

Einleitung

Ernst Huenges, GeoForschungsZentrum Potsdam

Der 4. Geothermie Report des GeoForschungsZentrums Potsdam wurde mit dem Ziel zusammengestellt, am Beispiel einer realisierten geothermischen Heizzentrale das Spektrum von der geowissenschaftlichen Erkundung bis hin zu konkreten technischen Betriebserfahrungen zu beleuchten und mit Hilfe von Emissionsbilanzen Grundlagen zur ökologischen Bewertung der geothermischen Energiegewinnung zu schaffen.

Das geothermische Heizwerk (GHZ) in Neustadt-Glewe wurde im Jahr 1995 in Betrieb genommen. Unter den bislang realisierten Anlagen in Deutschland findet sich an diesem Standort u. a. die bisher tiefste Bohrung, die höchste Thermalwassertemperatur sowie die höchste Mineralisation. Mit Hilfe der Analyse der Betriebsdaten wurden wichtige Erkenntnisse zu folgenden Punkten gewonnen und in diesem Report zusammengefaßt:

- **Betriebssicherheit der Anlage mit Analysen zur/zum**
 - ⇒ *Deckung des Wärmebedarfs der angeschlossenen Verbraucher*
Es wurde beobachtet, daß der Wärmebedarf der an dem Geothermischen Heizwerk angeschlossenen Verbraucher im Untersuchungsjahr zu über 80 % durch Geothermie gewonnen wurde. Der Rest wurde durch eine anfangs öl- und später gasbetriebenen Spitzenlastanlage bereitgestellt.
 - ⇒ *Einsatz der Unterwasserpumpe*
Es wurde eine Methode entwickelt, On-Line für die Unterwasserpumpe die Leistungsfähigkeit und Defekte in einem frühen Stadium darzustellen. Dazu müssen laufend die gemessene und aus den Anlagendaten berechnete Pumpenleistung verglichen werden. Der Bericht gibt Kriterien wieder, den entsprechenden Zustand der Pumpe einzuschätzen.
 - ⇒ *Druckverlauf im obertägigen Thermalwasserkreislauf*
Von wesentlicher Bedeutung für die Auslegung des obertägigen Thermalwasserkreislaufs ist die Kenntnis der Druckreaktionen im Speicher und in den Förder- und Verpreßleitungen. Dazu wurden die möglichen Druckverläufe bei verschiedenen Betriebszuständen untersucht und dargestellt.
 - ⇒ *Lösung und Entlösung von Gasen während des Anlagenbetriebes*
Auf der Förderseite des Thermalwassersystems ergaben die Druckberechnungen keine signifikanten Abhängigkeiten für das Auftreten von Gasentlösungen am Sondenkopf der Förderbohrung. Da die Gasentlösungsdrücke unter statischen Bedingungen bestimmt werden, kommen für das Auftreten von Gasentlösungen bei Drücken über dem Gasentlösungspunkt mögliche dynamische Bedingungen in Frage, die in dem Report dargestellt sind.

- **Speichercharakterisierung mit Beiträgen zur**
 - ⇒ *Analyse des Gehaltes der aus der Formation stammenden Gase im Thermalwasserkreislauf*
Der gemessene Gesamtgasinhalt der untersuchten Salzlösungen reicht bis zu 10 Vol. %. Die Gasphase wird durch N₂, CO₂ und CH₄ beherrscht, die Konzentrationen der Nebenbestandteile von H₂, Ar und anderer Gase betragen weniger als 1 Vol. %.
 - ⇒ *Verbesserung der Temperaturbestimmung durch die Langzeitbeobachtung*
Mit Hilfe einer einfachen Wärmebilanz wird der Verlauf der Sondenkopftemperatur in Abhängigkeit vom Volumenstrom des Thermalwassers berechnet. Die im Rahmen der geologischen Untersuchungen ausgewiesene Horizonttemperatur müssen auf Basis der Betriebsdaten nach oben korrigiert werden.

⇒ *Betrachtung der petrophysikalisch-geologischen Charakterisierung vorher-nachher*
Im Rahmen der Vorplanung, Erkundung und Errichtung eines geothermischen Heizwerkes sind zur technischen Auslegung des Untertagebaues Vorhersagen zum Speicherhalten 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 Fluidparametern (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.

⇒ *Modellierung der ablaufenden Prozesse*

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 Nettomächtigkeit, der Permeabilität und damit im Zusammenhang die Ermittlung der Profilleitfähigkeit ($k \cdot H$ – 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 Nettomächtigkeit 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.

- Emissionsbilanzen mit Beiträgen zur

⇒ *CO₂-Berechnung aus dem Betrieb und Vergleich mit konventioneller Energieversorgung*

Gezeigt wurde, daß die CO₂-Emission direkt an der Anlage im Betrieb bei ca. 22,5 % (15,5 %) der gasgefeuerten (ölgefeuerten) Vergleichsanlage liegt.

⇒ *Ganzheitliche Bilanzierung der Gesamtanlage mit Berücksichtigung des Aufbaus, Betriebs und Entsorgung der Anlage*

Es wurden exemplarisch zwei bestehende geothermische Heizwerke mit entsprechenden fossil gefeuerten Heizwerken unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerter Prozesse ganzheitlich anhand unterschiedlicher Kriterien (u. a. Verbrauch energetischer und ausgewählter mineralischer Ressourcen, Versauerungspotential, Eutrophierungspotential, Treibhauspotential) verglichen. Dazu wurde eine methodische Vorgehensweise angewendet, die sich an die national wie international bereits weitgehend standardisierten Methodik zur Erstellung von Produkt-Ökobilanzen anlehnt.

Die Ausführungen haben gezeigt, daß eine Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen im Vergleich zu derjenigen aus fossilen Energieträgern einen merklichen Beitrag zum Mindereinsatz an energetischen Ressourcen sowie zur Minderung von luftgetragenen Stofffreisetzungen mit den damit verbundenen vielfältigen potentiellen Wirkungen auf den Menschen und die Umwelt leisten kann. Dabei resultieren diese Mindereinsätze an energetischen Ressourcen und die geringeren Emissionen bzw. die kleineren daraus resultierenden Wirkungspotentiale im wesentlichen aus dem Anlagenbetrieb. Die geothermischen Heizwerke sind bei der Errichtung und bei der Entsorgung durch deutlich ungünstigere Werte praktisch aller untersuchten Größen gekennzeichnet als die mit fossilen Energieträgern betriebenen Anlagen. Der höhere Verbrauch an energetischen Ressourcen und die höheren Stofffreisetzungen während der Errichtung und der Entsorgung gleichen sich im Betrieb jedoch schon nach einer - verglichen mit der gesamten Betriebsdauer der Anlagen - sehr geringen Zeitspanne wieder aus.

Damit kann die Nutzung hydrothermalen Energievorkommen merklich zu einer umwelt- und klimaverträglicheren Energieversorgung in Deutschland beitragen. In Abhängigkeit des geothermischen Deckungsanteils an der gesamten bereitgestellten Endenergie am Anlagenausgang können fossile Primärenergieträger eingespart und die daraus resultierenden Umwelteffekte vermieden werden. Geothermische Heizwerke können somit auch einen merklichen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele leisten, zu deren Erfüllung sich Deutschland verpflichtet hat.

Das Geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996

Kuno Schallenberg, Dr.-Ing. Heiner Menzel** und Kemal Erbas**

* *GeoForschungsZentrum Potsdam*

** *Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH*

Inhaltsverzeichnis

1 Allgemeines	10
2 Datenlage	12
3 Betriebsdaten	12
4 Verbrauchsdaten	14
5 Ausfallzeiten	15
6 Literatur	16

Abstract

The geothermal plant of Neustadt-Glewe started the operation 1995. The paper presents principle technical components of the plant. The monitored data of operation are introduced and the amount of consumable of the operation year 1996 are given. Further, main events of the operation year are given and discussed.

1 Allgemeines

Das Geothermische Heizwerk (GHZ) in Neustadt-Glewe wurde im Jahr 1995 in Betrieb genommen. Unter den bislang realisierten Anlagen in Deutschland finden sich an diesem Standort u. a. die bisher tiefste Bohrung, die höchste Thermalwassertemperatur sowie die höchste Mineralisation. Die elektronische Aufzeichnung vielfältiger Betriebsdaten bietet umfangreiche Möglichkeiten, wichtige Erkenntnisse für weitere Projekte zu gewinnen.

Eine ausführliche Beschreibung der gesamten Anlage ist zu finden in Heft 11, Geothermische Energie, Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e. V. [Bußmann, 1995]. Deshalb sollen an dieser Stelle nur die für die folgenden Beiträge wesentlichen Anlagendaten nochmals kurz zusammengestellt werden.

Die Wärmebereitstellung erfolgt aus dem Geothermieteil, einer gasgefeuerten und einer ölgefeuerten Spitzenlastanlage. Der Aufbau des Geothermie-Heizwerkes ist in der Abbildung 1-1 dargestellt. Wesentliche Elemente der GHZ sind mit Buchstaben versehen und in der Abbildungsunterschrift bezeichnet.

Der geothermische Anlagenteil erschließt den Nutzhorizont durch eine Bohrungsdoublette, bestehend aus einer Förder- und einer Reinjektionsbohrung. Der Nutzhorizont, eine Contorta Sandstein, liegt in einer mittleren Teufe von rund 2.300 m bei einem Bohrungsabstand von ca. 1.500 m [Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, 1995]. Die Temperatur des Thermalwassers im Nutzhorizont beträgt 100 °C. Die Anlagenauslegung erfolgte für einen Thermalwasservolumenstrom von 125 m³/h. Er wird durch eine Unterwassermotorpumpe, die in einer Tiefe von ca. 260 m in der Förderbohrung montiert ist, realisiert. Die Förderleistung der Pumpe ist bedarfsabhängig regelbar: über eine Frequenzvariation des Antriebsstromes ist diese drehzahlreguliert. Drei Titan-Plattenwärmetauscher sorgen für den Wärmeübergang in das Heiznetz bei vollständiger stofflicher Trennung des Thermalwassers vom Heiznetzwasser.

Im Geothermie-Heizwerk ist ein Gaskessel mit einer Leistung von 4,8 MW Leistung installiert, weitere ölgefeuerte Heizkessel mit einer thermischen Leistung von etwa 5,6 MW befinden sich in einem dezentralen Heizwerk im Wohngebiet. Diese Aufteilung rührt daher, daß das Fernwärmenetz teilweise schon vor dem Bau der GHZ betrieben wurde. Hieraus resultiert ein erhöhter Energieaufwand um die Ölkessel betriebsbereit und frostsicher zu halten. Durch Veränderungen bei den Abnehmern (z. B. verbesserte Isolation der Gebäude) wird der Betrieb der ölgefeuerten Altanlagen in Zukunft nicht mehr erforderlich sein. Dieses zeigen sowohl die Betriebsdaten des Jahres 1996 als auch die Erfahrungen des Jahres 1997 (Auskunft des Betreibers): ab Oktober 1996 war ein Betrieb der Ölheizkessel zu Heizwecken nicht mehr erforderlich.

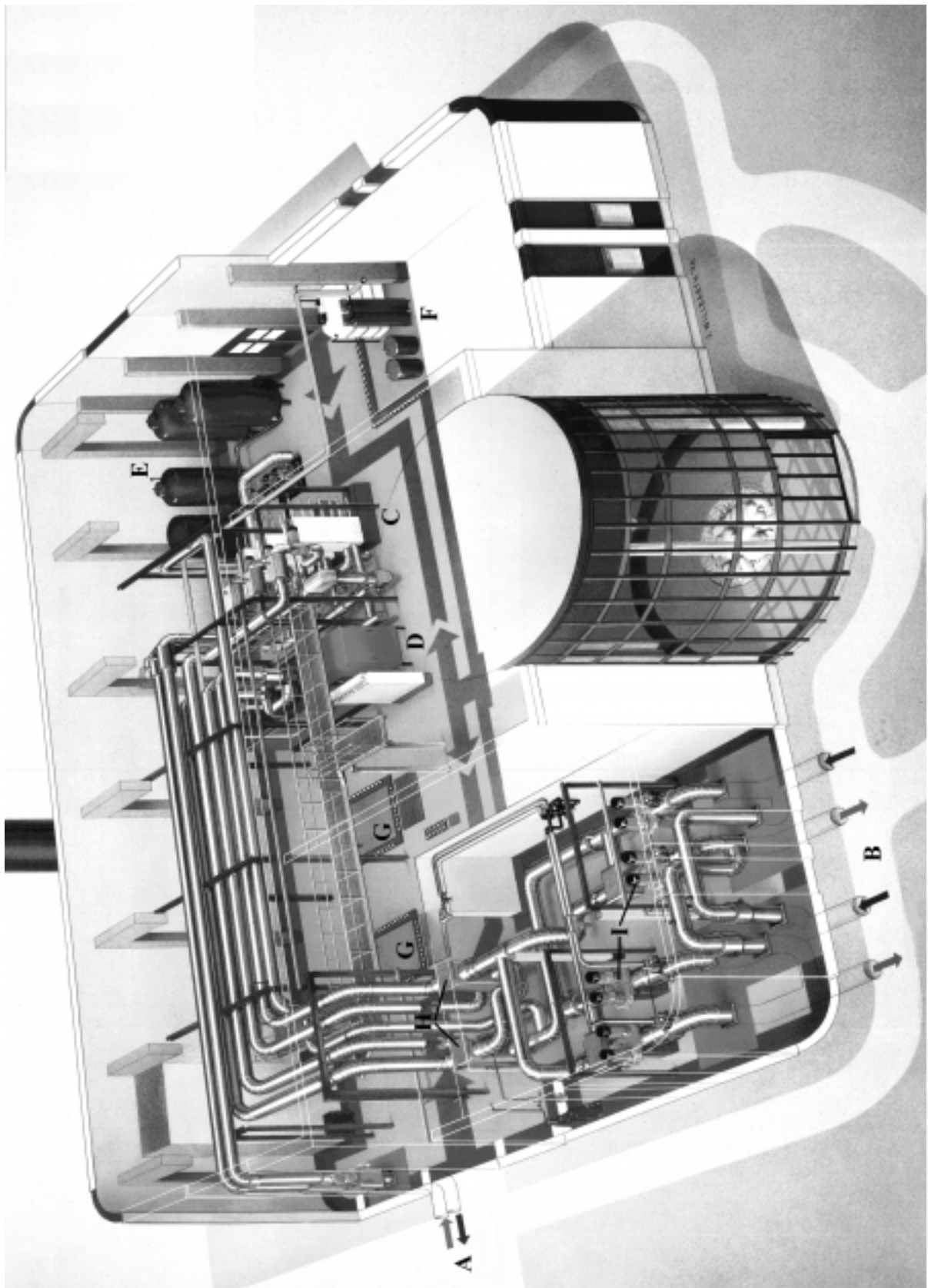


Abb. 1-1: Geothermische Heizzentrale in Neustadt-Glewe, mit A: Ein- und Austritt Thermalwasser; B: Ein- und Austritt Heiznetzwasser; C: Plattenwärmetauscher Thermalwasser – Heiznetzwasser; D: Gaskessel (Spitzenlast); E: Druckhaltung Heiznetz; F: Wasseraufbereitung Heiznetz; G: Weitere Stellplätze für Kessel; H: Hydraulische Weichen; I: Heiznetzpumpen (© *Geothermie Neubrandenburg GmbH*)

Das Fernwärmenetz wird gleitend mit üblichen Netzparametern 90/70 °C betrieben. Es werden derzeit (1999) etwa 1.400 Wohneinheiten mit Wärme versorgt. Außerdem werden 20 Gewerbebetriebe und ein Lederwerk mit Fernwärme aus dem Geothermie-Heizwerk versorgt. Im Jahre 1996 wurden nach Auswertung des Betreibers nahezu 17.000 MWh an Wärme geliefert.

2 Datenlage

Die in den folgenden Beiträgen dargestellten Auswertungen basieren auf Daten, die von dem Betreiber der GHZ, der ERDWÄRME NEUSTADT-GLEWE GmbH, zur Verfügung gestellt wurden.

3 Betriebsdaten

Die Dokumentation des Betriebes der Gesamtanlage basiert auf ausgewählten Daten aus der GHZ, deren Steuerung von einer zentralen Leitwarte aus erfolgt. Hier werden die durch eine Vielzahl von Sensoren und Meßgeräten in den unterschiedlichen Arbeitskreisen (Thermalwasserkreis, Zwischenkreislauf, Heiznetzseite, etc.) erfaßten Meßwerte gespeichert und ausgewertet (Prozeßüberwachung). Vorrangig dient dieses System der Steuerung der Anlage auf Basis der „gesammelten“ Daten. Das Zusammenspiel des Geothermiekreises, des gasgefeuerten und ölgefeuerten Spitzenlastsystems wird hier, in Abhängigkeit vom Wärmebedarf der Verbraucher, geregelt (Prozeßsteuerung).

Die Überwachung der Betriebsbereitschaft der Anlagenkomponenten erfolgt ebenfalls von dieser Leitwarte aus. So kann beispielsweise der Beladungszustand der Filter des Geothermiekreises dargestellt werden und als Hinweis auf einen erforderlichen Austausch dienen.

Auch die Meßfühler aus den erforderlichen Sicherheitssystemen (z. B. Gaswarn- und Notabschaltesystem) geben ihre Signale an dieses zentrale Leitsystem weiter (Prozeßsicherung).

Zusätzlich eröffnet das System die Möglichkeit, Betriebszustände als besonders geeignet bzw. ungeeignet zu „erlernen“ (Prozeßoptimierung).

Aus der Vielzahl der erfaßten Daten wurden 28 Parameter zur Dokumentation ausgewählt. Jeweils am Morgen wird eine sogenannte „Hardcopy“ mit den minimalen, maximalen und mittleren Werten der Parameter des Vortages erstellt. Abbildung 3-1 zeigt eine solche „Hardcopy“ für den 1. Januar 1996.

Die ersten beiden Zeilen eines Tagesprotokolls umfassen die Volumenströme des Thermalwassers am Kopf der Fördersonde und der Injektionssonde. Diese beiden Werte weisen Unterschiede auf, obschon es sich bei dem obertägigen Thermalwasserkreislauf um ein geschlossenes System handelt. Als Ursache für diese Diskrepanz sind Meßfehler angenommen, die bei der Bestimmung dieses Wertes im Filterhaus 2 durch die zeitweise vorliegende Zwei-Phasen-Strömung auftreten. Alle Berechnungen basieren auf der Fördermenge an der Förderbohrung (FH I, Zeile 1).

Die Zeilen 3 und 4 beschreiben die Temperatur und den Druck unmittelbar am Kopf der Fördersonde. Der Sondenkopfdruck muß ausreichend hoch sein, um alle Druckverluste im obertägigen Thermalwasserkreis zu überwinden. Der mittlere Wert schwankt in Abhängigkeit vom Volumenstrom und Beladungszustand der Filter zwischen 3 und 4,5 Bar.

In Zeile 5 ist die Drehzahl der Unterwassermotorpumpe (UWP) wiedergegeben. Diese ist frequenzgesteuert: durch Veränderung der Frequenz des Antriebsstromes kann die Drehzahl der Pumpe und damit der geförderte Volumenstrom geregelt werden.

In den Zeilen 6 bis 8 sind die Werte des Antriebsstromes der UWP für jede der drei Phasen wiedergegeben. Diese Werte werden vor der Transformation und der Frequenzumformung erfaßt. Sie werden zur Berechnung der elektrischen Antriebsleistung der UWP im üblichen 3-Phasen-Drehstromnetz (3*220V, 50 Hz) herangezogen. Die Verluste der Bauteile Frequenz-

umformer, Transformator und der Kabel innerhalb des Bohrlochausbaus sind somit in der Leistungsbestimmung mit enthalten.

Geothermieheizwerk Neustadt-Glewe

Prozeßleitsystem RESY-CIM
AEG/1995

Tagesprotokoll		Meßwerte			
Protokoltag :		01.01.96			
erstellt am :		02.01.96			
Uhrzeit :		07:00 Uhr			
Nr.	Meßstelle:	Min	Mittel	Max	
1)	Fördermenge FH I	89.9	103.7	109.1	[m ³ /h]
2)	Fördermenge FH II	100.4	108.1	112.8	[m ³ /h]
3)	Sondenkopftemp.	96.6	96.7	96.8	[°C]
4)	Sondenkopfdruck	4.4	4.5	4.7	[bar]
5)	UWP Drehzahl	61.8	63.4	64.0	[Hz]
6)	UWP Strom Phase1	247.2	255.5	261.8	[A]
7)	UWP Strom Phase2	251.9	259.8	264.4	[A]
8)	UWP Strom Phase3	247.6	255.5	261.3	[A]
9)	Diffdruck Grobfilter	0.2	0.2	0.2	[-]
10)	Diffdruck Feinfilter	0.8	0.9	1.0	[-]
11)	Thermalw. v. WÜ	95.8	96.0	96.1	[°C]
12)	Heizwasser v. WÜ	66.0	69.7	74.2	[°C]
13)	Thermalw. n. WÜ	68.3	71.3	75.4	[°C]
14)	Heizwasser n. WÜ 1	31.9	32.2	32.7	[°C]
15)	Heizwasser n. WÜ 2	88.4	89.2	90.5	[°C]
16)	Heizwasser n. WÜ 3	57.8	58.9	59.7	[°C]
17)	Druck v. IS	0.3	0.5	0.9	[bar]
18)	Vorlauftemp. Wohngebiet	82.4	83.9	86.0	[°C]
19)	Vorlauftemp. Ind.gebiet	82.9	84.3	86.4	[°C]
20)	Rückl.temp. Wohngebiet	65.7	70.5	76.4	[°C]
21)	Rückl.temp. Ind.gebiet	65.3	66.5	68.0	[°C]
22)	Vorlaufdruck Wohngebiet	2.2	2.5	2.8	[bar]
23)	Vorlaufdruck Ind.gebiet	2.3	2.6	2.9	[bar]
24)	Rückl.druck Wohngebiet	1.7	1.9	2.2	[bar]
25)	Rückl.druck Ind.gebiet	1.6	1.8	2.1	[bar]
26)	Wärmeleistg. Geothermie	1.9	2.6	3.0	[MW]
27)	Wärmeleistg. Kesselanl.	0.0	0.0	0.0	[MW]
28)	Außentemperaturmessung	-10.8	-8.5	-6.8	[°C]

Dieses Dokument ist für die Dauer von 10 Jahren aufzubewahren !

*** Ende des Protokolls "tagmess" ***

Abb. 3-1: Tagesprotokoll des 1. Januar 1996

Die Zeilen 9 und 10 enthalten die Meßwerte des Differenzdruckes jeweils über die Filter. Der Differenzdruck entspricht dem Druckanstieg bei Durchströmung des Bauteils und kann als Maß für einen erforderlichen Filteraustausch dienen. Im Geothermie-Heizwerk sind im Normalbetrieb jedoch die von den Herstellern angegebenen Standzeiten der Filter eher erreicht, als Differenzdrücke, welche den Austausch der Filter erforderlich machen würden.

Während die Zeilen 11 und 13 die Temperatur des Thermalwassers vor und hinter den Plattenwärmeübertragern (PWT, im Protokoll mit WÜ abgekürzt) wiedergeben, sind in den Zeilen 12, 14, 15 und 16 die entsprechenden Werte für das Heiznetz festgehalten.

Zeile 17 dokumentiert den Druck im Thermalwasserkreis unmittelbar vor der Reinjektion in den Nutzhorizont.

Die Eintragungen der folgenden Zeilen 18 bis 25 beziehen sich wieder auf das Heiznetz. Die Bezeichnung erfordert keine weiteren Erläuterungen.

In den Zeilen 26 und 27 sind die Wärmeleistungen nach Geothermiekreis (Zeile 26) und Kesselkreis getrennt aufgeführt. Im Wert für den Kesselkreis sind die eventuell betriebenen Ölkessel nicht enthalten. Daher wird der Beitrag der Ölkessel nur bei den Emissionsbetrachtungen berücksichtigt.

Die letzte Zeile gibt den Meßwert eines Temperaturfühlers wieder, welcher an der Außenwand der GHZ angebracht ist.

Die einmal erfaßten Daten bleiben nur bedingt erhalten. Zur Speicherung werden sie jeweils zu Mittelwerten zusammengefaßt. Das Mittelungsintervall ist dabei abhängig vom zeitlichen Abstand zur eigentlichen Messung. So ergeben sich aus den stündlichen Daten die Tagesdaten, aus diesen wiederum die Wochendaten, Monatsdaten etc. Die zeitlich detaillierten Rechnungen der nachfolgenden Betrachtungen fußen ausschließlich auf den Angaben der Tagesprotokolle. Damit ist eine gewisse Ungenauigkeit verbunden, auf die noch genauer eingegangen wird.

Für die Auswertungen sind die 366 gesammelten „Hardcopies“ des Jahres 1996 digitalisiert worden. Anschließend sind sie in einer Tabelle des MICROSOFT EXCEL® Tabellenkalkulationsprogrammes zusammengefaßt worden. Alle weiteren Berechnungen sind dann ebenfalls auf Basis dieser Software durchgeführt worden.

4 Verbrauchsdaten

Die Verbrauchsdaten der einzelnen Primärenergieträgern werden insbesondere für die Berechnung der aus dem Anlagenbetrieb resultierenden Emissionen benötigt. Tabelle 4-1 gibt die Nachfragedeckung durch die einzelnen Primärenergieträger wieder (Schnittstelle: Eingang in das Heiznetz), während Tabelle 4-2 den Aufwand an Gas und Öl vor dem Umsatz in Wärme, also beim Eintritt in die Kessel zeigt.

	Geothermie [MWh]	Erdgas [MWh]	Heizöl [MWh]	Summe [MWh]
Januar	1.727	134	754	2.615
Februar	1.906	389	260	2.555
März	1.600	91	233	1.924
April	973	17	227	1.217
Mai	826	56	22	904
Juni	592	0	8	600
Juli	564	14	0	578
August	55	275	49	379
September	606	113	13	732
Oktober	1.109	31	0	1.140
November	1.602	28	0	1.630
Dezember	2.167	200	0	2.367
Jahressumme	13.727	1.348	1.566	16.641

Tab. 4-1: Anteile der Primärenergieträger an der Wärmebereitstellung

Aufgrund der ungewöhnlichen Anordnung der Ölkessel im Versorgungsgebiet sind auf den Tagesprotokollen (Abbildung 3-1) keine Dokumentationen bezüglich der Ölkessel vorhanden. Der Verbrauch wird hierfür „per Hand“ festgehalten und zu Monatswerten aufsummiert dokumentiert.

Die im folgenden ausgewerteten Daten mit höherer zeitlicher Auflösung als in Monatsfolgen beziehen sich daher nur auf die Daten des Geothermieteils und der gasgefeuerten Spitzenlast. Einen Eindruck davon, wie groß der Fehler aufgrund der Vernachlässigung des Ölkesselbetriebs ist, erhält man durch Betrachtung der Tabelle 4-1: Obwohl der Maximalwert des Anteils der ölgefeuerten Wärmebereitstellung ca. 30 % (im Januar) beträgt, liegt er in der Jahressumme bei ca. 10 %. In Monaten ohne Heizöleinsatz (z. B. Oktober bis Dezember) gibt es ohnehin keine Unterschiede zwischen der Auswertung der Tagesmittel (ohne Berücksichtigung Heizöleinsatz) und der Monatswerte (mit Berücksichtigung Heizöleinsatz).

	Erdgas [m ³]	Heizöl EL [l]
Januar	15.303	91.968
Februar	29.031	48.041
März	9.774	42.699
April	1.971	23.848
Mai	2.176	6.324
Juni	0	878
Juli	1.407	140
August	28.855	5.244
September	11.220	1.517
Oktober	3.420	250
November	3.313	1.750
Dezember	26.875	1.750
Jahressumme	133.345	224.409

Tab. 4-2: Verbrauch von Erdgas und extra leichtem Heizöl

5 Ausfallzeiten

Im allgemeinen beliefen sich die 1996 zu verzeichnenden Ausfallzeiten auf wenige Stunden. Die Ursache hierfür waren in der Regel nicht im Geothermiekreis zu suchen. Eine nicht seltene Ursache war z. B. Stromausfall.

Im Sinne der Meßdatenauswertung bedeutend ist lediglich der Ausfall des Geothermiekreises in der Zeit vom 5.8. – 5.9. 1996, wobei die Fernwärmeversorgung über die Spitzen- und Redundanzanlage gesichert war. In dieser Zeit fand eine Reparatur der Unterwassermotorpumpe statt. Zu diesem Zweck muß der gesamte, in der Förderbohrung installierte Pumpenstrang „gezogen“ werden. Die Maßnahme dauerte einen Monat und läßt sich bei den Emissionsbilanzen und bei allen Auswertungen, welche die Geothermie betreffen, ablesen.

6 Literatur

Bußmann, W. (Editor), Geothermische Energie, Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung e.V., Heft 11, 35 pp, 1995.

Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH (Editor), Wärme aus der Erde, Informationsblatt, WEMAG, Abteilung Öffentlichkeitsarbeit, Schwerin, 11 pp, 1995.

Wärmebedarfsdeckung aus geothermischer Energie im Betriebsjahr 1996

Kuno Schallenberg und Dr.-Ing. Heiner Menzel***

* *GeoForschungsZentrum Potsdam*

** *Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH*

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung und Zielsetzung	18
2 Methodik.....	18
3 Klima.....	19
4 Wärmebedarf	21
5 Schlußfolgerungen	26
6 Literatur.....	27

Abstract

The operation data of heat supply are compared with the planning data of the geothermal heat plant Neustadt-Glewe. For this, a time resolution of the data must be more in the order of an hour than of a day. However, measurements are only made in the day resolution. Therefore, a method was developed to get information more detailed in time within the observed statistical boundary conditions. The calculations show, that for the demand in the operation year 1996 geothermal power installation contribute with 82 % to the heat supply. Based on such a high time resolved knowledge of demand, recommendations can be given for plant size optimisation.

1 Einleitung und Zielsetzung

Zur Darstellung der Betriebsergebnisse der Geothermischen Heizentrale (GHZ) in Neustadt-Glewe werden die in der GHZ erfaßten Meßdaten des Jahres 1996 herangezogen. Die Anlagenspezifika dieses Systems und technisch bedingte Ausfälle über größere Zeiträume sind im Bericht *Die geothermische Heizentrale in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996* hier: *Ausfallzeiten* in diesem Band wiedergegeben. Der vorliegende Text befaßt sich mit den Außentemperaturdaten, dem Wärmebedarf, der Wärmebereitstellung aus geothermischer und konventioneller Energie (vergleiche Abbildung 4-1 des Berichtes *Das geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996*).

Die vorliegende Arbeit dient dem Zweck, die konkreten Betriebsergebnisse des ersten vollständigen Betriebsjahres dem im Rahmen der Planung prognostizierten Verhalten des geothermischen Anlagenteils gegenüberzustellen. Dazu wird mit Hilfe der erfaßten Außentemperaturdaten und der Literatur [[Klimadaten der DDR, 1987](#)] zunächst festgestellt, daß das Jahr 1996 keine signifikante Abweichung vom „Durchschnittsjahr“ hatte. Die Meßdaten der Leistung beider Wärmebereitstellungssysteme werden zu einer geordneten Jahresganglinie zusammengefaßt. Es wird versucht, auf Basis der tageweise dokumentierten Meßwerte eine Hochrechnung auf Stundenwerte zu erstellen. Deren Auftragung liefert bessere Übereinstimmung mit bekannten Ganglinien. Hierdurch wird ein Vergleich der tatsächlichen Wärmelieferung und deren Prognose aus der Planungsphase möglich.

Weiterhin soll durch Vorgabe der aus dem ersten Betriebsjahr abgeleiteten Randbedingungen des Anlagenbetriebes eine Bewertung der mathematischen Kalkulation des Fernwärmenetzes [[Schallenberg, 1998](#)] als eine bestimmende Größe für den technischen und wirtschaftlichen Erfolg in der Planungsphase einer GHZ durchgeführt werden. Dieser Vergleich zeigt, daß sich das mathematische Modell dann validieren läßt, wenn die gegenübergestellten Meßwerte eine ausreichende zeitliche Detaillierung aufweisen.

2 Methodik

Durch Vergleich der gemessenen Temperaturdaten mit langjährig gemittelten Werten [[Klimadaten der DDR, 1987](#)] wird abgeleitet, ob im Jahresverlauf ungewöhnliche Belastungen aufgrund dieses Einflußfaktors auftraten.

