



Tiefe Geothermie

Grundlagen und Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland

Impressum

Herausgeber

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG)
Stilleweg 2, 30655 Hannover
E-mail: poststelle@liag-hannover.de · Internet: <http://www.liag-hannover.de>

Autoren

Ingrid Stober, KIT – Karlsruher Institut für Technologie,
Institut für Angewandte Geowissenschaften, Adenauerring 20 b (Gebäude 50.40), 76131 Karlsruhe,
E-Mail: ingrid.stober@kit.edu;
Thomas Fritzer, LfU – Bayerisches Landesamt für Umwelt,
Bürgermeister-Ulrich-Str. 160, 86179 Augsburg;
Karsten Obst, LUNG – Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern,
PF 13 38, 18263 Güstrow;
Thorsten Agemar, LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik,
Stilleweg 2, 30655 Hannover;
Rüdiger Schulz, ehemals LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik,
Stilleweg 2, 30655 Hannover

Redaktion

Josef Weber, LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Hannover,
Lothar Wissing, PtJ – Projektträger Jülich

Gestaltung

Josef Weber, LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Hannover,
Katja Tribbensee, LIAG – Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Hannover

Druck

Printmedien Biewald GmbH & Co. KG, Langenhagen

Abbildungen

Johannes Birner (Titelseite, S. 67, 69),
Ingrid Stober (S. 8, 12, 16, 17, 74),
Torsten Tischner (S. 19, 25, 48),
www.geothermie-unterhaching.de (S. 21, 75),
Karsten Obst (S. 22, 63),
Hermann Bunes (S. 24),
Groupement Européen d'Intérêt Économique (GEIE) (S. 27, 79),
Frank Hoffmann (S. 36),
GEOVOL Unterföhring GmbH (S. 77)

Stand

Januar 2016

4. überarbeitete deutsche Auflage: 3.000 Exemplare

Diese Broschüre ist nicht für den Verkauf bestimmt.

ISBN: 978-3-9817896-0-7

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

	Vorbemerkungen	5
1	Einführung	6
2	Grundlagen der tiefen Geothermie	7
2.1	Einige Begriffsbestimmungen	7
2.2	Thermophysikalische Eigenschaften	10
2.3	Hydraulische Eigenschaften	11
2.4	Untersuchungsmethoden zur Bestimmung geothermischer Parameter	13
3	Nutzungssysteme der tiefen Geothermie	15
3.1	Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie: Aquifere	15
3.2	Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie: Störungen	22
3.3	Petrothermale Systeme: EGS-Technik	23
3.4	Petrothermale Systeme: Tiefe Erdwärmesonde	30
3.5	Tunnel, Kavernen, Bergwerke	31
4	Für geothermische Nutzungen relevante Kenngrößen	32
4.1	Thermophysikalische Parameter	33
4.2	Hydraulische Parameter	37
4.3	Physikalisch-chemische Fluideigenschaften	44
5	Testverfahren und Reservoirmodellierung	49
5.1	Hydraulische Tests	49
5.2	Reservoirmodellierung	55
6	Geothermisches Informationssystem	57
7	Gebiete für hydrothermale Nutzungen in Deutschland	59
7.1	Norddeutsches Becken (Ostteil)	60
7.2	Oberrheingraben	64
7.3	Süddeutsches Molassebecken	66
8	Tiefengeothermische Projekte	72
8.1	Neustadt-Glewe (Norddeutsches Becken)	72
8.2	Bruchsal (Oberrheingraben)	74
8.3	Unterhaching (Süddeutsches Molassebecken)	75
8.4	Unterföhring (Süddeutsches Molassebecken)	76
8.5	Das Europäische EGS-Projekt Soultz-sous-Forêts	79
9	Literaturliste, Regelwerke, Quellen, Links	80
9.1	Zitierte Literatur	80
9.2	Verwendete Regelwerke	84
9.3	Atlanten und Karten	84
9.4	Links	85

Vorbemerkungen

Der Weltenergieverbrauch ist in den letzten Jahrzehnten dramatisch angestiegen. In dieser Zeit hat die Weltbevölkerung beschleunigt zugenommen.

Für die nächsten 50 Jahre wird ein Anstieg des Energieverbrauchs auf das Dreifache prognostiziert, bei gleichzeitig starker Zunahme der Bevölkerung von 7,3 auf 10,2 Milliarden Menschen. Unsere bisher überwiegend genutzten fossilen Energieträger – Kohle, Erdöl und Erdgas – verschärfen den globalen Klimawandel durch die Freisetzung schädlicher Treibhausgase bei ihrer Verbrennung. Dies hat dramatische Folgen für die Lebensräume von Menschen, Tieren und Pflanzen.

Neben CO₂-Emissionen sind auch Methanemissionen, die im Zusammenhang mit der Förderung und dem Transport von Erdgas entstehen, ganz wesentlich für die Verstärkung des Treibhauseffektes verantwortlich, der zu einem Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur führt. Sowohl die Strom- als auch die Wärmeerzeugung mit fossilen Brennstoffen tragen erheblich zum Klimawandel bei. Der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, wie der Sonnenenergie, der Wasserkraft oder der Geothermie, ist dagegen nahezu emissionsfrei. Für eine zukunftsfähige, sichere und klimafreundliche Energieversorgung müssen daher fossile Energieträger durch regenerative Energien ersetzt werden.

Der Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland soll neben der Versorgung mit elektrischem Strom insbesondere auch im Wärmemarkt ausgebaut werden. Gezielt werden die Nutzung der erneuerbaren Energien und die Energieeinsparung gefördert, beispielsweise durch das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das neue Erneuerbare-Wärme-Gesetz, durch ein erweitertes Marktanreizprogramm für die Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, durch Investitionsanreize oder durch einen Bohrkostenzuschuss für Projekte der tiefen Geothermie.

Neben der Nutzung von Wasserkraft, Biomasse, Solar- und Windenergie kommt hierbei auch der Nutzung der Erdwärme eine zunehmende Bedeutung zu. Der Geothermie-Markt wächst schnell, so dass derzeit ein Nebeneinander von professioneller Planung auf der einen und Informationsbedarf auf der anderen Seite besteht. Die Broschüre „Tiefe Geothermie – Grundlagen und Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland“ gibt fachliche Hinweise und Handlungsempfehlungen für Investitionsentscheidungen zugunsten tiefeingeothermischer Anwendungen. Mit der verständlichen Darstellung physikalischer und systemtechnischer Grundlagen und Zusammenhänge bietet sie eine fundierte Einführung in die tiefe Geothermie und einen Überblick über den Stand der Technik.

1 Einführung

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist ein Kernelement der energiepolitischen Strategie in Deutschland. In einem Energiekonzept der Zukunft kann die Geothermie als grundlastfähige und emissionsarme Energieform eine wichtige Rolle spielen. Ein Bericht des Büros für Technikfolgenabschätzung (PASCHEN et al. 2003) bescheinigt der tiefen Geothermie ein erhebliches Potential, mit dem sich der Energiebedarf der Bundesrepublik theoretisch um ein Vielfaches decken ließe. In Gebieten mit günstigen geologischen Gegebenheiten wie dem Süddeutschen Molassebecken, dem Oberrheingraben und dem Norddeutschen Becken ist die Nutzung der Geothermie schon heute vielerorts eine Erfolgsgeschichte. So liefern in Mecklenburg-Vorpommern mehrere geothermische Heizwerke schon seit Jahrzehnten Wärme. Ein regelrechter Boom ließ im Großraum München in den letzten Jahren mehrere geothermische Anlagen entstehen, die mittlerweile eine Reihe von Kommunen mit umweltfreundlicher Wärme und zum Teil auch mit Strom versorgen.

Dennoch ist im Bereich der tiefen Geothermie noch viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit zu leisten, um Investitionskosten zu senken, neue Technologien zu entwickeln, das Fündigkeitsrisiko zu minimieren und die geothermischen Potentiale sicher und auch in weniger günstigen Regionen zu erschließen. Ein wichtiger Aspekt ist dabei die Bereitstellung von Daten und weiterführenden Informationen sowohl für Projektbeteiligte als auch für die Öffentlichkeit. Wie das hohe Interesse an den deutsch- und englischsprachigen Ausgaben dieser Broschüre zeigt, ist der Bedarf an fachlich fundierten Informationen über Nutzungsmöglichkeiten der tiefen Geothermie sehr groß. Die Broschüre stellt technische Zusammenhänge verständlich dar, gängige Nutzungssysteme und geothermisch relevante Parameter werden erklärt sowie planerische Aspekte beleuchtet. In den ersten Kapiteln werden Begriffe erläutert und die Nutzungssysteme der tiefen Geothermie vorgestellt. Es folgen ein kurzer Überblick über relevante Kenngrößen und Testverfahren. Den Abschluss der Broschüre bilden eine Übersicht über die wichtigsten Regionen für die hydrogeothermische Nutzung in Deutschland sowie ausgewählte Projektbeispiele.

Die inhaltlichen Grundlagen der vorliegenden Broschüre sind im Zuge des Aufbaus des Geothermischen Informationssystems für Deutschland (GeotIS) entstanden. Dieses von der Bundesregierung geförderte Projekt wurde unter Federführung des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik (LIAG) zusammen mit dem Bayerischen Landesamt für Umwelt (LfU), der Freien Universität Berlin, der Geothermie Neubrandenburg GmbH (GTN), dem Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), dem Landesamt für Umwelt, Naturschutz und Geologie Mecklenburg-Vorpommern (LUNG) und dem Regierungspräsidium Freiburg des Landes Baden-Württemberg durchgeführt. GeotIS wird mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) weiter ausgebaut (siehe Kap. 6).

In die Broschüre sind auch Arbeiten des Personenkreises (PK) „Tiefe Geothermie“ eingeflossen, der auf Veranlassung des Bund-Länder-Ausschusses Bodenforschung (BLA-GEO) eine Arbeitshilfe für die Nutzung der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (PK TIEFE GEOTHERMIE 2007) sowie einen Bericht über Parameter und Untersuchungsmethoden (PK TIEFE GEOTHERMIE 2008) erstellt hat.

2 Grundlagen der tiefen Geothermie

2.1 Einige Begriffsbestimmungen

Geothermische Energie ist die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde (VDI-RICHTLINIE 4640). Synonyme sind **Erdwärme** oder auch **Geothermie**.

Erdwärme steht generell überall und jederzeit zur Verfügung. Bei sachgerechter Bewirtschaftung ist sie praktisch unerschöpflich. Die Temperatur steigt mit der Tiefe im Mittel um 3 K pro 100 m an. Diese Temperaturzunahme pro Tiefenabschnitt wird als Temperaturgradient bzw. geothermischer Gradient bezeichnet und in mK/m gemessen, was umgangssprachlich der Angabe in °C pro km entspricht. Dieser Gradient wird durch den Wärmestrom aus der Tiefe an die Erdoberfläche verursacht. Die Wärmestromdichte beträgt in Deutschland durchschnittlich etwa 65 mW/m². Der kleinere Teil davon (ca. 30 Prozent) geht auf die verbliebene Restwärme aus der Zeit der Erdentstehung zurück. Der größere Teil (ca. 70 Prozent) ist auf den radioaktiven Zerfall von Uran-, Thorium- und Kaliumisotopen in der Erdkruste zurückzuführen.

Die Temperaturverteilung im Untergrund ist nicht einheitlich. In Deutschland gibt es Gebiete, in denen der Temperaturgradient gegenüber dem Durchschnittswert wesentlich erhöht ist. In manchen Bereichen des Oberrheingrabens, im Gebiet von Bad Urach am Fuß der Schwäbischen Alb, bei Landshut in Bayern oder in einzelnen Bereichen im Norddeutschen Becken nimmt die Temperatur teilweise um mehr als 5 K pro 100 m zu. In diesen Bereichen liegen so genannte positive Temperaturanomalien vor. Für die Nutzung der geothermischen Energie hat dies den Vorteil, dass die gewünschte Temperatur bereits in geringerer Tiefe erreicht wird und dadurch niedrigere Bohrkosten sowie geringere Investitionskosten anfallen.

Geothermische Systeme lassen sich unter verschiedenen Gesichtspunkten klassifizieren. Wenn man gleichzeitig die Tiefe der Wärme Gewinnung und die Nutzungsart der geothermischen Energie berücksichtigen will, bietet sich die Unterteilung in oberflächennahe und tiefe Geothermie an (Abb. 1). Diese Unterscheidung ist auch deshalb sinnvoll, weil neben verschiedenen Techniken zur Energiegewinnung auch andere geowissenschaftliche Parameter zur Beschreibung der Nutzungsarten erforderlich sind.

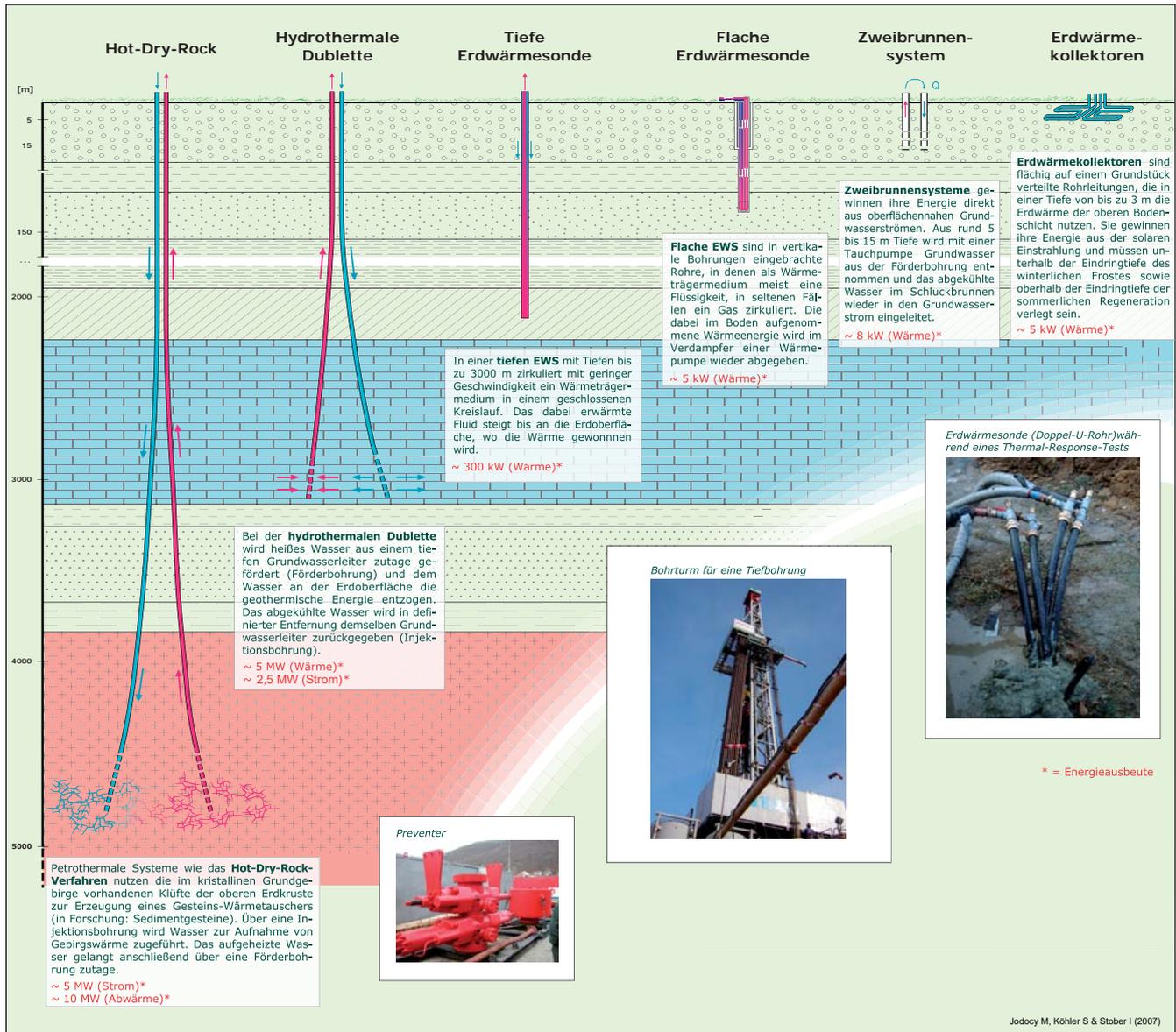


Abb. 1: Beispiele für unterschiedliche Nutzung der geothermischen Energie

Bei der **oberflächennahen Geothermie** wird die geothermische Energie dem oberflächennahen Bereich der Erde (meistens bis 150 m, max. bis 400 m Tiefe) entzogen, z. B. mit Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden, Grundwasserbohrungen oder Energiepfählen (vgl. VDI-RICHTLINIE 4640). Eine energetische Nutzung ist hier nur mit Wärmepumpen möglich, d. h. die Wärme wird unter Aufwendung von technischer Arbeit von einem niedrigeren auf ein höheres Temperaturniveau gebracht. Direktheizungen (z. B. Heizung von Weichen) über sogenannte Heat-Pipes bspw. mit CO_2 als Wärmeträgermedium befinden sich bereits in der Erprobungsphase.

Die **tiefe Geothermie** umfasst Systeme, bei denen die geothermische Energie über Tiefbohrungen erschlossen wird und deren Energie direkt (d. h. ohne Niveauanhebung) genutzt werden kann.

Nach dieser Definition beginnt die tiefe Geothermie bei einer Tiefe von mehr als 400 m und einer Temperatur über 20 °C. Allgemein üblich ist allerdings, von tiefer Geothermie (im eigentlichen Sinn) erst bei Tiefen über 1.000 m und bei Temperaturen größer als 60 °C zu sprechen. Nutzungen in Tiefen zwischen 400 m und 1.000 m werden häufig als mitteltiefe Geothermievorhaben bezeichnet. Einen Sonderfall stellen Bereiche mit aufsteigenden Thermalwässern dar (z. B. Aachen, Baden-Baden, Wiesbaden).

Zur tiefen Geothermie gehören folgende Systeme, die durch die Enthalpie definiert werden. Dabei bezeichnet Enthalpie den Wärmeinhalt. Sie ist ein Maß für die Energie eines thermodynamischen Systems.

→ **Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie:**

Überwiegend Nutzung des im Untergrund vorhandenen Wassers; sie erfolgt meist direkt (gegebenenfalls über Wärmetauscher) zur Speisung von Nah- und Fernwärmenetzen, zur landwirtschaftlichen bzw. industriellen Nutzung oder für balneologische Zwecke; ab ca. 100 °C ist eine Verstromung möglich. Beispiele sind:

- **Aquifere** (Grundwasserleiter) mit heißem (> 100 °C), warmem (60–100 °C) oder thermalem (> 20 °C) Wasser (Abschnitt 3.1).
- **Störungen bzw. Störungszonen** im gleichen Temperaturbereich. Das Potential wurde abgeschätzt (JUNG et al. 2002), eine Realisierung ist aber bisher für energetische Nutzung nicht erfolgt (Abschnitt 3.2).

→ **Hydrothermale Systeme mit hoher Enthalpie:**

Nutzung von Dampf- oder Zweiphasensystemen zur Stromerzeugung; in Deutschland nicht vorhanden.

→ **Petrothermale Systeme:**

Überwiegend Nutzung der im Gestein gespeicherten Energie. Beispiele für diese Nutzungssysteme sind:

- **Enhanced Geothermal Systems (EGS) oder Hot Dry Rock Systems (HDR):** Es handelt sich hierbei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist also weitgehend unabhängig von Wasser führenden Strukturen. Das heiße Gestein (häufig das kristalline Grundgebirge, aber auch Sandsteine mit geringer Porosität) wird als Wärmetauscher genutzt. Diese Systeme werden primär zur Stromerzeugung eingesetzt (Abschnitt 3.3).
- **Tiefe Erdwärmesonden (EWS):** Energienutzung aus einer beliebigen Gesteinsabfolge mit geschlossenem Kreislauf des Wärmeträgermediums in der Sonde; dient nur zur Wärmeversorgung (Abschnitt 3.4).

Ein weiterer Bereich ist die Nutzung geothermischer Energie aus **Bergwerken, Kavernen, Tunneln** (Abschnitt 3.5) sowie die **Speicherung** von Energie in hydro- oder petrothermalen Systemen. Insbesondere der Einspeicherung von Überschusswärme, bspw. aus Blockheizkraftwerken (BHKW) oder Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GuD), in tiefe Aquifere (Aquifer Thermal Energy Storage, ATES) im Sommer mit Förderung zu Bedarfszeiten (im Winter) wird ein großes Potential zugesprochen.

Zur Charakterisierung von Standorten für die Nutzung tiefer Geothermie sind Kenntnisse über die Eigenschaften des tiefen Untergrundes wichtig, von denen die wesentlichen im Folgenden beschrieben werden. Ausführliche Informationen über die relevanten Parameter einschließlich ihrer Definition und Bestimmung sind den Abschnitten 4 und 5 zu entnehmen.

2.2 Thermophysikalische Eigenschaften

Zu den wichtigen thermischen Eigenschaften zählen neben der **Temperatur** T [K] die **Wärmeleitfähigkeit** λ [$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$] und die spezifische **Wärmekapazität** c [$\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$]. Die Wärmeleitfähigkeit beschreibt das Vermögen eines Stoffes, thermische Energie in Form von Wärme zu transportieren. Die Wärmekapazität kennzeichnet sein Vermögen, Wärme zu speichern. Letzterer Parameter ist wichtig für die Charakterisierung transienter, d. h. zeitlich veränderlicher Prozesse.

Eine weitere wichtige Größe ist die **Wärmestromdichte** q [W m^{-2}], der Wärmestrom pro Fläche. Im Wärmestrom ist der Faktor Zeit integrativ enthalten. Die Wärmestromdichte entspricht dem Produkt aus der Wärmeleitfähigkeit λ und dem **Temperaturgradienten** $\text{grad } T$ [K m^{-1}] und ist durch die Fourierreihe definiert, welche die konduktive Wärmeleitung beschreibt:

$$q = \lambda \cdot \text{grad } T$$

(1)

Die Wärmeleitfähigkeit λ schwankt im Festgestein zwischen 2 und 6 $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$, während die Wärmeleitfähigkeit von Wasser nur 0,598 $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$ (bei 20 °C) beträgt. Hochdurchlässige Aquifere mit hoher Porosität besitzen daher eine niedrigere Wärmeleitfähigkeit als Aquifere mit geringerer Durchlässigkeit und Porosität. Die spezifische Wärmekapazität c liegt für Festgesteine zwischen 0,8 und 1,0 $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ unter in-situ-Bedingungen; die Bandbreite ist somit sehr gering. Die spezifische Wärmekapazität von tiefem Grundwasser ist mit 3,5 bis 4,4 $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ (je nach Salzgehalt und Temperatur) wesentlich größer. Das bedeutet, dass Wasser Wärme zwar schlechter leiten kann als Gestein aber diese besser speichert. Temperaturanomalien können beispielsweise durch aufsteigendes oder absteigendes Grundwasser konvektiv entstehen. Für den größten Teil der Landesfläche geht man jedoch davon aus, dass in größeren Tiefen überwiegend Unterschiede in der Wärmeleitfähigkeit und der Wärmestromdichte und damit der konduktive Wärmetransport für die ungleichmäßige Temperaturverteilung verantwortlich ist (Abb. 2).

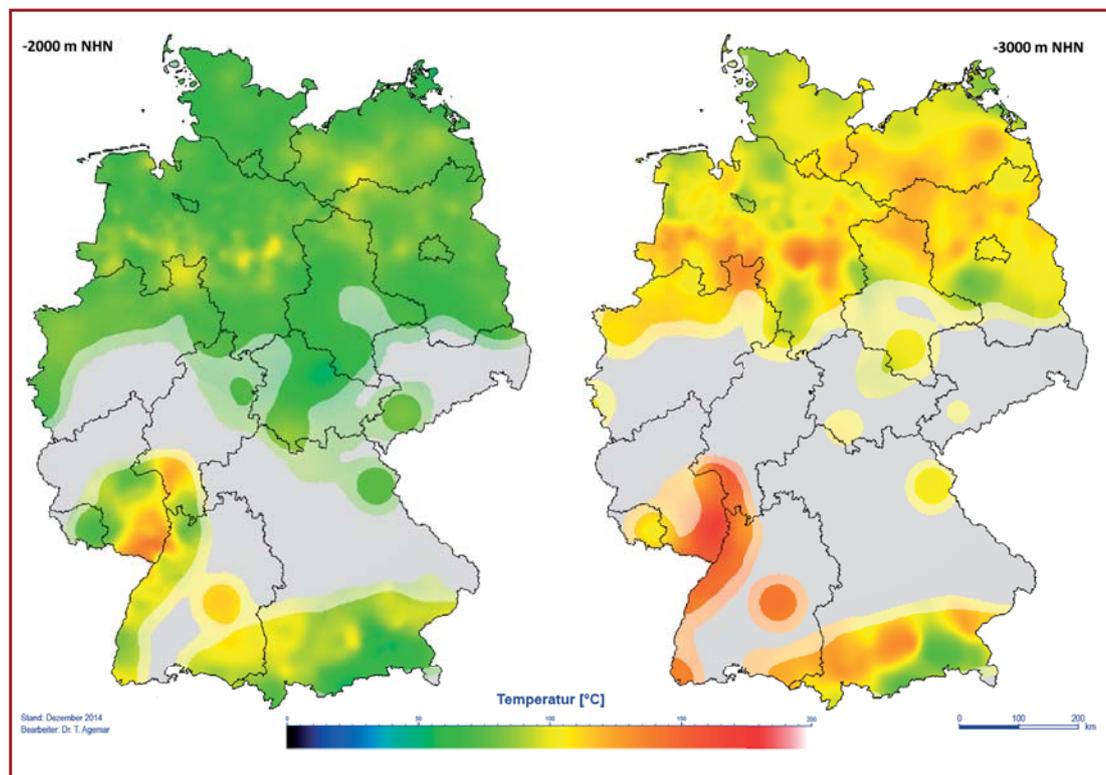


Abb. 2: Temperaturverteilung im Untergrund in den Tiefen 2000 m und 3000 m unter Normalhöhennull. Gebiete, für die keine Messwerte zur Verfügung stehen, sind ausgegraut.

2.3 Hydraulische Eigenschaften

Die **Permeabilität** und der **Durchlässigkeitsbeiwert** (hydraulische Leitfähigkeit) beschreiben die Durchlässigkeit eines Mediums gegenüber einer viskosen Flüssigkeit mit einer bestimmten Dichte, wobei sich die Permeabilität auf die Gesteinseigenschaften beschränkt und der Durchlässigkeitsbeiwert die Eigenschaften des – zum Teil hoch mineralisierten und gasreichen – Wassers zusätzlich einbezieht. Der Durchlässigkeitsbeiwert k_f [m s^{-1}] gibt an, welcher Volumenstrom Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$] bei einem hydraulischen Gradienten i [-] pro Fläche A [m^2] strömt:

$$k_f = \frac{Q}{i \cdot A} \quad (2)$$

Die Permeabilität K [m^2] steht mit dem Durchlässigkeitsbeiwert unter Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften des Wassers (Viskosität μ , Dichte ρ) in Beziehung:

$$k_f = K \cdot \left(\frac{\rho \cdot g}{\mu} \right) \quad (3)$$

wobei g die Erdbeschleunigung ist.

Der Durchlässigkeitsbeiwert ist von zentraler Bedeutung, wenn es um die Quantifizierung von Stoffflüssen im Untergrund geht. Er geht als Faktor in das **Darcy-Gesetz** ein (Gl. 2). Kennt man den durch den Grundwasserfluss erfassten Querschnitt, so lässt sich dadurch die Wassermenge pro Zeiteinheit Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$] bestimmen. Das Darcy-Gesetz ist streng genommen nur im Bereich laminaren (linearen) Fließens gültig. Bei sehr geringen Durchlässigkeiten mit äußerst niedrigen hydraulischen Gradienten sowie bei sehr hohen Durchlässigkeiten mit extrem hohen Gradienten sind jeweils andere Fließgesetze gültig. Beide Extreme liegen jedoch bei hydrothermalen Nutzungen in der Regel nicht vor.

Das Darcy-Gesetz ist Grundlage aller **hydraulischen Tests** in Bohrungen. Bei diesen Tests wird von der Förder- oder Injektionsrate und den beobachteten Gradienten (Wasserspiegel-Absenkung und -Anstieg, Druckauf- und -abbau) auf die Durchlässigkeit des Untergrundes geschlossen. Dabei ergibt sich jedoch nicht direkt die oben beschriebene Permeabilität oder der Durchlässigkeitsbeiwert, sondern man erhält primär einen integralen Wert über den Testhorizont (Aquifermächtigkeit H), die Profildurchlässigkeit oder auch **Transmissivität** T [$\text{m}^2 \text{s}^{-1}$]. Nur wenn der Grundwasserleiter homogen und isotrop ist, kann der Durchlässigkeitsbeiwert direkt aus der Transmissivität errechnet werden:

$$T = k_f \cdot H \quad (4)$$



Abb. 3: Kavernöser Oberjura (Malm): Beispiel für einen sehr hoch durchlässigen Grundwasserleiter

Der **Hohlraumanteil** n [-] ist der Quotient aus dem Volumen aller Hohlräume eines Gesteinskörpers und dessen Gesamtvolumen. Er charakterisiert das Speicherungsvermögen eines Aquifers und umfasst sowohl die Hohlräume bzw. Poren der Gesteinsmatrix als auch die durch Haarrisse entstandenen Hohlräume im Gestein bis hin zu Klüften und Kavernen (DIN 4049, Teil 3). Durchlässigkeit und Ergiebigkeit eines Gebirges werden maßgeblich vom Klufnetz und Kavernensystem bestimmt. Der **durchflusswirksame Hohlraumanteil** n_f [-] kennzeichnet den Bereich des Hohlraumanteils n , in dem Wasser frei beweglich ist und damit für eine Nutzung zur Verfügung steht (bspw. kein Haftwasser). Der durchflusswirksame Hohlraumanteil bietet Durchlässigkeit, ist jedoch nicht direkt in diese umsetzbar, da zusätzlich auch die Größe, Gestalt und Verbindung der Hohlräume entscheidend sind. Er kann aus Markierungsversuchen oder aus Pumpversuchen bestimmt werden (DVGW REGELWERKE W 109 und W 111).

Mit Hilfe von hydraulischen Tests kann neben der Transmissivität auch der **Speicherkoefizient** S [-] ermittelt werden. Der Speicherkoefizient ist ein Maß für die volumetrische Änderung des gespeicherten Wassers ΔV bei Änderung der Druckhöhe der Wassersäule Δh pro Oberfläche A :

$$S = \frac{\Delta V}{\Delta h \cdot A} \quad (5)$$

Der **spezifische Speicherkoefizient** S_s [m^{-1}] bezieht sich nicht auf die Fläche, sondern auf das Volumen. Die Beziehung zwischen Speicherkoefizient und spezifischem Speicherkoefizient ist analog der Beziehung zwischen Transmissivität und Durchlässigkeitsbeiwert. Bei homogenen isotropen Grundwasserleitern gilt:

$$S = S_s \cdot H \quad (6)$$

2.4 Untersuchungsmethoden zur Bestimmung geothermischer Parameter

Zur Bestimmung der Durchlässigkeits- und Speichereigenschaften des Untergrundes werden in Bohrungen **hydraulische Tests** (Pumpversuche) durchgeführt (DVGW REGELWERK W 111). Durchführung und Auswertung hydraulischer Tests in der Tiefbohrung für geothermische Zwecke orientieren sich auch an Verfahren, wie sie bei Tests der Erdöl-/Erdgasindustrie Verwendung finden (z. B. Drill-Stem-Test, Slug- und Bailtest, Pump- oder Injektionsversuch). Eine ausführliche Beschreibung der Tests erfolgt im Abschnitt 5.1.

Die Auswertung hydraulischer Tests bei Geothermiebohrungen ist in der Regel auf Wasserspiegel- oder Druckmessungen in einer Bohrung beschränkt. Dabei sind **brunnenspezifische Einflüsse**, wie Eigenkapazität der Bohrung oder Skin-Effekt, zu berücksichtigen. Je länger ein hydraulischer Test dauert, desto größer ist in der Regel der vom Drucksignal erfasste Raum im Untergrund, die Brunnen-speicherung ist dann nicht mehr wirksam. Die hydraulischen Parameter charakterisieren ein vom bohrlochnahen Bereich unbeeinflusstes Gebirge. Aus den Testdaten lassen sich zudem Rückschlüsse auf zusätzliche Störeffekte in größerer Entfernung, wie Störungszonen (hydraulisch wirksame Ränder), ziehen. Häufig wird der Produktionshorizont unter Einsatz von Packern separat untersucht. Für die Auswertung der unterschiedlichen hydraulischen Tests existiert eine Vielzahl von Auswerteverfahren und -programmen, mit denen die verschiedenen Anfangs- und Randbedingungen berücksichtigt und die unterschiedlichen Aquifermodelle erkannt und beurteilt werden können (STOBER 1986).

Weitere Anhaltspunkte zur Bestimmung der hydraulischen Eigenschaften des Nutzhorizontes können **bohrlochgeophysikalische Messverfahren** liefern. Diese werden im DVGW REGELWERK W 110 und im Lehrbuch von FRICKE & SCHÖN (1999) erläutert.

Die folgenden bohrlochgeophysikalischen Messverfahren stellen ein Mindestmaß für geothermische Fragestellungen dar:

- **Temperatur-Log**, ermittelt die Temperatur in der Bohrlochflüssigkeit. Wegen der Störung der Temperatur durch den Bohrvorgang sollte zur Bestimmung der ungestörten Gebirgstemperatur die Messung möglichst mehrfach oder erst nach längerer Stillstandszeit erfolgen. Änderungen im Gradienten können auf Wasserzu- bzw. -abflüsse hinweisen.
- **Gamma-Ray-Log**, misst die natürliche Gammastrahlung, die vom besonders in Tonmineralen häufig vorkommenden Kalium mit dem radioaktiven ^{40}K -Isotop sowie den Isotopen der Uran- und Thorium-Reihen stammt.
- **Kaliber-Log**, erfasst mit ausfahrbaren Messarmen den Querschnitt einer Bohrung. Es zeigt Ausbruchzonen an.
- **Dichte-Log**, benutzt eine aktive Gammastrahlungsquelle. Die dadurch sekundär erzeugten Gammastrahlen sind ein Maß für die Gesteinsdichte.
- **Akustik- oder Sonic-Log**, misst die Ausbreitungsgeschwindigkeiten seismischer Wellen im Gestein, die von Material, Klüftigkeit und Porosität abhängen. Hiermit können kontinuierliche Porositätsprofile (Log des Hohlraumanteils) ermittelt werden.

Darüber hinaus gibt es weitere Verfahren wie z. B. zur Bestimmung von Wasserzutritten in Bohrungen (**Flowmeter**), Güte der Verrohrungszementierung (CBL) sowie weitere Verfahren, die im DVGW REGELWERK W 110 zu finden sind.

Die Größe des Durchlässigkeitsbeiwerts wird maßgeblich von Dichte und Viskosität des mineralisierten Wassers beeinflusst. Die physikalischen Eigenschaften von Wasser sind vom Gehalt an gelösten Stoffen, vom Gasgehalt, vom Druck und von der Temperatur abhängig (Abschnitt 4.3.7). Oft werden auch anstelle von Durchlässigkeitsbeiwert bzw. Transmissivität die fluidunabhängigen Parameter Permeabilität und Porosität benutzt.

