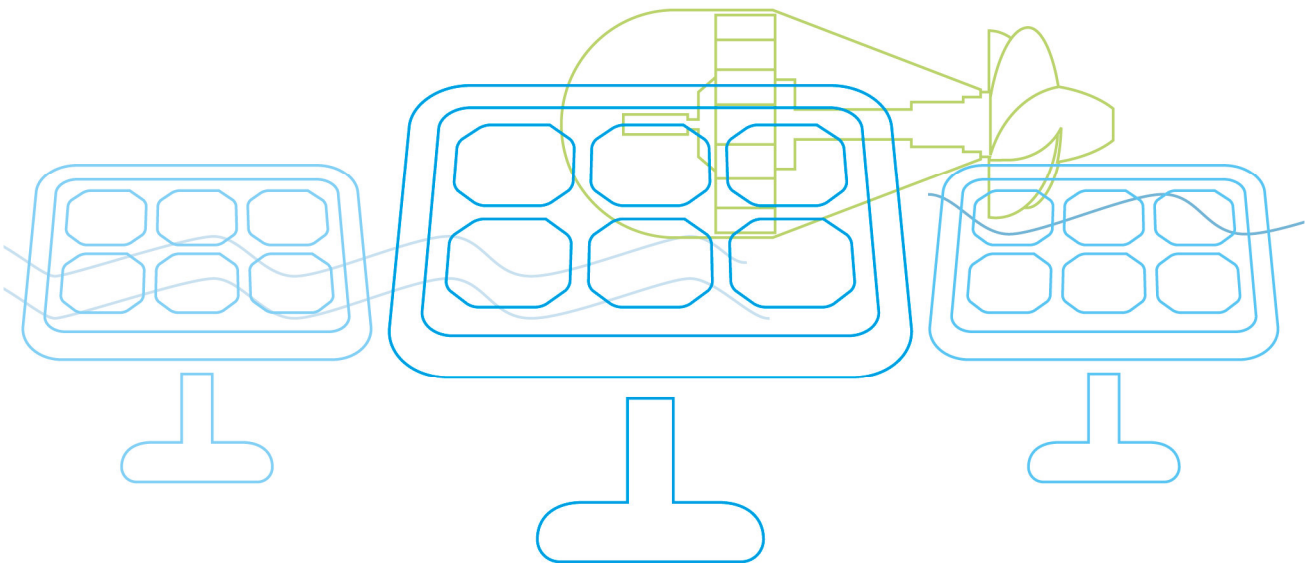




Geothermische Energienutzung in Sandsteinformationen -Faktor – Analyse, Simulation und Modellierung



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „e!Mission.at“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

Geothermische Energienutzung in Sandsteinformationen - Faktor – Analyse, Simulation und Modellierung

Reinjektion

AutorInnen:

Technisches Büro Böchzelt:

Nikolaus Petschacher, B. Sc. M. Sc.

Mag. rer. nat. Bernd Böchzelt

Ingenieurbüro Dipl.- Ing. Dr. Martin J.F. Steiner:

Dipl.- Ing. Dr. Martin J.F. Steiner

Technische Universität Graz:

Univ.-Prof. Dipl.-Min. Dr. rer. nat. Martin Dietzel

Ass. Prof. Dipl.-Geol. Dr. phil.-nat. Dorothee Hippler

Mag. phil. Mag. rer. nat. Dr. rer. nat. Ronny Boch

Markus Eder, B. Sc.

Montanuniversität Leoben:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Herbert Hofstätter

Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Heinrich Mali

Ass. Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Nina Gegenhuber

Dipl.-Ing. Dipl.-Ing. Dr. mont. Clemens Langbauer

Dr. mont. Sylvia Wölfel

Dipl.-Ing. Yiwen Xu

Franz Pusterwallner

Material Center Leoben:

Priv.Doiz. Dr. Roland Brunner

Mag. Jödis Rosc

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	4
2	Danksagung.....	5
3	Einleitung	6
3.1	Aufgabenstellung	6
3.2	Schwerpunkte des Projektes	6
3.3	Einordnung in das Programm.....	6
3.4	Verwendete Methoden	6
4	Inhaltliche Darstellung.....	12
4.1	Grundlagen Tiefe Geothermie	12
4.2	Mechanismen und Problematik der Reinjektion (Stand des Wissens)	13
5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	20
5.1	Petrographische Gesteinsbeschreibung	20
5.1.1	Sierning 2 (2000,8m, Subarkose, R_20x).....	22
5.1.2	Berea 1	26
5.1.3	Neustadt Glewe (NG1)	30
5.1.4	Probenvergleich	33
5.2	Ergebnisse der petrophysikalischen Messungen.....	35
5.3	Charakterisierung der Fluide	38
5.3.1	Rekonstruktion der Reservoirbedingungen.....	40
5.3.2	Berechnung des Druckeinflusses auf die Mineralphasengleichgewichte	42
5.4	Durchflusseexperimente.....	45
5.4.1	Material und Methode.....	46
5.4.2	Fließgeschwindigkeit.....	47
5.4.3	Temperatur	49
5.4.4	Umschließungsdruck.....	52
5.4.1	3-D Abbildung des Porenraums vor und nach den Durchflusseexperimenten ...	52
5.5	Experimentelle Simulation von Feinstoffmobilisation auf den Reinjektionsprozess ..	61
5.6	Hydrogeochemische Modellierung	65
5.6.1	Fürstenfeld	65
5.6.2	Neustadt-Glewe	68
5.7	Schlussfolgerung.....	70
6	Ausblick und Empfehlungen.....	74
6.1	Empfehlungen	74
6.2	Ausblick.....	76
7	Literaturverzeichnis.....	77
8	Anhang	79
9	Kontaktdaten.....	80

2 Danksagung

Ohne die nachfolgend genannten Unternehmen und Organisationen wäre das Projekt REINJEKTION nicht zu dem nun vorliegenden Abschluss gekommen:

Das Konsortium dankt der FFG für die stets lösungsorientierte Betreuung während des abgelaufenen Projekts.

Der Rohöl Aufsuchungs AG sei an dieser Stelle herzlich für die tatkräftige und uneingeschränkte Unterstützung bei Auswahl und Verwendung von Proben aus Kernen von Bohrungen samt den zugehörigen schriftlichen Informationen gedankt.

Der Geothermie und Fernwärme Fürstenfeld, der Erdwärme Neustadt – Glewe und dem GFZ Potsdam gilt herzlicher Dank für die uneingeschränkte Unterstützung, die sie dem Konsortium entgegengebracht haben, indem sie wertvolle Informationen und Daten von Bohrungen, Anlagentechnik und Test- bzw. Betriebsergebnissen zur Verfügung gestellt haben.

Besonderer Dank gilt auch Herrn Dipl.-Chem. Dr. Albrecht Leis für die tatkräftige Unterstützung bei der hydrochemischen Modellierung sowie Herrn Gerald Auer, B.Sc., M.Sc. für die wichtigen Ratschläge und die Unterstützung am Rasterelektronenmikroskop.

3 Einleitung

3.1 Aufgabenstellung

Das Projekt widmet sich der Recherche, Erforschung und Simulation der physikalischen und chemischen Randbedingungen, welche die Reinjektivität von Sandsteinformationen beeinflussen.

3.2 Schwerpunkte des Projektes

Der Schwerpunkt des Projekts liegt bei der Bestimmung der Faktoren, welche die Reinjektivität von Sandsteinen beeinflussen.

3.3 Einordnung in das Programm

Schwerpunkt: Erneuerbare Energien

Subschwerpunkt: Tiefe Geothermie

Begründung: Die Erforschung von Parametern, welche die Reinjektion von Thermalwasser in Sandsteinen in Abhängigkeit ihrer physikalischen und chemischen Eigenschaften beeinflussen, ist der Schlüssel zur Nutzung des hydrothermalen Potenzials von Sandsteinformationen. Dieses Potenzial ist in Österreich zur Nahwärmenutzung und Verstromung wegen nicht erfolgreicher Reinjektion derzeit noch ungenutzt.

3.4 Verwendete Methoden

Für die Selektion geeigneter zu untersuchender Gesteine kamen Proben von Bohrkernen aus Geothermiebohrungen und Erdöl- / Erdgas Explorationsbohrungen in Betracht.

Bei den ausgewählten geprobtten Bohrkernen, welche von der RAG (Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft) zur Verfügung gestellt wurden, handelt es sich lithologisch um Sandsteine unterschiedlicher geologischer Herkunft. Die Kernproben waren aus geologischer und lithologischer Sicht sehr gut passend für die vorgesehenen Untersuchungen, da diese weitgehend das Spektrum der Sandsteine abbildeten, in denen thermale Tiefengrundwässer erschlossen werden können. Zusätzlich zu den Sandsteinproben aus dem Bohrkernlager der RAG und den zugehörigen Kernberichten wurden Proben aus einem Bohrkern im Bereich der Filterstrecke der Geothermiebohrung Neustadt-Glewe untersucht, welcher von der Erdwärme Neustadt-Glewe zur Verfügung gestellt wurde. Dabei handelt es sich um einen Kern aus einer produktiven Strecke einer funktionierenden geothermischen Dublette. Die Geothermie und Fernwärme Fürstenfeld Ges.m.b.H. stellte dem Konsortium sämtliche Ergebnisse der Bohr- und Testphase inkl.

Reinjektionstest des Sandstein Geothermieprojekts Fürstenfeld (Bohrungen FF1 und FF2)
zur Verfügung.

Um vergleichbare Messbedingungen zu schaffen und den Datenpool zu vergrößern, wurden weitere 20 Referenzsandsteinplugs in drei unterschiedlichen Permeabilitätsbereichen aus Ohio Berea (USA) beschafft.

Die insgesamt ca. 60 Sandsteinproben wurden im Verlauf dieses Projekts mit den nachfolgenden Methoden untersucht.

Untersuchungsmethoden im Zuge der petrographischen Gesteinsbeschreibung

Auflicht- und Durchlichtmikroskopie

Die petrographischen Untersuchungen wurden einerseits am Lehrstuhl für Geologie und Lagerstättenlehre der Montanuniversität Leoben und andererseits am Institut für Angewandte Geowissenschaften der Technischen Universität Graz durchgeführt. Untersuchungen von 22 der vorliegenden Gesteinsproben wurden am Lehrstuhl für Geologie und Lagerstättenlehre der Montanuniversität Leoben mit Hilfe eines Olympus BX-60 Lichtmikroskope durchgeführt, welches mit einer Jenopik ProgRes CF Scan Kamera ausgestattet ist. Die 42 Dünnschliffe wurden in Blauharz eingebettet, um die offene Porosität sichtbar zu machen, ausgewählte Schliffe für weiterführende Analytik wurden mit Ethylenglycol feinpoliert. Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Proben wurden am Institut für Angewandte Geowissenschaften der Technischen Universität Graz im weiteren Projektverlauf die Proben Berea und Neustadt-Glewe charakterisiert. Zum Einsatz kam ein Leica DMLB Lichtmikroskop, welches mit einer Olympus DP26 Kamera ausgestattet ist. Die digitale Auswertung erfolgte mit dem Programm Olympus Stream Motion.

Elektronenstrahlmikrosonde

Zur qualitativen Identifikation der Zementphasen in den Proben mit intensiver Porenzementation - vor allem durch Schichtsilikate - wurde zusätzlich zur durchlichtmikroskopischen Untersuchung der Proben auch Mikrosondenanalytik an polierten Dünnschliffen durchgeführt. Dabei wurde sowohl mittels energiedispersiver Spektrometrie die qualitative Zusammensetzung der Zementphase hinsichtlich vorhandener Elemente bestimmt, als auch eine detaillierte Elementkartierung mittels wellenlängendispersiver Spektrometrie an ausgewählten Porenräumen durchgeführt. Die hierfür benutzte JEOL JXA-8230 Superprobe Elektronenstrahl-Mikrosonde verfügt über fünf unabhängige Spektrometer und ermöglicht sowohl wellenlängendispersive als auch energiedispersive Quantifizierung der emittierten Röntgenstrahlung.

Rasterelektronenmikroskopie

Die Erstellung von rasterelektronenmikroskopischen Aufnahmen erfolgte am Institut für Erdwissenschaften der Karl Franzens Universität Graz auf Veranlassung der TU Graz. Verwendet wurde ein DSM 982 Gemini Rasterelektronenmikroskop von Zeiss. Für die rasterelektronenmikroskopischen Untersuchungen wurden die Proben angebrochen, um möglichst frische Bruchflächen analysieren zu können. Die angebrochene Probe wurde auf einen Objektträger aufgebracht, die Oberfläche der Bruchstelle mit einer Silberlösung und in weiterer Folge mit einer mittels Sputtern aufgetragenen Goldbeschichtung elektrisch leitfähig gemacht. Ziel der REM-Aufnahmen war es, die Feinstfraktion optisch über idiomorphe Kristalle zu identifizieren und mittels Übersichtsbildern Information über Korngrößenverteilung, Kornform, Porenraum- sowie Tonmineralverteilung und Tonmineralanordnung zu erhalten. Die Bildaufnahme im Sekundärelektronen (SE)-Modus erwies sich dabei am besten und wurde bei allen Aufnahmen angewendet.

Röntgendiffraktometrie

Für die mineralogische Phasenanalyse wurden am Institut für angewandte Geowissenschaften an der TU Graz zwei verschiedene röntgendiffraktometrische Untersuchungsmethoden angewendet.

Erstens wurde eine Übersichtsaufnahme über den vollen 2θ Bereich ($0 - 85^\circ$) der gesamten Probe um qualitativ die Hauptbestandteile der Matrix erfasst. Als Messgerät wurde ein Panalytical XPert Diffraktometer mit Cobalt Röhre verwendet, welches mit der Methode der Pulverdiffraktometrie arbeitet. Die Proben wurden standardmäßig von Hand mit Achat Mörser und Schale gemahlen und auf die Probenträger aufgebracht, die Auswertung der Daten erfolgte mit Hilfe einer Datenbank und der Software Highscore Plus. Zweitens wurde eine Tonfraktionsanalyse von $0 - 15^\circ 2\theta$ angewandt. Nach einer aufwändigen Probenvorbereitung wurde die Tonfraktion mittels des Röntgendiffraktometers Philips PW 1830 (Kupfer Röhre) analysiert.

Computertomographie

Eine dreidimensionale Abbildung der Sandsteine erfolgte an ausgewählten Sandsteinproben vor und nach den Durchflussexperimenten mittels Computertomographie (CT) Scans. Die Messungen wurden am Material Center Leoben Forschungs GmbH, durchgeführt. Dies soll eine mögliche Veränderung der Porenstruktur durch eine Fluidinjektion abbilden und die These der Tonmineralmobilisierung verifizieren. Zum Einsatz kam der Computertomograph Nanotom der Firma GE. Es werden Röntgenstrahlen in einer Nanofokusröhre generiert. Diese durchstrahlen eine Probe. Hinter der Probe werden die Röntgenstrahlen detektiert. Die Probe rotiert um eine Rotationsachse. Während der Rotation werden n (1, 2, 3, ...) 2D Röntgen Bilder aufgenommen. Aus den 2D Bildern wird mittels 3D Rekonstruktion ein 3-dimensionales Bild des zu untersuchenden Objekts generiert.

Petrophysikalische Untersuchungsmethoden

Wärmeleitfähigkeit

Für die Wärmeleitfähigkeitsmessung wurde das Wärmeleitfähigkeitsmessgerät Tk04 (TeKa, Berlin), welches eine „non-steady-state“-Methode verwendet, eingesetzt. Die Nadel ist dabei die Wärmequelle mit definierter Energie. Ein Temperatursensor in der Mitte dieser Nadel misst die Temperatur als Funktion der Zeit mit einem Thermistor. Die Halbraum-Sonde des Geräts wird mit der Probe mit einem Druck von 15 bar fixiert. Um einen optimalen Wärmefluss zwischen Probe und Sensor zu gewährleisten wird ein Kontaktmittel (hier: Nivea) verwendet. Die Wärmeleitfähigkeit wird direkt aus der Aufheizkurve berechnet. Die Reproduzierbarkeit liegt bei 1,5 % im Verhältnis zur Wärmeleitfähigkeit. Proben können trocken und gesättigt gemessen werden.

Porositätsmessungen

Die Porosität gibt das Verhältnis der Volumen der Poren zum Gesamtvolumen einer Probe an. Es werden dabei die absolute und die effektive Porosität unterschieden, wobei die absolute Porosität der Summe aller Poren entspricht (verbunden und unverbunden). Die effektive Porosität beschreibt den Anteil des Volumens aller verbundenen Poren am Gesamtvolumen. Für die Messung der effektiven Helium-Porosität wird ein Helium-Pyknometer herangezogen (Ultrapycnometer 1000, Quantachrome). Diese Methode bestimmt über die Masse der trockenen Probe und das Boyle Mariott'sche Gesetz die Korndichte bzw. das Kornvolumen. Die Probe wurde hierzu 12 Stunden bei 105 °C getrocknet und anschließend im Exsikkator gelagert, um eine Aufnahme von Wasser zu verhindern. Mit der gemessenen Korndichte und der Dichte der gesamten Probe kann die Porosität berechnet werden.

Gas- Permeabilität

Die Permeabilität ist definiert als die Fähigkeit eines Gesteins, Fluide/Gase hindurchströmen zu lassen. Es wurde für die Messungen ein steady-state Gaspermeameter (Gas = Stickstoff) der Firma VinciTechnologies verwendet. Die Probe wird nach dem Trocknen im Probenhalter mit einem Druck von 300 psi eingespannt. Somit ist kein Gasfluss entlang des Probenrands möglich. Anschließend wird ein Gasfluss durch die Probe geleitet. Sobald dieser konstant ist, erfolgt die Messung. Anschließend wird über das Darcy Gesetz die Permeabilität berechnet.

Fluid Charakterisierung

Die Fluid Charakterisierung erfolgte über vorliegende Analysenergebnisse. Eine eigene Fluidprobenahme und eine Analyse auf die chemische Zusammensetzung der geothermischen Wässer waren nicht erforderlich. Viel mehr war es notwendig, mit den Thermalwasseranalysen und den Anlagenbeschreibungen zweier Geothermiebohrungen

(Fürstenfeld und Neustadt-Glewe) die Reservoirbedingungen zu rekonstruieren und die
Fluide unter Lagerstättenbedingungen zu interpretieren.

Durchflussexperimente

Um zielführende Durchflussexperimente durchführen zu können, wurde im Zuge des Projekts eigens eine Versuchsanordnung konzipiert. Ziel war es, die Durchströmbarkeit von unterschiedlichen Sandsteinproben (Plugs) mit verschiedenen Flüssigkeiten unter verschiedenen Drücken und Temperaturen zu messen. Die Apparatur wurde so ausgelegt, dass eine Durchströmung unter nahezu realen Lagerstättenbedingungen möglich ist.

Während der Durchflussexperimente ergaben sich anhand der eingestellten Druckdifferenz und der Durchlässigkeit des Sandsteins Durchflussraten zwischen 0,1 und 15 cm³/s. Die Messapparatur erlaubt Umschließungs- und Differenzdrücke bis zu 130 bar und Temperaturen bis ca. 60°C.

Die gemessenen Parameter sind Durchflussrate, Temperatur, Eingangs- und Ausgangsdruck, elektrische Leitfähigkeit und pH-Wert. Abbildung 1 zeigt das R + I Schema der Versuchsanlage. Eine detaillierte Anlagenbeschreibung ist aus Anlage 1 zu entnehmen.

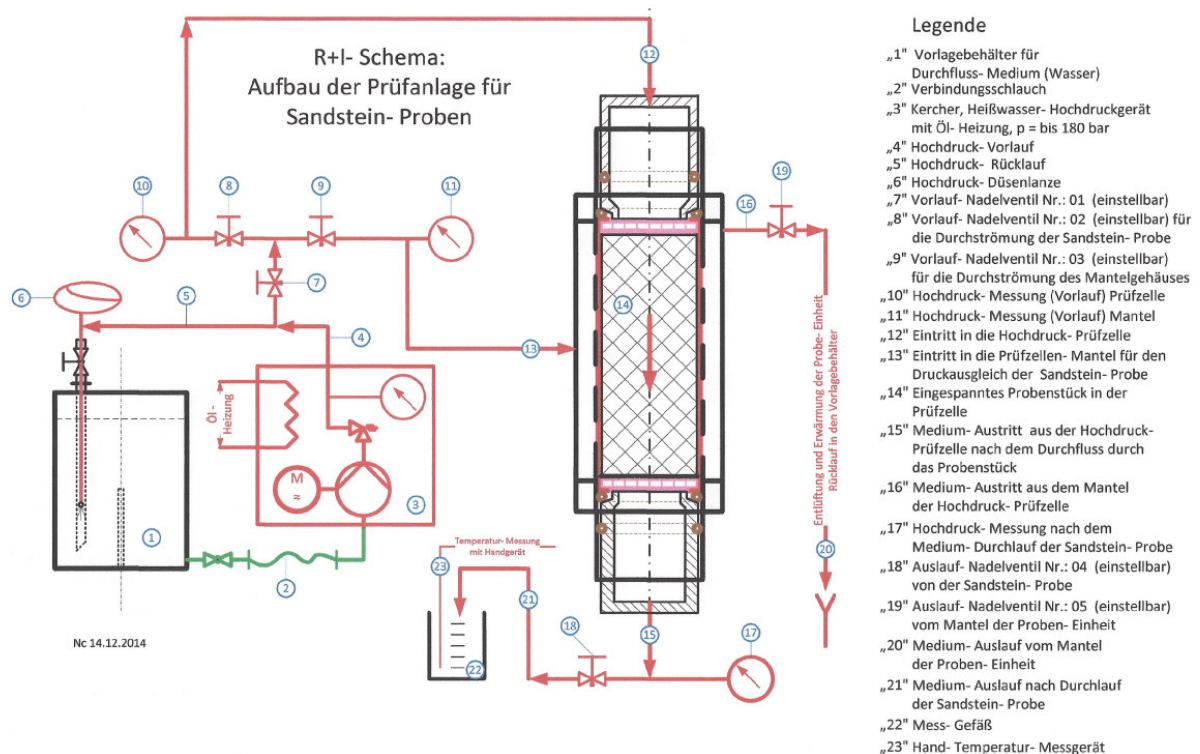


Abbildung 1: R+I Schema der Versuchsanlage.

Modellierungen

Das Hydrogeochemische Modell wurde mit Hilfe des Programms PHREEQCI (entwickelt vom USGS) aufgesetzt. Das Programm basiert auf der Programmiersprache C und C++ und besitzt ein breites Anwendungsfeld für aquatische geochemische Kalkulationen. Mit Hilfe dieses Programms ist es möglich, unter anderem Speziesverteilungen und Sättigungsindizes zu berechnen. Weiters bietet das Programm die Möglichkeit Batch- Reactions, Transportkalkulationen und inverse Modellierungen durchzuführen.

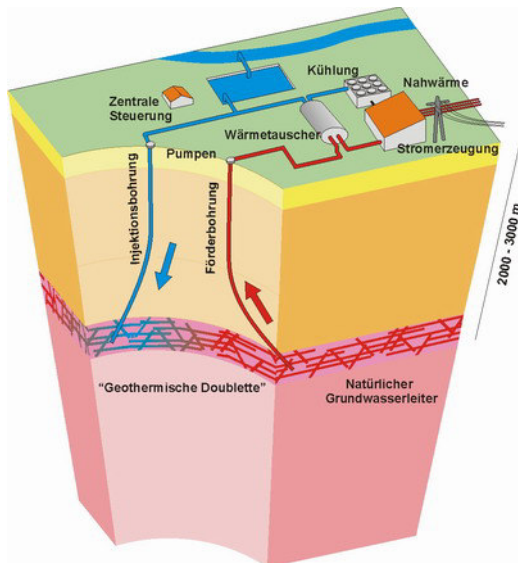
Die für die Kalkulationen verwendete thermodynamische Datenbank ist PHREEQC.

Die Maßnahmen zur Steigerung der Permeabilität durch radial drilling am Beispiel Fürstenfeld wurden mit der Modellierungssoftware PROPOSER der Entwickler Petroleum Experts, simuliert.

4 Inhaltliche Darstellung

4.1 Grundlagen Tiefe Geothermie

99 % unserer Erde sind heißer als 1000°C und nur 0,1% sind kälter als 100°C , doch diese Wärmeenergie stammt nicht von unserem größten Energielieferanten der Sonne, sondern aus dem Erdinneren (z. B. I. STÖBER & K. BUCHER, 2012). Zwei maßgebliche Prozesse sind für diese Wärmeproduktion verantwortlich: Einerseits die Kristallisationswärme des



und andererseits radioaktive Zerfallsprozesse in der Erdkruste. Die Kristallisationswärme entsteht durch das langsame Abkühlen des Erdkerns und liefert genügend Energie, um den darüber liegenden Erdmantel zu erwärmen. Der in der Erdkruste dominante Prozess ist aber der radioaktive Zerfall, denn 70% der gesamten Wärmeenergie im Untergrund wird durch diesen Prozess erzeugt. An der Erdoberfläche beträgt die Temperatur im Schnitt nur 14°C , mit der Tiefe steigt die Temperatur jedoch im Schnitt um $30^{\circ}\text{C}/\text{km}$ an. Es existieren aber auch Gebiete mit

Abbildung 2: Schematische Darstellung einer geothermischen Dublette (Zukunft tiefe Geothermie Freiburg, 2015).

wesentlich höheren oder auch niedrigeren geothermischen Gradienten. Dies ist Abhängig von magmatischer Aktivität und dem geologischen

Setting (z. B. I. STÖBER & K. BUCHER, 2012). Das gängigste Verfahren zur geothermischen Energiegewinnung ist eine hydrothermale Dublette. Dabei wird ein Aquifer, also ein wasserdurchlässiger Gesteinshorizont mit geeigneter Tiefe und Temperatur, erschlossen und das darin befindliche heiße Wasser an die Oberfläche gefördert. Die Energie wird meist über Wärmetauscher an der Oberfläche entzogen und das abgekühlte Wasser wird wieder in den Untergrund reinjiziert.

Eine Geothermische Dublette besteht aus 2 Bohrungen, einer Produktions- und einer Reinjektionsbohrung, die beide in den gleichen für die geothermische Nutzung verwendbaren Aquifer reichen (siehe Abbildung 2). Der Aquifer muss eine ausreichend hohe Durchlässigkeit (Permeabilität) und Temperatur aufweisen. In weiterer Folge wird die Energie des Thermalwassers entweder über einen Wärmetauscher abgenommen oder das Fluid wird direkt durch Druckentlastung verdampft und durch Turbinen geleitet, die Strom erzeugen. Bereits ab 80°C kann mit Hilfe einer ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) oder dem Kalina Prozess Strom erzeugt werden. Da Hochenthalpiefelder mit hoher Temperatur bereits nach geringer Bohrtiefe eher die Ausnahme sind, werden viele Anlagen in Niederenthalpiefeldern mit geringeren Temperaturen errichtet und erzeugen Fernwärme oder werden als Kraft-Wärme Kopplung (Strom und Fernwärme) ausgelegt um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Nachdem die Energie dem Fluid entzogen wurde, wird es in den allermeisten Fällen wieder

reinjiziert. Der Abstand zwischen den Bohrungen bzw. den Landepunkten bei abgelenkten Bohrungen beträgt dabei üblicherweise 1000 – 2000 m.

Die Reinjektion hat mehrere praktische Gründe, ohne sie würde im Aquifer mit der Zeit ein Druckabbau stattfinden, wenn größere Mengen an Wasser entnommen werden. Des Weiteren können die entnommenen Wässer reich an gelösten festen Stoffen sein und selbst nach Wärmenutzung noch Temperaturen aufweisen, welche einer Ableitung in den Vorfluter entgegenstehen. Auch aus wasserrechtlicher bzw. wasserwirtschaftlicher Sicht ist im Regelbetrieb einer geothermischen Dublette eine vollständige Reinjektion erforderlich.

Aus den genannten Gründen stellt das Gelingen der Reinjektion eine der Voraussetzungen für den Betrieb einer geothermischen Dublette dar. In Sandsteinhorizonten gibt dieses Thema immer wieder Anlass zur Sorge, wenn nicht der gesamte geförderte Volumenstrom wieder in den Untergrund reinjiziert werden kann, was im schlimmsten Fall ein Projekt gefährdet.

4.2 Mechanismen und Problematik der Reinjektion (Stand des Wissens)

Das Grundproblem ist, dass trotz einer hohen Förderrate aus der Produktionssonde die Wiederverpressung (Reinjektion) in den Untergrund von thermisch genutzten Fluid in einen Sandsteinaquifer nicht immer oder nur teilweise funktioniert.

Am Beispiel der Dublette in Fürstenfeld war zu sehen, dass die Reinjektivität bereits nach kürzester Zeit (< 10 min) stark sank. Dabei verringerte sich der aufgenommene Volumenstrom, während der Reinjektionsdruck im Vergleich zu der bei der Produktion erzielten spezifischen Ergiebigkeit stark anstieg. Nach anschließendem Abbau des Reinjektionsdrucks wurde bei Fördertests wieder die ursprüngliche Förderrate erreicht, doch bei erneuten Injektionsversuchen kam es wieder zur bekannten Problematik. Es ist nicht genau geklärt, welche Veränderungen im Aquifer bzw. im bohrlochnahen Bereich diesen Effekt verursachen.

In der Vergangenheit wurden durch viele Experimente bereits Kenntnisse über das Permeabilitätsverhalten von Sandsteinaquiferen gewonnen. Verschiedenste physikalische, chemische und mechanische Effekte haben dabei Auswirkungen auf die Permeabilität. So ist laut P. UGEMACH (2003) vor allem der Feinststoffeintrag ein Faktor der Permeabilitätsreduktion. Es bildet sich ein Filterkuchen der die Poren verschließt. Auch bei der geothermischen Dublette in Fürstenfeld und anderen Projekten könnte dies der Grund oder einer der Gründe für das Versagen der Reinjektion sein. Hierfür wurden im Zuge einer Masterarbeit an der Montanuniversität Leoben unter anderem verschiedene Anlagenteile der Doublette betrachtet und das Potential einer möglichen Partikelfreisetzung eingeschätzt. Die Ergebnisse der Arbeit zeigen deutlich, dass in Fürstenfeld nicht mit einer feststofffreien Reinjektion zu rechnen ist. So kam es z.B. zu einem Ablösen der Beschichtung der Rohrtour in der Förderbohrung FF1. Abbildung 3 zeigt die Rückstände der Beschichtung im obertägigen Filter. Des Weiteren kam es zu einem Bruch in der Rohrtour der

Reinjektionsbohrung FF2. Dies hatte zur Folge, dass sich die gelochten Strecken der eingebauten Verrohrung nicht mehr an der ursprünglich geplanten Teufe befinden.

Aufgrund der vorherrschenden geologischen Verhältnisse (Tonmergel-Sandstein Wechsellagerung; nicht standfest) und der Open Hole Komplettierung der Produktionssonde wurden Feststoffe aus der Formation mit dem Volumenstrom ausgetragen (siehe Abb. 3). An der Bohrlochwand der ebenfalls Open Hole komplettierten Reinjektionsbohrung ist weiters mit Abrasion an der Bohrlochwand und dadurch mit Feststoffeintrag in die permeablen Strecken der Reinjektionssonde zu rechnen.

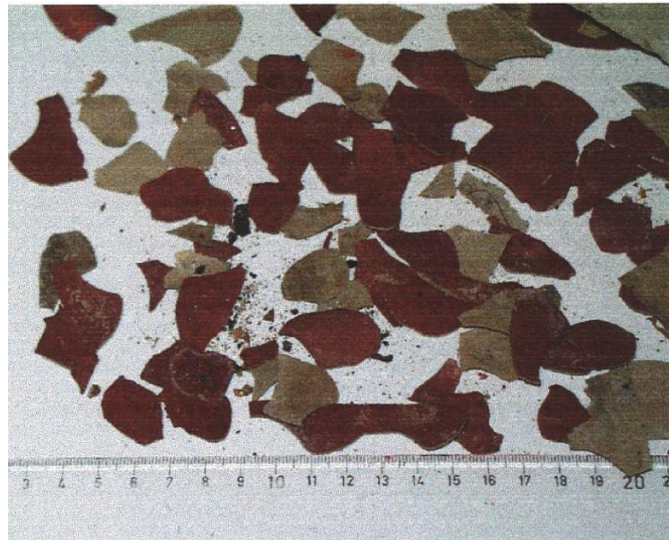


Abbildung 3: Filtrerrückstände aus der Rohrtour und Feststoffe aus der Formation der Bohrung FF1.

Die Permeabilität innerhalb eines Aquifers kann aus geologischen Gründen variieren oder durch technische Maßnahmen verändert werden. Geologisch bedingte Herabsetzung der Permeabilität kann durch eine Barriere, z. B. entlang einer Störung, auftreten. Eine häufig beobachtete technisch bedingte Herabsetzung der Durchlässigkeit im sondennahen Bereich bzw. direkt an der Bohrlochwand wird durch den Skin Effekt beschrieben. Die Absenkung in einem gespannten Aquifer, welcher durch einen vollkommenen Förderbrunnen erschlossen wird, ist nicht nur von der Permeabilität des Aquifers abhängig, sondern setzt sich laut H. – R. LANGGUTH & R. VOIGT (2004) zusammen aus

1. der linearen Absenkung im Aquifer,
2. einem linearen Verlustkoeffizienten in Folge der Störung des Aquiferkorngefüges durch den Bohrvorgang und das Verbleiben eines Filterkuchens (flushed zone, invaded zone),
3. einem nichtlinearen Verlustkoeffizienten, abhängig von Strömungswiderständen im Brunnenkörper und von den Strömungsturbulenzen aufgrund von hoher Fließgeschwindigkeit in unmittelbarer Umgebung des Brunnens.

Aus der quasistationären Absenkung eines Förderbrunnens eines gespannten Aquifers lassen sich nach den Beziehungen 1 und 2 die Transmissivität und bei bekannter Nettomächtigkeit daraus der k_f – Wert aus der Förderphase orientierend berechnen:

$$k_f = \frac{Q}{(M \cdot s)} \quad (1)$$

bzw.

$$T = \frac{Q}{s} \quad (2)$$

k_f	(Durchlässigkeitsbeiwert in m/s)
T	(Transmissivität in m ² /s)
Q	(Volumenstrom in m ³ /s)
M	(Nettomächtigkeit des Aquifers in m)
s	(quasistationäre Spiegelabsenkung bezügl. Ruhewasserspiegel in m)

(Siehe B. HÖLTING & W. G. COLDEWEY, 2004)

Die Resultate geben jedoch eine durchschnittliche Transmissivität und einen eben solchen k_f – Wert an, ohne unterschiedliche Verteilung im Aquifer zu berücksichtigen, welche dennoch auftreten kann. Ein differenzierteres Bild kann von einer Auswertung der Aufspiegelung nach einem Fördertest (Recovery Test) geliefert werden.