Die ausgewerteten Meßprotokolle für jeden Tag enthalten lediglich einen minimalen, einen mittleren und einen maximalen Zahlenwert. Im Gegensatz hierzu werden geordnete Ganglinien in der Regel auf Basis von Stundenwerten erstellt. Die Darstellung des Jahresgangs des Wärmebedarfes mit Hilfe der Mittelwerte führt zu einer ungewöhnlich flachen Kurve. Dies ist darin begründet, daß durch die Mittelwertbildung sowohl hohe als auch niedrige Extremwerte beseitigt werden. Durch Umrechnung der für jeden Tag gemessenen drei Werte soll eine verbesserte Datenlage erreicht werden. Die Protokolle bieten keine Angaben zu Standardabweichungen der Mittelwerte, so daß ein einfaches und zugleich ungenaues Verfahren der Aufteilung gewählt werden mußte.

Die aus den Meßwerten erstellte, geordnete Jahresganglinie des Wärmebedarfes wird mit Hilfe einer mathematischen Kalkulation auf der Basis bestimmter Eckwerte aus dem Betriebsjahr 1996 verglichen. Das mathematische Modell zur Ganglinienbestimmung in Anlehnung an *Sochinsky* [Zscherning, 1994] hat seine Eignung für die Beschreibung des Fernwärmenetzes in *Lemgo, Nordrhein-Westfalen* im Vergleich zu Meßdaten des Jahres 1994 nachgewiesen [siehe hierzu Schallenberg, 1996].

Die Kennzahlen zur Bestimmung der Emissionswerte werden für das Betriebsjahr 1996 mit der GEMIS-Studie in der Version 2.1 [GEMIS, 1995] festgelegt. Unterschiede zur prognostizierten Emission werden diskutiert.

3 Klima

Die Mitschrift der Betriebsergebnisse der geothermischen Heizzentrale Neustadt-Glewe beinhaltet die Dokumentation der Außentemperatur. Sie ist, genauso wie alle anderen Werte dieser Mitschrift, als minimaler, mittlerer und maximaler Tageswert festgehalten. Die gemessenen Außentemperaturen mit chronologischer Zuordnung sind der [Abbildung 3-1](#) zu entnehmen. Hierin sind die Ganglinien der Minimal-, der Mittel- und Maximalwerte wiedergegeben. Die Abbildung ist von offensichtlichen Meßfehlern bereinigt.

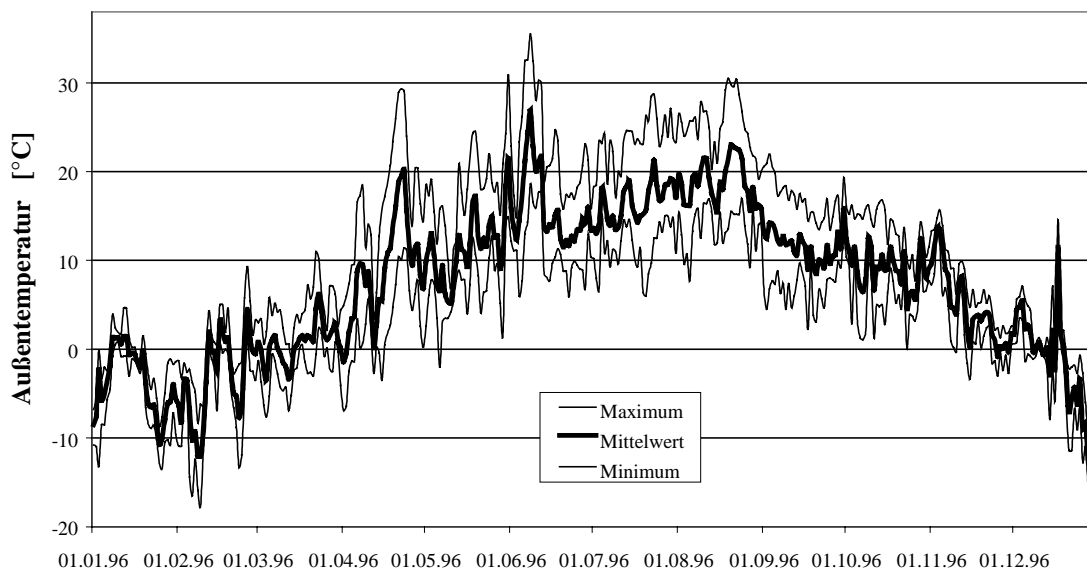


Abb. 3-1: Ganglinie der an der GHZ Neustadt-Glewe erfaßten Außentemperaturdaten des Jahres 1996

Die Meßdaten der Außentemperatur lassen sich durch Vergleich mit dokumentierten, langjährigen Mittelwerten daraufhin untersuchen, ob das vorliegende Betriebsjahr einen typischen Wärmebedarfsfall repräsentiert.

Diese dokumentierten, typischen Mittelwerte der Außentemperatur sind aus Meßwerten der Jahre 1951 bis 1975 [Klimadaten der DDR, 1987] bestimmt worden. Die Häufigkeit bestimmter Außentemperaturen im Tagesmittel mit monatlicher Zuordnung ist für den zitierten Beobachtungszeitraum erfaßt.

Die Summe der Häufigkeitswerte ist gleich der Anzahl der Tage des betrachteten Monats multipliziert mit der Zeitintervalllänge (z. B. für den Januar: 31 Tage multipliziert mit 25 Jahren ergibt 775 Werte). Die Mittelung dieser Werte führt zu einem „typischen“ Jahr, in dem der Tagesmittelwert „0 °C“ im Januar beispielsweise 4,16 mal vorliegt. Dieses „typische“

Jahr wird nun mit den konkreten Meßwerten 1996 verglichen. [Abbildung 3-2](#) zeigt diesen Vergleich mit der Abszisse als Temperaturachse und der Ordinate als Häufigkeit. Jede Tagesmitteltemperatur der Meßfolge kann in ihrer Häufigkeit natürlich nur als ganzzahliger Wert vorliegen.

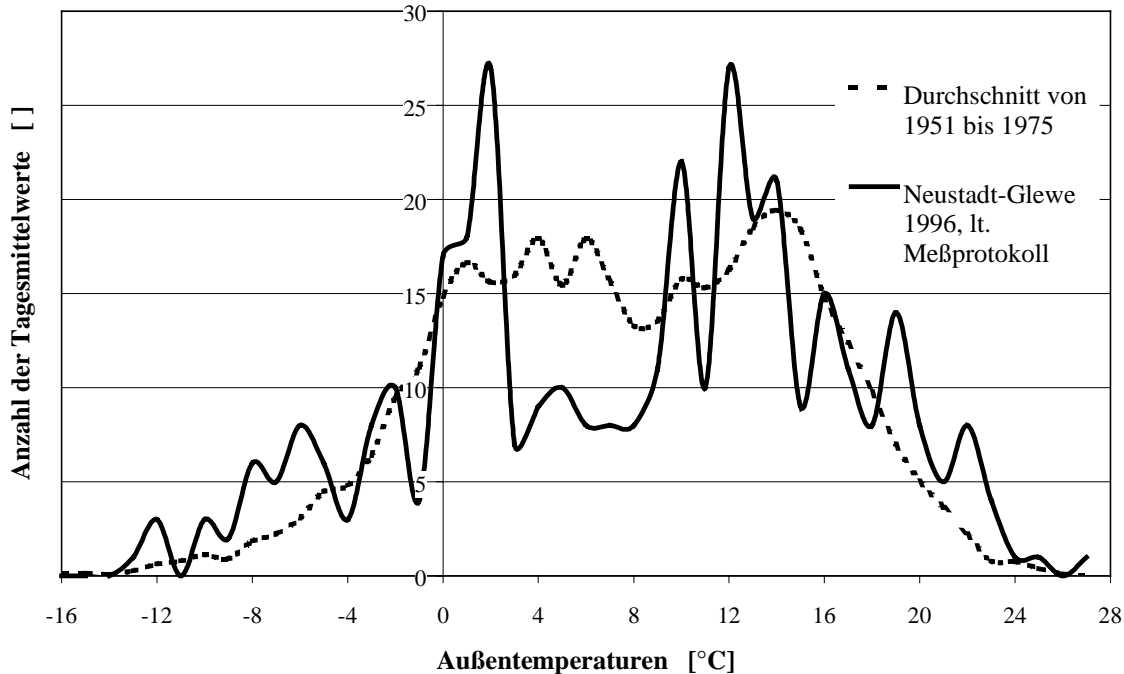


Abb. 3-2: Häufigkeit der Außentemperaturwerte in Neustadt-Glewe

Es wird deutlich, daß bestimmte Außentemperaturen im Jahre 1996 häufiger als im Durchschnitt der Jahre 1951 bis 1971 vorlagen, andere seltener. Um einen Vergleich dieser mal positiven, mal negativen Differenz zwischen den beiden Kurven bei gleichzeitiger Beachtung des Absolutbetrags der Außentemperatur zu ermöglichen, wird in der Wärmetechnik die *Gradtagzahl* als Kenngröße benutzt. Das [Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 94/95](#) schreibt zur Erläuterung:

„Diese (die Gradtagzahl) ist das Produkt aus der Zahl der Heiztage und dem Unterschied zwischen der mittleren Raumtemperatur und der mittleren Außentemperatur, also

worin G_t = Gradtagzahl

$$G_t = \sum_1^z (t_i - t_{am})$$

z = Zahl der Heiztage in der Heizperiode 1.9. bis 31.5.

t_i = mittlere Raumtemperatur = 20 °C

t_{am} = mittlere Außentemperatur eines Heiztages“

Als Heizgrenztemperatur, also als Grenze für den Heizbetrieb, wird hier eine Außentemperatur von 15 °C angenommen. Alle Tage, welche im Mittel unterhalb dieser Temperatur und außerdem im Zeitraum vom 1.9. bis 31.5 liegen, tragen zur Bestimmung der Heiztagzahl bei.

Wertet man unter diesen Bedingungen die Meßdaten in Neustadt-Glewe in bezug auf die Bestimmung dieser Kenngröße aus, so erhält man einen Wert von 4311 Gradtagen. Dieser erscheint etwa 5 % zu hoch. Der durchschnittliche Wert liegt bei etwa 4100 Gradtagen.

Berücksichtigt man jedoch die geringe Abweichung, so kann man auch auf Basis der Außentemperaturdaten das Jahr 1996 als „durchschnittlich“ für die Wärmeversorgung bezeichnen.

4 Wärmebedarf

Die Werte für den Wärmebedarf sind als Minimal-, Maximal- und Mittelwert für jeden Tag vorhanden. Die Mittelwerte sind in der [Abbildung 4-1](#) in zeitlicher Folge für den Verlauf des Jahres dargestellt. In dieses Diagramm sind ebenfalls die mittleren Außentemperaturdaten aufgenommen.

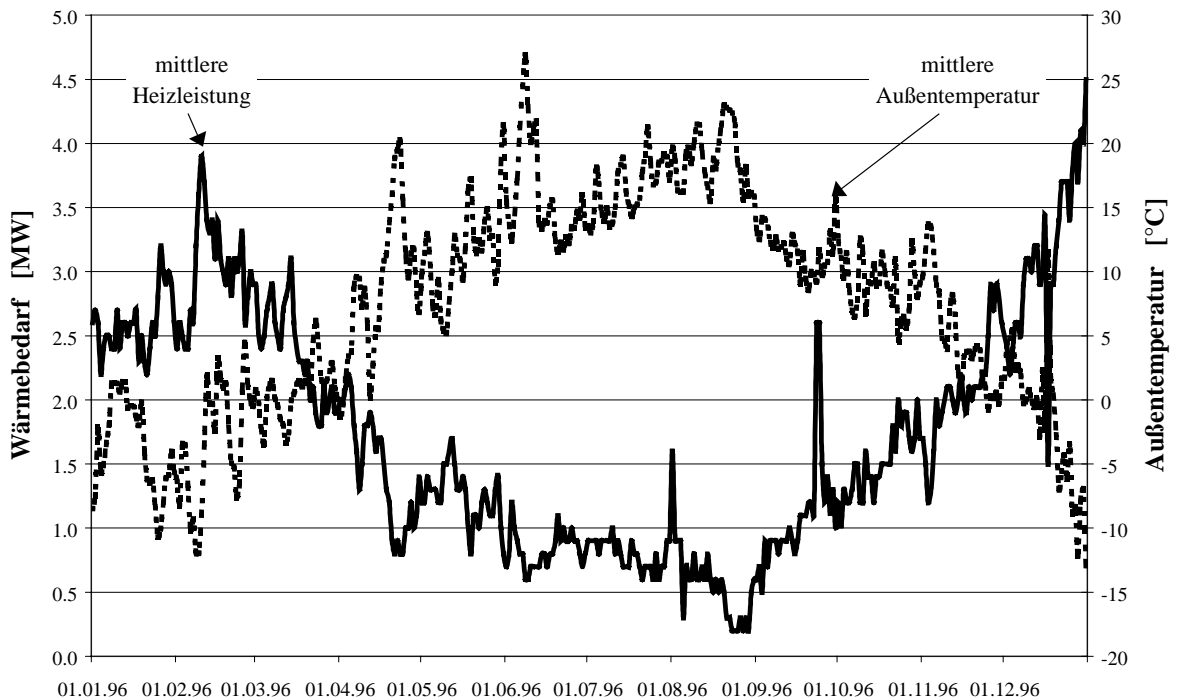


Abb. 4-1: Mittelwerte des Wärmebedarfs in zeitlicher Folge und Abgleich mit den Außentemperaturdaten

Ordnet man die Werte für den Wärmebedarf nach ihren Beträgen und trägt sie in abfallender Folge auf, so erhält man eine Darstellung des geordneten Wärmebedarfes (z. B. [Abbildung 4-2](#)). Durch diese Vorgehensweise geht die Zuordnung der Bedarfswerte zu konkreten Zeitdaten verloren.

Der geordnete Wärmebedarf stellt dennoch eine verbesserte Visualisierung der Verhältnisse dar. Auf diese Weise kann ein Vergleich mit anderen Fernwärmenetzen einfacher erfolgen. Ein weiterer Vorteil besteht darin, daß eine mathematische Beschreibung der Zuordnung vereinfacht werden kann. Nachteile treten immer dann deutlich hervor, wenn eine zeitliche Zuordnung der Bedarfswerte zu Jahreszeiten, Monaten oder bestimmten Tagen erforderlich ist. Für den Betrieb eines Fernwärmenetzes, dessen Versorgung nicht mit zeitlich zuzuordnenden Daten (z. B. dem Elektroenergiebedarf) abgeglichen werden muß, ist diese Darstellung sehr geeignet. Gerade bei Einbindung von geothermischer Energie in ein Heiznetz ist die zeitliche Zuordnung nicht erforderlich, denn im Gegensatz zu anderen regenerativen Energien stellt die Geothermie eine ständige, jahreszeitlich unabhängige, „ein- und ausschaltbare“ Energie zur Verfügung.

Eine typische geordnete Jahresganglinie für ein Heiznetz mit Wohnbebauung ist in [Schallenberg \(1996\)](#) für das Heiznetz in *Lemgo, Nordrhein-Westfalen* enthalten. Hier ist ebenfalls eine geeignete mathematisch bestimmte Ganglinie nach *Sochinsky* [[Zscherning](#),

1994] enthalten. Die zugehörige Darstellung ist in [Abbildung 4-2](#) wiedergegeben. Es zeigt sich eine gute Übereinstimmung. Daraus wird die Eignung des mathematischen Modells für vergleichende Studien abgeleitet.

[Abbildung 4-3](#) zeigt eine entsprechende Darstellung für die GHZ in Neustadt-Glewe im Jahre 1996. Sie beinhaltet neben den geordneten Meßdaten aus Neustadt-Glewe eine auf gleicher Basis entstandenen mathematisch bestimmte Ganglinie für den Wärmebedarf. Der Bedarf ist zu bestimmten Zeitschritten mit einer Exponentialfunktion berechnet worden.

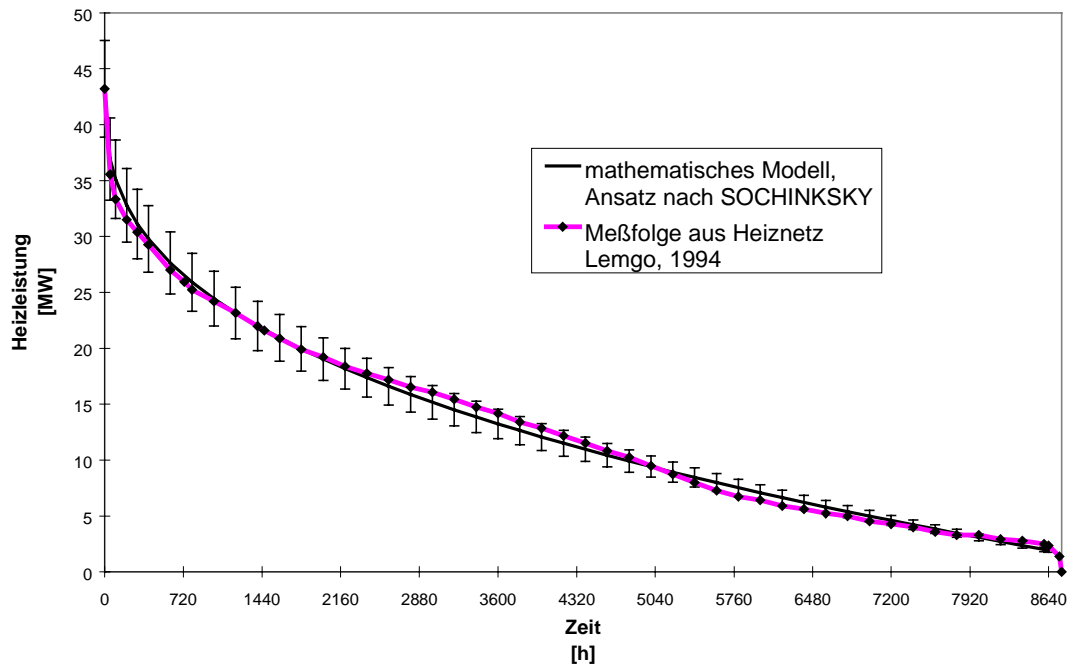


Abb. 4-2: Vergleich der Meßwerte aus dem Heiznetz in Lemgo und den Ergebnissen des mathematischen Modells

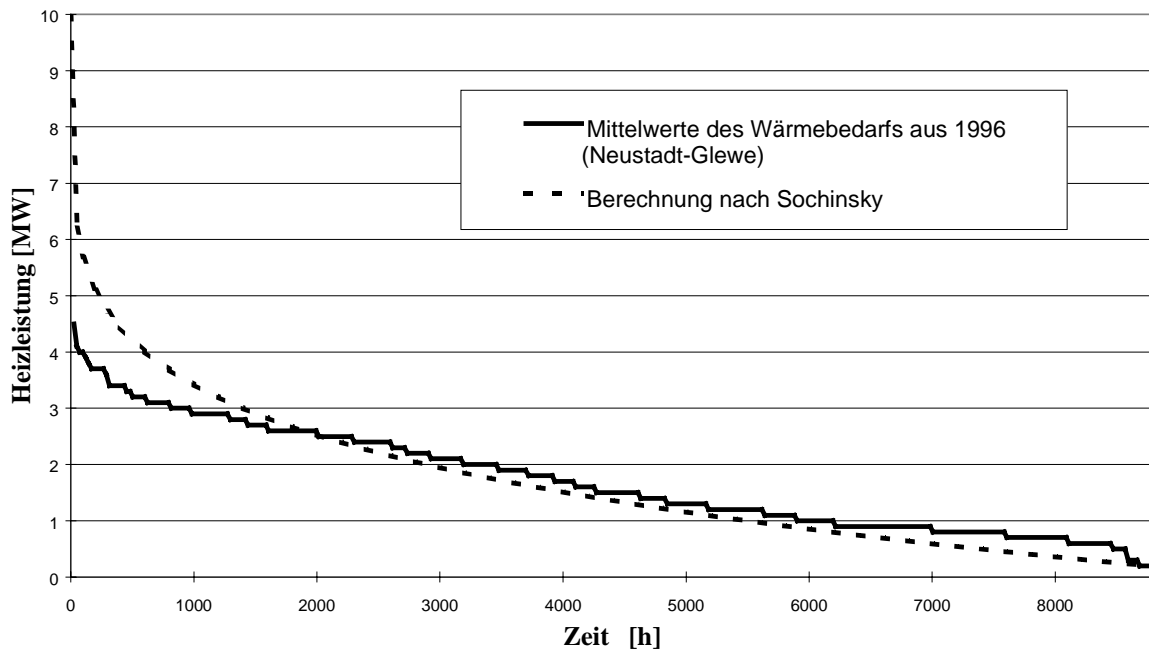


Abb. 4-3: Mittelwerte des Wärmebedarfs nach der Größe ihrer Beträge geordnet (geordneter Jahresgang) und berechnete Ganglinie

Im Falle der Auswertung nach [Abbildung 4-3](#) kann keine der [Abbildung 4-2](#) entsprechende, gute Übereinstimmung festgestellt werden. Die Meßdatenfolge zeigt einen nahezu linearen Abfall, was nicht den üblichen Ganglinien in Heiznetzen entspricht. Dieser Sachverhalt ist auf die Mittelung der Werte in Form von Tageswerten zurückzuführen. Hierdurch werden sowohl extreme Minimal- als auch extreme Maximalwerte herausgefiltert.

Eine exakte Rückrechnung auf den tatsächlichen Verlauf der Stundenwerte ist mit der Angabe von den Extremwerten und dem Mittelwert nicht möglich. Daher wurde versucht, eine einfache Aufteilung vorzunehmen, die eine Annäherung darstellt.

Der Minimalwert wird als Wert für die erste Stunde des Tages übernommen. Der Maximalwert ist derjenige, welcher in der letzten Stunde des Tages vorliegt. Den verbleibenden Stunden müssen nun Werte so zugeordnet werden, daß der Durchschnitt aller 24 Werte wieder dem Mittelwert entspricht. Daher wird über das Verhältnis der Minimal- zu den Mittelwerten und der Mittelwerte zu den Maximalwerten eine Aufteilung der verbleibenden Stunden vorgenommen, die dem umgekehrten Verhältnis entspricht. In jedem der beiden nun entstehenden Felder wird eine äquidistante Aufteilung vorgenommen. Das Ergebnis dieser Zerlegung ist für einen Tag in [Abbildung 4-4](#) wiedergegeben.

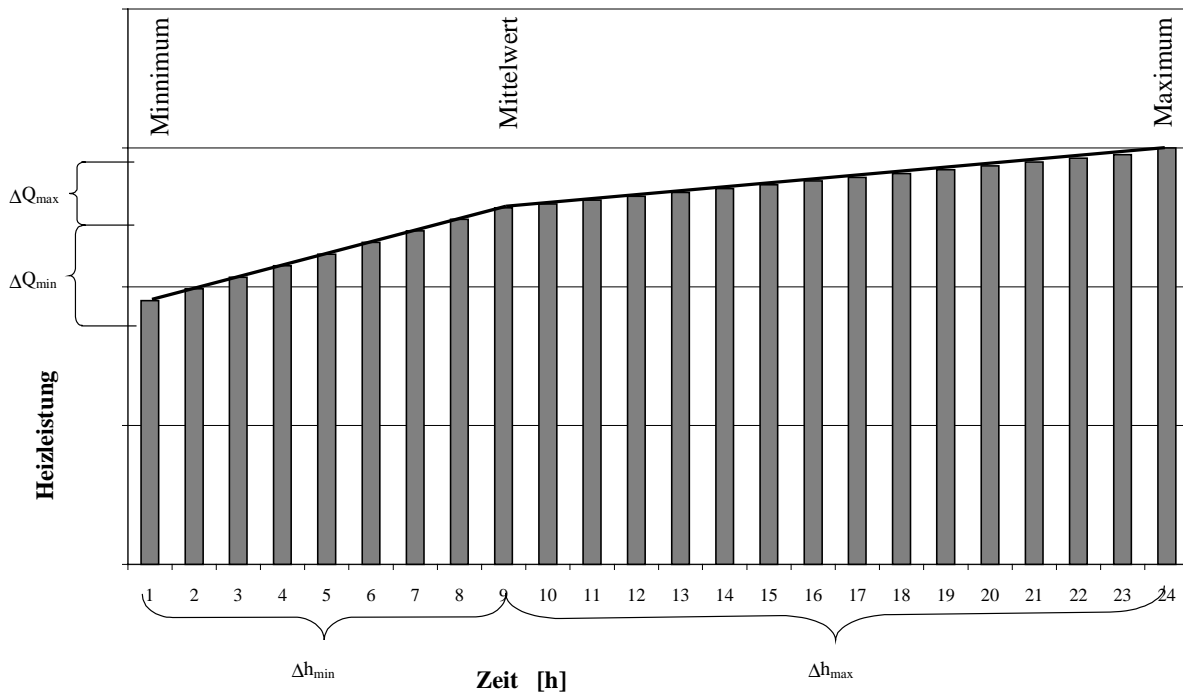


Abb. 4-4: Aufteilung der Minimal-, Maximal- und Mittelwerte in 24 Werte je Tag

Trägt man die so gewonnenen Werte in der Folge ihrer Beträge auf, erhält man wieder eine geordnete Jahresganglinie. Diese ist in [Abbildung 4-5](#) dargestellt. Hier ist wieder die gleiche Kalkulation wie in [Abbildung 4-3](#) zum Vergleich eingefügt. Eine deutlich verbesserte Übereinstimmung der aufbereiteten Meßdatenfolge mit dem mathematischen Ansatz ist abzuleiten. Dennoch ist auch hier besonders im Bereich des steilen Abfalls der Kurve eine deutliche Abweichung zu verzeichnen. Die Fläche unter der Kurve als Maß für die Wärmemenge wird durch eine geringe Abweichung über lange Zeiten im weiteren Verlauf ausgeglichen.

Für eine hinreichend genaue Darstellung einer geordneten Jahresganglinie kann also nur unter deutlichen Qualitätsverlusten auf Stundenwerte des Wärmebedarfes verzichtet werden.

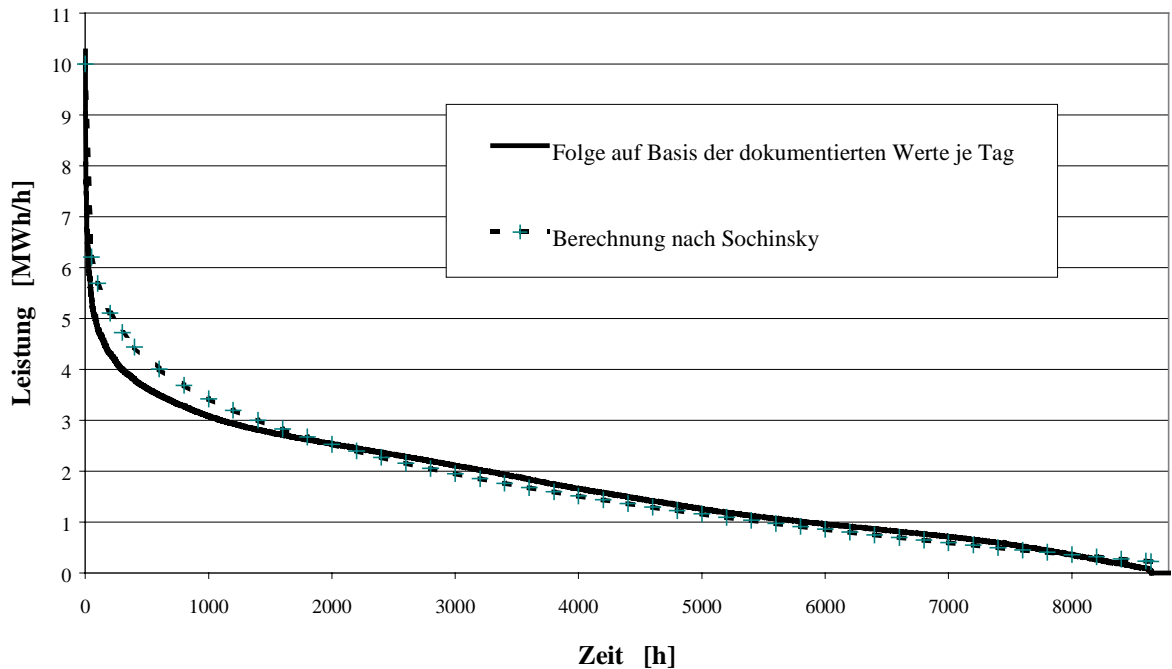


Abb. 4-5: Geordnete Jahresganglinie auf Basis von 24 Stundenwerten je Tag im Vergleich zur mathematischen Kalkulation mit den Parametern aus [Abbildung 4-3](#)

Zur detaillierten Betrachtung des Anteils geothermischer Leistung an der Bedarfsdeckung werden alle Einzelwerte dieser Leistung wie vorstehend in „Stundenwerte“ umgerechnet. Beim Ordnen der Werte ist zu beachten, daß der zeitliche Bezug zwischen dem Gesamtbetrag der Wärmeforderung und des geothermischen Deckungsanteils nicht verloren geht. Ordnet man die Werte unter Beachtung dieses zeitlichen Zusammenhangs, so erhält man den Verlauf nach [Abbildung 4-6](#). Auf Grund der Vielzahl der Daten ist keine geeignete Auflösung mehr zu erreichen. Ein weiterer Anlaß für die Unübersichtlichkeit ist, daß durch eine Vielzahl von kleinen Ungenauigkeiten in der Protokollierung und von kurzen Ausfällen des Geothermiekreises dieser „zerklüftete“ Verlauf der Geothermiewerte bei gleichmäßiger Ganglinie der Gesamtbedarfswerte entsteht. Teilweise wird dieser Effekt auf die Tatsache zurückzuführen sein, daß das betrachtete Jahr 1996 das erste Betriebsjahr der GHZ ist. In der Auswertung der Daten folgender Jahre wird sich zeigen, ob der Geothermiekreis verstärkt schwankende Leistungswerte liefert.

Zur Verbesserung der Darstellung ist in [Abbildung 4-6](#) ein Ausschnitt von 0 bis 1000 Stunden und 2 bis 6 MW vergrößert dargestellt. Im weiteren Verlauf des (nach Beträgen geordneten Betriebs-) Jahres wird nahezu der gesamte Bedarf im Fernwärmenetz aus der Geothermie gedeckt. Im vergrößert dargestellten Bereich kann das Zusammenspiel mit dem Spitzenlastkessel gezeigt werden.

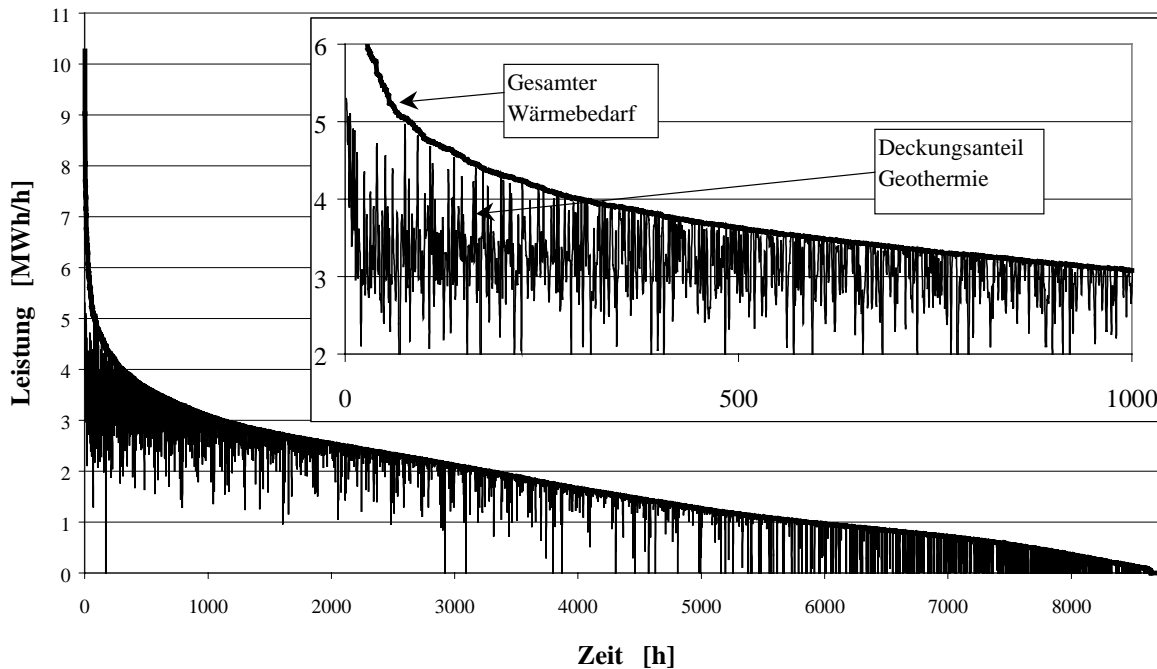


Abb. 4-6: Geordneter Jahresgang wie in [Abbildung 4-5](#) mit den Daten des Geothermiekreises; Das Diagramm innerhalb der Abbildung vergrößert einen Ausschnitt.

