

## **Relevanz der Sandsteinfazies im Norddeutschen Becken für die Produktivität von Geothermiebohrungen**

<sup>1</sup>Markus Wolfgramm, <sup>2</sup>Matthias Franz, <sup>2</sup>Gregor Barth, <sup>1</sup>Kerstin Rauppach, <sup>1</sup>Kirsten Thorwart, <sup>2</sup>Jens Zimmermann

<sup>1</sup>Geothermie Neubrandenburg GmbH, <sup>2</sup>Technische Universität Bergakademie Freiberg

**Keywords:** Norddeutsches Becken, Sandstein, Fazies, Dogger, Lias, Rhät, Schilfsandstein

### **Zusammenfassung**

Gesamtziel eines durch das Bundesministerium für Umwelt und Reaktorsicherheit geförderten Forschungs- und Entwicklungs-Verbundprojektes (FKZ: 0325285A) ist die Minimierung des Erkundungsrisikos bei der Exploration mesozoischer Sandsteinaquifere zur geothermischen Wärme- und Stromerzeugung in Norddeutschland. Hierzu wird ein detailliertes Kartenwerk geschaffen, das Verbreitung, Ausbildung und hydraulische Eigenschaften der mesozoischen Sandsteinaquifere bewertet und darstellt sowie mögliche Produktivität und Förderraten thermaler Wässer klassifiziert. Im Gegensatz zu früheren Arbeiten wird mit Hilfe kombinierter sedimentologisch-fazieller und petrologischer Untersuchungen eine Differenzierung der Sandsteine entsprechend ihrer Ablagerungsbedingungen durchgeführt, was eine Zuordnung der Sandsteine zu „hydraulisch geeignet/nicht geeignet“ ermöglicht. Gegenstand der Arbeiten sind Bohrkernsowie bohrlochgeophysikalische Vermessungen. Berücksichtigung finden dabei die Schichtenfolgen des Mitteljura (Aalen-Sandsteine), des Unterjura (Hettang, Untersinemur), des Oberkeupers (Rhät) und des Mittelkeupers (Schilfsandstein). Erste Untersuchungen belegen, dass sich mittels des Untersuchungsansatzes deltaische und fluviatile Rinnensysteme kartieren lassen und dass sich die hydraulischen Eigenschaften z.B. der „Rinnen-“ und „Schichtsand“ deutlich unterscheiden. Explorationsziel sollten deshalb nach jetzigem Kenntnisstand vor allem die „Verteilerrinnen“ sein.

### **1. Einleitung**

#### **1.1 Zielstellung**

Gesamtziel des im Juni 2011 gestarteten Forschungs- und Entwicklungs-Verbundprojektes ist die Minimierung des Erkundungsrisikos bei der Exploration mesozoischer Sandsteinaquifere zur geothermischen Wärme- und Stromerzeugung in Norddeutschland. Hierzu wird ein detailliertes Kartenwerk geschaffen, das Verbreitung, Ausbildung und hydraulische Eigenschaften der mesozoischen Sandsteinaquifere bewertet und darstellt sowie mögliche Produktivität und Förderraten thermaler Wässer klassifiziert. Im Gegensatz zu früheren Arbeiten wird mit Hilfe kombinierter sedimentologisch-fazieller und petrologischer Untersuchungen eine Differenzierung der Sandsteine entsprechend ihrer Ablagerungsbedingungen durchgeführt, was eine Zuordnung der Sandsteine zu „hydraulisch geeignet/nicht geeignet“ ermöglicht. Im Anschluss werden die erstellten Karten so vereinfacht, dass sie mit den bestehenden Karten des GeotIS (LIAG Hannover) verschnitten werden können. Das daraus resultierende Kartenwerk wird das geothermische Erkundungsrisiko deutlich minimieren und die Grundlage einer flächenhafteren und intensiveren Nutzung des geothermischen Potenzials Norddeutschlands bilden.

#### **1.2 Untersuchungsgebiet und Regionale Geologie**

Die Untersuchungen beschränken sich auf das Norddeutsche Becken (Abb. 1). Das Norddeutsche Becken (NDB) ist Bestandteil der Westeuropäischen Plattform, welche sich zwischen der

Osteuropäischen Plattform im Norden und Osten sowie dem Alpen-Karpatenbogen im Süden befindet. Es ist Bestandteil des Mitteleuropäischen Beckens (MEB; ZIEGLER 1990) bzw. besser ausgedrückt der Mitteleuropäischen Senke (u. a. KATZUNG 1995) und erstreckt sich in seiner ESE-WNW-Richtung von England bis nach Polen über eine Länge von etwa 1600 km und einer Breite von 200 - 500 km (PLEIN 1993). Das NDB kann in einen östlichen (NEDB) und westlichen (NWDB) Bereich gegliedert werden, welche durch eine weniger deutliche Schwelle getrennt werden. Letztere ist durch die Altmarkschwelle und deren nördliche Verlängerung bis zur Ostholsteinischen Plattform charakterisiert (GAST et al. 1998). Die fazielle und strukturelle Ausbildung dieser beiden Teilbereiche unterscheidet sich in mehreren Punkten. So ist das NEDB in seiner Anlage deutlich älter als das NWDB. Im rezenten Strukturbild fällt auf, dass im NWDB vor allem Salzsättel und Salzstöcke dominieren, während im NEDB vor allem Salzkissen vorherrschen.