Die Aufspiegelungsdaten nach einem Fördertest (Recovery Test) werden im Hornerplot der dimensionslosen Zeit $(t+t')/t'$ nach der Methode von COOPER & JACOB (z.B. in H.-R. LANGGUTH & R. VOIGT, 2004) gegenübergestellt (Gleichung 3):

$$x = \frac{(t+t')}{t'} \quad (3)$$

t = Förderzeit; t' = Schließzeit

$f(x) = s$

s = Druckspiegel zur Schließzeit (m)

Bei dieser Auswertungsmethode wird die der Aufspiegelung vorangegangene Förderzeit berücksichtigt, dadurch sind Aussagen über die Regeneration des erschlossenen Vorkommens möglich. Insbesondere aber lässt sich die Verteilung der Transmissivität im Aquifer in sondennahen und sondenfernen Abschnitten berechnen.

Die Berechnung der Transmissivitäten erfolgte nach der Formel (H. – R. LANGGUTH & R. VOIGT, 2004), in welche auch der durchschnittliche Volumenstrom eingeht:

$$T = \frac{2,30Q}{4\pi\Delta s} \quad (4)$$

T = Transmissivität (m²/s)

Q = Volumenstrom (m³/s)

Δs = Geradensteigung in der logarithmischen Dekade (m)

Wie der Wideranstieg nach einem Fördertest lässt sich auch der Druckabbau nach einem Reinjektionstest mit der o.g. Methode auswerten, indem die Daten des nach Beendigung der Reinjektion sinkenden Kopfdrucks der dimensionslosen Zeit nach COOPER & JACOB (in H.-R. LANGGUTH & R. VOIGT, 2004) gegenübergestellt werden. Dabei werden wie beim Recovery Test Unterschiede der Transmissivität mit zunehmendem Abstand vom Bohrloch abgebildet und können bei bekannter Nettomächtigkeit die Durchlässigkeitsbeiwerte dieser Bereiche berechnet werden.

Eine Auswertung gemäß dem oben beschriebenen Procedere wurde an Reinjektionstests angestellt, welche im Zuge des Geothermieprojekts Fürstenfeld durchgeführt wurden. Die Ganglinien der Tests sind in Abb. 4 und 5 ersichtlich.

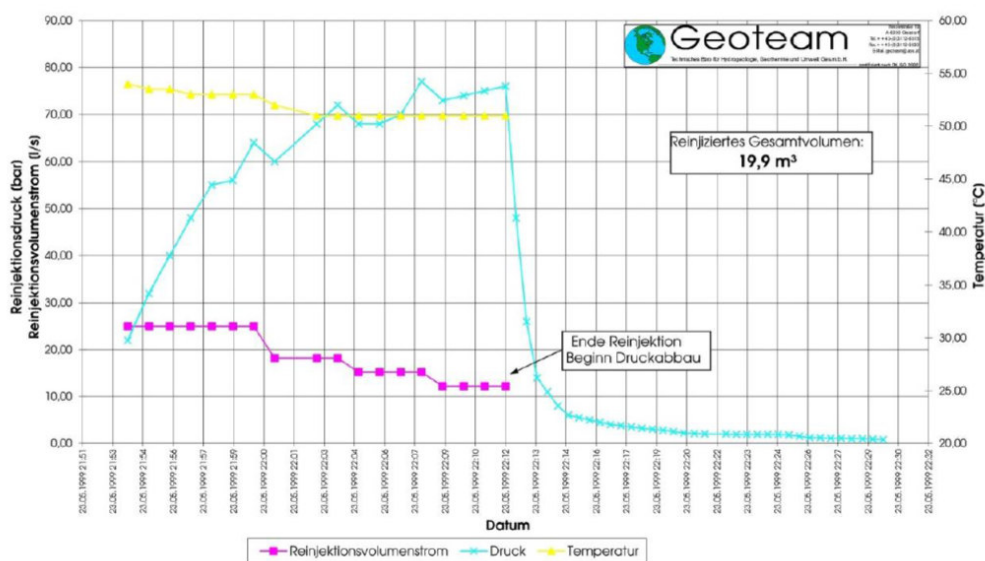


Abbildung 4: Druck-Temperatur und Volumenstromverlauf des Reinjektionstests Nr. 2 an der Bohrung FF1 (B. BÖCHZELT & J. E. GOLDBRUNNER, 2000).

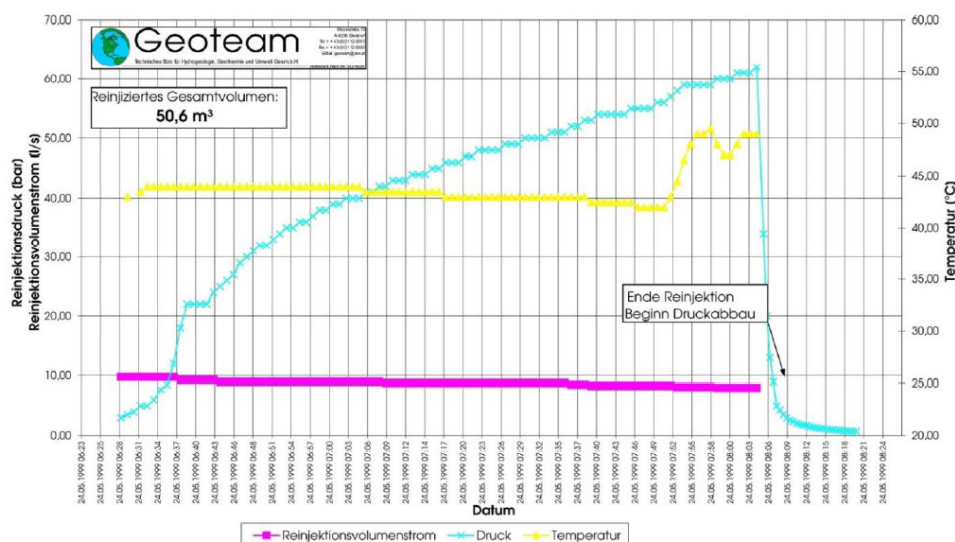


Abbildung 5: Druck-Temperatur und Volumenstromverlauf des Reinjektionstests Nr. 3 an der Bohrung FF1 (B. BÖCHZELT & J. E. GOLDBRUNNER, 2000).

Abb. 6 und 7 bilden jeweils den Druckabbau nach dem Reinjektionstest in einem Hornerplot wie oben beschrieben ab.

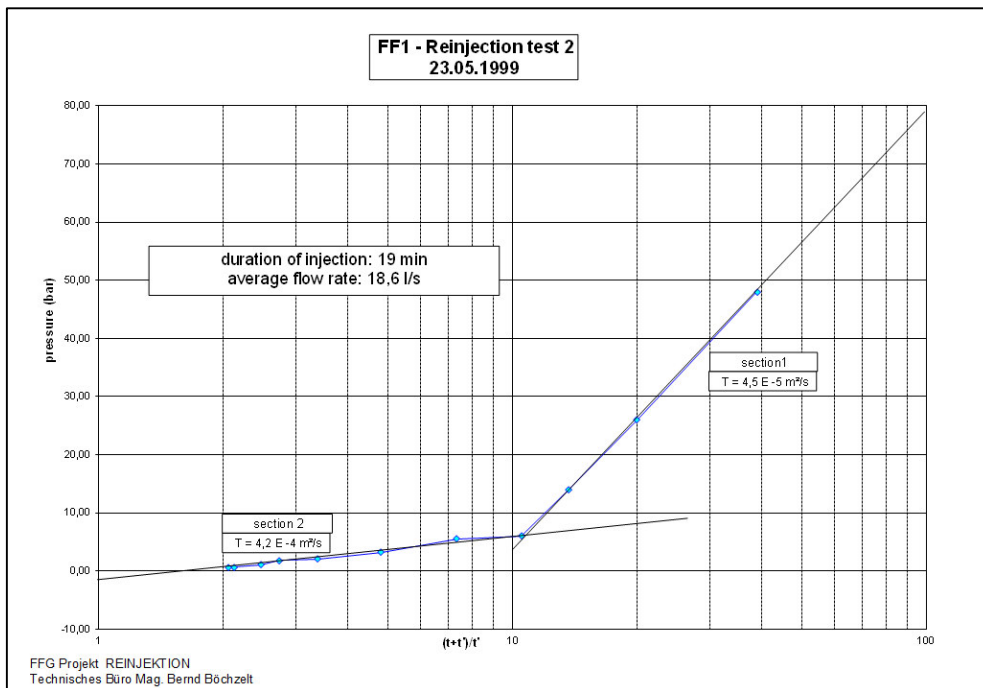


Abbildung 6: Hornerplot des Druckabbaus nach Reinjektionstest Nr. 2 an der Bohrung FF1

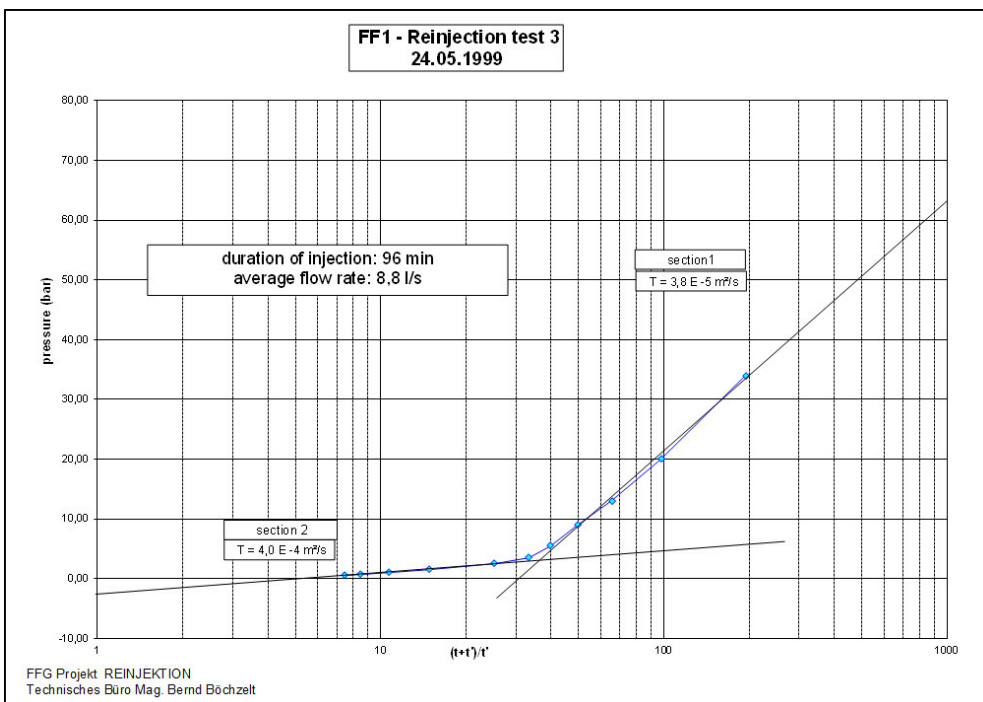


Abbildung 7: Hornerplot des Druckabbaus nach Reinjektionstest Nr. 3 an der Bohrung FF1

Die Daten nach Test 2 ergeben im sondennahen Bereich eine Transmissivität von $4,5 \text{ E-}5 \text{ m}^2/\text{s}$ und außerhalb davon (Anm.: Aufgrund der geringen Testdauer wohl nicht im sondenferneren Bereich, sondern im Bereich mittlerer Entfernung) eine Transmissivität von $4,2 \text{ E-}4 \text{ m}^2/\text{s}$. Die Daten nach Test 3 ergeben ein ähnliches Bild mit $T = 3,8 \text{ E-}5 \text{ m}^2/\text{s}$ und $4,0 \text{ E-}4 \text{ m}^2/\text{s}$.

Aus den beiden Darstellungen ist abzuleiten, dass die Transmissivität im sondennahen Abschnitt bzw. an der Bohrlochwand bei der Reinjektion um ca. eine Zehnerpotenz geringer war, als im unbeeinflussten Aquifer.

Auch bei einer feststofffreien Reinjektion ist die Permeabilität des Sandsteins kein konstanter Wert, sondern kann sich über die Zeit verändern. K. C. KHILAR und H. S. FOGLER (1984) erkannten, dass es durch mechanische und chemische Effekte zu einer Umlagerung der sich im Sandstein befindenden Tonmineralen kommen kann. In weiterer Folge kann die Mobilisierung von Tonmineralen im Sandstein zu einer Änderung der Fließwege innerhalb des Sandsteins führen, was in den meisten Fällen eine Permeabilitätsabnahme zur Folge hat. Abbildung 8 soll den Vorgang der Permeabilitätsabnahme durch die Tonmineralmobilisierung veranschaulichen.

K. C. KHILAR und H. S. FOGLER (1984) beschreiben zwei Phänomene, die für diesen Vorgang verantwortlich sind. Ein Effekt wird als 'water sensitivity of sandstones' bezeichnet und beschreibt die Wechselwirkung zwischen den Van der Waal'schen Anziehungskräften und den elektrostatischen Kräften, die zwischen den "electric double-layers" der Partikel aufgebaut werden. Weiters wurde erkannt, dass es eine kritische Salzkonzentration (CSC) gibt, unter jener die Freisetzung von Tonpartikeln von der Porenoberfläche auftritt. Die CSC hängt stark von der Art der Kationen in der Lösung und von der Temperatur ab.

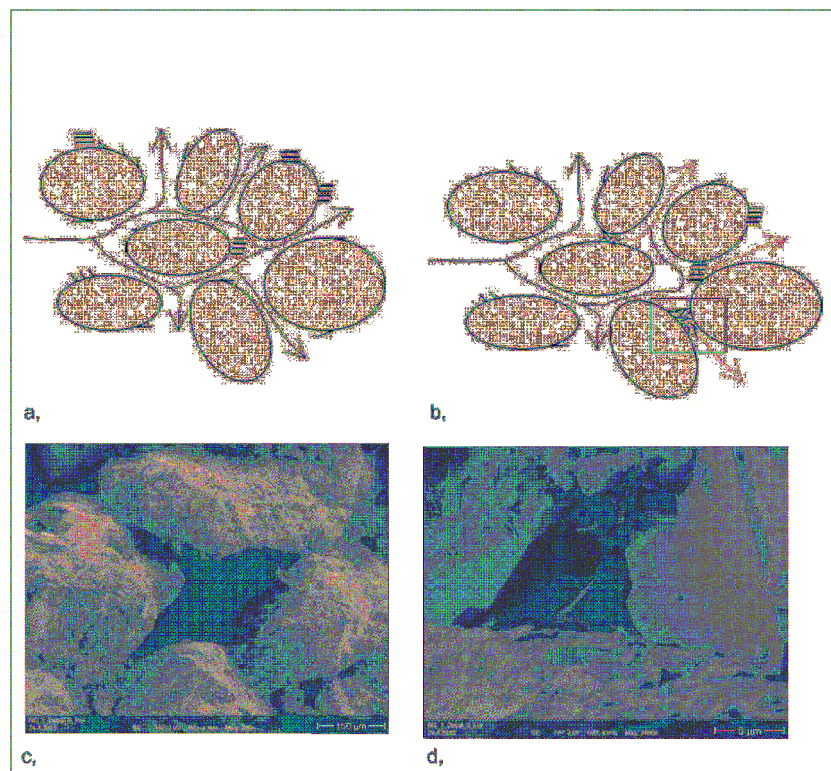


Abbildung 8: a; Schematische Darstellung der Fließwege in einem unbeanspruchten Sandstein. b; Veränderte Fließwege verursacht durch Tonmineralmobilisierung (nach A.A. Tchistiakov 2000) c; SE-Aufnahme eines unbeanspruchten Porenraums der Probe NG2 aus der Bohrung Neustadt-Glewe. d; SE-Aufnahme einer teilweise durch Tonminerale verlegte Pore der Probe NG2 aus der Bohrung Neustadt-Glewe.

Das zweite, ein mechanisches Phänomen, wird durch die hydrodynamischen Kräfte des Fluides hervorgerufen. E. R. DONALDSON und B. A. BAKER (1977) erwähnten, dass die Freisetzung von feinen Partikeln linear mit der Fluidgeschwindigkeit zunimmt. Nicht nur die Fluidgeschwindigkeit, sondern auch die mechanischen Prozesse bei der Ablagerung und Freisetzung feiner Partikel im porösen Medium sowie der Gehalt der gelösten Partikel, die für die Mobilisation von der Porenoberfläche zur Verfügung stehen, sind von großer Bedeutung (J. OCHI und J.F. VERNOUX, 1998). Wenn der chemische Effekt durch hochsalinare Lösungen über der CSC reduziert wurde, dann ist der mechanische Effekt der fundamentale Mechanismus für die Reduktion der Permeabilität von Sandsteinen (J. OCHI und J.F. VERNOUX, 1998).

J. BAUDRACCO und Y. TARDY (1988) untersuchten den Einfluss der Ionenstärke, der Temperatur und der Zeit auf die Permeabilität von Sandsteinen. Alle Proben zeigten eine Abnahme der Permeabilität mit der Zeit. Die Permeabilität nimmt zu, wenn bei einer Ionenstärke von 2 die Temperatur des Fluids von 20 auf 60 °C ansteigt. Bei einer Ionenstärke von 0 und 0,01 nimmt die Permeabilität bei einem Temperaturanstieg von 20 auf 90°C ab. Der Permeabilitätskoeffizient nimmt auch mit einer Zunahme der Kationenkonzentration ab.

Des Weiteren kann es bei der Reinjektion durch Druck- und Temperaturänderungen zu Mineralausfällungen kommen, welche die Reinjektion behindern können. Minerale wie z. B. Anhydrit, Karbonate oder Eisenoxide / Eisenhydroxide sind die dominanten Ausfällungsphasen bei hydrothermalen Wässern (M. KÜHN et al. 1998).

P. SEIBT und WOLFGGRAMM M. (2008) untersuchten Ausfällungsreaktionen von Thermalwässern im Zuge des Reinjektionsprozesses hauptsächlich durch Sauerstoffeintrag und einer damit verbundenen Änderung des Redox Potentials, was wiederum zu Ausfällungen Fe – haltiger Mineralphasen führen kann. Weiters nannten sie die Mobilisierung von Feinpartikeln als wichtigen prozesssteuernden Faktor bei der Reinjektion von Thermalwässern in Sandsteinen.

Mit Hilfe von Durchflussexperimenten untersuchten E. ROSENBRAND et al. (2015) den Einfluss der Temperatur und den Grad der Mineralisation der Fluide auf die Tonmineralmobilisierung und Permeabilitätsreduktion. Es konnte festgestellt werden, dass bei unterschiedlichen Temperaturen, unterschiedlich hoch mineralisierten Wässern und unterschiedlichen Fließgeschwindigkeiten, unterschiedliche Mechanismen für die Freisetzung bzw. Anlagerung von Tonmineralen an die Porenwand, verantwortlich sind. Interpretiert werden die Daten nach der DLVO Theorie (B.V. DERJAGUIN und L.D. LANDAU, 1941), die die Anziehungskräfte bzw. abstoßenden Kräfte zwischen zwei unterschiedlich geladenen Partikeln in einer Suspension beschreibt. So kommt es laut E. ROSENBRAND et al. (2015) durch eine Erhöhung der Temperatur von 20 °C auf 80 °C zu einer Erhöhung der Energiebarriere zwischen den positiv geladenen Kaolinit und negativ geladenen Quarz Oberflächen. Dieser Effekt soll bewirken, dass die Kaolinit Partikel sich nicht an der Quarzoberfläche anlagern, sondern in Suspension bleiben und so das für den Fluidfluss notwendige Porenvolumen reduzieren.

Aufgrund dieser Erkenntnisse teilt sich die vorliegende Arbeit einerseits in die Betrachtung einer Reinjektion mit Feststoffen im Thermalwasser und andererseits in die Betrachtung einer feststofffreien Reinjektion. Wie bereits erwähnt, ist bei der geothermischen Dublette in Fürstenfeld damit zu rechnen, dass die Reinjektion auf Grund von extern eingetragenen Feinpartikeln versagt hat. Zusätzlich kann eine Tonmineralmobilisierung innerhalb des Sandsteins die Permeabilität reduzieren. Dies soll unter anderem an dem Beispiel der funktionsfähigen geothermischen Dublette in Neustadt-Glewe untersucht werden, bei der es nach Auskunft des Anlagenbetreibers nach jahrelanger erfolgreicher Reinjektion nun auch hier langsam zu einer Verschlechterung des Reinjektionsverhaltens kam.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ziel dieser Arbeit ist die Erforschung der Kriterien, welche die hydraulische Leitfähigkeit von Sandsteinen steuern und den Prozess der Reinjektion von Thermalwasser beeinflussen. Nach einer intensiven Recherche von Literatur und Ergebnissen realer Geothermieprojekte wurden die Parameter mineralogische Zusammensetzung des Sandsteins, Chemismus des Thermalwassers, Feststoffgehalt des Thermalwassers, Temperatur, Umschließungsdruck (Reinjektionstiefe) und Differenzdruck (Fließgeschwindigkeit) untersucht und für weitere experimentelle und theoretische Untersuchungsansätze ausgewählt.

5.1 Petrographische Gesteinsbeschreibung

Durch den Lehrstuhl für Geologie und Lagerstättenlehre der Montanuniversität Leoben wurden an 22 Sedimentgesteinsproben petrographische Untersuchungen durchgeführt. Hierfür wurden aus den vorliegenden Gesteinsplugs mit Blauharz gefärbte Dünnschliffe hergestellt und mittels Durchlichtmikroskopie analysiert. Neben der generellen Lithologie wurde vor allem der Anteil an offener Porosität, Art und Ausmaß der Porenzementation, Gefügeeigenschaften (Korngrößenverteilung, Orientierung, etc.) sowie die mineralogischen Bestandteile und das Maß der strukturellen und kompositionellen Reife beurteilt. Die detaillierten Ergebnisse der petrographischen Untersuchungen sind für alle 22 Gesteinsproben (42 Dünnschliffe) aus Anlage 2a und 2b zu entnehmen. Die nachfolgende Übersichtstabelle (Tabelle 1) dient lediglich einer überblicksmäßigen Zusammenfassung der Gesteinsparameter. An ausgewählten Proben wurde zudem der Zementchemismus mittels Elektronenstrahlmikrosonde (EMS) analysiert.

Zusätzlich zu den Sandsteinproben aus den Kohlenstoffexplorationsbohrungen der RAG wurden vom Institut für Angewandte Geowissenschaften der Technischen Universität Graz einer der Referenzsandsteinprobeprobe (Berea 1) aus Ohio (USA) und die Probe NG 1 aus der Filterstrecke der Förderbohrung der Geothermischen Doublette in Neustadt-Glewe (D) untersucht.

Tabelle 1: Übersichtstabelle der wichtigsten Gesteinsparameter aller untersuchten Sandsteine

Probe	Lithologie	Korngröße	Porosität	Tonmineralzement	Karbonatzement
1-x	Sandstein	fein	porös	untergeordnet	nein
2-z	Sandstein	fein	porös	nein	nein
2-x	Sandstein	fein - mittel	porös	nein	nein
3-x	Sandstein	grob	porös	nein	nein
4-x	Sandstein	fein - mittel	porös	ja	nein
5-1	Sandstein	fein	porös	nein	nein
5/2-1	Sandstein	fein - mittel	porös	nein	nein
5/2-2	Sandstein	mittel	porös	nein	ja
6-x	Sandstein	fein	porös	ja	nein
8-x	Sandstein	fein	porös	nein	nein
9-x	Kalkmergel	fein	porös	nein	ja
9-z	Kalkmergel	fein	dicht	nein	ja
10-x	Sandstein	grob	dicht	nein	ja
10-z	Sandstein	grob	dicht	nein	ja
11-x	Sandstein	mittel - grob	mittel - dicht	ja	nein
11-z	Sandstein	mittel - grob	mittel	ja	nein
12/1	Sandstein	mittel - grob	mittel	untergeordnet	nein
13-x	Sandstein	mittel - fein	porös	untergeordnet	ja
14/1	Sandstein	mittel	porös	nein	ja
15-x	Sandstein	fein - mittel	porös	nein	ja
15-y	Sandstein	mittel - grob	dicht	nein	ja
15-z	Sandstein	mittel	dicht	nein	ja
16-x	Arkosesandstein	mittel	dicht	nein	ja
16-y	Sandstein	mittel	dicht	nein	ja
16-z	Sandstein	mittel	dicht	nein	ja
17/1-1	Subarkose	grob	dicht	ja	ja
17/1-2	Subarkose	grob	mittel	nein	ja
18-x	Subarkose	mittel - grob	mittel	ja	nein
18-y	Subarkose	grob	dicht	ja	nein
19-x-a	Subarkose-Arkose	mittel - grob	dicht	ja	nein
19-x-b	Subarkose	grob	dicht	ja	untergeordnet
19-y	Subarkose	grob	dicht	ja	nein
20-x	Subarkose	grob	mittel	ja	nein
20-y	Subarkose	grob	mittel	ja	ja
21/1	Subarkose	grob	mittel - dicht	ja	ja
21/2-1	Arkosesandstein	grob	mittel - dicht	ja	nein
21/2-2	Sandstein	grob	mittel	ja	nein
21/2-3	Arkosesandstein	grob	mittel	ja	nein
22-x	Sandstein	mittel - grob	mittel	untergeordnet	nein
22-y	Sandstein	mittel - grob	porös	ja	nein
Berea 1	Sandstein	mittel - grob	porös	ja	untergeordnet
NG1	Sandstein	grob	porös	ja	nein

Nachfolgend werden drei ausgewählte Proben, an denen auch Durchflusseperimente durchgeführt wurden, näher beschrieben. Diese Proben stammen aus der Bohrungen Sierning 2 (R20_1), Neustadt-Glewe (NG1) sowie aus Ohio Berea in den USA (Berea 1).

5.1.1 Sierning 2 (2000,8m, Subarkose, R_20x)

Das Gefüge von Probe R_20x ist relativ grobkörnig und ungerichtet, außerdem liegt eine schlechte Klassierung hinsichtlich Korngröße vor. Es ist relativ viel Feinanteil in Form von monokristallinen Quarzfragmenten und reliktschen Feldspäten zwischen der Grobfraktion eingelagert, die Komponenten sind generell subangular bis angerundet ausgebildet. Die Porositätsverteilung ist unregelmäßig, neben Bereichen mit groben, offenen Poren tritt lokal auch ein eher dicht gepacktes Gefüge auf. Insgesamt ist jedoch trotz Spuren von fein verteiltem Tonmineralzement noch ein relativ hoher Anteil (ca. 20%) an offener Porosität zu erkennen (siehe Abb. 9). Neben der silikatischen Zementphase wurden auch Spuren von karbonatischer Zementation beobachtet, dabei handelt es sich wahrscheinlich um Calcit, da die für Dolomitisierung häufig typischen rhomboedrischen Rekristallisate fehlen. Die Tonmineralphase ist häufig in Form von Säumen um detritäre Körner ausgebildet, eine Auswaschung von Tonfraktion während der initialen Probenahmephase bzw. während der Schliffpräparation ist nicht auszuschließen, daher könnten sich Abweichungen hinsichtlich der tatsächlich in situ vorhandenen Porosität ergeben. In die Zementphase sind häufig reliktsche Feldspäte oder detritäre Glimmer eingearbeitet, diese primär vorhandenen Minerale könnten auch die Ausgangsprodukte der diagenetischen Tonmineralbildung sein. An der Tonmineralfraktion der verwandten Probe 20-y gemessene EDS-Spektren deuten auf eine primär illitische Komposition des Zements hin (deutlicher K- und schwächerer Mg-peak), die karbonatische Phase in Probe 20-y wurde als Calcit identifiziert. Außerdem konnten Spuren von Kaolinit nachgewiesen werden, dieser ist mikroskopisch aufgrund von charakteristischer „Buchstapelstruktur“ und niedriger IF unter gekr. Pol. von Illit zu unterscheiden. Die hochauflösenden Backscatter-Bilder zeigen deutlich das Vorhandensein größerer detritärer Fragmente von Muskovit und Kalifeldspat in der feinkristallinen Tonmineralmatrix mit blättrigen Kristallen im Bereich 5 µm.

Karbonatischer Detritus oder sonstige typische Akzessorien wie Glaukonit oder Ti-Phasen sowie stabile Schwerminerale wie Zirkon oder Granat wurden im Schliff nicht identifiziert. Aufgrund des relativ hohen Feldspatgehalts (10-15%) kann das Gestein als Subarkose klassifiziert werden, die kompositionelle Reife ist mäßig. Der Gehalt an detritären Glimmermineralen ist gering, lediglich untergeordnete Spuren von Muskovit sind in Form grober Leisten im Schliff zu finden. Häufiger ist Serizit aus Kalifeldspatalteration bzw. in Tonminerale eingearbeitete Glimmerrelikte, welche teilweise Reaktionsgefüge zeigen. Organische Substanz wurde in der Probe nicht festgestellt, die bräunliche Färbung des silikatischen Zements ist wahrscheinlich auf rostige Umwandlungsprodukte von primär vorhandenem, fein disseminiertem Pyrit zurückzuführen (opake Phase im Schliff). Teilweise sind in den Zement hypidio- bis idiomorphe, würfelige Kristalle im Bereich 10-20µm Kristallgröße eingeschlossen.

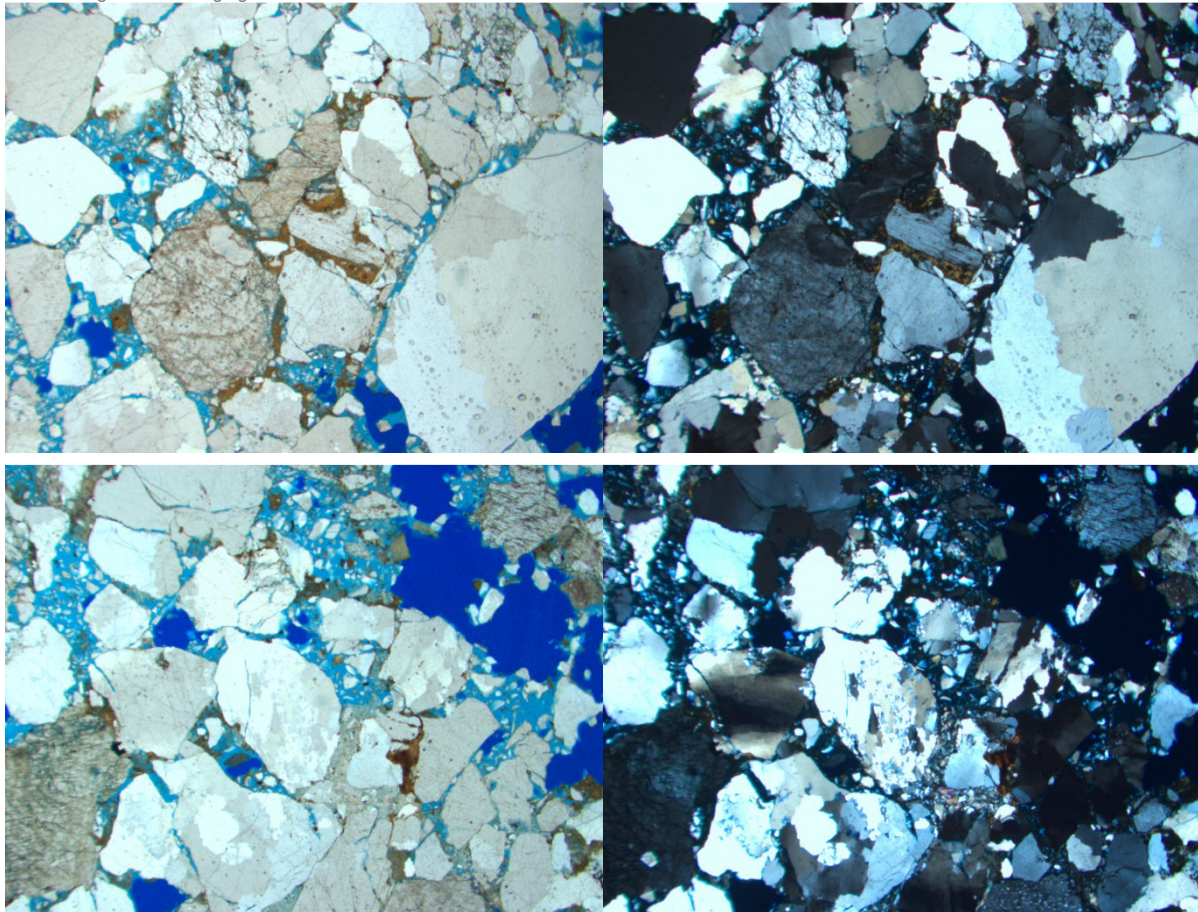


Abbildung 9: Deutlich erkennbar grobe, offene Porosität (blau eingefärbt) in Bereichen mit geringerer Zementation. Die braune Zementphase ist Tonmineralzement, daneben wurden auch Spuren von farblosem kalzitischem Zement in der Probe gefunden. Der Verlust von Tonfraktion insbesondere durch die Plugentnahme ist nicht auszuschließen. Die Hauptkomponente in der Grobfraction ist polykristalliner Quarz, alterierte und teils bräunlich umgesetzte Körner sind Kalifeldspat. Zwischen den grobklastischen Anteilen ist häufig feiner „Grus“ eingelagert, welcher sich negativ auf die Durchlässigkeit auswirken könnte. Bildbreite jeweils 7,1 mm.

Um einen Eindruck über den Tonmineralgehalt und die Verteilung der Tonminerale innerhalb des Sandsteins zu bekommen, wurden auch rasterelektronenmikroskopische sowie Mikrosonden Aufnahmen erstellt. Die Mikrostruktur wird vorwiegend von monokristallinem, seltener auch von polykristallinem Quarz dominiert und ist inhomogen aufgebaut. In einigen Fällen sind auch idiomorph gebildete Quarzflächen erkennbar (Abb.: 10 B). Die Korngrößenverteilung ist sehr breit und reicht von wenigen bis mehreren Hundert Mikrometern. Häufige Nebenkomponten sind Feldspäte und detritäre Glimmer. Die Feldspäte sind häufig stark alteriert und treten in den meisten Fällen als Kalifeldspat, seltener auch als Albit auf (Abb.: 11). Detritäre Glimmer liegen zumeist in Porenräumen zwischen den Quarz- und Feldspatkörnern vor und sind in Zement eingebettet (Abb.: 11 und 12). Sie zeigen Größen bis zu mehreren Hundert Mikrometer. Seltener Phasen sind Karbonate und Pyrite. Karbonate treten als grobsparitischer Zement auf (Abb.: 11). Pyrite zeigen eine idio-, hypidio- und xenomorphe Form und befinden sich meist im mit Zement verfüllten Porenraum (11 und 13).

