



▲ Blick auf die Bohranlage (Foto: K. Obst, LUNG M-V)

Nach langjähriger Unterbrechung konnte mit der Bohrung Schwerin 6/17 ein hydrothermales Reservoir im tiefen Untergrund Norddeutschlands erschlossen werden. Die fündige Förderbohrung ist durch die Stadtwerke Schwerin und ihre Tochter EVSE für den Doubletten-Betrieb im Rahmen der Wärmeversorgung vorgesehen. Das Projekt wurde durch eine in der Geothermie neuartige Erkundung ermöglicht, die das hydrothermale Reservoir im Untergrund des Standortes Schwerin-Lankow erfolgreich prognostizieren konnte.

Geothermie Schwerin-Lankow – ein Leuchtturmprojekt im Norddeutschen Becken

TEXT: Matthias Franz und Markus Wolfgramm

Problemstellung

Die geothermische Nutzung von Sandsteinreservoirien im Doubletten-Betrieb reicht im Norddeutschen Becken bis in die Achtzigerjahre zurück. Trotz des erfolgversprechenden Beginns durch die Inbetriebnahme geothermischer Anlagen an den Standorten Waren und Neustadt-Glewe, kamen in den Folgejahren kaum weitere Anlagen hinzu. Dies lag hauptsächlich an der Wiedervereinigung, in deren Folge an mehreren Standorten, z. B. Stralsund und Karlshagen,

fündige Bohrungen ungenutzt blieben. Des Weiteren gab es auch Mißerfolge bei der Neuerschließung von Reservoirien. Seitdem ist die Erschließung geothermischer Reservoirien allgemein mit einem hohen Fündigkeitsrisiko behaftet. Dies begründet sich durch den kontinuierlich hohen Volumenstrom, der für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist. Da bei der Erschließung hydrothermalen Reservoirien auf stimulierende Maßnahmen verzichtet wird, muss dieser Volumenstrom - benötigt werden mindestens

50 m³ (h × MPa)⁻¹ – allein über eine hohe effektive Reservoirmächtigkeit (>20 m) und Durchlässigkeit (0,5 Darcy) zu Stande kommen. Weil derartige Sandsteine nur in sehr wenigen Ablagerungsräumen gebildet werden, sind entsprechende Reservoirs im tieferen Untergrund Norddeutschlands nur selten anzutreffen.

Der Erkundungsansatz Sandsteinfazies

Das Fündigkeitsrisiko hydrothermaler Reservoirs konnte durch den Erkundungsansatz Sandsteinfazies erheblich minimiert werden, wie das Beispiel der Bohrung Schwerin 6/17 verdeutlicht. Dieser neuartige Ansatz wurde in den Jahren 2011–2019 im Rahmen der FuE-Verbundvorhaben Sandsteinfazies und GeoPoNDD für die Erkundung und Bewertung von Sandsteinreservoirs im Untergrund des Norddeutschen Beckens entwickelt. Der Ansatz kombiniert moderne Methoden der sedimentologischen Faziesanalyse und der Reservoirerkundung (Überblick in Franz et al. 2018). Grundlage ist eine flächenhafte Faziesanalyse der Reservoirhorizonte mit Blick auf den Nachweis und die räumliche Darstellung nutzbarer Reservoirs. Zusätzlich zur getrennten Darstellung von Reservoirfazies und effektiver Reservoirmächtigkeit wird die Reservoirqualität dargestellt, indem die effektive Mächtigkeit mit Durchlässigkeitswerten verschnitten wird. Insgesamt stehen so drei hochauflösende Untergrundkarten für jeden Reservoirhorizont zur Verfügung, die eine Bewertung an verschiedensten Standorten ermöglichen.

Durch die Verbundvorhaben wurden die sechs Hauptreservoirs des Mesozoikums bearbeitet, also die Abschnitte, in denen hydrothermale Re-

servoirs bekannt sind: ① Unterkreide, ② Mittlerer Jura, ③ Unterer Jura, ④ Oberer Keuper, ⑤ Mittlerer und Unterer Keuper und ⑥ Mittlerer Buntsandstein (Abb. 1). Für ②, ④ und ⑤ sind die Untergrundkarten bereits in das geothermische Informationssystem integriert und unter www.geotis.de der Öffentlichkeit zugänglich.

