

Methodische Aspekte der Speicherbewertung bei der Prognose, Erkundung und Errichtung Geothermischer Heizwerke

Wilfried Rockel und Joachim Poppei, GeoForschungsZentrum Potsdam

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung, Aufgabenstellung	118
2 Methodik und Lösungsweg	119
2.1 Geologisches Modell	119
2.2 Mathematisch-physikalisches Modell	121
3 Prognose	127
3.1 Grundlagen (Methodik der Wertermittlung)	127
3.2 Geologische Basisparameter	127
3.2.1 Parameter im Bereich der Bohrung.....	127
3.2.2 Parameter im Reservoir.....	129
3.2.3 Zusammenfassung.....	130
3.3 Modellierung	130
4 Fertigstellung der 1. Aufschlußbohrung	137
4.1 Grundlagen (Methodik der Wertermittlung)	137
4.2 Geologische Basisparameter	139
4.2.1 Parameter im Bereich der Bohrung.....	139
4.2.2 Parameter im Reservoir.....	143
4.2.3 Zusammenfassung.....	144
4.3 Modellierung	144
5 Fertigstellung der Doublette (2. Aufschlußbohrung)	147
5.1 Grundlagen (Methodik der Wertermittlung)	147
5.2 Geologische Basisparameter	147
5.2.1 Parameter im Bereich der Bohrung.....	147
5.2.2 Parameter im Reservoir.....	151
5.2.3 Zusammenfassung.....	152
5.3 Modellierung des Reservoirverhaltens	154
5.3.1 Beurteilung der Einflüsse des präzisierten geologischen Modells auf das Abbauverhalten und Überprüfung der auf der Basis der Prognose und ersten Erkundungsergebnisse getroffenen Entscheidungen.....	154
5.3.2 Prognose des Abbauverhaltens bei Variierung verfahrenstechnischer Regime.....	156
6 Zusammenfassung	156
7 Literatur	157

Abstract

Understanding the properties and behaviour of geothermal reservoirs is an essential condition for the dimensioning of subsurface installations for a geothermal site.

Geological models and mathematical-physical simulations are the main base for predictions during different stages of site planning. With increasing knowledge of geological conditions during reservoir exploration, geological models and simulations, more and more, reflect reality.

This paper describes the quantification of the main geological parameters, their sensitivity and the effects on simulation results for a Mesozoic sandstone aquifer used by a geothermal site in Neustadt-Glewe/Northern Germany.

Stages from initial planning to final installation of the plant are considered.

Although the paper deals with a special reservoir from the North German Basin, conclusions related to the certainty of parameters and the methodology used, are valid in general.

1 Einleitung, Aufgabenstellung

Eine hydrogeothermale Energiegewinnung ist immer dann möglich und für einen Interessenten (Wärmeabnehmer) sinnvoll, wenn die geologischen Verhältnisse eine wirtschaftliche Nutzung zulassen (Abbildung 1-1).

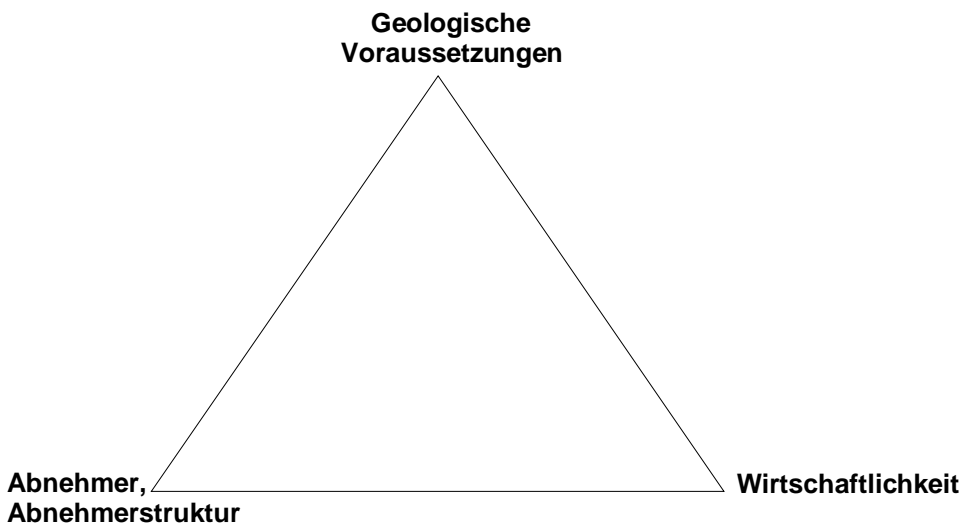


Abb. 1-1: Bedingungen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen

Hinsichtlich der geologischen Anforderungen müssen nachfolgende Bedingungen erfüllt sein:

- Das Vorhandensein einer geeigneten (nutzungsfähigen) Gesteinsschicht (→ Nutzhorizont),
- eine für das jeweilige Projekt ausreichende Verbreitung des Nutzhorizontes (→ Nutzreservoir),
- ein der konkreten Versorgungslösung genügender, aus dem Schichtwasser gewinnbarer Wärmeinhalt und
- die Eignung des Thermalwassers für die notwendigen technologischen Prozeßabläufe (Förderung - Transport - Auskühlung - Reinjektion).

Je detaillierter die Kenntnisse zu den verschiedenen Komplexen sind, um so effizienter sind die Aussagen zu den technologischen und wirtschaftlichen Parametern einer geothermischen Wärmenutzung.

Zur Bewertung der technologischen Realisierbarkeit und wirtschaftlichen Effizienz sind Angaben zu geologischen Parametern und Bedingungen (Gesteins- und Fluidparameter, Teufelage, Temperatur, realisierbarer Thermalwasserstrom u. a.) erforderlich (geologisches Modell). Die Qualität des geologischen Modells wird durch den jeweils erreichten Erkenntnisstand entscheidend geprägt. Da in der Phase der Projektvorbereitung wegen fehlender Bohraufschlüsse in der Regel keine konkreten geologischen Standortdaten verfügbar sind, muß auf entsprechende Aufschlußdaten aus dem \pm weiteren Umfeld zurückgegriffen werden. Auf dieser Grundlage sind für eine begründete Prognose geeignete Parameter abzuleiten, die eine Gewinnung und Nutzung geothermischer Energie als aussichtsreich und wirtschaftlich erscheinen lassen. Die Prognose beruht dabei auf groben Schätzwerten, die naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten (Schwankungsbreiten) behaftet sind.

Erst im Rahmen der geologischen Erkundung werden konkrete, standortspezifische Parameter ermittelt. Dabei repräsentieren beide Bohrungen Zufallsergebnisse in einer \pm variierenden Grundgesamtheit. Im Ostteil des Norddeutschen Beckens sind die Reservoirigenschaften auch nach der 2. Bohrung (Fertigstellung der Doublette) nur annähernd erfaßt [Schön und Rockel, 1991; Rockel und Schneider, 1992]. Dennoch müssen auf der gegebenen Grundlage bestimmte Betriebsdaten und Betriebszustände prognostiziert werden, die anhand des tatsächlichen Anlagenverhaltens überprüfbar sind.

Ein wesentliches Hilfsmittel zur Prognose des geohydrodynamischen und thermodynamischen Verhaltens des Speichers im Abbauprozess stellt die geothermische Reservoir-Modellierung dar. Etwa seit den 70er Jahren werden numerische Modelle unterschiedlicher Konzeption, Komplexität und Lösungsverfahren entwickelt und angewendet. Durch Konzentrierung auf wesentliche physikalische Effekte sind angepaßte Modelle zur Lösung von Problemstellungen besonders geeignet, da alle Effekte in ihrer Komplexität und ihren geometrischen Abmessungen in einem Modell (noch) nicht Berücksichtigung finden können. Grundlegende Arbeiten zur geothermischen Reservoir-Modellierung existieren von den Autoren Pinder (1979), Pritchett (1980), Grant (1983), Huyakorn und Pinder (1983), O'Sullivan (1985), Bodvarson et al. (1986) und Pruess (1990).

Mit der vorliegenden Arbeit wird die Einflußnahme der zunehmenden Repräsentanz geologischer Basisparameter mit fortschreitendem geologischen Erkenntnisstand auf die Projektierung und Errichtung der Anlage untersucht.

Aufgrund der gegebenen Datenlage beziehen sich die nachfolgenden konkreten Untersuchungen auf das Projekt Neustadt-Glewe, wobei die Aussagen zur Zuverlässigkeit der angegebenen Parameter und alle methodischen Aspekte für diesen Teil des Norddeutschen Beckens weitgehend allgemeingültig sein sollten.

2 Methodik und Lösungsweg

2.1 Geologisches Modell

Hinsichtlich der geologischen Modellvorstellungen wird von folgenden Grundsätzen ausgegangen:

- Im Ostteil des Norddeutschen Beckens bilden die mächtigen, bindemittelarmen und hochporösen Sandsteine mesozoischer Aquifere zusammenhängende, bis $> 1\,000\text{ km}^2$ große

Reservoir. Begrenzungen ergeben sich vor allem durch Schichtausstriche am nördlichen und südlichen Beckenrand, an regionaltektonischen Einheiten oder an Salinarstrukturen (Diapire, Salzkissen), ggf. auch durch Bruchstörungen.

- Das Auftreten mesozoischer Aquifere ist bereits im Stadium der Prognose anhand reflexionsseismischer Meßergebnisse und realisierter Tiefbohrungen grundsätzlich zu klären.
- Innerhalb des betreffenden Verbreitungsgebietes muß durch wechselnde Sedimentationsbedingungen während des Ablagerungsprozesses (Fazies) und durch sekundäre Einflüsse im Zusammenhang mit der Lithifikation (Diagenese) hinsichtlich der Speichereigenschaften mit Veränderlichkeiten und Inhomogenitäten gerechnet werden. Nach bisherigen Erfahrungen sind davon die Netto-Mächtigkeit und die Permeabilität besonders stark betroffen.
- Auch nach Fertigstellung der Doublette sind die Untersuchungsergebnisse nur als Stichproben innerhalb lateraler und vertikaler Differenzierungen zu betrachten. Die Modellbildung ergibt sich aus der Erfassung lateraler Parameterveränderungen (definiert durch die mittleren Parameter der betreffenden Bohrungen) und anschließender Mittelwertbildung für das Reservoir.
- Die tatsächliche Repräsentanz der Bohrergebnisse für den beanspruchten Speicherraum ist durch Vergleich mit Ergebnissen von Interferenztesten abschätzbar.
- Eine heterogene Parameterverteilung läßt sich zwar numerisch abbilden, Veränderungen im vertikalen Schichtaufbau sind anhand von nur zwei Aufschlußpunkten aber kaum sinnvoll zu verfolgen. Vielmehr wird davon ausgegangen, daß die reale Heterogenität durch Simulation geologisch und teilweise statistisch begründeter Erwartungsbereiche konzentrierter Parameter hinreichend erfaßt werden kann.

Für die Untersuchung hydraulischer- und thermodynamischer Aspekte sind Angaben zu den in Tabelle 2-1 aufgeführten geologischen Parametern (Basisparameter) erforderlich. Die Parameter repräsentieren mehrheitlich die Verhältnisse im Bereich der betreffenden Bohrung, nur im Fall der Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$ – Wert) werden Reservoirereigenschaften erfaßt.

PARAMETER		UNTERSUCHUNGSMETHODIK
<i>GESTEIN :</i>		
Teufe des Nutzhorizontes	m unt. Gel.	BLM
Netto-Mächtigkeit	m	BLM, Kern
Nutzporosität	Vol.-%	Kern, BLM
Permeabilität	10^{-12}m^2	Kern, Test
Profilleitfähigkeit (k · H - Wert)	$10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$	Test, Kern
Gesteinsdichte - Nutzhorizont	kg/m^3	Kern, BLM
Spezifische Wärmekapazität - Nutzhorizont	J / kg · K	Kern
Gesteinsdichte - Abdeckung	kg/m^3	Kern, BLM
Spezifische Wärmekapazität - Abdeckung	J / kg · K	Kern
Wärmeleitfähigkeit - Abdeckung	W / m · K	Kern
<i>FLUID :</i>		
Gesamtmineralisation des Thermalwassers	g/l	Test
Statischer Schichtwasserspiegel	m unt. Gel.	BLM
Thermalwassertemperatur im Nutzhorizont	°C	BLM, Test

Weitere Modellinformationen:

Entfernung und Verlauf etwaiger Reservoirberandungen

(Bruchstörungen mit trennendem Schichtversatz, Schichtausstriche, Salzdurchbrüche), gravierende Faziesveränderungen u. a.

Tab. 2-1: Geologische Basisparameter für geohydraulische und thermodynamische Modellierungen

2.2 Mathematisch-physikalisches Modell

Durch den Betrieb der geothermischen Heizzentrale mit Reinjektion des Thermalwassers wird der Speicher hydrodynamisch, thermisch, physiko-chemisch, mechanisch und ggf. mikrobiologisch beeinflusst. Diese Beeinflussungen stehen in komplexen und komplizierten Zusammenhängen. Die Injektion des abgekühlten Thermalwassers führt zu einer Auskühlung des Nutzhorizontes. Der Wärmetransport aufgrund der Wärmeleitung aus den Basis- und Deckschichten kann die Auskühlung im Nutzungszeitraum nicht kompensieren.

Von entscheidender Bedeutung für die technische Auslegung der Untertageteile und den Betrieb einer geothermischen Heizzentrale ist die Prognose des Verhaltens des vorgesehenen Nutzhorizontes. Die wichtigsten prognostischen Aussagen sind:

- die zu erwartenden maximalen Spiegel-/Druckänderungen (mit dem Ziel des Nachweises der technischen Realisierbarkeit des Förder- und Injektionsvolumenstromes) sowie
- der Zeitpunkt des Beginns der Temperaturabsenkung und deren zeitliche Entwicklung in der Förderbohrung als Orientierung für die zu erwartende Nutzungsdauer.

Im Vordergrund der Modelluntersuchungen stehen damit geohydrodynamische und geothermodynamische Aspekte der Speicherbewertung und Abbauprognose.

Die Temperaturabhängigkeit der für geohydrodynamische Bewertungen wichtigen Stoffkennwerte bewirkt eine Veränderung der hydraulischen Verhältnisse mit zunehmender Auskühlung des Speichers. Besonders deutlich wird dieser Effekt bei der Viskosität des Thermalwassers, die sich bei einer Auskühlung von beispielsweise 100 °C auf 35 °C mehr als verdoppelt, was zu einer Halbierung des Durchlässigkeitskoeffizienten führt. Thermische Verän-

derungen im Nutzhorizont führen damit zu Druckveränderungen, auch zu Beeinflussungen der Injektionsdrücke in der Verpreßbohrung.

Da Informationen über Parameterveränderungen im Abbauprozess ausschließlich über die im Betrieb befindlichen Förder- und Injektionsbohrungen gewonnen werden, sind diese auch Zielpunkt der Modellierungen. Dabei ist zu prüfen, inwieweit sich die auf der Basis von Testarbeiten ermittelten Parameter im Betriebszeitraum bestätigen

Die Lösungsmethoden lassen sich in analytische und numerische Modelle einteilen. Vielfach werden noch sog. "Lumped-Parameter Models" genannt, die mathematisch als Spezialfall eines Diskretisierungsmodells mit sehr grober Diskretisierung (2 Blöcke) angesehen werden können, deren Gleichungen aber noch semianalytisch lösbar sind.

Die erforderliche Modelltiefe hängt nicht nur von der Problemstellung ab, sondern wird wesentlich auch vom Kenntnisstand zum Reservoir bestimmt. Im Stadium der Prognose sind die geologischen Kenntnisse über die Lagerstätte meist sehr begrenzt. Erst im Rahmen der bohrtechnischen Erschließung und der Auswertung von Testen werden detaillierte Kenntnisse gewonnen. Geologische Störungen als signifikante Randbedingungen, Wechselwirkungen mit benachbarten Aquiferen, geologische Wechsellagerungen innerhalb des Aquifers u. a. m. erfordern eine detaillierte Modellierung, die i. A. nur noch durch örtliche Diskretisierung mit numerischen Lösungsverfahren durchgeführt werden kann. Das Problem der geothermischen Reservoirmodellierung besteht heute nicht mehr in der Verfügbarkeit verifizierter und leistungsfähiger Modellcodes, sondern der Bereitstellung ausreichender Felddaten mit Bewertung ihrer Genauigkeit und Repräsentanz.

Zur Lösung der Aufgabenstellung fanden sowohl analytische, halbanalytische als auch numerische Modelle (Simulatoren) Verwendung.

Mathematisch-physikalische Grundlagen und verwendete Simulatoren

Die Ausgangsgleichungen sind die Erhaltungsgleichungen für Impuls, Energie und Masse sowie das Gesetz von Darcy für die Strömung und das Fouriersche Gesetz für die Wärmeleitung.

Energiebilanz im Aquifer

$$\nabla \left(\bar{\lambda}_a \cdot \nabla T \right) - \nabla \left(\rho_f c_f \cdot \mathbf{v} \cdot T \right) = \rho_a c_a \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1)$$

Energiebilanz in den Deckschichten

$$\nabla \left(\bar{\lambda}_r \cdot \nabla T \right) = \rho_r c_r \frac{\partial T}{\partial t} \quad (2)$$

Massenbilanz

$$\nabla \left(\rho_f \mathbf{v} \right) = \frac{\partial (\phi \rho_f)}{\partial t} \quad (3)$$

Darcy-Gesetz

$$\mathbf{v} = \frac{\mathbf{k}}{\eta} (-\nabla p + \rho_f \cdot \mathbf{g} \cdot \nabla z) \quad (4)$$

Fouriersches Gesetz

$$\mathbf{q} = -\nabla \left(\overset{=}{\lambda} \nabla T \right) \quad (5)$$

mit

T	...	Temperatur
t	...	Zeit
\mathbf{v}	...	Darcy Geschwindigkeit
$\overset{=}{\lambda}$...	Wärmeleitfähigkeitstensor
c	...	spezifische Wärmekapazität
ρ	...	Dichte
\mathbf{k}	...	Permeabilität
η	...	Viskosität
\mathbf{g}	...	Gravitationskonstante
ϕ	...	Porosität
q	...	(hier:) Wärmestromdichte

Indizes

a	...	Aquifer
f	...	Fluid
r	...	Gestein.