Diese beiden Parameter werden in der Erdöl-/Erdgasindustrie häufig nur an **Bohrproben im Labor** bestimmt; sie werden als „**Poro-Perm-Daten**“ bezeichnet (Abschnitt 4.2). Ein Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität kann empirisch für eine spezifische Lithologie ermittelt werden. Die im Labor ermittelten Parameter beziehen sich auf die Gesteinsmatrix. Durchlässigkeit und Ergiebigkeit eines Gebirges werden dagegen vom Kluftnetz und Kavernensystem bestimmt und können daher um mehrere Größenordnungen höher als die Laborwerte liegen.

In der Anwendung interessiert letztendlich die Ergiebigkeit einer Bohrung. Als Kennwert hierfür wird häufig die gegenüber Transmissivität (T) oder Transmissibilität (T^*) vereinfachte Größe des **Produktivitätsindex** PI [$\text{m}^3 \text{s}^{-1} \text{MPa}^{-1}$] gewählt. Er beschreibt die Förderrate Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$] in Abhängigkeit von der Druckabsenkung Δp [Pa] und kann streng genommen nur bei stationären Fließverhältnissen bestimmt werden (Abschnitt 4.2.6).

Die unterschiedlichen Durchlässigkeitsparameter (k , k_f , T , T^* , PI), Speicherparameter (n , n_f , S , S_s , ...) oder Transporteigenschaften des Untergrundes können durch hydraulische Tests ermittelt werden. Diese Tests liefern unterschiedlich genaue Parameter. Für eine Validierung sollten daher die Testergebnisse zusammen mit den jeweiligen Testbedingungen und den verwendeten Auswertverfahren berücksichtigt werden (Abschnitt 5.1).

3 Nutzungssysteme der tiefen Geothermie

3.1 Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie: Aquifere

3.1.1 Dublette

Bei der hydrothermalen Nutzung wird Wasser aus tiefen Grundwasserleitern (Aquiferen) gefördert, und über einen Wärmetauscher wird diesem die Wärme entzogen. Das abgekühlte Wasser könnte bei geringer Mineralisation über Tage in das Abwassersystem oder Vorfluter abgeleitet werden. Meistens wird aber das abgekühlte Wasser zur Erneuerung oder aus entsorgungstechnischen Gründen in denselben Aquifer bzw. Aquiferkomplex in einer bestimmten Entfernung zur Entnahmebohrung zurückgegeben (injiziert). Ein derartiges System (Abb. 4) besteht aus einer Förder- und einer Injektionsbohrung (**Dublette**). Grundsätzlich ist eine Kombination von mehreren Förder- und Injektionsbohrungen möglich.

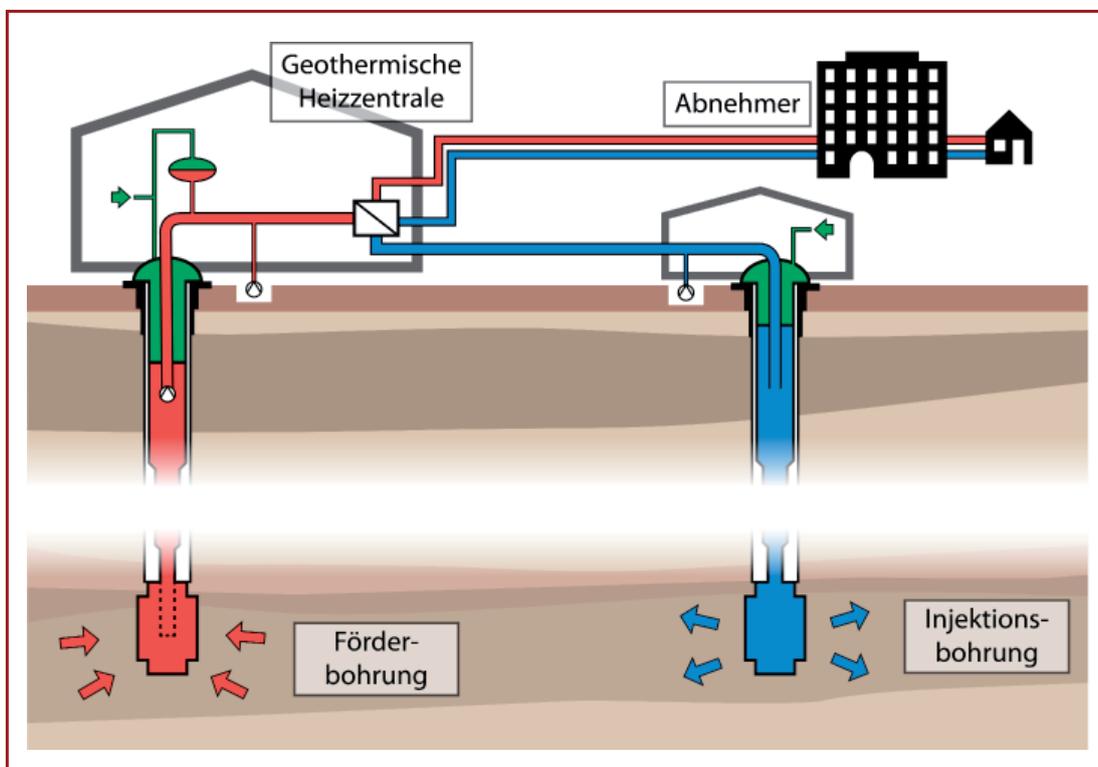


Abb. 4: Schema für eine Dublette bei einer hydrothermalen Nutzung

Für diese Nutzungsart kommen Aquifere in Frage, die hohe Durchlässigkeiten aufweisen. Der entscheidende Parameter neben der Temperatur des Aquifers ist die Ergiebigkeit, d. h. die zu erzielende Förderrate bei einer noch wirtschaftlich und technisch zu vertretenden Wasserspiegelabsenkung. Aus diesem Parameter lässt sich der Produktivitätsindex der Bohrung (vgl. Abschnitt 4.2.6) ermitteln, der in der Regel für Bohrungen indirekt bestimmt wird und der flächenhaft aus weiteren Aquifereigenschaften abgeleitet werden kann (Abschnitt 4.2).

Da Tiefenwässer häufig eine hohe Mineralisation und hohe Gasgehalte aufweisen, ist die Reinjektion auch aus entsorgungstechnischen Gründen notwendig. Aus hydrogeologischer Sicht ist es problematisch, wenn die Injektion nicht in denselben Aquifer erfolgt, aus dem produziert wird (fehlende Erneuerung, potentielle Ausfällungen).

Das klassische System einer Dublette besteht aus zwei Vertikalbohrungen (Abb. 4). Heute werden die Förder- und Injektionsbohrung häufig von einem Bohrplatz aus abgeteuft, wobei der Nutzhorizont durch abgelenkte Bohrungen erschlossen wird. Die hydraulische Anbindung an den Aquifer ist dabei günstiger als bei Vertikalbohrungen, da der Aquifer auf einer größeren Bohrstrecke erschlossen wird. Die übertägige Anlage benötigt zudem weniger Platz. Alle technischen Einrichtungen können an einem Ort installiert werden, lange übertägige Verbindungsleitungen werden vermieden.

Die Technik der hydrothermalen Nutzung mittels Dubletten ist weitgehend ausgereift. Besonders in Frankreich, aber auch in Italien, Polen, Österreich oder Deutschland (z. B. Neustadt-Glewe, Waren, Unterhaching, Bruchsal) existieren bereits seit einigen Jahren, teilweise seit Jahrzehnten, hydrothermale Anlagen. Das geförderte und nach der Abkühlung wieder injizierte Wasser zirkuliert übertägig in einem geschlossenen Kreislauf, der oft mittels Stickstoff unter Druck gehalten werden muss, um Ausfällungen von Mineralen aus dem hoch salinaren Wasser zu verhindern. Das mit Hilfe einer Tauchpumpe an die Oberfläche geförderte Thermalwasser wird über einen Wärmetauscher geleitet und die gewonnene **Wärme** in einen sekundären Kreislauf, beispielsweise in ein Fernwärmenetz, eingespeist.

Bei Wassertemperaturen unter 180 °C ist die **Stromerzeugung** mit Dampfturbinen über einen konventionellen Wasserdampfprozess nur mit sehr geringem Wirkungsgrad (< 10 %) möglich. In Deutschland hat bisher keine Geothermiebohrung diese Temperatur überschritten. Im Temperaturbereich zwischen 100 °C und 180 °C kann aber mittels zusätzlicher Technologien, wie z. B. einer ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) oder einer Kalina-Anlage, ein deutlich höherer Wirkungsgrad bei der Stromproduktion erzielt werden. Bei diesen sogenannten Binärkraftwerken wird die Wärmeenergie des geförderten Wassers über einen Wärmetauscher auf ein Arbeitsmedium übertragen. Für den Einsatz in ORC-Anlagen (Abb. 5) kommen organische Flüssigkeiten wie z. B. Isopentan zum Einsatz, in Kalina-Anlagen ist es ein Wasser-Ammoniak-Gemisch. Diese Arbeitsmedien haben den Vorteil, dass schon bei moderaten Temperaturen große Dampfmen-

gen erzeugt werden, die dann eine Turbine antreiben. Zum Kondensieren des Dampfes bzw. Absorbieren des Ammoniaks ist nach der Turbine ein weiterer Wärmetauscher notwendig, der die Restwärme abführt. Wegen dieser Arbeitsmedien gelten besondere Sicherheitsauflagen. Aufgrund der chemischen Aggressivität des Wasser-Ammoniak-Gemischs sind die Anforderungen bei der Wahl von Werkstoffen und Dichtungen bei Kalina-Anlagen besonders hoch. Durch die aufwändigere Anlagentechnik ist bei Kalina-Anlagen mit höheren Investitions- und Instandhaltungskosten zu rechnen. Dafür ist jedoch der Wirkungsgrad von Kalina-Anlagen gegenüber ORC-Anlagen bei niedrigen Wassertemperaturen (< 150 °C) höher. Insgesamt gibt es in Deutschland mehr ORC-Anlagen als Anlagen mit der Kalina-Technik, welche nur an den Standorten Unterhaching, Taufkirchen und Bruchsal eingesetzt wird.

Eine weitere Form der hydrothermalen Geothermienutzung ist die **balneologische Anwendung** von Tiefenwässern in Thermalbädern. Dafür reicht eine einzelne (Produktions-)Bohrung aus, da eine Reinjektion von Badewässern aus hygienischen Gründen nicht zulässig ist.



Abb. 5: ORC-Anlage (Ausschnitt)

3.1.2 Fündigkeit

Das Fündigkeitsrisiko bei geothermischen Bohrungen ist das Risiko, ein geothermisches Reservoir mit einer (oder mehreren) Bohrung(en) in nicht ausreichender Quantität oder Qualität zu erschließen.

Die Quantität wird dabei über die thermische Leistung, die mit Hilfe einer Bohrung erreicht werden kann, definiert. Diese Leistung P ist proportional zur Förderrate Q und der Temperatur T :

$$P \sim Q \cdot T$$

(7)

Unter Qualität versteht man im Wesentlichen die Zusammensetzung (Chemismus) des Wassers (Abschnitt 4.3). Es können Bestandteile im Wasser wie Gase und hohe Mineralgehalte auftreten, die eine geothermische Nutzung erschweren oder ausschließen. Allerdings galten die bisher bei geothermischen Bohrungen in Deutschland angetroffenen Wässer hinsichtlich ihrer Zusammensetzung für geothermische Nutzung, zwar mit unterschiedlichem technischem Aufwand, in der Regel als beherrschbar.

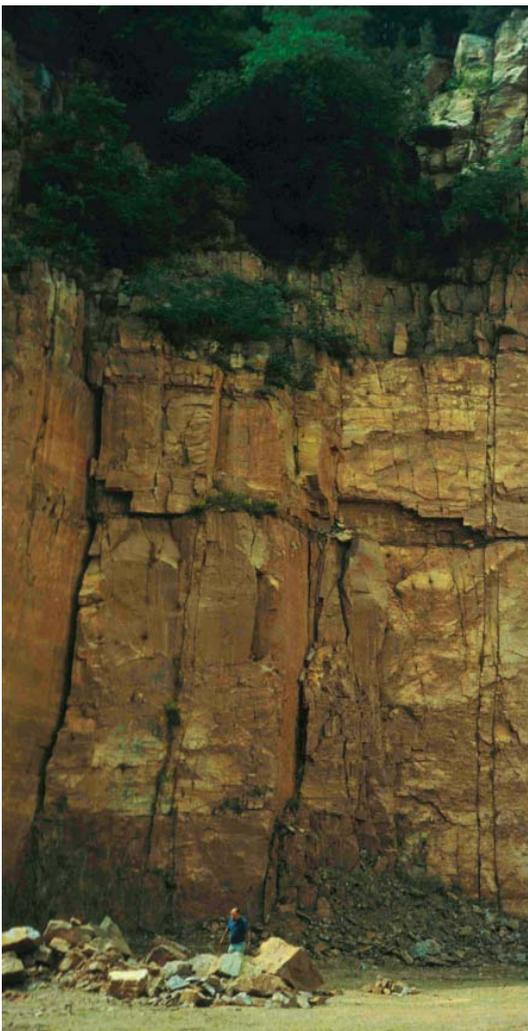


Abb. 6: Geklüfteter Buntsandstein:
Beispiel für einen Kluftaquifer



Abb. 7: Verkarsteter, geklüfteter Muschelkalk:
Beispiel für einen Karstaquifer

Eine Geothermiebohrung gilt als fündig,

- wenn die Thermalwasser-Schüttung mehr als eine Mindestförderrate Q bei einer max. Absenkung Δs erreicht und
- wenn eine Mindesttemperatur T erreicht wird.

Die Angaben zur Mindestförderrate und -temperatur ergeben sich in der Regel aus den Wirtschaftlichkeitsüberlegungen des Betreibers der Geothermieanlagen.

In Festgesteinsgrundwasserleitern beruht die Durchlässigkeit und damit die Ergiebigkeit des Aquifers auf dem Vorhandensein von offenen Klüften oder Kavernen, auf einer ausreichenden durchflusswirksamen Porosität sowie auf anderen makroskopischen Hohlräumen, wie sie u. a. in Störungszonen angetroffen werden können. Aquifere können je nach Art ihres überwiegenden Hohlraumanteils in drei Grundtypen unterschieden werden: porös, klüftig und karstig (s. auch Abb. 3, 6, 7).

Wird die Mindestförderrate bei der Erschließung nicht erzielt, können **Ertüchtigungs-** und **Stimulationsmaßnahmen** angewandt werden. Zu diesen Maßnahmen gehören beispielsweise das Säuern bei karbonatischem Gestein oder das hydraulische Stimulieren (hydraulic fracturing), gegebenenfalls in Kombination mit einer Säuerung. Zur Steigerung der Förderrate können auch Ablenkbohrungen im Nutzhorizont durchgeführt werden, die zusätzlich die Förderung erhöhen können.

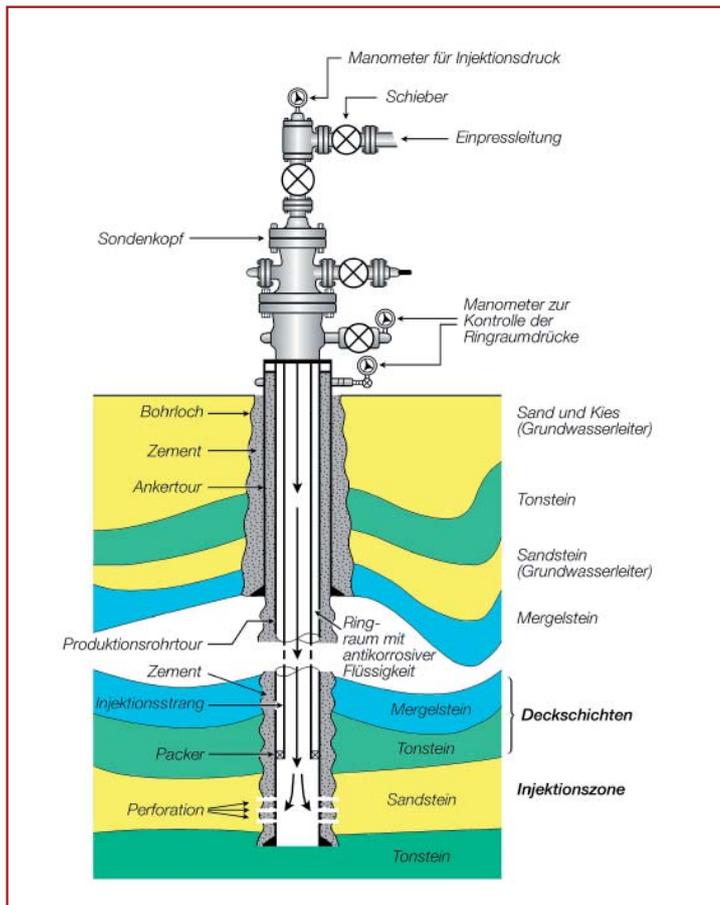


Abb. 8: Schema einer Injektionsbohrung (geändert nach OWENS 1975)

3.1.3 Bohrungsabstand

Bei hydrothermalen Nutzungen darf es zu keinem **hydraulischen oder thermischen „Kurzschluss“** zwischen Förder- und Injektionsbohrung kommen, d. h. eine sehr schnelle Verbindung zwischen beiden Bohrungen ist zu vermeiden. Hydraulische Verbindungen zu anderen Grundwasserstockwerken sind durch entsprechende Abdichtungen auszuschließen; Abb. 8 zeigt ein entsprechendes Schema für eine Injektionsbohrung.

Der Abstand zwischen Injektions- und Förderbohrung muss so groß sein, dass innerhalb des vorgesehenen Bewirtschaftungszeitraums (meist 30 Jahre) keine nachteiligen Temperaturenniedrigungen in der Förderbohrung infolge der Einleitung des abgekühlten Wassers in den Nutzhorizont über die Injektionsbohrung auftreten können. Bestimmte Mindestabstände zwischen den beiden Bohrungen im Aquifer müssen daher eingehalten werden. Allerdings darf der Abstand auch nicht zu groß sein, damit eine hydraulische Verbindung der beiden Bohrungen gegeben ist und somit die Förderbohrung dauerhaft ergiebig bleibt.

Mit Hilfe von numerischen Modellen wird versucht, den Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung zu optimieren. Aufgrund beschränkt vorhandener Daten und numerischer Modellannahmen können die Untergrundverhältnisse jedoch nur sehr stark vereinfacht beschrieben werden.

3.1.4 Wirtschaftlichkeit

Aussagen über Effizienz, Dauerhaftigkeit und Wirtschaftlichkeit der Anlage sind entscheidend von den hydraulischen und thermischen Eigenschaften des Nutzhorizontes sowie der Zusammensetzung des Wassers abhängig. Diese Eigenschaften müssen vorab bestmöglich erkundet werden. Angaben zu den gewählten Untersuchungs- und Auswerteverfahren sind detailliert festzuhalten. Die Entscheidung über die Wirtschaftlichkeit geothermischer Anlagen trifft aber letztendlich der Betreiber/Investor aufgrund betriebswirtschaftlicher Überlegungen. Dabei hat die Abnehmerstruktur eine hohe Priorität.

Standorte mit erhöhten Temperaturgradienten (Temperaturanomalien) können zu Kostenersparnissen infolge geringerer Bohrtiefen führen. Allerdings muss immer die zu erzielende Förderrate berücksichtigt werden.

Wegen der relativ normalen Temperaturen im Untergrund Deutschlands wird geothermische Energie vor allem in Form von Wärme genutzt, beispielsweise für Heizanlagen, Fernwärmenetze und Trocknungsanlagen. Geothermie bietet dabei den Vorteil, dass Wärme ganzjährig zur Verfügung steht. Dabei ist die Nutzung der Wärme hintereinander auf verschiedenen Temperaturniveaus (Kaskadenprinzip) aus ökonomischer und ökologischer Sicht anzustreben, beispielsweise in der Kombination Fernwärme (90–60 °C), Gewächshäuser (60–30 °C) und Fischzucht (unter 30 °C). Interessant sind auch hybride Systeme, wie beispielsweise die Koppelung eines Blockheizkraftwerkes mit einer geothermischen Dublette, um die in einem Blockheizkraftwerk anfallende sommerliche Überschusswärme in einen Tiefenaquifer „einzulagern“. Die dadurch gespeicherte Wärmemenge kann dann bei Bedarf zu Heizzwecken mittels der geothermischen Dublette genutzt werden.

Stromerzeugung ist in der Regel erst bei Temperaturen oberhalb von 100 °C mit ORC- oder Kalina-Prozessen möglich. Es handelt sich hierbei um den Carnot-Prozess. Somit hängt der Wirkungsgrad der Stromerzeugungsanlage von der Spreizung der beiden Temperaturniveaus des Mediums im Arbeitskreislauf ab. Je höher das Eingangstemperaturniveau und je niedriger das Ausgangstemperaturniveau ist, umso besser ist der Wirkungsgrad. Zusätzlich kann durch Kraft-Wärme-Kopplung Wärme aus dem Prozess ausgekoppelt und vermarktet werden, was aus ökologischer und ökonomischer Sicht häufig sinnvoll ist. Dies gilt prinzipiell auch für die Nutzung petrothermaler Systeme (Abschnitt 3.3).



Abb. 9: Arbeiten am Bohrlochkopf

3.1.5 Projektierung einer hydrothermalen Anlage

In der nachstehenden Checkliste sind die wichtigsten Arbeitsschritte, die bei einer geplanten hydrothermalen Erschließung abzuarbeiten sind, stichwortartig zusammengestellt.

I. Stufe: Vorstudie

1. Zielstellung/Bürgerbeteiligung
2. Geowissenschaftliche Grundlagen
 - Datenlage (Übersicht der vorhandenen Daten; insbesondere Seismik-Profile und Bohrungen, hydraulische Tests, Temperaturangaben)
 - Geologischer Aufbau (geologische Schnitte durch das Untersuchungsgebiet, Interpretation seismischer Profile)
 - Tiefenlage und Mächtigkeit der Wasser führenden Horizonte
 - Erste Abschätzung der Temperatur potentieller Nutzhorizonte
 - Durchlässigkeiten, mögliche Förderraten
 - Hydrochemie
 - Übersicht über die Bergrechte, bergrechtliche Erlaubnisse/Bewilligungen
 - Schutzgebiete, Schongebiete, Umweltverträglichkeitsanforderungen
3. Energetische Nutzung
 - Geplante/vorhandene Wärmeversorgung (Angabe der Gemeinde bzw. des lokalen Energieversorgers: wie viel muss/kann die Geothermie zur Wärmeversorgung beitragen)
 - Stromerzeugung (optional, falls gewünscht)
4. Technisches Grobkonzept der Geothermieanlage
 - Vorhandene und geplante Wärmeversorgung
 - Erschließungsvarianten (z.B. Dublette, Entfernung der Bohrungen, Ablenkungen)
 - Geplante Teufe und Ausbau der Bohrungen (als Grundlage für eine Kostenschätzung)
 - Übertageanlagen
5. Kostenschätzung
 - Ökonomische Situation, Finanzierungsmöglichkeiten

II. Stufe: Machbarkeitsstudie

1. Öffentlichkeitsarbeit
2. Punkte 1.-5. der Vorstudie als Feinkonzept; Festlegung der zu planenden Varianten, einschließlich der Festlegung noch fehlender geowissenschaftlicher Untersuchungen oder technischer Erhebungen und Entwicklung eines gesamtheitlichen Wärmekonzeptes
3. Investitionskosten
 - Exploration
 - Untertageanlage
 - Übertageanlage
4. Wirtschaftlichkeit
 - Betriebskosten
 - Ausgaben und Erlöse
 - Wirtschaftlichkeitsberechnung
5. Risikoanalyse, Fündigkeitsrisiko etc.
6. Ökologische Bilanz
7. Projektablaufplanung, Prüfung der Genehmigungsfähigkeit

III. Stufe: Exploration

1. Beauftragung eines Planungsbüros/Projektmanagements
2. Einbindung der Bevölkerung
3. Beantragung eines Erlaubnisfeldes bei der Bergbehörde
4. Geophysikalische Exploration, falls erforderlich
5. Bohrkonzeption (unter Berücksichtigung von Vorgaben der Bergbehörde)
6. Ausschreibung der ersten Bohrung, Aufstellen eines Betriebsplanes
7. Einrichtung von Monitoring-Netzen (Seismik, Grundwassermessstellen)
8. Planung Kraftwerksbau/Übertageeinrichtungen, Genehmigungsablauf
9. Bohrplatz (Genehmigung, ggf. Umweltverträglichkeitsprüfung, Einrichtung)
10. Businessplan

IV. Stufe: Erste Erschließungsphase

1. Planungsarbeiten für Durchführung der Bohrung, Auflagen der Genehmigungsbehörden (Bergrecht, Wasserrecht, Umweltschutz)
2. Planung von Untersuchungen während des Abteufens, Einholung notwendiger Genehmigungen
3. Planung von ggf. notwendigen Ertüchtigungsmaßnahmen und der erforderlichen Genehmigungen
4. Umweltverträglichkeitsprüfung für Bohrphase und Tests
5. Bürgerbeteiligung, Öffentlichkeitsarbeit
6. Alternativnutzung oder ggf. erforderliche Verfüllung planerisch berücksichtigen
7. Durchführung Bohrung einschließlich der geplanten Untersuchungen inkl. genehmigungsrechtlicher Vorgaben; Auswertungen der Untersuchungen, Prüfung auf Eignung, Alternativen
8. Erforderlichenfalls Ertüchtigungsmaßnahmen, Genehmigungen, Prüfung auf Eignung
9. Justierung hydrogeologisches Untergrundmodell, hydrochemische Berechnungen (Scaling, Korrosion), Verifikation von Vermeidungsstrategien für Scaling/Korrosion (Materialeinsatz), seismologisches Monitoring mit Modellierung
10. Beurteilung der Fündigkeit, weiteres Vorgehen

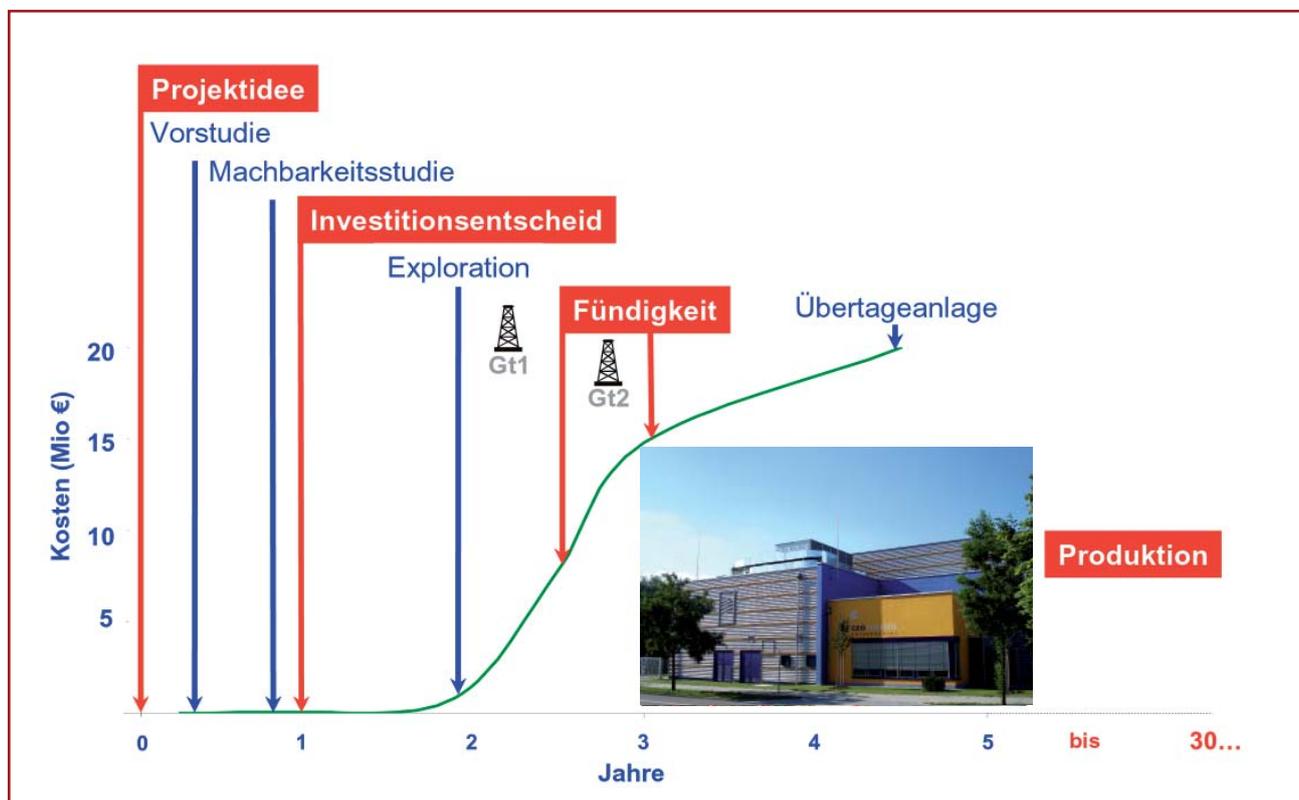


Abb. 10: Etappen eines Geothermieprojekts: Zeitlicher Ablauf im Vergleich zu den benötigten Investitionen (grüne Kurve); die Höhe der Investitionen kann je nach Projekt stark schwanken (Foto: Geothermieanlage Unterhaching, © Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG).

V. Stufe: Zweite Erschließungsphase

1. Zweite (und ggf. weitere) Bohrung(en), Vorgehensweise in Anlehnung an IV. Stufe
2. Beurteilung der Fündigkeit der Bohrungen
3. Verifikation von Projektzielen und der Einbindungsmöglichkeiten in das lokale Wärme- bzw. Energiekonzept
4. Umweltverträglichkeitsprüfung, Träger öffentlicher Belange
5. Übertageanlagen
6. Berechnung hydraulischer und geothermischer Reichweite, Beantragung Bewilligungsfeld
7. Probetrieb inkl. Monitoring, Hauptbetriebsplan
8. Dauerbetrieb inkl. Monitoring, Abschlussbetriebsplan

3.2 Hydrothermale Systeme mit niedriger Enthalpie: Störungen

In der Nutzung von Störungszonen (Abb. 11) als geothermisches Reservoir besteht derzeit noch wenig Erfahrung. Ihnen wird ein großes Potential zugerechnet (JUNG et al. 2002), weil sie natürliche Wasserwegsamkeiten darstellen können, die in große Tiefen reichen. Störungszonen können auch Aquifere in unterschiedlichen Tiefenlagen miteinander verbinden. Abhängig vom Störungstyp, d. h. der Entstehung der Störung, den rezenten Spannungsverhältnissen, aber auch den geochemischen Prozessen, können diese Strukturen sehr gut bis nicht durchlässig sein.



Die Wahrscheinlichkeit, dass Klüfte, Kluftsysteme oder Störungen Fluide führen, wird derzeit bei geologisch jungen Strukturen höher eingestuft als bei älteren Strukturen, welche häufiger durch Ausfällungen wieder verheilt sind.

Die technische Realisierung für eine energetische Nutzung ist meistens aufwändig und sehr stark von den geologischen Verhältnissen abhängig. Bei den natürlichen Thermalwasseraustritten, die über Bohrungen bzw. Brunnen gefasst sind und zu balneologischen Zwecken genutzt werden, handelt es sich zum Teil um Tiefenwasser, die auf solchen Störungszonen bis oder nahe zur Erdoberfläche aufsteigen und dort genutzt werden.

Abb. 11: Beispiel für eine Störungszone im Grundgebirge

3.3 Petrothermale Systeme: EGS-Technik

3.3.1 Grundprinzip

Bei petrothermalen Systemen erfolgt die Gewinnung der geothermischen Energie aus dem tieferen Untergrund unabhängig von Wasser führenden Horizonten. Im Wesentlichen wird die im heißen, gering durchlässigen Gestein (hot dry rock – HDR) gespeicherte Energie genutzt, indem man durch Stimulation einen Wärmetauscher in der Tiefe schafft oder erweitert. Zu Beginn der Entwicklung wurden für geothermische Energiesysteme dieser Art verschiedene Begriffe eingeführt. Neben dem klassischen Begriff HDR werden manchmal auch noch die Begriffe Deep Heat Mining, Hot Wet Rock, Hot Fractured Rock oder Stimulated Geothermal System verwendet. Am gebräuchlichsten ist jedoch heute die Bezeichnung Enhanced Geothermal Systems (EGS), wobei diese Benennung auch stimulierte hydrothermale Systeme beinhaltet. Im Folgenden wird das EGS-Verfahren für Hochtemperatur-Nutzungen mit Temperaturen von mehr als 150–200 °C sowie Tiefen von mehr als 3.000 m beschrieben (Abb. 12). Zielhorizont ist meistens das kristalline Grundgebirge, seltener dichte Sedimentgesteine. Entscheidend und Voraussetzung für den Einsatz von Stimulationsmaßnahmen sind wirtschaftliche Aspekte und die technischen Erfolgsaussichten dieser Maßnahmen. Die EGS-Technik ist noch weitgehend Gegenstand der Forschung, aber bereits in ersten Pilotprojekten angewandt worden.

Nach derzeitigem Kenntnisstand sind kristalline Gesteine der oberen Erdkruste häufig geklüftet. Die Klüfte sind zum Teil geöffnet, mit hoch mineralisiertem Wasser gefüllt und miteinander durch ein Kluftnetz verbunden, so dass grundsätzlich eine Wasserzirkulation möglich ist. Das kristalline Grundgebirge verhält sich also wie ein Aquifer mit (sehr) geringen Durchlässigkeiten. Nach Abteufen einer Bohrung wird durch das Einpressen von Wasser das natürlich vorhandene Kluftsystem geweitet oder neue Klüfte (Risse) geschaffen; das Gebirge wird sozusagen „stimuliert“.

Die **Stimulation** führt zur Erhöhung der natürlichen Permeabilität, verbessert die Wasserwegsamkeiten und ermöglicht höhere Schüttungsraten. Um die notwendigen Durchflussraten und Temperaturen dauerhaft zu erzielen, muss das Riss-System eine Mindestgröße für die Wärmeaustauschfläche aufweisen. Mit der zweiten Bohrung wird der stimulierte Bereich durchteuft. Durch diesen „Wärmetauscher“ oder „Durchlauferhitzer“ schickt man Oberflächenwasser über Injektions- und Förderbohrungen, um die Gebirgswärme aufzunehmen. Bei diesem System ist somit Wasser der Wärmeträger, das Gebirge die Wärmequelle.

