedingungen implementiert, welche die Energieabstrahlung in das umgebende Gebirge simulieren. Die im geologischen Profilschnitt vorgegebenen Schichtgrenzen und die das suprasalinare Deckgebirge durchsetzenden, mit ca. 80° nach Westen steil einfallenden Bruchstörungen, wie die Feldatal-Störung und die Dorndorf-Oechsen-Störungszone (Staffelbrüche mit nach Westen abgesenkten Schollenteilen), werden durch das Berechnungsmodell wiedergegeben.

Die zeitliche Rückrechnung des Gebirgsschlages erfolgte ausgehend von den individuellen Stoffparametern für die in Abb. 5-19 dargestellten Struktureinheiten nach der Generierung des Primär- bzw. Grundspannungszustandes mit der Auffahrung des Kammer-Pfeiler-Systems im Flöz Thüringen und anschließend im Flöz Hessen entsprechend der Auffahrungshistorie. Dabei wurden die jeweiligen Pfeilerdimensionen angemessen berücksichtigt.

In der statischen Berechnung wurde mit der Anlage der Abbaukammern im Carnallit am östlichen Modellrand begonnen und die Auffahrung der Baufelder auf der 2. Sohle mit einer nach Westen gerichteten Abbauentwicklung nachvollzogen. Durch die Hohlrumschaffung im Carnallit wurden Entfestigungs- und Kriechvorgänge in Gang gesetzt, die im Modell mit Hilfe des visko-elasto-plastischen Stoffmodells erfaßt werden. Deutlichen Einfluß auf die Entfestigung der Pfeilerkonturen üben auch die Kontaktbedingungen zwischen Carnallit und Steinsalz aus.

Die Berechnungen belegen die negativen gebirgsmechanischen Auswirkungen des nachträglich erfolgten verlustarmen Hartsalzabbaus der 1. Sohle auf die bereits ein Jahrzehnt zuvor aufgefahrenen, spröbruchgefährdeten carnallitischen Tragelemente der 2. Sohle. Es werden erhöhte Pfeilerbelastungen auf der 2. Sohle im Carnallitit nachgewiesen, im Vorfeld der Abbaukante der 1. Sohle mit 55 ... 65 MPa und den Druckschatten unterhalb der 1. Sohle mit Pfeilerbelastungen von 45 ... 55 MPa.

In den dynamischen Berechnungen, wird ausgehend von dem initialen Pfeilerversagen ein kettenreaktionsartiger Bruchmechanismus ausgelöst. Der einmal in Gang gesetzte Bruchprozess mit hohen dynamischen Zusatzlasten an der Bruchfront entwickelt eine Eigendynamik und überwindet auch statisch noch nicht instabile Tragelemente. Der Bruchvorgang wird erst am Baufeldrand bzw. im Übergangsbereich von carnallitischer zu sylvinitischer Fazies gestoppt. Das sich an den Abbaufreibereich unter der Feldatal-Störungszone östlich anschließende carnallitische Abbaufeld ist vom Gebirgsschlag nicht betroffen worden. Die Berechnung kommt zum gleichen Ergebnis. Der Abbaufreibereich gerät als randlicher Auflagebereich unter Zusatzlast (Kurve 4 in Abb. 5-19), die Pfeiler im östlich benachbarten Abbaufeld nehmen die stark abgeschwächte dynamische Zusatzlast ohne Versagen auf (Kurve 5 in Abb. 5-19). Für die 1600 m vom dynamisch angeregten Pfeiler bis zum östlichen Baufeldrand benötigt der Bruchvorgang in der Berechnung etwa 2,2 Sekunden (Abb. 5-19, Kurve 3).

In Abb. 5-19 ist ebenfalls das berechnete vertikale Verschiebungsfeld im Gebirge zu verschiedenen Zeitständen dargestellt. Die dynamisch eingetretene Absenkung der Tagesoberfläche erreicht in der Berechnung im Senkungszentrum nach dem Ausschwingen etwa 1, vom Betrag her die gleiche Größenordnung wie in der nach dem Gebirgsschlag durchgeführten Senkungsmessung.

5.5.2. Beanspruchung der geologischen Barriere

Für den statischen Ausgangszustand vor dem Gebirgsschlag ergeben die Berechnungen, abgesehen von den die Abbauhohlräume unmittelbar umgebenden Auflockungszonen, dass die hangende und liegende Steinsalzbarriere frei von Dilatanz sind. Das bedeutet, dass die im Zusammenhang mit dem quasistatisch ablaufenden Konvergenz- und Senkungsprozess stehende Abbaueinwirkung in den geologischen Barrieren keine Gefügeschädigung hervorgerufen hat, welche die Dichtwirkung beeinträchtigt. Die Primärpermeabilität des Steinsalzes ist in den Barrieren erhalten geblieben. Auch die minimale Hauptspannung in den salinaren Barrierschichten liegt deutlich über der theoretisch möglichen hydraulischen Druckbelastung.

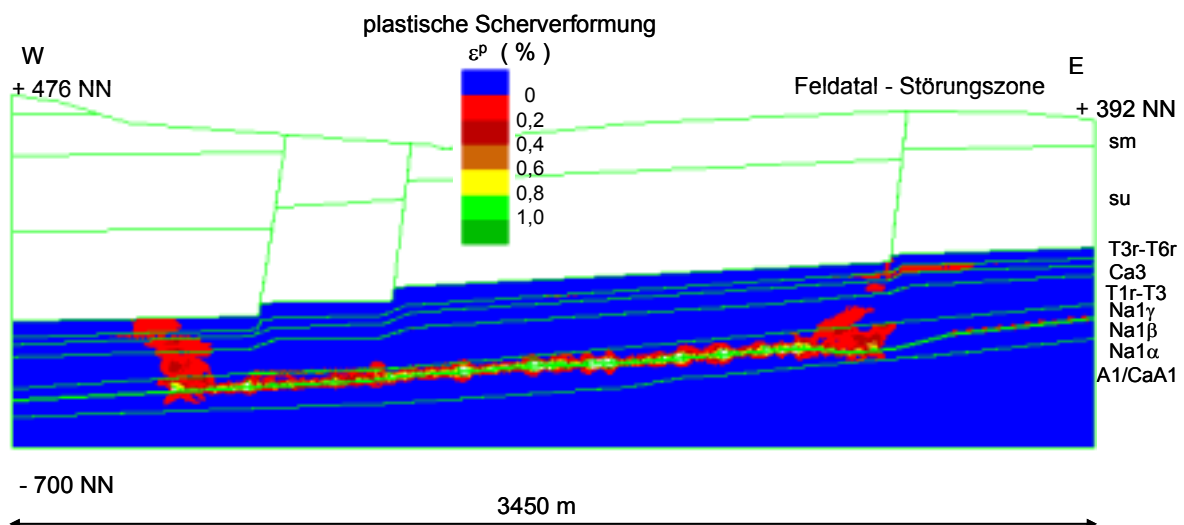


Abb. 5-20. Modell Westfeld Merkers: Plastische Scherverformung 6 Sekunden nach Gebirgsschlag.

Die Dichtheit der geologischen Barrieren ist damit selbst im flächenhaft ausgedünnten Unteren Werra-Steinsalz unter dem östlichen Bruchfeldrand unter statischen Bedingungen gewährleistet. Dieses Berechnungsergebnis ist konform mit den Erfahrungen und Beobachtungen vor dem Gebirgsschlag, die keinerlei Hinweise auf eine Verletzung der Dichtheit und Barriereintegrität ergaben. Unter statischen bzw. quasistatischen Randbedingungen wäre dieser Zustand aufrechterhalten geblieben. Grund hierfür ist die Kriechfähigkeit der Salinargesteine, die bei Aufrechterhaltung ausreichender Einspannbedingungen und dilatanzfreier Verformungen die Primärpermeabilität der Schutzschichtgesteine erhält, selbst wenn sich die Barrierschichten durch die kriechbedingte Hohlraumkonvergenz im Meterbereich verlagern.

Anders stellt sich die Situation unter dynamischen Belastungsbedingungen dar. Bei dynamischen Beanspruchungen sind Kriechverformungen nicht maßgebend, das Gestein reagiert vor allem elastisch. Unter diesen Bedingungen können sich viel größere und weitreichendere Spannungsumlagerungen vollziehen in deren Folge dilatante Verformungen mit Gefügeschädigungen einhergehen.

Durch den Implosionsvorgang im Abbauhorizont in Verbindung mit einer momentanen elastischen Hangend- und Liegendentspannung werden bei Gebirgsschlägen im Carnallitit extreme Beanspruchungen in den umgebenden salinaren Barrierschichten hervorgerufen, die ein Vielfaches derjenigen bei quasistatisch ablaufender Hohlraumkonvergenz betragen. Gebirgsschläge stellen somit für die geologischen Barrieren worst-case-Situationen dar.

Durch adäquate Simulation derartiger Herdprozesse in gebirgsmechanischen Berechnungsmodellen können die Grenzen der Belastbarkeit salinärer Barrieren analysiert werden, aus denen sich Rückschlüsse für erforderliche Mächtigkeiten langzeitsicherer geologischer Barrieren ableiten. Aus der Analyse quasistatischer Verformungsprozesse und Berechnungen lassen sich diese sicherheitsrelevanten Aussagen zum Barriereverhalten nicht ableiten.

Zum Nachweis der Barriereintegrität sind die in Kap. 2.3.2 diskutierten zwei mechanischen Kriterien, Dilatanz- und Minimalspannungskriterium für eine Bewertung des sekundären Spannungs- und Verformungsfeldes von entscheidender Bedeutung.

Wenige Sekunden nach Auslösung des Gebirgsschlages sind als Folge der elastischen Reaktionen erhebliche Spannungsumlagerungen und Schädigungen im Abbauhorizont und im umgebenden Gebirge eingetreten. Der Vergleich der berechneten minimalen Hauptspannung im Gebirge vor und 6 Sekunden nach dem Gebirgsschlag zeigt, dass entspannte Gebirgsbereiche vornehmlich über und unterhalb des Bruchfeldrandes weit in das umgebende Gebirge hineinreichen. Die Scherverformungen sind im Hangenden über den Bruchfeldrändern stärker ausgeprägt. Im Bereich der Bruchfeldränder konzentrieren sich auch die Scherverschiebungen an Schichtflächen im umgebenden Salzgebirge (Abb. 5-20).

Obwohl die Beanspruchungen der hangenden geologischen Barriere größer sind als die der liegenden Barriere, kann das geschichtete Mehrbarrierensystem im Hangenden seine Schutzfunktion aufrechterhalten, während in der geologischen Barriere zum Liegenden hin schützende, plastisch reagierende Gebirgsschichten fehlen.

Wie aus Abb. 5-20 ersichtlich, reichen plastische Scherverformungen mit dilatanter Gefügauflockerung von der Kammersohle am östlichen Bruchfeldrand bis an den Unteren Werra-Anhydrit heran. Die in größerer Entfernung von der Kammersohle eintretenden Dilatanzbeträge im Unteren Werra-Steinsalz sind relativ gering, so dass die Permeabilität allein durch den Auflockerungseffekt nur marginal erhöht worden wäre. Entscheidend für das Versagen der Liegendenschutzschicht sind die dynamisch hervorgerufenen Spannungsumlagerungen unter dem östlichen Bruchfeldrand, wo der kettenreaktionsartige Pfeilerzerstörungsvorgang zum Stehen gekommen ist. Nach Durchlaufen der Druckwelle vor der Bruchfront ist verbunden mit dem Konvergenzsprung im Abbauhorizont die minimale Hauptspannung an der Basis des Unteren Werra-Steinsalzes im Gebiet der Ausdünnung unter dem Bruchfeldrand schlagartig auf wenige Megapascal abgefallen.

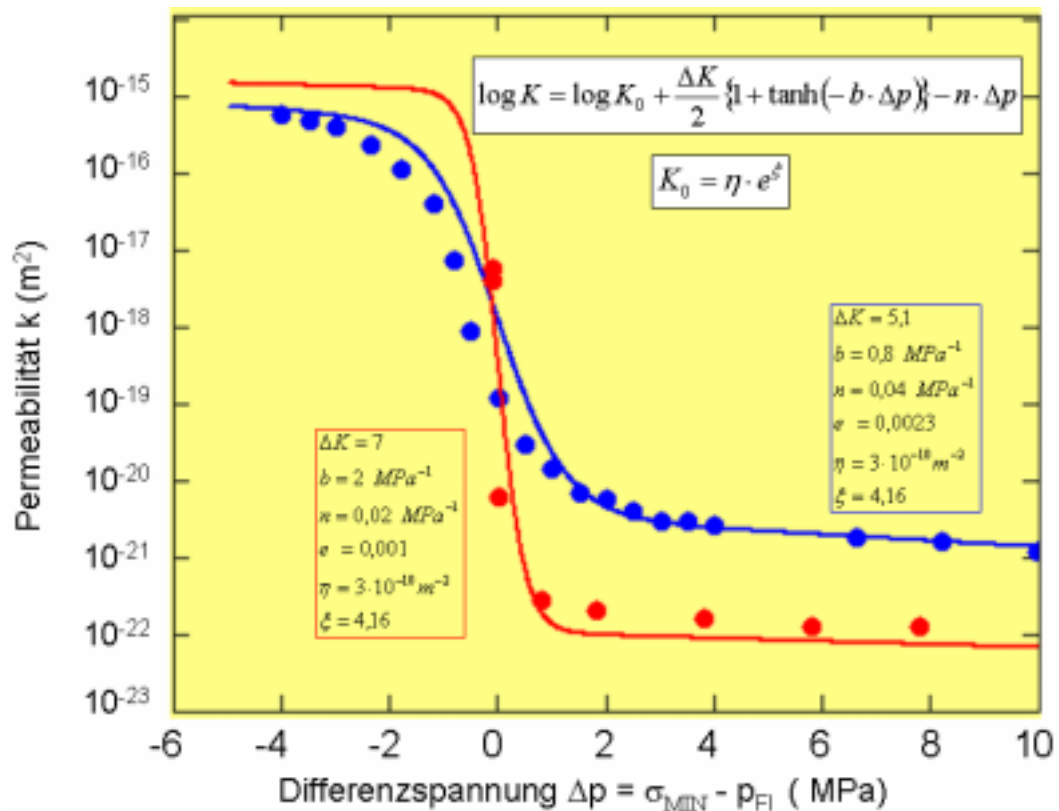


Abb. 5-21. Permeabilität als Funktion der Differenzspannung (Differenzspannung $\Delta p = \sigma_{\text{MIN}} - p_{\text{FI}}$) nach Ausweis von Laboruntersuchungen: (blaue Kurve) – vorgeschädigtes Steinsalz; (rote Kurve) – unverritztes Steinsalz.

Als Folge sind im Gebiet der Feldatal-Störung, mit der flächenhaften Ausdünnung des Unteren Werra-Steinsalzes auf weniger als 30 m, unter dem östlichen Bruchfeldrand infolge der dynamischen Beanspruchung sowohl das Dilatanzkriterium (hier nicht weiter dargestellt) als auch infolge der vorhandenen Gasakkumulationen im Subsalinar das Frac-Kriterium verletzt (für Erläuterungen zu diesen Bewertungskriterien s. Kap. 2.3.2).

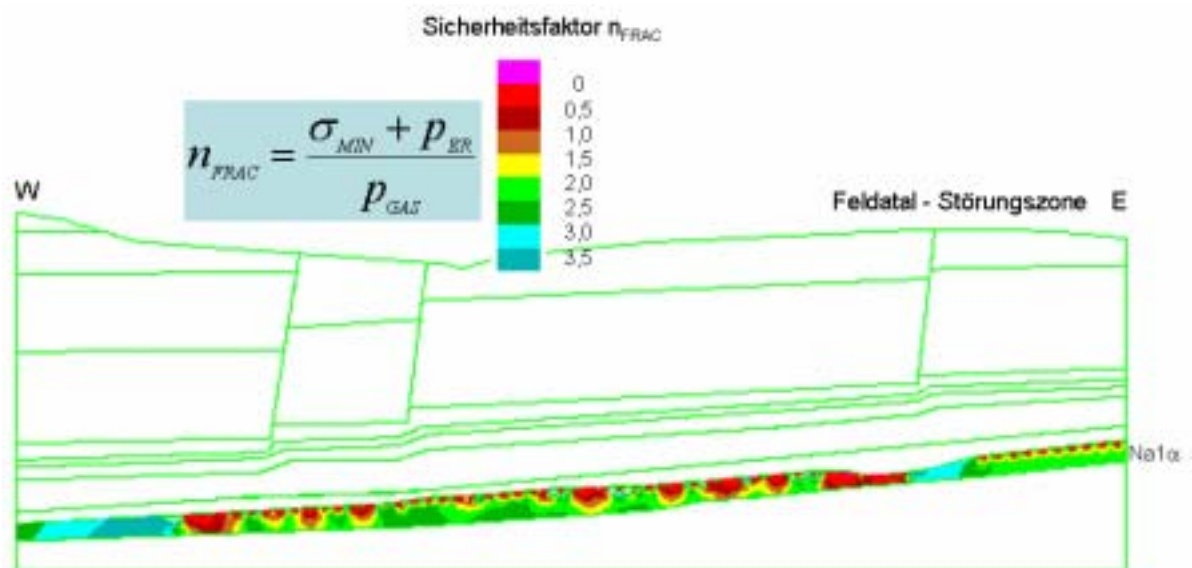


Abb. 5-22. Bewertung des Minimalspannungskriteriums im Unteren Werra-Steinsalz 6 Sekunden nach Gebirgsschlaglösung - auf Basis des Sicherheitsfaktors n_{FRAC} .

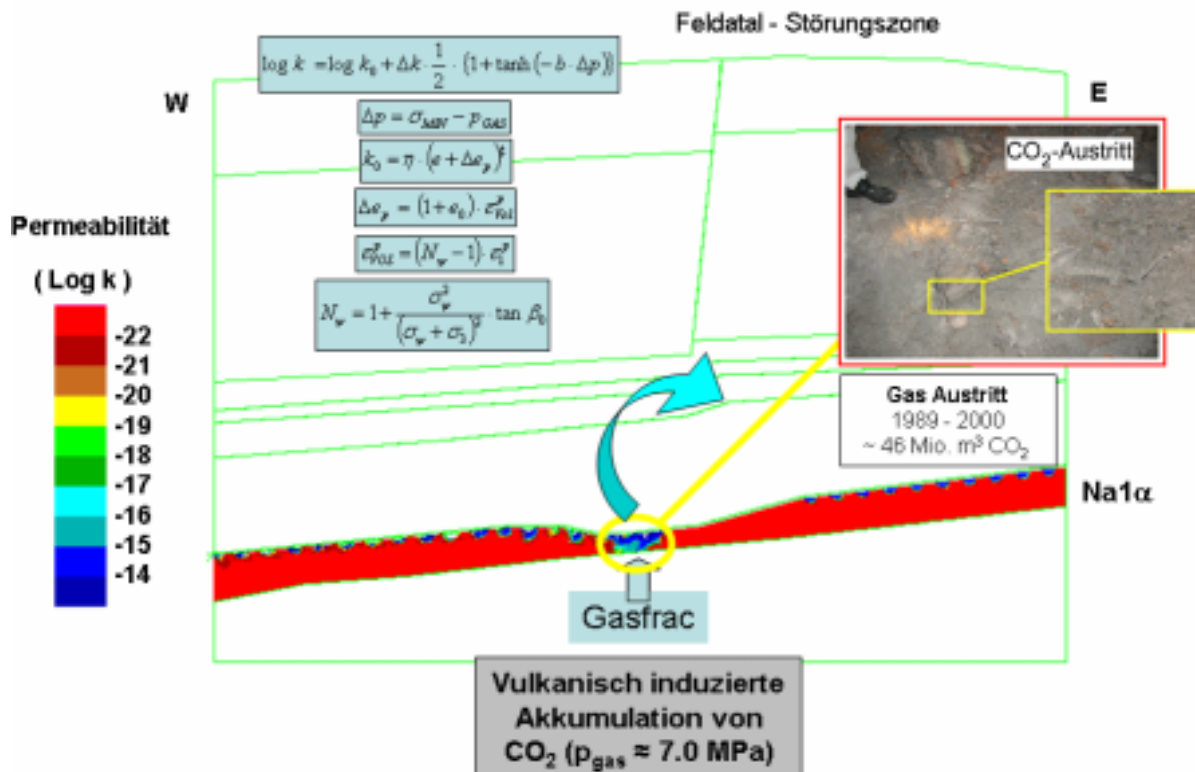


Abb. 5-23. Modell 2 Westfeld Merkers: Permeabilität im Unteren Werra-Steinsalz 6 Sekunden nach Gebirgsschlagauslösung.

In der Berechnung zur Überprüfung des Frac-Kriteriums wurde von einem

Fluiddruck p_{FI} = 7,5 MPa, dh. einem CO₂-Druck, wie er in den Bohrungen Schorngraben 2 und 3 angetroffen wurde,

sowie von einem

Durchtrittsdruck P_{ER} = 0,5 MPa

ausgegangen.

Aus dem berechneten sekundären Spannungsfeld nach dem Gebirgsschlag wird deutlich, dass der Sicherheitsfaktor gegenüber einem Aufreißen der liegenden Steinsalzbarriere im Bereich der Ausdünnung des Unteren Werra-Steinsalzes durchgehend vom Niveau der Abbausohle bis zur Oberkante des Unteren Werra-Anhydrits mit $n_{FRAC} \leq 0,5$ weit unter 1 liegt (Abb. 5-22). Bei anstehendem Gasdruck an der Basis des Unteren Werra-Steinsalzes in der angegebenen Größenordnung musste es zwangsläufig infolge des Gebirgsschlages in besagtem Gebiet aufgrund der starken Liegendentspannung mit Scherdilatanz zu einem Gasfrac kommen.

Unter Verwendung der in Abb. 5-21 für unverritztes Steinsalz dargestellten Beziehung lässt sich die Permeabilität in der Liegendenschuttschicht für die Differenz zwischen minimaler Gebirgsspannung und Gasdruck berechnen (Abb. 5-23). Die Primärpermeabilität im Steinsalz von $k = 10^{-22} \text{ m}^2$ ist in den Bereichen unter den Kammersohlen durch Entspannung und Auflockerung deutlich erhöht, jedoch nur im Bereich der Steinsalzausdünnung ist eine bis zur Oberkante des Unteren Werra-Anhydrits durchschlägige, hochpermeable Zone mit $k \approx 10^{-14} \text{ m}^2$ ausgebildet.

Wie durch diese Rechnung nachvollzogen, ist unmittelbar nach dem Gebirgsschlag in den Orten 19 und 20 nach Süden der 7. südlichen Abteilung nach Westen, also am südöstlichen Bruchfeldrand, aus Rissen und Spalten in der Streckensohle austretendes CO₂ festgestellt worden (vgl. Abb. 5-23).

5.5.3. Wiederherstellung der Barriereintegrität

Etwa 10 Sekunden nach der Gebirgsschlagauslösung waren die dynamischen Erschütterungen und Schwingungen im Gebirge abgeklungen. Nach den Gesteinszerstörungen und elastischen Gebirgsreaktionen gewannen wieder zunehmend die viskosen Deformationsprozesse an Bedeutung.

Die Wirkung dieser Kriechprozesse lässt sich ebenfalls durch die visko-elasto-plastische Modellierung im Nachgang des Gebirgsschlages abbilden. Die in Abb. 5-25 dargestellte Rechenkurve belegt, dass innerhalb eines Zeitraumes von wenigen Jahren, die minimale Gebirgsspannung im Bereich der ehemaligen Gasfraczone von kurzfristig nur etwa 1 MPa zunächst deutlich und dann langsamer aber kontinuierlich bis heute (nach 18 Jahren) auf einen Wert in der Größenordnung von 6 MPa ansteigt. Die experimentellen Spannungs Sondierungen in diesem Bereich weisen Spannungswerte in der Größenordnung von $\sigma_{\min} = >10$ MPa aus.

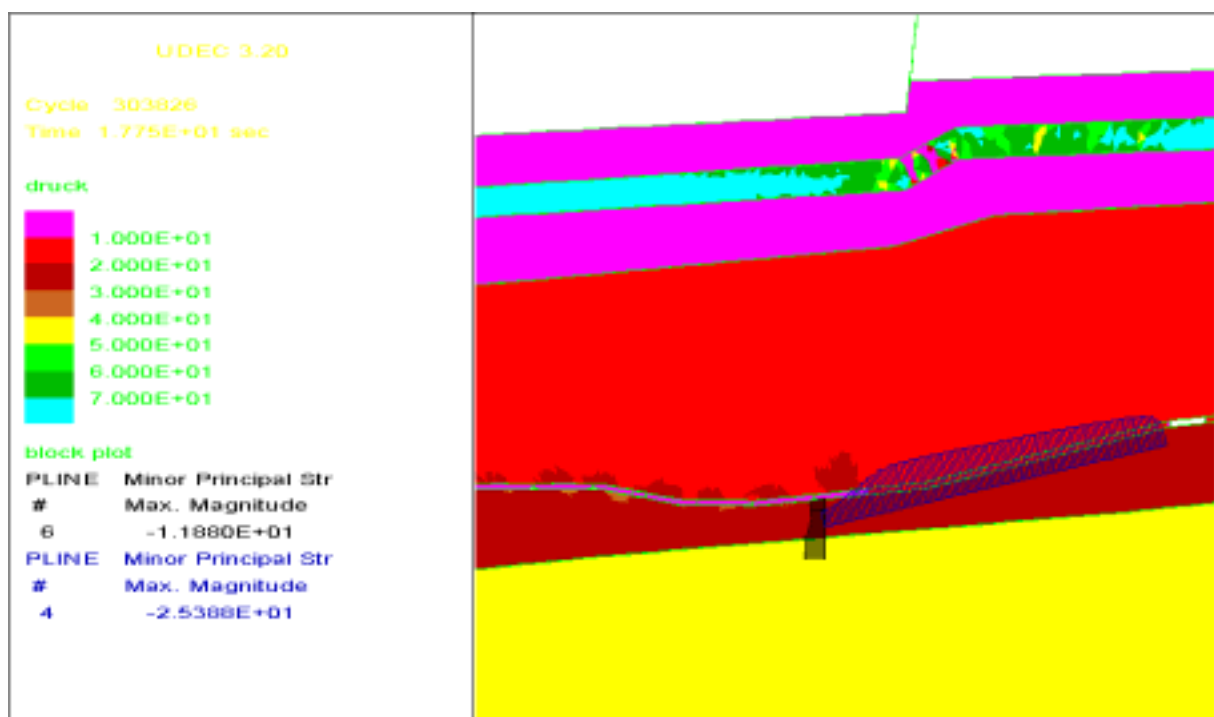


Abb. 5-24. Berechnete minimale Spannungsverteilung entlang der Bohrung 156 (vgl. Abb. 5-18).

Die Ursache für die Abweichungen zwischen Modellrechnung und Messung resultiert mutmaßlich aus den konservativ angesetzten Randbedingungen. In den Modellrechnungen wird nur der mechanische Effekt der Spannungsumlagerung berücksichtigt, während in der Praxis feuchte-induzierte Prozesse die Effizienz möglicher Verheilungsprozesse deutlich erhöhen können. Unabhängig davon stimmt der qualitative Trend für den Verlauf der minimalen Spannungsverteilung entlang der Bohrung, wie er durch die Modellrechnung ausgewiesen wird, sehr gut mit den Messungen überein (Abb. 5-24).

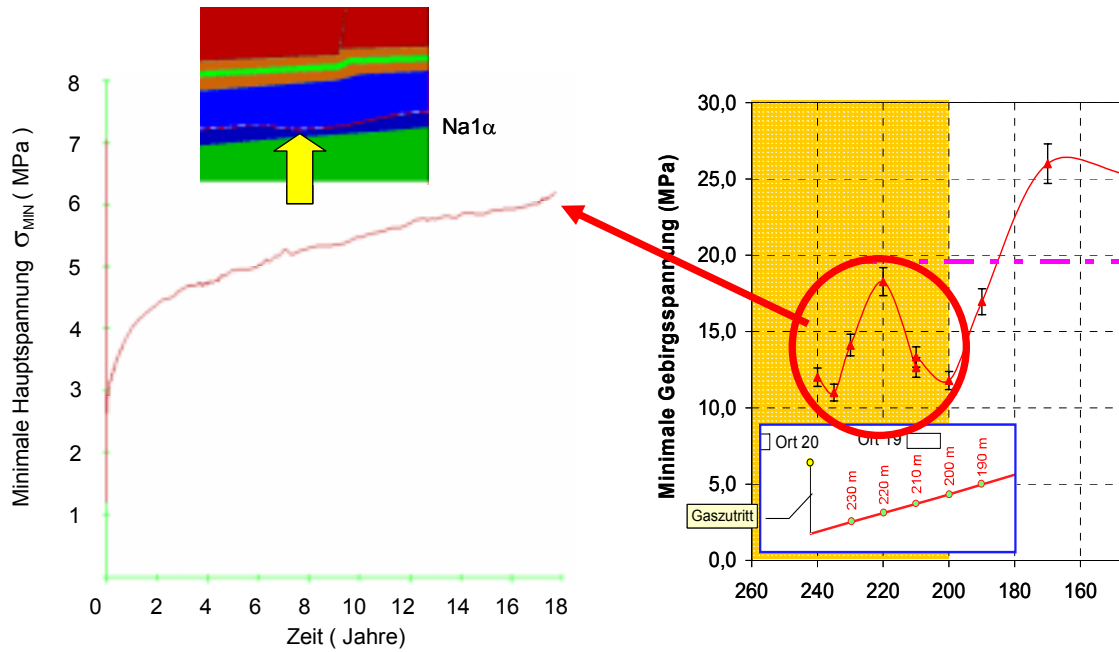


Abb. 5-25. Wiederherstellung Barriereintegrität vom Gebirgsschlag bis heute. (li.) Modell Westfeld Merkers: Anstieg der minimalen Hauptspannung an der Basis des Unteren Werra-Steinsalzes. (re.) Detailausschnitt der Spannungssondierung für die ehemals Gasfract-geschädigte Zone (Messung: Dezember 2006).

6. Laboruntersuchungen zu den Gastransporteigenschaften von Tonsteinen

6.1. Einleitung

Tone und Tonsteine können als häufigste Sedimente der Erde bis zu mehrere km mächtige Schichten bilden und sind durch einen mittleren Tonfraktionsanteil von > 50% gekennzeichnet. Tonsteine sind verfestigte tonige Sedimente und unterscheiden sich aufgrund ihres Konsolidationsgrades infolge diagenetischer und allgemein tektonischer Überlastung von den plastisch verformbaren Tonen, wobei auch geochemische Zementationsprozesse oder eine schwache metamorphe Überprägung zur Festigkeitserhöhung beitragen können.

Tonformationen werden von zahlreichen Ländern seit Mitte der 70er Jahre im Hinblick auf ihre Eignung als Wirtsgestein für Endlager für radioaktive Abfälle untersucht, zunächst vor allem in Belgien in der Underground Research Facility (URF) HADES und seit 1996 im Mont Terri-Tunnel im Schweizer Kanton Jura. Seit dem Jahr 2000 wird im französischen Département Meuse/Haute Marne das Untertagelabor Bure erstellt.

Die für die Einlagerung radioaktiver Stoffe in Tonformationen relevanten Zustände, Ereignisse und Prozesse (im englischen Sprachgebrauch allgemein als FEP's bezeichnet: „Features, Events and Processes“) sind in OECD (2003) definiert und zusammengefasst, wobei der bis etwa 2002 international vorliegende Kenntnisstand zusammengetragen und vergleichend bewertet worden ist. Dazu gehören auch der Gastransport durch die primäre Gesteinsmatrix (FEP B6.2) sowie der zusätzliche Gastransportbeitrag durch spannungsinduzierte Wegsamkeiten (FEP B6.3), d.h. ein gasdruckinduziertes Aufreißen der Matrix („gas frac“) bzw. eine porendruckinduzierte Aufweitung von Wegsamkeiten („pathway dilatation“). Insbesondere der letztere FEP wird hinsichtlich seiner Bedeutung für die Gesamtproblematik der Endlagerung radioaktiver Abfälle in Tonformationen als „höchst relevant“ angesehen, wobei aber das aktuelle Verständnis dieser komplexen Prozesse nach den Autoren dieser Studie wie folgt einzuschätzen ist:

“Gas migration through stress-induced porosity is regarded as a highly relevant FEP which is qualitatively rather well understood. However, current understanding is not yet sufficient for detailed quantitative assessments mainly due to questions on the most relevant type of preferential pathway and on the effects of geomechanical coupling.” (Auszug aus OECD, 2003).

Aufgrund ihrer Variabilität als klastische Sedimentgesteine mit einem Spektrum von Korngrößenfraktionen von tonig über siltig-schluffig bis sandig weisen Tone und Tonsteine bezüglich ihrer mineralogischen Zusammensetzung, ihres Wassergehaltes und ihrer Gefügeeigenschaften sowie stofflich und struktureller Homogenität bzw. Inhomogenität ein sehr viel größeres lithologisches Spektrum auf als beispielsweise Salzgesteine. Einen Überblick hierzu gibt der sog. „Clay Club Catalogue of Characteristics of Argillaceous Rocks“ (BOISSON, 2005), der die verschiedenen Eigenschaften von Tonformationen unterschiedlicher Standorten weltweit anhand von als relevant eingeschätzten mineralogischen, petrophysikalischen, geochemischen und gebirgsmechanischen Parametern vergleichend zusammengefasst hat.

Mit Blick auf diese Problematik und entsprechend der Leistungsbeschreibung dieses UFOPLAN-Vorhabens wird hier das Gastransportverhalten für ein weites Spektrum von Randbedingungen, d.h. bei Gasdrücken unterhalb der minimalen Druckeinspannung, mit Annäherung an diese Schwelle sowie eine daraus resultierende mögliche Veränderung der mechanischen Eigenschaften untersucht. Ebenfalls werden Deformationsexperimente mit einem Rissmonitoring (Ultraschall, Permeabilität) durchgeführt, die eine Bewertung des Dilatanzkonzeptes hinsichtlich seiner Übertragbarkeit auf verfestigte Tonsteine erlauben.

Die Untersuchungen sind analog zu den Steinsalzuntersuchungen in Labor- und Feldtests zweigeteilt, wobei die laborative Bearbeitung sich auf die Untersuchung von Juratonen vom Standort Mont Terri (CH) konzentriert, und die In-situ-Tests in einer salinaren Tonformation, dem Roten Salzton (T4) am Standort Sigmundshall (vgl. Kap. 7) durchgeführt werden. Zur

Überprüfung der Übertragbarkeit der Laboruntersuchungen auf den In-situ-Versuch werden einzelne Laboruntersuchungen zusätzlich an Proben des Roten Salztons durchgeführt.

Insgesamt liegen Ergebnisse zu folgenden Schwerpunkten vor:

- Gastransporteigenschaften von Opalinuston und Roter Salzton unter hydrostatischen Bedingungen:
 - ⇒ Quantifizierung des Gastransportverhaltens bzw. der Barrierenintegrität unter Wirkung eines ansteigenden Gasdruckes: Gasinjektionsuntersuchungen an Opalinustonproben (parallel bzw. senkrecht zur Foliation) und an Rotem Salzton.
 - ⇒ Untersuchung von kapillaren Sperrdruckeffekten bei Anwesenheit von inhärenter Feuchtigkeit im Porenraum und Injektion von Gas (2-Phaseneffekte): Opalinuston mit einem Wassergehalt von ca. 6 Gew.-% liegt bei einer Porosität von ca. 16% nahezu vollständig gesättigt vor (NTB, 2002).
- Änderung der Gastransporteigenschaften unter deviatorischen Spannungsbedingungen:
 - ⇒ Repräsentative Bestimmung der Gesteinsfestigkeit in Abhängigkeit von der minimalen Einspannung sowie von der Belastungsrichtung zur Schichtung.
 - ⇒ Nachweis und Quantifizierung von mechanisch induzierten Schädigungsprozessen in Opalinuston - Bestimmung der Dilatanzgrenze analog zu Steinsalz.
- Quantifizierung der Effizienz von Verheilungsprozessen:
 - ⇒ Untersuchung des Kompaktionsverhalten in Abhängigkeit von der Belastungszeit unter hydrostatischer Belastung mit Messung der Permeabilität als Kriterium für Verheilung.

6.2. Lithologische Charakterisierung der zu untersuchenden Tonsteine

Da die Felduntersuchungen im Roten Salzton durchgeführt werden, ist es mit Blick auf eine Verallgemeinerung der erzielten Ergebnisse notwendig nachzuweisen, dass die Gesteinseigenschaften vergleichbar zum Opalinuston sind, der als Wirtsgestein für das URL Mont Terri sehr gut untersucht ist. Deshalb werden im Folgenden Opalinuston und Roter Salzton als Vertreter für verfestigte Tonsteine allgemein charakterisiert und untereinander bezüglich wichtiger hydraulischer und petrophysikalischer Parameter verglichen.

6.2.1. Opalinuston

Der hier vorzugsweise untersuchte Opalinuston¹⁹ ist ein marines feinkörniges Sedimentgestein (Tonstein), das vor ca. 180 Ma an der Basis des Braunen Jura in der erdgeschichtlichen Stufe des Aalenium abgelagert worden ist und im gesamten Schweizer Molassebecken sowie im Tafel- und Faltenjura in Frankreich sowie im Süddeutschen Raum in verschiedenen Tiefenlagen mit Mächtigkeiten von 80 bis über 120 m (Nordschweiz) vorkommt.

Er ist in der Schweiz von der NAGRA, ausgehend von einem umfangreichen geowissenschaftlichen Erkundungsprogramm zur Suche einer geeigneten Wirtsgesteinsformation für einen Endlagerstandort für radioaktive Abfälle sehr intensiv untersucht worden. Seit 1996 werden im internationalen Untertagelabor Mont Terri (Kanton Jura) Forschungsarbeiten durchgeführt. Auf Basis dieser Untersuchungen ist 2002 ein zusammenfassender Geosynthese-Bericht für den Opalinuston bezogen auf den Standort Mont Terri erarbeitet worden (NTB, 2002), der neben der Darstellung der geologischen Rahmenbedingungen auch eine

¹⁹ Seinen Namen verdankt er der Ammonitenspezies *Leioceras opalinum*, welche zu seinen häufigsten Makrofossilien gehört.

umfassende Charakterisierung der Eigenschaften des Opalinustons als Wirtsgestein in unterschiedlichen Maßstäben, vom regionalen Maßstab von mehreren km² bis in den Maßstab von Bruchteilen von Millimetern enthält (vgl. Abb. 6-1).

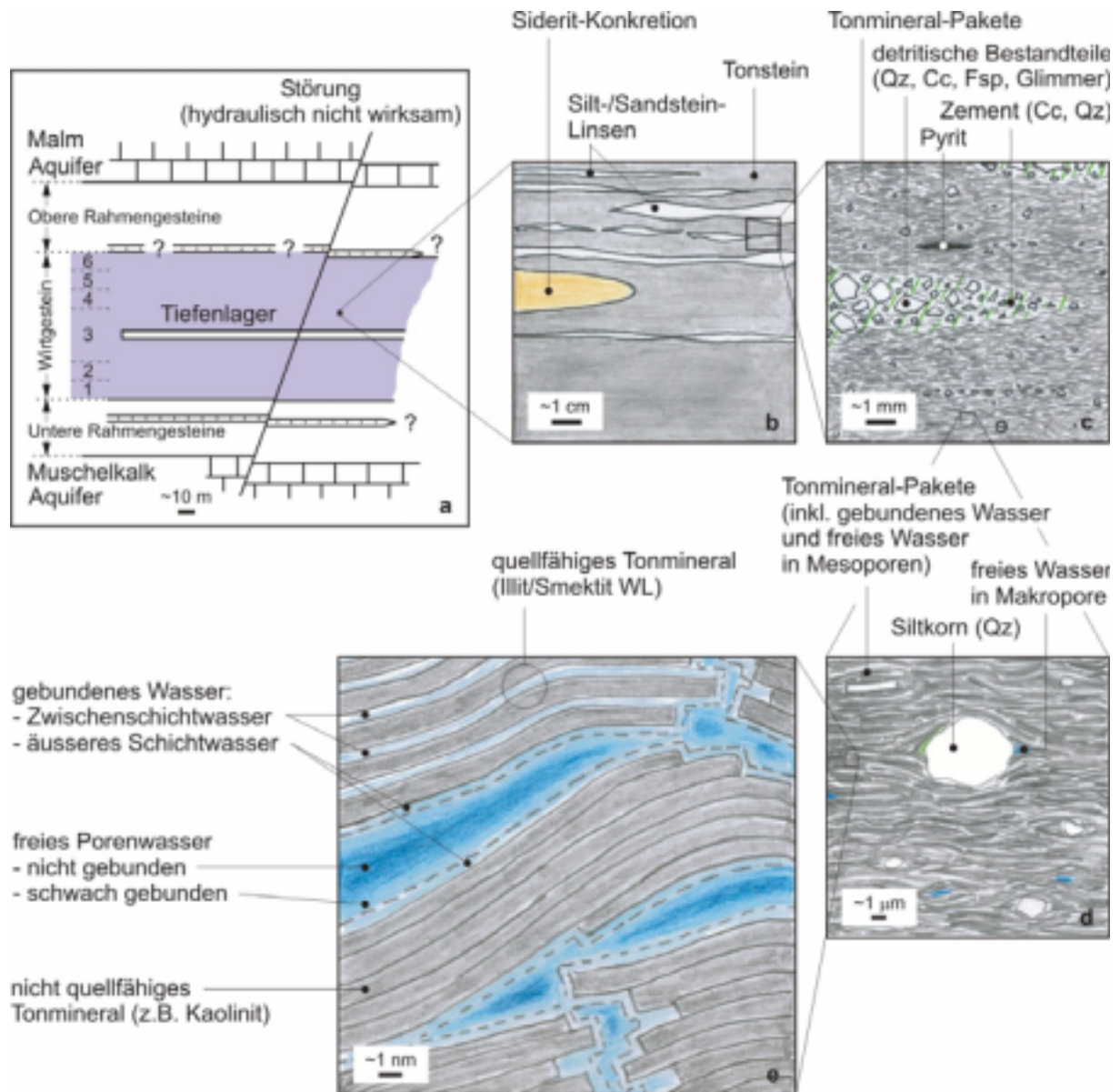


Abb. 6-1. Konzeptuell vereinfachte Struktur des Opalinustons in verschiedenen Maßstäben (aus NTB, 2002).

Für eine Vergleichbarkeit mit in der Literatur dokumentierten Ergebnissen wurden die Laboruntersuchungen an Opalinuston durchgeführt. Hierzu wurden im April 2004 im Mont Terri Gesteinslabor mit freundlicher Unterstützung der Mitarbeiter des Geotechnischen Institutes (CH) P. BOSSART and Ch. NUSSBAUM Kernproben genommen.

Das Gesteinslabor liegt im Opalinuston, der als eine überkonsolidierte Tonsteinformation (heute ca. 300 m Überdeckung, abgeschätzte ehemalige Versenkungstiefe rund 1000 m) vorliegt, mit einem durchschnittlichen Mineralgehalt von 40 – 80% Ton- und Glimmermineralen, 10 – 40% Quarz, 5 – 40% Calcit, 1 – 5% Siderit, 0 – 1,7% Pyrit und 0,1 – 1,5% organische Anteile (nach MONT TERRI PROJECT, 2004).

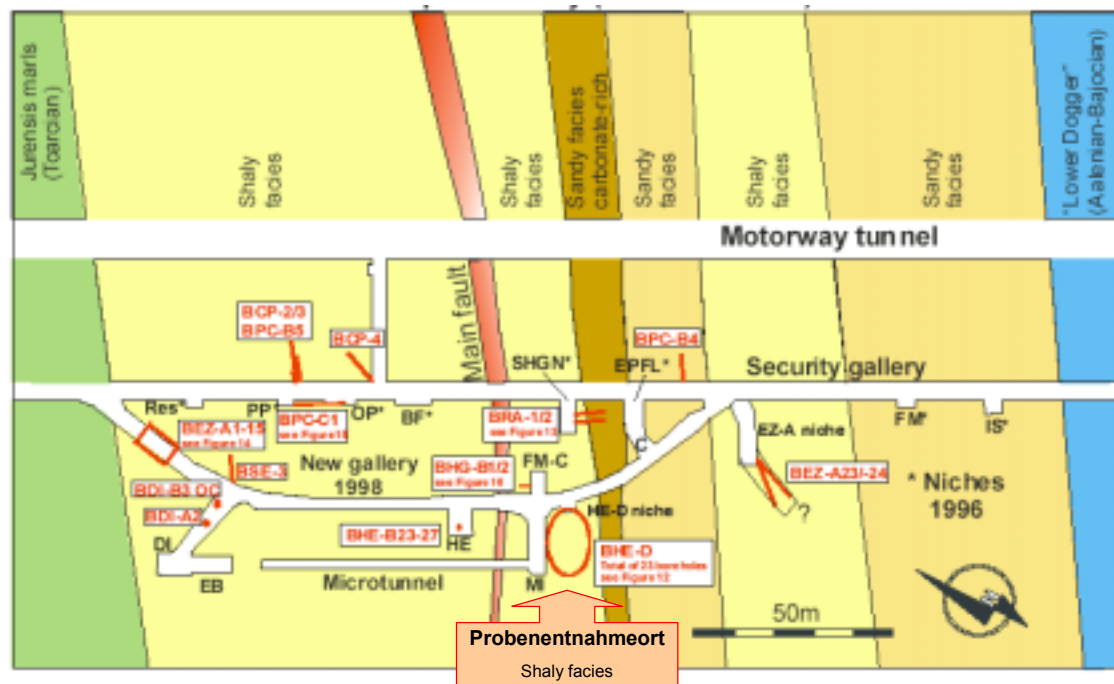


Abb. 6-2. Mont Terri Felslabor. Geologische Übersichtskarte mit Kennzeichnung der HE-D-Nische – Opalinuston (Unteres Aalenium) (nach MONT TERRI PROJECT, 2004).

Eine vereinfachte geologische Karte des Mont Terri Felslabors ist in Abb. 6-2 dargestellt. Sie zeigt als tektonische Haupteinheit die Mont Terri Sattelstruktur. Der Opalinuston hat eine Mächtigkeit von ca. 160 m und wird vom Liegenden zum Hangenden in fünf lithostratigraphische Untereinheiten unterteilt (nach MONT TERRI PROJECT, 2004):

- Untereinheit 1: ca. 80 m tonig/mergelige Tonschiefer mit Glimmerplättchen und knollenartig eingeschalteten Mergeln mit Wühlgefügen (Tunnelmeter – aufgeschlossen von-bis: 902 – 1024)
- Untereinheit 2: ca. 5 – 10 m karbonatführender Sandstein mit eingeschalteten bioturbaten Kalksteinlagen, die einen hohen detritischen Quarzanteil aufweisen (Tunnelmeter: 888 – 902)
- Untereinheit 3: ca. 10 – 15 m mergelige Schiefer mit einzelnen Lagen von Sandsteinen und bioturbaten Kalksteinen (Tunnelmeter: 869 – 888).
- Untereinheit 4: ca. 20 m von tonig/mergeligen Schiefern mit mm-mächtigen Lagen von Sandsteinen (Tunnelmeter: 835 – 869).
- Untereinheit 5: ca. 40 m mergelige Schiefer mit Linsen von grauen, sandigen Kalksteinen und mm-mächtigen Lagen von weißen Sandsteinen mit Pyrit, ähnlichen wie in der unterlagernden Einheit. Im Hangenden treten bis zu dm mächtigen Lagen biogene Kalk- und Sandsteine auf (Tunnelmeter: 781–835).

Diese fünf Untereinheiten können drei verschiedenen Hauptfazies zugeordnet werden, wie sie in Abb. 6-2 dargestellt sind:

- mergelige Fazies (Untereinheiten 1 und 4),
- sandige Fazies (Untereinheit 3 und 5) und eine
- karbonatreiche sandige Fazies (Untereinheit 2).

Die Probennahme erfolgte im zentralen Großbohrloch, das für die Aufnahme des Erhitzers für das sog. Erhitzer- bzw. HE-D-Experiment genutzt wurde. Dieser Großversuch wird von ANDRA in Kooperation mit GRS durchgeführt (für Details s. WILEVEAU & ROTHFUCHS, 2003). Der Versuchsort befindet sich in vergleichsweise homogenen tonigen Bereichen der sandigen Fazies. Das zentrale Bohrloch (interne Bezeichnung BHE-D0) wurde von der französischen Bohrfirma COREIS als Kernbohrung mittels eines Doppelkernrohres unter Verwendung von Luftspülung erstellt (Abb. 6-3; Tab. 6-1). Die Bohrung verläuft annähernd schichtparallel.



a)



b)

Abb. 6-3. Probennahme im Mont Terri Felslabor. (a) beprobte Kernsegmente; (b) Bohren der Großkerne mittels einer Bohreinrichtung mit feststehender Lafette und Luftspülung.

Tab. 6-1. Technische Daten des BHE-D0 Bohrlochs (aus MONT TERRI PROJECT, 2004)

Bohrloch	Bohrtechnik	Bohrspülung	Lokation	Länge (m)	Einfallrichtung (°)	Einfallwinkel (°)	Bohrdurchmesser / Kernmaterial (mm)	Anmerkungen
BHE-D0	DC ^{*)}	Luft	HE-D Nische	13	240	0	300/260	Zentrales Erhitzerbohrloch

^{*)} Abkürzungen: BHE-D0 – Interne Bohrlochbezeichnung; DC – Doppelkernrohr

Beprobt wurde der Bereich zwischen 2 und 7 m Bohrlochteufe. Die Qualität der Bohrkerne wird nach Einschätzung der verantwortlichen Kollegen der Geotechnisches Institut AG (GI) als exzellent eingeschätzt, d.h. es sind nur wenige mutmaßlich tektonisch induzierte Risse erkennbar.

Während des Bohrvorganges wurden lange Kernstücke, mit Längen zwischen 1,5 und 2 m, gewonnen. Diese mussten für den Transport mittels eines Trennschleifers (bestückt mit einem segmentierten 230-mm-Diamantsägeblatt) in Kernstücke von ca. 40 - 60 cm Länge zerkleinert werden. Dabei zeigte sich aber, dass die Kerne jeweils von schichtparallelen Trennflächenscharen durchzogen waren (Abstand ca. 50 - 100 mm), die als Folge der Beanspruchung während der Kernentnahme und der nachfolgenden Bohrkernentspannung interpretiert wurden. Insgesamt wurden 10 Kernsegmente gewonnen, die unmittelbar nach der Entnahme zur Vermeidung von Feuchtigkeitsverlusten in hochdichte aluminiumbeschichtete Kunststofffolien eingeschweißt wurden, die anschließend noch evakuiert wurden²⁰.

Beim IfG wurden die eingeschweißten Bohrkerne in einem Kellerraum bei etwa 12 – 16°C und mehr als 80% r.F. gelagert, so dass eine Austrocknung ausgeschlossen werden kann.

Basierend auf den vorliegenden Erfahrungen zur Gesteinsbearbeitung, z.B. von Salztönen oder unterschiedlich verfestigten Buntsandsteinen, wurde zunächst versucht, aus den Kernen mittels hartmetallbestückter „Streuselkronen“ in einer modifizierten Drehbank zylindri-

²⁰ Die hier praktizierte Probennahme entsprach dem damaligen Standard im Mont Terri Felslabor, wobei erstmalig so große Kerndurchmesser (260 mm) erbohrt wurden. Unabhängig davon existiert z.Zt. eine rege Diskussion, in wieweit das Material durch die gebirgsmechanisch bedingte Entlastung bei der Kernentnahme, abgesehen von Trocknungseffekten, verändert wird (vgl. Kap. 6.3.2).

sche Bohrkern zu bohren. Diese Technik erwies sich trotz der schichtinduzierten Schwächezonen zur Herstellung von Bohrkernen parallel zur Schichtung als hinreichend (vgl. Abb. 6-4). Bei Bohrversuchen senkrecht zur Schichtung kam es jeweils zu einem Kernzerfall in Segmente von bis zu 100 mm Länge. Deshalb musste ein neues Präparationsverfahren entwickelt werden.

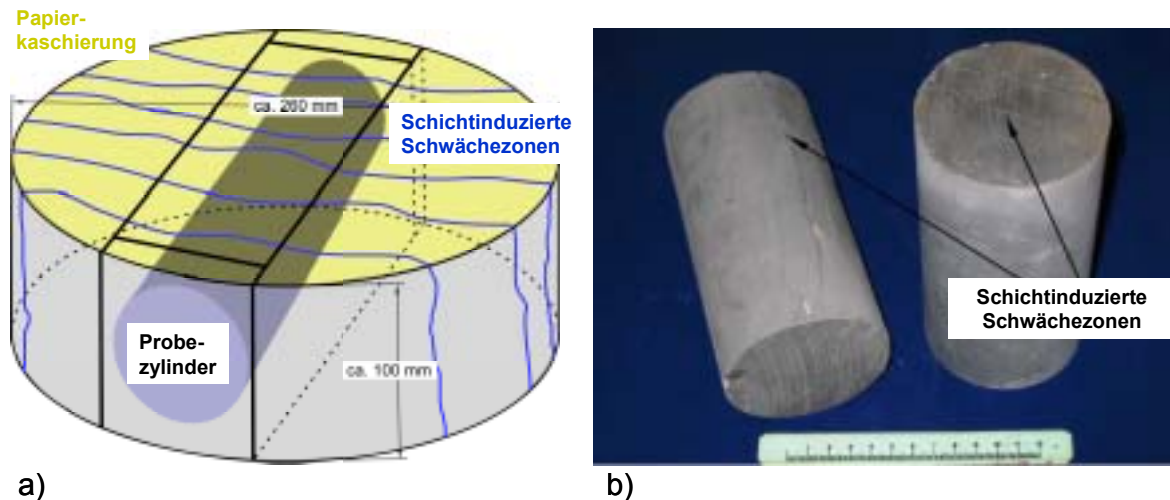


Abb. 6-4. Herstellung zylindrischer Bohrproben – $\varnothing = 80 \text{ mm}$ and $l = 160 \text{ mm}$. a) Schematische Probenherstellung aus Kernscheiben - Probenrichtung senkrecht zur Schichtung; b) Prüfcylinder mit Präparationsrichtung parallel zur Schichtung.

Es sieht vor, dass zunächst senkrecht zur Bohrkernachse (Durchmesser 260 mm) ca. 100 mm dicke Scheiben gesägt werden, die in der Regel intakt bleiben. Diese Scheiben werden beidseitig zur Fixierung mit Transparentpapier beklebt („Papierkaschierung“), und danach in Quader von ca. 200 mm Höhe und einer Basiskantenlänge von 100 mm gesägt (zusätzlich senkrecht zur Schichtung durch Schraubzwingen fixiert). Diese vorformatierten Probenkörper können dann über die Stirnflächen in eine vorhandene Universal-Gesteinssäge (Fa. CONRAD, Clausthal-Zellerfeld: Modell WOCO 120) eingespannt werden. Diese Maschine besitzt als Zusatzausstattung einen motorisch beweglichen Vorschubtisch, der mit einer Runddreheinrichtung für quasi-zylindrische Proben bis ca. 120 mm Durchmesser ausgestattet ist. Da die Proben axial eingespannt werden, ist somit ein schichtparalleler Zerfall nicht mehr möglich. Die sich axial drehende Probe wird langsam an dem Sägeblatt vorbeigeführt, wobei gleichzeitig die über den Schnittkreis herausragenden Probenpartien abgesägt bzw. abgeschliffen werden. Mit dieser Rundschleiftechnik lassen sich Probenzylinder in hervorragender Qualität der Mantelflächen herstellen, wobei nur noch die Endflächen geplant werden müssen.

6.2.2. Roter Salzton

Salztone sind stratigraphisch definierbare Tonhorizonte, die in Steinsalzfolgen zwischengelagert erscheinen und in ihrer Mächtigkeit die Meter- bis 10er-Meterdimension erreichen, wobei in den Salzlagern des Zechsteins, der Graue Salzton, T3, und der Rote Salzton bekannt sind. Bei dem Begriff „Salzton“ handelt es sich offensichtlich um einen empirisch eingebürgerten Terminus ohne exakt definierten Begriffsinhalt. Dementsprechend existieren unterschiedliche Erläuterungen: „Salztone sind salzführende Tone mariner Lagerstätten“ (PREUSCHOFF et al., 1988).

Der hier zu charakterisierende Rote Salzton (T4) bildet mit einer Mächtigkeit von 3 bis 40 m stratigraphisch die Basis der Aller-Folge des Zechstein. Für ihn wird eine detritische Genese angenommen, wobei klastische Materialien, in erster Linie Tone, aber auch sandige Partikel (z.B. Quarz), in ein Salzabscheidungsbecken transportiert und ohne Wiederauflösung bereits

abgeschiedener chloridischer Gesteine sedimentiert werden. Untergeordnet kommt auch Windtransport hinzu. Insgesamt wird der Ton gleichmäßig über das gesamte Becken verteilt. Über bevorzugte Rinnen und Zuflüsse gelangt der Ton vom Festland ins Becken, z.B. von Süddeutschland über das Solling-Becken. Seine Mächtigkeit schwankt innerhalb der verschiedenen Bergbaureviere im Nordharzbereich zwischen rd. 15 m im Thüringer Becken über 12 m in Teutschenthal und 7 m in Bernburg bis auf 3,5 m in Zielitz. Die größte in Norddeutschland nachgewiesene Mächtigkeit erreicht der T4 mit 61 m in der Bohrung Ganzow (KÄDING, 2003)

Die Hauptbestandteile im Roten Salzton sind nach der Literatur (z.B. ELERT, 1995) Illit und Chlorit, daneben Quarz und Feldspat sowie akzessorisch Salzminerale. Der hohe Anteil an Illit und Chlorit in allen Salztonen des Zechsteins ist einerseits ein Indiz für die einheitlichen Bildungsbedingungen und andererseits für eine stabile Umwandlungsstufe der Tonminerale: Chlorit-Illit-Gemische stellen den mineralogisch-chemischen Endzustand des Ton-Salz-Systems bei der Diagenese dar; Veränderungen von Druck und Temperatur sowie Salzkonzentrationen in den Lösungen sind ohne Einfluss auf diese gesteinsbildenden Minerale.

Der Rote Salzton ist nach GRUNER et al. (2003) zwar nur gering, aber quellfähig. Wie alle Salztone hat er zusätzlich die Eigenschaft, feinstkörnige Feststoffteilchen unter der Einwirkung von Flüssigkeiten (Salzlösungen) abzusondern (Kolmation), außerdem wandelt sich feinverteilter Anhydrit zu Gips um, wobei wegen der Volumenzunahme Quelldruck erzeugt wird. Die Möglichkeit zur Gipsbildung besteht bei entsprechendem Porenvolumenangebot.

Bezeichnend für den Roten Salzton in seiner Beckenausbildung ist seine empirisch erfasste hohe Plastizität, durch die er in halokinetisch beanspruchten Gebieten angestaut oder auch extrem ausgedünnt erscheint. Aufgrund seiner geringen Permeabilität und seiner Verformungseigenschaften (vgl. gesteinsmechanische Integritätskriterien: Kap. 2.3.2) bildet der Rote Salzton zwischen dem Leine- und Aller-Steinsalz eine sehr effektive hydrogeologische und gesteinsmechanische Schutzschicht innerhalb der Salinarbarriere.

6.2.3. Vergleich von Opalinuston und Rotem Salzton bezüglich mechanisch-hydraulischer Indexparameter

Die grundsätzliche Zulässigkeit einer analogen Betrachtung des Roten Salztons und des Opalinustons ergibt sich aufgrund des Vergleiches der gesteinsmechanischen sowie hydraulischen Eigenschaften.

- *Wassergehalt und Sättigungsgrad im Roten Salzton*

Als wichtige Kennzahlen zur Bewertung der hydraulischen Eigenschaften des Roten Salztons müssen der Wassergehalt und die Porosität sowie der Sättigungszustand des Roten Salztons in der untersuchten Tonformation bekannt sein. Der Wassergehalt wird hier in Anlehnung an die DIN 18121 über den Gewichtsverlust der gebirgsfeuchten Probe infolge Ofentrocknung bei 105°C bestimmt. Bei den durchgeführten Trocknungen ergab sich ein Gleichgewichtszustand erst nach ca. 1 Woche, da die Proben zur Vermeidung von Feuchtigkeitsverlusten vorher nur grob zerkleinert wurden (Abb. 6-5).

Die Korndichte für den Roten Salzton wurde aus dem vorliegenden Mineralbestand berechnet, der aber aufgrund seiner lagerstättenspezifischen lithologischen Variabilität stark schwanken kann. Hier wurde die in IfG (2000) dokumentierte mittlere Zusammensetzung des Roten Salztons als repräsentativ angenommen (vgl. Tab. 6-2).

Damit folgt als Matrixdichte $\rho_s = 2,642 \text{ g/cm}^3$.