Die thermische Dispersion bewirkt die scheinbare Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit im Ergebnis hydrodynamischer Dispersion und läßt sich wie folgt beschreiben

$$\overset{=}{\lambda}_a = \overset{=}{\lambda} + \overset{=}{\delta} \mathbf{c}_f \rho_f |\mathbf{v}| \quad (6)$$

mit $\overset{=}{\delta}$... hydrodynamischer Dispersionstensor.

Die o. g. Differentialgleichungen (1) – (5) beschreiben den gekoppelten Wärme- und Impulstransport im Aquifer und in den Deckschichten. Sie sind zur Bestimmung der Druck- und Temperaturfelder für die entsprechenden Anfangs- und Randbedingungen zu lösen.

Analytische und halbanalytische Lösungen zur Berechnung der Temperatur- und Druck-(Spiegel-)änderungen

Analytische Modelle sind für die Erfassung wesentlicher Effekte besonders geeignet. Allerdings erfordern sie wesentliche Einschränkungen hinsichtlich geometrischer Abmessungen, Linearität der abhängigen Parameter, Homogenität und Isotropie. Unter diesen Voraussetzungen und der Annahme stationärer Strömungsverhältnisse lassen sich das Druck- und Temperaturproblem entkoppeln und die Gleichungen (1) – (5) linearisieren. Letztgenannte Voraussetzung kann durch eine im Vergleich zur Temperaturleitfähigkeit um mehr als zwei Dimensionen höhere Druckleitfähigkeit begründet werden. Insbesondere führt die hier einschränkend verwendete Erschließung des Aquifers durch Doubletten unter Sicherung der Massen-

konstanz von Förderung und Reinjektion faktisch sofort zu stationären Strömungs- und Druckverhältnissen.

Die wesentlichen Voraussetzungen zur analytischen Lösbarkeit sind:

- Der Aquifer ist homogen, isotrop, unendlich ausgedehnt und besitzt eine konstante Mächtigkeit.
- Die Deckschichten werden als impermeabel angenommen.
- Vertikale Wärmeleitung im Aquifer wird aufgrund der im Verhältnis geringen Mächtigkeit vernachlässigt (ausschließlicher Wärmetransport durch Konvektion im Speicher und Wärmeleitung in den Deckschichten).
- Die Anfangstemperaturverteilung ist im thermischen Gleichgewicht.
- Wärmekapazitäten und Wärmeleitfähigkeiten sind homogen und isotrop.
- Zwischen Fluid und Matrix besteht jederzeit ein thermisches Gleichgewicht.
- Natürliche (freie) Konvektion im Aquifer wird vernachlässigt.
- Die Strömung ist stationär.
- Förder- und/oder Injektionsbohrung erfassen den gesamten Aquifer. Die Volumenströme sind zeitlich konstant.
- Die Dichten, Viskositäten und Wärmekapazitäten sind unabhängig vom Druck und Temperatur.
- Dispersion und Dissipation werden vernachlässigt.
- Es existieren keine internen Wärmequellen oder -senken.

Der Einfluß dieser Voraussetzungen (Vernachlässigung bestimmter Effekte, wie horizontale Wärmeleitung im Aquifer und in den Deckschichten, Endlichkeit der Deckschichten u. a. m.) und ihre Berechtigung wurden ausführlich untersucht worden und dokumentiert [GTN, 1996]. Zusätzlich können zur Ableitung analytischer Lösungen der entsprechenden Anfangs-Randwertprobleme weitere Annahmen getroffen werden.

Zur Ermittlung der Temperaturverteilung im Aquifer findet unter den o. g. Voraussetzungen eine von GTN [CAGRA Neubrandenburg, 1991, 1994a] erweiterte Version des Modellsystems SLIPS (1988) Anwendung. Das Modell basiert auf der numerisch gesteuerten Anwendung analytischer Lösungen. Das Stromlinienkonzept geht davon aus, daß die Strömung im Reservoir durch diskrete Strombahnen zwischen Förder- und Injektionsbohrungen beschrieben werden kann. Es stützt sich bei der Lösung des Potentialproblems auf die Idee von Keely und Tsang (1983), die Strömungsgeschwindigkeiten an jedem beliebigen Punkt in einem hydrodynamischen System mittels geeigneter Durchflußbeziehungen zu beschreiben, wobei verschiedene Komponenten nach dem Superpositionsprinzip erfaßt werden.

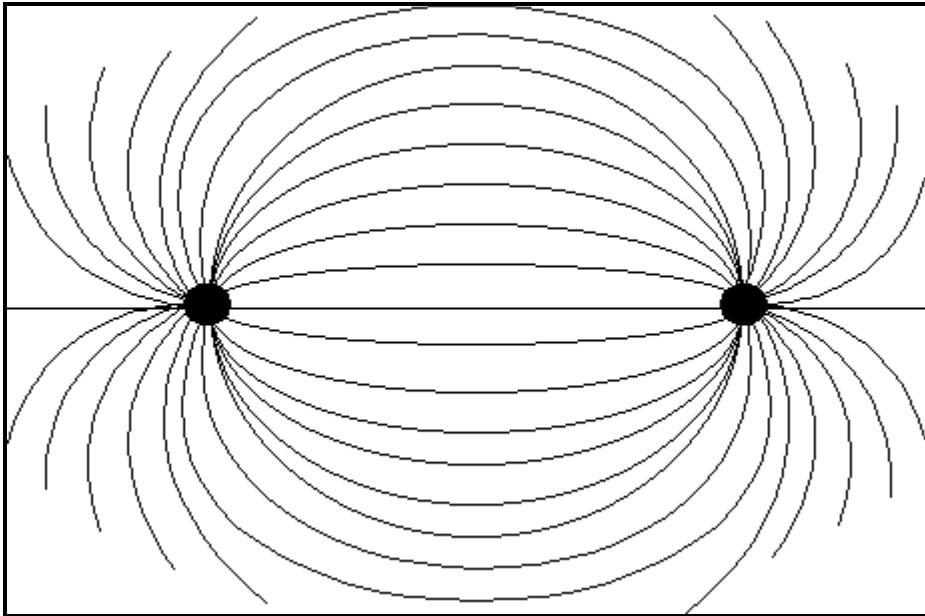


Abb. 2-1: Stromlinienverlauf einer Doublette im Reservoir (2D - Darstellung)

Von festzulegenden Startpunkten beginnend, werden Strombahnabschnitte ortsdiskret verfolgt und längs des Fließweges die entsprechenden Fließzeiten aus den ortsabhängigen Geschwindigkeiten ermittelt und summiert. Die so ermittelte Fließzeit entspricht der Frachtzeit eines *temperaturbeladenen Teilchens*. Dieses *temperaturbeladene Teilchen* erfährt zu jedem Zeitpunkt einen Wärmeaustausch mit den Deckschichten gemäß der analytischen Lösung von Alisajev (1985). Gegenüber der vollständigen analytischen Lösung einer Doublette mit ausgeglichenen Volumenströmen [z. B. nach Schulz, 1987] können durch diesen Modellansatz auch Mehrbohrungs-Systeme und nicht-ausgeglichene Volumenströme betrachtet werden.

Der Wärmeaustausch mit den Deckschichten verursacht insbesondere bei geringmächtigen Speichern und relativ kleinen Volumenströmen ein außerordentlich langsames Absinken der Fördertemperatur nach dem Kaltwasserdurchbruch in der Förderbohrung. Zur Berechnung kann ebenfalls die Lösung des Potentialproblems durch Stromlinien dienen.

Aus der Strombahnlänge, die vom Winkel ψ abhängt, unter dem das Wasser aus dem Injektionsbrunnen in Richtung Förderbohrung strömt, läßt sich die Zeit berechnen, nach der das injizierte Wasser die Förderbohrung erreicht (Durchbruchzeit):

$$t_B = \frac{\pi \cdot H \cdot D^2}{\sin^2 \psi \cdot 2 \cdot \dot{V}} \cdot \frac{(\rho c)_a}{(\rho c)_f} \cdot | -1 + \cos 2\psi + \cot \psi \cdot (2\psi - \sin 2\psi) | \quad (6)$$

V Volumenstrom

H Speichermächtigkeit

D Abstand zwischen den Bohrungen

$(\rho c)_a = (1 - \phi) \cdot (\rho c)_m + \phi \cdot (\rho c)_f$ Wärmekapazität des Aquifers (7)

Φ Porosität des Aquifers

$(\rho c)_f$ Wärmekapazität des Fluids.

Die Temperatur in der Förderbohrung ergibt sich unter Berücksichtigung des Wärmeaustauschs mit den Deckschichten zu:

$$T_{\psi}(t) = T_0 + (T_{inj} - T_0) \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{\frac{\lambda_m}{M \cdot (\rho c)_f} \cdot t_B}{\sqrt{\frac{\lambda_m}{(\rho c)_m} \cdot (t - t_B)}} \right) \quad (8)$$

λ_m Wärmeleitfähigkeit der Deckschicht.

Durch Summierung der eintreffenden Strombahnen unter Berücksichtigung ihrer Durchbruchzeit und Temperatur läßt sich die Temperaturentwicklung in der Förderbohrung berechnen.

Unter isothermen Verhältnissen, die langfristig für die Betriebsführung der Förderbohrung geltend gemacht werden können, ergibt sich die Druckabsenkung in der Förderbohrung zu

$$\Delta p(r_w, t) = \frac{q\eta}{4\pi \cdot \rho \cdot kH} \cdot \left[Ei \left(\frac{r_w^2}{4at} \right) - Ei \left(\frac{(D - r_w)^2}{4at} \right) \right] \quad (9)$$

mit q Massenstrom
 ρ Dichte des Thermalwassers
 η Viskosität des Thermalwassers
 k Permeabilität
 a hydraulische Leitfähigkeit oder diffusivity.
 r_w Radius der Bohrung.

Unter Vernachlässigung der Kompressibilität ergibt sich die stationäre Lösung zu

$$\Delta p \left(r_w, t > \frac{25r_w^2}{a} \right) = \frac{q\eta}{2\pi \cdot \rho \cdot kH} \cdot \ln \left(\frac{D - r_w}{r_w} \right). \quad (10)$$

Auf der Injektionsseite sind Druck- oder Spiegelanstiege aufgrund der Viskosität in hohem Maße temperaturabhängig. Dieser Aspekt wird von Poppei und Wenderoth (1998) eingehend behandelt.

Numerische Modellcodes

Numerische Modellcodes gestatten die Berechnung des vollständig gekoppelten Wärme- und Stofftransports durch poröse oder klüftige Aquifere unter Berücksichtigung von Konvektions-, Konduktions- und Dispersionseffekten, hydrologischen oder thermischen Barrieren, anisotroper Permeabilität oder Wärmeleitfähigkeit, Auftriebseffekten und komplexen Geometrien. Daneben können auch für die Modellierung des Betriebsverhaltens wesentliche zeitabhängige Randbedingungen (z. B. Volumenstrom und Injektionstemperatur) Berücksichtigung finden. Basis der Simulatorcodes sind FEM- oder FDM-Verfahren.

Eine Übersicht relevanter und international eingesetzter Modellcodes ist als Ergebnis einer Recherche in GTN (1996) zu finden. Unter Beachtung spezifischer Vor- und Nachteile nutzen die Bearbeiter die Simulatorcodes

- *CFEST* (Coupled Fluid, Energy, and Solute Transport) von Gupta und Cole, Battelle (1987)
- *TOUGH2* (Transport of Unsaturated Groundwater and Heat) von Pruess, Lawrence Berkeley Laboratory (1987) und
- *FEFLOW* (Finite Element Flow) von Diersch, WASY GmbH Berlin (1996)

zur Bearbeitung unterschiedlicher geothermischer Problemstellungen.

Hinsichtlich der mathematisch-physikalischen Grundlagen der Modellcodes wird auf die entsprechenden Handbücher verwiesen.

3 Prognose

3.1 Grundlagen (Methodik der Werteermittlung)

Jede geologische Standortprognose beruht auf einer Analyse des bis zur Aufnahme geologischer Erschließungs- und Erkundungsarbeiten realisierten geologisch-geophysikalischen Aufschlußgrades und des daraus resultierenden aufgabenspezifischen Kenntnisstandes. Im Rahmen der Nutzung mesozoischer Aquifere zur hydrogeothermalen Wärmenutzung interessieren insbesondere Ergebnisse aus Tiefbohrungen und reflexionsseismischen Vermessungen, die vorrangig im Rahmen der Kohlenwasserstoff-Erkundung realisiert wurden.

Reflexionsseismische Messungen erlauben Aussagen

- zum geologischen Erwartungsprofil am Standort (Auftreten und Teufe potentieller Nutzhorizonte),
- zu den Lagerungsverhältnissen und Verbreitungsgrenzen potentieller Nutzhorizonte im Raum sowie
- zum Auftreten hydrodynamisch wirksamer Bruchstörungen.

Aus in der näheren und weiteren Umgebung bereits vorhandenen Tiefbohraufschlüssen ergeben sich Hinweise

- zum Auftreten potentieller Nutzhorizonte und deren Speichereigenschaften,
- zu den erreichbaren Förderleistungen sowie
- zum Chemismus des Schichtinhalts (Wasser, Gas).

Bewertungsgrundlagen sind neben dem betreffenden Schichtenverzeichnis die jeweiligen Ergebnisse der Bohrlochmessung, der Laboruntersuchungen an Kernproben und der Testarbeiten.

Der zur Prognose verfügbare Kenntnisstand ist in den meisten Fällen nicht sehr hoch, so daß die abgeleiteten Parameter mit teilweise großen Unsicherheiten behaftet sind. Generell betrifft dies insbesondere Aussagen zur Permeabilität und zur Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$ – Wert). Die aus der Unsicherheit resultierenden Streuungen besitzen im Rahmen der Prognose keinerlei statistische Grundlagen, sondern sind als der gegebenen Sachlage angepaßte Schätzwerte zu betrachten. Bei betont konservativen mittleren Parametern ergeben sich bevorzugt positive Streuungen. Zur Gesteinsdichte sowie zur spezifischen Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit sind kaum relevante Werte verfügbar, da die Bestimmung thermophysikalischer Parameter im Rahmen der Erdöl-Erdgas-Exploration in mesozoischen Aquiferen offenbar nicht von besonderem Interesse war.

3.2 Geologische Basisparameter

3.2.1 Parameter im Bereich der Bohrung

3.2.1.1 Teufe

Obwohl die Teufe als Parameter nicht direkt in die Modellberechnungen eingeht, werden in diesem Bereich des Norddeutschen Beckens sowohl die Mineralisation als auch die Schicht-/Thermalwassertemperatur maßgeblich durch die Teufenlage der Schicht bestimmt [Müller und Papendieck, 1975; Katzung et al., 1984]. Je nach Abstand des Prognosestandortes zu gegebenen Tiefbohraufschlüssen und der Kompliziertheit der strukturgeologischen Situation

wird im nordöstlichen Beckenbereich allgemein von Teufenfehlern bis ± 100 m ausgegangen. Nur in speziellen Fällen ist auch mit größeren Teufenfehlern zu rechnen. Für die 1. Aufschlußbohrung Neustadt-Glewe wurde der Contorta-Sandstein bei einer mittleren Teufe von 2.300 m erwartet, wobei ein verhältnismäßig geringer Teufenfehler von ± 50 m (2.250 ... 2.350 m) angenommen wurde [Büchner et al., 1988].

3.2.1.2 Netto-Mächtigkeit (effektive Mächtigkeit)

Unter Beachtung der konkreten lokalen und regionalen strukturellen Situation lassen sich aus benachbarten Bohrprofilen grobe Vorstellungen zum lithologischen Profilaufbau erarbeiten (Anzahl, Lage und Mächtigkeiten von Sandsteinbänken in der betreffenden Formation). Mögliche lokale fazielle Veränderungen [Schön und Rockel, 1991; Rockel und Schneider, 1992] sind allerdings kaum vorhersehbar. Da im Stadium der Prognose dazu detaillierte Kernuntersuchungen, Flowmeter-Messungen oder Temperaturprofilierungen im Zusammenhang mit Testarbeiten kaum zur Verfügung stehen, sind die Angaben zur Netto-Mächtigkeit fast immer als \pm begründete Annahmen zu werten, denen ein beträchtliche Streuung ($- 50$ % ... $+ 100$ %) anhaftet. Im Ausnahmefall kann allein aufgrund primär angelegter Faziesveränderlichkeiten die Netto-Mächtigkeit auch gegen Null tendieren [Rockel und Schneider, 1992].

Alle Unwägbarkeiten berücksichtigend wurde für Neustadt-Glewe bei eher konservativer Betrachtung eine Netto-Mächtigkeit von 30 m angenommen [Büchner et al., 1988]. Unter Beachtung der an den benachbarten Strukturen Ludwigslust und Marnitz erbohrten Profilen und realisierten Sandsteinmächtigkeiten könnte sich die zu erwartende Streuung im Bereich 20 ... 50 m einordnen.

3.2.1.3 Nutzporosität

Nach den Ergebnissen noch relativ einfacher bohrlochgeophysikalischer Vermessungen der in den 50er und frühen 60er Jahren im Bereich der Strukturen Ludwigslust, Marnitz und Schlieven abgeteufte Erdöl-Erdgas-Bohrungen (Entfernung 5 – 25 km) ist mit bindemittelarmen Sandsteinen mit Nutzporositäten von 25 ... > 30 % zu rechnen. An einigen wenigen Kernproben wurden sogar Werte von 32 – 37 % bestimmt. In der Prognose wurde von einer durchschnittlichen Nutzporosität von 25 % ausgegangen [Büchner et al., 1988]. Die mögliche Streuung ist daher sehr groß und wird im Bereich 22,5 ... 30 % erwartet.

3.2.1.4 Permeabilität

Da in den älteren Tiefbohraufschlüssen kaum Permeabilitätsbestimmungen an Kernen mesozoischer Aquifere erfolgten und auch relevante Testergebnisse fehlen, sind die Prognosewerte fast immer sehr spekulativ. Für den konkreten Fall (Contorta-Sandstein Neustadt-Glewe) wurde unter der Erwartung wenig gegliederter, überwiegend bindemittelarmer Sandsteine eine mittlere Permeabilität von $0,9 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ ($0,8 \dots 1,0 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$) postuliert [Büchner et al., 1988]. Entsprechend dem geringen Kenntnisstand wird bezüglich der mittleren Permeabilität von einer Streuung im Bereich $0,4 \dots 1,4 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ ausgegangen.

3.2.1.5 Gesamtmineralisation des Thermalwassers

Nach den Untersuchungsergebnissen von Müller und Papendieck (1975) wird die Gesamtmineralisation mesozoischer Tiefenwässer durch die Teufenlage kontrolliert. Zumindest im östlichen Zentrum des Norddeutschen Beckens konnte dieses Postulat auch durch neuere Bohraufschlüsse bestätigt werden [Brandt, 1996].

Für Neustadt-Glewe wurde bei einer Erwartungsteufe von 2.300 m eine Gesamtmineralisation von 240 g/l prognostiziert [Büchner et al., 1988]. Auch unter Berücksichtigung des ange-

nommenen Teufenfehlers und der gegebenen Unschärfen hinsichtlich des postulierten Trends wird eine Streuung im Bereich 216 ... 264 g/l angenommen. Bei bisher im nordöstlichen Teil des Norddeutschen Beckens realisierten Thermalwasserprojekten stellte sich die Vorhersage der Gesamtmineralisation als relativ unproblematisch dar. In anderen Bereichen (z. B. Gifhorner Trog und angrenzenden Bereichen) ist die Beziehung der Gesamtmineralisation zur Teufenlage teilweise stark gestört [Schulz et al., 1994].

3.2.1.6 Statischer Schichtwasserspiegel

Auf der Grundlage der von Müller und Papendieck (1975) festgestellten Mineralisation/Teufe-Beziehung - die wiederum eine grobe Bestimmung der Dichte ermöglicht - und des zu erwartenden Schichtdruckes sind zwar begründete, aber nur relativ ungenaue Prognosen zum statischen Schichtwasserspiegel (Ruhewasserspiegel) möglich. Unregelmäßigkeiten können vor allem im Beckenrandbereich, bei Aquiferen in geringer Teufe oder in Nähe von Entlastungsgebieten/Überströmstellen auftreten, was bei Zutreffen entsprechend berücksichtigt werden muß.

Für den Contorta-Sandstein am Standort Neustadt-Glewe wurde ein statischer Schichtwasserspiegel von 120 m unter Gelände vorhergesagt. Die Streuung wird mit 108 ... 132 m unter Gelände angenommen.

3.2.1.7 Thermalwassertemperatur

Ähnlich wie die Mineralisation wird auch die Thermalwassertemperatur in erster Linie durch die Teufenlage bestimmt. Differenzierungen ergeben sich aus lokalen und regionalen Veränderungen im strukturellen Bau sowie damit zusammenhängender Deckgebirgsentwicklungen mit unterschiedlichen Wärmeproduktionen, Wärmeleitfähigkeiten sowie Stofftransporten [Katzung et al., 1984]. Die zuverlässigsten Temperaturmessungen in Tiefbohrungen sind an Testarbeiten gebunden (Temperaturbestimmung in der getesteten Schicht). Temperaturverlaufsmessungen in Bohrungen entsprechen infolge ungenügender Stillstandszeiten häufig nicht den ungestörten natürlichen Verhältnissen, so daß in den meisten Fällen aufwendige Korrekturen erforderlich werden [Förster, 1997].

Für den Contorta-Sandstein in Neustadt-Glewe wurde eine Schicht-/Thermalwassertemperatur von 85 °C prognostiziert. Die Vorhersage ist allerdings als sehr konservativ anzusehen, da sich nach den verfügbaren Temperaturdaten [Anlage 7 in Büchner et al., 1988] auch mindestens 95 °C, möglicherweise sogar noch höhere Werte belegen lassen. Daraus ergibt sich eine Streuung im Bereich 85 ... > 95 °C.

3.2.1.8 Weitere Parameter

Zur Gesteinsdichte, zur spezifischen Wärmekapazität und zur Wärmeleitfähigkeit der Deckschichten standen weder aus Kernuntersuchungen noch aus den einfachen Bohrlochmeßprogrammen Angaben zur Verfügung.

3.2.2 Parameter im Reservoir

Bezüglich der Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$ - Wert) ergeben sich aus der Kombination von Netto-Mächtigkeit und Permeabilität erhebliche Unsicherheiten bei der Parameterabschätzung. Da zuverlässige Testergebnisse häufig fehlen, finden sich Anhaltspunkte nur aus den abgeleiteten Prognosen entsprechender Gesteinsdaten:

Netto – Mächtigkeit	20 ... 50 m,
Permeabilität	0,4 ... 1,4 10^{-12}m^2 .

Dabei ist zu berücksichtigen, daß die anhand von Gesteinsdaten errechneten Profilleitfähigkeiten häufig nicht den aus Testergebnissen bestimmten Werten entsprechen, die um 50 ... 100 % größer sind (vgl. Abschn. 4.2.2 und 5.2.2).

Für Neustadt-Glewe errechnet sich nach den in Abschn. 3.2.1.2 und 3.2.1.4 angegebenen Prognosewerten eine Profilleitfähigkeit von $27 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$. Unter Berücksichtigung der angegebenen Schwankungsbreiten wären Profilleitfähigkeiten im Bereich 8 ... $70 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ zu erwarten.

Hinweise zu relevanten Reservoirberandungen (Bruchstörungen, beeinflussende Schichtausstriche) ergaben sich im Stadium der Prognose nicht.

3.2.3 Zusammenfassung

Auf der Basis des erreichten geologisch-geophysikalischen Aufschluß- und Erkenntnisstandes ist die Prognose bestimmter geologischer Parameter erforderlich, auf deren Grundlage die Realisierbarkeit einer geothermischen Wärmenutzung anhand von Modellberechnungen geprüft wird. Eine Zusammenstellung der vor Beginn geologischer Aufschlußarbeiten für das Projekt Neustadt-Glewe gegebenen Prognosewerte erfolgt in Tabelle 3-1.

PARAMETER		PROGNOSE -WERTE	ANGENOMMENE STREUUNG
Teufe	m unt. Gel.	2 300	2 250 ... 2 350
Netto-Mächtigkeit	m	30	20 ... 50
Mittlere Nutzporosität	%	25	22,5 ... 30
Mittlere Permeabilität	10^{-12}m^2	0,9	0,4 ... 1,4
Profilleitfähigkeit (k · H)	$10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$	(27)	8 ... 70
Gesamtmineralisation des Thermalwassers	g/l	240	216 ... 264
stat. Schichtwasserspiegel	m unt. Gel.	120	108 ... 132
Thermalwassertemperatur	°C	85	85 ... > 95

Tab. 3-1: Geologische Basisparameter zur Standortprognose

Die Prognosewerte beziehen sich zwar konkret auf das Projekt Neustadt-Glewe, bei ähnlichem Kenntnisstand dürften die Größenordnungen der Streuungen jedoch auch für andere Formationen oder Thermalwasserprojekte zumindest im östlichen Teil des Norddeutschen Beckens gelten. Bisherige Erfahrungen bestätigen, daß die größten Unsicherheiten generell bezüglich der Netto-Mächtigkeit, der Permeabilität und der Profilleitfähigkeit bestehen, was nachfolgend auch eine erwartete Vorhersage hinsichtlich möglicher Förderleistungen erschwert.

3.3 Modellierung

Mit den in Abschnitt 2 genannten analytischen und halbanalytischen Lösungen werden auf der Grundlage von Erwartungsbereichen geologischer Basisparameter als Auslegungskenngrößen

- der Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung,
- die Spiegel- (bzw. Druck-)änderungen am Standort der Bohrungen berechnet.

Neben den geologischen Basisparametern haben verfahrens- und betriebstechnische Parameter wie Volumenstrom, Injektionstemperatur, Jahresbetriebsstunden und Betriebszeit der Anlage einen entscheidenden Einfluß. Da diese Größen nicht Gegenstand der Untersuchungen sind, werden auf der Grundlage der präzisierten Standortstudie für die Berechnungen einheitliche Annahmen zugrunde gelegt [Meyer et al., 1990]:

- durchschnittlicher Volumenstrom 100 m³/h,
- durchschnittliche Injektionstemperatur 25°C,
- Jahresbetriebsstundenzahl 7.825 h/a,
- Betriebsdauer 30 a.

Der Abstand zur sicheren Vermeidung eines Kaltwasserdurchbruchs im Betriebszeitraum kann konservativ abgeschätzt werden:

$$D = \sqrt{\frac{\rho c_f}{\rho c_a} \frac{3\dot{V}t}{\pi H}} \quad (11)$$

Diese Beziehung vernachlässigt den Wärmeaustausch mit den Deckschichten, der zwar den Zeitpunkt des Kaltwasserdurchbruchs nicht beeinflusst, jedoch zu einer deutlich langsameren Absenkung der Fördertemperatur führt. Die Abbildungen 3-1 und 3-2 zeigen die Temperaturverteilung im Aquifer nach 30 Jahren ohne und mit Berücksichtigung des Wärmeaustausches.

Der Doublette liegt ein nach Gleichung (11) mit den Mittelwerten der geologischen Basisparameter errechneter Abstand von 1.134 m zugrunde. Die entsprechenden Temperaturverläufe in der Förderbohrung zeigen Abbildungen 3-3 und 3-4.

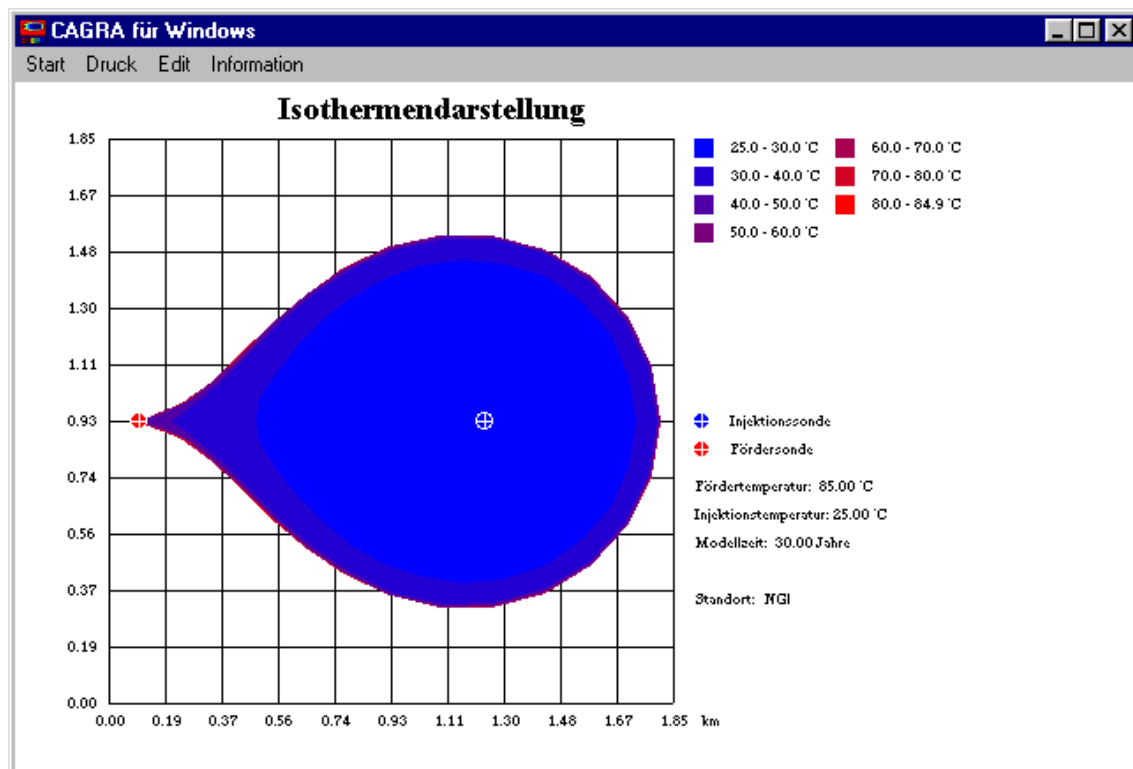


Abb. 3-1: Temperaturverteilung im Aquifer nach 30jähriger Injektion bei Vernachlässigung des Wärmeaustauschs mit den Deckschichten (Abstand der Bohrungen 1.134 m)

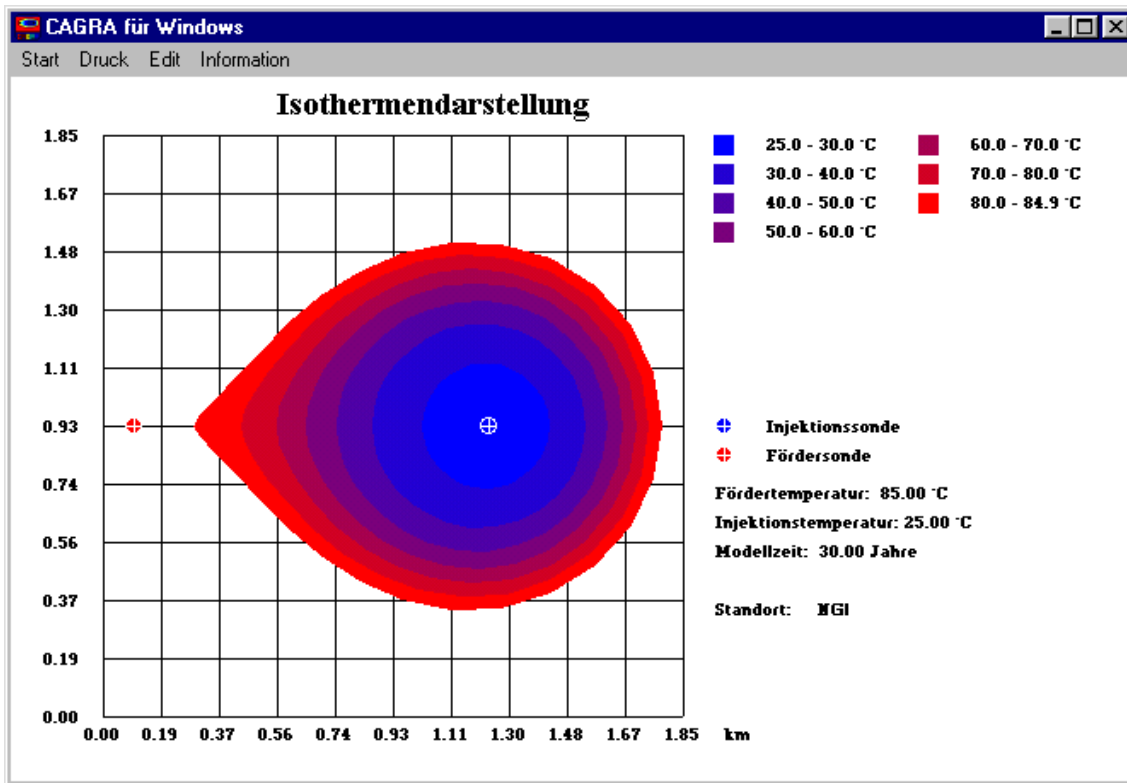


Abb. 3-2: Temperaturverteilung im Aquifer nach 30jähriger Injektion mit Berücksichtigung des Wärmeaustauschs mit den Deckschichten (Abstand der Bohrungen 1.134 m)

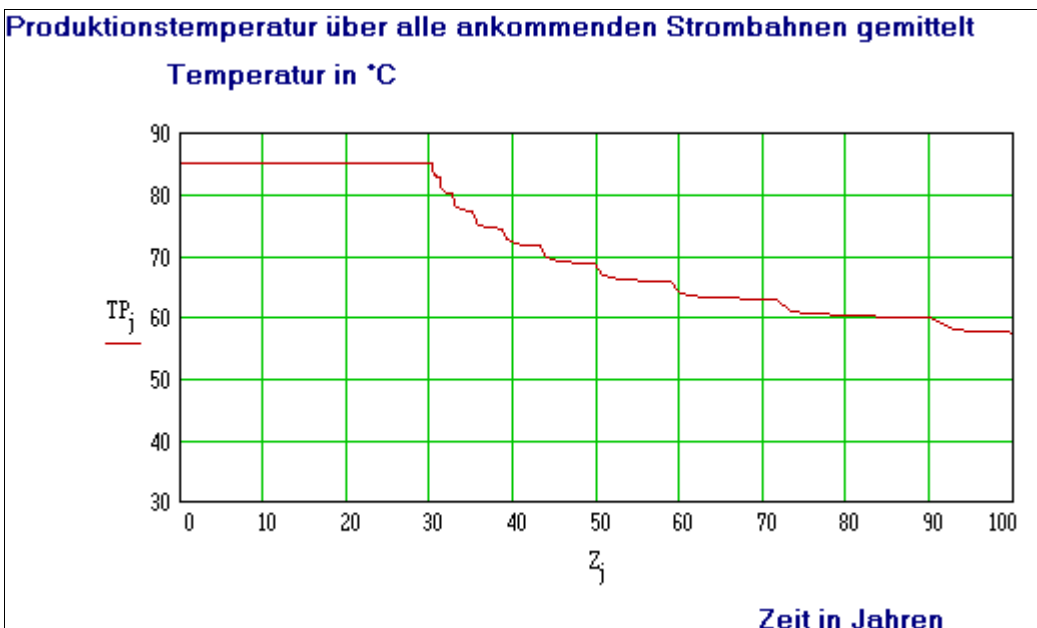


Abb. 3-3: Entwicklung der Fördertemperatur (ohne Wärmeaustausch)

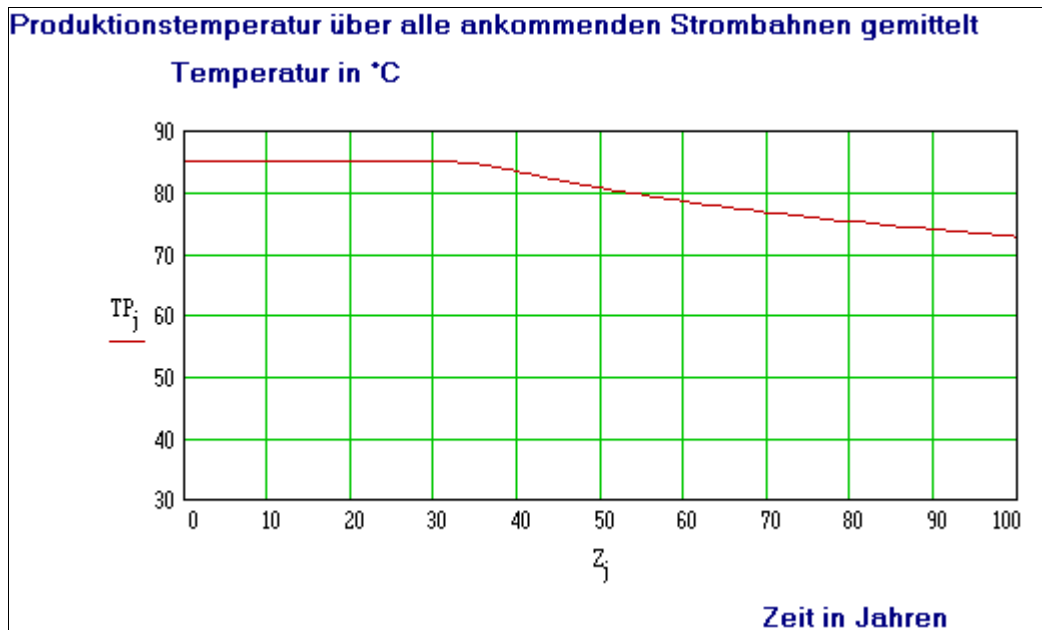


Abb. 3-4: Entwicklung der Fördertemperatur (mit Wärmeaustausch)

Zur praktischen Auslegung wird aus ökonomischen Gründen daher nicht der konservative Ansatz nach Gleichung (11) gewählt, sondern ein Abstand als ausreichend befunden, bei dem die Fördertemperatur nach 30jähriger Betriebszeit eine tolerierbare Absenkung nicht unterschreitet. Setzt man diese tolerierbare Absenkung beispielsweise mit 3 % an (Abkühlung um 3 % der Differenz von Reservoir- und Injektionstemperatur), reduziert sich der Abstand der Doublette von 1.134 m auf 1.010 m. Die Abbildungen 3-5 und 3-6 belegen beispielhaft die Temperaturverteilung und den Temperaturverlauf in der Förderbohrung für diesen Abstand.