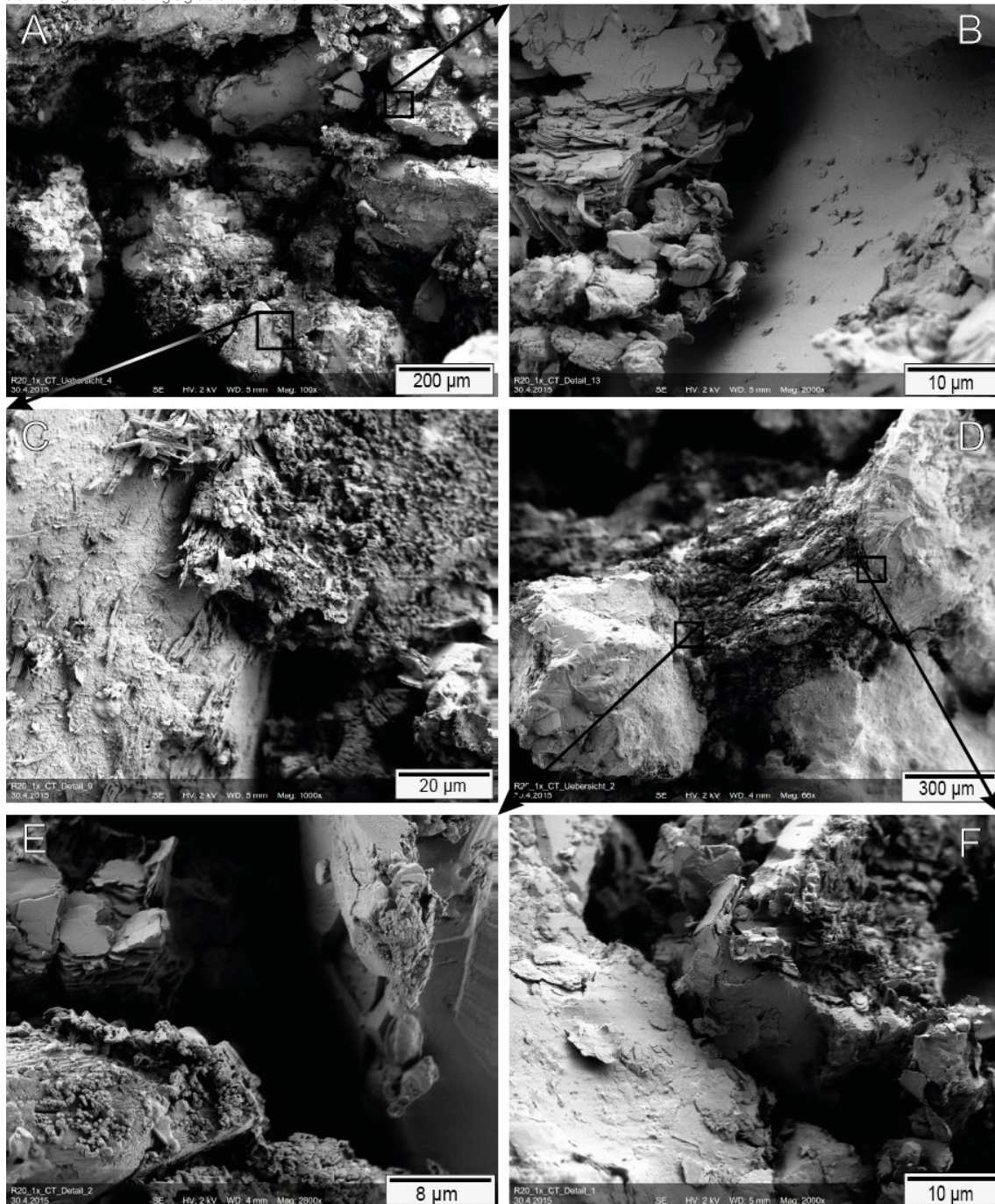


Abbildung 10: SEM Aufnahmen von Bruchpräparaten der Probe R20_x. Sehr gut zu erkennen sind die Kaolinite in BS (B, E) und verwitterte Phasen (C). Die Oberflächen der Körner sind nahezu vollständig mit einer Zement-Feinstfraktions-Mischung bedeckt (A). Zwischen den großen Körnern befindet sich eine Zement-Feinstfraktions-Mischung (D).

Die Tonmineralfraktion besteht hauptsächlich aus Kaolinit und Illit. Kaolinit tritt einzeln in seiner pseudo-hexagonalen Form (Abb.: 10, B) und als Aggregat in BS auf (Abb.: 10, D). Die Kaolinite sind zumeist im Zement eingebettet (Abb.: 10, C), seltener liegen sie auch frei im Porenraum vor. Dabei ragen sie teilweise in den Porenraum und bilden eine hohe Oberfläche (Abb.: 10, D).

Alterierte Phasen bilden ebenso eine hohe Oberfläche. Die Zementphase ist als teilweise syntaxial ausgebildeter Quarzzement mit geringen karbonatischen Anteilen zu bezeichnen.

Der Zement bedeckt die Kornoberflächen nahezu vollständig, des Weiteren sind viele Porenräume mit Zement verfüllt (Abb.:11). Die vorhandenen Porenräume sind sehr inhomogen verteilt und häufig mit Zement, Feinstfraktion und unterschiedlichen Korngrößen von Quarz verfüllt (Abb.: 11, 12). Wie bereits erwähnt, liegt teilweise auch Kaolinit im Porenraum vor und bildet eine hohe Oberfläche (Abb.: 13). Makroporen dominieren die Porenfläche.

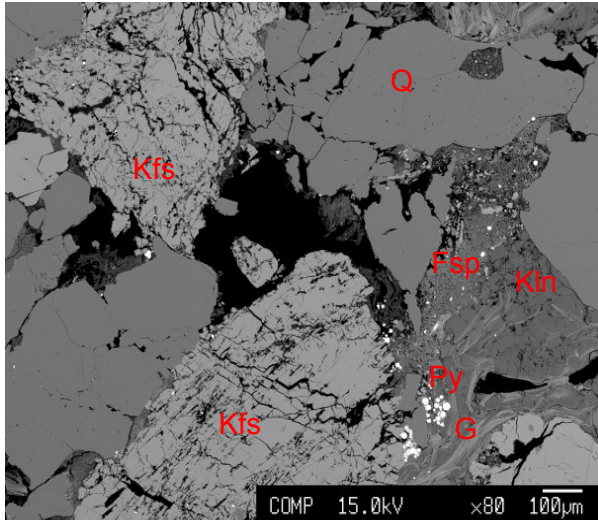


Abbildung 11: Mikrosonden BSE Bild der Probe R20_x. Gut zu erkennen ist der mit Feinstfraktion, Kaolinit, Glimmer und Feldspat verfüllte Porenraum. Die Korngrößenverteilung ist sehr ungleichmäßig.

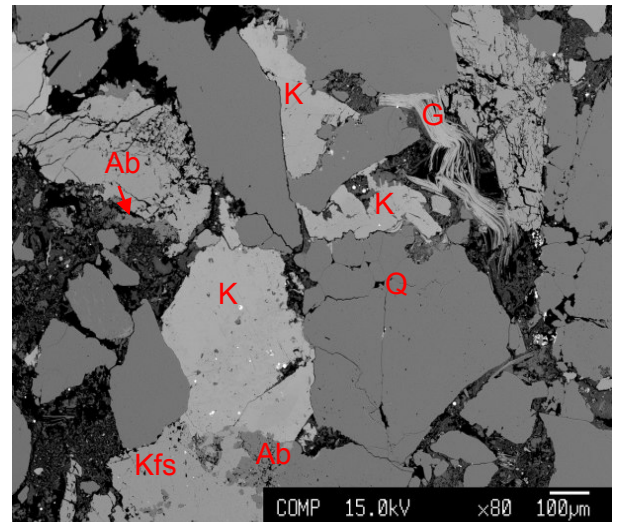


Abbildung 12: Mikrosonden BSE Bild der Probe R20_x. Auffällig ist der verfüllte Porenraum sowie die sehr inhomogene Verteilung des Porenraumes.

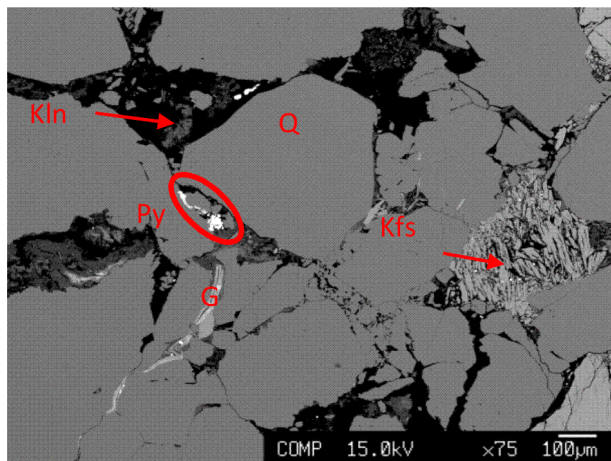


Abbildung 13: Mikrosonden BSE Bild der Probe R20_1xCT. Auffällig ist der Kaolinit in BS im freien Porenraum und der stark alterierte Kalifeldspat.

5.1.2 Berea 1

Bei der Berea Sandsteinprobe handelt es sich um einen hellgrauen, sehr homogenen Sandstein mit makroskopisch sichtbaren rötlichen Verfärbungen, die als Ankeritphasen identifiziert wurden. Das Gefüge ist feinkörnig und weist eine durchschnittliche Korngröße im Bereich von 150 – 250 µm auf. Die Komponenten zeigen eine gute Sortierung und eine geringe Sphärizität mit annähernd gerundeter bis annähernd eckiger Konform (nach *Pettijohn et al., 1987*), was auf eine mittlere bis hohe strukturelle Reife hindeutet. Hauptbestandteile sind monokristalliner selten auch polykristalliner Quarz (> 90%) und Kalifeldspat (4 – 5%), in geringem Maße auch Albit. Seltener sind Glimmer, Tonminerale und Karbonate. Nach der Klassifikation der Sedimentgesteine von *Pettijohn et al. (1972)* handelt es sich bei dem Gestein um eine Sub-Arkose bis Quarzarenit. Chemische Analysen mittels Mikrosonde zeigten, dass es sich bei den Glimmern hauptsächlich um Muskovit handelt und nur wenig Biotit und Phlogopit auftritt. Die XRD Analyse ergab, dass die Tonfraktion aus Kaolinit (bezogen auf Gesamttonfraktion: 50%), Chlorit (33%) und Illit (17%) besteht, wobei die Prozentangaben nur relativ berechnet und mit Hilfe des geschätzten Gesamtgehalts der Tonfraktion angegeben sind. Die REM Bilder lassen erkennen, dass Illit und Chlorit zum größten Teil an der Oberfläche der Quarzkörner haften, hingegen Kaolinit in Form der Buchstapelstruktur die freien Porenräume verfüllt. Auch Karbonat verfüllt teilweise die Porenräume. Als selten vorkommende Akzessorien sind Rutil, Pyrit und Zirkon erkennbar. Die Korngrenzen der Quarzkörner weisen meist Lösungserscheinungen auf, zeigen zum Teil aber auch neugebildete idiomorphe Flächen (Epitaxie). Aufgrund des offenen Porenraums ist die Zementation nur mäßig ausgebildet. Zusammengesetzt ist die Zementphase hauptsächlich aus Quarzzement, in geringer Menge ist auch Karbonatzement vorhanden. Die Feldspäte sind teilweise stark alteriert und in ihrer unmittelbaren Umgebung treten oft Tonminerale auf. Durch das Auftreten von Karbonaten und alterierten Feldspäten liegt eine mittlere kompositionelle Reife vor. Der Porenraum ist homogen verteilt und wird hauptsächlich aus Makroporen gebildet. Nach der Klassifikation von *Adams und McKenzie (1988)* aus *Flügel, (2004)* handelt es sich um interpartikuläre Poren. Die Porosität wird optisch mit 20 % abgeschätzt, wobei der reale Wert möglicherweise deutlich geringer ist, da durch die Probenpräparation die Auswaschung von einzelnen Körnern möglich ist.

Die Mikrostruktur wird von monomineralischen Quarzkörnern dominiert, seltener polykristallinem Quarz (Abb.:14, B und Abb.: 15, D, F). Die Mehrzahl der Quarzkörner weist Lösungserscheinungen an den Korngrenzen auf (Abb.: 14, D). Mit den Quarzkörnern sind zum Teil auch feine Glimmer assoziiert. Nebenkomponenten sind Kalifeldspäte, sowie mit Muskovit, Biotit und Phlogopit zonierte Glimmer. Die Feldspäte weisen meist Anzeichen von Alteration (z.B. beginnende Lösungserscheinungen (Abb.: 15, D)) auf. Es treten außerdem auch nicht alterierte stängelige Minerale mit Entmischungsstrukturen und Albit Zonierungen auf (Abb.: 14, D, F). Diese leicht alterierten Feldspäte zeigen zum Teil auch eine Kammzellenstruktur (Honeycomb) mit hoher Oberfläche (Abb.: 15, D).

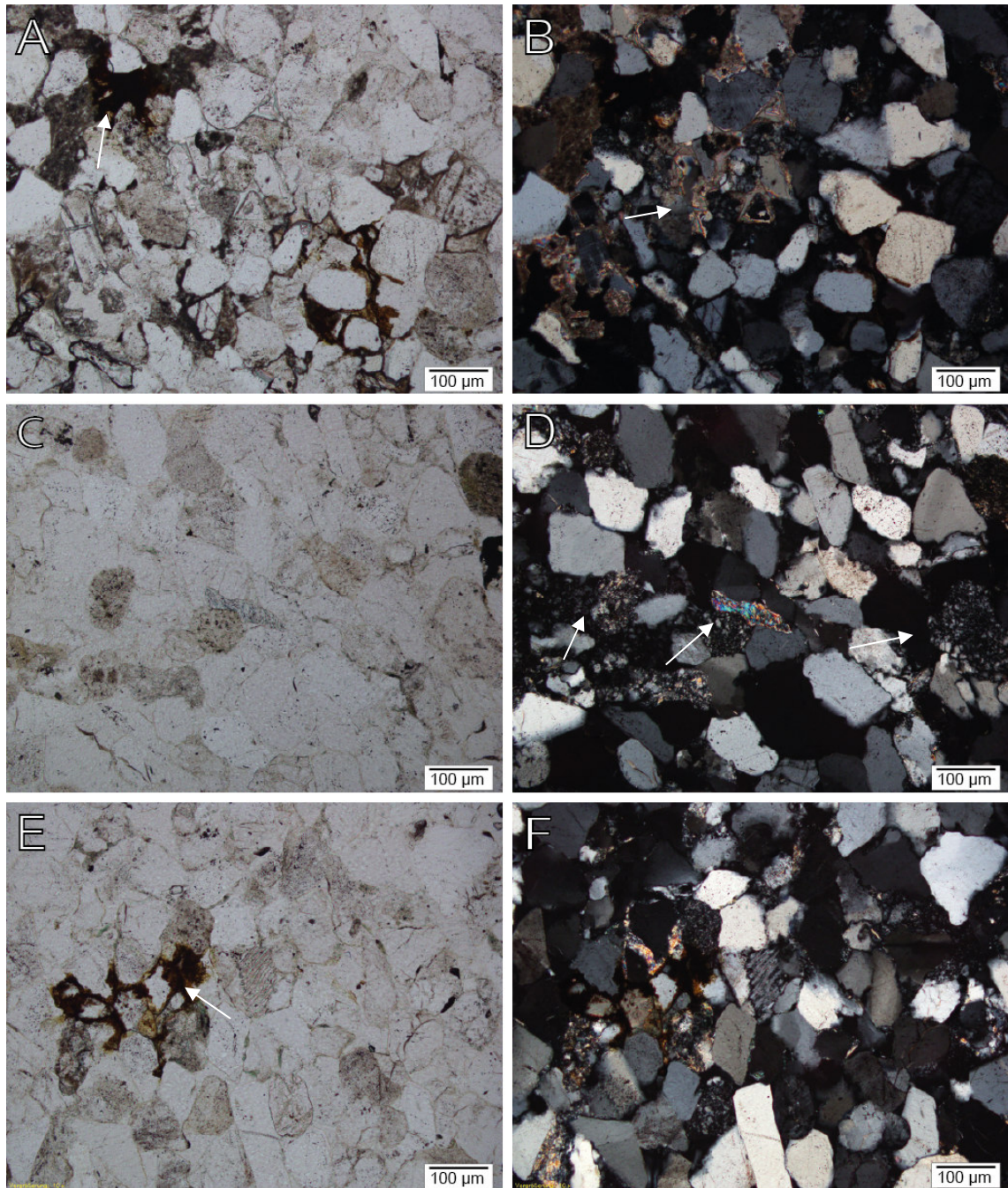


Abbildung 14: Lichtmikroskopie Bilder der gleichen Bildausschnitte mit linearen (A, C, E) und gekreuzten (B, D, F) Polarisatoren der Probe Berea. Auffällig ist sind die rötlich braunen anisotropen Phasen (A, E) und das Karbonat in den Zwischenräumen (B, F). Gut zu erkennen sind auch die alterierten Feldspäte und der Glimmerfisch in Bild D.

Die authigen gebildeten Tonminerale sind zumeist an die Oberfläche gebunden, liegen aber auch ungebunden vor. Das häufigste Tonmineral ist Kaolinit, dass sehr leicht an seiner pseudo-hexagonalen Form (Abb.:15, F) und seiner charakteristischen Buchstapelstruktur (BS) zu erkennen ist. Einige dieser Kaolinite in BS haften an idiomorphen Quarzoberflächen und ragen dabei frei in den Porenraum.

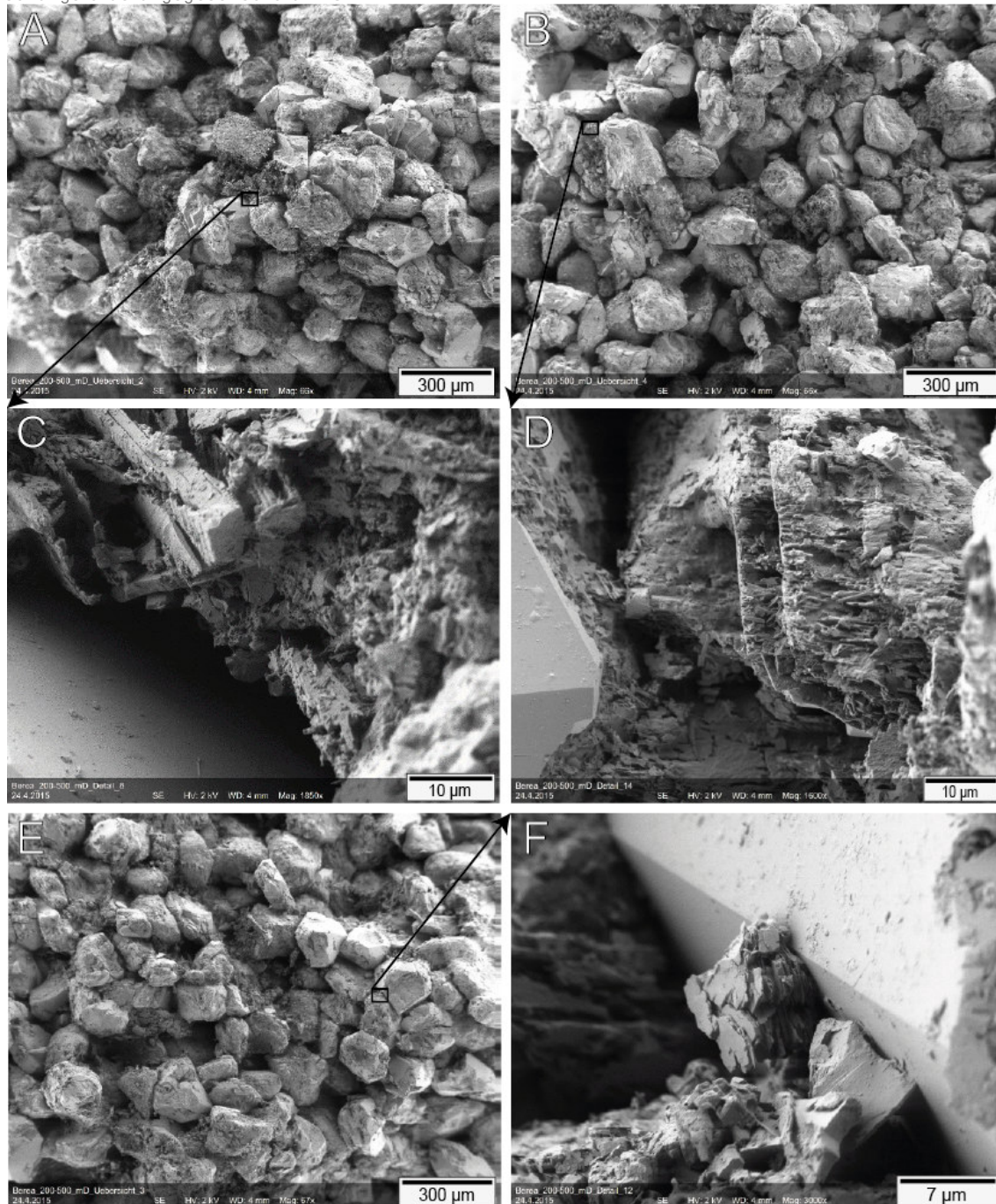


Abbildung 15: SEM Aufnahmen von Bruchpräparaten der Probe Berea. Bild A, B und E stellen Übersichtsbilder dar, Bild C, D und F die dazugehörigen Detailaufnahmen. Sehr gut erkennbar sind die syntaxial gewachsenen Quarzflächen (D, F) mit teilweise angelagertem Kaolint (F), sowie die Alterierten Feldspäte (C, D). In Bild C ist ein Spalt zwischen alteriertem Material und syntaxialer Quarzfläche zu erkennen.

Nicht in BS angeordnete Kaolinite, die einzeln vorliegen, können ebenso in den Porenraum ragen und erzeugen so eine große Oberfläche. Akzessorien wie Zirkon sind sehr selten und befinden sich direkt an den Korngrenzen (Abb.: 18). Geringe Anteile bildet auch Karbonat Zement, bestehend aus Dolomit und Kalzit/Aragonit, der die Zwischenräume der einzelnen Körner vollständig ausfüllt (Abb.: 14, B). Die BSE Aufnahmen zeigen gut erkennbare 2 D Schnitte des Porenraums. Auffällig ist dabei, dass ein Großteil der Poren Mikroporen sind und nur ein kleiner Teil größere Makroporen aufweist (Abb.: 17). In Porenräumen die mit Kaolinit verfüllt sind ist zu erkennen, dass feine Poren zwischen den Tonmineralen liegen (Abb.: 18). Mit Karbonat und Ankeritphasen zementierte Porenräume zeigen diese feinen Poren nicht und füllen den Porenraum

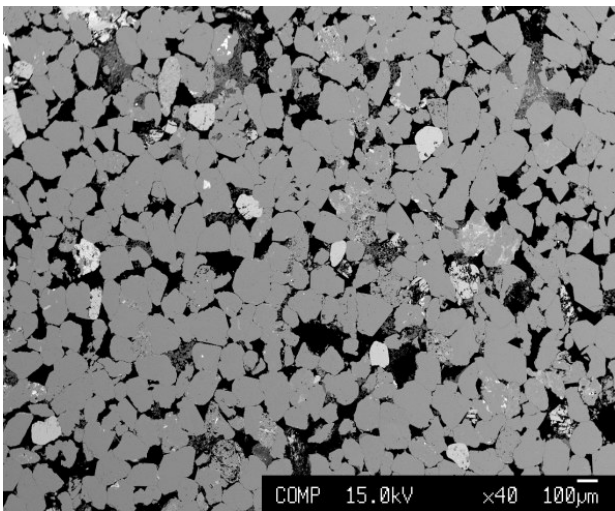


Abbildung 17: Mikrosonden BSE Übersichtsbild der Probe Berea. Auffallend sind die geringen Anteile an Makroporen und die relativ gleichmäßige Verteilung der Porosität.

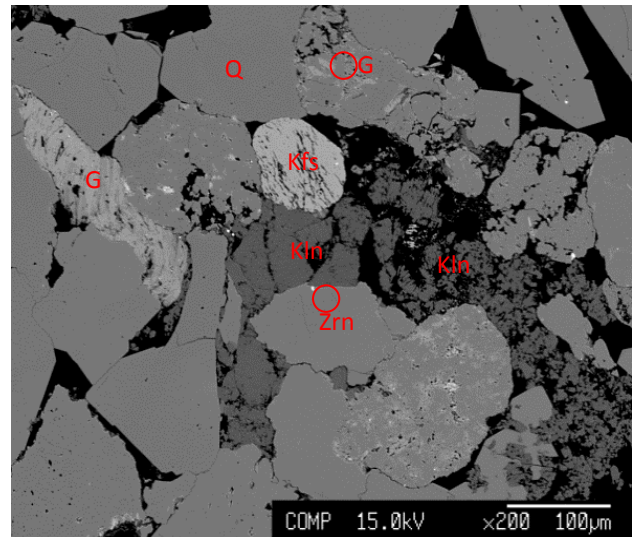


Abbildung 18: Mikrosonden BSE Detailansicht der Probe Berea. Gut erkennbar ist der mit Kaolinit (Kln) verfüllte Porenraum und der zonierte Glimmer. Auffällig ist auch der mit Quarz assoziierte Glimmer. Zirkon (Zrn) liegt als Akzessorium vor.

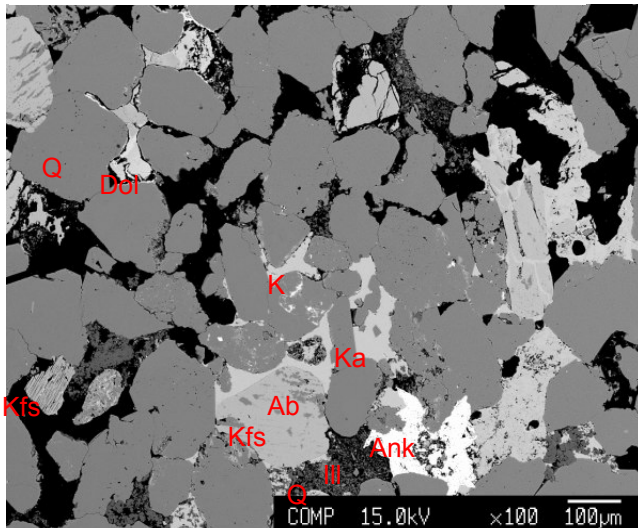


Abbildung 16: Mikrosonden BSE Detailbild der Probe Berea. Die Wichtigsten Phasen sind benannt: Quarz (Q), Kalifeldspat (Kfs), Albit (Ab), Karbonat (K), Dolomit (Dol), Illit (Ill) und Ankerit (Ank). Zu beachten sind die mit Tonmineralen und Quarz verfüllten Porenräume.

zumeist vollständig aus (Abb.: 16). Zwischen den alterierten Feldspäten und den idiomorphen Quarzflächen befinden sich Porenräume, die in Form von Spalten, im Größenbereich von 5 – 10 µm auftreten (Abb.: 15, C, D)

5.1.3 Neustadt Glewe (NG1)

Die Neustadt Glewe 1 Probe ist ein gut sortierter graubrauner Sandstein mit einem Korngrößenbereich von 200 – 400 µm. Eine Einregelung ist nicht erkennbar. Die Komponenten zeigen nach *Pettijohn et al. (1987)* eine geringe Sphärizität und eine eckige bis annähernd eckige Form, was auf eine mittlere strukturelle Reife schließen lässt. Die Hauptbestandteile sind Quarz (>95%) und Feldspat (2-3%), wobei der größte Teil der Quarzkörner monokristallin und nur ein geringer Anteil polykristallin ausgebildet ist. Als Feldspat kommt ausschließlich Kalifeldspat vor. Seltener sind Pyrit, Chlorit, Zinkblende und Tonminerale, wobei Pyrit teilweise große Porenräume ausfüllt, aber auch in Form kleiner idiomorpher Kristalle vorkommt. Die Tonmineralfraktion besteht laut XRD Analyse aus Kaolinit (bezogen auf Gesamttonfraktion: 50%), Chlorit (37,5%) und Illit (12,5%), diese Werte wurden nach einer relativen quantitativen Analyse für einen gesamt Tonmineralgehalt von 2% geschätzt. Nach der Klassifikation klastischer Sediment von *Pettijohn et al. (1972)* handelt es sich bei dieser Probe um einen Quarz-Arenit. Die Tonminerale bedecken hauptsächlich die Quarz- und Feldspatkörner und nur in wenigen Fällen werden die Porenräume ausgefüllt. Dabei ist Kaolinit das häufigste Tonmineral. Dieser tritt meist in seiner leicht erkennbaren charakteristischen Buchstapelstruktur auf. Die Zementphase besteht hauptsächlich aus Quarz zeigt Epitaxie. Aufgrund des nur geringen Vorhandenseins von Feldspäten neben Quarz kann man von einer hohen kompositionellen Reife sprechen. Die Porosität beträgt ~19 % (laut *Hoth, et al., (1997)* bis 23%) und wird hauptsächlich aus Makroporen gebildet. Die Porenraumverteilung ist relativ gleichmäßig. Laut der Klassifikation nach *Adams und McKenzie (1988)* aus *Flügel (2004)* sind die Poren als interpartikulär zu bezeichnen.

Die Hauptkomponente ist vorwiegend monokristalliner Quarz mit leichten Lösungserscheinungen an den Korngrenzen und teilweise undulösem Auslöschen (Abb.: 16, B, D, F). Nebenkomponten sind Feldspäte die Verzwillingungen zeigen (Abb.: 19, B, F) und auch in alterierter Form auftreten (Abb.: 19, F). Als Akzessorien treten vor allem Zirkon (Abb.: 19, F) und Pyrit (Abb.: 21), in geringem Maße auch Chlorit (Abb.: 23) auf. Die Zwischenräume sind teilweise mit opaken Phasen (Abb.: 19, A, E) und Kaoliniten verfüllt. Die Kaolinite sind aufgrund ihrer Größe und BS auch im Durchlichtmikroskop zu erkennen (Abb.: 19, D). Die Form der Kaolinite ist blättrig und teilweise auch pseudohexagonal ausgebildet. Sie treten auch ohne BS auf und liegen meist nicht frei vor (Abb.: 19, C). Seltener ragen sie frei in den Raum und bilden auf diese Weise eine hohe Oberfläche (Abb.: 20, B). Besonders auffällig sind Kaolinite die an syntaxial gebildeten Quarzflächen haften, es kommt dabei in manchen Fällen zur Ausbildung einer „Kartenhausstruktur“. Der Zement kann als syntaxialer Quarz Zement beschrieben werden mit daran gebundenen Tonmineralien.

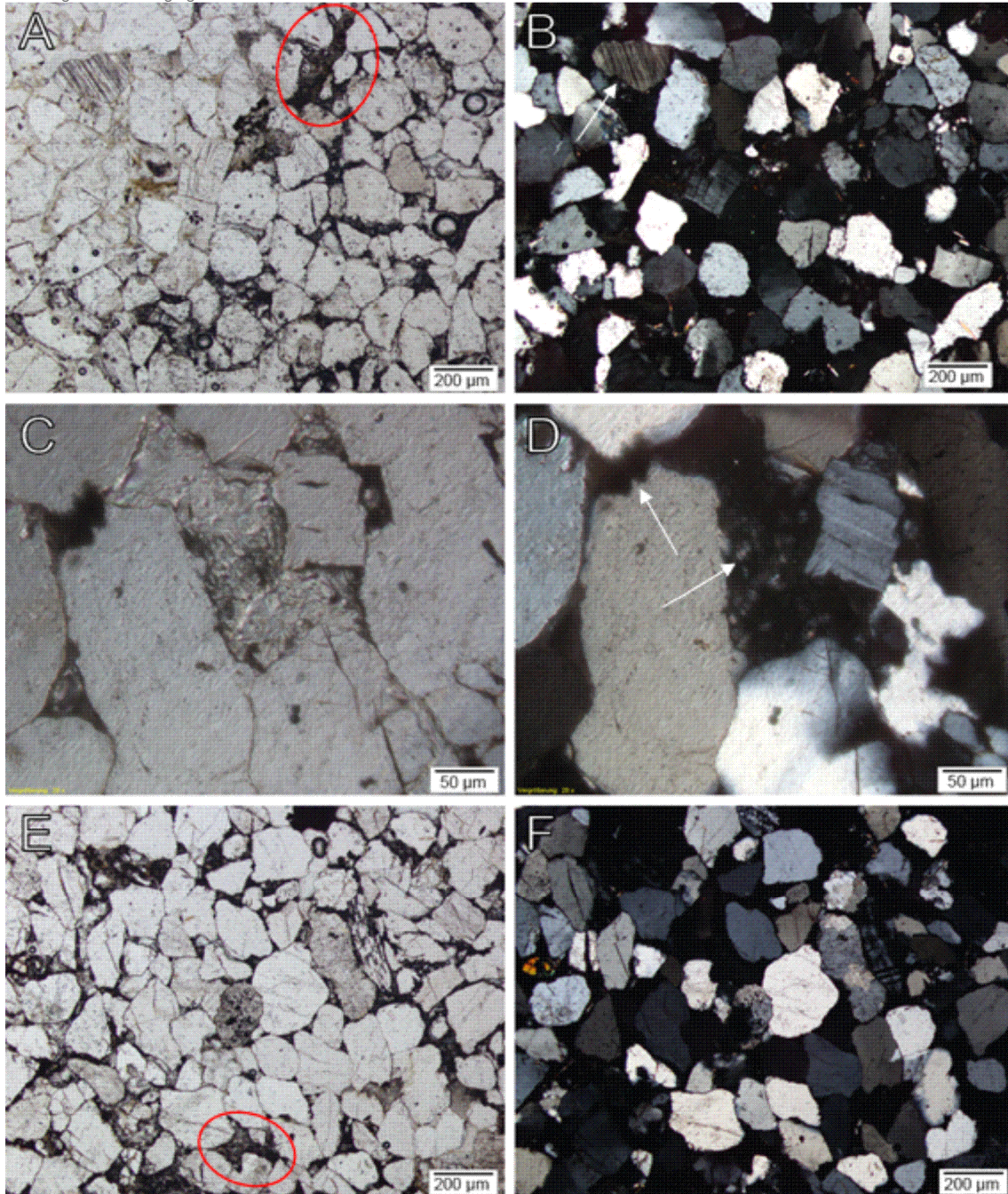


Abbildung 19: Lichtmikroskopie Bilder der gleichen Bildausschnitte mit linearen (A, C, E) und gekreuzten (B, D, F) Polarisatoren der Probe NG1. Auffällig sind die opaken Phasen in den Porenräumen (A, E), sowie die Kaolinite in Buchstapelstruktur (BS) (D). Bild F zeigt einen Zirkon (gelb/orange Phase) als relativ großes Akzessorium. Die auftretenden Feldspäte zeigen teilweise deutliche Verzwillingungen (B). Ein alterierter Feldspat ist in Bild F zu erkennen.