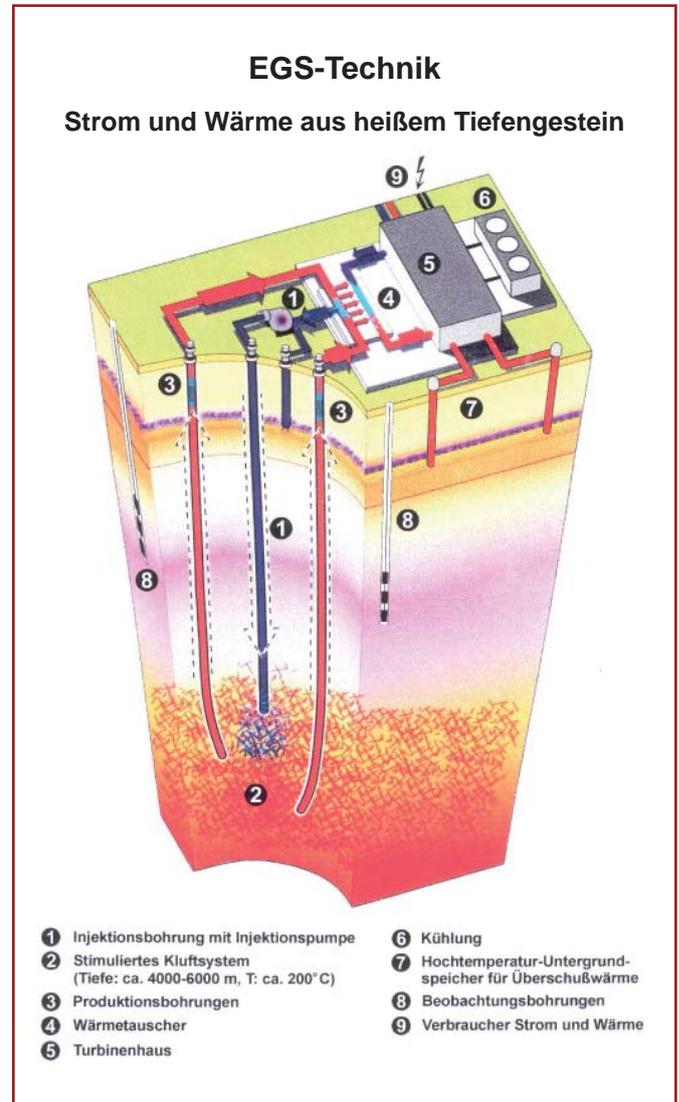
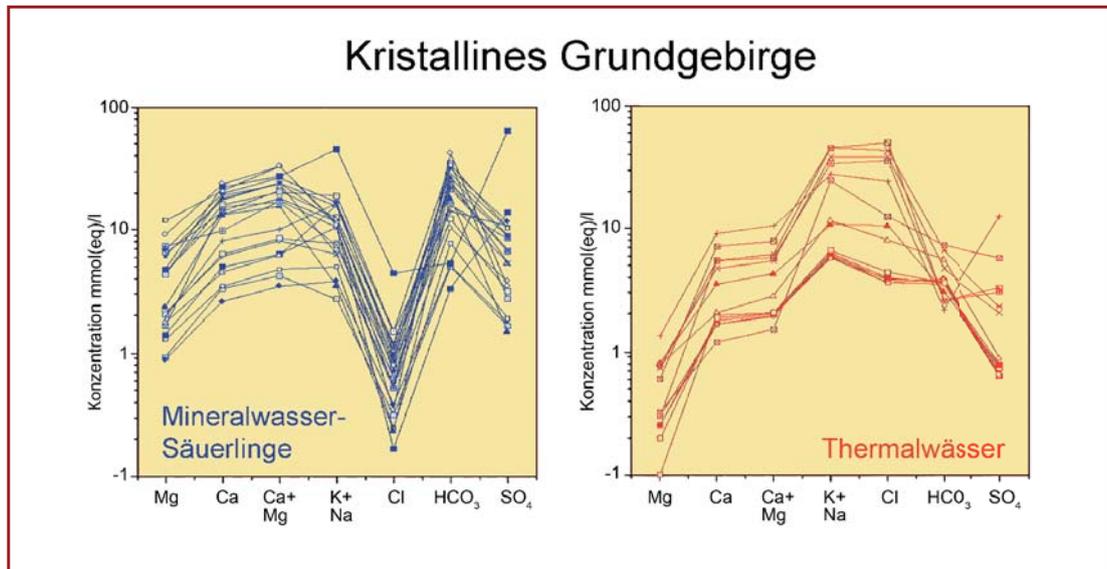


Abb. 12: Schema für ein Enhanced Geothermal System (EGS) (www.geothermie.de)

Das Wasser in den erforderlichen Tiefen hat einen relativ hohen **Gesamtlösungsinhalt** von teilweise einigen 10 g/l und weist meistens erhöhte Gaskonzentrationen auf (Abb. 13). Die Tiefenwässer sind in der Regel an der Erdoberfläche bezüglich bestimmter Minerale übersättigt und verursachen daher Ausfällungen. Zur Vermeidung muss die Wasserzirkulation in einem geschlossenen System mit Überdruck erfolgen. Manche Tiefenwässer neigen zu Barytübersättigung bei Abkühlung. Bei speziellen Mineralisierungen des Tiefengesteins kommt es in Einzelfällen zu Ausfällungen, die radioaktive Stoffe enthalten können; hiervon betroffen sind oft die Wärmetauscher und Förderpumpen. Daher müssen das Förderwasser und die Ausfällungen kontinuierlich untersucht werden.

Abb. 13: Hydrochemische Eigenschaften von Tiefenwässern im kristallinen Grundgebirge (Schoeller-Diagramm): aufgetragen sind die Konzentrationen für verschiedene Inhaltsstoffe (nach BUCHER & STÖBER 2010).



3.3.2 Voraussetzungen

Für ein EGS-Vorhaben ist zunächst die **Temperatur** und damit die Bohrtiefe entscheidend; angestrebt werden Temperaturen im Bereich von 200 °C. Standorte mit erhöhten Temperaturgradienten sind dabei aus Kostengründen von besonderem Interesse. Als weiteres Auswahlkriterium ist die **Standfestigkeit** des Gebirges zu nennen. Sehr stark gestörte Bereiche sollten im Gebiet der geplanten Stimulationsstrecken und Zirkulationsbereiche gemieden werden. Des Weiteren sollten die **Wasserverluste** möglichst gering bzw. kontrollierbar sein und weniger als 10 % betragen.



Abb. 14: Seismische Vorerkundung



Abb. 15:
Pumpenanlage
beim Frac-Test

Unter der Voraussetzung, dass im Wesentlichen nur das vorhandene Kluftnetzwerk ausgenutzt werden kann, sollte die natürliche **Kluftdichte** des Gebirges mittel bis hoch sein. Vollständige Mylonitisierungen, d. h. ein Zerschneiden des Gesteins bis in kleinste Kornfraktionen, sind unerwünscht. Das natürlich vorhandene Kluftsystem sollte relativ gleichmäßig verteilt sein, um bei den Stimulationen unter dem vorgegebenen Stressfeld eine optimale Größe für die **Wärmeaustauschflächen** zu erhalten. RYBACH (2004) fordert beispielsweise eine Mindestgröße für die Wärmeaustauschfläche von mehr als 2 km^2 . Da **granitische Gesteinsverbände** im Allgemeinen wesentlich rigider auf eine tektonische Beanspruchung reagieren als **metamorphe Gebirge**, sind sie häufig intensiver geklüftet und daher durchlässiger (STOBER 1995).

Der Stimulationsbereich bzw. das Reservoir dürfte sich in Richtung der maximalen horizontalen Hauptspannung des **natürlichen Stressfeldes** ausbilden. Erfahrungen bei EGS-Projekten haben gezeigt, dass sich durch die Stimulation in der Regel entsprechend dem vorherrschenden Stressfeld ein steil stehendes, ellipsoidförmiges Reservoir ausbildet. Die **Reservoirgröße** sollte nach RYBACH (2004) mindestens $0,2 \text{ km}^3$ betragen. Daraus ergibt sich ein untertägiger Abstand bei einem Zwei-Bohrloch-System von etwa 1.000 m bei einer Länge des unverrohrten Bohrlochabschnittes (Open-Hole) von etwa 300 m.

Bei den Stimulationsmaßnahmen sollte eine ausreichend große **Durchlässigkeit** generiert werden. Zu hohe Durchlässigkeit birgt die Gefahr **hydraulischer Kurzschlüsse** und somit unzureichender Wärmeübertragung. Um dieser Gefahr vorzubeugen und um eine extreme Stimulation singulärer Klüfte zu vermeiden, empfiehlt es sich, die dafür notwendigen Injektionsversuche, falls technisch machbar, abschnittsweise (mit Einsatz von Packern) durchzuführen. Nach derzeitigem Kenntnisstand liegt die Reichweite einer Stimulationsmaßnahme bei mehreren Hundert Metern.

3.3.3 Vorerkundungen

Im Zuge von Erkundungsmaßnahmen wird zunächst die gegebenenfalls existierende **Prospektionsseismik** der Erdöl-/Erdgasindustrie geologisch zu interpretieren sein (eventuell Reprocessing). Das Ziel sollte in einer genauen Beschreibung der geologischen Verhältnisse, inklusive der Mächtigkeit einzelner Horizonte und der Aufnahme von Störungen liegen. Auf der Basis dieser Ergebnisse ist über die Notwendigkeit weiterer seismischer Untersuchungen zu befinden. Die Erkundung des Verlaufs von Störungen im kristallinen Grundgebirge ist generell wesentlich schwieriger als in Sedimentgesteinen, aber möglich wie LÜSCHEN et al. (2015) nachgewiesen haben. Die Interpretation seismischer Profile wird auch durch die Möglichkeit einer Extrapolation des Verlaufs von Störungen durch die Sedimente ins kristalline Grundgebirge hinein erleichtert.

Bereits vor dem Abteufen einer ersten Bohrung sind ein geophysikalisches Monitoring der Seismizität sowie ein Monitoring des oberflächennahen Grundwassers (Güte, Wasserstände) vorzusehen. Beides sollte über die gesamte Erschließungsphase bis in den Dauerbetrieb hinein betrieben werden.

Im Rahmen der Vorerkundung ist das Abteufen einer **Erkundungsbohrung** ins kristalline Grundgebirge (bzw. in das zu stimulierende Gestein) wünschenswert. Diese Bohrung lässt sich später u. a. zur Aufzeichnung seismischer Signale bei den Stimulationsversuchen in den EGS-Tiefbohrungen verwenden. In der Erkundungsbohrung sollten für das kristalline Grundgebirge hydraulische Versuche vorgesehen werden, um sowohl Aussagen zur natürlichen Durchlässigkeit und zum Speichervermögen des Untergrundes vor der Stimulation als auch zu den hydrochemischen Eigenschaften der Wässer inklusive deren Gasgehalte zu erhalten. Dadurch kann bspw. rechtzeitig

die Problematik potentieller Ausfällungen oder Korrosion behandelt werden. In der Regel wird wegen der hohen Kosten die erste Bohrung aber gleich als spätere **Produktionsbohrung** abgeteuft, in der die Stimulationsmaßnahmen durchgeführt werden. Grundsätzlich sind die Bohrungen und Stimulationsarbeiten durch geophysikalische Bohrlochmessverfahren zu begleiten.

Bei EGS-Projekten wird nach Abteufen der ersten Bohrung durch das Einpressen von Wasser das natürlich vorhandene wasserwegsame Kluftsystem erweitert und gleichzeitig die Spannung des Gebirges erhöht. Diese Stimulationen verursachen in der Regel mikroseismische Ereignisse, die sog. **induzierte Seismizität**, die auch an der Oberfläche spürbar sein kann. Anzahl und Größe dieser Ereignisse (Abb. 16) hängen von der Beschaffenheit des geologischen Untergrundes, den tektonischen Spannungen, Injektionsdrücken, Injektionsvolumina, Injektionsfließraten und auch von der Größe des stimulierten Riss-Systems ab. Deshalb sollte bei der Planung das bestehende Gebirgsspannungssystem erkundet und der zuständige Erdbebendienst mit einbezogen werden.

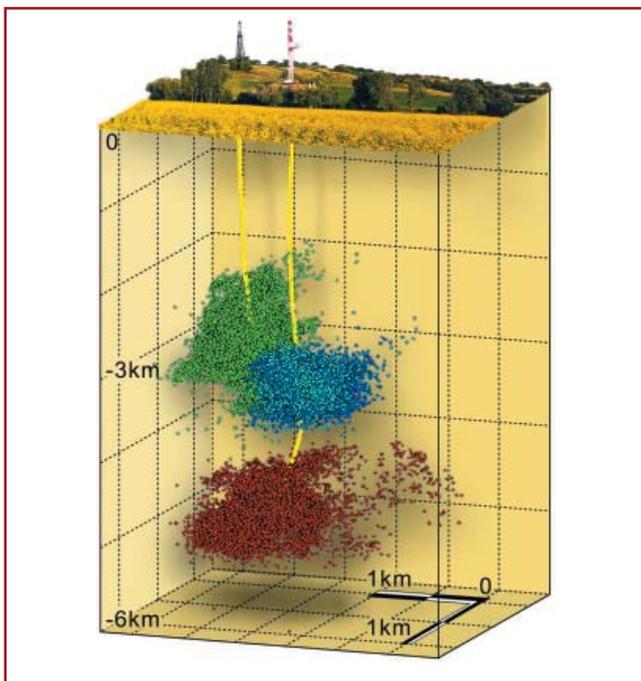


Abb. 16: Hydraulische Stimulation in den Tiefbohrungen des EGS-Projektes Soultz-sous-Forêts (Frankreich) (WEIDLER et al. 2002): Jeder Punkt kennzeichnet ein mikroseismisches Ereignis, verursacht durch das Einpressen von Wasser; die Punkt- wolken zeigen die künstlich erzeugten „Wärmetauscher“-Flächen.

3.3.4 Langzeitverhalten

Die weltweit erste Stromproduktionsanlage, die nach dem EGS-Prinzip arbeitet, nahm im Sommer 2008 in Soultz-sous-Forêts (Elsass) ihren Probetrieb auf. 2015 wurden die überbügigen technischen Installationen für den Dauerbetrieb neu errichtet.

Über das Langzeitverhalten der Klüfte und der Gesteinsmatrix liegen aufgrund der relativ kurzen Betriebszeiten kaum praktische Erfahrungen vor. Möglicherweise dichten sich die stimulierten bzw. neu generierten Klufflächen gegenüber der Gesteinsmatrix während langer Injektions- und Zirkulationszeiten ab. Es ist mit Alterationsreaktionen (Wasser-Gesteins-Wechselwirkungen) oder der Bildung von Sekundärmineralen zu rechnen. Diese können durch Ausfällung die Porosität reduzieren oder durch Lösung und Abtransport die Permeabilität erhöhen. Um die Mechanismen von EGS besser zu verstehen, sind weitere Vorhaben dieser Art weltweit notwendig.



Abb. 17: EGS-Anlage Soultz-sous-Forêts (Quelle: Groupement Européen d'Intérêt Économique (GEIE) „Exploitation minière de la Chaleur“)

3.3.5 Projektierung von EGS-Anlagen

Für die Projektierung von EGS-Anlagen sind folgende Kenntnisse wichtig:

Verbreitung und Tiefenlage des Grundgebirges (bzw. von gering permeablen Gesteinsformationen)

Zur Bewertung von Standorten werden die Verbreitung des kristallinen Grundgebirges und seine Tiefenlage benötigt. Für eine Kartierung der Tiefenlage sind Daten aus Tiefbohrungen und seismischen Profilen erforderlich, wobei die Oberfläche des kristallinen Grundgebirges als Reflexionshorizont manchmal nicht erkennbar ist. Zudem gibt es wenige Tiefbohrungen, die bis in das Grundgebirge hineinreichen, so dass es wenig Informationen über die **Gesteinsart** und die hydrogeologischen sowie petrophysikalischen Eigenschaften gibt. Für die einzusetzende Bohrtechnik und die spätere Stimulation sind Kenntnisse der petrographischen Merkmale des Gesteins (u. a. mineralogische Zusammensetzung und Gefüge) wichtig. Granitische Gesteinsverbände reagieren im Allgemeinen wesentlich rigider auf eine tektonische Beanspruchung als metamorphe Gesteine. Aussagen zur Standfestigkeit des Gebirges sowie über Verlauf und Art von Störungen sind ebenfalls bedeutsam, da die geplanten Stimulationsstrecken der Injektionsbohrungen und die Zirkulationsbereiche in einem ausreichenden Abstand zu größeren Verwerfungen platziert werden müssen.

Temperatur, Temperaturprognose

Ein wichtiger Parameter ist die Temperatur. Gemessene Temperaturen aus großen Tiefen sind selten, weshalb man meist auf die Extrapolation gemessener Temperaturen aus der Umgebung und geringerer Tiefe angewiesen ist. Unter der Annahme eines dichten, nicht wasserdurchströmten Gesteins kann aus dem konstanten, vertikalen Wärmestrom eine Temperaturextrapolation in die Tiefe vorgenommen werden, bei der nur die Wärmeleitfähigkeit des Gesteins berücksichtigt wird. Für größere Tiefen muss zusätzlich die Wärmeproduktion des Gesteins berücksichtigt werden (vgl. Abschnitt 4.1).

Thermophysikalische Gesteinseigenschaften

Insbesondere zur Abschätzung des Abstandes zwischen den Injektions- und Förderbohrungen, zur Ermittlung der thermischen Reichweite und zur Prognose der Lebensdauer der Anlage und Alterung des Systems ist die Kenntnis der Wärmeleitfähigkeit, Dichte, spezifischen Wärmekapazität und Wärmeproduktionsrate wichtig.

Hydraulische Eigenschaften, Trennflächensystem

Entscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg einer EGS-Anlage ist die Schüttung, die im Wesentlichen abhängig ist von den hydraulischen Eigenschaften des natürlich vorhandenen Kluftsystems sowie dem später künstlich erweiterten bzw. erzeugten Riss-System. Wesentlichen Einfluss auf den Erfolg der Stimulationsmaßnahme haben Injektionsmenge und -rate, Injektionsdruck bzw. Druckgradient sowie die hydrochemischen Eigenschaften des Injektionsfluids. Um die für die Energiegewinnung notwendigen Durchflussraten im Kluftsystem zu erzielen, ist es vorteilhaft, wenn eine natürliche Durchlässigkeit des Gesteinskörpers bereits vorhanden ist. Der Gesteinskörper muss eine Mindestgröße haben, um ein ausreichend großes Wärmetauschersystem zu betreiben. Genauere Aussagen können meist erst nach dem Abteufen einer Bohrung gemacht werden.

Formationsdruck

Für das Abteufen der Bohrung und die später vorgesehenen hydraulischen Maßnahmen im Nutzbereich ist die Kenntnis hydrostatischer und lithostatischer Drücke im Untergrund von wesentlicher Bedeutung.

Tektonische Spannungen

Die in-situ-Spannung im Gestein (Bohrloch-Elongationen, Bohrlochrandausbrüche) und der natürlich vorhandene initiale Porendruck der Gesteinsformation (initial formation pore pressure) sollten vor dem Beginn der fortlaufenden hydraulischen Stimulationen gemessen werden, da diese sowohl für die Beurteilung der erfolgten Stimulation als auch für die Beurteilung der Seismizität bedeutsam sind.

Übertägiger Raumbedarf, Größe des Wärmetauschers

Die Landepunkte der Bohrungen sollten sich am natürlichen Stressfeld orientieren, da sich der Stimulationsbereich, das Reservoir, in die Richtung des Stressfeldes ausbilden dürfte. Sollten für das EGS-Projekt ausschließlich Vertikalbohrungen verwendet werden, so ist dies für den oberirdischen Abstand der einzelnen Bohrungen von mehreren 100 m voneinander zu berücksichtigen. Probleme, die durch eine Expansion der Verrohrung bei Geothermiebohrungen entstehen, sind bei Vertikalbohrungen einfacher zu handhaben. Derzeit werden jedoch zumeist abgelenkte Bohrungen bis hin zu Horizontalbohrungen vorgesehen.

Eigenschaften des Formationsfluids

Das Wasser im kristallinen Grundgebirge ist hochsalinar. Der Gesamtlösungsinhalt liegt bei einigen 10er bis 100er g/l. Die Hauptinhaltsstoffe sind Natrium, Calcium und Chlorid (Abb. 13). Häufig ist auch der Anteil von „Spurenhaltstoffen“ größer, d. h. erhöhte Schwermetallgehalte sind möglich; zudem ist mit erhöhten Gasgehalten zu rechnen (BUCHER & STÖBER 2010). Um die Fällungs- und Lösungsprozesse im Zirkulationsbetrieb technisch zu beherrschen, müssen die hydrochemischen Eigenschaften des Formationsfluids für den Bau der übertägigen Anlage bekannt sein (Abschnitt 4.3).

Seismologische Überwachung

Bereits vor der ersten Bohrung sollten die seismischen Aktivitäten kontinuierlich gemessen werden. Diese Messungen sind während des Abteufens, der Stimulation und des Betriebes fortzuführen und durch Bodenbewegungsmessungen zu ergänzen (Monitoring). Die Anforderungen an ein derartiges Monitoring finden sich in entsprechenden Empfehlungen (BAISCH et al. 2012). In seismisch aktiven Regionen sollten vorab bereits Größe und Richtung der Hauptspannungen bestimmt werden. Unter Umständen können die seismischen Ereignisse an der Erdoberfläche gespürt werden. Die DIN 4150 geht davon aus, dass eine Gefahr für Wohngebäude nur dann besteht, wenn die Spürbarkeitsschwelle um etwa das 10-Fache überschritten wird, d. h. wenn die Bodengeschwindigkeit über 5 mm/s liegt. Das Auftreten von induzierter Seismizität wird in Fachkreisen grundsätzlich als beurteilbar, prognostizierbar und zum Teil als beeinflussbar angesehen.

Die Gefahr, durch hydraulische und chemische Stimulationsmaßnahmen der tiefen Geothermie Schäden an der Umwelt, an Gebäuden oder an der Infrastruktur hervorzurufen, wurde in einer Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (PLENEFISCH et al. 2015) vor dem Hintergrund der in Deutschland geltenden Vorschriften und Regelwerke als äußerst gering eingestuft.

3.4 Petrothermale Systeme: Tiefe Erdwärmesonde

Tiefe Erdwärmesonden sind vertikale geschlossene Wärmetauscher, installiert in Bohrungen von mehr als 400 m Tiefe. Sie verwenden eine den flachen Erdwärmesonden vergleichbare Technik. In einer tiefen Erdwärmesonde zirkuliert ein Wärmeträgermedium in einem geschlossenen System meist in Tiefen von 800 m bis 3.000 m (Abb. 18).

Durch die Wärmeleitung aus dem Gestein über die Verrohrung und das Hinterfüllmaterial der Sonde erfolgt die Wärmeübertragung auf das in der Sonde zirkulierende Fluid. Im Ringraum eines Doppelrohrsystems (Koaxialrohr) wird das kalte Fluid mengengeregelt nach unten geleitet. Bei seiner langsamen Bewegung (5 - 65 m/min) erwärmt es sich und steigt aufgeheizt im isolierten Innenrohr nach oben (Abb. 18). Vom Sondenkopf gelangt das warme Fluid in die oberirdische Nutzungsanlage, wo es auf ca. 15 °C ausgekühlt und mit einer Sondenkreispumpe wieder in den Ringraum zurückgeführt wird. Als Fluid wird häufig Ammoniak eingesetzt. Durch den Wärmeentzug kühlt sich das Umgebungsgestein ab; es entsteht ein horizontaler Temperaturgradient, der das Nachfließen von Wärme aus der weiteren Umgebung zur Folge hat.

Tiefe Erdwärmesonden sind nicht auf gut durchlässige Grundwasserleiter angewiesen und können daher theoretisch nahezu überall installiert werden. Da tiefe Erdwärmesonden einen geschlossenen Kreislauf besitzen, erfolgt kein Eingriff in Stoffgleichgewichte des Gebirges. Lösungs- oder Fällungsreaktionen, wie sie bei hydrothermalen Systemen oder bei EGS-Systemen auftreten können, sind ausgeschlossen.

Die nutzbare Energiemenge einer tiefen Erdwärmesonde hängt in erster Linie von der Temperatur des Untergrundes ab; besonders geeignet sind daher positive Temperaturanomalien. Weitere wichtige Parameter sind die Wärmeleitfähigkeit und der Temperaturgradient. Die nutzbare Energiemenge hängt neben der Betriebsdauer zusätzlich von der Bauart der Sonde und der Steigleitung ab, somit auch von den thermischen Eigenschaften der Ausbaumaterialien der Sonde. Lange und großkalibrige Sonden besitzen eine größere Wärmeaustauschfläche.

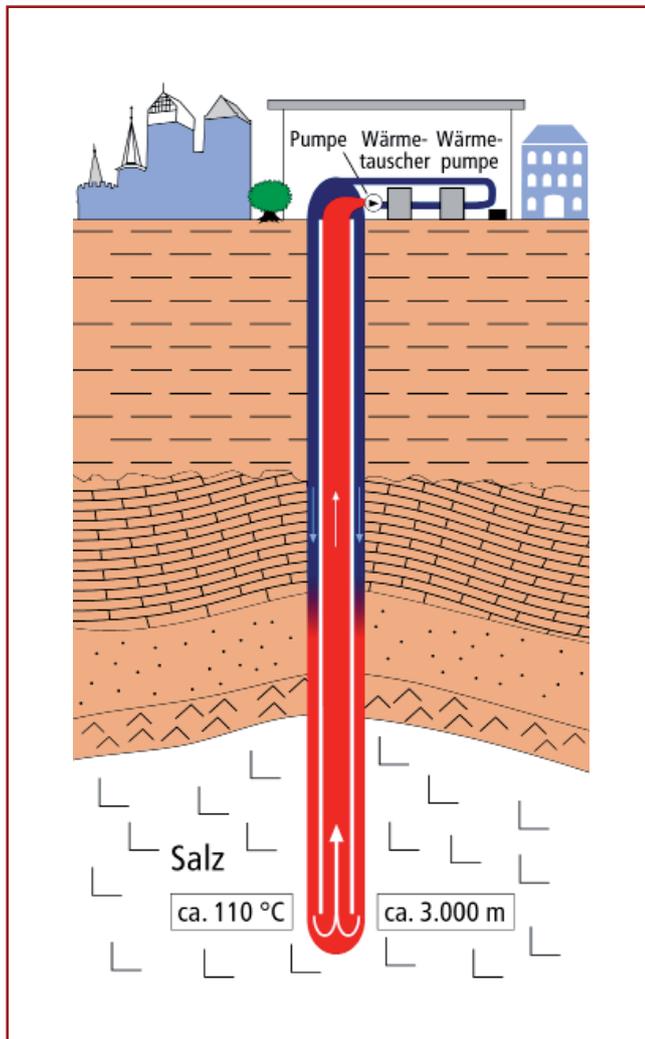


Abb. 18: Geothermische Anlage der Stadtwerke Prenzlau: Beispiel für eine tiefe Erdwärmesonde

Tiefe Erdwärmesonden werden zur Wärmeengewinnung eingesetzt, bei Projekten, in denen auf eine vom Standort unabhängige Wärmeversorgung mittleren Temperaturniveaus (bis ca. 60 °C Vorlauf-temperatur) Wert gelegt wird.

Die Leistung von Erdwärmesonden beträgt in der Regel wenige hundert kW_{th} und ist somit wesentlich geringer als bei offenen Systemen. Dies liegt daran, dass die Wärmeübertragungsfläche mit dem Gebirge gering ist, da sie nur der Mantelfläche der Bohrung entspricht. Im Gegensatz zu den offenen Systemen ist ein Fündigkeitsrisiko bei geschlossenen Tiefensonden nicht gegeben.

Wegen der erforderlichen Bohrtiefen stellen die Bohrkosten einen wesentlichen Kostenfaktor dar. Auch wenn ihre Effizienz weniger von den geologischen Untergrundverhältnissen abhängt, als es z. B. bei hydrothermalen Systemen der Fall ist, erfordert die Planung und Risikominimierung eine möglichst exakte Vorhersage der geologischen Verhältnisse. Tiefe Erdwärmesonden bieten sich wegen der hohen Investitionskosten insbesondere dort an, wo eine nicht genutzte Tiefbohrung bereits vorhanden ist, z. B. als Nachnutzung von alten KW-Bohrungen oder nicht fündigen Geothermiebohrungen.

Für die Planung einer Tiefensonde sind Kenntnisse über folgende Parameter notwendig:

- Zieltiefe
- Teufenabhängige Untergrundtemperatur
- Lithologische Ausbildung, Mächtigkeit der Gesteinseinheiten
- Wasserführung
- Strukturgeologie, insbesondere Störungen
- Wärmeleitfähigkeiten der Gesteine
- Wärmekapazitäten der Gesteine

3.5 Tunnel, Kavernen, Bergwerke

Liegt eine hohe Schüttung warmer Tunnel- und Grubenwässer (bis zu einigen 100 l/s) vor, können diese energetisch genutzt werden. Nutzbare Tunnel- und Grubenwässer weisen häufig Temperaturen von 12–24 °C auf. Mit einer Wärmepumpe kann die Temperatur dieser Wässer auf ein nutzbares Niveau angehoben werden. Wässer mit deutlich höherer Temperatur können gegebenenfalls unmittelbar genutzt werden. In die Analyse der Wirtschaftlichkeit innerhalb der energetischen Gesamtbetrachtung müssen gegebenenfalls die erforderlichen Kosten für die Nah- oder Fernwärmeleitungen mit einkalkuliert werden. Ähnliche Überlegungen gelten auch für Wässer aus aufgegebenen Bergwerken, z. B. im Ruhrgebiet, wo eine Wasserhaltung notwendig ist.

Die Gesamtwärmeleistung der gegenwärtig in der Schweiz genutzten Tunnelwässer liegt insgesamt bei etwa 4 MW_{th}. Zwei Tunnelwasseranlagen werden im Sommer auch zur Kühlung verwendet. Auch für den neuen Gotthard-Basis-Tunnel ist eine Tunnelwassernutzung vorgesehen. Die Investitionskosten für die Wärmeverteilung wachsen mit der Distanz zwischen Quelle und Verbraucher.

4 Für geothermische Nutzungen relevante Kenngrößen

Für die einzelnen Nutzungssysteme der tiefen Geothermie sind unterschiedliche Parameter von Bedeutung. So sind beispielsweise hydrothermale Nutzungen stärker auf die natürlichen hydraulischen Eigenschaften des Untergrundes angewiesen als petrothermale Systeme wie z. B. tiefe Erdwärmesonden oder EGS-Systeme. Thermophysikalische Gesteinseigenschaften hingegen sind für tiefe Erdwärmesonden von großer Bedeutung, besitzen jedoch für hydrothermale Systeme eine untergeordnete Bedeutung. Auch ist die Kenntnis der Fluideigenschaften gerade im Hinblick auf Korrosion, Ausfällungen u. ä. unverzichtbar, während tiefe Erdwärmesonden davon weitgehend unberührt bleiben. Nachstehende Tabelle gibt einen Überblick über die für die einzelnen Systeme relevanten natürlichen Parameter.

Eigenschaft	Hydrothermale Nutzung	Petrothermale Nutzung		Definition
	Aquifere	EGS	Erdwärmesonde	Abschnitt-Nr.
thermophysikalische Gesteinseigenschaften				
Wärmeleitfähigkeit	3	2	1	4.1.3
Gesteinsdichte	3	2	1	4.1.4
Wärmekapazität	3	2	1	4.1.5
Temperatur	1	1	1	4.1.1
Wärmestromdichte	2	2	2	4.1.2
hydraulische Parameter				
Permeabilität / Durchlässigkeit	1	2	3	4.2.2
Transmissivität / Transmissibilität	1	3	3	4.2.3
Porosität	1	3	3	4.2.4
Speicherkoeffizient	2	3	–	4.2.5
Produktivitätsindex	1	3	–	4.2.6
hydraulische Tests	1	1	–	5.1
Fluideigenschaften				
Dichte, Viskosität, Kompressibilität	1	2	–	4.3.1/2/3
pH, E_H , Temperatur	1	1	3	4.3.4/5
Gesamtkonzentration (TDS)	1	1	3	4.3.7
Anionen - Kationen	1	1	3	4.3.7
Undissoziierte Stoffe	1	1	–	4.3.7
Gase	1	1	2	4.3.8
geologische Eigenschaften				
Störungen, Spannungsfeld	2	1	3	3.3.5
Petrographie / Gesteinsart	1	1	2	3.3.5
Geometrie des Aquifers / Wärmeaustauschfläche	1	1	–	3.1.3/3.3.5

1 = sehr wichtig
2 = relevant

3 = geringe Bedeutung
– = keine Bedeutung

Tab. 1: Übersicht über die physikalisch relevanten Parameter für die einzelnen geothermischen Nutzungssysteme

4.1 Thermophysikalische Parameter

Die konduktive Wärmeleitung wird durch die Fourier-Gleichung beschrieben (Abschnitt 2.2):

$$q = \lambda \cdot \text{grad } T \quad (8a)$$

mit der Wärmestromdichte q [W m^{-2}] (vgl. Abschnitt 4.1.2), der Wärmeleitfähigkeit λ [$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$] (vgl. Abschnitt 4.1.3) und dem Temperaturgradienten $\text{grad } T$ [K m^{-1}] (vgl. Abschnitt 4.1.1). Da der Wärmestrom in der Erdkruste in der Regel vertikal nach oben orientiert ist, kann die Fourier-Gleichung in der 1D-Formulierung angesetzt werden:

$$q = \lambda \cdot \frac{dT}{dz} \quad (8b)$$

Unter der Annahme, dass zwischen den Messpunkten Erdoberfläche und Tiefe z keine Wärmequellen vorhanden sind, kann Gleichung (8b) umformuliert werden:

$$T(z) = T_0 + q \cdot \frac{z}{\lambda} \quad (8c)$$

wobei T_0 die mittlere Temperatur an der Erdoberfläche ist. Bei vorhandenen Wärmequellen gilt:

$$T(z) = T_0 + q \cdot \frac{z}{\lambda} - \frac{1}{2} \cdot H \cdot \frac{z^2}{\lambda} \quad (8d)$$

mit der spezifischen volumetrischen Wärmeproduktion H [W m^{-3}].

4.1.1 Temperatur T , Temperaturgradient grad T (temperature, temperature gradient)

Maßeinheit: °C für T ; K für Temperaturdifferenz; K m⁻¹ für grad T

Definition: Der Temperaturgradient ist die Temperaturzunahme pro Teufenabschnitt.

Bestimmung: In-situ-Messungen in Bohrungen

Methoden: Korrekturverfahren zur Ermittlung von ungestörten Gesteinstemperaturen (z. B. aus BHT-Werten; BHT = Bottom Hole Temperature)

Sekundäre Parameter für Korrekturverfahren:

- Bohrlochdurchmesser [m]
- Stillstandszeit [h]
- Temperaturleitfähigkeit α des Gesteins [m² s⁻¹], ein Parameter, der direkt proportional zur Wärmeleitfähigkeit λ [W m⁻¹ K⁻¹] ist: $\alpha = \lambda / (\rho c_p)$

Wertebereich: In Deutschland liegt der Temperaturgradient im Mittel bei 30 K km⁻¹. Die mittlere Temperatur T_0 an der Erdoberfläche in Deutschland beträgt 8,2 °C (niedrigster Wert an der Zugspitze = -4,8 °C). Die höchste Temperatur T_z in einer deutschen Bohrung wurde mit 253 °C in 9063 m Tiefe (KTB Oberpfalz) ermittelt.