Auf Basis dieses Datensatzes ist ein Abgleich der Ganglinien 1996 in Neustadt-Glewe mit denen, die sich aus den Rechnungen nach [Schallenberg \(1998\)](#) ergeben, nur unzulänglich möglich. Betrachtet man jedoch die summierten Werte für den Verlauf eines Jahres, so stellt man fest, daß sich mit Hilfe des zitierten Modells ein um etwa 7 % erhöhter Anteil geothermischer Energie ergibt. Hiervon sind ca. 3 Prozentpunkte auf den einmonatigen Stillstand zurückzuführen. Die verbleibenden 4 % sind darauf zurückzuführen, daß eine Randbedingung des mathematischen Modells davon ausgeht, daß jede Wärmenachfrage, die geothermisch gedeckt werden kann, auch gedeckt wird. Hierbei wird der Zeitaufwand zur Regelung und Anpassung des Thermalwasserkreises an den neuen Betriebszustand vernachlässigt.

5 Schlußfolgerungen

Die Vergleichszahl für den Wärmebedarf, die Gradtagzahl, weist für das Betriebsjahr 1996 eine geringe Abweichung vom durchschnittlichen Wert auf. Das Jahr 1996 ist aus dieser Sicht als Vergleichsjahr geeignet.

Die Betriebsergebnisse zeigen unter Beachtung des Heizöleinsatzes (siehe Bericht *Die geothermische Heizzentrale in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996* hier: *Verbrauchsdaten*) eine Deckung des Bedarfes aus geothermischer Energie zu 82,5 %. Der geothermische Deckungsanteil aus Erdgas und geothermischer Energie beträgt 91 %.

Die analytische Berechnung nach Schallenberg (1996) liefert hier einen Wert von 98 %. Fehlerquellen liegen einerseits in der einmonatigen Stillstandszeit (4 %) und andererseits in der Modellvorgabe, welche die Steuerzeiten der Anlage nicht berücksichtigen. Eine dritte Quelle kann in der zeitlichen Detaillierung der Meßdaten liegen: Es zeigt sich, daß Tagesmittelwerte für eine genaue Auswertung nicht ausreichen. Die erforderliche Hochrechnung auf Stundenwerte kann Fehler beinhalten.

Abschließend wird auf Basis der approximierten Werte festgestellt, daß eine deutliche Abweichung des Betriebsergebnisses von den dokumentierten Planungswerten vorliegt.

6 Literatur

- Bachmann, I., Geothermie in Norddeutschland: Demonstrationsprojekt Neustadt-Glewe; in: Geothermische Fachtagung, 12.-15.10.1992, Erding bei München, 278-286, (Tagungsband), 1992.
- GEMIS, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS); Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie e. V. Darmstadt, 1995.
- Geothermische Energie; Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung; Heft 11, Sonderheft Neustadt-Glewe; Mai 1995.
- Hakansson, K., Handbuch der Fernwärmepraxis, Vulkanverlag Essen, Essen, 1986.
- Klimadaten der Deutschen Demokratischen Republik – Ein Handbuch für die Praxis;- Reihe B: Bd. 1 „Lufttemperatur“; Meteorologischer Dienst der Deutschen Demokratischen Republik; Potsdam, 1987.
- Matthews, C.S. und D.G. Russell, Pressure build-up and flow tests in wells – Monographie, Soc. Petr. Eng. J., Dallas, 1967.
- Rockel, W. und R. Werner, Die geologischen Bedingungen für die Thermalwassergewinnung und –verpressung; in: Geothermische Energie; Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung; Heft 11, Sonderheft Neustadt-Glewe; Mai 1995.
- Schallenberg, K., [Einfluß der Netztemperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis](#), in: Ehrlich, H., K. Erbas und E. Huenges (Hrsg.): Angebotspotential der Erdwärme sowie rechtliche und wirtschaftliche Aspekte der Nutzung hydrothormaler Ressourcen, Geothermie Report 98-1, GeoForschungsZentrum Potsdam, p. 82-95, 1998.
- Schallenberg, K., Systemanalytische Erfassung von Nutzungsanlagen hydrogeothermaler Ressourcen. Beispiel: Einfluß der Temperaturen in den Abnehmersystemen auf den Wärmegestehungspreis, in: Geothermie - Energie der Zukunft, 4. Geothermische Fachtagung, 18.-20.09.1996, Konstanz, 200-207, (Tagungsband), 1996.
- Seibt, A., T. Kellner und P. Hoth, Charakteristik der geothermischen Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg-Vorpommern; in: Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E. Huenges, (Hrsg.): Geowissenschaftlichen Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrothormaler Ressourcen in Norddeutschland, Geothermie Report 97-1, GeoForschungsZentrum Potsdam, 1997.
- Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, Recknagel, Sprenger und Schramek; Oldenbourg Verlag GmbH, München, 1995.
- Zschernig, J., Berechnung der optimalen Konfiguration von Wärmeerzeugungsanlagen, Energieanwendung, Energie- und Umwelttechnik, 43. Jg., Heft 4, Leipzig Stuttgart, April 1994.

Leistung der Unterwassermotorpumpe im Betriebsjahr 1996

Kuno Schallenberg und Dr.-Ing. Heiner Menzel***

* *GeoForschungsZentrum Potsdam*

** *Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH*

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	30
2 Bestimmung der elektrischen Leistung der UWP.....	30
2.1 Vorgehensweise zur Berechnung der erforderlichen Leistung	31
2.2 Abschätzung der Stoffwerte.....	32
2.3 Vergleich der berechneten und der gemessenen Werte	34
2.4 Bestimmung der zusätzlich eingesetzten Elektroenergiemenge	36
3 Schlußfolgerung	37
4 Literatur.....	38

Abstract

The power of the downhole motor pump of the geothermal heating plant of Neustadt-Glewe was measured. The comparison with data from flow rate observations during operation allows to indicate the technical state of the pump.

1 Einleitung

Aus den in 1996 aufgenommenen Meßdaten der geothermischen Heizzentrale in Neustadt-Glewe lassen sich Aussagen zum Einsatz der Unterwassermotorpumpe (UWP) treffen.

Da vom 5.8.1996 bis zum 5.9.1996 eine Betriebsunterbrechung des Geothermieteils wegen einer Reparatur an der UWP erforderlich war, sind Betriebszustände sowohl mit vollständig funktionsfähiger Pumpe als auch im gestörten Pumpenbetrieb erfaßt worden. Der Defekt der Pumpe ließ eine Weiterführung des Betriebes zu, so daß die Anlagenstillegung nicht zeitgleich mit dem Eintritt des Defekt gewesen ist.

Zum Vergleich der Datenreihen erfolgt eine Berechnung des erforderlichen Energieaufwandes zum Betreiben der Pumpe unter Beachtung aller Druckverluste des strömenden Thermalwassers. Die Herleitung der erforderlichen Stoffwerte des Mediums ist Voraussetzung für diese Berechnung. Die bestimmten theoretischen Werte werden ins Verhältnis zu den gemessenen gesetzt. Aus der Darstellung dieser Folge läßt sich ableiten, zu welcher Zeit der Defekt eingetreten ist.

Dieses Datum teilt die Reihe der Meßwerte in zwei Folgen auf: eine beinhaltet die Verhältnisse bei korrekt arbeitender Pumpe, die andere zeigt den Aufwand beim Betrieb mit Defekt. Aus dieser Gegenüberstellung läßt sich der zusätzlich erforderliche Elektroenergieeinsatz zum Betrieb der „angeschlagenen“ Pumpe beziffern.

2 Bestimmung der elektrischen Leistung der UWP

Der Elektroenergieeinsatz für den Antrieb der Unterwassermotorpumpe wird in der Dokumentation der Meßdaten nicht direkt erfaßt.

Die installierte Pumpe der Firma CENTRILIFT ist drehzahlregelbar. Dieser Regelvorgang wird über die Veränderung der Eingangsfrequenz und der Eingangsspannung bewirkt. Aus diesem Grund sind ein Frequenzumformer und ein Transformator zwischen der Pumpe und dem Elektronetz erforderlich. Der Transformator wird mit den üblichen Elektronetzparametern (3-phasiger Drehstrom, 3 x 220 V, 50 Hz) versorgt. Gemessen wird der primärseitig durch den Transformator fließende Strom. Der Strom jeder einzelnen Phase wird dokumentiert.

An jeder Phase liegt eine effektive Spannung von 220 V an. Das Produkt dieser Spannung mit dem dokumentierten Strom ergibt die über diesen Strang zugeführte Leistung. Nach Addition der drei Leistungen (drei Phasen!) muß das Ergebnis mit dem Faktor $1/\sqrt{3}$ korrigiert werden, um die Phasenlagen der drei Phasen zueinander zu berücksichtigen. Die Berechnung ergibt eine Antriebsleistung der Pumpe von etwa 90 kW bei einem Volumenstrom von 100 m³/h.

Um auch hier einen Abgleich mit den Daten aus der Projektphase vorzunehmen, sind die Auslegungsvorgaben und –ergebnisse der Firma CENTRILIFT zum Vergleich herangezogen worden. Diese Daten sind in der Tabelle 2-1 dargestellt.

Da dieser Tabelle ein um etwa 30 % erhöhter Wert für den elektrischen Leistungsbedarf bei einem Volumenstrom von 100 m³/h zu entnehmen ist, erfolgt eine rechnerische Bestimmung des Wertes.

Rate	[m ³ /h]	50	60	70	80	90	100	110	120	130
TDH	[m]	168	170	172	175	178	182	186	190	192
Range 0-1.0		-0,09	0,06	0,2	0,33	0,45	0,56	0,65	0,73	0,76
Frequency	[Hz]	41,6	42,7	43,8	45,0	46,3	47,8	49,5	51,5	52,5
Voltage	[V]	731	751	770	791	814	840	871	905	924
L.F.		0,44	0,49	0,53	0,58	0,63	0,68	0,74	0,80	0,83
Current	[A]	61	64	67	70	74	79	83	88	91
P.F. (cos)		0,69	0,72	0,74	0,76	0,78	0,80	0,81	0,82	0,83
Motor eff %		84	85	85	86	87	87	87	88	88
Pump eff %		59	63	67	69	71	72	72	71	71
M + P EFF %		49	54	57	60	61	63	63	63	62
Surface kVA		79	85	91	99	107	117	129	142	149

Tab. 2-1: Daten zur Pumpenauslegung in der Projektphase [CENTRILIFT, 1997]

2.1 Vorgehensweise zur Berechnung der erforderlichen Leistung

Um die Antriebsleistung zu berechnen, die von den Pumpenrädern einer Pumpe an die Strömung zu übertragen ist, muß der zu überwindende Widerstand bekannt sein. Dieser läßt sich durch eine Berechnung der Druckverluste beim Förderprozeß bestimmen. Die Antriebsleistung muß dann mit dem Wirkungsgrad für Pumpe und Elektromotor laut Tabelle 2-1 versehen und mit den Meßwerten verglichen werden.

Die Berechnung des durch die Pumpe auszugleichenden Druckverlustes enthält mehrere Elemente:

- Druckverluste sind für die Entnahme des Thermalwassers aus dem Horizont zu verzeichnen. Die Höhe dieser Verluste läßt sich aus dem Produktionsindex des Aufschlusses bestimmen. Nach Angaben aus der Literatur ([[Geothermische Energie, 1995](#)] und [[Bachmann, 1992](#)]) wird dieser Wert mit 180 m³/(h*MPa) angenommen.
- Druckverluste treten beim Strömungsvorgang durch Rohrleitungen auf. Hier wurde die Geometrie des Bohrungsausbaus in Anlehnung an das Verrohrungsschema in [Geothermische Energie \(1995\)](#) zur Berechnung herangezogen. Die Druckverlustberechnung erfolgte in Anlehnung an die übliche Vorgehensweise (siehe z. B. [Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 94/95](#), Kapitel 14) durchgeführt. Die Reibungszahl für die Verrohrung bis zur Pumpe (7“, Stahlrohr) wurde mit 0,018 und für die Förderrohrtour oberhalb der Pumpe (5 ½“, GFK Rohr) mit 0,014 angenommen. Die Zahlen sind abhängig von der Reynoldszahl, die sich je nach Volumenstrom einstellt. Die Werte werden jedoch als konstant angenommen. Hierin ist ein Fehler begründet, der die Abhängigkeit der Berechnungsgenauigkeit vom Volumenstrom anzeigt. Für einen hohen Volumenstrom (125 m³/h) beträgt die Reynoldszahl im 7“ Rohr ca. 570.000, für 40 m³/h verringert sich dieser Wert auf ca. 180.000. Der Einfluß der Reynoldszahl auf die Reibungszahl ist in diesem Bereich gering (siehe [Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 94/95](#), Abbildung 147-5).

- Eine weitere Einflußgröße auf die Pumpenleistung stellt die Lage des statischen Ruhespiegels der Wassersäule in der Bohrung dar. Dieser Wert ist in der Literatur ([[Geothermische Energie, 1995](#)] und [[Bachmann, 1992](#)]) mit ca. 110 Metern unter der Geländeoberkante (GOK) angegeben. Bei [Rockel, \(1995\)](#) (siehe auch Beitrag in diesem Heft) ist ein Wert von 74 Metern unter GOK zu finden. Gerade diese Angabe spielt jedoch eine wesentliche Rolle. Die Rechnungen zeigen, daß für den Fall 1 (110 m) etwa 50 % des gesamten Aufwandes auf diese Größe zurückzuführen ist, während es im 2. Fall nur noch 40 % sind. Im zweiten Fall beträgt die gesamte zu überwindende Druckdifferenz nur noch 85 % des ersten Falles!
- Der statische Ruhespiegel des Thermalwasser stellt sich aufgrund einer ausgeglichenen Druckbilanz am Zutritt aus der Bohrung in das Aquifer ein. Innerhalb der Bohrung stellt sich der Spiegel so ein, daß der hydrostatische Druck der Säule dem Aquiferdruck entspricht. Die Säulenhöhe hängt hierbei maßgeblich von der Dichte der Flüssigkeit ab. Wenn der Ruhespiegel für ein mit dem umgebenden Gestein ausgeglichenes Temperaturprofil über der Bohrtiefe (Bohrung war vor der Messung in Ruhe) gemessen wird, ist die Temperatur des Fluids im Durchschnitt über der Bohrtiefe niedriger als unmittelbar nach einem Pumpversuch oder im Betrieb. Hieraus resultiert eine höhere Dichte und damit eine geringere erforderliche Säulenhöhe. Die Differenz zwischen der Bohrtiefe und der Säulenhöhe (der Ruhespiegel) ist dann größer, wenn die Fluidichte niedriger (Temperatur höher) ist. Einfache Abschätzung mit linear gemittelten Durchschnittswerten der Dichte führen zu einer Spiegeldifferenz von 33 m (im Vergleich weichen die gemessenen Werte um 36 m ab). Da die Meßwerte während des Betriebs bestimmt wurden, wird in die weitere Rechnung der kleinere, dokumentierte Wert (74 m) übernommen.
- Als letzte wesentliche Einflußgröße stellt sich der Druck im Sondenkopf dar. Dieser kann in Abhängigkeit vom Volumenstrom (Druckverluste in den Rohrleitungen und durchströmten Bauteilen) und der Filterbeladung variieren. Er ist als Wert dokumentiert und kann so auf einfache Weise in die Rechnung einbezogen werden.

Die Summation der einzelnen Verluste ergibt den gesamten Druckverlust. Die Antriebsleistung der Pumpe wird berechnet als Produkt aus dem Volumenstrom mit dem gesamten Druckverlust dividiert durch den Wirkungsgrad der Baugruppe Pumpe, Motor und Regelung.

2.2 Abschätzung der Stoffwerte

Die Berechnung der Strömungsverluste erfordert die Vorgabe der Größen „Dichte“ und „Viskosität“ des Thermalwassers. Beide Werte sind von der Mineralisation, der Temperatur und dem Druck des Mediums abhängig. Werte in der Literatur sind für die Dichte z. B. in [Rockel \(1995\)](#) und in [Seibt \(1997\)](#) mit 1147 kg/m³ nachzulesen. Diese Werte sind für Laborbedingungen (20 °C und 1 bar) dokumentiert. Werte für die Viskosität der Wässer am Standort Neustadt-Glewe liegen nicht vor.

Werden Viskosität und Dichte als konstant angenommen, so muß zunächst eine Analyse der dadurch verursachten Fehler vorangestellt werden.

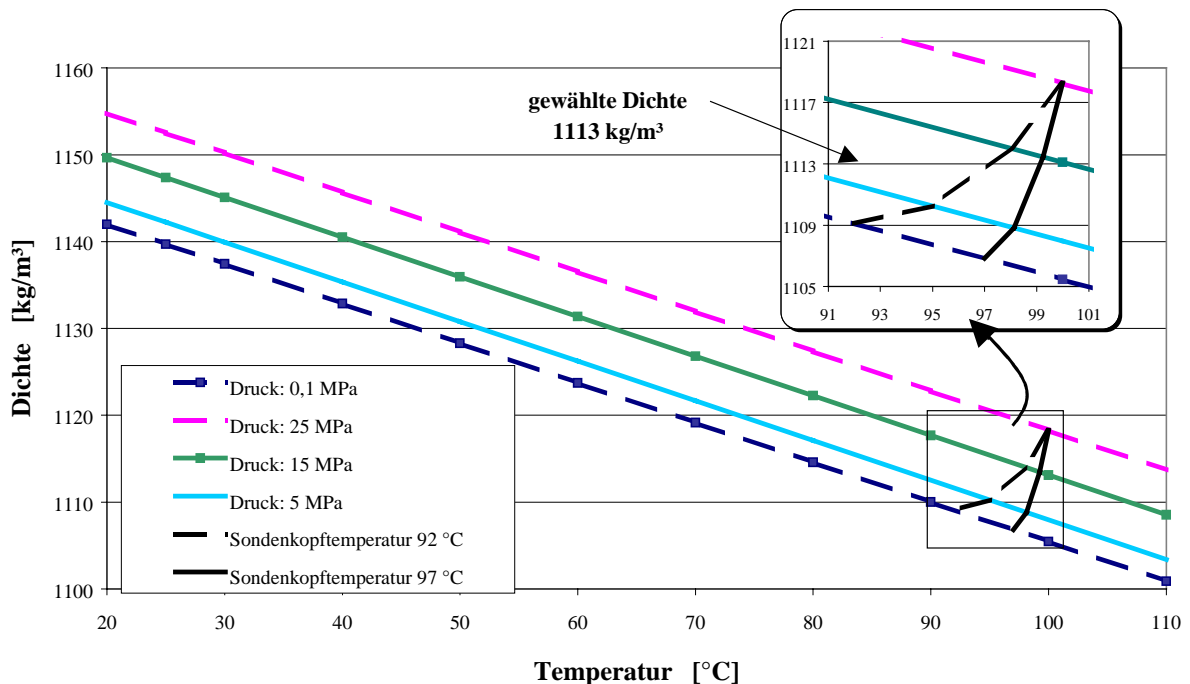
In [Häfner \(1985\)](#) sind Formeln und Diagramme zur Bestimmung der Dichte- und Viskositätswerte angegeben. Ausgehend von einer Mineralisation von 220 g/l [siehe [Geothermische Energie, 1995](#)] und unter Vorgabe einer reinen Lösung von Natrium Chlorid (NaCl) weist [Häfner \(1985\)](#) eine Dichte von 1142 kg/m³ für 20 °C aus. Gleichung (1) [ebenfalls: [Häfner, 1985](#)] beschreibt die Temperatur- und Druckabhängigkeit der Dichte:

$$\text{Gleichung (1): } \rho(p, T) \approx \rho_0 \left[1 + \chi_w (p - p_0) - \beta_w (T - T_0) \right]$$

Mit:	ρ, ρ_0	Dichte des Fluids
	T, T_0	Temperatur des Fluids
	p, p_0	Druck des Fluids
	χ_w	Kompressibilität des Wasser, $4,5 \cdot 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ nach Häfner, 1985
	β_w	thermischer Ausdehnungskoeffizient von Wasser, $4 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ nach Häfner, 1985
	<i>Index 0</i>	Bezugswerte für T, p, ρ

Durch Eingabe der abgelesenen Dichte bei Normbedingungen in Gleichung (1) (Bezugswerte mit Index 0) läßt sich ein Feld von Werten mit Druck- und Temperaturzuordnung erzeugen. Abbildung 2-1 beinhaltet diese Daten aufgetragen über der Temperatur mit dem Parameter Druck. Hierin ist eine thermodynamische Zustandsänderung, wie sie bei der Förderung des Thermalwasser auftritt, qualitativ wiedergegeben. Eine exakte Wiedergabe der Sachverhalte würde die Kenntnis des Temperaturprofils im Fluid über der Lauflänge der Bohrung erfordern. Diese Daten liegen nicht vor.

Bei hohem Druck und hoher Temperatur wird das Thermalwasser dem Horizont entnommen (Horizontbedingungen). Je nach Volumenstrom findet eine mehr oder weniger starke Abkühlung des Wassers auf dem Weg zum Sondenkopf statt. Bei sinnvollen Vorgaben der Werte für die Sondenkopftemperatur zeigt sich, daß nur ein kleines „Fenster“ für die Festlegung der Dichte von Bedeutung ist. Aus der Mittelung ergibt sich ein Wert von 1113 kg/m^3 , der in den



nachfolgenden Berechnungen genutzt wird.

Abb. 2-1: Dichte als Funktion der Temperatur mit dem Kurvenscharparameter Druck

Ähnliche Betrachtungen für die Viskosität auf Basis der selben Literatur [Häfner, 1985] zeigen, daß die Druckabhängigkeit im vorliegenden Temperatur- und Druckbereich vernachlässigt werden kann. Der Fehler hierdurch liegt bei maximal 1 % (Abbildung 2-2 aus: Häfner, 1985). Die gleiche Abbildung zeigt auch die Abhängigkeit der Viskosität als Funktion der Temperatur mit dem Parameter Salinität. Hier wurde für eine Temperatur von ca. 96 °C (an-

genommene mittlere Temperatur über alle wesentlichen Zustände) ein Wert von 0,000485 Pa*s abgelesen.

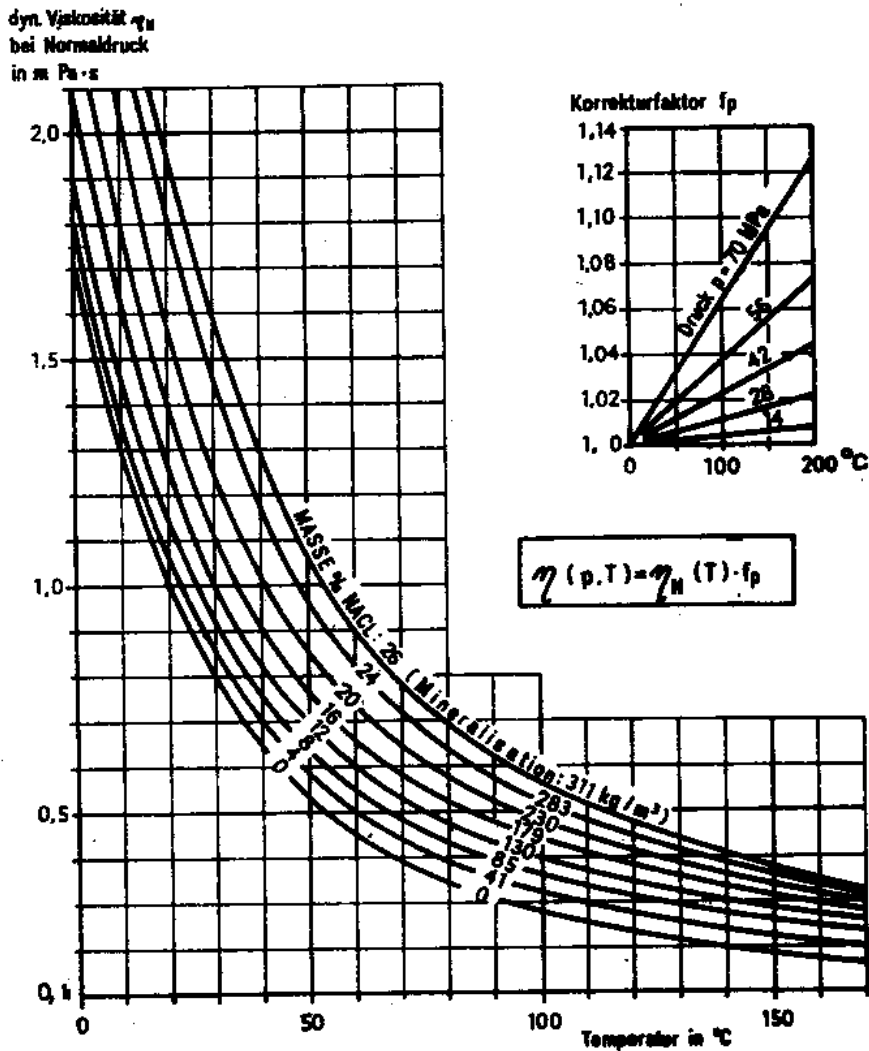


Abb. 2-2: Dynamische Viskosität mineralisierter Wässer in Abhängigkeit von der Temperatur und Korrekturfaktoren als Funktion des Druckes [aus Häfner, 1985 nach Matthews, 1967]

2.3 Vergleich der berechneten und der gemessenen Werte

Führt man nun die vollständige Berechnung mit vorstehenden Vorgaben aus, so stellen sich die gemessene und die berechnete Wertefolge der Antriebsleistung der Pumpe wie in Abbildung 2-3 dar. Die ausgezogene Linie zeigt die Werte der Meßfolge, die gestrichelte diejenigen der berechneten Ergebnisse (beides Leistungswerte). Zu diesen beiden Kurven gehört die linke Achse. Die obere Linie spiegelt den Volumenstrom (rechte Achse) wider.

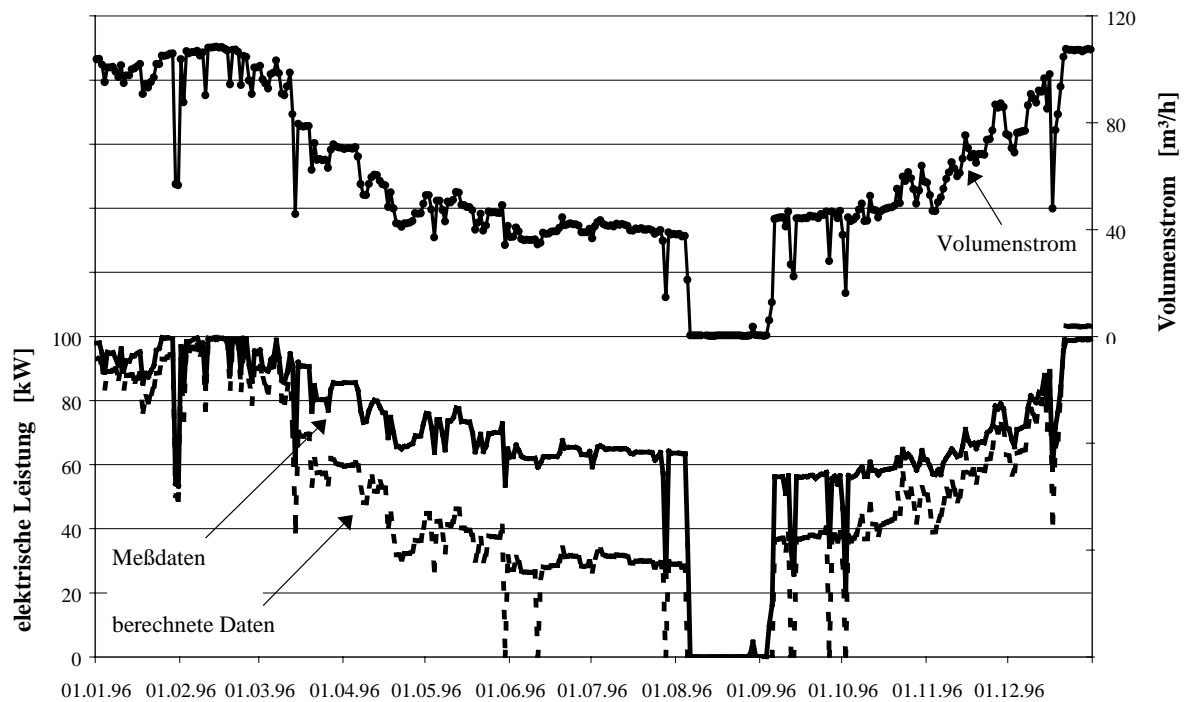


Abb. 2-3: Jahresgang des Pumpenenergieeinsatzes als Meßfolge und als berechnete Zahlenreihe

Die Werte zeigen für hohe Volumenströme eine gute Übereinstimmung. Bei niedrigen Volumenströmen zeigt sich eine deutliche Abweichung. Diese kann nicht ausschließlich auf die konstant angenommene Reibungszahl zurückgeführt werden. Der Fehler dieser Annahme wirkt sich auf den Druckverlustanteil aus, der auf die Rohrreibung zurückzuführen ist. Er wird sich im Bereich von 20 % des Wertes bewegen. Der Druckverlust durch die Rohrreibung nimmt jedoch bei niedrigem Volumenstrom nur einen Anteil von ca. 20 % des Wertes für den gesamten Druckverlust ein. Eine andere Fehlerquelle kann der vorausgesetzte Verlauf des Pumpenwirkungsgrades in Abhängigkeit des Volumenstromes sein (siehe hierzu Tabelle 2-1). Es erscheint zunächst fehlerhaft zu sein, daß die berechneten Werte gelegentlich Null werden, während die Meßwerte eine Leistung angeben. Diese Tatsache ist wieder auf die Mittelwertbildung zurückzuführen. Im Falle der Meßwerte wird der durchschnittliche Wert für die Stromaufnahme auch dann notiert, wenn der durchschnittliche Fördervolumenstrom unter den Wert von 35 m³/h sinkt. Die Berechnung gibt für kleine Volumenströme den Wert Null an, weil sich für diese kein technisch sinnvoller Wirkungsgrad angeben läßt.

In Abbildung 2-4 ist der Quotient aus den berechneten Werten und den Meßwerten gebildet. Erwartungsgemäß ergibt sich eine starke Variation. Interessanterweise zeigt die Kurve einen deutlichen Einbruch vom 12. auf den 13. März des Jahres 1996. Der Unterschied der Verhältnisse beträgt nahezu 20 %. Es findet im weiteren Gang der Kurve bis zur Pumpenwartung kein ähnlich signifikanter Anstieg statt. Erst die erneute Inbetriebnahme der Pumpe nach der Wartung zeigt bei ähnlichen Volumenströmen ein um ca. 20 % besseres Verhältnis. Es wird bestätigt: Der Pumpendefekt trat am 12. oder 13. März ein.

Dies läßt den Schluß zu, daß Gegenüberstellungen von theoretischen Betrachtungen und Meßwerten auch im laufenden Betrieb geeignet sind, Fehlerquellen (hier gezeigt am Beispiel der UWP) aufzuzeigen.