Das Oberkeuper-Hauptreservoir

Für die Geothermie in Norddeutschland ist das Hauptreservoir des Oberen Keupers ④ von besonderer Bedeutung, da bislang ausschließlich dieses Hauptreservoir für den Betrieb von Heizwerken genutzt wird. In stratigraphischer Hinsicht entspricht es der Exter-Formation (Rhät) und umfasst die Reservoirs A-F. Auf die Untere Exter-Formation entfallen die Reservoirs A-B (Postera-Sandstein), die bereits am Standort Neubrandenburg als Tiefenwärmespeicher genutzt werden. Die Reservoirs C-F werden der Oberen Exter-Formation zugeordnet. An den Standorten Waren und Neustadt-Glewe wird das Reservoir C (Contorta-Sandstein) jeweils im Doubletten-Betrieb genutzt (Abb. 1).

Im Untergrund des Standortes Schwerin-Lankow stellt das Reservoir B (Untere Exter-Formation III) den Zielhorizont dar. Zur Zeit der Ablagerung erstreckte sich in Nordostdeutschland eine weitgespannte Tiefebene, auf der sich mehrmals fluviatile Schwemmfächer ausbreiteten. Diese Schwemmfächer führten dem Sedimentationsraum den intensiv verwitterten Abtragungsschutt nordischer Liefergebiete zu, wobei hauptsächlich Quarzkörner den Ablagerungsraum erreichten. Die Schwemmfächer bestanden aus Rinnen bzw. Rinnengürteln, in denen



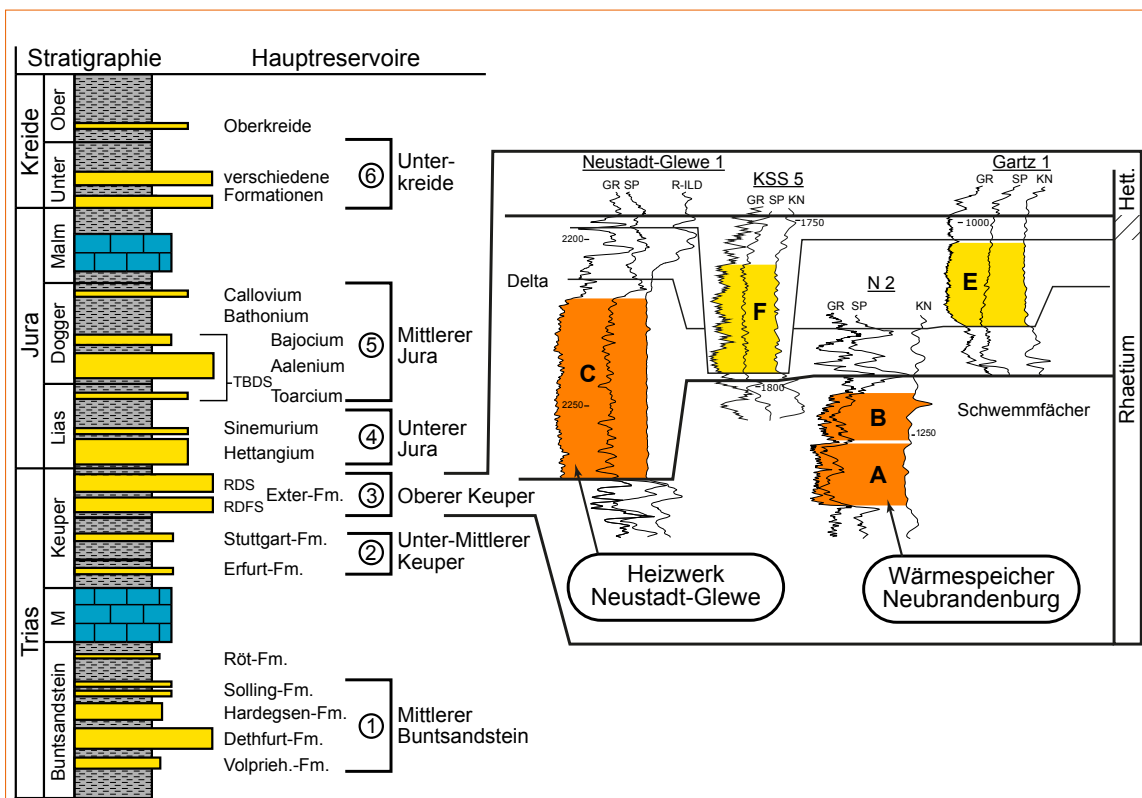
Dr. rer. nat. Matthias Franz ausgebildeter Geologe, seit 2008 in der Sedimentbeckenanalyse und Reservoirerkundung, seit 2015 am Geowissenschaftlichen Zentrum der Universität Göttingen, Abteilung Angewandte Geologie.

