

Zeitschrift: Swiss bulletin für angewandte Geologie = Swiss bulletin pour la géologie appliquée = Swiss bulletin per la geologia applicata = Swiss bulletin for applied geology

Herausgeber: Schweizerische Vereinigung von Energie-Geowissenschaftlern; Schweizerische Fachgruppe für Ingenieurgeologie

Band: 18 (2013)

Heft: 1

Artikel: Charakterisierung des geothermischen Reservoirpotenzials des Permokarbons in Hessen und Rheinland-Pfalz : thermophysikalische und hydraulische Gesteinskennwerte

Autor: Aretz, Achim / Bär, K. / Sass, I.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-391137>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 02.02.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Charakterisierung des geothermischen Reservoirpotenzials des Permokarbons in Hessen und Rheinland-Pfalz – thermophysikalische und hydraulische Gesteinskennwerte

Achim Aretz¹, K. Bär¹, I. Sass¹

Vortrag gehalten an der 20. Bodenseetagung, 9./10. November 2012, St. Gallen. Gemeinsame Veranstaltung der Schweizerischen Fachgruppe für Ingenieurgeologie, Fachsektion Ingenieurgeologie der Deutschen Gesellschaft für Geotechnik und der Deutschen Geologischen Gesellschaft, Fachsektion Ingenieurgeologie der Österreichischen Geologischen Gesellschaft und der Österreichischen Gesellschaft für Geomechanik.

Stichworte: Geothermie, Aufschlussanalogstudien, nördlicher Oberrheingraben, Permokarbon, Saar-Nahe-Becken

Zusammenfassung

Das geothermische Potenzial des Permokarbons im nördlichen Oberrheingraben und Saar-Nahe-Becken wurde bislang nur in überregionalen Studien untersucht. Im nördlichen Oberrheingraben liegt die Oberkante des etwa zwei Kilometer mächtigen Permokarbons in einer Tiefe von 1–3 km, in der die Reservoirtemperaturen größtenteils 150 °C überschreiten und somit eine wesentliche Voraussetzung für die geothermische Stromerzeugung erfüllen. Für ein besseres Verständnis der tiefengeothermischen Nutzbarkeit der Gesteine dieses intramontanen variszischen Beckens werden die thermophysikalischen und hydraulischen Eigenschaften der verschiedenen stratigraphischen Einheiten und Faziestypen genauer untersucht. Dazu werden Aufschlussanalogstudien im Saar-Nahe-Becken westlich des Grabens sowie im Sprendlinger Horst und in der Wetterau-Fulda-Senke östlich des Grabens durchgeführt. Bislang wurden die petrophysikalischen Eigenschaften von Gesteinsproben von mehr als 80 Aufschlusslokalitäten sowie aus Bohrkernen mit Tiefen von 1–3 km entnommen und beprobt. Die Glan-Subgruppe im Liegenden und Nahe-Subgruppe im Hangenden, als stratigraphische Subgruppen des Permokarbon, weisen Porositäten von 16.4% bzw. 15.4%, Permeabilitäten von $3.3 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ bzw. $1.1 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$, Wärmeleitfähigkeiten von 2.3 W/(m·K) bzw. 2.0 W/(m·K) und Temperaturleitfähigkeiten von $1.4 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ bzw. $1.2 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ auf. Um die Gebirgsdurchlässigkeit im Reservoir quantifizieren zu können, wurden etwa 500 Pumpversuchsdaten aus 230 Bohrungen im Arbeitsgebiet ausgewertet. Mit diesen Daten wird ein 3D-Reservoirmodell attribuiert, das eine genauere Vorhersagbarkeit von Reservoirtemperaturen und Produktionsraten gewährleisten und somit die Prognose des Fündigkeitsrisikos verbessern soll.

Abstract

The Permocarboiferous is the biggest hydrothermal reservoir in the northern Upper Rhine Graben and has so far been investigated in large scale studies only. To further assess the geothermal reservoir potential of the different lithostratigraphical units and facies types within this variscan, intramontane basin, knowledge of their thermophysical and hydraulic properties is essential. Where the Cenozoic Upper Rhine Graben crosses the Permocarboiferous molasse basin, the top of the up to 2 km thick formation is located at a depth of 1–3 km and is overlain by Tertiary and Quaternary sediments. At this depth the reservoir temperatures exceed 150 °C, making it suitable for geothermal power generation. The Permocarboiferous deposits are subdivided from the base to the top into the Glan-Subgroup, which consists of the Kusel-, Lebach- and Tholey-layers and the Nahe-Subgroup. Lithologically several facies types including fine-, middle- and coarse-grained sandstones, arcose sandstones, siltstones, volcanics and subsidiary carbonates are present. Within the scope of this study, outcrop analogue studies west of the Graben in the Saar-Nahe Basin, and east of the Graben in the Sprendlinger Horst, Wetterau and the Wetterau-Fulda Basin are conducted. Each lithostratigraphic formation and lithofacies type is sampled at various outcrops, so that a sufficient amount of samples of the different sedimentary rock types is available in order to evaluate their petrophysical, sedimentological and geochemical characteristics statistically. The petrophysical parameters measured include porosity, permeability, density, thermal conductivity, thermal diffusivity and uniaxial compressive strength. So far, the petrophysical properties of more than 80 locations have been determined, showing a clear correlation with the facies type. Among the stratigraphical units, Glan-Subgroup's and the Nahe-Subgroup's porosity averages to 16.4% and 15.4%, permeability to $3.3 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ and $1.1 \cdot 10^{-16} \text{ m}^2$, thermal conductivity to 2.3 W/(m·K) and 2.0 W/(m·K) and ther-

¹ Technische Universität Darmstadt, Institut für Angewandte Geowissenschaften, Fachgebiet Angewandte Geothermie, Schnittspahnstraße 9, D-64287 Darmstadt [aretz@geo.tu-darmstadt.de]

mal diffusivity to $1.4 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ and $1.2 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$. Additionally, the hydraulic conductivity of the reservoir was investigated, using data of about 400 hydraulic tests conducted in 230 wells within the outcrop analogue area and were correlated to the stratigraphic units, the distance to the nearest fault and its orientation. Based on drilling and seismic data as well as geologic maps together with the compiled petrophysical and hydraulic data, it is intended to establish a 3D reservoir model of the Permocarboneiferous in the northern Upper Rhine Graben and western Saar-Nahe Basin. Due to the importance of fault zones, lithostratigraphical units and facies types, detailed modeling will allow a better prediction of reservoir temperatures and production rates and will subsequently allow a better prognosis of the exploration risk.

