

Fluviale Schwemmfächer und flußdominierte Deltas – ein sedimentologischer Beitrag zur Nutzung geothermischer Reservoirs des Norddeutsch-Polnischen Beckens

MATTHIAS FRANZ (TU BAF) &
MARKUS WOLFGRAMM (GEOTHERMIE NEUBRANDENBURG GMBH)

Das Norddeutsche Becken ist neben dem Oberrheintalgraben und dem Molassebecken eine von drei strukturgeologischen Einheiten Deutschlands, in der die Bedingungen zur Energiegewinnung aus tiefegeothermischen Anlagen optimal sind. NE-Deutschland bildet dabei einen Abschnitt des Norddeutschen Beckens, in dem bereits mehrere geothermische Anlagen in Betrieb sind und verschiedene triassische und jurassische Reservoirs nutzen. Unter diesen sind die Sandstein-Horizonte der Exter-Formation (Oberer Keuper, Rhaetium) für die Gewinnung geothermischer Energie besonders geeignet. Über eine punktuelle Nutzung hinaus, wird eine flächenhaftere Nutzung der Reservoirs durch die lateral wechselhafte Ausbildung der Sandstein-Horizonte beeinträchtigt. Damit verbunden sind Schwankungen von Mächtigkeit, Porosität und Permeabilität, deren Beträge für eine Nutzung geothermischer Reservoirs mindestens 20 m, 20 % Porosität bzw. 500 mD betragen sollten.

Der Vortrag beschreibt am Beispiel der Exter-Formation, wie eine detaillierte Faziesanalyse in Kombination mit petrologischen Untersuchungen entscheidend zur Minimierung des Erkundungsrisikos für geothermische Anlagen beitragen kann.

Die Sandsteine der Exter-Formation entstammen skandinavischen Liefergebieten, wurden in 10–50 km breiten Rinnengürteln fluvialer Schwemmfächer und flußdominierter Deltas transportiert und in Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Nordbrandenburg abgelagert. Lateral verzahnen sich die Sandsteine der Rinnen rasch mit Sedimenten, die den Wechsel des Ablagerungsraumes von einer trockenen Playa zu einer Deltaebene belegen. Die fein- bis mittelkörnigen Quarzsandsteine der Rinnengürtel besitzen einen hohen Reifegrad, weisen nur geringe Anteile an Akzessorien auf und erreichen Porositäten von 20–30 % bei mittleren Permeabilitäten von 500–2500 mD, die bis in Teufen von 2400 m stabil bleiben. Ab Versenkungsteufen von 800 m beeinflussen diagenetische Prozesse wie Feldspatalteration (sekundäre Porosität) und authigene Kaolinit- bzw. Quarzzementation (Verringerung der primären Porosität) die Porenräume.

Durch die flächenhafte Erfassung fazieller und petrologischer Parameter ist eine Darstellung in Fazieskarten möglich, die als Prognosekarten für die Erkundung potentieller Standorte genutzt werden können.