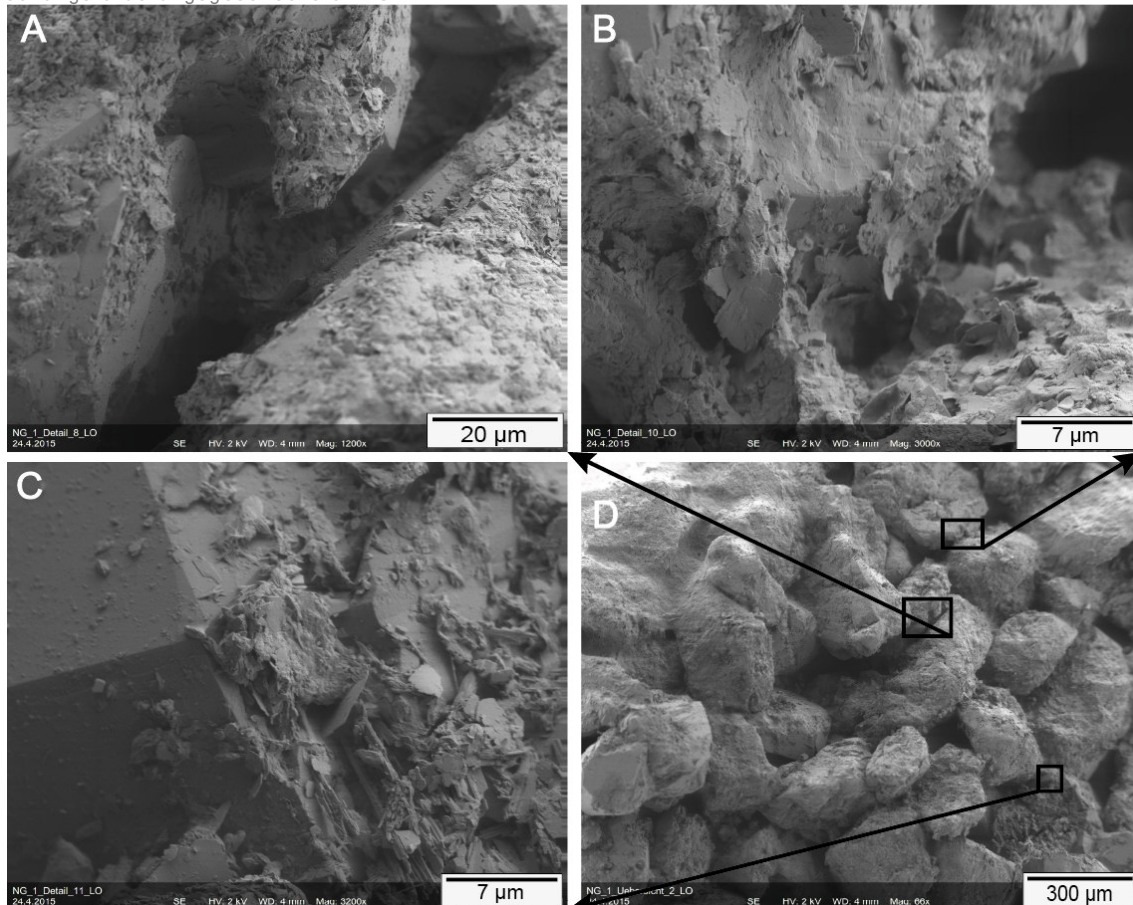


Abbildung 20: SEM Aufnahmen von Bruchpräparaten der Probe NG1. Sehr gut zu erkennen sind blättrige Tonminerale (B) und Tonminerale welche auf syntaxial gebildetem Quarzzement haften (C). Die vollständige Bedeckung mit Zement und Tonmineralen ist in Bild A und D sehr gut erkennbar.

Der Porenraum ist sehr homogen verteilt und zeigt relativ viele Makroporen und wenig Verfüllungen. Durch Probenpräparationsfehler entstandene Ausbrüche verfälschen leicht die Porosität (Abb.: 22).

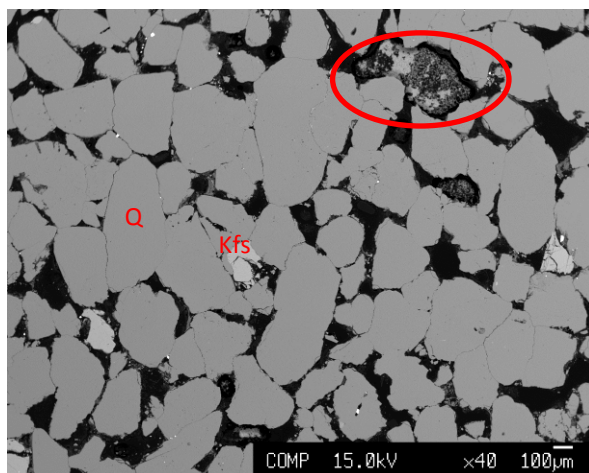


Abbildung 22: Mikrosonden BSE Übersichtsbild der Probe NG1. Der rot markierte Bereich zeigt einen Kornausbruch. Auffällig ist die relativ gleichmäßig verteilte Porosität. Die Quarzkörner zeigen nur geringe Lösungserscheinungen.

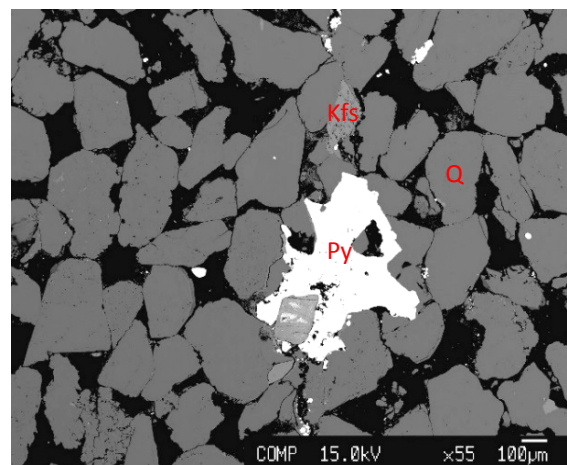


Abbildung 21: Mikrosonden BSE Bild der Probe NG1. Gut zu erkennen ist die helle Pyritphase die den Porenraum vollständig ausfüllt und die gleichmäßige Porosität.

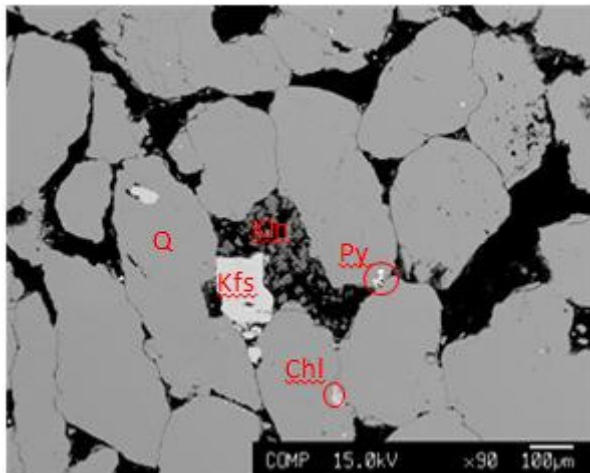


Abbildung 23: Mikrosonden BSE Detailbild der Probe NG1. Auffällig ist der mit Kaolinit verfüllte Porenraum. Die Kaolinite sind in BS angeordnet.

In geringem Maße tritt Kaolinit und Pyrit in den Porenräumen auf, wobei Pyritphasen in Größen von knapp einem Millimeter auftreten können (Abb.: 21). Die Kaolinite füllen ganze Porenräume aus und bilden auf diese Weise sehr feine Porenstrukturen. Diese Porenräume haben aufgrund der feinen Tonminerale eine sehr hohe Oberfläche.

5.1.4 Probenvergleich

Im direkten Vergleich unterscheiden sich die Proben vor allem in Korngröße, Korngrößenverteilung und Porenraumverteilung (Abb.: 24). Dies beeinflusst direkt die Größe und die Vernetzung der Poren. Die mineralogische Zusammensetzung ist bei allen Proben sehr ähnlich, aber Probe R20_x zeichnet sich durch einen erhöhten Gehalt an Feldspat, Akzessorien und Glimmer (hauptsächlich detritäre Muskovite) aus. Aufgrund des erhöhten Feldspatgehalts sind auch Alterationen und authigene Tonmineralneubildungen häufiger. Die Probe Berea unterscheidet sich durch einen erhöhten Anteil an Ankerit. In Probe NG1 sind die wenigsten NebenkompONENTEN sowie keine großen Glimmerphasen vorhanden und der Porenraum weist die höchste Homogenität auf. Hinsichtlich des Zementes unterscheidet sich nur die Probe R20_x. Sie zeigt eine stärkere Zementation und mehr darin eingebettete Komponenten wie Pyrit und Feinstfraktion. Eine Übersicht über die Eigenschaften aller Proben ist in Tab. 2 dargestellt.

Berea 1

Neustadt-Glewe 1

R20_x

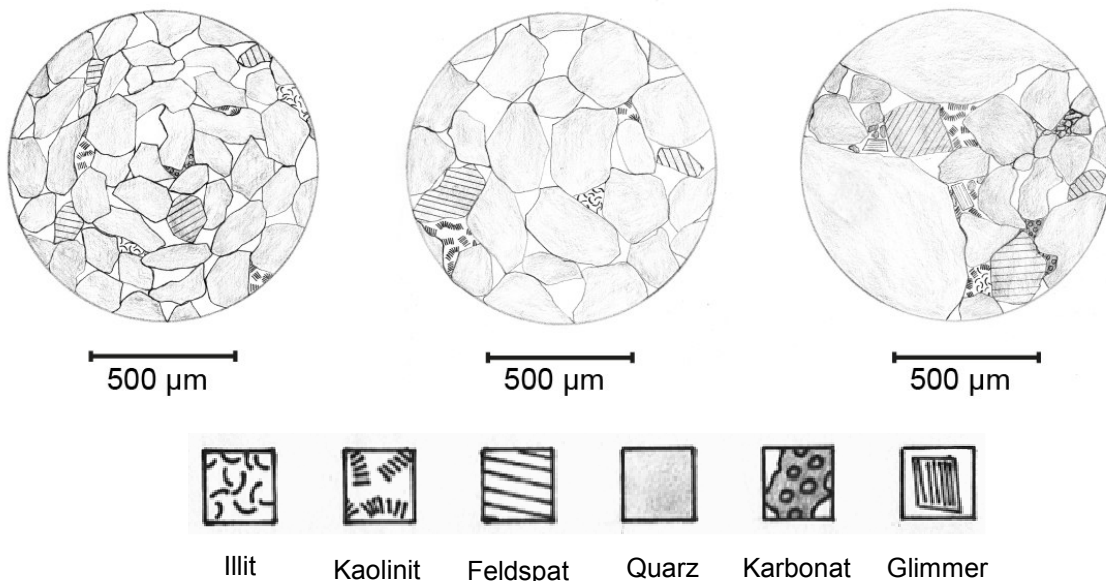


Abbildung 24: Schemabilder der Struktur der drei Proben. Gut zu erkennen sind die Unterschiede in der Korngröße, der Porenraumverteilung und den Häufigkeiten der Nebenminerale. Die Zementbedeckung der Körner wird in dieser Darstellung nicht berücksichtigt.

Tabelle 2: Vergleich der Eigenschaften der verschiedenen Proben.

Eigenschaften	Berea 1	NG1	R20_x
Sortierung	moderat	Sehr gut	Sehr gut
Kompositionelle Reife	Mittel	Hoch	Mittel
Strukturelle Reife	Mittel – Hoch	Mittel	Mittel
Porosität	~ 20%	~19%	17 – 18%
Hauptphasen	Quarz, Feldspat, Glimmer	Quarz, Feldspat	Quarz, Feldspat, Glimmer
Nebenphasen	Glimmer, Akzessorien, Ankerit	Akzessorien	Glimmer, Akzessorien
Authigene Phasen	Tonmineralien, Pyrit, Karbonat,	Tonmineralien, Pyrit, Karbonat	Tonmineralien, Pyrit, Karbonat
Tonminerale	Kaolinit, Illit/Glimmer, wenig Chlorit	Kaolinit, Illit/Glimmer, wenig Chlorit	Kaolinit, Illit/Glimmer, wenig Chlorit
Zement	Quarz, wenig Karbonat	Quarz	Quarz, Karbonat

5.2 Ergebnisse der petrophysikalischen Messungen

Es wurden für die petrophysikalischen Untersuchungen 24 Proben im Bohrkernlager der RAG ausgewählt. Aus diesen Proben wurden für weitere Messungen Plugs in 3 Richtungen (wenn möglich) gebohrt. Es wurde im Rahmen der Untersuchungen Korndichte und daraus abgeleitet die Helium-Porosität bestimmt sowie die Permeabilität und die Wärmeleitfähigkeit gemessen. Die Wärmeleitfähigkeit wurde an den Großproben durchgeführt. An den Plugs wurde Helium-Porosität und Permeabilität sowie Korndichte bestimmt. Eine Sättigung für andere Messungen war nicht möglich, da die Proben dabei zerfallen wären. In Tabelle 3 und 4 sind die Ergebnisse der Messungen aufgelistet.

Alle Messungen wurden an den trockenen Proben durchgeführt. Die Permeabilität wurde wenn möglich in 3 Richtungen gemessen, um Anisotropie Effekte feststellen zu können. Dafür wurden Kerne in unterschiedliche Richtungen entnommen (Abbildung 25). Die Wärmeleitfähigkeit wurde in zwei Richtungen (in einer Ebene) bestimmt.

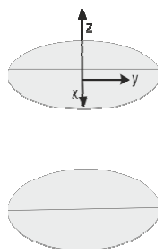


Abbildung 25: Kernentnahme in unterschiedliche Richtungen aus den Großproben

Tabelle 3: Ergebnisse der Wärmeleitfähigkeitsmessungen.

Probe	K1	K2	K3	K4	K6	K7	K8	K9	K10	K11	K15	K16	K18	K19	K20	K22
Wärmeleitfähigkeit [W/mK]	1,35	1,04	1,56	2,09	2,18	2,31	2,05	2,89	3,61	3,42	3,51	3,03	2,62	2,48	2,72	4,39
Standardabweichung	0,05	0,10	0,01	0,02	0,00	0,36	0,08	0,11	0,18	0,00	0,05	0,17	0,09	0,05	0,01	0,06

Tabelle 4: Ergebnisse der petrophysikalischen Messungen

Probe	Allgemein					Pvknometer			Gas-Permeameter	
	Länge cm	Durchmesser cm	Masse(tr) g	Dichte(ges) g/cm³	Volumen(ges) cm³	Korndichte g/cm³	Kornvolumen cm³	Porosität	Perme 1. Richtung mD	Perme 2. Richtung mD
1-x	2,18	2,29	16,44	1,84	8,94	2,76	5,97	33,30	224,21	225,20
1-z	2,18	2,32	17,07	1,86	9,19	2,81	6,09	33,76	135,37	138,41
2-x	2,18	2,34	17,09	1,82	9,39	2,78	6,15	34,52	201,54	201,51
3-x	2,18	2,34	17,85	1,91	9,35	2,76	6,47	30,82	189,29	192,51
4-x	2,18	2,39	20,12	2,06	9,77	2,76	7,28	25,45	27,97	27,61
5-1	2,17	2,29	17,18	1,93	8,92	2,74	6,27	29,72	272,90	260,19
5/2-1	2,18	2,31	17,55	1,92	9,14	2,77	6,33	30,71	212,49	214,88
5/2-2	2,18	2,32	19,11	2,08	9,20	2,76	6,91	24,88	77,08	76,17
6-x	2,17	2,38	19,70	2,05	9,62	2,76	7,13	25,89	36,50	36,58
8-x	2,19	2,37	19,10	1,98	9,63	2,70	7,07	26,58	7,56	7,45
9-x	2,18	2,50	28,52	2,67	10,68	2,75	10,37	2,83	0,07	0,08
9-z	2,18	2,50	28,00	2,62	10,67	2,77	10,09	5,41	0,07	0,08
10-x	2,16	2,45	23,50	2,30	10,21	2,66	8,84	13,47	47,08	47,20
10-z	2,19	2,46	23,85	2,30	10,37	2,66	8,96	13,67	14,78	14,76
11-x	2,18	2,43	22,24	2,21	10,05	2,67	8,32	17,21	14,03	14,12
11-z	2,19	2,42	21,84	2,16	10,10	2,66	8,23	18,54	7,34	7,27
12/1	2,18	2,32	19,72	2,14	9,22	2,68	7,36	20,14	85,07	86,62
13-x	2,18	2,41	20,32	2,04	9,95	2,69	7,54	24,19	147,94	144,59
14/1	2,19	2,32	19,93	2,15	9,27	2,70	7,39	20,30	1,67	1,65
15-x	2,17	2,46	25,46	2,48	10,27	2,72	9,37	8,76	0,34	0,34
15-y	2,16	2,46	26,03	2,54	10,25	2,74	9,48	7,44	0,21	0,22
15-z	2,17	2,47	26,20	2,52	10,41	2,71	9,65	7,31	0,16	0,16
16-x	2,17	2,45	25,47	2,49	10,22	2,68	9,51	6,93	0,67	0,67
16-y	2,17	2,46	24,43	2,37	10,30	2,67	9,16	11,09	0,81	0,82
16-z	2,17	2,44	24,03	2,37	10,13	2,68	8,96	11,49	0,77	0,78
17/1-1	2,18	2,34	21,60	2,31	9,37	2,65	8,16	12,87	9,63	9,47
17/1-2	2,19	2,34	21,75	2,30	9,45	2,64	8,23	12,96	6,05	5,94
18-x	2,19	2,45	25,53	2,48	10,30	2,66	9,59	6,94	3,30	3,16
18-y	2,18	2,44	22,54	2,21	10,18	2,64	8,53	16,21	10,12	9,91
18-z	2,17	2,44	22,59	2,24	10,09	2,61	8,67	14,10	6,82	6,72
19-x-a	2,17	2,47	23,72	2,28	10,42	2,64	9,00	13,64	2,83	2,71
19-x-b	2,18	2,47	23,52	2,25	10,46	2,64	8,92	14,68	4,45	4,30
19-y	2,18	2,46	22,42	2,17	10,32	2,62	8,55	17,14	11,91	12,00
20-x	2,19	2,46	22,17	2,14	10,36	2,63	8,44	18,52	166,36	163,06
20-y	2,17	2,48	23,31	2,23	10,45	2,63	8,87	15,19	12,63	12,24
21/1	2,18	2,33	21,32	2,30	9,28	2,66	8,03	13,50	87,84	89,03
21/2-1	2,19	2,34	21,69	2,30	9,43	2,67	8,11	13,93	3,53	3,51
21/2-2	2,18	2,43	21,61	2,13	10,14	2,65	8,15	19,62	3,47	3,40
21/2-3	2,19	2,33	21,20	2,27	9,34	2,66	7,96	14,75	5,01	5,01
22-x	2,18	2,46	22,98	2,21	10,38	2,66	8,65	16,67	62,93	62,62
22-y	2,19	2,46	22,95	2,20	10,44	2,67	8,59	17,73	59,23	59,85

Die ersten drei Proben waren Sandsteine aus der Bohrung Blumau 1, aus der Badener Serie. Die Wärmeleitfähigkeit der drei Proben liegt in einem ähnlichen Bereich, wobei R3 ein wenig höher liegt. Dies hängt vermutlich mit der Porosität zusammen, die bei R1 und R2 ein wenig höher liegt als bei R3. Mit zunehmender Porosität sinkt die Wärmeleitfähigkeit. Die Permeabilität in x-Richtung liegt bei allen drei Proben im selben Bereich. Bei Probe R1 wurde ein zweiter Kern in z Richtung (Probe 1-z) gebohrt. Dieser weist eine niedrigere Permeabilität auf.

Proben R4 und R6, aus derselben Bohrung und beide aus dem Sarmat, weisen eine ähnliche Wärmeleitfähigkeit um $2,05 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ auf. Korndichte, Porosität und Permeabilität sind ebenfalls nahezu identisch. Die Porosität liegt bei 25%, Korndichte bei $2,76 \text{ gcm}^{-3}$ und die Permeabilität bei 30 mD.

Die Probe R5, die wie die Probe R3 aus der Sandschalerzone ist, jedoch von einer anderen Bohrung, liegt von der Porosität und der Permeabilität im selben Bereich wie R3. R7 und R8 sind ebenfalls aus der Badener Serie, weisen jedoch andere Werte auf: Die Wärmeleitfähigkeit liegt bei $0,5 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$ über denen von R1, R2 und R3. Die Porosität ist mit ca. 5 % niedriger und die Permeabilität liegt mit 7 mD weit unter den anderen Proben. Dies ist möglicherweise darauf zurückzuführen, dass diese aus einer anderen Bohrung entnommen wurden.

R9 ist die einzige Probe des Oligozäns und ist ein Tonmergel. Die Wärmeleitfähigkeit dieser Probe liegt bei $2,9 \text{ Wm}^{-1}\text{K}^{-1}$, Korndichte bei $2,76 \text{ gcm}^{-3}$ und die Porosität ist niedriger bei 4. Die Wärmeleitfähigkeit weist eine Anisotropie auf. Die Permeabilität ist wie zu erwarten sehr niedrig bei 0,08 mD.

Die Proben des Obereozäns unterscheiden sich zu denen der Badener Serie in allen petrophysikalischen Eigenschaften. Die Korndichte sowie die Porosität sind niedriger als die der Badener Serie. Die Permeabilität ist ebenfalls geringer und zeigt bei Probe R10, R11, R20 und R21 eine Anisotropie. Die Wärmeleitfähigkeit hingegen ist höher und zeigt bei R10 eine Anisotropie. R10 und R11 sind aus einer anderen Bohrung und haben noch einmal höhere Wärmeleitfähigkeiten als die anderen Proben aus dem Obereozän. Die Korndichten der Proben liegen alle im Bereich um $2,66 \text{ gcm}^{-3}$. Daraus berechnete Porositäten sind ebenfalls sehr ähnlich innerhalb der Proben und liegen im Mittel bei 16% und damit ein wenig niedriger als die Proben aus der Badener Serie. Die Permeabilitäten schwanken innerhalb der Gruppe. R10, R11, R20 und R21 weisen zusätzlich eine starke Anisotropie auf. R17, R18 und R19 passen gut zusammen, sind aber auch alle aus derselben Bohrung.

Die Sandstein Proben aus der Oberkreide haben ebenfalls eine höhere Wärmeleitfähigkeit als jene aus der Badener Serie. Die Porosität der Proben liegt zwischen 8 und 25%. Ebenso schwanken die Permeabilitäten zwischen 0,25 und 146 mD wobei der einzige hohe Wert möglicherweise auf einen Riss in der Probe zurückzuführen ist. Erkennbar ist dass die Proben R13 und R14 aus einer Bohrung gut zusammenpassen, ebenso wie R15 und R16, sich jedoch von Bohrung zu Bohrung unterscheiden. R13 und R14 haben dabei die höheren Porositäten und Permeabilitäten.

Es wurden keine Hinweise auf eine Anisotropie der Permeabilität erkannt.

5.3 Charakterisierung der Fluide

Um den Einfluss geothermischer Fluide auf den Reinjektionsprozess in Sandsteinformationen zu untersuchen, wurden zwei Fluide von unterschiedlichen Standorten (Fürstenfeld und Neustadt-Glewe) hinsichtlich ihrer chemischen und physikalischen Eigenschaften detailliert charakterisiert. Die Analysen „Untersuchung von Thermalwasser aus der Sonde „Geothermie FF2“ in Fürstenfeld im Umfang einer großen Heilwasseranalyse“, durchgeführt von Arsenal Research im Jahr 1999, und die Thermalwasseranalyse von Neustadt-Glewe aus Seibt et al. (1997) und Naumann et al. (1998) bilden die Grundlage der Charakterisierung der Wässer. In Tabelle 5 sind die Ergebnisse der Analysen aus Fürstenfeld und Neustadt-Glewe nebeneinander dargestellt.

Tabelle 5: Ergebnisse der Thermalwasseranalysen der Standorte Fürstenfeld und Neustadt-Glewe.

Probe	Fürstenfeld	Neustadt-Glewe
Kationen	Konzentration	Konzentration
	[mg/l]	[mg/l]
Kalium (K)	160	782
Natrium (Na)	16750	80010
Calcium (Ca)	715	8409
Magnesium (Mg)	114	1410
Ammonium (NH ₄)	72,95	70
Strontium (Sr)	84	440
Eisen (Fe)	0,6	60
Mangan (Mn)	0,2	8,3
Lithium (Li)	2,1	10
Barium (Ba)	0,82	5,3
Blei (Pb)	-	0,5
Kupfer (Cu)	0,005	0,053
Summe Kationen	17899,7	91205,2
Anionen		
Chlor (Cl)	26450	137000
Brom (Br)	49,3	390
Fluor (F)	0,45	
Sulfat (SO ₄)	560	470
Hydrogenkarbonat (HCO ₃)	745,6	40
Carbonat (CO ₃)	11,4	-
Summe Anionen	27816,8	137900,0
Summe Kationen und Anionen	45716,4	229105,2

Physikalisch-chemische Parameter		
Probe	Fürstenfeld	Neustadt-Glewe
pH	7,76	5,3
Eh	-	-10mV
ρ	1,0279 g/ml	1,147 g/ml

Die Probenahme an der Bohrung FF2 in Fürstenfeld wurde in der Endphase des Pumpversuchs am 16.06.1999 an einem Probenahme am Sondenkopf durchgeführt. Als Fördereinrichtung diente eine Mammutpumpe (Förderung mit komprimierter Luft). Die Beprobung der Gasphase war daher nicht zielführend (ARSENAL RESEARCH, 1999).

Betrachtet man Tabelle 5 und Abbildung 26 so wird deutlich, dass es sich bei dem Thermalwasser in Fürstenfeld um ein **Natrium-Chlorid** Wasser handelt. Die Summe der gelösten Stoffe beträgt 45.716 mg/l.

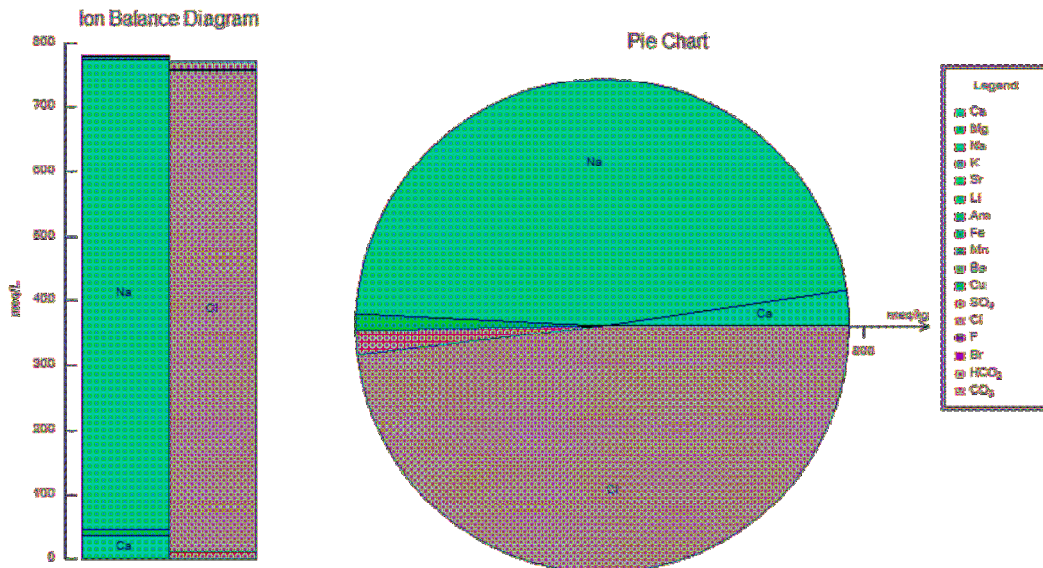


Abbildung 26: Graphische Darstellung der chemischen Zusammensetzung des Thermalwassers aus der Bohrung FF2 in Fürstenfeld.

Die Beprobung des Thermalwassers in Neustadt-Glewe erfolge hinter einem Feinfilter nach der Förderbohrung (A. SEIBT et al., 1999). Abbildung 27 zeigt die chemische Zusammensetzung des Thermalwassers. Auch bei diesem Wasser handelt es sich um einen **Natrium-Chlorid** Typus, jedoch liegt die Summe der gelösten Stoffe mit 229.105,2 mg/l deutlich höher als die Summe der gelösten Stoffe im Thermalwasser von Fürstenfeld.

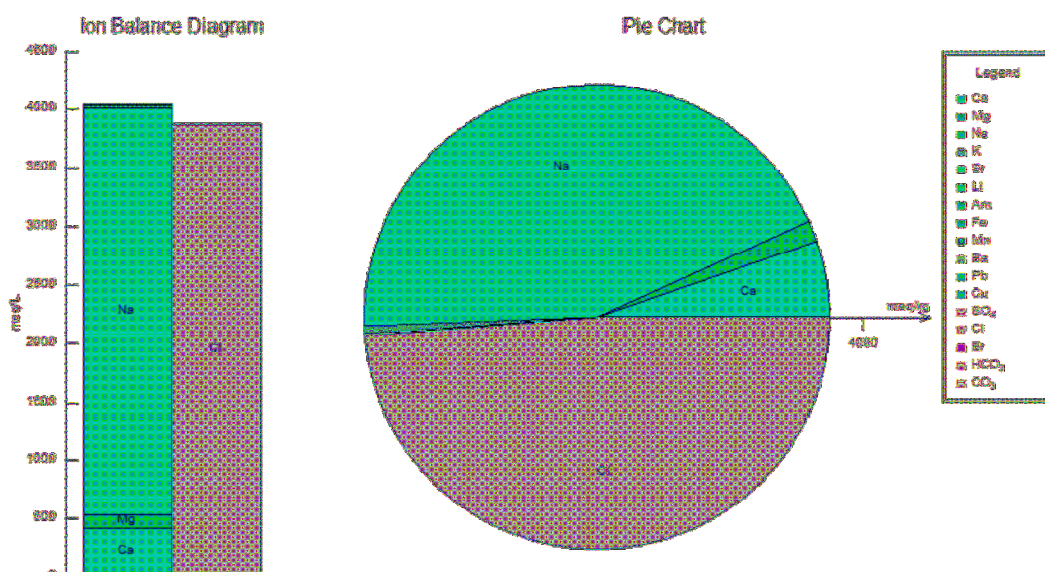


Abbildung 27: Graphische Darstellung der chemischen Zusammensetzung des Thermalwassers aus der Bohrung Neustadt-Glewe.

5.3.1 Rekonstruktion der Reservoirbedingungen

Die beiden Wasserproben wurden unter Umgebungsdruck genommen, deshalb ist davon auszugehen, dass die unter Lagerstättenbedingungen gelösten Gase nahezu vollständig entgast sind. Um die beiden Wässer auf ihre physikalischen und chemischen Eigenschaften sinnvoll charakterisieren zu können, ist es notwendig die Bedingungen im Reservoir zu rekonstruieren. Hierfür wurden die in Tabelle 5 unter Umgebungsdruck geprobt dargestellten Thermalwasseranalysen mit Hilfe des Programms PHREEQCI auf Lagerstättendrücke und Reservoirtemperaturen (99 °C für Neustadt-Glewe und 84 °C für Fürstenfeld) gebracht und die Sättigungsindizes berechnet.

Fundamental für die Beschreibung von Gleichgewichtszuständen in Wasser ist das Massenwirkungsgesetz:

$$aA + bB = cC + dD \quad (5)$$

, wobei das Produkt der Ionenkonzentration in einer gesättigten Lösung wird als Löslichkeitsprodukt bezeichnet und ist definiert durch:

$$K_L = [A^+] * [B^-] \quad (6)$$

Das Produkt der aus gemessenen Daten einer Wasseranalyse ermittelten Stoffaktivitäten wird als Aktivitätsberechnung bezeichnet. Vergleicht man nun das Ionenaktivitätsprodukt mit dem Löslichkeitsprodukt, so können Aussagen über die Mineralphasensättigung getroffen werden.

Ob zwischen einem Mineral und der umgebenden Lösung ein thermodynamisches Gleichgewicht herrscht bzw. ob eine Lösung unter- oder übersättigt ist, beschreibt der Sättigungsindex:

$$SI = \log \frac{IAP}{K_L} \quad (7)$$

Bei Werten unter 0 ist die Lösung untersättigt und das Mineral kann in Lösung gehen. Bei Werten über 0 ist die Lösung übersättigt und es kann zu Mineralausfällungen kommen. Die Ergebnisse der Modellierung sind in Tabelle 6 dargestellt

Tabelle 6: Sättigungsindizes, Ionenaktivitätsprodukte und Löslichkeitsprodukte unterschiedlicher Mineralphasen in den Thermalwässern Neustadt-Glewe und Fürstenfeld unter Reservoirbedingungen, berechnet mittels PHREEQCI.

Phase		Neustadt-Glewe			Fürstenfeld		
		SI	log IAP	log K	SI	log IAP	log K
Anglesite	PbSO ₄	-6,61	-14,15	-7,54	-1,03	-5,92	-4,89
Anhydrite	CaSO ₄	0,00	-5,15	-5,15	-0,29	-9,03	-8,75
Aragonite	CaCO ₃	-1,73	-10,69	-8,96	-	-	-
Barite	BaSO ₄	0,27	-9,16	-9,44	-	-	-
Calcite	CaCO ₃	-1,64	-10,69	-9,05	-0,19	-9,03	-8,85
Celestite	SrSO ₄	0,06	-6,99	-7,05	-0,43	-7,31	-6,89
Cerrusite	PbCO ₃	-7,34	-19,68	-12,35	-	-	-
Dolomite	CaMg(CO ₃) ₂	-3,6	-21,68	-18,07	-0,74	-18,6	-17,86
Fe(OH)3(a)	Fe(OH) ₃	-10,09	-5,39	4,70	-	-	-
FeS(ppt)	FeS	-1,62	-5,56	-3,95	-	-	-
Fluorite	CaF ₂				-2,3	-12,39	-10,09
Goethite	FeOOH	-2,07	-5,31	-3,24	-	-	-
Gypsum	CaSO ₄ ·2H ₂ O	-0,53	-5,31	-4,78	-1,3	-5,95	-4,65
Halite	NaCl	-0,41	1,22	1,63	-	-	-
Hausmannite	Mn ₃ O ₄	-34,61	11,63	46,25	-	-	-
Hematite	Fe ₂ O ₃	-1,84	-10,53	-8,69	-	-	-
Jarosite-K	KFe ₃ (SO ₄) ₂ (OH) ₆	-23,46	-37,86	-14,4	-	-	-
Mackinawite	FeS	-0,88	-5,56	-4,68	-	-	-
Manganite	MnOOH	-20,51	4,75	25,26	-	-	-
Melanterite	FeSO ₄ ·7H ₂ O	-6,66	-8,81	-2,15	-	-	-
Pyrite	FeS ₂	7,72	-9,23	-16,95	-	-	-
Pyrochroite	Mn(OH) ₂	-13,15	1,97	15,12	-	-	-
Pyrolusite	MnO ₂ ·H ₂ O	-24,29	7,46	31,75	-	-	-
Rhodochrosite	MnCO ₃	-4,18	-15,33	-11,16	-	-	-
Siderite	FeCO ₃	-2,71	-13,78	-11,07	-	-	-
Strontianite	SrCO ₃	-2,84	-12,53	-9,68	-0,93	-10,42	-9,49
Sulfur	S	-0,56	2,81	3,37	-1,29	2,31	3,60
Sylvite	KCl	-2,64	-1,43	1,21	-4,14	-2,97	1,17
Witherite	BaCO ₃	-5,88	-14,7	-8,82	-	-	-

Betrachtet man nun die Sättigungsindizes für die unterschiedlichen Mineralphasen aus Tabelle 6, so wird deutlich, dass im Thermalwasser von Fürstenfeld alle angegebenen Mineralphasen unter Reservoirbedingungen untersättigt sind. Auch in Neustadt-Glewe ist der Großteil der Mineralphasen untersättigt. Lediglich Baryt (BaSO₄) und Coelestin sind (SrSO₄) leicht übersättigt.