Zwischen der Dichte ρ , ρ_s , dem Wassergehalt w und dem Porenanteil n besteht die Beziehung:

$$\rho = \rho_s (1 + w) \cdot (1 - n) \quad (6-1)$$

Für die Trockendichte ρ_d gilt:

$$\rho_d = \frac{\rho}{1 + w} \quad (6-2)$$

Mit $w = 0,047$ und $\rho = 2,44$ folgt $\rho_d = 2,324 \text{ g/cm}^3$. Der Sättigungsgrad S , d.h. das Verhältnis von wassergefüllten Poren zum gesamten Porenvolumen, ist:

$$S = \frac{\rho_s}{\rho_w} \cdot w \frac{1-n}{n} \quad (6-3)$$

Damit ergibt sich: $n = 0,12$ und $S = 1,0$.

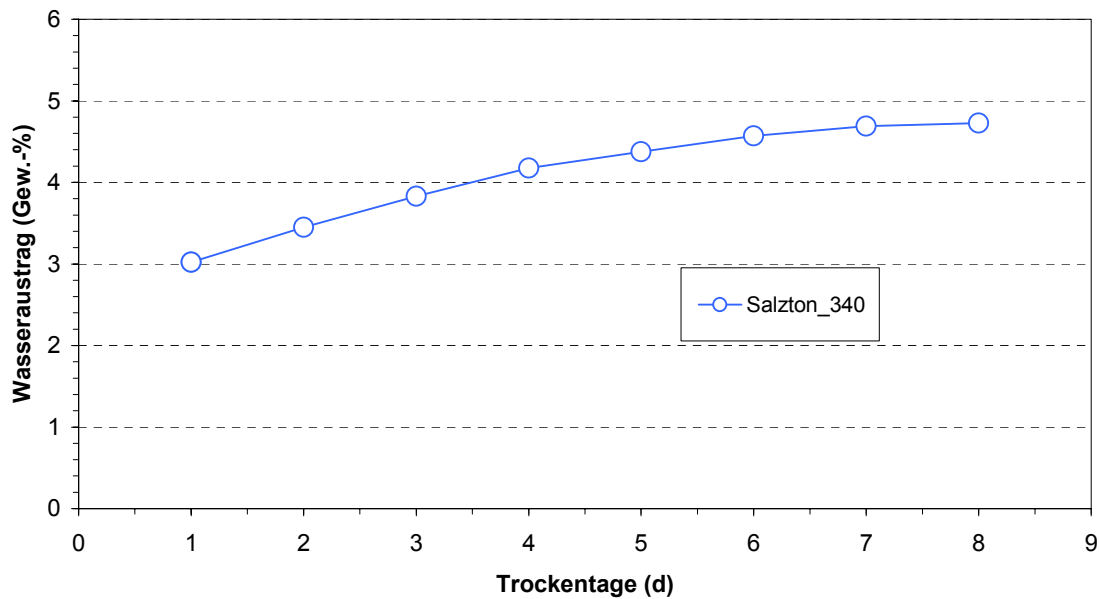


Abb. 6-5. Feuchtigkeitsbestimmung an Rotem Salzton Sigmundshall Bohrung AE1 (ca. 15m Teufe): zeitlicher Gewichtsverlust bei Trocknung bei 105°C.

Tab. 6-2. Mittlere Mineralzusammensetzung des Roten Salztons (nach IfG, 2000).

Mineral	Gehalt	Dichte (g/cm ³)
Illit	0,60	2,65
Chlorit	0,05	2,80
Anhydrit	0,09	2,89
Quarz	0,21	2,65
Halit	0,02	2,17
Hämatit / Goethit	0,01	5,25

Tab. 6-3. Lithologische Eigenschaften von Tonformationen verschiedener Untertagelokationen.

Tongestein (Herkunft)	Tonmineralanteil (%)	Tonminerale	Andere Minerale	Porosität (Vol.-%) W (Gew.-%) S (%)	Literatur
Opalinuston (Mont Terri, CH)	50 - 70	15 - 25% Illit 20 - 37% Kaolinit 5 - 20% unregelmäßige Wechselagerung 4 - 18% Chlorit	4 - 29% Calcit 0 - 7,5 Siderit, Dolomit, Ankerite 10-27% Quarz <3% Nebengemengteile	~15 6 - 7 -	BOCK (2001)
Tournemire Tonstein (Aveyron, France)	40 - 50	15 - 25% Illit 15 - 25% Kaolinit / Smectit	10 - 30% Calcit 10 - 20% Quarz	6,5 - 7,1 3,5 - 4 90 - 95	VALES et al. (2004)
Callovo-Oxfordian argillite (MHM-URL, Bure, France)	40 - 45	-	20-30% Karbonat 20-30% Quarz/ Feldspat	~16 ~7,7 -	ZHANG & ROTH- FUCHS (2004); MO- DEX- REP (2003)

Die Porosität des Roten Salztons vom Untersuchungsort Sigmundshall liegt somit in der Größenordnung von 12% und ist damit etwas geringer als die des Opalinustons, wobei der Porenraum nahezu vollständig wasser- bzw. laugengesättigt ist.

Im Vergleich zu bisher vorliegenden Literaturdaten (z.B. GRUNER et al., 2003), weist der Rote Salzton am Standort Sigmundshall eine etwas höhere Trockendichte auf, die aber ideal mit dem Opalinuston korrespondiert. Gleiches gilt für die Wassergehalte und die als relevant anzusetzenden Sättigungsbedingungen (vgl. Tab. 6-3).

- *Seismische und Festigkeitseigenschaften*

Zu den petrophysikalischen und gebirgsmechanischen Eigenschaften des Roten Salztons liegen infolge standortspezifischer Untersuchungen des IfG zu verschiedenen Vorkommen in Deutschland umfangreiche Ergebnisse vor. Aufgrund seiner Bedeutung als Barrieregestein ist der Rote Salzton insbesondere für den Teutschenthaler Raum im Rahmen des Langzeitsicherheitsnachweises für die Grube Teutschenthal umfassend charakterisiert worden (IfG, 2000).

Für eine Bewertung seiner lithologischen Eigenschaften ist in Abb. 6-6 die Streuweite der gemessenen P-Wellengeschwindigkeit des Roten Salztons aus Angersdorf bzw. Sigmundshall in Abhängigkeit von der Dichte im Vergleich zu der in BOCK (2001) dokumentierten Streuung der Messwerte für den Opalinuston dargestellt (unter Berücksichtigung der seismischen Anisotropie).

Im Ergebnis zeigt sich eine extreme Variabilität der Messwerte für den Roten Salzton in Abhängigkeit von seiner Herkunft. Die Kennwerte des Roten Salztons aus Sigmundshall bezüglich Dichte und V_p liegen systematisch höher als das Probenmaterial aus Angersdorf, wobei der Opalinuston etwa zwischen beiden Tonsteinvarietäten liegt. Ursache ist vermutlich der unterschiedliche Konsolidierungsgrad, der von der paläogeographischen Lage im Norddeutschen Becken mit entsprechender Versenkungsteufe abhängt, im Hannoveraner Raum bis zu mehreren Kilometern und im Raum Teutschenthal nur etwa 800 m.

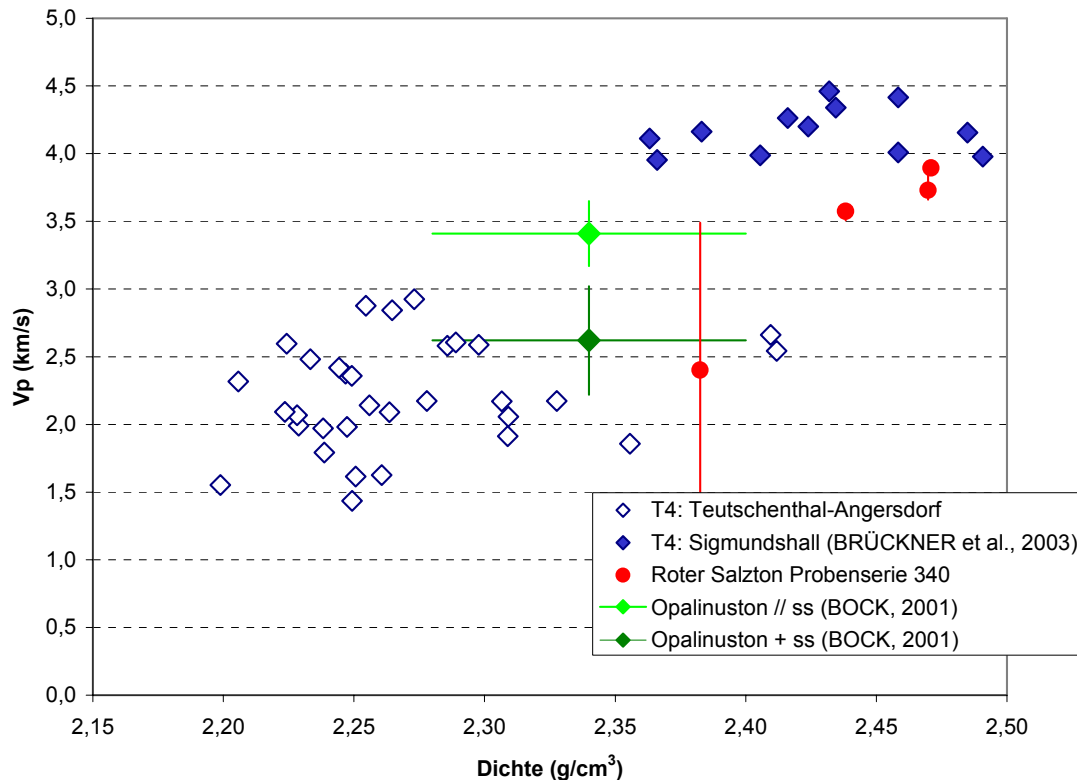


Abb. 6-6. Variabilität der P-Wellengeschwindigkeit des Roten Salztons aus Angersdorf (Daten aus unveröff. IfG-Untersuchungen) bzw. Sigmundshall in Abhängigkeit von der Dichte. Zusätzlich ist die in Bock (2001) dokumentierte Streuung der Messwerte für den Opalinuston dargestellt (unter Berücksichtigung der seismischen Anisotropie).

Analog zeigt sich auch bezüglich der mechanischen Kennwerte von verfestigten Tonsteinen eine erhebliche Streuung, die zusätzlich zu den lithologischen Eigenschaften (z.B. Gefüge, Mineralbestand, inhärente Feuchtigkeit, Porendruck) von sekundären Faktoren (z.B. Auflockerung beim Bohrprozess und der Präparation sowie Feuchtigkeitsverlust mit Änderung des inhärenten Porendrucks) beeinflusst wird. Beispielhaft sind in Abb. 6-7 Festigkeitskurven von Tonsteinen von verschiedenen Lokationen dargestellt.

Die festgestellten Bruchspannungen nehmen generell mit steigendem Manteldruck zu, variieren jedoch stark in Abhängigkeit von der Herkunft der Proben sowie vom Habitus der Einzelproben. Das Versagen der Prüfkörper als Tragelement tritt bei niedrigem Manteldruck unter Ausbildung von Scherbruchflächen ein. Mit steigendem Manteldruck entwickelt sich komplexes Rissgefüge, das zu einem quasi-plastischen Bruchversagen führt.

Die Festigkeiten können sich für die gleiche Tonformation lokationsspezifisch erheblich unterscheiden, wie die Ergebnisse für die Standorte Sigmundshall und Angersdorf zeigen. Während die Proben aus Angersdorf oberhalb von $\sigma_{\min} > 10$ MPa ein Plateau in der Bruchfestigkeit von ca. 20 bar erreichen, liegen einzelne Festigkeitswerte vom Standort Sigmundshall deutlich höher und entsprechen dabei eher den Festigkeiten von Opalinuston, wobei die Ursachen für diese Streuung innerhalb einer Probenreihe nicht eindeutig geklärt sind. Deshalb können die bisher an Rotem Salzton vom Standort Sigmundshall durchgeführten Festigkeitsversuche nur als Indexversuche aufgefasst werden und müssen dementsprechend in das Kompendium der Untersuchungsergebnisse zum Festigkeits- und Verformungsverhalten von Rotem Salzton eingeordnet werden.

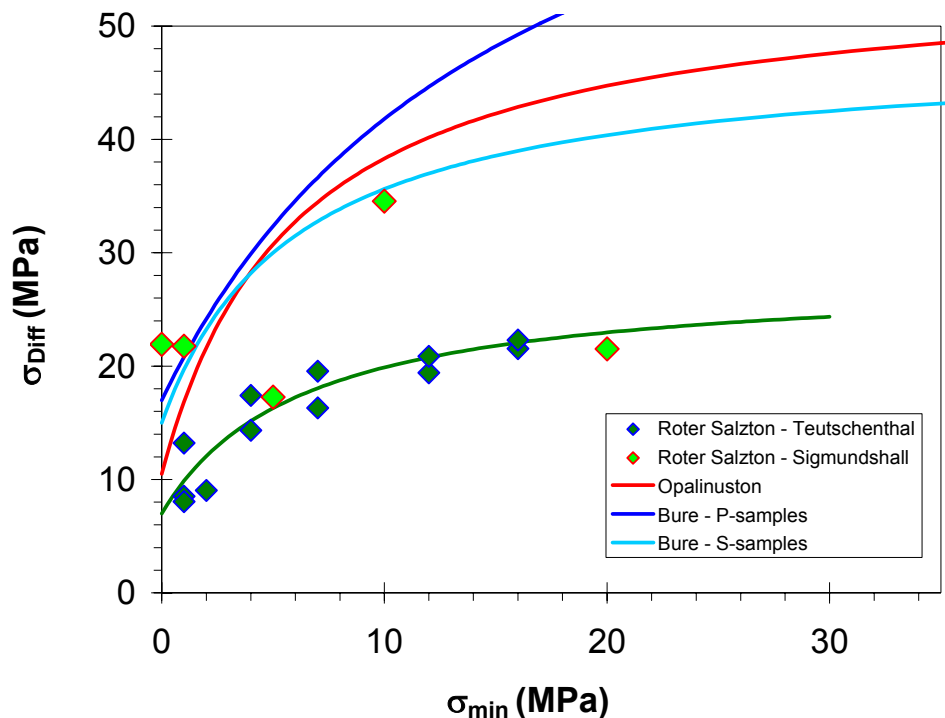


Abb. 6-7. Festigkeit verschiedener Tonsteine unterschiedlicher Herkunft als Funktion der Einspannung – Darstellung über ein nicht lineares Festigkeitskriterium (Minkley-Ansatz); Datenbasis: Roter Salzton (unveröff. IfG-Untersuchungen); Opalinuston // Schichtung (P-Proben); Tonproben aus Bure: // Schichtung (P-Proben) und $\perp$ Schichtung (S-Proben) (Daten nach BGR-Untersuchungen, NAUMANN et al., 2007).

6.3. Gastransporteigenschaften verfestigter Tonsteine

6.3.1. Einführung / Literaturstand

Die generelle Problematik Gastransportprozesse in einem Endlager in einer Tonformation umfasst sowohl Untersuchungen im Wirtsgestein Ton als auch die Eigenschaften der Materialien, die für Technische Barrieren eingesetzt werden, z.B. Verfüllmaterialien auf Bentonitbasis, wie sie für verschiedene Endlagerkonzepte, u.a. auch im Granit von Bedeutung sind.

Dazu wurden in einem Übersichtsvortrag während des „2nd International meeting: Clays in Natural & Engineered Barriers for Radioactive Waste Confinement“ in Tours (F) von HORSE-MANN et al. (2005) folgende Kernfragen formuliert:

- Was ist der minimale Gaseindringdruck in die Tonmatrix?
- Gibt es diskrete Fließwege oder herrscht ein diffuser Transport durch die Matrix vor?
- Welche Mechanismen kontrollieren den Gastransport?
- Ist der Gasfluss kontinuierlich oder intermittierend?
- Was ist der maximal mögliche Gasdruck bei verschiedenen Spannungsbedingungen?
- Beeinflussen Gasdruck- oder Transporteffekte die Barriereintegrität?

Zusammenfassende Darstellungen der bisherigen Untersuchungen an Opalinuston aus Labor- und Feldmessungen finden sich in NTB (2002) sowie aktuell in MARSHALL et al. (2005). Die Laboruntersuchungen umfassen Quecksilberporosimetrie und Absorptions- bzw. Desorptionsmessungen mit Stickstoff oder Wasser zur Bestimmung von Porosität und Porenradien-

verteilung sowie Untersuchung von Zweiphasenflusseffekten mit Messung von Kapillardrücken. Die wesentlichen Ergebnisse mit intrinsischen Permeabilitätswerten sowie Gaseintrittsdrücken bei unterschiedlichen Versuchsbedingungen sind in Tab. 6-4 zusammengefasst.

Tab. 6-4. Laboruntersuchungen: Gasinjektionsexperimente an Opalinuston in verschiedenen Labors (aus MARSHALL et al., 2005).

Kernprobe <i>interne Probenbezeichnungen (Analysist)</i>	Injektionsperiode (d)	Injektionsrichtung bezogen auf die Foliation	Intrinsische Permeabilität ^(a) k (m^2)	Gaseintrittsdruck p_{ae} (MPa)
OPA-1 (BGS) ^{*)}	140	90°	$K_p = 3 - 6 \cdot 10^{-21}$ $K_n = 3 - 6 \cdot 10^{-21}$	~ 4
OPA-2 (BGS)	120	0°	$3 \cdot 10^{-21}$	7,5 - 10
BED-B3 06 ^(b) (SCK-CEN) ^{*)}	60	0°	$2 \cdot 10^{-18}$	0,03
BFP 16 (SCK-CEN)	110	50°	$1,5 \cdot 10^{-20}$	0,5
BWS-E4 (06) (SCK-CEN)	180	90°	$2 \cdot 10^{-20}$	0,2
BED-C5/7 (SCK-CEN)	174	35°	$2 \cdot 10^{-20}$	0,2

^{*)} BGS – British Geological Survey, Nottingham; ^{*)} SCK-CEN- Centre d'étude de l'Energie Nucléaire (B)

Hinsichtlich der Ergebnisse der Laboruntersuchungen ist anzumerken, dass die als sog. intrinsische Permeabilitäten bezeichneten Durchlässigkeitswerte bei isostatischen Druckeinspannungen von 20 bis 40 MPa (BGS) bzw. 6 MPa (SCK-CEN) durchgeführt wurden, wobei die Proben jeweils mit „Pearson-Wasser“ (PEARSON, 2002) vorab aufgesättigt waren. Als Folge der hohen Einspannung sind die Proben jeweils stark verdichtet, so dass die unter Langzeitbedingungen gemessenen Permeabilitäten extrem niedrig sind.

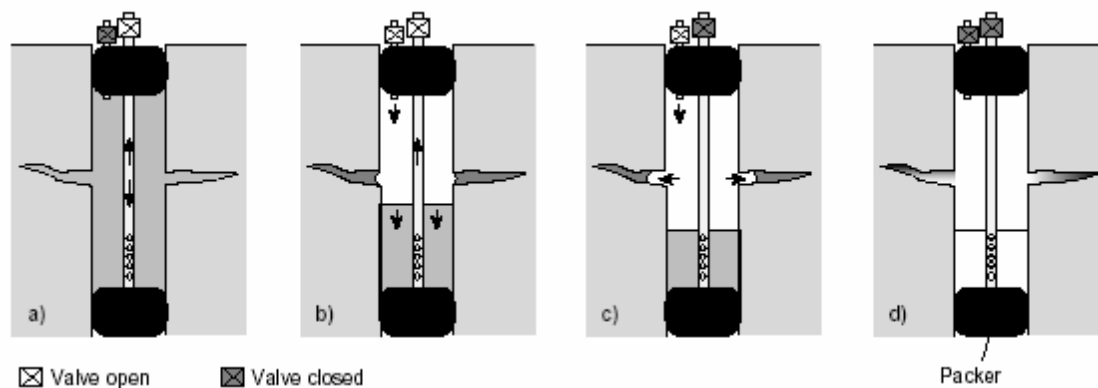


Abb. 6-8. Testkonfiguration und -prozedur zur Bestimmung des Gaseintrittsdrucks in Bohrlöchern (aus MARSHALL et al., 2005): a) hydraulische Testsequenz; b) Wasserverdrängung durch Gasinjektion; c) Gasinjektionsphase; und d) Gasdruckerholungsphase (vgl. Tab. 6-5).

Die Felduntersuchungen wurden jeweils in abgepackten Bohrlochintervallen mit bis zu mehreren m Länge durchgeführt, wobei häufig auch Störungszonen enthalten sind. Sie stellen eine Kombination von mehrtägigen Injektionstests zunächst mit Wasser und nachfolgend mit Stickstoff sowie einer daran anschließenden Druckerholungsphase dar (Abb. 6-8). In der 1. Injektionsphase werden die hydraulischen Eigenschaften der Formation, hydraulische Leitfähigkeit, Speicherkoeffizient und die Druckbelastbarkeit bestimmt. Nach Erreichen des Formationsdruckes wird anstelle von Wasser Gas entweder mit einer konstanten Rate oder in Druckstufen zur Bestimmung des Gaseintrittsdruckes („Gas threshold pressure test“) injiziert.

Mit Abschluss der Injektionstests wird das Bohrloch verschlossen und es stellt sich zeitabhängig wieder ein Gleichgewichtsformationsdruck ein.

Analog zu den Ergebnissen der Laboruntersuchungen sind in Tab. 6-5 die wichtigsten für Gastransporte relevanten Parameter zusammengefasst.

Tab. 6-5. Felduntersuchungen: Gasinjektionsexperimente in dem Bohrloch Benken und im Mont Terri Labor (aus MARSHALL et al., 2005).

Test Lokalität (<i>interne Test- bezeichnung</i>)	Injektions- periode (h)	Spezifische Gasinjektions- rate ($\text{m}^3\text{m}^{-2}\text{s}^{-1}$ STP*)	Intrinsische Permeabilität k (m^2)	Gaseintritts- druck p_{ae} (MPa)
Benken 05 (<i>GTP</i>)	~ 38	$1 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-21}$	> 5,0
Mont Terri GS-2 (<i>MSI</i>)	~ 700	variabel	$2 - 5 \cdot 10^{-20}$	~ 0,5
Mont Terri GS (<i>GTP</i>)	~ 18	$7 \cdot 10^{-9}$	$2 - 6 \cdot 10^{-20}$	0,4 – 0,8
Mont Terri GS (<i>GTP/MSI</i>)	~ 150	$2 \cdot 10^{-8}$	$2 \cdot 10^{-20}$	~ 1,0

In der zusammenfassenden Bewertung der Gastransportprozesse im Opalinuston kommen MARSHALL et al. (2005) zu dem Schluss, dass der Gastransport auf diskreten Fließwegen als viskokapillarer Zweiphasenfluss von Gas in einem nahezu vollständig gesättigten Porenraum stattfindet und erst mit steigendem Gasdruck auch dilatanzinduzierte Prozesse (hydraulische Aufweitung der Fließwege) an Bedeutung gewinnen. Ein Gasfrac wird erst mit Überschreiten der minimalen Gebirgsspannung eintreten und erfordert sehr hohe Gasbildungsrate, wie sie nach dem bisher in der Schweiz favorisiertem Einlagerungskonzept nicht zu erwarten sind.

6.3.2. Charakterisierung des initialen Probenzustandes

Die Gastransporteigenschaften von Tonsteinen werden allgemein wesentlich durch ihren Auflockerungszustand sowie den Feuchtegehalt im Porenraum bestimmt. Durch die Probenahme und den Transport sowie die anschließende Präparation ist eine erhebliche Beanspruchung des Materials zu vermuten. Da dies grundsätzlich auf die Bestimmung aller hydraulisch / mechanischen Parameter einen erheblichen Einfluss hat, sind zur Bewertung der daraus resultierenden Effekte die Proben jeweils vorab durch die Bestimmung der Ultraschallgeschwindigkeiten charakterisiert worden. Bei der routinemäßigen Durchschallung der Proben zum Nachweis ihrer Integrität unter Normaldruckbedingungen ergab sich kein Schalldurchgang. Erst bei geringer Belastung der zylindrischen Proben in der Prüfmaschine waren zumindest P-Wellengeschwindigkeiten messbar.

In Abb. 6-9 sind als Funktion des Druckes exemplarisch Geschwindigkeitswerte von einer parallel zur Foliation (OPA 4) und einer senkrecht dazu durchschallten Probe (OPA 11) im Vergleich mit Literaturwerten dargestellt. Die hier an Zylinderproben bestimmten Messwerte liegen am unteren Rand des bekannten Spektrums (Referenz P-Wellengeschwindigkeiten unter Normaldruckbedingungen aus dem Mont Terri Projekt; BOCK, 2001), was auf eine signifikante Auflockerung der Proben hindeutet. Die Messwerte sind ebenfalls deutlich niedriger als Vergleichsmessungen, die an kleinvolumigen Würfelproben aus Opalinuston in einer echt-dreiaxialen Prüfmaschine durchgeführt wurden (POPP & SALZER, 2007, vgl. Kap. 6.4.2). Unabhängig davon wird die seismische Anisotropie des Opalinustons mit deutlich höheren Geschwindigkeiten parallel zur Foliation als quer dazu bestätigt.

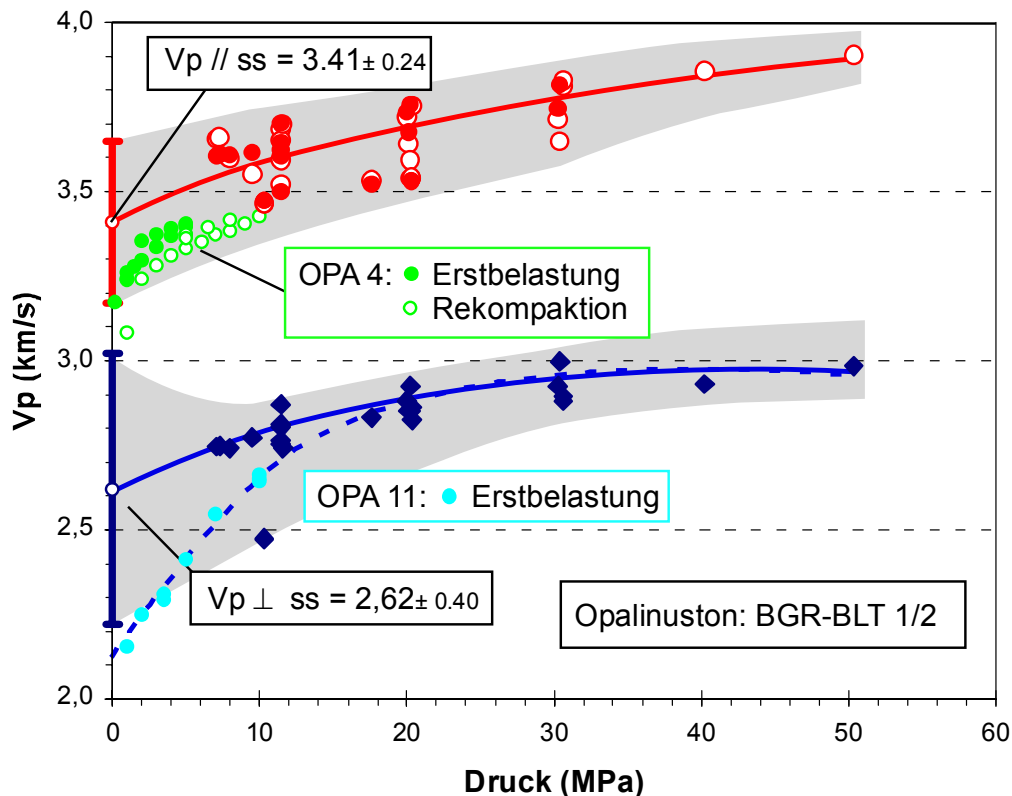


Abb. 6-9. Druckabhängigkeit der P-Wellengeschwindigkeiten von Opalinuston bei hydrostatischer Belastung in Bezug zur Foliation – Vergleich von Messungen an Würfelproben in einer echt-dreiaxialen Belastungsapparatur der Universität Kiel (POPP & SALZER, 2007) sowie an zylindrischen Proben in der IfG-Triaxialzelle. Zusätzlich ist das an Kernmaterial bei Normaldruckbedingungen bestimmte Variationsspektrum nach BOCK (2001) dargestellt.

Mit steigendem Druck ergibt sich eine signifikante Geschwindigkeitszunahme, wobei dieser Effekt senkrecht zur Schichtung deutlicher ausgeprägt ist. Am Kurvenverlauf mit einer entsprechenden Abflachung wird gleichzeitig deutlich, dass zum Erreichen eines quasi-intrinsischen Zustandes mit entsprechender Gefügeverdichtung (vgl. MARSHALL et al., 2005, Kap. 6.3.1) Druckeinspannungen von mindestens 20 MPa erforderlich sind.

Zur Bewertung dieses Effektes einer sekundären Probenbeeinflussung infolge einer mutmaßlich mechanisch induzierten Probenauflockerung sind im Rahmen des Mont Terri-Projektes in der sog. ASR Apparatur (Anelastic Strain Recovery) umfangreiche Relaxationsmessungen an frisch entnommenem Kernmaterial durchgeführt worden. Bei diesem im Rahmen des KTB entwickelten Messverfahrens (Zang et al., 1989) wird in einer Kammer mit mehreren Messaufnehmern die radiale bzw. axiale Längenänderung eines Kernstückes zwischen 1 und 100h nach Kernentnahme gemessen. (WOLTER, mdl. Mittlg.). Dabei traten die größten Effekte im Zeitraum bis 5h nach Messbeginn auf, wobei keine Dehnung sondern im Mittel eine Probenkontraktion beobachtet wurde. Dieses überraschende Ergebnis wurde in erster Linie auf Feuchteänderungen in der Probe sowie die vorhergehende thermischen Beanspruchung, wenn nicht mit Luft gespült wurde, zurückgeführt.

Unklar ist aber noch, inwieweit dieser Entfestigungsprozess zusätzlich durch den im Gebirge inhärent vorhandenen Porendruck beeinflusst wird, wobei diskutiert wird, ob infolge der geringen hydraulischen Zugfestigkeiten des Gesteins mit Dauer der Probenlagerung eine fortschreitende Schädigung einsetzt. An der TU Clausthal ist ein neues Verfahren mit hochdruckfesten Probenlinern entwickelt worden, mit denen die Kernstücke unmittelbar nach dem Bohrprozess wieder bei den quasi-In-situ-Druckbedingungen während des Transports rekonstruiert werden. Die generelle Bewertung der Untersuchungen bezüglich mutmaßlicher Artefakte durch zeitabhängige Auflockerung ist z. Zt. noch nicht abgeschlossen.

6.3.3. Gasinjektionsversuche zur Dichtheit des Opalinustons mit stufenweiser Erhöhung des Injektionsdruckes

Ziel der Injektionsversuche ist die Untersuchung der Druckabhängigkeit der Permeabilität bei verschiedenen Druckeinspannungen mit Injektion parallel und quer zur Foliation. Es wurden Injektionstests an fünf Opalinustonproben als Kurzzeittests mit Druckbelastungsstufen von bis zu mehreren Stunden bei quasi-hydrostatischen Druckbedingungen zwischen 2 und 10 MPa und unterschiedlicher Vorkompaktion durchgeführt (vgl. Probenparameter Tab. 6-6). Die Proben wurden jeweils als bergfeuchte Proben untersucht. Für eine bessere Gaszugänglichkeit wurden Sinterplatten verwendet oder in die Stirnflächen ca. 30 mm tiefe ($\varnothing = 4$ mm) Bohrungen gebohrt.

Tab. 6-6. Probenparameter zu den durchgeführten Injektionstests an Opalinuston.

Probe	Höhe h (mm)	$\varnothing$ d (mm)	Dichte ρ (g/cm ³)	Injektionsrichtung bezogen auf die Foliation	Bemerkung
307 / OPA 1	181,58	90,32	2,439	0°	Sinterplatten
307 / OPA 2	180,81	90,17	2,442	0°	Bohrung
307 / OPA 4	160,14	80,08	2,450	0°	Bohrung / US
307 / OPA Kon 1	150,45	73,59	2,366	90°	Bohrung / US
307 / OPA 11	140,99	80,16	2,438	90°	Bohrung / US

Trotz der nachgewiesenen Auflockerung wurde zur Vermeidung einer Beeinflussung des initialen Gefügezustandes der Proben im Gegensatz zu der z.B. bei MARSHALL et al. (2005) beschriebenen Vorgehensweise zunächst darauf verzichtet, die Proben bei erhöhten Einspannungen (z.B. 20 MPa) definiert vorzukompaktieren.

Zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften mit steigendem Gasdruck wird im Standardversuch jeweils bei konstantem Manteldruck der Gasdruck stufenweise erhöht und bei konstantem Gasdruck über die Messung der Durchflussrate die Gaspermeabilität bestimmt. Hierbei ist anzumerken, dass bei den Versuchen, bei denen jeweils gleichzeitig die Variation der Ultraschallgeschwindigkeiten bestimmt wurde, kein messbarer Effekt beobachtet wurde, der auf einen Einfluss des Porendrucks hinweisen würde.

In Abb. 6-10a sind die Ergebnisse eines mehrphasigen Gasinjektionstests an Opalinuston mit der Injektionsrichtung quer zur Foliation dargestellt. Ausgehend von 1 MPa Druckeinspannung und einer vergleichsweise hohen Gaspermeabilität von ca. 10^{-17} m² wurde zunächst der Gasdruck von 1 bar bis ca. 9,5 bar erhöht. Dabei bleibt die Permeabilität annähernd konstant, d.h. der entsprechende Gaseindringdruck ist offenbar niedriger als 1 bar, was dem aus Abb. 6-32 abzuleitenden Trend entspricht. Bei längerer Haltezeit mit konstantem Injektionsdruck ergeben sich Schwankungen in der Gasdurchtrittsrate, die auf einen diskontinuierlichen Gastransport hinweisen. Mit Erhöhung des Manteldrucks nimmt die Permeabilität progressiv mit einem signifikanten zeitabhängigen Kompaktionseffekt ab.

In dem ebenfalls dargestellten 2. Gasinjektionszyklus (Abb. 6-10b) bei konstant 3 MPa (bzw. 30 bar) Manteldruck ergibt sich infolge der vorher zeit- und belastungsabhängig erfolgten Kompaktion gegenüber dem 1. Zyklus mit einer jetzt niedrigpermeablen Probe ein anderes Gaseindringverhalten. Ausgehend von einem quasi intrinsischen Permeabilitätswert $< 10^{-20}$ m² nimmt die Permeabilität zunächst stufenweise zu, bis sich ab einem Gasdruck ≥ 25 bar ein Plateau mit $k \approx 3 \cdot 10^{-19}$ m² einstellt. Dieser Effekt resultiert mutmaßlich aus der Überschreitung des kapillaren Fluidsperrdruckes mit Einstellung einer konstanten Strömungsrate im Porenraum, die nur gering gasdruckabhängig ist. Der bestimmte Eindringdruck korrespondiert mit dem für Opalinuston beobachteten Variationstrend zur Abhängigkeit des Gas-eintrittsdruckes von der Gesteinspermeabilität (vgl. Abb. 6-32; S. 197).

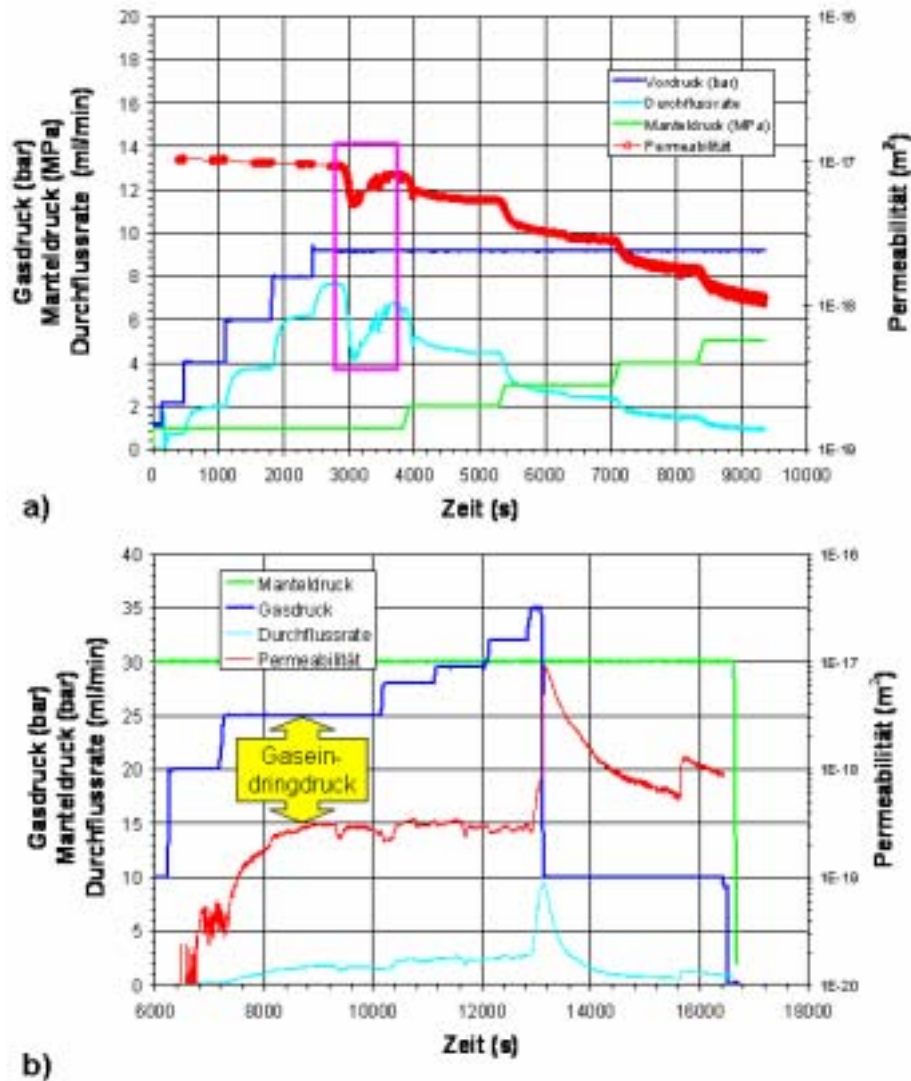


Abb. 6-10. Gasinjektionstests zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften von Opalinuston bei hydrostatischer Druckeinspannung mit stufenweiser Gasdruckerhöhung bzw. Erhöhung des Manteldrucks: Injektionsgasdruck, Manteldruck und Durchflussrate sowie die Gaspermeabilität vs. Versuchszeit. Probe 307 / OPA Kon1 - Injektionsrichtung quer zur Foliation. a) Erstbelastungszyklus. Beachte die diskontinuierliche Durchflussratenentwicklung bei konstantem Gasdruck; b) Gasfracyklus nach erfolgter Vorkompaktion und Deformationsexperiment.

In Abb. 6-11 ist ein weiterer Injektionstest bei einer mittleren Ausgangspermeabilität ($3 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$) dargestellt. Hier kommt es mit der stufenweisen Gasdruckerhöhung zu einer signifikanten Permeabilitätszunahme, bis sich in der Gasdruckstufe von 80 auf 90 bar ein Permeabilitätsprung von $1,2 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$ auf $5,1 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$ ergibt. Mit Absenkung des Injektionsdruckes stellen sich entsprechend zeitverzögert nahezu die Ausgangspermeabilitäten ein.

Ein entsprechender Trend ergibt sich für Injektionsversuche parallel zur Foliation, wenn auch auf einem deutlich erhöhten Permeabilitätsniveau. In Abb. 6-12 sind die Ergebnisse eines Injektionsversuches unter einem Manteldruck von 5 MPa parallel zur Foliation dargestellt. Hierbei wurde abweichend von der vorher praktizierten Methodik die Probe sekundärseitig mit definierten Injektionsraten beaufschlagt, wobei sich zeitabhängig ein Gleichgewicht zwischen Injektionsdruck und Abströmraten ergibt, dem ein Permeabilitätswert zugeordnet werden kann.

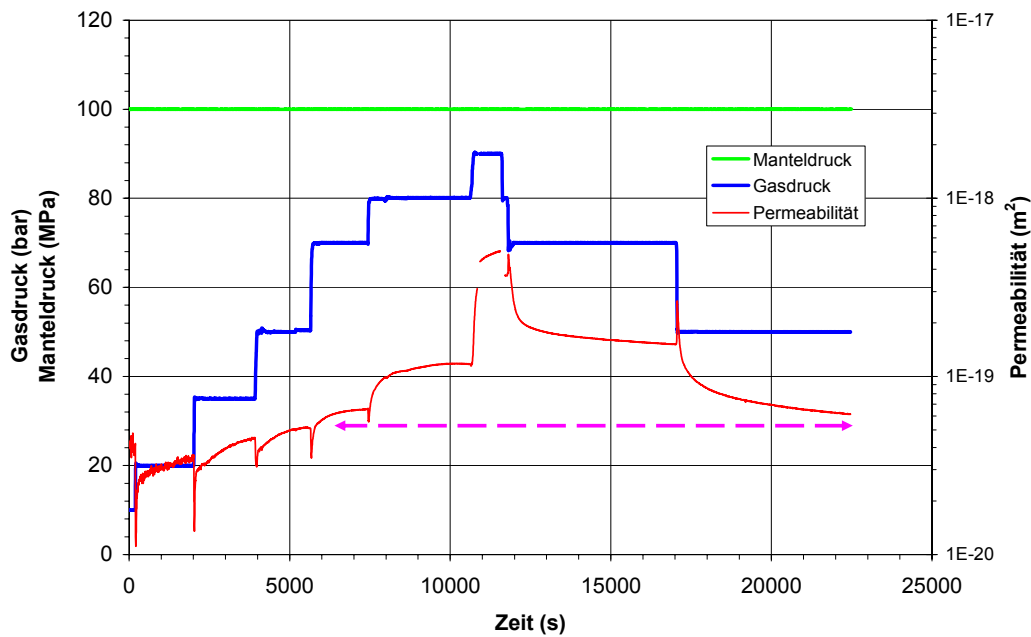


Abb. 6-11. Gasinjektionstest zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften von Opalinuston bei hydrostatischer Druckeinspannung ($p_c = 10$ MPa): Probe 307 / OPA 11 - Injektionsrichtung quer zur Foliation.

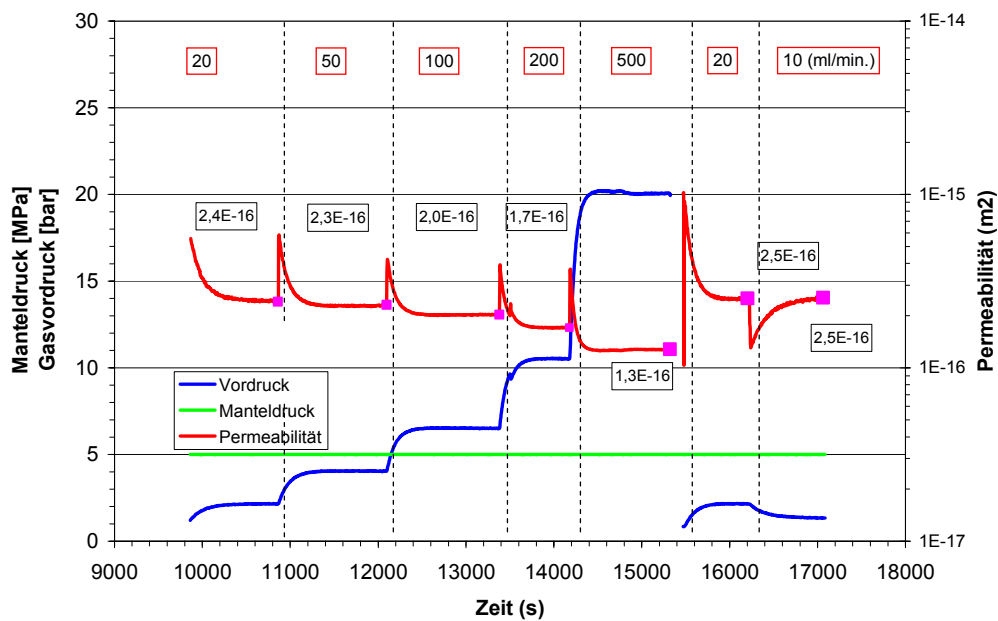


Abb. 6-12. Injektionsversuch bei hydrostatischer Druckeinspannung ($p_c = 5$ MPa) mit primärseitiger stufenweiser Erhöhung der Injektionsrate unter gleichzeitiger Einstellung eines Gleichgewichtsdruckes: Probe 307 / OPA 2 - Injektionsrichtung parallel zur Foliation.

Tab. 6-7. Messwerte zur Permeabilität von Opalinuston bei hydrostatischer Druckbeanspruchung sowie bei Variation des Gasdruckes im Porenraum.

307/OPA Kon1 - ⊥ss		
p _c (MPa)	p _{Gas} (bar)	k (m ²)
Gasfraczyklus		
1,0	2,1	1,0E-17
1,0	4,0	1,0E-17
1,0	6,0	9,7E-18
1,0	8,0	9,5E-18
1,0	9,2	9,3E-18

Manteldruckzyklus		
1,0	9,2	9,3E-18
2,0	9,2	5,4E-18
3,0	9,2	3,1E-18
4,0	9,2	1,7E-18
5,0	9,2	1,1E-18

Gasfraczyklus		
3,0	10,0	1,0E-20
3,0	20,0	1,6E-20
3,0	25,0	3,0E-20
3,0	28,0	3,3E-20
3,0	29,5	2,9E-20
3,0	32,0	2,9E-20
3,0	35,0	8,0E-18

307/OPA 1 - // ss		
p _c (MPa)	p _{Gas} (bar)	k (m ²)
1. Manteldruckzyklus		
1,0	1,2	4,8E-16
2,0	1,2	2,7E-16
3,5	2,0	1,7E-16
5,0	2,0	9,1E-17
3,5	2,0	1,0E-16
2,0	2,0	1,4E-16
1,0	2,0	2,1E-16

2. Manteldruckzyklus		
1,0	2,0	2,5E-16
2,0	2,0	1,8E-16
3,5	2,0	1,2E-16
5,0	2,0	7,3E-17
3,5	2,0	8,8E-17
2,0	2,0	1,2E-16

307/OPA 2 - // ss		
p _c (MPa)	p _{Gas} (bar)	k (m ²)
1. Manteldruckzyklus		
1,0	1,0	3,6E-16
2,0	1,0	3,3E-16
3,5	1,0	2,7E-16
5,0	1,0	2,2E-16

307/OPA 11 (Kon2) - ⊥ss		
p _c (MPa)	p _{Gas} (bar)	k (m ²)
Manteldruckzyklus		
1,0	1,0	4,7E-16
2,0	1,0	1,7E-16
3,5	1,0	5,3E-17
3,5	3,0	4,8E-17
5,0	3,0	2,6E-17
7,0	3,0	1,2E-17
10,0	10,0	3,8E-18

Gasfraczyklus		
10,0	10,0	4,2E-20
10,0	20,0	3,6E-20
10,0	35,0	4,5E-20
10,0	50,4	5,0E-20
10,0	70,0	6,3E-20
10,0	80,1	1,2E-19
10,0	90,1	5,1E-19
10,0	70,0	1,6E-19
10,0	50,0	6,1E-20

307/OPA 4 - // ss		
p _c (MPa)	p _{Gas} (bar)	k (m ²)
Manteldruckzyklus		
1,0	10,0	6,8E-15
1,5	10,0	5,8E-15
2,0	10,0	5,3E-15
3,0	10,0	2,6E-15
4,0	10,0	1,5E-15
5,0	10,0	8,6E-16
4,0	10,0	8,8E-16
3,0	10,0	1,2E-15
2,0	10,0	1,8E-15

Manteldruckzyklus nach Deformation		
3,0	4,0	4,9E-16
4,0	4,0	3,3E-16
5,0	4,0	2,5E-16
6,0	4,0	1,7E-16
7,0	4,0	1,3E-16
8,0	4,0	9,9E-17
9,0	4,0	7,3E-17
10,0	4,0	5,5E-17
8,0	4,0	6,0E-17
6,0	4,0	7,0E-17
5,0	4,0	8,8E-17

Gasfraczyklus		
5,0	4,0	8,8E-17
5,0	10,0	8,2E-17
5,0	20,0	7,9E-17
5,0	30,0	1,2E-16
5,0	10,0	9,9E-17

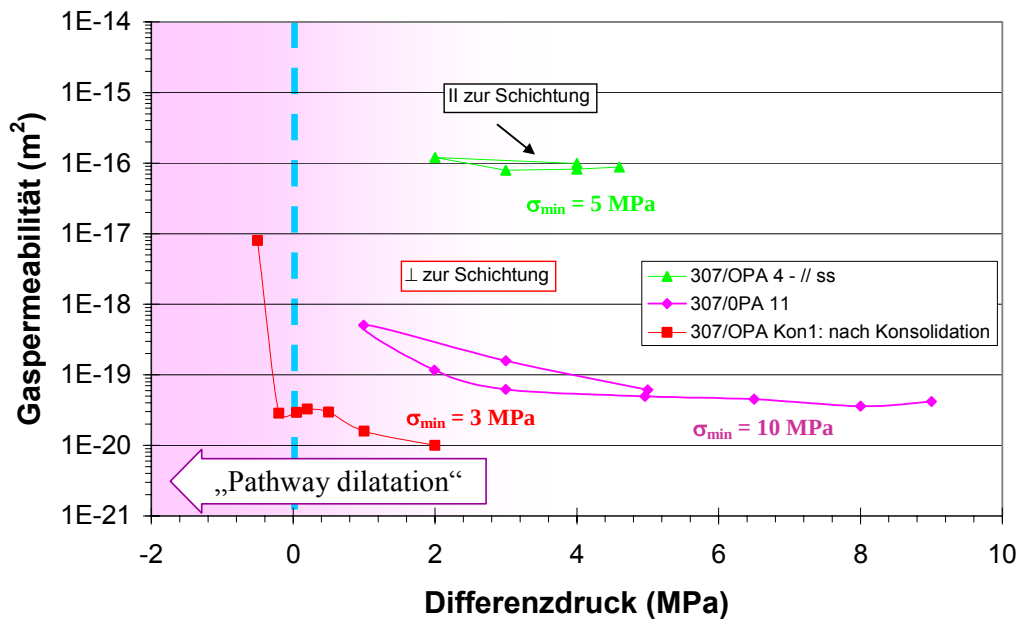


Abb. 6-13. Permeabilität von Opalinuston als Funktion der Differenz zwischen Druckeinspannung und Gasdruck ($\Delta p = \sigma_3 - p_1$).

Im Ergebnis liegen die mittels Injektionsraten zwischen 20 und 500 ml/min bestimmten Permeabilitäten zwischen 1 und $3 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$, wobei sich Gasdrücke zwischen 2 und 20 bar einstellen (Probeneinspannung $p_c = 5 \text{ MPa}$). Der sich mit steigender Injektionsrate ergebende Trend zeigt eine geringe Permeabilitätsabnahme, die in Anbetracht des kleinen Druckgradienten zwischen Poren- und Einspanndruck offensichtlich auf den sog. Klinkenberg-Effekt (d.h. Gleitströmungsprozesse an den Porenwandungen) zurückgeführt werden kann. Da dieser Effekt mit Annäherung des Injektionsdruckes an den Einspanndruck infolge der druckbedingten Porenraumaufweitung zurückgeht und somit für die hier relevante Fragestellung von untergeordneter Bedeutung ist, wird zunächst auf eine entsprechende Korrektur verzichtet.

Die Ergebnisse der verwertbaren Gasinjektionstests, die nicht von Klinkenberg Effekten beeinflusst sind, werden in Abb. 6-13 dargestellt bzw. in Tab. 6-7 zusammengefasst. Auch, wenn die bisher zur Verfügung stehende Datenbasis für eine endgültige Bewertung nicht ausreichend ist, zeigt sich deutlich, dass im Unterschied zu den Untersuchungen an Salzgesteinen es im Opalinuston bereits vor Erreichen der Druckeinspannung ($\Delta p < 2 \text{ MPa}$) zu einer signifikanten Zunahme der Permeabilität kommt. Sie wird in der Literatur als dilatanz-induzierter Effekt beschrieben und resultiert aus einer porendruckbedingten Aufweitung des Porenraumes infolge der geringen hydraulischen Zugfestigkeit des Materials. Unabhängig davon ist dieser Effekt über mehrere Stunden hinweg nach Absenkung des Fluiddruckes reversibel.

Mit Überschreiten der Druckeinspannung um 0.5 MPa ergibt sich eine sprunghafte Permeabilitätszunahme um mehr als zwei Größenordnungen. Sie entspricht einem makroskopischen pneumatischen Zugriss, der in der Foliation erfolgt.

6.3.4. Gastransporteigenschaften von Rotem Salzton

Für die Interpretation des In-situ-Tests im Roten Salzton im Steinsalzbergwerk Sigmundshall wurden analog zu den Laboruntersuchungen am Opalinuston Permeabilitätsmessungen zur Bestimmung der initialen Permeabilität sowie pneumatische Aufreißtests durchgeführt. Aus dem Kernmaterial der AE-Bohrungen ($\varnothing = \text{ca. } 100 \text{ mm}$), die für die Messung der akustischen Emissionen erstellt wurden und direkt im druckbeaufschlagten Untersuchungsbereich liegen, wurden 4 Probekörper ($h = 176$, $d = 86$) hergestellt.

Die makroskopisch dichten Tonsteinproben sind als Folge des Salzaufstieges mechanisch stark beansprucht und weisen mit Steinsalz bzw. Carnallit verfüllte Klüfte auf (Abb. 6-14). Feuchtigkeitsbestimmungen ergaben einen Feuchtigkeitsgehalt von etwa 6 Gew.-% beträgt, der somit vergleichbar zu dem des Opalinuston (ca. 6 Gew.-%, NTB, 2002) ist.

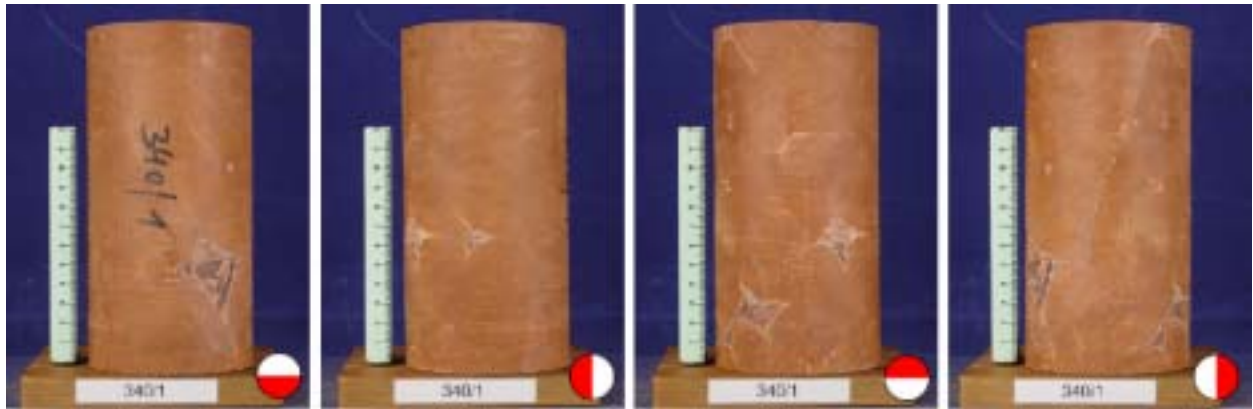


Abb. 6-14. Dokumentation Kernprobe 340/1 (Ansicht von vier Seiten).

Tab. 6-8. Petrophysikalische Charakterisierung der untersuchten Kernproben und die jeweilige Versuchsart des jeweils durchgeführten Gasinjektionstests.

Probe-Nr.	340/1	340/2	340/3	340/4		
Herkunft	SH AE1	SH AE1	SH AE1	SH AE1		
Versuchsart	Perm-axial	Perm-radial	Perm-radial	Perm-radial		
Höhe h (mm) =	174,01	175,08	167,22	180,79		
Durchmesser (mm) =	85,97	86,17	86,21	86,58		
Masse M (g) =	2462,6	2521,7	2325,4	2630,2	Mittelwert	Std.-Abw.
Dichte ρ (g/cm ³) =	2,438	2,470	2,383	2,471	2,44	±0,04

Ultraschalldaten	340/1	340/2	340/3	340/4	Mittelwert	Std.-Abw.
$V_{p\text{-axial}}$ (km/s) =	3,51	3,66	-	3,86	3,67	±0,18
$V_{p\text{-radial: a-c}}$ (km/s) =	3,61	3,66	1,31	3,91		
$V_{p\text{-radial: b-d}}$ (km/s) =	3,61	3,86	3,49	3,91		
$V_{s\text{-axial}}$ (km/s) =	1,95	2,01	-	2,18	2,05	±0,12
A-Vp (%) =	3	3	-	1	2	

Elast. Konstanten (GPa) - axiale Richtung -					
E_d =	23,65	25,71	-	29,79	
K_d =	17,63	19,75	-	21,03	
G_d =	9,26	10,02	-	11,79	
ν_d =	0,277	0,283	-	0,264	

Die petrophysikalischen Probenparameter (Tab. 6-8) belegen, dass es sich bei den untersuchten Rote Salztton-Proben mit Ausnahme der Probe 340/3 ($\rho = 2,38 \text{ g/cm}^3$) um sehr kompakte Tonsteinproben mit einer Dichte zwischen 2,44 und 2,47 g/cm³ handelt.

Die Untersuchungen wurden in der servohydraulischen Verformungsapparatur RBA 2500 durchgeführt. Nachdem der erste Gasinjektionstest, der noch mit axialer Durchströmungsgeometrie durchgeführt wurde, aufgrund der hohen Dichtheit des Materials keine zufrieden stellenden Ergebnisse erbrachte, wurden die folgenden Injektionstests nur noch mit der radialen Durchströmungstechnik durchgeführt (vgl. hierzu Diskussion in Kap. 3.2). Da die Hydrofractmessungen am Versuchsort eine mittlere Druckeinspannung in der Größenordnung von 10 MPa ausgewiesen haben, wurde für alle Injektionstests ein Manteldruck von $p_c = 10$ MPa gewählt.

Tab. 6-9. Gaspermeabilität von Rotem Salzton bei quasi-hydrostatischer Druckeinspannung ($\sigma_1 = 12$ MPa und $\sigma_3 = 10$ MPa) mit Variation des Injektionsdruckes (aufgrund der Streuung der Messwerte Angabe der Quartile jeder Druckstufe).

Probe	Druck	Differenz- druck [p _c - p _{Gas}]	Permeabilität			Zeit
			(m ²)	(m ²)	(m ²)	
	(bar)		(MPa)	Quartile		
			0,25	0,5	0,75	
340-2						
1. Zyklus	20,4	8,0	7,8E-22	1,0E-21	1,2E-21	10 30 40 60 90 120 135
	40,4	6,0	7,4E-22	1,2E-21	1,5E-21	
	50,2	5,0	1,5E-21	1,7E-21	1,8E-21	
	60,2	4,0	1,8E-21	2,0E-21	2,1E-21	
	70,2	3,0	1,8E-21	2,0E-21	2,1E-21	
	80,0	2,0	1,9E-21	2,1E-21	2,2E-21	
2. Zyklus	85,8	1,4	2,0E-21	2,3E-21	3,1E-21	
	70,4	3,0	5,4E-22	9,5E-22	1,1E-21	
	81,8	1,8	5,1E-22	1,0E-21	1,3E-21	
	90,6	0,9	8,4E-22	9,8E-22	1,1E-21	
	101,5	-0,2	9,8E-22	1,2E-21	1,3E-21	
	110,4	-1,0	1,2E-21	1,3E-21	1,4E-21	
	110,5	-1,1	1,2E-21	1,3E-21	1,3E-21	
	110,5	-1,1	1,3E-21	1,6E-21	1,9E-21	
	110,5	-1,1	2,9E-21	3,1E-21	3,2E-21	
	110,5	-1,0	4,2E-21	4,3E-21	4,4E-21	
	110,2	-1,0	1,2E-20	1,5E-20	2,0E-20	
	110,1	-1,0	1,1E-19	1,2E-19	1,2E-19	
340-3						
1. Zyklus	80,3	2,0	7,0E-19	7,0E-19	7,0E-19	
	90,2	1,0	7,6E-19	7,9E-19	8,1E-19	
	100,1	0,0	8,3E-19	8,5E-19	8,7E-19	
	60,0	4,0	7,3E-19	7,3E-19	7,3E-19	
2. Zyklus	75,4	2,5	7,2E-19	7,2E-19	7,2E-19	
	80,9	1,9	7,0E-19	7,1E-19	7,1E-19	
	86,0	1,4	6,8E-19	6,8E-19	6,8E-19	
	90,5	0,9	7,0E-19	7,0E-19	7,0E-19	
	96,8	0,3	6,9E-19	6,9E-19	6,9E-19	
	100,8	-0,1	7,0E-19	7,0E-19	7,1E-19	
	105,3	-0,5	7,2E-19	7,2E-19	7,2E-19	
	110,3	-1,0	7,3E-19	7,3E-19	7,4E-19	
	114,9	-1,5	8,0E-19	8,1E-19	8,2E-19	
	114,0	-1,4	8,6E-19	8,6E-19	8,6E-19	
340-4						
1. Zyklus	71,4	2,9	1,2E-22	1,3E-22	1,5E-22	
	81,6	1,8	1,0E-22	1,2E-22	1,2E-22	
	91,0	0,9	1,2E-22	1,4E-22	1,4E-22	
	99,7	0,0	2,8E-22	4,6E-22	6,4E-22	
	111,2	-1,1	7,8E-22	8,6E-22	9,6E-22	
	121,5	-2,2	1,5E-21	2,1E-21	2,6E-21	
	121,1	-2,1	2,9E-21	2,9E-21	2,9E-21	
	80,3	2,0	2,0E-21	2,1E-21	2,1E-21	
	62,2	3,8	2,0E-21	1,9E-21	2,0E-21	
	38,0	6,2	1,6E-21	1,7E-21	1,9E-21	

Eine Zusammenstellung aller Messwerte zur Abhängigkeit der Permeabilität vom Druck liegt in Tab. 6-9 vor. Die Diskussion der Einzelergebnisse konzentriert sich auf die drei Injektionsexperimente in zentralen Bohrlöchern mit radialer Abströmgeometrie.

