

## **Geothermie Schwerin-Lankow - ein Leuchtturmprojekt**

**<sup>1</sup>Markus Wolfgramm, <sup>1</sup>Stefan Thiem, <sup>1</sup>Christian Buse, <sup>1</sup>Frank Hoffmann, <sup>2</sup>Rene Tilsen, <sup>2</sup>Rene Rüdiger, <sup>3</sup>Matthias Franz**

Geothermie Neubrandenburg GmbH<sup>1</sup>

Energieversorgung Schwerin GmbH & Co. Erzeugung KG<sup>2</sup>

Georg-August-Universität Göttingen<sup>3</sup>

**Keywords:** Sandstein, Fazies, Rhät, Test, Geothermiebohrung

### **Kurzfassung**

Die geothermische Nutzung der Sandsteine im Norddeutschen Becken (NDB) hat eine lange Tradition, welche bis in die Achtzigerjahre zurück reicht. Die Anlagen in Neustadt-Glewe, Neubrandenburg und Waren sind dabei bis heute in Betrieb. Ende der Neunzigerjahre kam der Wärmespeicher am Reichstagsgebäude in Berlin dazu. Trotz dieser erfolgreichen Geschichte war es danach lange ruhig um die Geothermie im Norddeutschen Becken. Am Standort Schwerin wird nun das erste neue geothermische Heizwerk errichtet. Dazu wurde 2018 die erste Bohrung bis in eine Tiefe von 1.296 m abgeteuft und im Januar 2019 erfolgreich getestet. Aufgeschlossen wurde der ca. 49 m mächtige Postera-Sandstein. Die erzielten Förderraten bzw. Produktivitäten und Schichttemperaturen haben dabei die Erwartungen weit übertroffen.

Einen wesentlichen Erfolgsfaktor stellt ein neuartiges Erkundungskonzept dar, dass bei der Bohrfadplanung der Bohrung Gt Schwerin 6/17 erstmalig Anwendung fand. Dieses wurde im Rahmen der Forschungsprojekte Sandsteinfazies (2011–2014) und GeoPoNDD (2015–2019) erarbeitet. Eines der Ergebnisse sind sedimentologisch-fazielle Untergrundkarten der Paläoablagerungsräume, welche die verschiedenen Sandsteintypen unterscheiden und ihre Verbreitung räumlich darstellen. Ein weiteres Ergebnis sind petrophysikalische Parameter, welche die jeweiligen Sandsteintypen charakterisieren (z.B. Permeabilität, Porosität). In der Folge können nun „faziell geeignete“ Standort und Regionen im Norddeutschen Becken identifiziert werden.

Das Ziel in Schwerin waren die Sandsteine einer Verteilerrinne, die durch einen fluviatilen Schwemmfächers der Unteren Exter-Formation (Postera-Sandstein) abgelagert wurden. Die schräggeschichteten, mittelkörnigen Sandsteine weisen mit >6 Darcy unerwartet hohen Permeabilitäten auf.

### **1. Einleitung**

Das Norddeutsche Becken (NDB) ist die größte der drei geothermischen Hauptregionen Deutschlands. Hier wurden auch die ersten geothermischen Anlagen Deutschlands errichtet. So ging das geothermische Heizwerk in Waren 1986 in Betrieb und produziert bis heute aus dem ca. 1.400 m tiefen „Contorta“-Sandstein (Oberer Keuper bzw. Rhätkeuper) 64 °C warmes Wasser mit einer Salinität von 160 g/l. Im Jahre 1987 ging die geothermische Heizzentrale in Neubrandenburg in Betrieb. Hier wurde 54 °C warmes Wasser mit einer Salinität von ca. 130 g/l aus dem ca. 1.250 m tiefen „Postera-Sandstein“ gefördert. Nach technischen Problemen wurde die Anlage 1998 außer Betrieb genommen und zum Wärmespeicher umgebaut, welcher seit 2004 in Betrieb ist. Die geothermische Heizzentrale in Neustadt-Glewe wurde 1995 in Betrieb genommen und 2005/06 temporär um eine ORC-Stromerzeugungsanlage ergänzt. Hier wird aus einer Tiefe von ca. 2.200 m Wasser mit einer Temperatur von 97 °C und einer Salinität von 220 g/l gefördert. Als Aquifer dient auch hier der Contorta-Sandstein (Abb. 1). Im Gegensatz zu den anderen Geothermieanlagen wurde in Neustadt-Glewe die Injektionsbohrung im Aquifer nicht mit einem Filter ausgebaut, sondern wird „Open-Hole“ betrieben. Die jüngste errichtete Anlage ist der Wärmespeicher am

„Reichstag“ in Berlin, welcher die Parlamentsbauten mit Wärme versorgt. Als Aquifer dient der ca. 300 m tiefe Hettang-Sandstein mit einer Temperatur von 20 °C und einer Salinität von 29 g/l. Bereits in den Achtzigerjahren wurden weitere Geothermiebohrungen in Stralsund, Karlshagen, Prenzlau, Neuruppin und Schwerin abgeteuft. Im Zuge der deutschen Wiedervereinigung wurden diese Projekte allerdings nie fertiggestellt. Seither sind wenige balneologisch zu nutzende/genutzte Bohrungen errichtet und eine der Prenzlauer Bohrungen zu einer tiefen Erdwärmesonde umgebaut worden. Im Jahre 1997 wurde eine Erdölbohrung in Hamburg-Allermöhe vertieft, um diese geothermisch zu nutzen. Es zeigte sich jedoch, dass der ca. 3.300 m tiefe Contorta-Sandstein durch eine intensive Anhydrit-Porenraum-Zementation keine ausreichende Durchlässigkeit für eine geothermische Nutzung aufwies. Für eine weitere geothermische Entwicklung bestanden vor allem zwei Hemmnisse: (1) das Fündigkeitsrisiko und (2) das fehlende Abnehmerpotential an den Orten, an denen geeignete Aquifere bekannt waren. Ein Problem bzgl. des Abnehmerpotentials ist immer auch die Verfügbarkeit geeigneter „freier“ Wärmenetze. Aktuell existieren einige Förderprogramme, welche die Kosten eines Netzbaus teilweise abfangen. Zur Minimierung des Fündigkeitsrisikos werden seit 2011 Forschungsprojekte von Geothermie Neubrandenburg GmbH in Zusammenarbeit mit der TU Bergakademie Freiberg bzw. seit 2015 mit der Universität Göttingen durchgeführt. Im BMWi-geförderten Projekt „Sandsteinfazies“ (Laufzeit: 2011–2014) wurden die Sandsteine des Keupers sowie des Mittleren Juras intensiv bearbeitet (vgl. Abbildung 1: Reservoir 2, 3 und 5). Mit dem BMWi-geförderten Projekt „GeoPoNDD“ (Laufzeit: 2015–2019) wurde die Liste der bearbeiteten Sandstein-Reservoirs vervollständigt (vgl. Abbildung 1: Reservoir 1, 4 und 6). Die resultierenden Fazieskarten wurden und werden in das System geotIS ([www.geotis.de](http://www.geotis.de)) integriert und sind frei zugänglich.