Die Ausbildung des Mitteleuropäischen Beckens (MEB) erfolgte initial bereits im Stefan nach der variszischen Gebirgsbildung (vgl. PLEIN 1993). Das in die variszische Deformation teilweise einbezogene Vorlandbecken reagierte zumindest teilweise nicht nur mit Faltung, sondern ebenfalls mit Zerblockung (WOLFGRAMM 2005). Aufgrund der Kollision von Laurasia mit Gondwana (Kollision der Eurasischen mit der Afrikanischen Platte) wurden in einem E-W-gerichteten Stressfeld Transtensionsbecken und Grabenstrukturen gebildet. Als Ursache der initialen Beckenbildung wird hierbei das Modell des Manteldiapirismus bevorzugt (vgl. WOLFGRAMM 2005). So wird im Bereich eines Depotzentrums des MEB (Havel-Müritz-Senke) die Intrusion eines Manteldiapirs vermutet, welcher sich durch die magnetische, magnetotellurische und gravimetrische Pritzwalk-Anomalie manifestiert. Zudem konnte im Bereich dieser Anomalie keine klar ausgebildete Moho identifiziert werden. Eine flächenhafte Intrusion wird des Weiteren aufgrund einer generell erhöhten Schwere postuliert. Dieser Manteldiapirismus führte zur Ausdünnung der Kruste und zur thermalen Heraushebung der Kruste im Bereich des Beckens vom Stefan bis zum Ober-Rotliegend I (vgl. BACHMANN & HOFFMANN 1997). Es erfolgte die Ablagerung mächtiger Vulkanitfolgen. Ab dem Ober-Rotliegend II folgte eine thermische Subsidenz und die Akkumulation der mächtigen Rotliegendesedimente. Ausgehend vom Karbon können mehrere (4-5) Entwicklungsphasen unterschieden werden, die sich in entsprechenden thermischen Signaturen widerspiegeln. Im Frühstadium (Stefan - frühes Perm) erfolgte die Anlage des MEB bereits im Stefan nach der variszischen Gebirgsbildung (PLEIN 1993). Das Hauptabsenkungsstadium (frühes Perm - Keuper) ist durch intensive, zumeist bruchlose, thermische Beckensubsidenz gekennzeichnet (SCHECK 1997). Im Differenzierungsstadium (Keuper - Unterkreide) folgt eine Phase zunehmender Differenzierung des Sedimentationsraumes, welche vorwiegend durch Rift- und Verschiebungstektonik kontrolliert wurde. Extrem große Mächtigkeiten sind hierbei auf tektonisch bedingte Absenkungszentren, welche zumeist NNE-SSW streichen, beschränkt. Dies wird häufig als die Reaktivierung tiefer Bruchzonen gedeutet. Lokal erhöhte NW-SE streichende Mächtigkeiten im Bereich der Elbe (Altmark-Westbrandenburg-Senke) zeigen den Beginn der intensiven halokinetischen Bewegungen an. Besonders geprägt wurde dieses Stadium durch mittelkimmerische, tektonothermale Aktivitäten. Bei den Teiltrögen (Niedersächsisches Becken; Altmark-Westbrandenburg-Senke) handelt es sich um echte Dehnungsstrukturen (BANDLOWA 1998). In der Nordsee entfallen auf diesen Zeitraum wichtige riftbildende Impulse. Im Inversions- und Stabilisierungsstadium (Oberkreide - Känozoikum) schließen sich in Folge der paläoalpidischen Kollision spätkretazische Inversionbewegungen des NDB an. Es werden ehemals tief versenkte Fundamentblöcke herausgehoben. In der Oberkreide wurden zudem die meisten der bekannten Salzstöcke reaktiviert. So wird aus dem ehemals Niedersächsischen Becken eine Schwellenregion, während die zuvor als Horstschollen fungierenden Blöcke von Münsterland und Pompeckj zu Beckenregionen wechseln. Die fehlende Oberkreide belegt außerdem die Heraushebung der südlichen Schollen von Flechtingen und Calvörde (SCHECK 1997) und die Heraushebung des südlichen Prignitz-Lausitzer Blocks sowie des nördlichen Grimmener Walls.

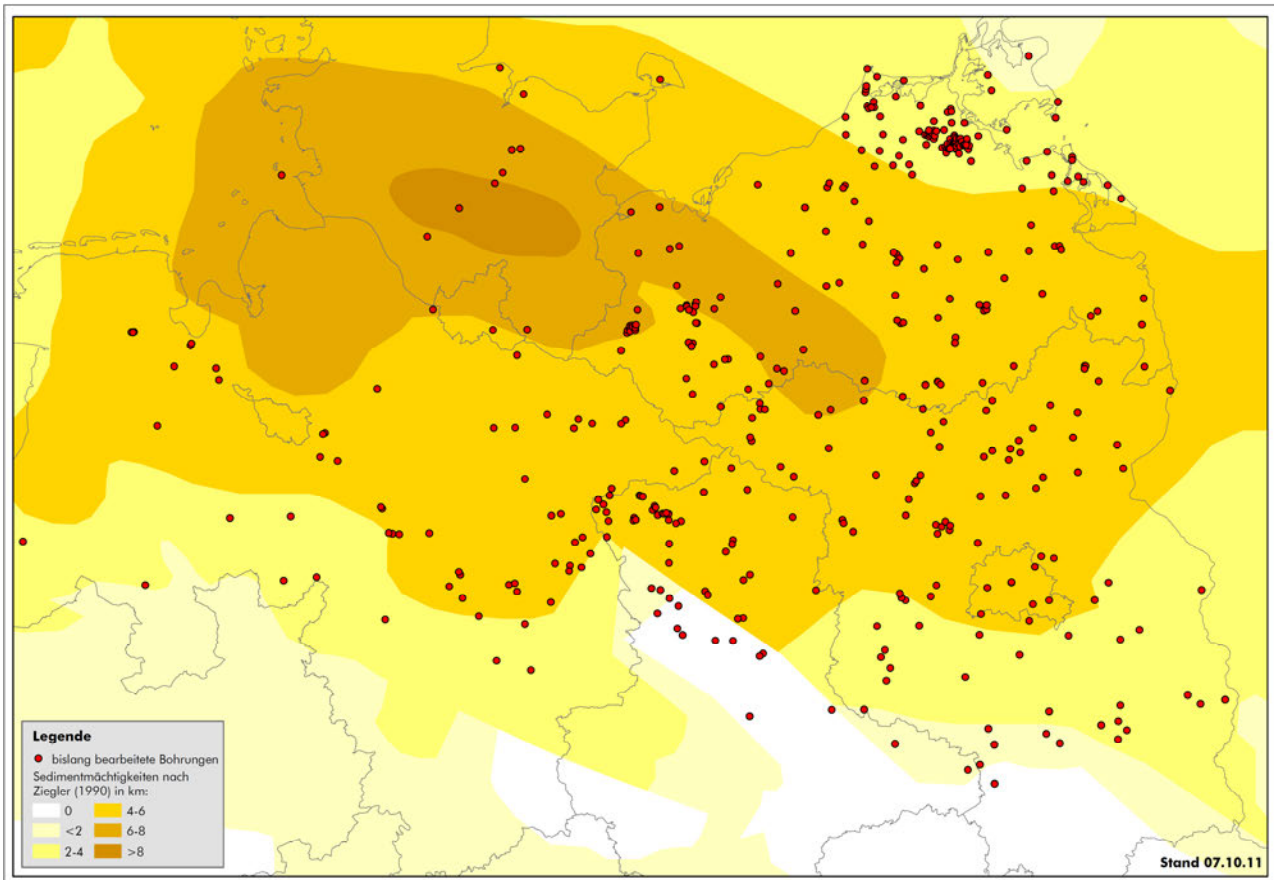


Abb. 1: Karte verändert nach Ziegler (1990): In Bearbeitung befindliche Tiefbohrungen im Norddeutschen Becken inklusive des Subherzynen Beckens; Sedimentmächtigkeiten der Beckenfüllung nach ZIEGLER (1990)

In der Nordsee setzt sich nun endgültig die vorherrschende Dehnungsstruktur durch. Die Dynamik der oberkretazischen-känozoischen Senkenentwicklung wird im Ostteil der Mitteleuropäischen Senke durch die alpidische Kompressionstektonik und im Westteil durch die Dehnungstektonik des kontinentalrandnahen Schelfgebietes beeinflusst.

### 1.3 Geothermische Aquifere

Grundlage der im Folgenden genannten potenziellen Aquifere sind verschiedene regionale und geothermische Kartenwerke und die Schichtendaten zahlreicher Bohrungen. In Norddeutschland sind die Verbreitung, Lage und Begrenzung der geothermischen Hauptaquifere prinzipiell bekannt (u.a. FELDRAPPE et al. 2008). Mit Hilfe der Bohrdaten und der bereits bekannten speichergeologischen Daten ist es möglich, den jeweils relevanten Speicher für die entsprechenden Gebiete darzustellen. Als Hauptaquifere sind hierbei die Sandsteine der Unterkreide, des Dogger, des Lias und Rhät, des Schilfsandstein und des Mittleren Buntsandstein zu nennen (FELDRAPPE et al. 2008, Abb. 2).

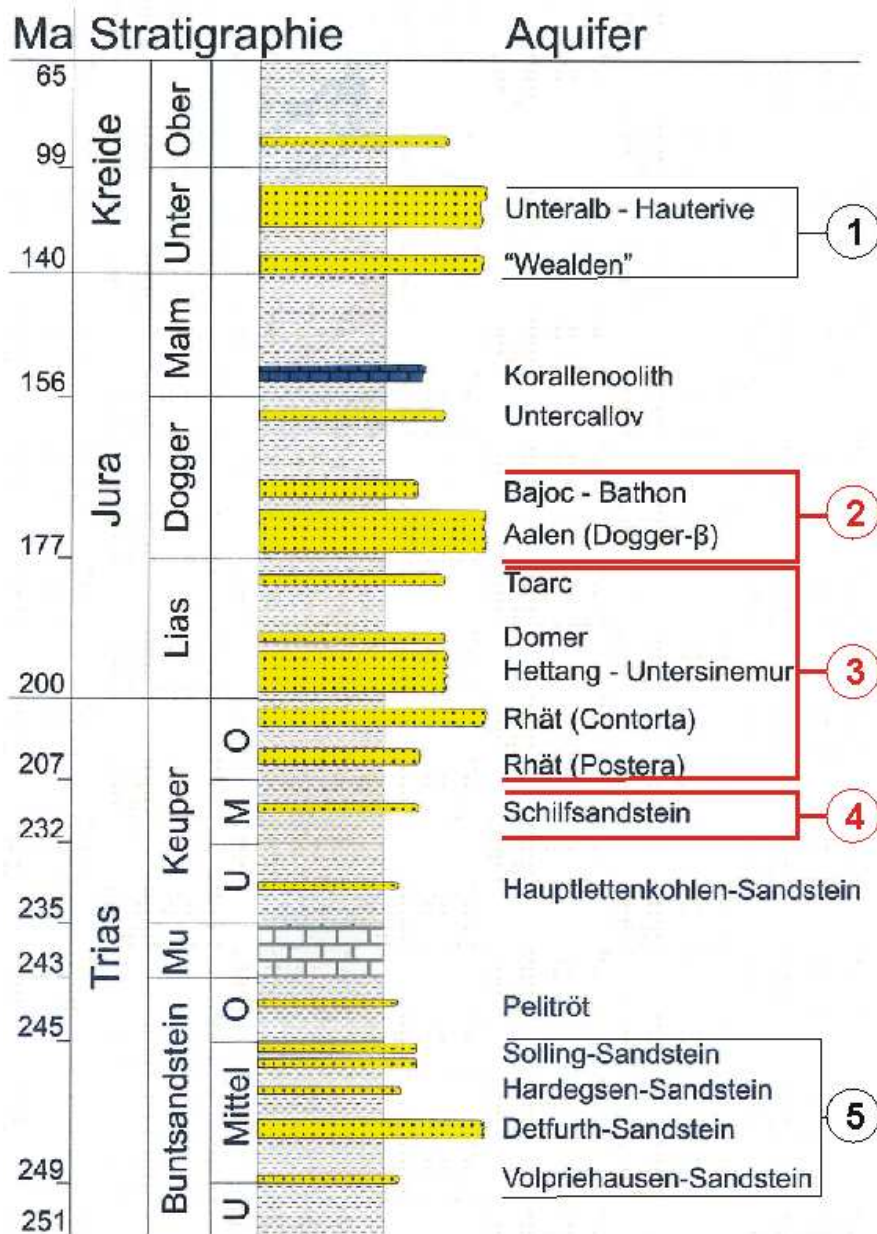


Abb. 2: Schematische Darstellung der mesozoischen Sandsteinaquifere (aus FELDRAPPE et al. 2008); Hauptreservoirie sind: die Sandsteine der Unterkreide (1), des Dogger (2), des Rhät-Lias (3), des Schilfsandstein (4) und des Mittleren Buntsandstein (5). Im Rahmen dieses F&E-Verbundvorhabens werden die Hauptreservoirie (2), (3) und (4) bearbeitet

#### 1.4 Stand der wissenschaftlichen Bearbeitung

Seit der intensiven Erkundung des tieferen Untergrundes auf Kohlenwasserstoffe in der 2. Hälfte des 20. Jahrhunderts ist das erhebliche geothermische Potenzial Norddeutschlands bekannt. In Tiefen von 1000 bis 3000 m treten mesozoische Sandsteinaquifere auf, in denen Thermalwässer mit Temperaturen zwischen 40 und 120 °C zirkulieren (KATZUNG et al. 1984). An vereinzelt Standorten in Norddeutschland werden die Hauptreservoirie des Rhät bereits seit den späten 1980er Jahren erfolgreich zur Energiegewinnung genutzt, z. B. Neubrandenburg, Waren, Neustadt-

Glewe und Neuruppin. Über diese punktuelle Nutzung hinaus, wird die flächenhaftere und intensivere Nutzung des geothermischen Potenzials Norddeutschlands bislang jedoch erheblich beeinträchtigt, da sich die Erkundung geothermischer Reservoire lediglich auf die Verwertung der Ergebnisse der Kohlenwasserstofferkundung beschränkte.

Die Verbreitung, fazielle Ausbildung und hydraulischen Eigenschaften von Aquiferen werden durch komplexe Prozessketten beeinflusst, deren wesentliche Kenngrößen die sedimentäre Ablagerung (Fazies) und deren anschließende Überprägung (Diagenese) darstellen. Diese Prozessketten wurde bislang lediglich lokal am Schilfsandstein mit moderner Methodik untersucht (SHUKLA et al. 2010, FÖRSTER et al. 2010). Andere geothermische Hauptreservoire werden dagegen noch stark vereinheitlicht bewertet und zu Komplexen zusammengefasst, z. B. der Rhät-Lias-Aquiferkomplex (vgl. FELDRAPPE et al. 2008). Jedoch fehlen in den relevanten Kartenwerken (z.B. GeotIS) bis dato Karten von höherer stratigraphischer bzw. räumlicher Auflösung. Wiederum andere Hauptreservoire, z. B. der Mittlere Buntsandstein, haben bislang noch keine Bearbeitung hinsichtlich ihrer faziellen Ausbildung erfahren. Des Weiteren sind flächenhafte Porositäts- und Permeabilitätsdaten bis dato nicht verfügbar, sondern es liegen bisher nur Punktdaten vor (vgl. WOLFGRAMM et al. 2008, RAUPPACH et al. 2008). Auf Grund der lückenhaften Kenntnis über die geothermischen Hauptreservoire erfolgte die punktuelle Erkundung einzelner Standorte in den zurückliegenden Jahren nach dem Prinzip „Versuch und Irrtum“, schlug deshalb z. T. fehl und verursachte erhebliche Folgekosten. Zum Beispiel verhinderte die Ausbildung der Sandsteinaquifere deren Nutzung zur geothermischen Energiegewinnung in den Bohrungen Gt Neuruppin 1/88 und Hamburg Allermöhe.

## **2. Untersuchungen der Sandsteine**

Die relevanten Sandsteine werden durch differenzierte Untersuchungen analysiert. Die ersten faziell-sedimentologischen Analysen und Probenahmen sind bereits erfolgt. Dabei beginnt die Bearbeitung überwiegend im östlichen Teil des NDB (Abb. 1), in weiteren Schritten erfolgt die Ausweitung auf den westlichen Abschnitt sowie die Verfeinerung der Daten. Die Bearbeitung beschränkt sich auf die Aquifere des Dogger, des Rhät-Lias-Aquiferkomplexes und des Schilfsandstein (Abb. 2). Die geplanten und begonnenen Untersuchungen sind in den folgenden Abschnitten (2.1 – 2.4) näher erläutert.

### **2.1 Sedimentologische Faziesanalyse**

Die genannten geothermischen Aquifere (Abb. 2) werden an 30 Kernbohrungen und ca. 10 Aufschlüssen jeweils separat sedimentologisch-faziell bearbeitet und analysiert. Die Bearbeitung fokussiert sich dabei vor allem auf die Definition von Sandstein-Lithofaziestypen mit gemeinsamen textuellen Merkmalen. Anschließend werden die verschiedenen Faziestypen anhand ihrer räumlichen Beziehungen zu Faziesassoziationen zusammengefasst, aus denen bestimmte Transportsysteme und Ablagerungsräume abgeleitet werden können. Hierbei wird u. a. eine Unterscheidung von „Rinnenfazies“, die häufig mächtige Aquifere bildet, und „Zwischenrinnenfazies“, die in der Regel keine Aquifere bildet, angestrebt (vgl. FRANZ & WOLFGRAMM 2008). Im Rahmen der sedimentologisch-faziellen Analyse wird folgende Methodik angewendet:

- Feinstratigraphische Profilaufnahme und Faziesanalyse (Sandstein-Lithofaziestypen/ Faziesassoziationen),
- Sedimentpetrographie (Dünnschliffe/Anschliffe),
- Granulometrie der Sandstein-Lithofaziestypen (Dünnschliffe, automatische Bildanalyse).

Unterstützend werden Untersuchungen zur Geochemie (Hauptelemente), Kathodolumineszenz (KL), Palynofazies (Pollen, Sporen, Plankton) und Ichnofazies (Spurenfossilien) durchgeführt. Die Porosität ist die wesentliche petrophysikalische Kenngröße, die die hydraulischen Eigenschaften eines Sandsteinaquifers beeinflusst. Neben dem prozentualen Anteil der Porenräume am Gesamtgestein, sind vor allem die Größe der Poren, deren räumliche Verteilung und der Vernetzungsgrad wichtige Parameter der Porosität, deren Bestimmung an den jeweiligen Sandstein-Lithofaziestypen unter Einsatz einer neuartigen Serienschliff-Technik und automatischer Bildanalyse erfolgt. Damit wird unter anderem die dreidimensionale Darstellung der Porenräume im Gestein ermöglicht. Die Methodik umfasst im Einzelnen:

- Manuelle Bestimmung der Porosität (%) an den Sandstein-Lithofaziestypen (Dünnschliffe, automatische Bildanalyse)
- Manuelle Bestimmung (3D) der Geometrie der Porenräume, der räumlichen Verteilung und der Vernetzungsgrad der Poren (Serienschlifftechnik, automatische Bildanalyse)

Ziel ist die fazielle Rekonstruktion, die jeweils getrennt an den geothermischen Hauptaquiferen des Dogger (2), des Lias und Rhät (3) und des Schilfsandstein (4) durchgeführt wird, insbesondere die Analyse der an der Bildung der Aquifere beteiligten Prozesse. Durch umfassende Untersuchungen der Porosität (prozentuale Anteile, Größen, räumliche Verteilung der Poren und Vernetzungsgrade) an den einzelnen Sandstein-Lithofaziestypen werden die direkten Zusammenhänge zwischen Faziestyp und Porosität dargestellt.

## 2.2 Sedimentpetrologie

Auf der Faziesanalyse aufbauend werden die petrologischen Charakteristika der jeweiligen Sandstein-Lithofaziestypen und deren Einfluss auf die Diagenese analysiert. Die hierzu anzuwendenden Methodiken umfassen:

- Sedimentpetrologie (Dünnschliffe/Anschliffe, automatische Bildanalyse),
- Rasterelektronenmikroskopie (REM),
- Kathodolumineszenz (KL),

Die wesentlichen Kenngrößen der Sandstein-Diagenese sind frühdiagenetische und spätdiagenetische Zementation als auch Porenraumzementation durch zufließende „Fremdwässer“ (beispielsweise Zechsteinwässer). Im Zuge der Versenkung der Gesteine (zunehmende Tiefenlage) ändern sich zum einen geometrisch-mechanische Parameter (z. B. Verhältnis konkav-konvexer Kornkontakte) und zum anderen auch die Art und der Anteil der Mineralzemente in den Sandsteinporen. Abb. 3 zeigt beispielhaft einen hochporösen Sandstein, welcher entsprechend der Tiefenlage (ca. 1200 m), Temperatur (ca. 54 °C) sowie der Fluid- und Gesteinszusammensetzung durch die sekundäre Bildung von Kaolinitzementen charakterisiert ist, welche den Porenraum, wenn in diesem Falle auch nur geringfügig, verringern.

Die Fluid-Gesteinswechselwirkungen bestimmen in Abhängigkeit von Tiefenlage (Temperatur, Druck) die Art und Intensität der Porenraumfüllung. Die Fluidzusammensetzung ist grundsätzlich bekannt. Die Zusammensetzung der Gesteine wird mit dieser Studie ermittelt. Die Untersuchungen zur Ermittlung der flächenhaften und tiefenabhängigen Verteilung der resultierenden „Diagenesetypen“ erfolgt durch mikroskopische Verfahren (Polarisationsmikroskop, Rasterelektronenmikroskop, Kathodolumineszenzmikroskopie, Röntgendiffraktometrie und der ICP-OES), welche an Bohrkernproben durchgeführt werden. Einen Schwerpunkt bilden dabei die enthaltenen Tonminerale, wobei bestimmte Tone zum Quellen (Volumenvergrößerung) neigen. Diese Eigenschaft wirkt sich negativ auf die hydraulischen Eigenschaften geothermischer Reservoirs aus und wird entsprechend dokumentiert.

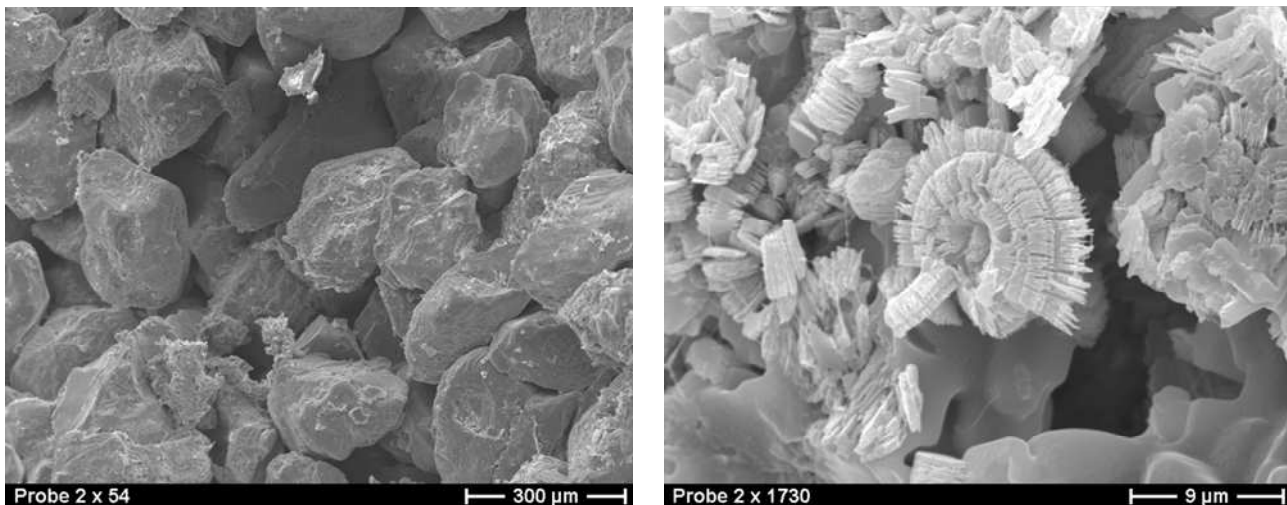


Abbildung 3: links: Hochporöser Postera-Sandstein, welcher gut sortiert ist, die detritischen Körner sind angerundet und der Porenraum sehr gering; [REM-(SE)-Bild, Bohrung Gt N 4a/01]. Rechts: Sekundär gebildete, frühdiagenetische Kaolinit-„booklets“ in Großporen des Postera-Sandsteins (gleiche Probe, wie links). Bei Destabilisierung der „booklets“ ist teilweises Verstopfen der Porenhäule möglich, abhängig von Plättchengröße, Kaolinitanteil und Porenhalsdimensionierung; [REM-(SE)-Bild, Bohrung Gt N 4a/01], Kaolinit bildet sich ab Temperaturen von ca. 50°C in tonhaltigen (Smekтите etc.) Sandsteinen.

Ziel ist die sedimentpetrologische Analyse der geothermischen Reservoirs, die Abschätzung ihrer hydraulischen Eigenschaften und des Potenzials für sekundäre Porenraumzementation.

### 2.3 Petrophysik, Hydraulik

In Ergänzung zur manuellen Bestimmung der Porosität (siehe Abschnitt 2.1) werden an Gesteinsproben der Sandstein-Lithofaziestypen die wesentlichen hydraulischen Parameter (Porosität, Permeabilität) experimentell im Labor bestimmt. Dies dient zum einen dazu, die manuell an Dünnschliffen gewonnenen Porositätswerte durch experimentelle Daten zu untersetzen und abzusichern. Zum anderen soll die Permeabilität der Sandstein-Lithofaziestypen ermittelt werden, um die tatsächliche Durchlässigkeit der Hauptreservoirs entsprechend der Faziesverteilung abzuschätzen. Die anzuwendende Methodik umfasst:

- Siebanalysen der Sandstein-Lithofaziestypen zur Bestimmung des  $k_f$ -Wertes,
- Bestimmung der Porosität (u. a. Porosimetrie und Wägung) und Permeabilität.

Es ist geplant, dass die Messdaten der einzelnen Bohrungen den jeweiligen Faziestypen zugeordnet werden. Erste Untersuchungen zeigen die Sinnhaftigkeit dieser Arbeiten (Abb. 4). So unterscheiden sich die hydraulischen Parameter von Sandsteinen verschiedener Faziestypen teils deutlich. Ziel ist die Erstellung einer umfangreichen Datenbank, die manuell und experimentell bestimmte Daten zu Porosität und Permeabilität vereint, und die gezielte Datenerhebung faziel relevanter Abschnitte und Prüfung neuer Verfahren zur Erhebung hydraulischer Daten.

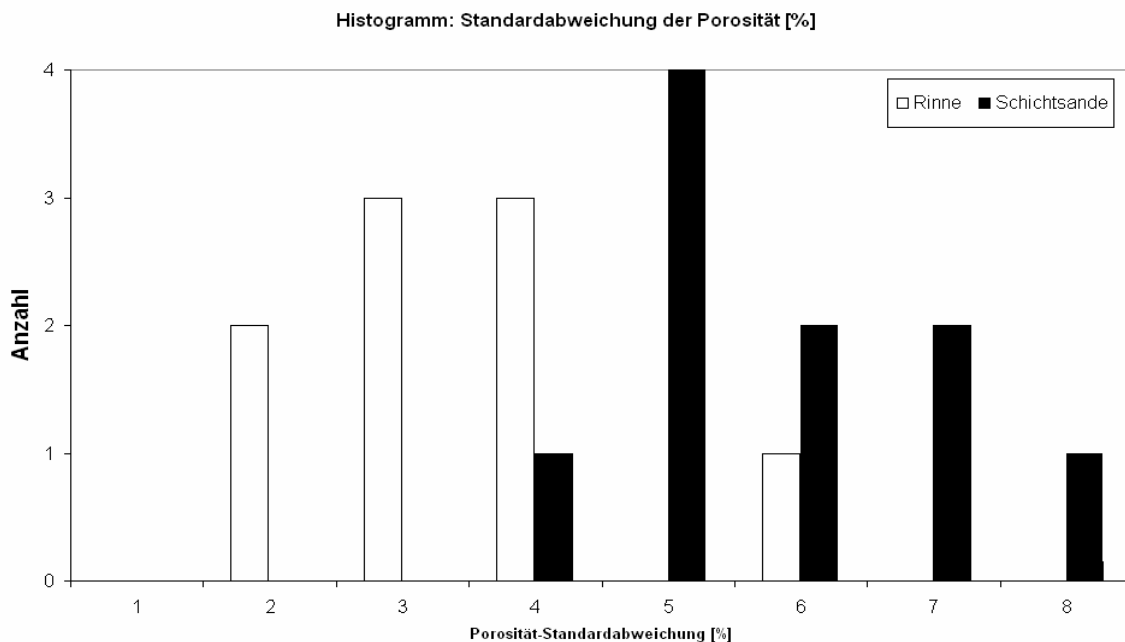


Abb. 4: Standardabweichung der Porosität (Volumenprozent am Gesamtgestein) ausgewählter Bohrungen (ca. 400 Porositätswerte von 7 Bohrungen), wobei jeweils eine Zuordnung der Messdaten zu den Faziestypen „Verteilerrinne“ und „Schichtssande“ erfolgt. Es zeigt sich, dass die Standardabweichung der Porosität in den Sandsteinen der Verteilerrinnen deutlich geringer ist, als die der Schichtssande. Dies folgt einer besseren Sortierung der Sandsteine der „Verteilerrinne“ und hat bessere hydraulische Eigenschaften zur Folge

## 2.4 Geophysik

Die Ergebnisse der sedimentologisch-faziellen und petrophysikalischen Bearbeitungen werden mit Bohrlochmesskurven (GR, NG, SP, Res etc.) korreliert. Da bestimmte Gesteinseigenschaften, wie z.B. der Tongehalt, Wasserführung etc., physikalisch messbar sind, können sie durch geophysikalische Bohrlochmessverfahren auch für nicht gekernte Bohrungen dargestellt werden. Neben den physikalischen Eigenschaften können mit Hilfe von Widerstands- und GR-Bohrlochmesskurven die Porosität und bedingt auch die Permeabilität von Sandsteinen abgeleitet werden. Hierzu werden die vorhandenen Bohrlochmessdaten an gekernten und vermessenen Bohrungen kalibriert. Weiterhin können Porosität und Permeabilität durch Spezialmessungen direkt bestimmt werden. Mittels dieser Untersuchungen wird eine flächenhafte Darstellung möglich, welche die Abhängigkeit von Porosität und Permeabilität von der Fazies aufzeigt.

Ziel ist die Bestimmung von Fazies sowie faziesabhängiger Porosität und Permeabilität der Hauptreservoirs in Bohrungen, die nicht gekernt oder getestet wurden. Die erzielten Daten fließen in detaillierte Prognosekarten ein, die sämtliche relevanten Parameter (Fazies, Diagenese und Porosität/Permeabilität) der geothermischen Hauptreservoirs des Mesozoikums abbilden.

## 3. Erste Ergebnisse

Die Subkommission Perm/Trias der Deutschen Stratigraphischen Kommission hat eine homogenisierte Stratigraphie des Keuper vorgelegt, die auf einer dualen Lithostratigraphie basiert und Lithofazies (Formationen) und Leitflächen unterscheidet. Der Obere Keuper wird mit dem Rhaetium parallelisiert und formal als Exter-Formation bezeichnet. Eine weitere Untergliederung kann in Rinteln-, Oeynhausens- und Vahlbruch-Subformation vorgenommen werden. Die bis zu



170 m mächtige Exter-Formation wird durch bis zu 60 m mächtige Sandstein-Abfolgen charakterisiert, die sich von skandinavischen Liefergebieten in das nordöstlich MEB vorbauten. In der Rinteln-Subformation erfolgten Transport und Ablagerung der Sandsteine durch alluviale Schwemmfächer, die sich lateral mit alluvialen Schichtsandsten verzahnen und auf playa-fazielle Ablagerungen übergreifen. Durch eine flachmarine Ingression bildeten die fortgesetzten Schüttungen in der Oeynhausen- und Vahlbruch-Subformation fluvio-deltaische Rinnensande aus, die sich lateral mit fluvio-lakustrinen Schichtsandsten verzahnen und auf estuarine bis lagunär-lakustrine Tonsteine übergreifen.

Erste Ergebnisse der sediment-faziellen Untersuchungen sind bei FRANZ & WOLFGRAMM (2008) dokumentiert. So wurde mittels des angegebenen Untersuchungsansatzes für den NE des NDB die Faziesverteilung der unterschiedlichen Formationen ermittelt (Abb. 5, Abb. 6). Es zeigt sich, dass die Verbreitung hydraulisch geeigneter Postera-Sandsteine auf die Verteilerrinnen der alluvialen Schwemmfächer (Abb. 5, blau) beschränkt ist. Die Lage der Verteilerrinnen wechselt zwischen den Formationen (FRANZ & WOLFGRAMM 2008, Abb. 6). So kann am Standort Waren zwar der Contorta-Sandstein, nicht aber der Postera-Sandstein nachgewiesen werden. Für den Standort Neubrandenburg sieht es genau umgekehrt aus (Abb. 6).

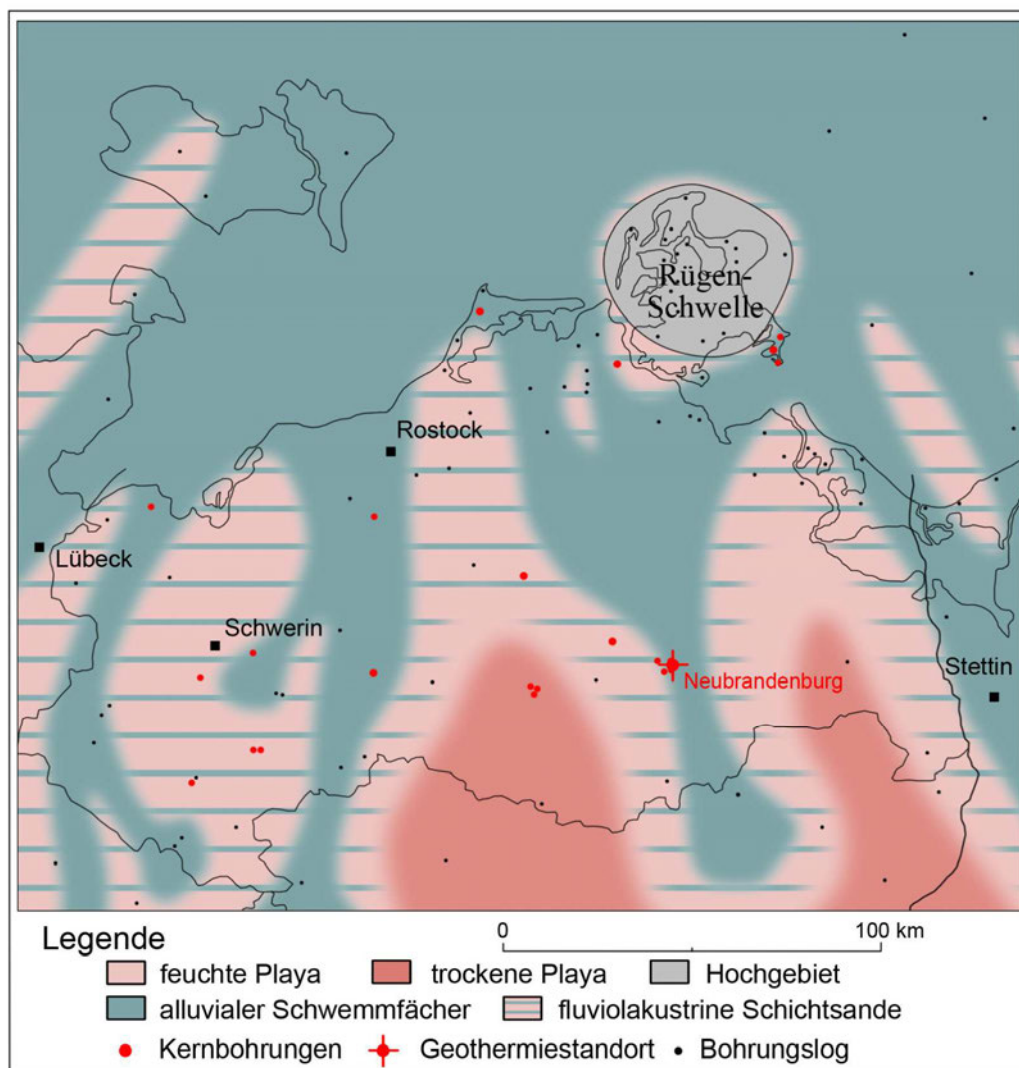


Abb. 5: Fazieskarte der höheren Rinteln-Subformation (Subfolge k 6.1.2) aus FRANZ & WOLFGRAMM (2008)

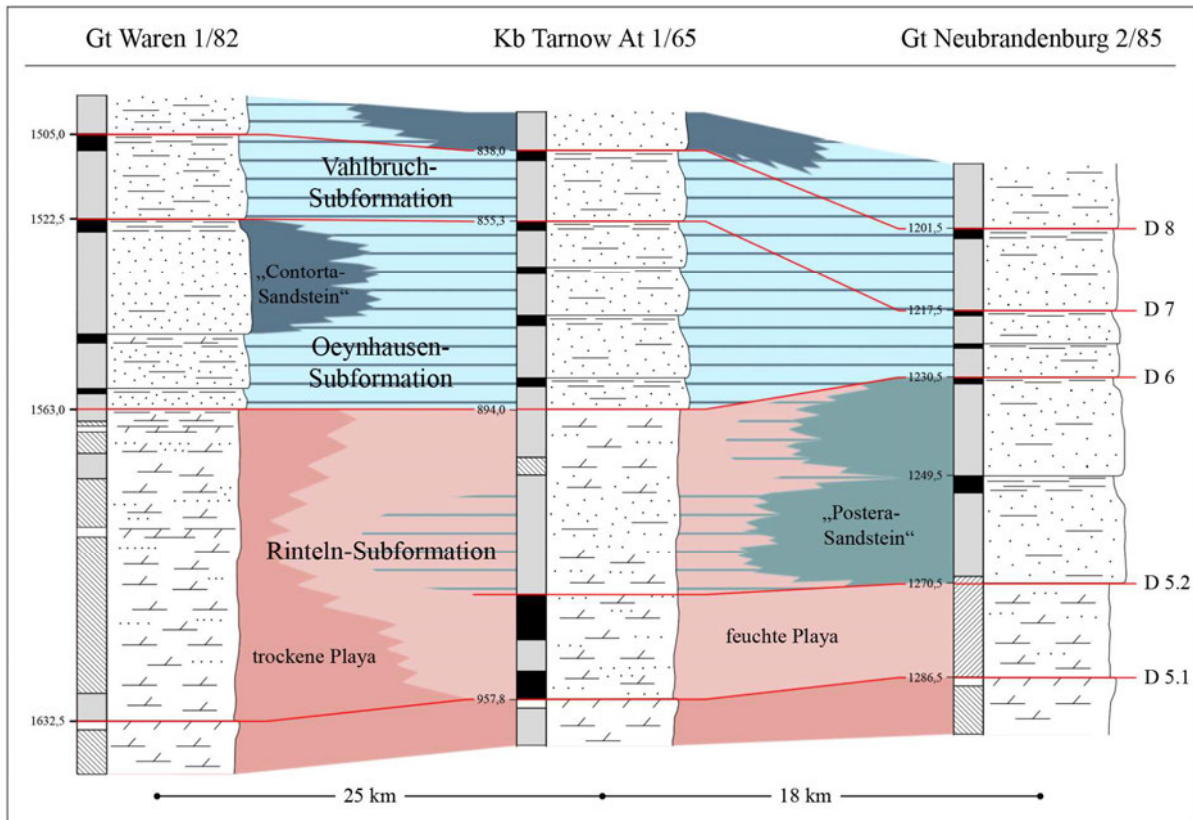


Abb. 6: W-E Fazieschnitt der Exter-Formation zwischen den Bohrungen Gt Wa 1/82 – Kb Tao At 1/65 – Gt N 2/85 aus FRANZ & WOLFGGRAMM (2008)

Erste Untersuchungen sind auch für die Sandsteine des Dogger und Schilfsandstein durchgeführt worden.

Der ca. 60 m mächtige Schilfsandstein entwickelt sich aus einer Playasedimentation der Grabfeldformation (mittlerer Keuper) mit Tonsteinen und überwiegend pedogen gebildeten Karbonaten bzw. Mergelsteinen sowie Anhydrit bis Halitbildungen. Er kann in den unteren, mittleren und oberen Schilfsandstein gegliedert werden, wobei im unteren (Osterhagen-Formation) häufig lakustrine Bildungen mit teils marinen Einflüssen an der Basis im Beckenzentrum anzutreffen sind (KOZUR & BACHMANN 2010). Der mittlere Schilfsandstein besteht aus fluviatilen Bildungen (Flussrinne, Uferdeich, Überflutungsebene und Deichdurchbrüche) und lakustrinen Bildungen. Der Obere Schilfsandstein ist ebenfalls fluviatil sedimentiert. Charakteristisch für den Schilfsandstein sind der hohe Gehalt an Hellglimmern und Pflanzenresten, die Sandsteine sind sehr unreif. Es können verschiedene Sandstein-Lithofaziestypen unterschieden werden, wobei in Abb. 7 beispielhaft drei Typen dokumentiert sind. Vergleichbare erste Ergebnisse liegen auch für den Dogger vor.

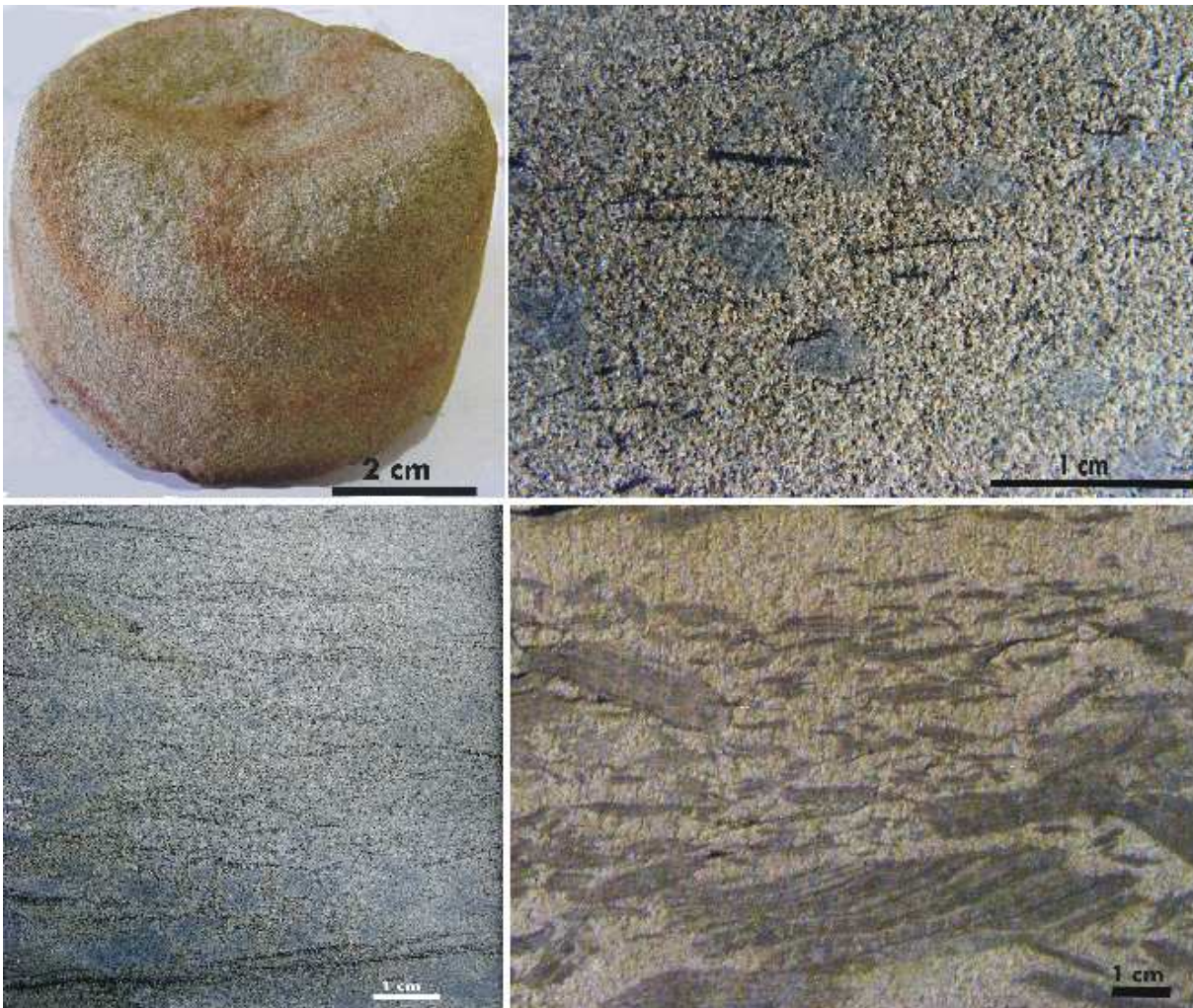


Abb. 7: Ausgewählte Lithofaziestypen im Schilfsandstein; links oben: Sp - schräggeschichteter Mittelsand, sehr unreif mit Oxidationsstreifen; rechts oben: Sm - massiver Feinsandstein, mit teils unregelmäßigen Tonschmitzen und punktueller Zementation; links unten: Sr - rippelgeschichteter Feinsandstein mit punktueller Zementation; rechts unten: Sm - massiver Feinsandstein, mit schlecht eingeregelteten Klasten des Uferdeichs

#### 4. Diskussion und Ausblick

Es fällt auf, dass häufig geologische-geothermische Einschätzungen von Lokationen in Norddeutschland erfolgen, die das Vorhandensein einer potentiell geeigneten stratigraphischen Schichtenfolge zu Anlass nehmen, hier bereits ohne Kenntnis von Bohrungsdaten und anderen Daten Prognosen zu Förderraten zu tätigen. Die einzelnen geothermischen Hauptaquifere sind aber nicht überall gleichermaßen gut bzw. teilweise überhaupt nicht für eine geothermische Energiegewinnung geeignet. Dass die Fazies der Sandsteine über ihre geothermische Eignung entscheidet, konnten bereits erste Untersuchungen zeigen. In den kommenden 3 Jahren sollen die Grundlagen erarbeitet werden, um flächenhafte Prognosen zumindestens für drei geothermische Hauptaquifere zu ermöglichen. Dazu werden in dem bis 2013 dauernden Forschungsprojekt alle Informationen ermittelt und erfasst sowie entsprechende Kartenunterlagen erstellt werden.

## Quellenangaben

- BACHMANN, G.H. & HOFFMANN, N.: Development of the Rotliegend Basin in Northern Germany.- Geol. Jb., D103, (1997), 9-31.
- BALDSCHUHN, R., BINOT, F., FLEIG, S. & KOCKEL, F.: Geotektonischer Atlas von Nordwestdeutschland und dem deutschen Nordsee-Sektor. Geol. Jb, Reihe A, 153, (2001) 1-88.
- BANDLOWA, T.: Erdgasführung im Karbon-Perm-Trias-Komplex der Mitteleuropäischen Senke.- Geol. Jb., A151, (1998), 3-65.
- FELDRAPPE, H., OBST, K., WOLFGRAMM, M.: Die mesozoischen Aquifere des Norddeutschen Beckens und ihr Potential für die geothermische Nutzung. Z. geol. Wiss, 36, 4-5, (2008), 199-222.
- FÖRSTER, A., SCHÖNER, R., FÖRSTER, H.-J., NORDEN, B., BLASCHKE, A.-W., LUCKERT, J., BEUTLER, G., GAUPP, R. & RHEDE, D.: Reservoir characterisation of a CO<sub>2</sub> storage aquifer: The Upper Triassic Stuttgart Formation in the Northeast German Basin. – Marine and Petroleum Geology, 27, (2010), 2156-2172.
- FRANZ, M. & WOLFGRAMM, M.: Sedimentologie, Petrologie und Fazies geothermischer Aquifere des Norddeutschen Beckens am Beispiel der Exter-Formation (Oberer Keuper, Rhaetium) NE-Deutschlands. – Zeitschrift für Geologische Wissenschaften, 36 (6), (2008), 223-248.
- GAST, R., PASTERNAK, M., PISKE, J. & RASCH, H.-J.: Das Rotliegend im Nordostdeutschen Raum: Regionale Übersicht, Stratigraphie, Fazies und Diagenese. - Geol. Jb., A149, (1998), 59-79.
- KATZUNG, G.: Prä-Zechstein in Zentral- und Ostbrandenburg.- Berliner geowiss. Abh., A168, (1995), 5-21.
- KATZUNG, G., DIENER, I., KÜHN, P.: Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik. – Zentrales Geologisches Institut Berlin, (1984).
- KOZUR, H.W., BACHMANN, G.H: The Middle Carnian Wet Intermezzo of the Stuttgart Formation (Schilfsandstein), Germanic Basin.- Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, V. 290, I. 1-4, (2010), 107-119.
- PLEIN, E.: Bemerkungen zum Ablauf der paläogeographischen Entwicklung im Stefan und Rotliegend des Norddeutschen Beckens.- Geol. Jb., A131, (1993), 99-116.
- RAUPPACH, R., WOLFGRAMM, M., THORWART, K., SEIBT, P.: Hydraulic features of Geothermal aquifers in the North German Basin.- Z. geol. Wiss, 36, 4-5, (2008), 267-280.
- SCHECK, M.: Dreidimensionale Strukturmodellierung des Nordostdeutschen Beckens unter Einbeziehung von Krustenmodellen.- Scientific Technical Report STR97/10, (1997), 126 S.
- SHUKLA, U. K., BACHMANN, G. H. & SINGH, I. B.: Facies architecture of the Stuttgart Formation (Schilfsandstein, Upper Triassic), central Germany, and its comparison with moder Ganga system, India. – Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 297, (2010), 110-128.
- WOLFGRAMM, M., RAUPPACH, K. & SEIBT, P.: Reservoir-geological characterization of Mesozoic sandstones in the North German Basin by petrophysical and petrographical data.- Z. geol. Wiss, 36, 4-5, (2008), 249-265.
- WOLFGRAMM, M.: Fluidentwicklung und Diagenese im Nordostdeutschen Becken – Petrographie, Mikrothermometrie und Geochemie stabiler Isotope.- Hallesches Jahrb. Geowiss., B, BH 20, (2005), 1-143.
- ZIEGLER, P.: Geological Atlas of Western and Central Europe.- Shell, The Hague, (1990), 239 S.