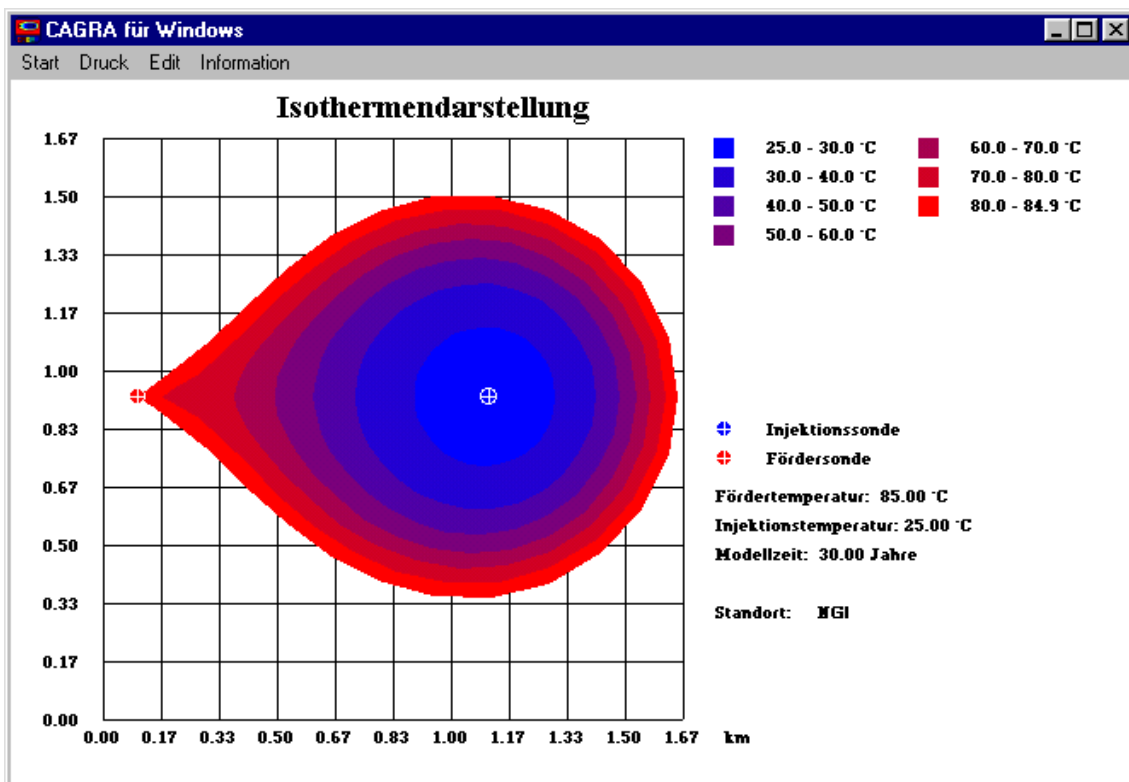


Abb. 3-5: Temperaturverteilung im Aquifer bei reduziertem Abstand (1.010 m)

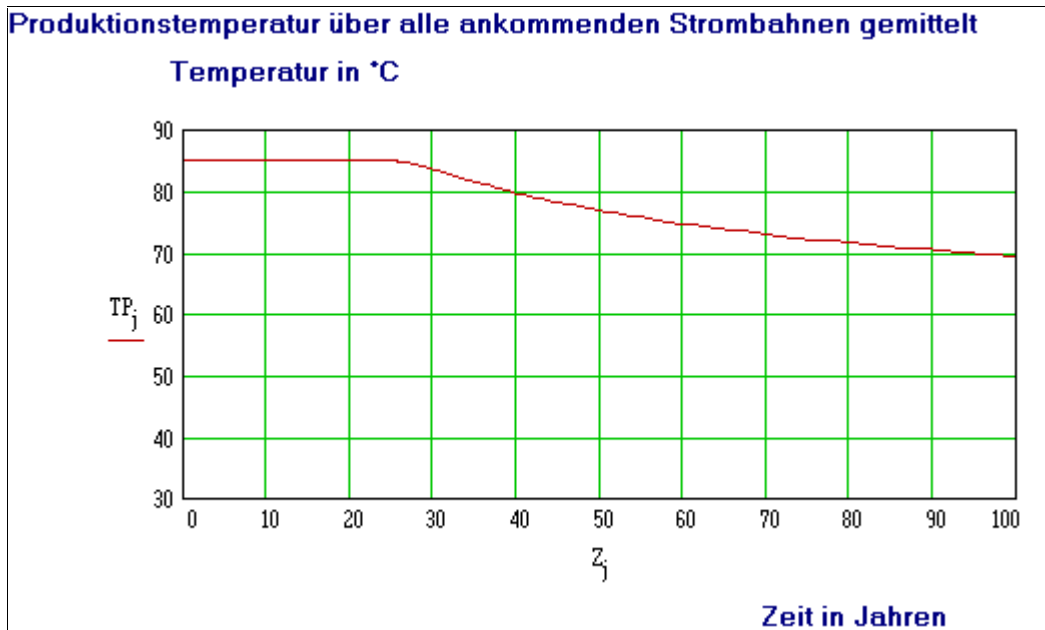


Abb. 3-6: Entwicklung der Fördertemperatur bei reduziertem Abstand [nach 30 Jahren 83.2°C (3 % Abkühlung)]

Mit Hilfe des Stromlinienmodells CAGRA werden für alle Erwartungsbereiche der geologischen Basisparameter ausreichende Abstände zwischen Injektions- und Förderbohrung ermittelt.

Da für die thermophysikalischen Stoffkennwerte (Wärmeleitfähigkeit der Deckschichten und Wärmekapazität der Speicher- und Deckschichten) keine Werte vorliegen, wurden dazu folgende Streubreiten unterstellt:

Wärmeleitfähigkeit λ : 1.5..2..2.5 W/m K

Die Gesteinsdichte bisher untersuchter Nutzhorizonte liegt im Bereich von ca. 1850 ... 2200 kg/m³, die spezifische Wärmekapazität zwischen 600 und 900 Ws/(kg K). Die gesamte Streubreite des Produktes aus spezifischer Wärmekapazität und Dichte relevanter Gesteinstypen ist weniger stark ausgeprägt:

ρc Speichermatrix: 1.45 ..1.6.. 1.8 10⁶ Ws/(m³ K).

Die im folgenden ausgewiesenen Streubreiten für den Parameter Wärmekapazität beziehen sich auf das Produkt von Gesteinsdichte und spezifischer Wärmekapazität.

Abbildung 3-7 zeigt die Abstände in Abhängigkeit zur Varianz des jeweiligen Basisparameters. Temperatur und Mineralisation beeinflussen die Fluidichte und die spezifische Wärmekapazität.

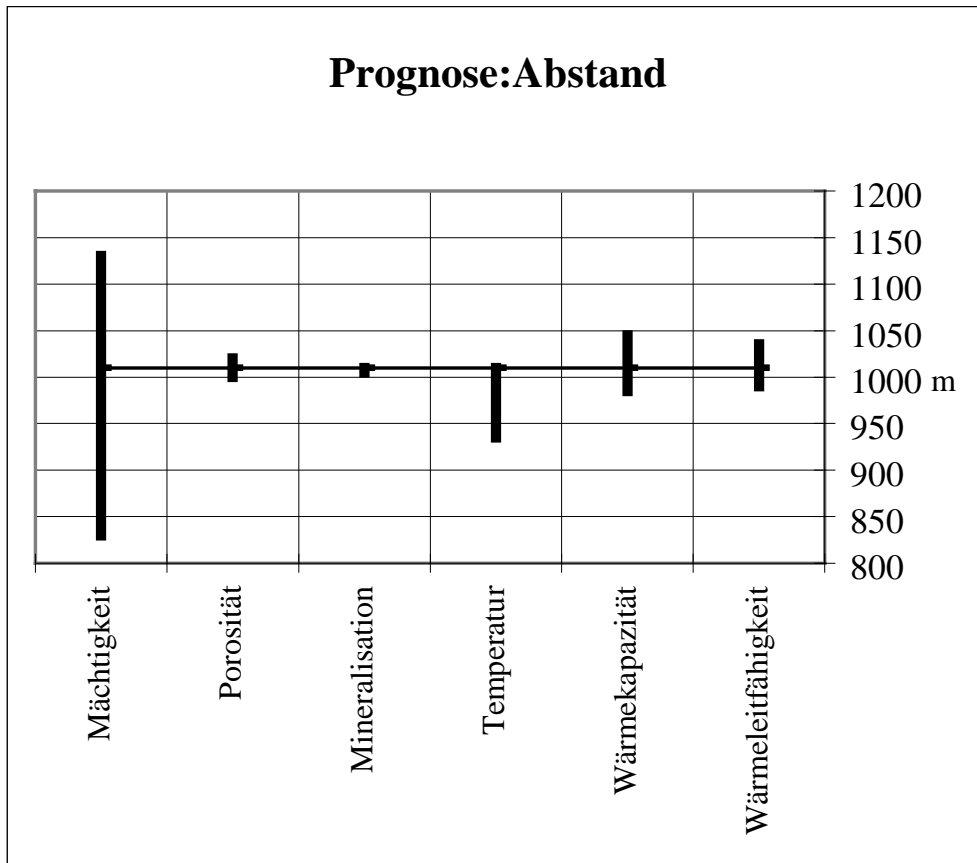


Abb. 3-7: Ermittelte Abstände in Abhängigkeit von der Varianz der Basisparameter (Prognose)

Zur Beurteilung der Sensitivität der Eingangsparameter hinsichtlich der Abstandsdimensionierung werden in einem Diagramm Wirkungen (impact) des Parameters seiner Unsicherheit (uncertainty) gegenübergestellt (Abbildung 3-8). Es zeigt sich deutlich, daß die effektive Mächtigkeit im Stadium der Prognose die zu wählenden Abstände entscheidend bestimmt.

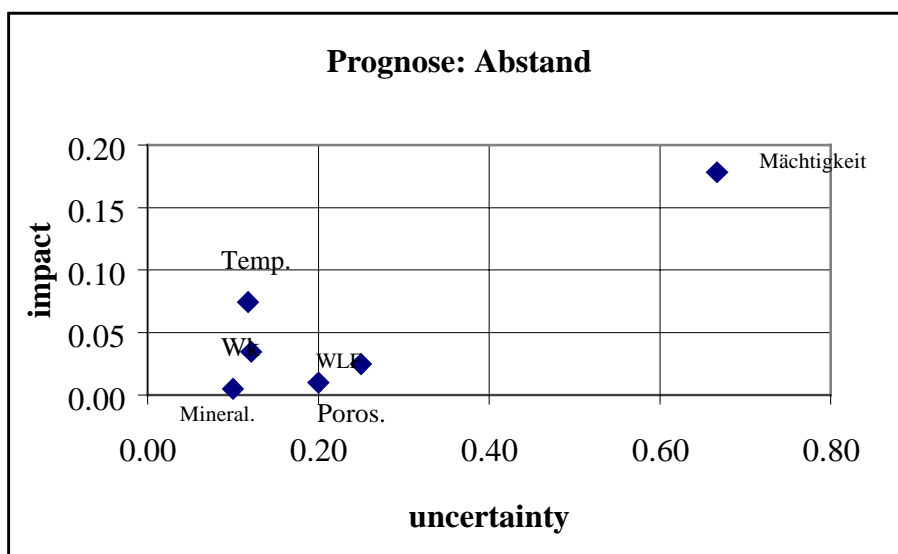


Abb. 3-8: Uncertainty-impact-Diagramm der Basisparameter im Prognosestadium (Wk=Wärmekapazität des Gesteins, WLF= Wärmeleitfähigkeit)

Da die in der Förderbohrung zu erwartende Spiegelabsenkung ein wesentliches Kriterium zur Auslegung der Unterwasser-Motorpumpe darstellt, das den Aufwand zur Hebung des Thermalwassers entscheidend beeinflusst, erfolgt eine analoge Vorgehensweise zur Berechnung der Spiegelabsenkung. Nach Gleichung (10) ist die (stationäre) Spiegel- (oder Druck-)absenkung in der Förderbohrung eine Funktion des Abstands zwischen beiden Bohrungen.

Da der Abstand von den thermophysikalischen Eigenschaften abhängig ist, beeinflussen diese indirekt auch die zu erwartenden Spiegeländerungen. Berechnungen für das Fallbeispiel belegen, daß die Einflußnahme jedoch vernachlässigbar gering ist.

Die Spiegelabsenkung in der Förderbohrung wird entscheidend von der Mächtigkeit und der Permeabilität beeinflusst (Abbildung 3-9). Im uncertainty-impact-Diagramm (Abbildung 3-10) wird die herausragende Bedeutung der beiden Parameter deutlich.

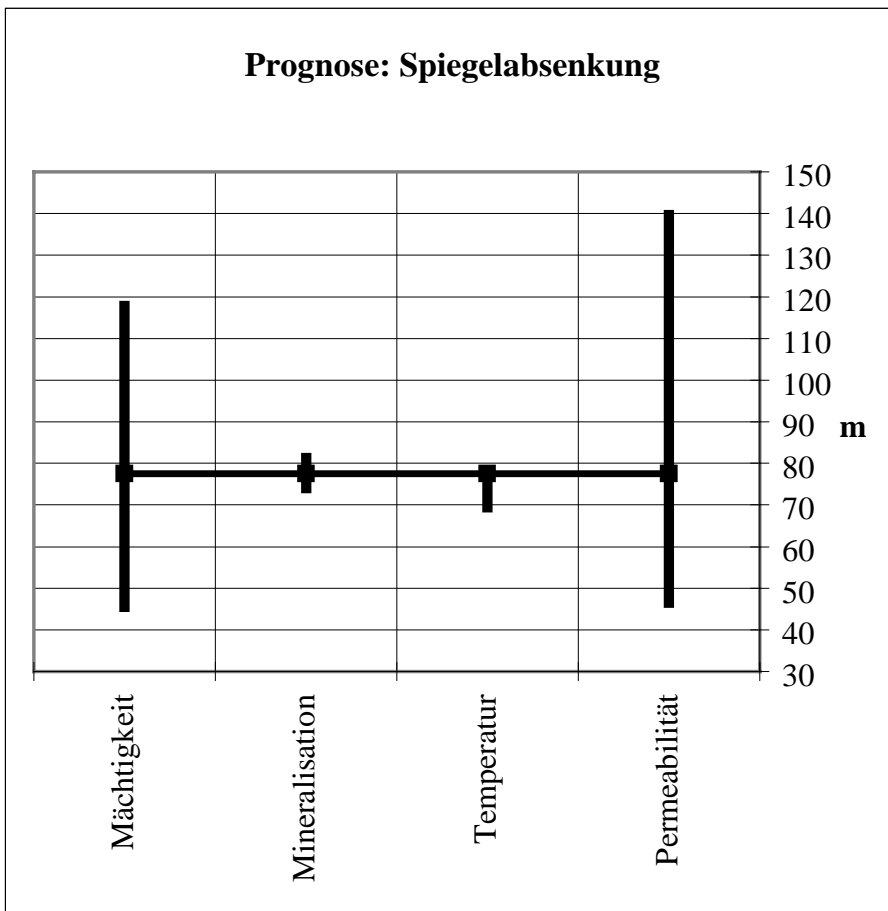


Abb. 3-9: Ermittelte Spiegelabsenkungen in Abhängigkeit der Basisparameter

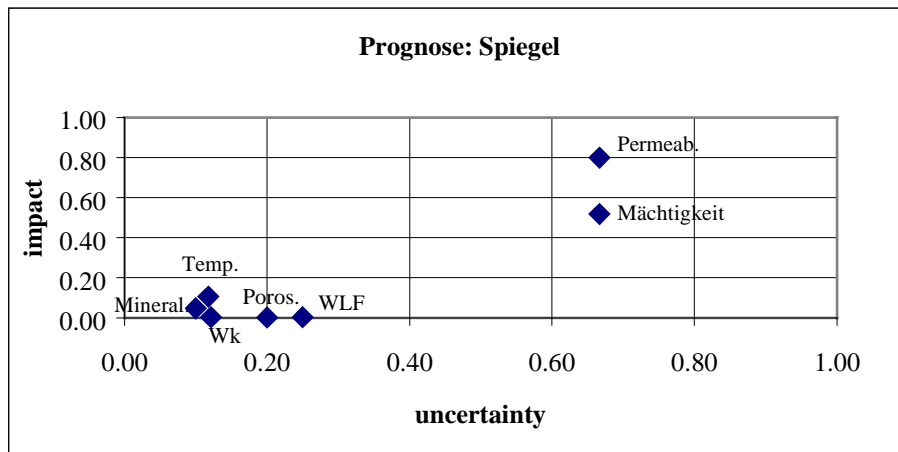


Abb. 3-10: Uncertainty-impact-Diagramm der Spiegelabsenkungen (Prognose)

Auf der Injektionsseite trifft dies auch für die Spiegelaufhöhung (oder den Injektionsdruck) zu, wobei als weitere Einflußgröße die Injektionstemperatur beachtet werden muß, die im Prognosestadium im allgemeinen noch mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Auf die Berechnung der Injektionsdrücke wird ausführlich im Zusammenhang mit der Betriebs- und Abbauüberwachung eingegangen [Poppei und Wenderoth, 1998].

4 Fertigstellung der 1. Aufschlußbohrung

4.1 Grundlagen (Methodik der Wertermittlung)

Mit dem Abteufen der ersten Erschließungsbohrung und den damit verbundenen geologisch-geophysikalischen Untersuchungskomplexen (Tabelle 4-1) wird der konkrete Bezug zu dem tatsächlich verfügbaren Reservoir hergestellt.

PARAMETER		UNTERSUCHUNGSMETHODIK (VERFAHREN)
Teufe	m unt. Gel.	Bohrlochmessung
Netto-Mächtigkeit	m	Bohrlochmessung (Flowmeter, Temperaturprofilierung), Kernuntersuchungen (Permeabilität)
Mittlere Porosität	%	Kernuntersuchungen (überwiegend Tränkungs- methode), Bohrlochmessung (GG, NG, AL, DEN)
Mittlere Permeabilität	10^{-12}m^2	Kernuntersuchungen, Test (Ableitung aus der Hydroleitfähigkeit bei gegebener Netto-Mächtigkeit)
Profilleitfähigkeit	$10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$	Test
Gesteinsdichte - Nutzhorizont	kg/m^3	Kernuntersuchungen, Bohrlochmessung (DEN)
Spezif. Wärmekapazität - Nutzhorizont	$\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K}$	Kernuntersuchungen
Gesteinsdichte - Abdeckung	kg/m^3	Kernuntersuchungen, Bohrlochmessung (DEN)
Spezif. Wärmekapazität - Abdeckung	$\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K}$	Kernuntersuchungen
Wärmeleitfähigkeit - Abdeckung	$\text{W} / \text{m} \cdot \text{K}$	Kernuntersuchungen
Gesamtmineralisation des Thermalwassers	g/l	Test (Analytik zu den Kationen- / Anionen- Gehalten im Thermalwasser)
Statischer Wasserspiegel	m unt. Gel.	BLM (Druck-/ Temperaturmeßsonde, Flowme- ter)
Thermalwassertemperatur	°C	BLM (im Zusammenhang mit Testarbeiten)

Tab. 4-1: Untersuchungsverfahren zur Bestimmung geologischer Basisparameter in Verbindung mit Tiefbohrungen

Einschränkungen ergeben sich überwiegend aus ökonomischen Zwängen, indem nicht alle Parameter untersucht werden (z. B. Bestimmung thermophysikalischer Parameter im Nebengestein) oder keine ausreichende Probendichte erreicht wird. Dennoch erlaubt die Datenlage zumindest für den betreffenden Zielhorizont konkrete Aussagen bezüglich der Basisparameter, mit denen die Verhältnisse am Standort der Bohrung gegenüber der Prognose deutlich genauer charakterisiert werden. Inwieweit die punktuellen Ergebnisse auch bereits für das zu nutzende Reservoir gelten, bleibt allerdings offen. In Hinblick der 2. Bohrung sind auch stärkere Parameterveränderungen aufgrund fazieller Differenzierungen nicht sicher auszuschließen.

Bezüglich des Beispiels Neustadt-Glewe wurden die Untersuchungen der ersten Aufschlußbohrung (Gt Neustadt-Glewe 1/88) zu zwei unterschiedlichen Zeitpunkten und unabhängig voneinander ausgewertet [Eichler, 1990a; Becker et al., 1991; GTN, 1994b]. Bei gleicher Datenlage führen die Bearbeitungen teilweise zu unterschiedlichen Ergebnissen. Hinsichtlich der Nutzporosität, der Permeabilität und der Gesteinsdichte/Nutzhorizont bezieht sich die jeweilige Stichprobenanzahl (Untersuchungsproben) auf den Bereich der Netto-Mächtigkeit (Kerngewinn: 73,3 %).

Auch die in der 1. Aufschlußbohrung bestimmten Basisparameter unterliegen noch in unterschiedlichem Maße Unschärfen, wobei die möglichen Schwankungsbereiche unter Beachtung der jeweiligen Datenlage abgeschätzt werden.

4.2 Geologische Basisparameter

4.2.1 Parameter im Bereich der Bohrung

4.2.1.1 Teufe

Die in der Prognose gegebenen Teufenerwartungen werden durch das konkrete Bohrergebnis präzisiert. Im allgemeinen bewegen sich die Teufen innerhalb des von der Seismik angegebenen Fehlers, so auch im Beispiel Neustadt-Glewe. Die Bohrteufen werden durch die Bohrlochmessung kontrolliert. Insbesondere wenn Kernstrecken realisiert sind, können Differenzen gegenüber den Bohrmeisterangaben auftreten. Die Abweichungen erreichen Beträge bis zu mehreren Metern, wobei überwiegend den Angaben der Bohrlochmessung der Vorzug gegeben wird. In der Gt Neustadt-Glewe 1/88 beträgt die Teufendifferenz Kern/BLM im Niveau des Contorta-Sandsteins beispielsweise 5,1 m [Eichler, 1990a]. Bis zu diesem Betrag wurden die Teufenangaben der Kernstrecke korrigiert.

In der Gt Neustadt-Glewe 1/88 ist der Contorta-Sandstein unter Beachtung des angenommenen Fehlers etwas höher als erwartet angetroffen worden (2.218 – 2.272 m unter Gelände), wobei die Festlegung der Hangendgrenze unterschiedlichen Gesichtspunkten folgen kann [Becker et al., 1991; GTN, 1994b].

Der Parameter Teufe gilt nach der ersten Aufschlußbohrung im allgemeinen als relativ genau bestimmt, falls sich bezüglich der Hangend- und Liegendbegrenzung keine interpretatorischen Unschärfen ergeben. Schwierigkeiten bestehen im Fall sich nur allmählich verändernder Siltstein-/Sandsteinanteile, deren Zuordnung ohne Ergebnisse entsprechender Kernuntersuchungen nicht sicher ist (Bereich 2.204 – 2.218 m in der Gt Neustadt-Glewe 1/88).

4.2.1.2 Netto-Mächtigkeit

Anhand der Bohrlochmessung und den Ergebnissen der Kernuntersuchungen ergeben sich Möglichkeiten zur Festlegung der Netto-Mächtigkeit, die durch Zuflußprofilierungen (Flowmeter) im Rahmen von Fördertesten oder Temperaturprofilierungen nach Injektionstesten unterstützt werden können.

Für das Beispiel Neustadt-Glewe 1/88 wurde durch Abzug tonig-siltiger Zwischenlagen und karbonatisch zementierter Bänke in Becker et al. (1991) eine effektive Mächtigkeit von 52,5 m bestimmt. Eine unterschiedliche Auffassung zur Abgrenzung des Contorta-Sandsteins (Gesamtmächtigkeit: 68 m in GTN, 1994b) läßt auch eine größere Netto-Mächtigkeit zu.

Die nach Einbau der 9 5/8“- Rohrtour im Rahmen des Leistungstests am 23.04.1989 erfolgte Flowmeter-Messung wies folgende Zuflußbereiche auf:

2.216 - 2.222 m
2.231 - 2.272 m

Da sich die am Kern bestimmten Porositäts- und Permeabilitätswerte aus dem Profilabschnitt 2.222 – 2.231 m nicht grundsätzlich von den übrigen unterscheiden, ist für diesen Bereich von einer bohrlochnahen Blockierung auszugehen. Die Richtigkeit dieser Annahme wird durch eine am 16.07.1994 nach Reinigungslift und anschließender Injektion von 247 m³ Schichtwasser durchgeführte Temperaturprofilierung bestätigt.

Die mit 52,5 m bestimmte effektive Mächtigkeit ist insgesamt als Mindestwert anzusehen, der unter Beachtung von Unschärfen bei der Abgrenzung der Formation auch um mindestens 10 % größer sein kann (angenommene Streuung 52 ... 58 m).

4.2.1.3 Nutzporosität

Mit Realisierung der ersten Aufschlußbohrung stehen durch entsprechende Kernuntersuchungen oder zumindest der Bohrlochmessung erste konkrete Angaben zur Nutzporosität der betreffenden Formation am Projektstandort zur Verfügung. Die Genauigkeit der Parameterermittlung ist sowohl von der Anzahl (erreichte Probendichte) und der Schwankungsbreite gemessener Laborwerte als auch von der Übereinstimmung der Laborwerte mit den Ergebnissen der Bohrlochmessung abhängig.

Untersuchungen an Kernproben weisen für den Contorta-Sandstein Gt Neustadt-Glewe 1/88 eine mittlere Porosität von 21,6 % nach:

- Probenanzahl	81 (Normalverteilung)
- Medianwert (%)	21,7
- Modalwert (%)	21,3
- Quartile (%)	14,8 / 20,8 / 21,7 / 22,5 / 26,8
- Kurtosis	4,88
- Schiefe	- 0,748
- Standardabweichung (%)	1,73
- Konfidenzintervall 95 %	21,2 ... 22,0
- Standardfehler des arithmetischen Mittelwertes (%)	± 0,2

Der Bereich oberhalb 2.219 m wurde allerdings nicht gekernt; auch weitere kurze Profilabschnitte sind nicht durch Kern belegt (kurze Meißelstrecken, Kernverlustbereiche).

Die nach Bohrlochmessung bestimmte mittlere Porosität ist mit 25,7 % (Schwankungsbreite 21 – 31 %) deutlich höher. Die Bestimmung erfolgte mit dem Bearbeitungsprogramm WEL, daß die Ergebnisse des Neutron-Neutron-, Gamma-Gamma- und Akustik-Logs komplex berücksichtigt [Klapötke und Munstermann, 1989].

Für die Bewertung der Nutzporosität des Contorta-Sandsteins am Standort der Aufschlußbohrung wird im Beispiel Gt Neustadt-Glewe 1/88 unter Beachtung der erreichten Probendichte den Ergebnissen der Kernuntersuchungen der Vorzug gegeben. Unter Berücksichtigung der Tatsache, daß der Contorta-Sandstein nur zu 73,3 % im Kern erfaßt wurde und die Kernverlustbereiche bevorzugt an bindemittelarmen und damit wahrscheinlich auch höher porösen Sandsteinen gebunden sind, wird von einer Streuung im Bereich 21,0 ... 22,5 % ausgegangen.

4.2.1.4 Permeabilität

Die Bestimmung der Permeabilität erfolgt anhand von Kernuntersuchungen und/oder aus Testergebnissen (z. B. durch Berechnung aus der Hydroleitfähigkeit bei bekannter Netto-Mächtigkeit). Trotz der gegenüber der Nutzporosität fast immer deutlich reduzierten Probenanzahl (Laborkosten, Kernbeschaffenheit) liefert eine gute Grundlage für eine gegenüber der Prognose realistischeren Bewertung des Untersuchungshorizontes.

Nach den Ergebnissen der Kernuntersuchungen ergibt sich für den Contorta-Sandstein Gt Neustadt-Glewe 1/88 eine mittlere Permeabilität von $0,64 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$:

- Probenanzahl	31 (Log - Normalverteilung)
- Mittelwert	-,197
- Medianwert	-,229
- Min. / Max.	-,63 / ,39
- Kurtosis	,404
- Schiefe	,515
- Standardabweichung	,234
- Konfidenzintervall 95 %	-,283 ... - ,111
- Standardfehler des arithmetischen Mittelwertes	4,195E-02

Obwohl die mittlere Permeabilität dem Prognosewert ($0,9 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$) relativ nahe kommt, sind die Schwankungsbreite der Einzelwerte und die Standardabweichung erheblich. Nach dem Standardfehler ergibt sich für die mittlere Permeabilität eine Schwankungsbreite von $0,58 - 0,70 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$. Aufgrund der Kernverlustbereiche wird als Grundlage für Modellberechnungen von einer Streuung im Bereich $0,5 \dots 0,8 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ ausgegangen.

Die aus Testergebnissen berechnete Permeabilität ($1,6 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ nach Becker et al., 1991 / $1,3 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ in GTN, 1994b) ist deutlich höher als die am Kern gemessene Permeabilität. Auch die in Auswertung der im August 1994 erfolgten Testarbeiten bestimmte Permeabilität erreicht mit $1,4 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ dieses Niveau [Lenz, 1994]. Die Ursachen dafür könnten in

- einer grundsätzlich zu klein gewählten effektiven Mächtigkeit (Orientierung der effektiven Mächtigkeit am kleineren, technologisch definierten Testintervall, Ausschluß durchaus sandsteinführender „Nebengesteine“ vom Nutzreservoir),
 - der deutlichen Verbesserung der gegebenen Gesteinspermeabilität durch Wirksamkeit irgendeiner Art von Mikroklüftung und/oder
 - einer ungenügenden Repräsentanz der am Kern gemessenen Permeabilitäten (z. B. durch fehlende Werte in den Profilabschnitten höchster Permeabilität = Kernverlustbereiche)
- zu suchen sein. Möglicherweise sind die Unterschiede auch allein auf die Verschiedenartigkeit der Untersuchungsmethoden zurückzuführen.

4.2.1.5 Gesteinsdichte

Angaben zur Gesteinsdichte fallen im Rahmen von laborativen Untersuchungen zur Porenradialverteilung (Kapillardruckanalyse) an, wobei sich die Untersuchungen ausschließlich auf das Speichergestein (Nutzhorizont) beschränken. Die Nebengesteine wurden nicht untersucht.

Die mittlere Gesteinsdichte für den Contorta-Sandstein der Gt Neustadt-Glewe 1/88 beträgt 2073 kg/m^3 :

- Probenanzahl	26 (Normalverteilung)
- Medianwert (kg/m ³)	2075
- Modalwert (kg/m ³)	2080
- Quartile (kg/m ³)	1920 / 2050 / 2075 / 2080 / 2340
- Kurtosis	11,35
- Schiefe	2,25
- Standardabweichung (kg/m ³)	66
- Konfidenzintervall 95 %	2050 ... 2099
- Standardfehler des arithmetischen Mittelwertes (kg/m ³)	13

Unter Berücksichtigung der Kernverluste wird hinsichtlich der mittleren Gesteinsdichte eine Streuung im Bereich 2050 ... 2090 kg/m³ angenommen.

4.2.1.6 Gesamtmineralisation des Thermalwassers

Im Rahmen von Fördertesten wird das anfallende Schichtwasser ausreichend beprobt und analysiert, so daß eine zuverlässige Bestimmung der Lösungsinhalte (Kationen, Anionen) und der Gesamtmineralisation des Fluids erreicht wird.

In der Gt Neustadt-Glewe 1/88 wurde eine ganze Reihe von Fördertesten mit entsprechenden Probenahmen und anschließender Analytik realisiert. Auf der Grundlage einer aus allen zuverlässig erscheinenden Analysen bestimmten mittleren Schichtwasserzusammensetzung ergibt sich eine Gesamtmineralisation von 218,8 g/l [GTN, 1994b]. Der Wert liegt - unter Beachtung der abgeschätzten Schwankungsbreite - nur knapp über dem Minimalwert der Prognose (vgl. Abschn. 3.2.1.5).

Das Ergebnis wird für das Schichtwasser des Contorta-Sandsteins am Standort der Neustadt-Glewe 1/88 als repräsentativ angesehen. Der Streuung sollte nicht größer - 1 % ... + 1 % (Gesamtmineralisation 217 ... 221 g/l) sein.

4.2.1.7 Statischer Schichtwasserspiegel

Im allgemeinen treten bezüglich der Spiegelbestimmung keine schwerwiegenden Probleme auf, wenn ungestörte Verhältnisse im Bohrloch unterstellt werden können.

Bezogen auf das Beispiel Neustadt-Glewe 1/88 ist die Feststellung des statischen Wasserspiegels mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die zu verschiedenen Zeitpunkten ermittelten Spiegel weisen extreme Unterschiede auf. So wird für die Phase der ersten, noch während der Aufschlußarbeiten (1989) durchgeführten Tests ein Spiegel bei 128 m unter Gelände angegeben [Fehlhaber, 1990; Eichler, 1990a]. Unter Beachtung veränderlicher p/t – Bedingungen und Fluidichten im Bohrloch wurde 1991 ein Spiegel bei 125 m unter Gelände berechnet.

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird wie bisher von dem im Eignungsnachweis bei 125 m unter Gelände ausgewiesenen Spiegel ausgegangen [Becker et al., 1991], wobei auch eine relativ große Streuung von - 10 % ... + 10 % (statischer Spiegel 112,5 ... 137,5 m unter Gelände) nicht ausgeschlossen werden kann.

4.2.1.8 Thermalwassertemperatur

Ausreichend gesicherte Bestimmungen der Thermalwassertemperatur erfolgen im Rahmen von Testarbeiten oder als Temperaturverlaufsmessung im Bohrloch. Letztere setzen nach dem Bohrprozeß allerdings ausreichend lange Stillstandszeiten zur Einstellung der natürlichen Verhältnisse oder umfangreiche Korrekturarbeiten voraus.

Im Rahmen verschiedener Testarbeiten zur Leistungsüberprüfung des Contorta-Sandsteins erfolgten in der Gt Neustadt-Glewe 1/88 mehrere Temperaturmessungen mit einem elektronischen Tiefenthermometer. Temperaturverfälschungen durch Reinjektion von Schichtwässern waren bis dahin auszuschließen. Aus allen Ergebnissen wurde eine mittlere Temperatur von 98 °C / 2223 m bestimmt [Becker et al., 1991; GTN, 1994b].

Kontrolle und Bestätigung ergeben sich durch die im Juni 1990 vom NLFb Hannover mit eigener Apparatur durchgeführten Temperaturverlaufsmessung. Durch den über 1jährigen Ruhezustand war ein weitgehendes Temperaturgleichgewicht zwischen Bohrlochflüssigkeit und Gebirge hergestellt. Der bei Teufe 2.283 m erreichte Temperaturwert von 100,0 °C wird daher als zuverlässig angesehen.. Die Streuung sollte - 0 % ... + 1% (Thermalwassertemperatur 100 ... 101 °C/ 2283 m) nicht übersteigen.

4.2.1.9 Weitere Parameter

Zur spezifischen Wärmekapazität sowie zur Gesteinsdichte und zur Wärmeleitfähigkeit der Deckschichten erfolgten keine Untersuchungen, so daß weiterhin auf Literaturwerte zurückgegriffen werden muß.

4.2.2 Parameter im Reservoir

Der aus Testergebnissen abgeleiteten Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$ – Wert) wird eine Repräsentanz zugesprochen, die über den unmittelbaren Bereich des Bohrloches hinausgehend bereits die jeweils beanspruchten Reservoiranteile charakterisiert [Häfner et al., 1985]. Die für den Contorta-Sandstein bestimmte Profilleitfähigkeit liegt im Bereich $82,9 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ [Becker et al., 1991] bzw. $68,5 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ [GTN, 1994b]. Wird von einem mittleren Wert von $75 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ ausgegangen, ergibt sich eine Streuung von mindestens - 10 % ... + 10 %.

Auf der Grundlage der am Kern bestimmten mittleren Permeabilität von $0,64 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ errechnet sich bei gleicher Netto-Mächtigkeit eine deutlich geringere Profilleitfähigkeit von nur $33,6 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ (vgl. Abschn. 3.2.2).

Hinweise zu Reservoirberandungen ergaben sich im Ergebnis der ersten Aufschlußbohrung nicht.

4.2.3 Zusammenfassung

Auf der Grundlage der Untersuchungsergebnisse der ersten Aufschlußbohrung können die wichtigsten Basisparameter konkret bestimmt werden.

PARAMETER		WERTE	ANGENOMMENE STREUUNG
Teufe	m unt. Gel.	(2204) 2218 – 2272	
Netto-Mächtigkeit	m	52,5	52 ... 58
Mittlere Porosität	%	21,6	21 ... 22,5
Mittlere Permeabilität	10^{-12} m^2	0,64	0,5 ... 0,8
Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$)	$10^{-12} \text{ m}^2 \cdot \text{m}$	75	68 ... 83
Gesteinsdichte - Nutzhorizont	kg/m^3	2073	2050 ... 2090
Gesamtmineralisation des Thermalwassers	g/l	218,8	217 ... 221
stat. Wasserspiegel	m unt. Gel.	125	112 ... 138
Thermalwassertemperatur bei 2.283 m	°C	100	100 ... 101

Tab. 4-2: Geologische Basisparameter im Ergebnis der Bohrung Gt Neustadt-Glewe 1/88

Für die einzelnen Parameter ergeben sich gegenüber der Prognose deutliche Präzisierungen. Wie erwartet, sind die stärksten Korrekturen bezüglich der Netto-Mächtigkeit und der Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$ – Wert) zu verzeichnen, da die Annahmen der Prognose offensichtlich zu konservativ getroffen wurden. Aber auch die Thermalwassertemperatur weicht erheblich von der Prognose ab.

Die möglichen Schwankungsbereiche haben sich gegenüber den Erwartungen der Prognose merklich reduziert. Die größten Unsicherheiten verbleiben hinsichtlich der Netto-Mächtigkeit, der Permeabilität und der Profilleitfähigkeit sowie der Bestimmung des statischen Wasserspiegels.

4.3 Modellierung

Analog der Vorgehensweise in Abschnitt 3.3 werden die gegenüber der Prognose präzisierten Basisparameter hinsichtlich ihrer Einflüsse auf Abstand und Spiegeländerungen bewertet. Die verfahrenstechnischen Parameter bleiben dabei unverändert.

Auf der Grundlage der Mittel- und Extremwerte der geologischen Basisparameter ergeben sich die in Abbildungen 4-1 und 4-2 errechneten Abstände und (isothermen) Spiegelabsenkungen. Zusätzlich wird der Gesamtbereich der jeweiligen Grenzwerte (overall) dargestellt.

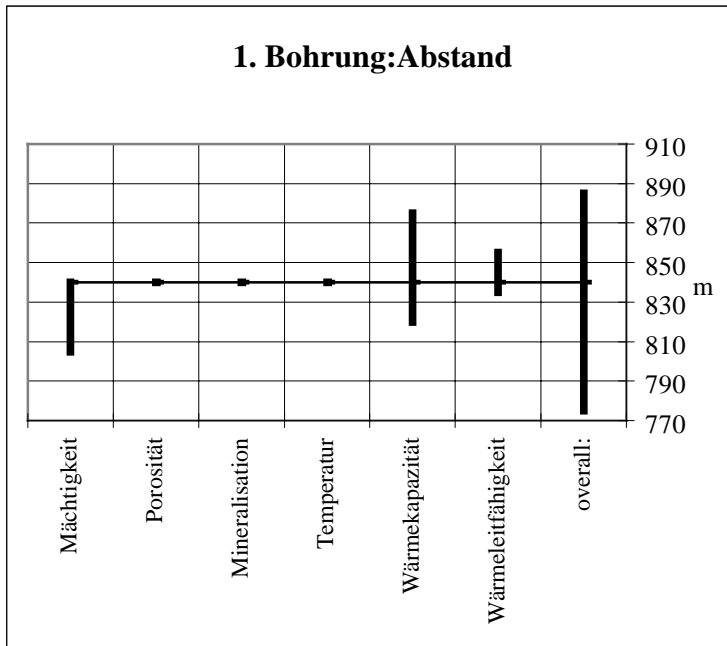


Abb. 4-1: Variation der Abstandsberechnung in Abhängigkeit verschiedener Parameter

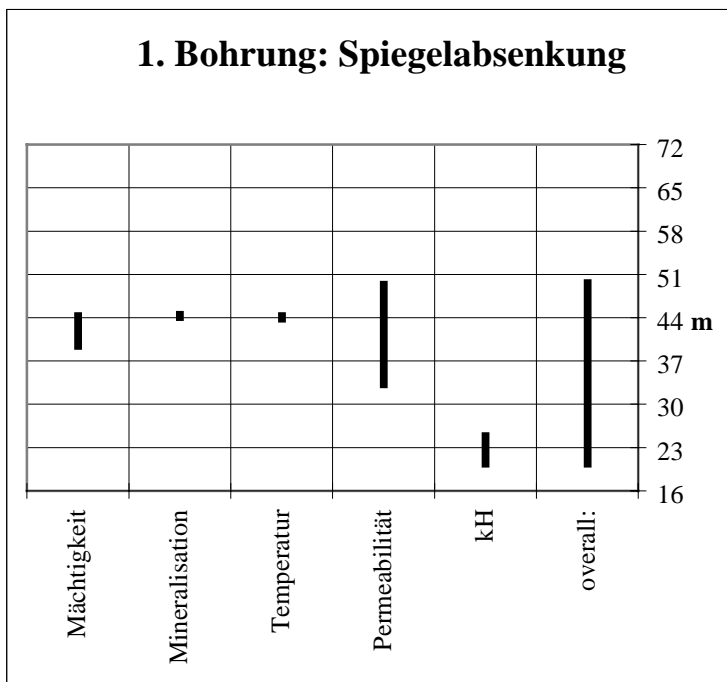


Abb. 4-2: Variation der Spiegelabsenkungen in Abhängigkeit verschiedener Parameter

Gegenüber der Prognose ergeben sich wesentlich geringere Abstände und Spiegel- bzw. Druckänderungen. Unsicherheit und Einfluß auf die Auslegung sind gegenüber der Prognose deutlich reduziert (Abbildungen 4-3 und 4-4; vgl. 3-8 und 3-10).

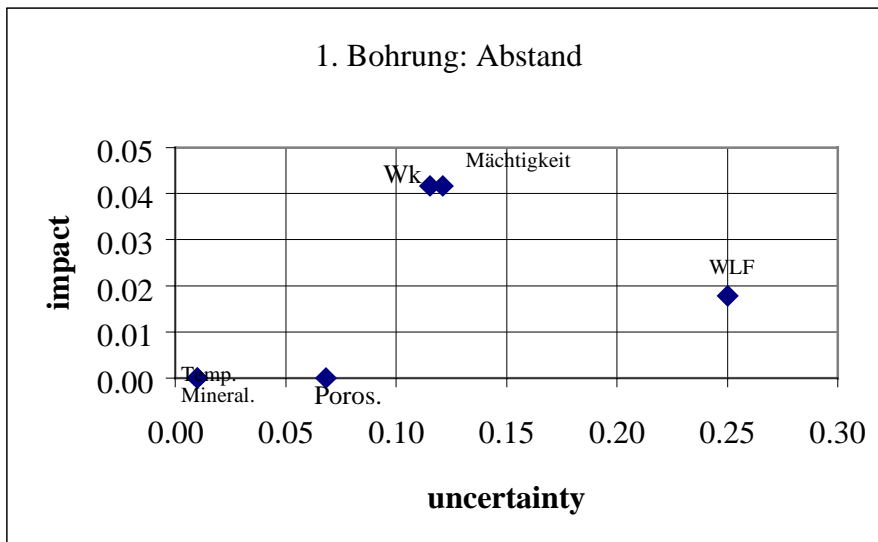


Abb. 4-3: Uncertainty-impact-Diagramm zur Abstandsdimensionierung (Wk=Wärmekapazität des Gesteins, WLF= Wärmeleitfähigkeit)

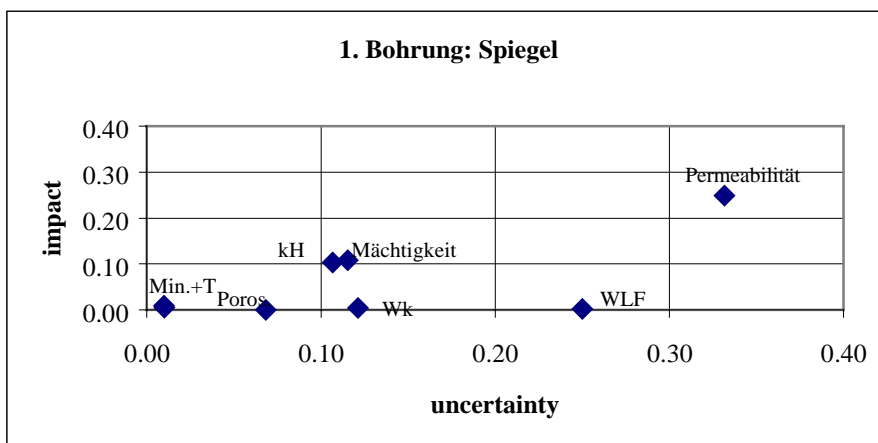


Abb. 4-4: Uncertainty-impact-Diagramm zur Spiegelberechnung (Wk=Wärmekapazität des Gesteins, WLF= Wärmeleitfähigkeit)

Die thermophysikalischen Parameter (Wärmeleitfähigkeit, Wärmekapazität) und die Porosität haben nur noch einen vernachlässigbar geringen Einfluß.

Effektive Mächtigkeit und Permeabilität liegen den Spiegelberechnungen als Einzelwerte aus BLM und Kernuntersuchungen sowie als Produkt $k \cdot H$ aus Testergebnissen zugrunde. Das im Ergebnis von Förder- und / oder Injektionstesten für das Reservoir bestimmte Produkt aus k und H ist die entscheidende Ausgangsgröße zur Prognose der Spiegel- oder Druckänderungen. Für thermodynamische Berechnungen (Abstandsdimensionierung) ist die effektive Mächtigkeit die dominierende Ausgangsgröße, die für das Reservoir durch hydrodynamische Tests nicht direkt bestimmt werden kann. Die festgestellte effektive Mächtigkeit (direkt bestimmt aus der BLM oder indirekt abgeleitet aus dem $k \cdot H$ - Wert und lokaler Permeabilitätszuordnung) charakterisiert daher im allgemeinen nur die lokale Aufschlußsituation.

Aus den oben berechneten Aussagen lassen sich auslegungstechnische Konsequenzen ableiten. Nach Abteufen der ersten Bohrung und Erkundung der Speicherparameter ist der Standort

(Abstand) der zweiten Bohrung und die Einbautiefe der Unterwasser-Motorpumpe festzulegen.

Nach den oben dargestellten Ergebnissen ist ein Abstand von 900 m völlig ausreichend, wobei immer noch Sicherheiten enthalten sind.

Bei diesem Abstand würde die Spiegelabsenkung in der Fördersonde max. 50 m betragen. Berücksichtigt man den statischen Spiegel von -125 m (Tab. 4-2) und hier nicht näher erläuterte Rohrreibungsdruckverluste, die bei den spezifischen Installationsbedingungen der NG1/88 bei 100 m³/h ca. 22 m äquivalenter Wassersäule betragen [GTN, 1996], müßte die Unterwassermotorpumpe in einer Tiefe von ca. 200 m installiert werden.

Tatsächlich ging die Standortfestlegung der zweiten Bohrung 1989 von einer Erweiterung auf drei Doubletten mit dementsprechenden Reserven aus. Der Abstand zwischen beiden Bohrungen beträgt daher ca. 1.400 m).

5 Fertigstellung der Doublette (2. Aufschlußbohrung)

5.1 Grundlagen (Methodik der Werteermittlung)

Mit dem Ergebnis der zweiten Aufschlußbohrung ist selbst bei reduzierten Untersuchungsumfängen eine weitere Verbesserung des Kenntnisstandes verbunden. Durch die Vervollständigung der Doublette besteht nicht nur die Möglichkeit zur Kontrolle der Ergebnisse des Erstaufschlusses, eventuelle Ergebnisunterschiede (z. B. zum lithologischen Profilaufbau) sind auch Hinweis auf das Ausmaß möglicher speichergeologischer Differenzierungen im Reservoir. Mit der Durchführung von Interferenztesten ist die Möglichkeit gegeben - über den Nahbereich der Bohrungen hinausgehend -, zusätzliche Informationen zur Beschaffenheit des Reservoirs (Reservoirparameter) zu gewinnen.

Im Fallbeispiel Neustadt-Glewe entsprechen die angewendeten Untersuchungsverfahren denen der ersten Bohrung (vgl. Tab. 4-1). Ergänzend erfolgten an einigen Proben Bestimmungen der Wärmeleitfähigkeit im unmittelbaren Deckgebirge [Seipold und Ullner, 1994]. Wie schon in der Gt Neustadt-Glewe 1/88 bezieht sich die jeweilige Stichprobenanzahl (Untersuchungsproben) auf den Bereich der Netto-Mächtigkeit (Kerngewinn: 100 %!).

5.2 Geologische Basisparameter

5.2.1 Parameter im Bereich der Bohrung

5.2.1.1 Teufe

Die Gt Neustadt-Glewe 2/89 traf den Contorta-Sandstein (2.248,25 – 2.319,5 m unter Gelände) gegenüber der Gt Neustadt-Glewe 1/88 um etwa 50 m tiefer an, was den strukturellen Vorstellungen entspricht [GTN, 1994b]. Erneut ergaben sich Differenzen zwischen den Teufenangaben nach Bohrjournal und der Bohrlochmessung. Auch in der Gt Neustadt-Glewe 2/89 wurden die Teufenangaben der Kernstrecke im Contorta-Sandstein entsprechend dem um bis zu 4,2 m tieferen Niveau der Bohrlochmessung korrigiert [Eichler, 1990b].

Die in GTN (1994b) praktizierte Grenzziehung orientiert sich streng am Kernmaterial, wobei die nach BLM notwendige Teufenverschiebung berücksichtigt ist [vgl. auch Eichler, 1990b].

5.2.1.2 Netto-Mächtigkeit

Gegenüber der Gt Neustadt-Glewe 1/88 wurde der Contorta-Sandstein in einer veränderten Profilentwicklung angetroffen, die sich sowohl durch mächtige, stärker siltig-tonige Zwi-

schenmittel (teilweise mit Strukturen eines Aufarbeitungshorizontes) als auch durch einen differenzierteren internen Feinaufbau auszeichnet.

Die ermittelte Netto-Mächtigkeit beträgt 46,5 m [Becker et al., 1991]. Bei einer anderen Bewertung eines 10,05 m mächtigen Hangendbereiches (2.248,25 – 2.258,3 m unter Gelände), der - obwohl deutlich feinkörniger entwickelt und siltig-kohlilig durchsetzt - auch bei Nutzporositäten teilweise deutlich < 20 % trotzdem Permeabilitäten > 0,15 10^{-12}m^2 erreicht, ergibt sich eine Netto-Mächtigkeit von 52,5 m [GTN, 1994b]. Von daher sind die 46,5 m eher als Mindestwert anzusehen, der auch bis 20 % größer sein kann.

Eine im September 1993 im Rahmen von Liftarbeiten durchgeführte Flowmetermessung wies Zuflüsse im Bereich der Perforation (2.257 – 2.266 m) und im Profilabschnitt 2.277 – 2.285,5 m nach [Werner et al., 1993]. Der Bereich unterhalb 2.285,5 m war zu diesem Zeitpunkt offenbar noch blockiert.

Die Schädigung wurde nach Reinigungslift und Filtereinbau im August 1994 teilweise überwunden. Eine Temperaturprofilierung im Anschluß an die Injektion von 415 m³ Schichtwasser wies die Einbeziehung auch tieferer Teile des Contorta-Sandsteins nach:

2257 - 2267,5 m	schlechte bis mäßige Aufnahmebedingungen (Perforationsintervall),
2278,7 - 2302 m	gute bis sehr gute Aufnahmebedingungen (Filterbereich).

5.2.1.3 Nutzporosität

Untersuchungen an Kernproben weisen für den Contorta-Sandstein der Gt Neustadt-Glewe 2/89 eine mittlere Nutzporosität von 20,7 % nach:

- Probenanzahl	116 (Normalverteilung)
- Medianwert (%)	21,3
- Modalwert (%)	22,1
- Quartile (%)	12,8 / 19,9 / 21,3 / 22,1 / 25
- Kurtosis	1,726
- Schiefe	- 1,26
- Standardabweichung (%)	2,37
- Konfidenzintervall 95 %	20,2 ... 21,1
- Standardfehler des arithmetischen Mittelwertes (%)	± 0,21

Damit ist die mittlere Nutzporosität etwas geringer als in der Gt Neustadt-Glewe 1/88. In der Gt Neustadt-Glewe 2/89 sind die Schwankungsbreite der Einzelwerte und die Standardabweichung erheblich, der Standardfehler des Mittelwertes nur geringfügig größer.

Die Abweichung der unter Verwendung des Bearbeitungsprogrammes WEL (NN, GG, AL) nach Bohrlochmessungen bestimmten mittleren Porosität ist zwar geringer als im Erstaufschluß, dennoch ist sie mit 22,3 % gegenüber den Kernergebnissen wiederum deutlich höher.

Unter Beachtung der realisierten Probenabstände und den Kerngewinn von 100 % wird den laborativ ermittelten Kernporositäten der Vorzug gegeben. Entsprechend dem Standardfehler wird bezüglich der mittleren Porosität nur noch von einer Streuung im Bereich 20,5 ... 20,9 % ausgegangen.

5.2.1.4 Permeabilität

Für den Contorta-Sandstein der Gt Neustadt-Glewe 2/89 wurde eine mittlere Permeabilität von $0,30 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ bestimmt:

- Probenanzahl	57 (Log - Normalverteilung)
- Mittelwert	-,525
- Medianwert	-,434
- Min. / Max.	- 1,58 / ,40
- Kurtosis	-,76
- Schiefe	-,373
- Standardabweichung	,392
- Konfidenzintervall 95 %	-,647 ... - ,316
- Standardfehler des arithmetischen Mittelwertes	5,19E-02

Damit ist die mittlere Permeabilität deutlich geringer als in der Gt Neustadt-Glewe 1/88. Die Schwankungsbreite der Einzelwerte sowie die Standardabweichung sind beträchtlich und entsprechen der wesentlich stärkeren lithologischen Differenziertheit des Speichers.

Entsprechend dem Standardfehler ergibt sich für die mittlere Permeabilität eine Schwankungsbreite von $0,26 - 0,34 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$. Als Eingangsparameter für die Modellierung wird eine Streuung im Bereich $0,25 \dots 0,4 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ vorgeschlagen.

Die aus den Testergebnissen errechneten Permeabilitäten liegen mit $0,87 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ [Becker et al., 1991] bzw. $0,66 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ [GTN, 1994b] wiederum deutlich über den Kernpermeabilitäten. Mögliche Ursachen wurden bereits in Abschn. 4.2.1.4 diskutiert.

5.2.1.5 Gesteinsdichte

Wie bei der Neustadt-Glewe 1/88 beschränkt sich die laborative Bestimmung der Gesteinsdichte auf den Contorta-Sandstein.

Die mittlere Gesteinsdichte beträgt 2054 kg/m^3 :

- Probenanzahl	14 (Normalverteilung)
- Medianwert (kg/m^3)	2035
- Modalwert (kg/m^3)	2020
- Quartile (kg/m^3)	1990 / 2020 / 2035 / 2078 / 2140
- Kurtosis	- 0,3
- Schiefe	0,81
- Standardabweichung (kg/m^3)	47
- Konfidenzintervall 95 %	2026 ... 2081
- Standardfehler des arithmetischen Mittelwertes (kg/m^3)	13

Die mittlere Dichte ist gegenüber der Gt Neustadt-Glewe 1/88 etwas geringer. Trotz der lithologischen Differenzierungen ist überraschenderweise die Schwankungsbreite der Einzelwerte weniger ausgeprägt. Entsprechend dem Standardfehler ist hinsichtlich der mittleren Gesteinsdichte von einer Streuung im Bereich $2040 \dots 2070 \text{ kg/m}^3$ auszugehen.

5.2.1.6 Wärmeleitfähigkeit

Untersuchungen zur Wärmeleitfähigkeit im Deckgebirge erfolgten nur an wenigen Einzelproben. Seipold und Ullner (1994) führten an 3 Proben Messungen in gesättigtem Zustand und

bei Temperaturen bis 90 °C durch. Unter Raumtemperaturen wurden Wärmeleitfähigkeiten von 2,01 – 3,52 W / m · K bestimmt.

Troschke (1998) bestimmte an 2 Kernproben allerdings weiter oberhalb des Contorta-Sandsteins (Aalen-Sandstein, Hettang-Sandstein) Wärmeleitfähigkeiten von 4,52 W / m · K bzw. 4,18 W / m · K.

Die Ergebnisse zeigen, daß in Abhängigkeit wechselnder Sand-/Ton-Anteile die Schwankungsbreite beträchtlich ist, so daß die Untersuchungsergebnisse lediglich Stichprobencharakter tragen. Die mittlere Wärmeleitfähigkeit von etwa 2,7 W / m · K kann nur als sehr grobe Orientierung für das Deckgebirge gelten. Es wird daher eine sehr große Streuung im Bereich 2,1 ... 3,2 W / m · K erwartet. Die Messungen belegen, daß sich unter Schichttemperaturen die Wärmeleitfähigkeit noch um etwa 30 % reduziert [Seipold und Ullner, 1994].

5.2.1.7 Gesamtmineralisation des Thermalwassers

Analog der Gt Neustadt-Glewe 1/88 wurde aus den zuverlässig erscheinenden Analysen eine mittlere Schichtwasserzusammensetzung bestimmt, nach der sich eine Gesamtmineralisation von 223,3 g/l ergibt [GTN, 1994b]. Unter Berücksichtigung der etwas größeren Teufe entspricht das Ergebnis dem der Gt Neustadt-Glewe 1/88. Die mögliche Streuung wird wiederum mit - 1 % ... + 1 % (Mineralisation 221 ... 226 g/l) angenommen.

5.2.1.8 Statischer Schichtwasserspiegel

Nach Realisierung der 2. Aufschlußbohrung ist im allgemeinen der statische Spiegel im betreffenden Nutzhorizont zuverlässig bestimmt. Im Fall Neustadt-Glewe trifft dies nicht zu, da die Spiegel aufgrund vielfacher technologischer Aktivitäten im Bohrloch keine ungestörten Verhältnisse (vgl. Abschn. 4.2.1.7) repräsentieren. Auch in der 2. Bohrung wurden zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Spiegel bestimmt.

Am 22.09.1993 wurde nach Liftarbeiten der Spiegel deutlich tiefer bei 101 m unter Gelände eingemessen [Werner et al., 1993]. Mit 104,6 m ist am 07.07.1998 im Rahmen einer Video-Befahrung ein ähnliches Ergebnis erzielt worden. Die Einmessungen erfolgten jeweils mittels Druck- oder Temperaturmeßsonde bzw. Flowmeter. Für die zuletzt genannten Tests liegen eindeutige Meßwertreihen vor, auf deren Grundlage der deutlich tiefer zu erwartende statische Spiegel nachvollziehbar berechnet werden kann. Nach diesen Ergebnissen liegt der statische Spiegel bei etwa 130 m unter Gelände. Als Streubreite wird von - 10 % ... + 10 % (statischer Spiegel 117 ... 143 m unter Gelände) ausgegangen.

5.2.1.9 Thermalwassertemperatur

Ähnlich wie in der Gt Neustadt-Glewe 1/88 erfolgten im Rahmen von Testarbeiten unter den unterschiedlichsten Bedingungen Temperaturmessungen mit einem elektronischen Tiefenthermometer. Dabei ist zu berücksichtigen, daß insbesondere nach dem Casinglifttest vom 30.03.1990 die Temperaturverhältnisse im Nutzhorizont durch eine Vielzahl technologischer Manipulationen (Injektionsversuche mit kaltem Thermalwasser, Fracs) beträchtlich gestört sind.

Aus Temperaturanstiegsmessungen in Verbindung mit den ersten Lifttests im Contorta-Sandstein ergibt sich eine Schichttemperatur von 99,6 °C / 2.263 m [Becker et al., 1991; GTN, 1994b]. Durch die sehr gute Übereinstimmung mit der für die Gt Neustadt-Glewe 1/88 ermittelten Schichttemperatur wird nur noch eine Streuung von - 0 % ... + 1 % erwartet.

5.2.1.10 Weitere Parameter

Zur spezifischen Wärmekapazität und zur Gesteinsdichte der Deckschichten erfolgten keine Untersuchungen.

5.2.2 Parameter im Reservoir

Die für den Contorta-Sandstein aus Tests bestimmte Profilleitfähigkeit beträgt $34,6 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ [Becker et al., 1991] bzw. $35,5 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ [GTN, 1994b]. Die Annahme einer mittleren Profilleitfähigkeit von $35 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$ erscheint daher sinnvoll, wobei die Streuung vielleicht noch $-5\% \dots +5\%$ ($33,2 \dots 36,8 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$) betragen könnte.

Analog der Gt Neustadt-Glewe 1/88 ergeben sich nach der am Kern bestimmten mittleren Permeabilität von $0,30 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ wiederum deutlich geringere Profilleitfähigkeiten ($14,0 \dots 16,2 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$).

Während der umfangreichen Testarbeiten in der Gt Neustadt-Glewe 2/89 erfolgten in der Gt Neustadt-Glewe 1/88 Spiegelbeobachtungen (Interferenzteste). Neben dem Nachweis einer guten hydraulischen Verbindung wurden mehrere Beobachtungsmeßreihen erfaßt, auf deren Grundlage sich Parameter ableiten lassen, die das zwischen beiden Bohrungen liegende Reservoir charakterisieren. Bei Förderung in der Gt Neustadt-Glewe 2/89 wurden folgende Ergebnisse erzielt [Becker et al., 1991]:

- Profilleitfähigkeit: $54,3 \cdot 10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$,
- Permeabilität: $1,2 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ (bei $h = 46 \text{ m}$),
- Speicherkoeffizient: $2,0 \cdot 10^{-6}$.

Die Werte entsprechen in der Größenordnung den Ergebnissen der lokalen Teste beider Bohrungen.

Auch nach der zweiten Aufschlußbohrung ergeben sich keine Hinweise zu etwaigen Reservoirberandungen.

5.2.3 Zusammenfassung

Für die Gt Neustadt-Glewe 2/89 wurden die wichtigsten Basisparameter bestimmt.

PARAMETER		WERTE	ANGENOMMENE STREUUNG
Teufe	m unt. Gel.	2248,25 – 2319,5	
Netto-Mächtigkeit	m	46,5	46 ... 54
Mittlere Nutzporosität	%	20,7	20,5 ... 21
Mittlere Permeabilität	10^{-12}m^2	0,30	0,25 ... 0,4
Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$)	$10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$	35	33 ... 37
Gesteinsdichte – Nutzhorizont	kg/m^3	2054	2040 ... 2070
Wärmeleitfähigkeit – Abdeckung	$\text{W} / \text{m} \cdot \text{K}$	2,66	2,1 ... 3,2
Gesamtmineralisation des Thermalwassers	g/l	223,3	221 ... 226
stat. Schichtwasserspiegel	m unt. Gel.	130	117 ... 143
Thermalwassertemperatur bei 2263 m	$^{\circ}\text{C}$	99,6	99,6 ... 100,6

Tab. 5-1: Geologische Basisparameter im Ergebnis der Bohrung Gt Neustadt-Glewe 2/89

Gegenüber der Neustadt-Glewe 1/88 sind sowohl Übereinstimmungen als auch Abweichungen festzustellen. Die deutlich geringere Permeabilität und Profilleitfähigkeit erklären sich problemlos aus den gegebenen lithologischen Unterschieden. Die größten Unsicherheiten bestehen wie schon bei der Gt Neustadt-Glewe 1/88 bezüglich der Netto-Mächtigkeit, der Permeabilität, der Wärmeleitfähigkeit und des statischen Wasserspiegels.

Die in beiden Bohrungen ermittelten geologischen Basisparameter charakterisieren den Contorta-Sandstein im Bereich der jeweiligen Lokation. Die unterschiedlichen Ergebnisse resultieren sowohl aus abweichenden Gesteinsentwicklungen (Netto-Mächtigkeit, Porosität, Permeabilität, Profilleitfähigkeit) als auch geringen Teufenunterschieden (Mineralisation, Temperatur). Die Gt Neustadt-Glewe 2/89 traf im Contorta-Sandstein das lithologisch deutlich differenziertere Profil mit entsprechend schlechteren Speichereigenschaften an.

Inwieweit beide Profile tatsächlich bereits die gesamte Palette aller denkbaren Möglichkeiten repräsentieren, bleibt offen. Dennoch erscheint diese Vorstellung legitim, zumal bei Beachtung der jeweiligen Schwankungsbreiten durch beide Bohrungen ein gewisses Spektrum reservoirrelevanter Parameter durchaus abgesteckt sein könnte (vgl. Tab. 5-2). Die Ergebnisse stimmen in der Größenordnung mit den bei Interferenztesten ermittelten Reservoirparametern überein.

PARAMETER		WERTE		MITTLERE RESERVOIRPARAMETER
		Gt Neustadt-Glewe 1/88	Gt Neustadt-Glewe 2/89	
Teufe	m unt. Gel.	(2204) 2218 – 2272	2248,25 – 2319,5	2200 ... 2300
Netto-Mächtigkeit	m	52,5	46,5	46 ... 58
Mittlere Porosität	%	21,6	20,7	20,5 ... 22,5
Mittlere Permeabilität	10^{-12}m^2	0,64	0,30	0,25 ... 0,8 (1,2 nach Interferenztest)
Profilleitfähigkeit (Test)	$10^{-12} \text{m}^2 \cdot \text{m}$	75	35	33 ... 83 (54 nach Interferenztest)
Gesteinsdichte – Nutzhorizont	kg/m^3	2073	2054	2040 ... 2090
Spezifische Wärmekapazität – Nutzhorizont	$\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K}$	n. b.	n. b.	n. b.
Gesteinsdichte – Abdeckung	kg/m^3	n. b.	n. b.	n. b.
Spezifische Wärmekapazität – Abdeckung	$\text{J} / \text{kg} \cdot \text{K}$	n. b.	n. b.	n. b.
Wärmeleitfähigkeit – Abdeckung	$\text{W} / \text{m} \cdot \text{K}$	n. b.	2,7	2,1 ... 3,2
Gesamtmineralisation des Thermalwassers	g/l	218,8	223,3	217 ... 226
stat. Spiegel	m unt. Gel.	125	130	112 ... 143
Thermalwassertemperatur	$^{\circ}\text{C}$	100 / 2283 m	99,6 / 2263 m	99 ... 101

Tab. 5-2: Vergleich der geologischen Basisparameter der Bohrungen Gt Neustadt-Glewe 1/88 und 2/89 und mittlere Reservoirparameter

5.3 Modellierung des Reservoirverhaltens

Die Modellierung nach Abschluß der Erkundung (Abteufen und Test der zweiten Bohrung, Präzisierung der geologischen Modellvorstellungen) kann folgenden Zielen dienen:

1. Beurteilung der Einflüsse des präzisierten geologischen Modells auf das Abbauverhalten und Überprüfung der auf der Basis der Prognose und Ergebnisse der Erkundung (nach Abschluß der ersten Bohrung) getroffenen Entscheidungen,
2. Prognose des Abbauverhaltens bei Variierung verfahrenstechnischer Regime,
3. Überwachung des Betriebes der Anlage.

5.3.1 Beurteilung der Einflüsse des präzisierten geologischen Modells auf das Abbauverhalten und Überprüfung der auf der Basis der Prognose und ersten Erkundungsergebnisse getroffenen Entscheidungen

Nach Abschluß der Erkundung haben sich differenzierte geologische Verhältnisse herausgestellt. Die Modellannahmen gingen von konzentrierten Parametern und Nutzung analytischer Lösungen aus, wobei dem Reservoir homogene Verteilungen repräsentativer Parameter unterstellt werden. Eine real heterogene Parameterverteilung läßt sich zwar numerisch abbilden, ist aber mit Ausnahme der punktuellen Bohrungen nicht weiter belegbar. Der realen Heterogenität wird durch Simulation der geologisch und teilweise statistisch begründeten Erwartungsbereiche entsprochen.

Mit Festlegung der zweiten Bohrung ist der Abstand nicht mehr variabel. Durch Untersuchung der Einflüsse ggf. veränderter geologischer Voraussetzungen bzw. Bedingungen kann die Zuverlässigkeit der Prognose überprüft werden. Als einziger, mit einer gewissen Unsicherheit und Sensitivität behafteter Parameter variiert die effektive Mächtigkeit im Reservoir zwischen 46 ... 58 m. Im Ergebnis der ersten Bohrung war ein Abstand zwischen Förder- und Injektionsbohrung von 900 m als ausreichend befunden worden (vgl. Abschn. 4.3). Für den oberen Grenzwert von 58 m ist bei unverändertem verfahrenstechnischen Regime nach 30 Betriebsjahren kein Kaltwasserdurchbruch zu erwarten. (Das injizierte Wasser erreicht auf der direkten Strombahn erst nach 34 Jahren die Förderbohrung.)

Beim unteren Grenzwert (46 m) beträgt die Auskühlung der Fördertemperatur zum Zeitpunkt 30 Jahre ca. 1K (1,4 % bezogen auf die Injektionstemperatur, Abbildung 5-1). Demnach ist der nach Abteufen der ersten Bohrung berechnete Abstand völlig ausreichend.