Für eine Vergleichbarkeit der Untersuchungen wurde ein einheitliches Versuchsregime durchgeführt. Nach Einstellung konstanter Spannungsverhältnisse ($\sigma_1 = 12$ MPa und $\sigma_3 = 10$ MPa) wurde der Gasdruck alle 60 min in Stufen zwischen 20 und 5 bar erhöht. Da σ_1 bei 12 MPa konstant gehalten wurde, betrug der maximale Injektionsdruck nur 120 bar, weil darüber hinaus ein allmähliches Abheben des Axialstempels auftrat. Beispielhaft sind Abb. 6-15 die Ergebnisse des ersten Gasinjektionszyklus der Probe 340/2 dargestellt.

Die initiale Gasdurchlässigkeit dieser Probe ist sehr klein und variiert von ca. 1 ml/min bei $p_p = 40$ bar bis etwa 3 ml/min bei $p_p = 80$ bar. Nach jeder Druckerhöhung steigt die Durchflussrate innerhalb des Beobachtungszeitraumes von ca. 1 h gering an und erreicht näherungsweise ein Plateau. Die aus quasi stationärer Durchflussrate und Injektionsdruck berechnete Gaspermeabilität liegt in der Größenordnung von 10^{-21} m² und nimmt mit der Druckerhöhung bis auf 80 bar um einen Faktor 2 zu.

In der Druckstufe bei 80 bar trat ca. 20 min nach Einstellung des Druckniveaus eine signifikante Änderung im Gasdurchfluss von quasi-kontinuierlichem zu einem intermittierendem Gastransport auf. Damit verbunden war auch eine zusätzliche Permeabilitätszunahme von ca. $2 \cdot 10^{-21}$ m² auf $3 \cdot 10^{-21}$ m². Mit der Entlastung des Gasdruckes auf 50 bar bleibt die Permeabilität auf diesem Niveau zunächst erhalten und geht erst nach einer Haltezeit von ca. 40 h auf den Ausgangswert von $1 \cdot 10^{-21}$ m² zurück.

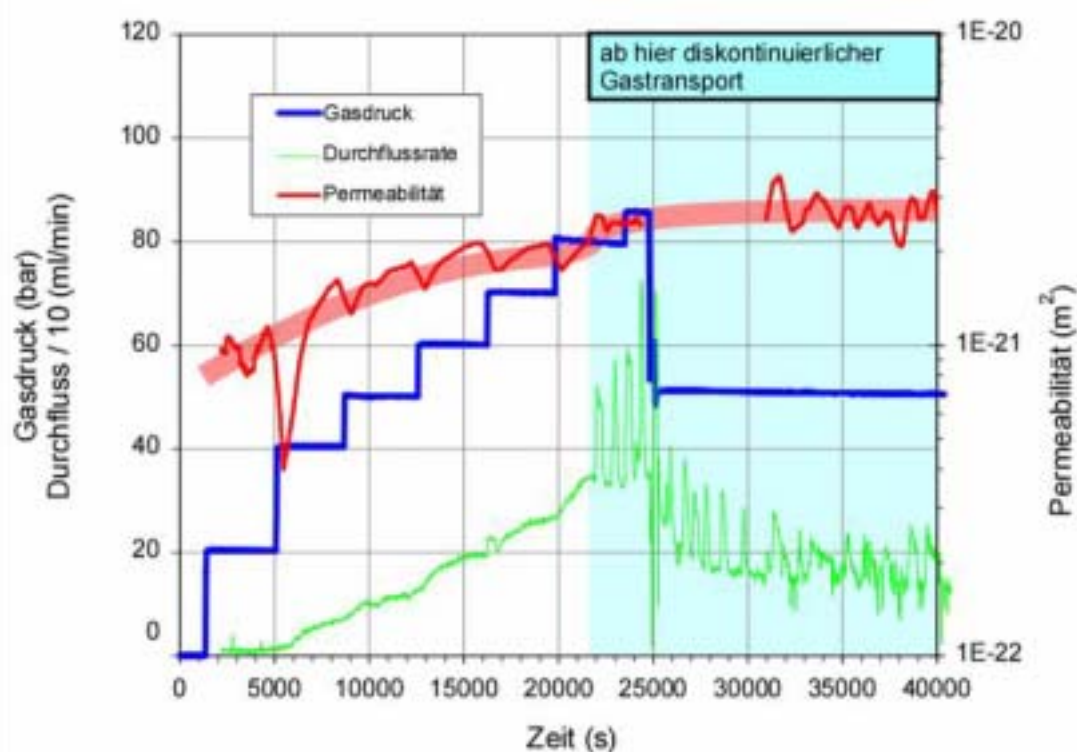


Abb. 6-15. Gasinjektionstests an Rotem Salzton (Probe 340/2: $\sigma_1 = 12$ MPa und $\sigma_3 = 10$ MPa) – 1. Zyklus. Zeitliche Änderung des Gasdurchflusses in Abhängigkeit vom stufenweise erhöhten Injektionsdruck sowie die daraus abgeleitete Permeabilität.

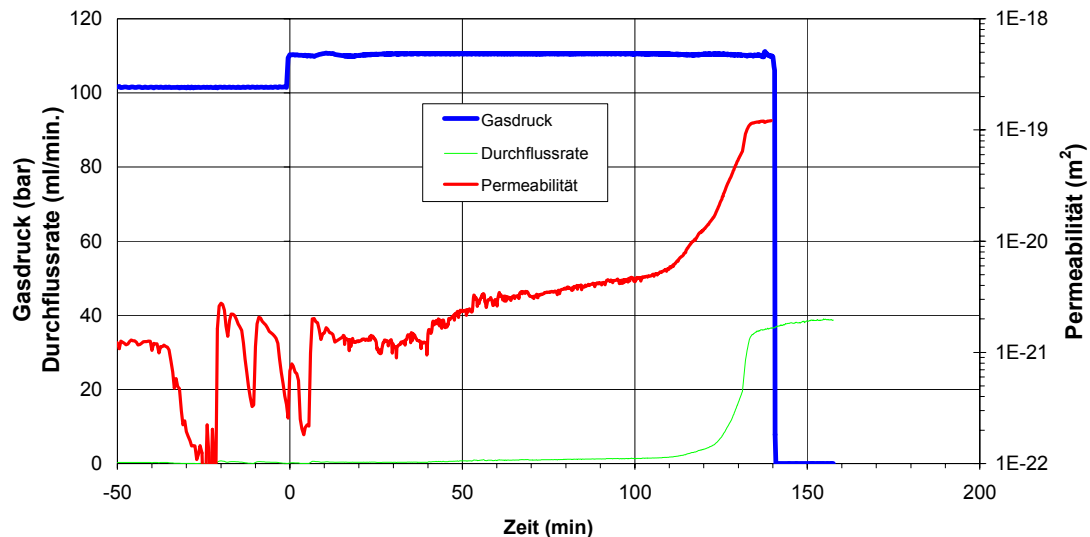


Abb. 6-16. Zeitliche Änderung des Gastransportverhaltens in der Druckstufe 110 bar (Probe 340/2) – 2. Zyklus.

Im 2. Druckzyklus wurde der Gasdruck erneut schrittweise bis auf 110 bar erhöht, wobei nur eine moderate Permeabilitätszunahme um etwa einen Faktor 2 beobachtet wurde (Abb. 6-16). In der Druckstufe bei 110 bar trat zusätzlich mit einer Zeitverzögerung eine sprunghafte Zunahme der Permeabilität um zwei Größenordnungen von $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ auf $1 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$ auf.

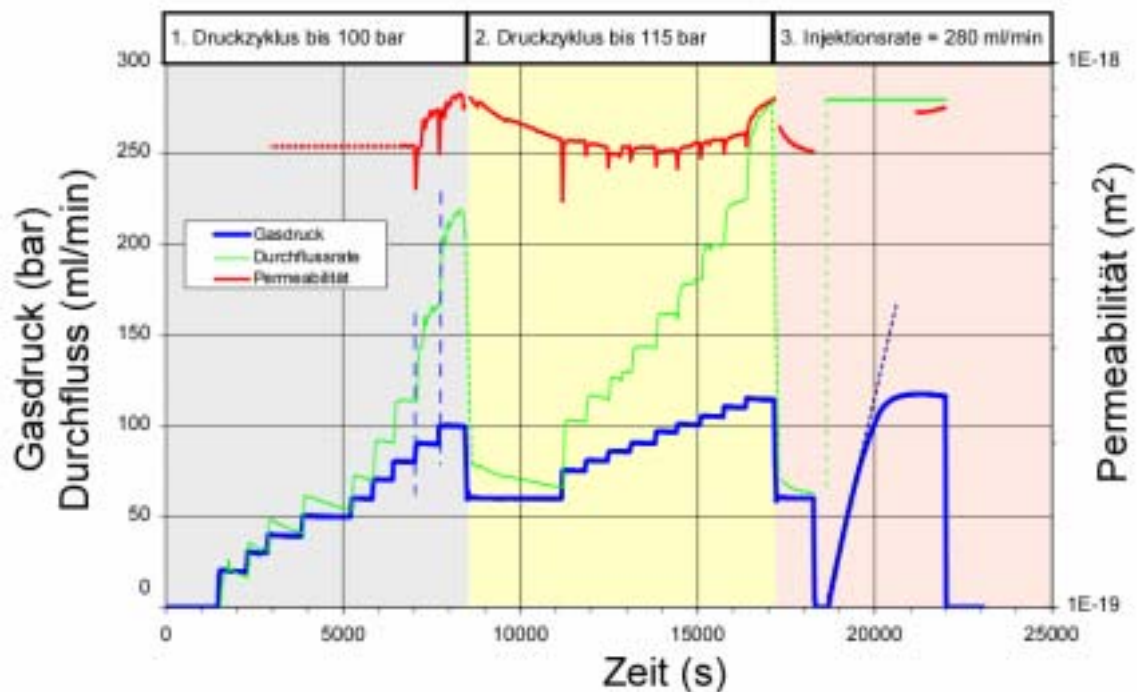


Abb. 6-17. Gasinjektionstests an Rotem Salzton - Probe 340/3: $\sigma_1 = 12 \text{ MPa}$ und $\sigma_3 = 10 \text{ MPa}$ – Gasdruckbelastung in drei Zyklen (s. Beschriftung). Zeitliche Änderung des Gasdurchflusses in Abhängigkeit vom Injektionsdruck sowie die daraus abgeleitete Permeabilität.

Zum Vergleich sind in Abb. 6-17 die Ergebnisse des dritten Injektionsversuches (Probe 340/3) dargestellt. Diese Probe unterscheidet sich von den anderen signifikant über ihre deutlich niedrigere Dichte und einen schlechteren Ultraschalldurchgang (keine Scherwellen

messbar) (vgl. Tab. 6-8). Ebenfalls ist sie deutlich durchlässiger. Die gemessenen Gasdurchflussraten liegen druckabhängig zwischen 20 und 300 ml/min, woraus entsprechend eine Permeabilität in der Größenordnung von $7 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$ bis $9 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$ resultiert.

Bemerkenswert ist, dass es vergleichbar zum vorhergehenden Versuch in der Stufe von 80 auf 90 bar zu einer Änderung im Gastransportverhalten mit deutlichen Schwankungen in der Durchtrittsrate kommt, die ebenfalls mit einer überproportionalen Zunahme der Permeabilität verbunden ist. Anders aber tritt, obwohl der Gasdruck im 2. Zyklus bis auf 115 bar erhöht wurde, keine sprunghafte Zunahme der Gaspermeabilität auf.

Im 3. Zyklus wurde die Probe nach erfolgter Druckentlastung mit einer konstanten Gasinjektionsrate (280 Nml/min) beaufschlagt. Hierbei zeigt sich anfänglich der erwartete lineare Verlauf einer konstanten Druckzunahme (für ein quasi-dichtes System). Ab einem Druck von ca. 80 bar wird der zeitliche Druckanstieg progressiv geringer und erreicht bei etwa 115 bar ein Maximum. Dieser Wert entspricht dem Ergebnis des vorhergehenden Gasinjektionszyklus.

Für einen Vergleich sind die Ergebnisse der drei Injektionsversuche mit stufenweiser Erhöhung des Injektionsdruckes als Permeabilitätswerte in Abhängigkeit vom resultierenden Differenzdruck ($\Delta p = p_c - p_{\text{Gas}}$) in Abb. 6-18 grafisch dargestellt.

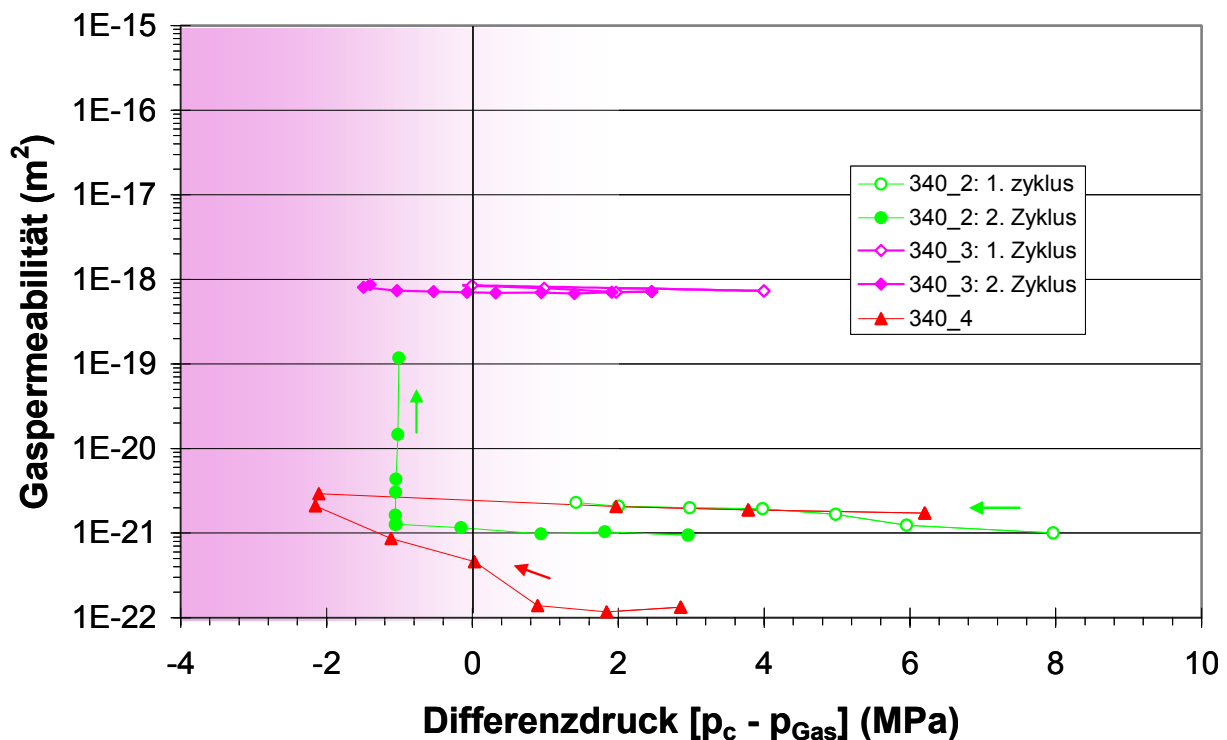


Abb. 6-18. Permeabilität von Rotem Salzton vom Untertageversuchsort Sigmundshall (Ersatzlagerkammer Blindschacht 142 – 500-m-Sohle) als Funktion der Differenz ($\Delta p = \sigma_3 - p_p$) zwischen Druckeinspannung ($\sigma_3 = p_c$) und Gasinjektionsdruck (p_p) – radiale Durchströmung.

Grundsätzlich sind die gemessenen Permeabilitäten der vorwiegend kompakten Roten Salztonproben sehr niedrig, wobei die zwei Proben 340/2 und 340/4 mit einer Permeabilität in der Größenordnung von 10^{-21} m^2 an der unteren Grenze des mit der hier eingesetzten Messtechnik bestimmbaren Durchlässigkeitsmessintervalls liegen. Diese Proben repräsentieren die Hauptmasse des anstehenden Tongesteins.

Es treten aber auch weniger kompakte Bereiche mit relativ erhöhter Permeabilität auf, wie sie mit der Probe 340/3 erfasst wurden. Diese weist nur eine Permeabilität in der Größenordnung von 10^{-18} m^2 auf und unterscheidet sich auch mit ihrer signifikant niedrigeren Dichte von den restlichen Proben (vgl. hierzu auch Kap. 6.2.3).

Der zu beobachtende Effekt eines steigenden Gasinjektionsdrucks bis in die Größenordnung der minimalen Druckeinspannung (hier gegeben durch den Manteldruck bzw. σ_3) ist insgesamt gering und liegt mit einem Faktor 2 – 4 deutlich unter einer Größenordnung. Erst wenn die minimale Druckeinspannung deutlich überschritten wird, kann ein zeitlich verzögerter Gasdurchschlag eintreten, der eine Erhöhung der Gaspermeabilität um mehrere Größenordnungen nach sich ziehen kann.

Ein ähnlicher Effekt trat auch in den Untertagemessungen auf. Somit ist festzuhalten, dass obwohl es sich bei den vier untersuchten Proben nur um Stichproben handelt, sie dennoch das in situ zu erwartende Durchlässigkeitspektrum abdecken.

6.3.5. Zeitabhängige Permeabilitätsentwicklung von Opalinuston – „Sealing“-Versuche

Bei längerer Haltezeit ergibt sich aufgrund von sog. Verheilungs- oder Abdichtungseffekten eine zeit- und temperaturabhängige aber primär druckinduzierte Permeabilitätsabnahme (vgl. hierzu Definition Kap. 2.3.2). Infolge der sehr effizienten Kompaktionsprozesse kommt es, wie in Abb. 6-19 dargestellt, bei Extrapolation des vorliegenden Trends bereits innerhalb weniger Tage bzw. Wochen bei hinreichender Druckeinspannung zu einer deutlichen Permeabilitätszunahme. Sie führt bei den ursprünglich aufgelockerten Proben zu einer Wiederherstellung „intrinsischer“ Permeabilitätswerte in der Größenordnung $< 2 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$. Dieser Effekt ist bei den Proben mit Injektionsrichtung senkrecht zur Schichtung deutlich stärker ausgeprägt.

Es liegen Ergebnisse von jeweils zwei Versuchen vor, die mit unterschiedlichen Probenorientierungen, senkrecht bzw. parallel zur bestehenden Schichtung durchgeführt wurden.

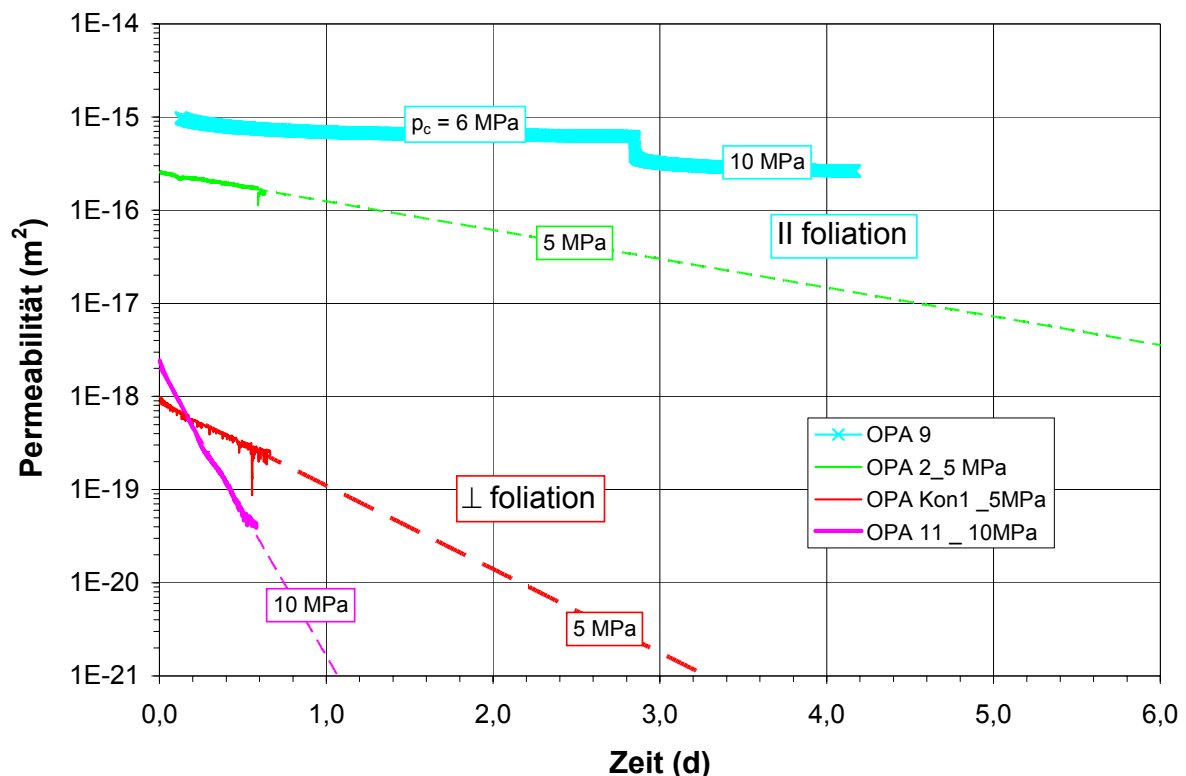


Abb. 6-19. Abhängigkeit der Permeabilität von der Belastungszeit bei konstantem Manteldruck. Ein Permeabilitätswert $k = < 2 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$ entspricht dem Literaturwert der sog. intrinsischen Permeabilität.

Qualitativ bestätigen die Untersuchungen den Einfluss einer schichtinduzierten Permeabilitätsanisotropie. Parallel zur Schichtung liegen die gemessenen Permeabilitätswerte in der

Größenordnung $10^{-15} - 10^{-16} \text{ m}^2$, während senkrecht zur Schichtung eine Permeabilität in der Größenordnung von ca. 10^{-18} m^2 nachgewiesen wird.

Unabhängig davon ergibt sich für die vier untersuchten Proben mit der Zeit entsprechend der wirkenden Druckeinspannung in der halblogarithmischen Darstellung ein quasi-linearer Zusammenhang, wobei der Effekt einer Permeabilitätsabnahme für die senkrecht zur Schichtung durchströmten Proben am stärksten ausgeprägt ist. Da es sich hier nur um exemplarische Kurzzeittests handelt, konnte eine Annäherung an einen finalen Endwert entsprechend einer progressiven Gefügekompaktion nicht beobachtet werden. Die Effizienz einer rein kompaktionsinduzierten Permeabilitätsabnahme um mehrere Größenordnungen innerhalb weniger Tage ist aber somit nachgewiesen.

6.4. Hydraulisch / mechanische Eigenschaften von Opalinuston unter deviatorischer Belastung

Die in situ zu erwartenden Gastransporteigenschaften eines Gesteins werden, wie in Kap. 2.3.2 dargestellt, von den gebirgsmechanischen Rahmenbedingungen, insbesondere von den Spannungsbedingungen in ihrer Relation zur Dilatanzgrenze bestimmt. Zu den mechanischen Eigenschaften des Opalinustons sind in der Vergangenheit umfangreiche Untersuchungen von verschiedensten gesteinsmechanischen Labors schwerpunktmäßig zu den Festigkeitsuntersuchungen durchgeführt worden, deren Ergebnisse sowohl im Synthesebericht NTB (2002) sowie in zahlreichen zusammenfassenden Reports (z.B. BOCK, 2001) dokumentiert sind.

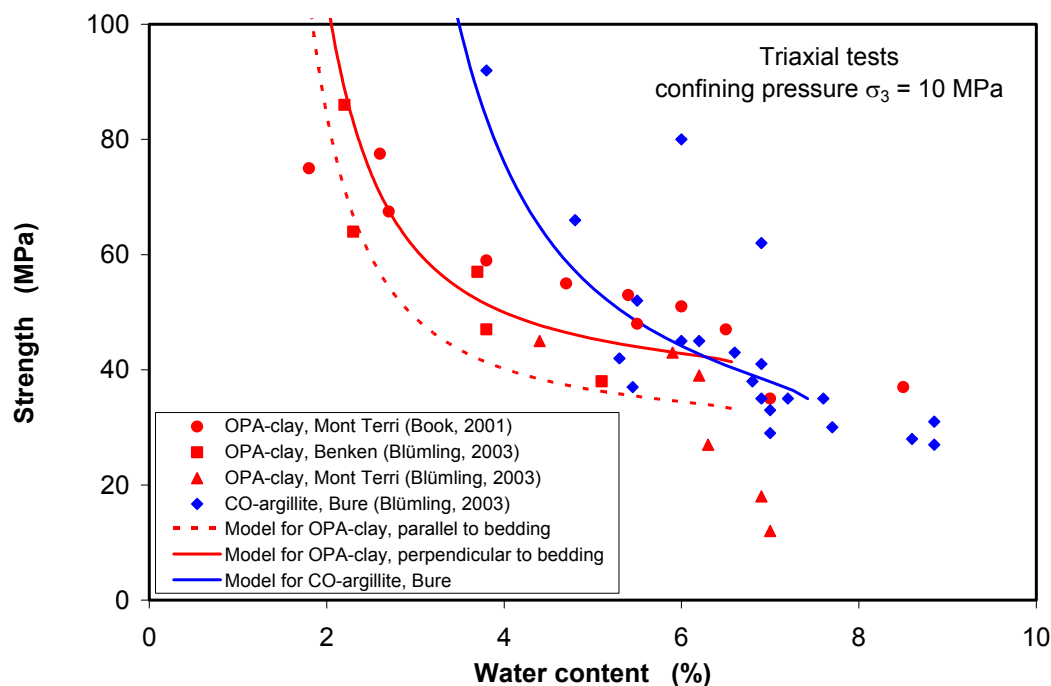


Abb. 6-20. Abhängigkeit der Festigkeit von Opalinuston und des Callovo-Oxfordian Tonsteins vom Wassergehalt (aus ZHANG & ROTHFUCHS, 2005a).

Die mechanischen Festigkeitswerte weisen eine erhebliche Streuung auf, wobei aufgrund der vorliegenden Gefügeanisotropie die Festigkeit quer zur Schichtung größer ist als parallel dazu (vgl. Abb. 6-20). Ebenfalls besteht eine deutliche Abhängigkeit der Festigkeiten vom Wassergehalt. Unabhängig davon gibt es bisher nur sehr wenige Untersuchungen, die auch Aussagen zum Dilatanzverhalten von Opalinuston bei unterschiedlichen Belastungsbedingungen sowie zum Wiederverheilungsverhalten erlauben. Neuere Ergebnisse hierzu wurden in Tours 2005 vorgestellt (z.B. HUNSCHKE et al. (2005); LUX et al. (2004); NAUMANN et al.

(2007) sowie POPP & SALZER, 2007). Untersuchungen über die Variation der Transporteigenschaften in Opalinuston unter deviatorischen Bedingungen sind uns nicht bekannt.

Die aktuellen Untersuchungen konzentrieren sich deshalb auf die Durchführung von Festigkeitsuntersuchungen in der Triaxialdruckzelle mit gleichzeitiger Messung der Ultraschallgeschwindigkeiten sowie der Permeabilität und Dilatanz unter deviatorischen Bedingungen.

Die verschiedenen Methoden und ihre spezifischen Aussagefähigkeiten bezüglich des Nachweises von Dilatanz sind bereits in Kap. 3 hinsichtlich ihrer Anwendung auf Salzgesteine dargestellt worden. Bei der entsprechenden Umsetzung auf Tongesteine ist zu berücksichtigen, dass der Nachweis spannungsinduzierter Risse über die Variation von Ultraschallgeschwindigkeiten infolge der inhärenten seismischen Gesteinsanisotropie schwieriger ist, weil diese richtungsabhängig sehr unterschiedlich sein können: - quasihexagonale Geschwindigkeitsverteilung mit einem Minimum senkrecht zur Schichtung. Für die Untersuchungen werden deshalb zwei sich ergänzende Verfahren eingesetzt (Abb. 6-21):

- **Karman-Zelle:** In triaxialen Prüfmaschinen nach dem Carman-Prinzip können unter rotationsymmetrischen Belastungsbedingungen (Kompression / Extension) Festigkeitsuntersuchungen durchgeführt werden, wobei neben der axialen häufig noch die Volumendehnung sowie die Änderung des radialen Umfangs gemessen werden kann. Infolge des geschlossenen Systems können hier noch die Permeabilität und die relative Änderung des Probenvolumens (d.h. Porosität) bestimmt werden. Da Ultraschallmessungen nur parallel zur Probenachse möglich sind, sind die akustischen Detektionsmöglichkeiten zur Rissbildung eingeschränkt (vgl. Diskussion Kap. 6.4.1).
- **Echt-dreiaxiale Prüfmaschine:** In einer echt-dreiaxialen Verformungsapparatur können beliebige Spannungsgeometrien erzeugt und gleichzeitig die Probenverformung in den drei Hauptrichtungen gemessen werden. Zusätzlich sind in allen drei Raumrichtungen Messungen der Longitudinal- und Scherwellengeschwindigkeiten möglich, die eine Detektion und Interpretation der Raumlage einsetzender Rissbildung erlauben. Als Nachteil liegt ein offenes System mit freien Kanten vor.

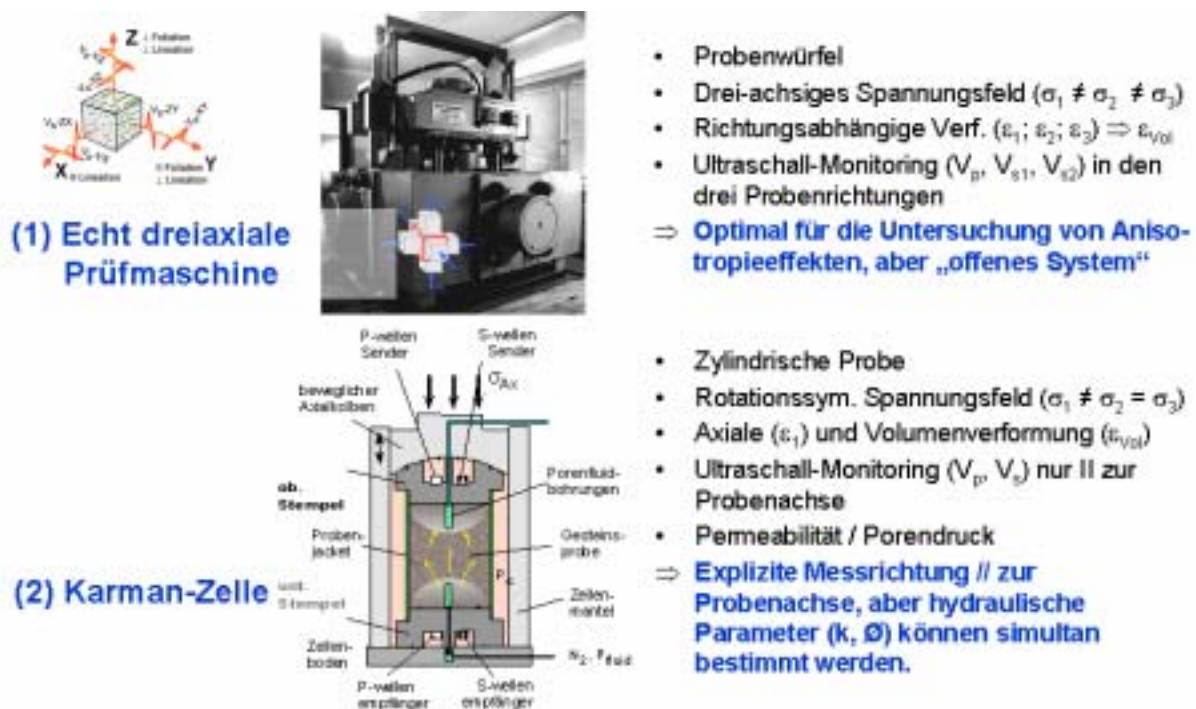


Abb. 6-21. Schematischer Vergleich der eingesetzten Untersuchungstechnik zur Quantifizierung hydraulisch / mechanischer Eigenschaften von Opalinuston.

6.4.1. Verformungsversuche zum Nachweis von Dilatanz unter deviatorischen Bedingungen

Es wurden in einem Spannungsbereich zwischen $\sigma_3 = 2 - 10$ MPa vier triaxiale Festigkeitsversuche mit der Belastungsrichtung parallel und zwei quer zur Schichtung durchgeführt. An vier der Proben konnte zusätzlich ein Ultraschallmonitoring durchgeführt werden, wobei aber zumeist nur die P-Welle eindeutig gemessen werden konnte. Exemplarisch sind in Abb. 6-22 die Ergebnisse eines Verformungsversuches mit Darstellung aller relevanten Parameter als Funktion der Verformung dargestellt.

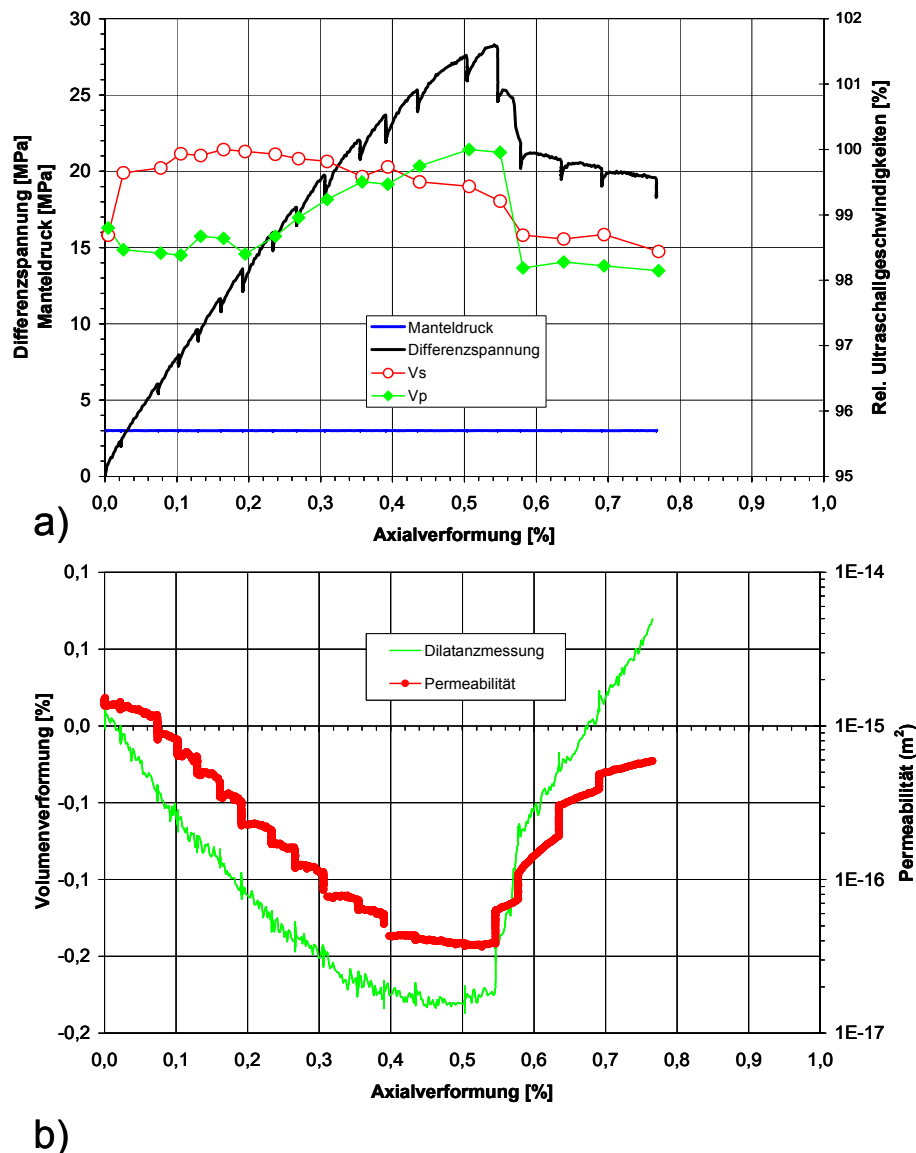


Abb. 6-22. Verformungsexperiment 307/OPA 4 mit Dilatanzmonitoring als Funktion der Verformung ($p_c = 3$ MPa; $\dot{\epsilon} = 1 \cdot 10^{-5}$ 1/s; Messrichtung // Foliation); a) Spannungsdehnungskurve sowie Vp und Vs; b) Transportparameter Volumenvariation und Permeabilität.

Bei der parallel zur Foliation belasteten und bei 3 MPa verformten Probe traten die relativ größten Dilatanzeffekte ein. Qualitativ zeigt der Verformungsablauf die vorab beschriebenen drei Stadien eines Kompressionsversuches. Mit Einsetzen axialer Verformung und Erhöhung der Axialspannung kompaktiert die Probe, erkennbar an der abnehmenden Permeabilität sowie der Volumenverformung. Analog nehmen die Ultraschallgeschwindigkeiten zu bzw. bleiben zunächst konstant. Ab etwa 0,3% Verformung mit $\sigma_{Diff} \approx 20$ MPa nehmen die Scherwellengeschwindigkeiten gering ab, während alle anderen Parameter nach wie vor Kompak-

tion widerspiegeln. Erst im Moment des Probenbruchs bzw. wenig vorher kommt es mit dem Scherversagen zu einem sprunghaften Anstieg der Permeabilität und der Volumenverformung sowie einer Abnahme von V_p , wobei dieser Effekt für V_s geringer ist.

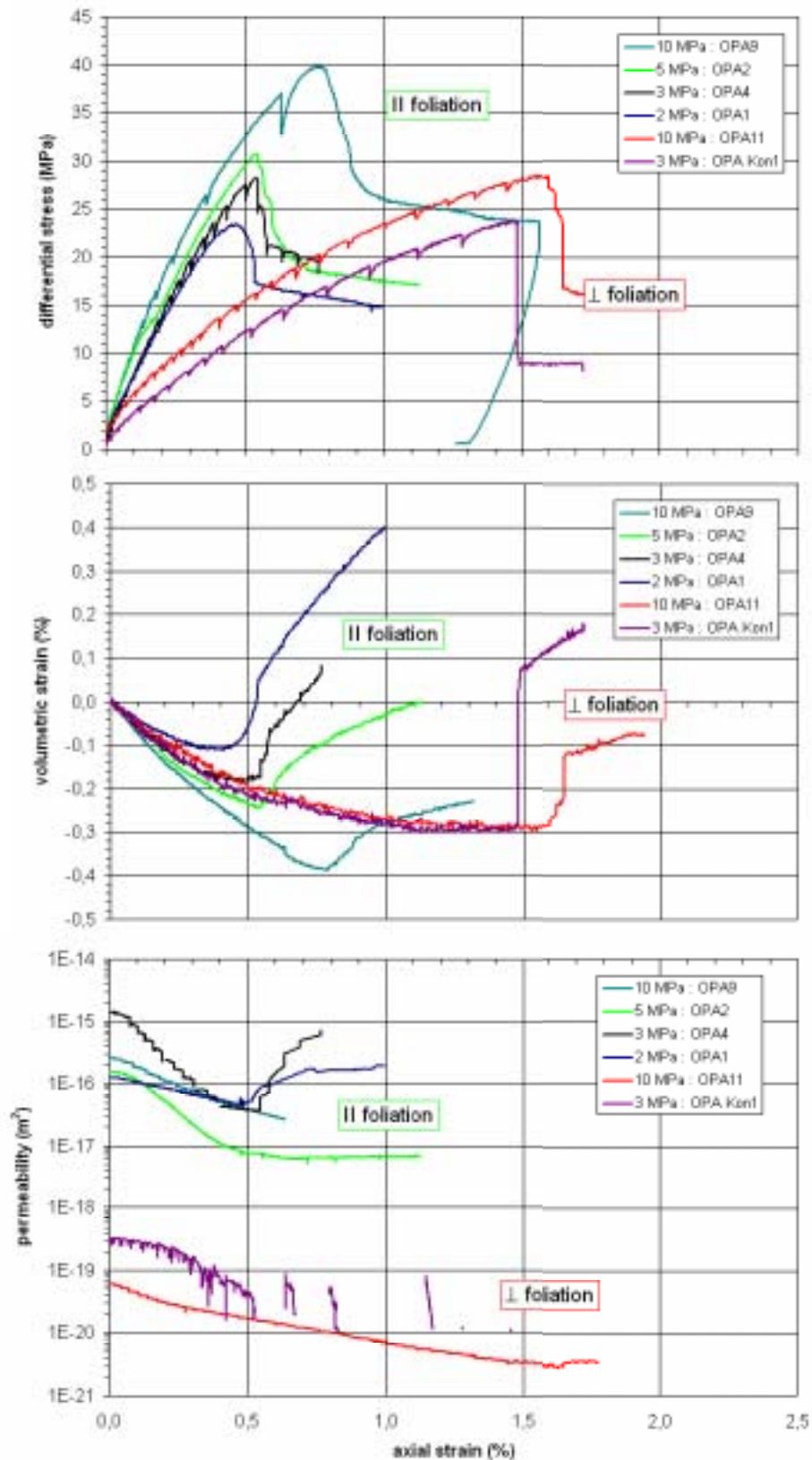


Abb. 6-23. Vergleich der Spannungsdehnungskurven, des Kompaktions- sowie des Durchlässigkeitsverhaltens bei der Deformation von Opalinuston mit Deformation // und senkrecht zur Foliation.

Dieses sprödebrüchige Verhalten mit Ausbildung eines charakteristischen Restfestigkeitsniveaus sowie das Phänomen, dass dilatanzbehaftete Verformung erst im Moment des Bruches bzw. kurz vorher nachweisbar ist, zeigen im Prinzip alle Proben (vgl. Abb. 6-23). Die Beobachtung, dass Dilatanz- und Festigkeitsgrenze beim Opalinuston scheinbar zusammenfallen, wird durch die Ergebnisse anderer Arbeitsgruppen bestätigt (z.B. LUX et al., 2004), dennoch erlaubt diese Beobachtung keine eindeutige Aussage zum Auftreten von Dilatanz bzw. einer schädigungsinduzierten Permeabilitätsentwicklung (vgl. Diskussion in Kap. 6.4.3).

Tab. 6-10. Gesteinsmechanische Parameter aller in der Triaxialzelle verformten Opalinustonproben ($\dot{\epsilon} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ 1/s}$).

Probe	Belastungsrichtung zur Foliation	p_c (MPa)	ϵ_{Bruch} (%)	$\sigma_{\text{Diff-max}}$ (MPa)	ϵ_{Dil} (%)	$\epsilon_{\text{Vol-Min.}}$ (%)	σ_{Dil} (MPa)
307 / OPA 9	0 / Us	10,0	0,77	39,8	0,79	-0,39	39,4
307 / OPA 2	0°	5,0	0,55	30,5	0,55	-0,24	30,5
307 / OPA 4	0° / US ^{*)}	3,0	0,55	28,2	0,51	-0,18	27,2
307 / OPA 1	0°	2,0	0,48	23,2	0,42	-0,11	22,6
307 / OPA 11	90° / US ^{*)}	10,0	1,60	28,3	1,56	-0,29	28,3
307 / OPA Kon 1	90° / US ^{*)}	3,0	1,48	23,7	1,44	-0,29	23,3

^{*)} Simultane Durchschallung mit P- und S-Wellen axial.

^{**)} Dilatanzwerte (ϵ_{Dil} , $\epsilon_{\text{Vol-Min.}}$; σ_{Dil}) aus der Volumenverformung abgeleitet, hinsichtlich Relevanz s. Diskussion Text

Hinzu kommt der Nachweis, dass die Belastungsgeometrie in Bezug auf die Schichtung einen deutlichen Einfluss auf Verformungseigenschaften hat. Wie aus Abb. 6-23 hervorgeht, ist die Verformbarkeit von Proben, die parallel zur Schichtung gebohrt sind, deutlich geringer als senkrecht dazu. Gleichzeitig sind die Proben mehr als doppelt so steif und die mit der Belastung erzielte Kompaktion ist insgesamt geringer. Ebenfalls kommt es hier im Moment des Bruches (abhängig vom Manteldruck) zu einer deutlichen Zunahme der Permeabilität, während bei den anderen Proben Kompaktion dominiert. Bei beiden Probengeometrien dominiert Sprödebruchverhalten mit Ausbildung von Kluftflächen, wobei bei Belastung parallel zur Foliation die Versagensflächen entweder schichtparallel bzw. in einem geringen Winkel dazu verlaufen. Bei senkrechter Belastung verläuft die Bruchfläche diagonal zur Foliation (vgl. Abb. 6-24).

Die bestimmten Festigkeitswerte stimmen gut mit dem Ergebnis anderer Arbeitsgruppen überein. Lediglich zu senkrecht zur Schichtung belasteten Proben liegen kaum Literaturdaten vor.

Die Verformbarkeit bis zum Bruch sowie die Bruchfestigkeit sind bei den parallel zur Foliation belasteten Proben größer, was praktisch einer Umkehrung der Festigkeitsverhältnisse im Vergleich zu den uniaxial gemessenen Festigkeiten bedeutet. Bei beiden Versuchsserien zeigt sich aber der zu erwartende Trend einer Festigkeitszunahme mit steigendem Manteldruck. Für eine endgültige Bewertung des anisotropen Festigkeitsverhaltens von Opalinuston ist die Zahl der Proben allerdings noch zu gering.

Unabhängig davon wird als problematisch eingeschätzt, dass Dilatanz bei Tonsteinen erst relativ spät, d.h. kurz vorm Bruch nachgewiesen wird. Nach unserer Einschätzung kann aufgrund der relativ hohen Porosität davon ausgegangen werden, dass die Dilatanzeffekte möglicherweise von einer generellen Matrixkompaktion überlagert werden. Diese resultiert aus der Kompaktion des vorhandenen Porenraums sowie zusätzlich der Schichtflächen, die elastisch zusammengepresst werden. Hierbei sind sowohl die Formanisotropie der gesteinsbildenden Tonminerale als auch aus deren Einkristalleigenschaften von Einfluss. Analog ist

somit auch die Permeabilitätsentwicklung mutmaßlich von Kompaktionseffekten überlagert und kann deshalb nur eingeschränkt als Indikator primärer Rissbildung herangezogen werden. Zur Klärung dieser Fragestellung werden deshalb im nächsten Kapitel Verformungsmessungen in einer echt-dreiaxialen Verformungsapparatur mit einem richtungsabhängigen Monitoring von P- und S-Wellen vorgestellt.

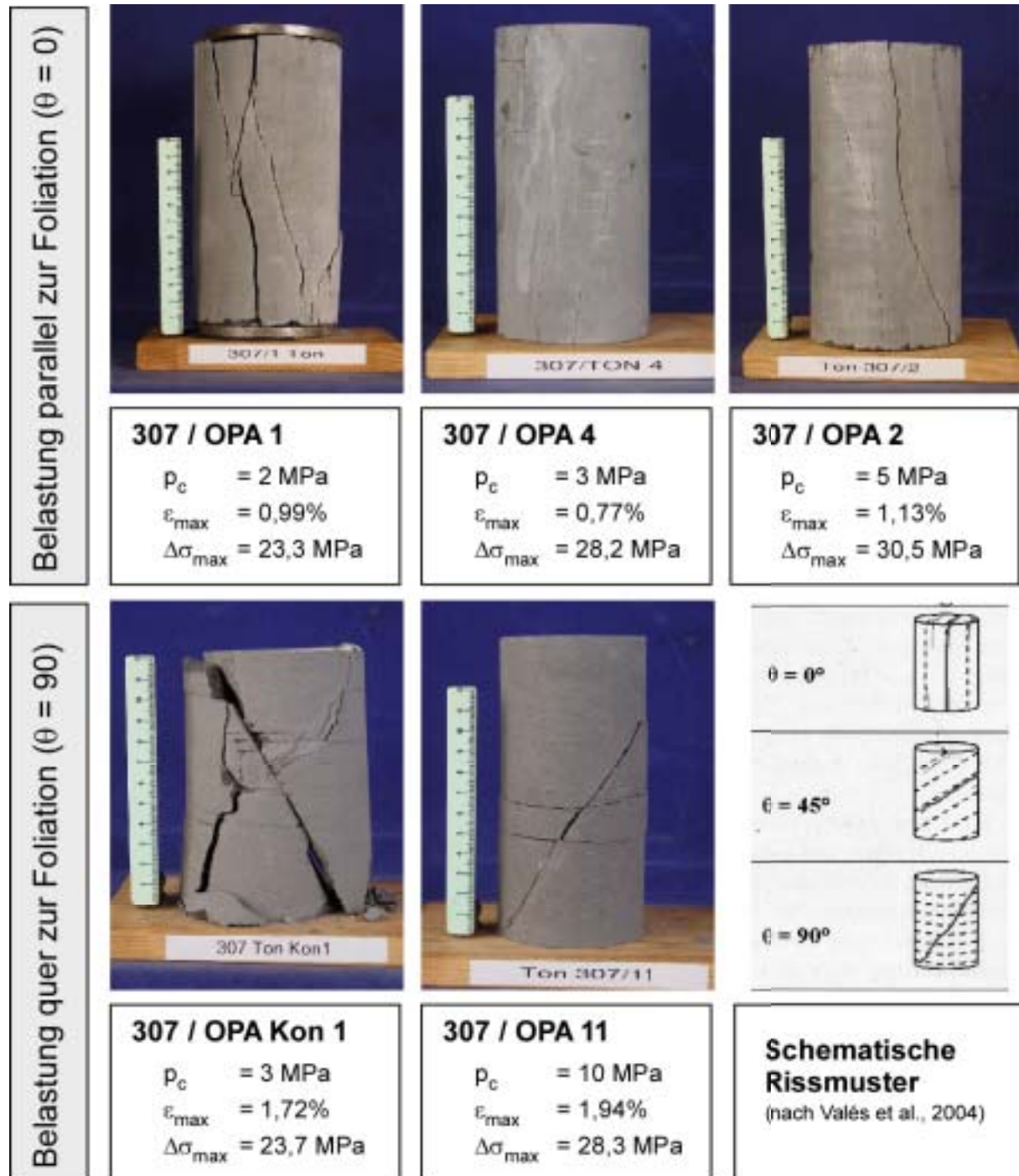


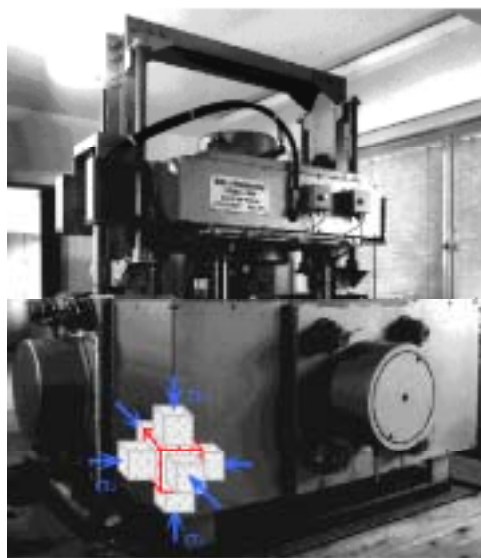
Abb. 6-24. Fotodokumentation der untersuchten Opalinustonproben nach der Deformation (zusätzlich sind idealisierte Rissmuster für verfestigte Tonsteine nach einem Probenbruch in Relation zur Belastungsrichtung dargestellt, nach VALÉS et al., 2004).

6.4.2. Dilatanzuntersuchungen in der echt-dreiachsigen Verformungsapparatur der Uni Kiel

Die Klärung der Hypothese, dass im Opalinuston mit fortschreitender Verformung Rissbildung lokal sehr wohl auftritt, aber makroskopisch mit den klassischen Verfahren (Volumenmessung, Durchschallung in axialer Richtung) nicht messbar ist, erfordert eine deutlich aufwändigere Untersuchungstechnik²¹.

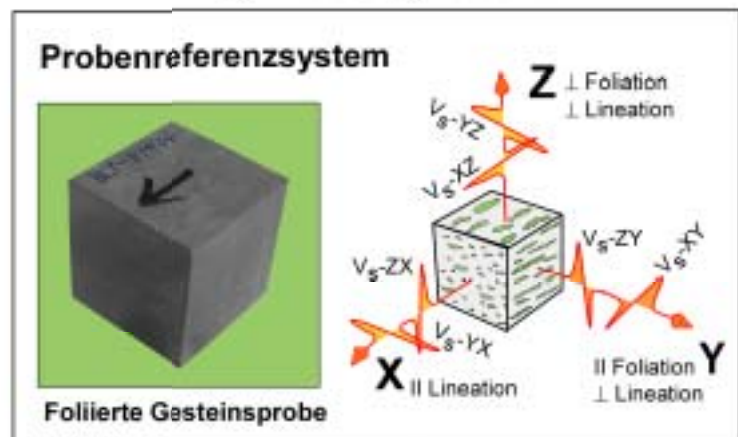
Im Gesteinsphysikalischen Labor der Universität Kiel steht eine echt-dreiachsige Verformungsapparatur für die Belastung von Gesteinswürfeln (Kantenlänge 43 mm) zur Verfügung (für Details s. KERN et al., 1997), die für Verformungsversuche an Opalinuston genutzt werden konnte. Der Vorteil dieser Anlage besteht in der Möglichkeit, in den drei orthogonalen Raumrichtungen der Probe echt dreiachsige Spannungsbedingungen mit $\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$ zu realisieren (Abb. 6-25).

Über die Messung des Stempelvorschubs in den drei Raumrichtungen ($\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$) kann gleichzeitig einfach die Volumenänderung der Probe bestimmt werden (mittels zweier Wegaufnehmer je Stempel zur Korrektur einer Probenverkipfung; Auflösung 10^{-2} mm). Im Vorteil zu der baugleichen BGR-Apparatur in Grubenhagen, die dort routinemäßig für Festigkeitsuntersuchungen eingesetzt wird, besteht hier weiterhin die Möglichkeit die Würfelprobe während des Versuchs in den drei Raumrichtungen zu durchschallen. Dabei können routinemäßig in jeder Richtung die Laufzeitverzögerung von P-Wellen sowie zwei zueinander senkrecht polarisierte Scherwellen gemessen werden.



a

- 6 Hydraulikstempel mit 2000 kN -
 Probengröße: 43mm Kantenlänge;
 $T_{\max} = 750^{\circ}\text{C}$, $\sigma_{\max} = 600\text{MPa}$



b

Abb. 6-25. Echt-dreiachsige Verformungsapparatur der Universität Kiel zur Untersuchung der mechanischen und seismischen Eigenschaften unter erhöhten Spannungs- und Temperaturbedingungen. a) Belastungsapparatur; b) Referenzsystem für die Orientierung der Tonwürfel in Bezug auf die Richtung der Polarisationsrichtungen der Scherwellen.

Ausgehend von den effektiven Laufzeiten für die einzelnen Probenrichtungen können über die gleichzeitig gemessenen Würfelabmessungen insgesamt 3 Longitudinal- und 6 Scherwellengeschwindigkeiten bestimmt werden. Die Auflösung der Laufzeitmessung beträgt ± 5 ns, so dass die abgeschätzte Genauigkeit der gemessenen Geschwindigkeiten deutlich besser als $\pm 0,5\%$ ist. Über die Richtungsabhängigkeit der Geschwindigkeitsvariation sowie unter

²¹ Die experimentelle Arbeiten zur richtungsabhängigen Detektion von Rissbildung unter dilatanter Verformung wurden im Rahmen des EU Forschungsvorhabens „Vorhaben: 02 E 9874: Untersuchung der komplexen mechanischen und hydraulischen Eigenschaften von Tongesteinen unter besonderer Berücksichtigung der Foliation“ durchgeführt und werden hier, weil sie für die Interpretation der zu bearbeitenden Fragestellung von grundsätzlicher Bedeutung sind, dokumentiert.

Berücksichtigung des Scherwellensplittings sind Aussagen zur Rissgeometrie während eines Belastungsversuchs möglich.

Die Proben sind standardmäßig so orientiert, dass $\sigma_1 \parallel Z$ senkrecht auf die Schichtfläche wirkt, während $\sigma_2 \parallel Y$ und $\sigma_3 \parallel X$ rotationssymmetrisch in der Foliation liegen. Zur Reduzierung von Reibungseffekten sind die Endflächen der Proben mit Graphitspray eingesprüht.

Ausgehend von einer initialen Kalibrierung der Apparatur mit Bestimmung der Nullpunktlagen werden die Proben zunächst hydrostatisch bis zum Erreichen der Ausgangsbedingungen mit ungefähr 0,5 MPa/min belastet und dort für etwa 1 h konsolidiert. Davon ausgehend werden die Proben deviatorisch mit ungefähr 0,1 MPa/min belastet, während die radialen Spannungen ($\sigma_2 = \sigma_3$) konstant gehalten werden. Bei der hier durchgeführten Versuchsserie mit insgesamt 11 Proben wurde die Minimalspannung zwischen 5 und 50 MPa variiert, wobei, wenn nicht anders beschrieben σ_1 senkrecht zur Schichtfläche wirkt.

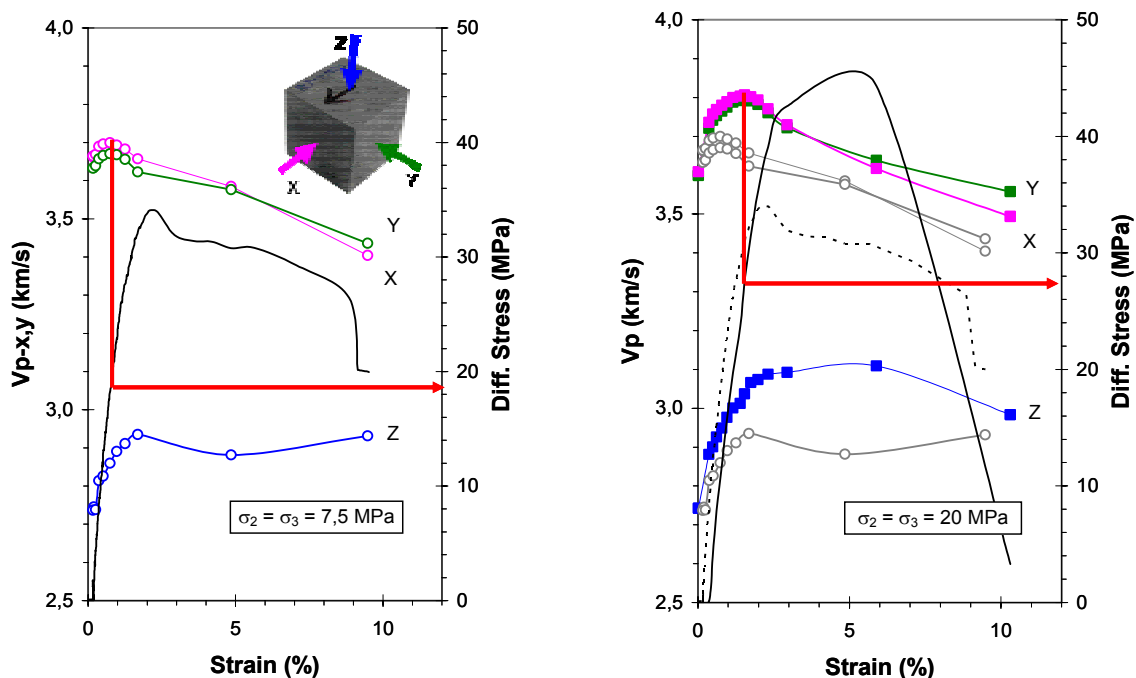


Abb. 6-26. Deviatorische verformung von Opalinuston senkrecht zur Foliation mit gleichzeitiger Messung von V_p mit $\sigma_1 \gg \sigma_2 = \sigma_3$ ($\sigma_1 \parallel Z$; $\sigma_2 \parallel Y$; $\sigma_3 \parallel X$): P-Wellengeschwindigkeiten in den drei Probenrichtungen sowie die Spannungskurven in Abhängigkeit von der axialen Belastung ε_1 . (li.) $\sigma_2 = \sigma_3 = 7.5$ MPa; (re.) $\sigma_2 = \sigma_3 = 20$ MPa.