Innerhalb des Fachinformationssystems (FIS) „Geophysik“ (<http://www.fis-geophysik.de>) des Leibniz-Institutes für Angewandte Geophysik steht eine Datenbank mit der Möglichkeit der Berechnung von Untergrundtemperaturen zur Verfügung, die Temperaturinformationen aus ca. 11.500 Tiefbohrungen in Deutschland enthält. Es handelt sich dabei um:

- **ungestörte Temperaturlogs:** kontinuierliche Messungen der Temperatur mit der Tiefe.
- **gestörte Temperaturlogs:** kontinuierliche Messungen der Temperatur mit der Tiefe, die durch Bohrvorgang, Zementation oder hydraulische Zirkulation gestört sind.
- **Lagerstättentemperaturen:** Sie liegen aufgrund regelmäßiger, langjähriger Kontrolle von Förderbohrungen als umfangreiche Messwertreihen von bis zu 100 Einzelwerten vor; die Schwankungsbreite dieser Temperaturwerte liegt überwiegend unter 1 K, so dass sie in der Regel zu einem Temperaturmesswert zusammengefasst werden können.
- **Testtemperaturen:** Temperaturmessungen bei Fördertests, Drill-Stem-Tests o. ä.; korrigierte Auslauftemperaturen (vgl. Abschnitt 5.1).
- **Bottom Hole Temperatures (BHT):** BHT-Messungen werden in fast allen Industriebohrungen im Bohrlochtiefsten, unmittelbar nach Einstellen der Bohrarbeiten, ausgeführt und sind durch den Bohrvorgang (Spülungsumlauf) thermisch gestört; eine Korrektur (Extrapolation) dieser BHT-Werte auf ungestörte Temperaturen ist möglich, da im Bohrlochtiefsten der störende Einfluss des Spülungsumlaufs auf das Temperaturfeld am geringsten ist; in Abhängigkeit von der Stillstandszeit nach Bohrende, der Spüldauer (Spülungsumlauf) und der Anzahl der für jede Tiefe zur Verfügung stehenden Temperaturwerte werden unterschiedliche Korrekturverfahren angewendet.
- **Einzelpunktmessungen** aus Bergwerken und Tunneln.

4.1.2 Wärmestromdichte q (heat flow density)

Maßeinheit: W m^{-2}

Definition: Die Wärmestromdichte ist der Wärmestrom aus der Erde pro Einheitsfläche.

Bestimmung: In-situ-Messung der Temperatur in Bohrungen und daraus abgeleitet der Temperaturgradient; Messung der Wärmeleitfähigkeit an Bohrkernen im Labor (ersatzweise Literaturwerte für gleiche Lithologie, vgl. Abschnitt 4.1.3).

Methoden: Temperaturextrapolation in die Tiefe z (vgl. Abschnitt 4.1). Die Extrapolation setzt reine konduktive Wärmeübertragung voraus.

Sekundäre Parameter zur Berechnung:

→ Mittlere Temperatur an der Erdoberfläche T_0

→ Wärmeleitfähigkeit λ

Wertebereich: 30–120 mW m^{-2} . Die mittlere Wärmestromdichte beträgt in Deutschland etwa 65 mW m^{-2} .

4.1.3 Wärmeleitfähigkeit λ (thermal conductivity)

Maßeinheit: $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$

Definition: Die Wärmeleitfähigkeit ist der Quotient aus Wärmestromdichte und dem Temperaturgradienten (vgl. Abschnitt 4.1.1). Die Wärmeleitfähigkeit ist temperatur- und druckabhängig.

Bestimmung: Messung am Bohrkern im Labor

Für die Wärmeleitfähigkeit eines Mediums werden meistens die Werte für Zimmertemperatur angegeben. Durch Kenntnis der Reservoirtemperatur und den Vergleich mit Literaturangaben lassen sich Abschätzungen für tiefe Aquifere treffen. Für die Größe der Wärmeleitfähigkeit ist auch entscheidend, ob die Messungen an trockenen oder feuchten Bohrkernen durchgeführt wurden.

Wertebereich: 1,2–6,5 $\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$

4.1.4 Gesteinsdichte ρ (rock density)

Maßeinheit: kg m^{-3}

Definition: Masse pro Volumen

Bestimmung: Messung am Bohrkern im Labor; bohrlochgeophysikalische Messungen

Wertebereich: 2.000–3.200 kg m^{-3} ; vereinzelt (z. B. bei Eklogiten, deren Entstehung an hohe Drücke gebunden ist) sind höhere Werte möglich.

4.1.5 Wärmekapazität c (heat capacity)

Maßeinheit: $\text{J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ für spezifische Wärmekapazität c , $\text{J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ für volumenbezogene spezifische Wärmekapazität $c \cdot \rho$

Definition: Die spezifische Wärmekapazität ist das Verhältnis der einem Körper zugeführten Wärme zur entsprechenden Temperaturänderung und seinem Gewicht. Sie beschreibt das Vermögen eines Stoffes, Wärme zu speichern und ist temperaturabhängig. Die isobare spezifische Wärmekapazität c_p ist die spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck. Die volumenbezogene spezifische Wärmekapazität ist das Produkt aus spezifischer Wärmekapazität und Dichte.

Bestimmung: Messung am Bohrkern im Labor

Wertebereich: $700\text{--}1.100 \text{ J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ (Mittelwert: $840 \text{ J kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ – mit geringer Schwankungsbreite) für spezifische Wärmekapazität c ; $1,9\text{--}2,5 \cdot 10^6 \text{ J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ (Mittelwert: $2,1 \cdot 10^6 \text{ J m}^{-3} \text{K}^{-1}$ – mit geringer Schwankungsbreite) für volumenbezogene spezifische Wärmekapazität $c \cdot \rho$



Abb. 19: Geothermiebohrung Unterhaching Gt1

4.2 Hydraulische Parameter

Der Massenfluss in einem porösen Medium wird durch das *Darcy-Gesetz* beschrieben:

$$q = k_f \cdot \nabla h \quad (9a)$$

mit der volumetrischen Fließrate pro Einheitsfläche q [m s^{-1}], der hydraulischen Durchlässigkeit (Durchlässigkeitsbeiwert) k_f [m s^{-1}] (vgl. Abschnitt 4.2.2) und dem hydraulischen Potentialgradienten ∇h . In der 1D-Formulierung gilt:

$$q = k_f \cdot \frac{\delta h}{\delta x} = k_f \cdot i \quad (9b)$$

δh ist der Potentialunterschied über die Wegstrecke δx in Fließrichtung und $\delta h/\delta x$ wird als hydraulischer Gradient i bezeichnet. Kennt man den durch den Grundwasserfluss erfassten Querschnitt A , so lässt sich mit

$$Q = k_f \cdot A \cdot \frac{\delta h}{\delta x} = k_f \cdot A \cdot i \quad (9c)$$

der Durchfluss pro Zeiteinheit Q [$\text{m}^3 \text{s}^{-1}$] bestimmen. Das Darcy-Gesetz wird auf fast alle Fließvorgänge in Poren-, Kluft- und Karstgrundwasserleitern angewendet und zur Auswertung hydraulischer Tests in einem oder mehreren Bohrlöchern herangezogen. Es ist aber streng genommen nur gültig im Bereich laminaren (linearen) Fließens.

4.2.1 Hydrostatischer Druck p_g (hydrostatic pressure)

Maßeinheit: bar (1 bar = 10^5 Pa = 0,1 MPa; 1 Pa = 1 N m⁻²)

Definition: Der Druck ist das Verhältnis der Kraft (F) zur Wirkungsfläche (A), auf die die Kraft senkrecht wirkt.

$$p = \frac{F}{A} \quad (10a)$$

Der hydrostatische Druck ist der Druck, der sich innerhalb einer ruhenden Flüssigkeit (in der Regel Wasser) unter dem Einfluss der Erdbeschleunigung g einstellt. Es ist eine statische Größe, die von der Höhe h des Flüssigkeitsspiegels und der Dichte ρ_F über dem Messpunkt abhängt.

$$p_g = h \cdot \rho_F \cdot g \quad (10b)$$

Der absolute hydrostatische Druck (oder der „Druck“) an einem Punkt innerhalb eines Grundwasserkörpers ergibt sich als Summe aus atmosphärischem Druck p_{atm} und dem jeweiligen hydrostatischen Druck p_g :

$$p = p_{atm} + p_g \quad (10c)$$

Bestimmung: Messung im Bohrloch mittels Drucksonde; 1 m Wassersäule (m WS) = 0,9807 kPa \approx 0,1 bar

4.2.2 Permeabilität K , Durchlässigkeitsbeiwert k_f (permeability, hydraulic conductivity)

Maßeinheit: m^2 ($1 \text{ Darcy} = 0,98697 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$) für die Permeabilität K ; m s^{-1} für den Durchlässigkeitsbeiwert k_f

Definition: Die Permeabilität und der Durchlässigkeitsbeiwert beschreiben die Durchlässigkeit eines porösen Mediums gegenüber einem Fluid (z. B. Wasser), wobei sich die Permeabilität allein auf die Gesteinseigenschaften beschränkt und der Durchlässigkeitsbeiwert die Eigenschaften des Fluids zusätzlich einbezieht. Der Durchlässigkeitsbeiwert gibt an, welcher Volumenstrom Q bei einem hydraulischen Gradienten i pro Fläche A bei einer bestimmten Fluidtemperatur strömt. Die Permeabilität steht mit dem Durchlässigkeitsbeiwert unter Berücksichtigung der dynamischen Viskosität μ und der Dichte ρ_F des Fluids und der Erdbeschleunigung g durch die Formel

$$k_f = \frac{K \cdot \rho_F \cdot g}{\mu} \quad (11)$$

in Beziehung. Für reines Wasser bei $10 \text{ }^\circ\text{C}$ gilt folgendes Äquivalent: Ein Durchlässigkeitsbeiwert von 10^{-5} m s^{-1} entspricht einer Permeabilität von 1 D bzw. 1 m s^{-1} entspricht 10^{-7} m^2 . Beide Parameter K und k_f können richtungsabhängig sein und müssen dann als Tensor geschrieben werden.

Bestimmung: Messungen an Bohrkernen im Labor (Eigenschaft der Gesteinsmatrix), Ableitung aus Bohrlochmessungen (Permeabilität); Auswertung von Pump- und Injektionstests, Markierungsversuchen (Eigenschaft des Gebirges)

Sekundäre Parameter (vgl. Abschnitt 4.3.1/2):

→ dynamische Viskosität des Fluids μ [$\text{kg m}^{-1} \text{ s}^{-1}$]

→ kinematische Viskosität des Fluids $\nu = \frac{\mu}{\rho_F}$ [$\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$]

→ Dichte des Fluids ρ_F [kg m^{-3}]

Dichte und Viskosität des Wassers beeinflussen maßgeblich die Durchlässigkeit. Die Größen sind von der Art und Größe des Lösungsinhalts, dem Druck, dem Gasgehalt und der Temperatur abhängig.

Wertebereich: 10^{-8} – 10^{-20} m^2 (permeabel $> 10^{-13} \text{ m}^2$) für K , 10^{-1} – $10^{-13} \text{ m s}^{-1}$ (durchlässig $> 10^{-6} \text{ m s}^{-1}$) für k_f . Die Mindestpermeabilität für eine hydrothermale Nutzung sollte über 10^{-13} m^2 bzw. über 10^{-6} m s^{-1} liegen.

4.2.3 Transmissivität T , Transmissibilität T^* (transmissivity, transmissibility)

Maßeinheit: T in $\text{m}^2 \text{s}^{-1}$, T^* in m^3

Definition: Die Transmissivität beschreibt den integralen Wert der Durchlässigkeit über die Aquifermächtigkeit:

$$T = \int_0^H k_f dz \quad (12a)$$

Ist der Aquifer homogen und isotrop, so gilt

$$T = k_f \cdot H \quad (12b)$$

Bei einem Schicht-(Stockwerks-)aufbau des Aquifers gilt entsprechend

$$T = \sum k_{f,i} \cdot H_i \quad (12c)$$

Integriert man anstatt über den Durchlässigkeitsbeiwert k_f über die Permeabilität K , so spricht man von Transmissibilität $[m^3]$.

Bestimmung: Auswertung von Pump- und Injektionstests (vgl. Abschnitt 5.1).

Wertebereich: 10^0 – $10^{-11} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ für die Transmissivität; 10^{-7} – 10^{-18} m^3 für die Transmissibilität. Die Mindestwerte für eine hydrothermale Nutzung sollten über $5 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ bzw. über $5 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$ liegen.

4.2.4 Porosität ϕ (porosity)

Maßeinheit: Prozent, [-]

Definition: Die **absolute Porosität** ist der Anteil des Hohlraumvolumens n [-] am Gesamtvolumen des Gesteins. Der **durchflusswirksame Hohlraumanteil** n_f kennzeichnet den Hohlraumanteil, in dem frei bewegliches Wasser enthalten ist, also beispielsweise kein Haftwasser. Der durchflusswirksame Hohlraumanteil ist zwar Voraussetzung für die Durchlässigkeit, ist jedoch nicht direkt mit dieser korrelierbar, da zusätzlich auch die Größe, Gestalt und Verbindung der Hohlräume entscheidend sind.

Bestimmung: Messung am Bohrkern im Labor (Eigenschaft der Gesteinsmatrix); Auswertung von bohrlochgeophysikalischen Verfahren; der durchflusswirksame Hohlraumanteil kann aus Markierungsversuchen oder unter Umständen aus Pumpversuchen bestimmt werden (Eigenschaft des Gebirges).

Weiterverarbeitung: Es besteht ein empirischer Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität, der spezifisch für eine Lithologie gilt und nicht auf andere geologische Einheiten übertragen werden kann.

Kapillarmodelle, Kugelmodelle und Ansätze mittels der Theorie der Fraktale beschreiben diesen Zusammenhang zwischen Porosität und Permeabilität. Die Beziehung kann mit einer Funktion des Typs $K = x_1 \phi + x_2 \phi^2 + x_3 \phi^{10}$ für eine bestimmte Lithologie ausgedrückt werden. Geringe Änderungen der Porosität wirken sich demnach stark auf die Größe der abgeleiteten Permeabilität K aus.

Wertebereich: 0–30 % (absolute Porosität); 0–15 % (durchflusswirksame Porosität)

4.2.5 Speicherkoeffizient S , spezifischer Speicherkoeffizient S_s (storage coefficient)

Maßeinheit: [-] für Speicherkoeffizient S ; m^{-1} für spezifischen Speicherkoeffizient S_s

Definition: Der spezifische Speicherkoeffizient S_s ist definiert als die Änderung des gespeicherten Wasservolumens je Volumeneinheit des Grundwasserraums bei Änderung der Druckhöhe bzw. bei Absenkung um einen Meter Wassersäule. Er wird in gespannten Aquiferen maßgeblich von der Kompressibilität bestimmt. Der Speicherkoeffizient ist analog zur Transmissivität und dem k_f -Wert das Integral des spezifischen Speicherkoeffizienten über die Grundwassermächtigkeit (Gleichungen 13a–c). Der Speicherkoeffizient S ist damit ein Maß für die Änderung des gespeicherten Wasservolumens ΔV pro Oberflächeneinheit A bei einer Absenkung Δh um einen Meter:

$$S = \Delta V / (A \cdot \Delta h).$$

Nur der Speicherkoeffizient kann direkt aus Pumpversuchen ermittelt werden.

$$S = \int_0^H S_s dz \quad (13a)$$

Ist der Aquifer (mit der Mächtigkeit H) homogen und isotrop, so gilt

$$S = S_s \cdot H \quad (13b)$$

Bei einem Schicht-(Stockwerks-)aufbau gilt entsprechend

$$S = \sum S_{s,i} \cdot H_i \quad (13c)$$

Bestimmung: Auswertung von Pumpversuchen (vgl. Abschnitt 5.1)

Wertebereich: In gespannten Aquiferen liegt der spezifische Speicherkoeffizient bei 10^{-6} – 10^{-7} m^{-1} . Der Speicherkoeffizient kann bis um etwa zwei Größenordnungen darüber liegen. In freien Aquiferen entspricht der Speicherkoeffizient in etwa der durchflusswirksamen Porosität.

4.2.6 Produktivitätsindex PI , Injektivitätsindex II (productivity index, injectivity index)

Maßeinheit: $\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$

Definition: Der Produktivitätsindex PI beschreibt die Förderrate in Abhängigkeit von der Druckabsenkung. Für Injektionsbohrungen ist das Analogon zum Produktivitätsindex der Injektivitätsindex II . Er beschreibt die Injektionsrate in Abhängigkeit von der Druckerhöhung. Unter Berücksichtigung der verschiedenen Einheiten ergibt sich die folgende Umrechnungstabelle:

Einheit	$\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$	$\text{m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$	$\text{l s}^{-1} (\text{m WS})^{-1}$	$\text{l s}^{-1} \text{ bar}^{-1}$
$\text{m}^3 \text{ s}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$	1	3.600	9,806650	100
$\text{m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$	$0,278 \cdot 10^{-3}$	1	$2,724 \cdot 10^{-3}$	$27,8 \cdot 10^{-3}$
$\text{l s}^{-1} (\text{m WS})^{-1}$	0,101971	367,098	1	10,1971
$\text{l s}^{-1} \text{ bar}^{-1}$	0,01	36	980,665	1

Tab. 2: Umrechnungstabelle bezüglich der verschiedenen für den Produktivitätsindex PI verwendeten Maßeinheiten

Bestimmung: Der Index wird in der Regel aus hydraulischen Tests bestimmt, wobei zu berücksichtigen ist, dass bei kurzen Testzeiten wegen der noch instationären Verhältnisse die Absenkung noch nicht ihr Maximum erreicht hat. Der Produktivitätsindex ist jedoch nicht allein von den Eigenschaften des Untergrundes, sondern auch von denen der Bohrung (Brunnenspeicherung, Skin-Effekt) abhängig.

Der Produktivitätsindex kann unter Zuhilfenahme der Brunnengleichung von THIEM (1906) für vorzugebende Absenkungen s (mit $p = \rho \cdot g \cdot s$) und Bohrlochradien r rechnerisch abgeschätzt werden, wenn der k_f -Wert, die Aquifermächtigkeit H und die Reichweite des Absenkungstrichters R bekannt sind:

$$PI = \frac{Q}{s} = 2\pi \cdot k_f \cdot H \frac{1}{\ln \frac{R}{r}} \quad (14)$$

Der auf diese Weise ermittelte Produktivitätsindex muss mittels der Dichte ρ_F und der Erdbeschleunigung g in die übliche Dimensionierung umgeformt werden.

Falls der Öffnungsdruck des Gebirges nicht überschritten wird (elastische oder druckmechanische Verformung), ist der Injektivitätsindex für einen idealen Aquifer mit gleichen Fluideigenschaften identisch mit dem Produktivitätsindex. Da aber die hierfür aufzubringenden Druckdifferenzen von der Viskosität und Dichte des Fluids abhängig sind und da vor allem die Viskosität stark temperaturabhängig ist, ist der Injektivitätsindex bei Geothermiebohrungen (Injektion von abgekühltem Wasser) häufig um ein Mehrfaches kleiner als der Produktivitätsindex (Förderung von heißem bzw. warmem Wasser). Das bedeutet, dass für das Verpressen des abgekühlten Wassers eine höhere Druckdifferenz aufgebracht werden muss als für das Fördern der gleichen Rate.

4.2.7 Weitere Parameter

Neben diesen wichtigsten hydraulischen Parametern sind die **Dispersion** D [$\text{m}^2 \text{s}^{-1}$] und die **Dispersivität** α [m] von Bedeutung (engl.: dispersion, dispersivity). Sie stellen ein Maß für die Vermischung und Verteilung von Fluiden dar und spielen daher insbesondere beim Dublettenbetrieb für die Temperaturentbreitung im Untergrund eine Rolle. Die Dispersion ist von der Größe der Fließgeschwindigkeit abhängig. Die Bandbreite der Werte ist daher sehr groß und reicht im Allgemeinen von $10^{-9} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$ bis über $10 \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$. Bei der Dispersivität liegen die meisten Werte zwischen 10^{-1} m und 10^3 m .

Der Absenkungs- und Wiederanstiegsvorgang bzw. der Druckverlauf in einer Förderbohrung werden außer von den o. g. Parametern noch markant von der **Brunnenspeicherung** C [$\text{m}^3 \text{ Pa}^{-1}$] und dem Skin-Faktor s_F [-] bestimmt (engl.: wellbore storage, skin factor).

Unter Brunnenspeicherung versteht man die Eigenkapazität eines Brunnens, d. h. die spezifische Volumenänderung pro Druckdifferenz. Die Dauer der Brunnenspeicherung ist vom Durchmesser des Brunnens, von der Durchlässigkeit des Aquifers sowie von der Durchlässigkeit in unmittelbarer Umgebung des Brunnens abhängig. Der Skin-Faktor ist ein Maß für die Veränderung der Durchlässigkeit in unmittelbarer Umgebung des Brunnens, die durch den Bohrvorgang, den Ausbau oder den Betrieb des Brunnens hervorgerufen worden sein kann. Der Skin-Faktor kann Werte zwischen $-\infty$ und $+\infty$ annehmen.

4.3 Physikalisch-chemische Fluideigenschaften

Nachstehend sind die für geothermische Bohrungen wichtigsten physikalischen und chemischen Parameter der Tiefenwässer zusammengestellt. Für thermodynamische Berechnungen sowie für die Ermittlung von Lösungs- und Fällungsprozessen sind diese Parameter eine Grundvoraussetzung.

4.3.1 Dichte des Fluids ρ_F (fluid density)

Maßeinheit: kg m^{-3}

Definition: Masse pro Volumen

Die Dichte wird von Druck und Temperatur beeinflusst. Reines Wasser hat unter Normaldruck seine größte Dichte bei 4 °C. Sie nimmt mit zunehmender Temperatur ab und mit ansteigendem Druck zu. Bei normalen geothermischen Gradienten dominiert der Temperatureffekt geringfügig, so dass mit zunehmender Tiefe mit einer Abnahme der Dichte zu rechnen ist. Einem Aufstieg von heißem Wasser stehen jedoch im Allgemeinen eine mit der Tiefe abnehmende Gesteinsdurchlässigkeit und eine zunehmende Mineralisation der Wässer entgegen. Tiefenwässer können Gesamtlösungsinhalte (total dissolved solids - TDS) von über 100 g/kg aufweisen; damit nimmt auch die Dichte entsprechend zu.

Wertebereich: $0,8\text{--}1,5 \cdot 10^3 \text{ kg m}^{-3}$

4.3.2 Dynamische Viskosität μ und kinematische Viskosität ν (dynamic viscosity and kinematic viscosity)

Maßeinheit: Pa s, bzw. $\text{m}^2 \text{ s}^{-1}$

Definition: Die dynamische Viskosität eines Fluids ist ein Maß für seine Zähigkeit. Sie ist fast ausschließlich temperaturabhängig. Zwischen 0 °C und 150 °C schwankt die dynamische Viskosität von Wasser im Vergleich zur Dichte um ein Vielfaches. Sie ist deshalb für das Fließverhalten thermaler Grundwässer von ausschlaggebender Bedeutung.

Wertebereich: $0,2\text{--}1,75 \cdot 10^{-3} \text{ Pa s}$

Unter kinematischer Viskosität wird der Quotient aus dynamischer Viskosität und Dichte des Fluids verstanden:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho_F} \quad (15)$$

4.3.3 Kompressibilität c (compressibility)

Maßeinheit: Pa⁻¹

Definition: Volumenänderung pro Druckänderung bezogen auf das Ausgangsvolumen. Die Kompressibilität verhält sich umgekehrt proportional zum Druck. Bei Temperaturen über 50 °C nimmt sie mit der Temperatur zu, während sie für Temperaturen unter 50 °C abnimmt.

Wertebereich: 4,0–5,5 · 10⁻¹⁰ Pa⁻¹

4.3.4 pH -Wert

Maßeinheit: [-]

Definition: Der pH -Wert ist der negative dekadische Logarithmus der Wasserstoffionen-Konzentration: $pH = -\log H^+$.

In neutralen Lösungen ist die Konzentration an [H⁺]- und [OH⁻]-Ionen gleich, sie haben bei Zimmertemperatur den pH -Wert 7,0. Der pH -Wert beeinflusst die Löslichkeit vieler Stoffe und deren Ionenkonzentration im Wasser. Umgekehrt ändern im Wasser gelöste Stoffe häufig den pH -Wert. Daher ist der pH -Wert auch für die Berechnung, ob ein Wasser bezüglich bestimmter Minerale gesättigt oder übersättigt ist, sehr wichtig. Der pH -Wert nimmt in der Regel mit zunehmender Temperatur ab, da der neutrale Punkt ($pH = 7,0$ bei Zimmertemperatur) auf kleinere Werte sinkt.

Wertebereich: 5,5–8,0

4.3.5 E_H -Wert (Redoxpotential), p_ϵ -Wert

Maßeinheit: V

Definition: Das Reduktions-Oxidations-(Redox-)Potential E_H ist ein Maß für die relative Aktivität der oxidierten und reduzierten Stoffe in einem System.

Die Löslichkeit verschiedener Elemente hängt neben dem pH -Wert auch von ihren im jeweiligen Fluid oder Gestein gegebenen Oxidationsstufen ab. Bei Vorliegen elektrochemischer Potentiale laufen Reduktions-Oxidations-(Redox-)Reaktionen ab, bei denen Elektronen übertragen werden. Oxidation kann allgemein als Abgabe von Elektronen und Reduktion als Aufnahme von Elektronen definiert werden.

In einem Fluid, das verschiedene Oxidationsstufen eines Stoffes enthält, wird das Redoxpotential als elektrisches Potential (Spannung) zwischen einer inerten Metallelektrode und einer Standardbezugselektrode, die in die Lösung eingetaucht sind, gemessen. Mit E_H werden Redoxpotentiale bezeichnet, die mit einer Wasserstoffelektrode als Referenzelektrode gemessen werden (Wasserstoff wird in diesem Fall ein Redoxpotential von 0 Volt zugeordnet). Die meisten Redoxreaktionen sind abhängig vom pH -Wert. Der E_H -Wert ist temperaturabhängig.

Häufig wird anstelle des Redoxpotentials E_H die Größe p_e [-] als Maß für die Konzentration der redoxwirksamen Spezies verwendet. Der p_e -Wert ist mit dem E_H -Wert über folgende Beziehung verbunden:

$$p_e = \frac{E_H}{2,303 \cdot R \cdot \frac{T}{F}} \quad (16)$$

wobei R die universale Gaskonstante, T die absolute Temperatur und F die FARADAY-Konstante ist.

4.3.6 Elektrische Leitfähigkeit, Salinität (electric conductivity, salinity)

Maßeinheit: S m⁻¹

Echte und potentielle Elektrolyte dissoziieren in wässriger Lösung. Die dabei entstehenden Ionen machen die Lösung elektrisch leitfähig, wobei die Ionen je nach Dissoziationsgrad und Beweglichkeit unterschiedliche Leitfähigkeiten haben. Die elektrische Leitfähigkeit setzt sich aus den Leitfähigkeitsbeiträgen der einzelnen Kationen und Anionen zusammen. Damit gibt die elektrische Leitfähigkeit einen ersten Hinweis auf die Größe des Gesamtlösungsinhaltes und den Abdampfrückstand und ist somit ein einfach zu ermittelnder Kontrollparameter. Die elektrische Leitfähigkeit wird oft als Bohrloch-Log gemessen, um Zutrittsstellen von Wässern einer anderen Mineralisation zu lokalisieren, und wird dann häufig als Salinität bezeichnet. Die elektrische Leitfähigkeit ist eine temperaturabhängige Größe.

4.3.7 Gelöste Stoffe in einem Fluid

Maßeinheit: mg/kg bzw. mg/l

Definition: Konzentration der gelösten Stoffe bzw. Masse pro Volumeneinheit

Kationen – Anionen [cations – anions]

Der Untersuchungsumfang einer Wasserprobe wird wesentlich vom Untersuchungsziel, vom Stand der wissenschaftlichen und praktischen Erkenntnisse über die Bedeutung der einzelnen Parameter und von den analytischen Möglichkeiten bestimmt. Bedeutende Kationen sind: Natrium (Na), Kalium (K), Calcium (Ca), Magnesium (Mg), Eisen (Fe), Mangan (Mn) und Ammonium (NH₄). Bei den Anionen sind es: Chlorid (Cl), Hydrogencarbonat (HCO₃), Sulfat (SO₄), Fluorid (F), Bromid (Br), Iodid (I), Nitrit (NO₂), Nitrat (NO₃) und Phosphat (PO₄). Gerade für thermodynamische Berechnungen sind häufig die Hauptinhaltsstoffe an Kationen und Anionen allein nicht aussagekräftig, so dass auch Spurenstoffe wie Aluminium (Al), Arsen (As), Blei (Pb), Quecksilber (Hg), Barium (Ba) oder Strontium (Sr) untersucht werden müssen. Umfangreiche Informationen zur Entnahme und zum Untersuchungsumfang sind in den DVWK-REGELN 128 (1992) aufgeführt.

Undissoziierte Stoffe

Zu den undissoziierten Stoffen gehören die Kieselsäure (SiO_2) und die Borsäure/Bor (B). Die Kieselsäure kann als geochemisches „Geothermometer“ genutzt werden und gibt dadurch gerade bei Thermalwässern wichtige Hinweise zur Tiefe und Temperatur der „Lagerstätte“. Bor kommt in natürlichen, oberflächennahen Wässern recht selten vor. Das Element wird gern als Tracer verwendet, um Auskunft über die Herkunft der Wässer zu erhalten. Eine wichtige Bor-Quelle sind z. B. vulkanische Gase.

Gesamtkonzentration gelöster Bestandteile (total dissolved solids – TDS)

Die Gesamtkonzentration gelöster Bestandteile ist die Summe aller gelösten Kationen und Anionen. Die Gesamtkonzentration bei gering mineralisierten Wässern wird häufig auch in Masse pro Volumeneinheit angegeben.

Tiefenwässer im Oberrheingraben beispielsweise sind unabhängig vom geologischen Schichtaufbau hochkonzentrierte Na-Cl-Fluide (etwa 100–200 g/kg), die in der Regel CO_2 -reich sind. Im Süddeutschen Molassebecken sind die Wässer sehr viel geringer mineralisiert, wobei die Konzentration und der Na-Cl-Gehalt zum Beckentiefsten hin zunehmen. Im Norddeutschen Becken dominieren Formationsfluide des Na-Cl- bzw. des Ca-Na-Cl-Typs, die Gesamtkonzentrationen von teilweise über 300 g/kg erreichen können (STOBER et al. 2014).

4.3.8 Gase, Gasgehalt eines Fluids

Die Löslichkeit von Gasen im Wasser ist gasspezifisch und hängt von der Wassertemperatur, vom Druck (bei Gasgemischen vom Partialdruck) und vom Gesamtlösungsinhalt (TDS) ab. Die Löslichkeit eines Gases λ in l/l [–] lässt sich durch die Henry-Dalton-Gleichung beschreiben:

$$\lambda = K' \cdot p \quad (17)$$

wobei p der Druck bzw. Partialdruck ist und K' ein temperaturabhängiger Proportionalitätsfaktor.

Es gibt verschiedene Wasser-Gas-Gemische, die gelöste und nicht gelöste Komponenten enthalten. In der Natur treten vorzugsweise Gemische mit CO_2 auf, aber auch Gemische mit Stickstoff, Methan, Schwefelwasserstoff und anderen Gasen werden beobachtet. Die Wasser-Gas-Gemische besitzen von normalen Grundwässern abweichende hydraulische Eigenschaften.

Die Löslichkeit von Gasen im Wasser wird in Gegenwart von gelösten festen Stoffen verändert.

Tritt ein Fluid mit atmosphärischer Luft in Kontakt, so stellt sich ein Gleichgewicht entsprechend den Partialdrücken der Luftbestandteile im Gasraum und den gelösten Gasen ein. Wässer, die unter hohem Druck mit einem Gas, z. B. mit CO_2 , gesättigt sind, geben dieses Gas so lange ab, bis Gleichgewicht zur Atmosphäre besteht. Dies gilt besonders für Gase wie H_2S und H_2 bzw. CO_2 , deren Partialdrücke in der Atmosphäre nahe Null bzw. sehr niedrig sind.

Als Folge einer Verminderung des freien gelösten CO_2 , beispielsweise durch Kontakt mit der atmosphärischen Luft oder durch Reduktion des Fluid-Druckes, z. B. bei Thermalwasserförderung aus großer Tiefe, kann es zur Ausfällung erheblicher Mengen von Aragonit und/oder Calcit (CaCO_3) kommen. Um den Kontakt mit der atmosphärischen Luft zu vermeiden, wird das Thermalwasser bei Geothermiebohrungen in einem geschlossenen System gefördert. Zusätzlich wird das geschlossene System mit Drücken in der Größenordnung von ca. 20 bar beaufschlagt. Wesentlich problematischer können Übersättigungen der Wässer bezüglich Quarz oder Baryt sein. Die Bestimmung der Höhe der erforderlichen Drücke kann theoretisch mit thermodynamischen Programmen und praktisch in Laborversuchen erfolgen. Beide Verfahren setzen eine genaue Kenntnis der hydrochemischen Zusammensetzung des Fluids voraus. Der Bestimmung von Gasen und Gasgehalten im Fluid der Lagerstätte kommt höchste Priorität zu. Wichtig ist dabei die Angabe des Bezugs der Maßeinheiten und der Messbedingungen.



Abb. 20: Fluidprobenahme zur Bestimmung der Wasser- und Gaszusammensetzung an der Bohrung Horstberg

5 Testverfahren und Reservoirmodellierung

5.1 Hydraulische Tests

5.1.1 Einbohrlochverfahren

Hydraulische Tests sind Untersuchungsmethoden bzw. -verfahren, die in einem Bohrloch durchgeführt werden und mit denen hydraulische Parameter ermittelt werden können. Zu diesen Parametern zählen vor allem die Transmissivität (Abschnitt 4.2.3) und der Speicherkoeffizient (Abschnitt 4.2.5). Aus der Transmissivität kann in einem homogenen, isotropen Aquifer bei Kenntnis der Aquifermächtigkeit H der Durchlässigkeitsbeiwert k_f (Abschnitt 4.2.2) ermittelt werden. Nachstehend wird eine Zusammenstellung der für Tiefbohrungen wichtigsten Testverfahren gegeben (z.B. KRUSEMANN & DE RIDDER 1991, STOBER 1986, NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997, PK TIEFE GEOTHERMIE 2008).

Hydrothermale Nutzungen aus Tiefbohrungen erfolgen fast ausschließlich aus Festgesteinsgrundwasserleitern. In diesen tiefen Aquiferen liegen grundsätzlich gespannte Grundwasserverhältnisse vor. Für die Auswertung der Tests steht oft nur ein Bohrloch zur Verfügung; ein Beobachtungsmessstellennetz fehlt. Es handelt sich daher um sog. Einbohrlochverfahren. Dafür gibt es verschiedene Testkonfigurationen in der Bohrung (vgl. Abb. 21):

- Tests im offenen Bohrloch ohne oder mit Packer (Einfach- oder Doppelpacker)
- Tests in ausgebauten Beobachtungsbohrungen

Hydraulische Tests sind wenig aussagekräftig, wenn verschiedene geologische Schichten oder Aquifere gemeinsam getestet werden und keine Differenzierung möglich ist. Durch den Einsatz von Packern, durch einen sachgerechten Ausbau von Bohrungen oder durch geeignete geophysikalische Bohrlochmessungen ist es möglich, einzelne Horizonte oder Schichten separat hydraulisch zu testen, so dass sich die in Folge ermittelten hydraulischen Parameter bestimmten Gebirgsabschnitten zuordnen lassen.

Hydraulische Tests, die in **offenen Bohrlöchern ohne Packer** (Abb. 21, links) durchgeführt werden, lassen Aussagen über die gesamte getestete Bohrlochstrecke zu.

Die ermittelten hydraulischen Parameter wie Durchlässigkeit, Permeabilität oder spezifischer Speicherkoeffizient sind nur für das Gebirge repräsentativ, wenn im Untergrund gleichförmige Bedingungen vorliegen oder wenn durch zusätzliche Informationen, beispielsweise Flowmeter-, Leitfähigkeits- oder Temperaturmessungen im Bohrloch (so genannte Logs), eine Gewichtung für einzelne Gebirgsabschnitte vorgenommen werden kann.

Für hydraulische Tests in offenen Bohrlöchern mit Packer ist eine Testgarnitur notwendig, die aus einem Testgestänge mit Testventil und ein oder zwei Packern besteht. Ein Packer ist eine 0,5–1 m lange armierte Gummimanschette, die mechanisch oder hydraulisch-pneumatisch verformbar ist. Diese soll im eingebauten (verformten) Zustand das zu testende Intervall hydraulisch abdichten.

Einfachpackertests werden häufig dann beim Abteufen einer Bohrung durchgeführt, wenn sich z. B. durch Zutritte von Formationswässern oder durch Spülungsverluste Wasserwegsamkeiten andeuten. Das Testgestänge mit einem einzelnen Packer wird in den gewünschten Bereich eingebaut und dichtet so das Testintervall zwischen Packer und Bohrlochsohle gegen den Ringraum über dem Packer ab (Abb. 21, Mitte).

Die Durchführung von **Doppelpackertests** erfolgt normalerweise nach dem Abteufen eines größeren Bohrlochabschnittes. Das Testgestänge ist hierfür mit zwei Packern ausgestattet, die ein Testintervall im Bohrloch von ca. 1,5–5 m gezielt isolieren und testen. Gemessen werden dabei Temperatur und Druck im Testintervall und je nach Testgarnitur auch ober- und unterhalb davon (Abb. 21, rechts).

Bei **Tests in ausgebauten Beobachtungsbohrungen** ist die Verwendung von Packern nur dann sinnvoll, wenn die Packer im Bereich eingebauter Dichtungen hinter der Verrohrung installiert und somit durch eine hydraulische Isolation bestimmte Testintervalle separat untersucht werden können.

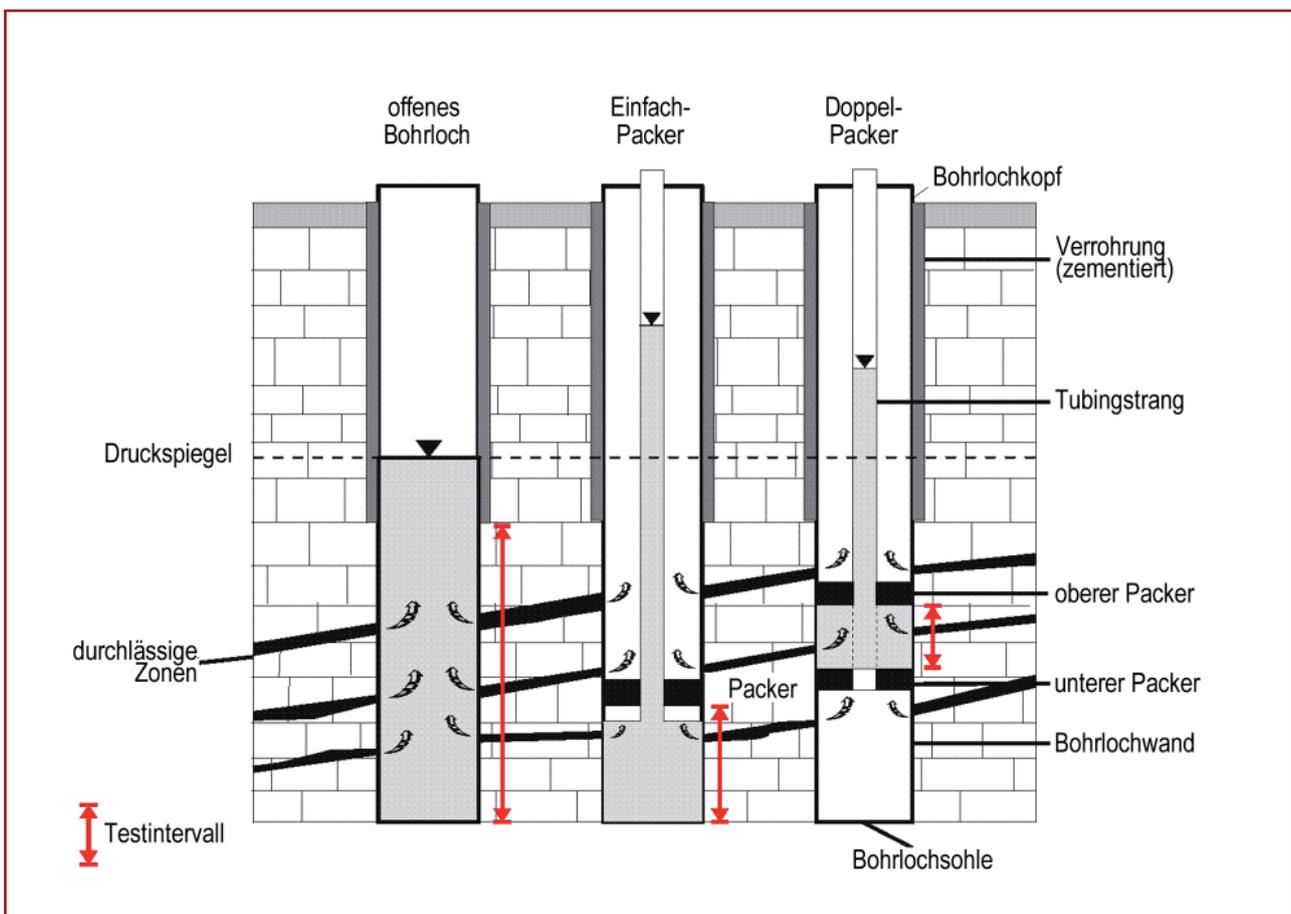


Abb. 21: Verschiedene Durchführungsmöglichkeiten für hydraulische Tests in Bohrungen (NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

5.1.2 Testprinzip

Das Testprinzip ist bei allen hydraulischen Tests in Bohrungen dasselbe: Der im Testintervall (bzw. Aquifer) gemessene Anfangsdruck dient als Referenzdruck bzw. Ruhewasserspiegel. Bei Packertests wird dieser Anfangsdruck nach dem Setzen des Packers gemessen. Während einer Ausgleichsperiode (sogenannte Compliance-Periode) bauen sich in Tiefbohrungen externe Störungen in der Regel ab (Ausnahme: Gezeiteneinwirkungen).

Im ersten Testschritt wird der Anfangsdruck im Testintervall durch Förderung oder Injektion von Wasser (in dichtem Gestein: Gas) künstlich verändert. Die Förderung (withdrawal) bewirkt eine Druckabsenkung, die Injektion (injection) eine Druckerhöhung. Im zweiten Testschritt wird die Förderung bzw. Injektion beendet und die Erholung des Drucks bis zum Formationsdruck, dem ungestörten Gebirgsdruck, beobachtet. Anfangs- und Formationsdruck sollten gleich sein.

Der Testauswertung werden die zeitliche Veränderung der Fließraten und Druckhöhen zu Grunde gelegt (instationär). Je länger der hydraulische Test dauert, desto größer ist der vom Drucksignal erfasste Raum und die Chance, den in der Regel in unmittelbarer Umgebung um das Bohrloch gestörten Bereich (skin) zu überwinden, da bohrlochnahe Bereiche möglicherweise durch das Bohren oder den Ausbau der Bohrung beeinträchtigt sind. Tests in großkalibrigen Bohrungen oder in Geringleitern werden zudem in der Anfangsphase stark von der Eigenkapazität der Bohrung (Brunnenspeicherung) geprägt. Allerdings werden Tests in Tiefbohrungen aus Kostengründen so kurz wie möglich durchgeführt. Sind die einzelnen Testabschnitte oder die Testschritte zu kurz bemessen, so können keine Aussagen über weiter vom Bohrloch entfernte Bereiche, z. B. über die Aquiferparameter oder -berandungen, getroffen werden.

Die klassischen Pump- und Injektionsversuche, die bevorzugt in Thermalwasserbohrungen durchgeführt werden, zeichnen sich durch besonders lange Förder- bzw. Injektionszeiten aus und verfügen daher über eine sehr hohe Testgüte.

Wird anstelle des Basisdrucks der Wasserstand (oder ein Druck deutlich oberhalb des Testhorizonts) gemessen, so muss bei Tiefbohrungen der gemessene Wasserstand um die thermische Beeinflussung korrigiert werden. Da die Dichte von Wasser temperaturabhängig ist, haben gleichschwere Wassersäulen mit verschiedenen Temperaturen unterschiedliche Längen. Zwar ist der Dichteunterschied an sich sehr gering, bei Wassersäulen von mehreren hundert Metern kann die Längendifferenz jedoch einige Meter betragen. Die Wassertemperatur in einer Bohrung passt sich im Ruhestand den jeweiligen Gesteinstemperaturen an. Bei Wasserentnahme aus der Bohrung strömt das warme Wasser aus den tieferen Bereichen rasch nach oben, was eine Erwärmung der gesamten Wassersäule zur Folge hat. Deshalb kann der Wasserspiegel zu Beginn eines Pumpversuchs aufgrund der temperaturbedingten Dichteänderung zunächst ansteigen anstatt abzusinken. Zur Auswertung muss die Absenkung bzw. die Länge der Wassersäule auf eine definierte Temperatur umgerechnet werden, was eine Dichtekorrektur der Wassersäule für jeden Messwert notwendig macht (STOBER 1986).

5.1.3 Testverfahren

Es existiert eine große Anzahl hydraulischer Testverfahren. Bei der Auswahl eines geeigneten Verfahrens spielt neben der Zielsetzung vor allem die zu erwartende Gesteinsdurchlässigkeit eine Rolle. Abbildung 22 zeigt schematisch die Einsatzmöglichkeiten der verschiedenen Tests in Abhängigkeit von der Gebirgsdurchlässigkeit.

Pumpversuch, Injektionsversuch

Nach DVGW REGELWERK W 111 (1997) ist ein **Pumpversuch** ein aufwändiges, kontrollierbares Feldexperiment, bei dem aus einer oder mehreren Bohrungen Grundwasser entnommen wird. Ziel

eines Pumpversuches ist es, die Leistung der Bohrung bzw. die mögliche Förderleistung aus dem Testintervall im Bohrloch, die hydraulischen Eigenschaften des Grundwasserleiters und der angrenzenden Gesteine in-situ sowie die Beschaffenheit des Grundwassers zu bestimmen. Bei der Auswertung von Pumpversuchen kann der Einfluss von definierten Randbedingungen berücksichtigt werden.

Ein **Injektionstest** stellt im Prinzip einen umgekehrten Pumpversuch dar, bei dem Wasser in das Gebirge eingebracht statt entnommen wird.

Tests mit konstanter Fließrate (Abb. 23) oder mit konstantem Druck sind jeweils eine spezielle Art eines Pumpversuches bzw. Injektionstests. Die weitaus umfangreichsten Informationen können allerdings aus Tests mit konstanter Rate (Aquiferfest) gewonnen werden (STOBER 1986), da in diesem Fall sehr viele verschiedene Auswerteverfahren in Abhängigkeit vom zugrunde zu liegenden Strömungsmodell existieren (Typkurvenverfahren, analytische und numerische Auswerteverfahren, Näherungslösungen).

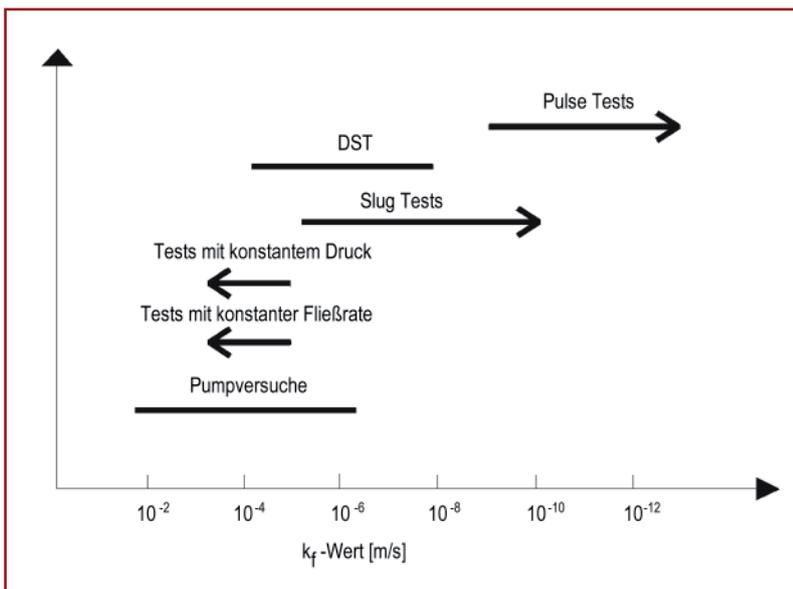


Abb. 22: Bereiche für den Einsatz verschiedener hydraulischer Testverfahren in Abhängigkeit von den Gebirgsdurchlässigkeiten (NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

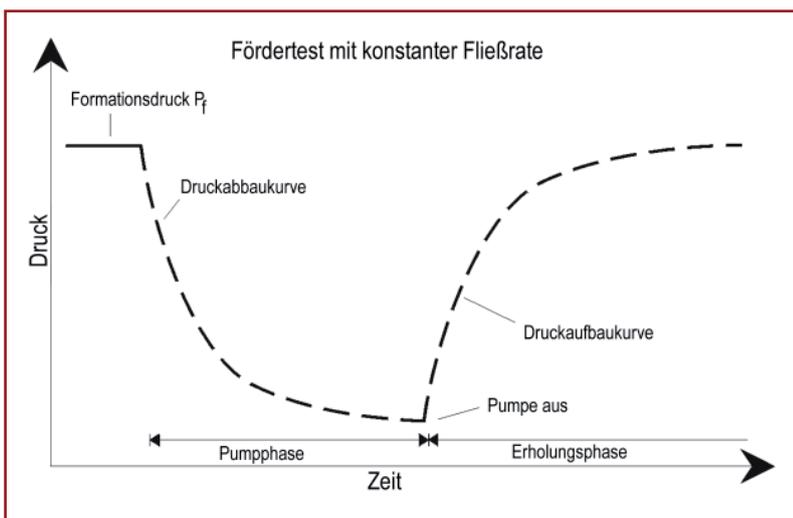


Abb. 23: Typischer Druckverlauf beim Fördertest (NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

Slug-Test

Der Slug-Test wird bei geringen bis mittleren Gesteinsdurchlässigkeiten angewendet. Er dient der Ermittlung der Transmissivität, aus der sich die Permeabilität und der Durchlässigkeitsbeiwert ableiten lassen, sowie der Ermittlung des Speicherkoeffizienten und des Skin-Faktors (z.B. COOPER et al. 1967, RAMEY et al. 1975).

Bei diesem hydraulischen Test wird der Druck im Bohrloch oder Testintervall plötzlich verändert und der anschließende Druckaufbau oder Druckabbau gemessen. Wenn das Testventil geöffnet wird, überträgt sich die Druckveränderung schlagartig auf das Testintervall. In der anschließenden Fließphase erfolgt ein Druckausgleich, indem je nach Druckgefälle Wasser aus dem Gebirge zufließt (Slug-Withdrawal-Test) oder ins Gebirge abfließt (Slug-Injection-Test; Abb. 24).

Slug/Bail-Test

Das Prinzip des Slug/Bail-Tests beruht wie beim Slug-Test auf einer schlagartigen Veränderung des Drucks. Im Gegensatz zu diesem geschieht dies nicht durch die Zugabe oder Entnahme von Wasser, sondern durch das Eintauchen und Bergen eines Verdrängungskörpers. Zur Auswertung können z. B. die Typkurvenverfahren von HVORSLEV (1951), PAPADOPULOS et al. (1973) oder von COOPER et al. (1967) herangezogen werden. Daneben existieren numerische Auswerteverfahren.

Pulse-Test

Der Pulse-Test, bei dem Permeabilität, Speicherkoeffizient und Skin-Faktor ermittelt werden, kommt bei sehr geringen bis geringen Gebirgsdurchlässigkeiten zum Einsatz. Durch entsprechenden Packereinsatz kann er zur Untersuchung von Durchlässigkeiten einzelner Gebirgsabschnitte genutzt werden. Beim Pulse-Test wird wie beim Slug-Test (mit der gleichen Testausrüstung) eine Druckveränderung im Testintervall hervorgerufen. Das Testventil wird dabei nur für einen kurzen Zeitraum geöffnet und danach sofort wieder verschlossen. Anschließend wird der Druckausgleich bis zum Formationsdruck im Testintervall gemessen.

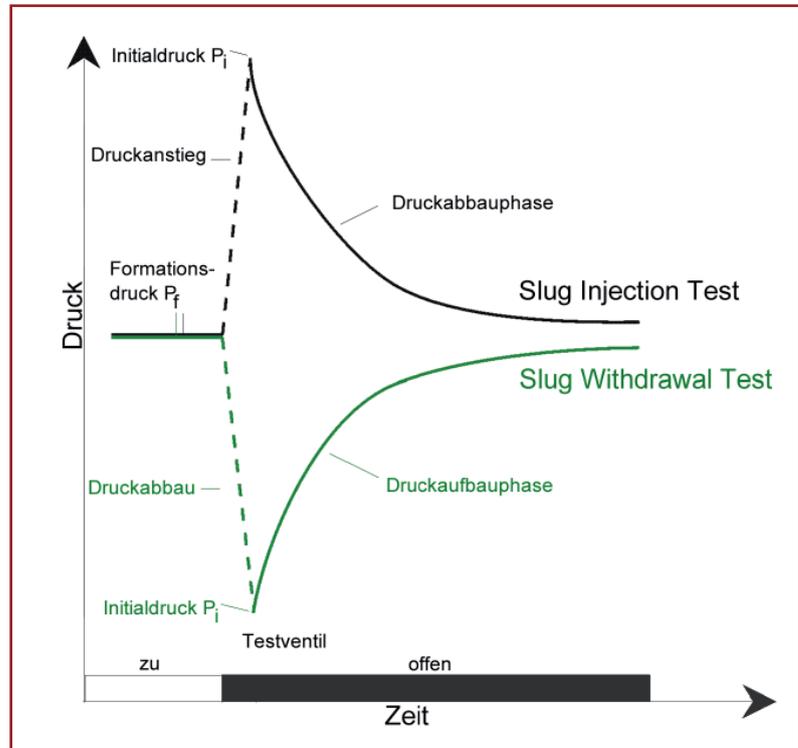


Abb. 24: Typischer Druckverlauf beim Slug-Test (nach: NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

Gestängetest oder Drill-Stem-Test (DST)

Durch den Drill-Stem-Test (DST) können die Permeabilität, die Brunnenspeicherung und der Skin-Faktor ermittelt werden. Der Name Drill-Stem-Test leitet sich von der englischen Bezeichnung für Bohrstrang „Drill Stem“ ab.

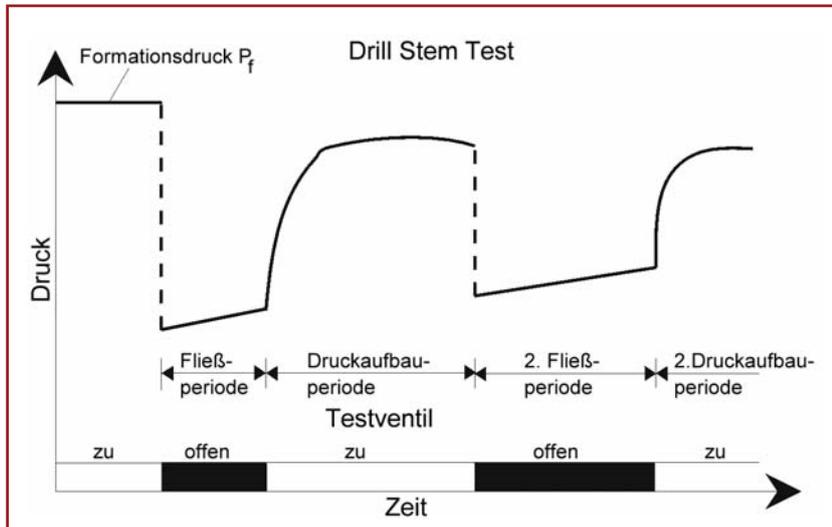


Abb. 25: Typischer Druckverlauf bei einem Drill-Stem-Test (NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG 1997)

Wie in Abbildung 25 zu sehen ist, gliedert sich der DST in eine erste kurze Fließphase, eine erste Schließphase, eine zweite lange Fließphase und eine zweite lange Schließphase. Durch das Öffnen des Ventils wird ein Unterdruck im Testabschnitt und ein Zufließen in das Bohrloch erreicht. In der Schließphase (Ventil geschlossen) kommt es zum Druckaufbau möglichst bis zum Formationsdruck. Anschließend wird das Ventil für eine längere Fließphase wieder geöffnet und der Prozess beginnt von neuem. Mittels Druckmessgeräten wird der entsprechende Fließ- und Schließdruck über einen längeren Zeitraum gemessen. Da sich auftretende Temperaturschwankungen im Test stark auf den Druckverlauf auswirken können, ist es für

die Korrektur im Hinblick auf die Auswertung notwendig, neben dem Druck auch die Temperatur aufzuzeichnen. Der Zeitaufwand beim DST ist von der Durchlässigkeit und Standfestigkeit des Gebirges abhängig.

Wird der stationäre Fließzustand erreicht, kann für die Auswertung z. B. das Verfahren von HORNER (1951) herangezogen werden; für die instationäre Auswertung der Druckverläufe eignet sich z. B. das Typkurvenverfahren von GRINGARTEN et al. (1979). Darüber hinaus existieren für eine Vielzahl möglicher Untergrundmodelle Musterkurven. Außerdem werden numerische Verfahren für die Auswertung eingesetzt.

Interferenzttest

Für einen Interferenzttest sind mehrere Beobachtungsbohrungen nötig, da auf diese Weise der hydraulische Kontakt zwischen unterschiedlichen Bohrungen, die Reichweite und Form des Absenkungstrichters sowie die Transmissivitätsverteilung im Umfeld der Bohrung bestimmt werden kann.

5.2 Reservoirmodellierung

Die räumliche Ausdehnung eines geothermischen Reservoirs spielt für die geothermische Nutzung eine wichtige Rolle. Aus der geometrischen Form des Reservoirs, d. h. aus der Ausdehnung und Mächtigkeit, kann das Volumen und damit der Energieinhalt des Reservoirs berechnet werden. Eine größere Mächtigkeit erhöht bei gleicher Durchlässigkeit die Transmissivität und folglich auch die mögliche Förderrate.

Als Grundlagen für ein geometrisches Untergrundmodell dienen Daten aus der geophysikalischen Explorationstätigkeit, die meist mittels seismischer, seltener mit geoelektrischen Verfahren gewonnen werden, sowie Ergebnisse von Bohrungen. Falls vorhanden, können Daten aus der Kohlenwasserstoffexploration genutzt werden, die durch Untersuchungen für geothermische Projekte ergänzt werden. Bohrungen stellen Informationen längs einer Linie im Untergrund dar, während seismische 2D-Sektionen (vertikale) Flächen-Informationen in der Tiefe zeigen. Erst die 3D-Seismik kann ein räumliches Modell des Untergrundes liefern.

Die seismischen Messdaten werden mit aufwändigen mathematischen Verfahren bearbeitet, um aus einer Zeitinformation eine Tiefeninformation („Processing“) zu erhalten (eine ausführliche Darstellung findet man bei HARTMANN et al. 2015). Darauf aufbauend wird die geologische Interpretation unter besonderer Berücksichtigung der geothermischen Fragestellung vorgenommen. Aufgabe ist es dann, aus den zumeist unregelmäßig verteilten 1D-Bohrungsinformationen und 2D-Seismikinformationen ein dreidimensionales geologisches Strukturmodell aufzubauen. Das so generierte dreidimensionale geologische Modell beinhaltet die Lagerungsverhältnisse der Schichten sowie deren Schichtmächtigkeit.

Auf Basis des Strukturmodells und der hydrostratigraphischen Daten ist eine thermisch-hydraulische Modellvorstellung zu entwickeln, die als Grundidee des hydrogeologischen Modells dient. Dabei werden insbesondere die lithologisch-stratigraphischen Einheiten des 3D-Strukturmodells in hydrostratigraphische Einheiten überführt und diesen hydraulische Parameter zugeordnet. Zusätzlich müssen für die einzelnen Horizonte die entsprechenden thermophysikalischen Parameter übernommen werden.

Das (vereinfachte) hydrogeologische Modell bildet die Grundlage der numerischen Modellierung für den Wärme- und Stofftransport. Unter Annahme geohydraulischer Randbedingungen sowie eventuell von Grundwasserneubildung und Tiefengrundwasseraufstieg wird ein stationäres Grundwasserströmungsmodell entwickelt. Im Rahmen der stationären Kalibrierung werden die geohydraulischen Aquiferparameter und Randbedingungen im numerischen Grundwasserströmungsmodell so angepasst, dass sich eine bestmögliche Übereinstimmung gemessener und berechneter hydraulischer Potentialwerte und Potentialverteilungen sowie eine plausible Grundwasserbilanz ergeben. Parameteränderungen sollten nur innerhalb einer plausiblen Bandbreite vorgenommen werden. Aufgrund der relativ wenigen Messwerte wird diese Kalibrierung in der Regel allerdings mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sein.

Mit Hilfe des stationär kalibrierten Grundwasserströmungsmodells wird das natürliche Temperaturfeld modelliert, wobei in diesem stark vereinfachten Modell die natürliche Konvektion wegen meist fehlender Daten nicht berücksichtigt wird. Danach kann mit der numerischen Simulation des geothermischen Betriebs einer oder mehrerer Dubletten begonnen werden.

Es ist offenkundig, dass die Simulationsergebnisse stark von der Dichte und Güte der gemessenen hydraulischen und thermischen Parameter abhängig sind. Auch der Modellierungsmaßstab spielt für die Genauigkeit eine wichtige Rolle.

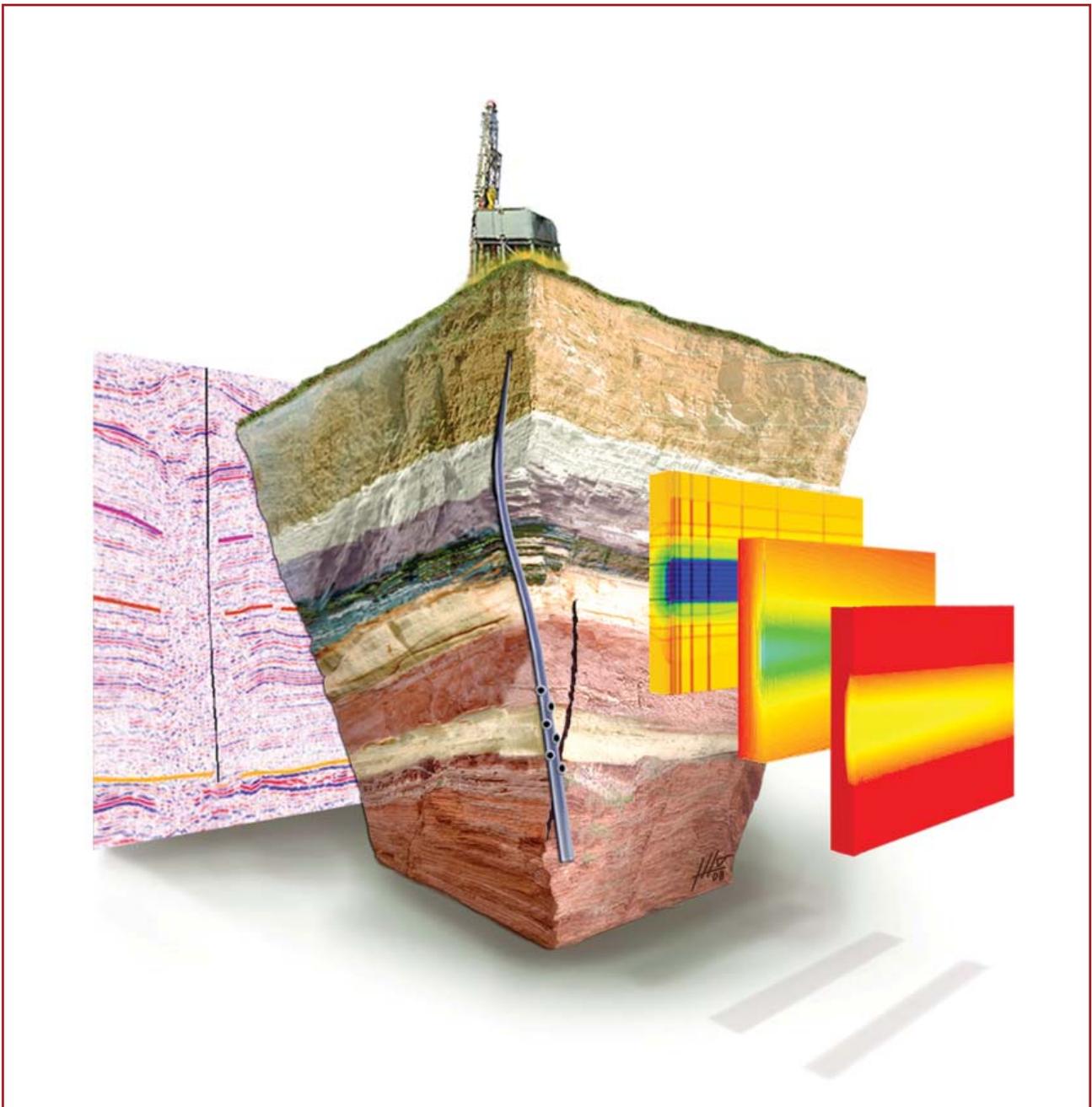


Abb. 26: Untergrundmodell

6 Geothermisches Informationssystem

Der Zugang zu geologischen und geophysikalischen Daten ist eine der wichtigsten Voraussetzungen für die Planung eines Geothermieprojekts. Die Recherche und Zusammenstellung von relevanten Daten und Karten kann mitunter sehr zeitaufwändig und kostenintensiv sein. Sie ist aber notwendig, um eine Prognose über die Struktur, die Temperatur und die chemische Zusammensetzung des Thermalwassers zu erstellen sowie der Förder- und Injektionsrate abzuschätzen. Je besser die Datengrundlage ist, umso geringer ist das Fündigkeitsrisiko.

Besonders wertvoll für die Planung von Geothermieprojekten sind Erfahrungen von benachbarten Geothermieanlagen, Fachdaten aus Tiefbohrungen und seismische Messungen in räumlicher Nähe zum zukünftigen Standort. Diese Daten wurden in Deutschland überwiegend im Rahmen von Erdöl- und Erdgas-Explorationsarbeiten gewonnen und gehören den Konzessionären; sie können daher nur mit dem Einverständnis der Eigentümer genutzt werden. Zwar sind die Konzessionäre durch das Bundesberggesetz in Verbindung mit dem Lagerstättengesetz verpflichtet, bestimmte Ergebnisse ihrer Untersuchungen den zuständigen Landesbehörden (Bergämter und Geologische Dienste) in geeigneter Form zur Verfügung zu stellen, dort unterliegen sie jedoch der Geheimhaltung. Es ist eine Besonderheit des deutschen Lagerstättengesetzes, dass der Schutz der Eigentumsrechte zeitlich unbeschränkt gilt und nicht wie in vielen anderen europäischen Ländern nach Zeiträumen zwischen 3 und 10 Jahren erlischt. Um die gewünschten Daten nutzen zu können, müssen sich Projektplaner an die Dateneigentümer wenden.

Daten für eine Vorstudie zu einem Geothermieprojekt können jedoch heute zum größten Teil bereits aus frei zugänglichen Quellen bezogen werden. Die wichtigste Quelle für freie Fachdaten der tiefen Geothermie ist das geothermische Informationssystem GeotIS (AGEMAR et al. 2014). Es enthält eine Vielzahl von geologischen und geophysikalischen Daten über tiefe Untergrundbereiche in Deutschland, die für eine geothermische Nutzung in Frage kommen, und steht unter <http://www.geotis.de> im Internet frei zur Verfügung (Abb. 27). Jeder Nutzer kann sich über die interaktive Benutzerschnittstelle für einen Nutzhorizont z. B. Profilschnitte, Kartenausschnitte mit Tiefenlage, Verbreitungsgebiete, Störungen und Temperaturverteilungen erstellen. Es können Temperaturprognosen für Einzelpunkte auf Karten und Profilschnitten einschließlich der zu erwartenden Vorhersagewahrscheinlichkeit abgerufen werden.

Grundlage der Temperaturprognosen ist ein geostatistisches 3D-Modell, das die Untergrundtemperatur bis in eine Tiefe von 5 km unter NHN mit einer Auflösung von 2 km lateral und 0,1 km vertikal abbildet (AGEMAR et al. 2012). Neben Darstellungen geologischer Strukturen und Temperaturverteilungen können viele weitere Karten, wie z. B. zur Gebirgsdurchlässigkeit und Fazies in Nutzhorizonten eingeblendet werden. Die Gebirgsdurchlässigkeit wird in Form von T/H-Karten (Transmissivität/Aquifermächtigkeit) dargestellt.

Die Karten für den Malm-Aquifer im süddeutschen Molassebecken wurden aus hydraulischen Testdaten und der Faziesverteilung abgeleitet (BIRNER et al. 2012, STOBER et al. 2013). Für den Oberrheingraben wurden Gebirgsdurchlässigkeiten für die einzelnen geothermischen Nutzhorizonte ermittelt (STOBER & BUCHER 2014). Für Nordostdeutschland standen für die Kartenerstellung ebenfalls hydraulische Tests sowie zahlreiche Untersuchungen an Kernproben zur Verfügung. Die Übersichtskarten zum hydrothermalen und petrothermalen Potential in Deutschland aus dem Kartenwerk „Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie“ (SUCHI et al. 2014) sind ebenfalls in GeotIS eingebunden.

Die Betriebsdaten einzelner Anlagen und die Statistiken zur geothermischen Stromerzeugung und Direktwärmennutzung ergänzen das Informationsangebot. Die Standortdaten lassen sich nach Nutzungsart, Lokation oder Leistungsparametern selektieren. Die Produktionsdaten, die sich für frei wählende Zeiträume auch in Form von Diagrammen darstellen lassen, werden jährlich aktualisiert und reichen für die geothermische Stromerzeugung bis in das Jahr 2003, für die direkte Wärmennutzung bis 1999 zurück. Beispiele für geothermische Anlagen sind in Kapitel 8 beschrieben.

Die Lage von 2D/3D-Seismik und Tiefbohrungen können ebenfalls im Kartenausschnitt dargestellt werden. Weitergehende Informationen, wie z. B. Bohrlochlogs oder Bohrkernmessungen dürfen aufgrund des Lagerstättengesetzes nicht wiedergegeben werden.

Weitere Möglichkeiten der Datenrecherche bieten die Geologischen Dienste der Bundesländer an. Auf den Internetseiten dieser Behörden können u. a. Leitfäden zur Planung geothermischer Anlagen, geothermische Karten, Bohrpunktnachweise und weitere Informationen für Projektplaner eingesehen und zum Teil auch heruntergeladen werden. Zahlreiche Bundesländer haben sich zum Verbund Kohlenwasserstoffgeologie (KW-Verbund) unter Leitung des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) in Hannover zusammengeschlossen. Die länderübergreifende Sammlung, Aufbereitung und Dokumentation industrieller Explorations-, Produktions- und Speicherdaten der Mitgliedsländer sowie ihre Archivierung in Datenbanken und die Pflege des Kohlenwasserstoff-Fachinformationssystems erfolgt zentral durch das LBEG. Der Kartenserver des LBEG bietet die Möglichkeit, über das Internet Nachweisdaten zu Tiefbohrungen, Reflexionsseismik und Gravimetriemessungen abzurufen. Seismische Sektionen beispielsweise können bei den lokal zuständigen Geologischen Diensten oder beim LBEG eingesehen werden, Nutzungsrechte müssen jedoch im Interessensfall bei den Dateneigentümern käuflich erworben werden.

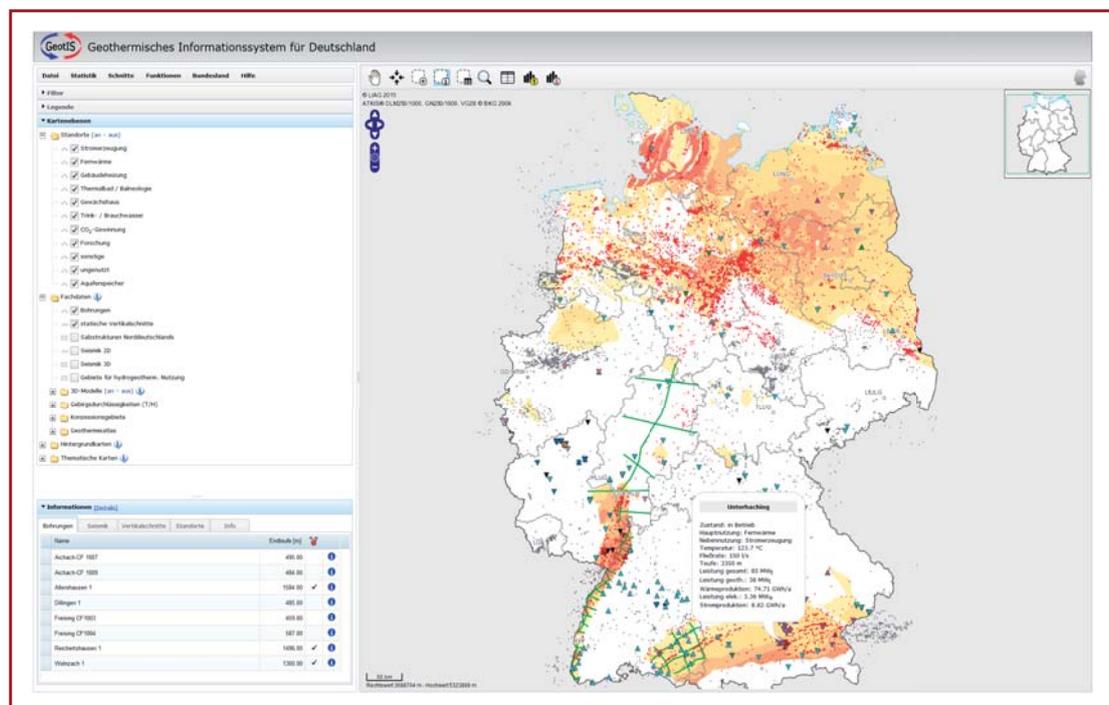


Abb. 27: Screenshot von GeotIS. Das geothermische Informationssystem bietet umfangreiche Daten zur Einschätzung regionaler Potentiale der tiefen Geothermie und Informationen über Geothermieanlagen in Deutschland.

7 Gebiete für hydrothermale Nutzungen in Deutschland

Deutschlands wichtigste Regionen für hydrothermale Nutzungen sind das Norddeutsche Becken, der Oberrheingraben und das Süddeutsche Molassebecken (Abb. 28). In diesen Regionen existieren im tiefen Untergrund Reservoirire mit heißen Wässern, die mit Temperaturen von über 60 °C eine direkte Wärmenutzung, bei Temperaturen von über 100 °C eine grundlastfähige Stromerzeugung ermöglichen. Die saisonale Einspeicherung von Überschusswärme mit einer entsprechenden zeitlichen Versetzung der Nutzung kann darüber hinaus noch in weiteren Regionen erfolgen.

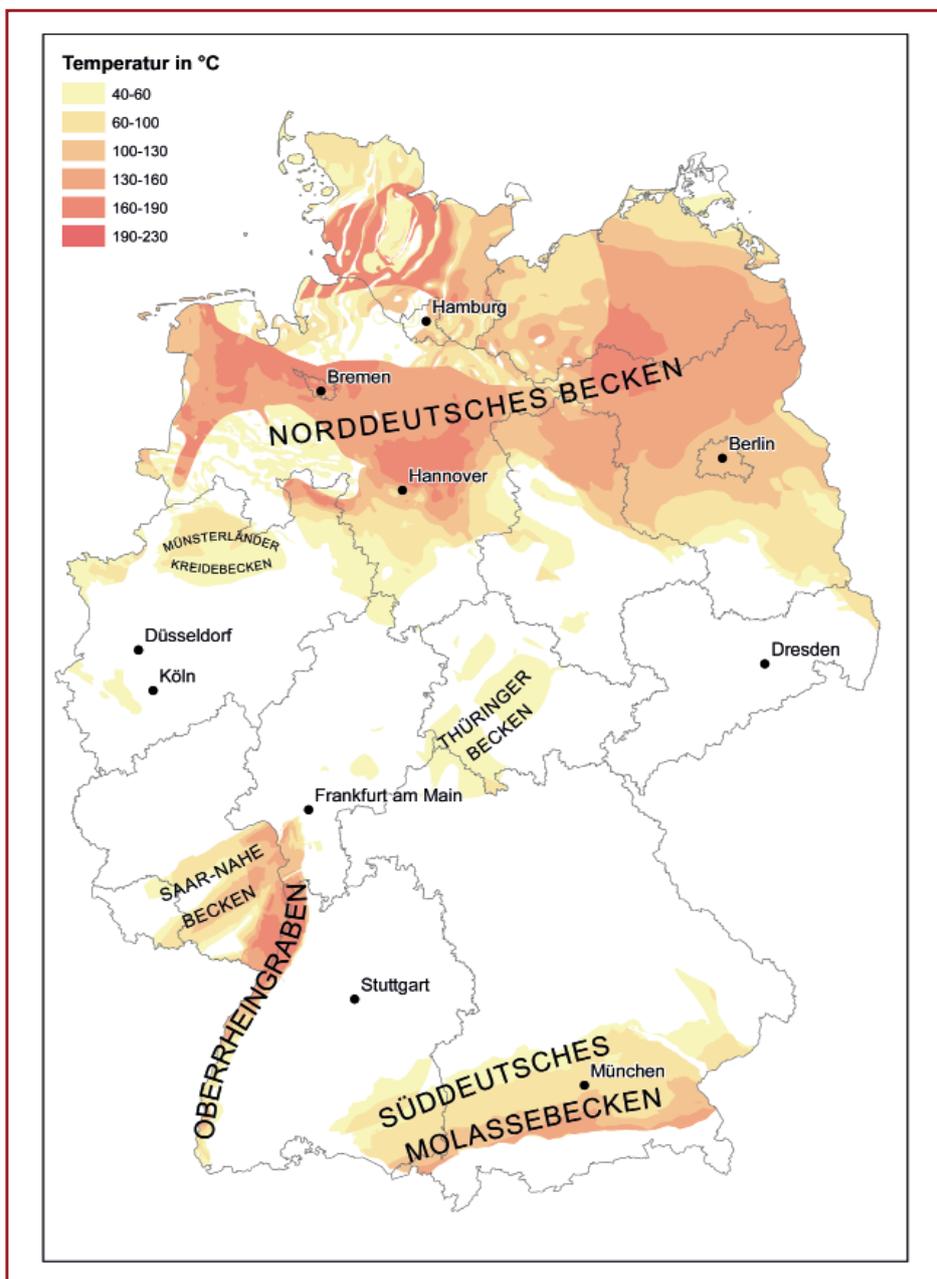


Abb. 28: Übersicht über die Regionen Deutschlands, die für hydrothermale Nutzungen in Frage kommen und zugehörige Temperaturbereiche (nach derzeitigem Kenntnisstand). Zu den wichtigsten Regionen zählen das Süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken (Karte nach SUCHI et al. 2014).

7.1 Norddeutsches Becken (Ostteil)

Für den östlichen Teil des Norddeutschen Beckens kommen vor allem die Sandsteine des Rhät/Lias, des Doggers, der Unterkreide und des Mittleren Buntsandsteins sowie untergeordnet des Rotliegenden und des Mittleren Keupers (Schilfsandstein) wegen ihrer Verbreitung, Porosität und Temperatur als geothermisch nutzbare Aquifere in Betracht (KATZUNG 1984, FELDRAPPE et al. 2008, OBST et al. 2009; Abb. 29).

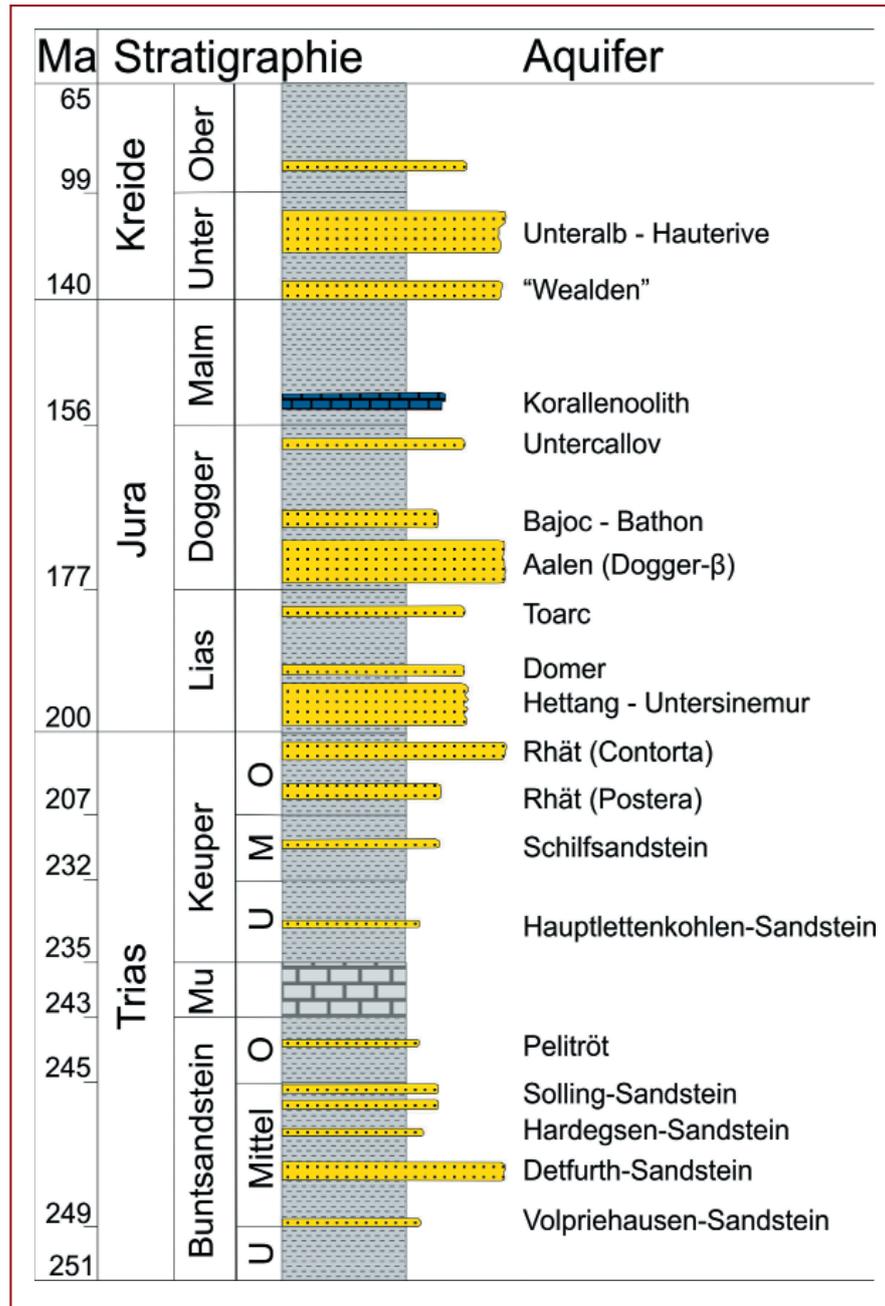


Abb. 29: Mesozoische Aquiferhorizonte (gelb) im Norddeutschen Becken (WOLFGRAMM et al. 2004, FELDRAPPE et al. 2008)

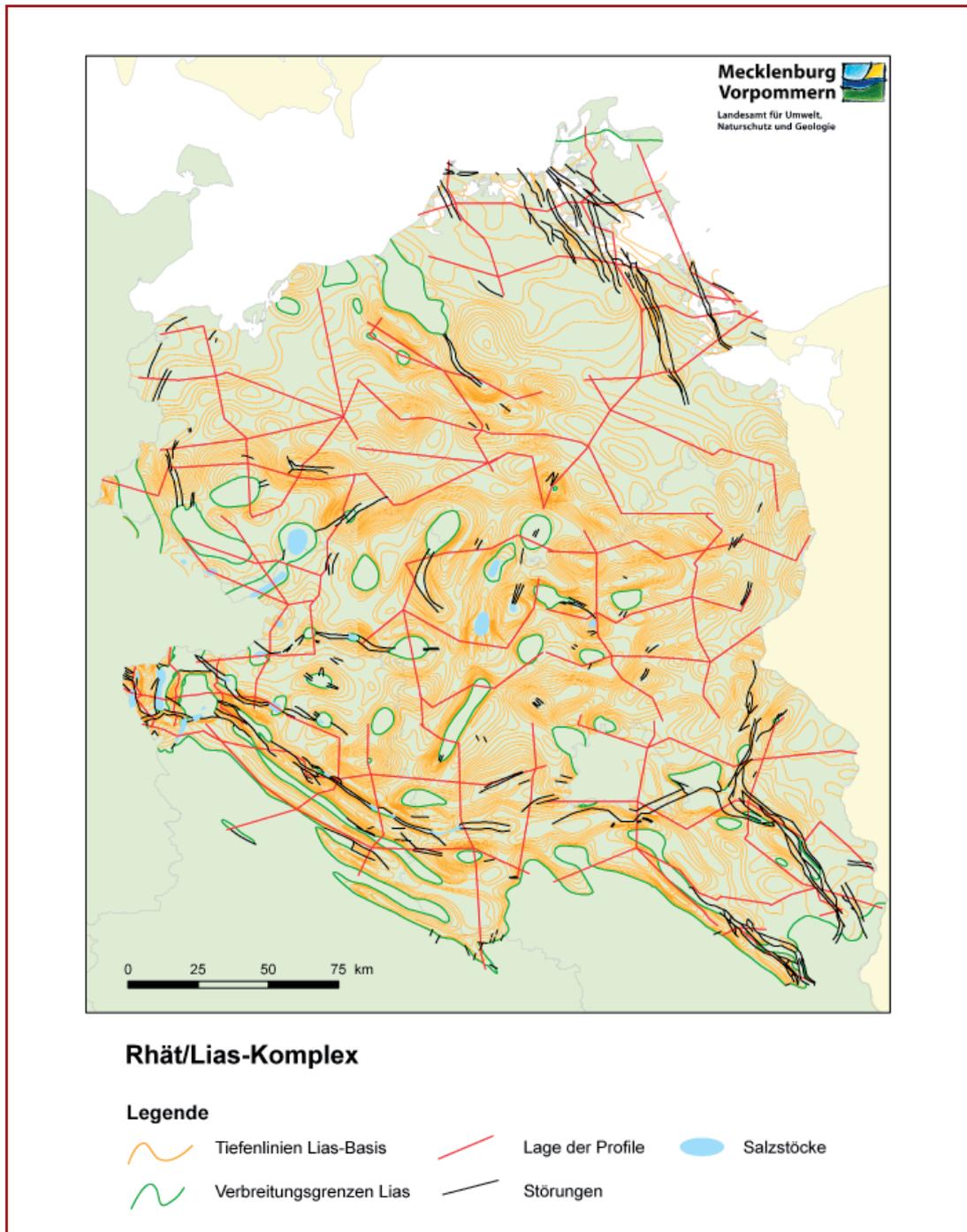


Abb. 30: Verbreitung und Tiefenlage der Aquifere des Rhät/Lias-Komplexes in Nordost-Deutschland. Wichtige Störungen und Salzstrukturen sowie die Lage der Korrelationsschnitte (rot) werden ebenfalls angezeigt (OBST et al. 2009).

Besonders der Rhät/Lias-Aquiferkomplex ist mit wenigen kleinflächigen Ausnahmen im gesamten Ostteil des Norddeutschen Beckens verbreitet (Abb. 30). Dabei finden sich im Rhät Aquifere in den Postera-, Contorta- und Triletes-Schichten. Es werden meistens Mächtigkeiten von mehr als 10 m erreicht. In Mecklenburg-Vorpommern sind überwiegend die Sandsteine der Oberen Postera-Schichten und/oder der Contorta-Schichten nutzbar. Die bindemittelarmen Sandsteine weisen Porositäten von 25–30 %, Permeabilitäten von 500–1.000 mD und Produktivitäten von 50–150 $\text{m}^3 \text{h}^{-1} \text{MPa}^{-1}$ auf. Die Eigenschaften der Lias-Sandsteine (Hettang, Sinemur, Domer) sind mit denen des Rhät vergleichbar. Der Dogger im Norddeutschen Becken ist differenziert aufgebaut. Es können Sandsteine sowohl im Aalen als auch in den jüngeren Schichten des Bajoc/Bathon und des Unter-Callov nachgewiesen werden.

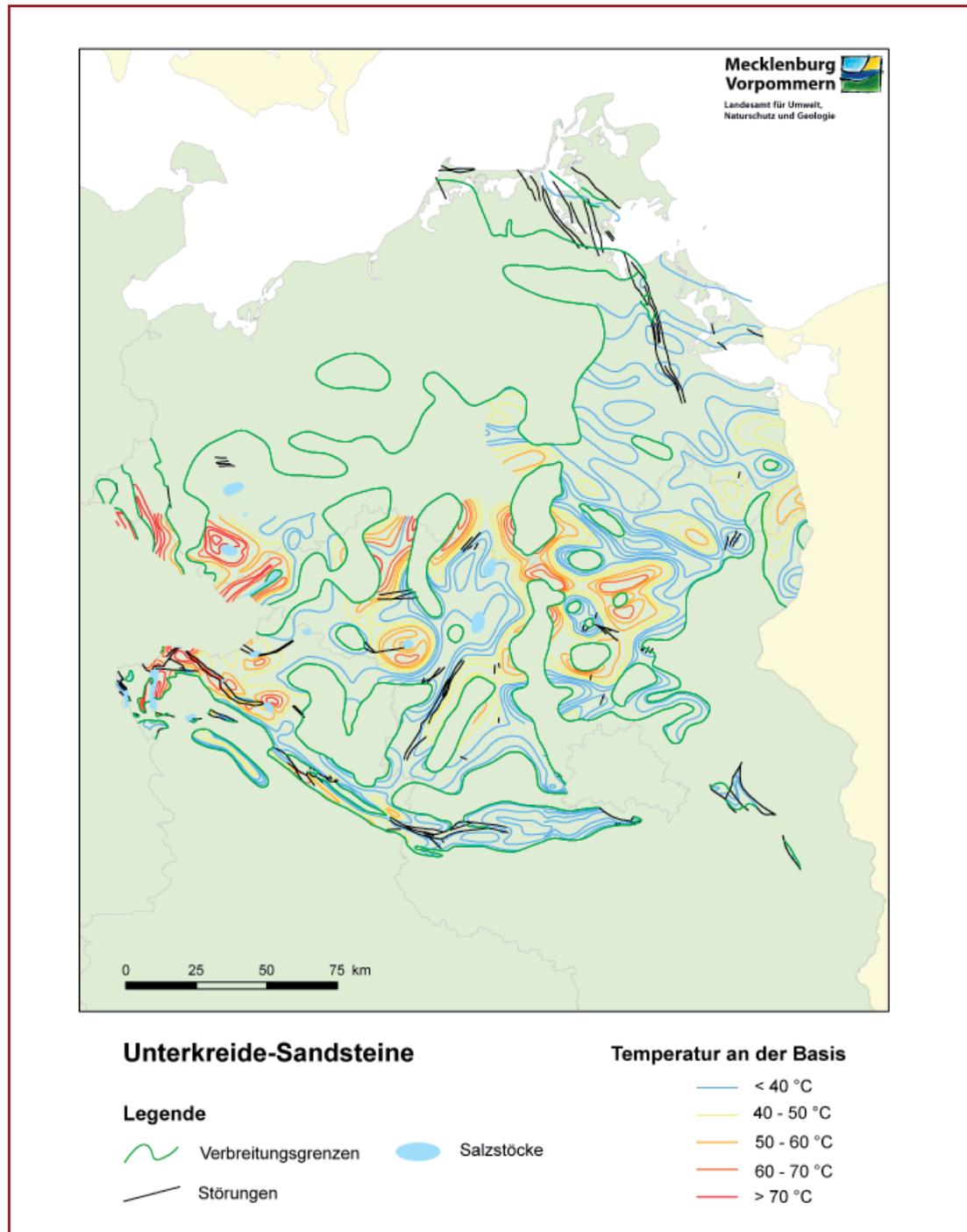


Abb. 31: Regionale Temperaturverteilung in den Sandsteinen (hier Unterkreide) des Norddeutschen Beckens (OBST & BRANDES 2011).

Der Aalen in sandiger Ausbildung stellt einen Aquifer mit hervorragenden Speichereigenschaften dar, welcher Produktivitäten von $150\text{--}300\text{ m}^3\text{ h}^{-1}\text{ MPa}^{-1}$ erwarten lässt. Auch die Unterkreide-Sandsteine sind weit verbreitet und weisen bei Porositäten um 30 % (25–37 %) Permeabilitäten von durchschnittlich 250 mD auf, was Produktivitäten von über $100\text{ m}^3\text{ h}^{-1}\text{ MPa}^{-1}$ ermöglicht (Abb. 31). Die Aquifere des Mittleren Buntsandsteins sind nur küstennah, also im nördlichen Beckenrandgebiet, gut ausgebildet und durch Porositäten von überwiegend über 20 % charakterisiert. Aus dem Vergleich mit den Produktivitäten der Geothermiebohrungen Stralsund und Karlshagen kann z. B. im Detfurth-Sandstein mit Produktivitäten von etwa $100\text{ m}^3\text{ h}^{-1}\text{ MPa}^{-1}$ gerechnet werden. Sowohl der Schilfsandstein (Rinnenfazies) des Keupers als auch die Rotliegend-Sandsteine sind nur lokal als geothermische Aquifere nutzbar.

Für GeotIS (Kap. 6) wurden folgende stratigraphische Horizonte des Norddeutschen Beckens aufbereitet:

- Unterkreide
- Mitteljura (Aalensandstein)
- Lias
- Rhät
- Mittlerer Keuper (Schilfsandstein)
- Mittlerer Buntsandstein

Weitere, nur lokal bzw. regional ausgebildete Aquifere (Lettenkeuper, Bajoc/Bathon, Callov, Toarc) wurden bisher nicht bearbeitet.

In einer zusätzlich aufgebauten Datenbank für Nordost-Deutschland stehen zudem punktbezogene Informationen aus über 1.640 Bohrungen für Recherchen zur Verfügung. Neben den Kopfdaten sind vor allem die Schichtdaten der für eine geothermische Nutzung relevanten Horizonte für potentielle Investoren von Interesse. Deshalb wurden mit Hilfe von Abfragen weitere Tabellen zur Tiefenlage der Basis der stratigraphischen Einheiten sowie zur Anzahl und Gesamtmächtigkeit der jeweiligen Sandsteinhorizonte in den Bohrungen (über 8.000 Datensätze) generiert. Angaben zur Porosität und zur Permeabilität konnten ebenfalls eingebunden werden. Es sind aber nur ca. 1.300 bzw. 600 Datensätze verfügbar.

Zu den bisher realisierten tiefeingeothermischen Projekten in Nordost-Deutschland gehören u. a. die geothermischen Heizzentralen in Waren, Neubrandenburg und Neustadt-Glewe (Abb. 32), die Sandsteine des Rhät/Lias-Aquiferkomplexes nutzen. Ihre Betriebsparameter sind erfasst und werden jährlich aktualisiert (s. Kap. 8.1).



Abb. 32: In der Heizzentrale Neustadt-Glewe

7.2 Oberrheingraben

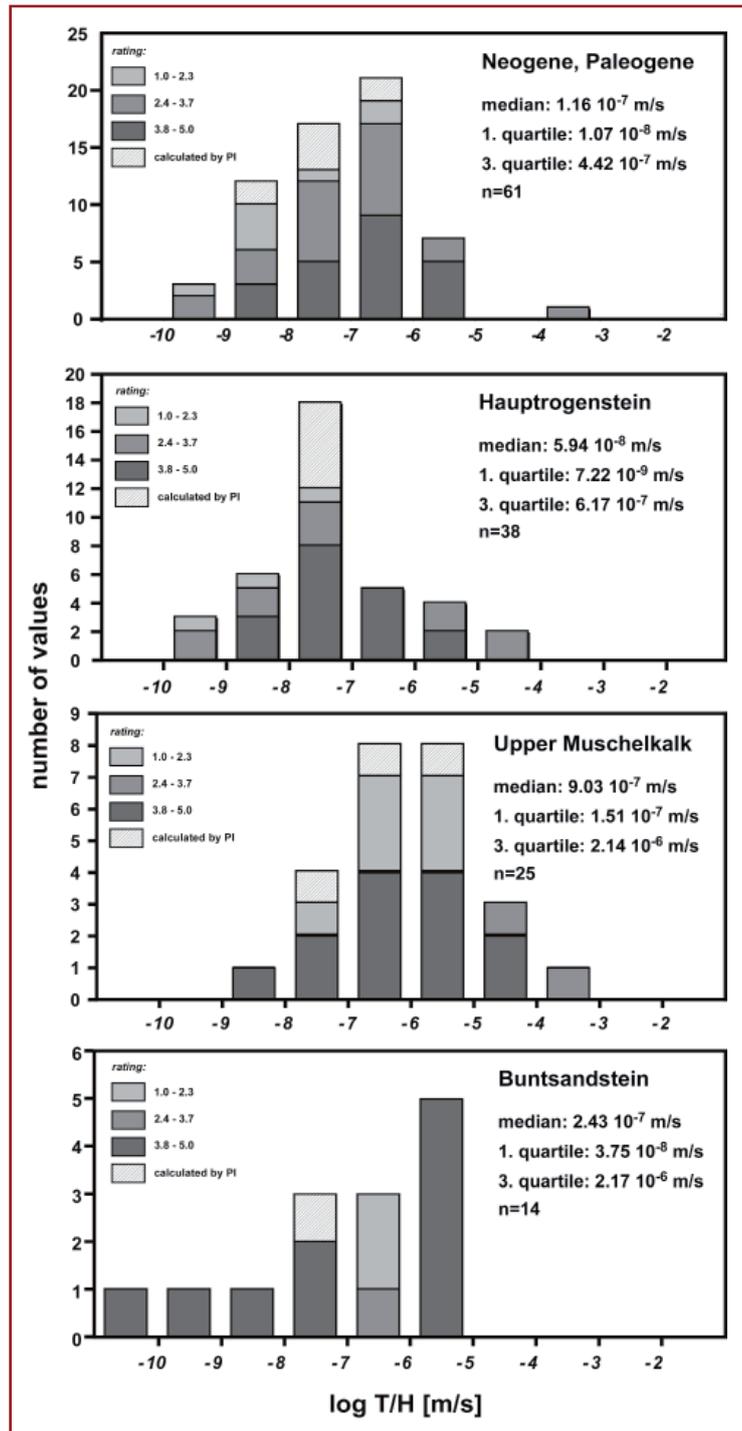


Abb. 33: Verteilung der Durchlässigkeit im tiefen Oberen Muschelkalk, Buntsandstein, Hauptrogenstein und in der tiefen neogenen und paläogenen Abfolge (Tertiär) im Oberrheingraben (STOBER & BUCHER 2014)

Potentielle hydrothermale Nutzhorizonte sind im Oberrheingraben primär die geologischen Formationen des Oberen Muschelkalks und des Buntsandsteins. Darüber hinaus werden im südlichen Grabenbereich zwischen Kehl und Basel der Hauptrogenstein (Mitteljura; früher: Dogger) sowie im nördlichen Grabenabschnitt sandige Lagen in der erdgeschichtlich noch verhältnismäßig jungen tertiären Schichtenfolge berücksichtigt.

Im Rahmen des Projekts GeotIS wurden im Oberrheingraben sowohl auf deutscher wie auf französischer Seite erstmalig alle hydraulischen Testdaten aus Tiefbohrungen der Kohlenwasserstoffindustrie sowie aus Trinkwasser- und Thermalwasserbohrungen systematisch erhoben, ausgewertet und Gebirgsdurchlässigkeiten ermittelt. Dieser Datenbestand wurde mittlerweile erweitert. Abbildung 33 zeigt die Verteilung der Gebirgsdurchlässigkeiten (T/H) in den potentiellen geothermischen Nutzhorizonten innerhalb des Oberrheingrabens.

Im Hauptrogenstein und Oberen Muschelkalk sind die Gebirgsdurchlässigkeiten logarithmisch normal verteilt mit einem Medianwert von $T/H = 5,9 \cdot 10^{-8}$ m/s im Hauptrogenstein und einem deutlich höheren Wert von $T/H = 9,0 \cdot 10^{-7}$ m/s für den Oberen Muschelkalk.

Die Medianwerte der Gebirgsdurchlässigkeit für den Buntsandstein und die neogen-paläogene Abfolge liegen mit Werten von $2,4 \cdot 10^{-7}$ m/s und $1,2 \cdot 10^{-7}$ m/s dazwischen.

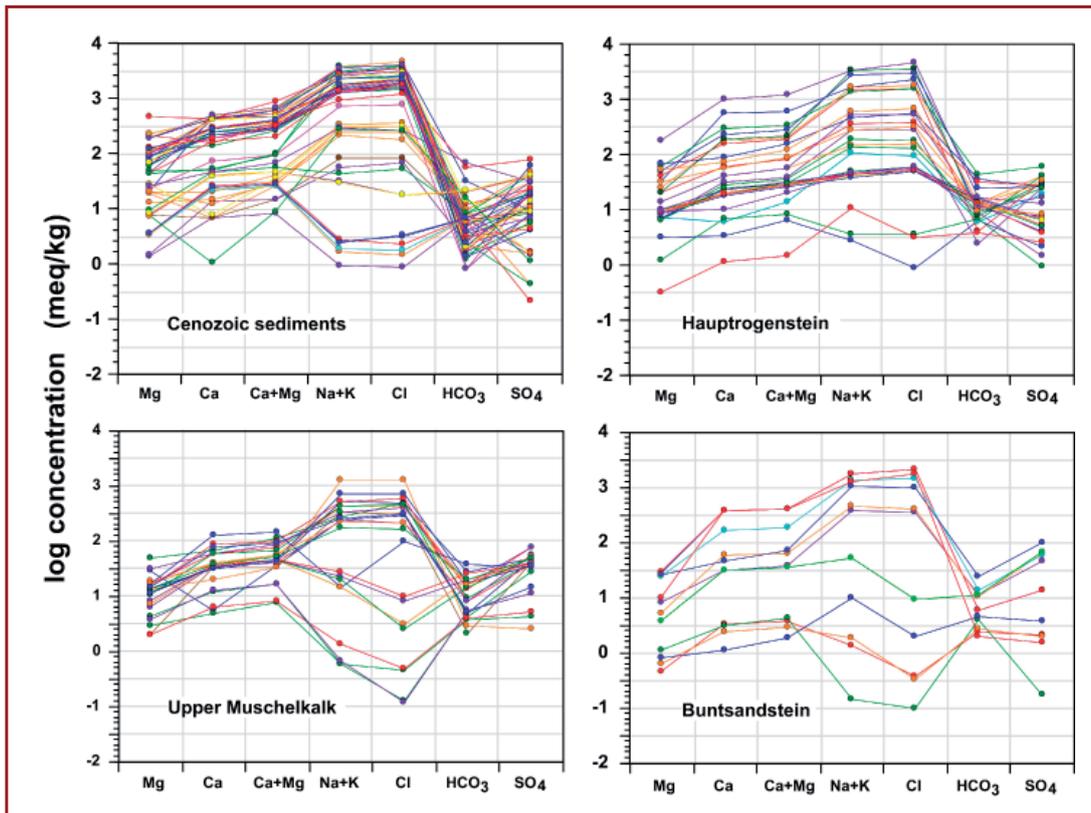


Abb. 34: Hydrochemische Eigenschaften der Wässer aus den potentiellen Nutzhorizonten im Oberrheingraben (Schoeller-Diagramm) (STOBER & BUCHER 2014)

Die Tiefenwässer im Oberrheingraben haben durchweg hohe Salzgehalte und sind reich an Natriumchlorid. Abbildung 34 zeigt ihre Hauptinhaltsstoffe in Form von Schoeller-Diagrammen. Der Gesamtlösungsinhalt (TDS) als Summenparameter der im Wasser gelösten Inhaltsstoffe schwankt in den verschiedenen Nutzhorizonten in weiten Grenzen und kann jeweils Werte von einigen 10er g/kg erreichen (zum Vergleich: Meerwasser hat ein TDS von etwa 35 g/kg). TDS ist an die Tiefenlage des Aquifers gekoppelt. In Tiefen unterhalb von 1.000 m u. GOK gibt es nur noch Wässer mit einem TDS von über 10 g/kg. Die höchsten Konzentrationen wurden in den Tiefenwässern des Hauptrogenstein und der känozoischen Schichten (Tertiär) gemessen.

Gleichzeitig verdeutlichen die Schoeller-Diagramme (Abb. 34), dass in den einzelnen Aquiferen jeweils zwei verschiedene Wassertypen vorliegen. Die niedriger mineralisierten Wässer stammen aus geringeren Tiefen und liegen daher meistens im Bereich der Vorbergzone. Diese Wässer sind durch eine intensive Wasser-Gesteins-Wechselwirkung geprägt. Die tiefer liegenden Wässer sind eher in der inneren Grabenzone zu finden. Sie zeigen eine höhere Mineralisation an und besitzen jeweils hohe Gehalte an Natrium und Chlorid unabhängig vom jeweiligen Aquifer, dem sie entstammen. Die hohen Na-Cl-Gehalte werden auf tiefe Zirkulationssysteme, die über Schichtgrenzen hinweggehen, zurückgeführt.

Derzeit werden zwei im Wesentlichen unabhängig voneinander wirkende Zirkulationssysteme unterschieden: Die meisten Tiefenwässer des Buntsandsteins sind von Na-Cl-reichen Wässern geprägt, die aus dem kristallinen Grundgebirge aufsteigen. Aufsteigende Wässer prägen auch die hydrochemischen Eigenschaften der Tiefenwässer im Oberen Muschelkalk, z. T. direkt, z. T. indirekt durch saline Ablagerungen, die bereichsweise im unterlagernden Mittleren Muschelkalk auftreten. Das zweite Zirkulationssystem betrifft den Hauptrogenstein sowie die känozoische Abfolge (Tertiär), wobei die hohen Na-Cl-Gehalte im Hauptrogenstein im Wesentlichen durch saline Ablagerungen der känozoischen Abfolge geprägt sein dürften (STOBER et al. 2014, STOBER & BUCHER 2014, STOBER et al. 2013).

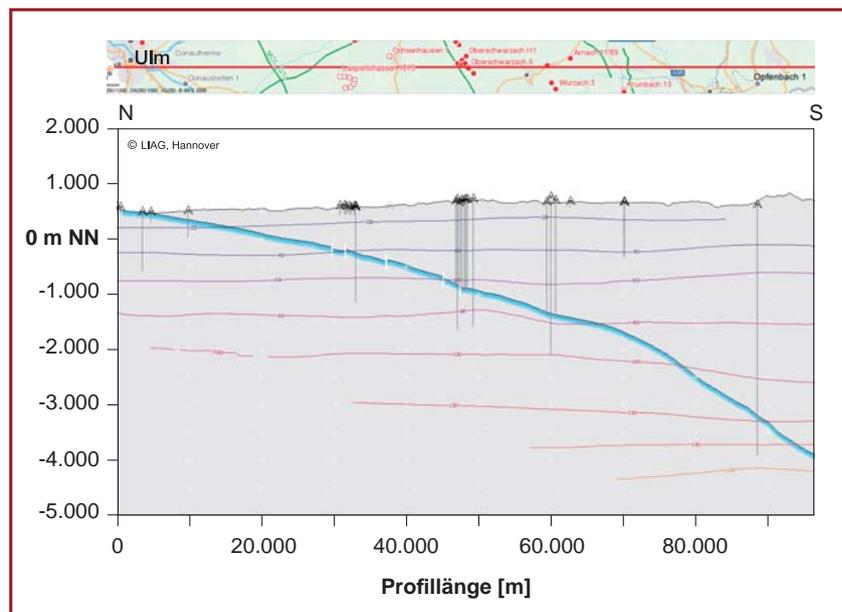
Zur Entwicklung von Modellkonzepten über den strukturellen Bau des tieferen Untergrundes wurden reflexionsseismische Sektionen aus der Erdöl-/Erdgasexploration geologisch interpretiert. Die digitalisierten Lagepläne und gescannten Seismiksektionen bilden in Kombination mit Tiefbohrungen die Datengrundlage für die geologischen Tiefenschnitte, die im GeotIS (<http://www.geotis.de>) eingesehen werden können. Die seismischen Sektionen können Informationen über die Lage von Störungen sowie die Tiefenlage und Mächtigkeit hydrothermaler Nutzhorizonte liefern. In den letzten Jahren wurden auch neue 2D- und 3D-Seismikmessungen vorgenommen, die beim LBEG archiviert sind. Lokale Daten werden von den Geologischen Diensten vorgehalten. Anhand der Kenntnisse über den regionalen geologischen Bau des Untergrundes lassen sich Hinweise auf erreichbare Temperaturen, Förderraten sowie auf Kompressions- und Dehnungsstrukturen ableiten.

7.3 Süddeutsches Molassebecken

7.3.1 Der westliche Teil des Beckens

Für den baden-württembergischen Teil des Süddeutschen Molassebeckens sind die Formationen des Oberen Juras und des Oberen Muschelkalks die wichtigsten potentiellen Nutzhorizonte. Dabei bilden die Formationen des höheren Oberen Juras im nördlichen Bereich aufgrund ihrer hohen Ergiebigkeit das Grundwasserstockwerk mit dem größeren hydrothermalen Potential. Faziell gegliedert in einen nördlichen und einen südlichen Abschnitt, ist innerhalb des Oberen Juras besonders der Bereich eines mächtigen beckenparallelen Gürtels für geothermische Nutzungen von Interesse, der sich von der Region Konstanz-Singen über das Gebiet bei Pfullendorf und Aulendorf bis zur Iller erstreckt. Die in nördlichen Beckenregionen anzutreffende Schwäbische Fazies ist hier aus massigen, teils geschichteten Kalksteinen und Dolomiten aufgebaut, deren Mächtigkeit bis zu 250 m erreichen kann (VILLINGER 1988). Die Unteren und Oberen Felsenkalke sowie die Liegenden Bankkalke zeichnen sich insbesondere im Bereich dieses aus Schwamm-Algen-Riffen aufgebauten Gürtels (MEYER & SCHMIDT-KALER 1996) durch kavernöse Gesteine bei gleichzeitig im Rahmen der Verkarstung korrosiv erweiterten Hohlräumen aus. Dabei werden die natürlichen Wasserwegsamkeiten durch mehrere großräumige, überwiegend in Beckenlängsrichtung verlaufende Verwerfungssysteme zusätzlich vergrößert.

Abb. 35: Beispiel für einen geologischen Profilschnitt durch das Molassebecken aus dem Geothermischen Informationssystem GeotIS: Tiefenlage des Malm-Top (blau), Lage der Hauptstörungen im Malm (kurze weiße Linien) und die umliegenden Tiefbohrungen (dunkelgrau) sind dargestellt. Die Isolinien beschreiben die Temperaturverteilung im Untergrund.



In südlichen Beckenregionen nimmt die Mächtigkeit des Grundwasserleiters im Übergang zur Helvetischen Fazies dagegen stark ab und verliert mangels Ausbildung ausgedehnter Riffe und Lochfelszonen als potentieller hydrothermaler Nutzhorizont zunehmend an Bedeutung (z. B. STOBER 2013).

Der Grad der im Wesentlichen im Pliozän erfolgten Verkarstung des Oberjuras geht mit zunehmender Distanz zur Donau und mit dem Absinken der Schichten in größere Tiefen im Südosten zurück und findet vermutlich südlich der Linie Überlingen – Aulendorf – Ochsenhausen ein Ende. Die darüber gelagerten gebankten Mergel- und Kalksteine der Zementmergel und Hangenden Bankkalke sind nach Erkenntnissen aus der Wassererschließung auf der Schwäbischen Alb meistens deutlich geringer durchlässig und zeigen in weiten Teilen lediglich eine nur oberflächennahe Verkarstung (Paläokarst), die den Grundwasserleiter größtenteils nicht erreicht.

Die im voralpinen Molassebecken niedergebrachten Bohrungen zeigen in allen Grundwasserstockwerken einen generell nach Südosten und damit beckeneinwärts gerichteten Temperaturanstieg (Abb. 35). Dieser Effekt ist primär auf das allmähliche Abtauchen der Grundwasserleiter zurückzuführen.

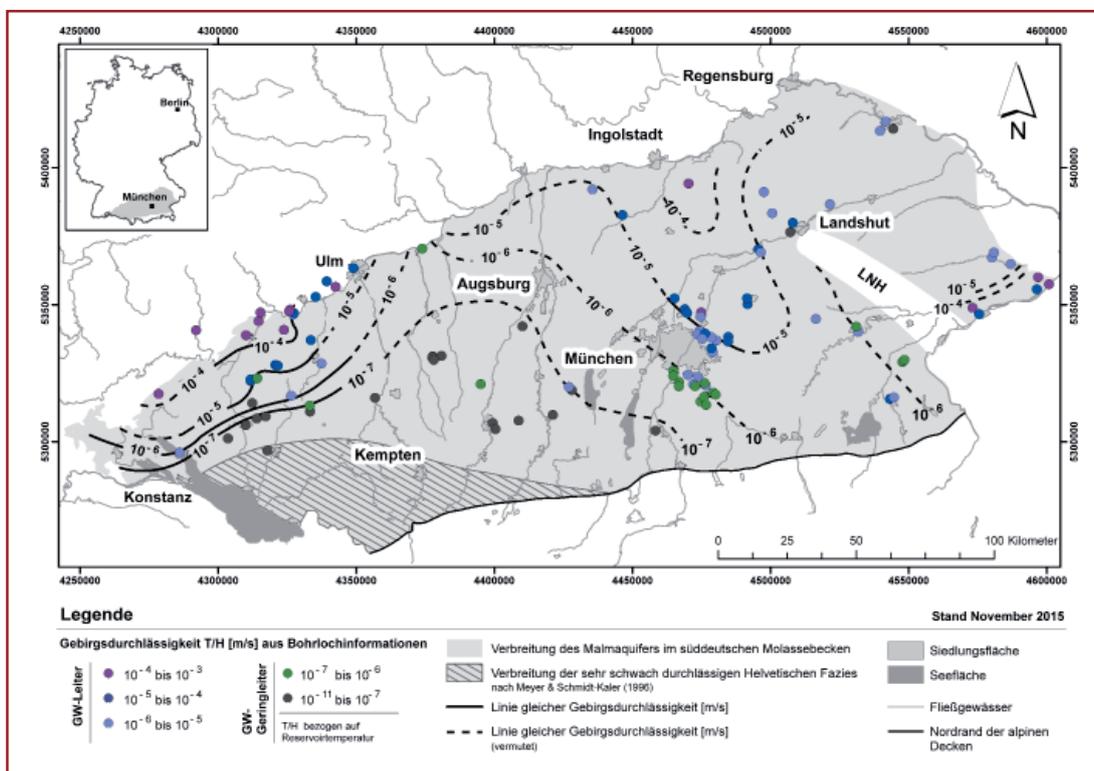


Abb. 36: Verteilung der Durchlässigkeit im Oberjura (Malm) des Molassebeckens (modifiziert nach BIRNER et al. 2012)

Abbildung 36 zeigt die räumliche Verteilung der Gebirgsdurchlässigkeiten im Oberjura des Süddeutschen Molassebeckens (BIRNER et al. 2012). Mit fortschreitendem Abtauchen der Oberjuratafel gehen die Durchlässigkeiten im baden-württembergischen Teil nach Südosten zunächst langsam zurück. Neben einer verstärkten Grundwasserneubildung und einem damit verbundenen CO_2 -Eintrag aus nordwestlicher Richtung im Bereich der Schwäbischen Alb ist diese geringe Reduktion der Durchlässigkeiten im Wesentlichen auf die Ausbildung eines aus Schwamm-Algen-Riffen aufgebauten Gürtels in der Region Saulgau zurückzuführen. Erst südlich der Linie Überlingen – Aulendorf – Ochsenhausen findet ein verstärkter Abfall statt (STOBER & VILLINGER 1997).

In dieser Region wird mit großer Wahrscheinlichkeit die Südgrenze der Verkarstung des Grundwasserleiters liegen. Zudem erfolgt in dieser Region der allmähliche Übergang zum helvetischen Faziesbereich. Diese Annahme wird durch negative Erschließungsversuche in den Thermalwasserbohrungen Waldsee 1 und Ravensburg bzw. geringe Ergiebigkeiten in der Bohrung Waldsee 2 bestätigt. Ein nennenswerter Grundwasserumsatz findet demzufolge im höheren Oberjura des südlichen baden-württembergischen Molassebeckens nicht statt.

Die weitaus meisten hydrochemischen Analysen aus dem Oberjura entstammen dem Teufenbereich bis 400 m u. GOK. Diese Wässer weisen einen relativ geringen Gesamtlösungsinhalt zwischen etwa 0,32 g/kg bis zu maximal 0,75 g/kg auf. In Tiefen unterhalb von 400 m bis 2.000 m scheint der Gesamtlösungsinhalt nur geringfügig höher zu sein. Der höchste angetroffene Wert liegt bei rund 3,3 g/kg. Die meisten Wässer erreichen jedoch kaum Werte über 1 g/kg. Die höchsten gemessenen Gesamtlösungsinhalte von 36,6 g/kg stammen aus einer Tiefe von etwa 3.700 m. Die zugehörige Bohrung befindet sich im äußersten Süden des Untersuchungsgebietes im Bereich der helvetischen Fazies. Mit der Tiefenlage ändert sich im Oberjura-Aquifer auch der Wassertyp. Die niedrig mineralisierten Wässer aus geringer Tiefe haben hohe Calcium- und hohe Hydrogencarbonat-Gehalte, zum Teil auch hohe Magnesium-Gehalte und sind somit dem Ca-(Mg)-HCO₃-Typ zuzurechnen. Mit steigender Tiefenlage des Oberjuras in Richtung Südosten gewinnt Natrium zunehmend an Bedeutung, teilweise verbunden mit einem Anstieg der Sulfat- und Chlorid-Werte. Im äußersten Südosten im Bereich der helvetischen Fazies sind nur noch höher mineralisierte Wässer zu erwarten, die dem Na-Cl-Typ zuzurechnen sind (BIRNER 2013; Abb. 37).

7.3.2 Der Obere Jura im bayerischen Teil des Molassebeckens

Im zentralen und östlichen Teil des Molassebeckens kommt für eine energetische Nutzung in erster Linie der Malm (Oberer Jura) als potentiell ergiebigster Thermalwasseraquifer in Frage. Bei besonders günstigen Umständen könnte auch eine energetische Nutzung in den Kreidesandsteinen möglich sein; bei den potentiell thermalwasserführenden Aquiferen im tieferen Tertiär wird nach derzeitigem Kenntnisstand der Schwerpunkt auf einer balneologischen Nutzung liegen müssen (BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE 2012).

In Bayern sind derzeit (Stand Dezember 2015) achtzehn Anlagen zur hydrothermalen Wärmeerzeugung in Betrieb, zwei dieser Anlagen erzeugen zudem Strom, bei drei weiteren Anlagen ist ein Kraftwerk zur zusätzlichen Stromerzeugung in Bau bzw. in Planung. Darüber hinaus sind zwei Anlagen mit (bislang) reiner Stromerzeugung in Betrieb. Ein Projekt zur Wärmeversorgung befindet sich in der Bohrphase, weitere Projekte sind „bohrreif“ oder noch in der Planungsphase. Alle diese Anlagen bzw. Projekte nutzen bzw. zielen auf den Malm als Thermalwasseraquifer ab.

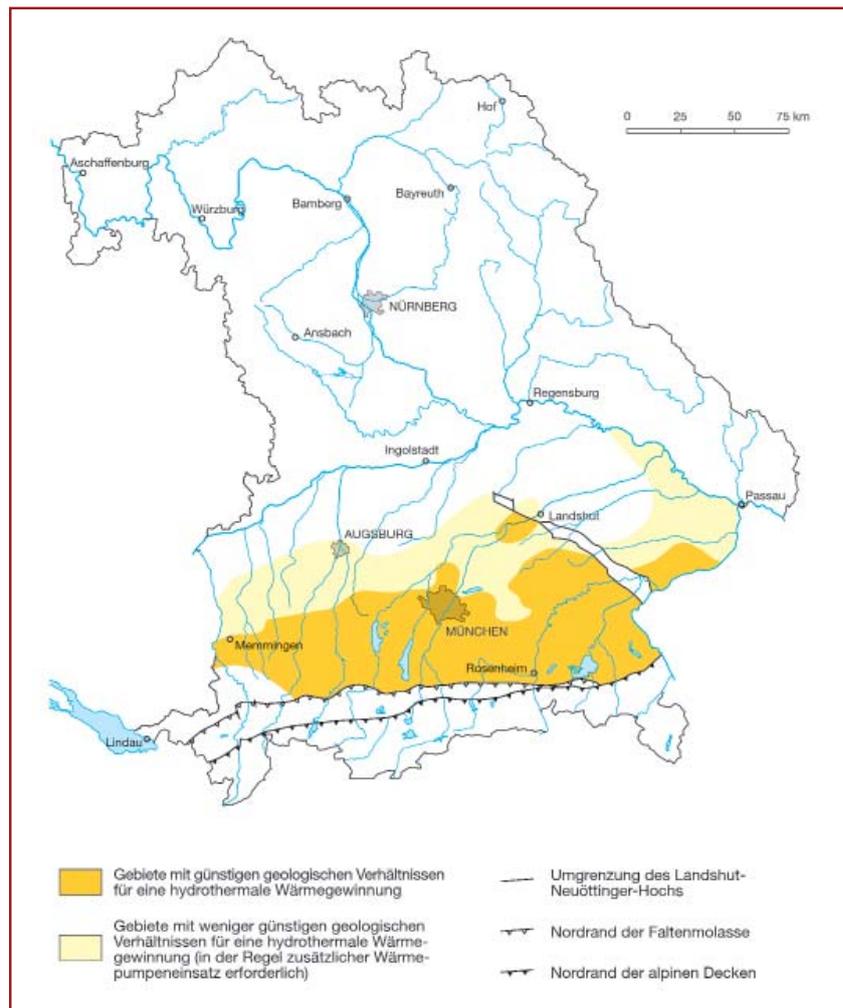
Der Großteil dieser Anlagen befindet sich im Großraum München, da hier neben sehr günstigen Untergrundverhältnissen auch entsprechende Abnehmerstrukturen insbesondere für Fernwärme existieren. Betrieben werden die Anlagen von Kommunen – teilweise über Tochtergesellschaften – wie Unterschleißheim, Garching, Unterföhring, Ismaning, einem Verbund von Aschheim, Feldkirchen und Kirchheim bei München, Unterhaching, Grünwald und Pullach sowie von den Stadtwerken München und einigen privaten Betreibergesellschaften.

Gemäß der Energiestrategie der Stadtwerke München soll München bis 2040 die erste deutsche Großstadt werden, in der Fernwärme zu 100 % aus Erneuerbaren Energien gewonnen wird. Da es im städtischen Umfeld wenig regenerative Alternativen gibt, soll hierbei die tiefe Geothermie die Hauptlast übernehmen. Entsprechende Voruntersuchungen (i. W. 2D- und 3D-Seismik auch im Stadtgebiet von München) wurden bereits durchgeführt, weitere sind geplant. Es wird davon ausgegangen, dass in der Langzeitperspektive die Bedeutung der tiefen Geothermie zunehmen wird und diese bis zum Jahr 2040 zu den günstigsten Wärmeversorgungssystemen gehören wird (GRELLER & BIEBERBACH 2015).

Auch die Angaben über die Durchlässigkeiten im Malm beziehen sich auf statistisch zu interpretierende Werte, da diese lokal zum Teil extremen Schwankungen unterliegen können. Bei der Auswertung von hydraulischen Tests aus über 60 Bohrungen, die den Malm im bayerischen Molassebecken mit Wassertemperaturen von über 20 °C erschlossen haben, ergibt sich eine Spannbreite der Transmissivitäten (T) von $6,9 \cdot 10^{-8} \text{ m}^2/\text{s}$ bis $1,6 \cdot 10^{-1} \text{ m}^2/\text{s}$, wobei der überwiegende Teil der Bohrungen Transmissivitäten im Bereich von $1,0 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ bis $1,0 \cdot 10^{-2} \text{ m}^2/\text{s}$ aufweist (BIRNER et al. 2012). Die hieraus ermittelten Gebirgsdurchlässigkeiten (T/H) variieren von $5,8 \cdot 10^{-11} \text{ m/s}$ bis $5,2 \cdot 10^4 \text{ m/s}$. Das Maximum der Häufigkeitsverteilung liegt im Bereich von $1,0 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$ bis $1,0 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}$. Im östlichen Teil des bayerischen Molassebeckens scheint der Bereich mit hohen und höheren Gebirgsdurchlässigkeiten weit nach Südosten auszugreifen, im westlichen Teil nehmen die Gebirgsdurchlässigkeiten nach Südwesten hin ab (BIRNER et al. 2012; siehe Abb. 36).

Der Druckwasserspiegel im Malm liegt im zentralen Molassebecken unterhalb der Geländeoberfläche und meist unterhalb des tertiären Druckwasserspiegels, d. h. es herrschen „unterhydrostatische Drücke“.

Im Großraum München sind Druckspiegelhöhen von 100 bis 200 m unter Gelände zu erwarten; weiter im Südosten in der Wasserburger Senke sind die Potentialverhältnisse noch weitgehend ungeklärt.



Im Süden des Braunauer Trogs stehen die Grundwässer des Malms, der Kreide und des tieferen Tertiärs in hydraulischem Kontakt zueinander (PRESTEL 1991, BAYER. LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT 1999). Die Wässer sind dort über weite Bereiche artesisch gespannt.

Ein Großteil der Malmwässer kann als Süßwasser klassifiziert werden, wobei am Beckennordrand nahezu ausschließlich gering mineralisierte ($< 1 \text{ g/l}$) Wässer vom $\text{Ca}(\text{Mg})\text{-HCO}_3$ -Typ und im Beckenzentrum ebenfalls zumeist nur gering mineralisierte Wässer vom $\text{Na}(\text{Ca})\text{-HCO}_3\text{-Cl}$ -Typ auftreten (BIRNER et al. 2011). Die Sulfatkonzentrationen nehmen vom Beckennordrand zum Beckenzentrum hin ab, da Sulfat hier zu Sulfid reduziert wird. Das dabei entstehende H_2S ist in allen Malmwässern des Beckeninneren nachweisbar. Mit weiter zunehmender Beckentiefe ist eine Zunahme der Lösungsinhalte festzustellen, so dass im Süden – zumindest in wenig durchströmten Bereichen – auch mit Wässern mit höherer Mineralisation und erhöhten Chlorid-Gehalten zu rechnen ist (Abb. 37).

Im Süden werden im Malm hohe Temperaturen von deutlich über $100 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht, nach Norden hin nehmen die Temperaturen ab (Abb. 38). Eine hydrothermale Stromerzeugung ist daher nur südlich von München möglich, da hierfür die Temperatur bei zumindest rund $100 \text{ }^\circ\text{C}$ liegen sollte (Abb. 39).

Weitere Informationen zur hydrothermalen Energiegewinnung in Bayern sind dem Bayerischen Geothermieatlas (BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE 2012) zu entnehmen.

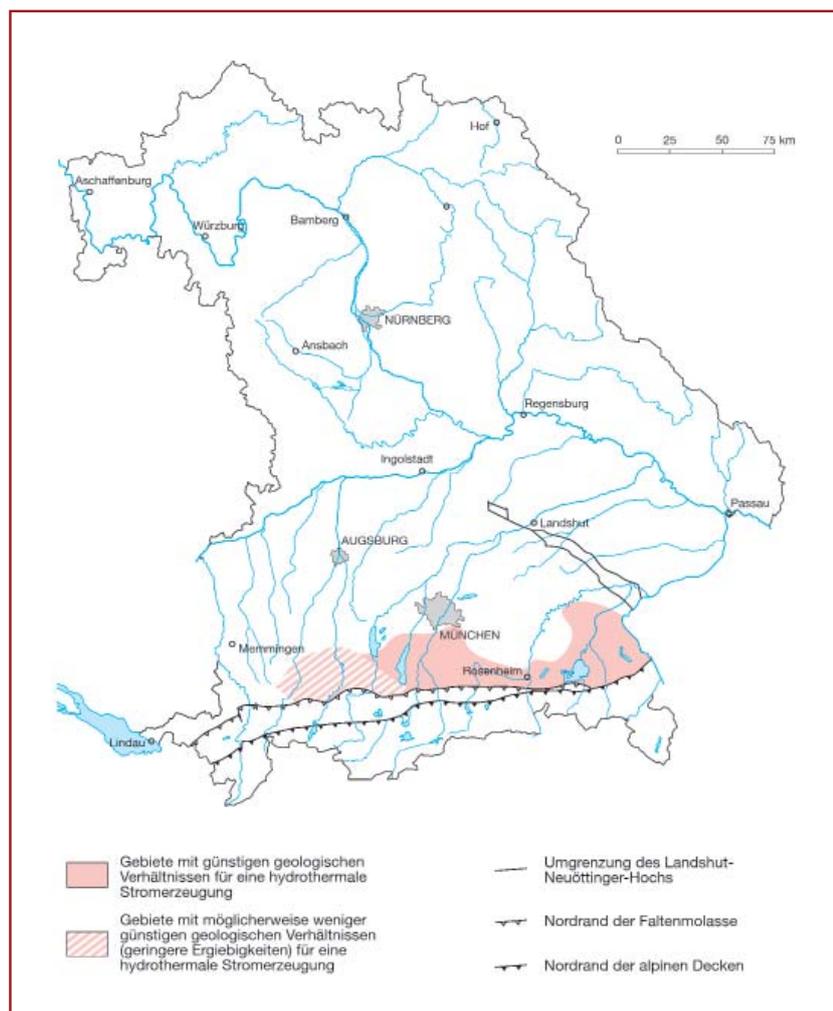


Abb. 39: Gebiete in Bayern mit günstigen bzw. möglicherweise weniger günstigen geologischen Verhältnissen für eine hydrothermale Stromerzeugung (Quelle: Bayerisches Landesamt für Umwelt)

8 Tiefengeothermische Projekte

Die im Folgenden aufgeführten Projekte sind Beispiele für die erfolgreiche geothermische Energiebereitstellung aus den Regionen mit dem bedeutendsten Nutzungspotential in Deutschland. Zur Energiegewinnung werden dort jeweils Dubletten mit Förder- und Injektionsbohrung eingesetzt. Ergänzend wird das europäische Geothermieprojekt in Soultz-sous-Forêt (Elsass) als Beispiel für eine EGS-Anlage kurz beschrieben.

8.1 Neustadt-Glewe (Norddeutsches Becken)

In den 1980er Jahren wurden auf dem Gebiet Mecklenburg-Vorpommerns an sechs Projektstandorten (Waren, Neubrandenburg, Neustadt-Glewe, Stralsund, Karlshagen und Schwerin) insgesamt 20 Bohrungen mit dem Ziel der Erschließung ergiebiger Aquifere zur Thermalwassernutzung abgeteuft. 1984 nahm die Geothermische Heizzentrale (GHZ) in Waren als erste ihrer Art in Deutschland den Betrieb auf. Sie belegt, dass eine hydrothermale Dublette auch noch nach über 30 Jahren erfolgreich funktioniert. Die zweite Anlage, die GHZ Neubrandenburg, produzierte ab 1988 über zehn Jahre im üblichen Dublettenbetrieb Erdwärme. Nach der Umrüstung auf Einspeicherung von Abwärme aus einem konventionellen GuD-Kraftwerk ist sie der weltweit größte Wärmespeicher mit einer Leistung von 3,0 bis 3,5 MW_{th}. Die seit 1995 arbeitende GHZ Neustadt-Glewe wurde im Jahr 2003 mittels zusätzlichen Einbaus einer ORC-Anlage auf kombinierte Wärme- und Stromproduktion umgerüstet (Abb. 32). Mit einer installierten elektrischen Leistung von 230 kW_{el} stellte sie eine Pilotanlage für den Niedrigenthalpiebereich in Deutschland dar. Durch die Erzeugung von Strom im zu seiner Zeit „kältesten“ Geothermiekraftwerk der Welt konnte gezeigt werden, dass eine Anlage dieser Art auch bei verhältnismäßig niedrigen Temperaturen betrieben werden kann.

Bereits 1984 wurde in Neustadt-Glewe ein geothermisches Projekt im Auftrag des damaligen Lederwerkes entwickelt. Ziel war es, das Werk mit Heiz- und Prozesswärme und ein benachbartes Neubaugebiet mit Heizwärme zu versorgen. Zur ersten Einschätzung der geothermischen Ressourcen im Raum Neustadt-Glewe wurden zunächst die vorhandenen geologischen und geophysikalischen Daten der Kohlenwasserstofferkundung ausgewertet. Der Standort liegt an der Westflanke einer passiven Salzaufwölbung, die vor allem infolge Salzabwanderung in die benachbarten Salzstöcke Kraak im Nordwesten und Werle im Süden entstand.

Ab Mitte 1988 erfolgten vibroseismische Messungen, um die lokalen strukturellen Verhältnisse zu überprüfen und die Ansatzpunkte der Bohrungen festzulegen. Die Bohrung Gt NG 1/88 wurde 1989 im Unteren Gipskeuper bei 2.450 m Teufe eingestellt und die Bohrung Gt NG 2/89 erreichte 1990 den Dolomitmergelkeuper bei 2.335 m Endteufe. Der Abstand zwischen beiden Bohrungen beträgt 1.400 m. In den Bohrungen wurden drei bzw. vier potentiell geothermisch nutzbare Horizonte nachgewiesen, von denen der Contorta-Sandstein des Rhätkeupers als kompakter, massiger und standfester Speicher die besten Eigenschaften aufwies. Insgesamt wurden über 400 Kernmeter gewonnen und mehr als 1.100 Kernproben durch die Firma Geothermie Neubrandenburg untersucht. Produktivitäts- und Injektivitätsparameter wurden mittels verschiedener Testoperationen bestimmt. Danach wurde die Bohrung Gt NG 1/88 als Fördersonde und die Bohrung Gt NG 2/89 als Injektionssonde festgelegt.

Der geothermisch nutzbare Contorta-Sandstein befindet sich in der Bohrung Gt NG 1/88 im Tiefenbereich zwischen 2.218 und 2.278 m. In der Bohrung Gt NG 2/89 liegt er 40 m tiefer. Der Speicher besteht aus Fein- bis Mittelsandsteinen mit einer effektiven Mächtigkeit von ca. 50 m. Die durchschnittliche Porosität beträgt nach Bohrlochmessungen etwa 25 %. Die im Labor an Kernproben ermittelten Werte erreichen fast 22 %. Die ebenfalls durch Laboranalysen bestimmte mittlere Permeabilität liegt im Bereich von ca. 500 mD. Die anhand von Testergebnissen abgeleitete Permeabilität ist deutlich größer und wird mit 1.400 mD angegeben. Die Temperaturen im Aquifer betragen fast 100 °C. Dabei handelt es sich um das wärmste bisher erschlossene Heißwasserreservoir in Norddeutschland. Der Salzgehalt ist, wie generell in den mesozoischen Aquiferen des Norddeutschen Beckens, ebenfalls sehr hoch und beträgt 220 g/l.

1992 wurde die Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH zum Bau und Betrieb einer Geothermieanlage gegründet. Das Projekt wurde vom Bundesministerium für Forschung und Technologie, dem Land Mecklenburg-Vorpommern und der Hamburger Elektrizitätswerke AG gefördert. Nach Ausbau der vorhandenen Bohrungen 1993 und der Errichtung des Heizwerkes nahm die GHZ Neustadt-Glewe 1995 den regulären Betrieb auf. Die geförderte Thermalwassermenge beträgt je nach Wärmebedarf der Kunden 40–110 m³/h (11–35 l/s).

Da die Temperatur am Kopf der Förderbohrung mit 97 °C für Heizzwecke ausreichend ist, kann die Wärmenutzung ohne Einsatz einer Wärmepumpe erfolgen. Bei einer Abkühlung auf 50 °C beträgt die installierte geothermische Leistung maximal 5,3 MW_{th}. In der Praxis werden 4 bis 4,5 MW_{th} erreicht. Die installierte Gesamtleistung liegt bei 14 MW_{th} (mit Gas- und Heizölkesseln). Die mittlere Jahresproduktion beträgt 16 GWh (Stand 2012), davon werden bis zu 98 Prozent geothermisch erzeugt. 1.325 Wohneinheiten sowie neun kleine und mittlere Gewerbebetriebe werden mit Fernwärme versorgt.

Aufgrund einer zu geringen Wärmeabnahme in den Sommermonaten suchte man nach einer Möglichkeit, aus der überschüssigen Erdwärme Strom zu gewinnen. Nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und mit vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit bereitgestellten Fördermitteln konnte in Neustadt-Glewe das erste geothermische Heizkraftwerk in Deutschland aufgebaut und damit eine kombinierte Strom- und Wärmeversorgung realisiert werden. Das Erdwärme-Kraftwerk basierte auf dem Organic Rankine Cycle (ORC), d. h. in der übertägigen Anlage zirkuliert in einem zweiten Kreislauf ein organisches Arbeitsmittel mit niedrigem Siedepunkt, das die Stromerzeugung aus Wärmequellen mit niedrigen Temperaturen um 90 °C ermöglicht (Abb. 40).

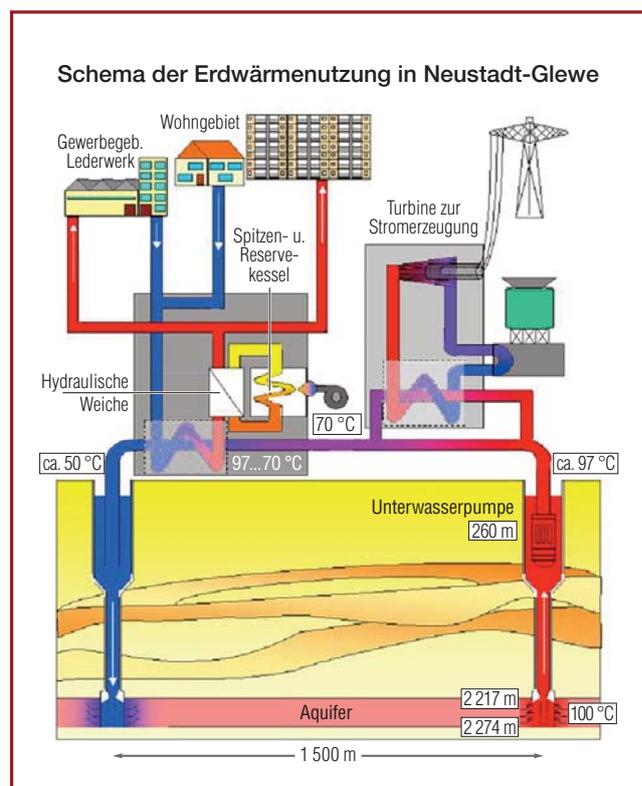


Abb. 40: Prinzipskizze der Kraft-Wärme-Kopplungsanlage Neustadt-Glewe

Da in der Praxis meistens nur eine elektrische Leistung von $140 \text{ kW}_{\text{el}}$ erreicht wurde und die Wärmeversorgung bei niedrigen Temperaturen den Vorrang hatte, wurde die Stromproduktion mittlerweile aus wirtschaftlichen Gründen eingestellt und die ORC-Anlage im Jahr 2012 zurückgebaut.

Der Betreiber des Geothermischen Heizwerkes ist die WEMAG AG Schwerin zusammen mit der Stadt Neustadt-Glewe und der Geothermie Neubrandenburg GmbH. Die ORC-Anlage wurde von der Erdwärme-Kraft GbR, einem Tochterunternehmen von Vattenfall Europe Berlin, und der WEMAG AG betrieben.

8.2 Bruchsal (Oberrheingraben)

Obwohl das Kraftwerk in Bruchsal, am Ostrand des Oberrheingrabens etwa 30 km nördlich von Karlsruhe gelegen, erst Ende 2009 in Betrieb genommen wurde, gehen die ersten Arbeiten bis in das Jahr 1983 zurück. Aufgrund der damaligen hohen Ölpreise entschloss sich 1983 die Stadt Bruchsal, die erste Tiefbohrung (GB1) abzuteufen. Die 1.874 m tiefe Bohrung erschließt hochmineralisiertes Thermalwasser aus dem Buntsandstein. 1985 wurde die zweite Tiefbohrung (GB2) bis in 2.542 m Tiefe ausgeführt. GB2 erschließt Thermalwasser aus dem Buntsandstein und Perm. Fallende Ölpreise in den 1990er Jahren machten das Geothermieprojekt wirtschaftlich uninteressant. Erst mit Verabschiedung des EEG wurde das Projekt im Jahre 2002 wieder aufgegriffen.



Abb. 41: Einbau der Pumpe in die Tiefbohrung GB2

Die beiden vertikalen Tiefbohrungen sind etwa 1.400 m voneinander entfernt. Die Temperatur an der Basis von GB2 liegt bei $131 \text{ }^\circ\text{C}$, in GB1 ist sie etwa $20 \text{ }^\circ\text{C}$ niedriger. Aus hydraulischen Versuchen in den 1980er Jahren ist bekannt, dass in Bohrung GB2 eine etwas höhere Durchlässigkeit ($T = 1 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$) angetroffen wurde als in GB1. Derzeit wird mit einer Rate von 24 l/s aus GB2 gefördert. Beide Bohrungen erschließen ein hochsalinares Na-Cl-Wasser mit einem Gesamtlösungsinhalt von ca. 127 g/kg und einem Gas-Wasser-Verhältnis von etwa $1,5 : 1$. Die Gas-Hauptkomponenten sind CO_2 und N_2 . Aufgrund der hohen Inhaltsstoff- und Gasgehalte ist das zutage geförderte Wasser (Reduktion von Druck und Temperatur) bezüglich verschiedener Minerale stark übersättigt, so dass insbesondere bei Gasaustausch spontan Minerale, vorzugsweise Aragonit und Calcit, ausfallen. Dieser Problematik konnte durch eine Druckhaltung von ca. 22 bar im obertägigen Bereich des Kraftwerkes begegnet werden. Aufgrund des hohen Chlorid- und CO_2 -Gehaltes ist das Thermalwasser korrosiv. Der pH-Wert liegt bei ca. 5,0.