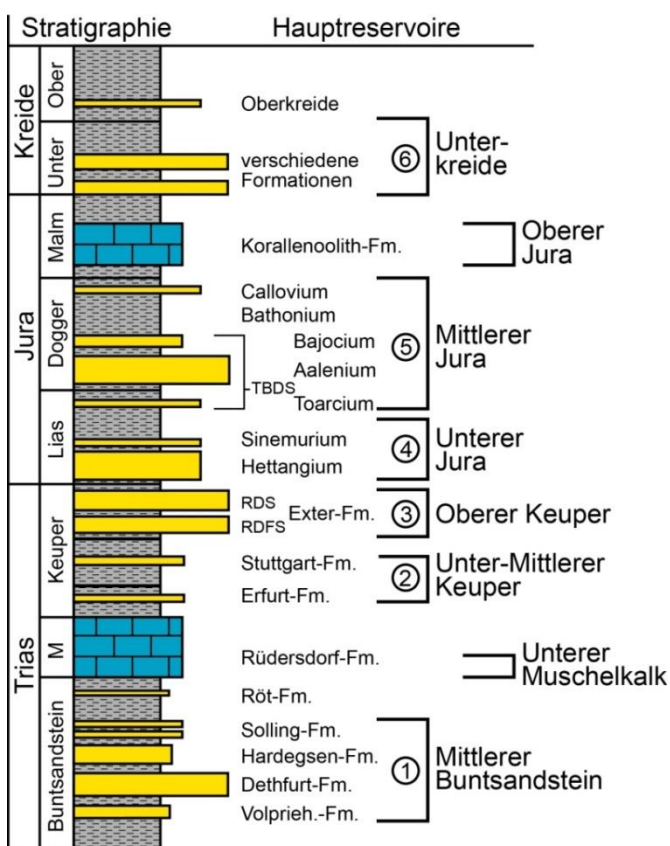


Abbildung 1: Geothermische Hauptreservoirs in Norddeutschland

Zusammenfassende Publikationen finden sich u.a. bei Barth (2019), Barth et al. (2014, 2018), Franz et al. (2014, 2015, 2018a, 2018b,), Zimmermann (2015), Zimmermann et al. (2014, 2015, 2018) und Wolfgramm et al. 2014. Aktuell wurde eine Bearbeitung der vorhandenen potentiellen Karbonat-Reservoire und die Entwicklung einer geeigneten Methode zur Bewertung des Fündigkeitsrisikos im NDB im Forschungsvorhaben „mesoTherm“ beantragt.

Das Projekt Schwerin startete 2010 mit einer ersten geologischen Kenntnisstandsanalyse für den Standort „Waisenhausgärten“. Daraufhin folgten eine Machbarkeitsstudie und weitere Planungen bzgl. der ober- und untertägigen Anlagen. Im Jahr 2015 erfolgte im Geothermieprojekt Schwerin ein Standortwechsel zum Heizwerk Schwerin-Lankow. In der hierfür durchgeführten geologischen Kenntnisstandanalyse wurde bereits das Faziesmodell, welches im Rahmen von „Sandsteinfazies“ entwickelt wurde, zu Grunde gelegt. Zur Verbesserung des geologischen Modells wurde 2016 zudem eine 2D-seismische Erkundung durchgeführt. Aufgrund der weiteren Planungsschritte und verschiedener Genehmigungsverfahren dauerte es noch zwei weitere Jahre bis zum Bohrbeginn der Bohrung Gt Schwerin 6/17 (Gt S 6/17) im Juli 2018. Zu Verzögerungen kam es dabei vor allem durch die Prüfung des Standortes als potentieller Standort für ein radioaktives Endlager entsprechend des Standortauswahlgesetzes (StandAG, seit 27.07.13 in Kraft) und den Umstand, dass sich der Bohrstandort innerhalb einer Trinkwasserschutzzone befand. Allerdings war die relevante Wasserfassung Gosewinkel/Schwerin aufgrund einer Altlast bereits lange zuvor stillgelegt worden (Lückstädt et al. 2004).

Nach dem Abteufen der Bohrung zeigte sich im hydraulischen Test einerseits eine unerwartet hohe Durchlässigkeit und andererseits eine Schichttemperatur, welche über dem Erwartungswert lag. Die Bohrung Gt S 6/17 muss daher als sehr großer Erfolg gewertet werden. Darüber hinaus ergibt sich mit Hinblick auf die Resultate in Schwerin die Möglichkeit für eine neue geothermische Erschließung des NDB. Die Prognosen vor der Errichtung der Geothermiebohrung, die Daten und Ergebnisse der Bohrung selbst sowie die sich ergebenden Chancen und Risiken für eine weitere Erschließung in Norddeutschland werden in diesem Artikel dokumentiert und diskutiert.

## 2. Mesozoische Sandsteinaquifere des NDB

Als geothermische Reservoire kommen im NDB vor allem die mesozoischen Sandsteine in Frage. Basis aller bis 2015 verfügbaren Karten war das Reflexionsseismische Kartenwerk (vgl. Reinhardt 1993), welches seit 1991 zur Verfügung stand. Parallel und darauf aufbauend wurde von 1988–1992 das geothermische Kartenwerk in mehreren Kartenblättern im Maßstab 1:200.000 entwickelt (vgl. Feldrappe et al. 2008).

Im Rahmen des Projektes geotIS wurden von 2004–2007 die geothermisch relevanten Daten des NDB zusammengestellt (u.a. Agemar et al 2014, Wolfgramm et al. 2011, Feldrappe et al. 2008, Wolfgramm et al. 2008, Rauppach et al. 2008). Dabei handelte es sich neben den Strukturkarten (Tiefenlage, Störungen, Salzstrukturen und Temperaturgradienten) auch um Karten der kumulativen Mächtigkeit der einzelnen potentiellen Aquifere und deren hydraulische Daten (Porosität, Permeabilität). Für den Rhät-Lias-Aquiferkomplex weist die zugehörige Karte fast für das gesamte NDB kumulative Mächtigkeiten von 20–200 m aus. Der Standort Schwerin befindet sich dabei in einem Bereich, für den eine kumulative Mächtigkeit der Sandsteine des Lias und Rhät von 50–100 m dokumentiert ist. Da für eine geothermische Nutzung effektive Sandsteinmächtigkeiten  $\geq 20$  m wertvoll sind, ist Schwerin demnach potentiell geeignet. Allerdings war die Lokalisierung eines konkreten Reservoirs auf Grundlage der vorhandenen Karte nicht möglich.

Im Rahmen der Projekte „Sandsteinfazies“ und „GeoPoNDD“ wurden die einzelnen Reservoirhorizonte entsprechend ihrer Ablagerungsräume (Fazies) untersucht. So können beispielsweise für das Rhät drei und den Lias sechs Reservoirhorizonte kartiert werden, in welchen jeweils potentiell nutzbare Sandsteine vorkommen können. Für Schwerin bedeutet dies, dass für den Rhät-Lias-Aquiferkomplex, der zuvor in einer Karte zusammengefasst wurde, nun neun Reservoirhorizonte unterschieden und hochauflösend dargestellt werden. Damit ermöglicht dieses

Erkundungskartenwerk eine detaillierte Standortprognose Die Mächtigkeit und Lage der einzelnen Sandsteine, sowie die Prognose der hydraulischen Parameter ist in Franz et al. (2015, 2018) zusammengefasst. Wie im Folgenden gezeigt wird, konnte für den Standort Schwerin-Lankow eine positive Standortprognose aufgrund des neuartigen Erkundungskartenwerks erfolgen.