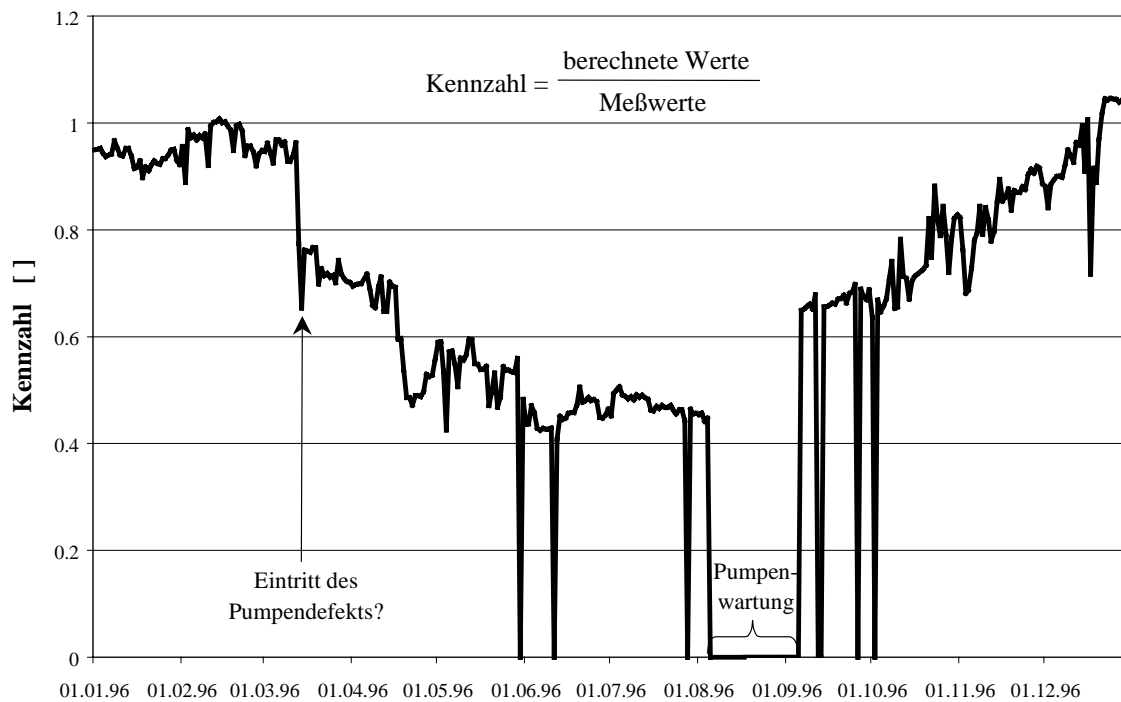


Abb. 2-4: Quotient der berechneten und der gemessenen erforderlichen elektrischen Leistung zum Antrieb der Unterwassermotorpumpe

2.4 Bestimmung der zusätzlich eingesetzten Elektroenergiemenge

Ausgehend von dem im letzten Kapitel bestimmten Datum des Eintritts des Pumpendefekts wird nun die Folge aller Meßwerte des Elektroenergieeinsatzes im Betriebsjahr 1996 in zwei Bereiche eingeteilt. Die Meßwerte des Elektroenergieeinsatzes in der Zeit vom 13.3.1996 bis zum 5.8.1996 bilden die erste Folge. In dieser Zeit war die Pumpe nicht voll funktionsfähig. Der zweite Bereich umfaßt den Zeitraum, indem die Pumpe entweder noch voll funktionsfähig oder schon repariert war. Das ist die Zeit zu Beginn des Jahres bis zum Eintritt (1.1.1996 bis 12.3.1996) und die Zeit nach der Wiederinbetriebnahme (6.9.1996 bis 31.12.1996). Diese beiden Folgen sind in Abbildung 2-5 als Funktion des Fördervolumenstroms dargestellt. Erwartungsgemäß zeigt sich eine deutliche Zweiteilung. Dies untermauert die Vermutung, daß der Defekt tatsächlich am 12.3.1996 aufgetreten ist. Ebenfalls erwartungsgemäß zeigt die 1. Kurve bei gleichen Volumenströmen einen höheren Elektroenergieeinsatz.

Um den zusätzlichen Energieaufwand zu bestimmen, wurde die zweite Folge mit einem Polynom 4. Grades angenähert (siehe Abbildung 2-5). Anschließend wurde für jeden Punkt der 1. Folge der Abstand zu diesem Polynom bestimmt und, da es sich um Tagesmittelwerte handelt, mit 24 Stunden multipliziert. Nach der Aufsummierung ergibt sich auf diese Weise für den zusätzlichen Elektroenergieaufwand ein Wert von etwa 45 MWh. Der gesamte Aufwand zum Pumpenantrieb ist im Betriebsjahr 1996 mit etwa 590 MWh anzugeben. Der Fehlbetrag liegt bei etwa 8 % des gesamten Aufwandes.

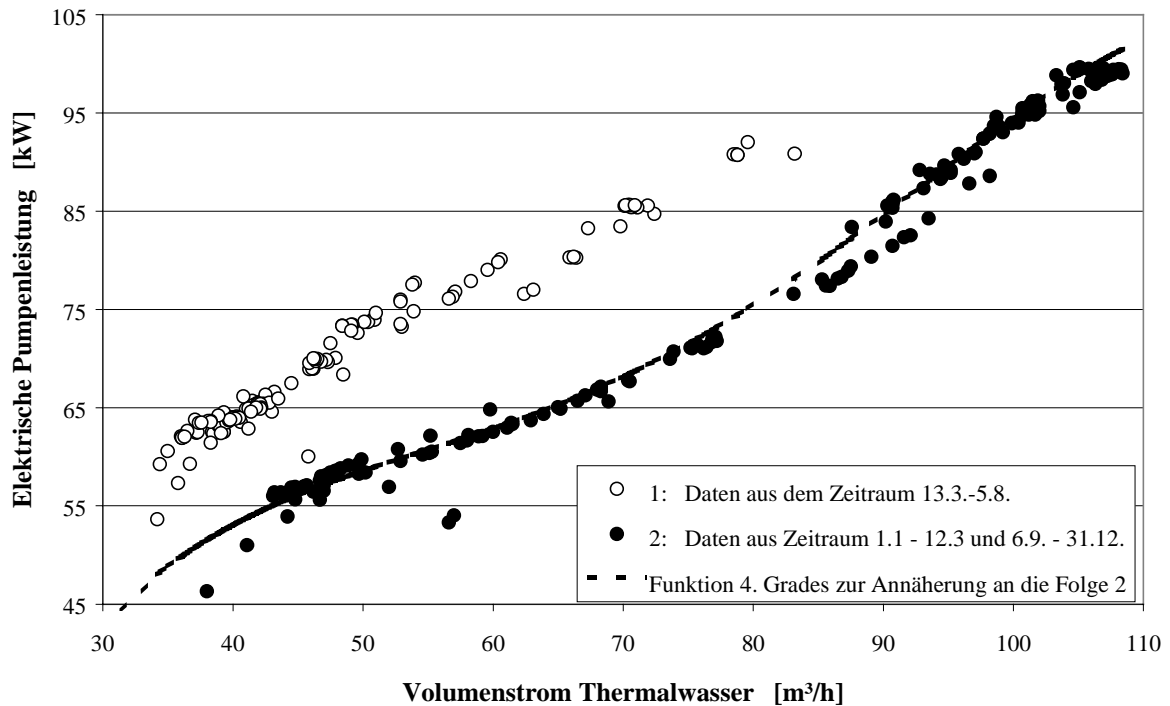


Abb. 2-5: Elektrische Pumpenleistung der UWP als Funktion des geförderten Volumenstroms. Die beiden Folgen stellen unterschiedliche Zeiträume des Betriebsjahres 1996 dar.

3 Schlußfolgerung

Die Auswertung der Meßwerte des Betriebsjahres 1996 zeigt, daß mit dem Einsatz von 590 MWh Elektroenergie zum Antrieb der UWP insgesamt 13.727 MWh Wärme aus der Erde an das Heiznetz geliefert werden konnten (vergleiche Beitrag *Das Geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996*, hier *Tabelle 4-1* in diesem Band). Es wurde also mehr als 23 mal so viel Wärme „geerntet“, wie an Elektroenergie-Einsatz erforderlich war.

Die Berechnung der maximalen erforderlichen Pumpenleistung, der Auslegungsleistung stützt sich auf Literaturwerte für die geologischen, geometrischen und werkstofftechnischen Randbedingungen und die Angaben des Pumpenherstellers. Für diesen Zweck können auch die erforderlichen Stoffwerte unter Beachtung der Temperatur- und Druckparameter auf Basis von Literaturwerten bestimmt werden. Die Annahme konstanter Stoffwerte ist begründbar und sinnvoll. Die Berechnung der Auslegungsleistung kann auf dieser Basis ausreichend genau erfolgen.

Die unter den gewählten Randbedingungen berechnete Ganglinie der Pumpenleistung zeigt Abweichungen von den Meßdaten von 1996.

Aus der Auftragung des Quotienten aus berechneten und gemessenen Daten kann der Zeitpunkt des Pumpendefektes abgelesen werden. Eine derartige Aufbereitung der Meßdaten würde schon während des Anlagenbetriebes, also praktisch „On-Line“ Aussagen zum Zustand der Pumpe liefern. Sie sollte zukünftig in die Visualisierungsprogramme integriert werden, denn hierin können alle Einflußgrößen (z. B. Sondenkopfdruck, Volumenstrom..) einbezogen und als zusätzliche Einflußgrößen ausgeschlossen werden.

Die Bestimmung des Zeitpunkts des Pumpendefektes läßt sich durch Trennung der Meßwerte der elektrischen Leistung in einen Bereich innerhalb der Zeit vom Pumpendefekt bis zur Reparatur und eine Folge außerhalb dieses Zeitraumes untermauern.

Durch Vergleich der beiden Folgen kann der zusätzliche Energieaufwand aufgrund des Defektes mit ca. 8 % des Gesamtaufwandes des Jahres 1996 abgeschätzt werden. In bezug auf den Elektroenergieverbrauch kann der Einfluß des Defektes als „gering“ eingestuft werden.

4 Literatur

Bachmann, I., Geothermie in Norddeutschland: Demonstrationsprojekt Neustadt-Glewe; in: Geothermische Fachtagung, 12.-15.10.1992, Erding bei München, 278-286, (Tagungsband), 1992.

CENTRILIFT, Auskunft des Mitarbeiters Herr de Bie, basierend auf Datenblättern von 1994, März 1997.

Geothermische Energie, Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung, Heft 11, Sonderheft Neustadt-Glewe, Mai 1995.

Häfner, F., M. Lauterbach und H.F. Bamberg, Physikalische Eigenschaften von Grund- und mineralisiertem Wasser, von Erdöl und Erdgas; in: Geohydrodynamische Erkundung von Erdöl-, Erdgas- und Grundwasserlagerstätten, Zentrales Geologisches Institut Berlin, Heft1, Jahrgang 26/1985.

Matthews, C.S. und D.G. Russell, Pressure build-up and flow tests in wells – Monographie, Soc. Petr. Eng. J., Dallas, 1967.

Rockel, W. und R. Werner, Die geologischen Bedingungen für die Thermalwassergewinnung und –verpressung; in: Geothermische Energie, Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung; Heft 11, Sonderheft Neustadt-Glewe, Mai 1995.

Seibt, A., T. Kellner und P. Hoth, Charakteristik der geothermischen Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg-Vorpommern; in: Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E. Huenges (Hrsg.), Geothermie Report 97-1, Geowissenschaftlichen Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrothermalen Ressourcen in Norddeutschland, STR97/15, GeoForschungsZentrum Potsdam, S. 134-149, 1997.

Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, Recknagel, Sprenger und Schramek; Oldenbourg Verlag GmbH, München, 1995.

Strömungsmechanische Betrachtung des Thermalwasserkreislaufs der Geothermieanlage Neustadt-Glewe

Manfred Rinke, GeoForschungsZentrum Potsdam

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung, Aufgabenstellung.....	40
2 Methodik und Lösungsweg	40
2.1. Beschreibung der Anlage	40
2.1.1 Untertageteil.....	41
2.1.2 Obertageteil.....	41
2.2 Hydraulisches Modell zur Berechnung der Kopfdrücke und Spiegeländerungen in der Förder- und Injektionsbohrung	42
2.2.1 Berechnung der Ruhewasserspiegel	45
2.2.2 Berechnung der Kopfdrücke an der Injektionssonde.....	45
2.3. Auswertung von Betriebsdaten der GHZ Neustadt-Glewe.....	49
2.3.1 Abschnitt Unterwasser-Motor-Pumpe bis Sondenkopf Förderbohrung	49
2.3.2 Strömungsvorgänge am Rohrkrümmer der Fördersonde.....	49
2.3.3 Strömungsvorgänge am und im Behälter B 01	50
2.3.4 Strömungsvorgänge in den Filterbatterien.....	50
2.3.5 Strömungsvorgänge am Regelventil im Filterhaus II und im Verpreßstrang der Injektionsbohrung.....	50
2.3.6 Typische Druckverläufe in der Injektionsbohrung	50
2.3.7 Volumenstrommessungen am Filterhaus I und Filterhaus II.....	52
2.3.8 Pumpencharakteristik der UWM-Pumpe in der Förderbohrung NGI-1	52
2.4. Berechnung des Druckverlaufs im Obertageteil des Thermalwasserkreislaufs in Abhängigkeit der Druckreaktionen im Untertageteil.....	53
2.5 Druckhaltung in der Injektionsbohrung	57
2.5.1 Betrachtung und Wertung von Druckhaltesystemen	58
2.5.2 Bewertungsmatrix der vorgeschlagenen Druckhaltesysteme	59
3. Zusammenfassung / Schlußfolgerungen	60
4. Literatur.....	60
5. Anlage 1: Prinzipschema des Thermalwasserkreislaufs der GHZ Neustadt-Glewe....	62

Abstract

The streaming mechanical state of the thermal water loop of the geothermal heating plant of Neustadt-Glewe was investigated. For this, the pressure decrease along technical components were calculated. The compilation with operation data allows considerations of changes of gas solubility due to pressure release. Alternative technical solutions to prevent these effects were developed.

1. Einleitung, Aufgabenstellung

Die Berechnung der Druckverläufe und Geschwindigkeitsprofile des Thermalwasserkreislaufs der GHZ Neustadt-Glewe verlangt die komplexe Betrachtung der Druckänderungen im Reservoir an der Förder- und Injektionsseite sowie die Strömungsvorgänge in den Rohrleitungen und Armaturen unter- und obertägig. Weiter wurde der Einfluß von Richtungsänderungen des Strömungsmediums an Rohrkrümmern und Rohrbögen betrachtet. Es kommen die Rechenverfahren für quasistationäre reibungsbehaftete Strömungsvorgänge in inkompressiblen Flüssigkeiten zur Anwendung.

Des weiteren werden die Druck-Geschwindigkeitsverläufe dahingehend untersucht, ob an kritischen Stellen unter den gegebenen Temperaturbedingungen im Thermalwasserkreislauf Gasentlösungen bzw. Zweiphasenfluß auftreten kann.

Für die Modellrechnungen wurden folgende Betriebsdaten und Unterlagen herangezogen:

- Bohrlochmessung in der Gt NG 2/90 vom 05.12. – 08.12.1995 (Primärdaten),
- Meßwerte aus den Tagesprotokollen der GHZ von 1996 (gemittelte Prozeßdaten über den Tag),
- ausgewählte Meßwertdiagramme der GHZ, die den zeitabhängigen Verlauf der Prozeßdaten Volumenstrom, Pumpendrehzahl, Kopfdrucke an den Steig- und Ringräumen der Förder- und Verpreßsonde sowie die Kopftemperaturen an Förder- und Verpreßsonde darstellen,
- Rohr- und Installationsschema des Thermalwasserkreislaufs der GHZ Neustadt-Glewe.

Im laufenden Betrieb der GHZ Neustadt-Glewe werden die Drücke, Durchflußmengen und Temperaturen an der Förder- und Injektionsbohrung kontinuierlich gemessen und zentral aufgezeichnet. Diese Daten werden zu Tagesmittelwerten verdichtet und in Form von Tagesmeldungen dokumentiert. Die Primärdaten werden nach ca. 150 Tagen gelöscht. Zur Auswertung wurden die Tagesmittelwerte des Jahres 1996 verwendet, ergänzt durch Datendiagramme aus den Jahren 1996, 1997 und 1998. Mit diesen Daten sind nur langfristig wirkende Tendenzen zu erfassen. Für Detailbetrachtungen von Systemzuständen des Druck-, Temperatur- und Volumenstromverhalten sind diese Daten nicht geeignet.

2 Methodik und Lösungsweg

2.1. Beschreibung der Anlage

(siehe Anlage 1: Prinzipschema des Thermalwasserkreislaufs der Geothermischen Heizentrale (GHZ) Neustadt-Glewe, FS: Fördersonde, RR: Ringraum, FH Filterhaus, WÜ: Wärmetauscher und FF Feinfilter)

2.1.1 Untertage teil

Für die Berechnung der hydraulischen Verluste wurden folgende Konstruktionen zugrunde gelegt:

Rohrtour	Dimension	Länge	Reibungsbeiwert λ
	Zoll	m	-
Schutzrohrtour	5 1/2	13,2	0,045
Schutzrohrtour	7	1824,8	0,045
Schutzrohrtour	9 5/8	130,7	0,045
RR Pumpe x RT	9 5/8 x 143	9	0,045
Steigleitung	5 1/2 GFK	246	0,02

Tab. 2-1: Komplettierungselemente der Förderbohrung NGI-1

Rohrtour	Dimension	Länge	Reibungsbeiwert λ
	Zoll	m	-
Filter	4 1/2	11,5	
Schutzrohrtour	5	407,1	0,045
Schutzrohrtour	7	1705,1	0,045
Verpressleitung	4 1/2 GFK	144	0,02

Tab. 2-2: Komplettierungselemente der Injektionsbohrung NGI-2

2.1.2 Obertage teil

Die Thermaltrasse ist in DN 200 und in den Filterhäusern und in der GHZ in DN 150 ausgeführt.

Rohrtour	Dimension	Länge	Reibungsbeiwert λ	Temperatur
	DN	m	-	°C
FS-FH I (GF)	150	25	0,02	97
FH I (GF)-Ausg.FH I	150	25	0,02	97
FH I-GHZ	200	575	0,02	97
GHZ-PWÜ	150	45	0,02	97
PWÜ-Ausg GHZ	150	30	0,02	ausgekühlt
GHZ-FH II	200	1160	0,02	ausgekühlt
FH II -FF	150	20	0,02	ausgekühlt
FF-IS	150	20	0,02	ausgekühlt

Tab. 2-3: Komplettierungselemente der Obertageanlage

2.2 Hydraulisches Modell zur Berechnung der Kopfdrücke und Spiegeländerungen in der Förder- und Injektionsbohrung

Von grundlegender Bedeutung für die Auslegung einer GHZ ist die exakte Bestimmung der Ruhewasserspiegel bzw. Speicherruhedrucke in der Förder- und Verpreßbohrung.

Der jeweilige Ruhedruck wird im Zuge der Testarbeiten in den Bohrungen mittels Tiefenmanometer ermittelt. Dieser Ruhedruck repräsentiert den Gleichgewichtszustand der Thermalwassersäule mit dem Speicherdruck.

Das Gewicht der Thermalwassersäule wird im wesentlichen von dessen Temperatur bestimmt. Durch die Arbeiten in der Bohrung während des bohrtechnischen und installationstechnischen Aufschlusses wird der ursprüngliche Temperaturverlauf entsprechend des Temperaturgradienten in der Bohrung dauerhaft gestört. Aus diesem Grund läßt sich der Ruhewasserspiegel nur indirekt bestimmen, indem der Ruhedruck an der Oberkante des Speichers gemessen und die Höhe der Thermalwassersäule entsprechend der Temperaturgradientenverteilung berechnet wird.

Der **statische Wasserspiegel** wird wie folgt ermittelt :

$$W_{sp} = L_s - \frac{p_{RWS} \cdot 10^5}{\rho_{sw} \cdot g} \quad (1)$$

mit	W_{sp}	statischer Wasserspiegel	[m],
	L_s	Meßteufe Speicherruhedruck	[m],
	p_{RWS}	Speicherruhedruck	[bar],
	$\rho_{sw} f(T,P)$	Schichtwasserdichte	[Kg/m ³],
	g	Erdbeschleunigung	[m/s ²],

Die **Schichtwasserdichte** wird im wesentlichen von der Temperatur und untergeordnet vom Druck (Kompressibilität) bestimmt. Die Kompressibilitätsabhängigkeit kann mit hinreichender Genauigkeit durch die Mittelung des Druckes, angenommen über die gesamte Wassersäule, berücksichtigt werden.

Für die Berechnung der **Schichtwasserdichte** wird nach [Allen, Rowe, Jr. und James, 1979] die folgende empirische Formel verwendet [Koeffizienten dokumentiert in Bendzko, 1991]:

$$v = A(T) - p \cdot B(T) - p^2 \cdot C(T) + \beta \cdot D(T) + \beta^2 \cdot E(T) - \beta \cdot p \cdot F(T) - \beta^2 \cdot p \cdot G(T) - \frac{1}{2} \beta \cdot p^2 \cdot H(T) \quad (2)$$

$$\rho_{sw} = \frac{1000}{v} \quad (3)$$

mit	A(T)...H(T)	Koeffizienten	
	β	Mineralisation	[Masse%/100],
	T	Temperatur	[K],
	p	Druck	[Kp/cm ²],
	ρ_{sw}	Schichtwasserdichte	[Kg/m ³]

Gültigkeitsbereich :	Temperatur:	0 – 150 °C
	Druck:	1 - 350 Kp/cm ²
	Mineralisation:	0 - 25 Masse% NaCl

Für die Berechnung der **Schichtwasserviskosität** wird nach [Ershagi et al., 1983] die folgende empirische Formel verwendet [Koeffizienten dokumentiert in Bendzko, 1991]:

$$\eta = e^{-4} \cdot (A + B \cdot T + C \cdot T^2 + D \cdot T^3 + 241,4 \cdot 10^{247,8/(T-140)}) \quad (4)$$

mit A...D Koeffizienten
T Temperatur [K],

Für die Bedingungen in Neustadt-Glewe wird mit den vereinfachten Gleichungen (5) und (6) für Dichte und Viskosität aus (2), (3) und (4) weiter gerechnet.

$$\rho_{sw} = -0,6071 \cdot T + 1157 \quad (5)$$

ρ_{sw} Schichtwasserdichte [Kg/m³]
T Temperatur [C],

$$\eta = 0,0268 \cdot T^{-0,8803} \quad (6)$$

η dyn. Viskosität [Pa s]
T Temperatur [C],

Zur Berechnung der **Fließdrücke** in der Förder- und Injektionsbohrung wird die Gleichung nach [Poppei und Wenderoth, 1998] verwendet.

$$\Delta p(r_w, t) = \frac{q \eta_r}{2 \pi \rho_r \cdot k H} \left[\ln \left(\frac{D - r_w}{r_w} \right) + \left(\frac{\eta_i \rho_r}{\eta_r \rho_i} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_f}{r_w} \right) \right] \quad (7)$$

Die **Rohrreibungsdruckverluste** werden nach [Förster und Köckritz, 1989] berechnet.

$$\Delta p = 62,544 \frac{\lambda \cdot L \cdot \dot{V}^2 \cdot \rho}{d^5} \quad (8)$$

mit Δp Rohrreibungsdruckverlust [MPa]
 λ Rohrreibungsbeiwert [-],
L Rohrlänge [m],
 \dot{V} Volumenstrom [m³/h],
 ρ_{sw} Schichtwasserdichte [Kg/m³],
d Rohrlinnendurchmesser [mm].

Ermittlung des **Rohrreibungsbeiwertes** λ :

für laminare Strömung $Re \leq 2320$ gilt :

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (9)$$

für turbulente Strömung im Übergangsbereich $\frac{k}{d} < 225 \cdot \text{Re}^{-0,875}$ gilt :

$$\lambda = \left[1,74 - 2 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot k}{d} + \frac{18,7}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right) \right]^{-2} \quad (10)$$

Die Berechnung von λ erfolgt iterativ.

Für turbulente Strömung im hydraulisch rauhen Bereich $\frac{k}{d} > 225 \cdot \text{Re}^{-0,875}$ gilt :

$$\lambda = \left[2 \cdot \lg \left(\frac{d}{k} \right) + 1,14 \right]^{-2} \quad (11)$$

mit Re Reynoldszahl [-],
 k Rauigkeit [m].

Die **Reynoldszahl** ergibt sich aus :

$$\text{Re} = \frac{w \cdot d \cdot \rho_{\text{sw}}}{\eta_{\text{sw}}} \quad (12)$$

mit η_{sw} - dynamische Viskosität des Thermalwassers [Pa·s].
 w - Strömungsgeschwindigkeit [m/s]

Der Temperaturgradient errechnet sich aus :

$$T_{\text{grad}} = \frac{T_{\text{Sp}} - T_{\text{O}}}{L} \quad (13)$$

mit T_{Sp} - Temperatur im Speicherhorizont [°C]
 T_{O} - durchschn. Temperatur an der Oberfläche [7,5 °C]

Druckverluste in **Rohrleitungselementen und Armaturen:**

wie Krümmer, Rohrbögen, T-Stücke, Armaturen, Ventile, Diffusoren, Filter, Wärmetauscher usw.

Druckverluste für Einbauten werden mit Hilfe des Verlustbeiwertes ξ ermittelt.

$$\Delta p = \xi \cdot \rho/2 \cdot w^2 \quad (14)$$

Typische ξ - Werte:

Krümmmer	1,5 d	0,3
T-Stück		1,3
Diffusor d_2/d_1	1,4	0,3
Membranventil DN 125 mit Auskleidung		2,5
Membranventil DN 150 mit Auskleidung		2,7

Über eine Filtereinheit wird ein Druckverlust von insgesamt 2 bar zugelassen.

Beim Durchströmen der Plattenwärmeübertrager entsteht ein mengenstromabhängiger Druckverlust:

40 – 60 m ³ /h:	0,2 bar
60 – 90 m ³ /h:	0,35 bar
90 – 120 m ³ /h:	0,55 bar

2.2.1 Berechnung der Ruhewasserspiegel

Die Ruhewasserspiegel in der Förder- und Injektionsbohrung wurden anhand der Druck- und Temperaturmessungen des Injektionstestes in der Bohrung NGI-2 vom 05.12.-08.12.1995 berechnet. In die Bohrung wurde auf Teufe 2245 m eine Meßkombination Druck/Temperatur eingegangen und Injektionsraten von 45, 80 und 105 m³/h gefahren. Mit den gemessenen Drücken während der Injektion und den berechneten Rohrreibungsverlusten, Fließdrücken und den Thermalwasserdichten wurde der Ruhespiegel bei 124,5 m korreliert. Ebenfalls war es möglich, den Ruhespiegel in der NG-2 im Zusammenhang mit einer Kameraeinfahrt am 7.7.98 zu bestimmen (Spiegel gemessen bei 104,5 m; Temperatur der Wassersäule: 70 °C; Speicheroberkante: 2279 m; Ruhewasserdruck an Speicheroberkante bei 70 °C: 237,63 bar). Mit der Schichttemperatur von 98 °C und der Oberflächentemperatur von 7,5 °C berechnet sich nach (13) die mittlere Thermalwassertemperatur zu 54,8 °C. Dieser Temperatur entspricht einer Thermalwasserdichte von 1123,7 kg/m³. Diese Dichte in (1) eingesetzt ergibt einen Ruhewasserspiegel von 123,3 m. Die weiteren Berechnungen gehen von einem Ruhewasserspiegel von 124 m aus.

2.2.2 Berechnung der Kopfdrücke an der Injektionssonde

Die Entwicklung der dynamischen Wasserspiegel in der Förder- und Injektionsbohrung sind die entscheidenden Parameter zur Auslegung des gesamten Thermalwasserkreislaufs. Die Wasserspiegel sind abhängig von:

- den Fließdrücken im Speicher,
- den Rohrreibungsverlusten der Untertagekomplettierung,
- dem Speicherruhedruck.

Der Kopfdruck in der Injektionsbohrung wird wie folgt berechnet:

- Es wird vom Ruhewasserspiegel ausgegangen (Thermalwassersäule hat Temperatur entsprechend Gradientenverlauf).
- Dann wird ein Volumenstrom injiziert mit Temperatur₂ ≠ Temp.Grad.
- Die Druckverluste $P_{\text{fließ}}$ und $P_{\text{Rohrreibung}}$ werden in äquivalenten Wassersäulen mit Temp.₂ umgerechnet.
- Die Thermalwassersäule vom Ruhewasserspiegel bis zur Speicheroberkante wird ebenfalls mit Temp.₂ umgerechnet.

Die Spiegelaufhöhung ergibt sich somit zu:

Spiegelaufhöhung = RWSp.-Wassersäule $P_{\text{fließ}}$ - Wassersäule $P_{\text{Rohrreibung}}$ $\pm \Delta$ Wassersäule ($T_2 \neq T_{\text{Grad}}$)

$$L_{\text{Spiegelaufh.}} = L_{\text{RWS}} - L_{\text{WS}_{P_{\text{fließ}}}} - L_{\text{WS}_{P_{\text{Rohrreib}}}} \pm L_{\text{WS}_{T_2 \neq T_{\text{Grad}}}} \quad [\text{m}] \quad (15)$$

Die Umrechnung der Spiegelaufhöhung in Druck erfolgt nach folgender Beziehung:

$$P_{\text{Kopf}} = \frac{(L_{\text{Spiegelaufh.}} - L_{\text{RWS}}) \cdot \rho_{\text{SW}} \cdot 0,981}{10^4} \quad [\text{bar}] \quad (16)$$

Mit den Beziehungen (1) – (16) wurden die Kopfdrücke an der Injektionssonde bestimmt und sind in der Abbildung 2-1 dargestellt.

Berechnung der Kopfdrücke in Abhängigkeit von der Injektionsrate - NGI-2

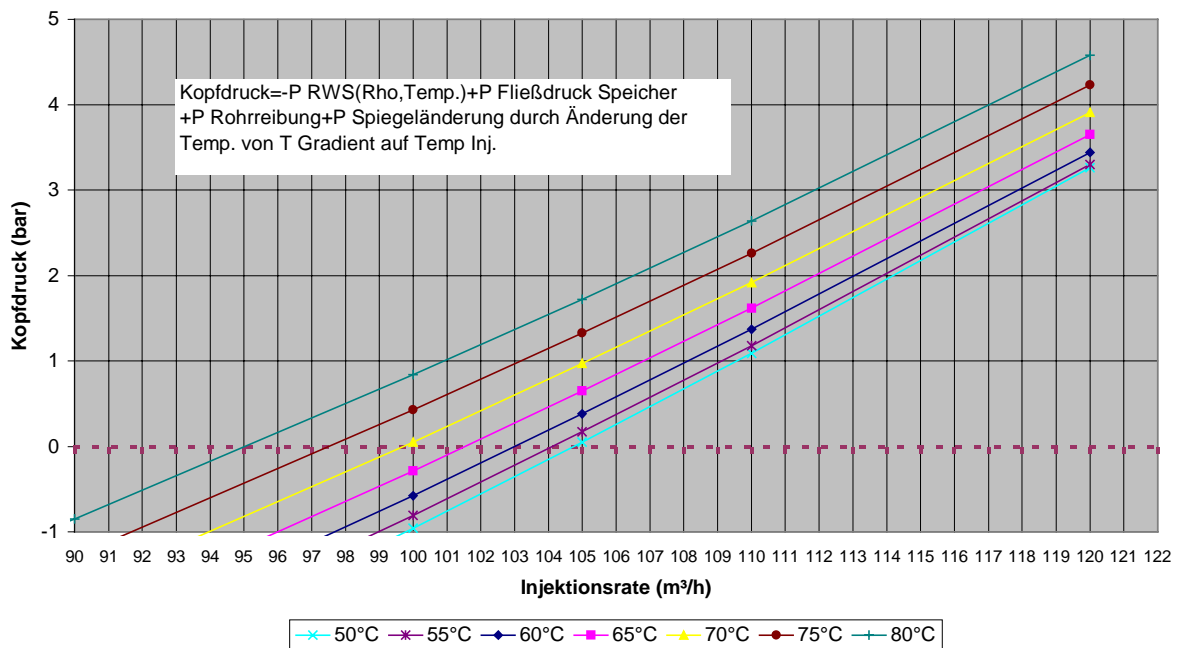


Abb. 2-1: Berechnete Kopfdrücke in der NG-2 in Abhängigkeit vom Volumenstrom und der Injektionstemperatur

Aus Abbildung 2-1 geht hervor, daß erst ab ca. 95 m³/h Kopfdrücke über den Außenluftdruck auftreten. Die Kopfdrücke werden deutlich von der Temperatur und der Dichte des Thermalwassers beeinflusst.

In Abbildung 2-2 sind für unterschiedliche Volumenströme und Temperaturen die Wasserspiegelhöhen in der Bohrung aufgetragen.

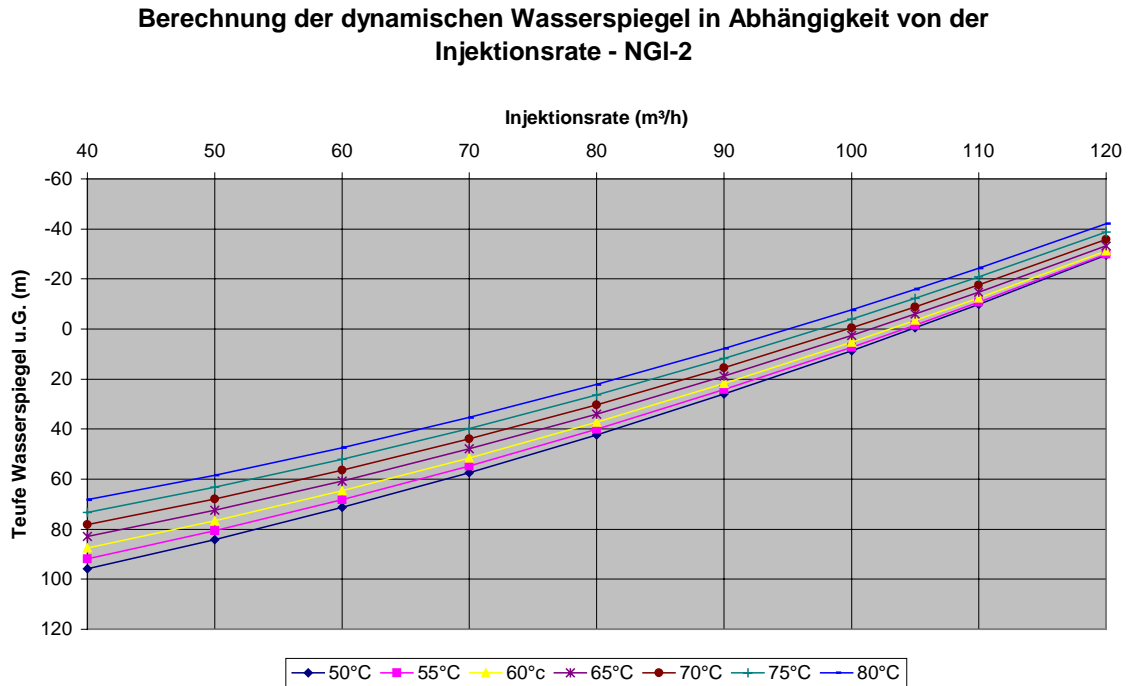


Abb. 2-2: Berechnete Wasserspiegel in der NG-2 in Abhängigkeit vom Volumenstrom und der Injektionstemperatur

Aus Abbildung 2-2 wird deutlich, daß bei Volumenströmen $< 95 \text{ m}^3/\text{h}$ „Unterdruck“ in der Injektionsbohrung auftritt. Vom Regelventil vor dem Sondenkopf bis zum jeweiligen dynamischen Wasserspiegel stellt sich dann der Dampfdruck des Thermalwasser-/Gasgemisches ein. Aus dem [VDI-Wärmeatlas, 8. Aufl., 1997] sind die Dampfdrücke über wäßrigen Salzlösungen entnommen und in Abbildung 2-3 dargestellt.