In Bruchsal wird die mit dem Thermalwasser gewonnene Wärme an einen sekundären Kreislauf übertragen. Als Arbeitsmittel für den sekundären Kreislauf wird ein Zwei-Stoff-Gemisch aus Ammoniak und Wasser (Kalina-Cycle) verwendet. Die Anlage wurde auf eine elektrische Leistung von etwa $550 \text{ kW}_{\text{el}}$ ausgelegt. Bei einer Jahresarbeitszeit von 8.000 Stunden kann das Kraftwerk theoretisch jährlich etwa 4.400 MWh Strom erzeugen.

8.3 Unterhaching (Süddeutsches Molassebecken)

Das Geothermieprojekt der Gemeinde Unterhaching südlich von München war das erste Projekt im bayerischen Molassebecken, in dem neben einer Fern-/Nahwärmeversorgung auch eine Stromerzeugung realisiert wurde (Abb. 42). Es war darüber hinaus das weltweit erste Projekt, für das eine privatwirtschaftliche Fündigkeitsversicherung abgeschlossen werden konnte (SCHULZ et al. 2004).

Das Geothermieprojekt Unterhaching war zunächst als stromgeführte Anlage konzipiert. Fernwärme spielte bei den ersten Planungen nur eine untergeordnete Rolle, da das Preisniveau der fossilen Energieträger eine umfangreichere Wärmebereitstellung aus Geothermie nicht wirtschaftlich erscheinen ließ. Dies änderte sich jedoch durch die enormen Preissteigerungen der fossilen Brennstoffe ab dem Jahr 2003, so dass in der Folge der Fernwärmeversorgung Priorität eingeräumt wurde.

Die erste Bohrung am Standort des geplanten Kraftwerks wurde im September 2004 bei einer Endteufe von 3.350 m [MD] im Zielhorizont Malm (oberer Jura) beendet, wobei der Zielhorizont mit einer vertikalen Mächtigkeit von ca. 380 m aufgeschlossen wurde. Die im Thermalwasserhorizont angetroffene Temperatur von über 120 °C übertraf die optimistischsten Erwartungen, die Schüttungsraten waren allerdings zunächst unbefriedigend. Nach einer Säurestimulation konnten jedoch Raten erreicht werden, die für den Betrieb auf Schüttungen von bis zu 150 l/s hoffen ließen.

Die zweite Bohrung wurde gut 3 km weiter östlich angesetzt, um über einen abgelenkten Bohrfad einen in der neu bearbeiteten Seismik erkannten markanten Strukturbruch anfahren zu können. Im Januar 2007 erreichte die Bohrung die Endteufe von 3.863,7 m [MD] mit totalem Spülungsverlust. Insgesamt wurde der Malm mit einer störungsbedingt erhöhten vertikalen Mächtigkeit von ca. 650 m aufgeschlossen. Die Testarbeiten nach den Säurestimulationen erbrachten sowohl in thermischer (Speichertemperatur) als auch in hydraulischer (Schüttungsraten) Hinsicht noch bessere Ergebnisse als in der ersten Bohrung.

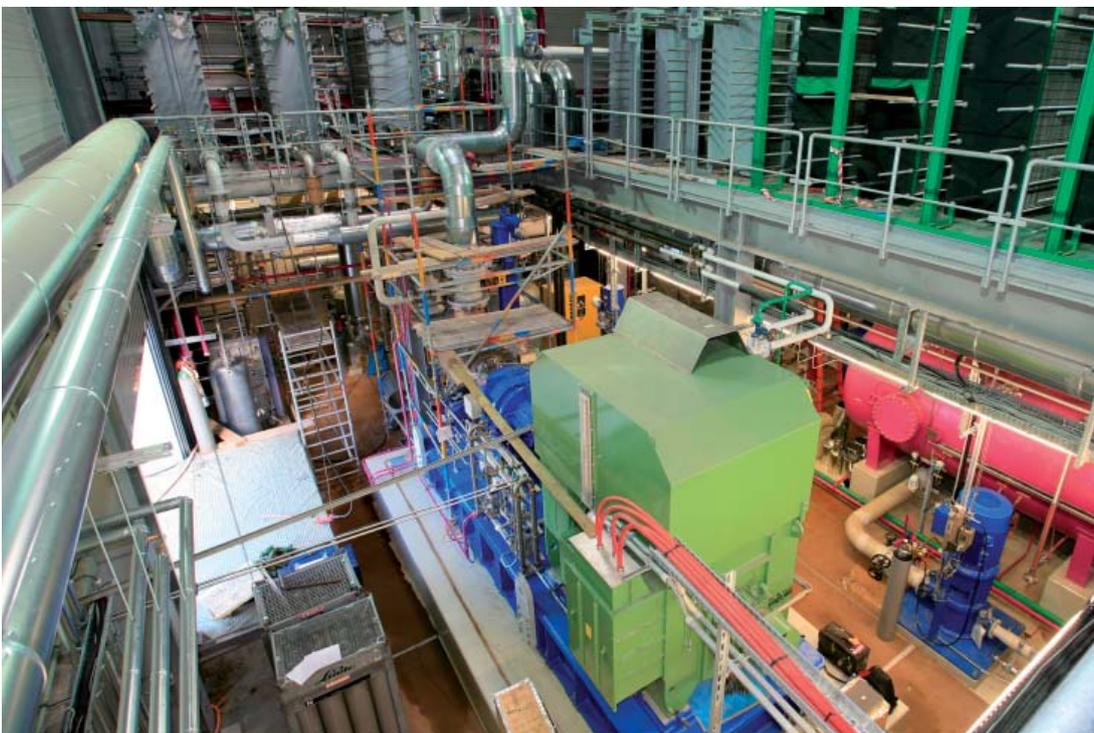


Abb. 42: Geothermiekraftwerk Unterhaching (© Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG)

Das in Unterhaching erschlossene Wasser besitzt eine sehr geringe Mineralisation ($< 1 \text{ g/l}$) sowie nahezu Trinkwasserqualität und ist daher hinsichtlich Ausfällungen und Korrosion vergleichsweise unproblematisch. Nach Fertigstellung des Heizwerks und des Redundanz- und Spitzenlastheizwerks sowie des ersten Bauabschnitts des neuen Fernwärmenetzes konnte in der Heizsaison 2007/2008 die Fernwärmeversorgung aufgenommen werden. Ende 2010 waren bereits rund $38 \text{ MW}_{\text{th}}$ Anschlussleistung erreicht, mit Stand vom Mai 2015 betrug der Anschlusswert ca. $58 \text{ MW}_{\text{th}}$. Das Ausbauziel liegt bei einem Anschlusswert von ca. $90 \text{ MW}_{\text{th}}$, wovon die Förderbohrung maximal $38 \text{ MW}_{\text{th}}$ bereitstellen kann.

Zur Stromerzeugung waren zu Projektbeginn die bereits häufig eingesetzte ORC-Technologie (Organic Rankine Cycle) und das noch wenig erprobte Kalina-Verfahren (mit einem Ammoniak-Wasser-Gemisch) verfügbar, wobei letzterem bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen ein etwas höherer Wirkungsgrad zugeschrieben wurde. Die Entscheidung fiel daher für eine Kalina-Anlage, die als Demonstrationsvorhaben mit öffentlichen Mitteln gefördert wurde. Am 8. Mai 2008 konnte die erste in Bayern geothermisch erzeugte Kilowattstunde Strom ins Netz eingespeist werden. Im Februar 2009 wurde das Kraftwerk zur dauerhaften Stromproduktion (mit einer Leistung von $3,36 \text{ MW}_{\text{el}}$) in Betrieb genommen (KNAPEK 2009, RÖDL 2009).

Im Jahr 2012 gründeten die Geothermie Unterhaching GmbH & Co KG und die Erdwärme Grünwald GmbH den ersten Geothermie-Fernwärmeverbund in Bayern. Seit April 2013 sind die beiden Heizkraftwerke in Unterhaching und Oberhaching/Laufzorn im Rahmen des „Wärmeverbunds Grünwald und Unterhaching“ mit einer neuen Fernwärmeleitung verbunden. Diese bisher einzigartige Kooperation ermöglicht den Partnern, den Fernwärmeüberschuss aus beiden Heizkraftwerken wechselseitig zu nutzen, um beide Anlagen möglichst effizient auszulasten. Für Unterhaching bedeutet dies die Möglichkeit einer höheren Stromproduktion, da bei Bedarf auf den Wärmeüberschuss aus Laufzorn zurückgegriffen werden kann. Gleichzeitig können beide Partner im Falle eines Anlagenstillstands den Ausfall zumindest teilweise mit Fernwärme aus der jeweils anderen Anlage kompensieren und müssen diese Wärme nicht mit fossilen Brennstoffen erzeugen (LEDERLE & GEISINGER 2014). Eine derartige gemeinschaftliche Nutzung von bestehenden und benachbarten Anlagen könnte positive wirtschaftliche Effekte für viele Betreiber mit sich bringen und sollte in Zukunft Schule machen.

8.4 Unterföhring (Süddeutsches Molassebecken)

Das Geothermieprojekt der Gemeinde Unterföhring nordöstlich von München ist das erste Projekt in Bayern, das – bei zudem bemerkenswert geringen Bohrkosten – um eine komplette Bohrungsdublette erweitert wurde. Zuvor wurde bereits das Projekt in Pullach südlich von München um eine dritte Bohrung als neue Reinjektionsbohrung erweitert, die ehemalige Reinjektionsbohrung dient hier nun als zweite Förderbohrung.

Das Projekt der Gemeinde Unterföhring wurde als reines Wärmeprojekt geplant, da Temperaturen von unter $100 \text{ }^\circ\text{C}$ zu erwarten waren. Im Vorfeld wurden erstmals in Bayern bei einem Geothermieprojekt im November 2006 eigene seismische Untersuchungen durchgeführt. Die geplanten Bohrungen sollten von einem gemeinsamen Bohrplatz aus abgelenkt niedergebracht werden und ihre Endteufe in etwa 2 km Abstand erreichen.

Die erste Bohrung TH 1 begann im November 2008 und erreichte Anfang Februar 2009 ihre Endteufe von 3.042 m [MD] bzw. 2.512 m [TVD]. Der anschließende Pumpversuch erbrachte eine Temperatur von $86 \text{ }^\circ\text{C}$ im Reservoir und eine Schüttung von mindestens 50 l/s . Da die Leistung der Pumpe auf 50 l/s begrenzt war, war von einer deutlich höheren Schüttung auszugehen, womit die Erwartungen von mindestens $80 \text{ }^\circ\text{C}$ und mindestens 35 l/s deutlich übertroffen wurden.

Die zweite Bohrung TH 2 wurde ab Mitte März 2009 abgeteuft und erreichte ihr Ziel Anfang Mai 2009 in einer Teufe von 2.578 m [MD] bzw. 2.124 m [TVD]. Nach Abschluss der Pumpversuche wurde entschieden, die zweite Bohrung als Förderbohrung zu verwenden, da diese mit einer Reservoirtemperatur von 87 °C und einer Schüttung von mindestens 75 l/s die geringfügig besseren Ergebnisse erbrachte.

Bereits vor Beginn der Bohrarbeiten konnte eine Anschlussleistung von ca. 4,5 MW_{th} vertraglich abgesichert werden. Die ersten 1.200 Wohneinheiten wurden ab dem 3. Dezember 2009 mit geothermischer Wärme versorgt. Das Fernwärmenetz für das „Versorgungsgebiet Nord“ hat inzwischen eine Länge von 22 km erreicht, der Anschlusswert betrug mit Stand Februar 2014 rund 24,3 MW_{th}. Die Förderbohrung kann eine geothermische Leistung von rund 10 MW_{th} bereitstellen, durch die günstige Kundenstruktur und dem dadurch bedingten geringen Gleichzeitigkeitsfaktor kann das Netz aber in der Regel ohne zusätzliche Spitzenlastabdeckung versorgt werden.

Aufgrund der hohen Akzeptanz des Geothermieprojekts und der großen Nachfrage nach geothermischer Wärme wurde seitens der GEOVOL Unterföhring GmbH, einer 100-prozentigen Tochtergesellschaft der Gemeinde Unterföhring, die Planung einer zweiten hydrothermalen Dublette vorangetrieben, um die geothermische Leistung zu verdoppeln und ein weiteres Gebiet im Süden („Versorgungsgebiet Süd“) mit Fernwärme versorgen zu können. Im Vorfeld wurde daher im Juni 2014 erneut eine 2D-Seismik im Erlaubnisfeld gemessen, zudem wurde mittels einer numerischen Simulation versucht, optimale Landepunkte für die beiden neuen Bohrungen zu finden, um mögliche hydraulische und thermische Wechselwirkungen zwischen den alten und neuen Bohrungen zu minimieren.



Abb. 43: Pumpversuch in der Bohrung Unterföhring TH 4 (© GEOVOL Unterföhring GmbH)

Die neue Dublette wurde Mitte Februar 2014 mit der Bohrung TH 4 begonnen. Die nach Süden abgelenkte Bohrung erreichte Anfang April 2014 ihre Endteufe von 3.879 m [MD] bzw. 2.340 m [TVD]. Der anschließende Pumpversuch erbrachte eine Temperatur von gut 93 °C im Reservoir und eine Schüttung von gut 85 l/s (Abb. 43). Die reine Bohrzeit betrug lediglich 48 Tage. Die anschließenden Testarbeiten mit Reinigungslift, Säurestimulation, Kurzzeitpumpversuch, Linereinbau, zweiter Säurestimulation und Leistungspumpversuch dauerten nochmals 28 Tage, so dass bis zur Fertigstellung insgesamt nur 76 Tage benötigt wurden (LENTSCH et al. 2014).

Die vierte Bohrung TH 3 wurde im Mai 2014 begonnen und erreichte ihr Ziel nach nur 39 Bohrtagen Ende Juni 2014 in einer Teufe von 3.050 m [MD] bzw. 2.053 m [TVD]. Die Bohrung TH 3, die aufgrund einer negativen Temperaturanomalie im Osten von Beginn an als potentielle Reinjektionsbohrung vorgesehen war, wies erwartungsgemäß eine deutlich niedrigere Reservoirtemperatur von ca. 84 °C auf. Mit einer Produktivität im Endausbau von 12,5 l/(s·bar) und einer im Leistungspumpversuch nachgewiesenen Förderrate von mindestens 87 l/s ist die Bohrung TH 3 als Reinjektionsbohrung bestens geeignet und zählt im Hinblick auf ihre hydraulischen Eigenschaften mit zu den besten Bohrungen im Großraum München (LENTSCH et al. 2014).

Im November 2014 wurde mit dem Bau der Energiezentrale II begonnen, das Richtfest konnte im Juli 2015 gefeiert werden. Ziel ist es, spätestens ab 2020 auch den Süden der Gemeinde mit geothermischer Wärme zu versorgen und damit das gesamte Gemeindegebiet abzudecken.

Seit Sommer 2015 werden auch die ersten zwei Bürogebäude in Unterföhring mit Hilfe geothermischer Wärme gekühlt. Hierzu wird eine sogenannte Absorptionskältemaschine eingesetzt, die mit Hilfe von Wärmeenergie und einer Salzlösung aus Wasser und Lithiumbromid Kälte erzeugen kann. Das Prinzip beruht auf der Verdunstungskälte von verdampfendem Wasser und der Fähigkeit der Salzlösung, den entstandenen Wasserdampf zu absorbieren. Die geothermische Wärme treibt das Wasser wieder aus der Lösung aus, so dass der Kreislauf von neuem beginnen kann.

Die Kälteanlage wurde direkt an einem der beiden Bürogebäude installiert und ersetzt die bisherige, mit Strom betriebene Klimaanlage. Sie hat eine Kälteleistung von 200 kW und versorgt im Regelbetrieb rund 4.500 m² Bürofläche mit Raumkälte. Zur Spitzenlastabdeckung an sehr heißen Tagen steht zusätzlich eine elektrisch betriebene Klimaanlage bereit.

8.5 Das Europäische EGS-Projekt Soultz-sous-Forêts

Das europäische Geothermieprojekt im französischen Soultz-sous-Forêts liegt etwa 40 km nördlich von Straßburg und etwa 30 km südwestlich von Karlsruhe am Westrand des Oberrheingrabens. Die drei 5.000 m tiefen Bohrungen erreichten in einer Tiefe von 1.400 m das granitische Grundgebirge. Im untersten Bohrlochabschnitt wurden die vorhandenen Risse und Spalten im 200 °C heißen Gestein durch Wasserinjektion (Stimulation) erweitert und zu einem geologischen Wärmetauscher verbunden. Die Tiefbohrungen wurden als Schrägbohrungen ausgeführt. Über Tage liegen die Bohrungen dicht beieinander, unter Tage weisen sie eine Distanz von jeweils etwa 600 m auf.

Zwei der drei Tiefbohrungen fördern das heiße Wasser, das einen Gesamtlösungsinhalt von etwa 100 g/kg aufweist und zudem Gase, vor allem CO₂ und N₂, enthält. Die Hauptinhaltsstoffe sind Natrium und Chlorid. Das Wasser hat wie in Bruchsal korrosive Eigenschaften. Das Thermalwasser zirkuliert daher an der Oberfläche unter Überdruck in einem geschlossenen, primären Kreislauf. Über Röhrenwärmetauscher wird ihm die Wärme entzogen und auf ein organisches Arbeitsmittel übertragen. Anschließend erfolgt die Reinjektion des Wassers über die dritte Bohrung. Das organische Arbeitsmittel wird über eine Turbine mit angekoppeltem Generator entspannt und anschließend in einem Luftkühlsystem mit Ventilatoren abgekühlt und wieder verflüssigt (ORC-Anlage).

Im Juni 2008 nahm die Anlage als weltweit erstes EGS-Projekt den Probetrieb auf. Sie hat eine elektrische Leistung von 1,5 MW_{el} netto, bei einer Fließrate von ca. 30 l/s und einer Fördertemperatur von etwa 165 °C. Derzeit wird der übertägige Teil der Anlage für eine ausschließlich kommerzielle Nutzung neu gebaut.



Abb. 44: Das Geothermie-Kraftwerk Soultz-sous-Forêts (Quelle: Groupement Européen d'Intérêt Économique (GEIE) - Exploitation Minière de la Chaleur)

9 Literaturliste, Regelwerke, Quellen, Links

9.1 Zitierte Literatur

- AGEMAR, T., SCHELLSCHMIDT, R. & SCHULZ, R. (2012): Subsurface temperature distribution in Germany. – *Geothermics*, **44**: 65-77.
- AGEMAR, T., ALTEN, J.-A., GANZ, B., KUDER, J., KÜHNE, K., SCHUMACHER, S. & SCHULZ, R. (2014): The Geothermal Information System for Germany – GeotIS. – *Z. Dt. Ges. Geowiss.*, **165**, 2: 129-144.
- ANDRES, G. (1985): Fränkische Alb und Malmkarst des Molassebeckens. – In: Grundwassergleichenkarte von Bayern 1 : 500 000 mit Erläuterungen. – Schriftenreihe Bayer. Landesamt f. Wasserwirtschaft, **20**: 23-25, München.
- BAISCH, S., FRITSCHEN, R., GROOS, J., KRAFT, T., PLENEFISCH, T., PLENKERS, K., WASSERMANN, J. & RITTER, J. (2012): Empfehlungen zur Überwachung induzierter Seismizität – Positionspapier des FKPE. DGG Mitteilungen (3), 17-31.
- BAYERISCHES LANDESAMT FÜR WASSERWIRTSCHAFT (1999): Das Thermalwasservorkommen im niederbaye-risch-oberösterreichischen Molassebecken – Hydrogeologisches Modell und Thermalwasser-Strö-mungsmodell im Auftrag des Freistaates Bayern und der Republik Österreich. – Kurzbericht: 21 S.; München.
- BIRNER, J. (2013): Hydrogeologisches Modell des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken – Diss. FU Berlin, 86 S., Berlin.
- BIRNER, J., MAYR, C., THOMAS, L., SCHNEIDER, M., BAUMANN, T. & WINKLER, A. (2011): Hydrochemie und Genese der tiefen Grundwässer im bayerischen Teil des süddeutschen Molassebeckens. – *Z. geol. Wiss.*, **39**, 3/4: 291-308, Berlin.
- BIRNER, J., FRITZER, T., JODOCY, M., SAVVATIS, A., SCHNEIDER, M. & STOBER, I. (2012): Hydraulische Eigen-schaften des Malmaquifers im Süddeutschen Molassebecken und ihre Bedeutung für die geother-mische Erschließung. – *Z. geol. Wiss.*, **40**, 2/3: 133-156, Berlin.
- BUCHER, K. & STOBER, I. (2010): Fluids in the upper continental crust. – *Geofluids*, **10**, 241-253 (DOI 10.1111/j.1468-8123.2010.00279.x).
- COOPER, H. H., BREDEHOEFT, J. D. & PAPADOPULOS, I. S. (1967): Response of a Finite-Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water. – *Water Resources Research*, **3**, 1: 263-269.

- FELDRAPPE, H., OBST, K. & WOLFGGRAMM, M. (2008): Die mesozoischen Sandstein-Aquifere des Norddeutschen Beckens und ihr Potential für die geothermische Nutzung. – Zeitschr. Geol. Wiss., **36**: 199-222.
- FRICKE, S. & SCHÖN, J. (1999): Praktische Bohrlochgeophysik. – 256 S.; Stuttgart (Enke Verlag).
- GRELLER, M. & BIEBERBACH, F. (2015): Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. – et-Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 65. Jg., Heft 08: 14-17, Essen.
- GRINGARTEN, A. C., BOURDET, D. P., LANDEL, P. A. & KNIAZEFF, V. J. (1979): A comparison between different skin and wellbore storage type-curves for early-time transient analysis. – Soc. Petroleum Eng., 8205, Dallas, Texas.
- HÄNEL, R., KLEEFELDT, M. & KOPPE, I. (1984): Geothermisches Energiepotenzial. Pilotstudie: Abschätzung der geothermischen Energievorräte an ausgewählten Beispielen in der Bundesrepublik Deutschland (Abschlussbericht). – NLFb-Bericht, Archiv-Nr.: 96 276, Band I-IV; Hannover. – [Unveröff.]
- HARTMANN, H. VON, BEILECKE, T., BUNESS, H., MUSMANN, P. & SCHULZ, R. (2015): Seismische Exploration für tiefe Geothermie. – Geol. Jb. B 104: 271 S., 171 Abb., 7 Tab.; Hannover.
- HORNER, D. R. (1951): Pressure build-up in wells. – Proc. 3rd World Petroleum Congress, The Hague, Section II: E. J. Brill, Leiden: 503-521.
- HVORSLEV, M. J. (1951): Time lag and soil permeability in groundwater observations. – U.S. Army Corps of Eng., Waterways Experimental Station, Bull. No. **36**: 50 S.; Vicksburg, Mississippi.
- JUNG, R., RÖHLING, S., OCHMANN, N., ROGGE, S., SCHELLSCHMIDT, R., SCHULZ, R. & THIELEMANN, T. (2002): Abschätzung des technischen Potenzials der geothermischen Stromerzeugung und der geothermischen Kraft-Wärmekopplung (KWK) in Deutschland. – BGR/GGA-Bericht (für das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag), Archiv-Nr.: 122 458; Hannover. – [Unveröff.]
- KNAPEK, E. (2009): Das Tiefengeothermieprojekt Unterhaching – Schriftenreihe des Lehrstuhls und Prüfamt für Grundbau, Bodenmechanik, Felsmechanik und Tunnelbau der Technischen Universität München, Heft **44**.
- KRUSEMAN, G. P. & DE RIDDER, N. A. (1991): Analysis and Evaluation of Pumping Test Data. – ILRI Publ. Ser., **47**, 2nd Edition: 377 S.; Wageningen.
- LEDERLE, A. & GEISINGER, W. (2014): Energiewende hoch 2: Der Wärmeverbund der Tiefengeothermie-Gemeinden Grünwald und Unterhaching im Landkreis München. – bbr Sonderheft Geothermie 2015: 90-95, Bonn.

- LENTSCH, D., BÖHM, F., DORSCH, K. & SCHUBERT, A. (2014): «Performance Drilling» am Beispiel des kommunalen Geothermieprojekts Unterföhring. – bbr Sonderheft Geothermie 2015: 96-101; Bonn.
- LÜSCHEN, E., GÖRNE, S., VON HARTMANN, H., THOMAS, R. & SCHULZ, R. (2015): 3D Seismic Survey for Geothermal Exploration in Crystalline Rocks in Saxony, Germany. – *Geophysical Prospecting*, **63**: 975-989.
- MEYER, R. K. F. & SCHMIDT-KALER, H. (1996): Jura. – In: BAYERISCHES GEOLOGISCHES LANDESAMT (Hrsg.): Erläuterungen zur Geologischen Karte von Bayern 1 : 500 000 (4. Aufl.): 90-111; München.
- NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR ÖKOLOGIE & NIEDERSÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR BODENFORSCHUNG (1997): Altlastenhandbuch des Landes Niedersachsen. Wissenschaftlich-technische Grundlagen der Erkundung. – 557 S.; Berlin (Springer).
- OWENS, S. R. (1975): Corrosion in disposal wells. – *Water and Sewage Works*, Ref. No. 1975: R10-R12.
- PAPADOPULOS, I. S., BREDEHOEFT, J. D. & COOPER, H. H. (1973): On the analysis of slug test data. – *Water Resources Research*, **9**, 4: 1087-1089.
- PASCHEN, H., OERTEL, D. & GRÜNWARD, R. (2003): Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland. – Sachstandsbericht, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht **84**: 129 S.; Berlin (TAB).
- PK TIEFE GEOTHERMIE (2007): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – Arbeitshilfe für Geologische Dienste. – www.infogeo.de/home/geothermie/dokumente/download_pool/tiefe_geothermie_arbeitshilfe_08022007.pdf
- PK TIEFE GEOTHERMIE (2008): Nutzungen der geothermischen Energie aus dem tiefen Untergrund (Tiefe Geothermie) – geowissenschaftliche Parameter und Untersuchungsverfahren. – www.infogeo.de/home/geothermie/dokumente/download_pool/Parameter_24012008.pdf
- PLENEFISCH, T., BRÜCKNER, L., CERANNA, L., GESTERMANN, N., HOUBEN, G., TISCHNER, T., WEGLER, U., WELLBRINK, M. & BÖNNEMANN, C. (2015): Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen. – Texte 104/2015; Dessau (Umweltbundesamt).
- PRESTEL, R. (1991): Hydrochemische Untersuchungen im süddeutschen Molassebecken. – In: BAYER. LfW & LGRB (Hrsg.): Hydrogeothermische Energiebilanz und Grundwasserhaushalt des Malmkarstes im süddeutschen Molassebecken. – Schlussbericht zum Forschungsvorhaben 03E-6240 A/B (im Auftrag des Bundesministerium für Forschung und Technologie): 64 S.; München, Freiburg.
- RAMEY, H. J., AGARWAL, R. G. & MARTIN, J. (1975): Analysis of slug test or DST flow period data. – *J. Can. Petroleum Technol.*, **14**, 3: 37-47; Montreal.
- RÖDL & PARTNER (2009): Erfolgreiche Projektumsetzung Geothermie Unterhaching – www.geothermieprojekte.de.

- RYBACH, L. (2004): EGS – The State of the Art. – Tagungsband der 15. Fachtagung der Schweizerischen Vereinigung für Geothermie, Stimulierte Geothermische Systeme: 7 S.; Basel.
- SCHULZ, R., THOMAS, R., JUNG, R. & SCHELLSCHMIDT, R. (2004): Geoscientific prospect evaluation for the Unterhaching geothermal power plant. – *Z. Angew. Geol.* 2/2004: 28-36; Hannover.
- STOBER, I. (1986): Strömungsverhalten in Festgesteinsaquiferen mit Hilfe von Pump- und Injektionsversuchen. – *Geol. Jb., C* **42**: 204 S.; Hannover.
- STOBER, I. (1995): Die Wasserführung des kristallinen Grundgebirges. – 191 S.; Stuttgart (Enke Verlag).
- STOBER, I. (2013): Die thermalen Karbonat-Aquifere Oberjura und Oberer Muschelkalk im Südwestdeutschen Alpenvorland. – *Grundwasser*, **18** (4): 259-269, (doi: 10.1007/s00767-013-0236-2).
- STOBER, I. & VILLINGER, E. (1997): Hydraulisches Potential und Durchlässigkeit des höheren Oberjuras und des Oberen Muschelkalks unter dem baden-württembergischen Molassebecken. – *Jh. Geol. Landesamt Baden-Württemberg, H.* **37**: 77-96; Freiburg.
- STOBER, I. & BUCHER, K. (2014): Hydraulic and hydrochemical properties of deep sedimentary aquifers of the Upper Rhine Graben, Europe. – *Geofluids* (doi: 10.1111/gfl.12122).
- STOBER, I., JODOCY, M., BURISCH, M. & PERSON, R. (2013): Tiefenwässer im Oberen Muschelkalk-Aquifer des Oberrheingrabens und des Südwestdeutschen Molassebeckens. – *Grundwasser*, vol. 18, H. 2, 117-127 (doi: 10.1007/s00767-0224-6).
- STOBER, I., WOLFGRAMM, M. & BIRNER, J. (2014): Hydrochemie der Tiefenwässer in Deutschland. – *Z. geol. Wiss.*, 41/42 (5-6), 339-380.
- SUCHI, E., DITTMANN, J., KNOFF, S., MÜLLER, C. & SCHULZ, R. (2014): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CO₂-Einlagerung (CCS) und Tiefer Geothermie in Deutschland. – *ZDGG*, Band 165, Heft 3, 439-453.
- THIEM, G. (1906): Hydrologische Methoden. – 56 S.; Leipzig (Gebhardt).
- VILLINGER, E. (1988): Bemerkungen zur Verkarstung des Malms unter dem westlichen süddeutschen Molassebecken. – *Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. und -Ing.*, **54** (127): 41-59; Losone.
- WEIDLER, R., GÉRARD, A., BARIA, R.; BAUMGÄRTNER, J. & JUNG, R. (2002): Hydraulic and micro-seismic results of a massive stimulation test at 5 km depth at the European hot-dry-rock test site Soultz, France. – *Proceedings of the 27th workshop on geothermal reservoir engineering, Stanford University; SGP-TR-171*: Gp.
- WOLFGRAMM, M., SEIBT, P. & LENZ, G. (2004): Neue Aspekte der Speicherbewertung für die geothermische Stromerzeugung. – *GtV-Tagung in Landau, Tagungsband*: 177-227.

9.2 Verwendete Regelwerke

- DIN 4049: Hydrologie, Teil 3: Begriffe zur quantitativen Hydrologie. – Oktober 1994, 78 S.; Berlin.
- DIN 4150: Erschütterungen im Bauwesen – Teil 3: Einwirkungen auf bauliche Anlagen. – Normenausschuss Bauwesen im DIN. – Februar 1999; Berlin.
- DVGW REGELWERK TECHNISCHE REGEL ARBEITSBLATT W 109: Planung, Durchführung und Auswertung von Markierungsversuchen bei der Wassergewinnung. – Dezember 2005, 22 S.; Bonn.
- DVGW REGELWERK TECHNISCHE REGEL ARBEITSBLATT W 110: Geophysikalische Untersuchungen in Bohrungen, Brunnen und Grundwassermessstellen – Zusammenstellung von Methoden und Anwendungen. – Juni 2005, 50 S.; Bonn.
- DVGW REGELWERK TECHNISCHE REGEL ARBEITSBLATT W 111: Planung, Durchführung und Auswertung von Pumpversuchen bei der Wassererschließung. – März 1997, 37 S.; Bonn.
- DVWK REGELN 128 (1992): Entnahme und Untersuchungsumfang von Grundwasserproben. – DVWK Regeln zur Wasserwirtschaft, 36 S.; Hamburg & Berlin (Paul Parey).
- VDI-RICHTLINIE 4640: Blatt 1 – Thermische Nutzung des Untergrundes – Grundlagen, Genehmigungen, Umweltaspekte. – Dezember 2000, 32 S.; Berlin.

9.3 Atlanten und Karten

- BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, INFRASTRUKTUR, VERKEHR UND TECHNOLOGIE (Hrsg.) (2012): Bayerischer Geothermieatlas. – 96 S.; München.
- HÄNEL, R. (Hrsg.) (1980): Atlas of subsurface temperatures in the European Community. – Hannover (Th. Schäfer).
- HÄNEL, R. & STAROSTE, E. (Hrsg.) (1988): Atlas of geothermal resources in the European Community, Austria and Switzerland. – Hannover (Th. Schäfer).
- HURTER, S. & HÄNEL, R. (Hrsg.) (2002): Atlas of Geothermal Resources in Europe. – Luxemburg (Office for Official Publications of the European Communities).
- KATZUNG, G. (Hrsg.) (1984): Geothermie-Atlas der Deutschen Demokratischen Republik. – Text, 27 Karten; Berlin (Zentrales Geologisches Institut).
- OBST, K., BRANDES, J., FELDRAPPE, H. & IFFLAND, J. (2009): Geologische Karte von Mecklenburg-Vorpommern, Übersichtskarte 1 : 500 000 – Nutzhorizonte des Rhät/Lias-Aquiferkomplexes. – Güstrow (LUNG Mecklenburg-Vorpommern).
- OBST, K. & BRANDES, J. (2011): Geologische Karte von Mecklenburg-Vorpommern, Übersichtskarte 1 : 500 000 – Nutzhorizonte im Mittleren Buntsandstein. – Güstrow (LUNG Mecklenburg-Vorpommern).

9.4 Links

Geothermisches Informationssystem GeotIS:	http://www.geotis.de
Bundesverband Geothermie e.V.:	http://www.geothermie.de
Schweizerische Vereinigung für Geothermie (SVG):	http://www.geothermie.ch
International Geothermal Association (IGA):	http://www.geothermal-energy.org

Die Integration der tiefen Erdwärme in die Strom- und Wärmeversorgung ist ein wichtiger Schritt zur Verwirklichung der weltweiten Klimaschutzziele und bietet beste Chancen für eine nachhaltige Entwicklung. Obwohl Deutschland mit seinen vergleichsweise niedrigen Untergrundtemperaturen kein klassisches Geothermieland ist, wird die Wärme aus der Tiefe bereits vielfältig genutzt. Geothermische Energie ist nicht nur umwelt- und klimafreundlich, sie steht bei geringem Flächenbedarf auch ganzjährig zur Verfügung.

Die vorliegende Broschüre bietet sowohl einen fachlichen Überblick als auch Handlungsempfehlungen für öffentliche und private Investoren. Mit der verständlichen Darstellung physikalischer und systemtechnischer Zusammenhänge geben die Autoren eine fundierte Einführung in die tiefe Geothermie und stellen den Stand der Technik am Beispiel deutscher Projekte dar.

ISBN 978-3-9817896-0-7



9 783981 789607