### 2.1. Das Faziesmodell

Die mesozoischen Sandsteine des NDB wurden überwiegend deltaisich abgelagert (Franz et al. 2015, 2018a, Zimmermann 2015, Wolfgramm et al. 2018, Zimmermann et al. 2018). Abbildung 2 zeigt exemplarisch und stark schematisiert den Ablagerungsraum eines Fluss-dominierten Deltas. Die Flussbildungen durchschneiden die tonig-siltigen Ablagerungen der Deltaebene und entwässern am Ende in den Ozean. Je nach Meeresspiegelstand verlagern sich die Rinnenkörper und die zugehörigen Ablagerungsbereiche (Mündungsbarren etc.). Eine Gliederung der geologischen Ablagerungen hinsichtlich dieser Meeresspiegelschwankungen ist mit Hilfe der Sequenzstratigraphie möglich (Zimmermann et al. 2015, Barth et al. 2018).

Hydraulisch geeignete Sandsteine finden sich vor allem in den Verteilerrinnen, den Mündungsbarren und Küstensanden (Abbildung 2: Faziesbereiche 2, 4 und 7). Saisonal treten die Flüsse über ihre Deiche hinaus und lagern Schichtssande ab, wobei mit zunehmender Entfernung von der Flussrinne einer Verfeinerung der Sedimente zu verzeichnen ist. Proximale (rinnennahe) Schichtssande können noch zur Nutzung geeignet sein, wohingegen distale Schichtssande eher ungeeignet sind. Im Rahmen der Projekte „Sandsteinfazies“ und „GeoPoNND“ wurden die Ablagerungsräume der relevanten „Sequenzen“ der geothermischen Hauptaquifere kartographisch erfasst. Eine Bewertung findet sich u.a. in Franz et al. (2015, 2018a).

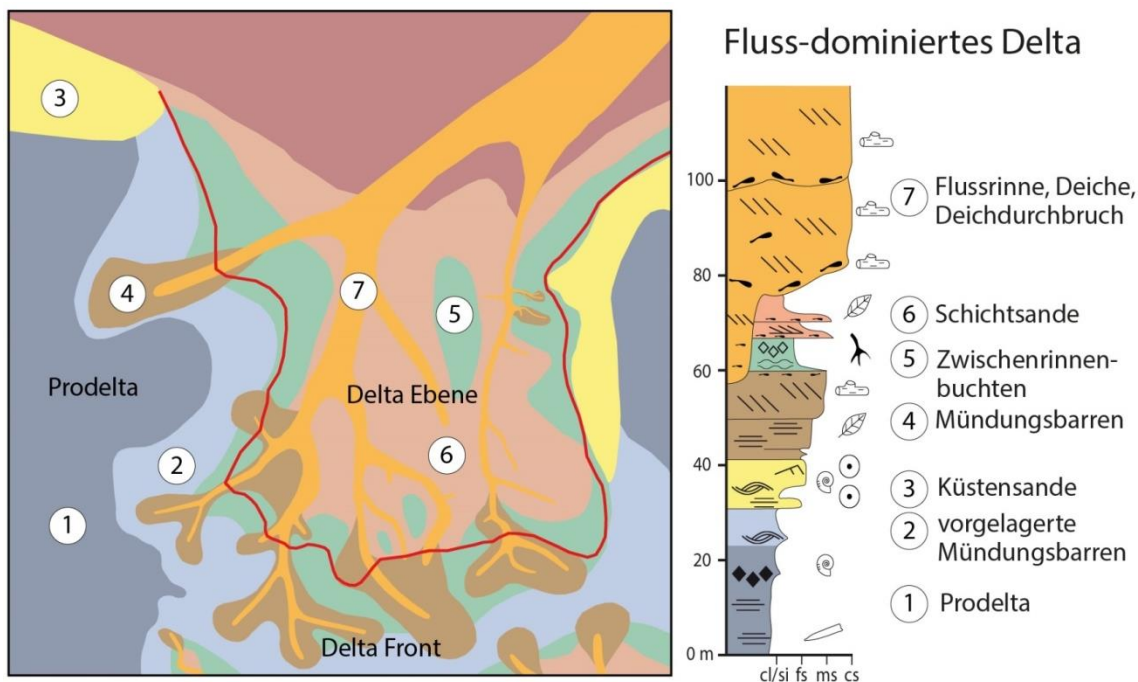


Abbildung 2: Faziesmodell eines flussdominierten Deltas (aus Wolfgramm et al. 2018)

### 2.2. Die Exter-Formation

Die Exter-Formation ist die einzige Formation des Oberkeupers, welcher historisch auch als Rhät bzw. Rhätkeuper bezeichnet wurde und heute häufig auch noch so benannt wird. Die Exter-

Formation gliedert sich nach Franz (2008) in die Untere Exter-Formation (Rinteln-Subformation nach DSK 2005, Postera-Sandstein) und die Obere Exter-Formation (Oyenhausen- und Vahlbruch-Subformationen, Contorta-Sandstein, Mittelrhäthauptsandstein).

Die sedimentologisch-fazielle Bearbeitung ergab im NDB für die Untere Exter-Formation einen zweigeteilten Ablagerungsraum mit flachmarinen Verhältnissen im westlichen Teilbecken und fluviatil-terrestrischen Verhältnissen im östlichen Teilbecken. In der Oberen Exter-Formation breiteten sich der flachmarine Ablagerungsraum bis in das östliche Teilbecken aus, wodurch sich dort eine weitgespannte Deltaebene ausbildete.

Der Standort Schwerin-Lankow nimmt in der Unteren Exter-Formation eine distale Position auf einer weitgespannten Schwemmenebene ein, die von fluviatilen Schwemmfächern abgesetzt wurde. In der Unteren Exter Formation III liegt der Standort genau im Bereich einer fluviatilen Verteilerrinne, in der Sandsteinmächtigkeiten von 20–30 m zu erwarten sind (Abbildung 3). Das analoge Modell der Exter-Formation ist in Franz & Wolfgramm (2008, 2019), Wolfgramm et al. (2014) und Franz et al. (2018a) veröffentlicht.