**Dampfdrücke über ungesättigten Salzlösungen (NaCl) in
Abhängigkeit von der Salzkonzentration und Temperatur nach
VDI-Wärmeatlas 8. Aufl. 1997**

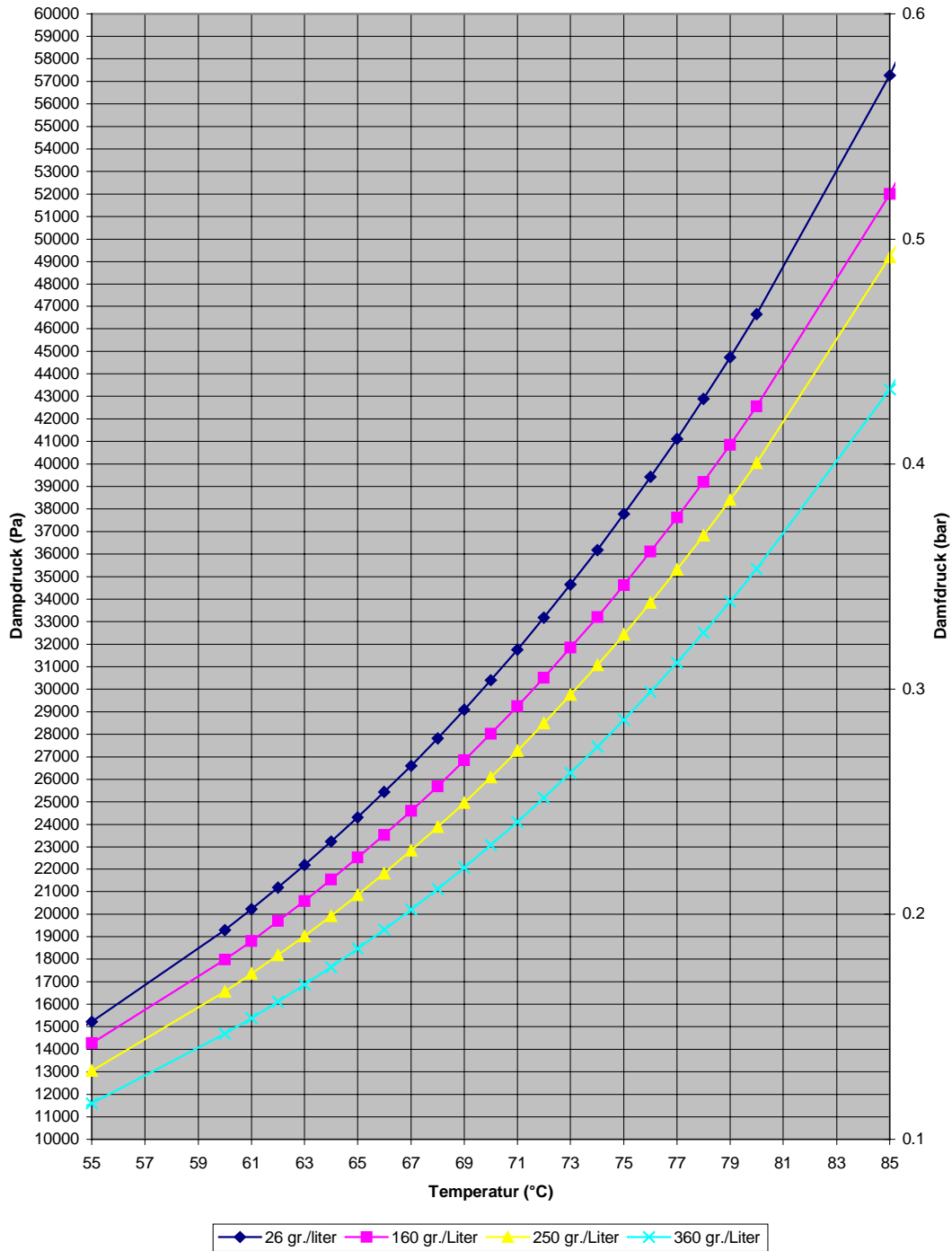


Abb. 2-3: Dampfdrücke über ungesättigten Salzlösungen (NaCl)

2.3. Auswertung von Betriebsdaten der GHZ Neustadt-Glewe

Zur Auswertung kamen überwiegend Betriebsdaten, der über den Tag gemittelten Tagesprotokolle, aus Datendiagrammen und vom Test (5.12.-8.12.95). Es war zu untersuchen, ob im Thermalwasserkreislauf Druck- und Temperaturbedingungen existieren, die zu einer Gasentlösung führen. Für den Gasanteil von 10 % im Thermalwasser von Neustadt-Glewe und einer Temperatur von 98 °C ist der Entlösungsdruck ca. 2,4 bar [Seibt, Naumann und Hoth, 1998].

2.3.1 Abschnitt Unterwasser-Motor-Pumpe bis Sondenkopf Förderbohrung

In Abbildung 2-4 ist der dynamische Wasserspiegel in Abhängigkeit von der Förderrate dargestellt. Der Pumpeneinlauf befindet sich bei 246 m. Die maximale Absenkung in der Förderbohrung reicht bei 120 m³/h bis 152 m. Die Überdeckung der Pumpe mit einer Thermalwassersäule ist ausreichend, so daß es in der Pumpe zu keiner Gasentlösung kommen kann.

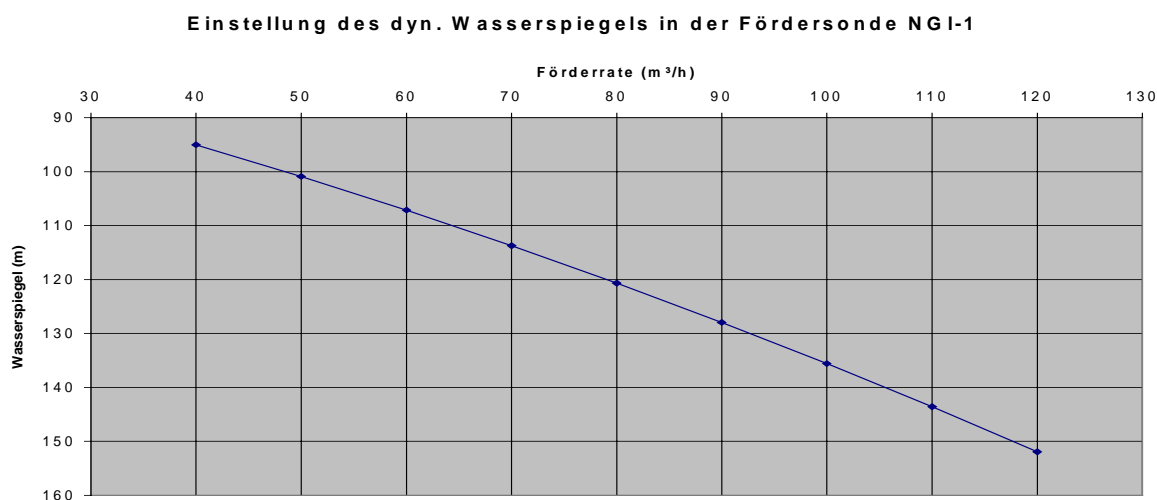


Abb. 2-4: Dynamischer Wasserspiegel in der Förderbohrung NGI-1

2.3.2 Strömungsvorgänge am Rohrkrümmer der Fördersonde

In Rohrkrümmern entstehen neben den Reibungsverlusten noch Ablöseverluste durch Wirbelbildung und einer der Längsströmung überlagerten Sekundärströmung [Bohl, 1978]. Diese Sekundärströmung verbindet sich mit der Längsströmung zu einer schraubenförmigen Strömung.

Durch die Umlenkung der Strömung wird durch die Zentrifugalkraft $= \rho \frac{\omega^2}{r}$ ein nach außen zunehmender Druck erzeugt. Nach der Bernoulli-Gleichung nimmt die Geschwindigkeit bei zunehmenden Druck ab und umgekehrt zu. Im Zentrum eines Potential-Wirbel wäre demnach die Geschwindigkeit theoretisch unendlich hoch. Praktisch bewegt sich die Flüssigkeit in der Wirbelachse wie ein fester Körper mit ($w/r=\text{konst}$).

Die Druckzunahme in radialer Richtung ist: [Recknagel, Sprenger und Schramek, 1995].

$$\frac{\Delta p}{\Delta r} = \frac{\rho \cdot \omega^2}{r} \quad (17)$$

Für einen Krümmer DN 150 mit $r=0,5$ m beträgt der Druckverlust bei einem Volumenstrom von 110 m³/h zwischen innerer und äußerer Berandung 0,01 bar. Dieser geringe Druckunterschied kann somit nicht ursächlich für eine Gasentlösung am Rohrkrümmer sein.

Inwieweit innerhalb eines einzelnen Potential-Wirbel solche Druckverluste auftreten, die zu einer Gasentlösung führen, konnte innerhalb des Themas nicht geklärt werden.

2.3.3 Strömungsvorgänge am und im Behälter B 01

Der Behälter B 01 dient vorrangig zum Abfangen von Druckstößen im Thermalwassersystem. Der Behälter wird mit einem Stickstoffpolster beaufschlagt. Während des Betriebes muß in regelmäßigen Abständen Gas, das aus dem Thermalwasser entweicht, abgelassen werden. Die Zyklen zum Ablassen des Gases sind abhängig vom Druck am Kopf der Förderbohrung. Zum Beispiel wurde der Kopfdruck an der Förderbohrung am 7.7.98 von 3,5 bar auf 4,5 erhöht, was zu einer deutlichen Verlängerung der Zyklen zum Gasablassen geführt hat. Es ist anzumerken, daß selbst bei einem Druck von 3,5 bar der Gasentlösungsdruck noch nicht erreicht ist. Die Ursachen für die Gasentlösung schon bei 3,5 bar können eventuell in der vorher dargelegten Potential-Wirbel-Theorie liegen.

2.3.4 Strömungsvorgänge in den Filterbatterien

Die Filter werden bis zu einem maximalen Differenzdruck von 2 bar gefahren (Auslegung bis 4 bar). Die Grobfilter werden kaum beladen und wurden im bisherigem Betrieb max. mit 0,2 bar gefahren. An den Feinfiltern treten Druckverluste bis 2 bar auf, was zur Folge hat, daß hinter den Feinfiltern bis zum Regelventil der Druck unter den Gasentlösungsdruck von 2,4 bar fällt.

2.3.5 Strömungsvorgänge am Regelventil im Filterhaus II und im Verpreßstrang der Injektionsbohrung

Wie in Abbildung 2-2 gezeigt, bewegt sich der dynamische Wasserspiegel je nach Injektionsvolumen und Temperatur von 95 m bis übertage. Bis zum Wasserspiegel fällt die Wassersäule im freien Fall und reißt ab. Der Druck fällt dabei auf den Verdampfungsdruck. Trifft das Wasser-Dampf-Gemisch auf den Wasserspiegel, kondensiert der Wasserdampf und es kommt dabei zu starken Druckschwankungen. Der Dampfdruck setzt sich bis zum Regelventil fort, wobei der Differenzdruck über das Regelventil bis 3,5 bar betragen kann.

2.3.6 Typische Druckverläufe in der Injektionsbohrung

Typische Druckverläufe in der Injektionsbohrung zeigen die folgenden Diagramme, die während des Testes vom 5.12.-8.12.95 aufgezeichnet wurden:

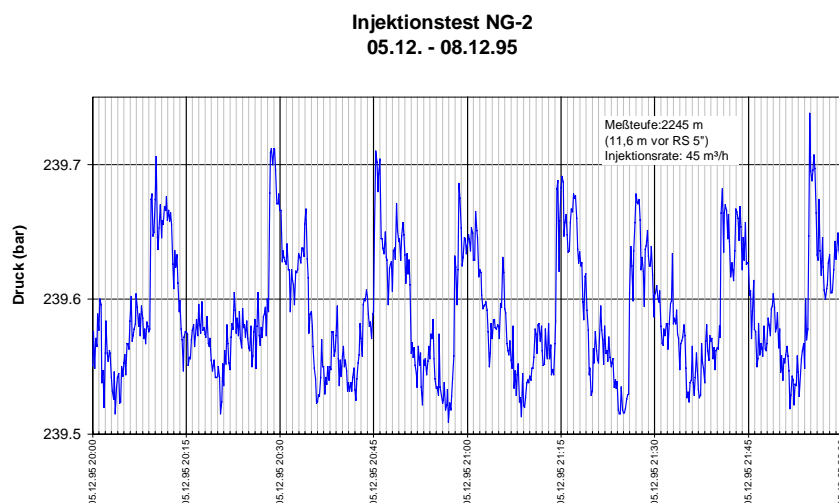


Abb. 2-5: Druckverlauf bei 45 m³/h

**Injektionstest NG-2
05.12. - 08.12.95**

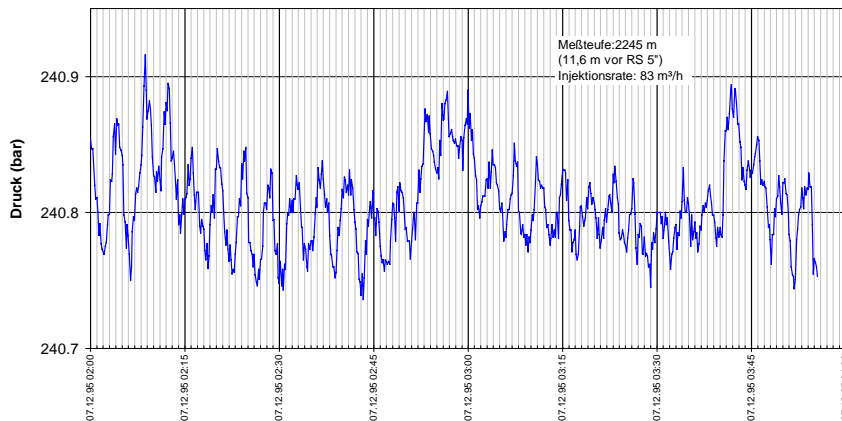


Abb. 2-6: Druckverlauf bei 83 m³/h

**Injektionstest NG-2
05.12. - 08.12.95**

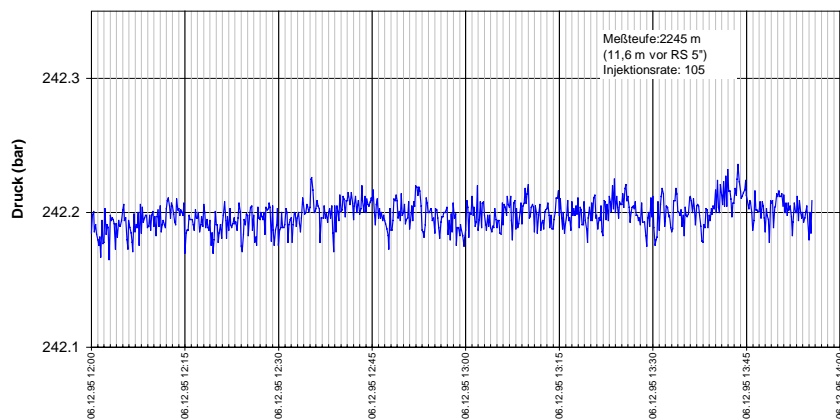


Abb. 2-7: Druckverlauf bei 105 m³/h

Die Abbildungen 2-5 bis 2-7 zeigen den Einfluß der Zweiphasenströmung. Bei der hohen Rate von 105 m³/h lag am Sondenkopf ein Druck von 0,98 bar an. Die Druckamplitude ist hier deutlich geringer und zeigt damit einen ruhigeren Strömungsverlauf an. Bei 45 und 83 m³/h zeigte das Druckmeßgerät negative Werte an. Der zyklische Druckverlauf in Abbildung 2-5 wird von der schwankenden Temperatur nach den Wärmeübertragern hervorgerufen. Diese Druckschwankungen in Abhängigkeit des Volumenstroms zeigen sich auch an der Förder-sonde für die Durchflußmengenmessung.

In der Abbildung 2-8 ist das Druckbild bei Meßteufe 60 m und einem Volumenstrom von 75 m³/h dargestellt. Hier wird die Temperaturabhängigkeit des Druckes deutlich.

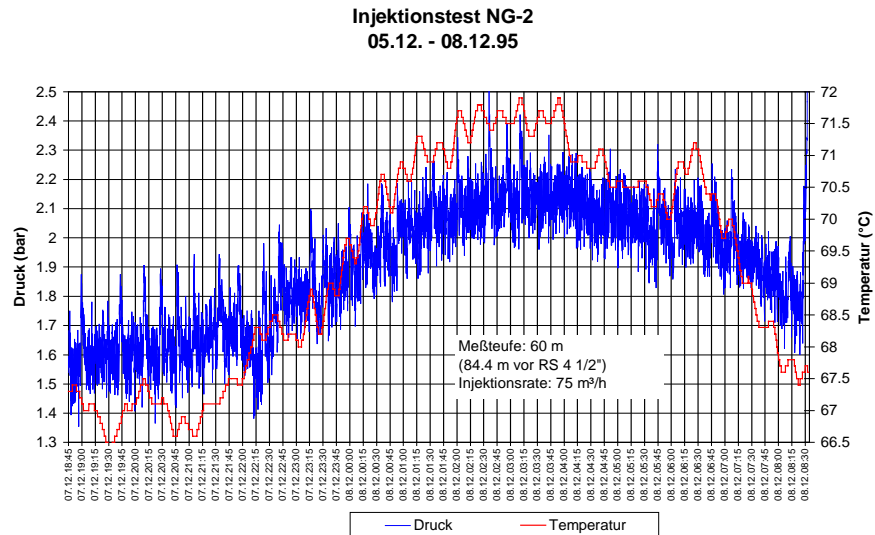


Abb. 2-8: Druckverlauf in Meßteufe 60 m bei 75 m³/h

2.3.7 Volumenstrommessungen am Filterhaus I und Filterhaus II

In Abbildung 2-9 ist der prozentuale Mehranteil der Fördermenge im Filterhaus II zur Fördermenge im Filterhaus I aufgetragen. Mit niedrigeren Thermalwassertemperaturen nach dem Wärmetauscher steigt der Mehranteil im Filterhaus II. Hier zeigt sich die Tendenz, daß mit sinkender Temperatur des Injektionsmediums der Dampfdruck in der Injektionsbohrung sich verringert und damit der „Unterdruck“ größer wird, was dann zu verstärktem Zweiphasenfluß führt.

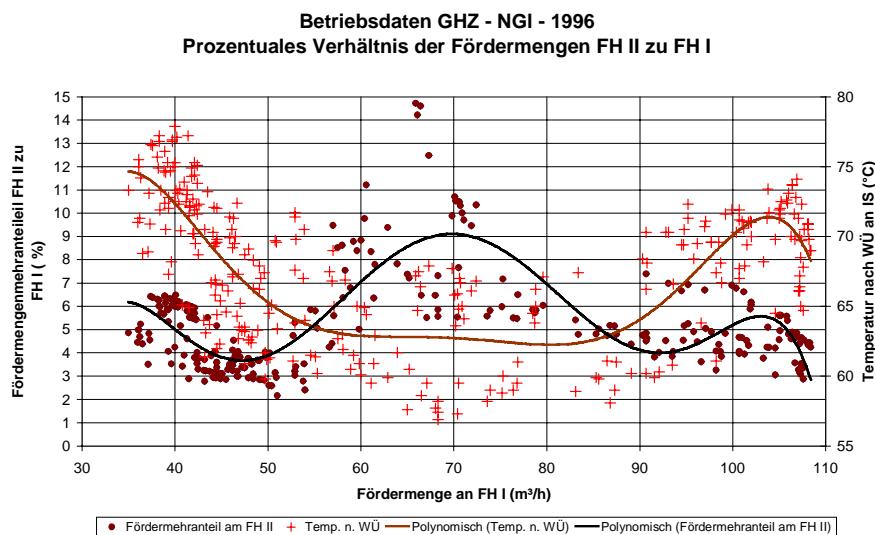


Abb. 2-9: Verhältnis der gemessenen Durchflußmengen am Filterhaus I und II

2.3.8 Pumpencharakteristik der UWM-Pumpe in der Förderbohrung NGI-1

In der Abbildung 2-10 sind die Pumpenkennlinien der UWM-Pumpe dargestellt. Es wurde die Gesamtförderhöhe in Meter Wassersäule zur Fördermenge aufgetragen. Die Gesamtförderhöhe setzt sich aus der geodätischen Höhe des Wasserspiegels + Rohrreibungsverluste im Pumpensteigrohr + dem Kopfdruck an der Fördersonde zusammen. Es sind die Kennlinien des Pumpenlieferanten (Centrilift) und die mit diesem Modell berechnete eingetragen. Aus den

Betriebsdaten der „Tagesprotokolle - 1996“ wurden gemessene Drehzahlen (Hz) der Pumpe zur Fördermenge (m³/h) in das Pumpenkennlinienfeld eingetragen. Der Zeitraum vom 13.3. – 4.8.96 wurde gesondert dargestellt (Pumpe hatte einen Defekt). Bis zu einer Förderrate von ca. 65 m³/h stimmt die Kennlinie mit den berechneten Werten gut überein. Bei den höheren Förderraten nimmt die Effektivität der Pumpe deutlich ab. Da die Rohrreibungsdruckverluste und die Kopfdrücke sicher zu berechnen sind, müßte die zusätzlich erforderliche Förderhöhe nur durch einen tiefer liegenden dynamischen Wasserspiegel hervorgerufen werden. Dadurch könnte der Überdeckungsdruck an der Pumpe bei hohen Förderraten unter den Gasentlösungsdruck fallen und eine Gasentlösung in der Pumpe auftreten. Eine weitere Ursache für das Verhalten der Pumpenkennlinie bei höheren Volumenströmen könnte in der Pumpe selbst liegen.

Pumpencharakteristik und Betriebsdaten der UWM-Pumpe 14-HC 19000 (675 Serie) in der Förderbohrung NGL-1

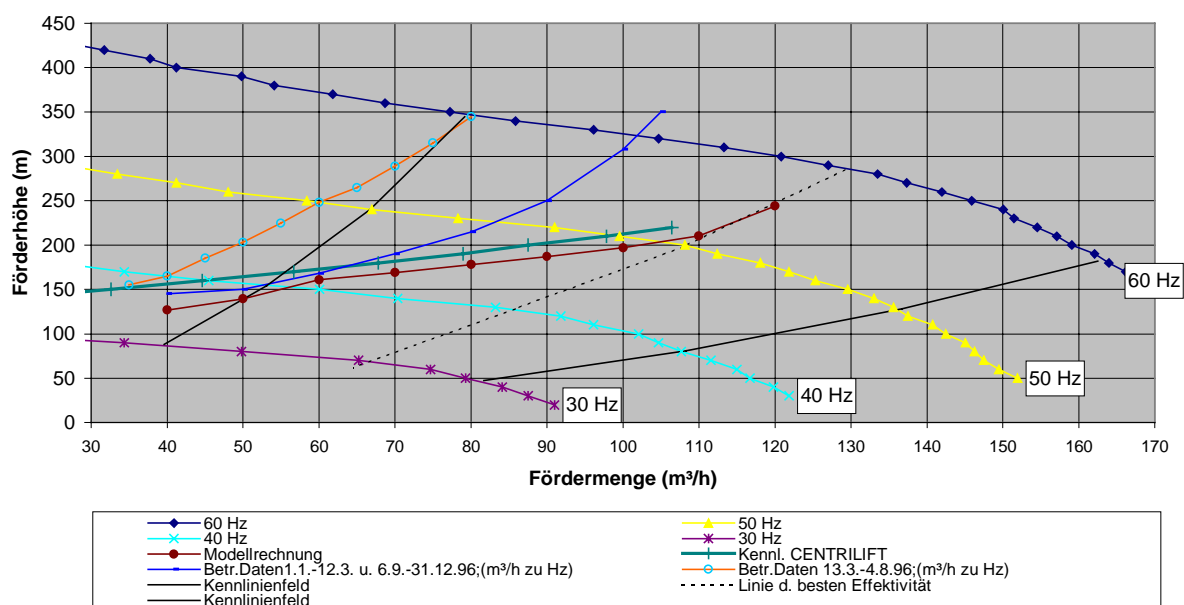


Abb. 2-10: Pumpencharakteristik der UWM-Pumpe der NGL-1

2.4. Berechnung des Druckverlaufs im Obertageteil des Thermalwasserkreislaufs in Abhängigkeit der Druckreaktionen im Untertageteil

Für die in 2.1 beschriebene Anlage wurde das in 2.2 dargestellte mathematische Werkzeug zur komplexen Betrachtung des Druckverhaltens angewendet. Ausgehend von den Fließdrücken im Speicher, den Rohrreibungsdruckverlusten im Untertageteil wurde die Druckentwicklung im Obertageteil des Thermalwasserkreislaufs berechnet. Das Langzeitverhalten für die Injektion blieb dabei unberücksichtigt.

Die Drücke im obertägigen Thermalwassersystem werden vom Sondenkopf der Förderbohrung bis zum Sondenkopf der Injektionsbohrung für insgesamt 11 Positionen berechnet. Entscheidend für die Druckhaltung ist die Stellung des Regelventils im Filterhaus II an der Injektionsbohrung und die Druckentwicklung in der Injektionsbohrung selber, da erst ab einem Volumenstrom von ca. 100 m³/h ein Überdruck (über Atmosphärendruck = 101325 Pa = 1,01325 bar) auftreten. Die Stellung des Regelventils wird so angenommen, daß am Sondenkopf der Förderbohrung ein Druck von 4,5 bar einstellen kann.

Die Druckverluste über die Filterbatterien (Grobfilter im Filterhaus I; Feinfilter im Filterhaus II) werden mit den Betriebszuständen Beladen und Nichtbeladen berücksichtigt. Für Nichtbeladen geht der Differenzdruck mit 0,2 bar in die Rechnung und für Beladen der Differenzdruck 2,0 bar. Da im bisherigem Betrieb an den Grobfiltern keine Beladung aufgetreten ist, wird die Beladung nur für den Feinfilter angenommen.

In der Abbildung 2-11 sind für den Zeitraum vom 13.3. – 4.8.96 (Pumpe förderte mit verringerter Leistung) die Druckverläufe dargestellt.

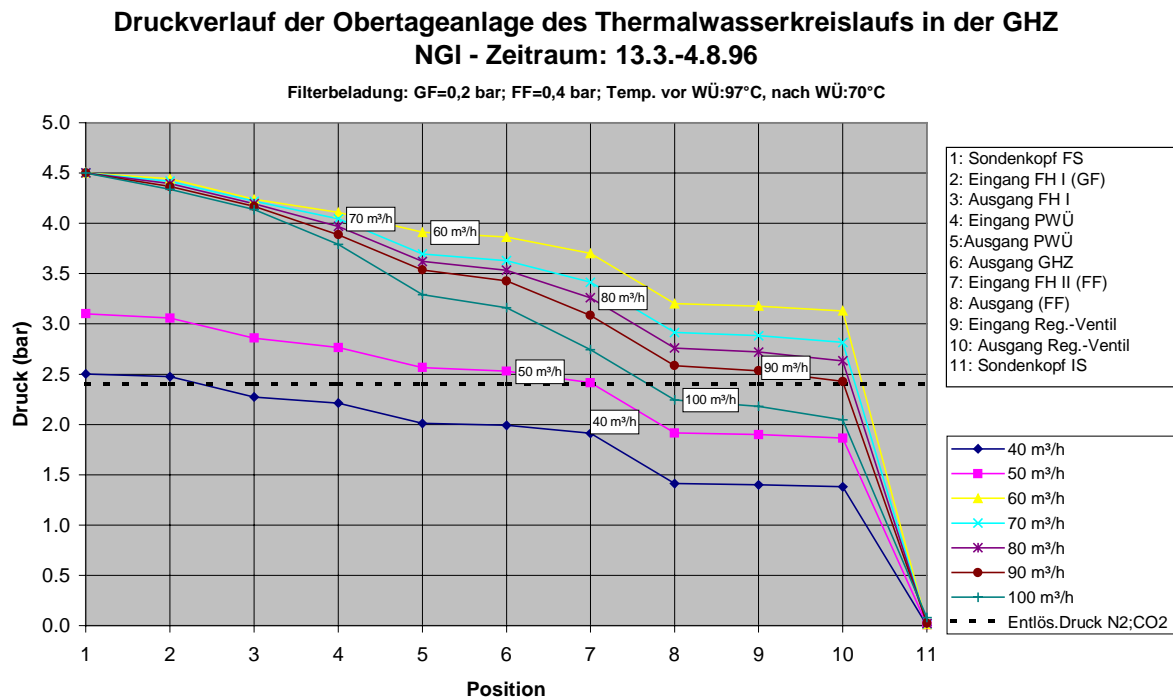


Abb. 2-11: Druckverlauf im Obertagesystem des Thermalwasserkreislaufs (Werte für Kopfdruck an der Fördersonde und Filterbelastung sind den Tagesprotokollen im Zeitraum vom 13.3.-4.8.96 entnommen; für 40 m³/h wurde ein Kopfdruck von 2,5 bar und für 50 m³/h: 3,2 bar, > 50 m³/h=4,5 bar angesetzt)

Es ist zu erkennen, daß bei der geringen Förderrate von 40 m³/h und einem Kopfdruck an der Fördersonde von 2,5 bar, der Druck bis zum Förderhaus I unter dem Gasentlösungsdruck von 2,4 bar fällt.