Einleitung

Das tiefegeothermische Potenzial des Permokarbons im nördlichen Oberrheingraben und Saar-Nahe-Becken wurde bislang nur im Rahmen des überregionalen Forschungsprojektes «3D-Modellierung der Geothermischen Tiefenpotenziale von Hessen» untersucht (kurz: Hessen 3D; Bär et al. 2011a; Sass & Hoppe 2011). Die in dieser Studie ermittelten thermophysikalischen und hydraulischen Eigenschaften des Permokarbons (Bär 2008, 2012) sowie die in einem überregionalen Temperaturmodell prognostizierten Reservoirtemperaturen (Arndt et al. 2011, Rühaak et al. 2012) weisen auf eine tiefegeothermische Nutzbarkeit hin. Wo der känozoische Oberrheingraben das permokarbone Molassebecken kreuzt, liegt die Oberkante des etwa zwei Kilometer mächtigen Permokarbons in einer Tiefe von einem bis drei Kilometern. In dieser Tiefe überschreiten die Reservoirtemperaturen größtenteils $150 \text{ }^\circ\text{C}$ und erfüllen somit eine wesentliche Voraussetzung für die geothermische Stromerzeugung. Als Konsequenz aus diesen Ergebnissen wurde in 2011 an der TU Darmstadt ein vom BMU finanziertes Forschungsprojekt (FKZ: 0325286) zur genaueren Untersuchung dieser Reservoirformation initiiert.

Ziel ist es, ein besseres Verständnis des geo-

thermischen Potenzials der verschiedenen lithostratigraphischen Einheiten und Fazies-typen innerhalb dieses variszischen Molassebeckens zu erlangen. Grundlage dafür sind weitere Untersuchungen der thermophysikalischen, hydraulischen sowie felsmechanischen Kennwerte der einzelnen Fazies-typen und stratigraphischen Einheiten. Da für das Permokarbon im Untersuchungsgebiet keine ausreichende Anzahl an gekernten Tiefbohrungen (größer $1'000 \text{ m}$) vorliegt (Fig. 1), an deren Kernproben die genannten Gesteinseigenschaften bestimmt werden könnten, sind Messungen an einer ausreichend hohen Anzahl von Gesteinsproben, aus Aufschlüssen und flacheren Kernbohrungen, eine ideale Möglichkeit, eine statistisch abgesicherte geothermische Datenbasis aufzubauen. Aufschlussanalogstudien stellen eine kostengünstige Alternative zu gekernten Erkundungsbohrungen dar und ermöglichen die Bestimmung der benötigten Kennwerte sowie deren Korrelation mit der Lithofazies geothermischer Reservoirhorizonte nach Sass & Götz (2012). In der Kohlenwasserstoffindustrie stellen Aufschlussanalogstudien eine seit Langem bewährte Methode dar (z. B. Jahn et al. 2008), die mit Anpassungen auch für die Analyse der geothermisch relevanten thermophysikalischen und hydraulischen Reservoirparameter optimal genutzt werden kann.

Vor der Potenzialbestimmung können mithilfe empirisch ermittelter Gleichungen, die in der Kohlenwasserstoffindustrie seit Langem in Gebrauch sind, diese Daten auf die Druck- und Temperaturbedingungen des Reservoirs umgerechnet oder direkt mit den wenigen verfügbaren Daten aus Reservoirtiefe korreliert werden.

Im Verschnitt mit einem 3D-Reservoirmodell können dann potenzielle Zielhorizonte für die tiefegeothermische Erschließung ausgewiesen und das Fündigkeitsrisiko mit größerer Prognosesicherheit quantifiziert werden.

Geologie des Arbeitsgebietes

Das Permokarbon wird in die Glan-Subgruppe im Liegenden mit den Kusel-, Lebach- und Tholey-Schichten sowie die Nahe-Subgruppe im Hangenden unterteilt, und besteht lithologisch aus fein-, mittel- und grobkörnigen Sandsteinen, arkosischen Sandsteinen, Konglomeraten, Siltsteinen, Vulkaniten und Karbonaten (Schäfer 2005). Während der Ablagerung der Glan-Subgruppe kam es im Zuge einer Verengung des Saar-Nahe-Beckens, einem erhöhten Relief der Liefergebiete sowie einer Dominanz von Flusssystemen mit niedriger Sinuosität zu immer grobkörnigeren Ablagerungen. In den vulkanischen Ruhephasen der Donnersberg-Formation (Untere Nahe-Subgruppe) kam es vorwiegend zu Schüttungsereignissen mit grobkörnigem Charakter. In der mittleren Nahe-Subgruppe bildeten grobkörnige Ablagerungen alluvialer Fächer die Wadern-Formation an der das Saar-Nahe-Becken im Norden begrenzenden Hunsrück-Taunus-Südrand-

störung und fluviatil umgelagerte äolische Ablagerungen die Kreuznach-Formation im Beckenzentrum aus (Schäfer 2011).

Methodik

In der hier präsentierten Studie werden Aufschlussanalogstudien im Saar-Nahe-Becken westlich des Grabens sowie im Sprendlinger Horst und in der Wetterau-Fulda-Senke östlich des Grabens durchgeführt. Dabei soll jede lithostratigraphische Formation und jeder Lithofaziestyp in mehreren Aufschlüssen beprobt und ihre petrophysikalischen, sedimentologischen und geochemischen Eigenschaften bestimmt werden. Bislang wurden die petrophysikalischen Eigenschaften von Proben von mehr als 80 Lokationen bestimmt (Fig. 1).