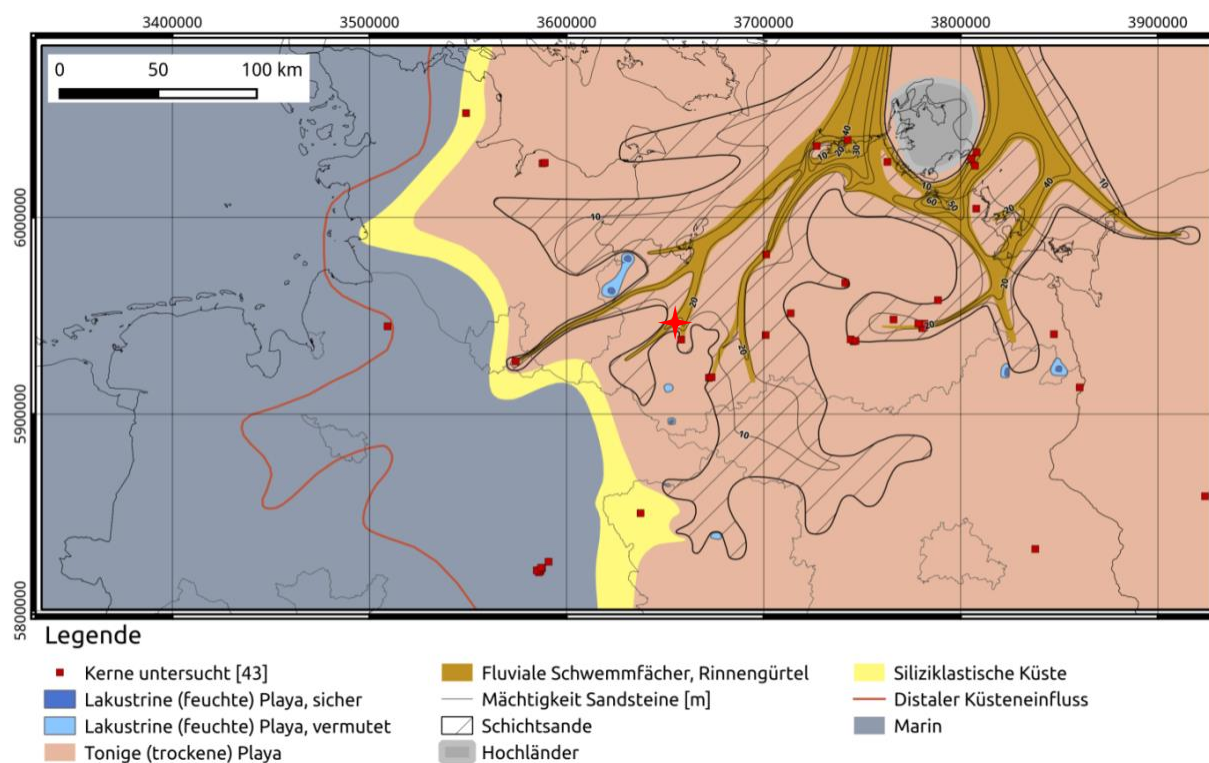


Abbildung 3: Fazieskarte der Unteren Exter-Formation III, roter Stern –Standort Heizwerk Schwerin-Lankow

### 3. Die Bohrung GT Schwerin 6/17

#### 3.1. Planungsparameter der Bohrung

Die Planungsparameter für die Bohrung Gt S 6/17 ergaben sich aus der geologischen Kenntnisstandsanalyse für Schwerin-Lankow. Für die Untere Exter-Formation III wurde ein durchgehender Sandstein mit einer Mächtigkeit von 25–40 m in einer Tiefe (Oberkante) von 1.260 m, einer Mineralisation von 130 g/l und einer Temperatur von 52°C erwartet. In Anlehnung an die bekannten Permeabilitäten umgebender Standorte (vgl. Wolfgramm et al. 2008) wurde eine Permeabilität von 750 mD (250–1.700 mD) und somit ein Produktivitätsindex von ca. 100 m<sup>3</sup>/(h\*MPa) prognostiziert. Für die Contorta-Schichten wurde ein durchgehender Sandstein mit

einer Mächtigkeit von 25 m in einer Tiefe (Oberkante) von 1220 m, einer Mineralisation von 120 g/l und einer Temperatur von 50°C erwartet. In Anlehnung an die bekannten Permeabilitäten umgebender Standorte (vgl. Wolfgramm et al. 2008) wurde eine Permeabilität von 250 mD (150–1.300 mD) und somit ein Produktivitätsindex von ca. 50 m<sup>3</sup>/(h·MPa) vorhergesagt. Der Postera-Sandstein stellte somit den Zielhorizont und der Contorta-Sandstein den Ausweichhorizont dar.