In Abb. 6-26 sind exemplarisch die Ergebnisse zweier Verformungsversuche bei $\sigma_{\min} = \sigma_2 = \sigma_3 = 7.5$ und 20 MP mit der Variation der P-Wellengeschwindigkeiten sowie den Spannungsdehnungskurven als Funktion der axialen Verformung dargestellt. Dabei zeigt sich, dass analog zu den Ergebnissen in der Triaxialdruckzelle die Ultraschallgeschwindigkeiten in der Belastungsrichtung bis zum Bruch mit dem Verformungsfortschritt zunehmen und erst mit dem Bruch kleiner werden. Im Gegensatz dazu zeigen die parallel zur Foliation gemessenen Geschwindigkeiten ein anderes Bild. Aufgrund der seismischen Anisotropie der foliierten Opalinustonproben sind analog zu Abb. 6-9 die Geschwindigkeiten in der Foliation deutlich höher und aufgrund der Rotationssymmetrie der Proben gleich. Mit prograder Spannungserhöhung ergibt sich für die in der Schichtung gemessenen P-Wellengeschwindigkeiten ein deutliches Geschwindigkeitsmaximum, das als Ergebnis einsetzender Rissbildung mit vorzugsweise parallel zur Belastungsrichtung ausgerichteten Rissen gedeutet wird. Die Höhe des Deviators, bei dem das Geschwindigkeitsmaximum liegt, hängt unmittelbar von der Einspannung ab.

Die Variation der Scherwellengeschwindigkeiten (hier nicht dargestellt, für Details s. POPP & SALZER, 2007) zeigt qualitativ das gleiche Bild, nur ist hier die Interpretation aufgrund des vorliegenden Scherwellensplittings etwas komplizierter. Auch hier findet eine Umkehr von einer belastungsinduzierten Zunahme zu einer Abnahme bei einsetzender Rissbildung statt, wenn auch bereits bei etwas niedrigeren Spannungswerten als bei den P-Wellen. Die daraus abzuleitende größere Riss sensitivität von Scherwellen entspricht den Beobachtungen, wie sie bereits für Steinsalz gemacht worden sind (POPP et al., 2001)

Abb. 6-27 fasst die Ergebnisse der Festigkeitstests der untersuchten Probenserie zusammen. Bemerkenswerterweise ergibt sich analog kein signifikanter Unterschied für Belastungsversuche quer bzw. parallel zur Foliation, wohl aber eine erhebliche Streuung der Festigkeitsdaten. Unabhängig davon liegen die Messwerte für eine spannungsinduzierte Umkehr der Geschwindigkeitsversuche als Indikator für einsetzende Rissbildung deutlich niedriger als die Festigkeitswerte. Wobei die Grenzwertspannungen für die Maxima der Scherwellen niedriger liegen als für P-Wellen.

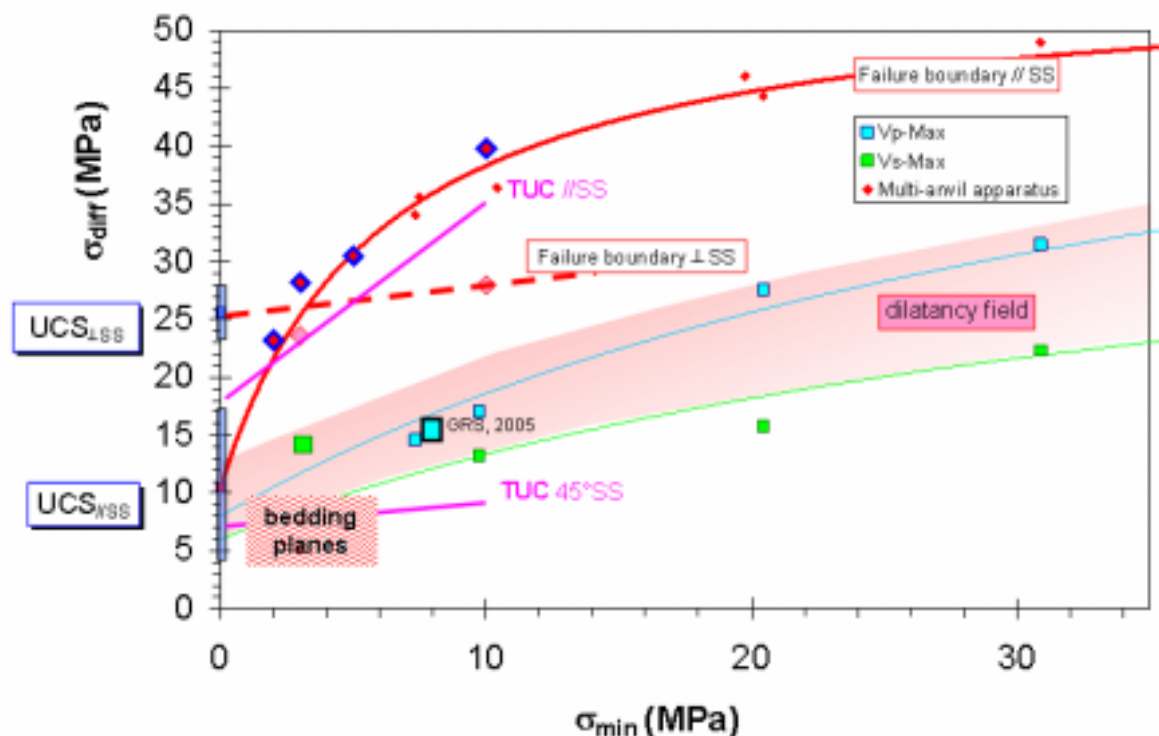


Abb. 6-27. Festigkeits- und Dilatanz bzw. Schädigungsgrenze abgeleitet aus der Geschwindigkeitssignatur der verschiedenen gemessenen Parameter während kompressiver Belastung. Die Belastungsrichtung liegt in der Mehrzahl der Versuche senkrecht zur Schichtung. Zum Vergleich sind die bei Bock (2001) angegebenen Streubereiche der einaxialen Festigkeitsversuche (UCS) senkrecht und parallel zur Foliation sowie Ergebnisse von Lux et al. (2004) dargestellt.

Tab. 6-11. Festigkeitsparameter für die in Abb. 6-27 dargestellten Grenzkurven.

	$\sigma_{\text{eff, B // SS}}$ (MPa)	$\sigma_{\text{eff, Dil-Vp}}$ (MPa)	$\sigma_{\text{eff, Dil-Vs}}$ (MPa)
$\sigma_d =$	10,5	8,0	6,0
$\sigma_{\text{Max}} =$	55,0	60,0	42,0
$\sigma_\phi =$	6,0	39,0	39,0

Für die Approximation der Spannungsabhängigkeit der verschiedenen Festigkeits- bzw. Schädigungsparameter (V_p bzw. V_s -Extrema) wird ein nicht-lineares Spannungskriterium

herangezogen, das ein modifiziertes MOHR-COULOMB Modell darstellt. Es ist von MINKLEY (2001) detailliert beschrieben:

$$\sigma_{1,B} = \sigma_D + \left(1 + \frac{\sigma_{MAX} - \sigma_D}{\sigma_\phi + \sigma_3} \right) \sigma_3$$

bzw.

$$\sigma_{eff,B} = \sigma_D + \frac{\sigma_{MAX} - \sigma_D}{\sigma_\phi + \sigma_3} \sigma_3$$

mit σ_3 = minimale Normalspannung, $\sigma_{1,B}$ = maximale Normalspannung beim Probenbruch, $\sigma_{eff,B} = \sigma_{1,B} - \sigma_3$ = Maximale effektive Differenzspannung beim Probenbruch, $\sigma_D(\varepsilon^P) =$ uniaxiale kompressive Festigkeit, $\sigma_{MAX}(\varepsilon^P) =$ maximale effektive Festigkeit, $\sigma_\phi(\varepsilon^P) =$ Anpassungsparameter für den Kurvenverlauf, und ε^P = plastische Scherdeformation.

Als σ_D -Wert wird hier der einachsige Festigkeitswert für Belastungsversuche senkrecht zur Foliation verwendet. Die abgeleiteten Festigkeitsparameter der verschiedenen Grenzkurven sind in Tab. 6-11 zusammengefasst.

6.4.3. Diskussion – Gibt es eine Dilatanzgrenze für den Opalinuston

Die Wechselwirkung von Dilatanz und Permeabilität sowie deren zeitliche Änderung in Form einer Zunahme (Schädigung über Wachstum vorhandener oder Entstehung neuer Risse) oder Abnahme (Kompaktion infolge Risssschließung sowie -verheilung) hängt vom wirkenden Spannungsfeld ab, d.h. der vorliegenden Minimalspannung unter Zugrundelegung des Effektivspannungskonzeptes ($\sigma_{eff} = \sigma - p_{fl}$) und dem herrschenden Deviator (σ_{Diff}). Bei Salzgesteinen ist für die Beschreibung dieser Effekte das von CRISTESCU & HUNSCH (1998) entwickelte Dilatanzkonzept, das in Kap. 2.3.2 ausführlich diskutiert wird, allgemein akzeptiert. Danach ist bei Spannungsbedingungen unterhalb der Dilatanzgrenze zu erwarten, dass eine Abnahme der Permeabilität auftritt, und umgekehrt bei einem Belastungszustand oberhalb der Dilatanzgrenze – aber noch unterhalb der Festigkeitsgrenze – Auflockerung sowie letztlich (Kriech-) Bruch erfolgen.

Die Ergebnisse der Durchschallungsmessungen an Tonproben in der Würfelapparatur belegen, dass in Abhängigkeit der wirkenden Spannungen das Verformungsverhalten von Tonsteinen in Bereiche unterteilt werden kann, in denen Kompaktion dominiert oder wo es zu initialer Rissbildung kommt. Aufgrund der lithologischen Eigenschaften der Tonsteine mit einer texturinduzierten Anisotropie der Schichtflächen ist eine Nachweisführung aber deutlich komplexer.

Obwohl mit der Volumenmessung scheinbar nur Kompaktion angezeigt wird, belegt die Auswertung der Verformungsgefüge, dass bei verfestigten Tonsteinen dilatante Verformungsprozesse in diskreten Verformungsbereichen das Festigkeitsverhalten dominieren. Ausgehend von Scherbeanspruchungszonen mit zunächst isolierten Einzelrissen, die sich in Richtung der kleinsten Hauptspannung öffnen, bilden sich mit prograder Schädigung Staffelfrissysteme aus, die als sog. „en-echelon cracks“ letztlich ein Scherbruchversagen mit räumlich sehr eng begrenzten Scherflächen bewirken. Gleichzeitig werden in den Schichtflächen als mechanische Schwächezonen ebenfalls Mikrorisse induziert, die aber erst bei der Probenentlastung wirksam werden. Je nach Belastungsgeometrie führt entweder ein klassischer Scherbruch oder ein von den Schichtflächen ausgehendes Abgleiten zum Probenversagen (vgl. Abb. 6-28). Unabhängig vom Sprödbbruchversagen, sind die vorhandenen Rissvolumina deutlich gegenüber Salzgesteinen reduziert.

Bei der Bestimmung der Dilatanzgrenze mittels unterschiedlicher Methoden muss somit berücksichtigt werden, dass die verschiedenen Messparameter für Rissbildung unterschiedlich sensitiv sind. Sie können sich deshalb in den Ergebnissen für das messbare, spannungsab-

hängige Einsetzen von Dilatanz unterscheiden und müssen daher auch differenziert bewertet werden.

Während die Ultraschallmethodik bei einsetzender Rissbildung bereits sehr empfindlich reagiert, erfasst die Volumenmessung als integrale Messgröße nur den Summeneffekt, der aus Kompaktion von lokal aufgelockerten Bereichen und spannungsinduzierter Schädigung resultiert. Wenn das Minimum im Volumen als Indikator genommen wird, **führt dies naturgemäß zu höheren Werten für die solchermaßen bestimmte Lage der Dilatanzgrenze.** Dieser „makroskopische“ Effekt, der eine Verschiebung der Dilatanzgrenze zu höheren Spannungswerten nach sich zieht, bedeutet nicht, dass lokal und mikroskopisch keine Dilatanz in Form von Rissbildung auftritt, **sondern nur, dass sie mit der Volumenmessung nicht detektiert werden kann.**

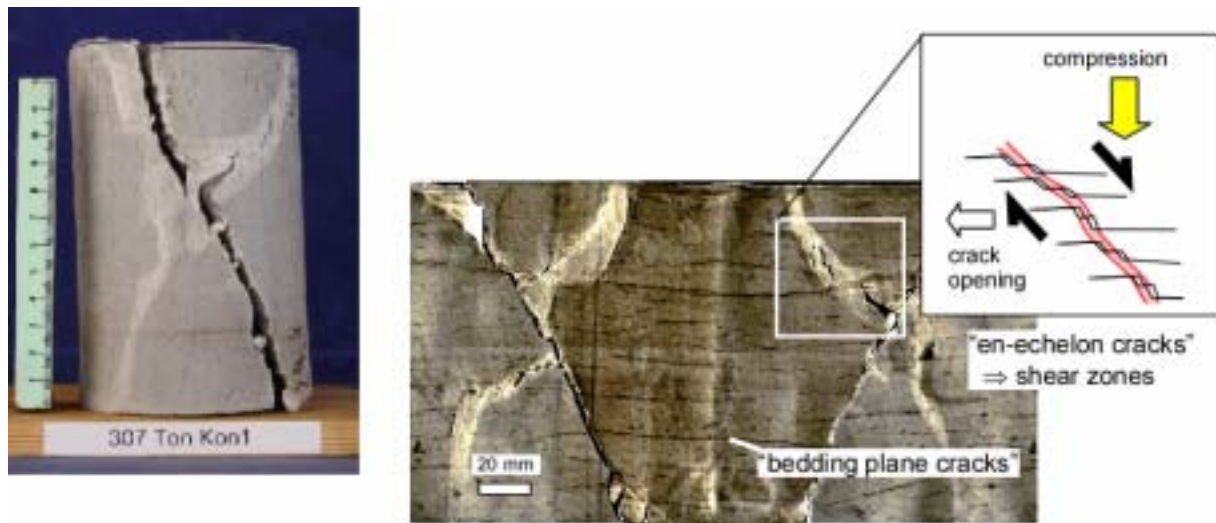


Abb. 6-28. Auswertung der Deformationsgefüge Opalinuston (307/OPA Kon 1: $p_c = 3 \text{ MPa}$; $\epsilon_{\max} = 1,72\%$; $\Delta\sigma_{\max} = 23,7 \text{ MPa}$); (li) Zylinderprobe nach Scherbruchversagen; (re.) Abwicklung der Probenoberfläche mit Rissmustern sowie der daraus abgeleiteten Modellvorstellung zum Probenbruchversagen.

Die aus den verschiedenen in der Würfelapparatur durchgeführten Verformungsversuche bestimmten Messwerte für die spannungsabhängige Umkehr im Geschwindigkeitsverhalten von P- und S-Wellen sind in Abb. 6-27 als Spannungswert gegen die minimale Hauptspannung dargestellt. Es lassen sich für die Vs- und Vp-Extrema zwei Grenzkurven unterscheiden.

Während die untere über die Vs-Maxima bestimmte Grenzkurve die untere Spannungsgrenze für eine mechanische Schädigung der Tonproben darstellt, repräsentiert die für die P-Wellen bestimmte Kurve bereits eine verstärkte Akkumulation der Mikrorissbildung, wobei sie aber noch deutlich unter der Festigkeitsgrenzkurve liegt. Aktuelle Ergebnisse der BGR, die auf Dilatanzmessungen in der Würfelapparatur in Grubenhagen basieren (HUNSCHKE et al., 2005) bestätigen eindrucksvoll diesen Trend. Die dort bestimmte Lage der Dilatanzkurve liegt noch etwas höher als die Grenzkurve für Vp.

Im Ergebnis scheint sich somit das Dilatanzkonzept, wie schematisch in Abb. 6-29 dargestellt, analog zu Salzgesteinen auch bei Tongesteinen zu bestätigen. Ausgehend von Abb. 6-27 lässt sich ableiten, dass bei Opalinuston es bereits mit Spannungen von 50 – 60 % der (manteldruckabhängigen) Bruchfestigkeit petrophysikalische Hinweise auf Rissbildung gibt, wobei entsprechend der unterschiedlichen Sensitivität des gemessenen Parameters sich eher ein unscharfes Band ergibt als eine scharfe Grenze.

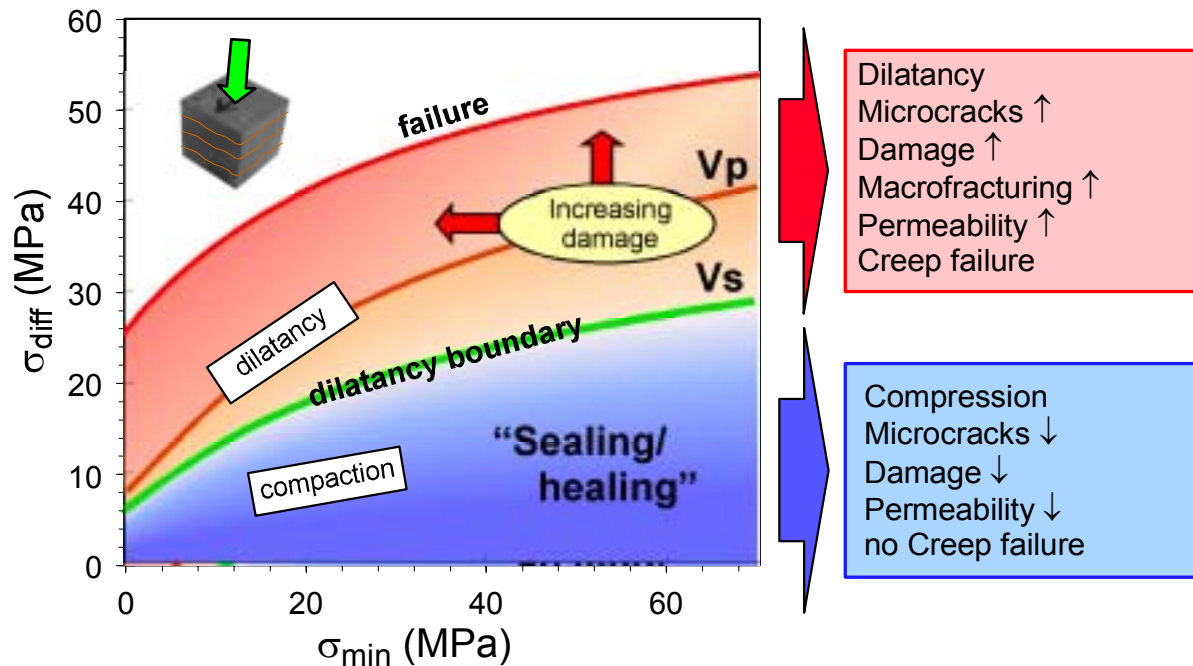


Abb. 6-29. Das Dilatanzkonzept für Opalinuston. Unterscheidung verschiedener spannungsabhängiger Grenzkurven aufgrund der Reaktion von V_s und V_p , die jeweils Bereiche unterschiedlicher Schädigung bzw. Kompaktion abgrenzen. Zusätzlich sind die verschiedenen mechanischen und hydraulischen Effekte angedeutet, wie sie charakteristisch für dilatante oder nicht dilatante Verformung sind (↑: Zunahme; ↓: Abnahme) (verändert nach HUNSCH & SCHULZE, 2002).

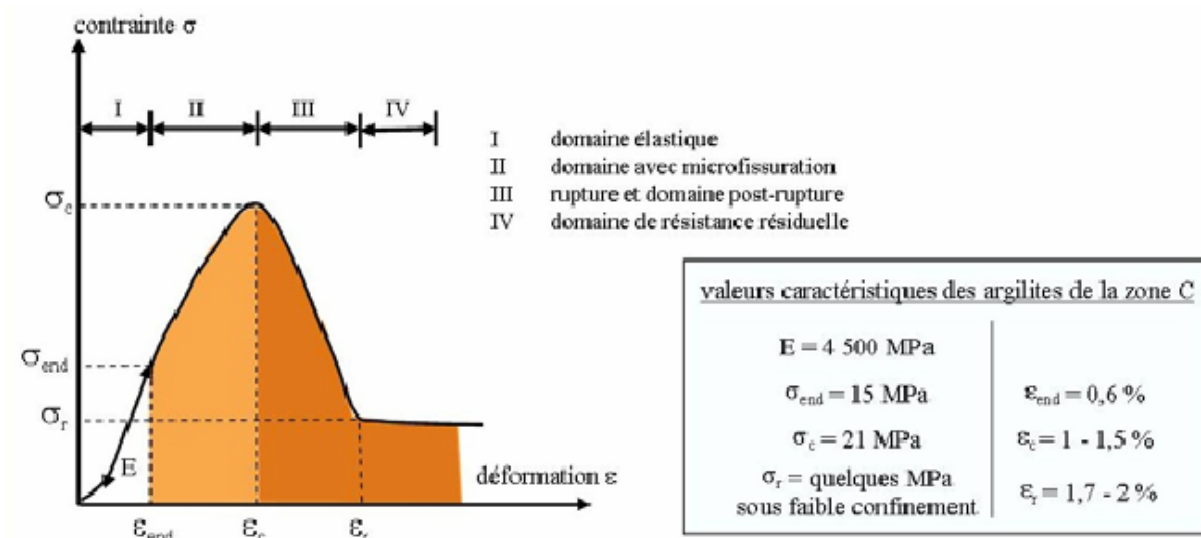


Abb. 6-30. Schema zur Charakterisierung des mechanischen Verhaltens von Tongesteinen während eines uni-axialen Belastungsversuchs an Callovo-Oxfordian Tonsteinen (aus ANDRA, 2005).

Die hier bestimmten Kennwerte weichen deutlich von den üblichen Literaturangaben ab. P. BLÜMELING gab in einem Übersichtsvortrag auf dem 2. NF-Pro Workshop in Cardiff (2005) für das materialspezifische Auftreten von Dilatanz von verschiedenen Tonsteinen folgende Größenordnungen an:

$\sigma_{\text{dam}} \approx 0,8 - 0,9 \cdot \sigma_{\text{peak}}$	(Opalinus Clay)
$\sigma_{\text{dam}} \approx 0,9 \cdot \sigma_{\text{peak}} - 13 \text{ MPa}$	(Callovo-Oxfordian – Carbonate-rich)
$\sigma_{\text{dam}} \approx 0,6 \cdot \sigma_{\text{peak}} - 2 \text{ MPa}$	(Callovo-Oxfordian – Clay-rich)

Hierzu ist anzumerken, dass in der Literatur nur wenige Daten dokumentiert sind, die einen unmittelbaren Rückschluss auf das Auftreten spannungsinduzierter Dilatanz erlauben. Unabhängig davon ist das Auftreten von Rissen deutlich unterhalb der Festigkeitsgrenze integraler Bestandteil der verschiedenen konzeptionellen Modelle zur Beschreibung des mechanischen Verhaltens von Tongesteinen (vgl. Abb. 6-30).

6.5. Gastransport in Tongesteinen – Bewertung der Laboruntersuchungen

Auf Basis der umfangreichen in der Literatur dargestellten Studien sowie der eigenen Laboruntersuchungen kann der Kenntnisstand zum Gastransport im Opalinuston in fünf Themenkomplexen zusammengefasst werden:

- Gastransportmechanismen

Die Labor- und Feldmessungen zeigen eindeutig, dass visko-kapillarer Zweiphasenfluss der Haupttransportmechanismus für Gas im Opalinuston ist, wie er schematisch in Abb. 6-31 dargestellt ist.

Vorraussetzung dafür ist zunächst, dass Gas in den Porenraum eindringen kann, d.h. der Gasdruck größer ist als der kapillare Sperrdruck. Der Gaseintrittsdruck hängt in erster Linie von der Permeabilität des Wirtsgesteins ab, wobei sich in einer doppeltlogarithmischen Darstellung ein quasi-linearer Zusammenhang ergibt (Abb. 6-32). Die hier erzielten Daten ergänzen ideal die bisher in der Literatur vorliegenden Datensätze. Der Zusammenhang zwischen Gaseintrittsdruck und Permeabilität kann durch einen Potenzansatz hinreichend beschrieben werden.

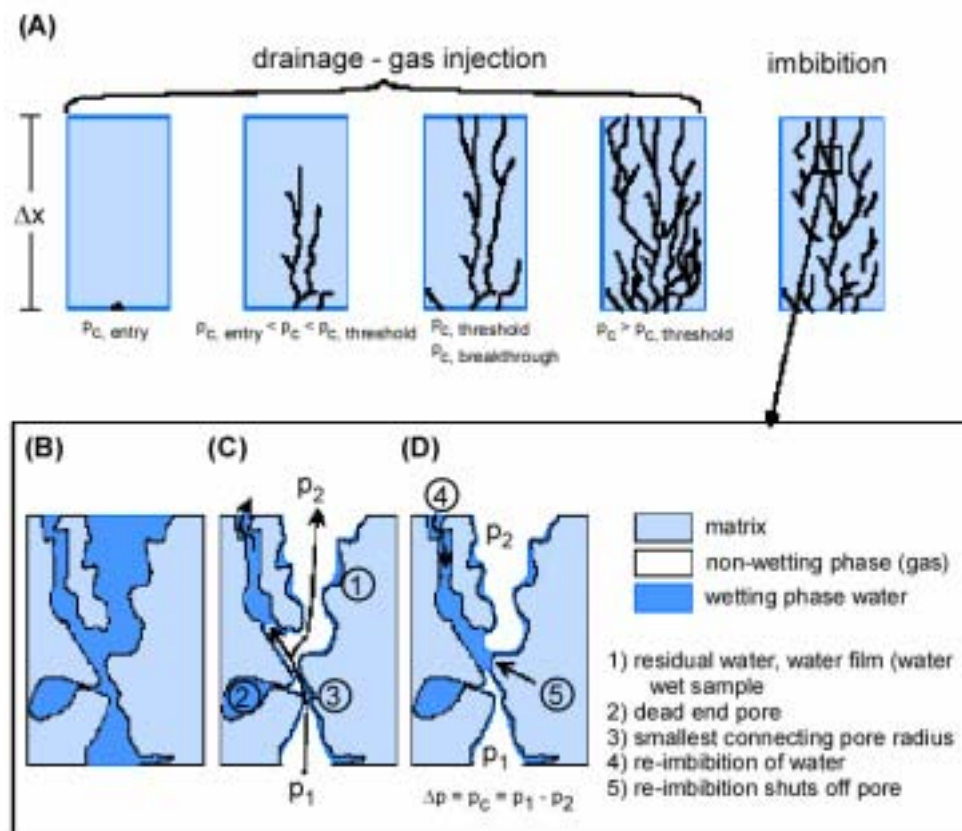


Abb. 6-31. Schematische Darstellung des Gastransports im ursprünglich nahezu wassergesättigten Porenraum in Tongesteinen (verändert nach HILDENBRAND, 2003).

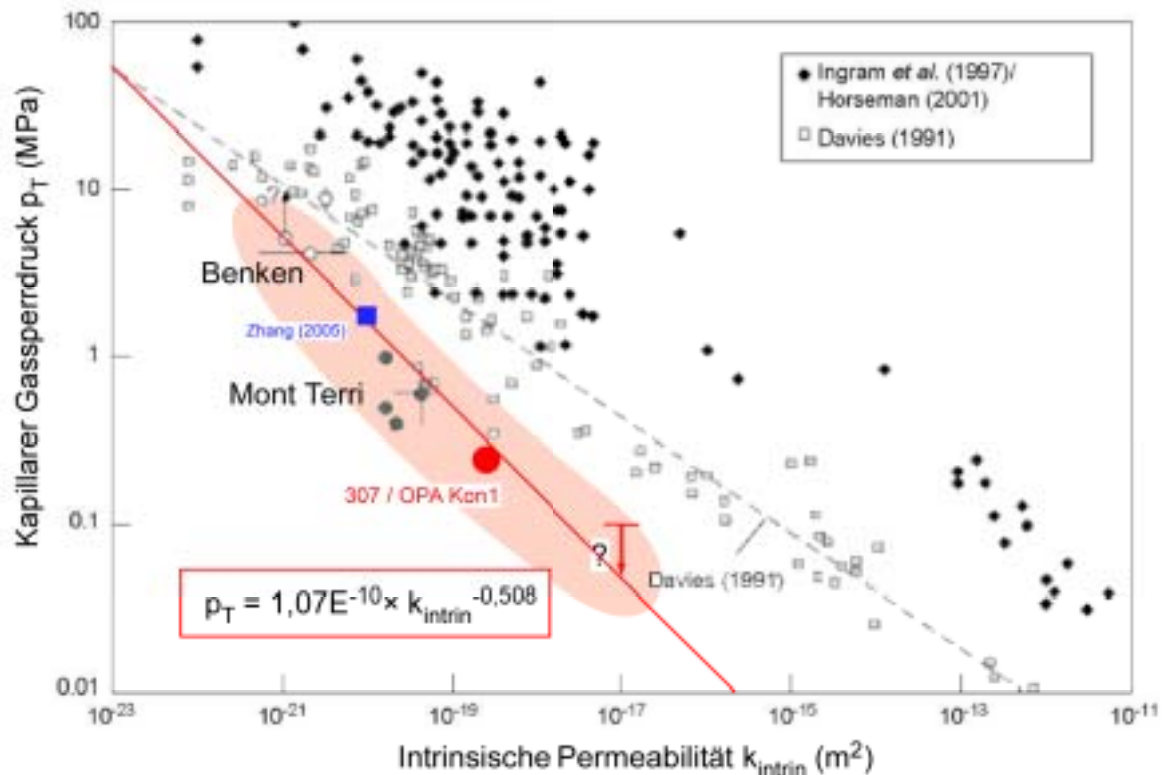


Abb. 6-32. Zusammenhang zwischen Gaseintrittsdruck und intrinsischer Permeabilität. Vergleich von Ergebnissen aus Laboruntersuchungen an Opalinustonproben und Literaturdaten für Opalinuston aus Benken und Mont Terri sowie verschiedene niedrigpermeable Sedimentgesteine (Tonsteine, Schiefer und Sandsteine (ergänzt nach MARSHALL et al., 2005; Literaturhinweise s. dort). Zusätzlich ist die Ausgleichskurve für die generellen Zusammenhänge für Opalinuston entsprechend eines Potenzansatzes dargestellt.

Mit Erhöhung des Gasdruckes findet eine sukzessive Verdrängung des Porenfluids statt und es bilden sich diskrete Fließwege aus, wie sie durch die Gefügeanisotropie des Tonsteins bereits angelegt sind und auch durch mineralogische und lithologische Untersuchungen nachgewiesen werden.

Während der Durchströmung wird keine Fluidverdrängung beobachtet, so dass die Sättigung des nutzbaren Porenraums nicht kleiner als 0,7 bis 0,9 wird. Als Folge von lokalen Spannungs- und Porendruckinhomogenitäten mit wechselseitigem Eindringen bzw. Verdrängung von Gas kommt es zu diskontinuierlichen Schwankungen im Gasfluss. Bei niedrigeren Gasdrücken ($p_{\text{inject}} < 0,5 \cdot \text{Einspanndruck}$) treten weiterhin Klinkenbergeffekte auf.

- Permeabilitäts/Porositätsbeziehung

Obwohl die Porosität des Opalinustons in der Größenordnung zwischen 12 und 16% liegt, ist der effektiv durchströmte Porenraum vermutlich sehr viel kleiner. Als Folge ist die in Laboruntersuchungen gemessene intrinsische Permeabilität ($< 2 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$) niedriger, als für rein granulare Medien mit gleicher Porosität, z.B. Salzgrus, zu erwarten wäre.

Die Injektionsexperimente unter simulierten In-situ-Bedingungen (bis 10 MPa hydrostatische Belastung) zeigen, dass die initial EDZ-beeinflussten Permeabilitäten je nach Auflockerung der Proben sowie richtungsabhängig um bis zu 5 Größenordnungen variieren können. Aufgrund der Wirkung zeitabhängiger Kompaktionsprozesse nehmen die Permeabilitäten in Abhängigkeit von der Höhe der Belastung unterschiedlich schnell ab und erreichen sog. intrinsische Permeabilitäten in der Größenordnung $< 10^{-20} \text{ m}^2$. In Experimenten mit deviatorischer

Belastung wurde nachgewiesen, dass bei einer Probenkompaktion von nur $< 0,5\%$, die Permeabilität um bis zu 2 Größenordnungen abnehmen kann (vgl. Abb. 6-23 und Abb. 6-33).

Unabhängig davon ist die Größe des durchströmten Porenraums als effektiv nutzbare Porosität in Relation zur gemessenen Permeabilität nach unserem Kenntnisstand bisher nicht genau spezifiziert. Unter Berücksichtigung der vorliegenden experimentellen Ergebnisse ist nicht möglich, analog zu dem Kenntnisstand, wie er bei Salzgesteinen vorliegt (vgl. Kap. 3), eine realistische Permeabilitäts/Porositätsbeziehung aufstellen zu können, obwohl dies für eine Modellierung der thermo-hydraulto-mechanischen Eigenschaften (THM) von Tonsteinen unerlässlich ist. Z.Zt. werden ausschließlich hypothetische Permeabilitäts/Porositätsbeziehungen für Modellierungen eingesetzt, wie sie beispielhaft in Abb. 6-33 dargestellt sind.

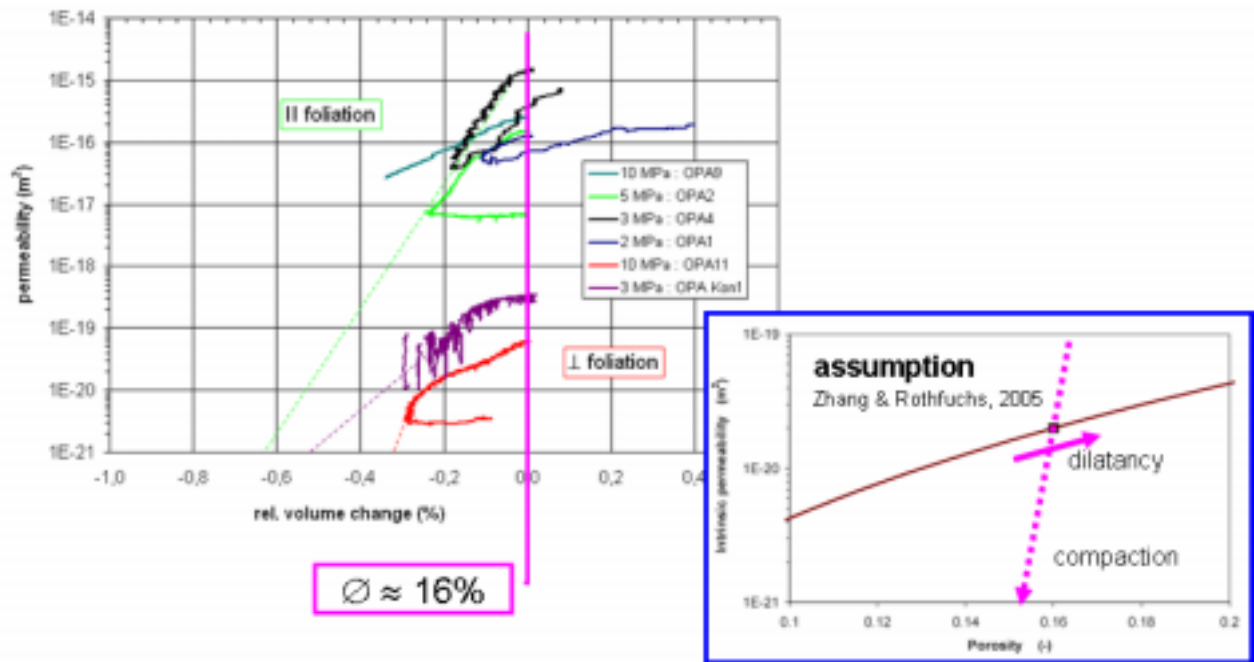


Abb. 6-33. Experimentell an Opalinusproben bestimmte Permeabilitäts/Porositätsbeziehung im Vergleich mit einer Prognose als Basis für eine Vorwegmodellierung eines In-situ-Grossversuches: „In-situ-ventilation experiment“ (VE) im Mont Terri Felslabor (ZHANG & ROTHFUCHS, 2005b).

- Dilatanzinduzierter Gastransport²²

Unter der Voraussetzung, dass der Gaseintrittsdruck ($\geq$ kapillarer Sperrdruck) kleiner als die minimale Hauptspannung ist, dominiert visko-kapillarer Zweiphasenfluss. Mit höheren Gasdrücken kommt es zu einer Zunahme der Permeabilität (innerhalb einer Größenordnung), d.h., es findet eine hydraulische Aufweitung des effektiven Porenraums statt, die zu einer Zunahme des Gasflusses führt = Dilatanzinduzierter Gastransport. Dieser Effekt einer moderaten Permeabilitätszunahme wurde sowohl für den Opalinuston (Abb. 6-13) als auch für den Roten Salzton (Abb. 6-18) beobachtet.

- Gasfrac

Hydraulische Aufreißversuche zeigen, dass „hohe“ (hydraulische oder pneumatische) Injektionsraten erforderlich sind, um das Gebirge aufzureißen. Hohe Gasraten heißt hier, dass die

²² Dieser pneumatisch oder hydraulisch induzierte Prozess wird in der Literatur als dilatanzinduzierte Permeabilitätszunahme bezeichnet, basiert aber nicht auf einer mechanisch spannungsinduzierten Schädigung mit Mikrorissbildung.

Injektionsraten das Gasaufnahmevermögen des Gebirges im Porenraum übersteigen und die Durchlässigkeit des Porenraums zu gering ist, als dass das vorhandene Fluid hinreichend verdrängt werden kann. Somit wird der Gasdruck ansteigen, wobei zunächst dilatanzinduzierter Gastransport eintritt. Bei den Laboruntersuchungen an Roten Salztonproben sowie einem Injektionsversuch an einer hoch verdichteten Opalinustonprobe trat ein signifikanter Effekt einer Permeabilitätszunahme um mehrere Größenordnung erst mit Überschreiten der minimalen Hauptspannung auf (Opalinuston: Abb. 6-13; Roter Salzton: Abb. 6-18). Makroskopisch war in den Gasinjektionstests nach Versuchsdurchführung aber kein signifikanter Frac nachweisbar.

- Gastransport unter deviatorischen Belastungsbedingungen

Obwohl in der Vergangenheit umfangreiche Untersuchungen zu den mechanischen Eigenschaften von Opalinuston durchgeführt wurden, sind uns keine experimentell belegten Stoffansätze für Tonstein bekannt, die eine Beschreibung des Zusammenhangs zwischen mechanischen Eigenschaften und Transporteigenschaften erlauben. Während in der Literatur praktisch keine Untersuchungen dazu vorliegen, zeigen die hier durchgeführten Untersuchungen, dass mit einer spannungsinduzierten Verformung zunächst Kompaktionsprozesse dominieren, so dass scheinbar Dilatanz- und Festigkeitsgrenze zusammenfallen. Nur bei parallel zur Schichtung belasteten Proben und $\sigma_3 > 5$ MPa wurde eine deformationsbedingte Permeabilitätszunahme beobachtet, die erst im Moment des Probenbruches auftrat.

Unabhängig davon zeigen neuartige Durchschallungsexperimente an Würfelproben, dass es analog zu den Ergebnissen bei Salzgesteinen bereits bei Spannungen deutlich niedriger als die Gesteinsfestigkeit zu lokaler Mikrorissbildung kommt. Aufgrund der räumlich begrenzten Reichweite der Rissbildung in der extrem feinkörnigen und weichen Tonmatrix findet aber keine Vernetzung dieser Risse statt, so dass die hydraulische Integrität des Gesteins nicht beeinflusst wird.

7. Gasinjektionstests in einer Tonsteinformation – Standort Sigmundshall

7.1. Geologische Rahmenbedingungen und Versuchskonzeption

Die In-situ-Untersuchungen an Tongesteinen wurden im Kaliwerk Sigmundshall der K+S AG durchgeführt. Es liegt im Ort Bokeloh, westlich der Stadt Wunstorf und produziert Kalisalze. Der im Randbereich des Grubenfeldes aufgeschlossene Rote Salzton wird hierbei als Analoggestein zu anderen überkonsolidierten Tongesteinen betrachtet. Die Vergleichbarkeit des Roten Salztons zum Opalinuston ist in Kap. 6.2.3 anhand verschiedener geomechanisch / hydraulischer Indexparameter bereits diskutiert worden.

Der Salzstock von Bokeloh ist Teil einer Nordwest - Südost verlaufenden, steil stehenden Salzstruktur, bei der während des Salzaufstiegs die Schichten steil gestellt und intensiv verfaltet wurden. Während im Zentralbereich mit Staßfurt- und Leinesteinsalz eine sehr komplizierte Internstruktur vorliegt, folgen jüngere Schichten nach außen in NE-Richtung der normalen Abfolge (konkordant). Die NE-Flanke des Salzstockes steht bis in etwa 1 km Tiefe nahezu senkrecht, unterhalb von etwa 1 km Tiefe fällt die Flanke mit 70-80° nach NE ein (Abb. 7-1). Die SW-Flanke des Salzstockes fällt mit 70 - 75° nach SW hin ein, unterhalb von etwa 800 m Teufe wird das Einfallen flacher.

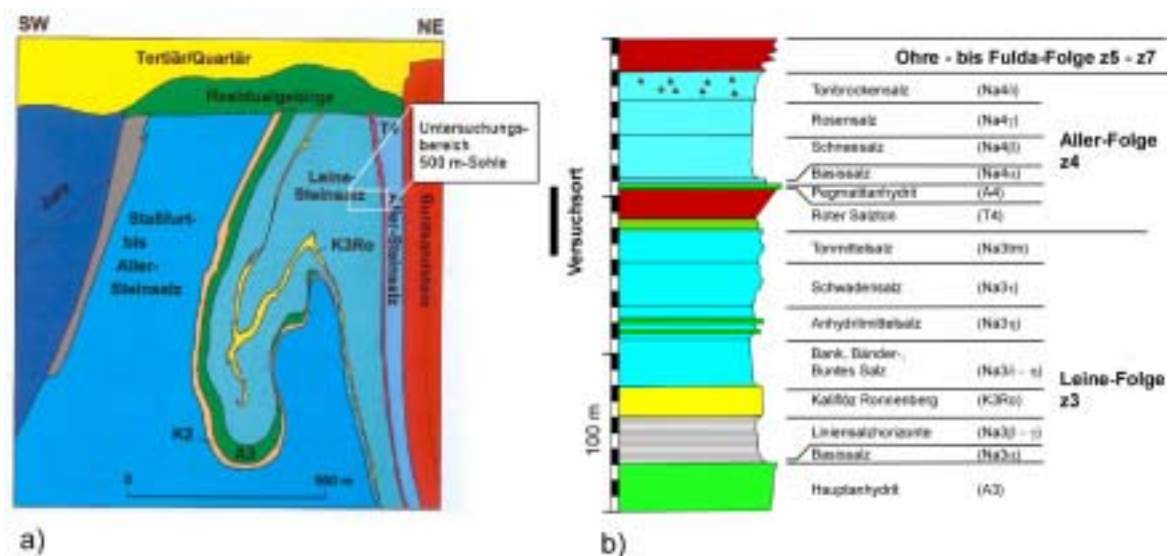


Abb. 7-1. Geologische Situation am Versuchsort.

- Schematisiertes geologisches Profil des Salzstockes Bokeloh mit der Lage des Versuchsortes in 500 m Teufe.
- Generalisiertes stratigraphisches Profil der Leine-Folge und der Aller-Folge des Zechstein im Salzstock Bokeloh (nach SESSLER & HOLLÄNDER, 2002).

Der Messort ist in der ehemaligen Ersatzlagerkammer des Blindschachtes 142 eingerichtet worden, die sich an der NE-Flanke auf der 500-m-Sohle im Bereich der Wendel 1550 H befindet. Der besondere Vorteil dieser Konstellation liegt darin, dass der Rote Salzton an dieser Lokation nicht durch bergmännische Auffahrungen beeinflusst ist, weil hier unmittelbar der Sicherheitspfeiler für den Schacht Kolenfeld angrenzt. Die Versuchskammer liegt im Tonmitelsalz (Na3tm bzw. z3TM), an das sich im Übergang vom „Grünen Fuß“ der Rote Salzton (T4) anschließt.

Der Übergang „Grüner Fuß“ zum Roten Salzton wird von der Messkammer ausgehend am Messort in einer Bohrungsteufe von ca. 12 m angetroffen, wobei die zu charakterisierende

Formation Roter Salzton eine relative Mächtigkeit von ca. 7 m aufweist. In einer 42-mm Vorbohrung wurden im Vorfeld der Untersuchungen orientierende Hydrofrac-Spannungssondierungen im Tonmittelsalz durchgeführt. Dabei wurde nachgewiesen, dass die minimale Hauptspannung ausgehend von der Kontur des Messortes schon nach etwa 2 m den rechnerischen Grundspannungszustand von ca. 10 MPa erreicht und danach im Übergang zum Roten Salzton bis auf 8 MPa abnimmt.

Im Weiteren wird das angetroffene Wirtsgestein Roter Salzton, die modifizierte Bohrlochgeometrie und das mikroakustische Messarray kurz vorgestellt.

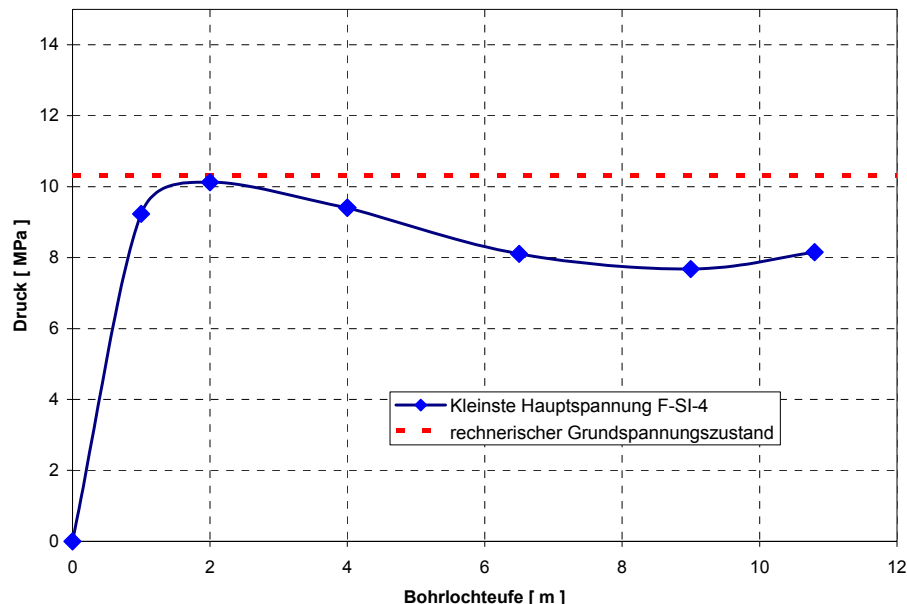


Abb. 7-2. Verlauf der kleinsten Hauptspannung nach "hydraulic fracturing"-Messungen - Bohrung F-SI-4: K+S Kali GmbH & Co. KG - Werk Sigmundshall (Blindschacht 142 - 500 m Sohle).

7.1.1. Lithologische Beschreibung des erbohrten Roten Salztons (T4)

Für die lithologische Charakterisierung des Roten Salztons (T4) in der NE-Flanke des Salzstocks Bokeloh liegen Ergebnisse aus einer Kamerabefahrung der 42-mm-Erkundungs- und Hydrofracbohrung F-SI-4 sowie Bohrkernmaterial aus der Erstellung des Bohrlocharrays mit der vollständig gekernteten 60-mm-Gasfracbohrung (vgl. Abb. 7-3) sowie den 101-mm Bohrungen (AE 1 und 2) für die mikroakustischen Aufnehmer vor. Dabei wurde eine vollständige Schichtenabfolge vom Tonmittelsalz (Na3tm bzw. z3TM) bis zum Pegmatitanhydrit (A4 bzw. z4PA) erbohrt (Tab. 7-1).

Als klastische Basis der Aller-Folge besteht der Rote Salzton aus massigem Ton- und Schluffstein, ist rotbraun gefärbt, enthält zahlreiche Flocken und Knollen von Anhydrit bis einige Zentimeter Durchmesser. In seinem unteren Teil („Grüner Fuß“) sind undeutliche, z. T. hellere feinsandige Schlufflinsen bis –lagen zu erkennen. Außerdem sind im Tonstein nahezu senkrecht zur undeutlichen Schichtung oder auch parallel dazu verlaufende Klüfte entwickelt, die mit Halit oder Carnallit, seltener mit Anhydrit verheilt sind. Diese hier an verschiedenen Stellen angetroffenen Klüfte werden nicht als problematisch angesehen, da sie jeweils verheilt sind (Abb. 7-4).



Abb. 7-3. Kerndokumentation 60-mm-Gasfractbohrung MB-1.

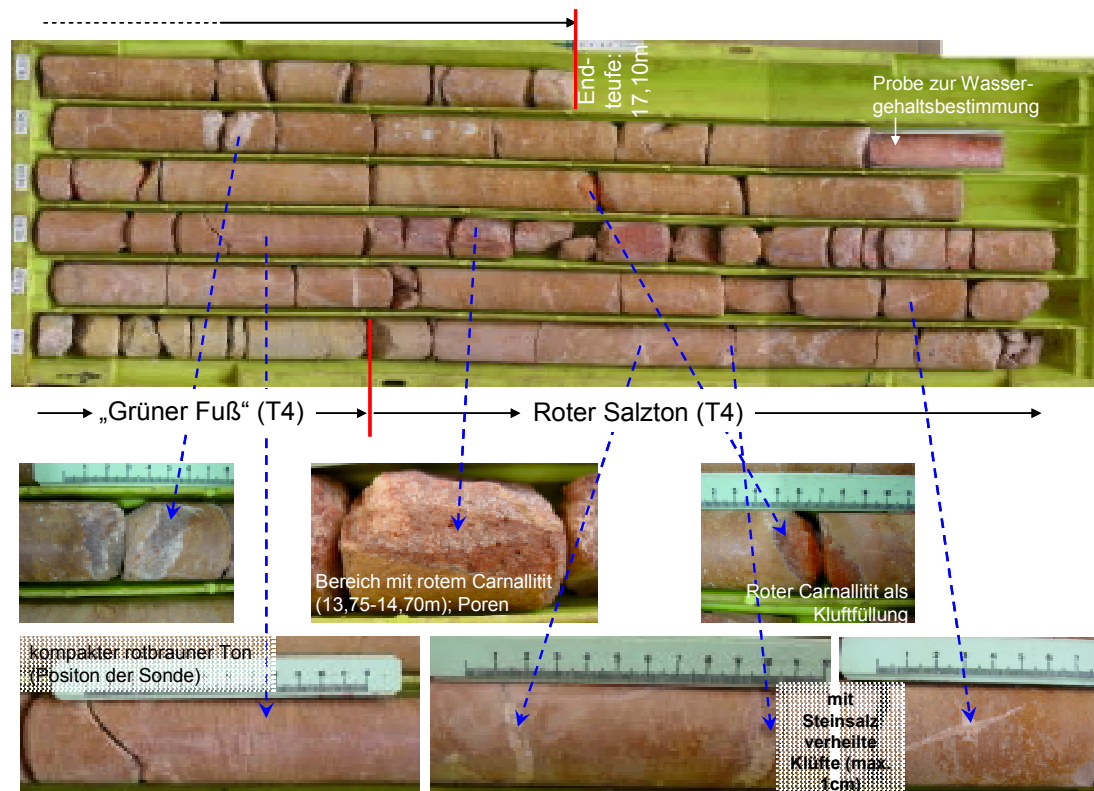


Abb. 7-4. Die Schichtenfolge des erbohrten Roten Salztons mit Detaildarstellung der Klüfte.

Tab. 7-1. Kurzsichtenverzeichnis der Bohrung MB-1

Bereich	Teufe [m]	Stratigraphie	Charakteristik
Na3tm	0,00 – 5,00	Tonmittelsalz	An der Basis relativ reines Steinsalz; fein- bis mittelkristallin; max. Korngröße 0,50 cm; hellgrau bis grau; partiell schwachrosa Färbung (bei ca. 0,75 – 1,05 m); vereinzelt milchig weiße, undurchsichtige Lagen; bei ca. 0,50 m vereinzelt Tonlagen im mm-Bereich; deutliches core-discing (maximale Kernstücklänge 5 cm; meist 1 – 2 cm)
Na3tm	5,00 – 9,30	Tonmittelsalz	Steinsalz-Ton-Gemenge; dunkelgraues, partiell hellrotes Steinsalz (feinkörnig); undurchsichtig; hellgrauer bis graugrüner Ton; Ton teils als Lagen, meist eher als Matrix; vereinzelt idiomorphe Steinsalz-XX bis 5 mm Kantenlänge; bei 7,42 m rosafarbenes reines Steinsalz als Band (ca. 7 cm)
Na3tm Übergang	9,30 – 9,80	Tonmittelsalz	Übergang zum „Grünen Fuß“ des T4; durch hellgrauen bis graugrünen Ton „verunreinigtes“ Steinsalz; Anteil der Toneinsprenglinge deutlich höher als in den vorhergehenden Bereichen
T4 „Grüner Fuß“	9,80 – 11,80	Roter Salzton	graugrüner bis gelblich grüner Ton (fettglänzend); wenig kompakt; anfangs noch relativ viel Steinsalz, mit zunehmender Teufe deutlich weniger Anteile an Salz (teils als idiomorphe XX, teils eher als Gemenge); verheilte Klüfte zwischen < 1 mm und 3 mm, mit rotem bzw. hellgrau-weißem Steinsalz gefüllt
T4	11,80 – 17,10 *13,75 – 14,70	Roter Salzton	10 cm Übergangsbereich mit graugrünem Ton; dann ausschließlich „Roter Salzton“ mit massig ausgebildetem rotbraunem bis rostfarbenem Ton; teils auch mit Anhydritknauern; nicht plastisch; Lokal auftretende einzelne verheilte Klüfte (*) bis 1 cm sind mit Steinsalz (weiß) bzw. mit Carnallit (rot) gefüllt Parallel zur Bohrung eingeschaltete carnallitführende Kluft (cm-Bereich); Poren lauge- bzw. gasführend

7.1.2. Versuchskonzeption – Bohrloch- und mikroakustisches Messarray

Im Unterschied zu der in Kap. 4.2.1.1 für die Versuchsorte in der Salzformation Bernburg beschriebenen Untersuchungskonzeption mit einem dreidimensionalen Array in einer Fächeranordnung wurde das in der Roten Salzton-Formation zu erstellende Bohrlocharray modifiziert, wobei entsprechend der angetroffenen geologischen Situation zwei Gesichtspunkte zu berücksichtigen waren:

- Aufgrund der vorliegenden Erfahrungen von GMuG bei der Messung im plastischen Boom Clay am Standort Mol sowie der Diskussion mit anderen Arbeitsgruppen, die

seismische Messungen im Ton durchführen (z.B. ALHEID & SCHUSTER, BGR) wurde die Registrierung mikroakustischer Ereignisse (auch Schallemissionsereignisse oder akustische Emission genannt) innerhalb einer Tonformation aufgrund der bei Tonsteinen erhöhten Dämpfung als schwierig eingeschätzt. Deshalb wurde der Abstand der Bohrungen zum zentralen Messbohrloch verringert und zusätzlich eine Sende-sonde zur Durchführung von Durchschallungsmessungen installiert.

- Aufgrund der begrenzten Breite der Ortsbrust in der Versuchskammer war es nicht möglich, die verschiedenen Bohrlöcher einfach parallel zu bohren. Stattdessen mussten sie trichterartig von vergleichsweise eng benachbarten Bohrlochansatzpunkten geführt werden (vgl. schematische Darstellung Messprinzip Abb. 7-5 bzw. Bohransatzpunkte an der NE-Ortsbrust in Abb. 7-6).

Das hier realisierte Messarray mit der druckbeaufschlagten 60-mm-Zentralbohrung und den zwei 101-mm-Bohrungen in einer Ebene dazu sowie in einem etwas geringeren Abstand Schnüffelbohrungen, die unter- bzw. oberhalb der Messbohrung verlaufen, stellt einen Kompromiss bezüglich möglichst optimaler Messbedingungen für die mikroakustischen Messungen sowie einer möglichst geringen Beeinflussung des zentralen Bohrlochumfeldes dar (Abb. 7-5).

Da die Bohrungen in einem steilen Winkel auf die Schichtfläche des Roten Salztons treffen, sollte die Dämpfung für mikroakustische Ereignisse aus dem Umfeld der druckbeaufschlagten Bohrung vergleichsweise gering sein, dass sie direkt in der Roten Salztonschicht schichtparallel detektiert werden können und sich nicht senkrecht zu den Schichtflächen ausbreiten müssen. Darüber hinaus wurde in der unteren AE-Bohrung zusätzlich ein Ultraschallsender installiert, so dass während des Versuchs kontinuierlich die Ultraschallgeschwindigkeiten als Indikator für eine gasdruckinduzierte Schädigung ebenfalls in der Schichtung über die Zentralbohrung hinweg gemessen werden können.

Die Bohrungen wurden im Zeitraum 15. März bis Mitte April 2005 mittels einer von der Grube Asse ausgeliehenen Bohranlage erstellt. Die relevanten Bohrungsdaten sind in Tab. 7-2 zusammengefasst.

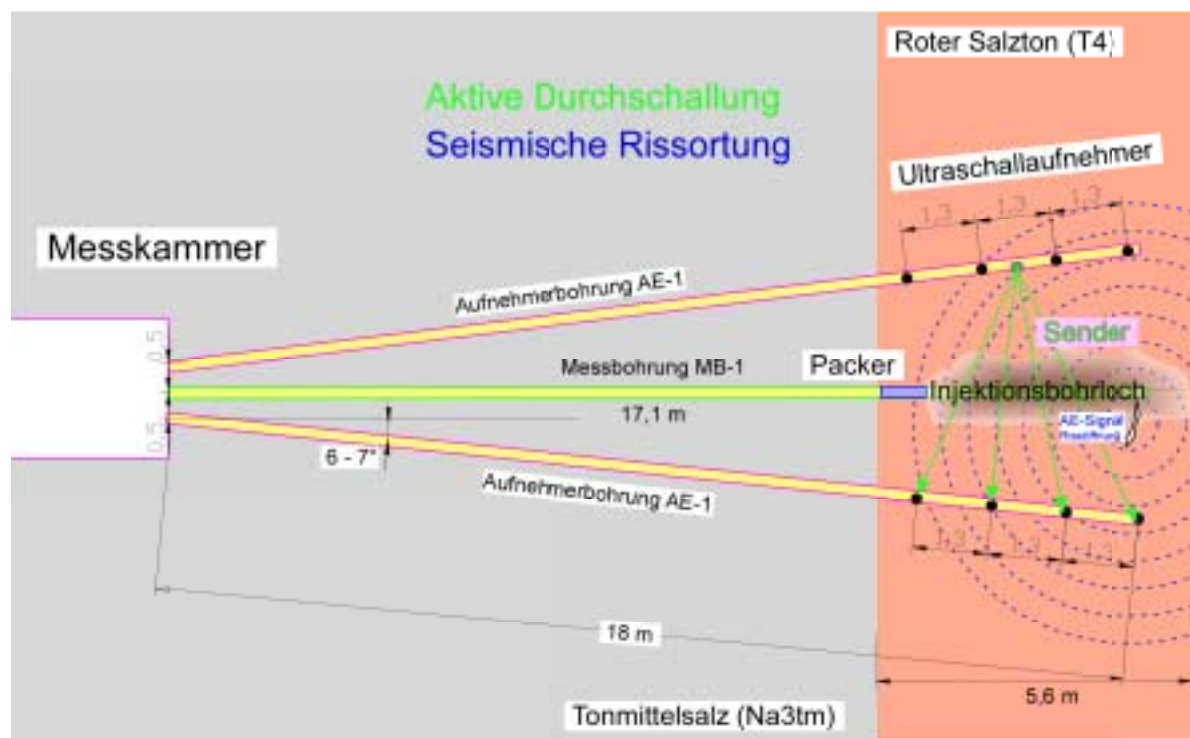


Abb. 7-5. Schematische Messanordnung zur Detektion von mikroakustischen Ereignissen im Roten Salzton (Seitenansicht).

Tab. 7-2. Bohrlochkenndaten aus dem Messarray Sigmundshall.