Die pH-Werte der beiden Thermalwässer weisen unter Reservoirbedingungen (pH 5,56 für Fürstenfeld und pH 3,77 für Neustadt-Glewe) deutliche Unterschiede zur Ausgangslösung (pH 7,76 für Fürstenfeld und 5,3 für Neustadt-Glewe) auf. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die freie Gasphase unter Reservoirbedingungen im Wasser gelöst ist, da die Löslichkeit von Gasen mit zunehmendem Druck stark steigt.

5.3.2 Berechnung des Druckeinflusses auf die Mineralphasengleichgewichte

Wie bereits erwähnt, hat die gelöste bzw. freie Gasphase einen großen Einfluss auf die Mineralgleichgewichte der Thermalwässer. Im nachfolgenden Kapitel werden die CO₂ "Gasentlösungsdrücke" im oberflächennahen Anlagenbereich berechnet. Dies soll die Frage beantworten ob und wann es zu einer Änderung des Kalk-Kohlensäuregleichgewichts kommt und welche Auswirkungen dies auf die Mineralphasengleichgewichte hat.

Berechnet wurden die CO₂ Gasentlösungsdrücke für die beiden Thermalwässer Fürstenfeld und Neustadt-Glewe nach der Zustandsgleichung von Peng-Robinson (1976):

$$p = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a \alpha}{V_m^2 + 2bV_m - b^2} \quad (8)$$

$$a = \frac{0,457235 * R^2 T_c^2}{p_c}$$

$$b = \frac{0,077796 * R T_c}{p_c}$$

$$\alpha = (1 + (0,3746 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}))^2$$

V_m = molares Volumen

T = Temperatur

T_c = kritische Temperatur

p = Druck

p_c = kritischer Druck

R = universelle Gaskonstante

a = Kohäsionsdruck

T_r = reduzierte Temperatur

b = Kovolumen

ω = azentrischer Faktor

Abbildung 28 zeigt, ab welchem Druckbereich das im Thermalwasser gelöste CO₂ aufgrund der Druckerniedrigung im Förderprozess entgast. Dargestellt ist die freie CO₂ Phase im Thermalwasser von Neustadt-Glewe für den Druckbereich von 8 bis 1 bar und Temperaturen von 100 C°, 50°C und 20°C.

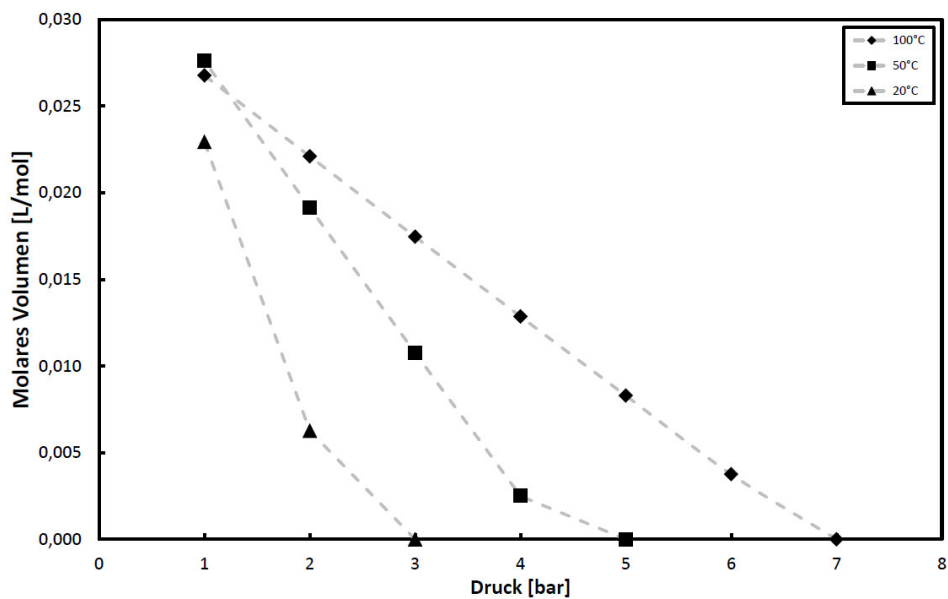


Abbildung 28: CO₂ Gasentlösungsdrücke im Thermalwasser Neustadt-Glewe berechnet mit PHREEQCI.

Bei 100 °C ist das gesamte CO₂ bis zu einem Druck von 7 bar im Thermalwasser gelöst. Bei Drücken von weniger als 7 bar kommt es zu Entgasung und das gelöste CO₂ geht in eine freie CO₂ Phase über. Bei 50°C kommt es bei Drücken von weniger als 5 bar und bei 20 °C bei Drücken von weniger als 3 bar zu einer CO₂ Entgasung. Dies hat eine Erhöhung des pH-Werts zur Folge, was in bestimmten Fällen zu Mineralausfällungen führen kann. Abbildung 29 zeigt die Änderungen der Sättigungsindizes für Kalzit (CaCO₃) im Thermalwasser von Neustadt-Glewe im Zuge der CO₂ Entgasung durch die Druckerniedrigung bei unterschiedlichen Temperaturen.

Vergleicht man nun Abbildung 28 mit Abbildung 29 so wird deutlich, dass es durch die CO₂ Entgasung zu einem Anstieg des SI Kalzit kommt. Für den Standort Neustadt-Glewe ist jedoch für keinen der drei Temperaturbereiche mit einer Ausfällung von Kalzit durch eine Druckerniedrigung zu rechnen.

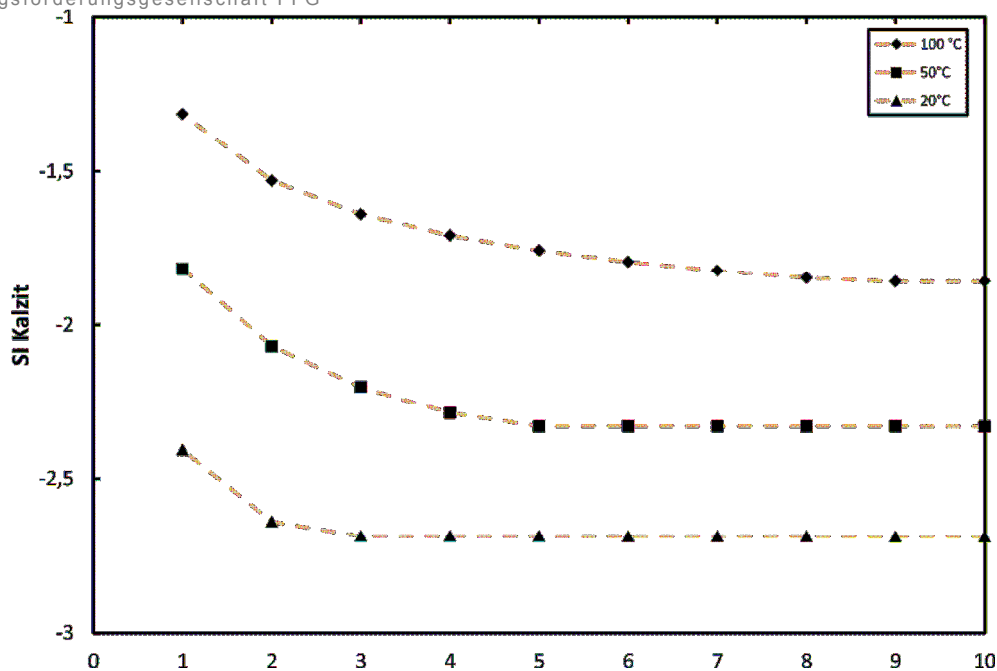


Abbildung 29: SI (Kalzit) Verlauf im Thermalwasser Neustadt-Glewe bei einer Druckerniedrigung von 10 auf 1 bar.

Abbildung 30 zeigt selbiges Szenario für das Thermalwasser aus der Bohrung FF 2 in Fürstenfeld. Im Vergleich mit dem Thermalwasser aus Neustadt-Glewe (Abbildung 28) kommt es in Fürstenfeld für alle Temperaturen erst bei niedrigeren Druckbereichen zu einer Entgasung von CO_2 .

So kommt es bei einem 100 °C heißen Thermalwasser vom Standort Fürstenfeld erst bei Drücken unter 5 bar zu einer Entgasung, was um 2 bar geringer ist, als bei einem Thermalwasser gleicher Temperatur vom Standort Neustadt-Glewe (Abbildung 28).

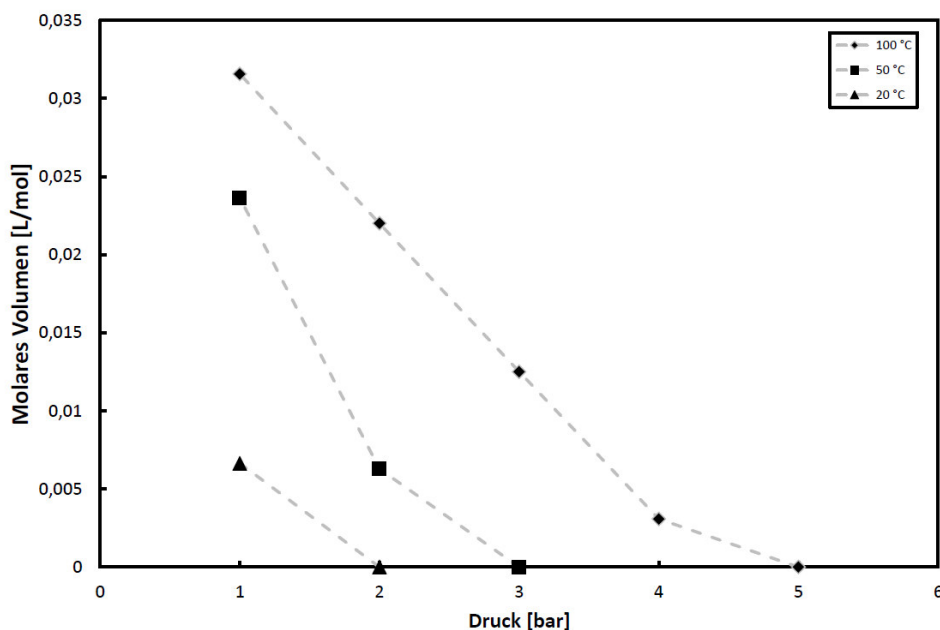


Abbildung 30: CO_2 Gasentlösungsdrücke im Thermalwasser Fürstenfeld berechnet mit PHREEQCI

Wie aus Tabelle 6 hervorgeht, liegt unter Reservoirbedingungen der Sättigungsindex von Kalzit vom Thermalwasser aus Fürstenfeld mit -0,37 deutlich höher als der des Thermalwassers von Neustadt-Glewe mit -1,91. Aus diesem Grund hat die Erhöhung des Sättigungsindex Kalzit im Thermalwasser von Fürstenfeld eine größere Bedeutung als in Neustadt-Glewe (vergleiche Abbildung 31 mit 29).

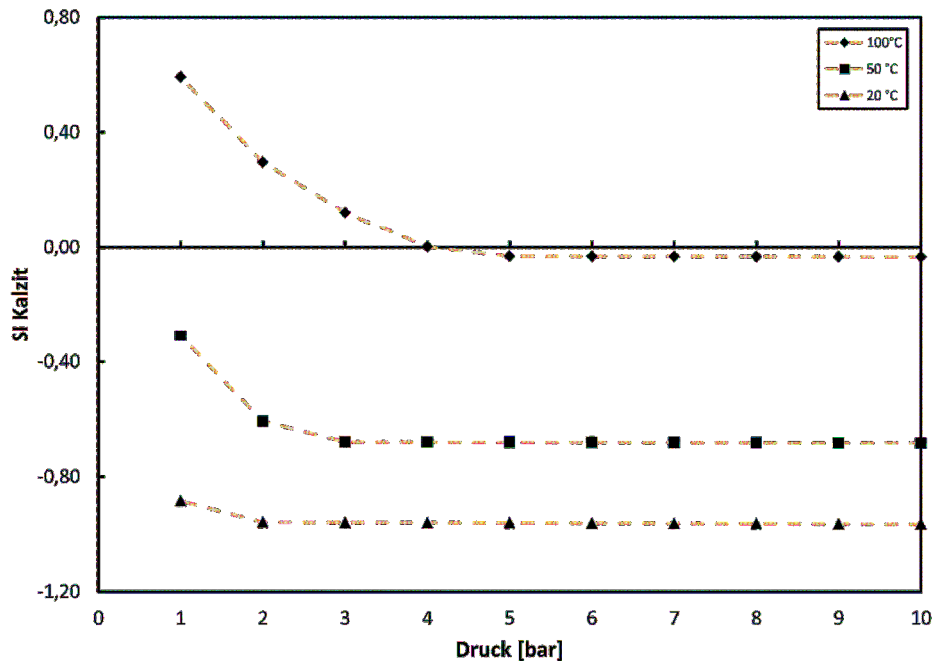


Abbildung 31: SI (Kalzit) Verlauf im Thermalwasser Fürstenfeld bei einer Druckerniedrigung von 10 bar auf 1 bar.

Bei einem 100 °C Thermalwasser ist Kalzit bis zu einem Druckbereich von 5 bar leicht untersättigt. Aufgrund der Entgasung von CO₂ ab einem Druck von weniger als 5 bar kommt es zu einem Anstieg des SI Kalzit von -0,03 auf 0,6. Dies kann eine Ausfällung von Kalzit aus dem Thermalwasser im oberflächennähen Anlagenbereich zur Folge haben. Solche Mineralausfällungen können zu gravierenden Schäden an den obertägigen Anlagenteilen (Rohre, Wärmetauscher etc.) führen. Weiters können Feinpartikel durch den Filter in die Reinjektionsbohrung gelangen und im Untergrund die Porenkanäle verstopfen und die Permeabilität des Sandsteins verringern.

5.4 Durchflusseexperimente

Wie bereits im Kapitel 3.2 beschrieben, kann es bei einer Durchströmung eines Sandsteins zu einer Umlagerung der in ihm enthaltenen Tonminerale kommen. Mehrere Autoren beschreiben, dass es sich durch die Mobilisierung von kolloidalen Partikeln, wie z.B. Kaolinit zu einer Permeabilitätsreduktion kommen kann (K. C. KHILAR und H. S. FOGLER, 1983, 1987; KIA et al., 1987; J. OCHI und J.F. VERNoux, 1998).

Ziel der Fluid-Permeameter Messungen ist die Betrachtung der Parameter Fluidtemperatur, Fluidsalinität, Umschließungsdruck (Simulierte Reinjektionstiefe) und Differenzdruck

(Fließgeschwindigkeit) auf die Permeabilität bei einer annähernd feststofffreien Durchströmung unterschiedlicher Sandsteine unter nahezu Lagerstättenbedingungen.

5.4.1 Material und Methode

Die Permeabilität wurde an Sandsteinen unterschiedlicher Herkunft gemessen. Alle Durchflussversuche wurden mit VE-Wasser durchgeführt. Den Einfluss der Fließgeschwindigkeit auf den Permeabilitätsverlauf wurde an der Probe NG2 auf der Bohrung Neustadt-Glewe gemessen. Die Probe NG2 stammt aus demselben Bohrkern wie die in Kapitel 3.1 beschriebene Probe NG1. Auf Grund der hohen Porosität, der sehr guten Sortierung und einem moderaten Tonmineralgehalt wurde diese Probe für die Messung des Einflusses der Fließgeschwindigkeit auf die Permeabilität gewählt. Für die Messung des Einflusses der Temperatur wurde auf die Berea Referenzsandsteinprobe 2 Berea und auf die Probe R20_x aus der Bohrung Sierning 2 (Teufe 2001m) zurückgegriffen.

Die Beziehung zwischen der Injektionsrate und der experimentellen Durchflussrate kann mit Formel 9 beschrieben werden:

$$q = \frac{Q r^2 p}{D_w h} \quad (9)$$

Mit einer Injektionsrate (Q) von 150 m³/h, einer Nettomächtigkeit (h) von 30 m, einen Brunnendurchmesser (D_w) von 0,2 m und einer Fluidichte von 1000 kg/m³ errechnet sich eine Durchflussrate von 2,8 cm³/s (M. KÜHN et al., 1998).

Die Permeabilität wurde mit Hilfe des Gesetzes von Darcy berechnet (Formel 10):

$$K = \frac{Q n l}{A \Delta P} \quad (10)$$

K = Permeabilität in m²

Q = Fließrate in m³/s

n = Dynamische Viskosität des Fließmediums in Ns/m²

l = durchströmte Länge des porösen Mediums in m

A = durchströmte Querschnittsfläche des porösen Mediums in m²

ΔP = Druckdifferenz in Pa

Eine weitere gebräuchliche und hier verwendete Einheit der Permeabilität ist Darcy. Der Umrechnungsfaktor lautet:

$$1 \text{ Darcy} = 9,86923 \cdot 10^{-13}$$

Die temperaturabhängige Dynamische Viskosität wurde mittels der Andrade Gleichung berechnet (Formel 11):

$$n = A * e^{\frac{b}{T}} \quad (11)$$
$$\updownarrow$$
$$\ln(n) = \ln(A) + \frac{b}{T}$$

Als Porengeschwindigkeit wird die reale, mittlere Grundwasserfließgeschwindigkeit in einem porösen Medium bezeichnet. Sie berechnet sich aus dem Quotient der Filtergeschwindigkeit und der Porosität:

$$v_f = \frac{Q}{A} \quad (12)$$

$$v_n = \frac{v_f}{\phi}$$

v_f = Filtergeschwindigkeit

v_n = Porengeschwindigkeit

A = Querschnittsfläche des durchströmten Mediums

Φ = Porosität des durchströmten Mediums

5.4.2 Fließgeschwindigkeit

Da beim Reinjektionsprozess ein deutlich höherer hydraulischer Gradient angelegt wird, als bei dem natürlichen Grundwasserfluss, muss zuerst die Filtergeschwindigkeit betrachtet werden. Wenn beispielsweise die Geschwindigkeiten in den Poren so groß werden, dass es zu einem Übergang von einer laminaren zu einer turbulenten Strömung kommt, verliert das Gesetz von Darcy seine Gültigkeit. Ein Maß zur Abschätzung, welche Strömung innerhalb der Poren stattfindet, ist die dimensionslose Reynoldszahl

$$Re = \frac{\rho v_f d}{n} \quad (13)$$

, wobei ρ die Dichte des Fluids, v_f die Filtergeschwindigkeit, d der wirksame Korndurchmesser des Aquifermaterials (für die Probe NG 2 300 μm , siehe Abbildung 22) und η die dynamische Viskosität der Flüssigkeit ist.

Bei Reynoldszahlen bis 10 kann in einem porösen Medium mit laminarem Fließen gerechnet werden. Die nach Formel 13 berechneten Reynoldszahlen für die Probe NG2 während des Durchströmungsversuchs liegen je nach angelegter Druckdifferenz zwischen 6 und 15. Dies lässt darauf schließen, dass die Strömung während des Versuchs sich in einem Übergangsbereich zwischen laminarer und turbulenter Strömung befindet.

Um den Einfluss der Fließgeschwindigkeit auf die Permeabilität zu untersuchen, wurden während des Versuchs die Parameter Temperatur mit ca. 50 °C annähernd konstant gehalten und nur der Differenzdruck verändert.

In Abbildung 32 ist die Permeabilität gegen die Porengeschwindigkeit aufgetragen. Die unterschiedlichen Porengeschwindigkeiten ergeben sich aus dem während des Versuchs veränderten Differenzdruck. Aus dem Versuch geht hervor dass je höher die Porengeschwindigkeit ist desto niedriger ist die Permeabilität. So nahm die Permeabilität durch einer Erhöhung des Differenzdruck von 10 auf 20 bar unter einer daraus

resultierenden Erhöhung der Porengeschwindigkeit von durchschnittlich $5 \cdot 10^{-4}$ auf $7,5 \cdot 10^{-4}$ m/s von durchschnittlich 705 auf 565 mD ab. Dies entspricht einer Permeabilitätsabnahme von knapp 20 %. Durch eine Erniedrigung des Differenzdruck von 20 auf 5 bar kam es zu einer Permeabilitätszunahme von mehr als 40 %. Dies ist jedoch nicht auf eine Tonmineralmobilisierung zurückzuführen sondern auf einen durch die vorherrschende turbulente Strömung bedingten erhöhten Druckverlust durch eine erhöhte Dissipation.

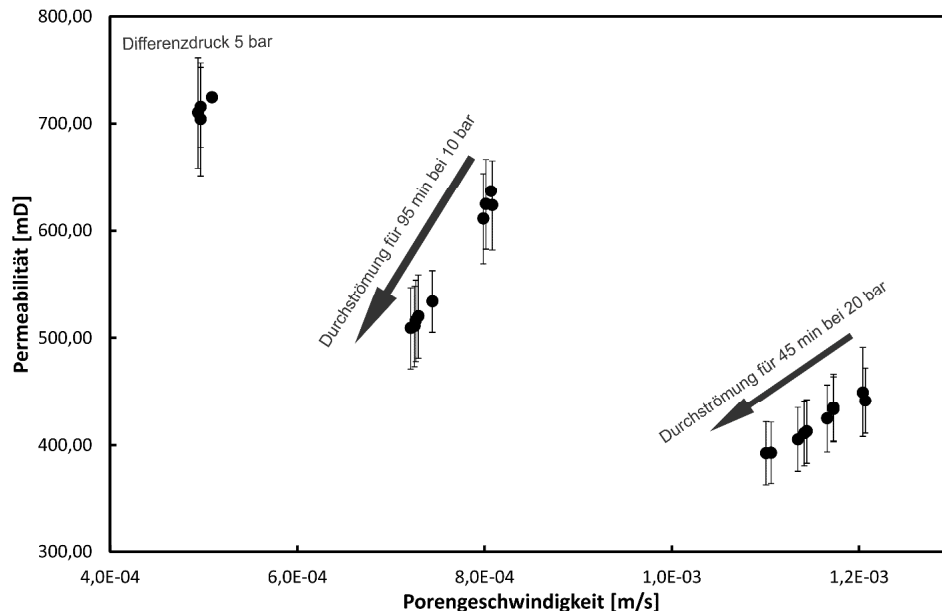


Abbildung 32: Permeabilität vs. Porengeschwindigkeit (Probe NG2). Es ist zu erkennen, dass die Permeabilität mit zunehmender Porengeschwindigkeit deutlich abnimmt. Auffällig ist, dass es innerhalb der eingestellten von Druckstufen 10 und 20 bar auch zu einer zeitlichen Abnahme der Permeabilität bei annähernd gleicher Porengeschwindigkeit kommt.

Aber auch innerhalb der einzelnen eingestellten Druckstufen kam es mit zunehmender Zeit zu einer Abnahme der Permeabilität (vergleiche Abbildung 32 mit Abbildung 33). Bei einem Differenzdruck von 10 bar und einer daraus resultierenden durchschnittlichen Porengeschwindigkeit von $7,5 \cdot 10^{-4}$ m/s kam in den ersten 30 Minuten zu einer Permeabilitätsabnahme von 637 mD auf 611 mD. Nachfolgend wurde der Differenzdruck für 45 Minuten auf 20 bar angehoben. In diesem Zeitraum nahm die Permeabilität in der gleichen Größenordnung von 450 mD auf 393 mD ab. Bei Wiederherstellung des Ausgangsdifferenzdrucks von 10 bar lag die Permeabilität bei 534 mD und nahm innerhalb von 20 Minuten auf 511 mD ab. Da die Permeabilität bei Differenzdrücken von 10 und 20 bar im gleichen Maß abnahm, konnten durch die Erhöhung der Porengeschwindigkeit von $7,5 \cdot 10^{-4}$ und $1,15 \cdot 10^{-3}$ keine Auswirkungen auf den Grad einer möglichen Tonmineralmobilisierung erkannt werden. Gegen Ende des Versuchs wurde der Differenzdruck von 10 auf 5 bar reduziert, was eine Porengeschwindigkeit von durchschnittlich $5 \cdot 10^{-4}$ m/s ergibt. Bei diesen Porengeschwindigkeiten konnte keine Abnahme der Permeabilität beobachtet werden.

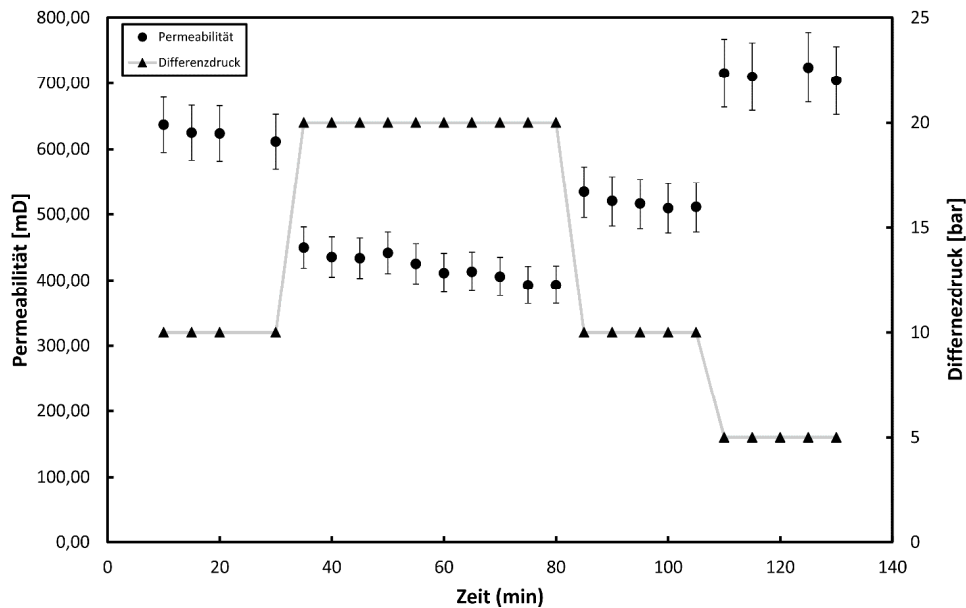


Abbildung 33: Zeitlicher Permeabilitätsverlauf der Probe NG2 bei unterschiedlichen Differenzdrücken.

K. C. KHILAR und H. S. FOGLER (1983) sowie J. OCHI und J.F. VERNOUX (1998) beobachteten, dass es zu einer Reduktion der Permeabilität bei Raumtemperatur kommt, wenn eine kritische Fließgeschwindigkeit erreicht wird. Liegt die Porengeschwindigkeit unter der kritischen Fließgeschwindigkeit, so kommt es zu keiner Tonmineralmobilisierung. Als Grund hierfür nannten J. OCHI und J.F. VERNOUX (1998) Feinpartikelmobilisierung innerhalb des Sandsteins durch hydrodynamische Kräfte.

Für die Probe NG2 lässt sich bei einer Durchströmung mit VE-Wasser und einer Temperatur von ca. 50 °C eine kritische Fließgeschwindigkeit zwischen $7,5 \cdot 10^{-4}$ und $5 \cdot 10^{-4}$ m/s definieren (siehe Abbildung 32 und 33).

5.4.3 Temperatur

Um den Einfluss der Temperatur auf die Permeabilität zu untersuchen, wurden an den Sandsteinproben 2 Berea und R20_x während der Durchflussversuche der Mantel- und der Differenzdruck mit 100 bar konstant gehalten und bei einer Durchströmung mit VE-Wasser nur die Temperatur verändert.

Abbildung 34 zeigt die Permeabilitäten für die Proben 2 Berea und R20_x für einen Temperaturbereich zwischen 20 und 58 °C. Die Porengeschwindigkeiten der beiden Proben bewegen sich während der Versuche zwischen $2 \cdot 10^{-4}$ und $2,5 \cdot 10^{-4}$ m/s und die errechneten Reynoldszahlen liegen zwischen 0,5 und 1,4. Damit herrscht während der Versuche ein laminares Fließen. Bei einer Erhöhung der Temperatur von 20 bis 58 °C kam es für beide Proben zu einer nahezu kontinuierlichen Abnahme der Permeabilität von 20 auf 8,8 mD. Dies entspricht einer Permeabilitätsabnahme von 56 %. E. ROSENBRAND et. al (2015) erklärt diesen Effekt durch eine erhöhte Tonmineralmobilisierung bei höheren Temperaturen nach der DLVO Theorie. Die DLVO (B.V. DERJAGUIN und L.D. LANDAU, 1941; E.J.W. VERWEY und J.T.G. OVERBEEK, 1948) Theorie beschreibt die An- bzw. Ablagerungen feiner Partikel innerhalb einer Suspension durch attraktive und repulsive

Kräfte zwischen den Partikeln und der Porenwand durch eine Veränderung der Größe der elektrischen Doppelschicht (K. C. KHILAR und H. S. FOGLER, 1984; KIA et al., 1987; J. OCHI und J.F. VERNOUX, 1998). Elektrophoretische Messungen an Kaolinit und Quarz durch zeigten, dass deren Zeta-Potential – als Mass für das Oberflächen-Ladungspotential - mit zunehmender Temperatur negativer wird (K. RODRIGUES und M. ARAUJO, 2006; J.M. SCHEMBRE und A.R. KOVSCEK, 2005). Das Zeta-Potential ist das Potential an der Grenzschicht zwischen den mobilen und immobilen Ionen in der elektrischen Doppelschicht.

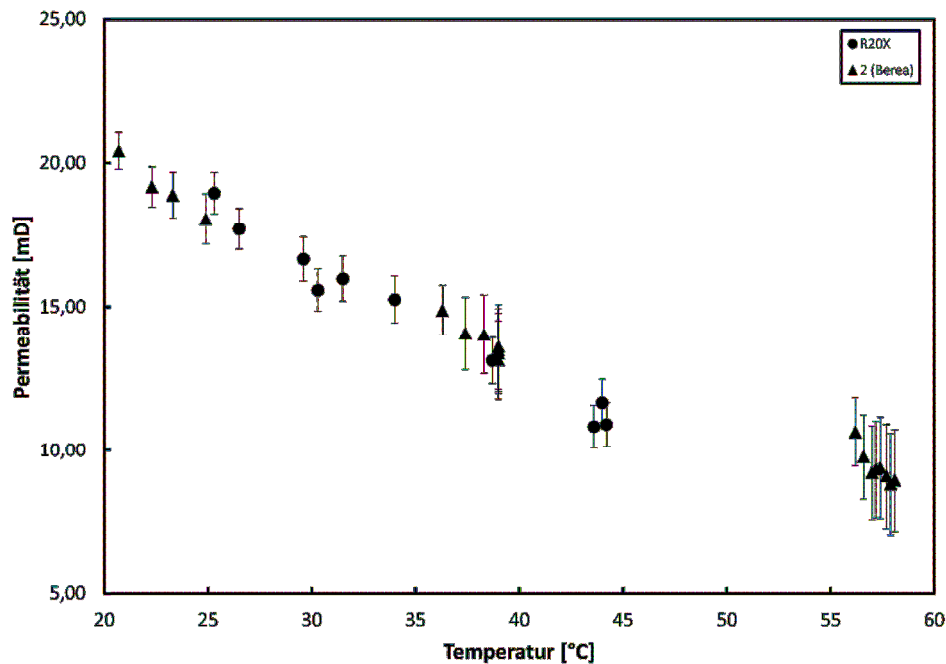


Abbildung 34: Permeabilität vs. Temperatur für die Proben 2 Berea und R20_x bei einer Durchströmung mit VE-Wasser bei konstantem Umschließungs- und Differenzdruck von 100 bar.

E. ROSENBRAND et. al (2015) zeigten, dass es durch die Erhöhung der Temperatur von 20 °C auf 80 °C zu einer Zunahme der Oberflächenladung von Kaolinit und Quarz kommt. Dies führt zu einer deutlichen Erhöhung der Energiebarriere zwischen den positiv geladenen Kaolinit und negativ geladenen Quarz Oberflächen, was ein Indiz dafür ist, dass sich durch den erhöhten Anteil der repulsiven Kräfte zwischen Kaolinit und Quarz, Kaolinit sich nicht an der Porenwand anlagert sondern in Suspension bleibt.

Betrachtet man jedoch den zeitlichen Permeabilitätsverlauf der Probe 2 Berea (Abbildung 35) so ist zu erkennen, dass bei einer kontinuierlichen Erhöhung der Temperatur von 13,5 auf 22,5 °C in den ersten 62 Minuten des Durchströmungsversuchs es zu einer Abnahme der Permeabilität von 21,4 mD auf 18 mD kam. In diesem Zeitraum korreliert die Permeabilität negativ zur Temperatur. Danach wurde die Temperatur auf ca. 38°C konstant gehalten bevor sie nach 45 min auf ca. 57 °C angehoben wurde. Dies dient zur zeitlichen Betrachtung der Permeabilitätsabnahme bei zwei unterschiedlichen Temperaturbereichen. Bei einer nahezu konstanten Temperatur von 38 °C kam es bei einer 30 minütigen Durchströmung zu einer Reduktion der Permeabilität um 11,2 %. Die Temperaturzunahme auf ca. 57 °C bewirkte in weiteren 30 Minuten zu einer Permeabilitätsabnahme von 8,3 %. Aufgrund der sich in der gleichen Größenordnung befindlichen Permeabilitätsabnahme bei

Temperaturen von ca. 38 °C und 57° C bei einer Durchströmung mit VE-Wasser für jeweils 30 Minuten, kann keine Auswirkung der Temperatur auf die Tonmineralmobilisierung erkannt werden.

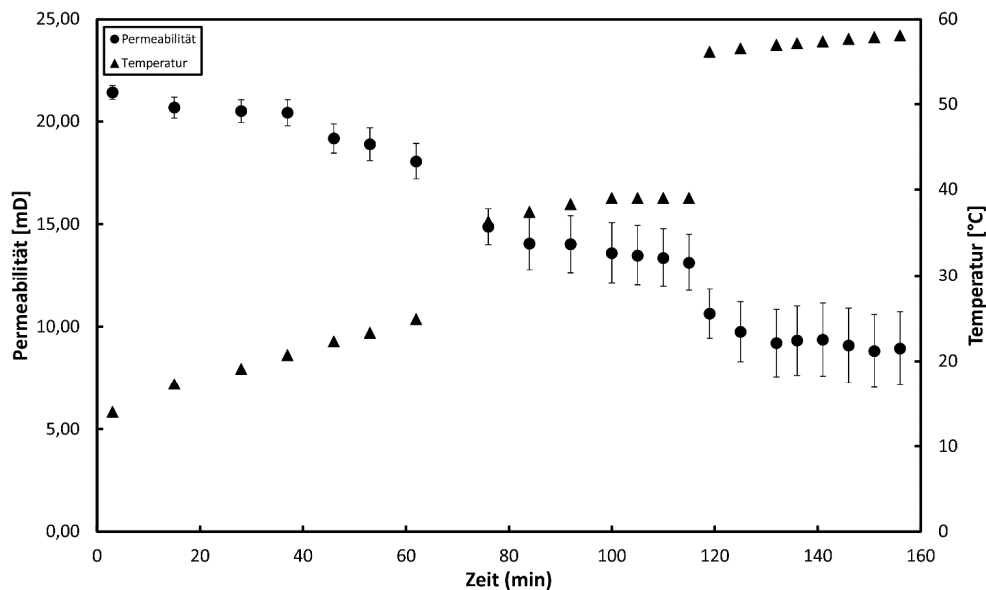


Abbildung 35: Zeitlicher Permeabilitätsverlauf der Probe 2 Berea für unterschiedliche Temperaturbereiche bei einem konstanten Differenz- und Umschließungsdruck von 100 bar bei einer Durchströmung mit VE Wasser.