### 3.2. Realisierung der Bohrung Gt S 6/17

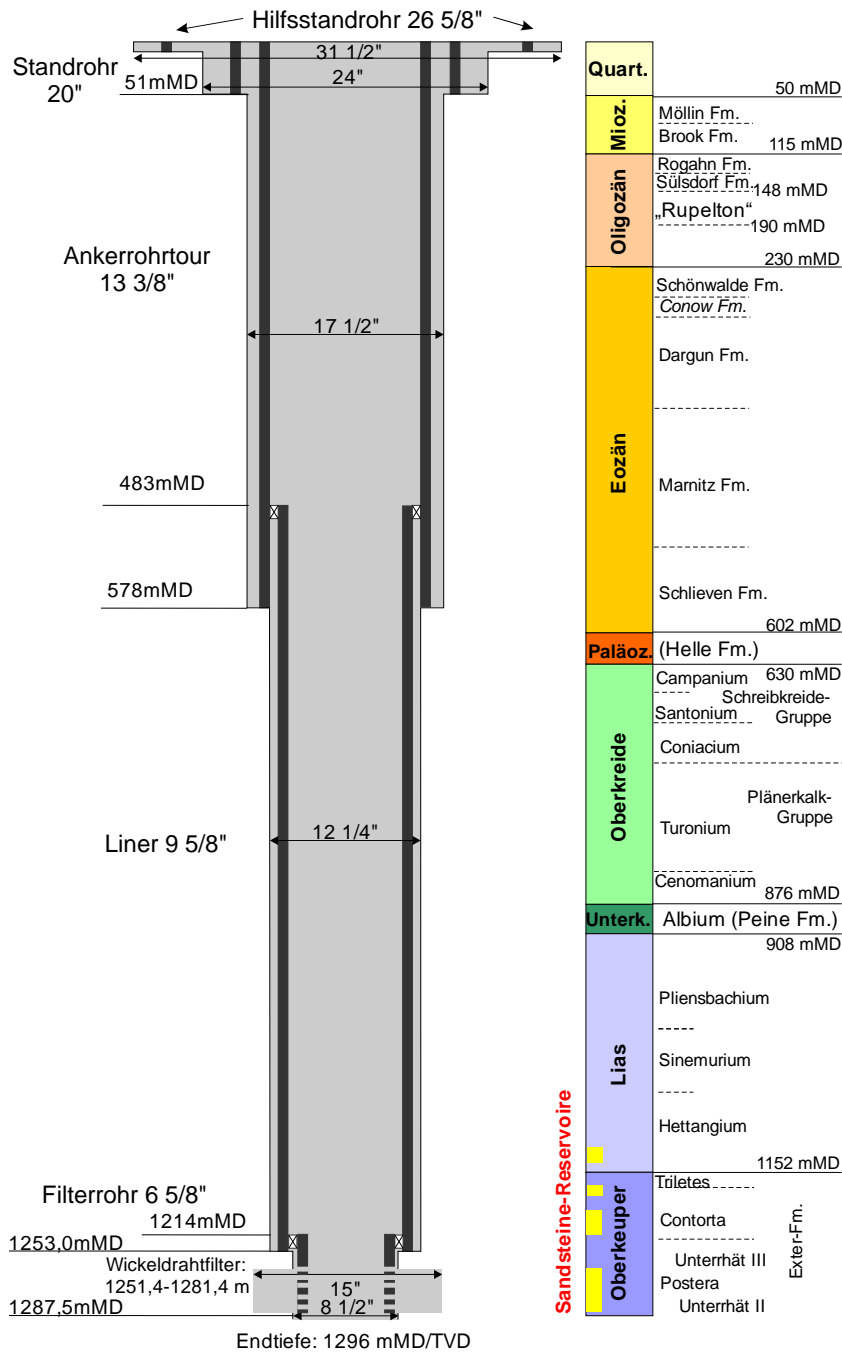


Abbildung 4: Ausbau und Geologie der Bohrung Gt S 6/17

Die Bohrung Gt S 6/17 wurde als saigere Bohrung ausgeführt (Abbildung 4). Während des Bohrplatzbaus wurde bei 15 m ein 26 5/8" Hilfsstandrohr gesetzt und das 20" Standrohr bei 51 m eingebaut. Der erste Bohrabschnitt (17 1/2") reichte bis ins Eozän (578,0 m). Mit der 13 3/8" Ankerrohrtour konnte der kritische Rupelton gesichert werden. Anschließend wurde bis 1.234,0 m im Profil 12 1/4" gebohrt und dabei der Hettang Sandstein sowie der Ausweichhorizont Contorta-Sandstein gekernt. Bis zur Endtiefe von 1.296,0 m wurde mit einem Durchmesser von 8 1/2" gebohrt, wobei der Postera-Sandstein komplett durchteuft und gekernt wurde. Insgesamt wurden zwischen ca. 1.103,0 m und 1.286,0 m Bohrkerne aus 8 Kernmärschen gewonnen. Dabei konnte in Summe 87,8 m Kern geborgen werden. Aufgrund der vorliegenden Kerne konnte die Absetzteufe des Liners sehr genau angepasst werden. Das Bohrloch wurde bis zur Absetzteufe auf 12 1/4" erweitert und der 9 5/8" Liner mittels Liner-Hanger genau am Top des Speichers bei 1.253,0 m eingebaut werden. Im Speicherbereich wurde das Bohrloch zwischen 1.254,0 m und 1.284,0 m auf 15" unterschritten. Anschließend wurde die Filterkonstruktion eingebaut, wobei zwischen

1.251,4 und 1.281,4 m der Wickeldrahtfilter (Schlitzweite 0,5 mm) gesetzt und anschließend mit 16/20 US mesh Filterkies verkiest wurde. Die Bohrung wurde final noch mit einer Schutzrohrtour bis 1.204,3 m komplettiert und der Ringraum zwischen Verrohrung und Schutzrohrtour mit einer Schutzflüssigkeit gefüllt.

Die Bohrung erschloss über ca. 630 m känozoische Sedimente, ca. 250 m Oberkreide-Karbonate, ca. 30 m Unterkreide-Sedimente und knapp 150 m liassische Siliziklastika. Hierbei war eine klare Unterscheidung zwischen den eher grauen Sedimenten des Hettang und Contorta, welche überwiegend in mariner Umgebung abgelagert wurden, und den terrestrisch akkumulierten bunten Silt- und Tonsteinen der Postera-Schichten möglich. Die stratigraphische Gliederung der Bohrung wurden zudem mittels Korrelation geophysikalischer Bohrlochmessungen im Vergleich zu anderen Bohrungen als auch durch mikropaläontologische Daten abgesichert.

Im Rhät konnten Sandsteine bei 1.190,0–1.216,0 m (Contorta-Sandstein) und 1.244,0–1.294,0 m (Postera-Sandstein) nachgewiesen werden. Der Contorta-Sandstein kann als deltaisches Deichbruchsediment und proximaler Schichtsand interpretiert werden. Der Top der Postera-Schichten wurde bei 1.244,0 m erbohrt. Die oberen 5 m weisen vereinzelte Siltlamina (< 2 mm) auf. Zwischen 1.249,0–1.294,0 m besteht der Zielhorizont aus hoch maturen und nahezu silt- und tonfreien Fein- bis Mittelsandsteinen. Zwischen 1.280,0–1.281,0 m sind zwei Aufarbeitungslagen (< 10 cm) erkennbar, welche die Untere Exter Formation II und III trennen. Es handelt es sich bei den Sandsteinen um Sedimente des Uferdeichs/Deichbruchfächer bzw. können diese als direkte Rinnenablagerung (Gleithangbündel) interpretiert werden (Franz & Wolfgramm 2019). Insgesamt konnten durch die Bohrung das Faziesmodell und die Prognosen zur Mächtigkeit bestätigt werden.

### 3.3. Laborwerte und Test der Bohrung GT S6/17

Die Porositäten und Permeabilitäten der gewonnenen Bohrkerne der Bohrung GT S 6/17 wurden im Labor untersucht (Abbildung 5). Die 30 Permeabilitätswerte wurden an Proben aus einem Teufenbereich von 1.119,8–1.283,6 m bestimmt und schwanken zwischen 4.050–24.290 mD (Ausnahme: 23,7 mD bei 1.253,2 m). Die drei Werte aus dem Hettang-Sandstein liegen im Mittel bei 5.690 mD, ein Wert des Contorta-Sandsteins (obere Lage) beträgt 4.790 mD, 6 Analysen aus dem Contorta-Sandstein (untere Lage) ergeben im Mittel 10.190 mD.

Die Permeabilitäten in den Postera-Sandsteinen nehmen vom Hangenden (1.245,5–1.260,0 m) von 8.280 mD über 10.110 mD (1.260,0–1.270,2 m) zum Liegenden bis 17.905 mD (1.270,2–1.283,6 m) zu. Die Bestimmung exakter Permeabilitäten wird bei Werten  $\gg 1$  D sehr schwierig, so dass besonders für die die sehr hohen Werte größerer Schwankungsbreiten angenommen werden müssen. Allerdings lassen die Siebanalysen auf ähnlich hohe Werte von z. T. mehr als 10.000 mD schließen. Die Porositätswerte sind mit 23,7–35,5 % ebenfalls durchgängig hoch.

An 10 Proben wurde zudem Quecksilber-Porosimetrie durchgeführt, eine Methode mit welcher die Porengrößenverteilung eines Sandsteines ermittelt werden kann. Die Probe aus dem Contorta-Sandstein (1.179,9 m) weist einen mittleren Porenradius von 11,5  $\mu\text{m}$  auf. Alle anderen Proben stammen aus dem Postera-Sandstein (1.255,8–1.279,6 m). Dabei weisen die Proben aus dem Hangenden einen mittleren Radius von 21,5  $\mu\text{m}$  auf, die Proben von 1.262,0–1.272,0 m zeigen im Mittel Werte von 29,7  $\mu\text{m}$  (max. 33,8  $\mu\text{m}$ ) während die Radien zum Liegenden (1.276,3–1.279,6 m) wieder auf bis zu 9,0  $\mu\text{m}$  abnehmen. Im Vergleich zu anderen Daten im NDB (vgl. Wolfgramm et al. 2008; z.B. Median Porenradius im Rhät des NDB: 13  $\mu\text{m}$ ) sind die Permeabilitäten und mittleren Porenradien der Schweriner Proben deutlich größer.

Der hydraulische Test wurde als Kurzzeit-Pumpversuch in 2 Phasen mit einem Produktionstest und einem Flowmeter-Test durchgeführt. Beide Teste fanden als  $\text{N}_2$ -Lift-Tests statt. Als Liftstrang fungierte hierfür ein 450 m langer Strang aus 5" Bohrgestänge. Für den Test wurde die Druck- und Temperatursonde (p/T-Tool) bei einer Teufe von 1.211 m u. GOK abgehängt. Der Druck vor Testbeginn betrug 123,27 bar.