Brl.-Bezeich.	Endteufe [m]	Ø - Neigung [°]	Ø - Richtung [°]	Sondenteufe [m]	Bohrloch- durchmesser [m]	Abstand der Brl.- Endpkt. zu Brl. MB-2 [m]	Abgepacktes Bohrlochvolumen [l]	Bohrlochteufe Beginn - T4 (ca.) [m]
MB-1	17,10	0,00	38,00	13,55	0,062	/	10,72	11,75
AE-1	18,00	6,00	36,00	/	0,101	2,09	/	11,80
AE-2	18,00	-7,00	36,00	/	0,101	2,35	/	11,90
SL-1	16,75	0,00	40,00	10,37	0,042	1,36	8,84	11,80
SL-2	17,10	1,00	36,00	11,00	0,042	1,47	8,45	11,80

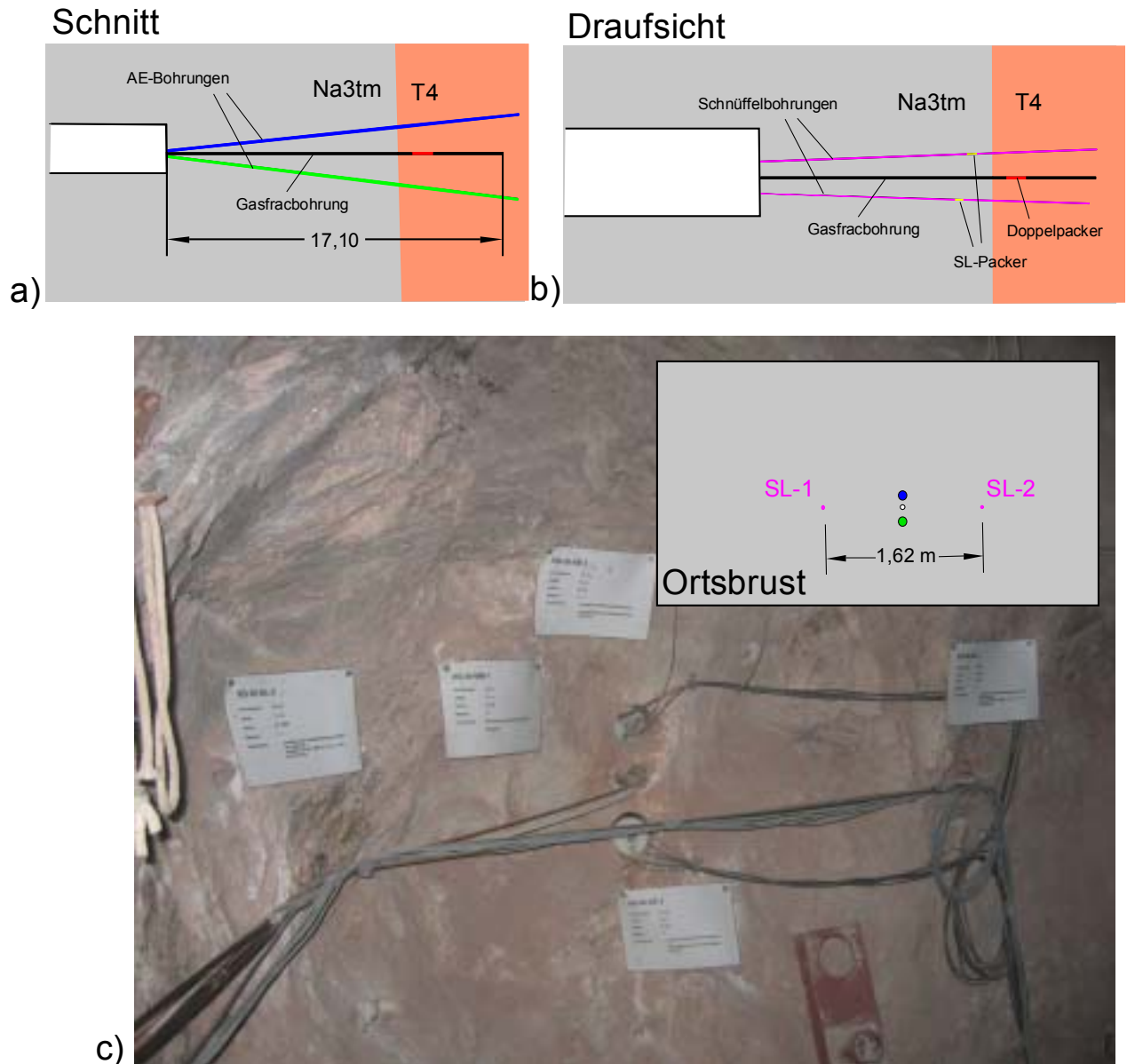


Abb. 7-6. Bohrlocharray für die Durchführung der Drucktests am Untertageversuchsort Sigmundshall. a) geometrische Anordnung der Bohrungen im Querschnitt und b) als Aufsicht. c) Ansicht der NE-Ortsbrust in der Versuchskammer mit den markierten Versuchsbohrungen sowie einer schematischen Skizze der Bohransatzpunkte.

Ausgehend von der Kernansprache des in der 60-mm-Bohrung (MB-1) erbohrten lithologischen Profils wurde die Position des Packers auf den Bereich zwischen 12,60 und 13,60 m festgelegt. Der Packer liegt dabei komplett in dem als hinreichend standfest eingeschätzten Salzton und nicht im Übergangsbereich zum inhomogenen und wenig kompetenten sowie stark mit Steinsalzeinschlüssen durchsetzten Übergangsbereich „Grüner Fuß“.

Die mikroakustischen Ereignisse wurden in den zwei 101-mm-AE-Bohrungen in relativ kurzen Distanzen von 1,3 bis 1,7 m zur Injektionsbohrung installiert. Beide Bohrungen weisen in nordöstliche Richtung. Ihre Ansatzpunkte haben einen vertikalen Abstand von ca. 30 cm. Bohrung 1 steigt leicht um 6° an und Bohrung 2 fällt leicht um 7° ein. Zwischen den Ansatzpunkten der beiden Messbohrungen wurde die ca. 20 m lange horizontale Injektionsbohrung mit einem Durchmesser von 62 mm eingebracht. Die Injektionsbohrung weist ebenfalls in nordöstliche Richtung.

Da Bohrungen in einer Tonformation im Allgemeinen eine niedrige Standzeit haben, wurden die Bohrlochsonden direkt nach Erstellung der Bohrungen installiert. In beiden Messbohrungen sind die Sonden in gleichen Bohrlochteufen von 12,33 m, 13,73 m, 15,13 m und 16,53 m im Roten Salzton angekoppelt. Die Aufnehmer 1 bis 4 sind in der oberen Bohrung AE-1 und die Aufnehmer 5 bis 8 in der unteren Bohrung AE-2 installiert. Zusätzlich befindet sich in Bohrung AE-2 in 14,33 m Bohrlochteufe noch eine Sendesonde, die ebenfalls im Strang eingebaut ist. Alle Bohrlochsonden sind so orientiert, dass sie zur Injektionsbohrung zeigen. Die Positionen der Bohrlochsonden sind in Abb. 7-7 durch gelbe Punkte (Empfänger) und einem blauen Punkt (Sender) markiert²³.

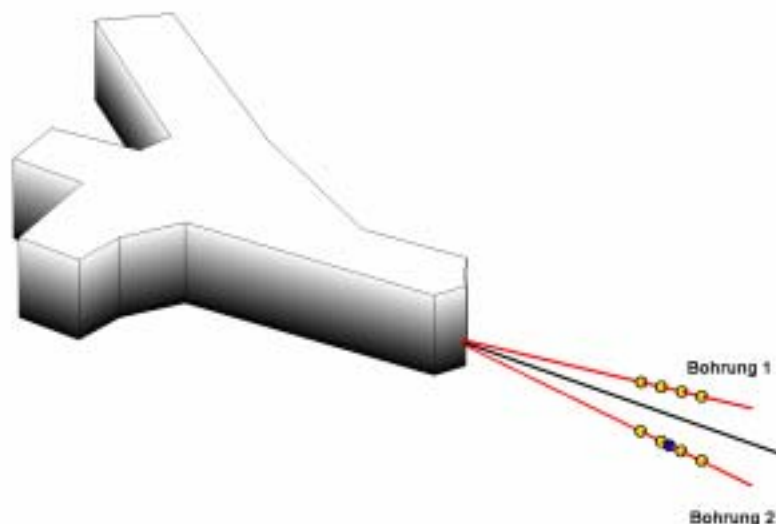


Abb. 7-7. Lage der zwei Messbohrungen (rote Linien) mit jeweils vier mikroakustischen Aufnehmern (gelbe Punkte) und einer zusätzlichen Sendesonde (blauer Punkt). Der Verlauf der zentralen Injektionsbohrung wird durch die schwarze Linie markiert. Zur besseren Orientierung sind die Strecken am Messort mit eingezeichnet.

²³ *Anmerkung:* Da die Aufnehmer nicht räumlich angeordnet sind, ist eine drei-dimensionale Ortung der mikroakustischen Quellen (AE-Quellen) nicht möglich. Eine räumliche Anordnung würde zu relativ langen Schalllaufwegen von etwa 5 m bis 10 m führen. Auf diesen langen Laufwegen können aber die Signale zu stark geschwächt werden. Trotzdem ist es mit dieser Anordnung möglich, die ungefähre Position der AE-Quelle anzugeben, wenn zusätzlich zu den Einsätzen der P- und S-Welle noch beide Einsatzzeiten an einem Kanal zu erkennen sind. Die Position ergibt sich aus der Entfernung zwischen Quelle und Aufnehmer, die sich aus der Zeitdifferenz zwischen den P- und S-Welleneinsatzzeiten und den Schallgeschwindigkeiten der P- und S-Welle berechnet.

7.2. Der In-situ-Gasinjektionstest

Nach Installation der verschiedenen Packersonden sowie dem mikroakustischen Messarray durch GMuG wurde mit der Druckbeaufschlagung mit der ersten Druckstufe 10 bar am 09.06. 2005 begonnen. Das druckbeaufschlagte Hohlraumvolumen umfasst 10,7 l.

Die effektive Versuchszeit betrug ca. zwei Jahre mit 11 durchgeführten Langzeitinjektionstests. Die verschiedenen Druckstufen sind in Tab. 7-3 zusammengefasst. Das Testregime ist als Druckkurven in Abb. 7-8 dargestellt.

7.2.1. Druckregime

Die sehr geringen Druckabfallraten dokumentieren, dass das verwendete hydraulische Doppelpackersystem auch im Tongebirge funktioniert, wobei aber eine geringe Umströmung des ersten, dem Bohrloch zugewandeten Packers auftritt. Mit der Druckbeaufschlagung kommt es gleichzeitig zu einer geringen Verschiebung des Packersystems in der Größenordnung von bisher 0,5 mm, die sich aber in den Haltephasen wieder stabilisiert.

Die Druckkurven zeigen nach der Druckaufgabe jeweils einen Peak infolge eines Druckabfalls von 1 – 2 bar innerhalb weniger Stunden (Abb. 7-8). Danach ergibt sich generell ein moderater und kontinuierlich zurückgehender Druckabfall, ohne jedoch dass innerhalb der Versuchszeiten von jeweils bis zu 80 Tagen ein Gleichgewichtszustand mit einer Sättigung erreicht wird.

Die Druckabfallraten nehmen mit Höhe der Druckstufen zunächst erwartungsgemäß zu, bis in der Druckstufe bei 50 bar Nenndruck im Zeitraum September bis Oktober 2005 bzw. ein überproportional großer Druckabfall eintritt. Er ist noch deutlich größer als der Druckabfall in der nächsten Druckstufe bei 70 bar, was somit andeutet, dass der Gastransport durch ein äußeres Ereignis diskontinuierlich beeinflusst wird.

Tab. 7-3. Druckbeaufschlagung Untertageversuchsstandort Sigmundshall.

Zeitpunkt Druckerhöhung	Nomineller Gasdruck (bar)	Druckabfallrate Messbohrloch (bar/d)	Druckanstiegsrate Kontrollbohrloch SL-2 (bar/d)
09.06.2005	10	-0,003	-
29.06.2005	25	-0,016	0,028
25.08.2005	50	-0,063	0,050
27.10.2005	70	-0,025	0,094
08.12.2005	80	-0,045	0,108
09.03.2006	85 ⇒ 58	Gasdurchschlag	Sättigung
05.05.2006	70	-0,035	~0,120
22.06.2006	10,8	+0,002	++
31.08.2006	25	-0,006	++
07.11.2006	50	-0,004	++
12.01.2007	69	-0,004	++

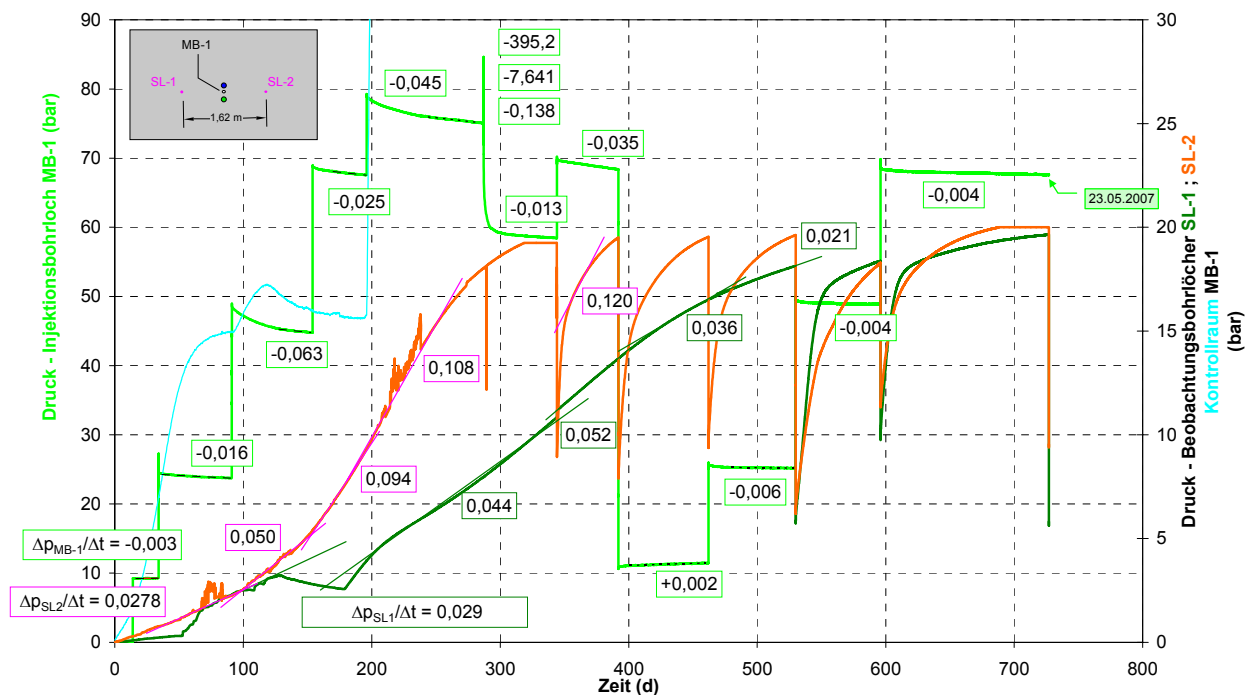


Abb. 7-8. Zeitlicher Ablauf der Injektionstests am Standort Sigmundshall. Die Anordnung des Bohrlöcharrays ist schematisch als Inset dargestellt.

Parallel zur Druckerhöhung im Messbohrloch findet unmittelbar ein Gasdurchtritt zu den Kontrollbohrungen statt, woraus dort ein Druckanstieg resultiert (bis ca. >20 bar in SL-2). Im Beobachtungsbohrloch SL-2 sind die Druckaufbauraten jeweils direkt mit dem Druck in der zentralen Injektionsbohrung korreliert. Nach etwa 320 Tagen war in Bohrloch SL-2 der obere Grenzwert des Druckaufnehmers erreicht (Sättigung bei 20 bar). Bei der Entspannung des Bohrlochs traten ca. 0,5 l Salzlösung aus.

In der anderen Beobachtungsbohrung SL-1 zeigt sich anfänglich ebenfalls eine Zunahme um ca. 3 bar, wobei es aber nach etwa 130 Tagen Versuchszeit bzw. Anfang Oktober 2005 zu einem signifikanten Wechsel mit einer ständigen Abnahme des vorher erreichten Drucks kommt. Dieser Wechsel wird begleitet von erhöhter mikroakustischer Aktivität, bis sich im Zeitraum 13. – 14. Oktober 2005 ein drastischer Amplitudenabfall in der Durchschallung zum Empfänger 1 zeigt (vgl. Abb. 7-17). Diese lokale Undichtheit wird im Weiteren auf lokale Bohrlochausbrüche im Bereich des Empfängers 1, d.h. im vorderen Teil der AE-Bohrung 1 in Richtung auf die Beobachtungsbohrung 1 zurückgeführt. Mit fortschreitender Versuchsdauer findet aber offenbar eine „Konsolidierung“ der dabei erzeugten Wegsamkeiten statt, denn die in SL-1 gemessenen Gasdrücke nehmen ab 180 d Versuchszeit wieder kontinuierlich bis aktuell ca. 13 bar zu.

Mit der Druckerhöhung von 75 bar Restdruck auf die nächste Stufe mit 85 bar kam es ohne Vorzeichen zu einem Gasdurchschlag bzw. Gasfrac, d.h. der aufgegebene Druck nimmt drastisch ab, wie Abb. 7-9 zeigt. Eine unmittelbar anschließende nochmalige Druckerhöhung erbrachte das gleiche Resultat, so dass die Bohrung wieder verschlossen wurde. Im Laufe von zwei Tagen nahm der Druck progressiv langsamer ab und stabilisierte sich schließlich mit einer moderaten Druckabfallrate von -0,013 bar/d knapp oberhalb von 60 bar.

Nach Erreichen des Druckgleichgewichtes bei ca. 58 bar wurde der Gasdruck nochmals auf 70 bar erhöht, dabei wurde eine Zunahme der Druckabfallrate auf 0,035 bar/d beobachtet. Dieser Wert liegt ca. 30% über dem ursprünglichen Wert der ersten Druckstufe bei 70 bar, d.h. noch vor dem Gasfrac. Qualitativ hat sich somit die ursprüngliche Dichtheit vor dem Gasfrac wieder hergestellt.

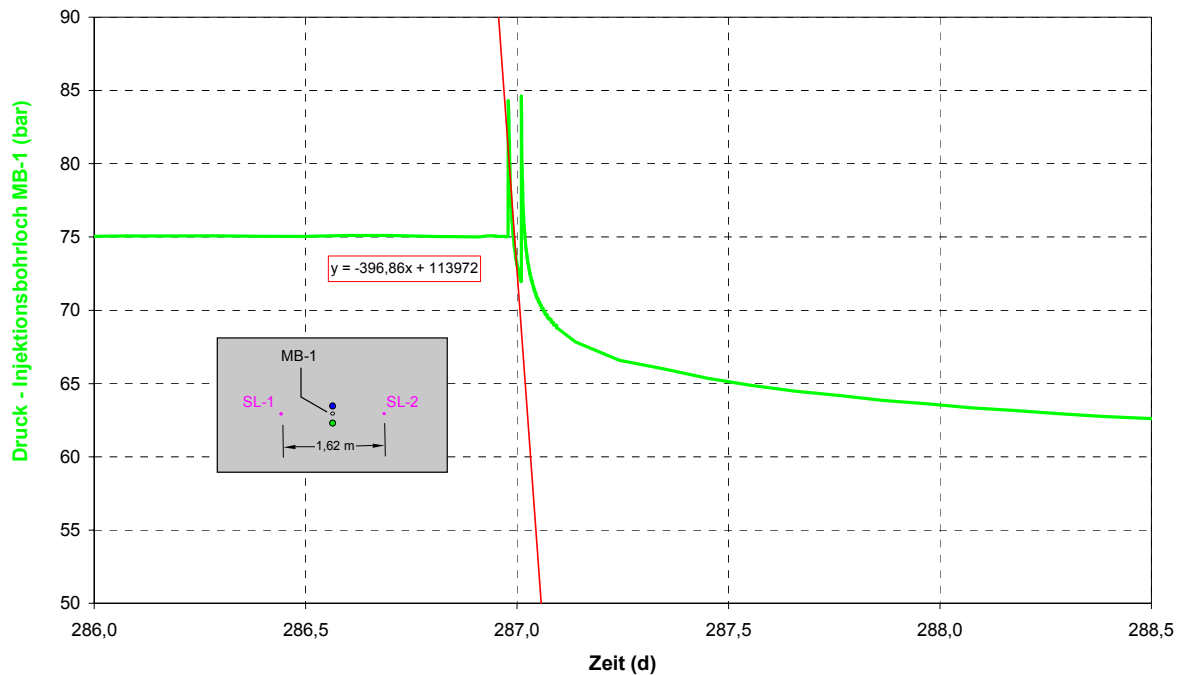


Abb. 7-9. „Gasfrac“ bei Druckerhöhung von 75 bar Restdruck auf die Druckstufe 85 bar.

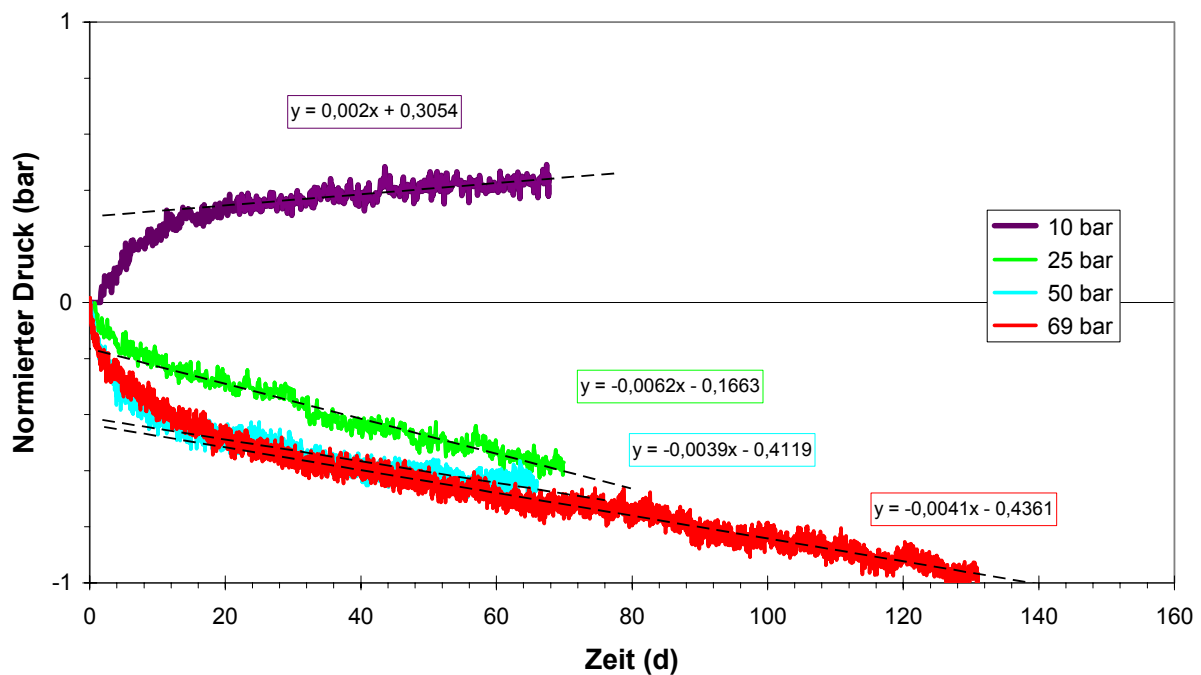


Abb. 7-10. Auswertung des Druckabfalls in den verschiedenen Druckstufen, jeweils normiert auf den Maximalwert ca. 0,5 h nach Erhöhung des Gasdruckes.

Danach wurde der Gasdruck im Injektionsbohrloch auf ca. 11 bar reduziert. Entgegen den Analoguntersuchungen für Steinsalz am Untersuchungsort Bernburg dokumentierten Ergebnissen (vgl. Kap. 4.3.2, Abb. 4-23) zeigte sich ein signifikanter Druckanstieg, der sich mit einer Rate von 0,002 bar/d stabilisierte. Offenbar liegt unmittelbar in der ansonsten flüssigkeitsgesättigten Tonmatrix ein gespanntes Gasreservoir vor, das jetzt sukzessive neben der ausgepressten Salzlösung in die Bohrung zurückströmt.

Mit Erhöhung des Injektionsdruckes auf 25 bar ergab sich wieder ein stetiger Druckabfall in der Größenordnung von $-0,006 \text{ bar/d}$. In den anschließenden Belastungsstufen bei 50 bzw. 69 bar Gasdruck lag die Druckabfallrate nur bei $0,004 \text{ bar/d}$ und ist damit geringer als die gemessenen Druckabfallraten im Salz.

7.2.2. Ergebnisse der mikroakustischen Messungen (G. Manthei, GMuG)

Nachfolgend werden die Ergebnisse der passiven Mikroakustik und den aktiven Durchschallungsmessungen ab Beginn der Messungen am 9. Juni 2005 bis zum 19. Mai 2007 dargestellt.

7.2.2.1. Messmethodik und Kalibrierung

Vorab wird am Beispiel der Durchschallungsmessung vom 25.5.2005 die Auswertung der registrierten Messsignale dargestellt. Dazu soll zunächst die frequenzabhängige Wellenausbreitung entlang eines Durchschallungsweges näher untersucht werden. Ausgewählt wurde die Sender-Empfänger-Kombination mit dem längsten Laufweg von 4,4 m. Bei dieser Kombination befindet sich der Empfänger in der ansteigenden Bohrung in 16,33 m Teufe und der Sender in der einfallenden Bohrung in 14,33 m Teufe.

In Abb. 7-11 sind das Zeitsignal (oberes Teilbild) und das dazugehörige Frequenzspektrum in logarithmischer Auftragung (dB-Skala) bei Durchschallung mit dem breitbandigen Rampensignal dargestellt. Das Frequenzspektrum zeigt, dass bei breitbandiger Anregung nur Frequenzen bis 15 kHz übertragen werden. Das Maximum liegt bei etwa 9 kHz. Im Zeitsignal sind zwei deutlich voneinander getrennte Welleneinsätze zu erkennen. Der erste, starke Einsatz ist der P-Welle und der zweite, etwas niederfrequenter Einsatz der S-Welle zuzuordnen.

Abb. 7-12 zeigt die Zeitsignale von allen acht Empfängersonden, die bei breitbandiger Anregung (Rampensignal) aufgenommen wurden. Kanal 2 ist kurz nach der Installation ausgefallen und daher unempfindlich. Die Zahlen am Ende der Spuren geben die Peakamplituden und die Entfernungen zwischen Sender und Empfänger an. Bei Kanal 1 bis 4 (Aufnehmer 1 bis 4) befinden sich Sender und Empfänger in gegenüberliegenden Bohrlöchern (Cross-hole-Messungen) und bei Kanal 5 bis 8 (Aufnehmer 5 bis 8) im selben Bohrloch (Down-hole-Messungen). Die Richtung der Durchschallungswege verläuft bei den Cross-hole-Messungen senkrecht nach oben und daher parallel zur Tonschicht. Bei den Down-hole-Messungen verläuft sie entlang des horizontalen Bohrlochs, also quer zur Tonschicht.

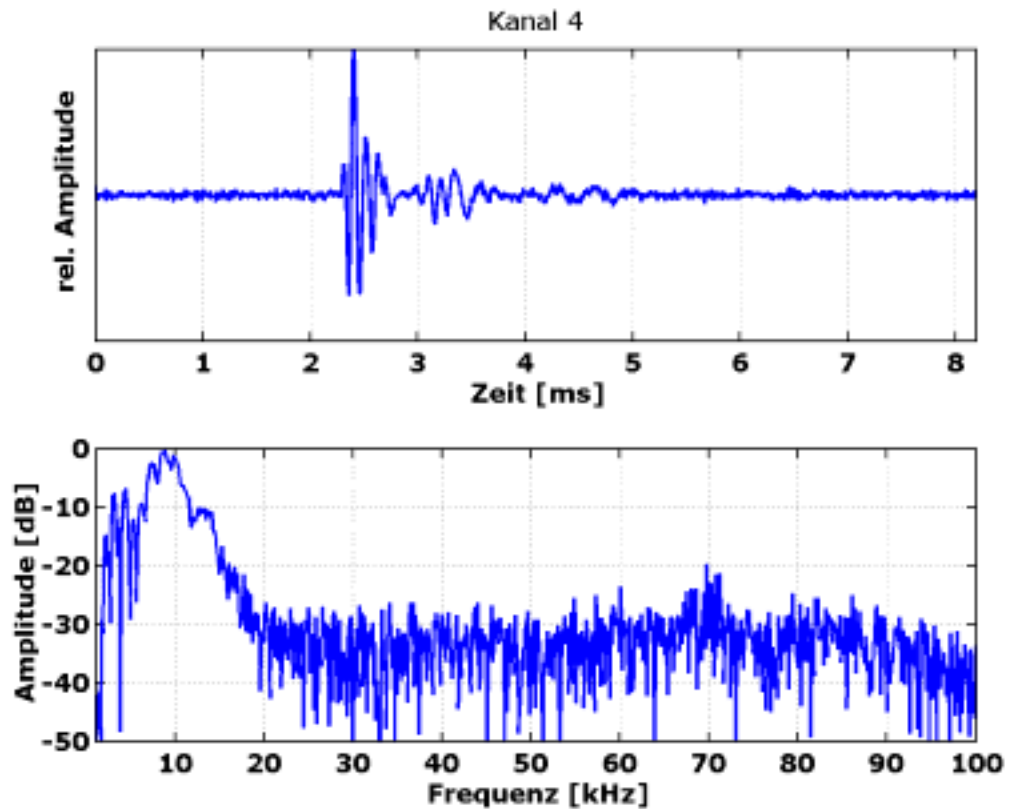


Abb. 7-11 Zeitsignal (oberes Teilbild) und Frequenzspektrum (unteres Teilbild) bei Durchschallung mit dem breitbandigen Rampensignal.

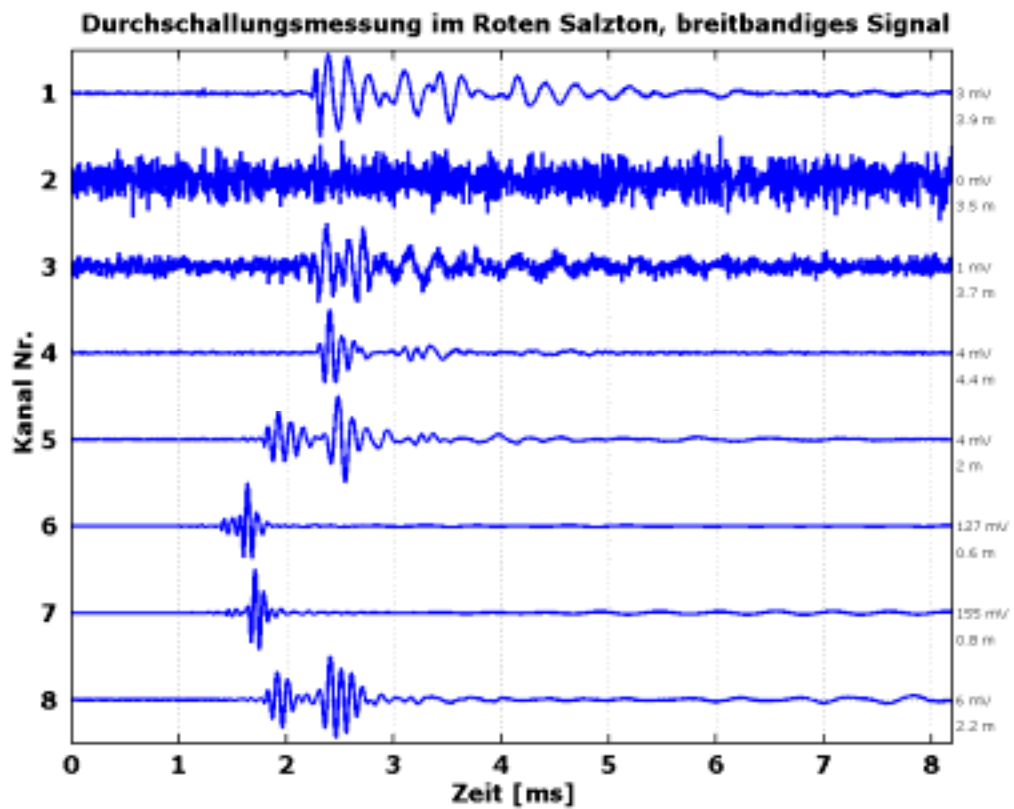


Abb. 7-12. Zeitsignale der Durchschallungsmessungen mit dem breitbandigen Rampensignal bei unterschiedlichen Laufwegen.

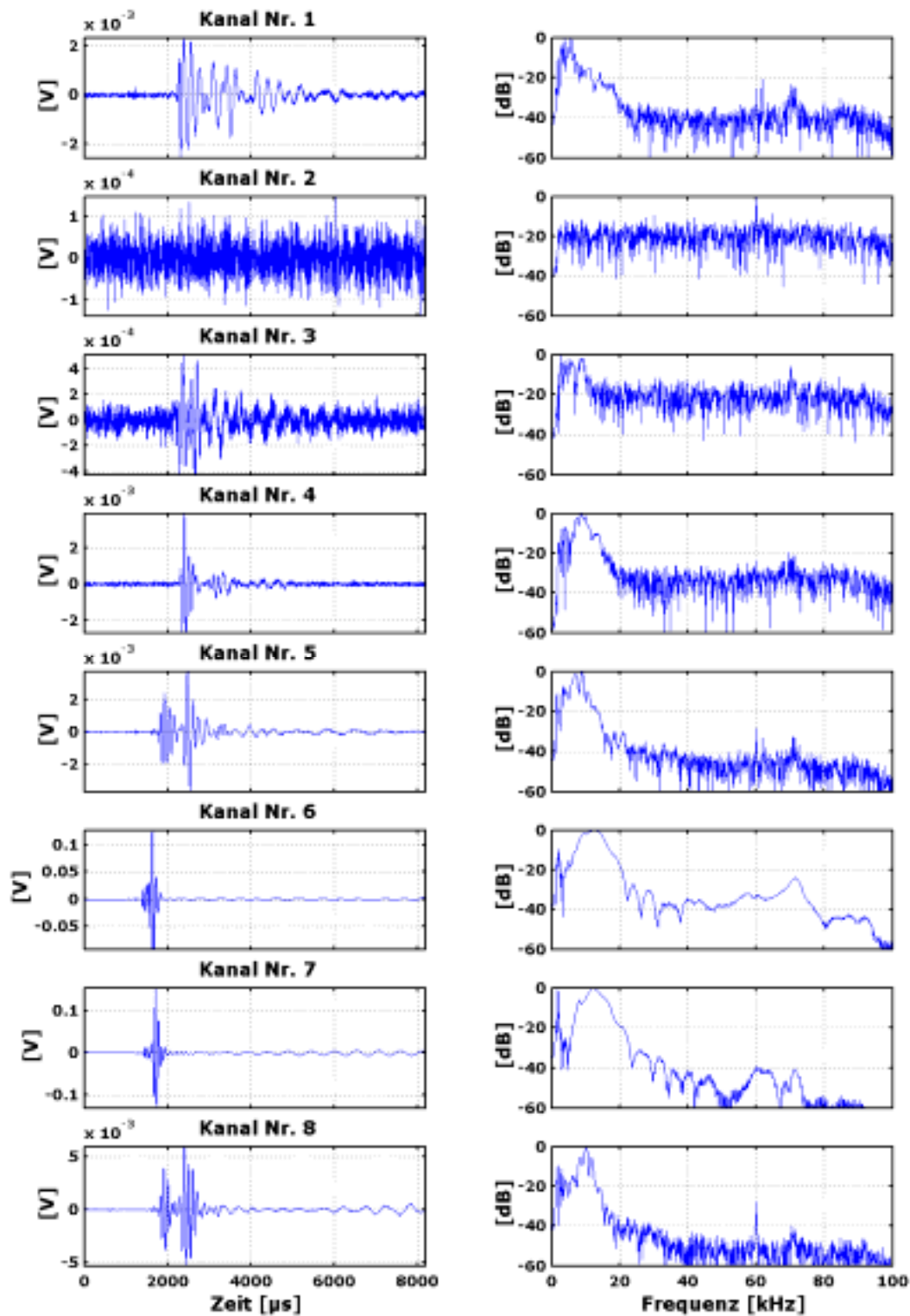


Abb. 7-13. Zeitsignale wie in Abb. 7-12 (linkes Teilbild) mit den zugehörigen Frequenzspektren (rechtes Teilbild).

Während bei den Cross-hole-Messungen (Kanal 1 bis 4) die Ersteinsätze der P-Welle relativ scharf sind, weisen die Signale der Down-hole-Messungen (Kanal 5 bis 8) einen relativ langsamen Anstieg auf. Auf den kurzen Laufwegen (Kanal 6 und 7) setzt die S-Welle ein, bevor die P-Welle abgeklungen ist.

Eine Frequenzanalyse von allen Signalen zeigt, dass sich die Frequenzspektren unterscheiden, was an den Zeitsignalen nicht sofort zu erkennen ist. Aus Abb. 7-13 geht hervor, dass auf langen Laufwegen ab 2 m (Kanäle 1 bis 5 und 8) Frequenzen über 15 kHz nicht mehr gemessen werden. Die Spektren weisen relativ schmale Maxima bei Frequenzen zwischen 7 und 10 kHz auf. Oberhalb ca. 12 kHz sind die Frequenzen bereits um 20 dB (Faktor 10) abgefallen. Auf den kurzen Laufwegen bis 80 cm (Kanal 6 und 7) können noch Frequenzen bis 20 kHz (Abfall um 20 dB) festgestellt werden. Der leichte Anstieg zwischen 60 bis 70 kHz ist auf die radiale Eigenfrequenz der Aufnehmer zurückzuführen, die nominell bei 70 kHz liegt.

Bei den Signalen der Down-hole-Messungen (Kanal 5 bis 8) treten zusätzlich noch schmale Maxima bei ca. 2 kHz auf. Diese sind vermutlich auf geführte Bohrlochwellen zurückzuführen, die bei niedrigen Frequenzen sehr stark ausgeprägt sind.

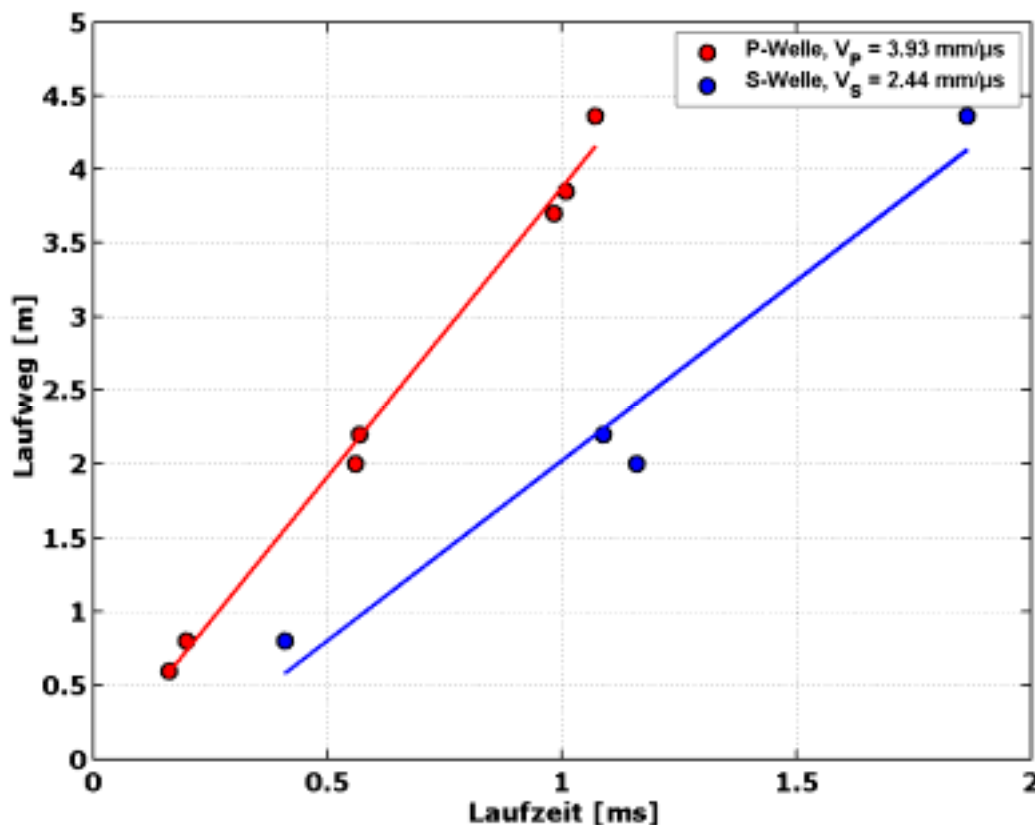


Abb. 7-14. Laufweg gegenüber der Laufzeit der P- und S-Welle bei Durchschallungsmessungen im Roten Salzton.

Im Folgenden werden die Durchschallungsmessungen hinsichtlich der P- und S-Wellengeschwindigkeit ausgewertet. Die Ergebnisse sind in Abb. 7-14 dargestellt. Die Abbildung zeigt den Laufweg gegenüber der Laufzeit für P- und S-Welle, die durch Markieren des ersten Anschwingens am breitbandigen Rampensignal mit dem Auge bestimmt wurde. Die eingezeichnete Ausgleichsgeraden ergeben für den Roten Salzton die relativ hohen Geschwindigkeiten von 3,93 km/s für die P-Welle und von 2,44 km/s für die S-Welle.

Tab. 7-4. Geschwindigkeitswerte von Opalinuston unter Laborbedingungen (aus Bock, 2001).

Parameter	Number n of samples	Value mean $\pm$ standard deviation
V_p / ss	111	3 410 $\pm$ 240 [m/s]
V_s / ss	111	1 960 $\pm$ 120 [m/s]
$V_p / V_s / ss$	-	1.74
$V_p \pm ss$	48	2 620 $\pm$ 400 [m/s]
$V_s \pm ss$	33	1 510 $\pm$ 250 [m/s]
$V_p / V_s \pm ss$	-	1.73

Eine Abhängigkeit der Geschwindigkeiten von der Durchschallungsrichtung kann nicht festgestellt werden. Bei vergleichbaren Durchschallungsmessungen in Opalinuston (Mont Terri, Schweiz) wurden im ungestörten Gestein P-Wellengeschwindigkeiten von etwa 2 bis 3 km/s festgestellt und in Boom Clay (Mol, Belgien) von etwa 2 km/s. In beiden Tonarten konnten keine eindeutig erkennbaren S-Wellen gemessen werden. Roter Salzton ist demnach ein kompakteres Gestein als Boom Clay und Opalinuston, wobei anzumerken ist, dass die im Labor für den Opalinuston bestimmten Geschwindigkeiten eine erhebliche Streuung aufweisen und zudem richtungsabhängig unterschiedlich sind (vgl. Tab. 7-4 sowie Kap. 6.3.2).

7.2.2.2. Durchführung von mikroakustischen Messungen

Die Signale der mikroakustischen Ereignisse wurden im Labor ausgewertet. Das zur Auswertung vorliegende Datenmaterial wurde ab Beginn der automatischen Messung und auf eine Wechselfestplatte abgespeichert. Analog zum vorhergehenden Kapitel wurde bei der Auswertung der Ereignisse wie folgt vorgegangen:

- Einlesen der Daten und Bandpassfilterung zwischen 2 und 30 kHz.
- Erkennung der P-Welleneinsatzzeiten.
- Bestimmung der Laufzeitdifferenzen zwischen den Kanälen.

Abb. 7-15 zeigt den zeitlichen Verlauf der Ereignisrate pro Tag (blaue Balken) und des Gasdruckes im Injektionsbohrloch (rote Linie). Dargestellt ist der Zeitbereich vom Beginn der Druckmessungen am 25. Mai 2005 bis zum 19. Mai 2007. Die Lücken im Verlauf der Ereignisrate sind auf Unterbrechungen der akustischen Messungen zurückzuführen.

Neben der hohen Schallemissionsaktivität von Mitte September bis Mitte Oktober 2005 (zwischen Messtag 100 und 150) fällt eine besonders hohe AE-Aktivität am 25. August 2006 (entspricht etwa Messtag 460) auf. Innerhalb von nur drei Stunden konnten 553 Ereignisse registriert werden. Eine genauere Untersuchung ergab, dass diese Ereignisse auf Arbeitsgeräusche in der Nähe des Versuchsortes zurückzuführen sind. Dafür sprechen sehr niederfrequente Signalanteile, eine ähnliche Ansprechreihenfolge der Aufnehmer und die für Rissbildung untypische zeitliche Abfolge der Ereignisse.

Die Abbildung lässt keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen der AE-Aktivität und dem Druck in der Bohrung erkennen. Auch der sprunghafte Abfall des Bohrlochdrucks am 9. März und 5. Mai 2006 wird nicht durch eine erhöhte mikroakustische Aktivität angezeigt.

Durch eine sog. Zonenortung kann eine grobe Zuordnung der Ereignisse in diskrete räumliche Bereiche vorgenommen werden. Alle Ereignisse mit einer Durchlaufzeit der P-Welle größer als 1000 μ s liegen in Bohrlochteufen bis 10 m, wenn Aufnehmer 1 oder 5 zuerst anspre-

chen, und tiefer als 20 m Bohrlochteufe, wenn Aufnehmer 4 oder 8 zuerst ansprechen. Die Signale eines Ereignisses, das aus den Schichtgrenzen stammt, weisen Durchlaufzeiten von etwa 900 μs (Grenze Na3/T4) bzw. 750 μs (Grenze T4/Na) auf und sind damit ca. 170 μs und 250 μs geringer als bei den weiter entfernt gelegenen Ereignissen im stoßnahen Bereich bzw. im tieferen Gebirge. Die Zonenortung konnte auf insgesamt 6.887 Ereignisse angewendet werden.

Die Häufigkeitsverteilung der Durchlaufzeiten der P-Welle dieser Ereignisse wird in Abb. 7-16 dargestellt. Zusätzlich ist in dem Fenster dieser Abbildung dargestellt, welche Kanäle wie häufig zuerst ansprechen.

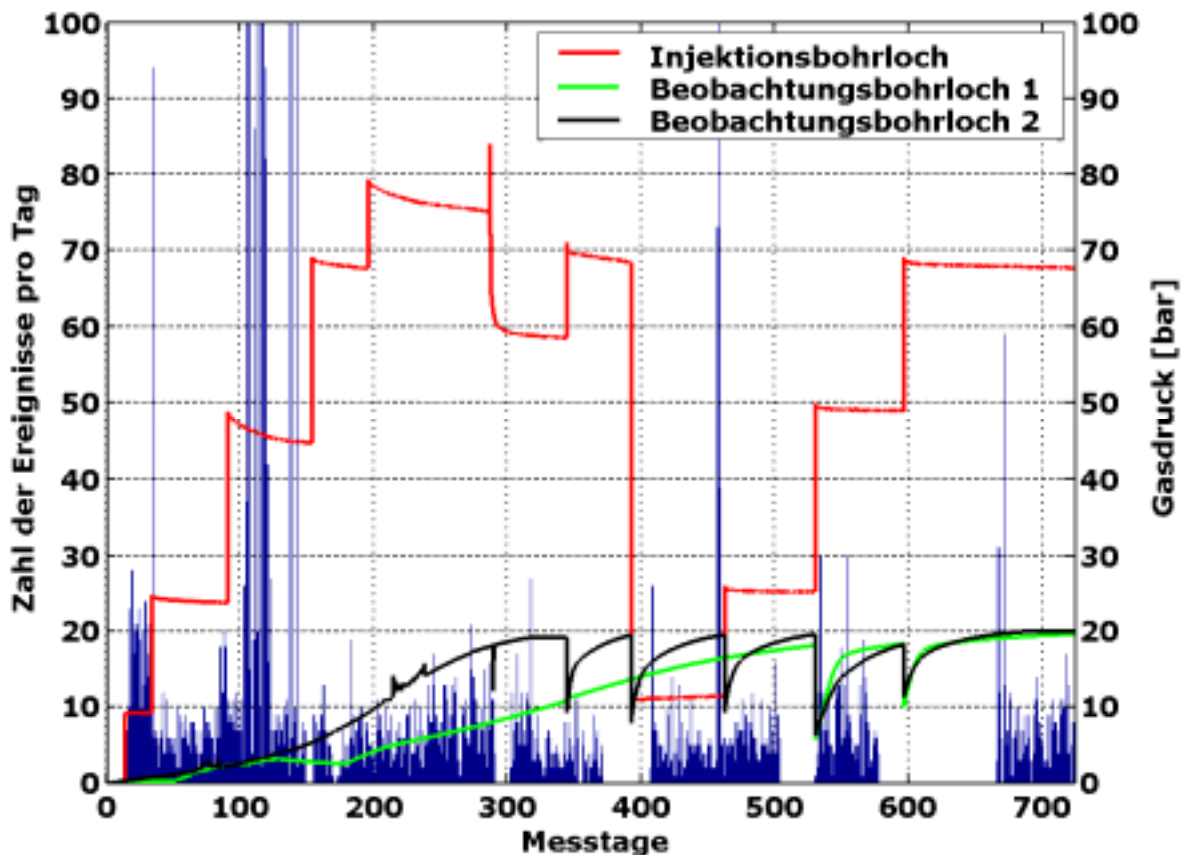


Abb. 7-15. Zeitlicher Verlauf der Ereignisrate vom 25. Mai 2005 bis 19. Mai 2007, in Relation zum Injektionsdruck bzw. zum Druckanstieg in den Kontrollbohrlöchern am Versuchsort in Sigmundshall.

Die meisten Ereignisse stammen aus dem stoßnahen Bereich im Steinsalz und können nach Erfahrungen von GMuG nur aus der Auflockerungszone oder aus einem aufgelockerten Bereich um die vordere Grenzschicht herrühren. Es gibt aber auch Ereignisse mit Durchlaufzeiten kleiner als 900 μs , die aus dem Roten Salzton stammen können. Bei den Ereignissen, die nach dem 31. Dezember 2005 registriert wurden, spricht meistens auch der erste Kanal (Aufnehmer 1) an. Die Verteilung der Durchlaufzeiten zeigt ein breites Maximum bei etwa 750 μs , das von den oben erwähnten Arbeitsgeräuschen am 25. August 2006 herrührt. Die relativ geringen Durchlaufzeiten unter 1000 μs deuten darauf hin, dass die Arbeitsgeräusche nicht am Stoß der Messnische entstanden sind, sondern eher am Stoß einer zum Versuchsort parallel verlaufenden Nachbarstrecke. Abgesehen von den Arbeitsgeräuschen zeigt die Verteilung einen sehr flachen Verlauf zwischen 500 und 1.200 μs , was ein Hinweis darauf ist, dass nur wenige Ereignisse aus dem stoßnahen Bereich der Messnische stammen.

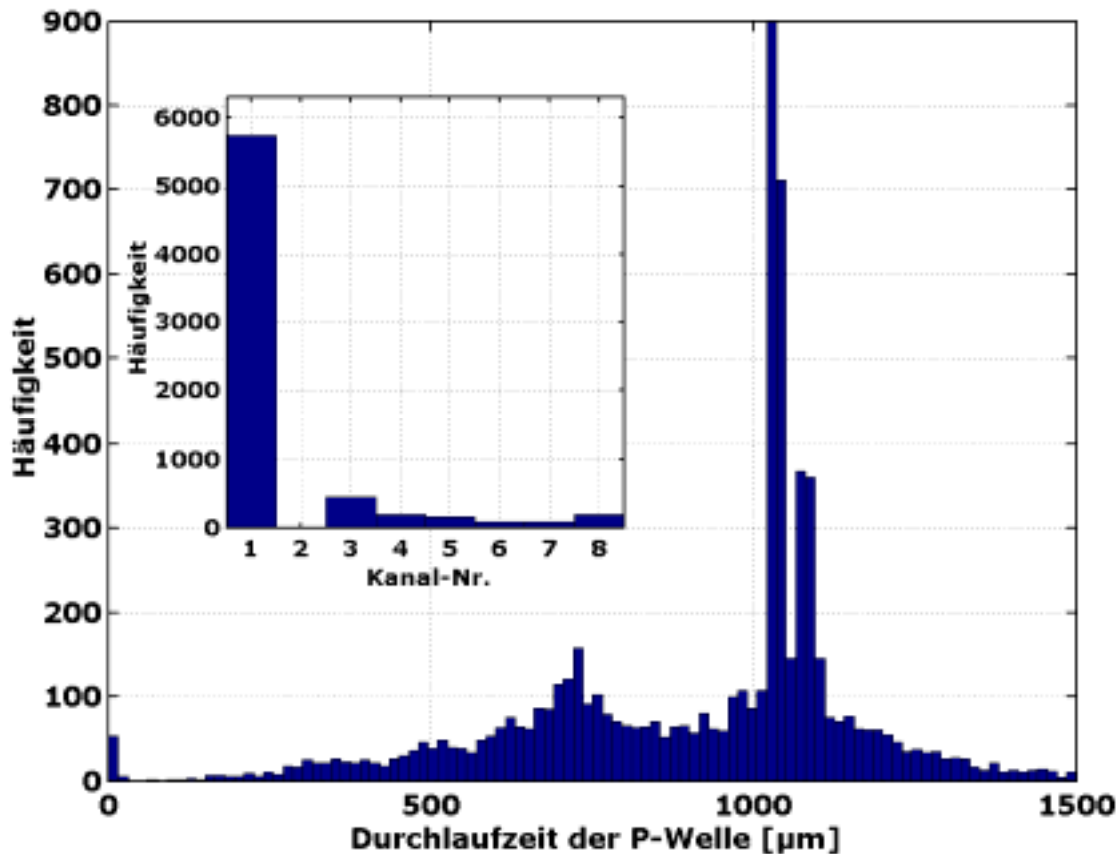


Abb. 7-16. Häufigkeitsverteilung der Durchlaufzeiten und Häufigkeit der zuerst ansprechenden Kanäle (Fenster).

7.2.2.3. Durchschallungsmessungen

Am Messort wurden automatisch regelmäßige Durchschallungen zwischen dem Sender im unteren Bohrloch und den acht Empfängern durchgeführt. Als Sendesignal wurde das Ram-pensignal verwendet. Aufgrund von externen Störungen, z.B. Stromausfall, fiel die Messanlage mehrfach aus, so dass z.T. über einige Wochen keine Messung durchgeführt wurde. Diese Messlücken sind in den weiteren Abbildungen berücksichtigt.

Die Veränderungen der Amplituden und Laufzeiten, die sich bei den täglich durchgeführten Durchschallungsmessungen ergaben, werden beispielhaft für den Empfänger 1 (Abb. 7-18) gezeigt, weil hier die größten Effekte auftraten sowie in Abb. 7-17 für den Empfänger 4.

Im oberen Teil der beiden Abbildungen werden die auf das Maximum normierten Signalverläufe gezeigt. Zur Orientierung ist auf der rechten Ordinate die resultierende Geschwindigkeit in mm/µs angegeben. Die gemessenen Signale sind in farbkodierter Form aneinandergereiht, wobei die Signallänge jeweils 2800 µs beträgt. Positive Amplituden sind rot und negative Amplituden blau eingezeichnet. Sehr kleine Amplituden oder Rauschen werden grün oder gelb dargestellt.

Das untere Teilbild zeigt die zeitliche Veränderung der Peakamplitude der Durchschallungssignale (blaue Kurve) und des Gasdrucks im Bohrloch (grüne Kurve).

Im Anfangsbereich weisen die konstanten Abstände des streifenförmigen Musters auf geringe Änderungen des Frequenzinhalts und der P-Wellengeschwindigkeit hin. Ein unregelmäßiges und auch teilweise diffuses Muster tritt nur in den ersten beiden Monaten entlang der langen Laufwege zu dem Empfänger 1 (vgl. Abb. 7-18) auf. Diese Beobachtung trifft aber nur auf die später als die P-Welle eintreffenden Wellenzüge zu.

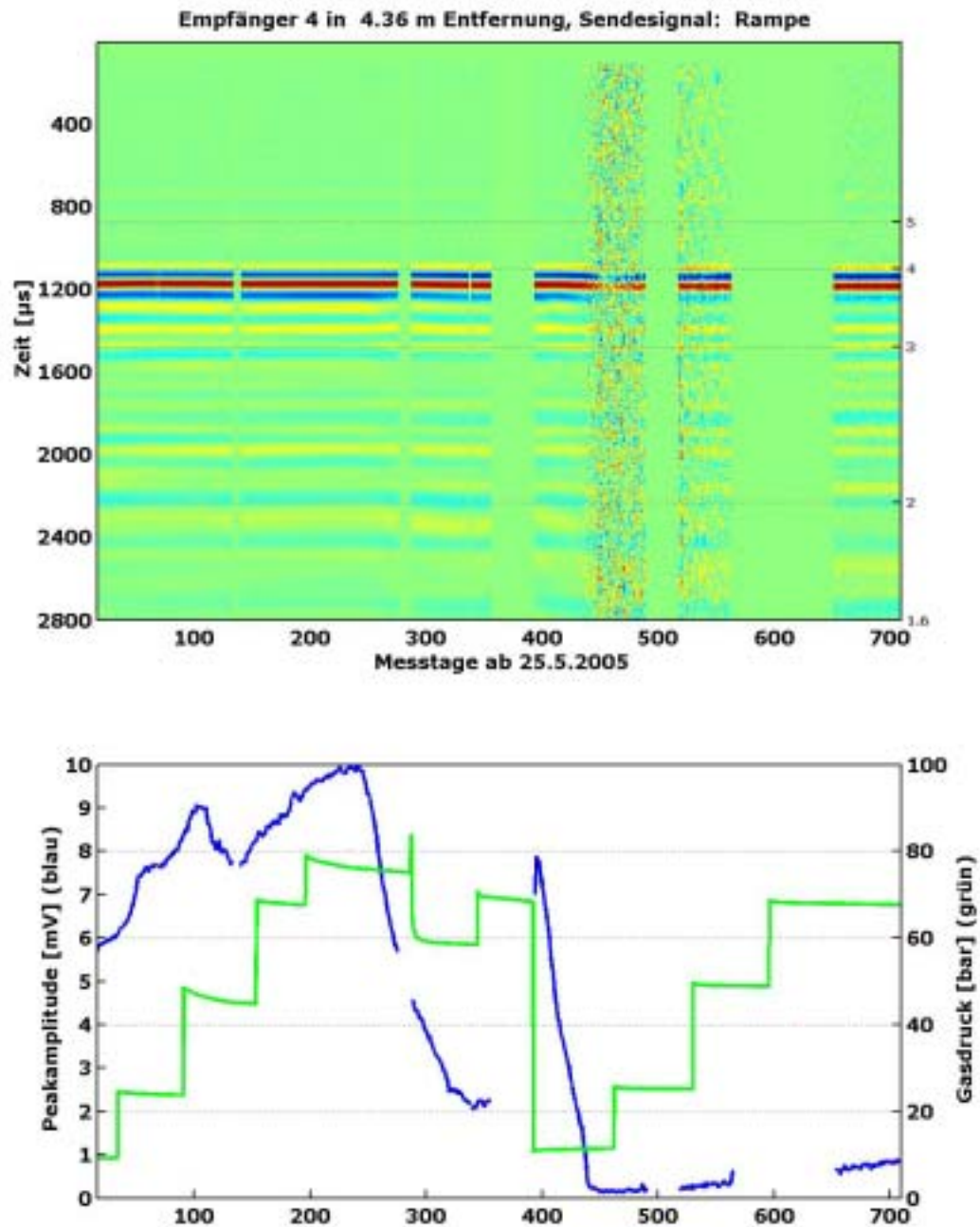


Abb. 7-17. Signale des breitbandigen Rampensignals (oben) und die Peakamplituden und Gasdruck im Injektionsbohrloch (unten), die an Empfänger 4 in 4,36 m Entfernung registriert wurden.