E. ROSENBRAND et. al (2015) beschreiben aber auch, dass es bei einer Abkühlung des Fluids die Permeabilität wieder steigt und der Vorgang als reversibel bezeichnet werden kann.

Betrachtet man den zeitlichen Permeabilitätsverlauf der Probe R20_x in Abbildung 36 so erkennt man wieder die bereits beschriebene negative Korrelation zwischen Permeabilität und Temperatur. In den ersten 70 Minuten wurde die Fluidtemperatur wieder kontinuierlich von 25 °C auf 34 °C erhöht. In diesem Zeitraum kam es zu einer Permeabilitätsabnahme von 21 %. Danach wurde die Temperatur leicht auf 30 °C gesenkt, welches wieder einen Anstieg der Permeabilität im gleichen Ausmaß wie bei einer Erhöhung der Fluidtemperatur von 4 °C zur Folge hat. Dies deutet auf ein reversibles Verhalten des Effektes der Fluidtemperatur auf die Permeabilität hin. Diese Reversibilität konnten bereits E. ROSENBRAND et al. (2015) erkennen und erklären diese dadurch, dass sich die mobilisierten Partikel nicht in den Porenhälsen angelagert haben.

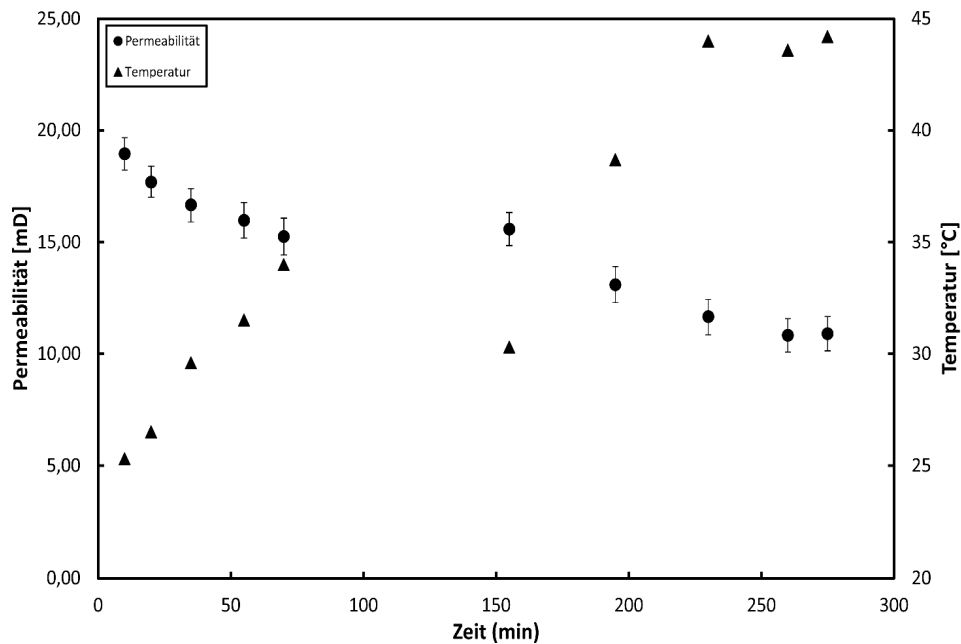


Abbildung 36: Zeitlicher Permeabilitätsverlauf der Probe R20_x bei einem konstanten Differenz- und Umschließungsdruck von 100 bar bei einer Durchströmung mit VE Wasser.

5.4.4 Umschließungsdruck

Es wurden mehrere Messungen durchgeführt, wobei die Parameter Temperatur und Differenzdruck konstant gehalten wurden und nur der Umschließungsdruck verändert wurde. Mögliche Auswirkungen auf die Permeabilität bzw. auf den Grad der Permeabilitätsabnahme mit der Zeit war nicht eindeutig beobachtbar bzw. lag unter der Messgenauigkeit der Anlage. Dies bedeutet, dass die Tiefe in welcher das abgekühlte Thermalwasser reinfiziert wird wahrscheinlich keinen wesentlichen Einfluss auf das Reinjektionsverhalten hat.

5.4.1 3-D Abbildung des Porenraums vor und nach den Durchflussexperimenten

Um mögliche Veränderungen im Porenraum der Sandsteine durch eine Fluidinjektion zu erkennen, wurden mittels Computertomographie 3-D Abbildungen des Porenraumes vor und nach den Durchflussexperimenten an unterschiedlichen Proben durchgeführt.

Durchgeführte Untersuchungen

- CT-Untersuchungen der Proben Berea 1, NG 2x und R5y vor und nach Durchflussmessungen (DFM) zur Darstellung der vollständigen Probenvolumina mit einer Auflösung von 28,08 μm .
- Porenanalyse und Vergleich der Porenräume vor und nach DFM zur Darstellung einer etwaigen Veränderung der Porenräume durch Umlagerung von Tonmineralien.
- CT-Untersuchung der Probe NC05/XCT vor und nach Durchflussmessung in einer Region of Interest (ROI) mit einer Auflösung von 8 μm .

- Hochauflösender CT-Untersuchung von präparierten Probenabschnitten der Proben NC05/XCT und Berea 2.

Tabelle 7: Übersichtstabelle über die durchgeführten Arbeiten.

Probe	Scan-Bereich	Auflösung
Berea 1 vor DFM	Probe gesamt	28,08 μm
NG2x vor DFM	Probe gesamt	28,08 μm
R5y vor DFM	Probe gesamt	28,08 μm
Berea 1 nach DFM	Probe gesamt	28,08 μm
NG2x nach DFM	Probe gesamt	28,08 μm
R5y nach DFM	Probe gesamt	28,08 μm
NC05/XCT vor DFM	ROI Mitte	8 μm
NC05/XCT nach DFM	ROI Mitte	8 μm
NC05/XCT nach DFM präpariert	ROI Mitte	0,75 μm

Prinzip der CT- Messungen

Die Technik der Computertomographie beruht auf der Verwendung von Röntgenstrahlung. Die Probe wird zwischen Röntgenröhre und Flächendetektor montiert. Je höher die Auflösung, umso näher muss die Probe an der Röntgenröhre positioniert werden. Die Positionierung muss so erfolgen, dass der gesamte Prüfbereich am Detektor abgebildet wird. Die Probe wird von der Röntgenstrahlung durchstrahlt, die Röntgenstrahlung wird beim Durchgang durch die Probe geschwächt. Die Schwächung ist umso stärker, je dichter ein Material ist oder je dicker die Materialstärke ist. Die Abbildung am Detektor zeigt die Projektion der Probe auf den Detektor. Hierbei werden innere Strukturen überlagert dargestellt. Für einen CT-Scan wird die Probe um 360° gedreht. Währenddessen werden einige hundert bis tausend Röntgenbilder aufgenommen. Diese werden nach dem Scan durch eine geeignete Rekonstruktionssoftware zu einem 3D-Datensatz rekonstruiert.

Der CT-Datensatz besteht aus Volumenelementen, so genannten Voxeln. Die Kantenlänge eines Voxels wird durch die Einstellung vor dem Scan bestimmt. Jedem Voxel im Datensatz ist je nach Dichte des Materials an dieser Position ein Grauwert zugeordnet. Je dichter das Material, umso heller der Grauwert.

Die vorliegenden Daten sind mit 16 bit quantifiziert, das heißt die Grauwerte liegen in einem Bereich von 0 (schwarz, sehr geringe Dichte, unbeeinflusste Luft) bis 65535 (weiß, sehr hohe Dichte). Materialübergänge stellen sich in CT-Daten nicht als scharfe Kanten dar, sondern als Grauwertübergänge. Diese sind unter anderem abhängig vom Dichteunterschied zwischen zwei Materialien oder einem bestimmten Material und Luft.

Für jede Porendetektion muss die Grenze Material/Luft festgelegt werden. Dies erfolgt entweder über Schwellwertsetzung, Gradienten-Bildung, oder Ähnliches.

Da die Poren in den Proben klein sind im Verhältnis zur Voxelgröße, wird die Porendetektion im Programm Avizo mit einem speziellen Algorithmus durchgeführt, der keine einfache Schwellwertsetzung verwendet. Zunächst wird eine „closing“-Operation definiert, die zur Auffindung kleiner Defekte dient. Das „closing“ ist eine morphologische Operation am

Datensatz und setzt sich zusammen aus Dilatation und anschließender Erosion. Hierbei werden dunkle Bereiche in den Grauwertdaten entweder entfernt oder wie in diesem Fall gezielt in ihrer Position detektiert.

Die Quantifizierung erfolgt durch die Angabe des Überganges Material/Pore durch die Auswertung des Grauwertprofiles des Datensatzes. Hier wird angegeben, wie tief die Täler im Grauwertprofil sein dürfen, um noch als Pore und nicht als Material definiert zu werden. Wird dieser Schwellwert zu niedrig gewählt, wird Bildrauschen fälschlicherweise als Pore detektiert. Wird der Schwellwert zu hoch gewählt, werden kleine Poren, die durch die Streustrahlung, bzw. den Grauwertübergang nicht so dunkel dargestellt werden wie große, nicht als solche erfasst.

Qualitativer Vergleich der Probe Berea 1

Nachfolgend wird eine der drei Proben, an denen der gesamte Sandsteinplug (28,08 μm) gescannt worden ist, näher beschrieben.

Probe Berea 1 zeigt eine Schichtung entlang der Zentralachse der Probe (Abbildung 38). Die einzelnen Körner in der Probe sind sehr fein, ebenso die Poren. Außerdem befinden sich in der Probe einige kompakte Partikel höherer Dichte, die in den Daten sehr hell dargestellt sind (Abbildung 37 a und d). Einige Hohlräume sind mit Material verfüllt, die aufgrund der etwas höheren Dichte etwas heller sind, als die Körner, die den Hauptbestandteil der Probe ausmachen (Abbildung 37 a – f). Einzelne Partikel in den Verfüllungen können in den CT Daten nicht getrennt werden. Insgesamt besteht die Probe aus inhomogenem Material mit Körnern stark variierender Größe und variierender Dichte.

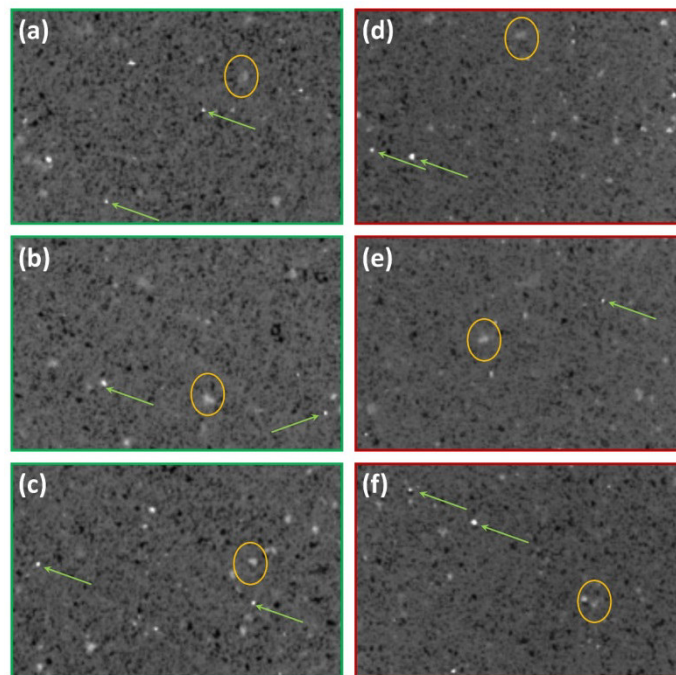


Abbildung 37: Schichtbilder der Probe Berea 1. (a) – (c): Schichten vor DFM oben (a), mitte (b) und unten (c) in der Probe. (d) – (f): Schichten nach DFM oben (d), mitte (e) und unten (f) in der Probe. Kompakte Partikel sind grün markiert, Verfüllungen von Poren in orange.

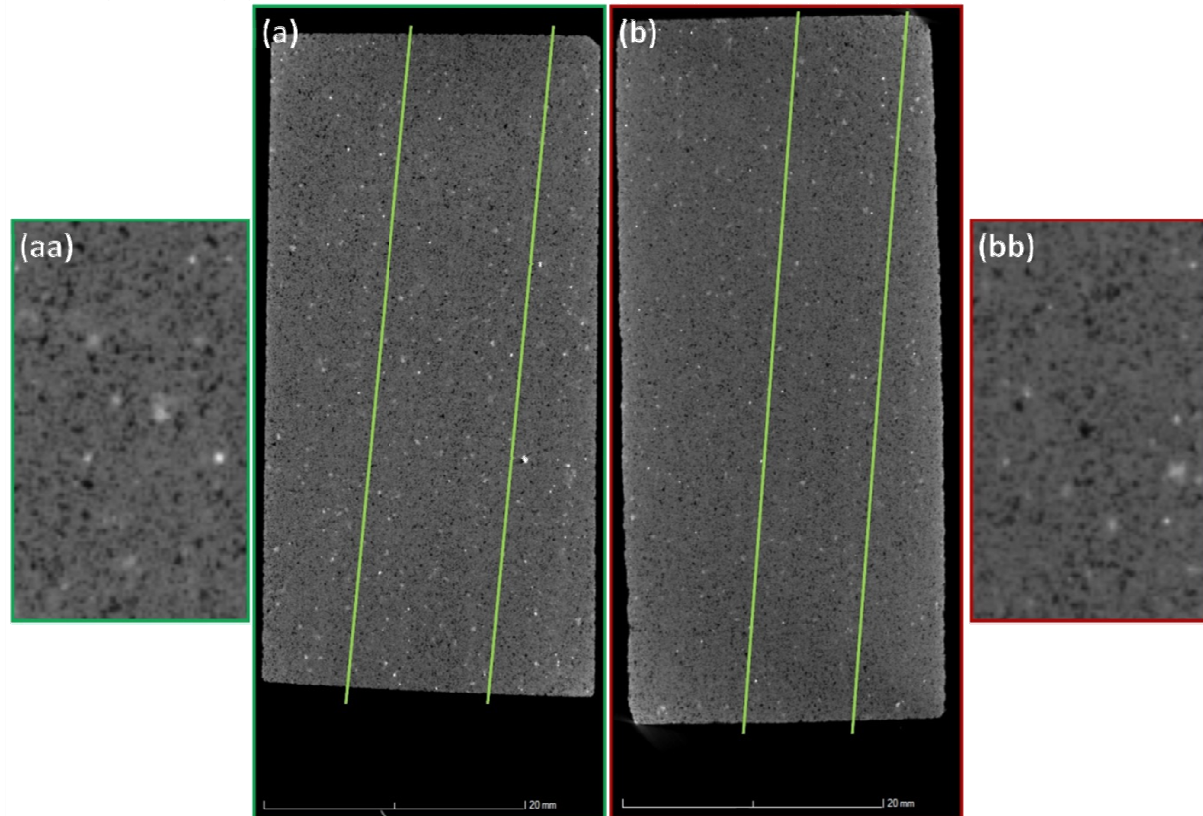


Abbildung 38: Seitenansichten von Berea 1. (a) vor DFM, (b) nach DFM. Schichtung vor und nach DFM klar erkennbar. Durchmesser der Probe nach DFM von 25,8 mm auf 23 mm reduziert. (aa) Zoom aus der Schicht vor DFM, (bb) Zoom aus der Schicht nach DFM. Eine leichte Verkleinerung des Porenraumes kann erahnt werden.

Quantitative Porenanalyse

Die Poren sind im Vergleich zur Voxelgröße klein. Dies bewirkt geringe Grauwertgradienten vom Material zu diesen Poren. Dadurch können diese nicht detektiert werden, ohne die anderen Poren aufgrund der Grauwerte überzudetektieren und auch einen signifikanten Anteil an Bildrauschen fälschlicherweise als Poren mit zu detektieren.

Aus Abbildung 39 ist qualitativ deutlich ersichtlich, dass ein erheblicher Anteil der Poren nicht detektiert werden kann.

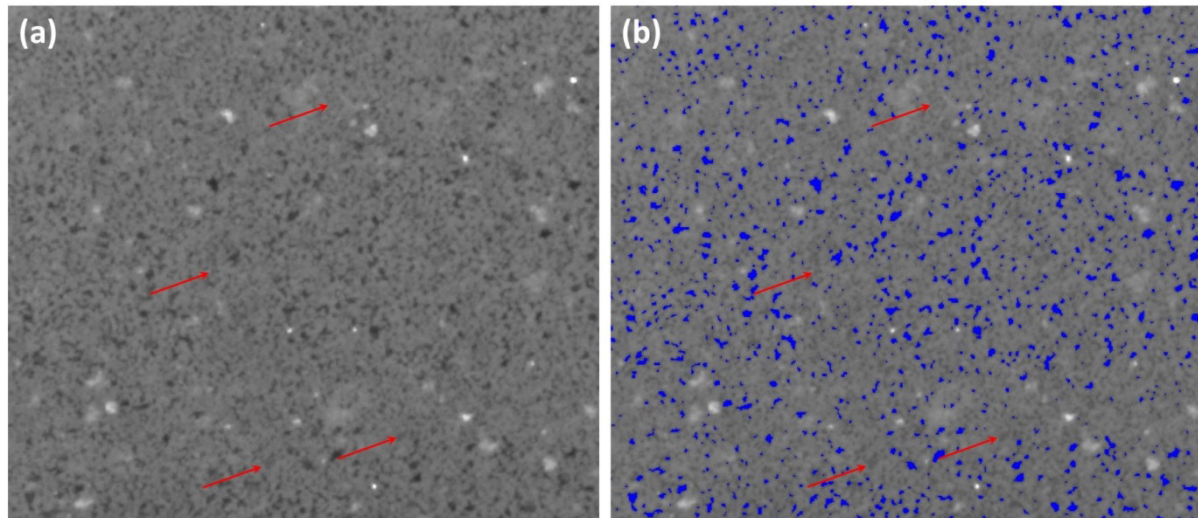


Abbildung 39: Vergrößerter Ausschnitt einer Schicht in der Probe Berea 1. (a) Die kleinen Poren werden deutlich heller dargestellt, als die größeren Poren im unteren Bildbereich. (b) Überlagerung der detektierten Poren in blau. Es ist deutlich ersichtlich, dass ein erheblicher Anteil der Poren nicht detektiert wurde.

Aus diesem Grund liefert die Porendetektion für alle Proben deutlich zu niedrige Porositätswerte im Vergleich zu den oben beschriebenen Porositäten. Für Probe Berea 1 liegt die anhand der CT-Daten bestimmte Porosität nach der Durchflussmessung (DFM) sogar über dem Wert vor der DFM.

Eine Veränderung der Porosität und damit eine eventuelle Umlagerung von Tonmineralien vor und nach der Durchflussmessung kann auch quantitativ nicht nachgewiesen werden.

Porendetektion in drei ROI (Regions Of Interest) von Berea 1

Gemäß Gesteinsbeschreibung beträgt die Porosität dieser Probe ca. 20 %. Die stark unterschätzte Porosität in den CT-Daten ist ein systematischer Fehler, der aufgrund seiner Natur über das gesamte Probenvolumen konstant ist. Das bedeutet, dass selbst wenn die Absolutwerte der Porosität zu gering sind, eine eventuelle Zu- oder Abnahme der Porosität von der Injektionsseite nach unten hin dargestellt werden kann.

Die Abschätzung einer Veränderung der Porosität erfolgte über eine separate Porendetektion in drei gleich großen ROI, je 114 x 478 x 95 oben (nahe der Injektionsseite), mittig und unten:

- Porosität **oben**: 6,64 %
- Porosität **mitte**: 5,29 %
- Porosität **unten**: 4,56 %

Die Abschätzung deutet eine leichte Verringerung der Porosität von der Injektionsseite nach unten an.

Qualitative und quantitative Porenanalyse – Zusammenfassung

Aufgrund der qualitativen Analyse der CT Daten der Gesamtvolumina kann für keine der drei Proben eine Veränderung der Porenräume vor und nach Durchflussmessung gezeigt werden. Die quantitative Analyse der CT-Daten liefert keine zuverlässigen Ergebnisse, die Porositäten aller Proben werden stark unterschätzt. Eine Veränderung der Porositäten nach der Durchflussmessung kann nicht belegt werden. Insgesamt sind die detektierten Porositäten aufgrund der kleinen Auflösung im Vergleich zu den Porengrößen zu gering. Nach Analyse der CT-Daten der vollständig abgebildeten Proben bei einer Voxelgröße von 28,08 μm kann keine Aussage über eine eventuelle Umlagerung von Tonmineralen während der Durchflussmessung getroffen werden.

Qualitative Analyse der Probe NC05/XCT (Voxelgröße 8 μm) vor und nach DFM

Da erkannt wurde, dass die Auflösung von 28,08 μm nicht zielführend ist, wurde eine weitere Berea Probe (NC05/XCT) höher aufgelöst untersucht. Diese Probe wurde in einer Region of Interest (ROI) mit einer Auflösung von 8 μm vor und nach der DFM gescannt.

Außerdem wurde eine kleine Probe aus dem gesamten Plug herausgebrochen und mit 0,75 μm gescannt, um die Zusammensetzung der Probe, insbesondere im Hinblick auf die Detektion von Tonmineralen, genauer zu dokumentieren.

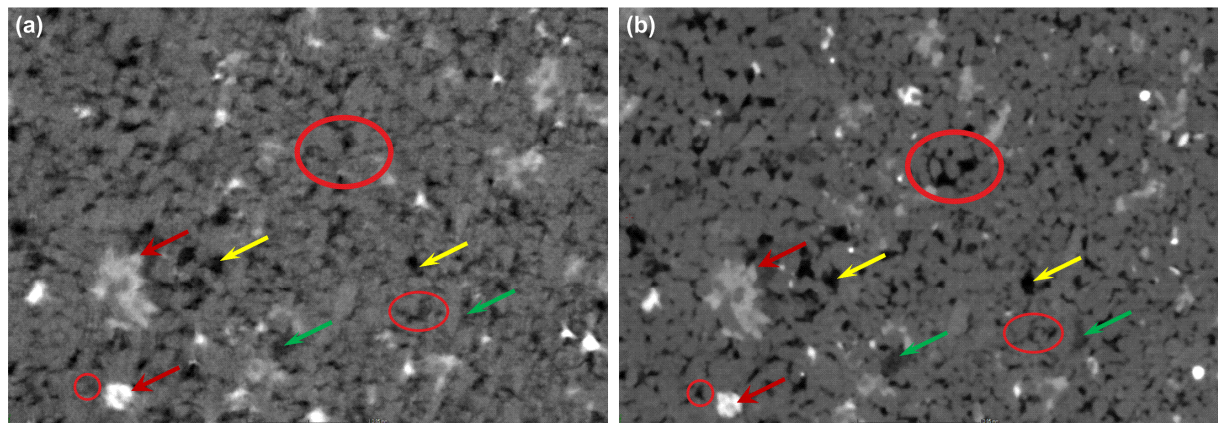


Abbildung 40: (a) Bildausschnitt aus CT Schichtbild der Probe vor DFM, (b) Bildausschnitt aus CT Schichtbild der Probe nach DFM. Die Auflösung beträgt jeweils 8 μm . Der CT-Scan der Probe vor DFM ist stärker von Bildrauschen gestört. Die rote Markierung zeigt in beiden Bildern zwei identische markante Strukturen. Sowohl in Abbildung (a) als auch in Abbildung (b) sind Poren (gelb markiert) und mit weniger dichtem Material als die Matrix verfüllte Poren zu erkennen (grün markiert). Größere Veränderungen in der Porenstruktur vor und nach DFM konnten ebenfalls erkannt werden (rote Kreise).

Bei genauerer Betrachtung der Bilder vor und nach den Durchflussexperimenten (Abb.: 40) können Unterschiede in der Porenstruktur erkannt werden (siehe Abbildung 40, rote Kreise). Anhand der Grauwertstufen lassen sich offene Poren von verfüllten Poren unterscheiden. In keinem der beiden Bildausschnitte werden jedoch die Körner im Gefüge vollständig getrennt abgebildet. Aus diesem Grund kann keine Aussage über die eventuelle Umlagerung von Tonmineralen in den Porenhälsen zwischen den Körnern getroffen werden. Dennoch lassen sich Unterschiede im Grad der Verfüllung der Poren sowie Größe der Poren vor und nach dem DFM erkennen (siehe Abbildung 40).

Darstellung des Porenraums der Probe NC05/XCT (Voxelgröße 0,75 μm) nach DFM

Ein kleiner Abschnitt der Probe 1, die zuvor mit einer Auflösung von 8 μm jeweils vor und nach der Durchflussmessung mittels CT untersucht wurde, wurde mit einer Voxelgröße von 0,75 μm gescannt, um einen Eindruck über die tatsächliche Porenstruktur zu bekommen. Anhand der Detailsansichten wurde ein 3-D Modell an drei einzelnen Poren und einem kleinen Porenraumausschnitt konstruiert (Abbildung 41). Die Porenraumrekonstruktion zeigt einzelnen Poren die über schichtförmige Kanäle miteinander in Verbindung stehen. Die Poren in Abbildung 41 a und b zeigen den Porenkörper in einer Größe von ca. 10 bis 30 μm und drei vom Porenkörper wegführende, in ca. 120° Winkel angeordnete, Porenkanäle. Die Porenkanäle sind deutlich schmaler als die Porenkörper und liegen in einer Größenordnung von 2 – 5 μm . Hierbei ist die gute Vernetzung der Poren, die für die Fließwege des Wassers maßgeblich ist, anzumerken. Demgegenüber zeigt Abbildung 41 c zwei nicht bzw. nur gering miteinander verbundene Poren (rote Kreise). Es konnte auch ein kleiner Ausschnitt Porenraums konstruiert werden (Abbildung 41, d). Auch hier ist die sehr gute Vernetzung durch die Porenkanäle anzumerken.

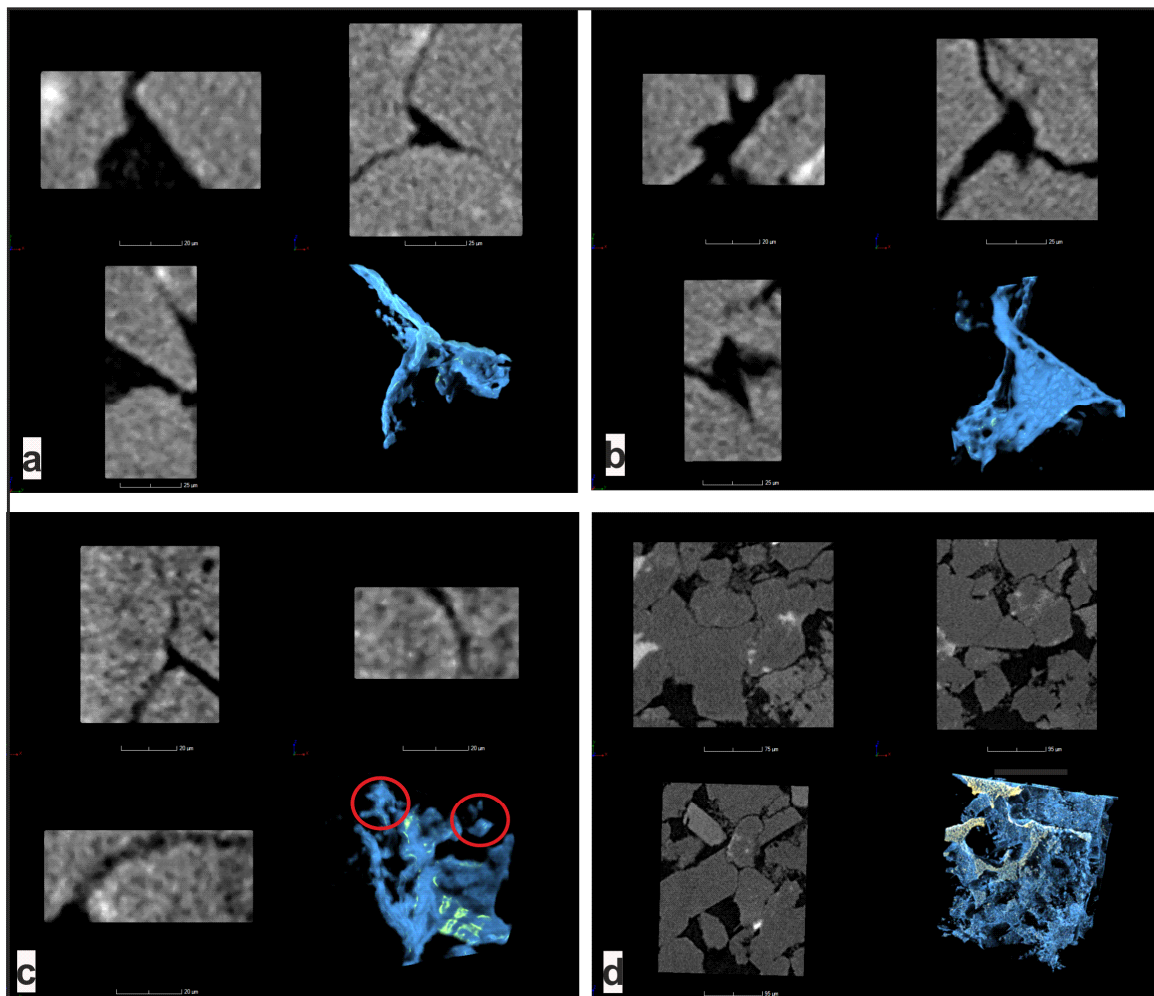


Abbildung 41: 3-Seiten Ansicht und 3D-Ansicht zur Darstellung dreier Einzelporen sowie einer kleinen Region im Porenraum. a und b: Zwei Einzelporen mit drei vom Porenkörper wegführende Porenkanäle. c: Pore mit 2 kleinen Bereichen schlechter Vernetzung (rote Kreise). d: 3-D Konstrukt eines kleinen Ausschnitts im Porenraum mit sehr guter Vernetzung der Poren.

e!Mission.at - 1. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische
Forschungsförderungsgesellschaft FFG

Für die weitere Betrachtung der Porenkanäle wurden Schichtbilder vermessen, um Informationen über die Größe der tatsächlichen Fließwege innerhalb des Sandsteins zu gewinnen (Abbildung 42).

Da erwartet wird, dass die Tonminerale sich in schmalen Porenkanälen anlagern, wurden für eine Abschätzung der nötigen Auflösung zur Darstellung von eventuellen Umlagerungen von Tonmineralien diesem Datensatz 20 schmale Porenkanäle vermessen.

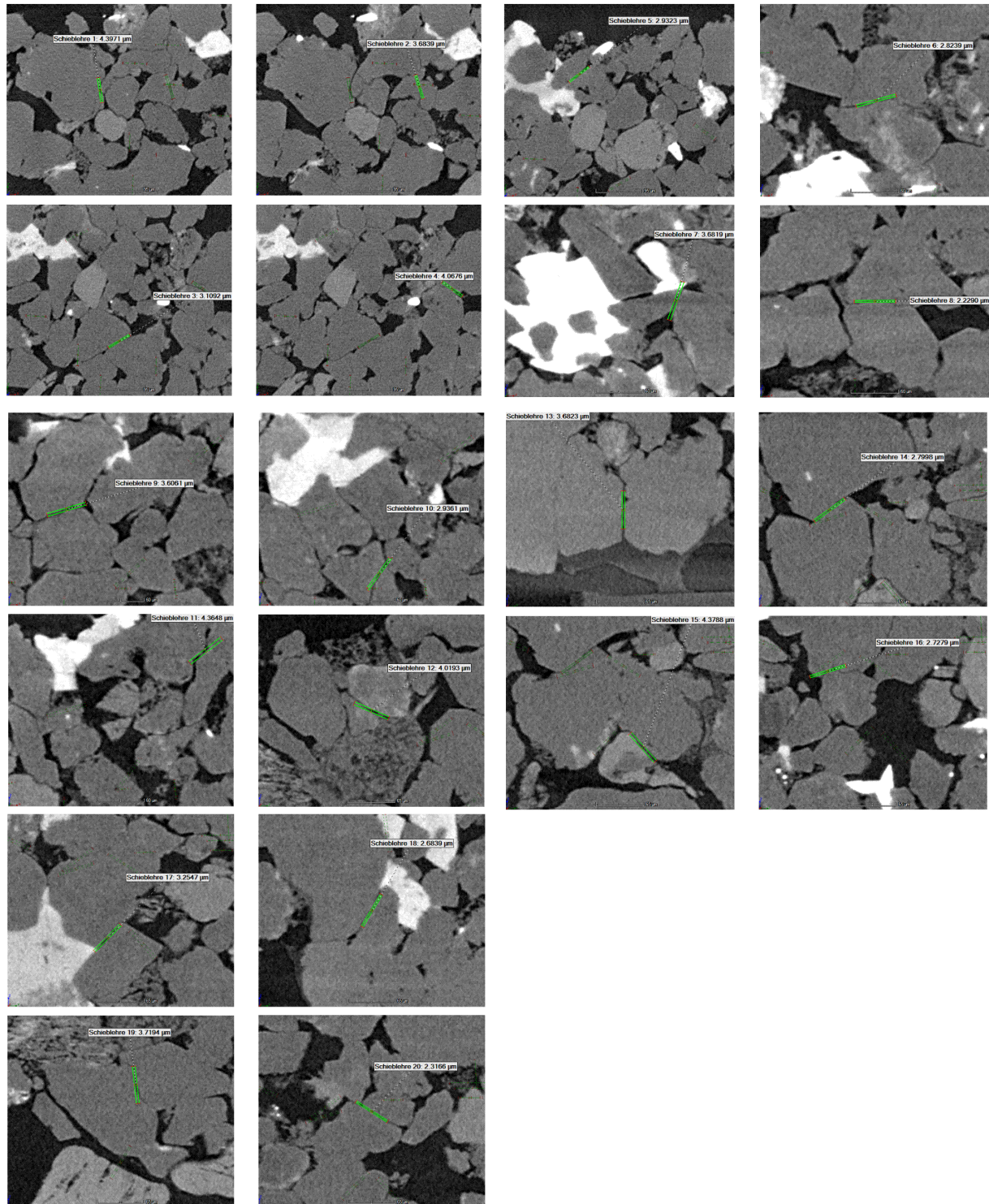


Abbildung 42: Schichtbilder mit exemplarischer Vermessung von schmalen Porenhälsen.

