



# Baden-Württemberg

REGIERUNGSPRÄSIDIUM FREIBURG  
LANDESAMT FÜR GEOLOGIE, ROHSTOFFE UND BERGBAU

Regierungspräsidium Freiburg, Abteilung 9 · 79095 Freiburg i. Br.

Badenova AG & Co. KG  
Innovationsfonds Klima-  
und Wasserschutz  
Tullastraße 61  
79108 Freiburg

badenova AG & Co. KG Freiburg


04. Jan. 2008

Freiburg i. Br. 02.01.2008

Name Prof. Dr. Ingrid Stober

Durchwahl 0761 208-3046

Aktenzeichen 94-4715//07-4758 Sto/Pop  
(Bitte bei Antwort angeben)

 Projektstudie Tiefe Geothermie (Hydrogeothermie) über die Optimierung geophysikalischer Untersuchungen am Beispiel Neuried (Oberrheingraben)  
- Innovationsfonds Klima- und Wasserschutz der badenova AG & Co. KG –  
Projektnummer: 2005-13, hier: Abschlussbericht

Bericht des Regierungspräsidiums Freiburg, Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB), vom 30.12.2005, Az.: 4715//05-10434, Teil 1

Abbildungen: 4

Die Gemeinde Neuried, Ortenaukreis, und das Regierungspräsidium Freiburg (RPF), Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (LGRB) Abt. 9, führten die aus dem Innovationsfond Klima- und Wasserschutz der badenova AG & Co. KG geförderte Projektstudie Tiefe Geothermie (Hydrogeothermie) über die Optimierung geophysikalischer Untersuchungen am Beispiel Neuried (Oberrheingraben) durch (Schreiben der Gemeinde Neuried vom 01.03.2005 Az.: 794.61 und 13.06.05 Az.: 794.61, Schreiben des LGRB vom 07.03.2005 Az.: 4715//05-2085, 02.06.2005 Az.: 4715//05-5120 und 30.06.2005 Az.: 4715//05-6307, Bericht des LGRB vom 30.12.2005 Az.: 4715//05-10434, Schreiben der badenova AG & Co. KG vom 01.03.2005 AZ: PRO-1-I). Der Projektantrag wurde mit Schreiben der badenova AG & Co. KG vom 14.04.2005 positiv beschieden und am 09.05.2005 offiziell gestartet.

Im Projekt wurden zunächst die aus den in den 70-er und 80-er Jahren durchgeführten seismischen Profile und Daten von Kohlenwasserstoffbohrungen sowie anderen Tiefbohrungen vom LGRB ausgewertet und darauf aufbauend gezielt das weitere Untersuchungsprogramm ausgearbeitet. Im Zuge der Projektabwicklung wurden im Untersuchungsgebiet zwei neue seismische Sektionen, eine N-S- und eine E-W-Sektion, von der DMT durchgeführt und diese in Zusammenarbeit von DMT und LGRB gemeinsam ausgewertet. Die Durchführung der neuen Seismik wurde von den Projektbeteiligten einstimmig als notwendig erachtet, nachdem eine erste Grobauswertung

der vorhandenen Unterlagen zeigte, dass größere Datenlücken im Bereich um Meißenheim und Ichenheim vorliegen, die für eine großräumige geologisch-geothermische Betrachtung geschlossen werden mussten, zumal in diesem Bereich eine größere Störungszone von NNE nach SSW verläuft (Schreiben der DMT vom 24.05.2005 und 11.07.2005, Schreiben des LGRB vom 02.06.2005, AZ: 4715//05-5120, vom 30.06.2005 Az.: 4715//05-6307 und vom 18.07.2005 Az.:4715//05-6979 und Az.: 4715//05-6183, Schreiben der Gemeinde Neuried vom 13.06.2005). Damit war der finanzielle Rahmen für seismische Untersuchungen im Forschungsvorhaben aufgebraucht, so dass keine weiteren Untersuchungsverfahren mehr angewandt werden konnten.

Im Anschluss an die bei der DMT durchgeführte Datenbearbeitung wurden die Datensätze unter Benutzung der geophysikalischen Standardauswertesoftware GeoFrame/IESX im Hinblick auf die Lagerungsverhältnisse interpretiert. Diese Auswertungen, d. h. die Reflektorzuordnung zu den wichtigsten geologischen Grenzflächen, liegen in Berichtsform vor (LGRB & DMT 2005). Die N-S-Sektion verläuft im nördlichen Bereich parallel zu einer "älteren" Seismiksektion, um beide seismischen Profile direkt miteinander vergleichen zu können.

Im Zuge der Projektbearbeitung wurde das Untersuchungsgebiet vom südlichen Konzessionsgebiet nach Westen, dann nach Norden ausgeweitet: Es beschränkte sich zunächst auf das Konzessionsgebiet Ichenheim (Nr.: 1566), welches nach NW entlang des Rheins vergrößert wurde. Im Zuge der Bearbeitung wurde das Untersuchungsgebiet nach Absprache mit den am Projekt Beteiligten auch auf die beiden Konzessionsgebiete Altenheim (Nr.: 1550) und Goldscheuer (Nr.: 1569) ausgedehnt. Das Untersuchungsgebiet "Neuried" erstreckt sich somit zwischen Marlen im NW und Schutterzell im SE.

Im Teil 1 der "Projektstudie Tiefe Geothermie (Hydrogeothermie) über die Optimierung geophysikalischer Untersuchungen am Beispiel Neuried (Oberrheingraben)" des LGRB vom 30.12.2005 wurden zunächst die allgemeinen geologischen, tektonischen, hydrogeologischen und geothermischen Verhältnisse im südlichen Oberrheingraben (badenova-Gebiet) beschrieben. Durch die Auswertung der verfügbaren älteren Bohrdaten konnten Rückschlüsse auf die Temperaturverhältnisse relevanter Tiefenbereiche gezogen werden. Außerdem sind die hydrochemischen Analysedaten sowie Angaben zu Durchlässigkeiten und Schüttungen der tiefen, thermalen Grundwasserleiter aufgeführt. Im Untersuchungsgebiet Neuried wurden im o. g. Bericht die vorhandenen "Altdaten" aufgearbeitet und ausgewertet. Sämtliche "älteren" seismischen Profile wurden geologisch neu interpretiert. Die beiden von der DMT neu durchgeführten seismischen Trassen wurden noch einmal erneut geologisch separat vom LGRB ausgewertet und mit den Ergebnissen der "älteren" Seismik verglichen.

Im jetzt vorliegenden Abschlußbericht des LGRB werden zum einen die sich daraus ergebenden Konsequenzen behandelt und die Unterschiede zwischen neuer und älterer Seismik nochmals zusammenfassend dargelegt. Darüber hinaus wurden sämtliche im Untersuchungsgebiet vom LGRB interpretierten seismischen Sektionen als Pseudo-3D-Darstellung zusammengefasst, so dass damit eine räumliche Betrachtung des tieferen Untergrundes möglich ist. Im vorliegenden Gutachten wird außerdem auf

die im Untersuchungsgebiet vorhandenen Wasserschutzgebiete hingewiesen und die daraus resultierenden Einschränkungen (Auflagen) besprochen. Zum Thema seismische Untergrundkartierung wird eine Empfehlung für Kommunen im badenova-Gebiet gegeben und das grundsätzliche Vorgehen bei Hydrothermalen Projekten erläutert. Außerdem werden die für eine Charakterisierung von Standorten für geothermische Nutzungen relevanten thermischen und hydraulischen Eigenschaften des Nutzhorizontes dargelegt und bezüglich ihrer Projektrelevanz besprochen.