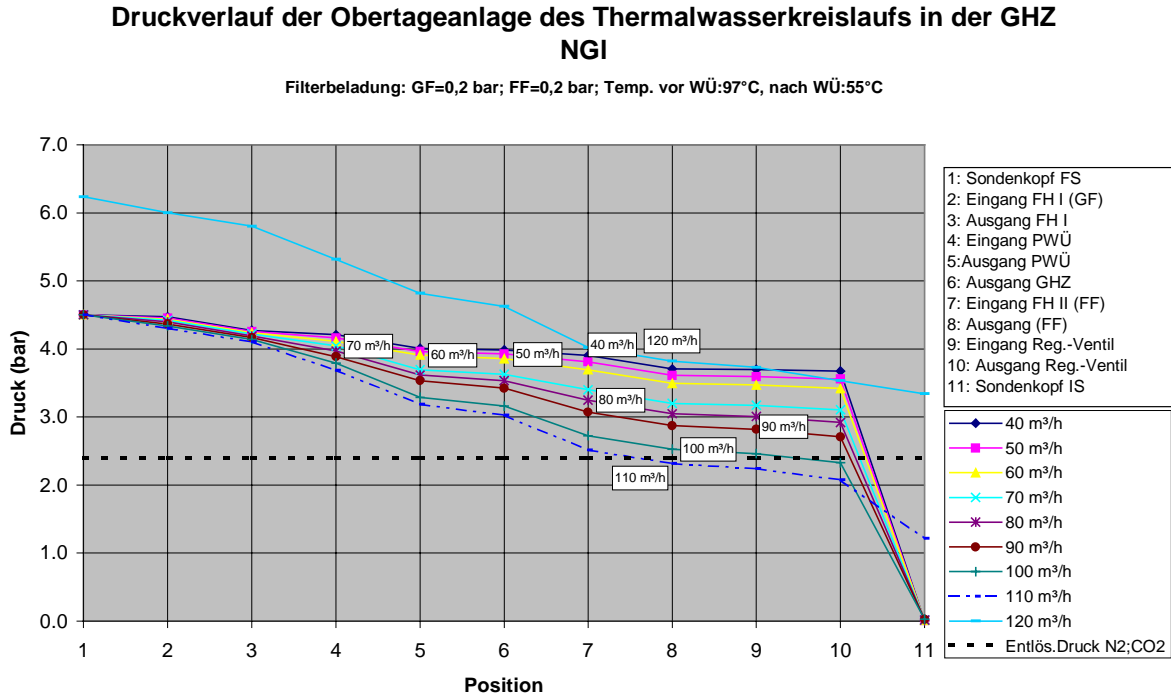


Abb. 2-12: Druckverlauf im Obertagesystem des Thermalwasserkreislaufs für Thermalwassertemperatur nach dem Wärmeübertrager von 55 °C; Filterbelastung 0,2 bar; Sondenkopfdruck 4,5 bar

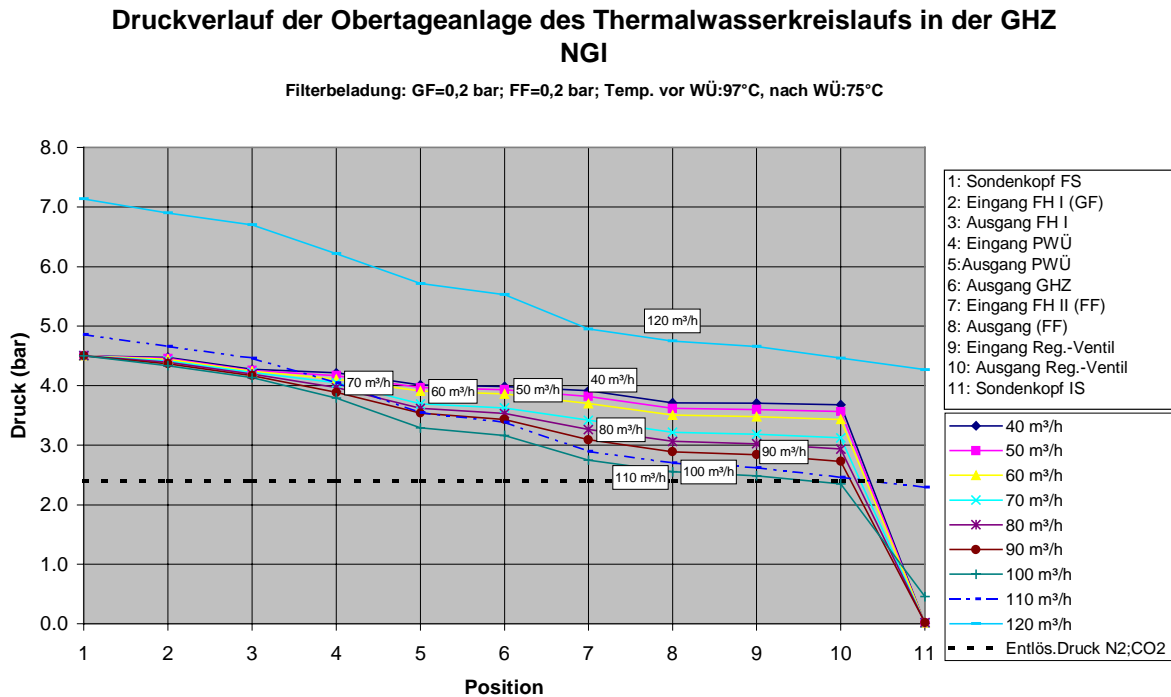


Abb. 2-13: Druckverlauf im Obertagesystem des Thermalwasserkreislaufs für Thermalwassertemperatur nach dem Wärmeübertrager von 75 °C; Filterbelastung 0,2 bar; Sondenkopfdruck 4,5 bar

Die Abbildungen 2-12 und 2-13 zeigen, daß nur bei hohen Volumenströmen und hohen Temperaturen des Injektionswassers die Drücke im Filterhaus II in die Nähe des Gasentlösesdruckes gelangen.

In den folgenden Abbildungen 2-14 und 2-15 sind die Druckverläufe bei beladenem Feinfilter dargestellt.

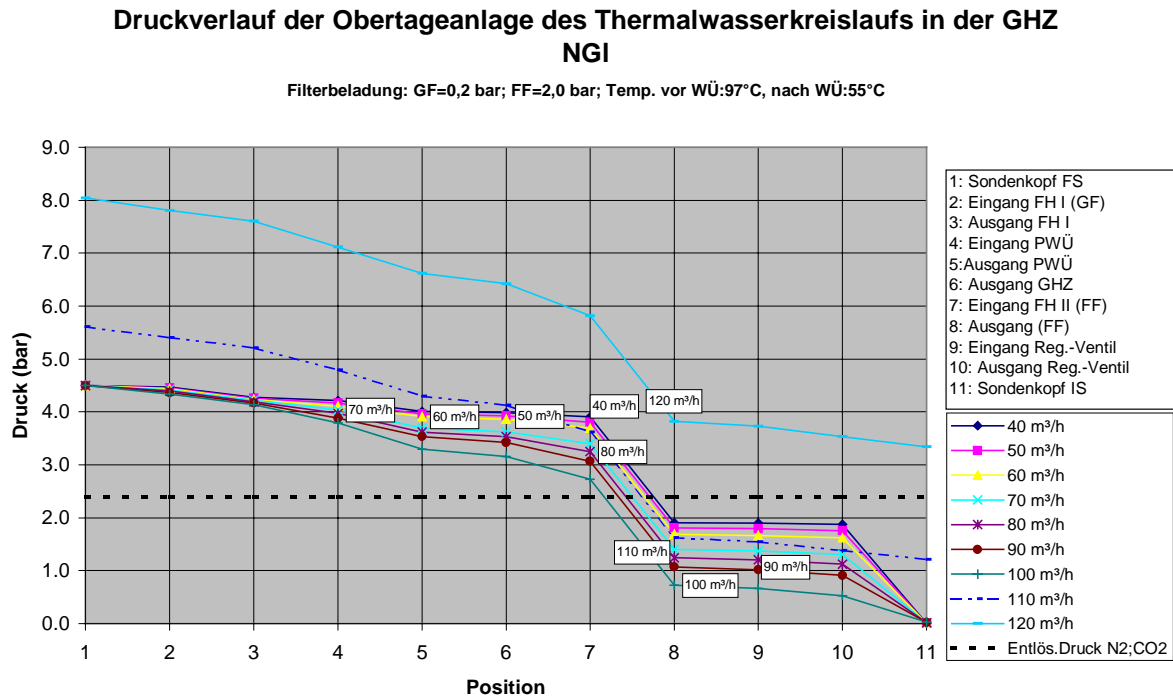


Abb. 2-14: Druckverlauf im Obertagesystem des Thermalwasserkreislaufs für Thermalwassertemperatur nach dem Wärmeübertrager von 55 °C; Filterbelastung 2,0 bar; Sondenkopfdruck 4,5 bar

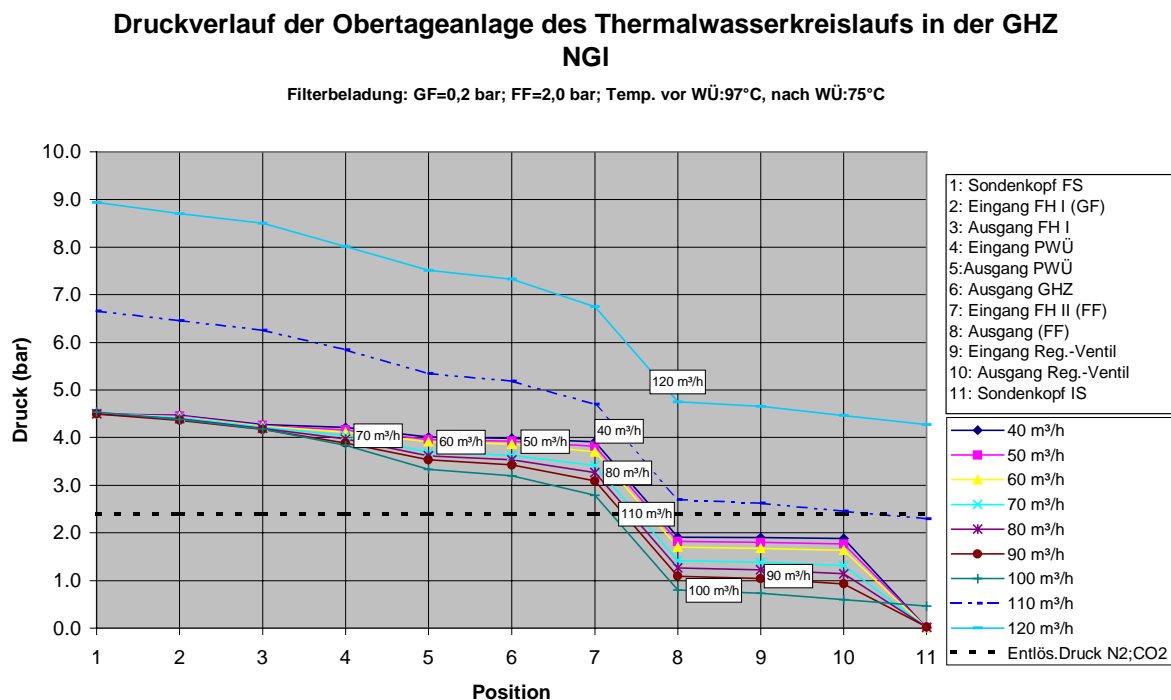


Abb. 2-15: Druckverlauf im Obertagesystem des Thermalwasserkreislaufs für Thermalwassertemperatur nach dem Wärmeübertrager von 75 °C; Filterbelastung 2,0 bar; Sondenkopfdruck 4,5 bar

Aus den Abbildungen 2-14 und 2-15 geht hervor, daß nach dem Druckabfall in den Feinfiltern der Druck bei Volumenströmen bis 110 m³/h unter den Gasentlösungsdruck fällt.

Bewertung der Druckberechnungen des Obertageteils

- Der Druck an der Fördersonde und im Filterhaus I ist nur während der Betriebsphase vom 13.3. – 4.8.96 (Defekt der UWM-Pumpe) und da nur bei Volumenströmen von 40 – 50 m³/h in die Nähe des Gasentlösungsdruckes von 2,4 bar gelangt.
- In allen weiteren Betriebsphasen liegen die Drücke im Thermalwassersystem an der Fördersonde und im Filterhaus I deutlich über den Gasentlösungsdruck.
- Die Druckverläufe an der Fördersonde und am Behälter B 01 geben keine Erklärung für die Gasentstehung an diesen Stellen.

2.5 Druckhaltung in der Injektionsbohrung

Der Zustand, daß in der Injektionssonde bis zu Volumenströmen von 100 m³/h Unterdrücke zum Außenluftdruck auftreten, führt zu einer Reihe von Schwierigkeiten im Prozeßablauf des Thermalwasserkreislaufs

- Zweiphasenfluß vom Regelventil bis zum dynamischen Wasserspiegel in der Injektionssonde.
- Ausgasung des Thermalwassers und dadurch Änderung des chemischen Gleichgewichtszustandes (Ausfällungsreaktionen).
- Gefahr von unerkannten Undichtigkeiten im Rohrleitungssystem (Eintrag von Luftsauerstoff).
- Starke Druckschwankungen, besonders im dynamischen Spiegelbereich.

Zur Vermeidung dieser Schwierigkeiten ist eine Druckhaltung an der tiefsten Stelle des Wasserspiegels in der Injektionsbohrung angebracht worden. Das heißt, die Vorrichtung für die Druckhaltung sollte unterhalb von 124 m eingebaut werden. Es ist davon auszugehen, daß der Wasserspiegel bei Stillstand der Anlage sich bei maximal 124 m einstellt. Eine abgekühlte Wassersäule von 124 m erzeugt einen Druck von ca. 14 bar. Diesen Druck muß das Druckhaltesystem im Anlagenstillstand halten. Mit steigenden Injektionsraten steigt der Wasserspiegel in der Injektionsbohrung und erzeugt einen Gegendruck, der bei Erreichen einer Injektionsrate von ca. 100 m³/h ausgeglichen ist.

Ein Vorrichtung, die diese Bedingungen erfüllt ist z. Z. nicht auf dem Markt.

2.5.1 Betrachtung und Wertung von Druckhaltesystemen

1. *Einbau eines 2 3/8“-Drosselstranges in den vorhandenen Injektionsstrang*

Die Anlage müßte dann so betrieben werden, daß kleine Volumenströme über den Steigraum des 2 3/8“-Drosselstranges gefahren werden und die großen Volumenströme über den Ringraum 2 3/8“ x 4 1/2“.

- Regelbereich 2 3/8“: 40 –45 m³/h
- Regelbereich 2 3/8“ x 4 1/2“: 10 –70 m³/h

Die Zielstellung, den Unterdruck in allen Betriebsphasen zu verhindern, wird hiermit nicht erreicht. Die Zielstellung wird nur für den Volumenstrom von 40 – 45 m³/h durch den 2 3/8“-Drosselstrang erreicht. Bei der Zirkulation über den Ringraum entsteht weiter Unterdruck.

2. *Einbau von auswechselbaren Drosselementen in den 4 1/2“ Injektionsstrang*

Mit Hilfe der Wire-Line-Technik könnten Düsen in den Strang plaziert werden. Zuvor müßte der 4 1/2“ Injektionsstrang ausgebaut und eine Aufnahmevorrichtung an den Strang angebracht werden.

- Regelbereich 20 mm-Düse: 40 –45 m³/h
- Regelbereich 22 mm-Düse: 45 –50 m³/h
- Regelbereich 25 mm-Düse: 50 –60 m³/h
- Regelbereich 30 mm-Düse: 60 –70 m³/h
- Regelbereich 35 mm-Düse: 70 –80 m³/h
- Regelbereich 40 mm-Düse: 80 –90 m³/h

Auf Grund der engen Regelbereiche ist diese Variante nicht praktikabel.

3. *Einbau eines federbelasteten Rückschlagventils in den 4 1/2“ Injektionsstrang*

Der 4 1/2“ Injektionsstrang müßte ausgebaut und das Rückschlagventil an den Strang angebracht werden. Da nur eine Feder mit einer fest vorgegebenen Federkonstante eingebaut werden kann, ist dieses Ventil nicht regelbar.

4. *Einbau einer Unterwassermotorpumpe als Drosselement*

Die UWM-Pumpe müßte so ausgelegt werden, daß sie drehzahlgesteuert den entsprechenden Gegendruck in der Injektionsbohrung hält. Entsprechend der potentiellen Energie des Thermalwassers wäre es möglich, Strom zu erzeugen. Da diese Pumpen für die Förderung ausgelegt sind, würde der Verschleiß der Pumpe bei gegenläufiger Durchströmung höher sein. Deshalb müßte solch eine Pumpe überdimensioniert werden. Hierfür fehlt der Platz in der Injektionsbohrung.

5. Einbau eines Überströmers [SAMSON]

Um den Druck vor dem Druckregler konstant zu halten, kommen sogenannte Überströmventile zum Einsatz. Diese Geräte bestehen aus einem Stellventil und einem Stellantrieb (vorgespannte Feder), der das Ventil öffnet, wenn der konstant zu haltende Druck steigt. Der zu regelnde Druck erzeugt an einer Membranfläche A eine Kraft $F=p \cdot A$. Diese, dem Istwert entsprechende Kraft wird mit der Federkraft verglichen und verstellt den Ventilkegel solange, bis die Kräfte der Federkraft und die von der Membranfläche mit dem Regeldruck erzeugte Kraft gleich sind. Die Federkraft wird an einem Sollwertsteller eingestellt. Die Federkonstante der Stellfeder bestimmt den Regelbereich.

Handelsübliche Überströmer haben einen großen Platzbedarf und sind nicht für den Einbau in engen Rohrtouren konzipiert. Ein Überströmer der die Anforderungen für die Druckhaltung in der NG1-2 zuverlässig erfüllt, müßte speziell entwickelt und gebaut werden.

6. Entwicklung einer regelbaren Düse

Aus der Tiefbohrtechnik sind sogenannte Annular Blow Out Preventer (BOP) bekannt [CAMERON IRON WORKS USA]. Diese BOP besitzen ein ringförmiges Gummielement, welches mittels Keil hydraulisch zusammengepreßt wird und damit seinen Durchmesser verengt. Dieses Prinzip ließe sich auch als regelbare Düse anwenden. Zur Steuerung dieser Düse müßten zwei Steuerleitungen bis übertage geführt werden. Damit ließen sich alle Volumenströme regeln. Es wäre auch möglich, dieses Bauteil mit einer Verriegelungsvorrichtung auszurüsten und mittel Wire-Line-Technik in den Strang abzusetzen und wieder zu ziehen. Von Vorteil wäre der freie Durchgang im Injektionsstrang, der eine Bohrlochbefahrung ermöglicht.

2.5.2 Bewertungsmatrix der vorgeschlagenen Druckhaltesysteme

Note: 4 = sehr gut; 3 = gut; 2 = befriedigend; 1 = mangelhaft; 0 = ungenügend

Druckhaltesystem	Erfüllung der Zielstellung	Regelbarkeit	Zuverlässigkeit, Lebensdauer	Einbindung ins Gesamtsystem	Rückgriff auf vorhandene Systeme	Entwicklungsaufwand	Befahrbarkeit der Bohrung	Summe = Gewichtung x Punkte
Gewichtung (%)	50	20	10	5	5	5	5	100
2 3/8"-Drosselstrang	1	0	4	1	4	3	4	1,5
Düsen	0	0	3	0	4	2	2	0,7
Rückschlagventil	0	0	2	0	4	2	0	0,5
UWM-Pumpe	3	3	2	2	1	1	0	2
Überströmer	3	3	2	2	3	1	0	2,6
regelbare Düse	4	4	3	3	2	1	4	3,6

3. Zusammenfassung / Schlußfolgerungen

Von wesentlicher Bedeutung für die Auslegung des obertägigen Thermalwasserkreislaufs ist die Kenntnis der untertägigen Druckreaktionen im Speicher und in den Förder- und Verpreßleitungen. Ausgangspunkt ist hierbei die exakte Bestimmung der Ruhewasserspiegel in der Förder- und Injektionsbohrung. Die Abhängigkeit der dynamischen Wasserspiegel ist für die Förder- und Injektionsbohrung dahingehend unterschiedlich, daß auf der Injektionsseite die Temperatur variiert und eine Auskühlung des Reservoirs erfolgt. In der Injektionsbohrung existiert bis zu einer Volumenstromrate von 95 bis 105 m³/h (Temperaturabhängigkeit des Injektionsmediums) ein Unterdruck gegenüber dem Atmosphärenluftdruck. Bis zum jeweiligen dynamischen Wasserspiegel stellt sich dann in der Injektionsbohrung der temperaturabhängige Dampfdruck des Thermalwasser-/Gasgemisches ein. Dieser Dampfdruck beträgt bei einer Injektionswassertemperatur von 55 °C: ca. 0,135 bar und bei 70 °C: ca. 0,275 bar. In diesem Rohrabschnitt erfolgt eine fast vollständige Gasentlösung. Beim Auftreffen des Gas-/Wasserdampfgemischs auf den dynamischen Wasserspiegel kondensiert dieses und es kommt dabei zu starken Druckschwankungen.

Für den Gasanteil von ca. 10% im Thermalwasser von Neustadt-Glewe und einer Temperatur von 98 °C ist der Entlösungsdruck ca. $2,4 \pm 0,3$ bar. Auf der Förderseite des Thermalwassersystems ergaben die Druckberechnungen keine signifikanten Abhängigkeiten für das Auftreten von Gasentlösungen am Sondenkopf der Förderbohrung als auch am Behälter B 01 (außer im Zeitraum vom 13.3.-4.8.96 bei Förderraten von 40-50 m³/h und Kopfdrücken von 2,5 bar).

Da die Gasentlösungsdrücke unter statischen Bedingungen bestimmt werden, kommen für das Auftreten von Gasentlösungen bei Drücken über dem Gasentlösungspunkt mögliche dynamische Bedingungen in Frage (Verwirbelung der Strömung; Potential-Wirbel etc., wie sie z. B. an Rohrkrümmern, Armaturen, plötzliche Rohrdurchmessererweiterungen, Rohrverzweigungen entstehen).

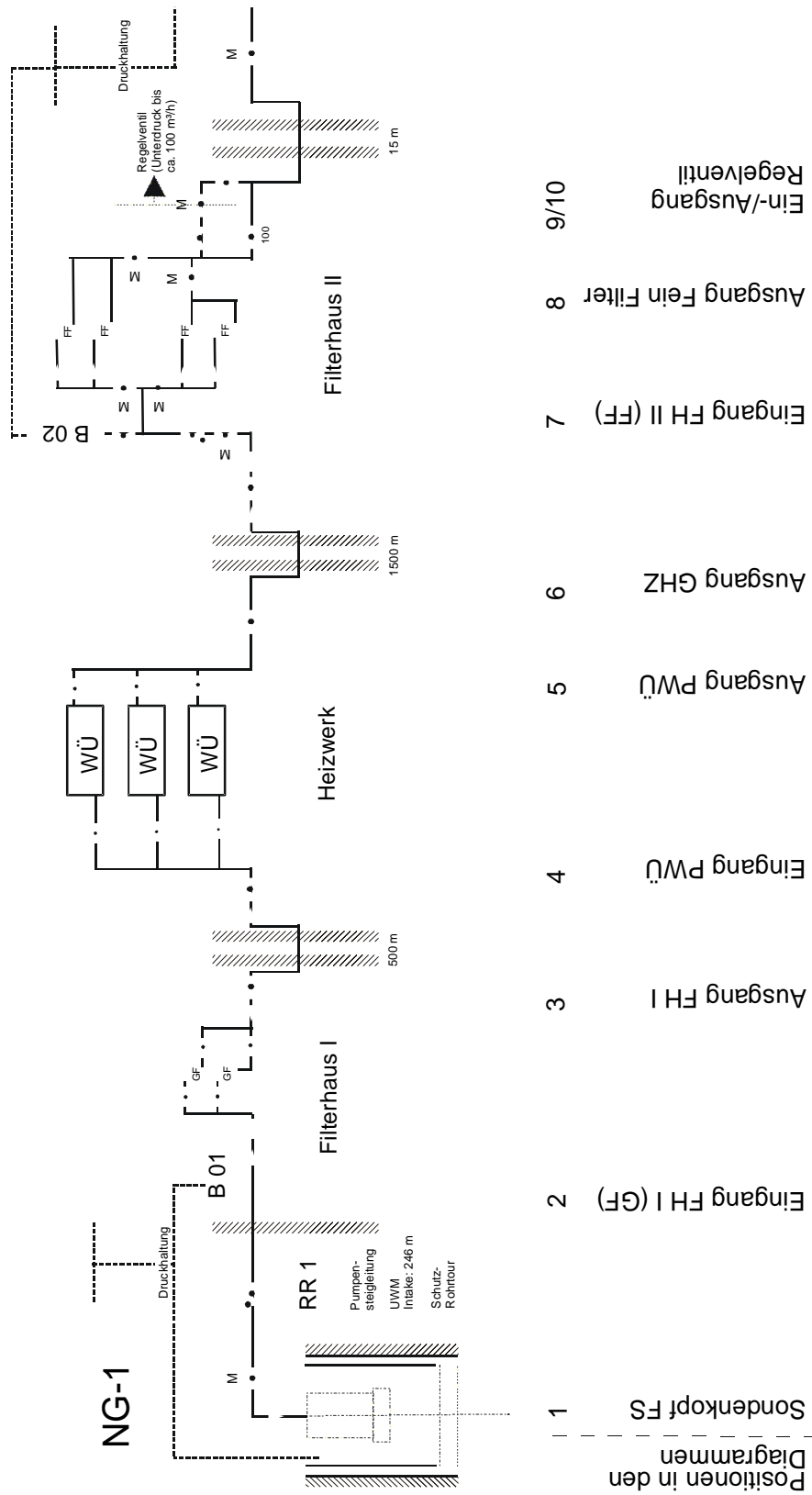
Die in 2.3.8 aufgezeigte Pumpencharakteristik der UWM-Pumpe weist bei höheren Förderraten eine abnehmende Effektivität aus. Die Ursache für diesen Kennlinienverlauf konnte nicht geklärt werden. Da der Wasserspiegel in der Förderbohrung nicht kontinuierlich und zweifellosfrei gemessen wird, kann nicht ausgeschlossen werden, daß der Wasserspiegel bei höheren Förderraten tiefer abgesenkt wird, als die ermittelte Produktivität zulassen würde.

Der Umstand, daß in der Injektionssonde bis zu Volumenströmen von 100 m³/h Unterdrücke zum Außenluftdruck auftreten, macht eine Druckhaltung in der Injektionssonde erforderlich. Ein Druckhaltesystem das allen Anforderungen für die GHZ Neustadt-Glewe genügt, ist z. Z. nicht verfügbar. Es kommen hierfür regelbare Druckhaltesysteme, die unterhalb des Ruhewasserspiegels plaziert werden, in Frage. Aussichtsreiche Druckregelsysteme, die den Anforderungen weitgehend entsprechen würden, sind sogenannte Überströmer bzw. regelbare Düsen nach dem Prinzip des Annular Blow Out Preventer (BOP).

4. Literatur

Allen, M., Rowe, Jr., C.S. James, Pressure – Volumen – Temperature – Concentration Relation of Aqueous NaCl Solution, Journal of Chemical and Engineering Data, School of Mechanical Engineering, Oklahoma University, Stillwater, 1, 1979.

- Bendzko, T., Vergleich analytischer Lösungen zur Berechnung der Temperaturverteilung in Bohrungen bei der Einphasenströmung (Wasser oder Öl) und eine Anwendungsmöglichkeit für die Auswertung des Kapazitätstestes von hydrothermalen Lagerstätten, Diplomarbeit, Bergakademie Freiberg, 1991.
- Bohl, W., Technische Strömungslehre: Stoffeigenschaften von Flüssigkeiten u. Gasen, Hydrostatik, Aerostatik, Inkompressible Strömungen, Kompressible Strömungen, Strömungsmeßtechnik, 3., durchges. Aufl., Würzburg: Vogel, 1978.
- Cameron Iron Works USA, Inc., World Headquarters, Houston, Texas, Katalog, 1990.
- Centrilift, De Bie, J., A Baker Hughes company, 1948 RB Beverwijk, Netherlands, Telefaxmitteilung, 1998.
- Ershaghi, I., D. Abdassah, M.R. Bonakdar and S. Akmad, Estimation of Geothermal Brine Viskosity, Journal of Petroleum Technology, Dallas/Texas, 3, 1983.
- Förster, S. und V. Köckritz, Aufschluss und Gewinnung flüssiger und gasförmiger Rohstoffe, Reihe: Fördertechnik, Formelsammlung, 3. erg. Auflage, Bergakademie Freiberg, 1989.
- Poppei, J. und F. Wenderoth, Modelltechnische Interpretation der Betriebsdaten der GHZ 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 Reports, STR99/xx, (dieses Heft), 1998.
- Recknagel, H., E. Sprenger und E.R. Schramek, Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik, 67. Aufl., R. Oldenburg Verlag München Wien, 1995.
- SAMSON AG, Mess- und Regeltechnik, Regler ohne Hilfsenergie, Katalog, 1996.
- Seibt, A., D. Naumann und P. Hoth, Lösung und Entlösung von Thermalwassergasen – Konsequenzen für den Anlagenbetrieb, Abschlußbericht 1998, GeoForschungsZentrum Potsdam, 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 Reports, STR99/xx, (dieses Heft), 1998.
- VDI-Wärmeatlas: Berechnungsblätter für den Wärmeübergang, Hrsg.: Verein Deutscher Ingenieure; VDI-Gesellschaft, Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen (GVC), 8. Überarbeitete und erweiterte Aufl., Düsseldorf, VDI-Verl., 1997.



Anlage 1: Prinzipschema des Thermalwasserkreislaufes der GHZ Neustadt-Glewe

Lösung und Entlösung von Gasen in Thermalwässern - Konsequenzen für den Anlagenbetrieb

Andrea Seibt, Dirk Naumann und Peer Hoth, GeoForschungsZentrum Potsdam

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	64
2	Grundlagen zur Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten	65
2.1	Löslichkeit von reinen Gasen	65
2.2	Löslichkeit von Gasgemischen in Wasser	67
2.3	Einfluß der Salinität auf die Gaslöslichkeit	68
3	Bestimmung von Gasentlösungsdrücken	70
4	Geochemische Modellierung.....	74
4.1	Einführung	74
4.2	Programm SOLMINEQ.88 [Kharaka et al., 1988].....	75
4.3	Sättigungszustand des Thermalwassers im Thermalwasserkreislauf	76
4.3.1	Methodik.....	76
4.3.2	Ergebnisse der Modellierung.....	78
4.3.3	Bewertung und Diskussion der Modellierungsergebnisse.....	81
5	Zusammenfassung und Schlußfolgerungen	82
6	Literatur	83
7	Anhang: Nomenklatur der verwendeten Symbole	86

Abstract

The geothermal heating plant in Neustadt-Glewe extracts heat energy from formation water with a temperature of 99°C. This water is produced from a 50 to 100 m thick sandstone reservoir of Upper Triassic (Keuper) age, which is located between 2200 and 2300 m depth. Compared to other geothermal plants in Northern Germany, the site in Neustadt-Glewe is special with regard to the higher temperature, salinity (TDS =216 g/l) and the gas content of the water (10 vol.-% gas, dominated by CO₂). Another specific feature of the system is the existence of low injection pressures during the operation under low flow rates.

This study characterizes the importance of these specific conditions for the risk of degassing and precipitation within the geothermal loop of the geothermal plant in Neustadt-Glewe. The chemical analysis of the waters, a detailed geochemical study of the gas phase, and the mineralogical/chemical analysis of filter cakes and scaling precipitation were the base of the study. Geochemical modeling was done with the program SOLMINEQ.88 [Kharaka et al., 1988]. It was mainly focussed on the calculation of the water's saturation state in part of the geothermal loop between the production and the reinjection well.

Modeling results show that the cooling of the water and the drop in pressure will not lead to an oversaturation of the water as long as oxygen entry is avoided and pressure reduction will not cause water degassing. Starting from literature data on pressure and temperature dependent gas solubility in high saline waters, a gas dissolving point of around 2 bar was estimated for the specific conditions of the investigated site. A drop below this pressure will cause a CO₂-degassing and therefore an increase in the pH-value of the water. This change leads to the precipitation of carbonate and iron minerals within the loop system.

The detection of these minerals within the filter bags and at special parts of the tube system proves the modeled scenario of the precipitation risk. Due to the evaluated operating pressure of the geothermal plant [Rinke, 1998] it is obvious that the risk of carbonate and iron mineral precipitation exists especially for working conditions with low flow rates and localities between the heat exchanger and the reinjection well. In order to assess if the minimum system pressure which would avoid degassing has to exceed 2 bar, it is necessary to calculate how much pressure drop turbulent flow can cause.

The study shows that the knowledge of the gas content and its chemical behavior is of great importance for planning and operating geothermal heat plants.

1 Einleitung

Eine der Voraussetzung für den effizienten Betrieb einer geothermischen Anlage besteht darin, mögliche Ausfällungen von Feststoffen und daraus resultierende Blockierungen sowohl im Übertageteil der Anlage als auch im Aquifer selbst zu verhindern bzw. zu minimieren. Durch die Förderung der Thermalwässer werden Lösungsgleichgewichte bestimmende äußere Parameter wie Temperatur und Druck geändert. Diese Änderungen müssen jedoch nicht in jedem Fall zu Ausfällungen führen. So haben die von Kühn (1996) für den Standort Neustadt-Glewe durchgeführten geochemisch-thermodynamischen Berechnungen und kinetischen Untersuchungen zum Fällungsverhalten von Erdalkalisulfaten gezeigt, daß eine Abkühlung bis 20 °C und eine Druckentlastung bis 1 bar allein keine Feststoffbildung im Thermalwasserkreislauf verursachen kann.

Einfluß auf die Lösungsgleichgewichte besitzen aber auch Redoxpotential-, Konzentrations- und pH-Wert-Änderungen. Mit letzteren ist zu rechnen, wenn aus dem System Kohlendioxid entweicht. Mittels der sich über lange Zeiträume erstreckenden Analyse der Gase des Thermalwassers in Neustadt-Glewe konnte gezeigt werden, daß die Gaszusammensetzung zeitlich nahezu unverändert bleibt und Kohlendioxid das dominierende Gas ist [Naumann et al., 1998a]. Da mit einem Entlösen der unter Lagerstättenbedingungen im gelösten Zustand vorliegenden Gase bei bestimmten Druck- und Temperaturverhältnissen in der übertägigen Anlage in Neustadt-Glewe gerechnet werden muß, ist es notwendig, die Auswirkungen auf die

Lösungsgleichgewichte zu untersuchen.