Kontakt: mfranz1@gwdg.de



Dr. rer. nat. Markus Wolfgramm ausgebildeter Geologe und Paläontologe, seit 2003 tätig für die Geothermie Neubrandenburg GmbH.

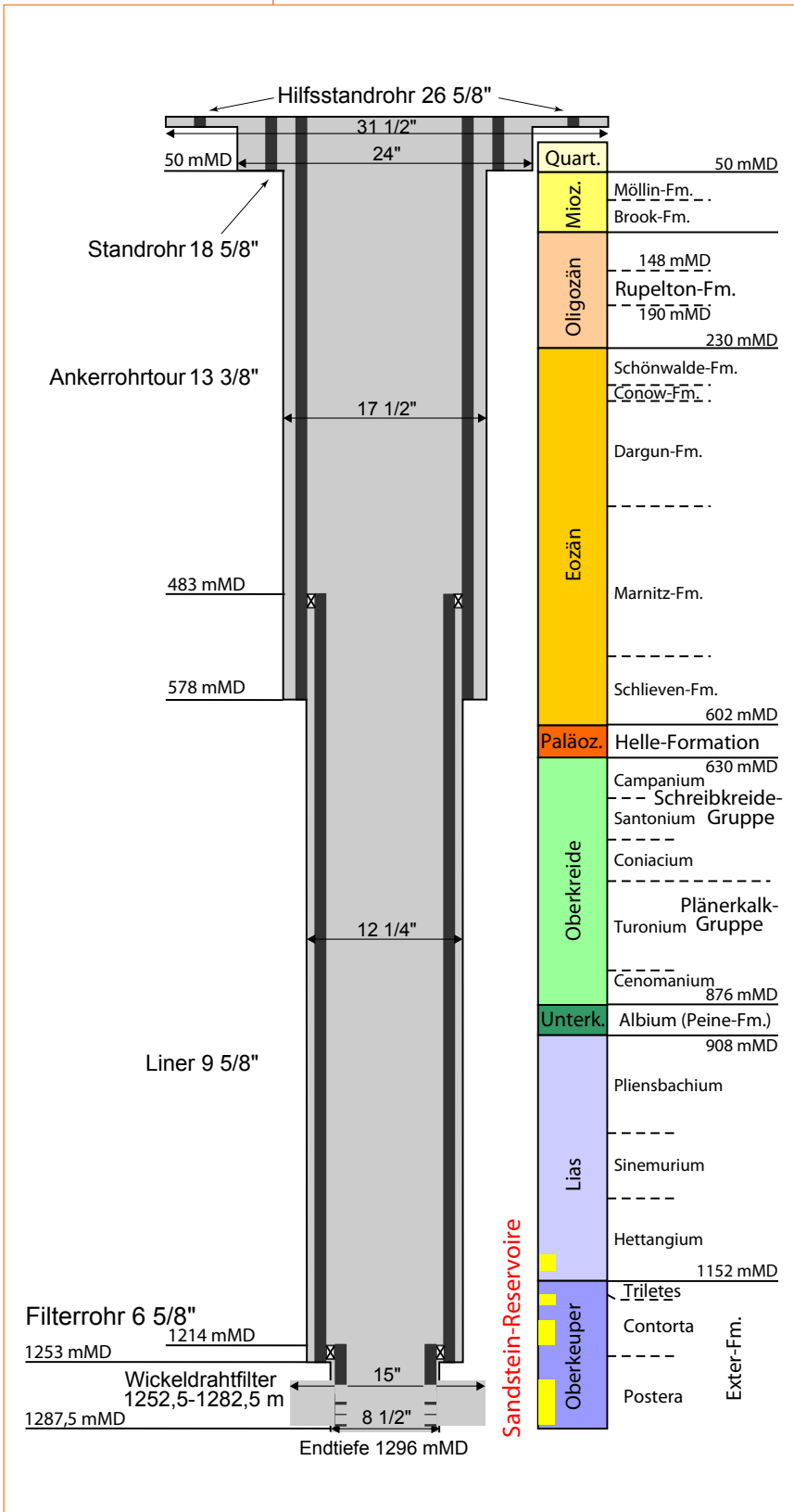
Kontakt: Markus.Wolfgramm@gtn-online.de
www.gtn-online.de