Aus den im Aufschluss entnommenen Gesteinsproben werden mit dem stationären

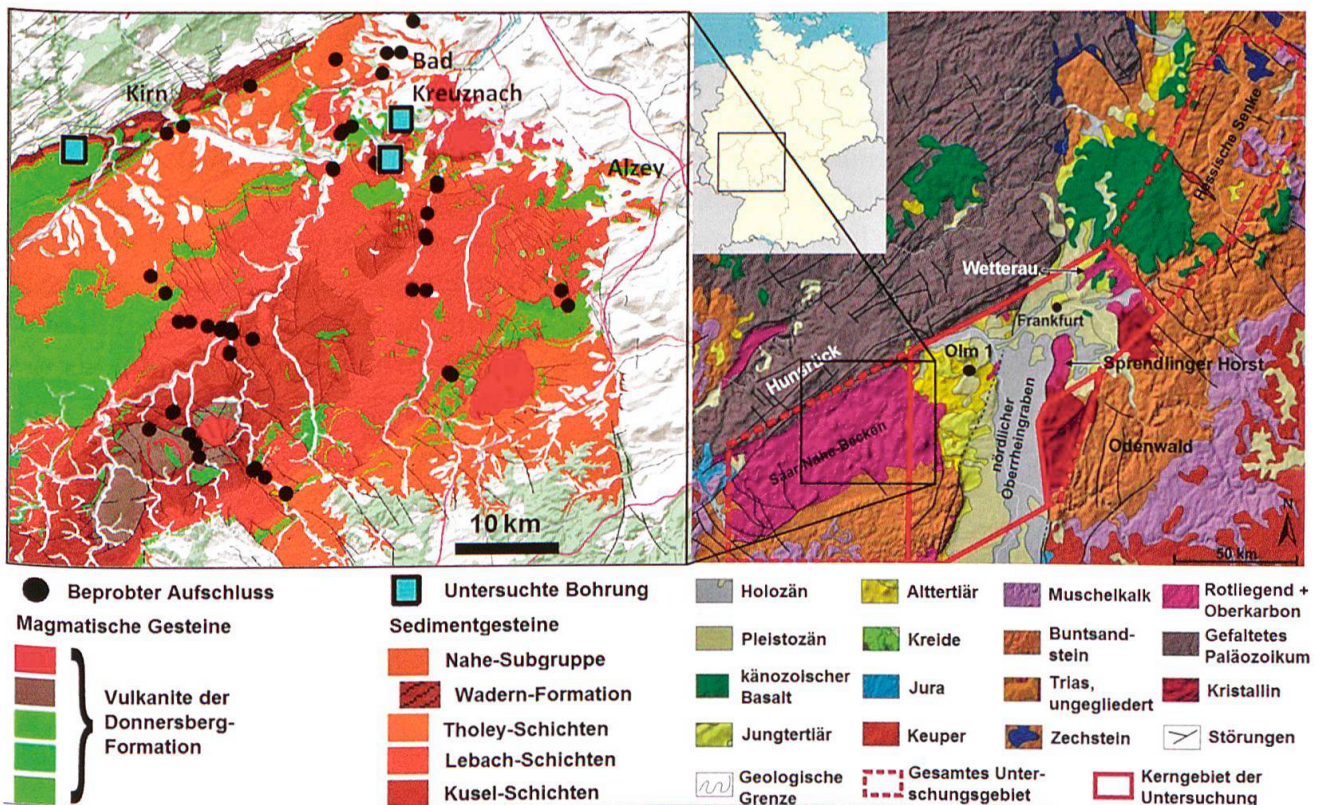


Fig. 1: Ein Überblick über die Aufschlussanaloggebiete des Rotliegend (rechts) und die Lage der beprobten Aufschlüsse und der untersuchten Bohrungen im östlichen Saar-Nahe-Becken (links), GÜK 200, LGB-RLP; Röhr (2006).

Bohrkerngerät jeweils parallel und senkrecht zur Schichtung orientierte, 40 mm breite Kerne gebohrt, aus denen je nach Lithofazies und erwarteter Permeabilität 2 bis 4 cm hohe «Plugs» heraus gesägt werden. Diese werden zunächst bei 105 °C bis zur Gewichtskonstanz getrocknet und im Exsikator vollständig abgekühlt, bevor an ihnen die Messung der Porosität, Permeabilität, Wärme- und Temperaturleitfähigkeit erfolgt. Ergänzt wird dieser Probensatz durch 60 Reservoirproben, die aus Bohrkernen von fünf Bohrungen entnommen wurden, die im nördlichen Oberrheingraben das Permokarbon in Tiefen zwischen 1'800 bis 3'300 m durchteuft haben. Die Messergebnisse werden zum einen nach Stratigraphie und zum anderen nach Lithofazies ausgewertet.

Die Porositätsbestimmung erfolgt durch die Messung der Reindichte mit einem Heliumpyknometer (AccuPyc 1330 von Micromeritics GmbH) und der Rohdichte mit einem Pulver-Pyknometer (Geopyc 1360 von Micromeritics GmbH). Für die Bestimmung der Matrix-, auch Gesteinspermeabilität genannt, kam das Säulengaspermeameter zum Einsatz, bei dem nach Hornung & Aigner (2004) aus fünf Einzelmessungen bei verschiedenen Druckstufen zwischen 1 und 5 bar die scheinbare Permeabilität gemessen und die intrinsische Permeabilität nach Klinkenberg (1941) ermittelt wird. In einer separaten Studie wurde die Messgenauigkeit der Methode untersucht sowie eine Sensitivitätsanalyse der Messparameter durchgeführt. Der Fehlerbereich schwankt je nach Messeinstellungen und Größenordnung der Permeabilität zwischen 1 und 10% (Bär 2008). Die Wärme- und Temperaturleitfähigkeitsmessung wurde mit dem optischen Thermoscanner (Fa. Lippmann und Rauen GbR: Lippmann & Rauen 2005) durchgeführt, dessen Messprinzip auf dem von Popov et al. (1999) entwickelten kontaktlosen Temperaturmessverfahren durch Infrarot-Thermosensoren basiert.