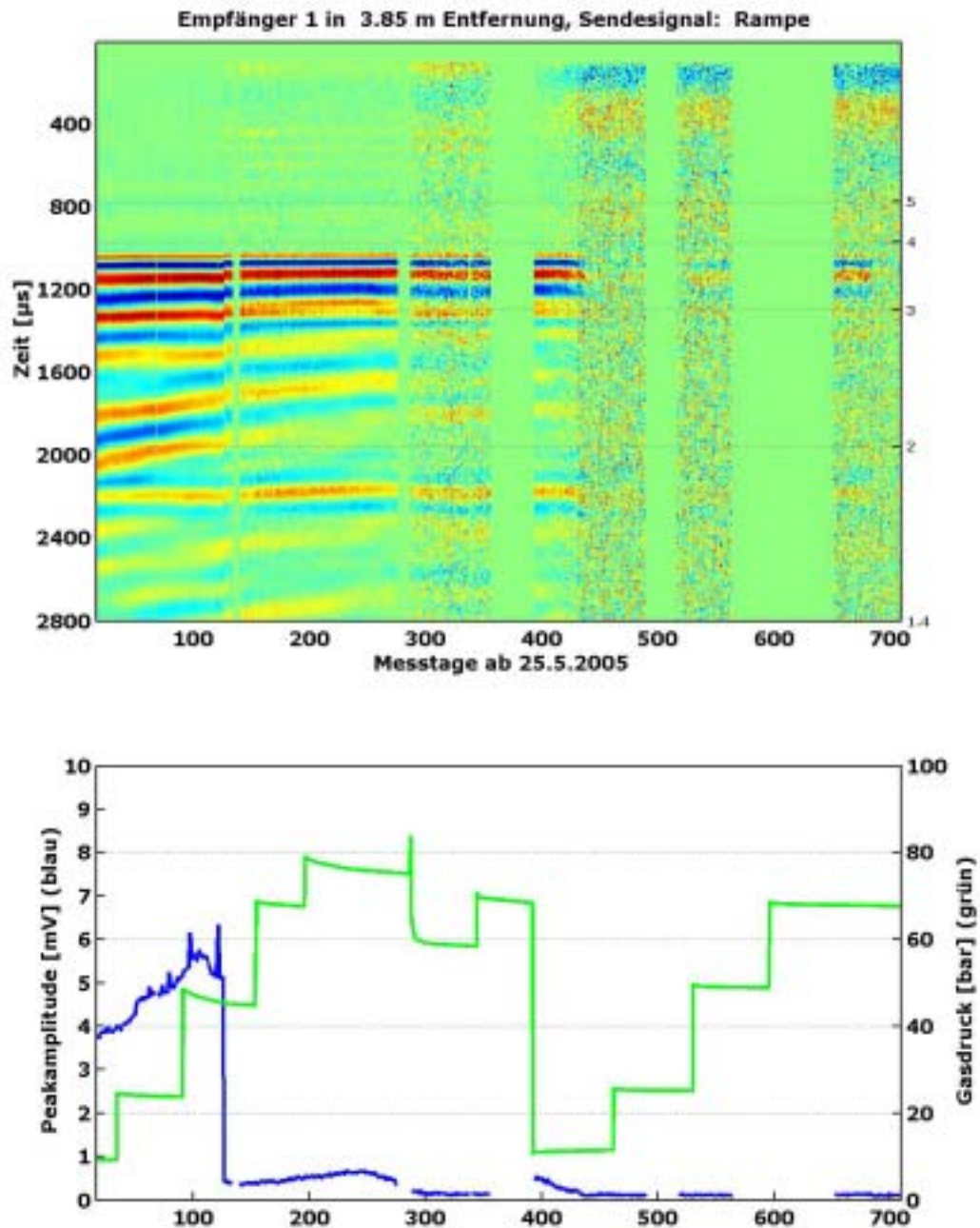


Abb. 7-18. Signale des breitbandigen Rampensignals (oben) und die Peakamplituden (unten), die an Empfänger 1 in 3,85 m Entfernung registriert wurden.

In den Auswertungen treten aber deutliche Unterschiede in den Signalen auf. Auf den Durchschallungswegen mit Sender und Empfänger in unterschiedlichen Bohrlöchern (Empfänger 1 und 4; vgl. Abb. 7-17) ist auf allen zwei Durchschallungswegen der Einsatz der P-Welle gut zu erkennen. Die Geschwindigkeit der P-Welle liegt zwischen 3,6 und 4 mm/μs. Die später einsetzende S-Welle mit einer Geschwindigkeit von etwa 2 mm/μs ist dagegen schwach (Empfänger 1, vgl. Abb. 7-18), oder wie an Empfänger 4 (vgl. Abb. 7-17), gar nicht zu erkennen.

Der zeitliche Verlauf der Peakamplituden ist abgesehen von Empfänger 1 bei allen anderen Empfängern ähnlich wie bei Empfänger 4. Der generelle Anstieg der Peakamplituden bis Ende August 2005 (Messtag 100) weist auf eine Konsolidierung des durch die Bohrungen

gestörten Gesteins hin. Nach einem geringen Abfall der Peakamplituden Mitte September bis Mitte Oktober 2005 (Messtage 113 bis 143) steigen sie bis Anfang Februar 2006 (Messtag 250) wieder leicht an. Nach Erreichen des Maximums fallen sie in drei Monaten ab Anfang Februar 2006 an allen Empfängern weit unter den Anfangswert der Messung am 9. Juni 2005 ab. Das streifenförmige Muster bleibt trotz der starken Amplitudenabnahme weitgehend erhalten. Trotz des längeren Messausfalls von etwa einem Monat ist zu erkennen, dass im weiteren Verlauf die Amplituden relativ konstant bleiben und sogar wieder deutlich zu nehmen. Ab Messtag 440 sind die Peakamplituden etwa auf Rauschniveau abgefallen. Mit der stufenweisen Druckerhöhung im 2. Druckzyklus nehmen die Raten wieder gering zu.

Die Besonderheit bei Empfänger 1 ist der sprunghafte Abfall der Peakamplitude nach dem 13. Oktober 2005 (vgl. Abb. 7-18). Trotz des starken Amplitudenabfalls bleibt das Muster im weiteren Verlauf der Messungen – mit einem kleinen zeitlichen Versatz – erhalten. Dieser sprunghafte Abfall könnte mit der Bildung eines Risses zu tun haben, der durch die hohe AE-Aktivität am 14. Oktober 2005 (Messtag 142) angezeigt wird.

Das Kreuzkorrelationsverfahren wurde auf Daten der längeren Durchschallungswege ab 2 m eingesetzt. Auf den kurzen Laufwegen können sich die P- und S-Wellen überlappen. Betrachtet wurden die Daten der Durchschallungsmessungen zu Empfänger 1 mit einem Laufweg von 3,85 m, zu Empfänger 4 mit einem Laufweg von 4,36 m, zu Empfänger 5 mit einem Laufweg von 2 m und zu Empfänger 8 mit einem Laufweg von 2,2 m. Untersucht wurden Durchschallungsdaten des Rampensignals.

Die Signale an Empfänger 3 waren zu sehr verrauscht. Zu starkes Rauschen führte bei der Bestimmung der Laufzeitdifferenzen zu sprunghaften Änderungen, weil die Kreuzkorrelationsfunktion kein deutlich ausgeprägtes Maximum aufweist, so dass die Signale nicht weiter ausgewertet werden konnten.

Die Veränderungen der Laufzeitdifferenzen, die sich bei den täglich durchgeführten Durchschallungsmessungen im Laufe der Versuchzeit ergaben, werden exemplarisch in Abb. 7-19 für das breitbandige Rampensignal dargestellt. Die Abbildung zeigt die Laufzeitdifferenzen zwischen dem am ersten Tag gemessenen Signal und allen weiteren für Empfänger 1 (blau), 4 (schwarz), 5 (grün) und 8 (rot). Zum besseren Verständnis: Positive Zeitdifferenz bedeutet, dass die Geschwindigkeit der P-Welle im Vergleich zur ersten Messung am 9. Juni 2005 zugenommen hat.

Abb. 7-19 zeigt, dass sich unabhängig vom Frequenzinhalt des Sendesignals ein ähnlicher zeitlicher Verlauf der Laufzeitdifferenzen untereinander und im Vergleich mit den Peakamplituden abzeichnet (vgl. Abb. 7-18 und Abb. 7-17). Diese Feststellung steht im Einklang mit der schon häufig festgestellten Beziehung, dass in Gesteinen ein Amplitudenabfall im Allgemeinen mit einem Geschwindigkeitsabfall einhergeht, mit Ausnahme von Empfänger 1. An dem Tag (13. Oktober 2005), an dem die Peakamplitude sprunghaft abfiel, stieg die Laufzeitdifferenz und damit die P-Wellengeschwindigkeit sprunghaft an. Dieser Effekt wurde bereits (s. ob.) auf ein lokales Rissereignis zurückgeführt, mutmaßlich infolge einer Abschaltung im Bohrloch (vgl. Abb. 7-21). Die sprunghaften Änderungen der Laufzeitdifferenzen ab dem 440. Messtag sind auf zu hohes Rauschen auf allen Messstrecken zurückzuführen.

In der Gesamtbewertung des Messverlaufs zeigt sich für den ersten und zweiten Messzyklus ein deutlicher Unterschied. Während bis bzw. kurz vor dem Gasdurchschlag die Amplituden generell zunehmen bzw. mit Ausnahme der Messung für den Empfänger 1 die Laufzeitdifferenzen stetig abnehmen, ändert sich das Verhalten der untersuchten Tonsektion danach deutlich. Die Messungen werden infolge der stark reduzierten Amplituden bzw. des höheren Rauschens sehr viel schwieriger. Dies wird vor allem auf die lokale Auflockerung des Tons im Bereich der mikroakustischen Bohrungen zurückgeführt, wobei mutmaßlich auch der Gasdurchschlag vorzugsweise in Richtung der im Durchmesser größeren mikroakustischen Bohrungen stattgefunden hat.

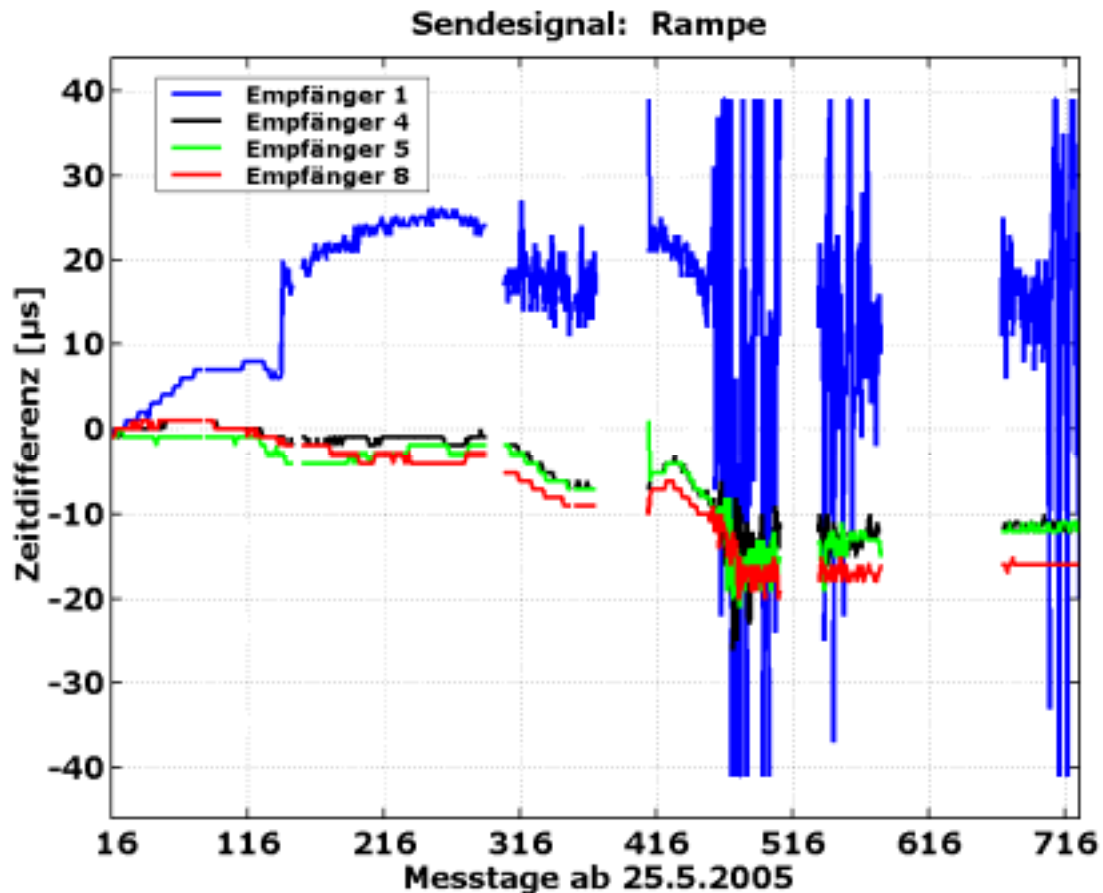


Abb. 7-19. Zeitlicher Verlauf der an den Empfängern 1, 4, 5 und 8 gemessenen Laufzeitdifferenzen der P-Welle für das breitbandige Rampensignal.

7.2.3. Auswertung der Gasfractests

Als Datenbasis für die Bewertung der hydraulischen Integrität einer Tonsteinformation bei steigendem Gasdruck liegen die in den zwei Zyklen vor und nach dem Gasdurchschlag bei verschiedenen Injektionsdrücken beobachteten Druckabfallkurven vor. Die Druckkurven des 1. Zyklus sind als normierte Druckabfallkurven in Abb. 7-20 bzw. die des 2. Zyklus in Abb. 7-10 zusammengestellt.

Insgesamt sind die während des Versuchs beobachteten Druckabfallraten extrem niedrig, was insbesondere bei den niedrigen Druckstufen zur Beobachtung eines hinreichenden Messeffekts extrem lange Versuchszeiten bis zu mehr als 100 Tagen erforderlich machte.

Im Unterschied zu den Druckabfallkurven, die bei Drucktests in einer Steinsalzformation beobachtet wurden, zeigen sie nach Erreichen des Startniveaus keinen sofortigen linearen Verlauf, sondern es kommt zunächst zu einem Übergangsbereich mit einem deutlich konkaven Druckabfall über ca. 30 d, der dann in einen quasi-linearen Verlauf übergeht. Der leichte Druckanstieg innerhalb der ersten Druckstufe, von 9,3 bar ausgehend, wird auf Bohrlochkonvergenzeffekte zurückgeführt.

Die Druckabfallraten nehmen im weiteren Verlauf mit der stufenweisen Druckerhöhung aber nicht kontinuierlich zu. In der Druckstufe bei ca. 49 bar zeigt sich ein überproportionaler Abfall, der, wie die gleichzeitig auftretenden mikroakustischen Aktivitäten nachweisen, vermutlich auf bruchhafte Verformungsprozesse im Bohrloch zurückzuführen ist.

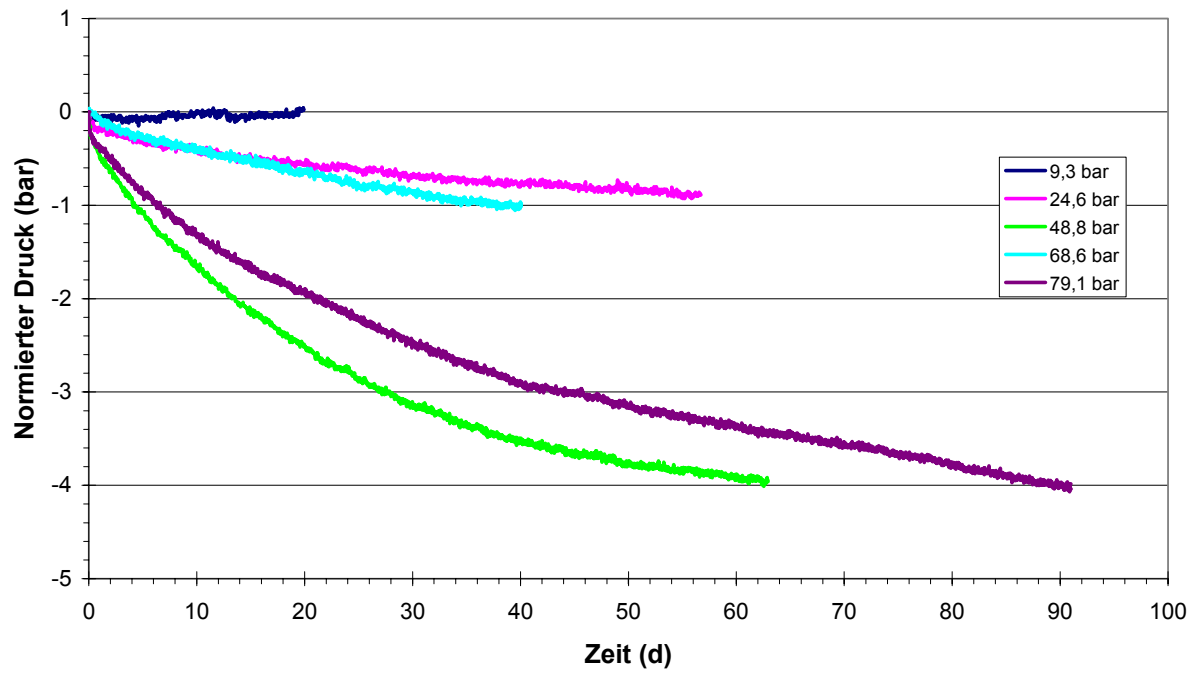


Abb. 7-20. Auswertung des Druckabfalls in den verschiedenen Druckstufen, jeweils normiert auf den Maximalwert ca. 0,5 h nach Erhöhung des Gasdruckes.

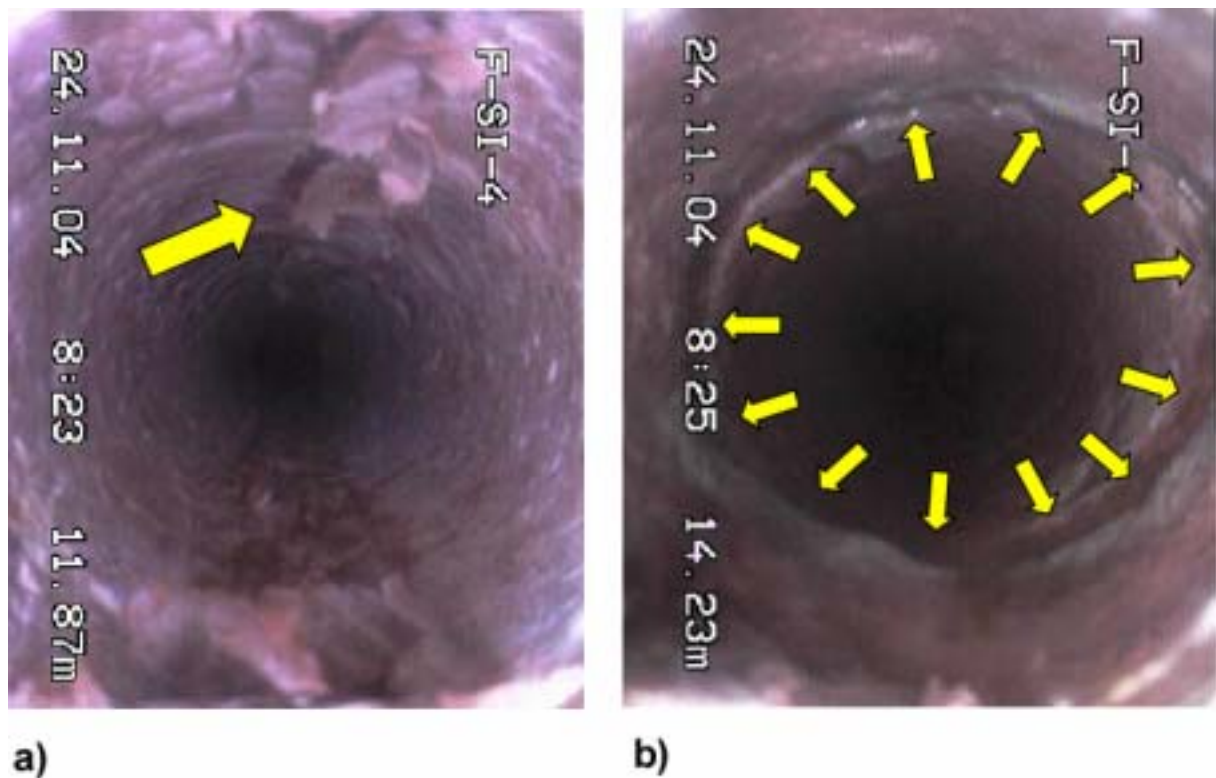


Abb. 7-21. Fotosequenzen aus der Bohrlochkamerabefahrung der Prognosebohrung am Untersuchungsort: a) 11,87 m: Blättrige Ablösungserscheinungen in der Firste. b) 14,23 m: Schichtartige Inhomogenität.

Im Unterschied zu den Ergebnissen im Steinsalz wird das Gastransportverhalten im Roten Salzton offensichtlich nicht nur von den Matrixeigenschaften der Wirtsförderung bestimmt, sondern auch von sekundären Effekten überlagert. Hierzu zählen:

- Mechanische Auflockerung infolge Bohrlochkonvergenz mit Abschalung:
 - Entspannung des Gebirgsbereiches um das Bohrloch herum.
 - Bruchhafte Abschalung der Bohrlochkontur, die mutmaßlich zu temporären Undichtigkeiten führen kann (Abb. 7-21a).
 - Schichtartige Inhomogenitäten (Abb. 7-21b)
- Porendruck- sowie Feuchtigkeitseffekte im mutmaßlich feuchtesättigten Salzton:
 - Feuchtigkeitsverluste resultieren aus der Entspannung der Kontur in der Auflockerungszone (EDZ) sowie bei Verdrängung durch Gas.
 - Kapillare Sperrdruckeffekte: Hierauf gibt es keine Hinweise, sondern es kommt unmittelbar zu einem Gasdurchtritt aus der Messbohrung in die im Mittel mit einem Meter verlaufenden Kontrollbohrungen.
 - Es liegen keine Porendruckmessungen vor.

Im Detail liegen zu den einzelnen Effekten keine hinreichenden Informationen vor, so dass sich die Auswertung auf die reinen Druckkurven und das dort dokumentierte Abströmverhalten konzentriert. Ziel ist eine Abschätzung der effektiven Gaspermeabilitäten unter Vernachlässigung von Zweiphaseneffekten.

Für die Auswertung der Druckverläufe wurden wie in Kap. 4.4.1 beschrieben, zwei unterschiedliche Verfahren, ein analytisches Verfahren sowie ein von der Arbeitsgruppe Häfner (BA Freiberg) entwickeltes numerisches Rechenprogramm (HÄFNER et al., 2001), eingesetzt.

Für die Anwendung dieser Verfahren zur Bestimmung der effektiven Gaspermeabilität gelten die folgenden Annahmen:

- Gas kann in das wassergesättigte Gebirge eintreten, wobei die nutzbaren Fließwege sehr klein sind. Entsprechend ist auch die angenommene effektive Porosität mit 0,2% sehr gering. 2-Phaseneffekte, die für das durchtretende Gas bzw. für die gleichzeitig stattfindende Verdrängung von Porenflüssigkeit in jeweils spezifischen Permeabilitäten resultieren, werden hierbei nicht berücksichtigt.
- Das Abströmen wird im ersten Schritt als integral um das Bohrloch herum angesetzt, obwohl der Druckanstieg in den Kontrollbohrungen auf vorhandene diskrete Wegsamkeiten in Richtung der Kontroll- bzw. AE-Bohrungen hindeutet, die somit als Senken wirken.
- Ein Porendruck im mutmaßlich flüssigkeitserfüllten Gebirge wird vernachlässigt. Da ein Gaszutritt zu den Kontrollbohrungen bereits ab der 1. Druckstufe mit 10 bar Injektionsdruck erfolgte, liegen auch keine Kapillardruckeffekte vor. Da die Untersuchungen in einem sehr begrenztem Gesteinsbereich mit insgesamt 5 Bohrungen erfolgen, ist ein Teil des Gebirges zumindest bezüglich der wirkenden Porendrücke in der Bohrlochumgebung entlastet. Darüber hinaus wirken die vorher diskutierten sekundären Effekte.

Die mittels der zwei Verfahren bestimmten Permeabilitätswerte sind in Abb. 7-22 zusammengefasst. Beide Verfahren liefern zueinander konsistente Ergebnisse. Die effektive Gaspermeabilität des Roten Salztons liegt in der Größenordnung von 10^{-22} m^2 - 10^{-23} m^2 . Der relativ höchste Permeabilitätswert mit $1,2 \cdot 10^{-22} \text{ m}^2$ wird in der Druckstufe bei 50 bar beobachtet, wobei unklar ist, ob dieser Wert innerhalb der Streuung der Messergebnisse liegt, oder ob danach ein realer Messeffekt mit einer Abnahme aus der zunehmenden Druckeinwirkung auf die Bohrlochwandung resultiert (vgl. Diskussion S. 17). Insgesamt sind aber die Änderungen der Gaspermeabilität mit steigendem Druck gering, wobei sich mit Zunahme des Druckes eher ein Trend einer Permeabilitätsabnahme zu ergeben scheint.

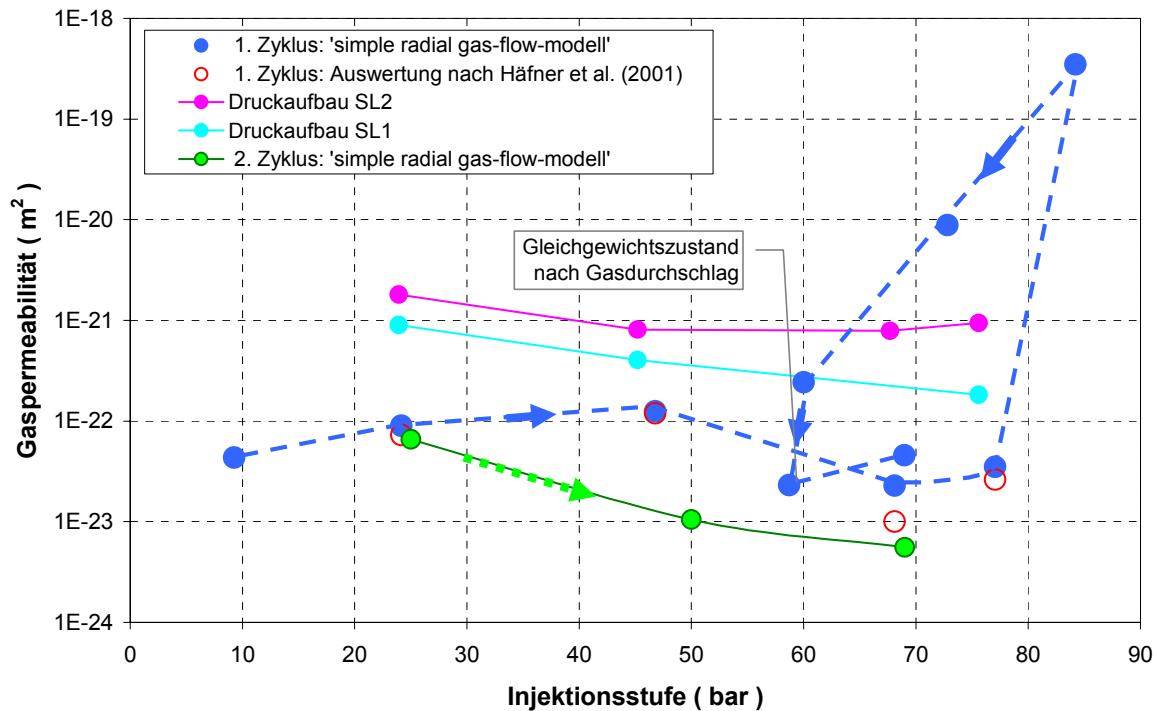


Abb. 7-22. Auswertung der Drucktests am Standort "Sigmundshall" in einer Roten Salzton-Formation mittels der zwei eingesetzten Verfahren zur Bestimmung der Permeabilität der Gasphase – Zusätzlich sind die abgeschätzten Permeabilitäten für einen gerichteten Gasfluss in Richtung der Kontrollbohrungen SL-1 und SL-2 angegeben.

In der Druckstufe auf 85 bar ergibt sich ein Permeabilitätssprung um ca. 4 Dekaden auf $3,5 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$. Mit der gleichzeitig dabei stattfindendem Druckentlastung bis zur Stabilisierung auf einem Druckniveau von etwa 58 bar nimmt die Permeabilität spontan wieder ab, bis zu einer Größenordnung von $2,3 \cdot 10^{-22} \text{ m}^2$, d.h. praktisch auf den Ausgangswert. Das bedeutet, die druckinduzierte Aufweitung der Fließwege bei Überschreiten der Minimalspannung ist spontan reversibel, d.h. es findet unmittelbar in Abhängigkeit vom Gasdruck eine spontane Wiederherstellung der Integrität statt.

Zusätzlich wurde auf Basis der gemessenen Druckaufbauraten in den Kontrollbohrungen SL-1 und SL-2 die Permeabilität in Richtung dieser Bohrungen unter Annahme einer Durchtrittsfläche von ca. 1 m^2 (ca. 4 x Längsquerschnitt der abgepackerten Bohrlochintervalls) und einem mittleren Abstand von 1,2 m abgeschätzt. Wie Abb. 7-22 zeigt, sind die hiermit berechneten Permeabilitätswerte im Mittel etwa eine Größenordnung höher, als die aus dem Druckabfall in der Zentralbohrung resultierenden Permeabilitätswerte.

Für die Wiederholungsmessungen im 2. Belastungszyklus wird mittels des analytischen Ansatzes analog zur Darstellung in Abb. 7-22 ein Permeabilitätswert in der Größenordnung von 10^{-23} m^2 abgeschätzt. Er liegt signifikant unter dem Wert der Erstbelastung, bestätigt aber die nach dem Gasdurchbruch erfolgte Wiederherstellung der Integrität des Tongebirges.

8. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen zur Barriereintegrität von Salz- und Tonsteinen bei Gasbildung

8.1. Experimentelle Untersuchungen zur Gasbildung im Endlager

In einem Endlager für radioaktive Abfälle können durch unterschiedliche Prozesse Gase – darunter vor allem Wasserstoff – gebildet werden, wodurch im zeitlichen Verlauf infolge des daraus resultierenden Druckanstieges die Barriereintegrität durch ein Gasfractereignis gefährdet sein könnte. Die Gastransporteigenschaften potentieller Wirtsgesteine mit steigendem Druck sind somit von grundlegender Bedeutung, sowohl für die Konzeption eines Endlagers als auch für die Bewertung der Langzeitsicherheit eines Endlagers.

Salinare Gesteine werden als undurchlässig angesehen, während bei den sog. vergleichsweise durchlässigen Wirtsgesteinstypen, wie Tonstein, kristalline Gesteine etc. ein Entweichen von Gas möglich ist, aber auch mit einem Zutritt von Wasser zum Endlager gerechnet werden muss. Unabhängig vom Wirtsgestein muss auch bei Gasentwicklung unter allen Belastungsbedingungen die geomechanische Stabilität des Grubengebäudes und die Integrität der geologischen Barriere gesichert sein. Für die Bewertung der Dichtheit von Salinarbarrieren werden bisher zwei Kriterien herangezogen:

- das Dilatanzkriterium, welches die Spannungsgrenze für einsetzende Rissbildung mit Volumenzunahme infolge mechanischer Schädigung charakterisiert, und
- das Fluid- bzw. Minimalspannungskriterium, bei dem ein Fluidruck (Gas bzw. Lösung) mit dem Wert der minimalen Hauptnormalspannung verglichen wird, wobei diese Komponente stets größer als der angreifende Fluidruck sein muss²⁴.

Hinsichtlich der Gasentwicklung ist automatisch das Minimalspannungskriterium verletzt, wenn der Gasdruck die kleinste Hauptspannung übersteigt. Insbesondere weil dann im dichten Wirtsgestein ein Gasfracszenario mit einem singulären Frac bis ins Deckgebirge für möglich gehalten wird, sind zur Vermeidung dieses Szenarios bisher verschiedene Endlagerkonzepte entwickelt worden, bei denen zumeist Möglichkeiten der Gasspeicherung bzw. in Kombination mit Möglichkeiten der Begrenzung der Gasbildung betrachtet worden sind (z.B. SKRZYPPEK et al., 2005).

Im Unterschied dazu war es das Ziel dieses Vorhabens, die Gastransporteigenschaften von Salz- und Tongesteinen vor dem Hintergrund eines möglichen Gasdruckanstieges systematisch zu untersuchen und daraus belastbare Parameter zur Bewertung der Barriereintegrität für eine rechentechnische Modellierung zu erhalten. Vorrangig waren folgende Fragen zu klären:

- *Unter welchen Bedingungen kommt es zu einem Gasfrac?*
- *Darf ein Aufreißen des Gebirges durch die Gasbildung zugelassen werden?*
- *Wie sieht ein mögliches Wiederverheilungsverhalten danach aus?*

Die dafür eingesetzte Untersuchungsmethodik umfasste Laboruntersuchungen an Kernmaterial von Steinsalz (Kap. 3) bzw. Tonstein (Kap. 6), sowie analoge Gasinjektionstests in einer Salinar- (Kap. 4) bzw. Tonsteinformation (Kap. 7). Zusätzlich wurde das Gasfractereignis

²⁴ Anzumerken ist, dass dieses Kriterium sehr konservativ ist, weil dabei nicht die Ausbreitungsrichtung des angreifenden Fluids in Relation zur Lage des wirkenden Spannungstensors berücksichtigt wird. In experimentellen Untersuchungen (KERN & POPP, 2001) wurde in Injektionstests unter Extensionsbedingungen ($\sigma_{ax} < \sigma_{rad}$) mit Ölinjektion in die Probenstirnflächen nachgewiesen, dass keine Permeation stattfand, obwohl die in Ausbreitungsrichtung wirkende Hauptspannung kleiner als der Fluidruck war. Dies resultiert aus der Tatsache, dass in der Ebene normal zur Ausbreitungsrichtung des Fluids die wirkenden Hauptspannungen immer größer als der angreifende Fluidruck sind und somit ein Öffnen potentieller Fließwege verhindern. Hinzu kommt der Effekt einer hydraulischen Zugfestigkeit (bzw. pneumatische Aufreißfestigkeit), von der beim Minimalspannungskriterium ebenfalls kein Kredit genommen wird.

Merkers untersucht, das sich in Folge des Gebirgsschlages von Völkershäusen 1989 ereignete und ein einmaliges Naturanalogon für ein Gasfractereignis in einer Steinsalzbarriere darstellt (Kap.5).

Im Rahmen der Arbeiten konnten für beide zu untersuchende Gesteinsarten erstmalig in einem Feldexperiment, das mutmaßliche „Gasfracszenario“ sowie die anschließend stattfindende „Selbstverheilung“ quasi online verfolgt werden.

Die dabei gewonnen Ergebnisse decken ein umfangreiches Einfluss- und Ergebnisspektrum ab, deren wesentliche Ergebnisse nachfolgend kurz zusammengefasst werden. Anschließend werden auf Basis stark vereinfachender Modellrechnungen die Konsequenzen für Gasdruckbildung in einem Endlager mit unterschiedlichen Hohlraumvolumina betrachtet. Abschließend werden Empfehlungen für weiterführende Untersuchungen noch offener Fragen gegeben.

8.1.1. Laboruntersuchungen Steinsalz

Steinsalz besitzt, obwohl es gegenüber anderen Wirtsgesteinen mit einem Halitanteil zwischen 90 und 99% nahezu monomineralisch ist, infolge seiner Genese als salinares Sedimentgestein sowie abhängig von einer tektonischen Überprägung eine große lithologische Variabilität. Hierbei ist zwischen Salzvorkommen in flacher Lagerung, z.B. im Werragebiet oder in Mitteldeutschland, sowie steiler Lagerung, wie sie in den Salzstockstrukturen Norddeutschlands vorkommt, zu unterscheiden.

Bei der Entnahme von Probematerial, z.B. durch Bohrkern, kommt es als Folge der Beanspruchung zu einer Auflockerung mit einer deutlichen Permeabilitätszunahme. Im Laborexperiment stellt sich nach einer Konsolidierung die primäre Salzdichtheit wieder her, wobei als intrinsische Permeabilitäten $< 10^{-20} \text{ m}^2$ nachgewiesen werden. Unabhängig davon wurden im Vorhaben mittels der eingesetzten Versuchstechnik mit radialer bzw. axialer Injektionsgeometrie an textuell inhomogenen Proben in Bezug zur Schichtung signifikant unterschiedliche Permeabilitätseigenschaften bestimmt. Im Probenmaßstab war eine Durchlässigkeit senkrecht zur Schichtung nicht messbar („Sperrschichteffekt“). Als Folge sind bei der Bewertung der Gastransporteigenschaften insbesondere textuelle Gesichtspunkte in Bezug auf schichtartige Sulfateinlagerungen, im wesentlichen Anhydrit zu berücksichtigen.

Für den Fall, dass auf der Intergranularen von Steinsalz Salzlösungen (bzw. –laugen) vorliegen, können kapillare Sperrdruckeffekte auftreten, wobei ausgehend von einer Beziehung nach DAVIES (1991) bei sehr niedrigen Permeabilitätswerten ($< 10^{-20} \text{ m}^2$) sehr hohe Gaseindringdrücke von p_{Gas} bis zu 10 MPa zu erwarten sind. Die zunächst von Messungen an porösen Speichergesteinen abgeleitete DAVIES-Beziehung konnte durch die durchgeführten Gasinjektionstests an laugengesättigten synthetischen Salzbriketts, die systematisch kompaktiert wurden, qualitativ bestätigt werden. Allerdings ist anzumerken, dass in der Literatur bisher nur sehr wenige Ergebnisse an ungestörtem Steinsalz vorliegen, wobei aber bei den In-situ-Messungen keine Gaseindringdruckeffekte beobachtet wurden (vgl. Kap. 8.1.2).

Bei fortschreitender Gasinjektion nimmt mit steigendem Druck die Permeabilität zunächst moderat zu, bis sich beim Erreichen der kleinsten Einspannung ($\sigma_{\text{min}} \approx p_{\text{Gas}}$) in einem Druckbereich von 1 – 2 MPa ein Permeabilitätssprung um mehrere Größenordnungen, z. T. bis auf 10^{-15} m^2 ergibt (Abb. 8-1). Darüber hinaus flacht sich der Kurvenverlauf wieder ab, wobei dieser Injektionsdruckbereich aufgrund der extrem hohen Gasinjektionsraten mit einem notwendigen Druckaufbau in der Größenordnung ($dp/dt = 10 - 100 \text{ bar / s}$) experimentell nicht sehr gut belegt ist.

Bezüglich der zu beobachtenden Permeabilitätszunahme um mehrere Größenordnungen ist es wichtig festzuhalten, dass dieser Effekt weitestgehend reversibel und unabhängig vom Absolutbetrag von σ_{min} ist. Weiterhin wurde nur, wenn $|\Delta p| = \sigma_{\text{min}} - p_{\text{Gas}}$ größer 2 MPa war, d.h. der Gasdruck die kleinste Einspannung um mindestens 2 MPa überstieg, eine dilatante Gefügeschädigung mit transgranularen Rissen im Sinne eines pneumatischen Fracs beob-

bachtet. Bei kleiner Druckbelastungen im Bereich der wirkenden Druckeinspannung, d.h. $\Delta p \approx 0$, kommt es nur zu einer lokalen Aufweitung von Korngrenzen, die bei Druckentlastung reversibel ist.

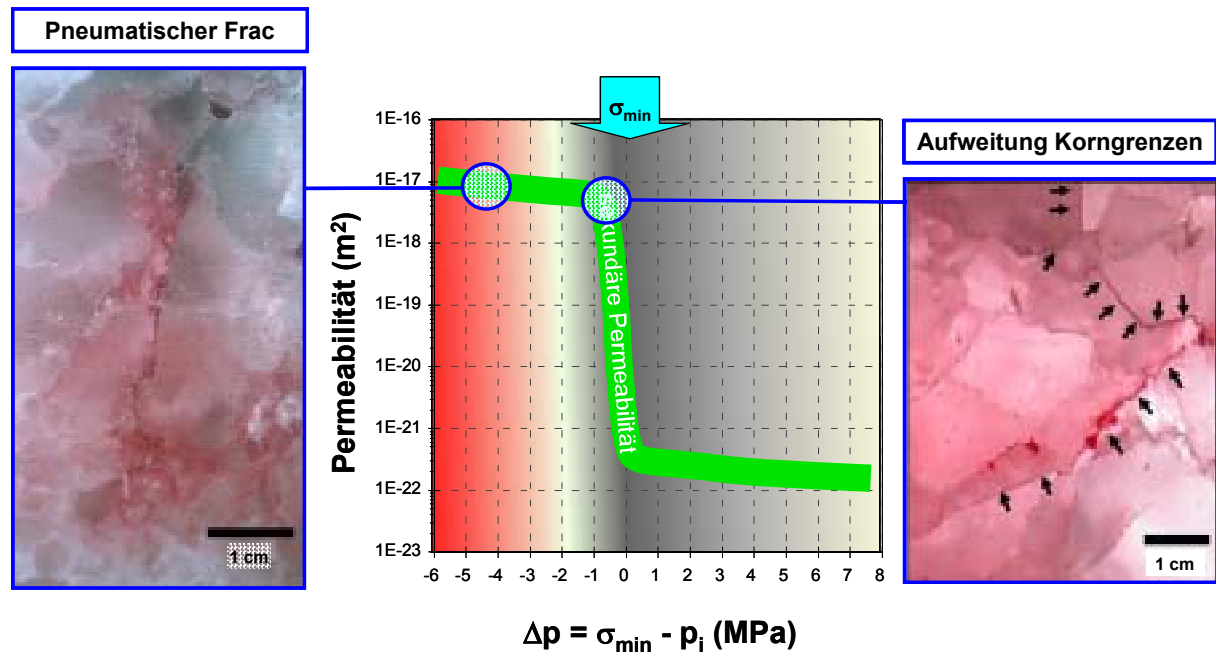


Abb. 8-1. Schematische Permeabilitätsentwicklung während der Druckbeaufschlagung einer Laborprobe in Relation zur Gefügeentwicklung.

Basierend auf den experimentellen Daten wurde eine auf dem Tangens Hyperbolicus basierende Beziehung entwickelt, die als geschlossener Kurvenzug sehr gut die Permeabilitätsentwicklung einschließlich des mutmaßlichen Gasfracs bei $|\Delta p| \geq 2$ MPa beschreibt (vgl. Kap. 3.3.4 mit der Formel 3-9).

Die Gastransporteigenschaften werden wesentlich von der vorliegenden Schädigung bzw. den herrschenden deviatorischen Spannungsbedingungen bestimmt. Für ihre Beschreibung sind in den letzten Jahren belastbare Ansätze basierend auf einer von der minimalen Spannung abhängigen Permeabilitäts/Porositätsbeziehung entwickelt worden (POPP, 2002; HEEMANN & HEUSERMANN, 2004), deren grundsätzliche Anwendbarkeit hier bestätigt wurde. Allerdings werden vorliegende lithologische Inhomogenitäten dabei nicht berücksichtigt.

Für das grundsätzliche Verständnis der Schädigungsprozesse in Steinsalz ist allgemein das Dilatanzmodell akzeptiert, das bezüglich einer Differenzierung von Schädigungs- bzw. Verheilungszuständen auf einem Spannungskriterium basiert (CRISTESCU & HUNSCHE, 1998). Allerdings zeigen die Untersuchungen innerhalb des Forschungsvorhabens, dass Schädigung sich bereits bei kleineren Spannungen entwickelt, wie durch die Variation der Ultraschallgeschwindigkeiten belegt wird. Somit ist zwischen einer initialen Schädigungs- bzw. einer makroskopisch messbaren Dilatanzgrenze zu unterscheiden, wobei es nach Ausweis der experimentellen Untersuchungen erst bei einer messbaren Volumenzunahme zu einer Permeabilitätserhöhung kommt. Für eine modelltechnische Beschreibung sind in den letzten Jahren verschiedene Ansätze entwickelt worden, die an verschiedenen Problemstellungen bereits validiert worden sind (z.B. BGR-Verbundmodell - HUNSCHE et al, 2003; HOU-LUX-Modell - HOU, 2002; MINKLEY-Modell - MINKLEY, 2001; GÜNTHER-SALZER-Modell - SALZER et al., 2002).

Wenn das Spannungsregime im nicht-dilatanten Bereich liegt, kommt es in Abhängigkeit von der wirkenden Spannung auch bei stark geschädigtem Material zu einer zeitbedingten Abnahme der Permeabilität, wofür ein einfacher Exponentialsatz unter Einbeziehung von $\sigma_{\min}$ abgeleitet wurde. Zusätzlich wurde mittels Scheruntersuchungen an künstlichen Trennflächen nachgewiesen, dass es bei Anwesenheit von Salzlösungen in Abhängigkeit von der

wirkenden Normalspannung zu einer Wiederherstellung von Kohäsion kommt, d.h. die Trennfläche verheilt.

Unabhängig davon wird ein feuchtebedingter Effekt auf die Permeabilitätsabnahme in Laborversuchen häufig überschätzt, weil es bei Durchströmungsversuchen mit wassergesättigter Luft nachweislich zu einer Kondensation von Feuchte auf der Intergranularen kommt und infolge von Sperrdruckeffekten eine scheinbare Permeabilitätsabnahme vorgetäuscht wird.

Bezüglich der Langzeitverformungseigenschaften bei Einwirkung eines Gasdruckes wurde in Kriechtests nachgewiesen, dass die zu erwartenden Effekte relativ gering sind (Kriechbeschleunigung bei $p_{\text{Gas}} = 0,8 \cdot \sigma_{\text{min}}$ ungefähr Faktor 3x), während hingegen bereits bei Befeuchtung und noch verstärkt durch einen Laugendruck sehr viel größere Effekte beobachtet wurden. Allerdings werden nach IfG-Einschätzung Porendruckeffekte nur dann wirksam, wenn auch eine Schädigung vorliegt bzw. sich mit der Zeit entwickelt. Aufgrund der Komplexität dieser THMC-Prozesse wird aber der Kenntnisstand bisher als noch nicht ausreichend eingeschätzt.

8.1.2. In-situ-Versuche Bernburg

Es liegen Ergebnisse von zwei Untertageversuchsorten im Steinsalzbergwerk Bernburg vor. Mit dem im Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens (1) im geschichteten Leinesteinsalz durchgeführten Bohrlochversuch („BFS-Versuchsort“) sowie (2) unter Einbeziehung von Ergebnissen des parallel in diesem Bergwerk im Staßfurt-Steinsalz ausgeführten Versuchs „Gaspermeation“ konnten wichtige Erkenntnisse zum Verhalten von Steinsalz bei Gasdruckbelastung gewonnen werden. Erstmals konnte dabei an beiden Versuchsorten das Phänomen eines Gasfracs in einem größeren Maßstab für ein unverritztes Salzgebirge quasi online verfolgt werden. Die in den Feldtests realisierten Gasinjektionsraten sind zwar noch rund zwei Größenordnungen höher, als die in einem Endlager zu erwartenden Druckaufbau-raten, decken aber insgesamt ein relevantes Druck- und Gasinjektionsratenspektrum ab (vgl. Abb. 8-2). Allerdings sind bei der abschließenden Bewertung Skaleneffekte bezüglich der betrachteten Hohlraumvolumina zu berücksichtigen.

Als Vorbedingung für die Drucktests wurde ein Bohrlocharray mit vier Kontrollbohrungen um eine zentral angeordnete Injektionsbohrung installiert. In einem weiteren Umfeld befanden sich insgesamt 8 Mikroakustikaufnehmer, die eine sehr sensitive Schallemissionsüberwachung des Messbereiches ermöglichten. Ebenfalls als Vorbedingung hat das eingesetzte mechanische Packersystem die Erwartungen an seine Dichtheit erfüllt, wie die geringen Druckabfallraten belegen. Im Vergleich der beiden Versuchsorte zeigt sich aber, dass die experimentellen Bedingungen am Standort Gaspermeation günstiger sind, zumal das Gebirge in seiner Gefügeausbildung infolge der vorliegenden tektonischen Beanspruchung mehr isotrop ist und somit keine Umläufigkeit des Bohrlochpackers auftritt. Dieser sehr begrenzte Effekt eines Gasübertritts in den Kontrollraum wird am BfS-Versuchsort auf lokale Anhydrit-einschaltungen zurückgeführt. Unabhängig davon sind die Ergebnisse unter Berücksichtigung der gemessenen Effekte für beide Messorte nahezu identisch.

Das unverritzte Salzgebirge (Staßfurt-Steinsalz Na2) am Versuchsort Bernburg bzw. der hintere Teil des BfS-Messbohrloches weisen eine sehr geringe Gaspermeabilität in der Größenordnung $k = 10^{-24} \text{ m}^2 - 10^{-23} \text{ m}^2$ auf. Im Gegensatz zu den Beobachtungen von BEAUHEIM & ROBERTS (2002) an der WIPP-Site wurden, wie die stationären Druckabfallraten mit einer Druckabhängigkeit nach DARCY belegen, keine Hinweise auf die Anwesenheit einer zweiten Phase (Salzlösung) gefunden, d.h. für die Modellierung wird reine Gasströmung vergleichbar zu DARCY angenommen.

Als Folge der niedrigen Permeabilität liegt der anfänglich gasdruckbeeinflusste Konturbereich um die Injektionsbohrung bei Gasdrücken kleiner σ_{min} im Dezimeterbereich. Mit schrittweiser Erhöhung des Injektionsdruckes nimmt die Permeabilität analog zu den Ergebnissen der Laboruntersuchungen gering zu. Bezüglich der Mikroakustik ist festzuhalten, dass in allen Versuchsphasen keine Korrelation mit dem Gasdruck in der Bohrung nachzuweisen war,

was aus Sicht des IfG belegt, dass ausschließlich Gasströmung über vorhandene Wegsamkeiten stattfindet.

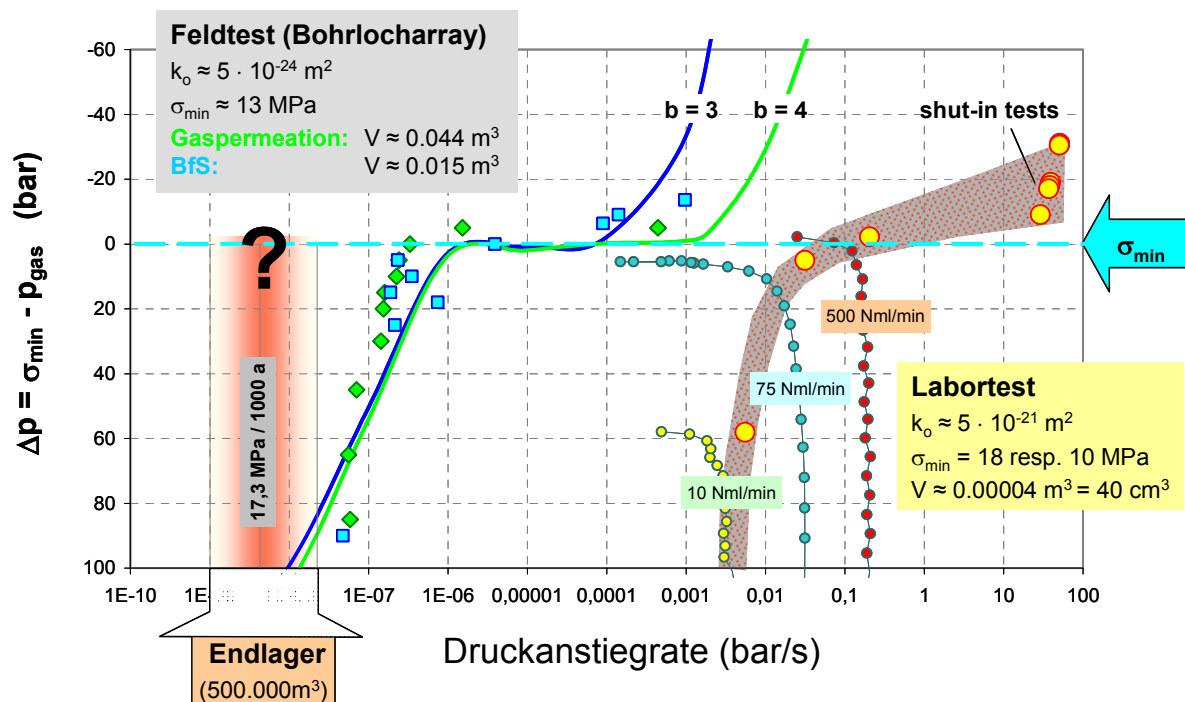


Abb. 8-2. Simulation eines Druckaufbaus in einem Hohlraum im Salzgebirge unter Vorgabe verschiedener Gasdruckanstiegsraten für Labor- und Bohrlochversuche. Zusätzlich sind für die durchgeführten Feldtests Ergebnisse aus Simulationsrechnungen dargestellt (vgl. Abb. 4-34, S. 131). Hinweis: Beachte die jeweiligen Dimensionen der Hohlräume.

Nach Überschreiten der minimalen Gebirgsspannung am Standort Gaspermeation, im Staßfurt-Steinsalz, durch den Gasdruck um $\Delta p = \sim 1$ MPa tritt zeitverzögert ein Gasdurchbruch mit einer Permeabilitätszunahme um ca. 3 - 4 Dekaden ein ($k \approx 10^{-20} \text{ m}^2$). Beim Gasdurchbruch wurde nur lokal in den 2 m entfernten Bohrungen ein Druckanstieg beobachtet. Die Gasausbreitung ist somit nicht homogen. Mit dem Gasdurchschlag sind ungefähr 20% (ca. 1350 l Gas) der ursprünglichen Gasmenge (bei 140 bar ca. 6300 l) freigesetzt worden, wobei mit dem Druckanstieg in den zwei aktivierten Kontrollbohrungen ($\Delta p \approx 3$ bar bzw. 1 bar) eine Gasmenge von ca. 80 l aufgefangen wurde.

Dennoch gibt es beim Gasdurchbruch keine Hinweise auf einen singulären Riss im Sinne eines Gasfracszenario, da trotz des extrem sensitiven AE-Monitoringsystems keine erhöhte mikroakustische Aktivität beobachtet wurde. Als Mechanismus für das aufgetretene Ereignis wird vielmehr eine integrale Permeation infolge druckinduzierter Aufweitung vorhandener Fließwege in Richtung geologischer Inhomogenitäten angesehen. Die tatsächlichen Fließwege sind bisher nicht lokalisiert.

Die Reichweite der gasdruckbeeinflussten Zone hängt vom Gasaufnahmevermögen und somit der zugänglichen Porosität im Steinsalz ab. Ein realistischer Wert hierfür sind 0,1 – 0,2%. Die Ausdehnung der gasdruckbeeinflussten Zone beim Gasdurchbruch liegt infolge des begrenzten Gasvolumens der Untersuchungsbohrung im Meterbereich, wobei die bisher zur Berechnung der integralen Permeabilität verwendeten rotationssymmetrischen Transportmodelle die realen Abströmverhältnisse unzureichend beschreiben.

Mit dem Gasdurchbruch kommt es infolge der dabei induzierten Permeabilitätszunahme zu einem gleichzeitigen Druckabfall, der sich im weiteren Verlauf wieder auf einem niedrigerem Permeabilitätsniveau von $k \approx 2 \cdot 10^{-22} \text{ m}^2$ stabilisiert. Das bedeutet, es findet spontan eine teilweise Risschließung mit Wiederherstellung der Dichtheit statt. Wahrscheinlich ist, dass infolge des erzeugten Gaspendruckes die Risschließung behindert wird. Gleichzeitig wird beobachtet, dass trotz des immer noch vorhandenen Restdruckes von ca. 110 bar in der Injektionsbohrung in den Kontrollbohrungen der Gasdruck nicht weiter ansteigt. *Im Ergebnis*

kann festgehalten werden, dass dieser Prozess einer Permeabilitätsabnahme mit Wiederherstellung von teilweiser Dichtheit nach dem Gasfrac qualitativ einer „Selbstabdichtung“ entspricht. Eine Selbstverheilung mit vollständiger Negierung des geschaffenen Rissnetzwerkes ist in dem kurzen Zeitraum im Gegensatz zum Naturanalogon Merkers nicht möglich.

Der Prozess einer gasdruckinduzierten Permeabilitätszunahme ist wiederholbar, d.h. bei einer erneuten Druckbelastung findet ein neuer Abströmprozess mit anschließender Stabilisierung auf dem bereits vorher wieder erreichten Druckniveau statt. Entsprechend wird sich die gasimprägnierte Zone immer weiter ins Gebirge ausdehnen. Gleichzeitig wiederholt sich aber auch der Prozess der „Selbstabdichtung“.

Bei der Wiederaufnahme wird der Abströmprozess ins Gebirge durch den bereits vorhandenen Porendruck auf der Intergranularen behindert, so dass das Bohrloch scheinbar dichter als bei der Erstbelastung ist.

Bezüglich der Auswertung der Gasinjektionstests ist allerdings anzumerken, dass die eingesetzten Auswerteverfahren mit ihrer radialen Strömungsgeometrie stark vereinfachend sind und somit die gemessenen Gasdruckverläufe nicht hinsichtlich der Gaswegsamkeiten in Richtungen auf die Kontrollbohrungen wiedergeben. Weiterhin muss für die Bestimmung der Reichweite der Permeationsprozesse die schrittweise Aufsättigung des Porenraumes berücksichtigt werden. Hierfür ist ein verbessertes rechentechnisches Instrumentarium erforderlich.

8.1.3. CO₂-Gasfrac – Naturanalogon Merkers

Mit Erstellung der Forschungsbohrung 156 im K+S-Bergwerk Merkers sowie den darin ausgeführten Messungen konnten folgende Beobachtungen und Erkenntnisse gewonnen werden. Die geologische Gesamtsituation ist in Abb. 8-3 schematisch dargestellt.

Mit der Bohrung wurde erstmals die im Zusammenhang mit dem Gebirgsschlag 1989 induzierte Gasfraczone direkt erbohrt. Dabei wurde durch den Gasfrac geschädigtes Steinsalz angetroffen, wobei sowohl verheilte als auch offene und gasführende durchgehende Klüfte bzw. Schnitte nachgewiesen werden konnten. In der Gasfraczone liegt keine integral zerrüttete mechanische Störungszone vor, sondern es dominieren diskrete Wegsamkeiten.

In die Bohrung traten unmittelbar mit Erreichen der Gasfraczone signifikante CO₂-Gasmengen zu, die aber in der anschließenden Beobachtungsphase sukzessive zurückgingen. Die in der verschlossenen Bohrung durchgeführten Druckaufbaumessungen zeigten anfänglich einen maximalen Gasdruck in der Höhe von ca. 18 bar, der mit zunehmender Ausgasung im Laufe der ca. 1,5-jährigen Beobachtungszeit abnahm, wobei auch die Zeit zum Erreichen des Druckgleichgewichts länger wurde.

Als Interpretation wird davon ausgegangen, dass mit der Bohrung gasimprägnierte Bereiche, d.h. mit Akkumulation von Gas auf Klüften sowie vernetzten Hohlräumen, angetroffen worden sind, die infolge ihrer Entgasung den anfänglich schnellen Druckanstieg bewirkt haben. Da diese Bereiche während der Beobachtungszeit progressiv entgasen und weiterhin infolge des verringerten Innendrucks mechanisch die Wegsamkeiten geschlossen werden, ist der Gaszutritt aus dem noch angeschlossenen aber lokal begrenzten Reservoir deutlich reduziert.

Durch einen Verschluss der Förderbohrung 143/4, die ansonsten zur Entlastung des gasführenden Werra-Anhydrits dient, wurde nachgewiesen, dass offenbar keine hydraulische Wegsamkeit vom Liegenden zu dem mit der Forschungsbohrung 156 angetroffenen Gasreservoir in der Steinsalzbarriere mehr besteht. Dies wird durch den drastischen Druckanstieg in der ebenfalls überwachten Kontrollbohrung 154 belegt, die aber im klüftigen Werra-Anhydrit endet und somit an das primäre Gasreservoir im Liegenden angeschlossen ist.

Mit Hydrofracmessungen entlang der 250 m langen Bohrung wurden unmittelbar im Bereich der ehemaligen Gasfraczone Messwerte für die minimale Gebirgsspannung ($\sigma_{\min}$) in der Größenordnung von ≥ 10 MPa nachgewiesen.

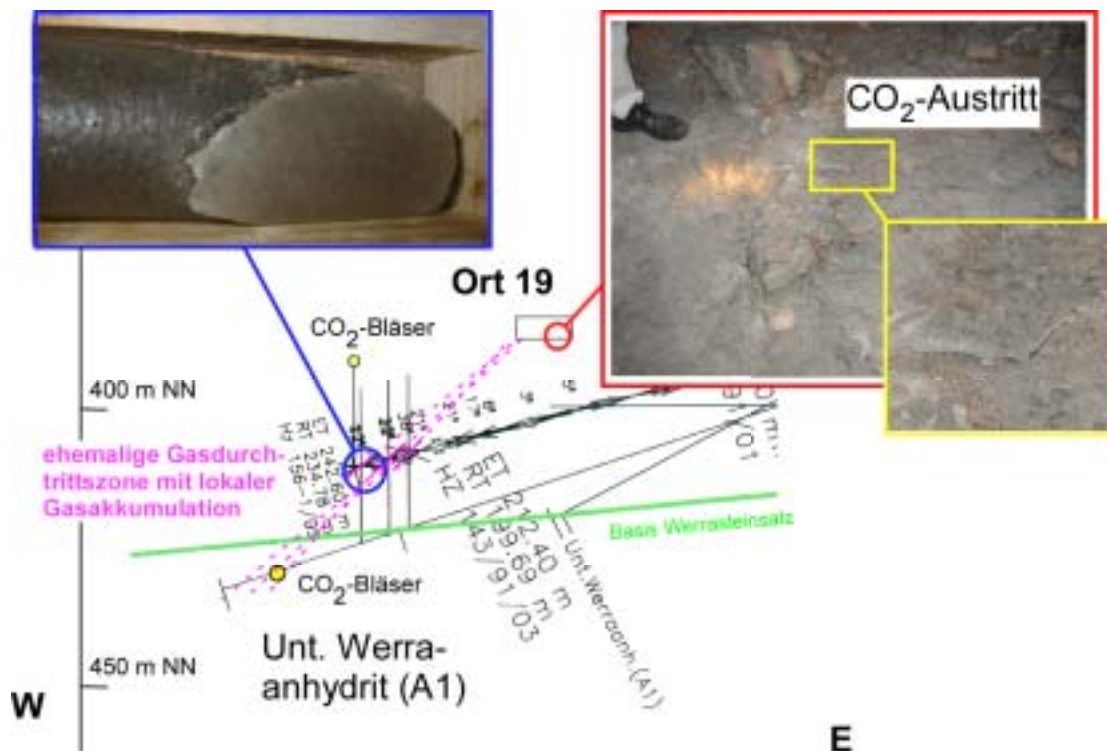


Abb. 8-3. Interpretation der vorgefundenen Gasfrac-Situation.