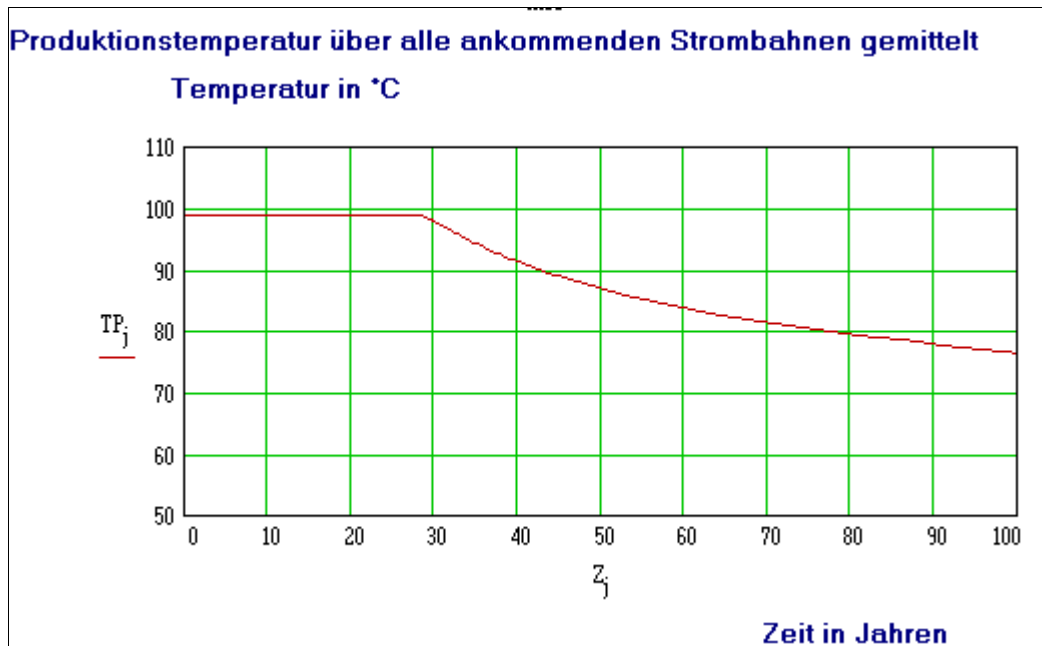


Abb. 5-1: Temperatur in der Förderbohrung bei Abstand 900 m und konservativer Reservoirbeschreibung (effektive Mächtigkeit 46 m)

Für die Auslegungstiefe der UWMP wurde eine maximale Spiegelabsenkung bei 100 m³/h Förderung von 50 m prognostiziert (Abschn. 4-3). Im Ergebnis der hydrodynamischen Tests nach Abschluß beider Bohrungen wird der Profilleitfähigkeit des Reservoirs ein Erwartungsbereich von 33 ... 83 10⁻¹²m² · m zugeordnet (Tab. 5-2). Damit errechnen sich Spiegeländerungen in der Förderbohrung (bei 100 m³/h) von 21 ... 52 m, wobei die Prognose nur im ungünstigsten Fall geringfügig überschritten wird. Alle anderen Parameter sind innerhalb ihres Toleranzbereiches nicht mehr sensitiv.

Insgesamt bestätigen diese Ergebnisse sowohl die gewählte Methodik (Erfassung des geologischen Modells im Erwartungsbereich, Simulation mit konzentrierten Parametern, Bewertung von Unsicherheiten und deren Einflüsse auf die Auslegung) als auch die Richtigkeit der auf dieser Basis getroffenen konkreten Entscheidungen.

Die vergleichsweise große Schwankungsbreite der Profilleitfähigkeit wurde 1995 in einem Test bei laufendem Betrieb verringert. Dazu ist mittels Tiefenmanometer (und -thermometer) die Druckantwort des Reservoirs bei drei verschiedenen Förder- und Injektionsvolumenströmen gemessen worden. Da zu diesem Zeitpunkt durch den einjährigem Probetrieb der Nutzhorizont im Bereich der Injektionsbohrung bereits thermisch beeinflusst war, mußten zur Interpretation der Meßergebnisse gekoppelte thermisch-hydrodynamische Modelle Verwendung finden. Mit einem CFEST-Modell wurde eine Anpassung an die gemessenen Druckantworten bei Profilleitfähigkeiten von 40 ... 50 µm² m erreicht, die den Ergebnissen hydrodynamischer Tests entsprechen.

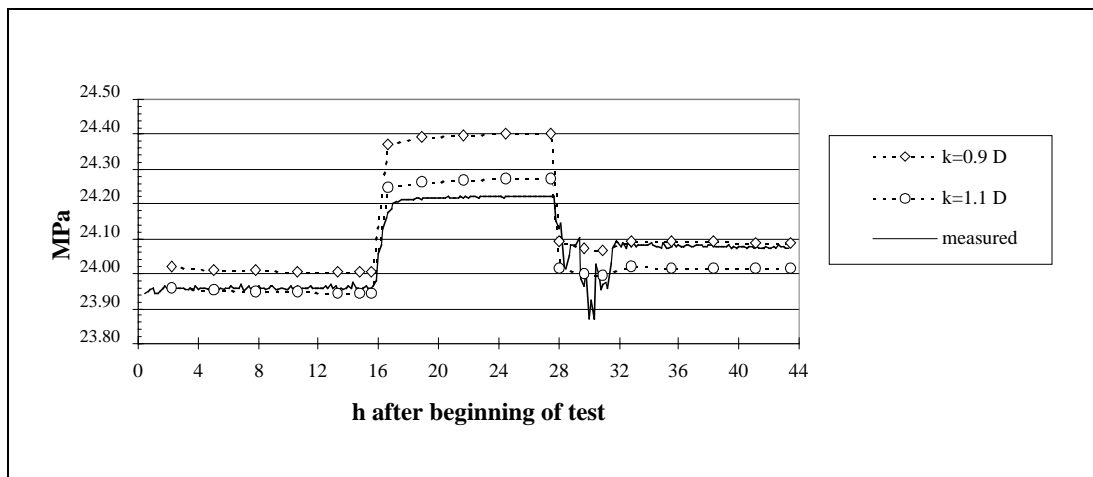


Abb. 5-2: Vergleich der berechneten und gemessenen Druckantworten (für zwei verschiedene Permeabilitäten; $H = 45$ m) [Poppei et al., 1997]

5.3.2 Prognose des Abbauverhaltens bei Variierung verfahrenstechnischer Regime

Die Prognose des Abbauverhaltens bei Variation der verfahrenstechnischen Regime ist nicht Gegenstand des vorliegenden Berichtes. Prinzipiell sind die entwickelten Modelle jedoch geeignet, für verschiedene Betriebsregime der Anlage entsprechend dem Abnehmerverhalten am Standort, Speicherreaktionen zu berechnen. Derartige Untersuchungen wurden 1994 am Standort Neustadt-Glewe zur langfristigen Druckentwicklung in der Injektionsbohrung bei Berücksichtigung monatlich wechselnder Volumenströme und Injektionstemperaturen sowie einem Wechsel der Wärmeabnehmerstruktur nach 10 Betriebsjahren vor Inbetriebnahme der Anlage durchgeführt. Numerische Grundlage bildete ein TOUGH2-Modell. Die Ergebnisse sind im TOUGH-Report [Poppei und Fischer, 1995] dokumentiert.

6 Zusammenfassung

Im Rahmen der Vorplanung, Erkundung und Errichtung einer geothermischen Heizzentrale sind zur technischen Auslegung des Untertagebauteiles Vorhersagen zum Speicherverhalten erforderlich. Grundlagen für derartige Prognosen sind ein geologisches Modell und mathematisch-physikalische Modellberechnungen. Die Genauigkeit und Zuverlässigkeit der Prognose wird zu einem erheblichen Anteil von der Qualität des geologischen Modells bestimmt, das sich aus Informationen zu etwaigen Reservoirberandungen oder gravierenden Faziesveränderungen sowie Gesteins- und Fluidaten (Geologische Basisparameter) zusammensetzt.

Die zunehmende Sicherheit der Parameter läßt sich von der Phase der Vorplanung (geologische Prognose) bis zur Errichtung (Ergebnisse der 1. und 2. Aufschlußbohrung) verfolgen. Die zu erwartende Schwankungsbreite der als Mittelwerte angegebenen Parameter werden argumentativ bewertet. Für einige Parameter (Nutzporosität, Permeabilität, Gesteinsdichte) sind durch die gegebene Datenlage auch statistische Auswertungen möglich. Dadurch lassen sich Repräsentanz und Erwartungsbereich der Reservoirereigenschaften quantifizieren.

Modellseitig wird die (real wahrscheinlich gegebene) Heterogenität der Parameter durch konzentrierte Parameter abgebildet und der Einfluß dieser Mittelung durch Variation der Parameter in ihrem jeweiligen Schwankungsbereich untersucht. Durch Zuordnung der Reservoirparameter in einem Unsicherheits-Sensitivitäts-Diagramm konnten Rückschlüsse auf die Sensitivität der Parameter und den für qualifizierte Prognosen erforderlichen Aufwand zur Parameteridentifikation gezogen werden. So sind beispielsweise die Feststellung der Netto-Mächtigkeit, der Permeabilität und damit im Zusammenhang die Ermittlung der Profileitfähigkeit ($k \cdot H$ – Wert) mit den größten Unsicherheiten behaftet, was sich mit Erfahrungen bei

der Realisierung anderer Thermalwasserprojekte im Norddeutschen Becken deckt. Zu deren Quantifizierung ist die Durchführung hydrodynamischer Tests unabdingbar. Die Ergebnisse der Modellierung werden gerade von der Netto-Mächtigkeit und der Permeabilität besonders beeinflusst. Die Nutzporosität und die thermo-physikalischen Eigenschaften des Gesteins und des Fluids sind in ihrem Erwartungsbereich dagegen nur von untergeordneter Bedeutung.

Trotz des geringen Kenntnisstandes im Stadium der Vorplanung und dem Nachweis der stärkeren Heterogenität des Nutzhorizontes im Ergebnis der 2. Aufschlußbohrung bestätigen die Untersuchungen sowohl die Zulässigkeit der methodischen Vorgehensweise als auch die Richtigkeit früherer Prognosen und getroffene Entscheidungen.

7 Literatur

- Alisajev, M.G. et al., Neisotermiceskaja filtracija pri razrabotke neftjanych mestoroshdenii (Nichtisotherme Filtration beim Abbau von Erdöllagerstätten, russ.), Verlag Nedra, Moskau, 1985.
- Becker, U., I. Bachmann, H. Bohnke, H. Fehlhaber, T. Kellner, P. Meyer, J. Poppei, M. Rinke und W. Weber, Eignungsnachweis für die geothermische Lagerstätte Neustadt-Glewe, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1991.
- Bodvarsson, G.S., K. Pruess and M.J. Lipmann, Modeling of geothermal systems, J. Petrol. Technol. 38, 1007-1021, 1986.
- Brandt, W.; Balneologische und energetische Nutzung geothermaler Schichtwässer in Brandenburg, Geothermische Energie, 5, Nr. 17, 11–13, 1996.
- Büchner, R., P. Meyer und M. Schön, Erschließung und Nutzung geothermischer Energie in Neustadt-Glewe / VEB Lederwerk „August Apfelbaum“, Institut für Energieversorgung, Dresden, 1988.
- CAGRA, GTN, Geothermie Neubrandenburg GmbH, Geothermiespezifisches Modellsystem 1991 / 1994.
- Eichler, N., Geologischer Abschlußbericht zur Suchbohrung Gt Neustadt-Glewe 1/88, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1990a.
- Eichler, N., Geologischer Abschlußbericht zur Suchbohrung Gt Neustadt-Glewe 2/89, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1990b.
- Fehlhaber, H., Testabschlußbericht für die Bohrung Gt Neustadt-Glewe-1/88, Geothermie Neubrandenburg GmbH i. G., (internes Firmenmaterial), 1990.
- Fehlhaber, H. und U. Becker, Testabschlußbericht für die Bohrung Gt Neustadt-Glewe 2/89, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1990.
- Förster, A., Bewertung der geothermischen Bedingungen im Ostteil des Norddeutschen Beckens, in: Geothermie Report 97-1: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland / Teil A: Geowissenschaftliche Grundlagen, Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E. Huenges (Eds.), GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR97/15, 1997.
- GTN, Geowissenschaftliche, geotechnologische und verfahrenstechnische Forschungsarbeiten zur Vervollkommnung des Verfahrens der Nutzung geothermischer Ressourcen in Hinblick auf das Langzeitverhalten, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1994a.

- GTN, Geothermische Energiegewinnung Neustadt-Glewe – Geowissenschaftliche Untersuchungen (1. Zwischenbericht), Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1994b.
- GTN, Geothermische Energiegewinnung Neustadt-Glewe – Komplexe Modellierung des Thermalwasserkreislaufes (2. Zwischenbericht), Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1996.
- Grant, M.A., Geothermal reservoir modeling, *Geothermics* 12, 251-263; 1983.
- Häfner, F., H.-D. Voigt, H.-F. Bamberg und M. Lauterbach, Geohydrodynamische Erkundung von Erdöl-, Erdgas- und Grundwasserlagerstätten, Wissenschaftlich-technischer Informationsdienst des Zentralen Geologischen Instituts, 26/1985, Berlin, 1985.
- Huyakorn, P.S. und G.F. Pinder, *Computational methods in subsurface flow*, Academic Press, New York etc., 1983.
- Katzung, G., I. Diener, P. Kühn, Ch. Oelsner, S. Gläser, E. Hurtig, D. Schneider und J. Zschernig, *Geothermie-Atlas der DDR*, Zentrales Geologisches Institut, Berlin, 1984.
- Keely, J.F. und C.F. Tsang, Velocity plots and capture zones of pumping centers for ground-water investigation, *Ground Water* 21, 6, 701-14, 1983.
- Klapötke, N. und D. Munstermann, Abschlußbericht zu den in der Bohrung Gt Neustadt-Glewe 1/88 durchgeführten geophysikalischen Messungen, VEB Bohrlochmessung, DB Geophysik, Gommern, 1989.
- Lenz, G., Testbericht Gt Neustadt-Glewe 1/88, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1994.
- Meyer, P., R. Büchner, N. Eichler und P. Nillert, Erschließung und Nutzung geothermischer Energie in Neustadt-Glewe - Überarbeitete Standortstudie, VEB Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1990.
- Müller, E. P. und W. Papendieck, Zur Verteilung, Genese und Dynamik von Tiefenwässern unter besonderer Berücksichtigung des Zechsteins, *Z. geol. Wiss.*, 3, H. 2, 167 – 196, 1975.
- O'Sullivan, M.J., Geothermal reservoir simulation, *Int. J. Energy Res.* 9, 319-332, 1985.
- Pinder, G.F, State-of-the-art review of geothermal modelling, Report, LBL-9093, California Univ., Lawrence Berkeley Lab., Berkeley (USA), 1979.
- Poppei, J. und D. Fischer, TOUGH-Workshop '95, Lawrence Berkeley Laboratory Berkeley, Cal. 20.-22.03.95, „Prognostic simulation of reinjection - Research project geothermal site Neustadt-Glewe, Germany“, *Proc. of the TOUGH Workshop*, LBL-37200 96-100, 1995.
- Poppei, J., P. Seibt und D. Fischer, Non-isothermal injection behaviour - injection tests, prognostic simulations and review after one-year operation of a geothermal site in Germany, *Twenty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 27.-29.01.97, *Proc. Twenty-Second Workshop Geothermal Reservoir Eng.*, SGP-TR-15 213-20, 1997.
- Poppei, J. und F. Wenderoth, Modelltechnische Interpretation der Betriebsdaten des Geothermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe als Beitrag zur Abbauüberwachung, in *Geothermie Report 99-1*, K. Schallenberg, K. Erbas, E. Huenges und H. Menzel (eds.): Geothermisches Heizwerk Neustadt-Glewe: Zustands- und Stoffparameter, Prozeßmodellierungen, Betriebserfahrungen und Emissionsbilanzen, *Scientific Technical Report*, STR99/xx, (dieses Heft), 1998.

- Pritchett, J.W., Geothermal reservoir simulation, Capabilities at systems, science and software, Report, LBL-11566, CONF-800267, Proc. Workshop on Numerical Modeling of Thermohydrological Flow in Fractured Rock Masses, Berkeley, Cal. (USA), 1980.
- Pruess, K., Modeling of geothermal reservoirs, Fundamental processes, computer simulation and field applications, Geothermics 19; 1, 3-15, 1990.
- Rockel, W. und H. Schneider, H., Die Möglichkeiten der Nutzung geothermischer Energie in Nordostdeutschland und der Bearbeitungsstand geplanter Vorhaben; In: Schulz, R., R. Werner, J. Ruhland und W. Bussmann (Eds.): Geothermische Energie – Forschung und Anwendung in Deutschland, Verl. C.F. Müller, Karlsruhe, 1992.
- Schön, M. und W. Rockel, Nutzung niedrigthermaler Tiefenwässer – Geologische Grundlagen; in: Bussmann, W., F. Kabus und P. Seibt (Eds.): Geothermie – Wärme aus der Erde / Technologie – Konzepte – Projekte. – Verl. C.F. Müller, Karlsruhe, 1991.
- Schulz, R., Analytical model calculations for heat exchange, In: confined aquifer, J. Geophys. 61, 1987.
- Schulz, R., G. Beutler, H.-G. Röbling, K.-H. Werner, W. Rockel, U. Becker, F. Kabus, T. Kellner, G. Lenz und H. Schneider, H., Regionale Untersuchungen von geothermischen Reserven und Ressourcen in Nordwestdeutschland, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung, Hannover, 1994.
- Seipold, U. und H.-A. Ullner, Wärmeleitfähigkeit an Bohrkernen unter in-situ Bedingungen, Geothermische Energie – Nutzung, Erfahrung, Perspektive, 3. Geothermische Fachtagung, Schwerin, 1994.
- SLIPS, GTN, Geothermie Neubrandenburg GmbH, Geothermiespezifisches Modellsystem, 1988.
- Troschke, B., Bestimmung von in situ Wärmeleitfähigkeiten, Abschlußbericht, GeoForschungsZentrum Potsdam, 1998.
- Werner, R., H. Horn, T. Kellner und G. Lenz, Bericht über die Durchführung und Ergebnisse der Zustandsüberprüfung und der Testarbeiten in den Bohrungen Gt Neustadt-Glewe 1/88 und 2/89, Geothermie Neubrandenburg GmbH, (internes Firmenmaterial), 1993.