Porositäten und Permeabilitäten des Rhät/Lias der Gt Schwerin 1/17

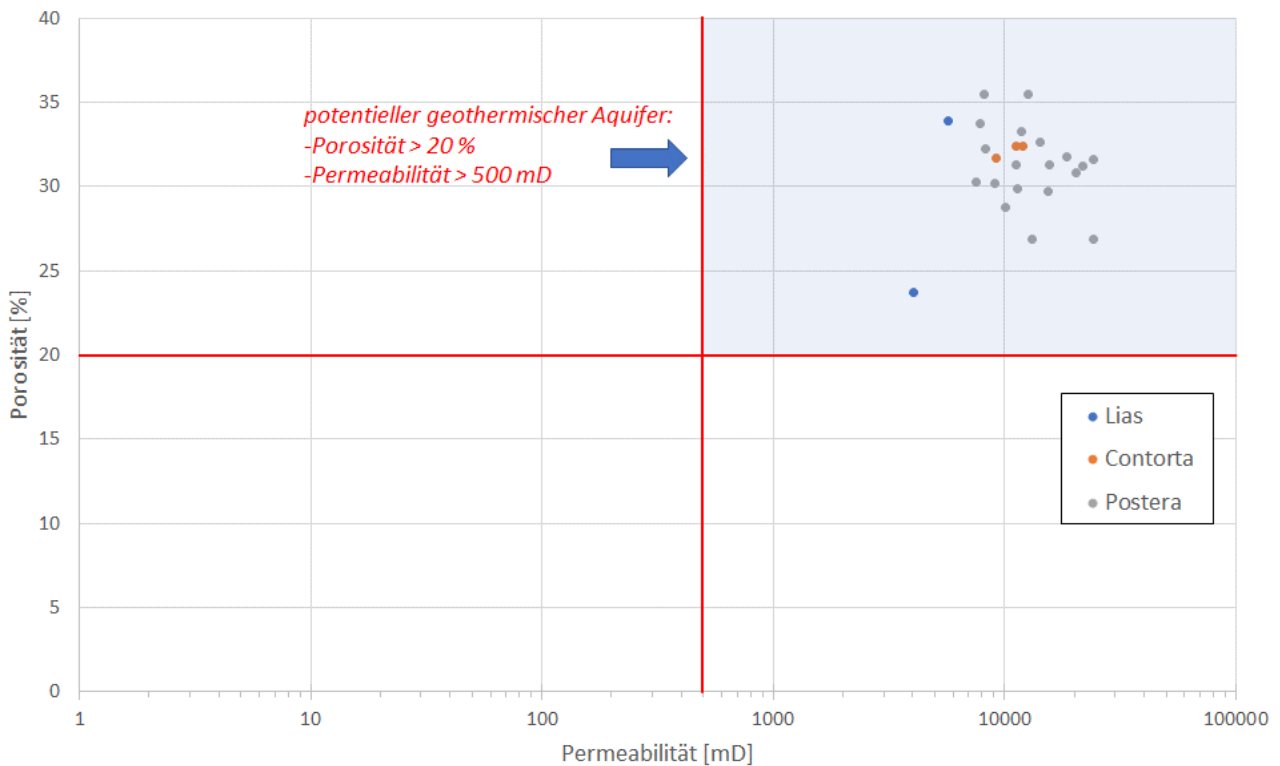


Abbildung 5: Porositäts- und Permeabilitätsdaten der Sandsteine des Lias und Rhät der Bohrung GT S 6/17

Für beide Tests wurden die Druckdaten in der Wideranstiegsphase für eine ausreichend lange Zeit aufgezeichnet. Im Folgenden werden die Ergebnisse des Produktionstestes dokumentiert. Die Dauer der Förderung betrug 430 min. In dieser Zeit wurden 633 m<sup>3</sup> Schichtwasser entnommen. Somit ergibt sich eine durchschnittliche Förderrate von 24,5 l/s. Nach einer Stabilisierung der anfänglichen Slug-Flow-Förderung (pulsartige Entnahme des Thermalwassers) konnte zum Ende des Testes eine nahezu konstante Rate von 36 l/s realisiert werden. Von Extremwerten während der anfänglichen Slug-Flow-Phase abgesehen betrug der minimale Tiefendruck 122,12 bar. Als maximale Fördertemperatur wurde am p/T-tool 56,4 °C (56,7 °C beim Flowmeter-Test) gemessen. Nach dem Produktionstest wurde der Wideranstieg über 947 min aufgezeichnet und diente somit als Grundlage für die Testauswertung (Abbildung 6). Entsprechend dieser ergibt sich eine Permeabilitätsmächtigkeit von 304 Dm. Bei einer angenommenen Mächtigkeit des Reservoirs von 49 m würde das bedeuten, dass der Sandstein eine mittlere Durchlässigkeit von ca. 6.800 mD aufweist. Geht man davon aus, dass die oberen Bereiche (5 m) mit den Siltlagen ebenfalls hydraulisch angeschlossen sind, würde sich bei 50 m Aquifer eine mittlere Permeabilität von 6.100 mD berechnen. Ein Skinfaktor von -0,4 weist nach, dass die Bohrung sehr gut an das Reservoir angeschlossen ist. Die Permeabilitätswerte der Testauswertung stützen bedingt die sehr hohen Laborwerte. In jedem Falle wurden die Erwartungen bezüglich der Temperatur, effektiven Mächtigkeit und Permeabilität übertroffen. Ein Grund für die hohen hydraulischen Parameter könnte die sehr geringe Tiefenlage und somit, im Vergleich zu anderen Bohrungen, die damit verbundene geringere Kompaktion sein. Entsprechend der Wasseranalysen handelt es sich um ein Wasser des Na-Cl-Typs mit einer Salinität von ca. 145 g/l und einem Gasgehalt von ca. 110 NmL/L, wobei das Gas CO<sub>2</sub>-dominiert ist und nur in Spuren Methan enthält.



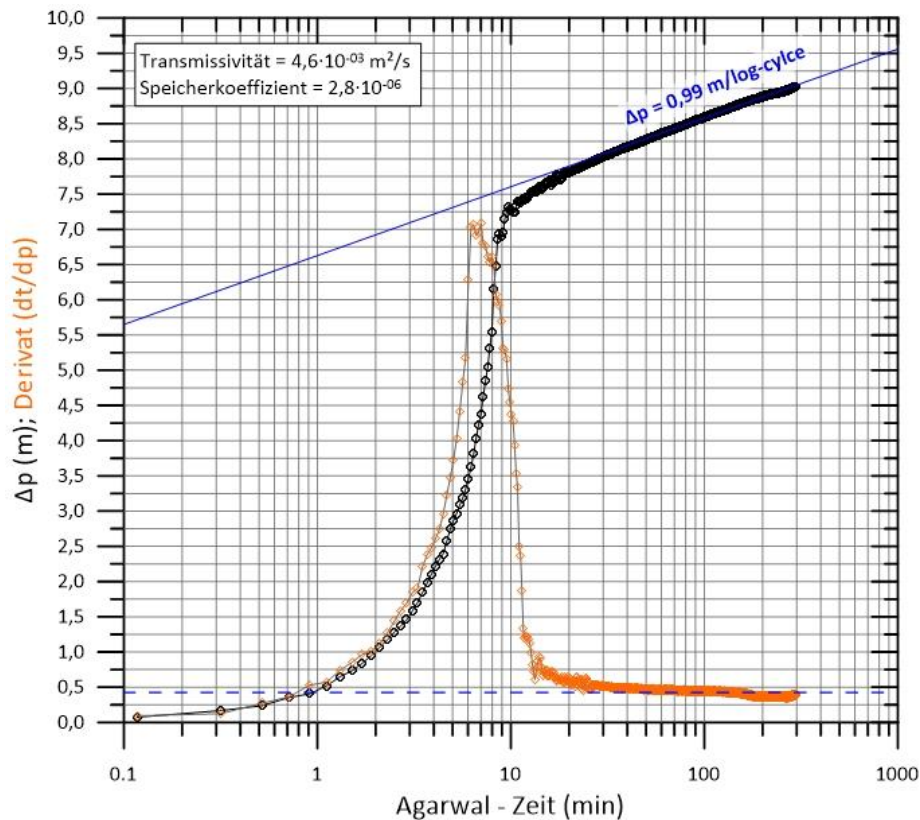


Abbildung 6: Semilogarithmischer Plot des Wiederanstiegsverhaltens nach dem Fördertest am 23.01.2019 zur Bestimmung der Reservoirparameter nach Cooper & Jacob (1946) der Bohrung Gt S 6/17

#### 4. Diskussion und Ausblick

Für eine geothermische Energiegewinnung sind verschiedene geologische Parameter von Bedeutung. Die wichtigsten sind Temperatur und Permeabilität/Porosität. Die Temperatur steigt mit der Tiefe und wird dabei durch den jeweiligen geothermischen Gradienten bestimmt, welcher im Durchschnitt 28–37 K/km beträgt. Grundsätzlich bedeutet dies, dass die geothermischen Bedingungen mit zunehmender Tiefe potentiell besser werden. Dem steht entgegen, dass mit zunehmender Versenkung der Sedimente auch die Diagenese intensiver wird. Diese wiederum führt zu einer Verringerung der Porosität und Permeabilität sowie einem steigenden Risiko der Porenraumzementation (Wolfgramm et al., 2001).

Neben einer rein tiefenabhängigen Änderung der geothermisch relevanten Parameter ist auch die räumliche Verteilung der Ablagerungsräume und der damit assoziierten hydraulischen Eigenschaften von großer Bedeutung. Das in den Forschungsprojekten Sandsteinfazies bzw. GeoPoNND entwickelte und anhand des Standortes Schwerin-Lankow geprüfte und bestätigte Erkundungskonzept stellt somit ein sehr wertvolles Werkzeug für die geothermische Erschließung im NDB dar. Daher sollten weitere Projekte das Kartenwerk, das aus diesem Erkundungskonzept hervorgegangen und u.a. auch in geotIS dokumentiert ist, nutzen. Lokationen, welche sich im Bereich der kartierten Verteilerrinnen befinden, sind für eine geothermische Energiegewinnung grundsätzlich geeignet. Das Fündigkeitsrisiko kann durch Anwendung dieser Methode deutlich reduziert werden.

Ein weiterer Faktor, welcher insbesondere für den Betrieb der Geothermieanlage selbst von großer Bedeutung ist, sind mineralische Ausfällungen. Diese können in Form von Scales zu einer massiven Schädigung an den obertägigen Anlagenkomponenten aber auch zu einer Verringerung der

Aufnahmekapazität des Aquifers auf der Injektionsseite führen. Grundsätzlich gilt, dass mit zunehmender Tiefe, Temperatur und Salinität das Risiko für mineralische Ausfällungen steigt. Damit einhergehend nimmt die Wahrscheinlichkeit für eine erhöhte Radioaktivität dieser Partikel ebenfalls zu (Wolfgramm et al., 2011a).

Eine Zusammenfassung der relevanten Faktoren für eine geothermische Nutzung von Sandsteinen findet sich in Tabelle 1. Hier zeigt sich, dass die Temperaturen bis in eine Tiefe von ca. 1.500 m zwar relativ gering sind, dafür aber die Durchlässigkeiten sehr hoch. Zudem können die Risiken einer Porenraumzementation sowie einer intensiven Ausbildung von Scaling während des späteren Betriebes grundsätzlich als sehr gering bewertet werden. Bis ca. 2.500 m erhöhen sich zwar diese Risiken bei gleichzeitiger Abnahme der Durchlässigkeit, aber eine geothermische Nutzung ist aufgrund der höheren Temperaturen dennoch gut möglich. Für den Tiefenbereich > 2.500 m liegen bis dato keine Betriebserfahrungen vor. Die sehr hohen Temperaturen bieten eine gute Chance einer wirtschaftlichen geothermischen Nutzung, allerdings sind auch die Risiken hoch.

Da seit einigen Jahren sehr leistungsfähige Hochtemperatur-Wärmepumpen auf dem Markt verfügbar sind, bieten sich für die geothermische Erschließung ganz neue Möglichkeiten. So ist eine geothermische Dublette mit direkter Wärmenutzung sicher erst ab 80°C möglich, nun lässt sich aber auch der Temperaturbereich < 60°C nutzen, wie es im Falle von Schwerin-Lankow der Fall ist.

Tabelle 1: Bewertung der Chancen und Risiken für die Nutzung geothermischer Sandsteine aus unterschiedlichen Tiefenlagen; PRZ – Porenraumzementation; - = gering/kein, o = moderat, + = hoch

Tiefe [m]	Temperatur [°C]	Salinität [g/l]	Porosität [%]	Durchlässigkeit	Risiko PRZ	Risiko Scaling	Risiko NORM
400-1.000	20 – 48	30 – 150	>30	++	-	-	-
1.000-1.500	38 – 65	90 – 200	28 - 35	++	-	-	-
1.500-2.000	53 – 90	140 – 250	25 - 30	+	o	o	o
2.000-2.500	68 – 105	160 – 280	20 - 28	+	o	+	+
2.500-3.000	83 – 125	220 – 300	18 - 24	o	+	+	+
>3.000	> 98 - 125	>220	< 25	o	++	++	++

Im Hinblick auf die verschiedensten Faktoren des ober- und untertägigen Systems für die Entwicklung geothermischer Projekte im NDB stellt der Standort Schwerin-Lankow ein Meilenstein dar. Somit besteht die Hoffnung, dass Schwerin der Auftakt für eine ganze Reihe neuer Geothermieprojekte im NDB sein kann.

## Danksagung

Bedanken möchten wir uns beim Bundeswirtschaftsministerium für die Förderung eines Teils der vorgestellten Arbeiten im Rahmen der Projekte „Sandsteinfazies“ und GeoPoNDD (BMW, FKZ: 0325285, 0325920). Das Geothermieprojekt Schwerin wird durch die Stadtwerke Schwerin und ihre Tochter EVSE realisiert, bei denen wir uns für die Unterstützung und die Genehmigung zur Publikation der Daten bedanken möchten.

## Quellenangaben

Agemar, T., Alten, J., Ganz, B., Kuder, J., Kühne, K., Schumacher, S. & Schulz, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany - GeotIS – ZDGG Band 165 Heft 2, 129–144.

Barth, G. (2019): Stratigraphie, Fazies und geothermisches Potenzial von fluvio-deltaischen Ablagerungsräumen der Oberen Trias und des Unteren Jura im östlichen Teil des Mitteleuropäischen Beckens.- Dissertation TU Bergakademie Freiberg, 1-219.

- Barth, G., Franz, M., Heunisch, C., Ernst, W., Zimmermann, J., Wolfgramm, M. (2018): Marine and terrestrial sedimentation across the T–J transition in the North German Basin.- *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 489, 74-94.
- Barth, G., Franz, M., Heunisch, C., Kustatscher, E., Thies, D., Vespermann, J., Wolfgramm, M. (2014): Late Triassic (Norian-Rhaetian) brackish to fresh water habitats at a fluvial-dominated delta plain (Seinstedt, Lower Saxony, Germany). - *Palaeobiodiversity and Palaeoenvironments*, 94, 3: 1-34.
- Cooper, H. H., Jacob, C. E. (1946): A generalized graphical method for evaluating formation constants and summarizing well field history.- *Am. Geophys. Union Trans.* 27: 526-534.
- Feldrappe, H., Obst, K., Wolfgramm, M. (2008): Die mesozoischen Aquifere des Norddeutschen Beckens und ihr Potential für die geothermische Nutzung. *Z. geol. Wiss*, 36, 4-5: 199-222.
- Franz, M. & Wolfgramm, M. (2008): Sedimentologie, Petrologie und Fazies geothermischer Reservoirs des Norddeutschen Beckens am Beispiel der Exter-Formation (Oberer Keuper, Rhaetium) NE-Deutschlands. – *Zeitschrift für geologische Wissenschaften*, 36 (4-5): 223–248.
- Franz, M. & Wolfgramm, M. (2019): Geothermie Schwerin-Lankow – ein Leuchtturmprojekt im Norddeutschen Becken. – *Geothermische Energie*, 93: 10–13
- Franz, M., Barth, G., Zimmermann, J., Budach, I., Nowak, K., Wolfgramm, M. (2018a): Geothermal resources of the North German Basin: exploration strategy, development examples and remaining opportunities in Mesozoic hydrothermal reservoirs. – In: Kilhams, B., Kukla, P. A., Ma-zur, S., Mc Kie, T., Mijnlief, H. F., Van Ojik, K. (eds): *Mesozoic Resource Potential in the South-ern Permian Basin*. Geological Society, London, Special Publications, 469, 193–222.
- Franz, M., Nowak, K., Berner, U., Heunisch, C., Bandele, K., Röhling, H.-G., Wolfgramm, M. (2014): Eustatic control on epicontinental basins: The example of the Stuttgart Formation in the Central European Basin (Middle Keuper, Late Triassic). – *Global and Planetary Change*, 122: 305–329.
- Franz, M., Nowak, K., Niegel, S., Seidel, E., Wolf, M., Wolfgramm, M. (2018b): Deep geothermal resources of the North German Basin: The hydrothermal reservoirs of the Stuttgart Formation (Schilfsandstein, Upper Triassic). – *Z. Dt. Ges. Geowiss. (German J. Geol.)*, 169 (3): 353–387.
- Franz, M., Wolfgramm, M., Barth, G., Nowak, K., Zimmermann, J., Budach, I. & Thorwart, K. (2015): Verbundprojekt: Identifikation hydraulisch geeigneter Bereiche innerhalb der mesozoischen Sandsteinaquifere in Norddeutschland. – *Forschungsvorhaben, Dokumentation, Schlussbericht*, 317 S., Freiberg (TU Bergakademie).
- Lückstädt, M., Busse, W., Hannapfel, S. (2004): Grundwasser. In: Katzung, G. (Hg): *Geologie von Mecklenburg-Vorpommern*. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart, 442.
- Rauppach, R., Wolfgramm, M., Thorwart, K., Seibt, P. (2008): Hydraulic features of Geothermal aquifers in the North German Basin.- *Z. geol. Wiss*, 36, 4-5: 267-280.
- Reinhardt, H.-G. (1993): Structure of Northeast Germany: Regional depth, and thickness maps of Permian to Tertiary intervals compiled from seismic data. In: Spencer M. (Hg): *Generation, Accumulation and Production of Europe's Hydrocarbons III*, Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientists, 3: 155-165.
- Wolfgramm, M., Zimmermann, J., Franz, M. (2018): Die Fazies von Sandsteinen als Schlüssel erfolgreicher Geothermieprojekte. – *bbr 02-2018*: 33-39.
- Wolfgramm, M., Franz, M., Agemar, T. (2014): Explorationsstrategie tiefer geothermischer Resourcen am Beispiel des Norddeutschen Beckens. In: Bauer, M., Freeden, W., Jacobi, H., Neu, T. (Hg.): *Handbuch Tiefe Geothermie*. – Springer Spektrum, Berlin Heidelberg, 463-505.

Wolfgramm, M., Thorwart, K., Rauppach, K., Brandes, J. (2011): Zusammensetzung, Herkunft und Genese geothermaler Tiefengrundwässer im Norddeutschen Becken (NDB) und deren Relevanz für die geothermische Nutzung. *Zeit. Geol. Wiss.*, 39, Heft 3-4: 173-193.

Wolfgramm, M., Rauppach, K., Thorwart, K. (2011a): Mineralneubildungen und Partikeltransport im Thermalwasserkreislauf geothermischer Anlagen in Deutschland. *Zeit. Geol. Wiss.*, 39, Heft 3-4: 213-239.

Wolfgramm, M., Rauppach, K., Seibt, P. (2008): Reservoir-geological characterization of Mesozoic sandstones in the North German Basin by petrophysical and petrographical data.- *Z. geol. Wiss*, 36, 4-5: 249-265.

Wolfgramm, M., Schmidt Mumm, A. (2000): Der Einfluss von Subsidenz und Diagenese auf die geochemische Zusammensetzung von Beckenfluiden am Beispiel des Norddeutschen Beckens.- *Zbl. Geol. Paläont.*, I, 1/2, 211-231.

Zimmermann, J. (2015): The Lower and Middle Jurassic system in the North German Basin: sequence stratigraphy, depositional environments and basin evolution.- *Dissertation TU Bergakademie Freiberg*, 1-224.

Zimmermann, J., Franz, M., Heunisch, C., Luppold, F., Mönning, E., Wolfgramm, M. (2015): Sequence-stratigraphic framework of the Early and Middle Jurassic in the North German Basin: Epicontinental sequences controlled by Boreal eustatic cycles. - *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 440: 395–416.

Zimmermann, J., Franz, M., Schaller, A., Wolfgramm, M. (2018): The Toarcian-Bajocian deltaic system in the North German Basin: subsurface mapping of ancient deltas – morphology, evolution and controls. *Sedimentology*, DOI: 10.1111/sed.12410.

Zimmermann, J., Franz, M., Wolfgramm, M. (2014): The late Aalenian Polyplocussandstein Formation in SE Lower Saxony, Germany: Meandering distributary and crevasse splay sedimentation on a lower deltaic plain. – *N. JB., Geol. Paläont. Abh.*, 271/1: 69-94.

Geothermie Neubrandenburg GmbH, Seestraße 7 A, 17033 Neubrandenburg  
Markus.Wolfgramm@gtn-online.de