(Anmerkung: aufgrund der bestehenden Rotationsmöglichkeit um die Kernachse ist die Richtung der Klüfte entsprechend der geologischen Gesamtsituation orientiert worden).

Insgesamt wird mit den gewonnenen Ergebnissen nachgewiesen, dass es sich bei der ange-troffenen Gasfraczone nur noch um ein räumlich begrenztes Kluftsystem handelt, dass sich ursprünglich als Folge der dynamischen Entlastung beim Gebirgsschlag infolge des stattfindenden Gasdurchschlags gebildet hat. Obwohl die Kerne der Bohrung nicht orientiert ge-wonnen worden sind, weist das Einfallen der Klüfte, wie sie in der Bohrung quer zur Bohr-kernachse angetroffen wurden, in der Verlängerung genau auf den Ort 19 hin, der vermutlich druckentlastend gewirkt hat (Abb. 8-3). Im Detail drehen die Klüfte, je weiter man nach Osten kommt, sogar zum Ort 19 hin. Dort finden sich in der Sohle offen stehende Klüfte, die ehe-mals gasführend waren. Diese Beobachtung deckt sich mit den durch die Modellrechnungen ausgewiesenen Spannungstrajektorien.

Mit den gleichzeitig durchgeführten Simulationsrechnungen wurden schlüssig die besonde-ren geotechnischen Rahmenbedingungen aufgezeigt, unter denen es im Nachgang des Ge-birgsschlages zu einem Gasaustritt durch die geologische Barriere mit einer anschließenden Verheilungsphase kam. Dies sind die großflächig und spontan erfolgte Absenkung der mi-nimalen Hauptspannung und die aus hochgespannten CO₂-Akkumulationen im Liegenden unterhalb der Steinsalzbarriere resultierende Gasdrucküberbelastung. Die mutmaßlichen Ausbreitungswege des CO₂ korrespondieren im Ergebnis der berechneten Spannungsver-teilung mit dem geologischen Befund in der Bohrung. Dabei ist wichtig festzuhalten, dass die gasfrac-geschädigte Zone als diskretes Kluftnetzwerk mittlerweile wieder zumindest teilweise verheilt ist.

Der Nachweis dieser zeitlich bedingten Wiederherstellung der Barriereintegrität aufgrund viskoplastischer Verformungsprozesse im Steinsalz ist von großer praktischer Bedeutung für den Nachweis der Langzeitsicherheit der geologischen Barrieren um Untertagedeponien und Endlager. Ebenfalls ein Beleg dafür, dass Gasfracrisse im Steinsalz bei minimalen Haupt-spannungen, die größer als der Gasdruck sind, wieder verheilen, ergibt sich über die vieler-orts im Kalibergbau an der Werra angetroffenen gasführenden Schnitte, die über geologi-

sche Zeiträume das während des tertiären Basaltvulkanismus²⁵ in Fracrisen eingeschlossene Kohlensäuregas (CO₂) bewahrt haben. Gleichzeitig liefert die Koinzidenz der Ergebnisse einen Beleg für die Güte des verfügbaren rechentechnischen Instrumentariums, das somit auch für Simulationsrechnungen für ein Endlager zur Verfügung steht.

8.1.4. Laboruntersuchungen Tongesteine

Die an Opalinuston und Rotem Salzton durchgeführten Laboruntersuchungen zu den Gas-transportmechanismen in Tonsteinen belegen in Analogie zu dem umfangreichen in der Literatur dokumentierten Kenntnisstand, dass visko-kapillarer Zweiphasenfluss der Haupttransportmechanismus für Gas im Opalinuston ist. Insofern sind im Unterschied zu den Vorgängen bei Steinsalz die Randbedingungen deutlich komplexer.

Der Gaseintrittsdruck, bei dem es mit dem Eindringen von Gas in die Tonmatrix zu einer Verdrängung von Porenflüssigkeit kommt, kann analog zu den Beobachtungen, die an feuchtem Steinsalz gemacht werden, durch einen Potenzansatz zwischen Gaseintrittsdruck und Permeabilität beschrieben werden, wobei die Gaseintrittsdrücke für Opalinuston offenbar deutlich niedriger sind, als durch die Beziehung von DAVIES (1991) beschrieben.

Mit Erhöhung des Gasdruckes findet eine sukzessive Verdrängung des Porenfluids statt und es bilden sich diskrete Fließwege aus, wie sie durch die Gefügeanisotropie des Tonsteins bereits angelegt sind und auch durch mineralogische und lithologische Untersuchungen nachgewiesen werden. Für das Verständnis der Gastransportprozesse ist zu berücksichtigen, dass obwohl die Porosität des Opalinustons in der Größenordnung zwischen 12 und 16% liegt, der effektiv durchströmte Porenraum vermutlich sehr viel kleiner ist. Als Folge ist die in Laboruntersuchungen gemessene intrinsische Permeabilität ($< 2 \cdot 10^{-20} \text{ m}^2$) niedriger, als für rein granulare Medien mit gleicher Porosität, z.B. Salzgrus, zu erwarten wäre.

Die Injektionsexperimente unter simulierten In-situ-Bedingungen (bis 10 MPa hydrostatische Belastung) zeigen, dass die gemessenen Permeabilitäten je nach Auflockerung der Proben sowie richtungsabhängig um bis zu 5 Größenordnungen variieren können. Aufgrund der Wirkung zeitabhängiger Kompaktionsprozesse nehmen die Permeabilitäten in Abhängigkeit von der Höhe der Belastung unterschiedlich schnell ab und erreichen sog. intrinsische Permeabilitäten in der Größenordnung $< 10^{-20} \text{ m}^2$.

Mit Erhöhung des Gasinjektionsdruckes kommt es zu einer Zunahme der Permeabilität (innerhalb einer Größenordnung), wobei offenbar eine hydraulische Aufweitung des effektiven Porenraums ursächlich ist. Übersteigen die Gasinjektionsdrücke die minimale wirkende Einspannung ($\sigma_{\min}$) findet analog zu Untersuchungen an Steinsalz eine signifikante Permeabilitätszunahme um mehrere Größenordnung statt, obwohl bei der Inspektion der druckbelasteten Probe kein signifikanter Frac nachweisbar war. D.h. auch hier findet ein integrales Abströmen von Gas über die Matrix statt.

Als wesentlicher Unterschied in den Gastransporteigenschaften gegenüber Steinsalz belegen die Untersuchungen, dass deviatorische Bedingungen mit Verformungen oberhalb der Dilatanzgrenze in Tongesteinen nicht notwendigerweise mit einer Permeabilitätszunahme verbunden sind. Obwohl in der Literatur hierzu bisher nur sehr wenige Untersuchungen dokumentiert sind, zeigen die hier erzielten Ergebnisse, dass mit einer spannungsinduzierten Verformung zunächst Kompaktionsprozesse dominieren, so dass scheinbar Dilatanz- und Festigkeitsgrenze zusammenfallen. In der Konsequenz ist in Laboruntersuchungen auch zumeist erst kurz vorher bzw. im Moment des Bruches eine Permeabilitätszunahme nachweisbar. Unabhängig davon wird mittels Durchschallungsversuchen an mechanisch belasteten Probenwürfel belegt, dass auch bei verfestigten Tonsteinen Dilatanz bereits deutlich un-

²⁵ Der Beginn des Rhönvulkanismus lag vermutlich im Mitteloligozän vor etwa 25 Millionen Jahren und dauerte mit Unterbrechungen bis ins Mittelmiozän vor etwa 11 Millionen Jahren an, wobei die Hauptaktivitäten vor etwa 22 bis 18 Millionen Jahren stattfanden.

terhalb der Dilatanzgrenze auftritt. Somit wird durch die Untersuchungen gezeigt, dass das Dilatanzkonzept, wie es ursprünglich für Salz entwickelt wurde, auch für verfestigte Tonsteine anwendbar ist.

Liegt in Tonsteinen eine Schädigung vor, dann lässt sich zeigen, dass nicht zuletzt aufgrund der schichtinduzierten Anisotropie und der vergleichsweise geringen Matrixsteifigkeiten vorhandene Wegsamkeiten, abhängig von der Minimalspannung, sehr effizient wieder geschlossen werden können. Hinzu kommt, dass durch Feinstkornabsonderungen (Kolmation) und ein geringes Restquellvermögen (abhängig von der Anwesenheit quellfähiger Tonminerale) bei dilatanter Verformung eine abdichtende Wirkung in Tongesteinen aufrechterhalten werden kann.

Mit Blick auf das vorliegende Vorhaben zeigen die für Opalinuston und Roten Salzton vorliegenden Ergebnisse, dass beide als Vertreter für verfestigte Tongesteine in ihren fundamentalen hydraulischen und mechanischen Eigenschaften durchaus vergleichbar sind. Allerdings dokumentiert die große Streuung der Messwerte der verschiedenen Gesteinsgruppen, dass eine Übertragbarkeit materialspezifischer hydraulisch-mechanischer Kenngrößen selbst innerhalb einer Tonformation, besonders aber für unterschiedliche Standorte, nicht einfach möglich ist, sondern jeweils eine standortspezifische Charakterisierung vorgenommen werden muss.

Unabhängig davon ist insgesamt in der Bewertung der vorliegenden Ergebnisse sowie des Literaturstandes davon auszugehen, dass die grundlegenden Mechanismen zum Gastransport im Opalinuston verstanden sind. Offene Fragen liegen insbesondere bei den Mechanismen zum dilatanzinduzierten Gastransport sowie der Bedeutung mechanischer Schädigungsprozesse auf das Gastransportverhalten. Hierbei sind ebenfalls Effekte, die aus der bestehenden Gesteinsanisotropie resultieren, noch nicht ausreichend berücksichtigt.

8.1.5. In-situ-Versuch Sigmundshall

Am Versuchsort im Kalibergwerk Sigmundshall wurden über einen Zeitraum von mehr als 700 Tagen Druckinjektionstests im Roten Salzton (T4 bzw. z4RT) durchgeführt. Diese Tonformation der Aller-Folge (z4) wird dabei als Analogmaterial zu anderen verfestigten Tonsteinen untersucht, wie sie an verschiedenen europäischen Untertagelaboren vorliegen (z.B. Opalinuston am Standort Mont Terri (Schweiz) oder Tonstein am Standort Bure (Frankreich)). Als Vorbedingung für die Relevanz der Untersuchung für die Bewertung der generellen Gasproblematik ist in den Laboruntersuchungen nachgewiesen worden, dass sich der Rote Salzton bezüglich seiner hier als relevant angesehenen gesteinsphysikalischen Eigenschaften (z.B. Permeabilität und Sättigungsbedingungen) prinzipiell nicht von anderen Tongesteinen unterscheidet.

Für die Durchführung der Gasinjektionstests wurde analog zu den Testorten im Steinsalzbergwerk Bernburg ein Bohrlocharray mit einer zentralen Injektionsbohrung installiert. Aufgrund der ungünstigen Zugänglichkeit im Bohrort wurden aber nur jeweils zwei Kontrollbohrungen für Gasdurchtrittsdetektion sowie für die Installation des mikroakustischen Messaufnehmersystems erstellt. Stattdessen wurde zusätzlich über die Messbohrung eine aktive Durchschallungsmessstrecke zum Nachweis dilatanter Prozesse im Bohrloch eingerichtet.

Basierend auf den durchgeführten Gasinjektionstests kann das Gastransportvermögen der untersuchten Tonsteinformation bewertet werden. Allerdings ist anzumerken, dass aufgrund der Randbedingungen für die Tonsteine die dabei auftretenden Prozesse, insbesondere der 2-Phaseneffekte innerhalb der flüssigkeitsgesättigten Tonmatrix, extrem komplex sind. Die eingesetzten vereinfachenden Auswerteverfahren liefern nur sehr grob abgeschätzte Parameter für die Bewertung der Gasdurchlässigkeit, erlauben aber dennoch eine fundierte Bewertung der auftretenden Phänomene.

Bei den Drucktests ist insgesamt ein wenig gasdurchlässiges Gebirge angetroffen worden, obwohl in den benachbart verlaufenden Kontrollbohrungen ein mit der Druckbeaufschlagung in der Injektionsbohrung korrelierter Druckanstieg beobachtet wurde. Aus den gemessenen

Druckabfallraten wurden effektive Gaspermeabilitäten in der Größenordnung von 10^{-22} m^2 - 10^{-23} m^2 abgeschätzt. Geht man von einem bevorzugten Gasfluss in Richtung der vorhandenen Bohrlöcher aus, die infolge der dort induzierten Auflockerungszone als hydraulische Senken wirken, erhält man über die in den Kontrollbohrungen gemessenen Druckanstiege Permeabilitäten, die rund eine Größenordnung höher sind.

Das installierte mikroakustische Monitoring am Versuchsort weist zwar viele Ereignisse auf, eine Korrelation mit den verschiedenen Druckstufen konnte aber analog zu den Ergebnissen der Versuche im Steinsalz nicht nachgewiesen werden. Bei der aktiven Durchschallung traten Amplitudenschwankungen auf, die auf lokale Abschalungen im Bereich der AE-Bohrungen zurückgeführt werden und gleichzeitig auch mit Druckverlusten in einer Kontrollbohrung korreliert waren. Trotz dieser dilatanten Auflockerungsprozesse innerhalb des Bohrlocharrays wirken offenbar Selbstabdichtungsprozesse, die zu einer Abdichtung temporär geöffneter Wegsamkeiten führen.

In der 6. Druckstufe kam es bei der Druckerhöhung auf 85 bar zu einem Gasdurchschlag mit einer Permeabilitätszunahme bis auf $> 10^{-19} \text{ m}^2$. Analog zu den Beobachtungen an den beiden Versuchsorten im Steinsalz im Steinsalzbergwerk Bernburg erholt sich die Permeabilität innerhalb von wenigen Tagen bis in eine Größenordnung von 10^{-22} m^2 - 10^{-23} m^2 , als Folge der parallel zum Gasdurchschlag stattfindenden Druckentlastung bis auf ein Niveau von ca. 60 bar. Dieser Prozess entspricht somit einer Selbstwiederherstellung der Integrität, wie sie auch in einem 2. Versuchszyklus bestätigt wird.

Festzuhalten ist, dass während des Gasdurchschlages keine signifikanten mikroakustischen Ereignisse auftraten und gleichzeitig kein exponierter Gasdurchtritt in den Kontrollbohrungen beobachtet wurde, obwohl hier Wegsamkeiten bereits vorhanden waren. Es ist deshalb anzunehmen, dass sich die dilatanzinduzierten Wegsamkeiten in Richtung der größeren AE-Bohrungen geöffnet haben.

Insgesamt konnte mit dem großmaßstäblichen Versuch die hydraulische Dichtheit einer Tonformation mit ansteigendem Gasdruck bis zum Eintritt eines druckinduzierten Gasdurchschlages nachgewiesen werden, ohne aber, dass es Hinweise auf einen Frac gibt. Die drastische Zunahme der Durchlässigkeit bei Erreichen der Minimalspannung im Gebirge entspricht qualitativ den Beobachtungen, wie sie auch bei Gasinjektionstests im Untertagelabor Bure gemacht wurden (z.B. SENER et al., 2006). Unmittelbar mit der Permeabilitätszunahme im Moment des Fracs findet eine Druckentlastung statt, die zu einem Abströmen des druckgespannten Gasvolumens führt und somit gleichzeitig zu einer spontanen Wiederherstellung der ursprünglichen Integrität führt. Damit ist der Prozess einer Selbstabdichtung in Tonsteinen belegt.

8.2. Zusammenfassende Bewertung

Die verschiedenen relevanten Gastransportprozesse von Salz- und Tongesteinen sind im Rahmen des Vorhabens in ihrer Abhängigkeit vom wirkenden Gasdruck mittels Laboruntersuchungen und im Rahmen kleinmaßstäblicher Felduntersuchungen umfangreich charakterisiert worden. Die Untersuchungen zeigen, dass die Prozesse einer gasdruckbedingten Zunahme der Permeabilität im Salzgebirge und im dichten verfestigten Tonstein grundsätzlich vergleichbar sind, auch wenn im Tonstein die Gastransportprozesse aufgrund des 2-Phasenflusses in einer weitgehend wassergesättigten Tonmatrix infolge kapillarer Sperrdruckeffekte wesentlich komplexer sind.

Herausragendes Ergebnis ist der Nachweis einer Sekundärpermeabilität, die nach Erreichen der kleinsten Gebirgsspannung einen weiteren Anstieg des Gasdruckes begrenzt. Aufgrund der beobachteten Zunahme der Gasdurchlässigkeit um mehrere Größenordnungen kommt es zu einem Abströmen von Gas ins Gebirge. Nur wenn eine Gasbildung die daraus resultierende höhere Gasaufnahmefähigkeit übersteigen würde, könnte sich ein Gasüberdruck entwickeln, der bei Überdrücken von $> 2 - 4 \text{ MPa}$ zu einer rupturrellen Beanspruchung des Gebirges führen würde.

Bei Tonsteinen basiert der druckinduzierte Gasfluss aufgrund der höheren Matrixkompressibilität und einer vergleichsweise geringen Zugfestigkeit in der Schichtung vor allem auf zwei Mechanismen:

- klassischer 2-Phasenfluss durch Verdrängung der flüssigen Phase ggf. unter Aufweitung des vorhandenen Porenraumes sowie
- Bildung von rissinduzierten Wegsamkeiten.

Demgegenüber dominiert im trockenen Salzgebirge Einphasenfluss von Gas, wobei es mit Annäherung des Gasdruckes an die kleinste Gebirgsspannung zu einer druckbedingten weitgehend elastischen Aufweitung bereits bestehender Fliesswege über Korngrenzen, insbesondere im Bereich sog. „Flaschenhalse“ kommt. Dies wird vor allem durch die Reversibilität der Permeabilitäts/Gasdruckbeziehung mit Wiederherstellung der vorhergehenden Dichtheit nach einer erfolgten Druckentlastung belegt. Bezüglich der auftretenden Sekundärpermeabilität ist zu berücksichtigen, dass aus gesteinsmechanischer Sicht die Schaffung einer zusätzlicher Porosität im dichten Gebirgsverband als Erklärungsansatz für eine gasdruckbedingte Zunahme der Gasausbreitung im Salzgebirge nicht einfach möglich ist, obwohl dieser Mechanismus und insbesondere der Begriff "Sekundär-Porosität" spätestens seit dem Workshop des BfS zur Klärung methodisch-konzeptioneller und sicherheitstechnischer Einzelfragen der Endlagerung, 28. / 29. September 2005, Gegenstand kontroverser Diskussion ist.

Unabhängig davon ist bedeutungsvoll, dass das Abströmen von Gas aus dem geschädigten Gesteinsbereich in den ungeschädigten Einschlussbereich des Wirtsgesteins eine Permeabilität voraussetzt, die entscheidend von der Differenz Gasdruck $\leftrightarrow$ minimale Hauptspannung abhängt. Dieser Prozess wurde in den Labor- und Feldtests über die Applikation definierter Gasinjektionsraten analog zu einer konstanten Gasbildungsrate simuliert. Dabei stellte sich jeweils ein Gleichgewichtsdruck ein, d.h. Gaszutrittsrate und Abströmraten waren gleich. Dieser Gleichgewichtszustand blieb auch nach Erreichen der Minimalspannung durch den Gasdruck infolge der Entwicklung der druckinduzierten Sekundärpermeabilität erhalten, so dass der Druck trotz der Erhöhung der Injektionsraten um mehrere Größenordnungen annähernd konstant blieb.

Die Auswertung der experimentellen Untersuchungen im Labor- und Feldmaßstab sowie der Vergleich mit vereinfachenden Simulationsrechnungen eines hypothetischen Gasvolumens von ca. 500.000 m³ in Abhängigkeit von verschiedenen Druckaufbauraten belegt, dass das Strömungsverhalten um einen Hohlraum wesentlich von dem Verhältnis von nutzbarer Abströmfläche zu Hohlraumvolumen bestimmt wird und somit Skaleneffekte zu berücksichtigen sind (Abb. 8-2). Unabhängig davon kann mittels der Simulationsrechnungen unter Berücksichtigung der hier entwickelten Permeabilitäts/Differenzdruck/Beziehung belegt werden, dass es bei den in einem Endlager in Salz- oder Tongesteinen prognostierten Druckbildungsraten infolge der Ausbildung einer Sekundärpermeabilität nicht zu einem kritischen Fracdruck kommt.

Aus dem mit steigendem Druck veränderten Gastransportverhalten und der daraus resultierenden verbesserten Gasaufnahme-fähigkeit des Salzgebirges um einen Hohlraum hat somit eine konzeptionelle Neubewertung der Situation „Gase in einem Endlager in einer Salzformation“ zu erfolgen, wobei nach Einschätzung des IfG ein lokal begrenzter Gasaustritt über das Salzgebirge möglich ist, mit nachfolgender Selbstabdichtung bei abnehmendem Druck.

8.3. Forschungsbedarf

Ein fundiertes Verständnis der sich aus einer möglichen Gasentwicklung ergebenden Konsequenzen für die Gesamtintegrität des Barrierengesteins, egal ob Salz- oder Tongestein, hat unmittelbare Auswirkung auf die Planung technischer Konzepte für eine Endlagerung radioaktiver Abfälle, d.h.

- Beeinflussung der Gasbildungsprozesse durch technische Maßnahmen (z.B. durch Abfallkonditionierung),
- Schaffung von „Sammelhohlräumen“ für Gasspeicherung.

Lässt sich aufbauend auf die hier erhaltenen Erkenntnisse nachweisen, dass diese Maßnahmen nicht nötig sind, ergeben sich Vorteile sowohl unter Aspekten der Sicherheit wie auch der Kosten-Nutzen-Relation.

Bezogen auf Tonsteine liegt deshalb ein Schwerpunkt der im Rahmen europäischer Zusammenarbeit gemeinschaftlich durchgeführten Endlagerforschung nach wie vor auf dem Gebiet der Gasproblematik, wobei sich aufgrund der vorliegenden Erfahrungen und mit Blick auf eine repräsentative Modellbasis ein Trend von kleinmaßstäblichen Bohrlochversuchen zu großräumigen Feldtests²⁶ abzeichnet. Nach Einschätzung des IfG decken diese von verschiedensten Institutionen und teilweise in Kooperation durchgeführten Untersuchungen die nach aktuellem Kenntnisstand relevanten Aspekte einer Gasentwicklung für ein Endlager im Tongestein ab. Hinzu kommt auch, dass im 7. EU-Rahmenprogramm schwerpunktmäßig Untersuchungen zur Gasbildung in verschiedenen Wirtsgesteinsformationen, aber hauptsächlich Tongestein und Granit geplant sind (z.B. FP7-Fission-2007). Unabhängig davon müssen die dabei erzielten grundlegenden Ergebnisse durch standortspezifische Untersuchungen ergänzt werden.

Insofern besteht der Bedarf schwerpunktmäßig in der Abklärung noch offener Fragen für das Salzkonzzept. Aus Sicht des IfG sind weiterführende experimentelle Arbeiten erforderlich, wobei als Basis darauf basierender Modellrechnungen insbesondere die Reichweite der Gasausbreitungsprozesse zur Bestimmung des zeitabhängigen Schadstoffaustrages für eine Bandbreite möglicher Quellterme zuverlässig zu quantifizieren ist. Hierfür sind zwei Schwerpunkte denkbar:

(1) Für eine Kalibrierung der Rechenmodelle ist ein Demonstrationsversuch mit einer günstigeren Maßstäblichkeit zur realen Endlagersituation durchzuführen, bei dem die Auswirkung eines Druckaufbaus in einem untertägigen Hohlraum realistisch simuliert werden kann. Dabei ist schwerpunktmäßig nachzuweisen,

- dass sich während einer simulierten Freisetzung von Gas mittels kontinuierlicher Gasinjektion auch in einem größeren Hohlraumvolumen ein Gleichgewichtszustand einstellt. Über ein zielgerichtetes Messprogramm können gleichzeitig die resultierende Hohlraumbelastung (z.B. druckbedingte Konvergenz) und die diskreten Fließwege für eine Gasausbreitung im Salzgebirge bestimmt werden. Die dabei erhaltenen Messparameter dienen als Basis für Modellrechnungen zu Bestimmung der integralen Permeabilität eines potentiellen Einlagerungsbereichs, unabhängig von Skaleneffekten, sowie unter Einbeziehung geologischer Inhomogenitäten.

(2) Die Auffahrung eines Bergwerkes in einer Salzstruktur für eine Einlagerung radioaktiver Abfälle sowie die sich aus der Deponierung ergebenden Folgeprozesse, d.h. ein möglicher Druckaufbau infolge Gasbildung, stellen einen erheblichen Eingriff in den vorhandenen natürlichen Gleichgewichtszustand des Gebirges dar. Für die Prognose der Langzeitentwick-

²⁶ Aktuell ist im URL Mont Terri ein neues Großexperiment zur Untersuchung der Gasmigration aus einem Hohlraum begonnen worden. Im sog. HG-A Experiment „Gas-path through host rock and a long seal sections“ (Laufzeit Juli 2006 – 2011; Mont Terri Project – Work Programme Phase 12 - 15) wird für den Opalinuston in einem Großbohrloch (l = 7 m, Ø = 1 m) die Gasausbreitung unter Berücksichtigung der Migrationswege in der EDZ in Relation zum unverritzten Wirtsgestein untersucht.

lung, d.h. der Barrierenintegrität im Umfeld eines Endlagers, ist die möglichst genaue Kenntnis der geowissenschaftlichen Rahmenbedingungen unbedingte Voraussetzung. Das sind:

- der geologische Strukturaufbau,
- das Festigkeits- und Verformungsverhalten der den Einlagerungsraum umgebenden Gesteine,
- der mechanische Spannungszustand.

In einer ersten Näherung wird für gebirgsmechanische Modellrechnungen davon ausgegangen, dass sich in einer Salzlagerstätte insbesondere aufgrund der plastischen Eigenschaften der Salzgesteine infolge von Kriechprozessen ein isostatischer Grundspannungszustand in Abhängigkeit von der wirkenden Auflast des überlagernden Gebirges einstellt.

Übertägige Bohrlochmessungen an verschiedenen Salzstrukturen Norddeutschlands, die u.a. für Gasspeicherung in Kavernen genutzt werden, zeigen aber, dass die Annahme lithostatischer Druckverhältnisse nicht pauschal gültig ist, was auch durch großräumige Modellrechnungen der zeitlichen Strukturentwicklung belegt wird (z.B. SCHREINER et al., 2004). Analog dazu belegen untertägige Hydrofractmessungen, die das IfG an verschiedenen Standorten in für die Salzgewinnung genutzten Salzbergwerken Norddeutschlands durchgeführt hat, dass die wirkende Druckeinspannung gegenüber dem lithostatischen Druck reduziert sein kann. Die wirkenden Spannungsverhältnisse müssen deshalb standortspezifisch überprüft bzw. die vereinfachten Annahmen generell bestätigt werden.

Literatur

- ANDRA, 2005. Dossier 2005 argile - Référentiel du site de Meuse / Haute-Marne. 3 Tomes. Rapport Andra n° C.RP.ADS.04.0022.
(in Auszügen enthalten in: http://www.andra.fr/publication/produit/D05A_269_TEP.pdf)
- BACHU, S. & STEWART, S., 2002. Geological sequestration of anthropogenic carbon dioxide in the Western Canada Sedimentary Basin. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41:2, 32 - 40.
- BASTIAENS, W.; BERNIER, F. & LI, X. L., 2007. SELFRAC: Experiments and conclusions on fracturing, self-healing and self-sealing processes in clays. *Physics and Chemistry of the Earth*, v. 32, iss. 8-14, 600 - 615.
- BEAUHEIM, R. L & ROBERTS, R. M., 2002. Hydrology and hydraulic properties of a bedded evaporite formation, *J. Hydrology*, 259 (1), 66 - 88.
- BEREST, P. & BROUARD, B., 2003. Safety of Salt Caverns used for Underground Storage. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 58, No. 3, 361 - 384.
- BLANKENSHIP, D.A., 1996. Fitting of RE/SPEC Inc. and Stormont Permeability versus Volumetric Strain Data.-RE/SPEC Inc., Rapid City, SD, for Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM. Dated January 26, 1996.
- BMU, 2001. Sicherheitstechnische Einzelfragen zur Endlagerung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bericht (Stand November 2001).
(http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkraft_sicherheitst_einzelfragen.pdf)
- BOCK, H., 2001. RA Experiment Rock Mechanics Analyses and Synthesis: Conceptual Model of the Opalinus Clay. Mont Terri Tech. Rep. TR 2001-03.
- BÖHNEL, H., 2007. Abschätzung des Biotfaktors α aus dem Kompressionsmodul dilatanter Prüfkörper. Unveröff. Manuskript, IfG, 5 S..
- BOISSON, J.-Y., 2005. Clay Club Catalogue of Characteristics of Argillaceous Rocks. OECD / NEA / RWMC / IGSC (Working Group on measurement & Physical understanding of Groundwater flow through argillaceous media) august 2005 Report NEA n° 4436 (Brochure & CD-Rom including data base). OECD / NEA Paris, France, 72 S.
- BORGMEIER, M., 1992. Untersuchungen zum belastungsabhängigen Durchlässigkeitsverhalten von Salzgestein für Gase unter besonderer Berücksichtigung der Porenraumbeladung. Dissertation, TU Clausthal, 123 S.
- BORNEMANN, O., 1991. Zur Geologie des Salzstocks Gorleben nach den Bohrergebnissen. BfS Schriften 4/91, Salzgitter, 67 S.
- BORNEMANN, O., FISCHBECK, R. & BÄUERLE, G., 2000. Investigation of deformation textures of salt rock from various Zechstein units and their relationship to the formation of the salt diapirs in NW Germany. (In: Geertmann, R. M. (Hrsg.): SALT 2000).- Proc. 8th World Salt Symposium, Vol. 1, 89 - 94.
- BRAITSCH, O., 1962. Entstehung und Stoffbestand der Salzlagerstätten. - 232 S., Springer, Berlin.
- BRÜCKNER, D., LINDERT, A. & WIEDEMANN, M., 2003. The Bernburg Test Cavern – A Model Study of Cavern Abandonment. SMRI Fall Meeting, 5-8 Okt. 2003, Chester, UK, 69 - 89.
- BRÜCKNER, D., POPP, T. & SCHREINER, W., 2005. Geotechnical experiences in flooding underground openings in salt formations. Solution Mining Research Institute, Fall 2005 Technical Meeting. Nancy / France; October 2 – 5 / 2005.
- COLENCO, 2005. - identisch mit SKRZYPPEK ET AL., 2005.
- CONEN, O., 2000. Einfluss von Salzlaugen auf die Permeabilitäts- und Porositätsentwicklung von Steinsalz unter endlagerungsrelevanten Bedingungen. Diss. TU Darmstadt, Fachbereich Maschinenbau, 115 S.
- CRISTESCU, N. & HUNSCH, U., 1998. Time effects in Rock Mechanics. Wiley & Sons, Chichester.
- DAVIES, P. B., 1991. Evaluation of the role of threshold pressure in controlling flow of waste-generated gas into bedded salt at the Waste Isolation Pilot Plant (WIPP). Sandia Rep. SAND 90-3246.
- ELERT, K.-H., 1995. Der Rote Salzton (T4) - Sedimentations- und Mächtigkeitsverhältnisse. Unveröffentl. Zwischenbericht. Institut für Bergbau der TU Bergakademie Freiberg. März 1995.
- FÖRSTER, S., 1985. Gasdruckbelastbarkeit und Rissbildung der für die die unterirdische Gasspeicherung in Kavernen bedeutsamen Salinargesteine des Zechsteins. Freiburger Forschungshefte, Bergbau und Geotechnik, Bohrtechnik und Untergrundspeicherung, A724, 114 S.

- FROHLICH, C., 1979. An Efficient Method for Joint Hypocenter Determination for Large Groups of Earthquakes. *Computers and Geosciences*, 5, 387 - 389.
- GIES, H., GRESNER, H., HERBERT, H.-J., JOCKWER, N., MITTELSTÄDT, R., MÖNIG, J. & NADLER, F., 1994. Das HAW-Projekt Versuchseinlagerung hochradioaktiver Strahlenquellen im Salzbergwerk Asse: Stoffbestand und Petrophysik des Steinsalzes im HAW-Feld : (Asse, 800 m-Sohle), GSF-Bericht 16/94, ISSN 0721-1694, 186 S.
- GRUNER, M., ELERT, K.-H., SCHWANDT, A. & SITZ P., 2003. Salzton – Natürliches Analogon für Bentonitdichtelemente im Salinar, Kali und Steinsalz, 02/2003, 12 - 17.
- HÄFNER, F., VOIGT, H. D., BAMBERG, H.-F. & LAUTERBACH, M., 1985. Geohydrodynamische Erkundungen von Erdöl-, Erdgas- und Grundwasserlagerstätten. Berlin : Hrsg.: Wissenschaftlich-Technischer Informationsdienst des Zentralen Geologischen Institutes, Jg. 26., Heft 1.
- HÄFNER, F., KORNJAEW, A., POHL, A. & VOIGT, H.-D., 1996. Permeabilitäts- und Porositätsmessungen an Gesteinsproben mit dem instationären Zweikammervorhaben. *Erdöl Erdgas Kohle*, 112. Jg., Heft 10, 401 - 404.
- HÄFNER, F., BELOHLAVEK, K.-U., BEHR, A., FÖRSTER, S. & POHL, A., 2001. Abschlußbericht zum BMW-Forschungsvorhaben „In situ Ermittlung von Strömungskennwerten natürlicher Salzgesteine in Auflockerungszonen gegenüber Gas und Salzlösungen unter gegebenen Spannungsbedingungen im Gebirge“, TU Bergakademie Freiberg, Institut für Bohrtechnik Fluidbergbau.
- HEEMANN, U. & HEUSERMANN, S., 2004. Theoretical and experimental investigation on stresses and permeability in the BAMBUS project. DisTec 2004, International Conference on Radioactive Waste Disposal, April 26-28, 2004, Berlin.
- HILDENBRAND, A., 2003. Fluid Transport Process in Mudstones. PhD TH Aachen, ISBN: 3-86130-087-7.
- HOFRICHTER, E., 1976. Zur Frage der Porosität und Permeabilität von Salzgesteinen. *Erdöl-Erdgas-Z.*, 92 (H3), 77-80.
- HORSEMAN, S.T., HARRINGTON, J.F. AND SELLIN, P., 2005. Gas migration in KBS-3 buffer bentonite: sensitivity of test parameter to experimental boundary conditions. 2nd International meeting "Clays in Natural & Engineered Barriers for Radioactive Waste Confinement", Tours, 14-18 March 2005, O/02B/2, Oral presentation.
- HOU, Z., 2002. Geomechanische Planungskonzepte für untertägige Tragwerke mit besonderer Berücksichtigung von Gefügeschädigung, Verheilung und hydromechanischer Kopplung. Habilitation TU Clausthal, Papierflieger.
- HUNSCH, U. & SCHULZE, O., 2002. Humidity induced creep in rock salt and its relation to the dilatancy boundary.- In: The Mechanical Behavior of Salt V; Proc. of the Fifth Conf., (MECASALT V); Bucharest 1999. BALKEMA, LISSE, 73 - 87.
- HUNSCH, U., SCHULZE, O., WALTER, F. & PLISCHKE, I., 2003. Projekt Gorleben - Thermomechanisches Verhalten von Salzgestein, BGR Abschlussbericht, AP 9G2138110000.
- HUNSCH, U., NAUMANN, M. & SCHULZE, O., 2005. Application of the dilatancy concept on the behaviour of Opalinus Clay. 14 - 18. März 2005: 2nd International meeting „Clays in Natural & Engineered Barriers for Radioactive Waste Confinement“. Poster P/THMN/24.
- IFG, 2000. MINKLEY, W., BÖHNEL, H., BRÜCKNER, D., BODENSTEIN, W., WEBER, D. & WIEDEMANN, M., 2000. Ergänzende gesteinsmechanische Untersuchungen zum Festigkeits, Dilatanz und Permeabilitätsverhalten von Rotem Salzton des Teutschenthaler Sattels. Laborbericht B IfG 36/99.
- JAVERI, V., 2006. Three-dimensional analyses of coupled gas, heat and nuclide transport in a repository including salt convergence. Proc. TOUGH Symposium 2006, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 15–17, 2006.
- JONES, R. H. & STEWART, R. C., 1997. A method for determining significant structures in a cloud of earth-quakes, *J. Geophys. Res.*, Band 102, 8245 - 8254.
- KÄDING, K.-C., 2003. Bromprofile aus dem Zechstein 4 und 5 – ein Beitrag zur Stratigraphie der Aller- und Ohre-Folge. Kali und Steinsalz, 1, 6 - 17.
- KÄDING, K.-CH. & LUKAS, V., 1997. Untertageradar (EMR) als Planungsinstrument im Salzbergbau. Kali und Steinsalz, 12, 5: 151 - 157
- KANSY, A. & POPP, T., 2006. Modellentwicklung zur Gaspermeation aus unterirdischen Hohlräumen im Salzgebirge. BMBF-Vorhaben 02 C 0952. Vortrag 7. Projektstatusgespräch zu BMBF/BMWi-geförderten FuE-Vorhaben auf dem Gebiet der Entsorgung gefährlicher Abfälle in tiefen

- geologischen Formationen, Projektträger Forschungszentrum Karlsruhe, Wassertechnologie und Entsorgung am 03. – 04.05.2006 in Karlsruhe.
- KERN, H. & T. POPP, 1997. Gesteinspermeabilität unter kompressiver und dilatanter Verformung. Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben BGR 2-420 213, 102 S.
- KERN, H., LIU, B. & POPP, T., 1997. Relationship between anisotropy of P and S wave velocities and anisotropy of attenuation in serpentinite and amphibolite. *J. Geophys. Res.*, 102, 3051 - 3065.
- KERN, H. & POPP, T., 2001. Messung und Beschreibung der zeitlichen Entwicklung von Porosität und Permeabilität von Salzgestein aus dem Salzstock Gorleben. Abschlussber. zum Forschungsauftrag 2-803 286, 117 S.
- LUX, K.-H., HOU, Z., DÜSTERLOH, U. & XIE, Z., 1999. Some new aspects on the safety proof for waste disposal in salt mines. Proceedings of 9th international congress on rock mechanics (volume 1), 1999 in Paris, edited by Vouille & Berest.
- LUX, K.-H., CZAİKOWSKI, O., DÜSTERLOH, U., HOU, Z., 2004. Report on short-term laboratory tests on indurated clay to determine short-term strength, damage boundary and healing boundary (D 4.4.3). NF-Pro RTDC4, WP 4.4: EDZ long term evolution, Technical University Clausthal.
- MANTHEI, G., EISENBLÄTTER, J. & SPIESS, T., 2000. Acoustic emission in rock mechanics studies.- In: *Acoustic Emission – Beyond the Millenium: 127 - 144*, Eds. Kishi, T., Ohtsu, M., Yuyama, S., ISBN 0-08-043851-2. Elsevier; Oxford.
- MANTHEI, G., EISENBLÄTTER, J. & KAMLOT, P., 2003. Stress measurements in salt mines using a special hydraulic fracturing borehole tool. *Geotechnical measurements and modelling*, (eds.) O. Nataf, E. Fecker and E. Pimentel, Swets Zeitlinger, Lisse, 355 - 366.
- MANTHEI, G., MORIYA, H., JONES, R. H., NIITSUMA, H. & EISENBLÄTTER, J., 2003. Anwendung der Collapsing-Methode zur Erkennung von Strukturen in wolkenartig verteilten Ortungsanhäufungen in einer Steinsalzprobe, *Mitteilungen der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft*, Heft 1, 2 - 12.
- MARSCHALL, P., HORSEMAN, S. & GIMMI, T., 2005. Characterisation of Gas Transport Properties of the Opalinus Clay, a Potential Host Rock Formation for Radioactive Waste Disposal. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, Vol. 60, No. 1, pp. 121 - 139.
- MAY, F., BRUNE, S., GERLING, P. & KRULL, P., 2003. Möglichkeiten zur untertägigen Gasspeicherung von CO₂ in Deutschland – eine Bestandsaufnahme. *Geotechnik*, 26, Nr. 3, 162 - 172.
- MC TIGUE, D.F., 1986. Thermoelastic Response of fluid saturated porous Rock, *J. Geophys. Res.*, 91, 9533 – 9542.
- METZ, B., DAVIDSON, O., DE CONINCK, H., LOOS, M. & MEYER, L., EDS. (2005) *Carbon Dioxide Capture and Storage: IPCC Special Report*. IPCC, Geneva, Switzerland. 431 S.
- MINKLEY, W., 1997. Sprödbbruchverhalten von Carnallit und seine Auswirkungen auf die Langzeitsicherheit von Untertagedeponien. *Berichte FZKA-PTE Forschungszentrum Karlsruhe GmbH*, Nr. 5, 249 - 275.
- MINKLEY, W., 2001. Untersuchungen (Stoffgesetzentwicklung, Modellierung) zum Sprödbbruchverhalten von Carnallit und seiner Auswirkungen auf die Langzeitsicherheit von UTD, Förderkennzeichen 02 C 0264, Abschlußbericht, Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig 05.02.2001.
- MINKLEY, W., 2003. Geomechanische Bewertung geologischer Barrieren. 6. Statusgespräch zu FUE-Vorhaben auf dem Gebiet der Entsorgung gefährlicher Abfallstoffe in tiefen geol. Formationen am 27. und 28. Mai 2003 in Karlsruhe, *Wissenschaftliche Berichte FZKA-PT* Nr. 8, 193 - 206.
- MINKLEY, W., 2004. Back analysis rock burst Völkershäusen 1989. In: *Proc. 1st Int. UDEC/3DEC Symposium Bochum*, 29.09.-01.10.2004, A.A. BALKEMA PUBLISH-ERS, 105 - 112.
- MINKLEY, W. & MENZEL, W., 1995. Geomechanische Problemstellungen bei der Nachnutzung großvolumiger Kaligruben zur Hochdruckspeicherung von Gas. *Erdöl, Erdgas, Kohle* 111 Jg., Heft 8.
- MINKLEY, W.; MENZEL, W.; KONIETZKY, H.; TE KAMP, L., 2001. A visco-elasto-plastic model and its application for solving static and dynamic stability problems in potash mining. In: *Proc. 2nd Int. FLAC Symposium Lyon*, 29.-31.10.2001, A.A. BALKEMA PUBLISHERS, 21 - 27.
- MINKLEY, W. & BRÜCKNER, D., 2003. Gutachterliche Bewertung von carnallitischen Baufeldern der Grube Merkers und Unterbreizbach: Liegendschichtversagen. *Institut für Gebirgsmechanik Leipzig*.
- MINKLEY, W., MÜHLBAUER, J., NAUMANN, D. & WIEDEMANN, M., 2005. Prognose der dynamischen Langzeitstabilität von Grubengebäuden im Salinar unter Berücksichtigung von Diskontinuitäts- und Schichtflächen, Förderkennzeichen 02 C 0892, Abschlußbericht, Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig 30.07.2005.

- MODEX-REP, 2003. Constitutive Models of the Meuse/Haute-Marne Argillites. Eds.: Modex-Rep project Research teams, compiled by KUN Su. MODEX-REP-FIKW-CT2000-00029. Deliverable 2 & 3. February 2003.
- MONT TERRI PROJECT, 2004. Work Programme, Phase 10. 15. October 2004.
- MORIYA, H., MANTHEI, G., MOCHIZUKI, S., ASANUMA, H., NIITSUMA, H., JONES, R. H., & EISENBLÄTTER, J., 2002. Collapsing method for delineation of structures inside AE cloud associated with compression test of salt rock specimen, 16th International Acoustic Emission Symposium, November 12-15, 2002, Tokushima, Japan.
- NAUMANN, M., HUNSCHKE, U. & SCHULZE, O., 2007. Proceedings International Symposium: "Using Natural and Engineered Clay-based Barriers for the Containment of Radioactive Waste ", Tours, 14-18 March 2005. Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C, v. 13, iss. 8 -14, 889 - 895.
- NIERSTE, G. & V. BRÄUER, V. (2001). Natürliche Analoga im Hinblick auf ihre Verwendbarkeit bei der Verfahrens- und Kriterienentwicklung des Arbeitskreises Auswahlverfahren Endlagerstandorte. 28 S., www.akend.de/aktuell/berichte/pdf/nierste-braeuer.pdf
- NTB, 2002. "Projekt Opalinuston: Synthese der geowissenschaftlichen Untersuchungsergebnisse", NTB 02-03, Nagra, Wettingen, Schweiz, Dezember 2002.
- OECD, 2003. Features, Events and Processes Evaluation: Catalogue for Argillaceous Media, Report prepared by MAZUREK, M., PEARSON, F.J., VOLCKAERT, G. & BOCK, H. Radioactive Waste Management, NEA4437, NUCLEAR ENERGY AGENCY, ISBN 92-64-02148-5.
- PEACH, C. J., 1991. Influence of Deformation on the fluid transport properties of salt rocks, Diss. Universität Utrecht, Geologica Ultraiectina 77, Utrecht, ISSN 0072-1026 No. 77.
- PEARSON, F. J., 2002. PC Experiment: Recipe for Artificial Pore Water. Mont Terri Tech. Note, TN 2002-17. 10 S.
- POPP, T., 2002. Transporteigenschaften von Steinsalz. Meyniana. 54, 113-129.
- POPP, T., KERN, H. & SCHULZE, O., 2001. The evolution of dilatancy and permeability in rock salt during hydrostatic compaction and triaxial deformation.- J. Geophys. Res. 106 , No. B3, 4061-4078.
- POPP, T. & SALZER, K., 2007. Anisotropy of seismic and mechanical properties of Opalinus clay during triaxial deformation in a multi-anvil apparatus. Proceedings International Symposium: "Using Natural and Engineered Clay-based Barriers for the Containment of Radioactive Waste ", Tours, 14-18 March 2005. Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C, v. 13, iss. 8 -14, 879 - 888.
- PREUSCHOFF, M., LOHSE, H.-H. & SCHÜRMANN, K., 1988. Experimentelle Untersuchungen zur progressiven Metamorphose von Salztönen. Chemie d. Erde, 48 (1988), 113 - 130.
- RICHTER-BERNBURG, G., 1968. Salzlagerstätten.- In Bentz, A. & Martini, F.(Hrsg.): Lehrbuch der angewandten Geologie, 2. Bd. Teil 1:918 - 1061, Stuttgart 1968.
- RSK, 2005. Reaktor-Sicherheitskommission-Stellungnahme "Gase im Endlager" vom 27.01.2005 (379. Sitzung).
- RUMMEL, F., KLEE, G. & WEBER U., 1995. Hydraulic vs pneumatic fracturing for in situ stress determination in rock salt. Int. J. Rock Mech. Min. Sci., 32/4, 337 - 342.
- RUMMEL, F., BENKE, K. & DENZAU, H., 1996. Hydraulic fracturing stress measurements in the Krummhörn gas storage field, northwestern Germany. SMRI Spring Meeting, Houston.
- SALZER, K., 1994. Untersuchungen zur Langzeitsicherheit von Endlagern für umweltgefährdende Abfälle in Salzformationen der flachen Lagerung. - Statusbericht - IfG Leipzig, 21.04.1994.
- SALZER, K., POPP, T. & BÖHNEL, H., 2007. Mechanical and permeability properties of highly pre-compacted granular salt bricks. Eds.: Spiess, T., Schulze, O., Popp, T. & Düsterloh, U., In: Conference Proceedings 6th Conference on the Mechanical Behavior of Salt: Understanding of THMC Processes in Salt Rocks. May 22 - 25, 2007 Hannover (D), 239 – 248.
- SALZER, K., SCHREINER, W. & GÜNTHER, R.-M., 2002. Creep law to describe the transient, stationary and accelerating phases.- In: The Mechanical Behavior of Salt V; Proc. of the Fifth Conf., (MECASALT V), Editors: N.D. Cristescu, H.R. Hardy, Jr., R.O.Simionescu, Bucharest 1999, Balkema, Lisse, 177 - 190.
- SCHREINER, W., 2006. Gaspermeation durch eine zylindrische Probe bzw. ins Anstehende um eine druckbeaufschlagte Bohrung. Theoretische Grundlagen und Fallbeispiele sowie Empfehlungen. Unveröff. Manuskript - IfG, 12 S.
- SCHREINER, W., JÄPEL, G. & POPP, T., 2004. Pneumatic fracture tests and numerical modeling for evaluation of the maximum gas pressure capacity and the effective stress conditions in the leaching horizon of storage caverns in salt diapirs. Solution Mining Research Institute, Fall 2005 Technical Meeting. Berlin / Germany; October 3 – 6 / 2004.

- SCHULZE, O., 2002. Auswirkung der Gasentwicklung auf die Integrität geringdurchlässiger Barrieregesteine. – BGR-Fachbericht im Auftrag des BMU, 142 S.
- SCHULZE, O. & POPP, T., 2002. Untersuchungen zum Dilatanzkriterium und zum Laugendruckkriterium für die Beurteilung der Integrität eines Endlagerbergwerkes in einer Steinsalzformation. Z. angew. Geol., 2/2002, 16 - 22.
- SCHULZE, O., POPP, T. & KERN, H., 2001. Development of damage and permeability in rock salt undergoing deformation. In: Proceedings of the EUG 10 - Conference, 28th March - 1st April 1999, Strasbourg, France, Symposium J3 - Radioactive Waste Disposal, M. Langer et al. (Eds.). - Engineering Geology, 61, 163 - 180.
- SEESLER, W. & HOLLÄNDER, R., 2002. Das Kaliwerk Sigmundshall der K+S Aktiengesellschaft. Akad. Geowiss. Hannover, Veröffentl., 20 (2002), 70 - 76.
- SELFRACT, 2002. Fractures and self-healing within the excavation disturbed zone in clays. Deliverable 1: State of the art on fracturation and self-healing processes and characterisation. Contract No. : FIKW-CT2001-00182. EU Project No.: FIS5-2001-00095.
- SENGER, R., ENACHESCU, C., DOE, T., DISTINGUIN, M., DELAY, J., & FRIEG, B., 2006. Design and analysis of a gas threshold pressure test in a low permeability clay formation at ANDRA's underground research laboratory, Bure (F). Proc. TOUGH Symposium 2006, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 15–17, 2006.
- SKRZYPPEK, J., MAYER, G., WILHELM, S., NIEMEYER, M., FOLLE, S., ROLFS, O. & SUTER, D., 2005. Untersuchung der Gasbildungsmechanismen in einem Endlager für radioaktive Abfälle und der damit verbundenen Auswirkungen auf die Führung des Nachweises der Endlagersicherheit. Colenco Power Engineering, Bericht (erstellt im Auftrag des BfS, Stand 31.05.2005), Colenco Bericht 3161/28, 102 S., Baden (CH).
- SPIERS, C., PEACH, C.J., BRZESOWSKY, R. H., SCHUTJENS, P. M. T. M., LIEZENBERG, J. L. & ZWART, H., J., 1989. Long-term rheological and transport properties of dry and wet salt rocks. Nuclear Sciences and Technology, EUR 11848 EN. Office for official publications of the European Communities, Luxemburg, 161 S.
- STAUDTMEISTER, K. & SCHMIDT, T., 2000. Comparison of different methods for the estimation of primary stresses in rock salt mass with respect to cavern design. Proc. 8th World Salt Symp., R.M. Geertman ed., 1, 331 - 342.
- STOCKMANN, N. (ed.), 1994. Dammbau im Salzgebirge, Abschlussbericht Projektphase II, Berichtszeitraum vom 01.07.1989 - 31.12.1992, GSF-Bericht 18/94.
- STORMONT, J. C., 1990. Gas Permeability Changes in Rock Salt During Deformation, Ph.D. Thesis, University of Arizona, Tucson, Arizona, 1990.
- STORMONT, J.C., 1995. The influence of rock salt disturbance on Sealing. Second North American Rock Mechanics Symposium, Montreal, Quebec.
- STORMONT, J. C. & DAEMEN, J. J. K., 1992. Laboratory study of gas permeability changes in rock salt during deformation. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr., 29: 325 - 342.
- THOMS, R.L. & GEHLE, R.M., 2000. A brief history of salt cavern use. (In: Geertmann, R. M. (Hrsg.): SALT 2000).- Proc. 8th World Salt Symposium, Vol. 1, 207 - 214.
- VALÉS, F., NGUYEN MINH, D., GHARBI, H. & REJEB, A., 2004. Experimental study of the influence of the degree of saturation on physical and mechanical properties in Tournemire shale (France), Applied Clay Science, 26, 197 - 207.
- VAN SAMBECK, L., FOSSUM, A., CALLAHAN, G. & RATIGAN, J., 1993. Salt mechanics: Empirical and theoretical developments.- In: H. Kakihana, H.R. Hardy, Jr., K. Toyokura and T. Hoshi, Proc. Seventh Int. Symp. On Salt, Kyoto (Japan). April 1992, Vol. 1, 127 - 134.
- WEBER, J. R., 1994. Untersuchungen zur Permeabilitätsdilatanz kristalliner Gesteine unter deviatorischer Belastung. Unveröff. Diss., TU Clausthal., 117 S.
- WEBER, J. R. & WALLNER, M., 1996. Einschätzung der Permeabilitätsverhältnisse im Grubengebäude Morsleben. 2. Zwischenbericht 1996.- BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, unveröffentlicht; Hannover.
- WILEVEAU, Y. & ROTHFUCHS, T., 2003. HE-D Experiment: Test Plan for Study of the Thermo-Hydro-Mechanical Behaviour of the Opalinus Clay. Mont Terri Project, TN 2004-20.
- XIANG, W., 1988. Quantitativer Zusammenhang zwischen dem Tongehalt und der Scherfestigkeit von Tonzwischenschichten.- Schr. Angew. Geol. Karlsruhe 4, 181 - 198, Karlsruhe.
- ZANG, A., WOLTER, K. & BERCKHEMER, H., 1989. Strain recovery, microcracks and elastic anisotropy of drill cores from KTB deep well. Scientific Drilling 1, 115 - 126.
- ZHANG, C. & ROTHFUCHS, T., 2004. Experimental study of the hydro-mechanical behaviour of the Callovo-Oxfordian argillite, Applied Clay Science, 26, 325 - 336.

- ZHANG, C.-L. & ROTHFUCHS, T., 2005a. Laboratory tests on healing of EDZ: Results from scoping calculations for lab simulation tests on large hollow clay samples. NF-Pro RTDC4 – WP 4.4: EDZ long term evolution. Deliverable 4.4.2. GRS Braunschweig.
- ZHANG, C.-L. & ROTHFUCHS, T., 2005b. Determination of material parameters for the Opalinus Clay. NF-Pro RTDC4 – WP 4.3: EDZ long term evolution. Deliverable 4.3.4. GRS Braunschweig.