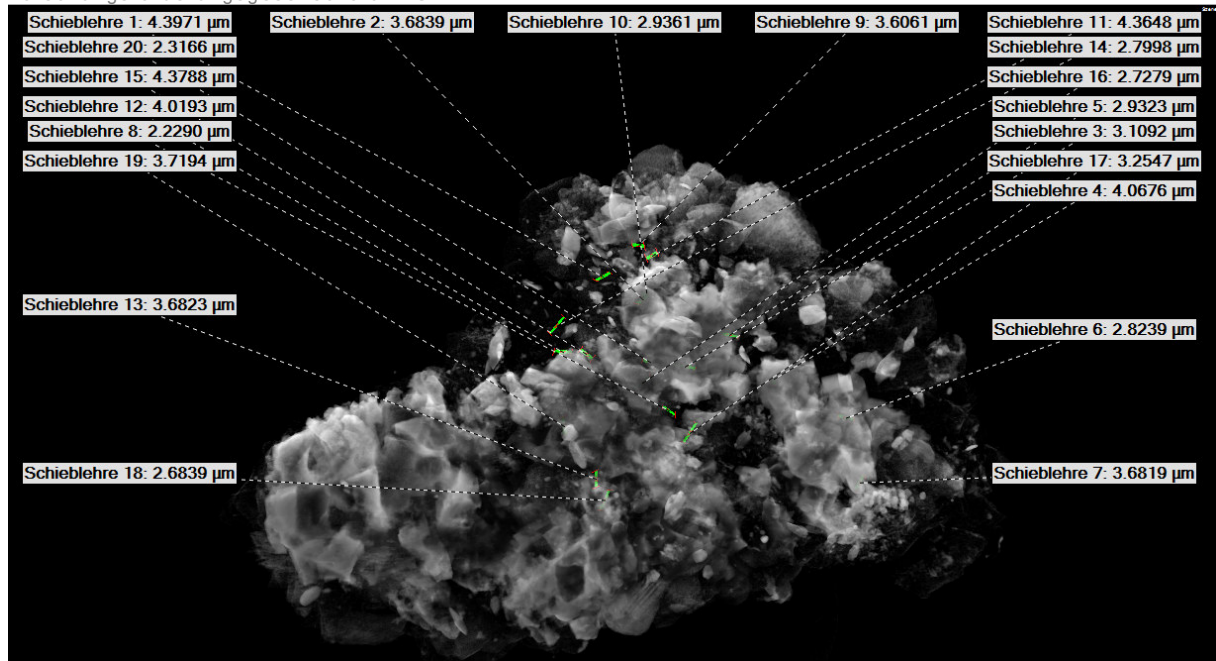


Abbildung 43: 3D-Ansicht zur Darstellung aller Vermessungen.

Der Befund der qualitativen Beurteilung der CT-Daten mit einer Voxelgröße von 8 µm, dass mit dieser Auflösung keine Umlagerungen in feine Kornzwischenräume dargestellt werden können, wurde durch eine exemplarische Vermessung der präparierten Probe mit einer Auflösung von 0,75 µm bestätigt. Die Messwerte der Porenhalsdurchmesser bei letzterer Auflösung liegen zwischen etwa 2,2 µm und 4,4 µm, der Mittelwert beträgt $3,37 \mu\text{m} \pm 0,7 \mu\text{m}$. Diese Größenordnung liegt im Bereich der sich im Sandstein befindlichen Tonminerale (siehe Abbildung 15, F). Dennoch scheint eine Auflösung im Bereich von 8 µm durchaus sinnvoll zu sein, da anhand der Graustufen verfüllte und freie Poren zu unterscheiden und größere Veränderungen der Porenstruktur pauschal erkennbar sind.

5.5 Experimentelle Simulation von Feinstoffmobilisation auf den Reinjektionsprozess

Aufgrund der oben getätigten Auswertung realer Reinjektionsversuche im Zuge des Projekts Fürstenfeld wurde nachgewiesen, dass die Permeabilität im bohrlochnahen Bereich um ca. eine Zehnerpotenz herabgesetzt war. Daher wurde ein konzeptionelles Modell erstellt, um die Reinjektion in den Grundwasserleiter im Labor abzubilden. Die Annahme lautete: Bei den realen Reinjektionstests waren Feinpartikel aufgrund von Korrosion der Casing und / oder einer nicht fachgerechten Komplettierung aus der Formation im Fluid suspendiert. Beim Auftreffen dieser Partikel auf der Bohrlochwand konnten sie dort akkumuliert werden und die Porenkanäle verlegen. Dies führte zu der beobachteten Herabsetzung der Permeabilität im bohrlochnahen Bereich.

Dies wurde wie folgt durch ein konzeptionelles Modell im Labor simuliert: Um den Einfluss von externen Feinpartikeln auf die Permeabilität von Sandsteinen feststellen zu können, wurden in die Versuchsanordnung korrosive Bestandteile eingebaut. Dies soll den Eintrag von Feinpartikeln durch Korrosion, z. B. in der Rohrtour der Reinjektionsbohrung, simulieren, da aufgrund der Reinjektionsversuche in Fürstenfeld vermutet wird, dass die so entstandenen externen Feinpartikel, vor allem im sondennahen Bereich, zu einer Verlegung der Porenkanäle führen. Weiters sind die Feinpartikel, die durch Korrosion der Rohrtour oder durch Abrasion der Formation (bei nicht oder nicht fachgerecht durchgeführter Komplettierung) in der Reinjektionsbohrung entstehen können, potenziell nachteilig für das Gelingen der Reinjektion.

Die Zugabe der Feinpartikel erfolgt durch die kontinuierliche Korrosion in der metallenen Heizspule (siehe Abbildung 44). Bevor die Feinpartikel den Plug durchströmen, werden sie über mehrere Feinfilter filtriert. Ziel dieses Versuchs ist es, den Einfluss von Feinpartikeln, die durch Korrosion der Rohrtouren oder auch durch Abrasion der Formation entstehen können, auf die Permeabilität von Sandsteinen zu untersuchen.

Abbildung 45 zeigt den zeitlichen Permeabilitätsverlauf der Probe OC5/3 bei einer Durchströmung mit Feinpartikel im Fluid bei einem eingestellten Manteldruck von 100 bar, einem Differenzdruck von durchschnittlich 75 bar und einer daraus resultierenden durchschnittlichen Filtergeschwindigkeit von $1,8 \cdot 10^{-3}$ m/s. Die Temperatur wurde mit ca. 40 °C während des gesamten Versuchs nahezu konstant gehalten.



Abbildung 44: Heizspule aus korrodierbarem Material, in der die Partikelfreisetzung stattfindet.

Betrachtet man nun den normierten Permeabilitätsverlauf der Probe OC5/3, so kam es zu einer Permeabilitätsabnahme von knapp 85 % in nur 107 Minuten, wobei die Permeabilität in den ersten 46 Minuten deutlich schneller abnahm.

Verifikation des Modells: Abbildung 46 zeigt den Plug nach dem Durchflussexperiment. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich die Feinpartikel hauptsächlich an der Stirnseite des Plugs abgelagert haben.

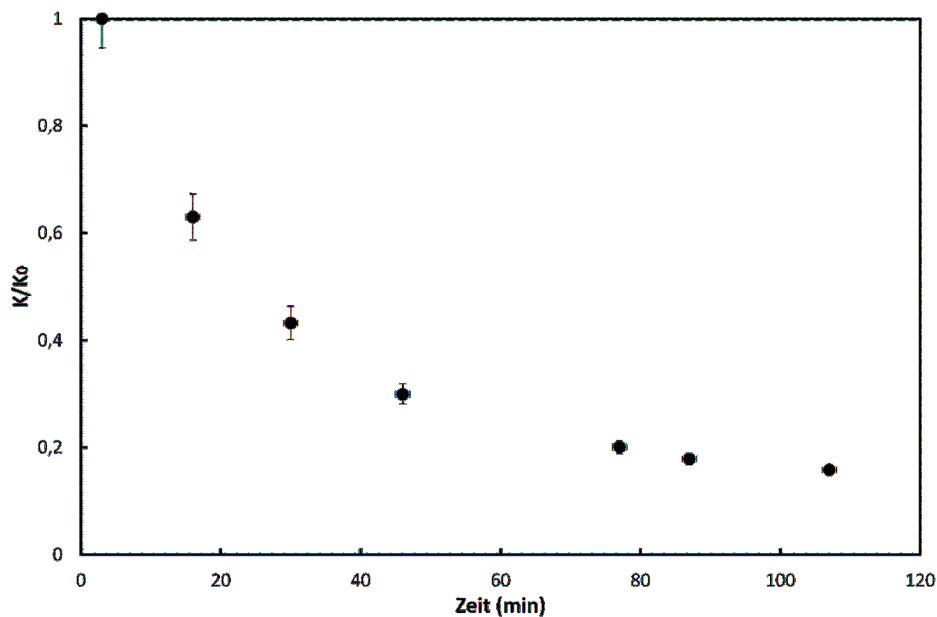


Abbildung 45: Zeitlicher Permeabilitätsverlauf der Probe OC5/3 bei einer Durchströmung mit VE-Wasser mit kontinuierlicher Zugabe von Feinpartikeln.



Abbildung 46: Durchflossener Sandsteinplug (Probe OC5/3) mit abgelagerten Feinpartikeln auf der Stirnseite.

Um nachzuweisen, dass die Feinpartikel wirklich aus der Heizspule und stammen und nicht anderer Herkunft sind, wurden einerseits rasterelektronenmikroskopische Aufnahmen von der Innenseite der Heizspule gemacht und andererseits ausgewaschene Partikel aus der Spule mit den Ablagerungen an der Stirnseite des Plugs verglichen. Abbildung 47 zeigt zwei rasterelektronenmikroskopische Aufnahmen von zwei unterschiedlichen Bereichen von der Innenseite der Heizspule. Es ist deutlich zu erkennen, dass es zum Ablösen von Partikeln von der Heizspulenwand kommt. Die Größe der abgelösten Partikel liegt zwischen 80 µm und < 1 µm.

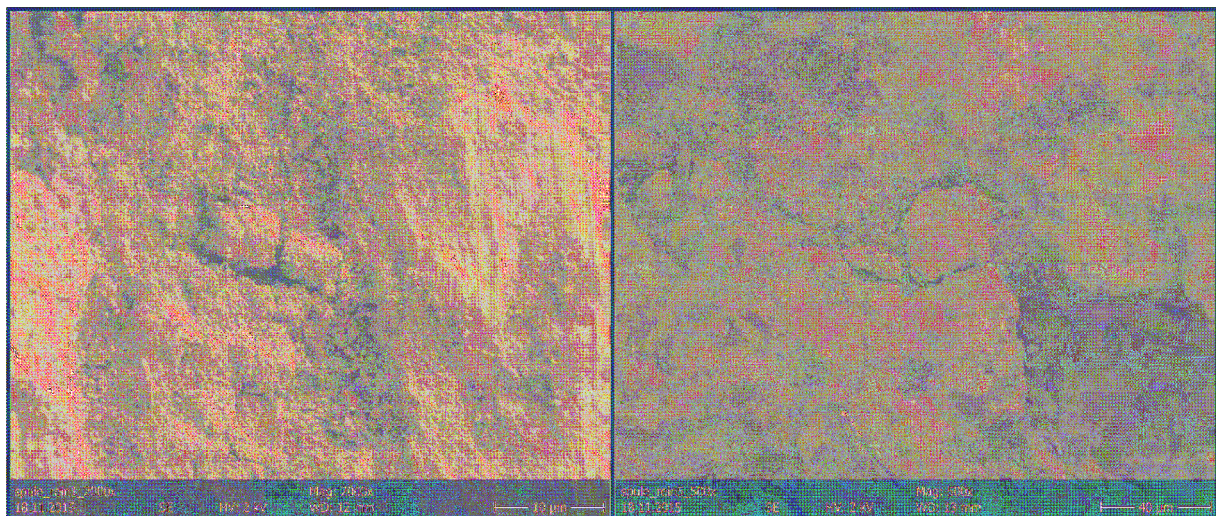


Abbildung 47: SE-Aufnahmen von der Innenseite der Heizspule von unterschiedlichen Bereichen mit deutlich erkennbaren Korrosionsspuren.

Zusätzlich zu den REM-Aufnahmen wurden die aus der Spule nach dem Experiment gewonnenen Partikel und die Partikel, die sich an der Stirnseite des Plugs nach dem Durchflussexperiment ablagerten, auf ihre chemische Zusammensetzung untersucht und verglichen. Die röntgendiffraktometrischen Untersuchungen ergaben, dass sie eine ähnliche Zusammensetzung besitzen. Es handelt sich bei beiden im Wesentlichen um Eisenoxide und Eisenhydroxide, genauer um Magnetit (Fe_3O_4) und Lepidokrokit ($\gamma\text{-Fe}^{3+}\text{O}(\text{OH})$).

Vergleicht man die beiden Experimente (einmal mit Feststoffen und einmal ohne Feststoffe im Thermalwasser), so zeigt sich, dass es bei einer Durchströmung mit Feststoffen zu einer deutlich höheren Abnahme der Permeabilität schon nach kurzer Zeit kommt. Abbildung 48 zeigt den Vergleich dieser beiden Experimente für Probe OC5/3 (mit Feststoffen) und Probe 2 Berea (ohne Feststoffe) bei einer Durchströmung mit VE-Wasser für 46 Minuten. Während dieser Dauer kam es bei einer Durchströmung inkl. Eisenoxid(-hydroxid) Partikel zu einer Permeabilitätsabnahme von knapp 70 % und bei einer Durchströmung ohne Eisenoxid(-hydroxid) Partikel von ca. 10 %.

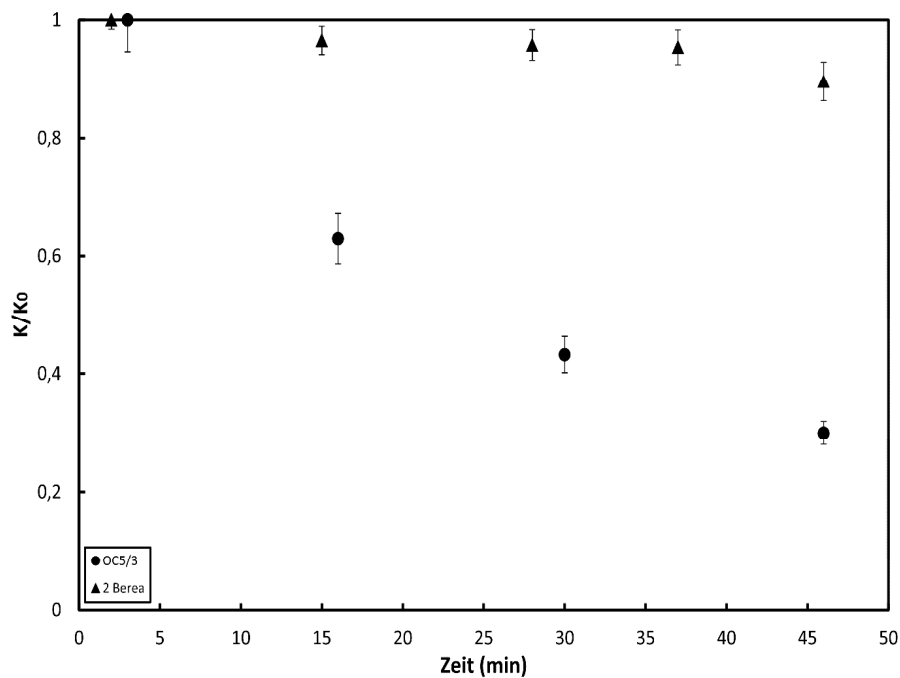


Abbildung 48: Vergleich zwischen feststofffreier Durchströmung und einer Durchströmung mit suspendierten Feinpartikeln.

Dies bedeutet dass, der Eintrag von Feinpartikeln einen deutlich größeren Einfluss auf die Permeabilität des Sandsteins als die Tonmineralmobilisierung hat. Auch die Effekte wie den Einfluss der Temperatur oder der Fließgeschwindigkeit auf die Permeabilität die in Kapitel 5.4. beschrieben wurden, werden bei einer Durchströmung mit Eisenoxid(hydroxid) Partikel überdeckt.

Durch den Nachweis der Akkumulation suspendierter Partikel an der Wand des Plugs und der gemessenen Herabsetzung der Permeabilität gelang eine Verifikation des konzeptionellen Modells.

Um nun herauszufinden ob die Eisenoxid(hydroxid) Partikel sich nur an der Stirnseite des Sandsteinplugs anlagerten oder in die Porenstruktur des Plug gelangten wurde ein kleiner Bereich in der Nähe der Stirnseite des Plugs heraus präpariert und mittels Computertomographie hochauflösend gescannt.

Abbildung 49 zeigt ein 2-D Schichtbild dieser 3-D Aufnahme. Es konnten keine Eisenoxid(hydroxid) Partikel innerhalb der Porenstruktur nachgewiesen werden (sie wären anhand der höheren Dichte deutlich als helle Phasen erkennbar). Dies bedeutet, dass sich die Partikel nur an der Stirnseite des Plugs angelagert haben und nicht in die Porenstruktur des Sandsteins gelangten. Tritt dieses Problem in der Praxis auf, so könnte möglicherweise die Permeabilität durch ein Rückwaschen (durch einen Wechsel von Reinjektion auf Produktion in der Reinjektionssonde) teilweise regeneriert werden.

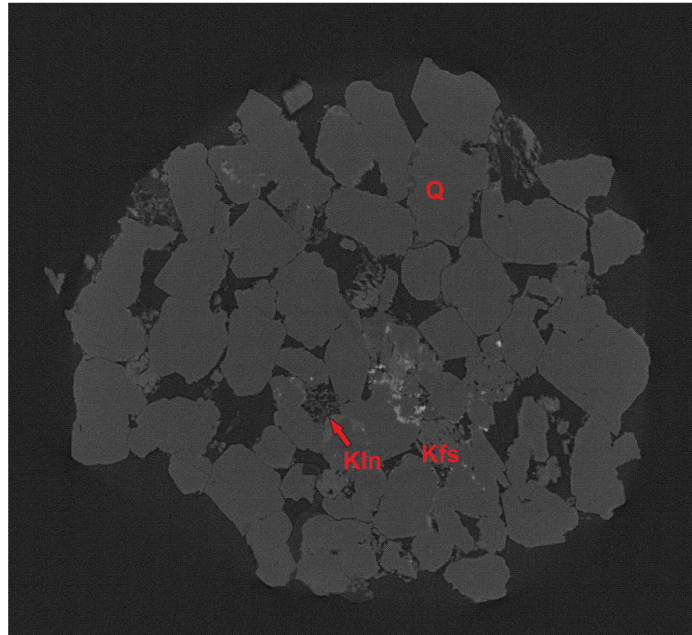


Abbildung 49: 2-D Schichtbild einer 3-D Aufnahme im Bereich der Stirnseite des durchflossenen Plugs. Es konnten 3 Phasen identifiziert werden: Q = Quarz, Kfs = Kalifeldspat und Kln = Kaolinit. Auffällig ist der frei in der Pore verteilte Kaolinit.

5.6 Hydrogeochemische Modellierung

Ziel der hydrogeochemischen Modellierung war es, Mineralphasengleichgewichte im gesamten Kreislauf der beiden hydrothermalen Dubletten in Fürstenfeld und Neustadt-Glewe zu berechnen. Hierbei durchläuft das Thermalwasser Bereiche unterschiedlicher Druck und Temperaturbedingungen. Weiters kommt es Obertage oft zu einer kontrollierten Entgasung von CO_2 . Dies führt zu einer Verschiebung der Löslichkeitsgleichgewichte im Thermalwasser, was wiederum in bestimmten Fällen zu Mineralausfällungen führen kann.

Um das Modell aufzusetzen, wurden die Berechnungen aus Kapitel 5.3. erweitert und an die technischen Rahmenbedingungen der beiden Dubletten angepasst. Die Modellierung wurde mit dem Programm PHREEQCI und selbiger Datenbank durchgeführt.

Grundlage der Modellierung bilden die Thermalwasseranalysen der beiden Standorte aus Tabelle 5.

5.6.1 Fürstenfeld

Das Thermalwasser aus der Dublette in Fürstenfeld wurde als Natrium-Chlorid Wasser, mit einer Summe an gelösten festen Stoffen von ca. 46 g/l, charakterisiert. In Tabelle 8 sind die technischen Randbedingungen, die in die Modellierung miteinfließen, aufgelistet. Abbildung 50 zeigt schematisch den Thermalwasserkreislauf in der hydrothermalen Dublette Fürstenfeld.

Tabelle 8: Randbedingungen für die unterschiedlichen Anlagenbereiche des Thermalwasserkreislaufs in Fürstenfeld.

Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3	Schritt 4	Schritt 5
Thermalwasser unter Reservoirbedingungen	Thermalwasser Nach Förderung	Entgasung von CO ₂	Abkühlung über Wärmetauscher	Thermalwasser nach Reinjektion
T = 84 °C	T = 80 °C	T = 80 °C	T = 50 °C	T = 59 °C
P = 235,5 bar	P = 3 bar	P = 3 bar	P = 3 bar	P = 237,1 bar

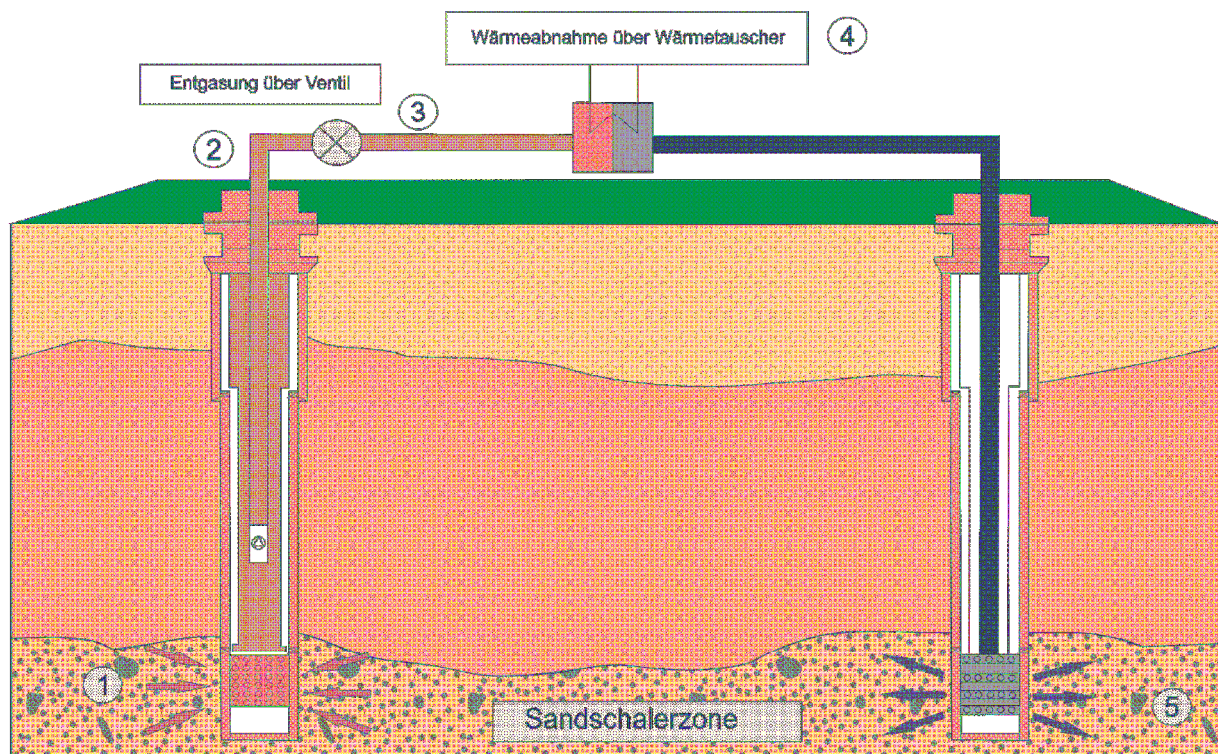


Abbildung 50: Schematische Zeichnung der hydrothermalen Dublette in Fürstenfeld mit den nummerierten unterschiedlichen Anlagenbereichen.

Abbildung 51 zeigt die Sättigungsindizes für die wichtigsten Karbonatminerale in den unterschiedlichen Anlagenbereichen. Zwischen Anlagenschritten 1 und 2, also im Förderprozess, kommt es zu einer deutlichen Druckabnahme. Dies erniedrigt die Löslichkeit der Karbonatminerale. Deshalb kommt es bei allen betrachteten Karbonatmineralen zu einer Erhöhung der Sättigungsindizes. Auch durch die CO₂ Entgasung über ein Ventil führt zu einer Erhöhung des pH-Wertes und zu einer Änderung des Kalk-Kohlensäure Gleichgewichts, was sich wiederum in einem deutlichen Anstieg der Sättigungsindizes zeigt. Da die obertägig entgaste Menge an CO₂ nicht bekannt ist, wurde von einer Entgasung von 10 mmol/l CO₂ ausgegangen. Betrachtet man den Sättigungsindex von Kalzit (Abbildung 51) so wird deutlich, dass durch es die Entgasung von 10 mmol/l CO₂ zu einer leichten Übersättigung an Kalzit kommt. Da sich mit zunehmender CO₂ Entgasung, der Sättigungsindex immer weiter erhöht, kommt der obertägigen Entgasung besondere Bedeutung hinzu. So lässt sich für den Standort Fürstenfeld mit 10 mmol/l eine kritische Menge an entgasten CO₂ definieren, die nicht überschritten werden soll, um Kalzit Ausfällungen zu verhindern.

Durch die Abnahme der Wärme des Thermalwassers über einen Wärmetauscher von 80 °C auf 50 °C kommt es bei den betrachteten Karbonatmineralen zu einer Abnahme der Sättigungsindizes. Der wieder ansteigende Druck im Zuge der Reinjektion bewirkt eine geringe Erniedrigung der Sättigungsindizes.

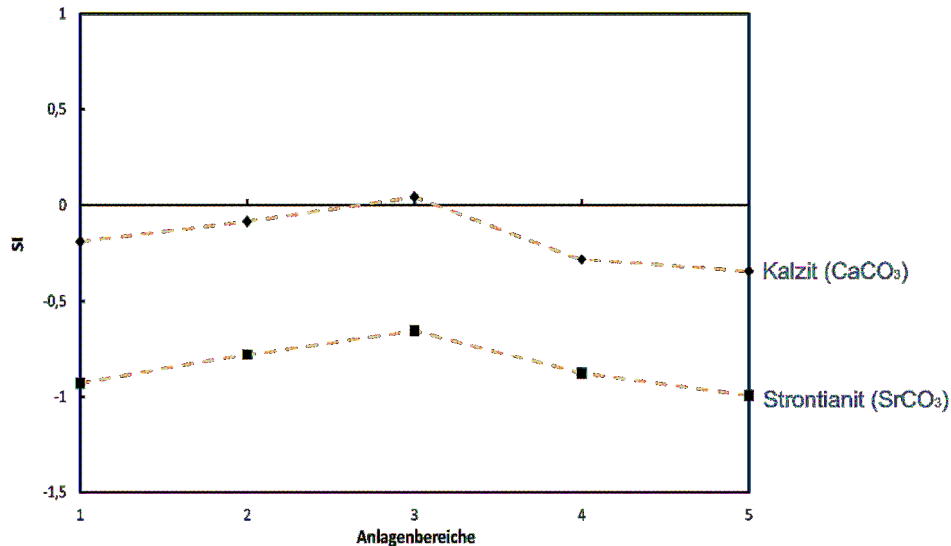


Abbildung 51: Sättigungsindizes der betrachteten Karbonatminerale im Thermalwasserkreislauf FF 1 und 2.

Abbildung 52 zeigt selbiges Szenario für die Sulfatminerale Coelestin und Anhydrit. Der Verlauf des Sättigungsindex für Coelestin im Thermalwasserkreislauf zeigt einen Anstieg mit abnehmendem Druck bedingt durch die Förderphase und eine Abnahme durch Druckzunahme bei der Reinjektion. Eine Temperaturabnahme sowie eine CO₂ Entgasung haben in diesem Fall keine nennenswerten Auswirkungen auf den Sättigungsindex. Im Gegensatz zum Verlauf des Sättigungsindex von Coelestin, zeigt der Verlauf von Anhydrit nur eine geringe Änderung des Sättigungsindex durch Druckveränderungen. Vielmehr kommt es zu einer deutlichen Abnahme des SI Anhydrits durch die Änderung der Temperatur von 80 °C auf 50 °C.

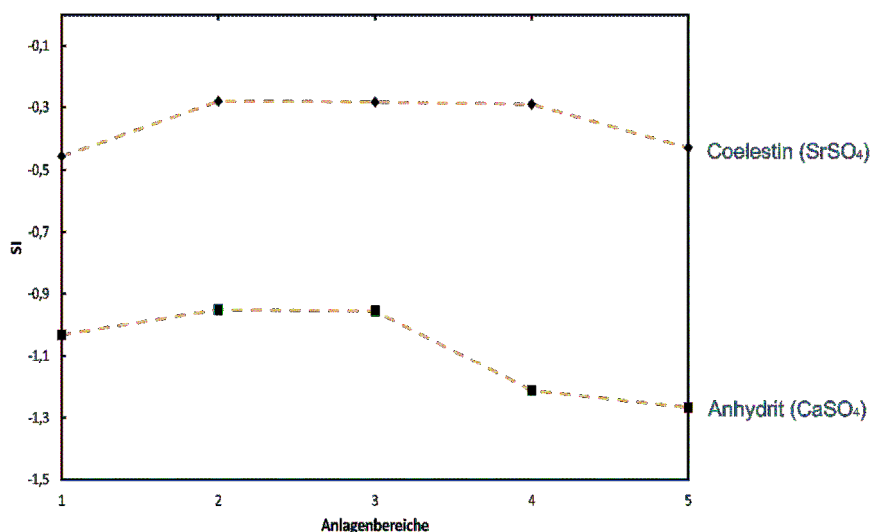


Abbildung 52: Sättigungsindizes der Minerale Coelestin und Anhydrit im Thermalwasserkreislauf FF1 und 2.

5.6.2 Neustadt-Glewe

Das Thermalwasser von Neustadt-Glewe kann wie auch in Fürstenfeld als Natrium-Chlorid Wasser bezeichnet werden. Die Summe der gelösten festen Stoffe liegt in Neustadt-Glewe mit 229.105 mg/l jedoch um ein vielfaches höher als in Fürstenfeld. Die für die Modellierung notwendigen technischen Randbedingungen der hydrothermalen Dublette in Neustadt-Glewe (Tabelle 9) wurde aus A. SEBT et al. (1999) entnommen. Abbildung 53 zeigt den schematischen Aufbau der hydrothermalen Dublette in Neustadt-Glewe.

Tabelle 9: Randbedingungen für die unterschiedlichen Anlagenbereiche des Thermalwasserkreislaufs in Neustadt-Glewe.

Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3	Schritt 4	Schritt 5	Schritt 6
Thermalwasser unter Reservoirbedingungen	Thermalwasser nach Förderung	Entgasung von CO ₂ (0,47 mmol/l)	Abkühlung über Wärmetauscher	Entgasung von CO ₂ (3,7 mmol/l)	Thermalwasser nach Reinjektion
T = 99 °C	T = 98 °C	T = 98 °C	T = 70 °C	T = 70 °C	T = 75 °C
P = 240 bar	P = 2 bar	P = 2 bar	P = 2 bar	P = < 1 bar	P = 240 bar

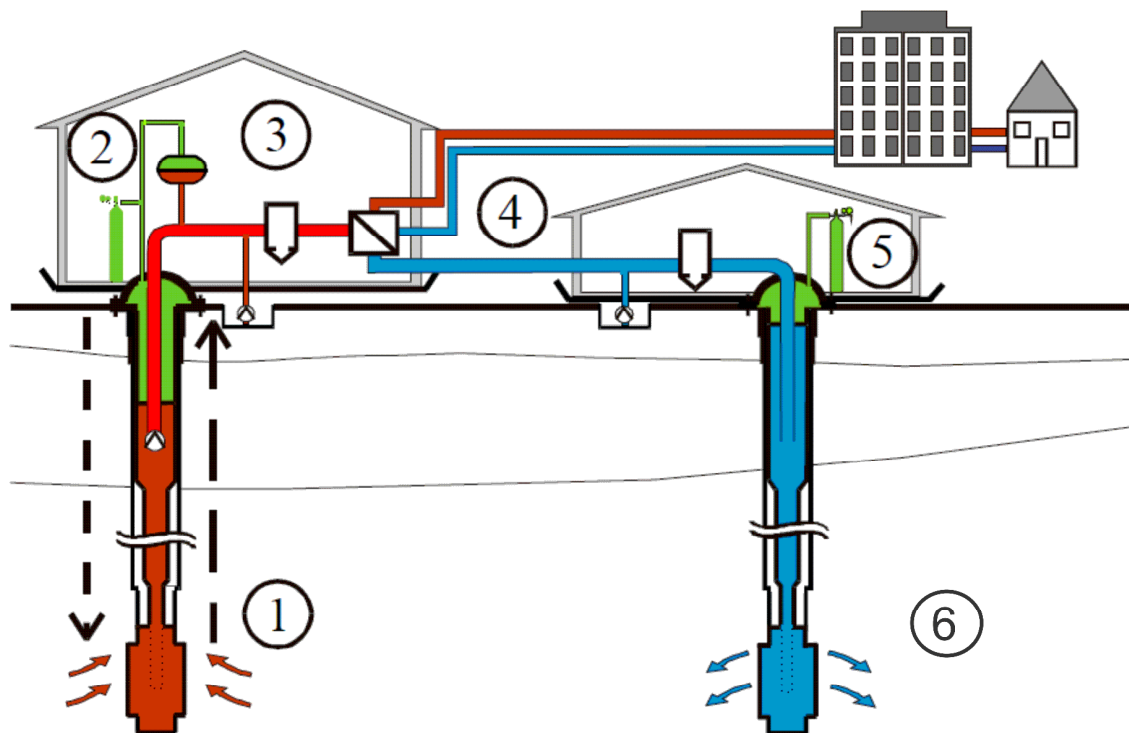


Abbildung 53: Schematische Zeichnung der hydrothermalen Dublette in Neustadt-Glewe mit den nummerierten unterschiedlichen Anlagenbereichen (aus A. SEIBT et al. (1999)).

Aus Abbildung 54 ist der Verlauf der Sättigungsindizes für wichtigsten Karbonatminerale im Thermalwasserkreislauf ersichtlich. Alle betrachteten Karbonatminerale sind deutlich untersättigt und es ist in keinen der 6 Anlagenbereiche mit Mineralausfällungen zu rechnen. Mit abnehmendem Druck kommt es zu einer Erhöhung der Sättigungsindizes der drei dargestellten Karbonatminerale. Die erste CO₂ Entgasung im Ausmaß von 0,47 mmol/l zeigt

keinen nennenswerten Einfluss auf die Mineralphasengleichgewichte. Auffällig ist jedoch, dass es bei der Temperaturerniedrigung von 99 °C auf 70 °C der SI Kalzit und der SI Strontianit abnehmen und der SI Siderit zunimmt. Der weitere Verlauf der Sättigungsindizes ist für alle drei Minerale ident. So kommt es bei einer CO₂ Entgasung von 3,7 mmol/l zu einem leichten Anstieg der Sättigungsindizes und in weiterer Folge kommt es durch, eine durch den Prozess der Reinjektion bedingten Druckzunahme, zu einer Abnahme der Sättigungsindizes.