◀ Abb. 1: Mesozoische Hauptreservoirs des Norddeutschen Beckens mit Beispielen aus dem Oberen Keuper

vorwiegend sandige Bodenfracht abgesetzt wurde, die überwiegend aus Quarzkörnern bestand. Lateral griffen Schichtfluten auf die Tiefenebene über und brachten vor allem feinkörnige Suspensionsfracht in temporären Seen zum Absatz aber auch geringmächtige Schichtsandsteine. Nutzbare hydrothermale Reservoirs sind innerhalb der schmalen, bis etwa 10 km breiten Rinnengürtel vorhanden. Nur dort wurden Sandsteine

▼ Abb. 2: Konstruktion der Bohrung Schwerin 6/17. Keuper



mit durchgehender Mächtigkeit von mindestens 20 m gebildet, die sich aus verschiedenen Fazies der Rinnengürtel zusammensetzen. Für die Erkundung am Standort Schwerin-Lankow war also die exakte Vorhersage eines solchen Rinnengürtels entscheidend. Auf der Internetseite www.geotis.de sind die relevanten Untergrundkarten des Reservoir B - dort als Untere Exter-Formation II bezeichnet - einsehbar.

Das Geothermieprojekt Schwerin-Lankow

Das Geothermieprojekt Schwerin-Lankow begann im Jahr 2010 mit einer ersten geologischen Kenntnisstandsanalyse. Auf den Ergebnissen des FuE-Verbundvorhabens Sandsteinfazies aufbauend wurde 2015 durch GTN eine Machbarkeitsstudie erstellt, die das Reservoir B als nutzbares Reservoir in ca. 1.250 m Tiefe prognostizieren konnte. Auf dieser Grundlage entschieden sich die Stadtwerke Schwerin für eine Bohrungsdoulette, durch die das geförderte Thermalwasser - prognostiziert wurden 52 °C - für den Betrieb eines Fernwärmenetzes genutzt und anschließend in das Reservoir injiziert werden soll.

Der Bohrbeginn der Gt Schwerin 6/17 ist auf den 3.7.2018 zu datieren, der Bohrungsausbau ist in der Abbildung 2 dokumentiert. Im Zuge von Kernarbeiten wurden acht Kernmärsche mit insgesamt 101,5 m erbohrt. Der Kerngewinn umfasst insgesamt 87,8 m Kernmaterial aus dem Hettang und dem Oberkeuper, wobei das prognostizierte Reservoir lückenlos gekernt wurde (Abb. 3).

Der Filterbereich der Bohrung (6 5/8") reicht von 1.214,0-1.286,0 m. Der Filter setzt sich zusammen aus Vollrohr, einem Wickeldraht-Filter (1.252,5-1.282,5 m) und einem Sumpfrohr. Die Filterkonstruktion wurde mittels so genanntem Gravel-Pack (16/20 U.S. mesh) verkiest.