Zur Bestimmung des Modalbestands, der Art des Bindemittels und der Interkonnektivität des Porenraums werden petrographische Untersuchungen an Dünnschliffen durchgeführt, die aus je einem Plug pro Probe hergestellt wurden und senkrecht zur Durchströmungsrichtung der Säulenpermeameterversuche orientiert sind. Des Weiteren spielt die Bestimmung der Diagenese-merkmale in den Dünnschliffen eine zentrale Rolle, um den Einfluss der diagenetischen Veränderungen im Permokarbon nach Gaupp et al. (1993) und Grötsch & Gaupp (2011) mit der Tiefe auf die verschiedenen Lithofaziestypen und deren Gesteinseigenschaften vorhersagen zu können.

Für die Ermittlung der Gebirgsdurchlässigkeiten wurden im Rahmen des obengenannten Forschungsprojektes «Hessen 3D» etwa 500 Pumpversuchs- und andere hydraulische Testdaten von 230 Bohrungen im Aufschlussanaloggebiet des Permokarbons im Saar-Nahe-Becken in Rheinland-Pfalz und im Sprendlinger Horst und der Wetterau in Hessen mit Hilfe der Förderrate, Absenkung und Mächtigkeit des Aquifers ausgewertet (Sass & Hoppe 2011; Bär 2012). Die Daten stellte das Hessische Landesamt für Umwelt und Geologie (HLUG) und das Landesamt Bergbau und Geologie Rheinland-Pfalz (LGB-RLP) zur Verfügung.

Um einen möglichen Einfluss der Verwitterung auf die Eigenschaften der Grundwasserleiter von der Auswertung auszuschließen, wurden nur Bohrungen mit einer Mindesttiefe von 50 m berücksichtigt. Die mittlere Tiefe der Testdaten lag bei 100 bis 200 m, wobei einige Bohrungen bis zu 1'000 m Teufe erreichten. Etwa 100 dieser Daten wurden mit der Analysesoftware Aqtesolv v4.x von HydroSolve Inc. neu ausgewertet, mit der für Pumpversuche, Slugtests und Versuche mit konstanter Druckhöhe die Durchlässigkeiten auf Basis von verschiedenen Typkurvenverfahren (Theis 1935; Cooper-Jacob 1946, etc.) berechnet werden können. Da der Korrelationskoeffizient zwischen den Ergebnissen beider Methoden für die verwendeten Daten

bei $r^2 = 0.77$ liegt (Klaeske 2012), können die von Bär (2012) ermittelten Werte als repräsentativ angesehen werden.

Ergebnisse

Von bislang etwa 500 ermittelten Matrixkennwerten weisen im Hinblick auf die stratigraphischen Einheiten die Tholey-Schichten mit im Mittel 18.6% die höchsten Porositäten sowie mit $2.3 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ die höchsten Permeabilitäten und die Lebach-Schichten mit $2.4 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ die höchsten Wärmeleitfähigkeiten auf (Tab. 1).

Die Reservoirproben weisen mit im Mittel 6.9% niedrigere Porositäten und mit $2.0 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ niedrigere Permeabilitäten auf als die Aufschlussproben.

Nach der Nomenklatur der Gazzi-Dickinson-Methode werden die Sandsteine als Subarkose ($Q_{81} F_{10} L_9$), Sublitharenit ($Q_{84} F_4 L_{11}$) und Litharenit ($Q_{62} F_5 L_{32}$) klassifiziert (Gazzi 1966, Dickinson 1970) (Fig. 2). Untergeordnet kommen die lithische Arkose und der arkosische Litharenit vor. Fluviale Fazies zeigen im Vergleich zu äolischer sowie terrestrisch alluvialer Fazies um 15 Vol. % höhere Gehalte an Quarz und um denselben Faktor geringere Gehalte an Lithoklasten. Der Anteil an Zement, der als quarzitisches, kalzitisches, dolomitisch und illitisches ausgebildet

ist, schwankt zwischen 2 und 15%. Weit verbreitete Diagenesezeichen sind einerseits das porositäts- und permeabilitätshemmende Wachstum von Quarzmineralen sowie andererseits Hämatitsäume an den Quarzkorngrenzen, die das Aufwachsen von Quarzsäumen verhindern.

Die Reservoirproben zeichnen sich im Mittel durch Quarzanteile von 51%, Feldspatanteile von 28% und Gesteinsfragmentanteile von 21% aus. Das Bindemittel ist kalzitisch, illitisches und quarzitisches Zement und macht zwischen 10 und 40% des Gesamtvolumens aus. Die geringeren Gehalte an detritischem Quarz der Reservoirproben könnten für ein anderes Liefergebiet dieser Proben sprechen. Die Ablagerungen der Donnersberg-Formation, aus der die meisten Reservoirproben stammen, zeichnen sich aufgrund kurzer Lieferwege durch erhöhte Feldspatgehalte aus (Schäfer 2005).

Die Faziesabhängigkeit geothermischer Parameter spielt bei geothermischen Reservoirbeschreibungen eine entscheidende Rolle (Sass & Götz 2012). Um zu überprüfen, ob die eigenen Kennwerte eine Abhängigkeit von der Lithofazies zeigen, wurden die Ergebnisse zunächst im Hinblick auf die nach der Gazzi-Dickinson-Methode bestimmten Modalbestände untergliedert (Gazzi 1966; Dickinson 1970). Die Mittelwerte der Porosität schwanken zwischen 18% für die arkosischen Litharenite und 9.0% für die Siltsteine (Fig. 3). Der

Stratigraphie		Φ [%]				K [m^2]				λ [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]			
		min	\bar{x}	max	n	min	\bar{x}	max	n	min	\bar{x}	max	n
Nahe-Subgruppe		5,1	14,6	23,8	198	$1,1 \cdot 10^{-18}$	$3,6 \cdot 10^{-16}$	$1,3 \cdot 10^{-13}$	156	1,3	2,0	3,1	94
Glan-Subgruppe		1,5	16,4	23,5	309	$3,7 \cdot 10^{-18}$	$1,1 \cdot 10^{-15}$	$7,8 \cdot 10^{-14}$	280	1,6	2,3	3,6	225
Glan-Subgruppe	Tholey-Schichten	7,0	18,6	22,3	104	$1,7 \cdot 10^{-17}$	$2,3 \cdot 10^{-15}$	$7,8 \cdot 10^{-14}$	101	1,8	2,2	3,1	59
	Lebach-Schichten	2,7	15,5	23,1	112	$5,1 \cdot 10^{-18}$	$3,8 \cdot 10^{-16}$	$5,3 \cdot 10^{-14}$	94	1,7	2,4	3,1	89
	Kusel-Schichten	1,5	15,2	23,5	93	$3,7 \cdot 10^{-18}$	$6,8 \cdot 10^{-16}$	$1,4 \cdot 10^{-14}$	85	1,6	2,3	3,6	77

Tab. 1: Übersicht über die nach Stratigraphie geordneten geothermischen Aufschlusskennwerte; ϕ = Porosität; K = Permeabilität; λ = Wärmeleitfähigkeit.

Mittelwert der Permeabilität der lithischen Arkose ist mit $1.8 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$ am höchsten und der des Siltsteins mit $6.7 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ am niedrigsten. Die Subarkose hat mit $2.4 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ die höchste mittlere Wärmeleitfähigkeit und der arkosische Litharenit mit $2.0 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ die niedrigste. Es zeigt sich, dass die petrophysikalischen Kennwerte zwar mit der petrographischen Zusammensetzung korrelieren, diese aber nicht der einzige Einflussparameter ist. So nehmen die petrophysikalischen Kennwerte konstant mit steigender Korngröße zu und zeigen Schwankungen in Abhängigkeit von der Zementationsart.

Bei der Auswertung der Durchlässigkeitsbeurteilung wurden die verfügbaren Daten nach stratigraphischen Einheiten untergliedert, um die Durchlässigkeiten einzelner stratigraphischer Horizonte besser gegeneinander abgrenzen zu können (Fig. 5). Die Glan- und Nahe-Subgruppe können mit mittleren Durchlässigkeiten von $1.0 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$ nach DIN 18130 als durchlässig bezeichnet werden. Die Kreuznach-Formation der Nahe-Subgruppe weist mit $7.5 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}$ die höchsten und die Kusel-Schichten mit $8.0 \cdot 10^{-7} \text{ m/s}$ die niedrigsten Durchlässigkeiten auf.

Nach Bär (2012) weisen diejenigen Pumpversuchsdaten, die aus Rotliegendbohrungen stammen, in denen eine oder mehrere Störungen im Bohrprofil ausgewiesen sind, eine um bis zu eine Größenordnung höhere Durchlässigkeit auf als Pumpversuchsdaten aus Bohrungen, in denen keine Hinweise auf Störungen angetroffen wurden. Dies gab Anlass für die Untersuchung des Einflusses der Entfernung der nächstgelegenen Störung sowie deren Streichrichtung zu einer Bohrung mit hydraulischen Testdaten auf die ermittelte Durchlässigkeit. Es hat sich gezeigt, dass die Durchlässigkeiten an rheinisch streichenden Störungen (NNE-SSW) etwa um eine halbe Größenordnung höher sind als die an variszisch streichenden Störungen (NW-SE) (Fig. 5).

Ausblick

Basierend auf Bohr- und Seismikdaten soll im Anschluss an die geothermische Kennwertermittlung ein 3D-Reservoirmodell des nördlichen Oberrheingrabens erstellt und mit den petrophysikalischen und hydraulischen

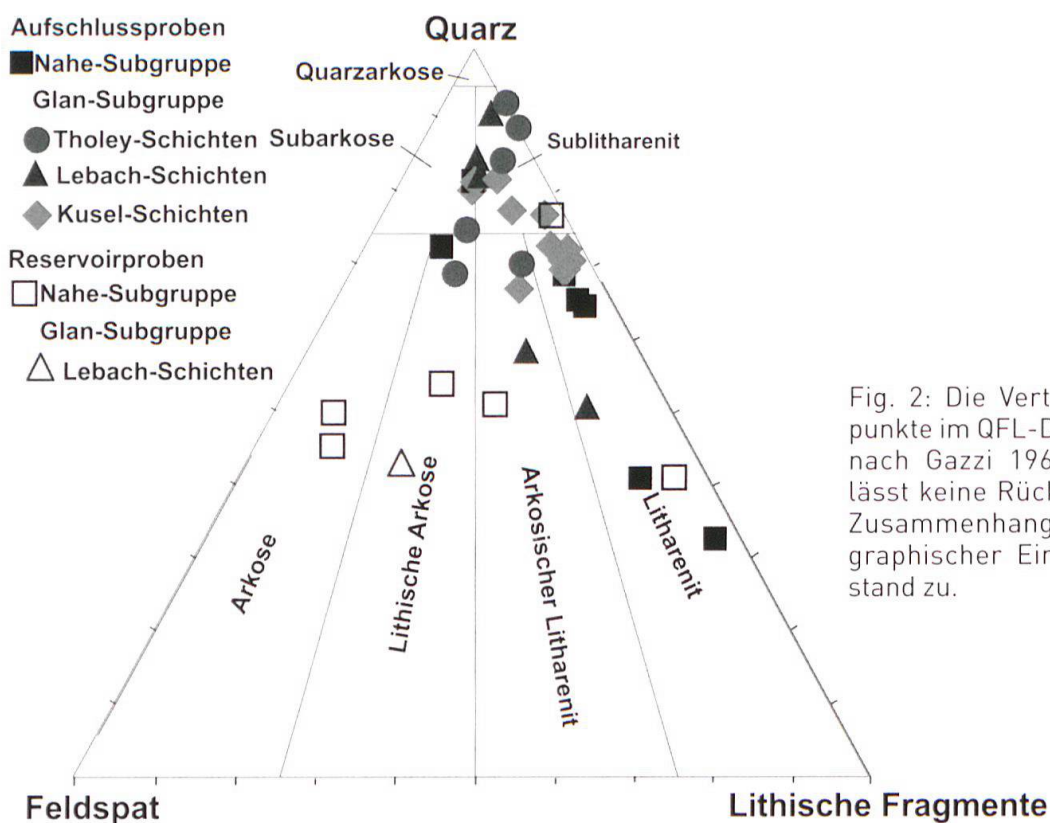


Fig. 2: Die Verteilung der Probenpunkte im QFL-Diagramm [verändert nach Gazzi 1966, Dickinson 1970] lässt keine Rückschlüsse auf einen Zusammenhang zwischen stratigraphischer Einheit und Modalbestand zu.

schen Daten attribuiert werden. Dabei soll anhand der variierenden Teufen der gewonnenen Testdaten zwischen 50 und etwa 1'000 m, vorhandenen hydraulischen Testdaten aus Reservoirtiefe, welche aus KW-Datenbanken stammen, der Kenntnis über die

Orientierung und Verläufe der Hauptstörungszonen sowie Schichtmächtigkeitsverteilungen im Reservoir eine Tiefenextrapolation der Gebirgskennwerte ins Reservoir erfolgen.

Das Modell soll in Anlehnung an die Vorge-

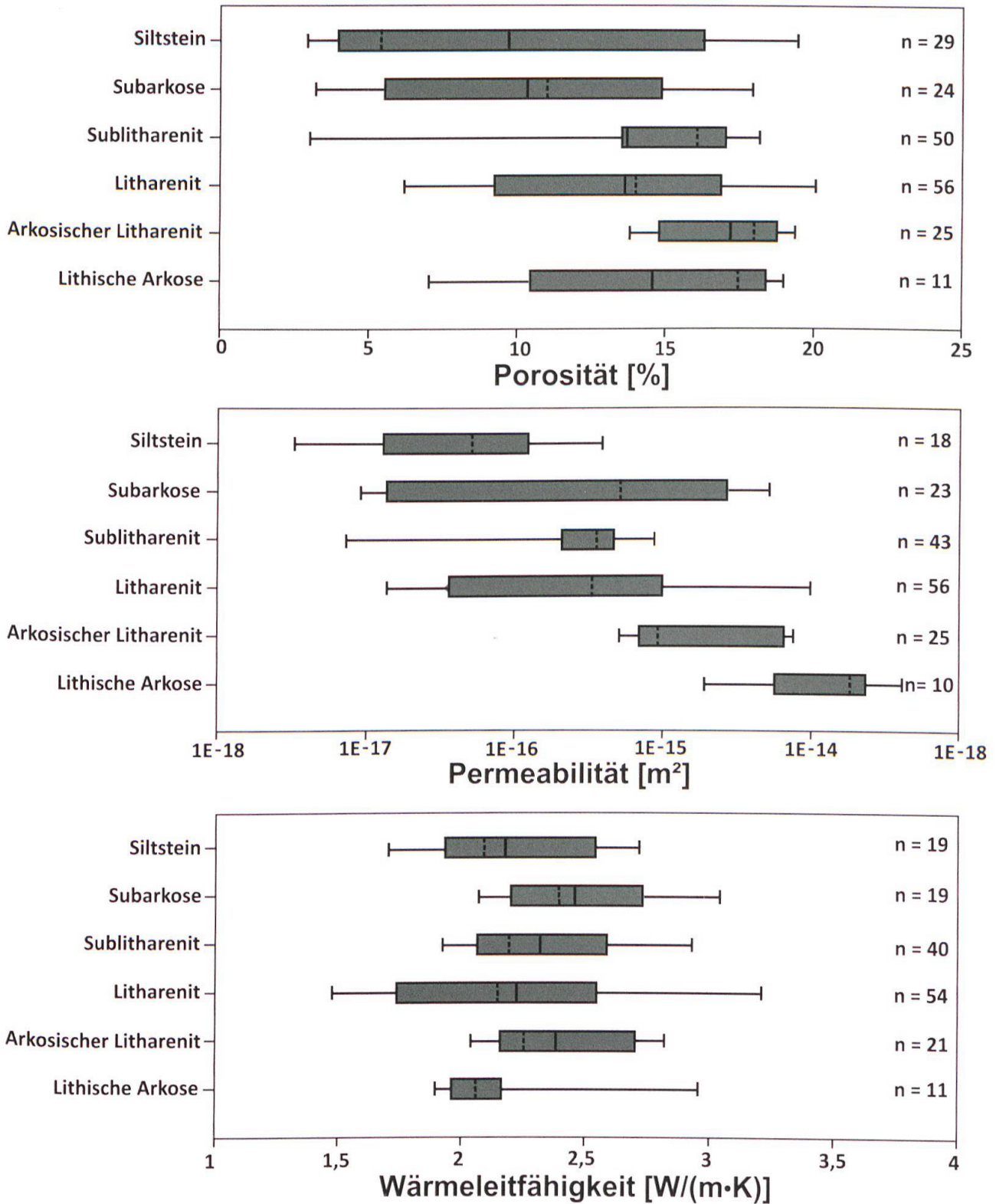


Fig. 3: Plots der geothermischen Kennwerte in Korrelation zu den nach der Gazzi-Dickinson-Methode bestimmten Modalbeständen [Gazzi 1966; Dickinson 1970]. Proben mit einer durchschnittlichen Korngröße < 0.063 mm wurden als Siltstein zusammengefasst.

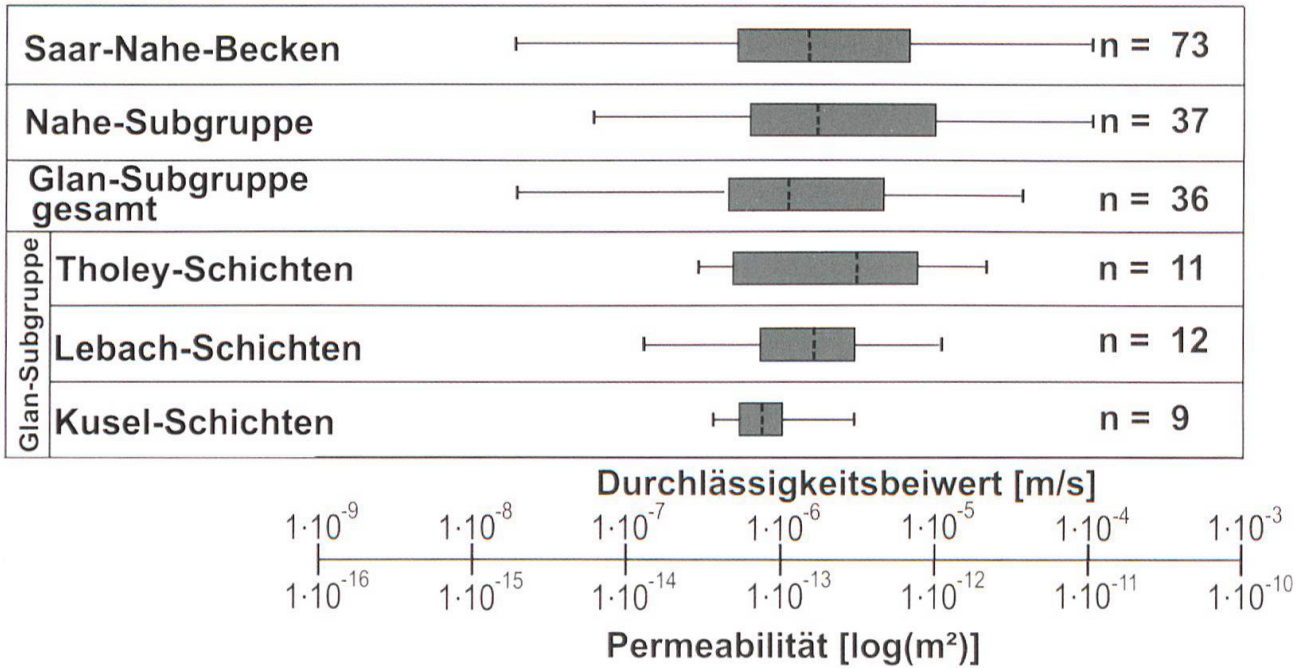


Fig. 4: Box-Whisker-Plots der nach stratigraphischen Einheiten gegliederten Durchlässigkeitsbeiwerte im Saar-Nahe-Becken. Abweichungen der Werteanzahl einer stratigraphischen Einheit höherer Ordnung verglichen mit der Summe der Werte von stratigraphischen Einheiten niedrigerer Ordnung können auf teilweise nicht zuordenbare Durchlässigkeiten zu stratigraphischen Einheiten niedrigerer Ordnung zurückgeführt werden.

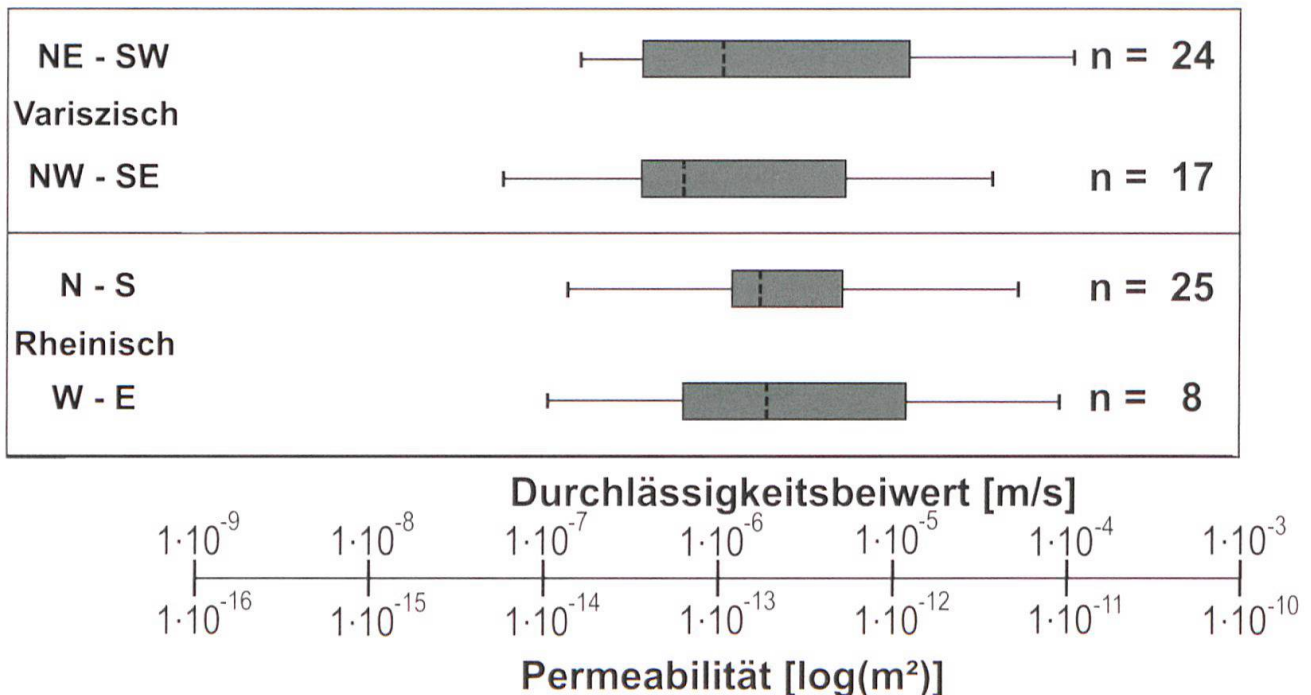


Fig. 5: Box-Whisker-Plots der nach der Streichrichtung orientierten Gebirgsdurchlässigkeiten.

hensweise von Bär et al. (2011b) und Bär (2012) eine genauere Vorhersagbarkeit der geothermischen Reservoireigenschaften in der Zieltiefe ermöglichen. Über die mit diesem Modell mögliche Prognose der Reservoirtemperatur und Produktionsraten soll eine Einschätzung der tiefeingeothermischen Potenziale erfolgen und somit für das Arbeitsgebiet eine bessere Prognostizierbarkeit des Fündigkeitsrisikos ermöglicht werden.

Literatur

- Arndt, D., Bär, K., Fritsche, J.-G., Kracht, M., Sass, I. & Hoppe, A. 2011: 3D structural model of the Federal State of Hessen (Germany) for geopotential evaluation. *Z. dt. Ges. Geowiss.*, 162/4: 353–370.
- Bär, K. 2008: 3D-Modellierung des tiefeingeothermischen Potenzials des nördlichen Oberrheingrabens und Untersuchung der geothermischen Eigenschaften des Rotliegend. Unveröff. Diplomarbeit TU Darmstadt, 151 S., 64 Abb., 4 Anl., 8 Kt., 1 CD-ROM.
- Bär, K. 2012: Untersuchung der tiefeingeothermischen Potenziale von Hessen. Dissertation Technische Universität Darmstadt, XXVI, 265 S., 111 Abb., 28 Tab., 6 Anh., 1 DVD-ROM.
- Bär, K., Felder, M., Götz, A. E., Molenaar, N. & Sass, I. 2011a: The Rotliegend Reservoir System of the northern Upper Rhine Graben (Germany): From Outcrop Analogue Studies to Geothermal Reservoir Assessment. – AAPG International Conference and Exhibition; Milan.
- Bär, K., Arndt, D., Fritsche, J.-G., Götz, A. E., Kracht, M., Hoppe, A & Sass, I. 2011b. 3D-Modellierung der tiefeingeothermischen Potenziale von Hessen – Eingangsdaten und Potenzialausweisung. *Z. dt. Ges. Geowiss.*, 162/4, 371–388.
- Cooper, H. H. & Jacob, C. E. 1946: A generalized graphical method for evaluating formation constants and summarizing well field history. *Am. Geophys. Union Trans.*, Vol. 27, 526–534.
- Dickinson, W. R. 1970: Interpreting detrital modes of graywacke and arkose. *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 40, 695–707.
- Gaupp, R., Matter, A., Platt, J., Ramseyer, K. & Walzebeck, J. 1993: Diagenesis and Fluid Evolution of Deeply Buried Permian (Rotliegende) Gas Reservoirs, Northwest Germany. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 77, No. 7, 1111–1128.
- Grötsch, J. & Gaupp, R. 2011: Foreword by the editors. In, Grötsch, J. & Gaupp, R. (eds.): *The Permian Rotliegend of the Netherlands*, SEPM Special Publications, 98, 3–6.
- Gazzi, P. 1966: Le Arenarie del Flysch Sopracretaceo dell'Appennino Modenese: Correlazioni con il Flysch di Monghidoro. *Mineralogica e Petrografica Acta* 12, 69–97.
- Hornung, J. & Aigner, T. 2004: Sedimentäre Architektur und Poroperm-Analyse fluviatiler Sandsteine: Fallbeispiel Coburger Sandstein, Franken. *Hallesches Jahrb. Geowiss., Reihe B, Beiheft 18*, 121–138, Halle (Saale).
- Jahn, F., Graham, M. & Cook, M. 2008: *Hydrocarbon Exploration & Production*. Volume 55, Second Edition.
- Klaeske, U. 2012: Untersuchung der hydraulischen Kennwerte des Permokarbons in Hessen und Rheinland-Pfalz. Dipl.-Arb., TU Darmstadt: 95 S., Darmstadt (unveröff.).
- Klinkenberg, L. J. 1941: The permeability of porous media to liquids and gases. – *Drilling Production Practice*, API: 200–213.
- Lippmann, E. & Rauen, A. 2005: TCS manual / Handbuch zum Thermal Conductivity Scanner.
- Popov, Y. A., Pribnow, D. F. C., Sass, J. H., Williams, C. F. & Burkhardt, H. 1999: Complex detailed Investigations of the thermal properties of Rocks on the basis of a moving point Source. *Earth Physics Vol. 21, No. 1*, Izvestiya.
- Röhr, C. 2006: http://www.oberrheingraben.de/Bilder/GK_ORG_Gross.jpg.
- Rühaak, W., Bär, K., & Sass, I. 2012: Estimating the subsurface temperature of Hessen/Germany based on a GOCAD 3D structural model – a comparison of numerical and geostatistical approaches. *Geophysical Research Abstracts*, Vol. 14: EGU2012, Abstracts of the Contributions of the EGU General Assembly; Vienna.
- Sass, I. & Götz, A. E. 2012: Geothermal reservoir characterization: a thermofacies concept. *Terra Nova*, 24, 142–147.
- Sass, I. & Hoppe, A. (Hrsg.) 2011: Forschungs- und Entwicklungsprojekt «3D-Modell der geothermischen Tiefenpotenziale von Hessen» – Abschlussbericht. ([http://www.energieland.hessen.de/mm/3-D-Modell-Hessen-Endbericht_\(PDF,_7.300_KB\).pdf](http://www.energieland.hessen.de/mm/3-D-Modell-Hessen-Endbericht_(PDF,_7.300_KB).pdf)) [Stand April 2012].
- Schäfer, A. 2005: Sedimentologisch-numerisch begründeter Stratigraphischer Standard für das Permo-Karbon des Saar-Nahe-Beckens. *Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg*, 254, 369–394, Frankfurt.
- Schäfer, A. 2011: Tectonics and sedimentation in the continental strike-slip Saar-Nahe Basin (Carboniferous, West Germany). [Tektonik und Sedimentation im kontinentalen Saar-Nahe-Becken («Strike-slip»-Modell, Karbon-Perm, Westdeutschland)]. *Z. dt. Ges. Geowiss.*, 162, 127–155, Stuttgart.
- Theis, C. V. 1935: The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using groundwater storage. *Am. Geoph. Union* 16.

VERHÄLTNIS- MÄSSIG?



**DATEN UND TATEN
MIT TIEFGANG.**

Das passende Vorgehen erfahren Sie bei Stump FORATEC AG: stump.ch