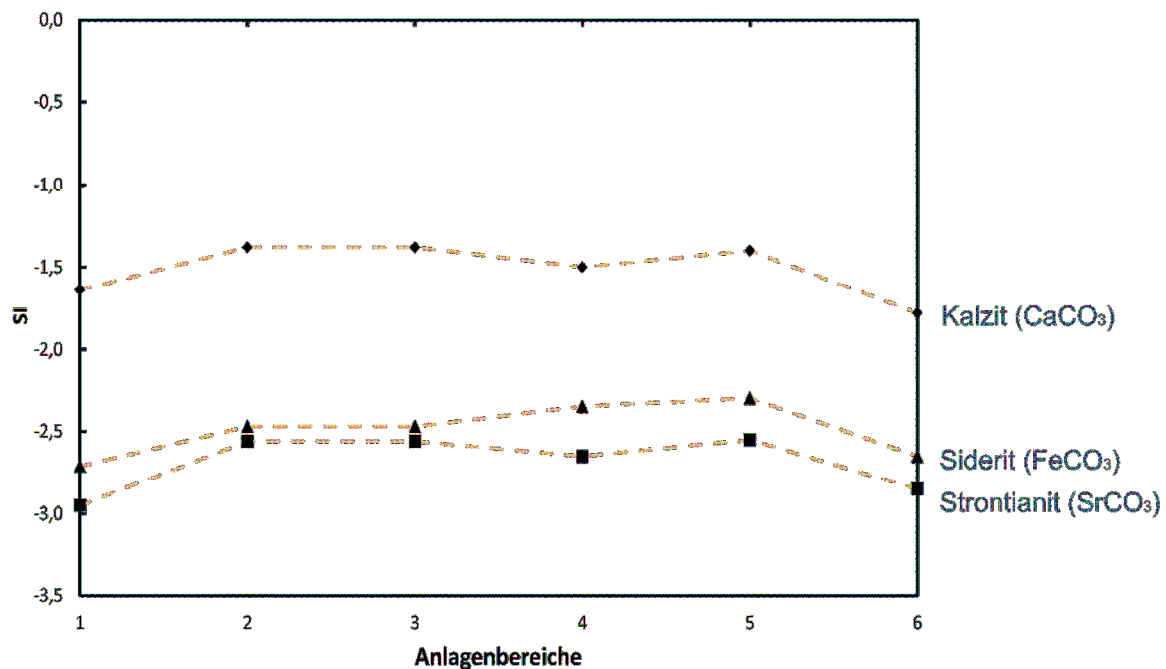


Abbildung 54: Sättigungsindizes der betrachteten Karbonatminerale im Thermalwasserkreislauf Neustadt - Glewe.

Der Verlauf der Sättigungsindizes der wichtigsten Sulfatminerale im Thermalwasserkreislauf ist aus Abbildung 55 ersichtlich. Unter Reservoirbedingungen sind die Minerale Baryt und Coelestin leicht übersättigt und Anhydrit steht thermodynamisches Gleichgewicht mit dem umgebenden Thermalwasser. Durch den Förderprozess kommt es bei allen drei betrachteten Sulfaten zu einer Abnahme der Sättigungsindizes im Zuge der Druckerniedrigung. Wie bei den Karbonaten hat eine Entgasung von 0,47 mmol/l CO₂ keine nennenswerten Auswirkungen auf die Sättigungsindizes. Die Temperaturerniedrigung durch die Wärmeabnahme über den Wärmetauscher hat auf die drei betrachteten Sulfate unterschiedliche Auswirkungen. So kommt es bei der Wärmeabgabe von knapp 30 °C zu einem deutlichen Anstieg des Sättigungsindex von Baryt von 0,2 auf 0,4. Der SI Coelestin zeigt keine nennenswerten Änderungen durch die Wärmeabnahme. Der Sättigungsindex von Anhydrit nimmt durch die Temperaturerniedrigung von -0,1 auf -0,3 ab. Zwischen den Anlagenbereichen 4 und 6 ist der Verlauf der Sättigungsindizes der Sulfate wieder kongruent. Durch die Entgasung von 3,7 mmol/l CO₂ kommt es bei allen drei Mineralen zu einer leichten Abnahme der Sättigungsindizes. Durch die Reinjektion steigen die Sättigungsindizes wieder.

Der Verlauf des Sättigungsindex für Baryt zeigt eine Übersättigung in allen Anlagenbereichen. Vor allem durch die Temperaturerniedrigung von 99 °C auf 70 °C im

Bereich des Wärmetauschers ist mit Ausfällungen von Baryt zu rechnen. Eine Analyse der Rückstände im Feinfilter vor der Reinjektionsbohrung zeigen, dass sich Scaling-Produkte unter anderem auch Baryt im System befinden (A. SEIBT et al., 1999). Dies verifiziert das hydrogeochemische Modell und zeigt, dass Mineralausfällungen im hydrothermalen Kreislauf ein reales Problem sind. Mineralausfällungen wie z.B. durch Baryt, können enorme Schäden in den obertägigen Anlagenteilen (Rohrtouren, Wärmetauscher etc.) verursachen. Weiteres ist damit zu rechnen, dass Feinpartikel durch den Filter gelangen und die Porenkanäle des Sandsteins verlegen. Dies kann zu einer deutlichen Permeabilitätsabnahme führen, wie in Kapitel Experimentelle Simulation und Modellierung von Feinstoffmobilisation und –akkumulation auf den Reinjektionsprozess gezeigt wird.

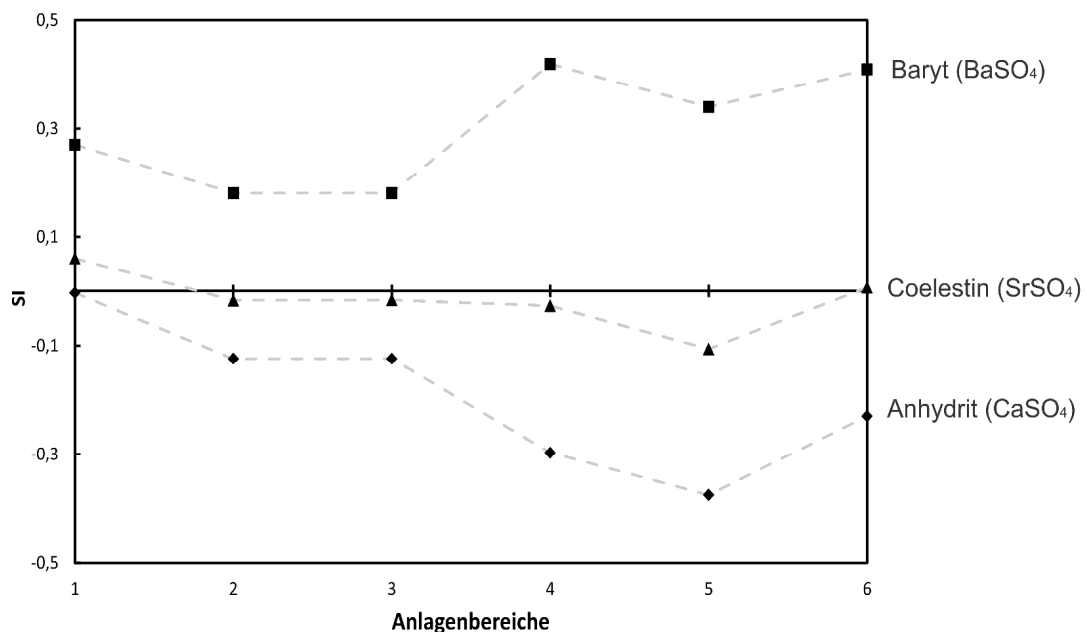


Abbildung 55: Sättigungsindizes der betrachteten Sulfatminerale im Thermalwasserkreislauf Neustadt - Glewe.

5.7 Schlussfolgerung

Die Forschungsfrage nach den Faktoren, die eine reduzierte Reinjektivität in geothermischen Sandsteinlagerstätten herbeiführen können, wurde insgesamt anhand einer Reihe von durchgeführten Recherchen, Berechnungen, Untersuchungen, Messungen, Durchfluss-experimenten und Simulationen erschöpfend beantwortet, die Ursachen für eine verminderte Permeabilität, welche zur reduzierten Reinjektivität führt, konnten sowohl generell als auch für den Spezialfall der Bohrungen in Fürstenfeld hinreichend herausgearbeitet werden. Im Folgenden findet sich eine zusammenfassende Darstellung der Begründungen und Schlussfolgerungen des Forschungsteams.

- **Störung des Aquiferkorngefüges**

Durch die Bohrung wird das ursprüngliche Korngefüge in der bohrlochnahen Umgebung verändert. Partikel des Sandsteins können darin aufgrund der veränderten Druckbedingungen und der veränderten Verfestigung beweglich werden. Ähnlich dem Skin Effekt in der Förderung kann die Durchlässigkeit bei der Reinjektion dadurch herabgesetzt werden.

- **Porengeschwindigkeit**

Beim Übergang zwischen laminarer und turbulenter Strömung und durch die damit einhergehenden Druckverluste kommt es zu einer Abnahme der Permeabilität. Dieser Effekt geht mit der Porengeschwindigkeit im Aquifer einher, welche mit zunehmender Entfernung vom Bohrloch exponentiell abnimmt und daher in der bohrlochnahen Umgebung die höchsten Werte erreicht, wodurch dieser Faktor dort großen Einfluss hat.

- **Reinjektionstemperatur**

Bei einer sich zeitlich verändernden Fluidtemperatur während der Durchflusseexperimente konnte eine negative Korrelation zwischen Temperatur und Permeabilität festgestellt werden. So kommt es zu einer linearen Abnahme der Permeabilität mit zunehmender Temperatur.

- **Tonmineralmobilisierung**

Auch bei einer feststofffreien Reinjektion kann es je nach Beschaffenheit des Sandsteins zu einer zeitlichen Abnahme der Permeabilität durch eine Umlagerung der sich im Sandstein befindlichen Feinpartikel kommen. Eine signifikante Abnahme der Permeabilität bei Durchströmung mit feststofffreiem Fluid konnten in den durchgeführten Versuchen nachgewiesen werden. Indizien für eine Veränderung der Porenstruktur wurden durch CT Scans der Sandsteinproben vor und nach Durchflusseexperimenten geliefert. Ein Nachweis der Mobilisierung und Akkumulation im Verlauf der durchgeführten Experimente war jedoch mit den CT Scans nicht eindeutig möglich, da der Auflösung der Computertomographie Grenzen durch die Größe der Probe und der Poren gesetzt waren. Eine hochauflösende Vermessung der Porenhäule ergab, Durchmesser zwischen 2,2 μm und 4,4 μm , der Mittelwert beträgt $3,4 \pm 0,7 \mu\text{m}$. Diese Durchmesser liegen in oder teilweise unter den Durchmessern der in der Probe nachgewiesenen Tonminerale. Bei einer Mobilisation dieser Tonminerale kann eine Verlegung der Porenhäule durch diese als ein mögliches Szenario für die Abnahme der Permeabilität angenommen werden.

Ein reversibles Verhalten des Einflusses der Fluidtemperatur auf die Permeabilität konnte festgestellt werden. Da bei annähernd gleicher Temperatur keine zeitliche Abnahme der Permeabilität beobachtet werden konnte, ist dieser Effekt nach Auffassung des Konsortiums nicht alleine auf eine Tonmineralmobilisierung zurückzuführen und muss noch näher betrachtet werden.

- **Tiefe der permeablen Horizonte**

Wenn bei Durchflusseexperimenten Temperatur und Differenzdruck konstant gehalten wurden und nur der Umschließungsdruck verändert wurde, hatte dies keine messbaren

Auswirkungen auf die Permeabilität bzw. auf den Grad der Permeabilitätsabnahme mit der Zeit. Dies bedeutet, dass eine Simulation der Veränderung der Tiefe, in welcher das abgekühlte Thermalwasser reinjiziert wird, sicherlich nur einen sehr geringen Einfluss auf das Reinjektionsverhalten hat.

- **Suspendierte Partikel im Thermalwasser**

Im Thermalwasser suspendierte Partikel, welche durch die Reinjektion in den Sandsteinhorizont bzw. an die Bohrlochwand gelangen können stellen bei der Reinjektion in Sandsteinformationen einen besonders kritischen Faktor dar. Bei diesen Partikeln kann es sich um feine Sedimente, die aus der Produktionssonde mitgefördert werden, oder um neu entstandene Partikel handeln, die durch Korrosion der Anlagenteile in den Volumenstrom gelangen oder um Mineralausfällungen (siehe nächster Absatz). Die Ergebnisse zeigen, dass es zu einer Reduktion der Permeabilität von knapp 85 % kam. Weiters konnte festgestellt werden dass sich diese Partikel nur an der Stirnseite des durchströmten Sandsteinplus ablagerten und nicht in den Porenraum gelangten. Der Vergleich der Durchflussexperimente mit und ohne suspendierte Feinpartikel zeigt deutlich, dass der Eintrag von Feinpartikeln einen größeren Einfluss auf die Permeabilität ausübt, als eine mögliche Tonmineralmobilisierung innerhalb des Sandsteins. Auch Einfluss der Temperatur oder Fließgeschwindigkeit auf die Permeabilität werden bei einer Durchströmung mit suspendierten Partikeln überdeckt.

- **Mineralausfällungen**

Da das Thermalwasser im geothermischen Kreislauf Druck- und Temperaturschwankungen unterliegt und es Obertage zu einer (CO_2 -) Entgasung kommen kann, können sich die Mineralphasengleichgewichte ändern, was in manchen Fällen zu Mineralausfällungen führen kann. Um dies zu simulieren, wurde ein hydrogeochemisches Modell für die hydrothermalen Dubletten Fürstenfeld und Neustadt-Glewe aufgesetzt. Die Ergebnisse der Modellierung und der Vergleich mit den Filterrückständen aus den Anlagen zeigen, dass in Fürstenfeld mit Kalzit Ausfällungen und in Neustadt-Glewe mit Baryt Ausfällungen zu rechnen ist. Diese Mineralausfällungen können zu enormen Schäden an den Anlagenteilen und in weiterer Folge auch zu einer drastischen Herabsetzung der Reinjektivität bzw. Reinjektibilität des Fluids führen.

Bewertung und Gewichtung der einzelnen Faktoren:

Hinsichtlich einer Bewertung oder Gewichtung von Faktoren ist sich das Konsortium des Projekts REINJEKTION darin einig, dass absolut feststofffreies Thermalwasser als essenziell für das Gelingen der Reinjektion zu betrachten ist, da sich die suspendierte Partikel an der Bohrlochwand anlagern können und dies zu einem raschen Versagen der Reinjektion führen kann.

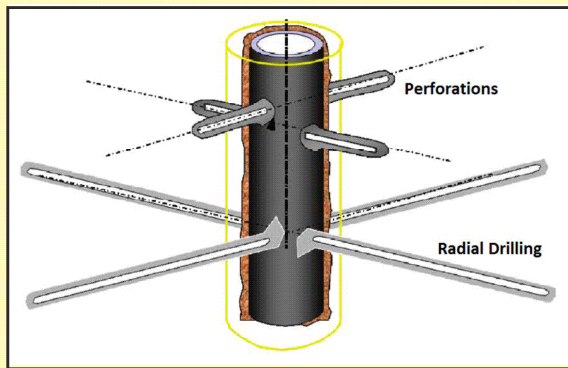
Der Faktor Suspendierte Partikel im Thermalwasser wird somit am höchsten gewichtet. Wenn er schlagend wird, ist die Wahrscheinlichkeit sehr hoch, dass eine Reinjektion nicht (unter wirtschaftlichen Bedingungen) nicht mehr erzielbar ist.

Eine Gewichtung der übrigen Einflussfaktoren ist in diesem Licht nicht zielführend, da sie stark standortabhängig sind und im Einzelnen betrachtet werden müssen.

Exkurs: Mögliche Maßnahmen zur Steigerung der Reinjektivität am Beispiel Fürstenfeld durch radial drilling

Radial Drilling:

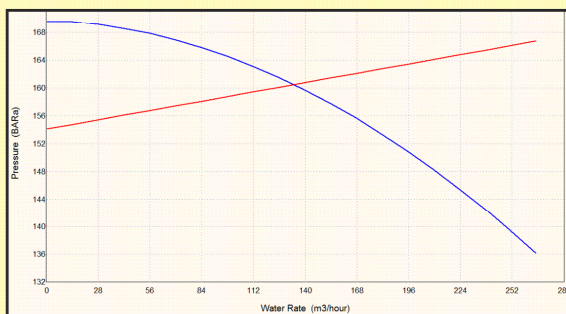
Radiale Bohrungen zur Steigerung der Reinjektivität bieten ein enormes Potenzial für bereits bestehende Sonden. Dabei werden im betrachteten Horizont aus der eigentlichen Sonde, im Durchmesser relativ kleine Bohrungen bis zu Längen von 100 Metern radial eingebracht. Die kostengünstige Alternative zum Fracking erreicht auch einen großen Interaktionsbereich und unter geeigneten Umständen kann diese Methode die Injektivität der Sandsteinformation deutlich erhöhen.



Simulation zur Steigerung der Reinjektivität:

Für die Simulation der radialen Bohrlöcher wurde eine Ausgangstiefe von 1600 m gewählt. Es werden 4 Einzelbohrungen mit einem Durchmesser von 5 cm und einer Länge von 100 m, die in einem Winkel von 90° zueinander stehen, simuliert. Für die Simulation wurde eine horizontale Permeabilität von 138 mD und eine vertikale Permeabilität 120 mD gewählt

Die Simulation wurde mit dem Softwarepaket PROSPER der Entwickler Petroleum Experts durchgeführt.

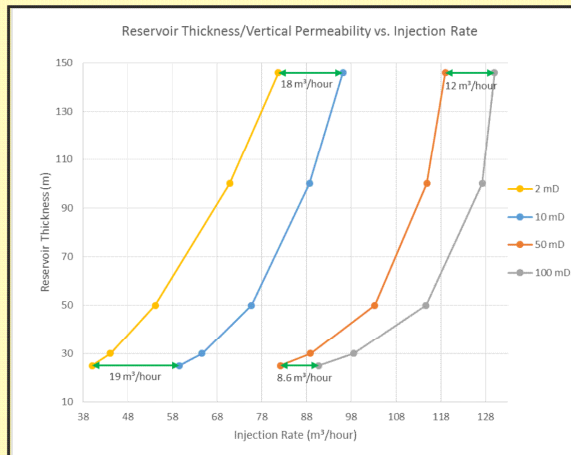


Die blaue Linie zeigt die Druckverluste während des Injizierens in der Verrohrung im Bohrloch. Die rote Linie stellt Injizierbarkeit in der Formation dar. Der Schnittpunkt ergibt die tatsächliche Injektionsrate.

Unter Annahme eines Injektionsdrucks von 14 bar an der Oberfläche lassen sich laut Simulation unter Berücksichtigung der radialen Bohrungen ca. 134,5 m³/h injizieren. Als Vergleich dazu erlaubt die aktuelle Komplettierung nur eine Injektionsrate von 11,4 m³/h.

Dabei ist die Injektionsrate stark vom Injektionsdruck an der Oberfläche abhängig d.h. je größer der Druck, desto höher die Injektionsrate unter der Annahme, dass die Formation ein Verpressen von Flüssigkeit zulässt.

Wesentliche Parameter für die Injizierbarkeit der Lagerstätte sind die Permeabilität und die tatsächliche Mächtigkeit der injizierbaren Schicht. Aus diesem Grund wurde eine Sensitivitätsanalyse für diese beiden Parameter durchgeführt. Werte von 2mD, 10mD, 50mD und 100 mD wurden für die Permeabilität und 25m, 30m, 50m und 100m für die Schichtdicke gewählt.



Das Simulationsergebnis zeigt, dass das injizierbare Volumen bei gleicher Permeabilität überproportional mit sinkender Mächtigkeit fällt d.h. die genaue Kenntnis der Mächtigkeit der zu erschließenden Formation ist von großer Wichtigkeit für die genaue Vorhersage der Injektionsrate.

Vorteile:

- Überbrückung der bohrlochnahen geschädigten Zone
- Zugriff auf neue Regionen des Horizonts
- Erhöhung der Gesamtinjektivität durch Vergrößerung des Entwässerungsradius
- Genaue Platzierung von radialen Bohrlöcher durch die Richtbohrtechnik und Möglichkeit dünne Speicherhorizonte zu erschließen
- Relative günstige Kosten im Vergleich zu anderen Techniken
- Kombination mit Säuerungen zur Erhöhung der Durchlässigkeit möglich
- Geringe Umweltbelastung (kann mit reinem Wasser als Ausstoßflüssigkeit verwendet werden)
- Relativ geringe HSSE-Risiken

Nachteile:

- Verrohrung und Zementation der radialen Bohrlöcher ist derzeit noch nicht möglich
- nur aus nahezu vertikalen Bohrungen möglich
- begrenzte Anwendbarkeit in schwachen Formationen in Bezug auf die Bohrlochstabilität

6 Ausblick und Empfehlungen

6.1 Empfehlungen

Vor jeder genaueren Betrachtung einer möglichen Reduktion der Sandsteinpermeabilität durch den Reinjektionsprozess müssen vor der Erschließung Untergrunddaten über das Geothermische Reservoir "Sandstein" erhoben werden. Je größer die Mächtigkeit und je höher die Durchlässigkeit der Sandsteinformation ist, desto höher ist auch die erzielbare Fördermenge und Reinjektionsrate.

Wie das Projekt in Fürstenfeld zeigt, kann es jedoch auch bei fruchtbarer Bohrung zu einem Versagen der Reinjektion kommen.

Nachfolgend werden die erkannten Mechanismen, die zu einer Reduktion der Reinjektion führen können, einzeln betrachtet und Empfehlungen abgegeben:

- **Störung des Aquiferkorngefüges**

Da es bei jeder Bohrung zu einer mechanischen Veränderung des Korngefüges der bohrlochnahen Umgebung kommt, kann dieser Faktor derzeit nicht komplett behoben werden. Es besteht daher Bedarf, mit einer gezielten Sondenentwicklung und Sondenbehandlung, z.B. durch Kolben (Swab) oder durch andere noch zu erarbeitende Maßnahmen, die Anbindung an den Aquifer zu verbessern und Eintrittsverluste zu minimieren.

- **Porengeschwindigkeit**

Die Porengeschwindigkeit, bei der noch kein turbulentes Fließen einsetzt, soll vor der Durchführung von Tests erhoben werden. Hierfür ist jedoch ein Kern mit einem anschließend durchzuführenden gezielten Untersuchungsprogramm erforderlich.

- **Reinjektionstemperatur**

Aus den Durchflussexperimenten geht hervor, dass die Permeabilität mit abnehmender Temperatur steigt. Aus diesem Grund wird eine kaskadische Nutzung empfohlen. Dies steigert einerseits durch das höhere ΔT die effektive thermische Leistung zu entnehmende Wärme und andererseits kann die Reinjektibilität des Fluids erhöht werden, was zusätzlich geringere Leistung der Reinjektionspumpe erfordert.

- **Tonmineralmobilisierung**

Wie die Durchflussexperimente gezeigt haben, üben die Parameter Fließgeschwindigkeit und Temperatur einen Einfluss auf die Permeabilität des Sandsteins aus.

Wird eine kritische Fließgeschwindigkeit überschritten, kann es durch hydrodynamische Vorgänge zu einer Mobilisierung der im Sandstein enthaltenen Tonminerale kommen. Die Fließgeschwindigkeit lässt sich ohne Verringerung der Injektionsrate nur durch die Sondenkomplettierung erniedrigen. Da die Fließgeschwindigkeit mit zunehmendem Abstand vom Bohrloch exponentiell abnimmt, lässt sie sich in der bohrlochnahen Formation durch

Underreaming (Anm.: bohrtechnische Kalibererweiterung) und Einbau eines gravel packs (Filterkiespackung) verringern.

Die Sinnhaftigkeit der Zugabe von Chemikalien soll geprüft werden, mit dem Ziel die Tonminerale in der bohrlochnahen Formation an die Porenwand zu binden und damit eventuell eine Mobilisierung zu verhindern.

Die Erarbeitung einer Prozedur zur Durchführung von Durchflussexperimenten an Proben, die wesentlich kleiner als Plugs sind, erscheint sinnvoll. Diese könnten vor und nach den Messungen mit höherer Auflösung und mit nachfolgender numerischer Modellierung gescannt werden.

- **Suspendierte Partikel im Thermalwasser**

Es ist besonders darauf zu achten, dass das Thermalwasser feststofffrei in die Reinjektionssonde gelangt! Je nachdem, wo die Partikel ins System gelangen, kann mit technischen Mitteln der Partikeleintrag minimiert werden. Durch eine fachgerecht ausgeführte und an die jeweiligen geologischen Bedingungen angepasste Sondenkomplettierung (z.B. mittels teufengerechter Perforation / Ausbau mittels Wickeldrahtfilter) kann die Menge an suspendierten Feststoffen verringert oder verhindert werden. Die dennoch vorhandenen Partikel aus der Formation und die in der Produktionssonde z.B. durch Korrosion neu entstanden Partikeln können in beschränktem Umfang mittels Obertagefilter entfernt werden.

Auch innerhalb der Reinjektionssonde können z.B. durch Korrosion wieder Partikel generiert werden. Dies lässt sich mit einer auf den Chemismus des Thermalwassers angepassten Materialwahl vermeiden. Wie bei der Produktionssonde kommt auch bei der Reinjektionssonde dem Sondenausbau große Bedeutung hinzu. Wenn Sandsteinformationen heterogen aufgebaut sind, müssen mit Hilfe von geophysikalischen Methoden die Bereiche mit den höchsten Durchlässigkeiten und den geringsten Tonmineralgehalten für die Verfilterung / Perforation ausgewählt werden.

- **Mineralausfällungen**

Um zielführende Gegenmaßnahmen nennen zu können, muss ein standortspezifisches hydrogeochemisches Modell aufgesetzt werden. Je nach angelegtem Systemdruck und Höhe der Temperaturabnahme können Mineralausfällungen in bestimmten Fällen vermieden werden.

Um eine Oxidation von gelöstem zweiwertigem zu unlöslichem dreiwertigem Eisen zu vermeiden, muss akribisch darauf geachtet werden, dass das Thermalwasser nicht in Kontakt mit Luftsauerstoff gerät.

6.2 Ausblick

Es existiert nach Information des Konsortiums kein Richtlinienhandbuch zur Exploration geothermischer Energie in Sandsteinformationen, welches auf die in diesem Projekt erkannten Einflussfaktoren abzielen würde. Ausdrücklich ohne Anspruch auf Vollständigkeit oder Absicht, den Ergebnissen von Forschung und Entwicklung eines derartigen Werks vorgreifen zu wollen, sollte es aus Sicht des Konsortiums jedenfalls enthalten:

- Generell Kernstrecken im Zielhorizont von Explorationsbohrungen und detaillierte Laboruntersuchungen der Kerne.
- Detaillierte Erfassung des Einflusses der Tonmineralmobilisierung im Sandstein auf die Reinjektion mittels bildgebender und analytischer Verfahren (Computertomographie, Mikrosonde, REM etc.) in Kombination mit Durchflussexperimenten und Entwicklung von Gegenmaßnahmen.
- Numerische Modellierung des Fluidflusses im realen Porenraum aufbauend auf hochauflösenden CT Scans.
- Überprüfung der zur Verfügung stehenden Explorations-, Komplettierungs- und Behandlungsmethoden auf Tauglichkeit und voraussichtlichen Erfolg.
- Weiterentwicklung von Explorations-, Komplettierungs- und Behandlungsmethoden.
- Zusammenführung der erarbeiteten Erkenntnisse und Erstellen einer Road Map (Richtlinienhandbuch zur Exploration geothermischer Energie in Sandsteinformationen).
- Fallstudie am bisher einzigen Sandstein Geothermieprojekt Österreichs und Aufzeigen von möglichen Sanierungsmaßnahmen.

7 Literaturverzeichnis

ARSENAL RESEARCH (1999): Untersuchung von Thermalwasser aus der Sonde „Geothermie FF2“ in Fürstenfeld im Umfang einer großen Heilwasseranalyse. Unveröffentlichter Bericht, Wien.

BAUDRACCO, J., & TARDY, Y. (1988): Dispersion and Flocculation of Clays in Unconsolidated Sandstone Reservoirs by Percolation of CaCl₂ and NaCl Solutions. Appl. Clay Sci. 3(4), 347-360.

BÖCHZELT, B. & GOLDBRUNNER J. E. (2000): Geothermie und Fernwärme Fürstenfeld Ges.m.b.H., Bohrungen FF1 und FF2, Bohr- und Testphase - Abschlussbericht, Gleisdorf.

DERJAGUIN, B.V., & LANDAU, L.D. (1941): Theory of the stability of strongly charged lyophobic sols and the adhesion of strongly charged particles in solutions of electrolytes. Acta Physicochim. USSR 14, 633–662

DONALDSON, E.R. & BAKER, B.A. (1977): Particle transport in sandstones, SPE Paper 6905, In: 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Denver CO, USA, Oct. 9–12.

ELIMELECH, M. (2010): Particle Deposition and Aggregation: Measurement, Modelling and Simulation. Butterworth-Heinemann, Woburn, MA.

FLÜGEL, E. (2004): Microfacies of Carbonate Rocks. Analysis, Interpretation and Application. xx + 976 pp. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag

HOTH, P., SEIBT, A., KELLNER, T. UND HUENGES, E. (EDS.), (1997): Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland, (Scientific Technical Report STR ; 97/15) (Geothermie-Report ; 97-1), Potsdam : GeoForschungsZentrum GFZ, S. 62,63.

HÖLTING, B. & COLDEWEY W. G. (2004): Hydrogeologie. Einführung in die Allgemeine und Angewandte Hydrogeologie.- Spektrum Akademischer Verlag, 6. Überarbeitete und erweiterte Auflage, 118 Abbildungen, 69 Tabellen, 326 S., München.

KHILAR, K.C. & FOGLER, H.S. (1984): The existence of a critical salt concentration for particle release. J. Colloid Interface Sci. 101, 214–224

KHILAR, K.C. & FOGLER, H.S (1987): Colloidally induced fines migration in porous media. Rev. Chem. Eng. 4, 41–108.

KIA, S.F., FOGLER, H.S., & REED, M.G. (1987): Effect of pH on colloidally induced fines migration. J. Colloid Interface Sci. 118, 158–168

KÜHN, M., VERNOUX, J.F., KELLNER, T., ISENBECK-SCHRÖTER, M. & H.D. SCHULZ (1998): Onsite experimental simulation of brine injection into a clastic reservoir as applied to geothermal exploitation in Germany.- Applied Geochemistry 13:477-490

LANGGUTH, H. – R. & VOIGT R. (2004): Hydrogeologische Methoden. 2. Auflage ISBN: 3-540-21126-8. Springer Verlag. Berlin, Heidelberg, New York.

NAUMANN, D., ERZINGER, J., ERBAS, K. und FABER, E. (1998): Gasanalytik am Thermalwasser der Geothermie-Anlage Neustadt-Glewe - Ergebnisse und Rekonstruktion der Genese anhand der Isotopie, in: Geothermie Report 99-1, K. Schallenberg, K. Erbas, E. Huenges und H. Menzel: Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozeßmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen, Scientific Technical Report.

OCHI, J. & VERNOUX, J.F. (1998): Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection: hydrodynamic and chemical effects. J. Hydrol. 208, 237–248

PENG, D.-Y. & ROBINSON, D. B. (1976): A new two-constant equation of state. Ind. Eng. Chem. Fundum. 15, 59–64.

PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E., & SIEVER, R., 1972: Sand and Sandstones, Springer Verlag, S. 583.

RODRIGUEZ, K., & ARAUJO, M. (2006): Temperature and pressure effects on zeta potential values of reservoir minerals. J. Colloid Interface Sci. 300, 788 794

ROSENBRAND, E., HAUGWITZ, C., JACOBSEN, P.S.M., KJOLLER, C. & FABRICIUS, I.L. (2014): The effect of hot water injection on sandstone permeability. Geothermics 50 (0), 155–166.

ROSENBRAND, E., KJOLLER, C., RIIS, J.F., KETS, F. & FABRICIUS, I.L. (2015): Different effects of temperature and salinity on permeability reduction by fines migration in Berea sandstone. Geothermics 53, 225–235.

SCHEMBRE, J.M., KOVSCEK, A.R. (2005): Mechanism of formation damage at elevated temperature. J. Energy Resour. Technol. 127, 171–180

SEIBT, A., T. KELLNER & P. HOTH (1997): Charakteristik der geothermischen Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg-Vorpommern, in: Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E.

Huenges: Geothermie Report 97-1, Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland, Potsdam, Scientific Technical Reports STR97/15, 134-146.

SEIBT, A., D. NAUMANN & P. HOTH (1999): Lösung und Entlösung von Gasen in Thermalwässern -Konsequenzen für den Anlagenbetrieb, in : Schallenberg, K., K. Erbas, H. Huenges und H. Menzel: Geothermie Report 99-1: Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands-und Stoffparamter, Prozessmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen, Scientific Technical Report

SEIBT, P. & WOLFGGRAMM, M. (2008): Practical experience in the reinjection of cooled thermal water into sandstone reservoirs. – Proceedings of workshop for decision makers on direct heating use of geothermal resources in Asia, Tianjin, China, 11-18.5.2008, 196 – 213

STOBER I. & BUCHER K. (2012): Geothermie. (2.Auflage), Springer Spektrum Verlag, Heidelberg, S. 302.

TCHISTIAKOV A. A. (2000): Physico-chemical aspects of clay migration and injectivity decrease of geothermal clastic reservoirs. Proceesdings World Geothermal Congress. Japan

VERWEY, E.J.W. & OVERBEEK, J.T.G. (1948): Theory of the Stability of Lyophobic Colloids. Elsevier, New York.

ZUKUNFT TIEFE GEOTHERMIE FREIBURG, 2015: Hydrogeothermie, [online]
http://www.geothermie.emerging-trails.de/42_artikel_02-Geothermie-A0007/01-Technik-A0015/02-Hydrogeo-A0016.html [abgefragt am 08.12.2015]

8 Anhang

Anhang 1: Beschreibung und Handhabung der Versuchsanlage

Anhang 2a: Petrographische Gesteinsbeschreibung (Teil1)

Anhang 2b: Petrographische Gesteinsbeschreibung (Teil2)

9 Kontaktdaten

Mag. Bernd Böchzelt
Technisches Büro Böchzelt
Ludersdorf 69
A 8200 Ludersdorf-Wilfersdorf
Telefon: + 43 3112 21505
E-Mail: office@hydro.or.at
Website: www.hydro.or.at

Dipl.- Ing. Dr. Martin J.F. Steiner
Ingenieurbüro Dipl.- Ing. Dr. Martin J.F. Steiner

Univ.-Prof. Dipl.-Min. Dr.rer.nat. Martin Dietzel
Technische Universität Graz

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.mont. Herbert Hofstätter
Montanuniversität Leoben

Priv.Doiz. Dr. Roland Brunner
Material Center Leoben

IMPRESSUM

Verfasser

Technisches Büro Böchzelt
Ludersdorf 69, 8200 Ludersdorf-Wilfersdorf
Tel: + 43 3112 21505
E-Mail: office@hydro.or.at
Web: www.hydro.or.at

Projektpartner und AutorInnen

Technisches Büro Böchzelt
– Nikolaus Petschacher
– Bernd Böchzelt

Ingenieurbüro DI Dr. Martin J.F. Steiner
– Martin J.F. Steiner

Technische Universität Graz
– Martin Dietzel
– Dorothee Hippler
– Ronny Boch
– Markus Eder

Montanuniversität Leoben
– Herbert Hofstätter
– Heinrich Mali
– Nina Gegenhuber
– Clemens Langbauer
– Sylvia Wölfel
– Yiwen Xu
– Franz Pusterwallner

Material Center Leoben
– Roland Brunner
– Jördis Rosc

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiternutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH