

3 Charakterisierung hydrothermal nutzbarer Reservoirire

3.1 Geologische Voraussetzungen für die hydrogeothermale Erdwärmenutzung

Peer Hoth und Wilfried Rockel

Hydrogeothermale Erdwärmenutzung (hydrothermale Geothermie) ist die Nutzung des energetischen Potentials von niedrig- bis hochthermalen natürlichen Tiefenwässern. Deutschland verfügt vor allem im Nordalpinen Molassebecken, im Oberrheingraben, im Norddeutschen Becken und lokal stärker begrenzt auch in anderen Regionen über Voraussetzungen zur wärmetechnischen Nutzung hydrothermalen Wässers (s. Abbildung 3-1).



Abbildung 3-1: Sedimentbecken mit Bedeutung für die hydrothermale Erdwärmenutzung in Deutschland

Für die hydrogeothermale Erdwärmenutzung stehen unter den geologischen Bedingungen Norddeutschlands nur hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie zur Verfügung. Die für diese Systeme charakteristischen heißen ($>100^{\circ}\text{C}$), warmen ($40\text{-}100^{\circ}\text{C}$) oder niedrig temperierten ($25\text{-}40^{\circ}\text{C}$) Wässer können vorrangig zur Raum- und Prozeßwärmeversorgung eingesetzt werden. Dabei wird das in tieferen Schichten vorhandene Thermalwasser über eine Boh-

nung an die Erdoberfläche gefördert (Förderbohrung) und nach dem Wärmeentzug über eine zweite Bohrung (Injektionsbohrung) wieder in die Entnahmeschicht verbracht (Doublettenprinzip, Abbildung 3-2). Ausnahmen von diesem Prinzip sind bei Projekten möglich, bei denen mittels einer Bohrung zwei getrennte Reservoirs genutzt werden (2-Schicht-Verfahren) oder für eine stoffliche Nutzung nur geringe Thermalwassermengen notwendig sind. Die in der Regel erforderliche Zurückführung der Wässer in den Untergrund dient einerseits der Aufrechterhaltung des hydraulischen Regimes, andererseits können vor allem hochmineralisierte Wässer aus Gründen des Umweltschutzes nicht oberirdisch abgeleitet werden. Der Wasserkreislauf zwischen Förder- und Injektionsbohrung wird als geschlossener Primärkreislauf betrieben. Die Wärme wird dem Thermalwasser über Wärmetauscher entzogen und über einen sekundären Kreislauf an den Verbraucher abgegeben.

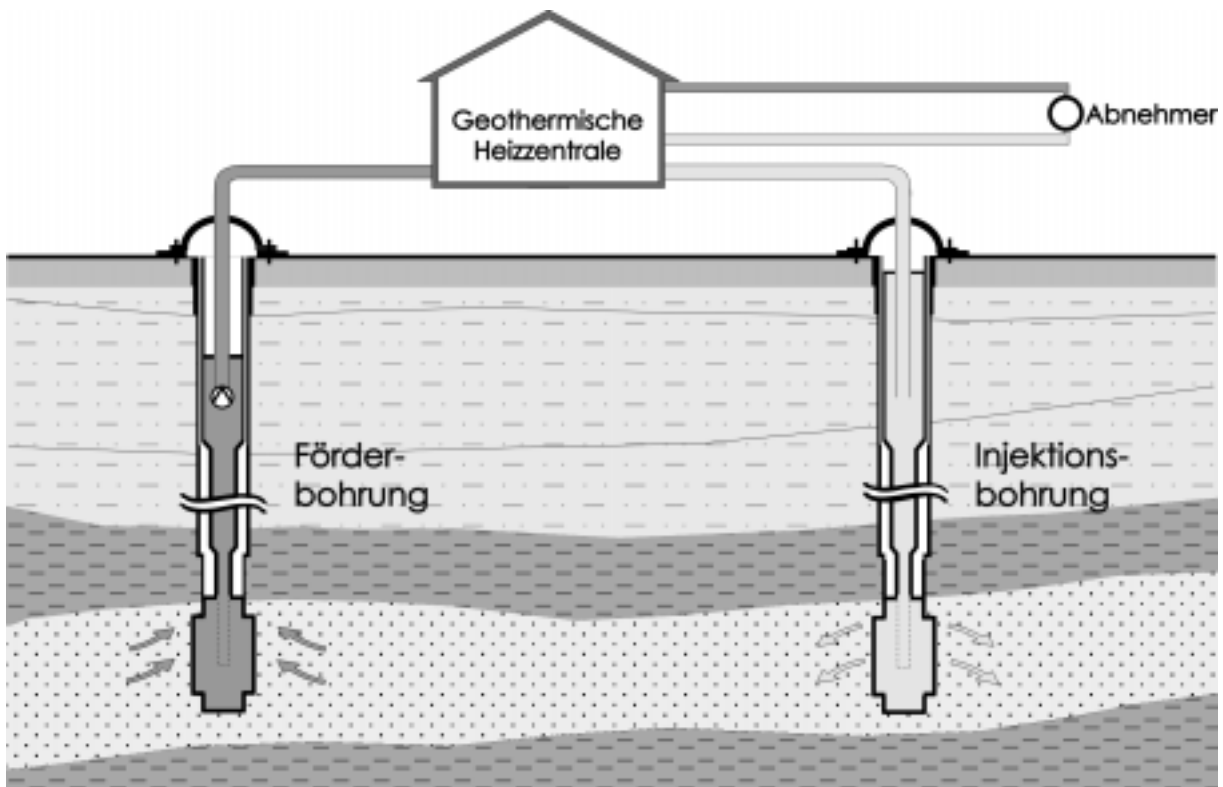


Abbildung 3-2: Prinzipschema der hydrogeothermalen Erdwärmenutzung mit Förder- und Reinjektionsbohrung

Unter den Bedingungen hydrogeothermaler Lagerstätten mit niedriger Enthalpie sind hinsichtlich einer wirtschaftlichen Effizienz große Thermalwasservorräte und realisierbare Volumenströme ($50-100 \text{ m}^3/\text{h}$ je Sonde) erforderlich. Eine Nutzung ist daher an eine Reihe geologischer Gegebenheiten geknüpft [Rockel et al., 1997]:

- das Vorhandensein einer ergiebigen wasserführenden Gesteinsschicht (Nutzhorizont),
- eine ausreichende vertikale und laterale Verbreitung dieser Gesteinsschicht zur Gewährleistung einer langfristigen Nutzung (Nutzreservoir),
- ein wirtschaftlich interessantes Temperaturniveau des Gesteins bzw. des darin enthaltenen Fluids,
- die grundsätzliche Eignung des Tiefenwassers für den technologischen Prozeß der Wärme-gewinnung (Material- und Systemverträglichkeit im Thermalwasserkreislauf).

Zwei grundsätzlich verschiedene Gesteinstypen, die sich in ihren strukturellen Eigenschaften, in der zeitlichen Anlage des Speicherraums und in der regionalen Verbreitung unterscheiden, sind als potentielle Nutzhorizonte in Deutschland von Interesse:

- primär poröse und mit Schichtwasser gefüllte Gesteine (Aquifere), z. B. mesozoische Sandsteine des Norddeutschen Beckens
- sekundär geklüftete und/oder kavernöse Gesteine (Kluftspeicher), z. B. Malmkarbonate des Nordalpinen Molassebeckens.

In Norddeutschland besitzen zur Zeit fast ausschließlich Sandstein-Porenspeicher als hydrogeothermale Reservoirs Bedeutung. Reservoirgesteine mit einer Mischung aus intergranularer Porosität und Kluftporosität kommen zukünftig als zusätzliche Nutzhorizonte in Frage.

Durch die großen Volumenströme und die Gewährleistung einer langfristigen stabilen Förderung und Reinjektion ergeben sich erhebliche Anforderungen an einen für die hydrothermale Geothermie nutzbaren Porenspeicher. Neben einer ausreichenden lateralen Verbreitung sind vor allem bestimmte Mindestwerte für Porosität, Permeabilität und Nettomächtigkeit Grundvoraussetzung. Eindeutige Grenzwerte können jedoch bestenfalls für konkrete standortspezifische Bedingungen angegeben werden. Aus den Erfahrungen bisher realisierter Projekte ergeben sich für Sandsteine jedoch die folgenden Orientierungswerte [Rockel und Schneider, 1992]:

- Nutzporosität > 20 %,
- Permeabilität > $0,5 \times 10^{-12} \text{ m}^2$,
- Mächtigkeit > 20 m.

Die hydrogeothermale Erdwärmenutzung in Norddeutschland ist somit vor allem an ausreichend mächtige, hochporöse und matrixarme Sandsteine, deren primär angelegte Porenraumstruktur und Korngefüge nur geringfügig diagenetisch verändert sind, gebunden. Bedingt durch diese speziellen Anforderungen stellt die Speichercharakteristik einen Hauptschwerpunkt bei Projekten dieser Art der Erdwärmenutzung dar.

3.2 Speichercharakteristik und Nutzhorizonte

Peer Hoth, Erik Spangenberg, Wilfried Rockel und Dieter Freund

Porenspeicher zeichnen sich durch beträchtliche intergranulare Porenräume aus. Bei ausreichend großer hydraulischer Permeabilität können die in ihnen gespeicherten Porenfluide gefördert werden. Porenspeicher sind in vielen Teilen Norddeutschlands vor allem im Rahmen der Kohlenwasserstoffprospektion, der Untergrundspeicherung und in Oberflächennähe für die Grundwassererschließung untersucht worden. Sandsteine machen den überwiegenden Teil dieser Speichergesteine aus. Bei ihrer Charakterisierung unterscheidet man primäre Eigenschaften, wie z. B. Größe und Form des Reservoirkörpers, Sedimentstrukturen, Textur und Mineralzusammensetzung, von den daraus resultierenden und somit sekundären Eigenschaften (Abbildung 3-3). Letztere schließen z. B. Porosität, Permeabilität, Dichte und Fluidsättigung ein [Berg, 1986].

Die Speicher- und Transporteigenschaften poröser Gesteine ergeben sich aus der Struktur des Porenraums und sind damit von der räumlichen Anordnung und Verteilung der Mineralkörner und Gesteinsfragmente, dem Kornform- und Korngrößenspektrum, der Oberflächenbeschaffenheit der Körner und dem Anteil an Kornbindemittel abhängig. Da die Anlage der Porenräume faziesabhängig ist, wird sie durch das Ablagerungsmilieu und die Art des Sedimentmaterials wesentlich beeinflusst. Größe, Form, Sortierung und Packung der Sedimentkörner bestimmen hauptsächlich Anteil, Dimensionierung und Struktur des nach der Ablagerung vorliegenden Porenraumes. Bei der späteren Versenkung wird der Porenraum durch diageneti-

sche Prozesse modifiziert. Kompaktion, Zementation, Drucklösung sowie Reaktionen infolge von Fluid/Gestein-Wechselwirkungen führen zu einer p/T-abhängigen Reduktion des primären Porenvolumens.

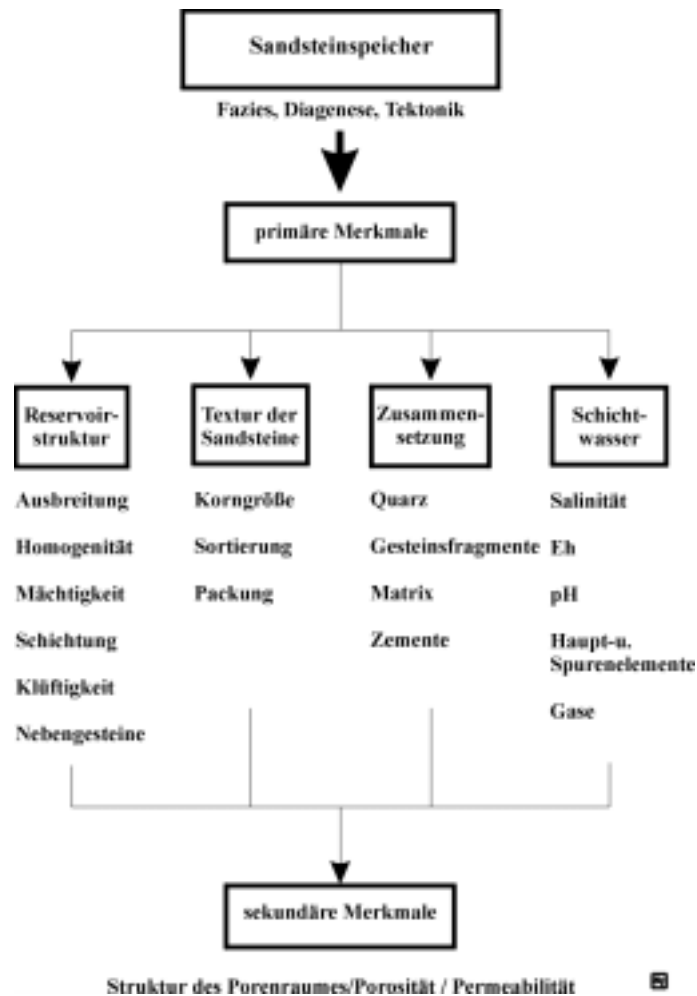


Abbildung 3-3: Primäre und sekundäre Eigenschaften von Sandsteinen

Von der im Gestein vorliegenden Gesamtporosität ist der hydraulisch verbundene Anteil überkapillarer Poren (effektive Porosität = *Nutzporosität*) von entscheidender Bedeutung. Er wird an Gesteinsproben laborativ bestimmt (Archimedische Methode, Gasporosimetrie, Hg-Porosimetrie- s. z.B. Schopper, 1982; Schön, 1996) oder aus bohrlochgeophysikalischen Messungen (resistivity-, neutron-, sonic-, density- oder NMR-logs - s. z. B. Ellis, 1987; Doveton, 1994; Prammer et al., 1996; Kenyon, 1997; Straley et al., 1997) abgeleitet. Grundlage der Porositätsmessungen nach der Archimedischen Methode sind drei Gewichtsbestimmungen der Gesteinsprobe: im trockenen Zustand (luftgefüllter Porenraum), im gesättigten Zustand (vollständig mit Wasser gefüllter Porenraum) und im gesättigten Zustand untergetaucht in identischer Flüssigkeit (scheinbare Masse). Während die Schwierigkeiten bei dieser Art der Messung vor allem im Erzielen einer vollständigen Sättigung bestehen, liegt bei der Hg-Porosimetrie eine wesentliche Fehlerquelle in der Bestimmung des Totalvolumens. Das Diagramm der Abbildung 3-4 zeigt, daß z.B. bei den am GFZ durchgeführten Messungen die nach letzter Methode ermittelten Porositäten meist unter denen liegen, die nach der Sättigungsmethode bestimmt wurden. Besonders deutliche Unterschiede treten bei hochporösen und einen hohen Anteil an Makroporen aufweisenden Sandsteinen auf. Der Hauptgrund hier-

für besteht darin, daß für diese Proben schon beim niedrigsten realisierbaren Meßdruck Quecksilber in die Makroporen eingedrungen ist und somit zu kleine Porenvolumina und damit letzten Endes zu geringe Porositäten bestimmt wurden. Für beide Methoden resultieren Ungenauigkeiten in der Porositätsbestimmung auch daraus, daß einige der Speichersandsteine aufgrund ihrer geringen Verfestigung stark absanden.

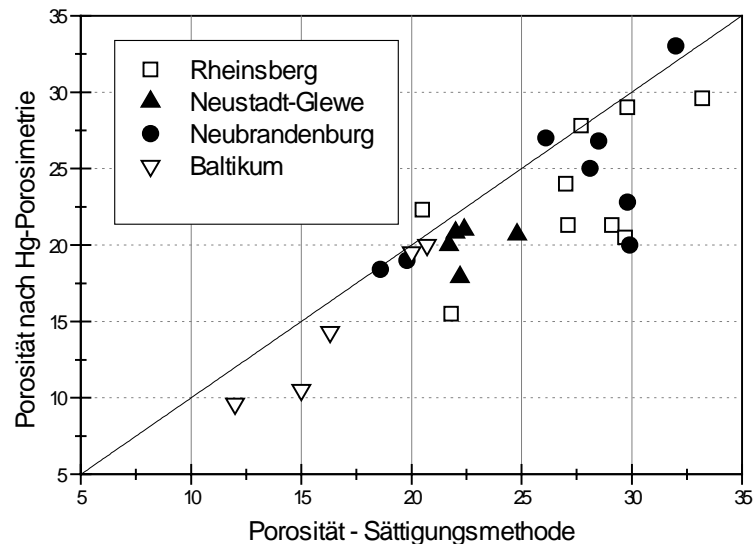


Abbildung 3-4: Vergleich der mittels Sättigungsmethode und Hg-Porosimetrie bestimmten Porositätswerte für ausgewählte Speichersandsteine.

Gut sortierte und bindemittelarme Quarzsandsteine mittlerer Korngröße erreichen Nutzporositäten von 20- 30% [s. z. B. Füchtbauer, 1988].

Der wichtigste Transportparameter der Speicher ist die *Permeabilität*, ein Maß für die Durchströmbarkeit des Gesteinskörpers. Ihre Bestimmung basiert auf der Messung des Volumendurchflusses eines Fluids bekannter Viskosität pro Zeiteinheit durch eine Gesteinsprobe unter gegebenem Druck, wobei sowohl Flüssigkeiten als auch Gase Verwendung finden [s. z. B. Schopper, 1982]. Die Permeabilität ist direkt von der *Struktur des Porenraumes* (Porengröße, Porenradienverteilung, Grad der Windung der Porenkanäle, innere Oberfläche) abhängig. Gute hydrogeothermale Reservoirs besitzen Permeabilitäten $\geq 0,5 \times 10^{-12} \text{ m}^2$ ($\cong 500 \text{ mD}$).

In Abbildung 3-5 sind Permeabilitäten und Porositäten von Sandsteinen des Lias und Keuper von Geothermiebohrungen der Standorte Neubrandenburg, Neustadt-Glewe und Rheinsberg dargestellt, wobei vereinfachend matrixarme Sandsteine mit Schichtsilikatanteilen unter 5% als Typ A und Sandsteine mit erhöhtem Matrix- und Schichtsilikatgehalt als Typ B bezeichnet sind. Aus dem Diagramm wird ersichtlich, daß zwischen den Sandsteintypen bei ähnlicher Porosität sehr drastische Permeabilitätsunterschiede auftreten. Diese Unterschiede sind vor allem faziesbedingt und somit auf unterschiedliche Sedimentationsbedingungen, die Variationen in der Sandfraktions-Korngröße der sedimentierten Sandsteine und in den abgelagerten Ton/Silt-Anteilen bedingten, zurückzuführen. Neben den faziiellen Einflüssen spiegeln sich im Diagramm der Abbildung 3-5 auch diagenetische Einflüsse wider. Vergleicht man z.B. alle Sandsteine des Typs A, so wird deutlich, daß die Speichersandsteine des Oberen Keuper generell niedrigere Porositäten als die vergleichbaren Sandsteine der Bohrungen in Neubrandenburg und Rheinsberg aufweisen. Dieser Effekt ist vor allem durch die stärkere Versenkung dieser Sandsteine (ca. 600-1000 m, s. Abbildung 3-6) und die daraus resultierende höhere Temperaturbelastung bedingt. Beides führte zu einer stärkeren diagenetischen Beanspruchung

dieser Sandsteine, die vor allem in einem stärkeren Kompaktionsgrad und einem deutlich höheren Anteil an Quarzzement zum Ausdruck kommt.

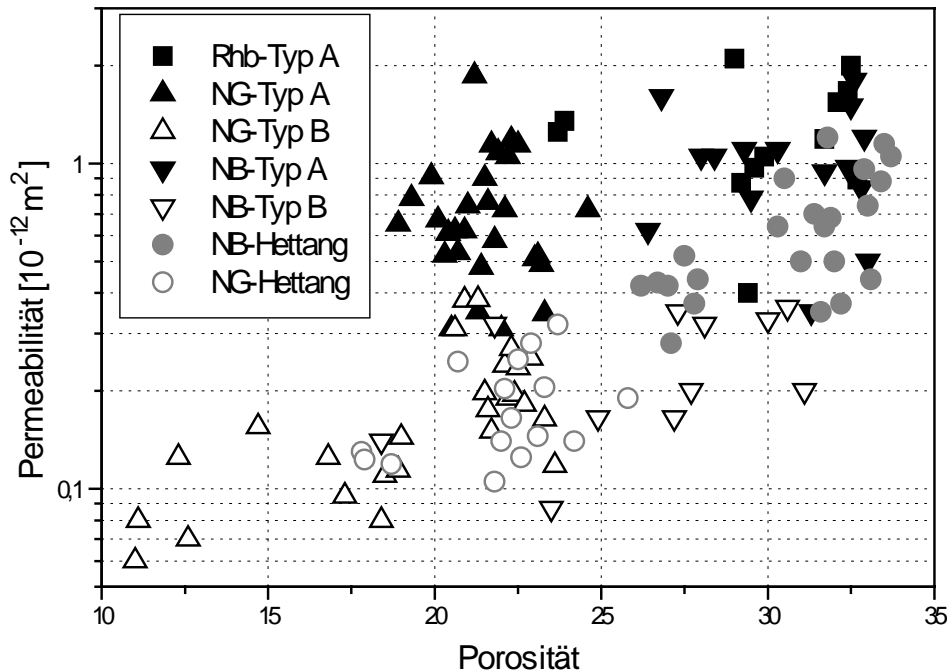


Abbildung 3-5: Gegenüberstellung von Porosität und Permeabilität für Sandsteine des Lias und Keuper der Bohrungslokationen Neubrandenburg (NB), Neustadt-Glewe (NG) und Rheinsberg (Daten aus GTN-Abschlußberichten der Bohrungen Neustadt-Glewe und Neubrandenburg sowie aus ergänzenden GFZ-Untersuchungen).

Da die speichergeologische Qualität eines Sandsteins durch die Anteile der beteiligten *Korngrößen* beeinflusst wird, werden diese bei gering verfestigten Speichergesteinen mittels Siebanalyse und bei stärker diagenetisch verfestigten Gesteinen mittels mikroskopischer Bildanalyse bestimmt und anhand von Histogrammen, Verteilungs- bzw. Summenkurven dargestellt. Hochporöse, gut permeable Porenspeicher zeichnen sich durch eine gute Sortierung und geringe Feinstanteile (Korngröße < 0,063 mm) aus.

Licht- und elektronenmikroskopische sowie bildanalytische Untersuchungen an Dünnschliffen und anderen Spezialpräparaten liefern neben ergänzenden Aussagen zur Korngestalt, Rundung, Oberflächenbeschaffenheit und Orientierung der detritischen Körner vor allem Informationen zur *Porenraumstruktur*, zum *Mineralbestand*, zur *Materialherkunft* und zur *diagenetischen Überprägung* der Sandsteine (Abbildung 3-7, Tafeln 3/1-5).

Obwohl die diagenetische Geschichte der als Geothermiespeicher in Frage kommenden Sandsteine regional sehr unterschiedlich ist, lassen sich folgende überregionale Prozesse mit Bedeutung für die geothermische Nutzung herausstellen:

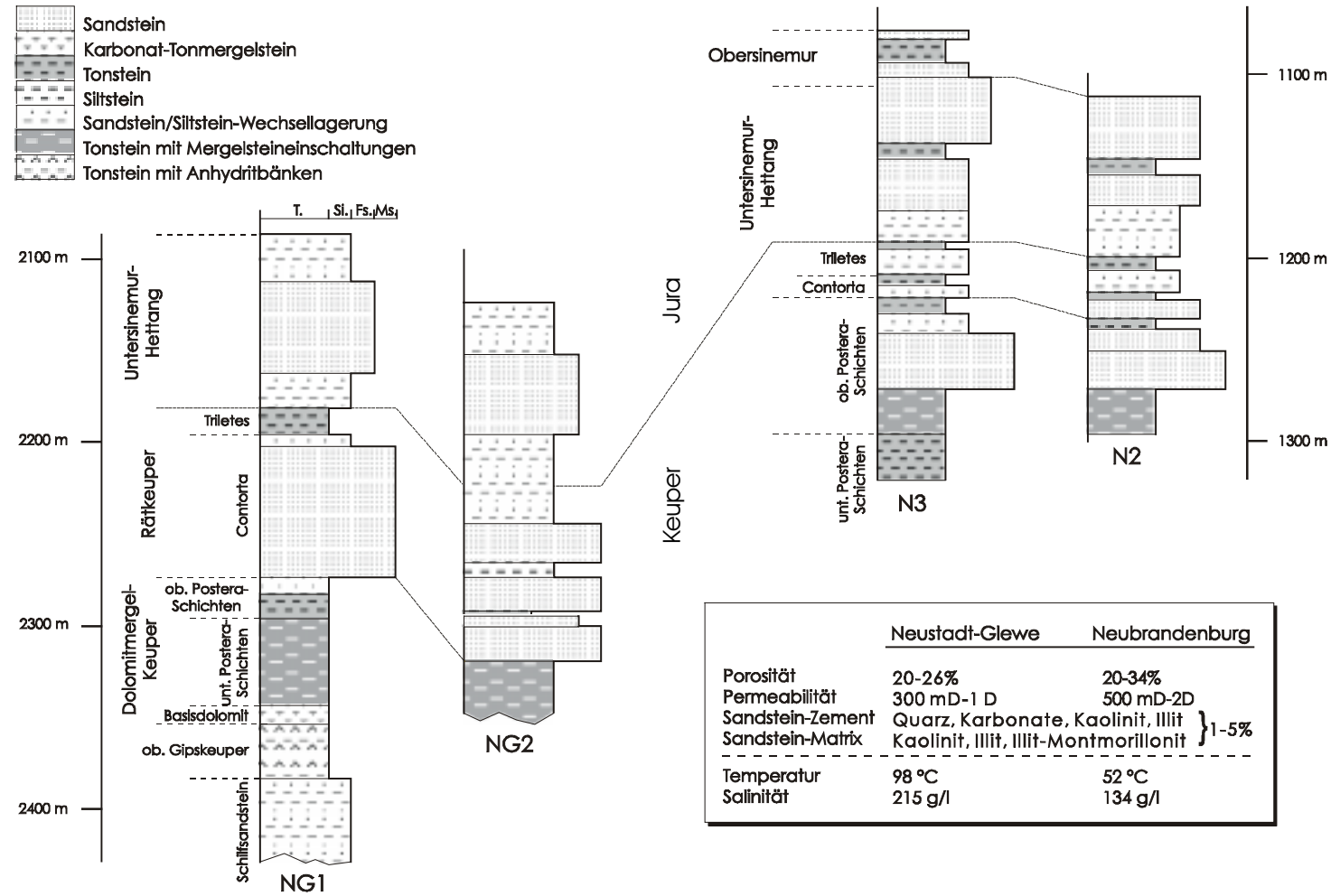
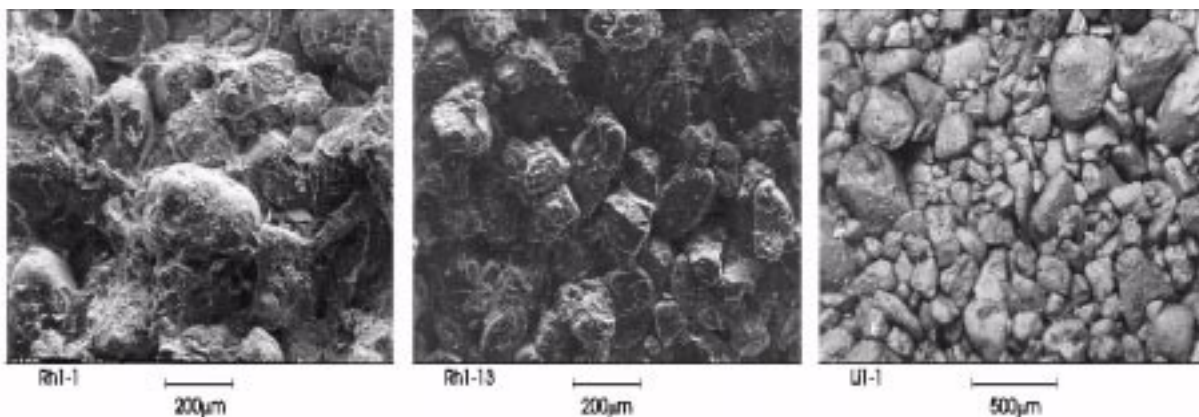


Abbildung 3-6: Ausbildung der Speicherhorizonte an den Standorten der geothermischen Heizzentralen von Neustadt-Glewe und Neubrandenburg.

- unterschiedlich starke frühdiagenetische Zementation vorwiegend mit Karbonaten und Anhydrit
- synsedimentäre bis frühdiagenetische Bildung von unterschiedlichen Fe-Phasen (Pyrit, Hämatit.)
- unterschiedlich starke Kaolinit-, Illit (Illit/Smektit)- und Chlorit-Authigenese
- Verdrängung und Umwandlung von Feldspat und instabilen Gesteinsbruchstücken
- Zunahme des Quarzzementgehaltes mit steigender Temperatur und Tiefe (teilweise mit mehreren Quarzgenerationen)
- spezielle diagenetische Reaktionen im direkten Einflußbereich von Salzstrukturen.

Bisher in Norddeutschland genutzte Sandsteine bestehen bis zu 95% aus Quarz. Als weitere Bestandteile sind mit wechselnden Gehalten Kalifeldspäte (2-10%), Plagioklase (1-5%) und Schichtsilikate ($\leq 5\%$, zumeist Illit, Illit-Smektit-Wechselagerungen, Kaolinit und Chlorit) vorhanden. Die Anteile karbonatischer und sulfatischer Zemente (Siderit, Dolomit, Kalzit, Anhydrit) liegen ebenfalls überwiegend unter 5% (s. Tabellen im Teil B) Erhöhte Anteile dieser Zemente sind zumeist auf spezielle frühdiagenetische und/oder salinartektonische Prozesse zurückzuführen. Für die Abschätzung des möglichen Einflusses der Salinartektonik auf die Zementation von Sandsteinen in der näheren Umgebung von Salzstöcken ist die Kenntnis der Entwicklungsgeschichte der entsprechenden Salzstruktur von entscheidender Bedeutung. Obwohl steigende Zementgehalte im allgemeinen die Reservoireigenschaften verschlechtern, können z. B. geringe Anteile von Quarzzement diese auch positiv beeinflussen, indem sie die Standfestigkeit des Speichers erhöhen (s. z. B. Tafel 3-5).



	Rh 1-1	Rh 1-13	Li 1
Flächenporosität	0,129	0,287	0,189
mittlerer Korndurchmesser	78,7 µm	74,9 µm	127,5 µm
aspect ratio (d_{\max} / d_{\min})	1,47	1,32	1,13
Porosität (Hg)	0,198	0,28	0,177
Porosität (Tränkungsmethode)	0,22	0,317	0,197
mittlerer Porendurchmesser	8,4 µm	11,3 µm	6,7 µm

Abbildung 3-7: Sandsteine mit verschiedenen Korngrößenspektren und unterschiedlicher Porenraumbildung (Untersuchungsmethoden: Bildanalyse, Hg-Porosimetrie, Porositätsbestimmung nach Archimedischer Methode. Proben: Rh 1-1: Hettang, Bohrung Rheinsberg 1-Teufe: 1513,7m; Rh 1-13: Oberer Keuper, Bohrung Rheinsberg 1-Teufe: 1606,5m; Li 1: Kambrium, Geothermiebohrung an der Ostseeküste Litauens: Teufe ca. 1950 m).

Die durch hohe Permeabilitäten charakterisierten hydrogeothermalen Sandsteinspeicher (siehe z. B. Rh 1-13 der Abbildung 3-7) weisen überwiegend hohe Großporenanteile, große Porenradienmedianwerte und sehr gute Porenradiensortierungen auf. Entsprechende Informationen über die Porenraumstruktur der Speichergesteine werden durch Gasadsorptionsverfahren und Hg-Porosimetrie geliefert.

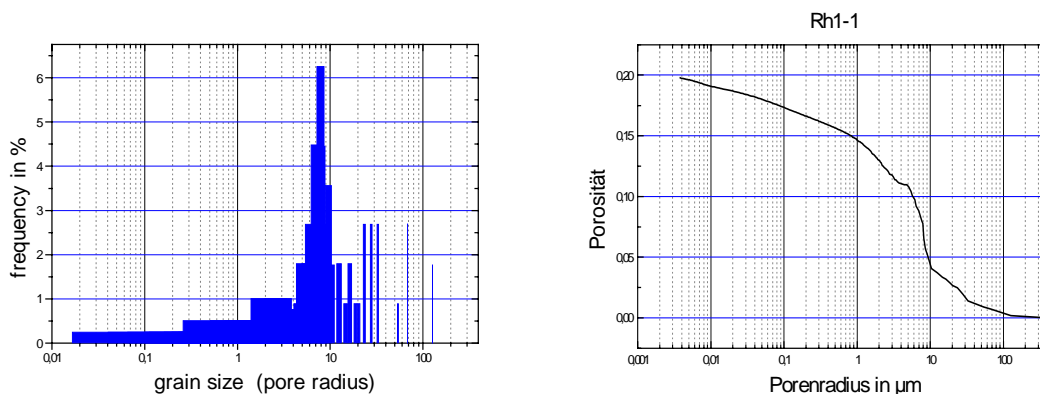


Abbildung 3-8: Mittels Hg-Porosimetrie bestimmte Porenradienverteilungen für die Probe Rh 1-1 der Abbildung 3-7.

Für die geothermische Nutzung der Porenspeicher ist auch die Kenntnis der Größe ihrer inneren Oberfläche von Bedeutung (s. Tabellen im Teil B), da vor allem Wechselwirkungen von Gesteinsmatrix und Porenfluid, wie sie z. B. bei der Reinjektion von Thermalwässern möglich sind, an dieser Grenzfläche ablaufen. Unter dem Gesamtbegriff „spezifische innere Oberfläche“ werden verschiedene normierte Größen der inneren Oberfläche zusammengefasst (z.B. S_m -bezogen auf Masse des trockenen Gesteins, S_{por} -bezogen auf das Porenvolumen). Bei der Bestimmung der inneren Oberfläche unterscheidet man zwischen auf der Basis einer oberflächenproportionalen Adsorption von Gasen, Flüssigkeiten und Farbstoffen beruhenden physikalischen Methoden [s. Schopper, 1982] und modellgestützten Berechnungen, die sich auf optischen Untersuchungen bzw. analysierte Korn- bzw. Porenradienverteilungen stützen. Die spezifische Oberfläche der Sandsteine ist vor allem durch deren Korngrößen und die entsprechenden Kornformen sowie durch den Anteil an Schichtsilikaten und verschiedenen Hydroxiden (z.B. Fe- und Al-Hydroxide, s. Tabelle 3-1) bestimmt.

	Ungefähre Oberfläche [m ² /kg]	ungefähre KAK [mol _c /kg]	ungefähre Dichte der Oberflächenladung [µmol _c /m ²]	vorherrschende negative Ladung
Kaolinit	(1-2) x 10 ⁴	0,02 - 0,06	1 – 6	pH-abhängig
Illit	1 x 10 ⁵	0,3	3	permanent
Smectite	8 x 10 ⁵	1,0	1	permanent
Vermiculit	8 x 10 ⁵	1,4	2	permanent
Fe- und Al-Hydroxide	3 x 10 ⁴	0,005	0,2	pH-abhängig

Tabelle 3-1: Oberflächeneigenschaften von Sandsteinkomponenten [aus Wild, 1995, S. 79 - KAK = Kationenaustauschkapazität bei pH 7].

Ein Vergleich der mit den verschiedenen Methoden gemessenen Größen liefert weitere Informationen über die Struktur des Porenraumes. So werden z. B. bei der Bestimmung der mittleren Porenradien die Ergebnisse der mikroskopischen bzw. bildanalytischen Untersuchungen hauptsächlich von den größeren Porenradien („Porenbäuche“) bestimmt, was somit zu höchsten Werten für die mikroskopisch analysierten mittleren Porenradien führt. In den Meßwerte der Hg- Porosimetrie kommen im Gegensatz dazu vor allem die, für die Transporteigenschaften der Reservoirgesteine bedeutenden, verengten Porenbereiche („Porenhäule“) zum Ausdruck. Das Verhältnis der Radien der Porenbäuche und Porenhäule liefert ein Maß für die Konstriktivität des Porenraumes.

Hydraulische und *elektrische Eigenschaften* der Sandstein-Porenspeicher sind über die Struktur des Porenraumes miteinander verknüpft. Die für die Transportprozesse wirksame Porenquerschnittsfläche geht linear in die elektrische Leitfähigkeit und quadratisch in die hydraulische Permeabilität ein. Aus den elektrischen Eigenschaften lassen sich somit wie auch aus den hydraulischen Eigenschaften Informationen über den für die Transportprozesse wirksamen Porenradius gewinnen. In Abbildung 3-9 ist der für die folgenden Untersuchungen verwendete Meßplatz zur Bestimmung der hydraulischen und elektrischen Gesteinseigenschaften schematisch dargestellt. Der Formationswiderstandsfaktor F des Gesteins berechnet sich mittels des bekannten Widerstandes des die Probe sättigenden Fluids (ρ_w) und des experimentell bestimmten spezifischen Widerstandes des gesättigten Gesteins (ρ_0) als $F = \rho_0 / \rho_w$. Die Beziehung dieses Formationswiderstandsfaktors zur Porosität kommt in der ersten Archie Gleichung: $F = 1 / \phi^m$ zum Ausdruck. Dabei stellt der auch als „Zementations-Exponent“ bezeichnete Exponent m eine empirische Größe dar. Für Sandsteine liegen die m -Werte zwischen 1,3 für unverfestigte Sande und 2,0 bis 2,2 für sehr stark zementierte Sandsteine.

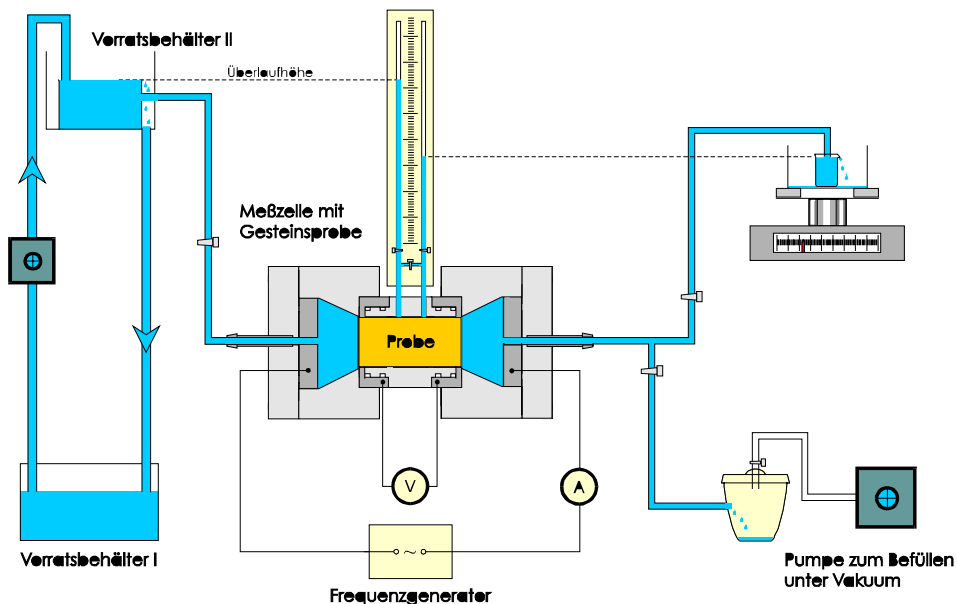


Abbildung 3-9: Meßplatz zur Bestimmung der hydraulischen und elektrischen Gesteinseigenschaften.

Für poröse Medien mit nahezu gleichem Korngrößenspektrum besteht ein Zusammenhang zwischen elektrischem Formationswiderstandsfaktor und hydraulischer Permeabilität. In Abbildung 3-10 kommt diese Beziehung für künstlich hergestellte Salzproben deutlich zum Ausdruck. Da das Korngrößenspektrum und der Grad der diagenetischen Beanspruchung von Sandsteinen sehr stark variieren, wird ein ähnlicher Zusammenhang für diese klastischen Ge-

steine durch mehrere weitere Einflußgrößen verdeckt und nur dann deutlich, wenn die Relation Permeabilität/Formationsfaktor über mehrere Größenordnungen betrachtet wird. Im Diagramm sind deshalb neben den entsprechenden Meßwerten der Speichersandsteine der Geothermie-Bohrung Rheinsberg 1, sowohl Daten von Kreide-Sandsteinen aus dem Elbsandsteingebirge, als auch Daten stärker diagenetisch beanspruchte Sandsteine aus dem Norddeutschen und dem Pariser Becken (Kulenkampff, 1994; Spangenberg et al., 1996-1997) dargestellt.

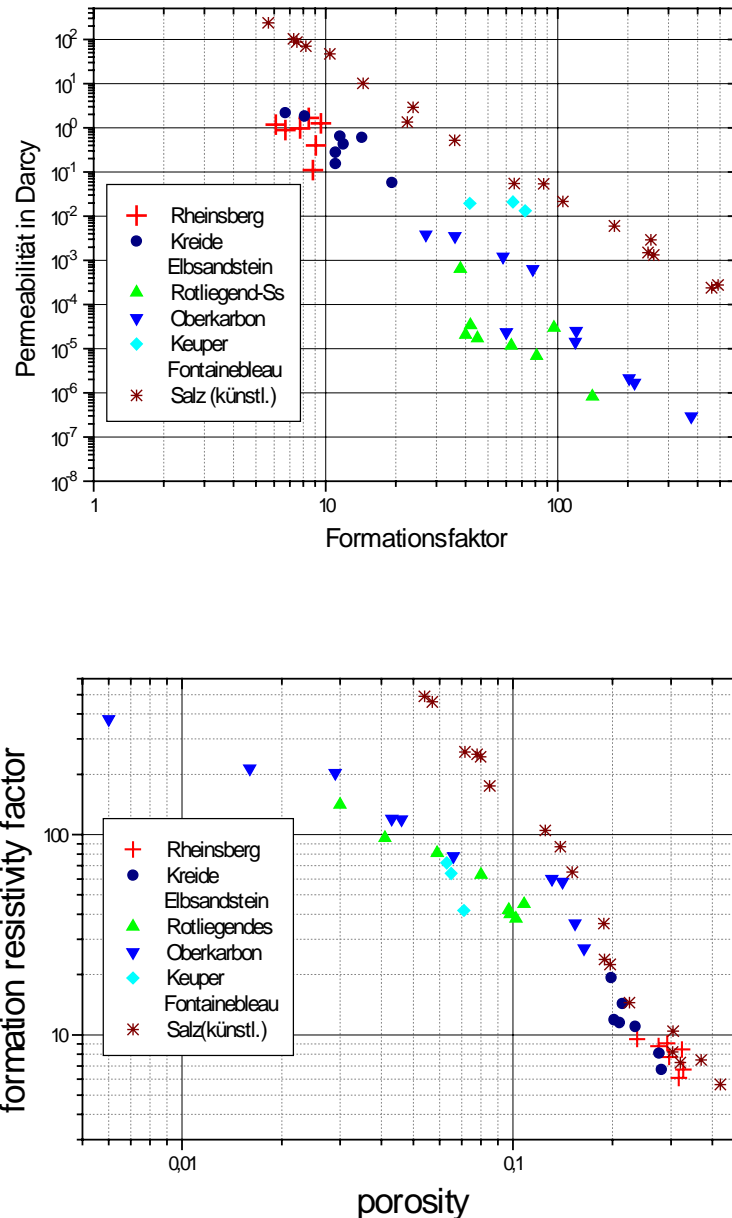
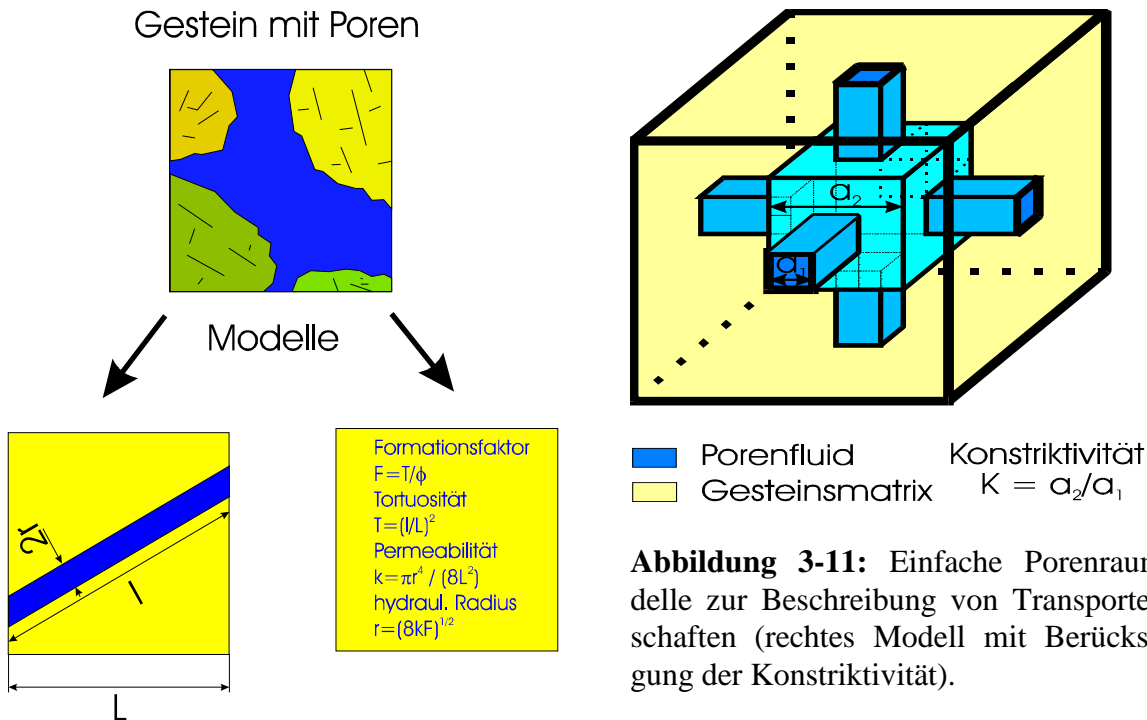


Abbildung 3-10: Beziehung zwischen Formationswiderstandsfaktor und Porosität bzw. Permeabilität für ausgewählte Sandsteine.

Aus Abbildung 3-10 wird ersichtlich, daß die durch hohe Porositäten und Permeabilitäten charakterisierten Speichersandsteine der Bohrung Rheinsberg 1 die niedrigsten Formationsfaktoren und somit auch niedrige „Zementationsexponenten“ aufweisen. Diese Sandsteine stellen von ihren Speichereigenschaften her, sehr gute hydrogeothermale Reservoirs dar. Ihr niedriger Zementationsexponent weist auf ihren geringen diagenetischen Verfestigungsgrad hin.

Aus der Permeabilität und dem Formationswiderstandsfaktor läßt sich der effektive hydraulische Radius $r = \sqrt{8kF}$ ableiten. Bei den untersuchten Sandsteinen aus Norddeutschland steigt mit zunehmendem Produkt aus Formationswiderstandsfaktor und Porosität (Tortuosität) das Verhältnis von mikroskopisch bestimmten mittleren Porenradius und effektivem hydraulischen Radius systematisch an. Dies bedeutet, daß die aus dem Kapillarmodell (Abbildung 3-11 links) resultierenden höheren Tortuositäten (starke Gewundenheit der Transportbahnen) vor allem auf einer Zunahme des Verhältnisses von Porenbäuchen zu Porenhälsen (Einschnürungen der Transportkanäle = Konstriktivität) beruhen. Einschnürungen der Porenkanäle führen bei hydraulischen Strömungen zu Geschwindigkeitsänderungen entlang der Transportbahn. Solche Geschwindigkeitsänderungen sind mit einer Änderung der Transportenergie, des Strömungspotentials und damit dem Absorptionsvermögen der inneren Oberflächen verbunden. Diese Erscheinungen sind insbesondere bei der Reinjektion von Wässern zu beachten, da bei Sandsteinen mit starken Konstriktivitäten der Strömungskanäle z. B. bevorzugt Filtrationserscheinungen auftreten können. Weitere Aussagen zur Struktur des Porenraumes werden mit Hilfe einfacher Modelle (Abbildung 3-11) aus den experimentell bestimmten Transporteigenschaften abgeleitet.



Im linken Diagramm der Abbildung 3-12 ist der Zusammenhang zwischen Konstriktivität und dem Produkt aus Porosität und Formationsfaktor für die aus der Bohrung Rheinsberg 1 untersuchten Sandsteinproben dargestellt. Das rechte Diagramm der Abbildung 3-12 zeigt den Zusammenhang zwischen F und dem reziproken Wert der Porosität für den gleichen Probensatz und die mit dem Modell der Abbildung 3-11 berechnete Beziehung für die Konstriktivitäten $K=1$ und $K=3$.

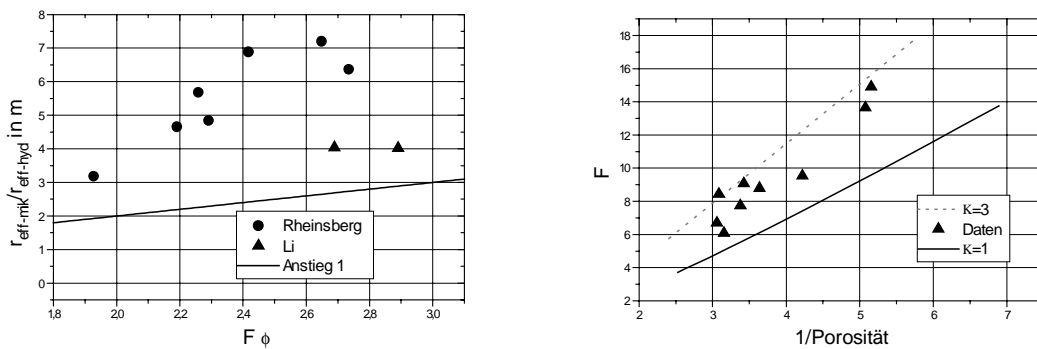


Abbildung 3-12: links: Darstellung des Verhältnisses von mikroskopisch bestimmten mittlerem Porenradius und effektivem hydraulischen Radius über dem Produkt aus Porosität und Formationswiderstandsfaktor; rechts: Vergleich von Modell und experimentell ermittelten Daten.

Ein nicht zu unterschätzender Faktor für die Bewertung der Eigenschaften eines Porenspeichers ist sein *Schichtgefüge*. In Sandsteinen treten sehr unterschiedliche Schichtungstypen auf (Horizontal -, Schräg -, Linsen- oder Flaserschichtung), die Auswirkungen auf die Speichereigenschaften besitzen, ohne daß ihre Einflüsse mit hinreichender Sicherheit quantifiziert werden können. In jedem Fall ist zu beachten, daß die Transporteigenschaften in geschichteten Sandsteinen deutliche Richtungsabhängigkeit (Anisotropie) aufweisen. Insbesondere die Permeabilität senkrecht zur Schichtung ist erheblich reduziert. Nur in richtungslos körnigen, ungeschichteten Sandsteinen ist die Anisotropie meist vernachlässigbar.

Neben den bisher erwähnten Merkmalen ist die *Nettomächtigkeit* der Nutzhorizonte von entscheidender Bedeutung. Nettomächtigkeit ist derjenige Anteil eines Nutzhorizontes, der die geforderten Reservoireigenschaften aufweist und daher in Abhängigkeit von der konkreten technologischen Situation in der Bohrung (Installation) tatsächlich hydrodynamisch genutzt werden kann. Siltig-tonige Zwischenmittel oder Bereiche starker Porenzementation tragen somit nicht dazu bei. Die Nettomächtigkeit wird anhand der petrographisch-petrophysikalischen Analysen und der Testergebnisse (Zuflußprofilierung) bestimmt. Sie ist einerseits insbesondere unter dem Aspekt der erforderlichen Volumenströme ein entscheidendes Kriterium und andererseits auch in fördertechnischer Hinsicht von großer Bedeutung, da z. B. der bei bindemittelarmen und gering verfestigten Sandsteinen mit hoher Porosität und Permeabilität notwendige Filtereinbau das Überschreiten zulässiger Anströmgeschwindigkeiten verbietet.

Auch die Ausbildung der an die Speichergesteine angrenzenden zumeist siltig-tonigen Nebengesteine besitzt Bedeutung für die Erdwärmenutzung. Die folgenden drei Gesichtspunkte sind besonders hervorzuheben:

- Beeinflussung der chemischen Zusammensetzung der Thermalwässer durch Wechselwirkungen zwischen Fluid und Nebengestein.
- Transporteigenschaften der Nebengesteine, diese sind insbesondere für die Beurteilung der Strömungsprozesse (abdeckende Wirkung siltig-toniger Gesteine, Verbindung zwischen Aquiferen) von Bedeutung.
- Gasfreisetzung, besonders bedeutend bei C_{org} -reichen Nebengesteinen; wie aus Abbildung 3-13 hervorgeht, ist das Gasbildungspotential dieser Nebengesteine hauptsächlich bei Geothermieprojekten in Tiefenbereichen von ≥ 2 km in Betracht zu ziehen.

Hauptsächlich aus diesen Gründen sind Betrachtungen zu den Nebengesteinen mit in die Bewertung der Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen einzubeziehen.

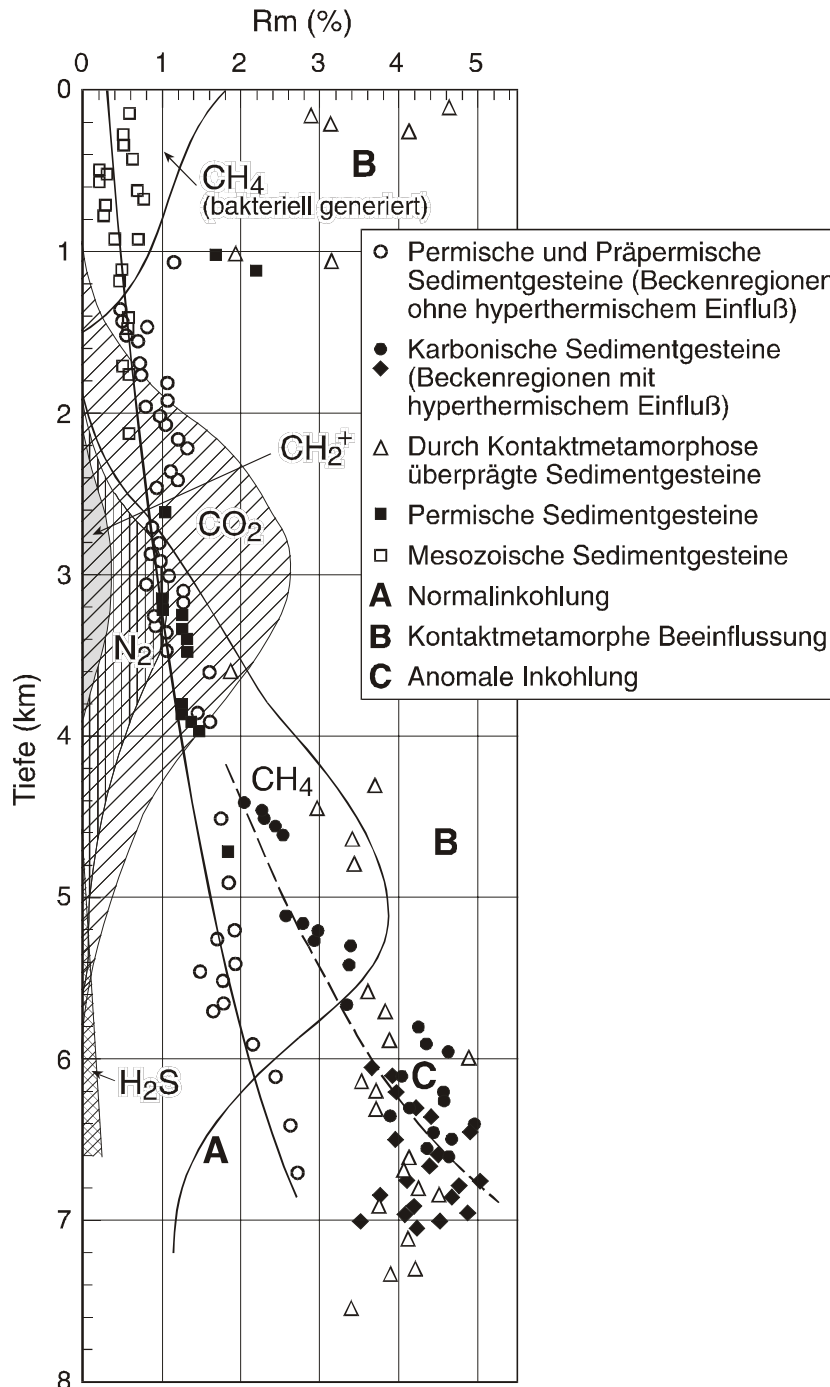


Abbildung 3-13: Beziehung zwischen Inkohlungsgrad und Gasbildungspotential C_{org} -reicher Sedimentgesteine im Norddeutschen Becken (unter Verwendung von Daten aus: Hunt, 1979; Franks and Forester, 1984; Robert, 1988; Hoth, 1997 – Gasbildungspotential auf Inkohlungs-trend A = Normalinkohlung bezogen)

Zusammenfassend ist festzustellen, daß eine möglichst umfassende Charakterisierung der Sandsteinspeicher eine wesentliche Grundlage der hydrogeothermalen Erdwärmennutzung in Norddeutschland darstellt. Dies schließt die genaue Analyse der Porenraumstruktur ein, da diese wichtige Hinweise für die technische Auslegung der Förder- und Injektionsbohrungen und des entsprechenden Betriebsregimes liefern kann. Als geeignete hydrogeothermale Speicher kommen diagenetisch nur gering bis schwach überprägte, matrixarme Sandsteine in Frage.

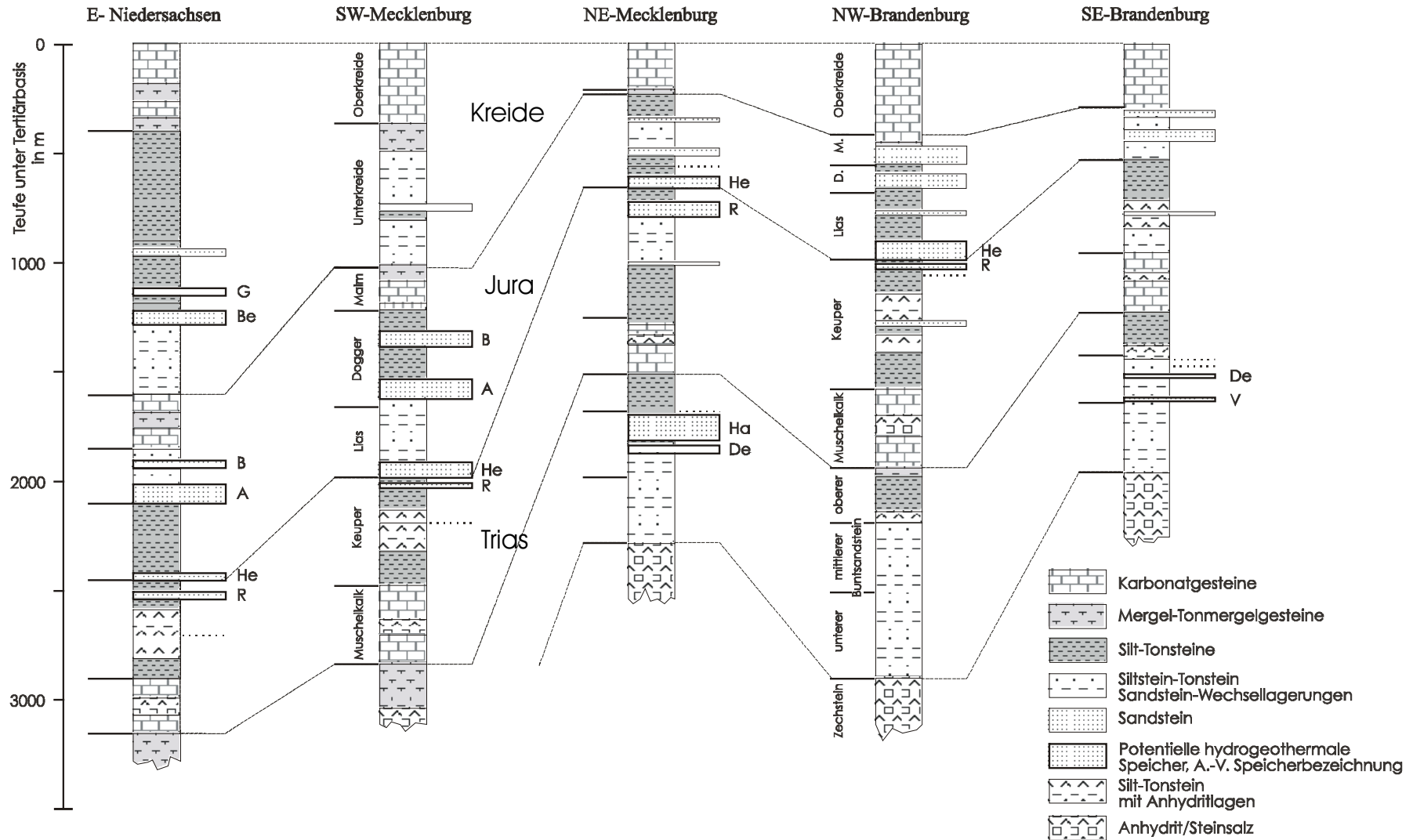
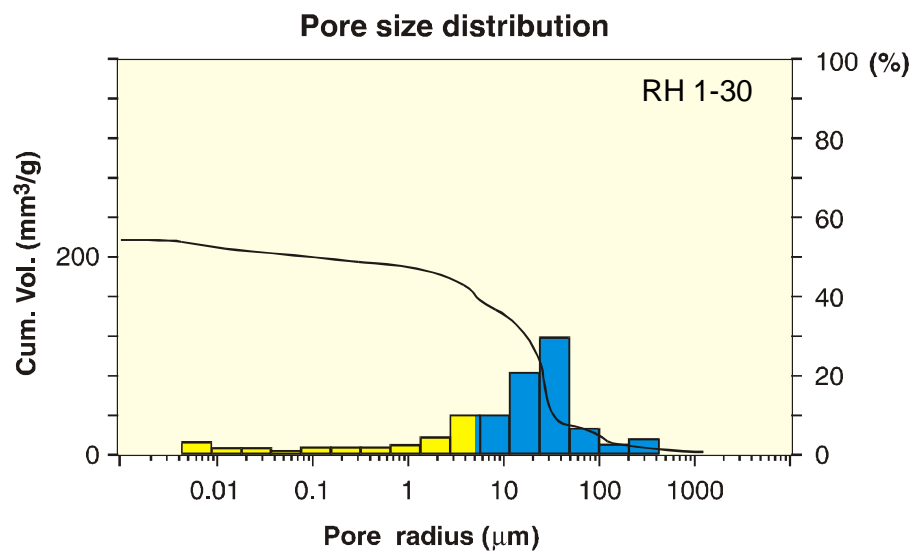
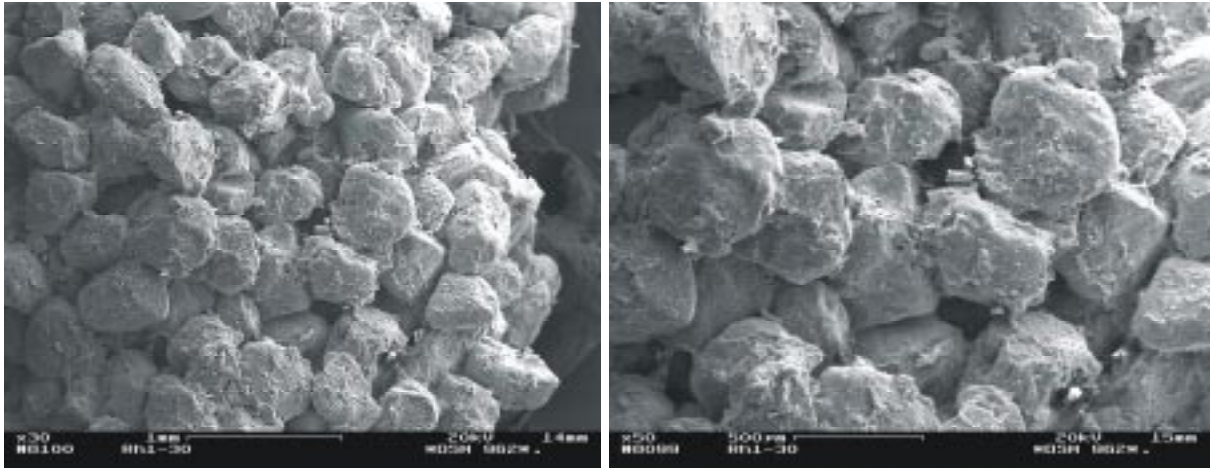


Abbildung 3-14: Lage wichtiger hydrogeothermaler Speicherhorizonte im Norddeutschen Becken (in Anlehnung an Autorenkollektiv 1984).
 Abkürzungen der bezeichneten Sandsteinspeicher: Be = Bentheimer Sdst., G = Gildehäuser Sdst., B = Sdst. des Bath-Bajoc, A = Sdst. des Aalen, He = Sdst. des Hettang, R = Sdst. des Rhät, Ha = Hardeggen Sdst., De = Detfurth Sdst., V = Volpriehausen Sdst.

Diese müssen hohe Porositäten und Permeabilitäten sowie niedrige Formationswiderstandsfaktoren und geringe Konstriktivitäten aufweisen. Sandsteine, die diese Anforderungen erfüllen, treten im Norddeutschen Becken bis zu maximalen Tiefen von 2500 bis 3000 Metern auf. Abbildung 3-14 zeigt die Lage dieser potentiellen hydrogeothermalen Speicher innerhalb verschiedener Standardprofile des Norddeutschen Beckens. Daraus ist ersichtlich, daß die für die hydrogeothermale Erdwärmennutzung in Betracht kommenden Reservoirs vor allem im Oberen Keuper, im Lias und Dogger sowie in der Unterkreide auftreten. Während in den Beckenrandregionen auch Sandsteine des Mittleren Buntsandsteins von Interesse sein können, stehen im Westen Niedersachsens im wesentlichen nur Sandsteine der Kreide für eine geothermische Nutzung zur Verfügung [Haenel und Staroste, 1988]. Außerdem sind im gesamten Westteil des Norddeutschen Beckens größere Regionen wegen der teilweise aus den gleichen Speichern erfolgenden Erdöl-(Erdgas)-Förderung von einer derzeitigen geothermischen Nutzung weitgehend ausgeschlossen. Eine Nachnutzung erschöpfter Lagerstätten wäre bei vorhandenem Abnehmerpotential zumindest denkbar.

Obwohl somit die generelle stratigraphische Position und die regionale Verbreitung der in Frage kommenden Sandsteine bekannt und die an sie zu stellenden Anforderungen klar umrissen sind, bedarf die Einschätzung des hydrogeothermalen Potentials einer Lokation ohne vorhandenen Bohraufschluß zusätzlicher detaillierter regionaler bis lokaler Analysen. Dabei stehen Rückschlüsse bzw. Vorhersagen zur Existenz von nutzbaren Sandsteinhorizonten im Vordergrund. Die regionale Rekonstruktion der Ablagerungsbedingungen und entsprechende Sedimentations- und Diagenesemodelle für die potentiellen Speicher sind aus diesem Grund für die Bewertung des hydrogeothermalen Potentials von Beckenregionen unverzichtbar.



Kurzbeschreibung: mittelkörniger Quarzsandstein, sehr geringe Matrix- und Zementgehalte, hoher Anteil an Makroporen (blau dargestellt)

Bohrung: Rheinsberg 1

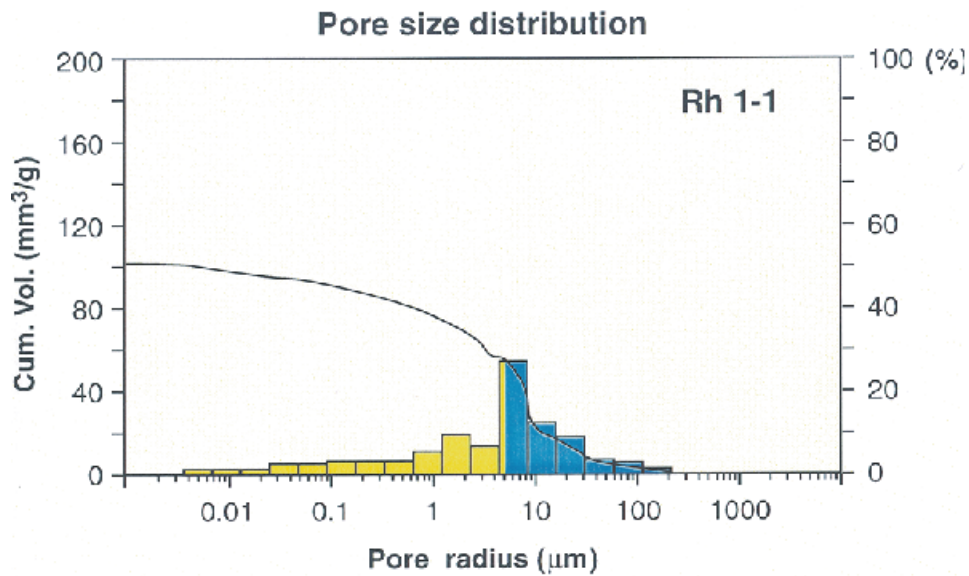
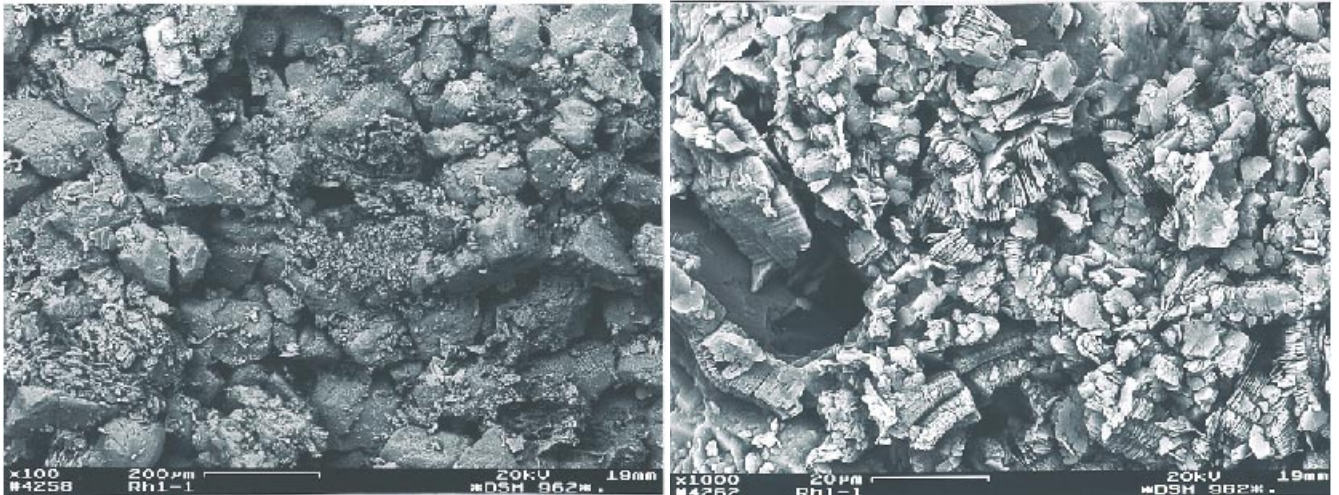
Teufe: ca. 1694 m

Stratigraphie: Trias - Keuper - Rhät - Contorta Schichten

Porosität: 31,5 %

Permeabilität: $1,6 \times 10^{-12} \text{ m}^2$

Tafel 3-1: Abbildung des Porenraumes und der Porenradienverteilung für einen Sandsteinspeicher der Bohrung Rheinsberg 1 mit sehr guter Eignung für die hydrothermale Erdwärmenutzung.



Kurzbeschreibung: Fein-mittelkörniger, feldspat- und matrixführender Sandstein, mit intensiver Kaolinitauthigenese und bedeutendem Anteil an Mikroporen.

Bohrung: Rheinsberg 1

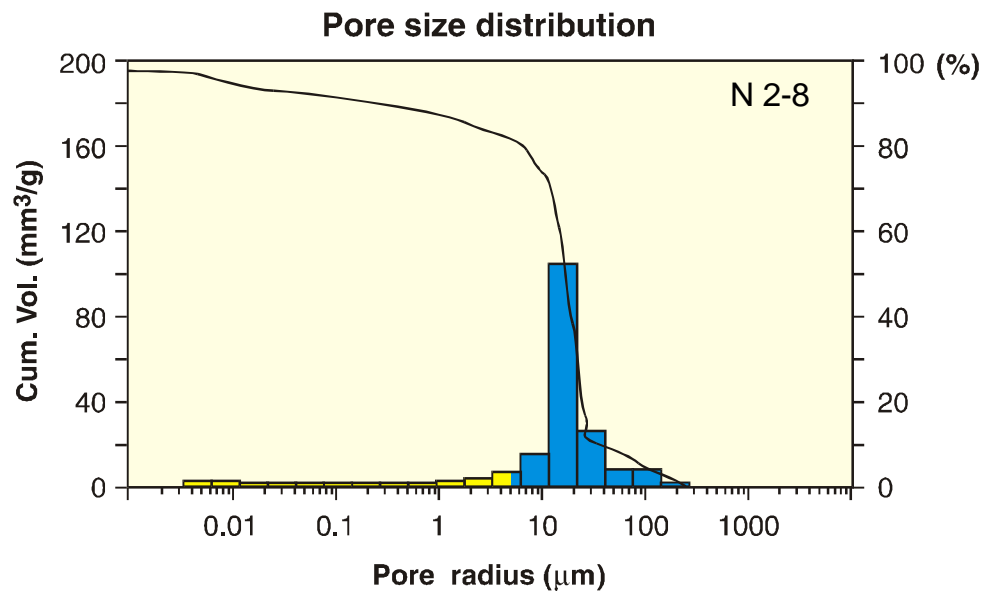
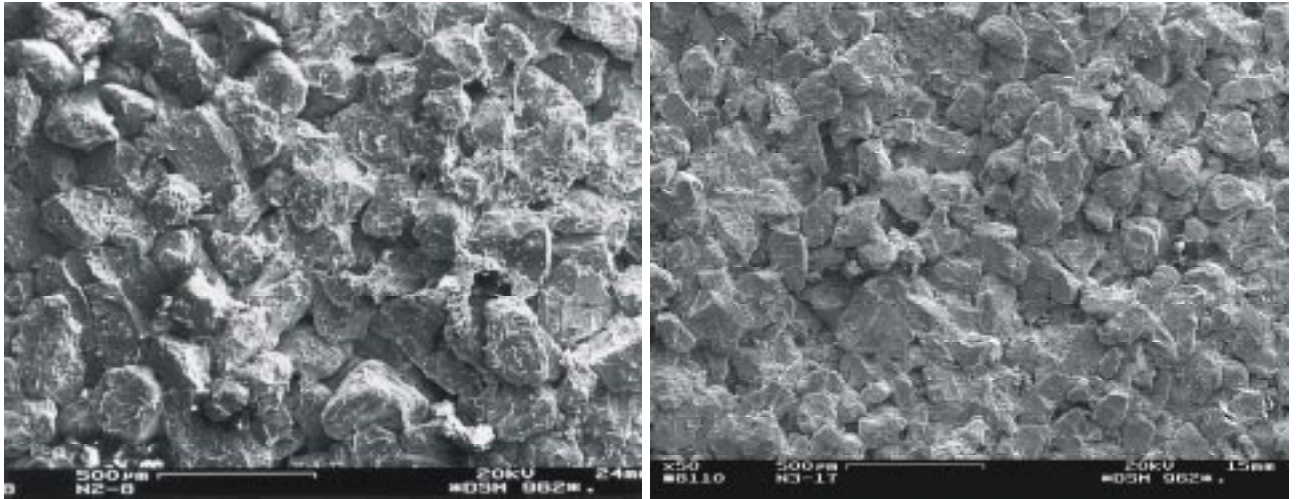
Teufe: ca. 1514 m

Stratigraphie: Jura - Hettang

Porosität: 23,5 %

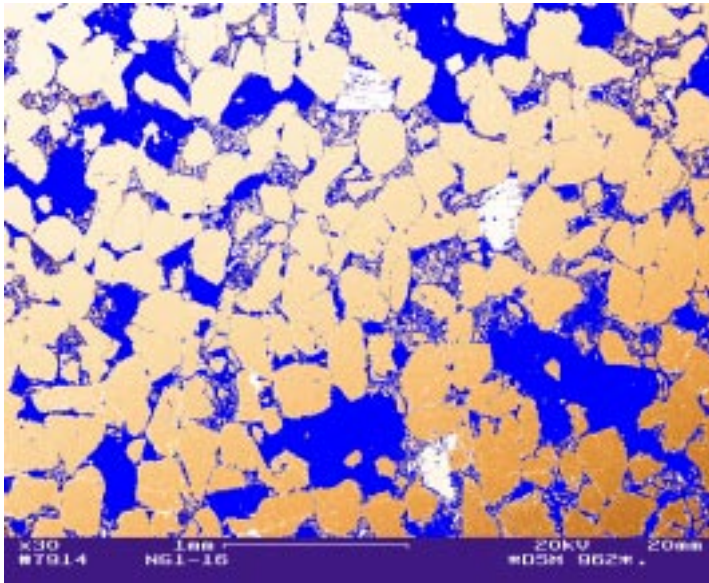
Permeabilität: $0,12 \times 10^{-12} \text{ m}^2$

Tafel 3-2: Abbildung des Porenraumes und der Porenradienverteilung für einen Sandstein der Bohrung Rheinsberg 1, der aufgrund von Matrix- und Zementgehalten die, für die hydrogeothermale Erdwärmenutzung erforderliche, Permeabilitäten nicht erreicht.



Kurzbeschreibung: Fein-mittelkörnige Sandsteine mit geringem Matrixgehalt,
Porenzemente: Quarz und Karbonate,
 sehr hoher Makroporenanteil, sehr gute Porenradiensortierung
Bohrungen: Neubrandenburg 2 und 3
Teufe: 1262 m / 1234 m
Stratigraphie: Trias - Keuper - Dolomitmergelkeuper
 Postera-Schichten
Porosität: 29 - 31 %
Permeabilität: $0,9 - 1,2 \times 10^{-12} \text{ m}^2$

Tafel 3-3: Abbildung des Porenraumes und der Porenradienverteilung der Bohrungen Neubrandenburg 3 und 4 mit guten bis sehr guten Speichereigenschaften.

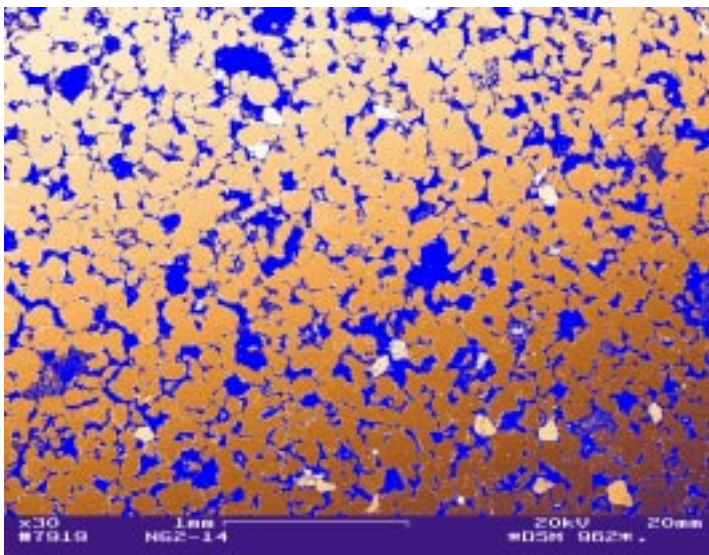


1 A

Mittelkörniger Sandstein der Bohrung Neustadt-Glewe 1, Teufe: 2245m
Stratigraphie: Keuper-Rät-Contorta-Sch.

Quarzsandstein nach der Klassifikation von Pettijohn et al. 1973, Quarzanteil (gelb bis braune Farbtöne) ca. 95%, Nebenbestandteile: Feldspat, Kaolinit, Dolomit, Kalzit, Pyrit

Porosität (Kern): 23%
Permeabilität (Kern): $1,05 \times 10^{-12} \text{ m}^2$

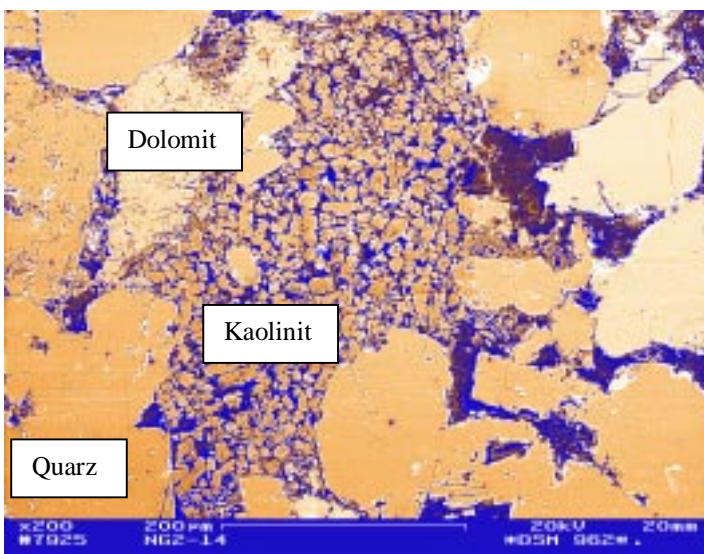


2 B

Fein-mittelkörniger Sandstein der Bohrung Neustadt-Glewe 2, Teufe: ca. 2300.5 m
Stratigraphie: Keuper-Rät-Contorta-Sch.

feldspat- und gesteinsfragmentführender Sandstein nach der Klassifikation von Pettijohn et al. 1973, Quarzanteil ca. 92%, Nebenbestandteile: Feldspat (ca. 4%), Kaolinit und Illit (ca. 2%), Dolomit (ca. 1%); Pyrit

Porosität (Kern): 21%
Permeabilität (Kern): $0,320 \times 10^{-12} \text{ m}^2$

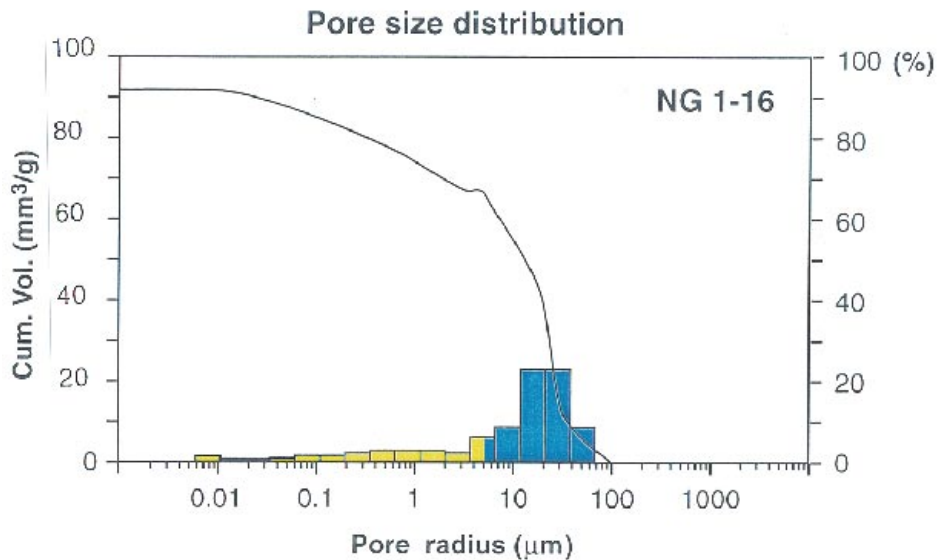
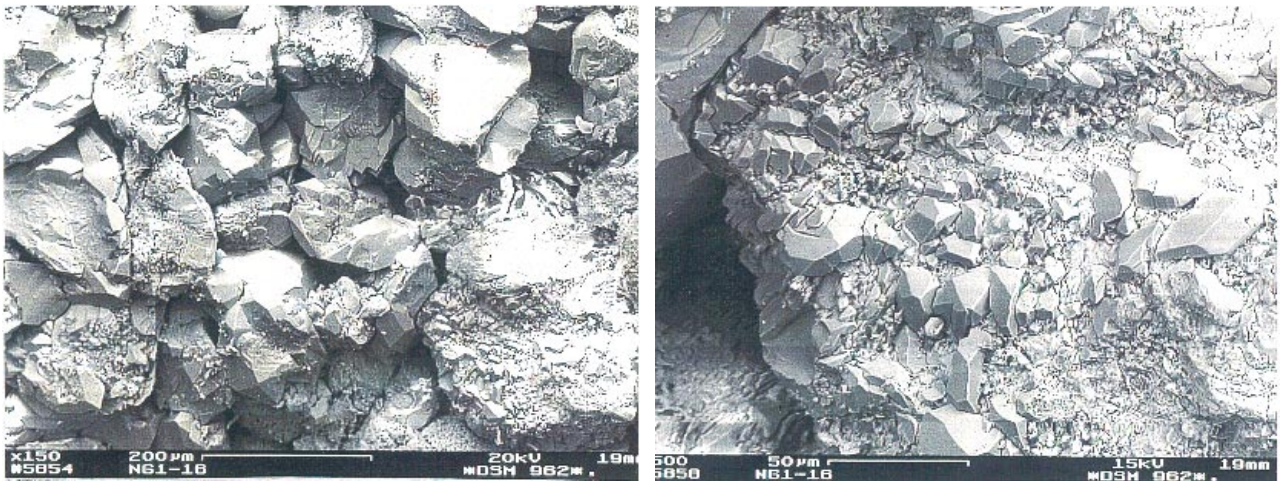


2.1 C

Darstellung eines Bildausschnitts von B

Porenraum des obigen Sandsteins mit authigenem Kaolinit und Dolomitzeiment

Tafel 3-4: Abbildung des Porenraums von Contorta-Sandsteinen der Bohrungen Neustadt-Glewe 1+2 mittels Dünnschliffen; Falschfarbendarstellungen von rasterelektronenmikroskopischen Aufnahmen (Porenraum in blauer Farbe).



Kurzbeschreibung: Mittelkörniger Quarz-Sandstein, sehr reiner Quarzsandstein mit ca. 10 % Quarzzement

Bohrung: Neustadt-Glewe 1

Teufe: 2246 m

Stratigraphie: Trias - Keuper - Rhät
Contorta-Schichten

Porosität: 22 %

Permeabilität: $0,94 - 1,05 \times 10^{-12} \text{ m}^2$

Tafel 3-5: Abbildung des Porenraumes und der Porenradienverteilung für einen Sandstein der Bohrung Neustadt-Glewe 1. Der bedeutende Anteil an Quarzzement bedingt die gute Standfestigkeit des Reservoirs.

3.3 Zur Bedeutung der Tonminerale für die Speichereigenschaften der Sandsteine

Georg Frosch und Egon Althaus

Tonminerale sind Mineralpartikel mit einer Korngröße kleiner als 2 μm . In den geothermisch genutzten Sandsteinspeichern Nordostdeutschlands sind dies überwiegend die blättchenförmig oder stengelig ausgebildeten, wasserhaltigen Alumosilikate Kaolinit, Illit, Smektit und Smektit / Illit - Wechsellagerungen.

Tonminerale in Sandsteinen können während der Sedimentation oder kurz danach eingebracht worden sein. Sie sind dann ein integraler Teil der Gesteinsmatrix. Oder sie haben sich als Folge diagenetischer Prozesse zu einem späteren Zeitpunkt authigen in den Porenräumen gebildet [Wilson und Pittman, 1977].

Letztere sind für die Speichereigenschaften eines Sandsteins von besonderer Bedeutung [King, 1992]. Sie sind nicht dem Gebirgsdruck ausgesetzt und können daher mechanisch mobilisiert werden [Khilar et al., 1985]. Da sie als Präzipitat oder als Reaktionsprodukt einer Ausgangsphase im Porenraum entstanden sind, stehen sie in engstem Kontakt zum Fluid. Ihre oftmals feine Ausbildung führt zu einem großen Oberflächen/Masse- Verhältnis. Dies ist wichtig, da die für die Speichereigenschaften wesentlichen Reaktionen oberflächenabhängig sind [King, 1992].

Die Bildung authigener Tonminerale verändert die Permeabilität eines Sandsteinspeichers. Sie kleiden den Porenraum von den Wänden her rasenartig aus bzw. füllen ihn ganz oder teilweise [Wilson und Pittman, 1977]. Dabei reduzieren sie einerseits die Permeabilität des Speichers durch die Verkleinerung der Porenhäule und durch die zunehmende „Rauhigkeit“ der Porenwände, welche Turbulenzen im Fluid erzeugt [Ives, 1987]. Howard (1992) konnte zeigen, daß Permeabilitätsverringerung überwiegend auf die Verengung der Wegsamkeiten zurückzuführen ist. Andererseits wird aber auch das Porenvolumen der Gesteine und dadurch deren Speicherkapazität für Thermalfluide herabgesetzt.

Bei der Gewinnung niedrigerenergetischer geothermaler Energie wird das System Fluid / Speichergestein verändert. Im Idealfall betrifft dies nur die Temperatur, den Druck und das Fließregime sowie die davon abhängigen Parameter. Diese Bedingungen sind beim ungestörten Betrieb der GHZ Neustadt-Glewe auch gegeben [M. Kühn, mündl. Mitteilung]. Weitergehende Veränderungen z. B. des pH-Wertes oder des Redoxzustandes sind denkbar und für Sonderfälle (z. B. Pumptests) auch dokumentiert [Schulz et al., 1994]. Die Tonminerale des Speichers reagieren auf diese Veränderungen, was zu unterschiedlichen Auswirkungen führen kann. Drei davon seien hier aufgeführt:

1. Freisetzung und Migration von Tonmineralen

Nach Baudracco (1989) ist der permeabilitätsverändernde Einfluß der Tonminerale während der Förderung auf ihre unterschiedliche Anordnung im Porenraum zurückzuführen. Diese ist eine Folge von oberflächenabhängigen Koagulations- bzw. Peptisationsvorgängen. Schädigungen des Speichers treten auf, wenn Tonpartikel durch hydrodynamische Kräfte freigesetzt werden, migrieren und durch einen internen Filterprozeß die Wegsamkeiten verstopfen. Die Filterwirkung wird durch authigene Tonminerale im Porenraum verstärkt. Wichtig für die Beurteilung dieser Vorgänge sind u. a. folgende Größen:

- Art, Eigenschaften, Anordnung und Ausbildung der Tonminerale (z. B. CEC),
- die Salinität und die chemische Zusammensetzung des Fluids,
- der pH-Wert des Fluids,
- die Temperatur.

Die Modellierung dieser Prozesse erfolgt durch Anpassung der Gouy-Chapman-Stern-Theorie [Riepe, 1984; Stumm, 1992] an die Bedingungen der geothermisch genutzten Speicher [Baudracco, 1989]. Oftmals wird das elektrokinetische Potential (Zeta-Potential) als Maß für die Flockungsempfindlichkeit herangezogen.

2. Quellen von Tonmineralen

Quellfähige Tonminerale und solche mit quellfähigen Anteilen in den Wechsellagerungsstrukturen können im Kontakt mit Wasser unterschiedliche Hydratationsstufen einnehmen. Dieses Quellen ist vom Ladungszustand der Tonminerale und von der Art und Konzentration des Elektrolyten abhängig [Jasmund und Lagaly, 1993]. Die Permeabilität des Speichers wird dabei durch Verengung der Wegsamkeiten herabgesetzt [King, 1992]. Kommt es zu einem Quellen bis zur Delamination, werden migrationsfähige Partikel freigesetzt (s. o.). Als quellfähige Phasen wurden in den Speichergesteinen aus den Bohrungen Neubrandenburg, Neustadt-Glewe und Rheinsberg überwiegend Illit / Smektit-Wechsellagerungen mit Smektitanteilen bis zu 60 % identifiziert. Die Gefahr einer drastischen Reduktion der Permeabilität durch solche Migrationsvorgänge ist daher gegeben und muß für den Dauerbetrieb in Betracht gezogen werden.

3. Lösungsvorgänge

Veränderungen des Fluids können die Sättigungsindices bezüglich der Tonminerale verändern. Dies gilt in starkem Maße für pH-Wert Änderungen. Es kann zu Lösungerscheinungen kommen, die die Zusammensetzung des Fluids und die Eigenschaften des Gesteins (z. B. Porosität und Permeabilität) ungünstig beeinflussen.

3.4 Erkundungs- und Untersuchungsumfang für mesozoische Speichergesteine

Herbert Schneider, Geothermie Neubrandenburg GmbH

In Norddeutschland, besonders in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg sind die geologischen Voraussetzungen für eine Nutzung des Erdwärmepotentials, gebunden an mineralisierte Tiefenwässer mit einem Wärmeinhalt entsprechend der angetroffenen Schichttemperaturen zwischen 44°C bis 100,5°C gegeben.

Die technologische Machbarkeit ist grundsätzlich durch den Betrieb von geothermischen Heizwerken (Geothermische Heizzentralen - GHZ) in Waren/Müritz (seit 1984), Neubrandenburg (seit 1988), Neustadt-Glewe (seit 1995), der Pilotanlage Prenzlau (1988 bis 1990) sowie durch die Bohr- und Testergebnisse aus inzwischen 31 Geothermie- bzw. Thermalwasser-Tiefbohrungen nachgewiesen.

Mit dem BMFT-unterstützten Forschungsvorhaben "Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen im Hinblick auf das Langzeitverhalten" erfolgte u. a. die Analyse und Bewertung mesozoischer Speichergesteine unter faziellen, genetischen und hydrodynamischen Aspekten mit dem Ziel, verbesserte Grundlagen für die Prognose geothermischer Ressourcen in Aquiferen verfügbar zu haben.

Hinsichtlich Verbreitung und Nutzbarkeit wurden die 6 mesozoischen Sandsteinschichten:

- | | |
|----------|---|
| - Dogger | Aalen (Dogger beta) |
| - Lias | Untersinemur-Hettang (Lias alpha) |
| - Keuper | Rätkeuper/Contorta-Schichten (Mittelrät-Hauptsandstein) |

Dolomitmergelkeuper/ Obere Postera-Schichten (Unterrät)
 Schilfsandstein
 - Buntsandstein Detfurth-Sandstein

untersucht. Trotz der wichtigen regionalen Aussagen kann eine ortsdiskrete Prognose der geologisch-geothermischen Verhältnisse mit der erforderlichen Sicherheit nicht vorgenommen werden. Auch für zukünftige Vorhaben ist in der Erkundungs-/ Aufschlußphase ein angemessener geologischer Untersuchungskomplex mit den Bestandteilen

- Bohrkernuntersuchungen,
- geophysikalische Bohrlochmessungen,
- Testarbeiten

unerlässlich. Der Kernuntersuchungskomplex kann nach Untersuchungsart und -umfang präzisiert werden. Unverzichtbar sind Kernuntersuchungen in keinem Fall: Sie ermöglichen die erforderliche Bestimmung der Speichereigenschaften. Die notwendigen Untersuchungen und ihre Einschätzung werden in den Tabellen 3-2 bis 3-4 wiedergegeben.

Die komplexe, regionale und standortbezogene, gesteinsgenetisch sowohl auf die stratigraphische Einheit als auch auf die Speichersandsteine bezogene Interpretation führte zu folgenden wesentlichen Schlußfolgerungen:

- Die Ergebnisse der mit Tiefbohrungen mehr oder weniger intensiv aufgeschlossenen 15 Geothermiestandorte lassen sich in den regionalen geologischen Rahmen gut einordnen. In den meisten Fällen gestatten sie für den jeweiligen Speicherhorizont verallgemeinerbare Aussagen.
- Für einzelne Speicherhorizonte bzw. Standorte festgestellte Zusammenhänge von Parametern oder erkennbare Trends werden durch statistisch gesicherte Aussagen der Gesamtheit der Einzeldaten gestützt. Abweichungen sind zumeist sedimentologisch erklärbar. Als Beispiel soll die nachfolgende Darstellung der tiefenabhängigen Veränderung der Nutzporosität auf der Grundlage von ca. 3000 Proben dienen (s. Abbildung 3-15).

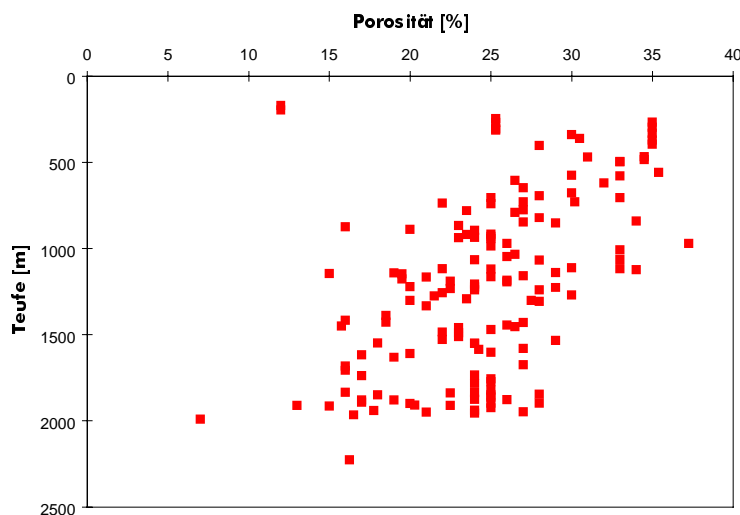


Abbildung 3-15: Beziehung zwischen Porosität und Tiefe für mesozoische Sandsteine des Ostteils des Norddeutschen Beckens.

- Reifegrad eines Sedimentes, mechanische Kompaktion (Lagerungsteufe) und Korngröße sind die drei Hauptfaktoren, die in komplizierter Wechselwirkung die petrophysikalischen und hydrodynamischen Speichereigenschaften der untersuchten mesozoischen Horizonte bestimmen.
- Die Zusammenhänge zwischen petrographisch-petrophysikalischen und hydrodynamischen Ergebnissen sind weitaus komplexer; zweiseitige Abhängigkeiten sind für eine erschöpfende Erklärung in den meisten Fällen nicht ausreichend. Die Streubreite der Einzelwerte ist im allgemeinen groß.
- Unter Berücksichtigung der verschiedenen, objektiven wie subjektiven Einflußfaktoren auf die Ableitung von Kriterien zur Speicherbewertung wird deutlich, daß es nicht einen einzelnen Grenzparameter geben kann, der nutzbaren von nicht nutzbaren Speichersandstein und potentielle Nutzhorizonte unterschiedlicher Güte voneinander unterscheiden läßt.
- Hauptkriterien für die prinzipielle geothermische Nutzbarkeit eines mesozoischen Sandsteinspeichers im untersuchten Rahmen sind:

Mittlere Nutzporosität,
 Permeabilität (nach Kern und Test),
 Sandsteinmächtigkeit,
 Porenradienverteilung,
 Feinkornanteil und
 Bindemittel + Zementanteil.

Mit Ausnahme der Speichermächtigkeit beeinflußt dieser Kriterienkomplex die Speichergüte.

- Die Prognosemöglichkeiten für standortbezogene Speicherparameter beschränken sich auf die Angabe begründeter Erwartungswerte innerhalb der Verbreitungsgebiete, die in der Regel die wichtige Entscheidung über Nutzbarkeit oder Nichtnutzbarkeit der Hauptspeicherbereiche am gefragten Standort gewährleisten. Infolge der starken faziellen Differenziertheit und Mikro-Heterogenität aller untersuchten Speicher besitzen diese Werte nur grob orientierenden Charakter für die Ableitung potentiell realisierbarer Leistungen (Thermalwassergewinnung und -reinjektion).
- Die durchgeführten Untersuchungen verweisen darauf, daß auch zukünftig standortbezogene Erkundungsarbeiten weder in den sechs bearbeiteten, noch in anderen mesozoischen Speicherhorizonten ersetzt werden können.

a) Kernuntersuchungen

Untersuchungsart	Wesentliche ermittelte Parameter
Kernbemusterung / Kernaufnahme	Gesteinsansprache, Gliederung in lithologisch-petrographische Einheiten, Erfassung von strukturellen und texturellen Merkmalen
Porositätsbestimmung (NP) (Tränkungsverfahren)	Nutzporosität in Vol.-%
Permeabilitätsbestimmung (DL) senkrecht und parallel zur Kernachse	Permeabilität in 10^{-12} m^2
NP- und DL-Bestimmung unter Überlagerungsdruck	Nutzporosität in situ in Vol.-% Permeabilität in situ in 10^{-12} m^2

Untersuchungsart	Wesentliche ermittelte Parameter
Kapillardruckanalyse	Anteile von Großporen (>5000 nm), Mittelporen (75 - 5000 nm) und Kleinporen (<75 nm), Porenradienmedianwert (R 50) Porenradiengröße, Porenradienmaximum, Porenradiensortierung, Gesteinsdichte
Korngrößenuntersuchungen (Siebanalyse)	Kornfraktionen, mittlerer Korndurchmesser, Kornsortierungsgrad, Anteile von Fein-, Mittel- und Grobsand
Röntgenographische Analyse	Mineralbestand, Zementminerale, Akzessorien
Dünnschliffuntersuchungen	Schichtungstyp Sortierungsgrad, Packung, Verteilung und Anteil von Bindemittel- und Zement-Mineralen
Chemische Kurzanalyse	Bestimmung der Zementminerale
Mikropaläontologische Untersuchungen	stratigraphische Zuordnung
Elektronenmikroskopische Aufnahmen	Struktur des Porenraumes und der Gesteinsmatrix

Tabelle 3-2: Erforderliche Untersuchungen an Bohrkernen.

b) Bohrlochmessungen

Meßverfahren	Wesentliche Ergebnisse
Gammalog	Aushalten und Korrelation lithologischer/stratigraphischer Einheiten, Abgrenzung Speicher-Nichtspeicher
Kaliber	Bohrlochbeschaffenheit, Lokalisierung von Speicherbereichen
Widerstandsverfahren	Lokalisierung von Schichtgrenzen/Wechsel petrophysikalischer Eigenschaften
Akustiklog	Porositätseinschätzung
Laterolog Neutron-Neutron-Log	quantitative Porositätsbestimmung
Gamma-Gamma-Log	Dichtebestimmung
Bohrlochabweichung	
Flowmeter	Zuflußprofilierung

Tabelle 3-3: Analysen mittels Bohrlochmessungen

c) Geodynamische Testarbeiten

Untersuchungsart	Wesentliche Ergebnisse
Test im Bohrprozeß - Gestängelifttest	Bewertung von potentiellen Speicher-Kapazitäten im Förderverhalten, Schicht-inhalt, Schichtdruck, -temperatur, -permeabilität
Test nach Bohrabschluß - Casinglifttest - Zuflußmessung nach Filtereinbau - Interferenzuntersuchungen	s. o. hydrodynamische Verhältnisse unter Betriebsbedingungen

Tabelle 3-4: Wesentliche Ergebnisse geodynamischer Testarbeiten

3.5 Well completion and test

Peter Seibt und Heiko Horn

Beside the evaluation of the exploitability of a geothermal reservoir, optimal technical solution's planning and implementation of reservoir development is an essential condition for the successful operation of a geothermal heating station. The following recommendations and experience with regard to completion and testing of geothermal injection wells refer to Mesozoic reservoir horizons in Northeast Germany. These thermal-water bearing reservoir horizons are fine to medium-grained sandstones with thickness from 20 to 100 m of depth intervals between 1000 and 2500 m. In the last 15 years, 70 hydrodynamical tests (including 22 injection tests) were carried out in 50 different sandstone horizons of 31 wells.

The investigated geothermally exploitable aquifers consist of high-permeable sandstones (with permeabilities up to 2 Darcy), for which the entry of particles from drilling mud represents a serious danger because of reservoir blocking, especially for injection wells. Subsequently, such primary damages may require more or less extensive stimulation. Therefore, it is advised to keep the entry of particles in this phase as low as possible. According to the present technical knowledge reservoirs are developed by well widening (underreaming) of a cored interval. Bentonite muds with low solid content and little filtrate are used for coring. The unavoidable damages to the near-well area, connected herewith, can be reduced by underreaming to the largest possible extent. However, the question then is what kind of drilling mud has to be applied for underreaming. Biopolymerised fluids combined with soluble particles and salt solutions (salt suspensions) might be used. This would result in the formation of an - by re-flushing easily decomposable (dissolution of salt) - elastic filter crust. Proper handling and disposal of this drilling mud, however, still forms a problem.

According to present knowledge, it is possible to combine the process of underreaming with nitrogen lift production, even using foams in the underbalanced regime. Good experience was collected with nitrogen lift production for the wash out of reservoir sand during installation and the intensification of even installed wells. As in all fluid production and injection wells, stability and geohydrodynamical characteristics of the matrix, in particular in the near-well

area, are of special importance for proper geothermal reservoir installation. In Northeast Germany, the following methods of installation were applied:

- Open hole

This installation method is usable for stable, not sanding reservoir rocks. In general reservoir rock stability increases with depth. After testing, the well can be used for production with open, uncased hole. The little impact on the near-well area (low damage potential) is the advantage of this method. However, possibilities of stimulation by frac-pack treatment are very much restricted technically.

- Cased hole with perforated section

A solution predominantly used so far for injection wells is, the opening-up of the reservoir after casing and cementation with jet or erosion perforators. Here, the most important advantage is the maintenance of the chances to stimulate by frac-pack treatment. Parameters similar to those of the production tests can be reached, also with regard to the injection behaviour after the frac-pack treatment. A disadvantage is sanding through the perforations during well operating, which is quite often observed in injection wells. This can lead to plugging, which would make expensive flushing necessary.

- Pre-pack installations

To prevent the above mentioned sanding through the perforations, a pre-pack can be installed in front of the reservoir sandstone. Epoxy resin-gravel mixtures have by now been used. The pre-pack is pressed through the perforations under high pressure into the reservoir and the caverns around the well.

Compared to other installations (e.g., wire-wrapped screens) this method of sand consolidation can be advantageous with regard to cost and time. A disadvantage up until now is that the pre-pack could not be placed in front of all perforations with the required thickness. In some wells, sanding was therefore observed even after such treatment.

- Wire-wrapped screen installations with gravel pack

The most common and recently applied solution for filter installation within geothermal production and injection wells is the completion by wire-wrapped screens. The advantages are commonly known and proven by the productivity of the wells completed in this fashion. The following conditions, however, may be disadvantageous:

-Screen slot, reservoir sand and gravel grain sizes can be coordinated only in very few cases. The supply of the desired high-quality screen completion with matching slots is - with regard to logistics - extremely difficult because of the very short time period between opening-up of the reservoir and installation. Selection is done in general on the basis of the predicted values. This can lead under certain conditions to losses in productivity.

-The possibilities of frac-pack stimulation are technically very much restricted and imply the great danger of damages. A frac-pack can be applied prior to final installation without any disadvantage for the screen installation if flow restrictions occur in the reservoir before installation. It must be emphasised, that such a kind of installation requires top-quality equipment and highest technological discipline.

In spite of the disadvantages, this installation method has proven technically most favourable. Last but not least, this is confirmed by, to date, excellent operating behaviour of the Neustadt-Glewe GHS injection well.

The influence of technological development for well completion and injected water quality is explained in the description of the Gt NG 1/88 and Gt NG 2/82 well tests [Seibt et al., 1997].

Injectivity tests have shown, that the production and storage of geothermal water will always result in a change of its quality. These changes can cause, depending on aquifer properties and the level of the reservoir development, reservoir blocking during reinjection processes.

The following new main points were identified regarding the technology of the thermal water reinjection process in the frame work of injectivity tests:

- Prevention of oxygen influence on the waters during thermal water production by a nitrogen gas-protection-system
- thermal water storage in closed, nitrogen-flushed tanks
- reduction of the storage time (i.e. reinjection immediately after production, if possible)
- avoidance of oxygen-permeable spots
- reduction of water filtration to a safety filter in the closed injection string
- elimination of acid adding
- retaining of a tank system.

The critical evaluation of test results can also lead to technical modifications of the surface installation. This is the reason that pressure buildup during injection tests must always be assessed under the aspect of reservoir reactivity and flow restriction. It's very important to consider, that it is not possible to simulate the real thermal loop conditions of a geothermal heating plant with injection tests. This is due to the fact that the same high level of protection from the ambient influences as in the thermal loop (no interaction) is not realizable during these tests. The test equipment used in the process of well completion will always be more or less provisional in comparison to the thermal water loop installed within the geothermal heating plant.

The methodology for the reservoir evaluation described by Seibt et al. (1997) (s. figure 3-16) allows reliable prediction with regard to the injection behaviour of the reservoirs. The method is based on the evaluation of production tests, relevant laboratory analyses and modelling of the hydraulic and chemical reservoir behaviour. Therefore, technical injection tests prior to the commissioning of geothermal loops should be implemented only in case of well-founded uncertainties, such as significant deviation of individual parameters from empirical values.

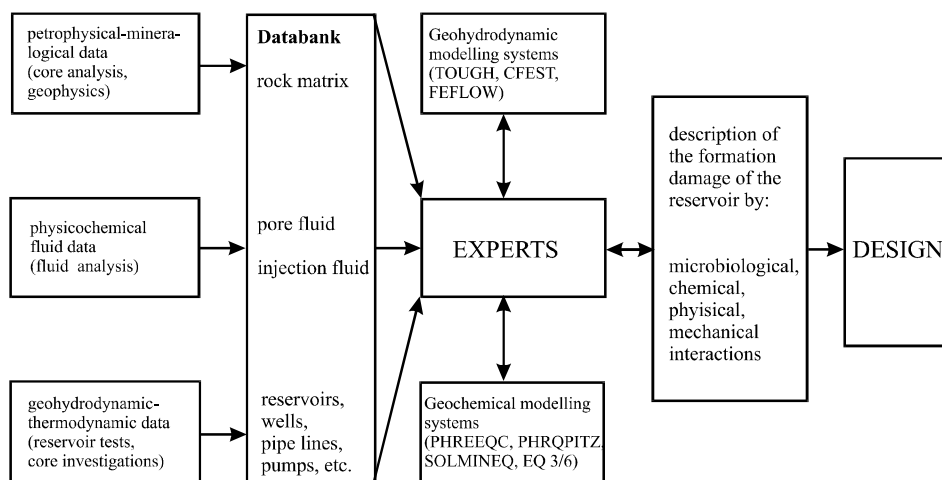


Figure 3-16: Methodology of reservoir evaluation for designing GHS

3.6 Mögliche Formationsschädigung durch Partikeleintrag

Margit Martin und Andrea Seibt

Ein wesentlicher Faktor für den Injektionsverlauf ist der Eintrag suspendierter Feststoffe mit dem Injektionsfluid. In der Literatur sind eine Vielzahl von Studien bekannt, die Schädigungsmechanismen mittels Kerndurchströmungsexperimenten untersuchen und darauf aufbauend mathematische Modelle zur Vorhersage von Bohrlochinjektivitätsabnahmen entwickeln. Einige wichtige Arbeiten sollen hier beispielhaft genannt werden: Barkman und Davidson (1972), Eylander (1988), Eleri et al. (1992), Sorbie et al. (1992), van Oort et al. (1993) und Civan (1996). Die Teilchen, die vom Fluid durch das poröse Medium bewegt werden, setzen sich in den Matrixporen ab, woraus eine Abnahme resultiert. Tiefenfiltrationsmodelle [Herzig et al., 1970; Donaldson und Baker, 1977; Hofsäss und Kleinitz, 1994 und 1995; Liu und Civan, 1996; Pang und Sharma, 1994) beschreiben das Eindringen der Teilchen in den Porenraum und die resultierende Schädigung.

In Anlehnung an Barkman und Davidson (1972) sowie Abrams (1977) läßt sich die Beeinträchtigung der Schicht durch das Eindringen suspendierter Feststoffe durch folgende empirische Regel beschreiben:

- Teilchen $> 1/3$ des Porendurchmessers überbrücken die Porenöffnungen der Schichtoberfläche (Bohrlochwand) und bilden eine äußere Filterkruste.
- Teilchen $< 1/3$ und $> 1/7$ des Porendurchmessers dringen in die Schicht ein und verkeilen sich, wobei sie eine innere Filterkruste (Tiefenfiltration) bilden.
- Teilchen $< 1/7$ des Porendurchmessers verursachen keine Formationsbeeinträchtigung, sie werden durch die Schicht transportiert.

Als Mangel der von Barkman und Davidson (1972) und Abrams (1977) entwickelten Modelle stellte sich das Fehlen realistischer Werte für die Eindringtiefen der Teilchen und die Durchlässigkeit der inneren Filterkruste heraus.

Ein weiteres Modell zur Vorhersage von Beeinträchtigungen durch innere Filterkrustenbildung während der Wasserinjektion wurde von van Oort et al. (1993) entwickelt. Unter Ausnutzung des Darcy-Gesetzes für radiale Strömung, einem Stoffgleichgewicht zwischen dem Feststoff in der Suspension und der inneren Filterkruste und der Modifizierung der Iwasaki-Beziehung zur Tiefenfiltration läßt sich die Reduzierung der Injektivität und die Eindringtiefe der Feststoffe kalkulieren. Zwei neue Parameter - der Schädigungsfaktor und der Volumenfiltrationskoeffizient -, die nur experimentell zu ermitteln sind, wurden in das Modell eingeführt. Aufgrund der Komplexität dieses Problems und der Verschiedenartigkeit der Speichergesteine und Injektionswässer wurde eine halbempirische Näherung als Lösung favorisiert, die in guter Übereinstimmung mit den Experimenten stand. Mit Hilfe dieses Modells sind realistische Voraussagen zur Abschätzungen für Wasserinjektionen möglich. In Abhängigkeit der Einströmgeschwindigkeit des Fluids ändert sich die Beeinflussungsrate der permeablen Schicht. So steigt z. B. der Umfang der Beeinträchtigung um mehrere Größenordnungen, wenn die Injektion unter eine kritische Einströmgeschwindigkeit von 2 cm/min sinkt. Hier verursachen kleinere Partikel die zunehmende Schädigung, so daß eine $1/3 : 1/14$ Regel (Teilchen-/Porengrößenverhältnis für innere Filterkrustenbildung) anwendbar wird. Erst bei einer Einströmgeschwindigkeiten von 10 cm/min bestätigt sich die ansonsten herangezogene $1/3 : 1/7$ Regel. Deshalb wird in den Arbeiten von van Oort et al. (1993) ein Filtrationskoeffizient benutzt, der zur anfänglichen Injektionsrate umgekehrt proportional ist.

Von Roque et al. (1995) wurden die Phasen der Formationsschädigung durch Retention von suspendierten Partikeln spezifiziert und anhand von Laborexperimenten untersucht.

Auch Hofsäss und Kleinitz (1995 und 1994) zeigen, wie mit phänomenologischen Modellen der Tiefenfiltration die Entwicklung von Druck, Ablagerungs- und Permeabilitätsprofil einer Injektion berechnet werden können.

Todd et al. (1984) berücksichtigen den Beitrag der Diffusion zum Teilchentransport. Die Differentialgleichungen des Modells mußten somit numerisch gelöst werden. Die Lösungen für lineare Durchströmung stimmen mit den Ergebnissen ihrer Kernuntersuchungen überein. Die daraus gewonnenen Modellparameter nutzten die Autoren zur Berechnung der Permeabilitätsentwicklung bei radialer Strömung.

Pang und Sharma (1994) entwickelten ein Netzwerkmodell zur Vorhersage der Permeabilitätsbeeinträchtigung durch Finesmigration bzw. -injektion. Dieses Modell berechnet die detaillierte Porenstruktur und kann für spezifische Partikel- und Porengrößenverteilungen verwendet werden. Alle bisher betrachteten Modelle berechnen den inneren und äußeren Filterkuchen getrennt, was eine wesentliche Vereinfachung darstellt, weil sich beide Arten der Filterkuchen gleichzeitig bilden. Mit dem Konzept der Übergangszeit von Pang und Sharma (1994) werden Bedingungen definiert, unter denen beide, externe und interne Filterkuchenbildung, stattfinden.

Liu und Civan (1996) berichten über Kerntests und Modellierung sowie modellgestützte Analyse der Tests. Als Hauptfaktor für die Formationsschädigung durch Partikelinvasion zeigt sich die Partikelkonzentration. Eine Schädigung durch Bohrspülungsfiltration ist bei Zweiphasenströmung geringer. Chemische Ausfällungen und organische Ablagerungen werden im Modell nicht betrachtet.

Alle diese Modelle betrachten nur die mit dem Fluid eingetragenen Partikel (Fines Migration durch mechanische Scherung) und nicht mögliche Reaktionen im Porenraum (Unverträglichkeiten zwischen Fluiden und Gesteinen, Tonmobilisierung u. a.) bei der Durchströmung mobilisierte Partikel.

Von Civan (1996) wird ein Modell, das die chemischen, physikochemischen, hydrodynamischen, thermischen und mechanischen Formationsschädigungen im Komplex betrachtet, vorgestellt. Mit dessen Hilfe ist es möglich, die Gesteins-Fluid-, Fluid-Fluid- Wechselwirkungen und die daraus resultierenden Veränderungen in der Speicherschicht zu simulieren. Es stellt eine makroskopische Modellierung aller unterschiedlichen Phänomene dar, die eine Schädigung der Speicherschicht hervorrufen können. Nicht alles läßt sich in theoretischen Formeln darstellen, so daß experimentelle Untersuchungen und empirische Ansätze einbezogen werden müssen.

Die meisten der vorgestellten Modelle, die auf der Grundlage von Kerndurchströmungsversuchen entwickelt wurden, eignen sich gut, eine Formationsschädigung in Bohrlochnähe zu prognostizieren und zu beschreiben. Allerdings werden nur für die Erdölindustrie relevante Fragestellungen wie Spülungsfiltration betrachtet. Die Beschreibung der Ansätze bei der Injektion beziehen sich auf den sogenannten „Wasserschock“, d. h. Eintrag von „süßem Wasser“ oder auf Wässern mit einem maximalen NaCl-Gehalt bis zu 5 %. Bei der Injektion von hochsalinaren Wässern, wie sie bei der thermischen Nutzung der norddeutschen Thermalwässer auftreten, stellt aufgrund der angewandten Filtertechnologie der Partikeleintrag einen eher untergeordneten Schädigungsfaktor dar.

Die Partikel/Fluid-Wechselwirkungen im Porenraum, die sich in Mobilisierung und Verlagerung von Partikeln äußern, können Veränderungen im Porenraum und damit eine Änderung der Durchströmbarkeit bewirken. Diese Vorgänge lassen sich mittels geochemischer Modelle erfassen. Ziel eines hydrogeochemischen Modells ist die Interpretation von Fluidanalysen, um Wechselwirkungen mit bestimmten festen und gasförmigen Phasen nachweisen oder voraussagen zu können. Mit Hilfe thermodynamischer Gleichgewichtsberechnungen werden Sättigungsindizes einzelner Mineralphasen in Abhängigkeit der Parameter (Druck, Temperatur,

stoffliche Zusammensetzung) bestimmt. Die Berechnung eines Gleichgewichtszustandes erfordert die Annahme eines geschlossenen Systems, wodurch eine zeitunabhängige chemische Zusammensetzung des Gesamtsystems beschrieben werden kann.

Im Verständnis geochemischer (natürlicher bzw. technisch bedingter) Prozesse wurden in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte erzielt, daß auch komplexe Partikel/Fluid-Wechselwirkungen mit Erfolg interpretiert werden können. Allerdings bestehen immer noch Lücken im Verständnis der komplexen Natur der Partikel/Fluid-Wechselwirkungen, die zur Zeit nur durch empirische Modellanteile überbrückt werden können. Das trifft insbesondere dann zu, wenn sich das System aufgrund kinetischer Behinderung nicht im Gleichgewicht befindet, z. B. durch biotische Einflüsse oder den zonierten Aufbau von Mischkristallen.

Daran wird deutlich, daß laborativ bestimmte Daten im System der hydrogeothermalen Injektion aufgrund der Zusammensetzung der injizierten Wässer und der erwarteten Wechselwirkungen durchaus Berechtigung haben.

3.7 Durchströmungsversuche

Margit Martin, Michael Kühn und Volker Köckritz

Die absolute Permeabilität bei Strömung von Fluiden (z. B. Schichtwasser) errechnet sich aus dem DARCY-Gesetz für die lineare Durchströmung einer zylindrischen Probe der Länge l und des Durchmessers d (mit dem Probenquerschnitt senkrecht zur Strömungsrichtung $= \pi d^2 / 4$) durch

$$k = \frac{l * \eta * \Delta V}{A * \Delta p * \Delta t}$$

k	absolute Permeabilität [m^2]
$\Delta V / \Delta t$	Flüssigkeitsvolumenstrom [cm^3/s]
η	dynamische Viskosität des Strömungsfluids [$Pa * s$]
$\Delta p = p_E - p_A$	Druckabfall längs der Probe [Pa].

Für die laborative Bestimmung der Permeabilität gut durchlässiger Materialien stehen erprobte, meist stationäre Meßverfahren zur Verfügung [Häfner et al., 1985; Häfner und Pohl, 1985]. Grundlage der laborativen Permeabilitätsbestimmung [Häfner und Heeg, 1980] ist die vollständige Sättigung des nutzbaren Porenvolumens mit einem Fluid.

Die Untersuchung der Permeabilitätsentwicklung von Aquifersandsteinen bei Durchströmung mit veränderten Thermalwässern (hinsichtlich physiko-chemischer Eigenschaften, chemischem Milieu, Verunreinigungen) unter lagerstättenähnlichen Bedingungen im Langzeitregime dient der Beurteilung der Beeinflussung einer Speicherschicht durch Injektion und der Möglichkeiten zur Verringerung bzw. Beseitigung eingetretener Schädigungen [Köckritz und Martin, 1996].

Ebenso sind Untersuchungen zur Konditionierung der Injektionsfluide erforderlich, weil so langfristig eine Speicherschädigung verringert oder verhindert werden kann. Im Betrieb einer hydrogeothermalen Anlage auftretende Bedingungen können damit im Labor nachvollzogen und mögliche Einflußfaktoren auf das Injektionsverhalten getestet werden.

Apparativer Aufbau

Die Laboranlagen [Glasenapp von, 1962; Wildemann, 1991; Eleri et al., 1992; Eylander, 1988] zur Kerndurchströmung sind vergleichbar aufgebaut, aber die Versuchsparameter unterscheiden sich aufgrund unterschiedlicher Zielstellungen wesentlich.

- Anlage der Universität Bremen

Der Aufbau der Perkolationsanlage ist schematisch in Abbildung 3-16 dargestellt. Der Kernhalter in der Versuchsanlage ist aus einem Stück V4A Stahl gedreht. Der Sandsteinkern wurde vorn und hinten mit Teflonkappen abgedeckt, in die Glasfritten eingelassen waren. Kern und Kappen wurden mit Teflonband umwickelt und in einen Teflonschlauch eingeschrumpft. Die PEEK-Kapillaren wurden durch die Bohrungen der Teflonkappen und der Abstandshalter innerhalb der Hochdrucksäule bis auf die Glasfritten geführt. Die Hochdrucksäule wurde während der Perkolation in einem Ofen auf 25 bzw. 70°C temperiert.

In der dargestellten Anlage wurde ein Stück zylindrischer Bohrkern ($d = 3,6 \text{ cm}$ und $l = 4,8 \text{ cm}$) des Nutzhorizontes der GHZ Neustadt-Glewe mit einem sauerstofffreien, künstlichen Salzwasser (Salzgehalt: 216 g/l; Hauptbestandteile: Na-K-Ca-Mg-Sr-Ba-Cl-SO₄) unter in situ Speicherbedingungen (Druck und Temperatur) mit einer Fließrate von 6 ml/h (entspricht einem mittleren Fluß von 1 km in zehn Jahren zwischen Förder- und Injektionsbohrung) durchströmt. Die Lösung wurde mit einem pH-Wert von 5,15 mit einer HPLC-Pumpe, die den Druck in der Anlage erzeugte, durch den Sandstein gepumpt. Die hinter der Hochdrucksäule angebrachten Überdruckventile ermöglichten die Regulierung der Druckbedingungen (Abbildung 3-17).

Permeabilitätsänderungen im Kern, wie sie durch Ausfällungen entstehen, können während des Versuchs durch die Messung der Druckdifferenz zwischen Ein- und Auslauf der Säule bestimmt werden. Zusätzlich wurde Bromid als Tracer in momentaner Eingabe durch das Injektionsventil (Abbildung 3-17) eingespritzt, um Veränderungen der Durchlässigkeit anhand des Verlaufs der Durchgangskurve zu bestimmen. Die Bromiddetektion erfolgte on-line mit einem UV-Spektrometer.

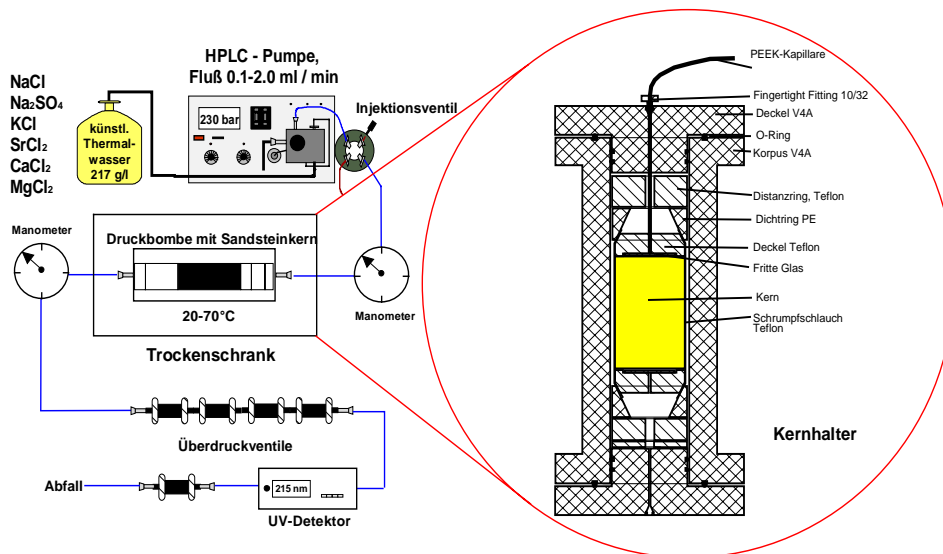


Abbildung 3-17: Kerndurchströmungsanlage für in situ Druck- und Temperaturbedingungen.

- Anlage der Bergakademie Freiberg

Der Aufbau der Kerndurchströmungsanlage RCCA 100 ist schematisch in Abbildung 3-18 dargestellt. Die Anlage konnte mit präparativen HPLC-Pumpen mit PEEK-Pumpenköpfen (Flußrate bis 50 ml/min, Druck bis 15 MPa) ergänzt werden. Bauteile aus PEEK sowie glasbeschichtete Stahlleitungen (Silcosteel) sollen Korrosion durch hochsalinare Thermalwässer im System verhindern.

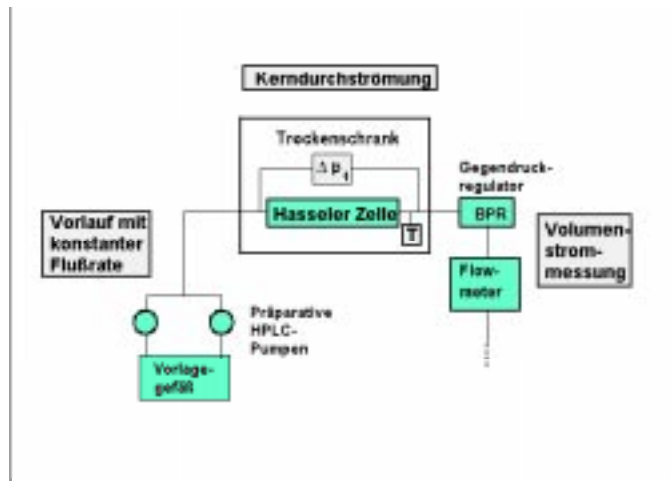


Abbildung 3-18: Kerndurchströmungsanlage der TU BA Freiberg für lagerstättenähnliche Druck- und Temperaturbedingungen

Die Sandsteinprobe wird in einem Viton-Gummimantel in den Kernhalter eingebaut. Die Einstromflächen werden mit Lochscheiben bzw. Glasfritten abgedeckt; die Befestigung im Kernhalter erfolgt durch PEEK-Stempel. Die Probe wird mit einem Überlagerungsdruck von mindestens 0,7 MPa beaufschlagt. Der Kernhalter mit der Probe befindet sich in einem Wärmeschrank, wo eine Temperierung der Probe zwischen 20 und 95°C möglich ist. Mit einem Gegendruckregulator kann ein maximaler Druck von 35 MPa mittels Luft oder Stickstoff im System erzeugt und konstant gehalten werden. Die Druckmessung erfolgt mit Drucksensoren unterschiedlicher Bauart. Die Strömungsrichtung durch die Kernprobe kann bei eingebauter Probe umgekehrt werden. Mit einem Degasser läßt sich der Gasgehalt der Durchströmungsfluide auf etwa 10 ppb senken. Eine Partikelentfernung aus den Fluiden erfolgt durch 10 µm Lösungsmittelfilter. Diese apparatbedingten Behandlungen idealisieren die Injektionsbedingungen.

Durch eine N₂-Beaufschlagung des gesamten Systems lassen sich lagerstättenähnliche Bedingungen (reduzierendes Milieu) erreichen. Eine Zusatzeinrichtung ermöglicht, blockierende Substanzen (z. B. mit definierten Partikelgehalten), gasgesättigte Lösungen, Bohrspülungen usw. zu dosieren. Die Durchströmung der Proben erfolgt in Schichtrichtung, was bei annähernd waagerechter Schichtung des Speichers und senkrechter Bohrung, durch Herstellung der Proben (3,8 cm Ø und bis max. 7,5 cm Länge) horizontal zur Bohrkernachse aus Bohrkernen der Nutzhorizonte der GHZ Neubrandenburg bzw. Neustadt-Glewe realisiert wird.

Nach Trocknung der Probe wird die Sättigung mit dem Durchströmungsfluid unter Vakuum vorgenommen. Die Probe wird in der elastischen Ummantelung eingebaut und einem Überlagerungsdruck p_{ii} (simulierter Gebirgsdruck) ausgesetzt. Mantel- und stirnseitig wirkend, erzeugt dieser Überlagerungsdruck in der Untersuchungsprobe einen annähernd hydrostatischen Spannungszustand.

Nach Einbau der gesättigten Proben in den Kernhalter und Beaufschlagung mit Überlagerungsdruck erfolgte die Durchströmung mit Salzlösungen (Originalschichtwasser bzw. synthetisches Fluid) mit einer Flußrate von 25 ml/min bei unterschiedlichen Druck- und Temperaturbedingungen in einem Zeitraum bis zu vier Wochen. Der Volumenstrom wurde durch Ermittlung des Differenzdruckes beim Strömen des Fluids durch eine Kapillare mit definierter Länge und Durchmesser bzw. durch ein Flowmeter bestimmt. Die Änderung der Permeabilität konnte anhand der Entwicklung des Volumenstromes und des Differenzdruckes über der Probenlänge verfolgt werden. Eine Verringerung der Permeabilität war durch Partikeltransport, besonders bei O₂-haltigen Lösungen durch Eisenausfällungen, zu verzeichnen.

Unterschiede im Versuchsaufbau (Freiberg, Bremen) bedingen einen unterschiedlichen Spannungszustand in der Probe. Für hochpermeable Sandsteine sollten die auftretenden Beeinflussungen allerdings gering sein. Während als Zielstellung der Bremer Versuche ein Nachweis möglicher Reaktionen unter Porendruck im Speicher in größerem Abstand zum Bohrloch betrachtet wurden (z. B. Ausmaß der Blockierungen durch Barytausfällungen [Kühn, 1997]), zielen die Freiburger Versuche mit an Lagerstättenbedingungen angenähertem Spannungszustand der Proben und hohen Strömungsgeschwindigkeiten auf mögliche Wechselwirkungen in der bohrlochnahen Zone mit einer geringen Filterfläche ab.

Literatur

- Abrams, A., Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion, JPT, 586, Mai, 1977.
- Autorenkollektiv: Diener, I., G. Katzung, P. Kühn, u. a., Geothermie-Atlas der DDR; Berlin, Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 18 S., 27 Anlagen, 1984.
- Autorenkollektiv, Geologische Grundlagen für die Geothermienutzung in Nordostdeutschland, Zentrales Geologisches Institut Berlin, Gesellschaft für Umwelt- und Wirtschaftsgeologie mbH Berlin, 1992.
- Barkman, H.J. and D.H. Davidson, Measuring water quality and predicting well impairment, S. 865-873, Juli, 1972.
- Baudracco, J., Variations of the permeability and fine particle migrations in unconsolidated sandstones submitted to saline circulations, In: Miles, D.L.(Eds.): Proceedings of the 6th International Symposium on Water-Rock Interaction, Malvern, U.K., Balkema, Rotterdam, 1989.
- Berg, R., Reservoir Sandstones, Prentice-Hall, 481 pp., New Jersey, 1986.
- Civan, Faruk, A multi-purpose formation damage modell, SPE 31101, 1996.
- Donaldson, E.C. and A.B. Baker, Particle transport in sandstones, SPE 6905, 1977.
- Doveton, J.H., Geologic Log Interpretation, SEPM Short Course, No. 29, Tulsa, 169 p., 1994.
- Doveton, J.H., Geologic Log analysis using computer methods. AAPG Computer Applications, Geology, no. 2, Tulsa, 169 p., 1994.
- Eleri, O.O., J.-R. Ursin and U. Rogaland, Physical aspects of formation damage in linear flooding experiments, SPE 23 784, 1992.
- Ellis, D.V., Well Logging for Earth Scientist, New York Elsevier, 532 p., 1987.

- Eylander, J.G.R., Suspended solids specification for waterinjection from coreflood test, SPE RE, 1287, Nov., 1988.
- Franks, S.G. and R.W. Forester, Relationships Among Secondary Porosity, Pore-Fluid Chemistry and Carbon Dioxide, Texas Gulf Coast, In: Mc Donald, D.A. and R.C. Surdam (Eds.), Clastic Diagenesis, AAPG Memoir 37, Tulsa, 63-79, 1985.
- Füchtbauer, H. (Eds.), Sedimente und Sedimentgesteine. 4. Aufl. Stuttgart, E. Schweizerbart, 1141 S, 1988.
- Glasenapp, K.-J. von, Über die experimentelle Bestimmung der Permeabilität von Sandsteinen für NaCl-Lösungen unter atmosphärischen und Lagerstättenbedingungen, Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochemie 15, 5, 339-346, 1962.
- Haenel, R. and E. Staroste (Eds.), Atlas of Geothermal Resources in the European Community, Austria and Switzerlands, Hannover, Verlag Th. Schaefer, 1988.
- Häfner, F., H.D. Voigt, H.-F. Bamberg und M. Lauterbach, Geohydrodynamische Erkundung von Erdöl-, Erdgas- und Grundwasserlagerstätten, WTI des ZGI 26, 1, 1985.
- Häfner, F. und A. Pohl, Lehrbrief Geoströmungstechnik, TU Bergakademie Freiberg, 1985.
- Häfner, F. und W. Heeg, Praktikum Geohydrodynamik, TU Bergakademie Freiberg, 1980.
- Herzig, J.P., D.M. Leclerc und P.le Goff, Flow of suspensions through porous media-application to deep filtration, Ind.Engin.Chem.,62, 8-35, 1970.
- Hofsäss, T. und W. Kleinitz, Infiltration von Feststoffen in Wasserinjektionsträger, Erdöl, Erdgas, Kohle 111, 9, 363-370, 1995.
- Hofsäss, T. und W. Kleinitz, Modelle der Filterkuchenbildung bei Wasserinjektionsbohrungen, Erdöl, Erdgas, Kohle 110, 9, 359-364, 1994.
- Hoth, P., Fazies und Diagenese von Präperm-Sedimenten der Geotraverse Harz-Rügen. Schriftenr. f. Geowiss. 4, 139 S., 1997.
- Howard, James J., Influence of authigenic clay minerals on permeability, In: Houseknecht, D.W. und E. Pittman (Eds.): Origin, Diagenesis and Petrophysics of clay minerals in Sandstones, SEPM Special Publication, 47, 257-265, 1992.
- Hunt, J.M., Petroleum geochemistry and geology, San Francisco, Freeman Publishing Co., 617 p., 1979.
- Ives, K., Filtration of clay suspensions through sand, Clay Minerals, 22, 49-61, 1987.
- Jasmund, K. und G. Lagaly (Eds.): Tonminerale und Tone. - Steinkopff Verlag, Darmstadt, 1993.
- Kenyon, W.E., Petrophysical principles of application of NMR Logging, The Log Analyst, vol. 38, no.2, 21-43, 1997.
- Khilar, K.C. and H.S. Fogler, Water sensivity of sandstones, SPE, 55-64, Febr. 1982.
- Khilar, K.C. et al., Model for piping -plugging in earthen structures, J. Geotech. Eng., 111, 7, 1985.
- King, George E, Formation clays: Are they really a problem in production. In: Houseknecht, D.W. und E. Pittman (Eds.): Origin, Diagenesis and Petrophysics of clay minerals in Sandstones, SEPM Special publication, 47, 265-272, 1992.

- Köckritz, V. und M. Martin, Untersuchungen zum Permeabilitätsverhalten von Sandsteinen bei der Verpressung hochsalinärer, geothermischer Wässer, XLVII. Berg- und Hüttenmännischer Tag, Koll. 3; Freiberg, 1996.
- Kulenkampff, J., Die komplexe elektrische Leitfähigkeit poröser Gesteine im Frequenzbereich von 10 Hz bis 1 MHz - Einflüsse von Porenstrukturen und Porenfüllung, Diss. TU Clausthal, 163 S., 1994.
- Liu, X. and F. Civan, Formation damage and filter cake buildup in laboratory core tests, modelling and model-assisted analysis, SPE FE, 26-30, March 1996.
- Martin, M., A. Seibt und P. Hoth, Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung von Fluid-Matrix-Wechselwirkungen (unter besonderer Berücksichtigung der Kernausswahl und -vorbehandlung), Geothermische Vereinigung / Schweizerische Vereinigung für Geothermie, (Herausgeber): Geothermie - Energie der Zukunft, Tagungsband der 4. Geothermischen Fachtagung, Konstanz, 18. - 20. September 1996, ISBN: 3-932570-09-x, Geeste, 208-216, 1997.
- Oort, E. van, J.F.G. van Velzen and K. Leerlooljer, Impairment by suspended solids invasion: testing and prediction, (Beeinträchtigung durch Eindringen suspendierter Feststoffe: Test und Vorhersage), SPE PF, 178-184, Aug., 1993.
- Pang, S. and M.M. Sharma, A modell for predicting injectivity decline in injection wells, SPE 28489, 1994.
- Parkhurst D.L., PHREEQC, A computer program for speciation, reaction-path, advective transport and inverse geochemical calculations, U.S. Geological Survey, Dallas, 143 p., 1995.
- Prammer, M.G., E.D. Drack, C.D Bouton and J.S. Gardner, Measurement of clay-bound water and total porosity by magnetic resonance. The Log Analyst, vol. 37, no.6, 61-69, 1996.
- Riepe, L., Theoretische und experimentelle Untersuchungen über den Einfluß der spezifischen inneren Oberfläche auf petrophysikalische und bohrlochgeophysikalische Parameter von Sedimentgesteinen, Clausthaler Geowiss., Diss., 337 S., 1984.
- Robert, P., Organic Metamorphism and Geothermal History, D. Riedel Publishing Company, Vordrecht-Boston-Lancaster-New York, 311 p., 1988.
- Rockel, W., P. Hoth, und P. Seibt, Charakteristik und Aufschluß hydrogeothermaler Speicher, Die Geowissenschaften 15, Heft, 8, 4-12, 1997.
- Rockel, W. und H. Schneider, Die Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Energie in Nordostdeutschland und der Bearbeitungsstand geplanter Vorhaben; In: Schulz, Werner, Ruhland und Bußmann (Eds.), Geothermische Energie - Forschung und Anwendung in Deutschland, Karlsruhe, Verl. C. F. Müller, 1992, 87-98, 1992.
- Roque, C., G. Chauveteau, M. Renard, G. Thibault, M. Bouteca and J. Rochon, Mechanisms of formation damage by retention of particles suspended in injection water, SPE 30110, 1995.
- Seibt, P. et al., Geothermische Energiegewinnung Neustadt-Glewe, Abschlußbericht zu den F/E- Arbeiten, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (unveröffentlicht), 1996.
- Seibt, P. et al., Untersuchungen zur Verbesserung des Injektivitätsindex in klastischen Sedimenten, BMFT 032695A, veröffentlicht in Heederik, J.P et al., Improvement of the injectivity index of argillaceous sandstone, Final-Report; Contract No. JOU2-CT92-0125 and

- 0183 (JOULE II programme, GTN with TNO Netherlands, BRGM France, TU Delft, Final report, under preparation, 1997.
- Schön, J.H., Physical properties of rocks. In: Helbig, K und S. Treitel (Eds.), Handbook of geophysical exploration, Vol. 18, Pergamon Press, 583 p, 1996.
- Schopper, J.R., Porosität und Permeabilität von Gesteinen, In: Landolt-Börnstein, Zahlenwerte und Funktionen aus Naturwissenschaft und Technik, Gruppe V, Band 1: Physikalische Eigenschaften der Gesteine, Springer Verlag Berlin-Heidelberg-New York, 184-284, 1982.
- Schulz, H.D. et al., Successive Geochemical Reactions during the Utilization and Reinjektion of Geothermal Waters, In: Improvement of the Injectivity Index of Argillaceous Sandstone, Periodic Report, 1994.
- Sorbie, K.S., R.M.S. Wat and A.C. Todd, Interpretation and theoretical modeling of scale-inhibitor/tracer corefloods, SPE PE, 307-312, Aug., 1992.
- Spangenberg, E., E. Huenges, D. Freund, P. Hoth et al., unveröffentl. Petrophysikalische Datenbank, GFZ Potsdam, 1996-1997.
- Straley, C., D. Rossini, H.-J. Vinegar, P. Tutunjan and C.E. Morriss, Core analysis by low field NMR, The Log Analyst, vol. 38, no.2, 84-94, 1997.
- Stumm, W., Chemistry of the solid water interface, John Wiley & Sons, New York, 1992.
- Todd, A.C. et al., Application of depth of formation damage measurements in predicting water injectivity decline, SPE 12498, 1984.
- Wild, A., Umweltorientierte Bodenkunde, Spektrum Akademischer Verlag Heidelberg-Berlin-Oxford, 328 S, 1995.
- Wildemann, B., Mineralogische und geochemische Probleme bei der Reinjektion geothermischer Wässer in Sandsteinaquifere, TU Bergakademie Freiberg, Diss., 1991.
- Wilson, M.D. and E.D. Pittman, Authigenic clays in sandstones: recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis, J.Sed.Petr., v. 47, 3-31, 1977.