2 Grundlagen zur Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten

2.1 Löslichkeit von reinen Gasen

Im Rahmen dieser Arbeit können nur die allgemeingültigen Gesetzmäßigkeiten zur Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten im Zusammenhang mit geothermiespezifischen Fragestellungen diskutiert werden.

Um die Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten zu beschreiben, kann bei niedrigen Drücken die Gasphase als ideal angesehen werden. Bei nicht zu großen Werten für die Löslichkeit (Stoffmengengehalt in der Flüssigkeit $x_i < 0,01$) und bei Partialdrücken p_i bis 1 bar gilt das Gesetz von Henry:

$$p_i = H_i \cdot x_i \quad (1)$$

Dabei ist die Löslichkeit eines Gases in der Flüssigkeit proportional zum Partialdruck des Gases. Die *Henry-Konstante* H_i ist abhängig von der Gasart, dem Lösungsmittel und der Temperatur. In der Regel nimmt die Löslichkeit eines Gases mit steigender Temperatur ab, durchläuft ein Minimum und steigt wieder an. Mit steigendem Druck nimmt die Löslichkeit zu. Durch gelöste Salze wird die Löslichkeit von Gasen herabgesetzt (siehe Abschnitt 2.3).

Als Maß für die Löslichkeit von Gasen werden verschiedene Koeffizienten verwendet: Der *Ostwald-Koeffizient* ist definiert als der Quotient aus dem Volumen des gelösten Gases und dem Volumen des reinen Lösungsmittels (bei gegebenem Druck und Temperatur). Beim *Bunsen-Koeffizienten* handelt es sich um das Volumen der gelösten Gasmenge im Normzustand ($T = 273,15 \text{ K}$, $P = 0,101325 \text{ MPa}$) pro Volumen des Lösungsmittels. Als *technischer Löslichkeitskoeffizient* wird das Volumen des gelösten Gases im Normzustand pro Masse Lösungsmittel und Partialdruck bezeichnet. Der *Kuenen'sche Absorptionskoeffizient* gibt das Volumen der gelösten Gasmenge im Normzustand ($T = 273,15 \text{ K}$, $P = 0,101325 \text{ MPa}$) pro Masse Lösungsmittel an. In den letzten Jahren wird die Angabe der Löslichkeit als *gelöste Molfraktion* immer häufiger benutzt.

Zur Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten gibt es eine Reihe von Arbeiten, die experimentell die Löslichkeit von einzelnen Gasen in Abhängigkeit von Temperatur und Druck bestimmt haben. Einen Überblick geben u. a. Fogg und Gerrard (1990). In der Reihe *Solubility Data Series* sind in einzelnen Ausgaben für die entsprechenden Gase die in der Literatur erschienenen experimentell ermittelten Löslichkeitsdaten zusammengefaßt und bewertet. Im Rahmen dieser Arbeit wird das Löslichkeitsverhalten der Gase CO_2 , CH_4 und N_2 betrachtet, da diese in den geothermisch genutzten Thermalwässern des Norddeutschen Beckens von besonderer Bedeutung sind [Naumann et al., 1998b].

In Tabelle 2-1 ist der *Ostwald-Koeffizient* für Kohlendioxid, Methan und Stickstoff im Temperaturbereich von 0 bis 70 °C bei einem Druck von 1,013 bar angegeben. Aus den Werten des *Ostwald-Koeffizienten* wird ersichtlich, daß Kohlendioxid in Wasser deutlich besser löslich ist als Methan und Stickstoff; Stickstoff ist am schlechtesten in Wasser löslich. Außerdem nimmt für alle drei betrachteten Gase die Löslichkeit mit steigender Temperatur ab.

Gas	Temperatur t [°C] (p = 1,013 bar)							
	0	10	20	30	40	50	60	70
CO ₂	1,717	1,238	0,9368	0,7391	0,6053	0,5124	0,4468	0,3999
CH ₄	0,05729	0,04491	0,03668	0,03156	0,02800	0,02565	0,02417	0,02337
N ₂	0,02381	0,01959	0,01686	0,01510	0,01400	0,01340	0,01318	0,01329

Tab. 2-1: *Ostwald-Koeffizient* für die Gase Kohlendioxid, Methan und Stickstoff in Wasser bei einem Druck von 1 atm [Messer Griesheim, 1989].

Das CO₂-H₂O-System spielt für die Atmosphäre und die Hydrosphäre eine besonders große Rolle. Aufgrund dessen sind in der Literatur eine Vielzahl experimentell ermittelter Löslichkeitsdaten insbesondere bei Atmosphärendruck zu finden. CO₂ bildet im Gegensatz zu CH₄ und N₂ beim Lösen in Wasser eine schwache Säure. Die Dissoziation ist relativ klein und kann beim Betrachten der CO₂-Löslichkeit vernachlässigt werden [Carroll et al., 1991]. Carroll et al. (1991) werteten ca. 100 Literaturquellen aus und leiteten daraus folgende empirische Beziehung zur Berechnung der *Henry-Konstanten* von Kohlendioxid in Wasser ab:

$$\ln H_{CO_2} = -6,8346 + 1,2817 \cdot 10^4 / T - 3,7668 \cdot 10^6 / T^2 + 2,997 \cdot 10^8 / T^3 \quad (2)$$

gilt für T = 273 bis 433 K und P bis 1 MPa

Mit dem ermittelten Wert für H_{CO₂} kann nun die Löslichkeit nach

$$x_{CO_2} \cdot H_{CO_2} = y_{CO_2} \cdot \phi_{CO_2} \cdot P \quad (3)$$

berechnet werden. Dabei sind y_{CO₂} die CO₂-Molfraktion in der koexistierenden Gasphase, φ_{CO₂} der Fugazitätskoeffizient für CO₂ in der Mischung und P der Gesamtdruck in MPa.

Die in Abbildung 2-1 dargestellte Löslichkeit von Kohlendioxid in Wasser in Abhängigkeit vom Druck bei verschiedenen Temperaturen zeigt, daß das *Henry'sche* Gesetz nur bei niedrigen Drücken Gültigkeit besitzt. Eine Linearität zwischen Löslichkeit und Druck besteht nur bis zu Drücken von ca. 50 bar. Bei t = 10, 20, 30 °C liegt CO₂ ab p = 35, 58 bzw. 73 bar im flüssigen Zustand vor.

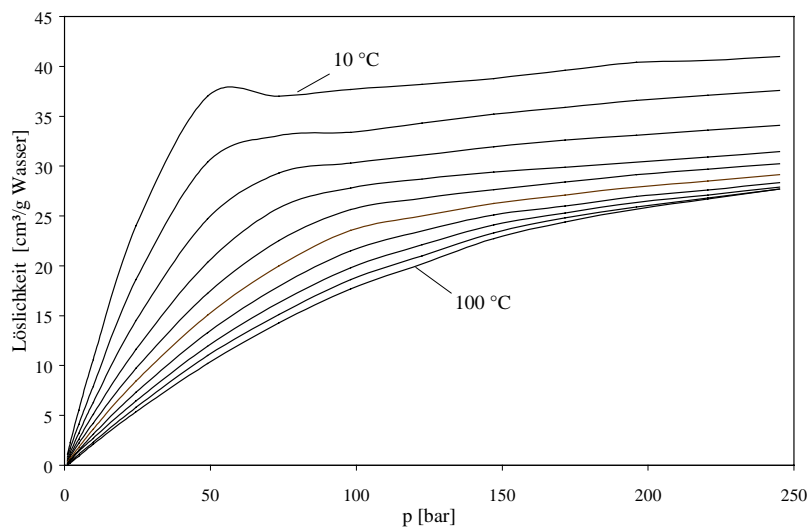


Abb. 2-1: Löslichkeit von Kohlendioxid in Wasser in Abhängigkeit vom Druck im Temperaturbereich von 10 bis 100 °C [nach May, 1991].

Für CH₄ und N₂ sind durch deren Bedeutung in der Kohlenwasserstoffexploration zahlreiche Untersuchungen vor allem in hohen Druckbereichen durchgeführt worden. Aus experimentell bestimmten Löslichkeiten für Stickstoff in Wasser fanden Battino et al. [1984, aus Fogg und Gerrard, 1990] folgende empirische Beziehung (x = gelöste Molfraktion Gas):

$$N_2: \quad \ln x = -107,176 + 4852,4 / T + 13,9321 \cdot \ln T + 0,97 \cdot \ln p - 0,000483 \cdot p \quad (4)$$

gilt für T = 298 bis 627 K und p = 6 bis 2000 bar

Für Methan ermittelten Clever und Young (1987) aus einer Reihe verschiedener Literaturquellen die empirische Gleichung:

$$\text{CH}_4: \ln x = -152,77 + 7478,8/T + 20,6794 \cdot \ln T + 0,753116 \cdot \ln p \quad (5)$$

gilt für $T = 350$ bis 503 K und $p = 25$ bis 1000 bar

Ein Vergleich mit Literaturdaten soll zeigen, inwieweit die Beziehungen (4) und (5) auch für niedrige Drücke anwendbar sind. Die berechneten Löslichkeitsdaten für 98°C (Fördersondenkopftemperatur Neustadt-Glewe) und Drücke von 1-10 bar sowie entsprechende Daten aus der Literatur sind in Abbildung 2-2 dargestellt.

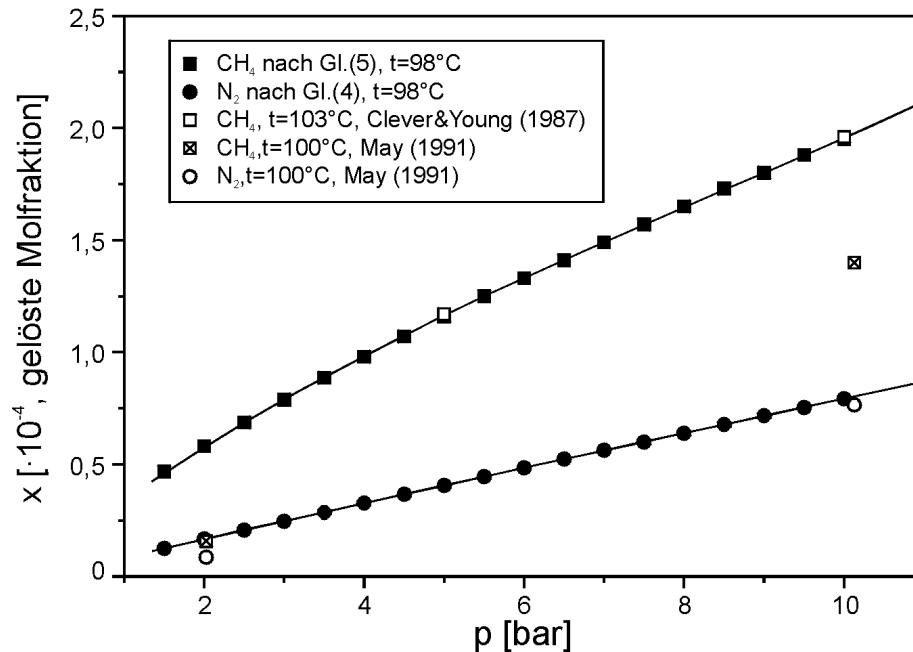


Abb. 2-2: Löslichkeit von CH_4 und N_2 bei $t = 98^\circ\text{C}$ in reinem Wasser als Funktion des Drucks. Für N_2 stimmen die berechneten Löslichkeiten mit den Literaturdaten gut überein, die CH_4 -Löslichkeiten dagegen differieren.

Die mittels der Gleichung (4) berechneten N_2 -Löslichkeiten stimmen mit den Daten von May (1991) sehr gut überein. Obwohl Gleichung (5) für Methan bis zu einem Druck von 6 bar gültig sein soll, sind hier Abweichungen zwischen berechneten Löslichkeiten und den Daten von May (1991) zu verzeichnen.

2.2 Löslichkeit von Gasgemischen in Wasser

Befindet sich eine Flüssigkeit mit einer Mischung von mehreren Gasen im Gleichgewicht, stellt sich für jedes Gas ein Lösungsgleichgewicht entsprechend seinem Partialdruck ein. Dalton beschreibt eine Beziehung, die den Gesamtdruck eines Gasgemisches als Summe der Teildampfdrücke (Partialdrücke) betrachtet:

$$p_{\text{Ges.}} = p_{T,A} + p_{T,B} + \dots \quad (6a)$$

p_{Ges} Gesamtdampfdruck [bar]
 $p_{T,A}$ Partialdruck des Gases A [bar]
 $p_{T,B}$ Partialdruck des Gases B [bar]

Die Partialdrücke können nach dem *Raoult'schen* Gesetz berechnet werden:

$$p_T = p_{0,A} \cdot \frac{n_A}{n_A + n_B + \dots} \quad (6b)$$

p_T	Partialdruck [bar]
$p_{0,A}$	Druck des reinen Stoffes A [bar]
n_A	Stoffmenge des Stoffes A
n_B	Stoffmenge des Stoffes B

Bewegt man sich im Gültigkeitsbereich der Gesetze von *Henry* und *Dalton*, ist die Löslichkeit eines Gases L_i unabhängig von der Zusammensetzung des Gasgemisches (X_i = Molfraktion eines Gases in der koexistierenden Gasphase):

$$L_{\text{Gemisch}} = L_A \cdot X_A + L_B \cdot X_B + \dots \quad (7)$$

Dies wird durch die Untersuchungen von Wilcock und Battino (1974) gestützt, die nachgewiesen haben, daß die experimentell bestimmte Löslichkeit eines Gasgemisches aus 49,5 Mol-% O₂ und 50,5 Mol-% N₂ (t = 25 °C, p = 1,013 bar) von dem aus den Löslichkeiten der reinen Gase berechneten Wert (Gleichung (7)) um lediglich 3 % abweicht. Für eine größere Präzision bedarf es nach Wilcock und Battino (1974) einer gesonderten Betrachtung und direkter Messung für den jeweils vorliegenden Fall. Bei relativ hohen Drücken und Gasgehalten ist diese Näherung so nicht mehr gegeben und der Fehler zwischen experimentell bestimmter und berechneter Löslichkeit wächst. Für das Gasgemisch Luft liegen z.B. eine Reihe von Daten vor, die bei Battino (1982) zusammengestellt sind.

Demgegenüber stehen die Untersuchungen von Harting et al. (1981) und May (1991): Danach nimmt bei CH₄-N₂-Gemischen die Löslichkeit der Unterschußkomponente im Vergleich zu den anteilig berechneten Werten der reinen Komponenten nach Gleichung (7) zu. Die Löslichkeit der Überschußkomponente stimmt weitgehend mit dem Produkt aus der Löslichkeit der reinen Komponente und deren Molenbruch in der koexistierenden Gasphase überein. Diese Zunahme der Löslichkeit ist bei N₂ geringer (ca. 3 %) als bei CH₄ (bis ca. 10 %). Weiterhin wurden von May (1991) Daten von Namiot und Bondarewa (1959) zur Löslichkeit von CH₄-CO₂-Gemischen ausgewertet. Ergebnis dieser Auswertung war eine bessere Löslichkeit von CO₂ als Unterschußkomponente bis zu 50 % und eine geringfügige Abnahme der Löslichkeit der Überschußkomponente CH₄ von weniger als 5 % gegenüber den nach Gleichung (7) berechneten Werten.

Liegt eine Komponente in der Gasphase im großen Überschuß vor (wie z. B. in Neustadt-Glewe Kohlendioxid mit 94 Vol.-%), wird davon ausgegangen, daß die berechnete Löslichkeit eines Gemisches aus den für die reinen Gase anteilig ermittelten Löslichkeiten hinreichend genau ist.

2.3 Einfluß der Salinität auf die Gaslöslichkeit

Die Löslichkeit von Gasen in wäßrigen Salzlösungen (wie z. B. Formationswässern) wird im Vergleich zur Löslichkeit in reinem Wasser bei gleichen p-T-Bedingungen durch die Anwesenheit der Elektrolyte herabgesetzt. In solchen Lösungen verringert sich durch die Bildung von Hydrathüllen um die gelösten Ionen das für den Lösungsprozeß zur Verfügung stehende Wasser, so daß effektiv weniger „Platz“ für Gasmoleküle und Gasatome vorhanden ist.

Nach der *Sechenov*-Beziehung, die bereits vor über 100 Jahren postuliert wurde [Sechenov, 1877a, 1877b, 1889], ist der Logarithmus der Löslichkeit bei konstanter Temperatur eine lineare Funktion der Salzkonzentration. Die Gültigkeit dieses sog. „Aussalzeffekts“ ist für eine Reihe gasförmiger und nichtelektrolytischer Solvate in wäßrigen Salzlösungen nachgewiesen worden, auch bei extrem hohen Salzkonzentrationen [Shoor et al., 1969; Weiss und Price, 1989 und Verweise darin]. Der Aussalzeffekt kann nach *Sechenov* mit folgender Gleichung

beschrieben werden:

$$\lg \left[\frac{S_0^i(T)}{S^i(T)} \right] = C \cdot K^i(T) \quad (8)$$

Dabei sind C die Salzkonzentration in der Lösung, $S_0^i(T)$ die Löslichkeit eines Nichtelektrolyten i in reinem Wasser bei der Temperatur T, $S^i(T)$ die Löslichkeit des Nichtelektrolyten in der Salzlösung bei der Temperatur T und $K^i(T)$ der empirische Salzkoeffizient bei der Temperatur T. Sind der empirische Salzkoeffizient, die Löslichkeit in reinem Wasser und die Salzkonzentration bekannt, kann somit die Löslichkeit des Gases in der Salzlösung berechnet werden:

$$S^i(T) = \frac{S_0^i(T)}{10^{C \cdot K^i(T)}} \quad (9)$$

Die Löslichkeit verschiedener Gase verringert sich nach O'Sullivan et al. (1966) mit zunehmender Salzkonzentration in relativ gleichem Maße (unabhängig von den Eigenschaftsunterschieden der Gasmoleküle bzw. -atome). Auch bei verschiedenen Drücken und Temperaturen ist die prozentuale Abnahme der Gaslöslichkeit bei Salinitätserhöhung ähnlich.

Verschiedene experimentelle Arbeiten haben die Abnahme der Gaslöslichkeit durch die Salzkonzentration bestimmt. Zimmer (1993) stellte z. B. für das Fluid der KTB-VB (60 g/l Gesamtlösungsinhalt „TDS“) eine Minderung der Gaslöslichkeit im Vergleich zu reinem Wasser auf 63,5 % fest. Für das Tote Meer (315 g/l TDS, Bentor, 1961) wurde eine Reduzierung der Löslichkeit verschiedener atmosphärischer Gase gegenüber Wasser auf 15-25 % bestimmt [Weiss und Price, 1989]. Harting et al. (1981) fanden folgende Abhängigkeit in Auswertung ihrer experimentellen Ergebnisse zur Löslichkeit von N_2 und CH_4 in NaCl-Lösungen ($L_{rel.}$ = relative Löslichkeit in Abhängigkeit vom Salzgehalt der Lösung, c = Molalität NaCl):

$$L_{rel.} = 100 \cdot e^{(-0,315 \cdot c + 0,01452 \cdot c^2)} \quad (10)$$

Kleine oder mehrfach geladene Ionen bewirken eine größere Löslichkeitserniedrigung als große oder einfach geladene Ionen. Für $CaCl_2$ -Lösungen bzw. Mischungen von NaCl und $CaCl_2$ wurde ein Faktor von 1,8 ermittelt, mit dem die $CaCl_2$ -Molalität zu multiplizieren ist, um die äquivalente NaCl-Konzentration zu erhalten, die die gleiche Löslichkeitserniedrigung hervorruft. Für Schichtwässer, deren Mineralisation sich vorwiegend aus NaCl und $CaCl_2$ zusammensetzt, wird vorgeschlagen, die Salze einwertiger Kationen wie NaCl und die Salze zweiwertiger Kationen wie $CaCl_2$ zu behandeln. Auf diese Weise erhält man die Konzentration $c_{\text{äq}}$ einer „NaCl-Lösung“, die eine gleiche Löslichkeitserniedrigung hervorruft wie das vorliegende Schichtwasser [Harting et al., 1981].

Inwieweit die für praktische Anwendungen einfach zu handhabende Gleichung (10) Gültigkeit hat, soll anhand eines Vergleichs mit Literaturdaten gezeigt werden. In Abbildung 2-3 sind $\lg \left[\frac{S_0^i(T)}{S^i(T)} \right]$ -Daten für verschiedene Gase ($t = 30$ °C und Atmosphärendruck) bei unterschiedlicher Salinität aufgetragen. Aus der Abbildung geht hervor, daß die reduzierte Löslichkeit nach Gleichung (10) mit den Literaturdaten für die Gase Ar, N_2 und CH_4 gut übereinstimmt. Bei CO_2 gibt es dagegen große Abweichungen. Die Steigung der in Abbildung 2-3 dargestellten Ausgleichsgeraden von 0,085 stellt nach Gleichung (8) den empirischen Salzkoeffizienten dar. Somit gilt für CO_2 bei $t = 30$ °C (Salzkonzentration der Lösung C geht in mol/l ein):

$$S^{CO_2}(T) = \frac{S_0^{CO_2}(T)}{10^{C \cdot 0,085}} \quad (11)$$

Die durch den Salzgehalt des Thermalwassers der Anlage in Neustadt-Glewe hervorgerufene relative Löslichkeitserniedrigung kann für Stickstoff und Methan nach Beziehung (10) ermittelt werden. Sie beträgt in Bezug auf reines Wasser 35 % („NaCl-Molalität“ $_{\text{äq}} = 4,18$ mol/kg).

Zur Berechnung der Löslichkeitsreduzierung für Kohlendioxid wurde Gleichung (11) genutzt. Danach beträgt die Löslichkeit von CO_2 in diesem Thermalwasser nur 47 % derjenigen in reinem Wasser („NaCl-Molarität“ $_{\text{aq}} = 3,9 \text{ mol/l}$). Dies gilt auch für höhere Temperaturen, da sich der Salzkoeffizient mit steigender Temperatur wenig ändert [Gerecke, 1969].

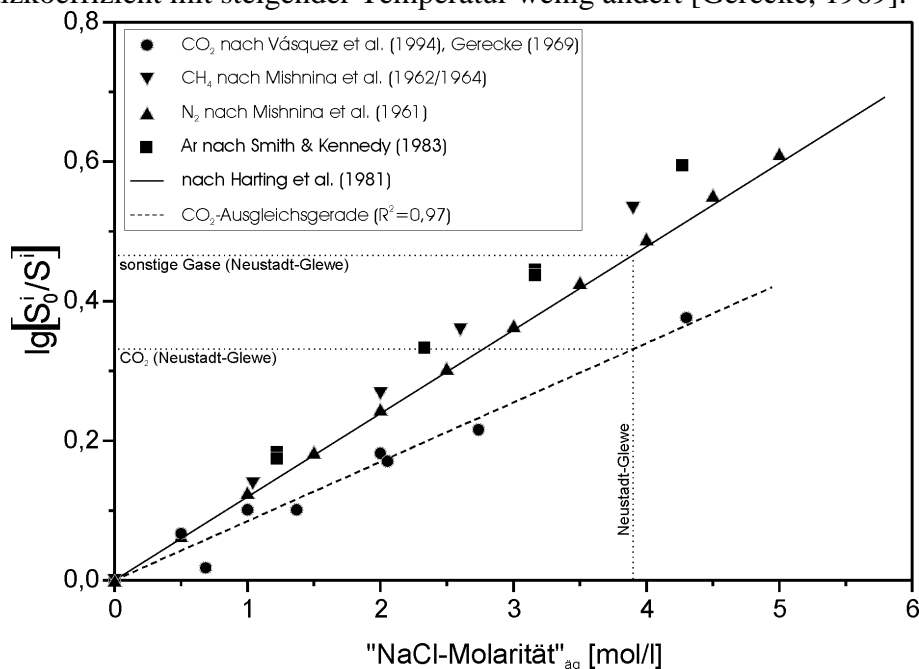


Abb. 2-3: Aufgetragen ist die Reduktion der Löslichkeit der Gase CH_4 , N_2 , CO_2 und Ar bei $t = 30 \text{ °C}$ und Atmosphärendruck gegen die „NaCl-Molarität“ $_{\text{aq}}$. Die Darstellung von $\lg[S_0^i/S^i]$ gegen die NaCl-Molarität ermöglicht eine Auswertung nach Gleichung (8). Die Steigung der Geraden entspricht dem empirischen Salzkoeffizienten. Für CO_2 ist $K = 0,085$, für die anderen Gase stellt Gleichung (10) eine Alternative zur Berechnung der relativen Löslichkeiten von Gasen in mineralisierten Wässern dar.

3 Bestimmung von Gasentlösungsdrücken

Das Thermalwasser von Neustadt-Glewe enthält nach Naumann et al. (1998a, dieser Report) 10 Vol.-% $\text{Gas}_{\text{gesamt}}$ im Wasser, das wiederum aus durchschnittlich 94 Vol.-% CO_2 , 3 Vol.-% N_2 und 3 Vol.-% CH_4 zusammengesetzt ist. Mit diesen Daten als Grundlage wird im folgenden anhand verschiedener Literaturdaten exemplarisch für die in Neustadt-Glewe herrschenden Gegebenheiten der Druck berechnet, bei dem alle Gase in Lösung bleiben.

(a) Berechnung der Gasentlösungsdrücke mittels Gleichung (4) für N_2 und (5) für CH_4 sowie nach Rumpf et al. (1994) und Carroll et al. (1991) für CO_2

Zunächst wurden die maximalen Löslichkeiten der reinen Gaskomponenten bei 98 °C (Fördersondenkopftemperatur) im zu erwartenden Druckbereich bis 10 bar ermittelt. Ausgehend von diesen Werten sind dann die Löslichkeit des Gasgemisches anteilig nach Gleichung (7) berechnet worden [Wilcock und Battino, 1974]. Die Berechnung der maximal löslichen Molfraktionen der reinen Komponenten Stickstoff und Methan resultieren aus den Gl. (4) und (5). Für CO_2 wurden sowohl die Daten von Carroll et al. (1991, $t = 100 \text{ °C}$, siehe auch Gleichung (2)) als auch die Daten von Rumpf et al. (1994), die sich auf eine 4 molale NaCl-Lösung bei 80 und 120 °C beziehen, verwendet.

Um die Daten von Rumpf et al. (1994) für das Beispiel Neustadt-Glewe anwenden zu können, wurden diese in Abbildung 3-1 als Funktion des Drucks aufgetragen. Die Löslichkeiten für reines CO_2 im Thermalwasser von Neustadt-Glewe für Drücke bis 10 bar basieren auf den so ermittelten Regressionskurven und –gleichungen. Parallel dazu wurden die Daten von Carroll

et al. (1991) für reines Wasser und $t = 100\text{ °C}$ mit dem bereits ermittelten Faktor 0,47 multipliziert, um die Löslichkeitserniedrigung durch den Salzgehalt zu berücksichtigen. Zur Berechnung der Löslichkeiten von CH_4 und N_2 sind die Ergebnisse aus den Gleichungen (4) und (5) ($t = 98\text{ °C}$) mit dem Faktor 0,35 ($L_{\text{rel.}}$) multipliziert worden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3-1 zusammengestellt.

Aus den so ermittelten Löslichkeiten der reinen Gase wurde anschließend die Löslichkeit des in Neustadt-Glewe vorliegenden Gasegemisches anteilig berechnet und aufsummiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-2 dargestellt. Die Werte für 100 °C [Carroll et al., 1994] liegen erwartungsgemäß zwischen den Daten für 80 und 120 °C .

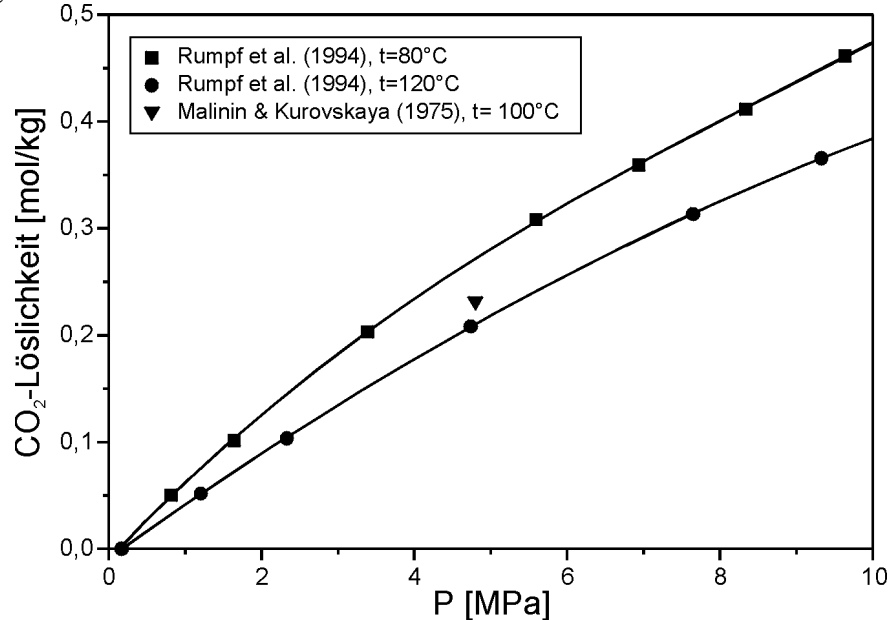


Abb. 3-1: CO_2 -Löslichkeit nach Rumpf et al. (1994) in einer 4 molalen NaCl -Lösung. Zum Vergleich ist die Löslichkeit bei 100 °C und einem Druck von $4,8\text{ MPa}$ nach Malinin und Kurovskaya (1975) angegeben.

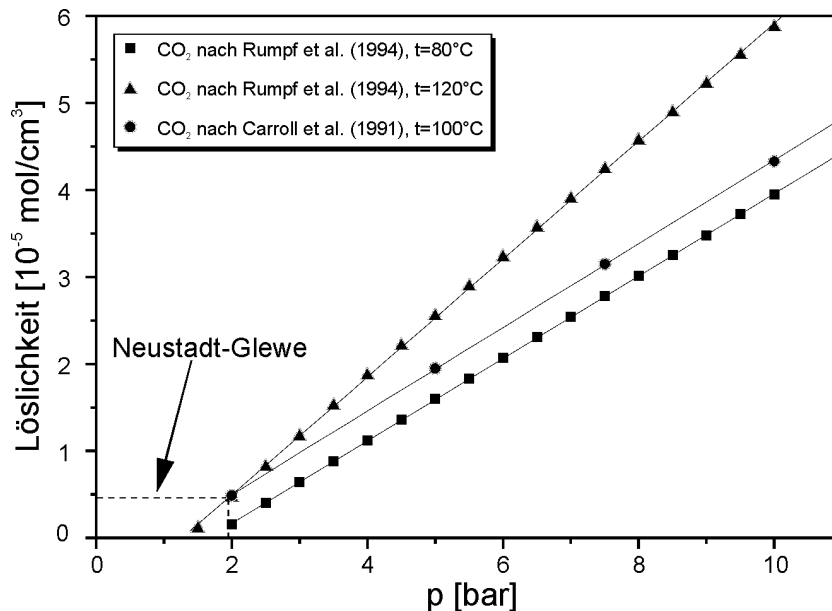


Abb. 3-2: Berechnete Löslichkeiten eines Gasegemisches mit einer Neustadt-Glewe entsprechenden Zusammensetzung als Funktion des Drucks. Bei den verschiedenen Datensätzen wurden CH_4 und N_2 jeweils nach den Gleichungen (4) und (5) berechnet, während die Werte für CO_2 verschiedenen Literaturquellen entstammen.

p	x CH ₄ (t=98°C)	x N ₂ (t=98°C)	x CO ₂ (t=120°C)	x CO ₂ (t=80°C)	x CO ₂ (t=100°C)
[bar]	Gl.(5), L _{rel.} =35%	Gl.(4), L _{rel.} =35%	berechnet nach Rumpf et al. (1994)		Carroll et al. (1991), L _{rel.} =47%
1,5	1,64·10 ⁻⁵	4,42·10 ⁻⁶	-	2,07·10 ⁻⁵	
2	2,03·10 ⁻⁵	5,85·10 ⁻⁶	2,94·10 ⁻⁵	8,77·10 ⁻⁵	9,17·10 ⁻⁵
2,5	2,41·10 ⁻⁵	7,26·10 ⁻⁶	7,49·10 ⁻⁵	1,54·10 ⁻⁴	
3	2,76·10 ⁻⁵	8,66·10 ⁻⁶	1,20·10 ⁻⁴	2,21·10 ⁻⁴	
3,5	3,10·10 ⁻⁵	1,01·10 ⁻⁵	1,66·10 ⁻⁴	2,87·10 ⁻⁴	
4	3,43·10 ⁻⁵	1,14·10 ⁻⁵	2,11·10 ⁻⁴	3,52·10 ⁻⁴	
4,5	3,75·10 ⁻⁵	1,28·10 ⁻⁵	2,56·10 ⁻⁴	4,17·10 ⁻⁴	
5	4,06·10 ⁻⁵	1,42·10 ⁻⁵	3,01·10 ⁻⁴	4,82·10 ⁻⁴	3,68·10 ⁻⁴
5,5	4,36·10 ⁻⁵	1,56·10 ⁻⁵	3,46·10 ⁻⁴	5,46·10 ⁻⁴	
6	4,65·10 ⁻⁵	1,69·10 ⁻⁵	3,91·10 ⁻⁴	6,10·10 ⁻⁴	
6,5	4,94·10 ⁻⁵	1,83·10 ⁻⁵	4,35·10 ⁻⁴	6,74·10 ⁻⁴	
7	5,23·10 ⁻⁵	1,97·10 ⁻⁵	4,80·10 ⁻⁴	7,37·10 ⁻⁴	
7,5	5,50·10 ⁻⁵	2,10·10 ⁻⁵	5,24·10 ⁻⁴	8,00·10 ⁻⁴	5,95·10 ⁻⁴
8	5,78·10 ⁻⁵	2,24·10 ⁻⁵	5,69·10 ⁻⁴	8,63·10 ⁻⁴	
8,5	6,05·10 ⁻⁵	2,37·10 ⁻⁵	6,13·10 ⁻⁴	9,25·10 ⁻⁴	
9	6,31·10 ⁻⁵	2,51·10 ⁻⁵	6,57·10 ⁻⁴	9,87·10 ⁻⁴	
9,5	6,58·10 ⁻⁵	2,64·10 ⁻⁵	7,01·10 ⁻⁴	1,05·10 ⁻³	
10	6,84·10 ⁻⁵	2,77·10 ⁻⁵	7,45·10 ⁻⁴	1,11·10 ⁻³	8,18·10 ⁻⁴

Tab. 3-1: Löslichkeiten der reinen Gase CH₄, N₂ und CO₂ in einem Thermalwasser, das der Zusammensetzung von Neustadt-Glewe entspricht. Die Werte für CH₄ und N₂ wurden mit den Gleichungen (4) und (5) unter Berücksichtigung der Löslichkeitserniedrigung durch den Salzgehalt (35%) ermittelt. Die Daten von Rumpf et al. (1994) beruhen auf den in Abbildung 3-1 dargestellten Kurven; die Originaldaten sind bereits für eine 4 molale NaCl-Lösung bestimmt worden. Bei den Daten von Carroll et al. (1991) wurde eine Löslichkeitserniedrigung für CO₂ von 47% berücksichtigt.