Abkürzungsverzeichnis (soweit nicht im Text erklärt)

AE	- akustische Emission
AG	- Auftraggeber
AN	- Auftragnehmer
EDZ	- Auflockerungszone
FLAC	- "Fast Lagrangian Analysis of Continua" (Rechenprogramm der Fa. ITASCA)
FuE	- Forschung und Entwicklung
KTB	- Kontinentales Tiefbohrprogramm Deutschland
NF-PRO	- „Key-Processes in the Near-Field“ (EU-Vorhaben)
PZT	- Bleizirconattitanat-Keramik
r.F.	- Relative Feuchte
SEIFRAC	- "Fracturation and Self-Healing Processes in Clays"
TRB	- „Technische Regeln Druckbehälter“
THMC	- thermisch-hydraulisch-mechanisch-chemisch gekoppelter Prozess
UFOPLAN	- Umweltforschungsplan
URL	- Untertageforschungslabor (<u>u</u> nderground <u>r</u> esearch <u>l</u> ab)
USV	- unabhängige Spannungsversorgung
Vp	- Longitudinalwellengeschwindigkeiten
Vs	- Transversal- oder Scherwellengeschwindigkeiten

Firmenverzeichnis

ANDRA	- Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs
BAF	- Bergakademie Freiberg
BfS	- Bundesamt für Strahlenschutz
BGR	- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
BGS	- British Geological Survey, Nottingham
BMBF	- Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DGEG	- Deutsche Gesellschaft für Erd- und Grundbau
DGGT	- Deutsche Gesellschaft für Geotechnik
ENRESA	- Empresa Nacional de Residuos Radiactivos (E).
esco	- hier: European Salt Company GmbH & Co KG - Werk Bernburg
EU	- Europäische Union
GI	- Geotechnisches Institut AG, Bern (CH)
GMuG	- Gesellschaft für Materialprüfung und Geophysik mbH, Ober-Mörlen
GRS	- Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit mbH
GTS	- Grube Teutschenthal Sicherungs GmbH & Co KG
IfG	- Institut für Gebirgsmechanik GmbH, Leipzig
ITE	- Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der Technischen Universität Clausthal
K+S	- K+S Aktiengesellschaft
NAGRA	- Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (CH)
OECD	- Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, en.: Organisation for Economic Co-operation and Development)
SCK-CEN	- Centre d'étude de l'Energie Nucléaire (B)
TUC	- Technische Universität Clausthal
UGS	- Unterspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH, Mittenwalde

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1. Synoptisches Bild der Transportprozesse der in Hohlräumen akkumulierten Korrosions- und Degradationsgase aus einem Endlager in Tongesteinen (aus MARSHALL et al., 2005). a) Phänomenologische Beschreibung anhand eines mikrostrukturellen Modells; b) grundlegende Transportmechanismen c) geomechanisches Regime; und d) Wirkung des Gastransports auf die Integrität der Wirtsgesteinsbarriere.....	11
Abb. 2-2. Schematische Darstellung der relevanten Aspekte für die Bewertung der hydraulischen Langzeitsicherheit eines Endlagers entsprechend seiner Entwicklung nach der Hohlraumauffahrung mit Betriebs-, Verschluss- und Nachbetriebsphase. Eine Bewertung der wechselseitigen Prozesse Schädigung/Verheilung kann auf Basis des Dilatanzkonzeptes erfolgen, während die Rahmenbedingungen zum Verständnis eines möglichen Gasfracszenarios unter Langzeitbedingungen noch nicht allgemein geklärt und deshalb Inhalte der Untersuchungen sind.....	12
Abb. 2-3. Darstellung der Bruchgrenze und der Dilatanzgrenze für Steinsalz sowie der im dilatanten und kompressiblen Bereich dominierenden Prozesse, auf Basis der Versuchsserien S8 und S9 (aus HUNSCHKE et al., 2003).....	14
Abb. 2-4. Beispiele für "Self-sealing" and "healing":	15
Abb. 2-5. Skalenspezifische Bearbeitung der Gastransporteigenschaften des dichten Salzgebirges.....	18
Abb. 2-6. Regionale Lage der In-situ-Untersuchungsstandorte.....	19
Abb. 3-1. Korrelation des Kriechvermögens mit den lithologischen Gefügeeigenschaften von Steinsalz am Beispiel des Salzstockes Gorleben (aus Hunsche et al., 2003). Neben den Gehalten und der Art der Verunreinigungen ist insbesondere die Verteilung der sekundären Mineralphasen für die Kriecheigenschaften von Bedeutung. Sie ändert sich beispielsweise im Staßfurthauptsalz (z2) von lokal angereicherten grobvolumigen Anhydritaggregaten im z2HS1 (Knäuelsalz) zu diffus verteilten Feinstkornverteilungen von Polyhalit und untergeordnet Anhydrit in der Salzmatrix im z2HG (vgl. idealisierte Verteilungsmuster der Verunreinigungen).....	23
Abb. 3-2. Probensuite für das Staßfurt-Steinsalz von verschiedenen Lokalitäten in unterschiedlicher tektonischer Überprägung: Übergang von flacher bzw. gering verstellter Lagerung zur steilen Lagerung mit textueller Umverteilung der Akzessorien.....	24
Abb. 3-3. Strömungsgeometrie zylindrischer Proben: a) axial: Einleitung des Messfluids über die Stirnfläche mit Ausbreitung entlang der Zylinderachse. b) radial: Abströmen über die Mantelfläche der zentralen Injektionsbohrung und Sammlung der durchtretenden Fluidmenge an der Probenaußenfläche.....	26
Abb. 3-4. Druckgefälle in einer zylindrischen Probe – Injektionsdruck = 100 bar und niederdruckseitig 1 bar: (1) Druckgradient bei axialer Strömung entlang der Zylinderachse; (2) Druckgefälle in einer gasdurchströmten Wandung bei radialer Durchströmung. Zusätzlich sind für die Strömungswege jeweils die Mittelwerte der Gasdrücke angegeben.....	28
Abb. 3-5. Messaufbau zur Durchführung von Injektionstests in der Triaxialzelle (a) Druckzelle; (b): schematische Versuchsanordnung für axiale Gasdurchströmung mit simultaner Durchschallung (V_p und V_s -Geber). Die Verformungsmessung erfolgt mittels dreier in 120°-Richtungen angeordneten Wegaufnehmern (LVDT = linear variablen Differential-Transformators).....	28
Abb. 3-6. Versuchsdauer nach Gl. (3-6) für eine axiale Probengeometrie bei stationärem Fluss mit N_2 für verschiedene Porositäten bei 20 bar bzw. 100 bar Gasdruck und Raumtemperatur.....	29
Abb. 3-7. Versuchsanordnung mit den relevanten Messgrößen zur Bestimmung der Permeabilität mittels Durchströmung von Zylinderproben mit a) axialer und b) radialer Geometrie.....	30
Abb. 3-8. Messaufbau zur Gasinjektion bzw. Durchflussmessung mittels BRONKHORST®-Massendurchflussreglern mit den entsprechenden Umschaltventilen. Die Geräteanordnung auf einer Palette kann sowohl im Labor als auch mobil im Feld bei der Druckbeaufschlagung von Bohrlöchern eingesetzt werden. (li. ob.) Schemazeichnung zum Funktionsprinzip des Druckreglers.....	32

Abb. 3-9. Probendokumentation – senkrecht zur Schichtung erbohrte Salzproben (Na ₂) mit signifikanten Anhydriteinlagerungen (jeweils im Auf- und Durchlicht). a) 330/64. b) 330/66. c) 330/63 und d) 330/65.	34
Abb. 3-10. Aufreißversuche an Steinsalz mit axialer Injektionsgeometrie (Schichtung senkrecht zur Probenachse: Gasvordruck und Manteldruck sowie die sekundärseitig gemessene Gasdurchtrittsrate vs. Versuchszeit. a) Bernburg 320/64 (Hinweis: die Zunahme der Durchtrittsmenge bei der Entlastung ist nur ein Artefakt infolge der Manteldruckreduktion) und b) 330/66.....	35
Abb. 3-11. Aufreißversuche an Steinsalz mit radialer Injektionsgeometrie (Gasfluss in radialer Richtung parallel zur Anhydritschichtung): $\sigma_{\min} = 12$ MPa: Permeabilität und Gasdurchtrittsrate sowie Mantel- und Gasinjektionsdruck vs. Versuchszeit a) 330/65 und b) 330/63.....	37
Abb. 3-12. Visualisierung von Fließwegen in Steinsalz mit kompetenten Anhydriteinschlüssen. Durchströmung mit CH ₂ I ₂ und Durchleuchtung mit einem Röntgenscanner (Bilder: TU-Clausthal – Arbeitsgruppe Prof. Pusch) (ob.) Flutrichtung parallel zu Anhydriteinschlüssen, wobei letztere insbesondere im Übergangsbereich Steinsalz/Anhydrit als bevorzugte Fließwege wirken - Fließwegkanalisierung. (unt.) Flutrichtung senkrecht zu Einschlüssen (gelbe Felder kennzeichnen massive Anhydriteinschlüssen) – Die Durchströmung konzentriert sich, wie die Rissmuster zeigen auf den Abschnitt vor dem ersten Band, und nur ein geringer Teil der Mittelschicht wird noch durchströmt – „Sperrschichteffekt“.....	38
Abb. 3-13. Gaspermeabilität von Steinsalz als Funktion der Druckdifferenz von Minimalspannung $\sigma_{\min}$ (gegeben durch den Manteldruck p_c) und Gasdruck p_p . Injektionstests mit stufenweiser Gasdruckerhöhung bei stationärer Durchflussmessung: 345_5_44_24 bzw. 345_4_40_27 (Staßfurt-Steinsalz). $\sigma_{\min} = 10$ bzw 18 MPa. Das Inset zeigt die Messanordnung.....	40
Abb. 3-14. Mehrstufengasinjektionstests an der Probe 345_5_44_24 ($\sigma_{\min} = 18$ MPa) mit jeweils konstanten Raten: 10 ml/min; 75 ml/min und 250 ml/min (radiale Injektionsgeometrie, s. Inset) – Zeitliche Entwicklung des Gasdrucks.	41
Abb. 3-15. Gaspermeabilität von Steinsalz als Funktion der Druckdifferenz von Minimalspannung $\sigma_{\min}$ (gegeben durch den Manteldruck p_c) und Gasdruck p_p , ausgehend von einer Einspannung von $p_c = 26$ MPa: Staßfurt-Steinsalz Ho 320/KM16/5. Das Inset zeigt den untersuchten Probenkörper.	42
Abb. 3-16. Datenbasis zur Gaspermeabilität von Steinsalz mit progressiver Annäherung des Gasdruckes an den Einspannungszustand (oben). Zusätzlich sind Tangens-Hyperbolicus-Kurven als Modellanpassung dargestellt (Modellparameter s.	44
Abb. 3-17. Gefügezustand der Probe 182/2/16 nach Gasfrac - Probenlängsschnitt. (a) mit Prüfröt getränkte Probe (Durchlicht). (b) Detailausschnitt: aufgeweitete Korngrenzen, die Farbstoff imprägniert sind. (c) Detailausschnitt unteres Ende der Injektionsbohrung mit Fluidausbreitungsareole (Auflicht).	45
Abb. 3-18. Druckentwicklung bei „constant-rate-Tests“ in einer mit einer Sackbohrung versehenen Steinsalzprobe: Differenzdruck vs. resultierende Druckanstiegsrate. Versuchsbedingungen: $k_0 = 5 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$; $\sigma_{\min} = 18$ MPa, $V \approx 0,00004 \text{ m}^3 = 40 \text{ cm}^3$. Zusätzlich sind die Gleichgewichtsdrücke aus diesen und Druckstoßtests als Messpunkte (gelbe Kreise) im Vergleich mit einer hypothetischen Druckaufbaurrate für ein Endlager im Salz dargestellt.	45
Abb. 3-19. Mikrostrukturen in Abhängigkeit von Permeabilitätsentwicklung bei Gasdruckbelastung. (li.) Druckbelastung mit $\Delta p \approx 3$ MPa (Steinsalzprobe 345_4_40_27); (re.) Druckbelastung mit $\Delta p \leq 0,5$ MPa (Steinsalzprobe 182/2/16).....	46
Abb. 3-20. Schematischer Rechenansatz (a) zur Berechnung der Permeabilitätsvariation mit steigendem Gasdruck. (b) Zusammenhang zwischen der Permeabilität unmittelbar vor dem Gasfrac und fracinduzierter Zunahme (Datenbasis aus Abb. 3-16).....	47
Abb. 3-21. Vergleich zwischen gemessenen und berechneten Permeabilitätswerten (Datenbasis aus Abb. 3-16).....	49
Abb. 3-22. Variation physikalischer Parameter während eines Festigkeitsversuches mit prograder Deformation: Volumenänderung, akustische Emission, Permeabilität und Ultraschallgeschwindigkeiten (verändert nach SCHULZE et al., 2001).....	50
Abb. 3-23. Stempelsätze für die simultane Durchschallung und Durchströmung bzw. Fluidruckbeaufschlagung von zylindrischen Proben.	52

Abb. 3-24. Modellversuche zur Entwicklung der Permeabilität während dilatanter Verformung von Steinsalz unter Berücksichtigung der Injektionsrichtung zu vorhandenen Anhydritlagen. a) Probe 311/3/SP; b) Probe 311/5/SZS. oben) Spannungsdehnungskurve in Relation zur Variation der normierten Geschwindigkeiten sowie des Manteldrucks; (unten) Variation der Permeabilität und der Dilatanz.....	53
Abb. 3-25. Zusammenhang zwischen Permeabilität und Porosität: Vergleich experimenteller Messdaten aus den Verformungsexperimenten an Staßfurt-Steinsalz bei $p_c = 2$ bzw. 10 MPa mit verschiedenen Messansätzen. Als Isolinien konstanter Minimalspannungen sind die Modellkurven von POPP (2002) sowie anderer Autoren dargestellt.	55
Abb. 3-26. Gegenüberstellung gemessener und den nach HEEMANN & HEUSERMANN (2004) berechneten Permeabilitäten.....	56
Abb. 3-27. Verformungsdehnungskurven sowie die Variation der Permeabilität der zur definierten Vorschädigung an Bernburg-Material (Probenserie 134 – Ort WQ13) durchgeführten Verformungsexperimente.....	58
Abb. 3-28. Gaspermeabilität von aufgelockertem Steinsalz als Funktion der Zeit bei stufenweiser Erhöhung der wirkenden Einspannung: (Dreiecke) 317/K06 Na2 Morsleben und (Kreise) 330/K22 Na3 Bernburg. Zusätzlich sind für die Phasen mit quasi-zeitkonstanter Änderung der Permeabilität Modellkurven entsprechend eines exponentiellen Zusammenhangs dargestellt.....	59
Abb. 3-29. Gaspermeabilität von aufgelockertem Steinsalz als Funktion der Standzeit bei 10 bzw. 20 MPa wirkende Einspannung: (blau umrandete Rauten) Asse 208 / K1 und (grüne Kreise) Asse 208 /K4. Zusätzlich sind für die Phasen mit quasi-zeitkonstanter Änderung der Permeabilität Modellkurven entsprechend eines exponentiellen Zusammenhangs dargestellt.	60
Abb. 3-30. Gaspermeabilität von aufgelockertem Steinsalz als Funktion der Standzeit bei 10 MPa wirkende Einspannung sowie nach Temperaturerhöhung auf 60,5°C: Probe: 134 / K44 Bernburg WQ13 - Na3. Zusätzlich sind für die Phasen mit quasi-zeitkonstanter Änderung der Permeabilität Modellkurven entsprechend eines exponentiellen Zusammenhangs dargestellt.	60
Abb. 3-31. Volumetrische Verformungskurven ($\varepsilon_{Vol} = 3 \cdot \varepsilon_{Ax}$) vs. Zeit: 317/K06 Na2 Morsleben. <u>Laufzeit:</u> 06.04.06 – 04.10.06.	62
Abb. 3-32. Volumetrische Verformungskurven ($\varepsilon_{Vol} = 3 \cdot \varepsilon_{Ax}$) vs. Zeit: 330/K22 Na3 Bernburg. <u>Laufzeit:</u> 06.04.06 – 04.10.06.	62
Abb. 3-33. Gaspermeabilität von Steinsalz als Funktion der wirkenden Einspannung sowie unter phasenweiser Befeuchtung. (Dreiecke) 317/K06 Na2 Morsleben und (Kreise) 330/K22 Na3 Bernburg. Zusätzlich sind für definierte Steigungskoeffizienten entsprechend des angegebenen exponentiellen Zusammenhangs Modellkurven dargestellt. Für alle Effekte, die sich auf die Feuchteeinleitung nach 42 d beziehen, wurde dieser Zeitpunkt als Startpunkt 0 definiert (vgl. Abb. 3-34).	63
Abb. 3-34. Abhängigkeit der Permeabilität vom Injektionsdruck zu unterschiedlichen Versuchzeiten: Probe: 317/K06 Na3 Morsleben: $\sigma_{iso} = 10$ MPa - Zeitreferenz: Beginn der Durchströmung mit befeuchteter Luft am 42. Versuchstag), beachte die farbigen Kennziffern mit dem Unterschied feuchte Luft bzw. trockener Stickstoff.	64
Abb. 3-35. Zusammenhang zwischen kapillarem Gassperrdruck und intrinsischer Permeabilität. Vergleich von Ergebnissen aus Laboruntersuchungen an aufgelockertem Steinsalz (Langzeitpermeabilitätsmessungen) sowie künstlichen Salzriegeln (Probe 208/41) und Literaturdaten für verschiedene niedrigpermeable Sedimentgesteine: Tonsteine, Schiefer und Sandsteine (nach MARSHALL et al., 2005; Literaturhinweise s. dort).....	65
Abb. 3-36. Variation des Verheilungsexponenten a bei Änderung der Einspannung für einen exponentiellen Zusammenhang zwischen der Abnahme der Permeabilität k_0 (m^2) und der Standzeit t (d) – Die Korrelation gilt für die Messungen bei Raumtemperatur.....	66
Abb. 3-37. Modellkurven für die Abnahme der Permeabilität mechanisch aufgelockerter (trockener) Proben basierend auf dem in Abb. 3-36 dargestellten spannungsabhängigen Verheilungskoeffizienten a.....	68
Abb. 3-38. Permeabilitäts/Porositätsbeziehung für die Kompaktion von mechanisch aufgelockertem Steinsalz (Asse-Steinsalz: Proben 208 / K1 und K4) im Vergleich zu Modellkurven die die dilatanzbedingte Zunahme der Permeabilität bei $\sigma_{min} = 2$ und 10 MPa beschreiben.....	69

Abb. 3-39. Permeabilität für die vier untersuchten Werra-Proben (rot: Na1 α und grün: Na1 γ) als Funktion der Differenz Δp zwischen einem konstanten Gasdruck (MPa) und dem Manteldruck, der variiert wurde (für Details s. 2. Zw.-Ber. Kap. 3.13). Zusätzlich ist als Inset der Be- und Endlastungszyklus von Probe 160/38 als Ausschnittsvergrößerung dargestellt.	70
Abb. 3-40. Ausbildung teilweise neuer Bruchflächen bei Zugbelastung an zuvor unter triaxialer Belastung gebrochenen Salzgesteinsprüfkörpern (aus MINKLEY et al., 2005).	71
Abb. 3-41. Für die Untersuchungen genutzte Salzbricketts (Abmessungen: 240 x 115 x 71 mm).	73
Abb. 3-42. Zweiteilige Scherbox für Scherversuche. (li.) Schemazeichnung mit der Probenorientierung der künstlichen Trennfläche und dem freien Scherspalt von 25 mm. (re.) vorbereitete Probenbox für den Einbau. Die Griffplatte dient zur definierten Fixierung der Scherkästen und wird vor dem Versuch entfernt.	74
Abb. 3-43. Mehrstufenscherversuch an der einer künstlichen Trennfläche zwischen Salzriegeloberflächen (Serie 9: Ziegel 7). Zur Visualisierung der Zeitabhängigkeit sind die einzelnen Verheilungsstufen jeweils komprimiert bzw. gedehnt. Die Verschiebungsrate in den Scheruntersuchungen betrug jeweils 0,002 mm/s.	75
Abb. 3-44. MOHR-COULOMB-Diagramm zum Einfluss von Verheilung nach Befeuchtung und Standzeiten zwischen 18 und 120 Stunden auf eine künstliche Trennfläche zwischen natürlichen Steinsalzoberflächen: Proben 184/B1/6, 184/B2/7, 145/9 , 221/45 - Mehrstufenversuche mit konstanter Normalspannung.	76
Abb. 3-45. MOHR-COULOMB-Diagramm zum Einfluss von Verheilung auf eine künstliche Trennfläche zwischen synthetischen Steinsalzziegeln (vgl. Versuchsanordnung mit der Scherbox in Abb. 3-42). Vergleich der Scherfestigkeit der trockenen Trennfläche sowie nach Befeuchtung und unterschiedlichen Haltezeiten.	76
Abb. 3-46. Entwicklung der Scherfestigkeit (σ_n beim Scherversuch = 3 MPa) in Abhängigkeit von der „Verheilungszeit“ einer künstlichen laugenbefeuchteten Steinsalztrennfläche nach stufenweiser Belastung mit $\sigma_n = 8,8$ MPa: Probe 147/9/lfg.	77
Abb. 3-47. Probencharakterisierung der untersuchten Steinsalzprobe 184/B1/6. a) Originalzustand; b) untere Trennfläche nach mehrphasigem Scherversuch mit Befeuchtung der Trennfläche; c) Detailausschnitt.	78
Abb. 3-48. Elastische Konstanten K_{DIL} , E_{DIL} , G_{DIL} sowie der Wirkfaktor α in Abhängigkeit von einer schädigungsbedingten Porositätszunahme, bezogen auf die kompakte rissfreie Steinsalzprobe, wobei deren inhärente Porosität mit 0,1% angesetzt wurde (nach BÖHNEL, 2007). Hinweis: Eine Porositätsänderung mit dem Wert 0,01 entspricht einer Permeabilitätszunahme um 1% auf 1,1%.	79
Abb. 3-49. Fotodokumentation der untersuchten Proben.	81
Abb. 3-50. Versuch 4 - Prüfkörper: 320/KM5/7/30 (Phase 3: Kriechverformung bei $p_c = 10$ MPa und $\sigma_{Diff} = 20$ MPa.) – Variation Axialverformung, Volumenänderung und resultierende Kriechrate in Abhängigkeit von der Verformung mit unterschiedlichen Stufen mit und ohne Porendruck (Gas bzw. Lauge).	82
Abb. 3-51. Versuch 5 - Prüfkörper: 320/KM5/7/31 (Phase 3: Kriechverformung bei $p_c = 10$ MPa und $\sigma_{Diff} = 20$ MPa.) – Variation Axialverformung, Volumenänderung und resultierende Kriechrate in Abhängigkeit von der Verformung mit unterschiedlichen Stufen mit und ohne Porendruck (Gas bzw. Lauge).	82
Abb. 3-52. Spannungsbedingungen der durchgeführten Kriechversuche mit Porendruckapplikation mit Darstellung der Schädigungsgrenze („alte“ Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCH, 1998) und der makroskopischen Dilatanzgrenze nach SALZER et al. (2002) sowie den Festigkeitsgrenzen für Steinsalz nach BGR-Untersuchungen.	86
Abb. 3-53. Messanordnung zur Durchführung von triaxialen Kriechversuchen unter gleichzeitiger Porendruckapplikation.	87
Abb. 3-54. Mikrorissgefüge in aufgelockerten Steinsalzproben nach mehrstufigem Kriechversuch. Zur Visualisierung der Schädigung sind die Rissstrukturen mit einem Farbstoff eingefärbt. a) K65: $\sigma_3 = 8$ MPa; $\sigma_{Diff} = 23 / 33$ MPa; $\varepsilon_1 = 7,1\%$, $\Delta\Phi = 0,9 \pm 0,2\%$. b) K66: $\sigma_3 = 8$ MPa; $\sigma_{Diff} = 28 / 38 / 33$ MPa; $\varepsilon_1 = 14,52\%$, $\Delta\Phi = 2,55 \pm 0,2$	88
Abb. 3-55. Mehrstufiger Kriechversuch Leinsteinsalz (Na3) mit phasenweiser Applikation eines Gasdruckes bzw. Salzlösung ($\sigma_3 = 4$ MPa, $p_1 = 30$ bar – Belastungsbedingungen der verschiedenen Belastungsphasen s. Diagramm): Probe BBG 134K48:	

Verformungs-Zeitdiagramm (für die resultierenden Kriechraten je Versuchsstufe s. Tab. 3-12).....	90
Abb. 3-56. Mehrstufiger Kriechversuch Leinsteinsalz (Na3) mit phasenweiser Applikation eines Gasdruckes bzw. Salzlösung ($\sigma_3 = 8$ bzw. 6 MPa, $p_1 = 60$ bar – Belastungsbedingungen der verschiedenen Belastungsphasen s. Diagramm): Probe BBG 134K50: Verformungs-Zeitdiagramm (für die resultierenden Kriechraten bzw. Beschleunigungsfaktoren je Versuchsstufe s. Tab. 3-12).....	90
Abb. 3-57. Mehrstufiger Kriechversuch BBG 134/45 (Leinsteinsalz - Na3) zur Abhängigkeit der stationären Kriechrate von $\sigma_{\min}$ bzw. σ_3 : 10; 5; 2; 1; 0,5 und 0 MPa.....	91
Abb. 3-58. Mehrstufiger Kriechversuch BBG 134/52 (Leinsteinsalz - Na3) zur Abhängigkeit der stationären Kriechrate von $\sigma_{\min}$ bzw. σ_3 : 10; 5; 2; 1; 0,5 und 0 MPa. (Hinweis: infolge von Temperatureffekten kam es zu Störungen beim Manteldruck, die zu einem Versatz in den Kriechkurven führten).	92
Abb. 3-59. Kriechversuch mit Absenkung von $\sigma_{\min}$ unter konstantem σ_{Diff} . (a) Belastungsregime für die Kriechversuche in Relation zur Schädigungs-, Dilatanz- bzw. Festigkeitsgrenze. (b) Beschleunigungsfaktor c in Abhängigkeit von $\sigma_{\min}$. Analog zu Abb. 3-52 sind die Schädigungsgrenze („alte“ Dilatanzgrenze nach CRISTESCU & HUNSCHKE, 1998) und die makroskopische Dilatanzgrenze nach SALZER et al. (2002) sowie den Festigkeitsgrenzen für Steinsalz nach BGR-Untersuchungen dargestellt.....	93
Abb. 3-60. In Mehrstufentests experimentell bestimmter Kriechratenbeschleunigungsfaktor in Relation zu $\sigma_{\min}$ zur Bewertung des Einflusses eines Gasdruckes (1) sowie zum kumulativen Effekt von Befeuchtung (2) und eines Salzlösungsdruckes (3) auf die Kriecheigenschaften einer Steinsalzprobe.....	94
Abb. 3-61. Permeabilität vs. Porendruckwirkfaktor a für Stickstoff in dilatant verformten Steinsalz (aus KANSY & POPP, 2006).	95
Abb. 3-62. Kriechbeschleunigung einer durchfeuchteten Steinsalzprobe bei zusätzlicher Fluidruckbelastung – normierter Beschleunigungsfaktor vs. Porendruck bezogen auf $\sigma_{\min}$	96
Abb. 4-1. Abbaufelder des esco-Steinsalzbergwerkes Bernburg mit der Lage der Untertageversuchsorte BfS bzw. Gaspermeation sowie dem Probenahmeort WQ13 (verändert nach SALZER, 1994).....	97
Abb. 4-2. Lage (a) des BfS-Versuchsortes im Grubenfeld Bernburg sowie (b) das erstellte Bohrlocharray (gemäß der Bohrlochvermessung).	98
Abb. 4-3. Installationen am Versuchsort. (links oben) Ansicht Streckenstoß mit den Druckarmaturen und Ventilinstallation sowie dem Messschrank für die Datenerfassung. (rechts oben) Schematischer Aufbau des Injektionsbohrloches. (rechts unten) Schemazeichnung des eingesetzten hydraulischen 62-mm-Doppelpackers. (links unten) Schemaskizze des eingesetzten Einfachpackers zum Verschluss der vier 42-mm-Kontrollbohrungen (SL5 – SL 8).....	100
Abb. 4-4. HYFRASEIS-Messsystem.	101
Abb. 4-5. Schematische Darstellung des am BfS-Versuchsort angetroffenen Spannungszustandes, charakterisiert durch die Größe der minimalen Hauptspannung, nach HYFRASEIS-Messungen mit der Streckenkontur (links) sowie der Hydrofrac-Bohrung ($\varnothing$ 42 mm) in den Stoß. Projektion der mikroakustischen Ereignisse des Frac-Versuchs auf zwei bzw. eine Koordinatenebene. Das Frac-Intervall in der Sonde wird durch den Raum zwischen den blau markierten Aufnehmerkränzen angedeutet.	101
Abb. 4-6. Kernmaterial aus dem zentralen Injektionsbohrloch vom Versuchsort BfS - Querschlag 2 (nicht orientierte Kerne; Kerndurchmesser ca. 4 cm; Durchlicht). Die ursprüngliche Packerposition bei etwa 10 m Teufe sowie die aktuelle Position bei 20 m Teufe sind jeweils markiert. Zusätzlich ist die Position des Gefügausschnitts aus Abb. 4-7b dargestellt.	103
Abb. 4-7. Lithologische Ausbildung des Liniensalzes (Na3 β) am BfS-Versuchsort (a) Schematischer Schichtenverlauf signifikanter Anhydritlagen in der Injektionsbohrung (Ausschnittsvergrößerung). Unter Annahme eines stetigen Schichteinfallens wurde eine mittlere Schichtmächtigkeit abgeschätzt (vorläufige Auswertung). Zusätzlich sind die Positionen der alten und neuen Packereinbaulage dargestellt. (b) Detailausschnitt Kernabschnitt zwischen 13,30 und 13,80 m – Schichtübergang Steinsalz/Anhydrit (Kerndurchmesser ca. 4 cm; Durchlicht).	104

Abb. 4-8. Gasinjektionstests in der Messbohrung MB-2. Druck-Zeitverlauf. Hinweis: Der Messbeginn der Untertagemessungen ist terminiert auf den 13. Sept. 2005, an dem mit den Gasinjektionstests an der neuen Packerposition bei 20 m begonnen worden ist.....	105
Abb. 4-9. Vergleich des jeweils auf den Maximalwert einer Druckstufe normierten Druckabfalls in den einzelnen Druckstufen.	107
Abb. 4-10. Druckentwicklung in der Messbohrung MB-2 während Konstant-Raten-Tests mit Gasinjektionsraten von 50, 200 und 1000ml/min. Zusätzlich sind tabellarisch die Versuchsparameter sowie resultierenden Druckaufbauraten angegeben.	108
Abb. 4-11. Lage der vier Bohrungen AE5 bis AE8 (rote Linien) mit den AE-Bohrlochsonden (gelbe Punkte), der zentralen Injektionsbohrung MB-2 (schwarze Linie) und dem Verlauf der Strecken am BfS-Versuchsort in einer perspektivischen Darstellung bei Blick aus einer leicht erhöhten Position; (links oben) Foto der AE-Sonde mit Aufnehmer, Vorverstärker und Pneumatikzylinder.....	109
Abb. 4-12. Vom 13. Sept. 2005 bis 19. April 2007 geortete Ereignisse (blaue Punkte) am BfS-Versuchsort in Projektionen auf die drei Koordinatenebenen. In der Aufsicht ist zusätzlich der relevante Grubenrissausschnitt mit dem Bohrlocharray dargestellt.	110
Abb. 4-13. Ereignisse (etwa 4.400) innerhalb der Aufnehmeranordnung im gedrehten Koordinatensystem in Projektionen auf die drei Koordinatenebenen. Die Lage aller acht Sonden ist mit roten Kreisen gekennzeichnet.	111
Abb. 4-14. Rate der georteten oberflächennahen Ereignisse (Teilbild oben) und der Ereignisse aus der Umgebung der Injektionsbohrung (Teilbild unten) im zeitlichen Verlauf. Hinweis: Der Messbeginn der Untertagemessungen ist terminiert auf den 13. Sept. 2005, an dem mit den Drucktests begonnen wurde.	112
Abb. 4-15. Ereignisse aus Abb. 4-12 (13. Sept. 2005 bis zum 19. April. 2007) nach Anwendung des Collapsing-Verfahrens im gedrehten Koordinatensystem.....	113
Abb. 4-16. Projektion der Ereignisse aus einem 20 m breiten Streifen ($-10 \text{ m} < x' < 10 \text{ m}$, vgl. Inset re.: Aufsicht) um die Injektionsbohrung herum im gedrehten Koordinatensystem (Seitenansicht – innerhalb der Kontur wird die Messnische als doppelter Saum abgebildet).	114
Abb. 4-17. Sicht auf die Ereignisse in zwei Niveaus. Links: Niveau des Querschlags 2 und der Hauptförder- und Bandstrecke ($z' < 10 \text{ m}$). Rechts: Niveau der über dem Versuchsort liegenden Zufahrtsstrecke ($z' > 10 \text{ m}$) – Stand 19. April. 2007.....	115
Abb. 4-18. Geologische Rahmenbedingungen. (a) Geologisches Profil der NE-Flanke des Grönaer Sattels mit der Lage des Untersuchungsortes. (b) Verlauf der minimalen Hauptspannung über die Bohrlochteufe im Messniveau des In-situ-Versuchsorts aufgrund von Hydrofractmessungen.	116
Abb. 4-19. Ausbildung des Staßfurt-Steinsalzes am Standort „Gaspermeation“ – Kernbefund der Injektionsbohrung.	116
Abb. 4-20: Zeitlicher Verlauf des Gasinjektionstests „Gaspermeation“: Stufenweise Erhöhung des Gasdruckes bis zum Gasdurchschlag nach ca. 430 Tagen (markiert durch grüne Umrandung). Aktueller Untersuchungsstand: 19.04.2006.....	118
Abb. 4-21. Auswertung des Druckabfalls in den verschiedenen Druckstufen, jeweils normiert auf den Maximalwert ca. 0,5 h nach Erhöhung des Gasdruckes.....	118
Abb. 4-22. Druckabfallraten vs. mittlerer Gasdruck (Datenbasis aus Abb. 4-21 mit zwei Gasdruckzyklen, d.h. vor und nach dem Gasdurchbruch). Zusätzlich ist für den ersten Zyklus ein quadratisches Polynom als Ausgleichskurve dargestellt.	119
Abb. 4-23. Spontaner Gasdurchschlag in der Druckstufe 140 bar. Druckabfall im Messbohrloch bzw. Druckanstieg in den Kontrollbohrlöchern vs. Zeit. Das Inset zeigt die Lage der Kontrollbohrlöcher SL4 und SL2, in denen es zu einem Druckanstieg gekommen ist.....	119
Abb. 4-24. Vergleich des jeweils auf den Maximalwert einer Druckstufe normierten Druckabfalls der Einzeldruckstufen. Beachte den Unterschied zwischen 1. und 2. Druckzyklus.	120
Abb. 4-25. Rate der georteten oberflächennahen Ereignisse (Teilbild oben) und der Ereignisse aus der Umgebung der Injektionsbohrung (Teilbild unten) im zeitlichen Verlauf. Für den Zeitraum ca. 475 d – 510 d liegen infolge eines Stromausfalls keine Messdaten vor.	121
Abb. 4-26. Messergebnisse Standort Gaspermeation: vom 5. Februar 2005 bis Mitte 2007 georteten 23.688 Ereignisse (blaue Punkte) aus dem Untersuchungsbereich	

Gaspermeation (Zufahrtsstrecke Grönaer Schacht) in Projektionen auf die drei Koordinatenebenen (gedrehte Ansicht): X – Y = Horizontalansicht. Die Lage der mikroakustischen Aufnehmer ist durch rote Punkte angegeben.....	122
Abb. 4-27. Auswertung der Drucktests am Standort „Gaspermeation“ mittels der zwei eingesetzten Verfahren: „ r-Geometrie “ – „simple radial gas-flow“ ⇒ blaue Symbole (1. Druckzyklus) sowie grüne Symbole (2. Druckzyklus); „ r-z-Geometrie “ - numerisches Verfahren nach HÄFNER et al. (2001) ⇒ gelb/rote Kreise (1. Zyklus). Hinweis: $\sigma_{\min} \approx 12,6$ MPa (nominal).	124
Abb. 4-28. Auswertung der Drucktests am BfS-Standort: „ r-Geometrie “ ⇒ blaue Symbole.....	125
Abb. 4-29. Modellierter Druckverteilung: links: Druckstufe: 125 bar: $k = 1,2 \cdot 10^{-24} \text{ m}^2$; rechts: Druckstufe: 140 bar (während des Gasdurchbruchs): $k = 1,1 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$	126
Abb. 4-30. Modellvorstellung zur fortschreitenden Gasausbreitung in Steinsalz.	127
Abb. 4-31. Salinar, steile/flache Lagerung 800 m Teufe, vernachlässigbar wärmeentwickelnde Abfälle: Entwicklung des (relativen) Drucks im Endlager für verschiedene Parametervariationen (aus COLENCO, 2005).....	128
Abb. 4-32. Druckaufbau in einem Hohlraum im Salzgebirge unter Vorgabe verschiedener Gasdruckanstiegsraten für Labor- und Bohrlochversuche. Zum Vergleich ist das Spektrum von Druckaufbauraten aus Abb. 4-31 dargestellt. Hinweis: Beachte die jeweiligen Dimensionen der Hohlräume.	129
Abb. 4-33. Kalibrierung der Rechenmodellfaktoren für die Annäherung an $\sigma_{\min}$ auf Basis der Bohrlochtests: Permeabilität k vs. Differenzdruck $\Delta p = \sigma_{\min} - p_{\text{Gas}}$	130
Abb. 4-34. Simulation Druckaufbau in einem Bohrloch im Salzgebirge unter Vorgabe verschiedener Gasdruckanstiegsraten, basierend auf den Modellparametern aus Abb. 3-20. Zum Vergleich sind die Ergebnisse der Bohrlochtests von beiden Standorten dargestellt.	131
Abb. 4-35. Simulationsrechnung der Gasdruckentwicklung für ein hypothetisches zylindrisches Hohlraumvolumen von ca. 500.000 m^3 ($\sigma_{\min} = 14$ MPa) bei unterschiedlichen Streckenquerschnitten (s. Tabelleninset) sowie für verschiedene Wirtsgesteinspermeabilitäten k_0 (gestrichelte Linien 10 m Gaspermeationszone; durchgezogene Linien: 1 m Gaspermeationszone).....	132
Abb. 5-1. Geologischer Schnitt (aus MAY et al., 2003).....	135
Abb. 5-2. Lage des Gebirgsschlagfeldes (li.) im gebauten carnallitischen Flöz Thüringen des Grubenfelder Merkers und Unterbreizbach. Beachte die Gasfracposition am SE-Rand. (re.) Detailausschnitt mit der Lage des initialen Sprengereinsatzes.	136
Abb. 5-3. Dokumentation des Kernmaterials aus der Forschungsbohrung HZ 156 ($\varnothing_{\text{Kerne}} = 55\text{-mm}$) - mit Lage bzw. Detailvergrößerung offener (S_3) bzw. verheilten Klüfte, bergmännisch als Schnitte bezeichnet (S_1 und S_2).	137
Abb. 5-4. Orientierung der in der Bohrung HZ 156 angetroffenen Schnitte im Vergleich mit den Spannungstrajektorien (li. unt.), wie sie in der Rückrechnung in Kap. 5.5.2 ausgewiesen werden.	138
Abb. 5-5. Druckaufbau in der abgepackten Horizontalbohrung HZ 156 und daraus abgeleitete mittlere Zutrittsraten, bezogen auf das korrigierte Bohrlochgasvolumen von ca. $0,5 \text{ m}^3$	139
Abb. 5-6. Druckaufbautests in der Bohrung 156 bei 210 m (oben) und 230 m Packerposition (unten). Für die Messung bei 210 m ist zusätzlich der Verlauf der Druckentlastungskurve (re. ob.) dargestellt.....	140
Abb. 5-7. Gaszutrittsrate in die abgepackte Forschungsbohrung 156 als Funktion des Bohrlochinnendrucks als Ergebnis der Druckaufbaumessungen.	141
Abb. 5-8. Geologische Rahmenbedingungen – Lage der für die Druckaufbautests genutzten Bohrungen: HZ 143/4, HZ 154/99 und die Forschungsbohrung HZ 156. Zusätzlich ist der für die Interpretation der Fracergebnisse relevante Ausschnitt markiert (vgl. Abb. 5-18).....	142
Abb. 5-9. Zeitlicher Ablauf des 2-phasigen Drucktests zur Untersuchung des wechselseitigen Einflusses im vorhandenen Bohrraster bei Verschluss der Förderbohrung 143/4. (1.) Ausgangsbedingungen mit Einstellung eines Druckgleichgewichtes von 2,4 bar in der Forschungsbohrung 156 mit Stabilisierung der Durchflussrate; (2.) Verschluss der Förderbohrung 134/4.	143

Abb. 5-10. Druck-Zeitverlauf der zunächst in vier Stufen erfolgenden Bohrlochinjektion (0 ⇔ 1 MPa; 0 ⇔ 2 MPa; 0 ⇔ 4 MPa und 0 ⇔ 7,5 MPa) mit anschließender kontrollierter Entspannung zur Volumenbestimmung des gasgespannten Volumens.....	144
Abb. 5-11. Volumen-Druckbilanz der ersten drei Belastungsstufen aus Abb. 5-10.....	145
Abb. 5-12. Volumen-Druckbilanz für den Entlastungs- und Injektionszyklus bei der 3. Belastung auf 72 bar an der Packerposition 230 m.	145
Abb. 5-13. Der für die Untersuchungen in Merkers verwendete 80-mm-Packer mit den Hydraulikzuleitungen auf Schlauchhaspeln.....	147
Abb. 5-14. Die 80-mm-Sonde einsatzbereit auf das Gestänge aufgeschraubt. a) Stirnansicht der Bohrmaschine. b) Seitenansicht mit Blick auf den Übergang Messsonde – Bohrgestänge.	147
Abb. 5-15. Dokumentation der Messbedingungen am Versuchsort. a) Die in den Bohrlochansatzpunkt eingesetzte Messsonde (Im Vordergrund der ehemalige Bohrlochverschluss). b) Der Schlauch- und Kabelverlauf im Gestängeinnenraum nach Auslage des noch nicht zusammengesetzten Bohrlochstranges in der Strecke (Gesamtlänge des zur Verfügung stehenden Raumes ca. 100 m (hier nicht dargestellt)).	148
Abb. 5-16. Typisches Druck-Zeit-Regime bei Hydro-Frac-Tests (hier bei Packerposition 200,0 m).....	149
Abb. 5-17. Exemplarische Dokumentation von Hydrofracmessungen mit den Kurvenanpassungen.....	150
Abb. 5-18. Spannungsmessungen entlang der Horizontalbohrung 156 mit Fracmessungen im Unteren Werra-Steinsalz im Übergang zum Gebirgsschlagfeld 1989. Im Detailbild li. unt. ist schematisch die räumliche Kammer-Pfeilersituation dargestellt. Die numerischen Fracwerte mit den Bohrlochteufen sind in der enthaltenen Tabelle zusammengefasst. Eine Übersichtsdarstellung der Lage der Bohrung findet sich in Abb. 5-8).....	151
Abb. 5-19. Gebirgsmechanisches Strukturmodell 2 Westfeld Merkers (unten). (l. ob.) Zeitliche Entwicklung des Pfeilerbruchvorganges im Carnallitit der 2. Sohle – History-plots der Spannungsverteilung in ausgewählten Pfeilern (Lage s. Strukturmodell). (re. ob.) Vertikales Verschiebungsfeld nach dem Gebirgsschlag.....	152
Abb. 5-20. Modell Westfeld Merkers: Plastische Scherverformung 6 Sekunden nach Gebirgsschlag.....	153
Abb. 5-21. Permeabilität als Funktion der Differenzspannung (Differenzspannung $\Delta p = \sigma_{\text{MIN}} - p_{\text{FI}}$) nach Ausweis von Laboruntersuchungen: (blaue Kurve) – vorgeschädigtes Steinsalz; (rote Kurve) - unverritztes Steinsalz.	155
Abb. 5-22. Bewertung des Minimalspannungskriteriums im Unteren Werra-Steinsalz 6 Sekunden nach Gebirgsschlagauslösung - auf Basis des Sicherheitsfaktors η_{FRAC}	155
Abb. 5-23. Modell 2 Westfeld Merkers: Permeabilität im Unteren Werra-Steinsalz 6 Sekunden nach Gebirgsschlagauslösung.....	156
Abb. 5-24. Berechnete minimale Spannungsverteilung entlang der Bohrung 156 (vgl. Abb. 5-18).....	157
Abb. 5-25. Wiederherstellung Barrierenintegrität vom Gebirgsschlag bis heute. (li.) Modell Westfeld Merkers: Anstieg der minimalen Hauptspannung an der Basis des Unteren Werra-Steinsalzes. (re.) Detailausschnitt der Spannungssondierung für die ehemals Gasfrac-geschädigte Zone (Messung: Dezember 2006).	158
Abb. 6-1. Konzeptuell vereinfachte Struktur des Opalinustons in verschiedenen Maßstäben (aus NTB, 2002).	161
Abb. 6-2. Mont Terri Felslabor. Geologische Übersichtskarte mit Kennzeichnung der HE-D-Nische – Opalinuston (Unteres Aalenium) (nach MONT TERRI PROJECT, 2004).	162
Abb. 6-3. Probennahme im Mont Terri Felslabor. (a) beprobte Kernsegmente; (b) Bohren der Großkerne mittels einer Bohreinrichtung mit feststehender Lafette und Luftspülung.	163
Abb. 6-4. Herstellung zylindrischer Bohrproben – $\varnothing = 80 \text{ mm}$ and $l = 160 \text{ mm}$. a) Schematische Probenherstellung aus Kernscheiben - Probenrichtung senkrecht zur Schichtung; b) Prüfzylinder mit Präparationsrichtung parallel zur Schichtung.....	164
Abb. 6-5. Feuchtigkeitsbestimmung an Rotem Salzton Sigmundshall Bohrung AE1 (ca. 15m Teufe): zeitlicher Gewichtsverlust bei Trocknung bei 105°C.....	166
Abb. 6-6. Variabilität der P-Wellengeschwindigkeit des Roten Salztons aus Angersdorf (Daten aus unveröff. IfG-Untersuchungen) bzw. Sigmundshall in Abhängigkeit von der	

Dichte. Zusätzlich ist die in BOCK (2001) dokumentierte Streuung der Messwerte für den Opalinuston dargestellt (unter Berücksichtigung der seismischen Anisotropie).	168
Abb. 6-7. Festigkeit verschiedener Tonsteine unterschiedlicher Herkunft als Funktion der Einspannung – Darstellung über ein nicht lineares Festigkeitskriterium (Minkley-Ansatz); Datenbasis: Roter Salzton (unveröff. IfG-Untersuchungen); Opalinuston // Schichtung (P-Proben); Tonproben aus Bure: // Schichtung (P-Proben) und $\perp$ Schichtung (S-Proben) (Daten nach BGR-Untersuchungen, NAUMANN et al., 2007).	169
Abb. 6-8. Testkonfiguration und -prozedur zur Bestimmung des Gaseintrittsdrucks in Bohrlöchern (aus MARSHALL et al., 2005): a) hydraulische Testsequenz; b) Wasserverdrängung durch Gasinjektion; c) Gasinjektionsphase; und d) Gasdruckerholungsphase (vgl. Tab. 6-5).	170
Abb. 6-9. Druckabhängigkeit der P-Wellengeschwindigkeiten von Opalinuston bei hydrostatischer Belastung in Bezug zur Foliation – Vergleich von Messungen an Würfelproben in einer echt-dreiaxialen Belastungsapparatur der Universität Kiel (POPP & SALZER, 2007) sowie an zylindrischen Proben in der IfG-Triaxialzelle. Zusätzlich ist das an Kernmaterial bei Normaldruckbedingungen bestimmte Variationsspektrum nach BOCK (2001) dargestellt.	172
Abb. 6-10. Gasinjektionstests zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften von Opalinuston bei hydrostatischer Druckeinspannung mit stufenweiser Gasdruckerhöhung bzw. Erhöhung des Manteldrucks: Injektionsgasdruck, Manteldruck und Durchflussrate sowie die Gaspermeabilität vs. Versuchszeit. Probe 307 / OPA Kon1 - Injektionsrichtung quer zur Foliation. a) Erstbelastungszyklus. Beachte die diskontinuierliche Durchflussratenentwicklung bei konstantem Gasdruck; b) Gasfracyklus nach erfolgter Vorkompaktion und Deformationsexperiment.	174
Abb. 6-11. Gasinjektionstest zur Bestimmung der Gastransporteigenschaften von Opalinuston bei hydrostatischer Druckeinspannung ($p_c = 10$ MPa): Probe 307 / OPA 11 - Injektionsrichtung quer zur Foliation.	175
Abb. 6-12. Injektionsversuch bei hydrostatischer Druckeinspannung ($p_c = 5$ MPa) mit primärseitiger stufenweiser Erhöhung der Injektionsrate unter gleichzeitiger Einstellung eines Gleichgewichtsdruckes: Probe 307 / OPA 2 - Injektionsrichtung parallel zur Foliation.	175
Abb. 6-13. Permeabilität von Opalinuston als Funktion der Differenz zwischen Druckeinspannung und Gasdruck ($\Delta p = \sigma_3 - p_1$).	177
Abb. 6-14. Dokumentation Kernprobe 340/1 (Ansicht von vier Seiten).	178
Abb. 6-15. Gasinjektionstests an Rotem Salzton (Probe 340/2: $\sigma_1 = 12$ MPa und $\sigma_3 = 10$ MPa) – 1. Zyklus. Zeitliche Änderung des Gasdurchflusses in Abhängigkeit vom stufenweise erhöhten Injektionsdruck sowie die daraus abgeleitete Permeabilität.	180
Abb. 6-16. Zeitliche Änderung des Gastransportverhaltens in der Druckstufe 110 bar (Probe 340/2) – 2. Zyklus.	181
Abb. 6-17. Gasinjektionstests an Rotem Salzton - Probe 340/3: $\sigma_1 = 12$ MPa und $\sigma_3 = 10$ MPa – Gasdruckbelastung in drei Zyklen (s. Beschriftung). Zeitliche Änderung des Gasdurchflusses in Abhängigkeit vom Injektionsdruck sowie die daraus abgeleitete Permeabilität.	181
Abb. 6-18. Permeabilität von Rotem Salzton vom Untertageversuchsort Sigmundshall (Ersatzlagerkammer Blindschacht 142 – 500-m-Sohle) als Funktion der Differenz ($\Delta p = \sigma_3 - p_p$) zwischen Druckeinspannung ($\sigma_3 = p_c$) und Gasinjektionsdruck (p_p) – radiale Durchströmung.	182
Abb. 6-19. Abhängigkeit der Permeabilität von der Belastungszeit bei konstantem Manteldruck. Ein Permeabilitätswert $k = < 2 \cdot 10^{-20}$ m ² entspricht dem Literaturwert der sog. intrinsischen Permeabilität.	183
Abb. 6-20. Abhängigkeit der Festigkeit von Opalinuston und des Callovo-Oxfordian Tonsteins vom Wassergehalt (aus ZHANG & ROTHFUCHS, 2005a).	184
Abb. 6-21. Schematischer Vergleich der eingesetzten Untersuchungstechnik zur Quantifizierung hydraulisch / mechanischer Eigenschaften von Opalinuston.	185
Abb. 6-22. Verformungsexperiment 307/OPA 4 mit Dilatanzmonitoring als Funktion der Verformung ($p_c = 3$ MPa; $\dot{\epsilon} = 1 \cdot 10^{-5}$ 1/s; Messrichtung // Foliation); a) Spannungsdehnungskurve sowie V_p und V_s ; b) Transportparameter Volumenvariation und Permeabilität.	186

Abb. 6-23. Vergleich der Spannungsdehnungskurven, des Kompaktions- sowie des Durchlässigkeitsverhaltens bei der Deformation von Opalinuston mit Deformation // und senkrecht zur Foliation.....	187
Abb. 6-24. Fotodokumentation der untersuchten Opalinustonproben nach der Deformation (zusätzlich sind idealisierte Rissmuster für verfestigte Tonsteine nach einem Probenbruch in Relation zur Belastungsrichtung dargestellt, nach VALÉS et al., 2004).....	189
Abb. 6-25. Echt-dreiaxiale Verformungsapparatur der Universität Kiel zur Untersuchung der mechanischen und seismischen Eigenschaften unter erhöhten Spannungs- und Temperaturbedingungen. a) Belastungsapparatur; b) Referenzsystem für die Orientierung der Tonwürfel in Bezug auf die Richtung der Polarisationsrichtungen der Scherwellen.	190
Abb. 6-26. Deviatorische verformung von Opalinuston senkrecht zur Foliation mit gleichzeitiger Messung von V_p mit $\sigma_1 \gg \sigma_2 = \sigma_3$ ($\sigma_1 \parallel Z$; $\sigma_2 \parallel Y$; $\sigma_3 \parallel X$): P-Wellengeschwindigkeiten in den drei Probenrichtungen sowie die Spannungscurven in Abhängigkeit von der axialen Belastung ε_1 . (li.) $\sigma_2 = \sigma_3 = 7.5$ MPa; (re.) $\sigma_2 = \sigma_3 = 20$ MPa.....	191
Abb. 6-27. Festigkeits- und Dilatanz bzw. Schädigungsgrenze abgeleitet aus der Geschwindigkeitssignatur der verschiedenen gemessenen Parameter während kompressiver Belastung. Die Belastungsrichtung liegt in der Mehrzahl der Versuche senkrecht zur Schichtung. Zum Vergleich sind die bei Bock (2001) angegebenen Streubereiche der einaxialen Festigkeitsversuche (UCS) senkrecht und parallel zur Foliation sowie Ergebnisse von Lux et al. (2004) dargestellt.	192
Abb. 6-28. Auswertung der Deformationsgefüge Opalinuston (307/OPA Kon 1: $p_c = 3$ MPa; $\varepsilon_{max} = 1,72\%$; $\Delta\sigma_{max} = 23,7$ MPa); (li) Zylinderprobe nach Scherbruchversagen; (re.) Abwicklung der Probenoberfläche mit Rissmustern sowie der daraus abgeleiteten Modellvorstellung zum Probenbruchversagen.	194
Abb. 6-29. Das Dilatanzkonzept für Opalinuston. Unterscheidung verschiedener spannungsabhängiger Grenzkurven aufgrund der Reaktion von V_s und V_p , die jeweils Bereiche unterschiedlicher Schädigung bzw. Kompaktion abgrenzen. Zusätzlich sind die verschiedenen mechanischen und hydraulischen Effekte angedeutet, wie sie charakteristisch für dilatante oder nicht dilatante Verformung sind ($\uparrow$: Zunahme; $\downarrow$: Abnahme) (verändert nach HUNSCH & SCHULZE, 2002).	195
Abb. 6-30. Schema zur Charakterisierung des mechanischen Verhaltens von Tongesteinen während eines uni-axialen Belastungsversuchs an Callovo-Oxfordian Tonsteinen (aus ANDRA, 2005).	195
Abb. 6-31. Schematische Darstellung des Gastransports im ursprünglich nahezu wassergesättigten Porenraum in Tongesteinen (verändert nach HILDENBRAND, 2003).	196
Abb. 6-32. Zusammenhang zwischen Gaseintrittsdruck und intrinsischer Permeabilität. Vergleich von Ergebnissen aus Laboruntersuchungen an Opalinustonproben und Literaturdaten für Opalinuston aus Benken und Mont Terri sowie verschiedene niedrigerpermeable Sedimentgesteine (Tonsteine, Schiefer und Sandsteine (ergänzt nach MARSHALL et al., 2005; Literaturhinweise s. dort).	197
Abb. 6-33. Experimentell an Opalinusproben bestimmte Permeabilitäts/Porositätsbeziehung im Vergleich mit einer Prognose als Basis für eine Vorwegmodellierung eines In-situ-Grossversuchs: „In-situ-ventilation experiment“ (VE) im Mont Terri Felslabor (ZHANG & ROTHFUCHS, 2005b).	198
Abb. 7-1. Geologische Situation am Versuchsort.	200
Abb. 7-2. Verlauf der kleinsten Hauptspannung nach "hydraulic fracturing"-Messungen - Bohrung F-SI-4: K+S Kali GmbH & Co. KG - Werk Sigmundshall (Blindschacht 142 - 500 m Sohle).	201
Abb. 7-3. Kerndokumentation 60-mm-Gasfracbohrung MB-1.	202
Abb. 7-4. Die Schichtenfolge des erbohrten Roten Salztons mit Detaildarstellung der Klüfte.	202
Abb. 7-5. Schematische Messanordnung zur Detektion von mikroakustischen Ereignissen im Roten Salztun (Seitenansicht).	204
Abb. 7-6. Bohrlocharray für die Durchführung der Drucktests am Untertageversuchsort Sigmundshall. a) geometrische Anordnung der Bohrungen im Querschnitt und b) als Aufsicht. c) Ansicht der NE-Ortsbrust in der Versuchskammer mit den markierten Versuchsbohrungen sowie einer schematischen Skizze der Bohransatzpunkte.....	205

Abb. 7-7. Lage der zwei Messbohrungen (rote Linien) mit jeweils vier mikroakustischen Aufnehmern (gelbe Punkte) und einer zusätzlichen Sendesonde (blauer Punkt). Der Verlauf der zentralen Injektionsbohrung wird durch die schwarze Linie markiert. Zur besseren Orientierung sind die Strecken am Messort mit eingezeichnet.	206
Abb. 7-8. Zeitlicher Ablauf der Injektionstests am Standort Sigmundshall. Die Anordnung des Bohrlocharrays ist schematisch als Inset dargestellt.	208
Abb. 7-9. „Gasfrac“ bei Druckerhöhung von 75 bar Restdruck auf die Druckstufe 85 bar.	209
Abb. 7-10. Auswertung des Druckabfalls in den verschiedenen Druckstufen, jeweils normiert auf den Maximalwert ca. 0,5 h nach Erhöhung des Gasdruckes.	209
Abb. 7-11 Zeitsignal (oberes Teilbild) und Frequenzspektrum (unteres Teilbild) bei Durchschallung mit dem breitbandigen Rampensignal.	211
Abb. 7-12. Zeitsignale der Durchschallungsmessungen mit dem breitbandigen Rampensignal bei unterschiedlichen Laufwegen.	211
Abb. 7-13. Zeitsignale wie in Abb. 7-12 (linkes Teilbild) mit den zugehörigen Frequenzspektren (rechtes Teilbild).	212
Abb. 7-14. Laufweg gegenüber der Laufzeit der P- und S-Welle bei Durchschallungsmessungen im Roten Salzton.	213
Abb. 7-15. Zeitlicher Verlauf der Ereignisrate vom 25. Mai 2005 bis 19. Mai 2007, in Relation zum Injektionsdruck bzw. zum Druckanstieg in den Kontrollbohrlöchern am Versuchsort in Sigmundshall.	215
Abb. 7-16. Häufigkeitsverteilung der Durchlaufzeiten und Häufigkeit der zuerst ansprechenden Kanäle (Fenster).	216
Abb. 7-17. Signale des breitbandigen Rampensignals (oben) und die Peakamplituden und Gasdruck im Injektionsbohrloch (unten), die an Empfänger 4 in 4,36 m Entfernung registriert wurden.	217
Abb. 7-18. Signale des breitbandigen Rampensignals (oben) und die Peakamplituden (unten), die an Empfänger 1 in 3,85 m Entfernung registriert wurden.	218
Abb. 7-19. Zeitlicher Verlauf der an den Empfängern 1, 4, 5 und 8 gemessenen Laufzeitdifferenzen der P-Welle für das breitbandige Rampensignal.	220
Abb. 7-20. Auswertung des Druckabfalls in den verschiedenen Druckstufen, jeweils normiert auf den Maximalwert ca. 0,5 h nach Erhöhung des Gasdruckes.	221
Abb. 7-21. Fotosequenzen aus der Bohrlochkamerabefahrung der Prognosebohrung am Untersuchungsort: a) 11,87 m: Blättrige Ablösungserscheinungen in der Firste. b) 14,23 m: Schichtartige Inhomogenität.	221
Abb. 7-22. Auswertung der Drucktests am Standort „Sigmundshall“ in einer Roten Salzton-Formation mittels der zwei eingesetzten Verfahren zur Bestimmung der Permeabilität der Gasphase – Zusätzlich sind die abgeschätzten Permeabilitäten für einen gerichteten Gasfluss in Richtung der Kontrollbohrungen SL-1 und SL-2 angegeben.	223
Abb. 8-1. Schematische Permeabilitätsentwicklung während der Druckbeaufschlagung einer Laborprobe in Relation zur Gefügeentwicklung.	226
Abb. 8-2. Simulation eines Druckaufbaus in einem Hohlraum im Salzgebirge unter Vorgabe verschiedener Gasdruckanstiegsraten für Labor- und Bohrlochversuche. Zusätzlich sind für die durchgeführten Feldtests Ergebnisse aus Simulationsrechnungen dargestellt (vgl. Abb. 4-34, S. 131). Hinweis: Beachte die jeweiligen Dimensionen der Hohlräume.	228
Abb. 8-3. Interpretation der vorgefundenen Gasfrac-Situation.	230

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1. Petrophysikalische Kennwerte der untersuchten Steinsalzproben aufgrund ihrer Vermessung und Wägung sowie der Durchschallung.	34
Tab. 3-2. Versuchsübersicht zur Untersuchung des Gasauflösungsverhaltens von Steinsalz.	48
Tab. 3-3. Modellparameter für die individuelle Kurvenanpassung (vgl. Abb. 3-16).	48
Tab. 3-4. Parameter für die Beschreibung der Permeabilität als Funktion der Porosität in Abhängigkeit von der wirkenden Gebirgsspannung $\sigma_{\min}$ (nach HEEMANN & HEUSERMANN, 2004).	55
Tab. 3-5. Isostatische Kriechversuche zur Bestimmung der Zeitabhängigkeit.	57
Tab. 3-6. Zeitlicher Ablauf der Langzeitkompaktionsversuche 317/K06 und 330/K22.	61
Tab. 3-7. Untersuchungen an künstlichen Trennflächen zwischen natürlichem Steinsalz.	72
Tab. 3-8. Untersuchungen an künstlichen Trennflächen zwischen Steinsalzziegeln.	72
Tab. 3-9. Gesteinsphysikalische Standardparameter der untersuchten Salzziegel (aus SALZER et al., 2007).	73
Tab. 3-10. Probenkenngrößen der untersuchten Steinsalzproben.	83
Tab. 3-11. Versuchsdaten und Ergebnisse zur Wirkung eines Gas- und/oder Laugendruckes auf die Kriecheigenschaften von Steinsalz (Kurzzeittests – RBA 2500).	84
Tab. 3-12. Belastungsbedingungen und stationäre Kriechraten, sowie der jeweils daraus berechnete Beschleunigungsfaktor der untersuchten Proben (Die Referenz für die Berechnung des resultierenden Beschleunigungsfaktors wird durch einen Richtungspfeil angezeigt).	89
Tab. 4-1. Lithostratigraphische Gliederung des Leinsteinsalzes im Gebiet Bernburg.	99
Tab. 4-2. Bohrlochkenndaten aus dem Messarray am BfS-Versuchsort.	99
Tab. 4-3. Zeitliche Abfolge Druckaufbautests sowie Termine, an denen Arbeiten am BfS-Versuchsort durchgeführt wurden. Die Markierungen entsprechen den in Abb. 4-14 dargestellten Ereignissen.	106
Tab. 5-1. Durchgeführte Druckaufbautests in der Forschungsbohrung HZ 156.	139
Tab. 5-2. Bestimmung des nutzbaren Gasvolumens.	141
Tab. 6-1. Technische Daten des BHE-D0 Bohrlochs (aus MONT TERRI PROJECT, 2004).	163
Tab. 6-2. Mittlere Mineralzusammensetzung des Roten Salztons (nach IfG, 2000).	166
Tab. 6-3. Lithologische Eigenschaften von Tonformationen verschiedener Untertagelokationen.	167
Tab. 6-4. Laboruntersuchungen: Gasinjektionsexperimente an Opalinuston in verschiedenen Labors (aus MARSHALL et al., 2005).	170
Tab. 6-5. Felduntersuchungen: Gasinjektionsexperimente in dem Bohrloch Benken und im Mont Terri Labor (aus MARSHALL et al., 2005).	171
Tab. 6-6. Probenparameter zu den durchgeführten Injektionstests an Opalinuston.	173
Tab. 6-7. Messwerte zur Permeabilität von Opalinuston bei hydrostatischer Druckbeanspruchung sowie bei Variation des Gasdruckes im Porenraum.	176
Tab. 6-8. Petrophysikalische Charakterisierung der untersuchten Kernproben und die jeweilige Versuchsart des jeweils durchgeführten Gasinjektionstests.	178
Tab. 6-9. Gaspermeabilität von Rotem Salzton bei quasi-hydrostatischer Druckeinspannung ($\sigma_1 = 12$ MPa und $\sigma_3 = 10$ MPa) mit Variation des Injektionsdruckes (aufgrund der Streuung der Messwerte Angabe der Quartile jeder Druckstufe).	179
Tab. 6-10. Gesteinsmechanische Parameter aller in der Triaxialzelle verformten Opalinustonproben ($\dot{\epsilon} = 1 \cdot 10^{-5}$ 1/s).	188
Tab. 6-11. Festigkeitsparameter für die in Abb. 6-27 dargestellten Grenzkurven.	192
Tab. 7-1. Kurzschichtenverzeichnis der Bohrung MB-1.	203
Tab. 7-2. Bohrlochkenndaten aus dem Messarray Sigmundshall.	205
Tab. 7-3. Druckbeaufschlagung Untertageversuchsstandort Sigmundshall.	207
Tab. 7-4. Geschwindigkeitswerte von Opalinuston unter Laborbedingungen (aus BOCK, 2001).	214