Das hydrothermale Reservoir

Durch die Bohrung Schwerin 6/17 wurden geeignete Sandsteine in folgenden Teufen erschlossen: 1.112,0-1.126,0 m (Hettang), 1.175,0-1.180,2 m bzw. 1.190,0-1.216,0 m (Contorta-Sandstein, Reservoir C) sowie das Zielreservoir bei 1.245,0-1.294,0 m (Postera-Sandstein, Reservoir A-B). Im Zeitraum 21.-24.1.2019 wurde das Zielreservoir einem Kurzzeit-Produktionstest unterzogen, der für die Oberkante des Reservoirs bei 1.245,0 m eine Temperatur von 56,0±1,0 °C ergab. Der aus der Reservoirtemperatur resultierende geothermische Gradient ist mit 37,5 K/km als sehr hoch zu bewerten. Die gemessene Kurzzeit-Produktivität des Reservoirs beträgt etwa 36 l/(s·bar). Die Thermalsole (Na-Cl-Typ) weist eine Salinität von ca. 145 g/l und einen Gasgehalt von ca. 110 NmL/L auf, wobei das Gas CO₂ dominiert und Methan nur in Spuren vorhanden ist. Aufgrund der Testdaten errechnet sich eine mittlere

Permeabilität des 49 m mächtigen Reservoirs von etwa 6,8 Darcy, ein außergewöhnlich hoher Wert.

Im Anschluss an den Fördertest wurden an den Kernstrecken des Reservoirs erste sedimentologisch-fazielle bzw. hydraulische Untersuchungen durchgeführt. Dabei konnte die Bildung des Reservoirs in einem Rinnengürtel bestätigt werden. Die hohe Mächtigkeit erklärt sich durch Stapelung sandiger Lithofazies einer mäandrierenden Flussrinne. Durch deren schrittweise Verlagerung die Sande der eigentlichen Rinne (Gleithang) von Sanden der Deichbruchfächer unter- bzw. überlagert wurden (Abb. 3). Des Weiteren liegt ein amalgamiertes Reservoir aus den Oberkeuper-Reservoiren A und B vor. Porositäts- und Permeabilitäts-Analysen an Kernproben ergaben im Median eine Porosität von 31,0 % (30 Werte) bzw. eine Permeabilität von 11,4 Darcy (27 Proben). Es bleibt zukünftigen Untersuchungen vorbehalten, die Ursache der sehr hohen Test- bzw. Labor-Permeabilität zu erörtern.

Zusammenfassung und Ausblick

Die im Herbst 2018 abgeteufte Bohrung Schwerin 6/17 hat in 1245,0-1294,0 m Tiefe ein 49 m mächtiges Reservoir erschlossen, in dem Thermalsole mit einer Temperatur von ca. 56,0 °C zirkuliert. Die Bohrung wurde auf Grund ihrer hohen Produktivität als Förderbohrung ausgebaut. Momentan laufen die Vorbereitungen

der zweiten Bohrung, die als Injektionsbohrung für den geplanten Doubletten-Betrieb vorgesehen ist. Die Bohrung Schwerin 6/17 hat die Reservoirprognose am Standort Schwerin-Lankow vollumfänglich bestätigt. Dadurch zeigt sich das hohe Potenzial des Erkundungsansatzes Sandsteinfazies bei der Lokalisierung hydrothormaler Reservoirs. Durch das Zusammenspiel dieser neuartigen Erkundung und einer detaillierten Machbarkeitsstudie gelang es ein Geothermieprojekt durch die Stadtwerke Schwerin zu initiieren. ♦

Literatur

Franz, M., Barth, G., Zimmermann, J., Budach, I., Nowak, N., Wolfgramm, M., 2018. Deep geothermal resources of the North German Basin: exploration examples of Mesozoic hydrothermal reservoirs. In: Kilhams, B., Kukla, P. A., Mazur, S., McKie, T., Mijnlief, H. F. & Van Ojik, K. (eds) Mesozoic Resource Potential in the Southern Permian Basin. Geological Society, London, Special Publications 469, 193-222.

▼ Abb. 3: Das Reservoir mit wesentlichen hydraulischen Kenndaten