## **1 Erfahrungen aus der Interpretation älterer und neuer Seismik**

Bei seismischen Messungen werden elastische Wellen mit Hilfe von künstlichen Erschütterungen im Untergrund erzeugt. Durch die Reflexionsseismik werden Änderungen im Dichte- und Geschwindigkeitsverhalten an Grenzschichten abgebildet. In Abhängigkeit vom Kontrast des Produktes aus Dichte und Geschwindigkeit, dem so genannten Reflexionskoeffizienten, werden die Grenzschichten als Amplitudenaus schläge der seismischen Welle, als Reflektoren, abgebildet. Bei der neuen Seismik wurde die Interpretation von der DMT und dem LGRB gemeinsam zunächst auf der Zeitskala durchgeführt. Danach wurde diese Interpretation auf der Basis einer mittleren seismischen Stapelgeschwindigkeit, die sich auf Erfahrungswerte der DMT stützte, von der DMT auf die Tiefensektion übertragen. Die angezeigten Teufen der Reflektoren beruhen somit nicht auf einem an den verschiedenen Horizonten in Bohrungen kalibrierten Geschwindigkeitsmodell. Die Interpretation der älteren Seismik durch das LGRB erfolgte demgegenüber anhand von Schichtenverzeichnissen von Tiefbohrungen, die indirekt eine "Umrechnung" von Laufzeiten in Tiefenangaben vorgab. Beide Vorgehensweisen lieferten vergleichbare Ergebnisse und konnten als Kompilation in einer gemeinsamen 2½ D-Darstellung visualisiert werden (Abb. 1, 2).

Anlage 19 des Berichts des LGRB vom 30.12.2005 zeigt die Lage der älteren und der beiden neuen seismischen Sektionen im Untersuchungsgebiet, die alle vom LGRB im o. g. Bericht interpretiert wurden. In den Abbildungen 1 und 2 wurden diese interpretierten seismischen Sektionen zu einem Pseudo-3D-Bild zusammengefügt.

Abbildung 1 gibt mit einer 2½ D-Darstellung einen geologischen Einblick in das Untersuchungsgebiet mit Blickwinkel von ENE. Die beiden neuen seismischen Sektionen verlaufen im Süden als E-W-Querprofil und im Westen als N-S-Profil (linker Bildteil) und fügen sich sehr schön in die interpretierten älteren Seismik-Profile ein. In den einzelnen Schnitten wurde der Obere Muschelkalk hervorgehoben (blaue Linie).

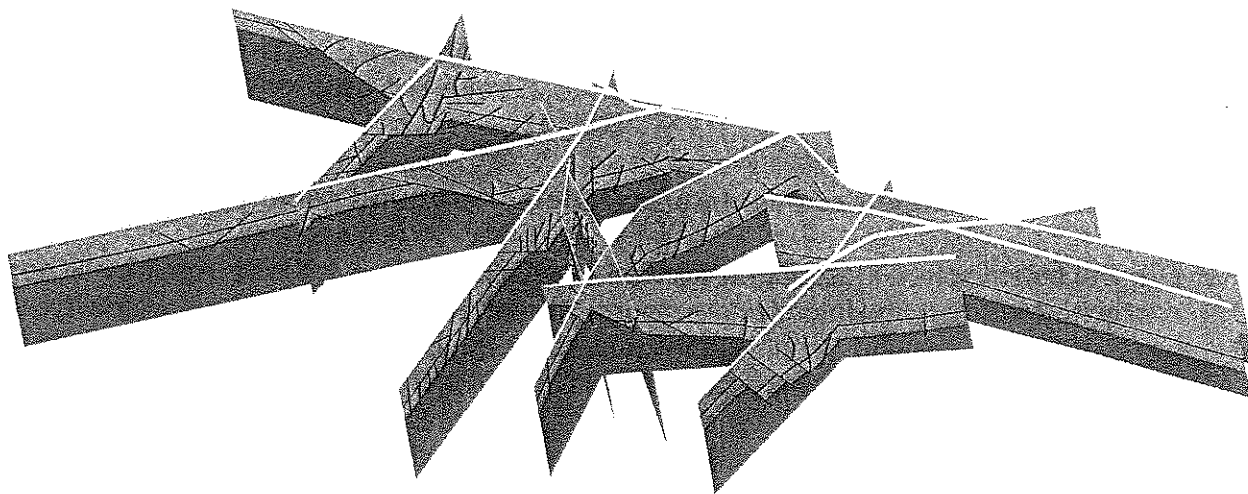


Abb. 1: 2½ D-Darstellung als Blick von ENE in das Untersuchungsgebiet  
(rot: Kristallines Grundgebirge, blau: Sedimentäre Deckschichten, gelb: Quartär)

Abbildung 2 gibt mit der 2½ D-Darstellung einen geologischen Einblick von SSW in das Untersuchungsgebiet. Auch in dieser Abbildung ist das gute Einfügen der interpretierten neuen Seismik in die interpretierte ältere Seismik erkennbar (unterer Bildteil). Die Ergebnisse veranschaulichen, dass bei Vorliegen älterer seismischer Sektionen diese interpretiert werden sollten, da sie wertvolle Informationen über den Untergrund geben. Da die Durchführung neuer Seismik sehr zeit- und kostenaufwändig ist, sprechen für diese Vorgehensweise insbesondere auch wirtschaftliche Gründe.

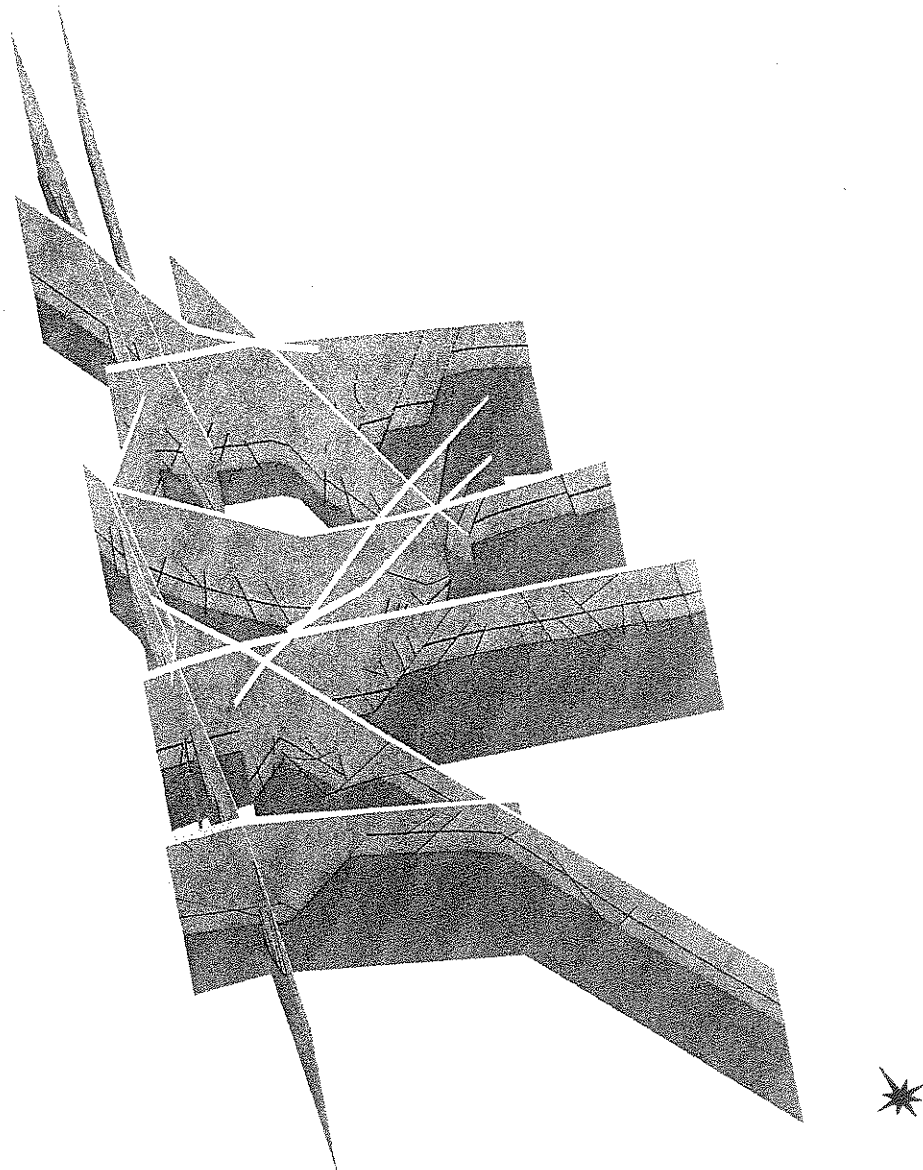


Abb. 2: 2½ D-Darstellung als Blick von SSW in das Untersuchungsgebiet  
(rot: Kristallines Grundgebirge, blau: Sedimentäre Deckschichten, gelb: Quartär)

Bei der Betrachtung der älteren und der neueren Seismik ist hervorzuheben, dass die ältere Seismik eine andere Zielvorgabe als die neue Seismik hatte. Den Zielhorizont für die ältere Seismik gab die Kohlenwasserstoffindustrie (KW) vor. Dieser liegt einige hundert Meter oberhalb des geothermischen Zielhorizontes, der mit der neuen Seismik erfasst wurde. Dadurch ist der Focus der älteren Seismik mit ihrem besten Auflösungsvermögen oberhalb der geothermisch interessierenden Horizonte angesiedelt.

Generell war in den **älteren seismischen Sektionen** infolge der hohen Auflösung im oberen Bereich die Basis des Pliozäns, die Basis der Graue-Mergel-Formation (tGS) sowie die Tertiärbasis mit bereichsweise diskordanter Schichtlagerung gut erkennbar. In manchen seismischen Sektionen war im Tertiär stellenweise ein schwacher Reflektor etwa im Bereich der unteren Pechelbronn-Formation erkennbar. Überwiegend sicher konnte auch der Top der Hauptrogenstein-Formation (bjHR), der Top Lias (ju) sowie der Top Keuper (k) erkannt werden, obwohl hier die Auflösung deutlich geringer war. Außer in Verbindung mit Bohrungen war die Auflösung in den meisten Fällen zu schlecht, um den Top Muschelkalk sicher zu erkennen. Die Verläufe der Schichtgrenzen und Störungen unterhalb der Tertiärbasis sind in diesem Tiefenbereich aufgrund der stark abnehmenden Qualität der Reflektoren sowie der geringen Anzahl von Tiefbohrungen generell als eher unsicher zu bezeichnen. Der Verlauf des Hauptrogensteins wird insgesamt eher schlecht abgebildet.

Dies ist grundsätzlich darauf zurückzuführen, dass die damals durchgeführte Seismik wie oben angedeutet anderen Interessen diente. Das Hauptaugenmerk der Kohlenwasserstoffindustrie lag für den Bereich des Beckentiefsten in der Erkundung der tertiären Abfolge, also im oberen Bereich (Abb. 3). Die für geothermische Zwecke interessanten Horizonte des Muschelkalks und Buntsandsteins liegen jedoch wesentlich tiefer (auf Abb. 3 weit unter -2000 m NN) und waren damals nicht Ziel der Erkundung. Die vom LGRB aus der älteren Seismik angefertigten geologisch-geothermischen Schnitte mussten daher anhand von Schichtmächtigkeiten in die Tiefe bis ins Kristallin hinein extrapoliert werden (Top Kristallin ab ca. -2500 m NN, vgl. Bericht des LGRB vom 30.12.2005).

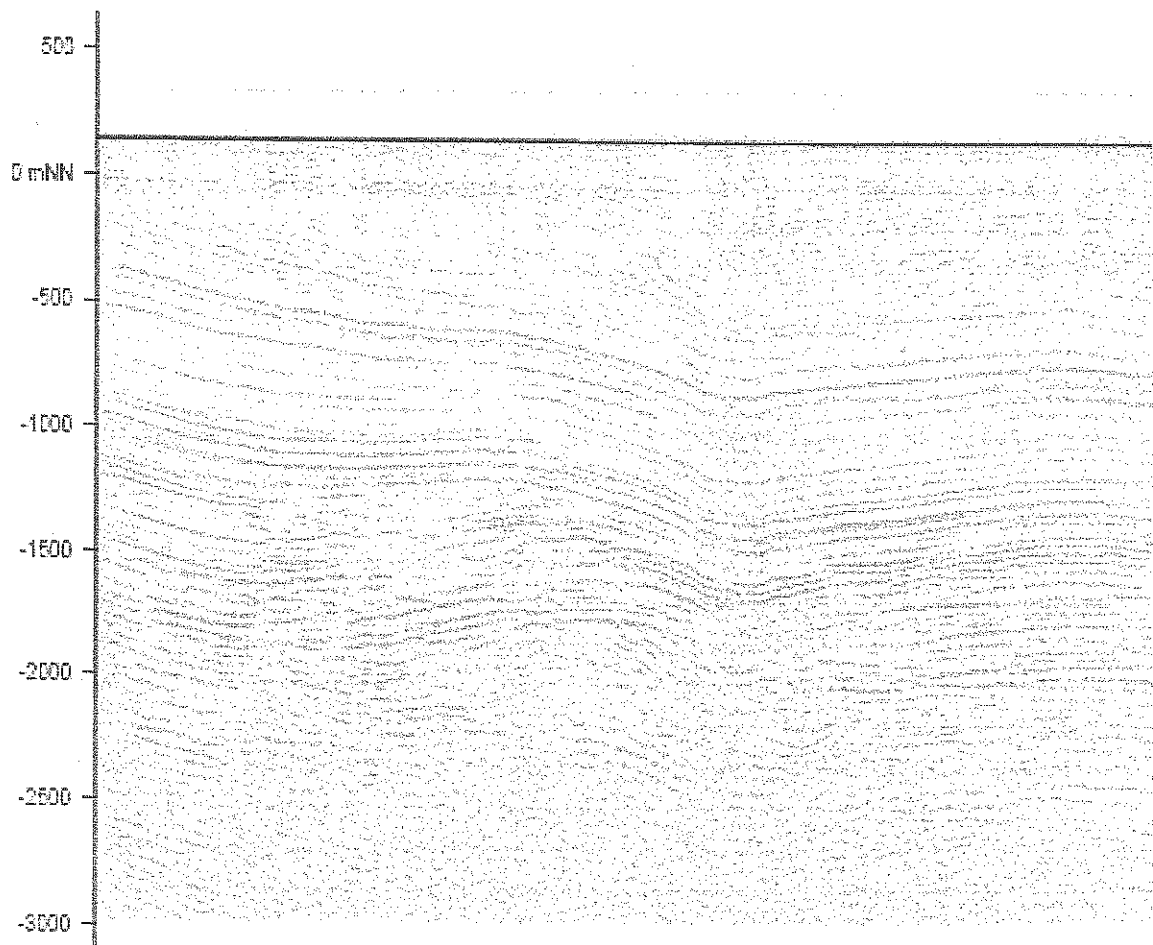


Abb. 3: Ausschnitt aus der älteren Seismik (nördlicher Abschnitt Sektion L1, Gutachten des LGRB vom 30.12.2005)

Bei der älteren Seismik gibt es sehr große qualitative Unterschiede. Auf manchen Sektionen sind kaum Reflektoren erkennbar. Z. T. hat dies mit oberflächennahen Verhältnissen zu tun (Bebauung, Schienen usw.), z. T. auch mit den Witterungsverhältnissen, die damals bei den Messungen vorlagen. Abbildung 3 stellt in diesem Zusammenhang eine relativ gute Sektion dar.

Bei der **neuen 2D-Seismik** vom Juli 2005 sind die einzelnen Schichtgrenzen deutlich schärfer und sicher bis zum Oberen Muschelkalk, bereichsweise sogar bis zum Top Buntsandstein erkennbar, weil der Focus der vorliegenden neuen Erkundung wesentlich tiefer lag als derjenige der KW-Industrie. Möglicherweise wird im Randbereich einer der neuen seismischen Sektionen sogar die Tiefenlage des kristallinen Grundgebirges bzw. des Rotliegenden abgebildet. Die geothermisch interessanten Schichten sind somit in der neuen Seismik erkennbar und ihre Tiefenlage muss nicht aus angenommenen Schichtmächtigkeiten "berechnet" werden, wie dies bei der älteren Seismik (Abb. 3) notwendig war. Daher sind auch Störungen in diesen tieferen Horizonten

direkt erkennbar. Störungen in den geothermisch relevanten Tiefenhorizonten waren in der älteren Seismik nicht direkt beobachtbar; sie ergaben sich nur durch Extrapolation von Störungen aus dem Hangenden.

Wie auf Abbildung 4 erkennbar, wurde die neue Seismik gefiltert bzw. geglättet, die dadurch leider an Schärfe verliert. In diesem Zusammenhang wird empfohlen, die Daten grundsätzlich (auch) ungefiltert anzufordern.

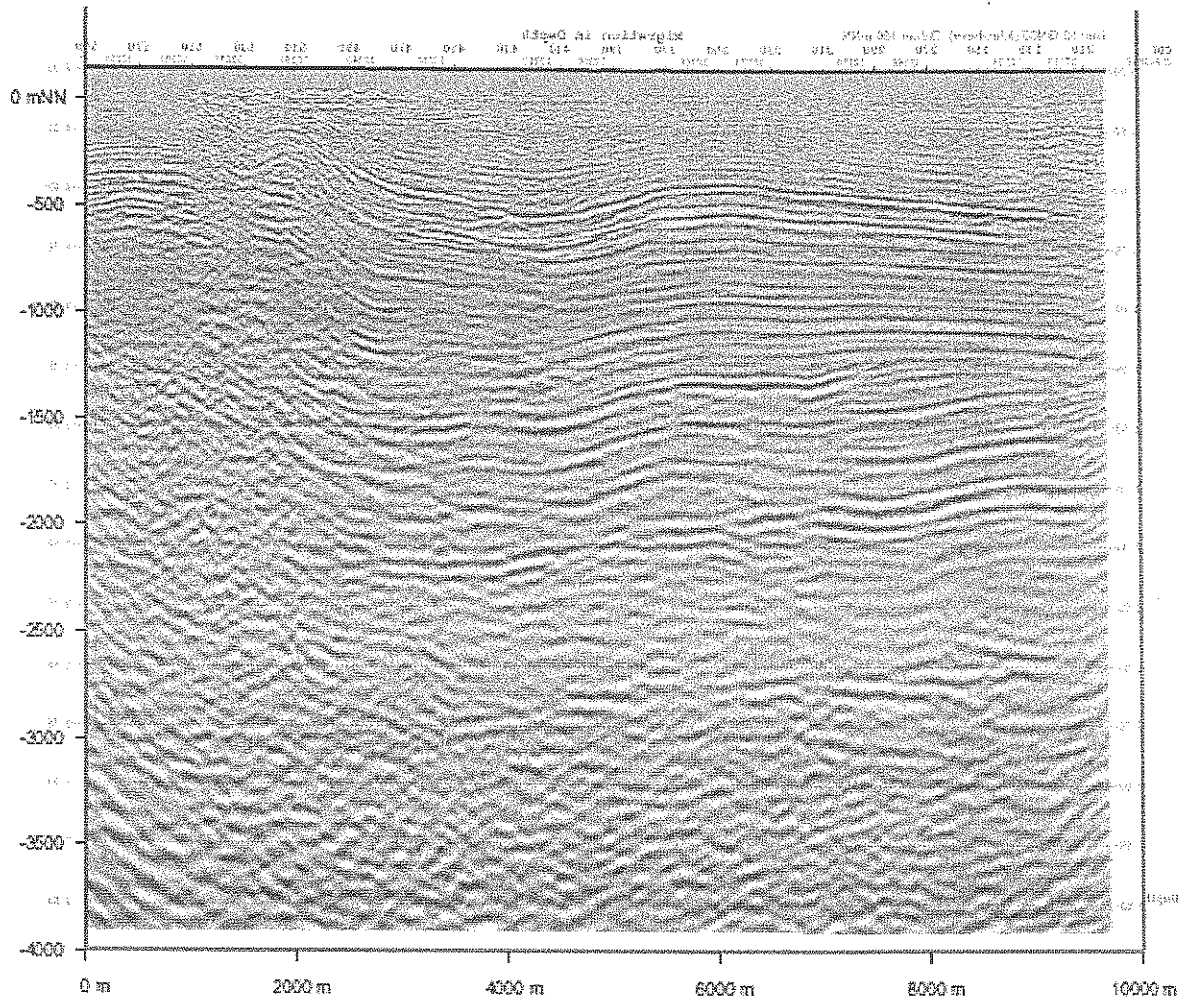


Abb. 4: Ausschnitt aus der neuen Seismik (DMT Linie 12-GN05, Gutachten des LGRB vom 30.12.2005)

Trotzdem zeigt der Vergleich zwischen älterer und neuer Seismik bei den neuen Messungen eine deutlich bessere Abbildung der Reflektoren und der Störungen (Abb. 4). Die Interpretation der Seismik ist daher wesentlich zuverlässiger. Die Reflektoren und Störungen sind bis in wesentlich größere Tiefen erkennbar. In der älteren Seismik



sind Reflektoren bis in ca. -2000 m NN, in der neuen Seismik bis in ca. -3000 m NN erkennbar, wie im rechten Bereich auf Abbildung 4 zu sehen. Im linken Bereich steht kristallines Grundgebirge an, daher sind hier auch keine Reflektoren zu erwarten. Wie auf Abbildung 5 erkennbar, konnten anhand der neueren seismischen Sektionen die Tiefenlage und die Schichtmächtigkeit potentieller Nutzhorizonte sowie die Störungen und deren Verlauf wesentlich besser und deutlicher bis in größere Tiefen erkannt werden.

Im Gegensatz zu Einengungen oder Überschiebungen, wo Hohlräume in der Regel reduziert werden, finden sich in Dehnungsstrukturen meist verstärkt Klüfte und sonstige Hohlräume. Anzeichen auf Kompaktion oder Dehnung waren im Bereich potentieller Nutzhorizonte jedoch nicht sichtbar. In den Hochlagen im Tertiär unmittelbar nördlich in der Nähe der größeren Verwerfung (Abbildung 5) sind in der neuen Seismik außerhalb potentieller Nutzhorizonte jedoch mögliche Anzeichen auf Kompaktion erkennbar. Die Daten der älteren Seismik gestatteten diesbezüglich keine Rückschlüsse.

Aus den neuen seismischen Sektionen (Abbildung 5) ergeben sich wesentlich deutlichere Hinweise auf das Mindestalter von Störungen als bei den älteren seismischen Sektionen. So sind einige Störungen bis in Oberflächennähe verfolgbar und somit rezent, während andere Störungen zeitlich bereits zu Beginn des Tertiärs angelegt waren, danach jedoch nicht mehr remobilisiert wurden. Nach derzeitigem Kenntnisstand sind ältere Klüfte und Störungen, wenn sie in der Folgezeit nicht wieder reaktiviert wurden, meist verheilt, d. h. die Klufflächen sind in der Regel mit ausgefälltem Sintermaterial belegt und sind somit wahrscheinlich nur noch gering durchlässig, während nach derzeitigem Kenntnisstand jüngeren Störungen außerhalb von Gebieten mit Kompaktionseigenschaften derzeit eher auf höhere Durchlässigkeiten schließen lassen.

Im vorliegenden Fall Neuried wurden die anhand der älteren Seismik erfolgten geologischen Interpretationen durch die Ergebnisse der neuen Seismik bestätigt. Dies bedeutet, dass die ältere Seismik trotz eingeschränkter Aussagekraft insbesondere im tieferen Bereich bei guter Kenntnis der regionalen Geologie, wertvolle Informationen auch für die geothermische Untergrunderkundung darstellt. Allerdings ist die Auswertung deutlich aufwändiger als bei der neuen Seismik. Reflektoren im tieferen geothermisch relevanten Bereich sind kaum oder nur sehr selten vorhanden, so dass eine Extrapolation unumgänglich ist. Daher sind in der älteren Seismik im tieferen Bereich in der Regel auch keine Störungen erkennbar.

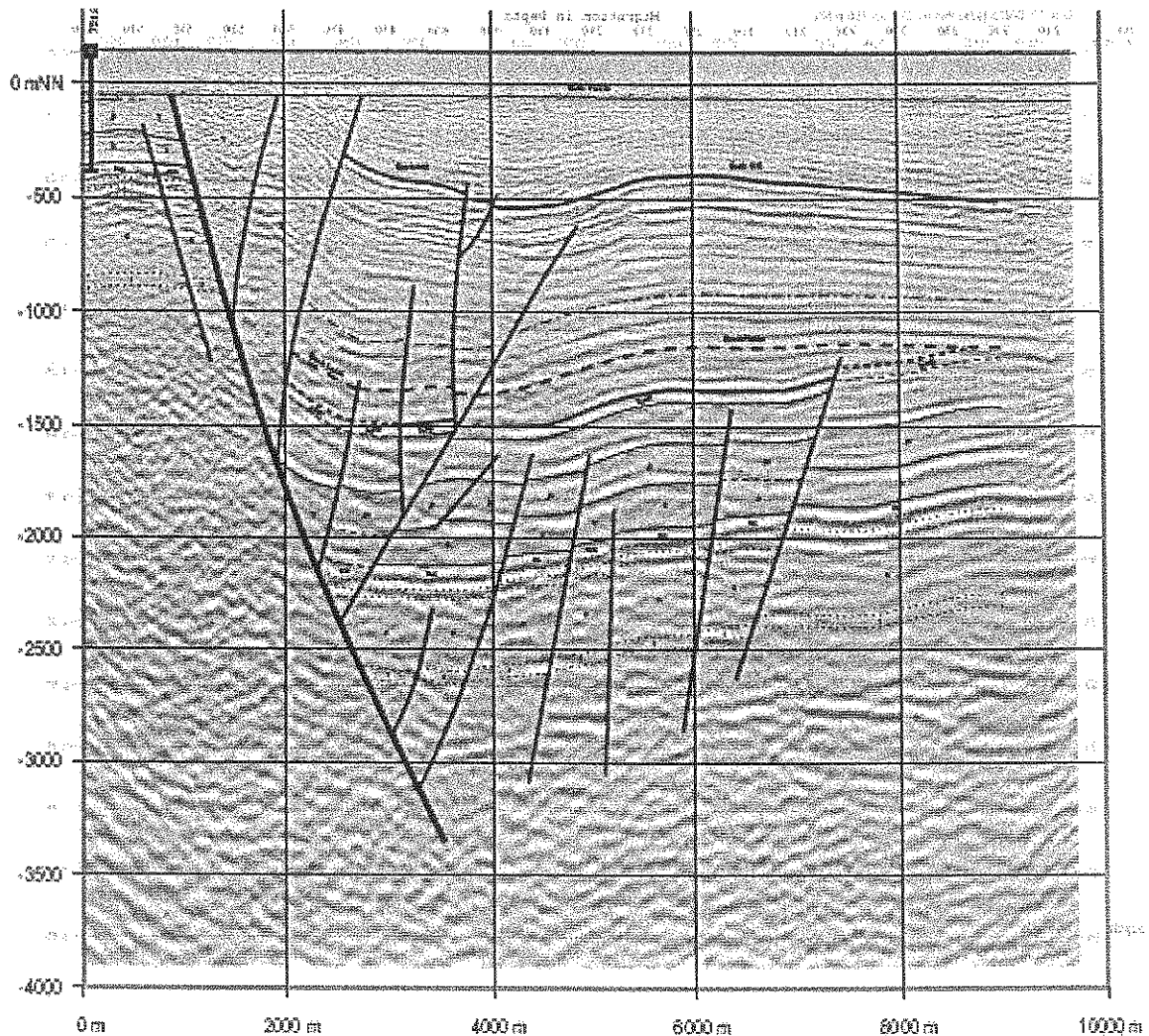


Abb. 5: Interpretierte neue seismische Sektion der DMT (Bericht des LGRB vom 30.12.2005), eingetragen sind die gut erkennbaren Schichtgrenzen sowie der Verlauf von jüngeren und älteren Störungen

Auf der Basis dieser Erfahrungen empfiehlt das LGRB als ersten Untersuchungsschritt zunächst die in einem Untersuchungsgebiet vorliegenden Altseismikdatenbestände einzusehen und je nach Datenqualität käuflich zu erwerben und zu interpretieren. Im Rahmen des Projektes GeotIS (Geothermisches Informationssystem Deutschland, <http://www.geotis.de>) werden derzeit die Altseismikdatenbestände digitalisiert und eingescannt und können beim LGRB bzw. beim LBEG (Hannover) soweit vorhanden eingesehen werden.

Außerdem wird empfohlen, die erworbenen Altseismikdatenbestände mit Hilfe von Schichtenverzeichnissen von Tiefbohrungen auszuwerten bzw. zu eichen, da bei seismischen Sektionen die Reflexionshorizonte, die letztlich stratigraphischen Horizonten entsprechen, gegen die Laufzeit abgetragen sind und nicht gegen die Tiefe. Die Tiefe kann zwar aus so genannten Geophonversenkmessungen, die in einzelnen Bohrungen durchgeführt werden und für einzelne Horizonte Geschwindigkeiten erbringen, berechnet werden. Diese Möglichkeit ersetzt jedoch keinesfalls eine Kalibrierung der seismisch ermittelten Tiefe anhand der Tiefenlage von einzelnen Schichten, die in Bohrungen angetroffen wurden.

Erst auf der Basis der Auswertung vorhandener Altseismik sollte über die Durchführung einer neuen Seismik befunden werden. Dieses Vorgehen führt zu einem Informationszugewinn, der mit wenig Kosten verbunden ist, und hat den Vorteil, uninteressante neue seismische Trassen einzusparen und die neuen Trassen exakt zu platzieren.

Bei der Neuseismik sollte darauf geachtet werden, dass sie für die Interpretation nicht zu stark gefiltert bzw. geglättet wurde und somit an Schärfe und Aussagekraft verliert. Es wird daher empfohlen, die Daten grundsätzlich auch ungefiltert anzufordern. Bei der Übertragung der Laufzeiten- in Tiefensektionen sollte darauf geachtet werden, dass dies nicht nur auf einer pauschalen mittleren Stapelgeschwindigkeit, die sich auf allgemeine Erfahrungswerte stützt, beruht, sondern auf den an verschiedenen Horizonten in Bohrungen kalibrierten Geschwindigkeiten. Derartige Messungen liegen im Oberrheingraben von verschiedenen Bohrungen vor.

## **2 Empfehlung zum grundsätzlichen Vorgehen bei Hydrothermalen Projekten**

Bei der hydrothermalen Nutzung wird Wasser aus tiefen wasserführenden Gesteinsschichten (Aquifere) gefördert. Über einen Wärmetauscher wird diesem die Wärme entzogen. Das so abgekühlte Wasser wird meist in denselben Aquifer in einer bestimmten Entfernung zur Erneuerung (Recharge) zurückgegeben (injiziert). Ein derartiges System besteht aus einer Förder- und einer Injektionsbohrung (Dublette). Grundsätzlich ist eine Kombination von mehreren Förder- und Injektionsbohrungen möglich.

Da Tiefenwässer häufig eine hohe Mineralisation und hohe Gasgehalte aufweisen, ist die Reinjektion auch aus entsorgungstechnischen Gründen notwendig. Aus hydrogeologischer Sicht ist es wegen der fehlenden Neubildung und wegen potentieller Ausfällungen problematisch, wenn die Injektion nicht in denselben Aquifer erfolgt, aus dem produziert wird.

Das klassische System einer Dublette besteht aus zwei Vertikalbohrungen in entsprechender Entfernung. Heute werden die Förder- und Injektionsbohrung meist von einem Bohrplatz aus abgeteuft, wobei der Nutzhorizont untertägig durch abgelenkte Bohrungen erschlossen wird. Die hydraulische Anbindung an den Aquifer ist dabei günstiger als bei Vertikalbohrungen, da bei Schrägbohrungen die Eintrittsfläche und die Anzahl der durchörterten Klüfte größer ist. Die übertägige Anlage ist Platz spa-

rend; alle technischen Einrichtungen können bei Schrägbohrungen übertägig an einem Ort installiert werden.

Die Technik der hydrothermalen Nutzung mittels Dubletten ist weitgehend ausgereift. Besonders in Frankreich, aber auch in Italien, Polen, Österreich oder Deutschland 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 unter Druck gehalten werden muss, um Ausfällungen von Mineralen aus dem hoch mineralisierten 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 Temperaturen über 100 °C kann mittels zusätzlicher Technologien, wie einer ORC-Anlage (Organic Rankine Cycle) oder einer Kalina-Anlage (Wasser-Ammoniak-Mischung als Arbeitsmedium), Strom produziert werden. Längere praktische Erfahrungen liegen jedoch nur für ORC-Anlagen vor.

Grundsätzlich empfiehlt es sich, im **Vorfeld der Planung** für eine geothermische Anlage alle potentiell relevanten geowissenschaftlichen Daten über den Untergrund zusammenzutragen, um eine qualitative ggf. auch quantitative Vorstellung über das geothermische Potential des Untergrundes zu erhalten. Dazu gehören geologische Schnitte, Tiefbohrungen mit hydraulischen, hydrochemischen oder geophysikalischen Untersuchungen, seismische Sektionen, geoelektrische Untersuchungen, Temperaturmessungen, thermische und hydraulische Parameter, allgemeine geologische Informationen zur Ausbildung und Schichtmächtigkeiten einzelner geologischer Abfolgen. Nach Zusammenstellung und Auswertung des vorhandenen geowissenschaftlichen Datenmaterials sollte auf dieser Basis aufbauend über das weitere Vorgehen entschieden werden.

Erscheint es auf der Basis der vorhandenen Datengrundlage sinnvoll, das geplante Projekt weiter zu verfolgen, so sollten die zusammengetragenen Unterlagen dazu benutzt werden, Lücken aufzuzeigen, um potentiell lukrative Standorte gezielt genauer zu untersuchen und die Datenlage zu verdichten. Meist ist es notwendig, die vorhandenen seismischen Trassen durch neue seismische Profile zu ergänzen. Die Interpretation seismischer Sektionen sollte, wenn möglich, immer anhand von Tiefbohrungen geeicht werden.

Als Entscheidungsgrundlage und -hilfe für die Ergiebigkeit bei hydrothermalen Nutzungen gelten zusätzlich zu den allgemeinen hydrogeologischen Kenntnissen nach derzeitiger Kenntnislage die Klüftigkeit, in **Störungen** geringe Versatzbeträge, junge Störungen und Dehnungsstrukturen. Störungen mit großen Versatzbeträgen enthalten in ihrem Kern häufig toniges, d. h. sehr gering durchlässiges Material. Der zentrale Störungsbereich wird jedoch randlich meistens von einem Bereich erhöhter Durchlässigkeit begleitet, der auf dort nur noch grob gebrochenem Gestein zurückzuführen ist. Störungen mit großen Versatzbeträgen stellen daher häufig hydraulische Barrieren für einen mehr oder weniger horizontalen Wassertransport dar; an denselben Störungen ist jedoch häufig ein vertikaler Fluidtransport möglich.

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 ist proportional zur Förderrate und der Temperatur. Unter Qualität versteht man im Wesentlichen die chemische Zusammensetzung des Wassers. Grundsätzlich könnten im Wasser Bestandteile auftreten (Gase, gelöste Feststoffe, o. ä.), die eine geothermische Nutzung ausschließen oder erschweren. Allerdings galten alle bisher bei geothermischen Bohrungen in Deutschland angetroffenen Wässer hinsichtlich ihrer Zusammensetzung für eine geothermische Nutzung, zwar mit unterschiedlichem technischem Aufwand, als beherrschbar. Somit gilt eine Geothermiebohrung als fündig, wenn die Thermalwasser-Schüttung mehr als eine Mindestförderrate bei einer maximalen Absenkung erreicht und wenn eine Mindesttemperatur erreicht wird. Die Angaben zur Mindestförderrate und -temperatur ergeben sich in der Regel aus den Wirtschaftlichkeitsüberlegungen des Betreibers.

Der für hydrothermale Systeme entscheidende Parameter ist somit neben der Temperatur des Aquifers die Ergiebigkeit, d. h. die zu erzielende Förderrate bei einer noch wirtschaftlich und technisch vertretbaren Absenkung (Druckentlastung). In Festgesteins-Grundwasserleitern 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 geeigneten Störungszonen angetroffen werden können. In Abschnitt 3 sind die wichtigsten relevanten thermischen und hydraulischen Parameter aufgeführt.

Wird die erwartete Durchlässigkeit bei der Erschließung zunächst nicht angetroffen, so sind **Ertüchtigungsmaßnahmen** erforderlich. Zu diesen Maßnahmen gehören beispielsweise das Säuern bei karbonatischem Gestein oder das hydraulische Stimulieren, ggf. in Kombination mit einer Säuerung. In Anlehnung an Erfahrungen aus der Erdölindustrie können zur Steigerung der Ergiebigkeit auch Ablenkbohrungen (Sidetracks) im Nutzhorizont durchgeführt werden.

Wichtig ist, dass es bei den hydrothermalen Nutzungen zu keinem hydraulischen oder thermischen "Kurzschluss" zwischen Förder- und Injektionsbohrung kommt, da sonst nach relativ kurzer Betriebszeit an der Entnahmestelle abgekühltes Wasser ankommt. Der **Abstand zwischen Injektions- und Förderbohrung** muss so groß sein, dass innerhalb des vorgesehenen Bewirtschaftungszeitraums (20 – 30 Jahre) keine nachteiligen Temperaturerniedrigungen 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 und somit eine dauerhafte Ergiebigkeit der Förderbohrung gewährleistet ist. Daher sollte mit Hilfe von numerischen Modellrechnungen bereits in der Planungsphase für die zweite Bohrung versucht werden, den Abstand zwischen der Förder- und Injektionsbohrung zu optimieren. Die für die Modellrechnungen relevanten thermischen und hydraulischen Parameter sind in Abschnitt 3 aufgeführt. Derartige Berechnungen werden auch später für

die Bemessung des bergrechtlichen **Bewilligungsfeldes** benötigt. Grundsätzlich ist anzumerken, dass wegen der nur beschränkt vorhandenen Daten und der vereinfachten numerischen Modellannahmen die Untergrundverhältnisse meist nur sehr stark vereinfacht beschrieben werden können.

Aussagen über die Effizienz, Nachhaltigkeit und **Wirtschaftlichkeit** der Anlage sind ebenfalls entscheidend von den hydraulischen und thermischen Eigenschaften des Nutzhorizontes sowie von der Zusammensetzung des Wassers abhängig. Diese Eigenschaften müssen vorab bestmöglich erkundet werden. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, die Angaben zu den gewählten Untersuchungs- und Auswerteverfahren 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 können zu Kostenersparnissen infolge geringerer Bohrtiefen führen. Bei der Gewinnung geothermischer Energie fällt Wärme an. Bei Temperaturen oberhalb von 100 °C ist mit entsprechender Technologie die Erzeugung von Strom möglich. Der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) macht aufgrund der gegenwärtigen Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vor allem aus ökonomischen Erwägungen Sinn. Je höher das erzielte Temperaturniveau ist, umso besser ist der elektrische Wirkungsgrad der KWK. Für den wirtschaftlichen Betrieb einer geothermischen KWK-Anlage ist es unabdingbar, auch die Wärme möglichst ganzjährig zu nutzen. Dies kann beispielsweise durch Einspeisung in ein Nah- oder Fernwärmenetz erfolgen und zusätzlich durch industrielle Wärmeabnehmer. Die Nutzung der Wärme hintereinander auf verschiedenen Temperaturniveaus (Kaskadenprinzip) ist aus ökonomischer und ökologischer Sicht anzustreben, beispielsweise in der Kombination Fernwärme (90 – 60 °C), Gewächshäuser (60 – 30 °C) und Fischzucht (unter 30 °C).

### 3 Thermische und hydraulische Eigenschaften des Nutzhorizontes

Zur Charakterisierung von Standorten für geothermische Nutzungen sind umfassende Kenntnisse über den tieferen Untergrund wichtig, wie die Schichtenabfolge, die Mächtigkeit der Grundwasser führenden Horizonte, die Lage von Störungen, die wesentlichen thermischen und hydraulischen Eigenschaften sowie die hydrochemischen Eigenschaften von tiefen Wässern (Abschnitt 2). Die Lebensdauer einer geothermischen Anlage hängt neben diesen Größen ebenfalls entscheidend von der Förderate, dem damit verbundenen Wärmeentzug (Injektionstemperatur) und dem unterirdischen Abstand der beiden Bohrungen voneinander ab. Auch die Abgrenzung des bergrechtlichen Bewilligungsfeldes für eine geothermische Anlage orientiert sich an ihrem thermischen und hydraulischen Einflussbereich.

Grundlage aller dieser Berechnungen und Abschätzungen sind die thermischen und hydraulischen Eigenschaften des Nutzhorizontes und der dazu hangenden und liegenden Schichten. Nachstehend werden daher die wichtigsten Parameter erläutert, plausible Größenordnungen dieser Parameter gegeben sowie die maßgeblichen Untersuchungsverfahren, mit Hilfe derer diese Parameter bestimmt werden können, aufgeführt.

Den Nachschub an Wärme reguliert die **Wärmeleitfähigkeit** des Untergrundes. Die Wärmeleitfähigkeit schwankt im Festgestein grob zwischen 2 und 6 W / m K. Die Wärmeleitfähigkeit von Wasser beträgt lediglich 0,598 W / m K (bei 20 °C) und ist damit um den Faktor 4 bis 10 geringer. Die Wärme wird jedoch nicht nur konduktiv durch das Gestein sondern auch konvektiv mit dem fließenden Grundwasser transportiert. Entscheidend hierfür sind die Durchlässigkeit und Fließgeschwindigkeit im Grundwasserleiter. Wieviel Wärme im Untergrund gespeichert werden kann, bestimmt die **Wärmekapazität** des Gesteins. Die Bandbreite für Festgesteine ist gering und liegt zwischen 0,75 und 0,85 kJ / kg K. Die spezifische Wärmekapazität von Wasser ist mit 4,197 kJ / kg K wesentlich größer. Die **Gesteinsdichte** entspricht der Gesteinsmasse bezogen auf ihr Volumen. Der Wertebereich liegt zwischen 2.000 und 3.200 kg / m<sup>3</sup>. Die Messung dieser Parameter erfolgt in einem Spezial-Labor. Dort können dann auch die jeweiligen Lagerstättenbedingungen (Druck, Temperatur) simuliert werden.

Der **Temperaturgradient** (K / m), der angibt, um wie viel Grad die Temperatur mit der Tiefe zunimmt, und die Wärmeleitfähigkeit bestimmen den Wärmefluss pro Fläche, die **Wärmestromdichte** (J / s m<sup>2</sup>). Die Wärmestromdichte ist regional sehr unterschiedlich; sie liegt im Mittel in Deutschland bei  $65 \cdot 10^{-3}$  J / s m<sup>2</sup> und ist in B.-W. leicht erhöht.

Die Durchlässigkeitseigenschaften eines geologischen Horizontes können durch verschiedene Parameter charakterisiert werden. Die üblichsten sind Durchlässigkeitsbeiwert ( $k_f$ , m / s), Permeabilität (K, m<sup>2</sup> oder D) und Transmissivität (T, m<sup>2</sup> / s). Der **Durchlässigkeitsbeiwert** ist von zentraler Bedeutung, wenn es um die Quantifizierung von Stoffflüssen im Untergrund geht. Der Durchlässigkeitsbeiwert beschreibt die Durchlässigkeit eines Mediums gegenüber einer viskosen Flüssigkeit mit einer bestimmten Dichte. Zu beachten ist, dass Tiefenwässer meist hochmineralisiert und gasreich sind (Gesamtlösungsinhalte um 100 g / l, Hauptgaskomponenten CO<sub>2</sub> und N<sub>2</sub>). Für eine hydrothermale Nutzung sollten die Durchlässigkeiten über 10<sup>-6</sup> m / s liegen. Dichte und Viskosität des Wassers beeinflussen maßgeblich den Durchlässigkeitsbeiwert. Die entsprechende fluidunabhängige Größe ist die Permeabilität. Die **Transmissivität** beschreibt den integralen Wert des Durchlässigkeitsbeiwertes über die Aquifermächtigkeit. Dieser Wert wird direkt aus hydraulischen Tests ermittelt. Alle anderen Durchlässigkeitseigenschaften werden sekundär aus der Transmissivität abgeleitet.

Die Speichereigenschaften können entsprechend durch verschiedene Parameter charakterisiert werden. Der **durchflusswirksame Hohlraumanteil** ( $n_e$ , -) charakterisiert das Speichervermögen eines Grundwasserleiters und umfasst sowohl die Hohlräume bzw. Poren der Gesteinsmatrix als auch die durch Haarrisse entstandenen Hohlräume im Gestein bis hin zu Klüften und Kavernen, in dem Wasser frei beweglich ist und damit für eine Nutzung zur Verfügung steht. Der Wert für die (absolute) Porosität ( $n$ , -) ist größer, da er den Anteil des Hohlraumvolumens am Gesamtvolumen des Gesteins charakterisiert. In tiefen Grundwasserleitern liegt der durchflusswirksame Hohlraumanteil in der Größenordnung 1 – 5%. Der **Speicherkoeffizient** (S, -) ist ein Maß für die Änderung des gespeicherten Wasservolumens pro Einheitsfläche bei Druckerniedrigung / Absenkung um einen Meter. Er wird direkt aus hydraulischen

Tests ermittelt. Die Größe des Speicherkoeffizienten liegt in tiefen Grundwasserleitern bei etwa  $10^{-5}$ .

Labor-Untersuchungen an Gesteinsproben zur Porosität und / oder Permeabilität, so genannte **Poro-Perm-Daten**, beziehen sich ausschließlich auf die Gesteinsmatrix. Durchlässigkeit und Ergiebigkeit eines Aquifers werden jedoch maßgeblich vom Kluftnetz und Kavernensystem bestimmt und können daher um mehrere Größenordnungen höher liegen.

**Hydraulische Parameter sollten daher ausschließlich aus hydraulischen Tests ermittelt werden.**

In der Praxis interessiert letztendlich die Ergiebigkeit einer Bohrung. Als Kennwert hierfür wird häufig die vereinfachte Größe des **Produktivitätsindex** PI ( $\text{m}^3 / \text{s MPa}$ ) gewählt. Es beschreibt die Förderrate  $Q$  ( $\text{m}^3 / \text{s}$ ) in Abhängigkeit von der Druckabsenkung  $\Delta p$  (Pa) und kann streng genommen nur bei stationären Verhältnissen bestimmt werden. Daher sind in jedem Fall sehr lang dauernde Fördertests notwendig, um diesen Parameter zu ermitteln. Der Produktivitätsindex ist zusätzlich von den bohrlochspezifischen Eigenschaften abhängig und somit eigentlich kein Parameter, der ausschließlich die Aquifer-Eigenschaften wiedergibt. Der Produktivitätsindex ist eine Näherungsgröße im Sinne einer spezifischen Ergiebigkeit. Der Vorteil liegt darin, dass er fast immer aus nahezu allen Produktivitätstests angegeben werden kann, insbesondere dort, wo eine hydraulische Auswertung meist nicht mehr möglich ist.

Die wichtigsten der oben aufgeführten Parameter für eine hydrothermale Nutzung sind die Temperatur, die Durchlässigkeit des Nutzhorizontes ( $k_f$ ,  $K$  oder  $T$ ), die Porosität sowie die Fluideigenschaften (Dichte, Viskosität, Hydrochemie).

#### **4 Checkliste für eine hydrothermale Nutzung**

In der nachstehenden Checkliste sind die wichtigsten Arbeitsschritte, die bei einer geplanten hydrothermalen Erschließung der Reihe nach abzuarbeiten sind, stichwortartig zusammengestellt. Die Checkliste fasst wesentliche Punkte der Ausführungen von Abschnitt 2 zusammen (PK Tiefe Geothermie: Arbeitshilfe für Geologische Dienste, <http://www.infogeo.de/infogeo/dokumente>).

##### **I. Stufe: Vorstudie**

1. Zielstellung
2. Geowissenschaftliche Grundlagen
  - Datenlage (Übersicht über Daten; insbesondere Seismik-Profile und Bohrungen, hydraulische Tests, Temperaturangaben)
  - Geologischer Aufbau (geologische Schnitte durch das Untersuchungsgebiet, Interpretation seismischer Profile)
  - Tiefenlage und Mächtigkeit der wasserführenden Horizonte
  - Erste Abschätzung der Temperatur potentieller Nutzhorizonte



- Durchlässigkeiten, mögliche Förderraten
- Hydrochemie
- Übersicht über die Bergrechte, bergrechtliche Erlaubnis
- 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 Geothermieranlage
  - Erschließungsvarianten (Dublette, Entfernung der Bohrungen, Ablenkungen)
  - Ausbau der Bohrungen (als Grundlage für eine Kostenschätzung)
  - Übertageanlagen
- 5. Kostenschätzung

## **II. Stufe: Machbarkeitstudie**

1. – 4. der Vorstudie als Feinkonzept; Festlegung der zu planenden Varianten.
5. Investitionskosten
  - Exploration
  - Untertageanlage
  - Übertageanlage
6. Wirtschaftlichkeit
  - Betriebskosten
  - Ausgaben und Erlöse
  - Wirtschaftlichkeitsberechnung
7. Risikoanalyse, Fündigkeitsrisiko, etc.
8. Ökologische Bilanz
9. Projektablaufplanung

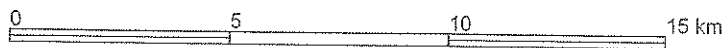
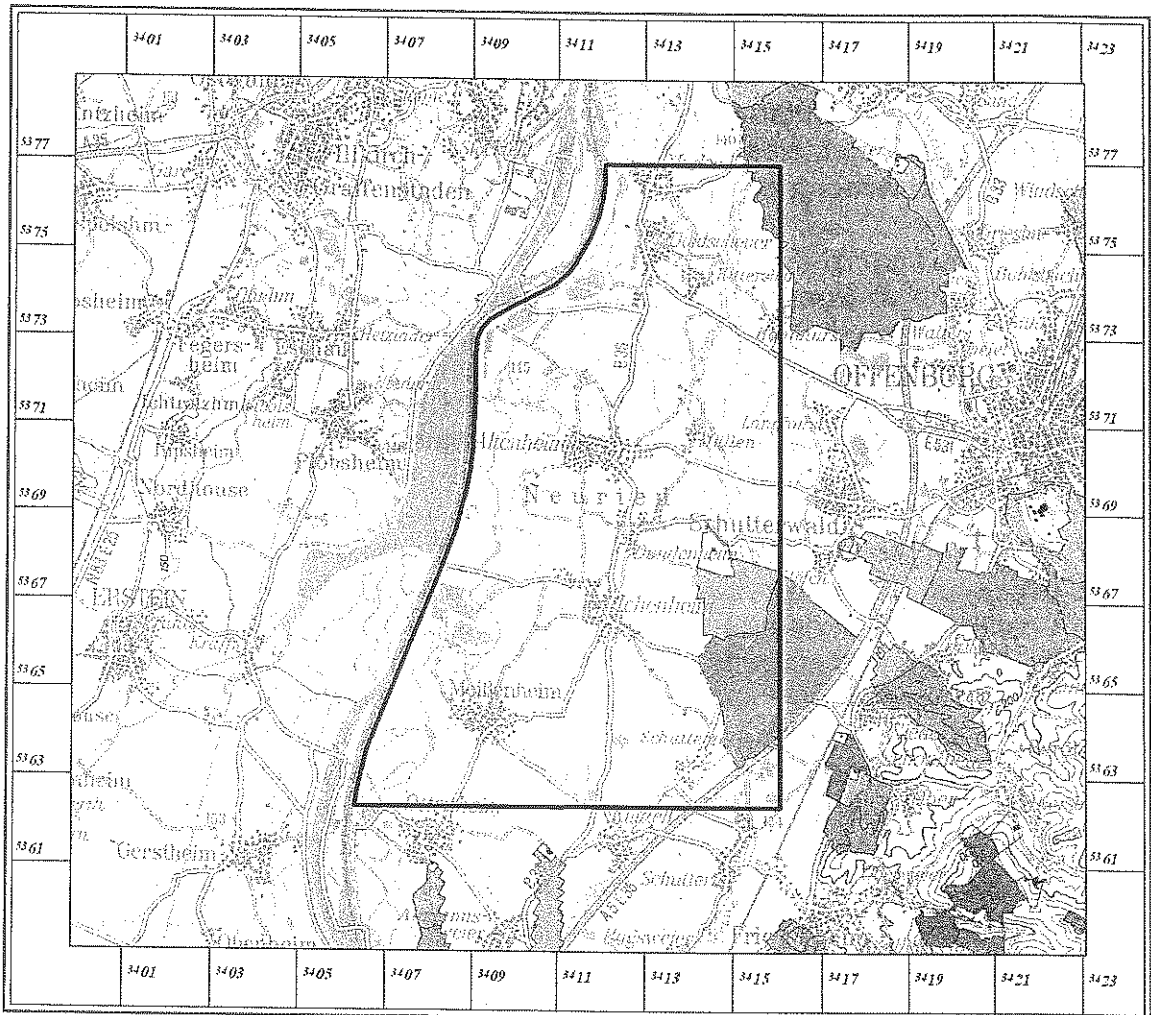
## **III. Stufe: Exploration**

1. Beauftragung eines Planungsbüros/Projektmanagements
2. Beantragung eines Erlaubnisfeldes bei der Bergbehörde (falls nicht schon bei II erfolgt)
3. Geophysikalische Exploration, falls erforderlich
4. Bohrkonzeption (unter Berücksichtigung von Vorgaben der Bergbehörde)
5. Ausschreibung der ersten Bohrung, Aufstellen eines Betriebsplanes
6. Durchführung der Bohrung einschließlich Tests und Analytik
7. Ggf. Stimulationsmaßnahmen
8. Entscheidung über Fündigkeit

**IV. Stufe: Erschließung**

1. Ausschreibung der zweiten Bohrung, Aufstellen eines Betriebsplanes
2. Durchführung der Bohrung einschließlich Tests
3. Ggf. Stimulationsmaßnahmen
4. Errichtung der Übertageanlagen (kann ggf. parallel zu 1 – 3 passieren)
5. Beantragung eines Bewilligungsfeldes bei der Bergbehörde (falls nicht schon bei III.6 erfolgt)
6. Produktion

### Wasserschutzgebiete im Untersuchungsgebiet Neuried



Maßstab 1 : 150000

- Begrenzung des Untersuchungsgebiets
- Wsg. rechtskräftig
- Zone I
- Zone II
- Zone III
- Zone IIIA
- Zone IIIB

<b>Baden-Württemberg</b> REGIERUNGSPRÄSIDIUM FREIBURG Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau		
Aktenzeichen: 4715/07 4758		
Bearb.: Sto	Zeichn.: ZI	Anspr.: s

## 6. Wasserschutzgebiete

Die Kenntnis der Lage von bereits rechtlich ausgewiesenen oder fachtechnisch abgegrenzten Wasserschutzgebieten ist für die weiteren Planungen im Zuge der Errichtung eines geothermischen Kraftwerkes von Bedeutung. Auf Anlage 6 sind die einzelnen Schutzzonen der rechtskräftigen Wasserschutzgebiete im Untersuchungsgebiet eingetragen. Im Untersuchungsgebiet liegen randliche Bereiche der Zone III B des Wasserschutzgebietes der Wasserversorgung Kehl sowie das Wasserschutzgebiet der Wasserversorgung Neuried.

Die Zone I grenzt den Fassungsbereich einer Grundwasserentnahme für Trinkwasserzwecke ab. Zone II ist der Engere Einzugsbereich dieser Fassung und wird im Wesentlichen mit der so genannten 50-Tage-Linie (=Fließzeit des Grundwassers bis zur Fassung) begrenzt. Die Abgrenzung beruht auf traditionellen Vorstellungen zur Lebensdauer von Bakterien im Untergrund. Die Zone III umfasst das weitere Einzugsgebiet und kann unter bestimmten Voraussetzungen in eine Zone III A und III B unterteilt werden.

Nach den DVGW-Richtlinien W 101 stellen Bohrungen Eingriffe in den Boden und Untergrund dar und besitzen somit ein grundsätzliches Gefährdungspotenzial für das Grundwasser. In den Zonen I und II eines Trinkwasserschutzgebietes sind daher Bohrungen nicht zulässig. Auch in den Zonen III und III A werden Bohrungen grundsätzlich als Gefahrenherde betrachtet. Nach derzeitigem Kenntnisstand ist daher in jedem Einzelfall zu prüfen, ob mit speziellen Auflagen über eine Ausnahmegenehmigung das Abteufen einer Tiefbohrung für geothermische Zwecke innerhalb der Zone III bzw. III A möglich ist. Ebenfalls zu prüfen ist die Erlaubnisfähigkeit für die Errichtung eines geothermischen Kraftwerkes. In diesem Zusammenhang ist zudem rechtzeitig der Bedarf eventuell erforderlichen Kühlwassers aus dem Grundwasserleiter oder die Einleitung erwärmten Wassers miteinzubeziehen und vorab zu klären.

Im Untersuchungsgebiet gibt es keine Heilquellen, Heilquellenschutzgebiete und sensiblen Grundwassernutzungen, die ebenfalls bei der Planung eines geothermischen Kraftwerkes zu berücksichtigen wären.



Prof. Dr. I. Stober

Mehrfertigung:

Gemeinde Neuried, Kirchstraße 21, 77743 Neuried