Im Thermalwasser von Neustadt-Glewe sind $4,5 \cdot 10^{-6}$ mol/cm³ Gas vorhanden. Nach Abbildung 3-2 ist ein Druck von mindestens 2 bar notwendig, damit die Gase gelöst bleiben.

(b) Gasentlösendrücke bestimmt nach dem Datensatz von Harting et al. (1981) und May (1991)

Ausgehend von den Analysendaten gilt für jede Gaskomponente:

$$R_{TDS} = R \cdot (\rho_{TDS} - TDS) \cdot L_{rel.} \quad (12)$$

R_{TDS} Gasgehalt im Thermalwasser [m³ Gas/ m³ Lösung]

R Gasgehalt im salzfreien Wasser [m³ Gas/ m³ Wasser]

TDS Salinität [kg/m³ Lösung]

ρ_{TDS} Dichte des Thermalwassers [kg/m³]

L_{rel.} relative Löslichkeit in Abhängigkeit vom Salzgehalt der Lösung

Die aus der Literatur [Harting, 1981] entnommenen Löslichkeitsdaten für Kohlendioxid, Stickstoff und Methan in reinem Wasser wurden nach (12) für das Thermalwasser in Neustadt-Glewe umgerechnet. In Abbildung 3-3 ist für die Fördertemperatur von $t = 98\text{ °C}$ die Löslichkeit der reinen Gase in Abhängigkeit vom Druck dargestellt.

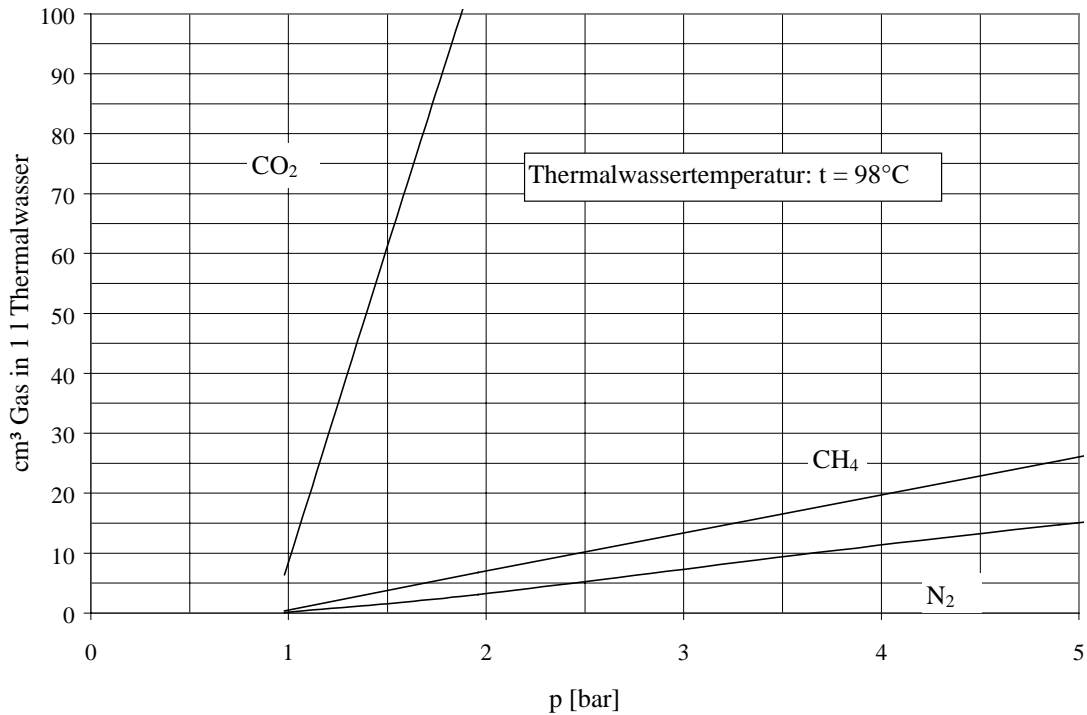


Abb. 3-3: Löslichkeiten der reinen Gase bei der Temperatur am Fördersondenkopf, $t = 98\text{ °C}$.

Entsprechend dem Stoffmengenanteil (x_i) der einzelnen Gase (Kohlendioxid x_{CO_2} , Methan x_{CH_4} , Stickstoff x_{N_2}) in der Mischung

$$x_{CO_2} = \frac{n_{CO_2}}{n_{CO_2} + n_{CH_4} + n_{N_2}} \quad (13)$$

wurden die Löslichkeiten in Abhängigkeit von den Drücken bestimmt.

Für den Fall in Neustadt-Glewe bei der Förderung des Gases bis zum Wärmetauscher ergibt sich nach Gleichung 14:

$$p_{Ges.} = x_{CO_2} \cdot p_{CO_2} + x_{CH_4} \cdot p_{CH_4} + x_{N_2} \cdot p_{N_2} \quad (14)$$

ein Gashaltungsdruck von ca. 2 bar, was dem Ergebnis aus Abschnitt 4 a) entspricht.

In Abbildung 3-4 ist die Löslichkeit des Gasmischtes für verschiedene Temperaturen abgebildet. Durch Ablesen des Gesamtgasgehalts im Thermalwasser in Bezug zum Druck ergibt sich bei den entsprechenden Temperaturen der minimal notwendig einzuhaltende Druck, um die Gasentlösung zu verhindern.

Bei Einhaltung der berechneten absoluten Drücke in der Anlage sollte es zu keinen Entgasungserscheinungen kommen. Diese werden in Abhängigkeit vom Volumenstrom und von Strömungsvorgängen an einzelnen Anlagenabschnitten des Thermalwasserkreislaufs, insbesondere nach dem Regelventil im Filterhaus II unterschritten [Rinke, 1998 dieser Report].

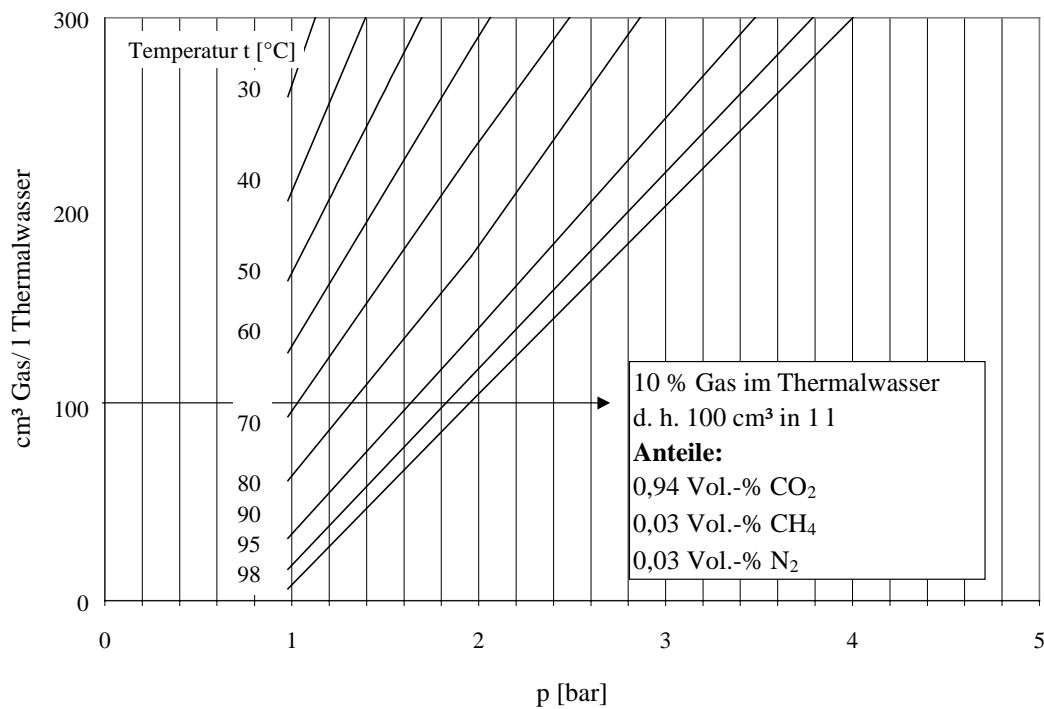


Abb. 3-4: Löslichkeiten des Gasmischtes in Abhängigkeit vom Druck bei verschiedenen Temperaturen.

4 Geochemische Modellierung

4.1 Einführung

Die geologischen und technischen Bedingungen am Standort Neustadt-Glewe unterscheiden sich von denen anderer geothermischer Heizzentralen in Deutschland insbesondere durch:

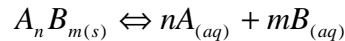
- die hohe Salinität der Wässer (216 g/l)
- die hohe Temperatur (99 °C)
- einen erhöhten CO₂-Anteil in der Gasphase
- sowie Injektionsdrücke von kleiner 2 bar in Abhängigkeit vom Volumenstrom und der Injektionstemperatur [Rinke, 1998].

Ziel der geochemischen Modellierungen ist es, den Zusammenhang zwischen unterschiedlich starken Veränderungen der oben aufgeführten Parameter und der Art und Intensität von möglichen Mineralausfällungen im Thermalwasserkreislauf der Anlage Neustadt-Glewe zu erkennen sowie daraus resultierende Konsequenzen für den Betrieb der Anlage aufzuzeigen.

Mineralausfällungen können durch Änderung der p-T Bedingungen im Thermalwasserkreislauf und den dadurch bedingten Verschiebungen der Löslichkeitsgleichgewichte verursacht werden. Eine besondere Bedeutung besitzt dabei das im Thermalwasser unter Lagerstättenbedingungen gelöste Kohlendioxid. Das Kohlensäuresystem wird von Wasser-Mineral-Reaktionen bestimmt, die selbst vom pH-Wert und von den gelösten Feststoffen abhängig sind. Folgende im Gleichgewicht stehende Spezies sind dabei zu betrachten: H⁺; HCO₃⁻; CO₃²⁻; OH⁻, H₂CO₃⁰ und CO₂(g).

Der Thermalwasserkreislauf kann in erster Näherung als ein geschlossenes System betrachtet werden, d. h. zwischen wäßriger und gasförmiger Phase kann ein Stoffaustausch stattfinden. Die Gesamtsumme an Kohlenstoff bleibt aber konstant.

Das Löslichkeitsprodukt L_p einer schwerlöslichen festen Phase



ist definitionsgemäß:

$$L_p = [A_{(aq)}]^n \cdot [B_{(aq)}]^m \quad (15)$$

Ob eine feste Phase in einem System über- oder untersättigt ist, zeigt der Vergleich des ermittelten Produktes der Ionenaktivitäten (IAP) mit dem Löslichkeitsprodukt. Der sogenannte Sättigungsindex (SI) des jeweils betrachteten Minerals errechnet sich nach (16):

$$SI = \log \frac{IAP}{L_p} \quad (16)$$

Während bei einem positiven SI-Wert mit Ausfällung des Minerals aus der Lösung gerechnet werden muß, ist die Lösung bei negativem Sättigungsindex untersättigt. Ein thermodynamisches Gleichgewicht besteht bei $SI = 0$, d. h. es wird ebensoviel Mineral gelöst wie gleichzeitig ausfällt. Zur Bestimmung der Sättigungsindizes für die relevanten Festphasen des Thermalwassers von Neustadt-Glewe wird im folgenden das geochemische Modellierungsprogramm SOLMINEQ.88 genutzt, da dieses sowohl die Druckvariationen als auch die Gasentlösung im Thermalwasserkreislauf berücksichtigt.

4.2 Programm SOLMINEQ.88 [Kharaka et al., 1988]

SOLMINEQ.88 [SOLution MINeral EQUilibrium, 1988] hat sich speziell bei der Modellierung geochemischer Wechselwirkungen zwischen Fluiden und Mineralen in Sedimenten und in Erdölreservoirs bewährt [Perkins et al., 1990 und 1995; Kharaka and Chudaev, 1995]. SOLMINEQ.88 basiert auf der Grundannahme, daß in der Lösung ein chemisches Gleichgewicht herrscht. Das Programm erlaubt es, eine Gleichgewichtseinstellung mit Mineralen über den pH-Wert oder den Kohlendioxidpartialdruck zu modellieren. Weiterhin ist es möglich, Konsequenzen des Entweichens von Gasen (CO_2 , CH_4 , H_2S) während des Förder- und Abkühlprozesses zu berücksichtigen, indem die entsprechenden Gasanteile hinzugefügt bzw. subtrahiert werden. Das Programm SOLMINEQ.88 liefert als Ergebnis neben der Verteilung der gelösten anorganischen Spezies mit ihren Aktivitäten auch die Sättigungszustände der Fluide bezüglich verschiedener Verbindungen.

Um die Gleichgewichtsverteilung der einzelnen Spezies berechnen und Mineralausfällungen vorhersagen zu können, müssen die entsprechenden Aktivitätskoeffizienten bekannt sein. In idealen Lösungen, d. h. in sehr verdünnten Lösungen, entspricht die Aktivität einer Spezies seiner Konzentration in der Lösung. Das Programm SOLMINEQ.88 bietet zur Berechnung der Aktivitäten zwei die ionischen Wechselwirkungen berücksichtigende Gleichungen. Für Lösungen bis 0,5 mol/l ist die Debye-Hückel-Gleichung hinreichend genau. Für höher mineralisierte Wässer wie im Fall des Thermalwassers von Neustadt-Glewe, eignet sich das von Pitzer [Pitzer, 1973] entwickelte Modell zur Berechnung der Aktivitätskoeffizienten besser. Allerdings sind Pitzer-Koeffizienten bislang nur für eine begrenzte Anzahl von Ionen bestimmt worden. Im Programm SOLMINEQ.88 wird deshalb im Falle fehlender Pitzer-Koeffizienten auf die Debye-Hückel-Theorie zurückgegriffen. Abbildung 4-1 zeigt einen Vergleich der nach Debye-Hückel und Pitzer ermittelten Sättigungsindizes ausgewählter Verbindungen bei 25 °C und einem Druck von 1 bar für die in Tabelle 4-1 angegebene Zusammensetzung des Thermalwassers. Für die im Beispiel betrachteten Verbindungen liegt der maximal berechnete Unterschied zwischen beiden Modellen bei 0,6 Sättigungsindexeinheiten. Mit Ausnahme des Zink- und Mangankarbonates sind dabei die mittels Pitzer-Gleichung ermittelten Sättigungsindizes kleiner als die mit der Debye-Hückel-Gleichung berechneten. Da für die vorgesehenen Modellierungen in Teilschritten hohe Drücke berücksichtigt werden mußten, sind die weiteren Berechnungen ausschließlich auf Basis der Debye-

Hückel-Theorie durchgeführt worden. Wie Abbildung 4-1 zeigt, muß deshalb bei der Interpretation der ermittelten SI-Werte berücksichtigt werden, daß letztere im Vergleich zur Pitzer-Berechnung mehr zum gesättigten Bereich tendieren.

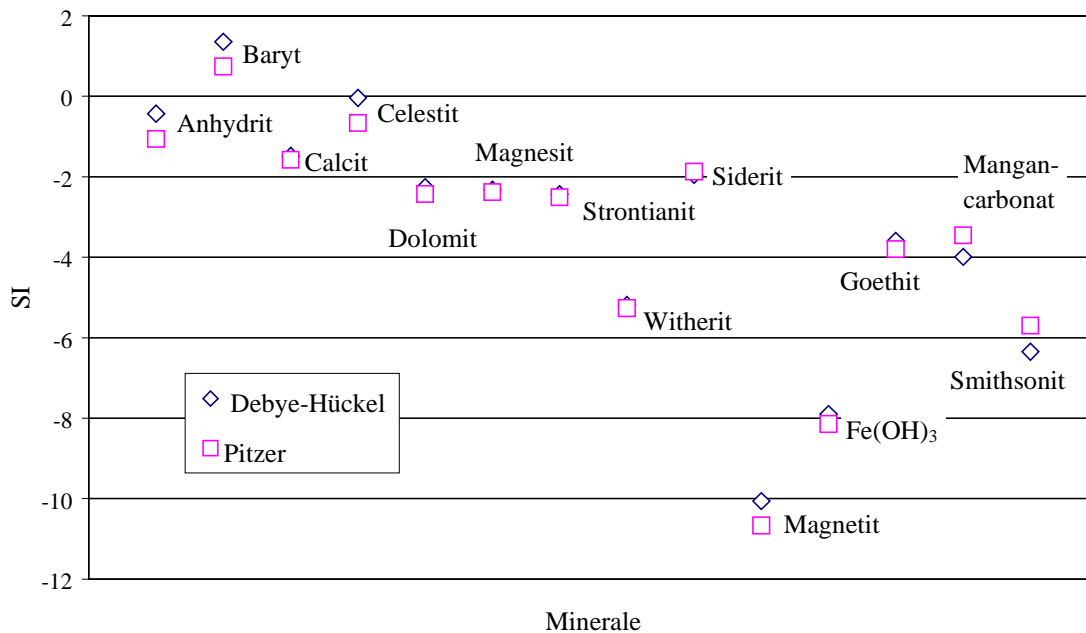


Abb. 4-1: Sättigungsindizes von Mineralen berechnet mit der Debye-Hückel- und der Pitzer-Gleichung (Basis: Wasseranalyse der Tabelle 4-1, $t = 25\text{ °C}$, $p = 1\text{ bar}$)

4.3 Sättigungszustand des Thermalwassers im Thermalwasserkreislauf

4.3.1 Methodik

Ausgangspunkt für die geochemischen Berechnungen sind die in Tabelle 4-1 aufgeführten Ergebnisse der Analyse des Thermalwassers von Neustadt-Glewe.

Die Beprobung des Thermalwassers erfolgte hinter dem Feinfilter nach der Förderbohrung. Bei einer Temperatur von $98\text{--}99\text{ °C}$ [Seibt et al., 1997] und Umgebungsdruck muß davon ausgegangen werden, daß die unter Lagerstättenbedingungen gelösten Gase nahezu vollständig entgast sind. Aus diesem Grund ist es notwendig, aus den Ergebnissen der Thermalwasseranalyse und der Gasanalytik die Bedingungen im Speicher an der Förderbohrung zu rekonstruieren. Dazu werden in das Programm SOLMINEQ.88 die Konzentration der Kationen und Anionen (in mol/l), die unter Umgebungsdruck und –temperatur gemessenen pH- und Eh-Werte ($5,3\text{--}10\text{ mV}$ gegen Normalwasserstoffelektrode) eingegeben und auf Lagerstättendruck ($p = 240\text{ bar}$) sowie die Speichertemperatur ($t = 99\text{ °C}$) eingestellt. Die daraus ermittelte Speziesverteilung bildet die Grundlage für den nächsten Schritt, in dem die entwichene Menge an CO_2 ($0,0045\text{ mol/kg}$ Wasser - resultierend aus den Gasanalysen) addiert wird. Daneben existieren aufgrund der langen Kontaktzeiten Gleichgewichte zu Mineralen. Die durch die beiden Bohrungen am Standort Neustadt-Glewe erschlossenen Speichersandsteine der Contortaschichten (ohne Berücksichtigung siltig-toniger Zwischenmittel) zeichnen sich mineralogisch durch mittlere Quarzgehalte von 95% , geringe Anteile eines karbonatisch-tonigen Bindemittels (Matrix + Porenzemente) und durchschnittliche Feldspatgehalte von etwa 3% aus [Seibt et al., 1997]. Quarz, Dolomit und Kaolinit bilden die wichtigsten Porenzemente dieser Sandsteine. Da der Dolomit insgesamt die bedeutendste Karbonatkomponente bildet ist bei der

weiteren Rekonstruktion der Speicherbedingungen davon ausgegangen worden, daß das Wasser mit dem Dolomit im Gleichgewicht steht. Die daraus folgende Zusammensetzung des Thermalwassers bildet die „Ausgangsanalyse“¹ (s. Tabelle 4-2) für die geochemische Modellierung der Lösungsgleichgewichte der beteiligten Verbindungen im Thermalwasserkreislauf.

Kationen	Konzentration [mg/l]	Anionen	Konzentration [mg/l]
Kalium (K)	782	Chlor (Cl)	137000
Natrium (Na)	80010	Brom (Br)	390
Calcium (Ca)	8409	Sulfat (SO ₄)	470
Magnesium (Mg)	1410	Hydrogenkarbonat	40
Ammonium (NH ₄)	70		
Strontium (Sr)	440		
Eisen (Fe)	60		
Mangan (Mn)	8,3		
Lithium (Li)	10		
Barium (Ba)	5,3		
Blei (Pb)	0,5		
Kupfer (Cu)	0,053		
Gasgehalt	Vol.-%	Physikalisch-chemische Parameter	
Kohlendioxid (CO ₂)	94	pH = 5,3 (50 °C)	
Methan (CH ₄)	3	Eh = -10 mV	
Stickstoff (N ₂)	3	ρ = 1,147 g/cm ³	
10% Gasgehalt im Thermalwasser			

Tab. 4-1: Thermalwasseranalyse von Neustadt-Glewe [Seibt et al., 1997; Naumann et al., 1998]

In der Tabelle 4-2 sind die Randparameter für die weiteren Berechnungen dargestellt. Im 2. Schritt werden die Auswirkungen der Druck- und Temperaturänderung beim Förderprozeß berücksichtigt. Obwohl die Anlage übertägig unter einem über 2 bar liegenden Betriebsdruck arbeitet, wird dieser Druck in Abhängigkeit von der Fahrweise der Anlage zeitweise an einigen Stellen unterschritten. Die Auswertung der Betriebsdaten durch [Rinke, 1998] ergab, daß ein genereller Druckabfall im übertägigen Thermalwasserkreislauf stattfindet. Dem wird im Schritt 3 Rechnung getragen, indem über eine pH-Wert-Einstellung eine entsprechende Menge an Kohlendioxid dem System entnommen wird. Der nachfolgende Rechenschritt (4) modelliert den Abkühlungsprozeß. Die größte Druckreduzierung, die zur Unterschreitung von 2 bar führt, tritt nach dem Regelventil im Filterhaus II auf (Schritt 5). Die für die Schritte 1 bis 5 repräsentativen Lokationen sind in Abbildung 4-2 ersichtlich.

¹ Zu beachten ist, daß der bestimmte E_h-Wert mit einer maximalen Meßgenauigkeit von +/- 50 mV [Kölling, 1986] in die Berechnung der Gleichgewichte für die Eisenverbindungen eingeht. Somit sind die Ausgangs-SI-Werte der Eisenminerale mit diesem Fehler behaftet. Die tendenzielle Entwicklung der SI-Werte (Schritte 2-5) wird davon nicht beeinflusst.

Schritt 1	Schritt 2	Schritt 3	Schritt 4	Schritt 5
Ausgangsanalyse	Förderung	Entgasung von CO ₂ (0,00047 mol/kg Wasser)	Abkühlung (30 °C bzw. 70 °C)	Entgasung von CO ₂ (0,0037 mol/kg Wasser)
t = 99 °C	t = 98 °C	t = 98 °C	t = 30 °C / 70 °C	t = 30 °C / 70 °C
p = 240 bar	p = 2 bar	p = 2 bar	p = 2 bar	p < 1 bar
pH = 5,06	pH = 5,06	pH = 5,1	pH = 5,1	pH = 6,5

Tab. 4-2: Randbedingungen zur Ermittlung der Sättigungsindizes im Thermalwasser Neustadt-Glewe während einzelner Prozeßstufen (Schritte 1 bis 5 vgl. Abbildung 4-2).

4.3.2 Ergebnisse der Modellierung

In den Abbildungen 4-2 und 4-3 sind die mit den zugrunde gelegten Randparametern von Tabelle 4-2 berechneten Sättigungsindizes ausgewählter Minerale für die verschiedenen Lokationen im Thermalwasserkreislauf dargestellt. Die Abbildung 4-2 zeigt zusammenfassend alle betrachteten Karbonat- und Eisenverbindungen.

Obwohl sich die Löslichkeit der Minerale mit steigendem Druck erhöht, hat im betrachteten Fall die Druckabnahme (Schritt 2) bei der Förderung des Thermalwassers keinen wesentlichen Einfluß auf die Sättigungsindizes. Die Berechnungen weisen auch bei einer Druckdifferenz von über 200 bar auf ein thermodynamisches Gleichgewicht der Festphasen mit dem Wasser bzw. eine deutliche Untersättigung hin. Die Abkühlung des Thermalwassers auf 70 bzw. 30 °C führt zu einer deutlichen mineralspezifischen Abnahme der SI-Werte für die Karbonat- und Eisenverbindungen (Zunahme der Untersättigung). Deutlich 0,2 übersteigende Sättigungsindizes bei denen mit Ausfällung des Minerals aus der Lösung gerechnet werden muß sind nur für den 5. Berechnungsschritt charakteristisch. Aus der Abbildung 4-2 geht klar hervor, daß die Übersättigung für die Fällungsprodukte Dolomit, Calcit, Magnetit und amorphes Eisenhydroxid auf die Bereiche der Anlage beschränkt bleibt, in denen eine pH-Wert Erhöhung im Thermalwasser infolge von CO₂-Entgasung auftritt.

Abbildung 4-3 zeigt, daß eine stärkere Abkühlung die Übersättigung des Thermalwassers hinsichtlich der Karbonatverbindungen deutlich verringert. In Übereinstimmung mit den Untersuchungen von Kühn (1997) wird mittels der Berechnungen weiterhin deutlich, daß die Möglichkeit einer Barytausfällung im Thermalwasserkreislauf nach der Abkühlung des Wassers im Wärmetauscher (Berechnungsschritt 4) in Betracht gezogen werden muß. Bei einer Abkühlung bis auf 30 °C ergibt sich ein in Abbildung 4-4 dargestellter SI-Wert von ca. 0.6. Die zum Vergleich in letzterer Abbildung angegebenen Sättigungsindizes der Calciumsulfate zeigen die Unterschiede im Verhalten der Sulfate bei der Abkühlung deutlich auf. Im Gegensatz zu den Berechnungen weisen Laborexperimente von Kühn (1997) mit Lagerstättenwässern aus Neustadt-Glewe jedoch darauf hin, daß die Ausfällung des Baryts in diesen hochsalinaren Wässern kinetisch stark gehemmt ist. Diese Ergebnisse lassen den Schluß zu, daß es trotz der berechneten SI-Werte kaum zu einer Ausfällung von Baryt kommen wird.

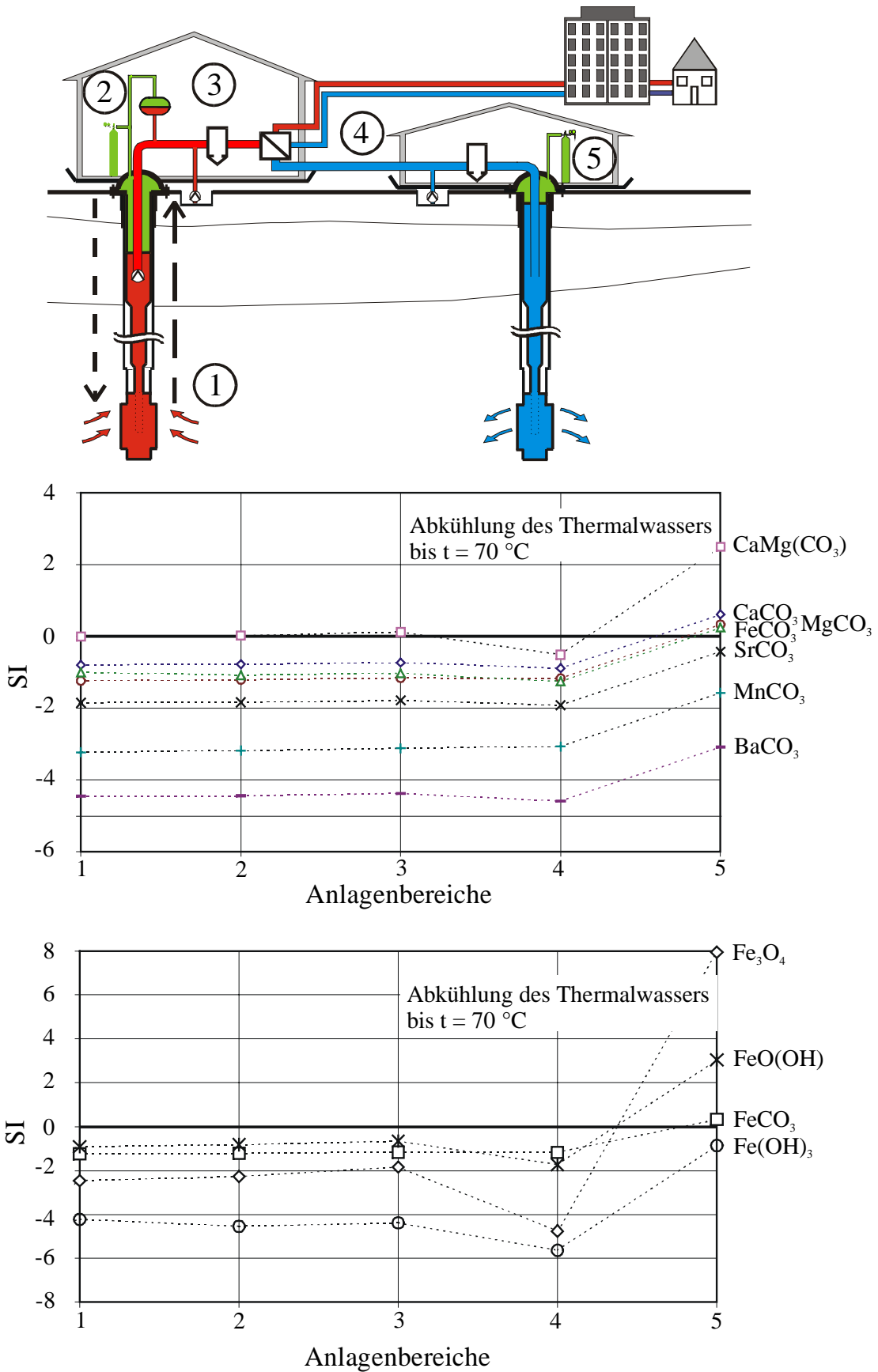


Abb. 4-2: Sättigungsindizes von Karbonat- und Eisenmineralen im Thermalwasserkreislauf [Seibt und Hoth, 1996] der Anlage Neustadt-Glewe entsprechend der in Tabelle 4-2 angegebenen Berechnungsschritte.

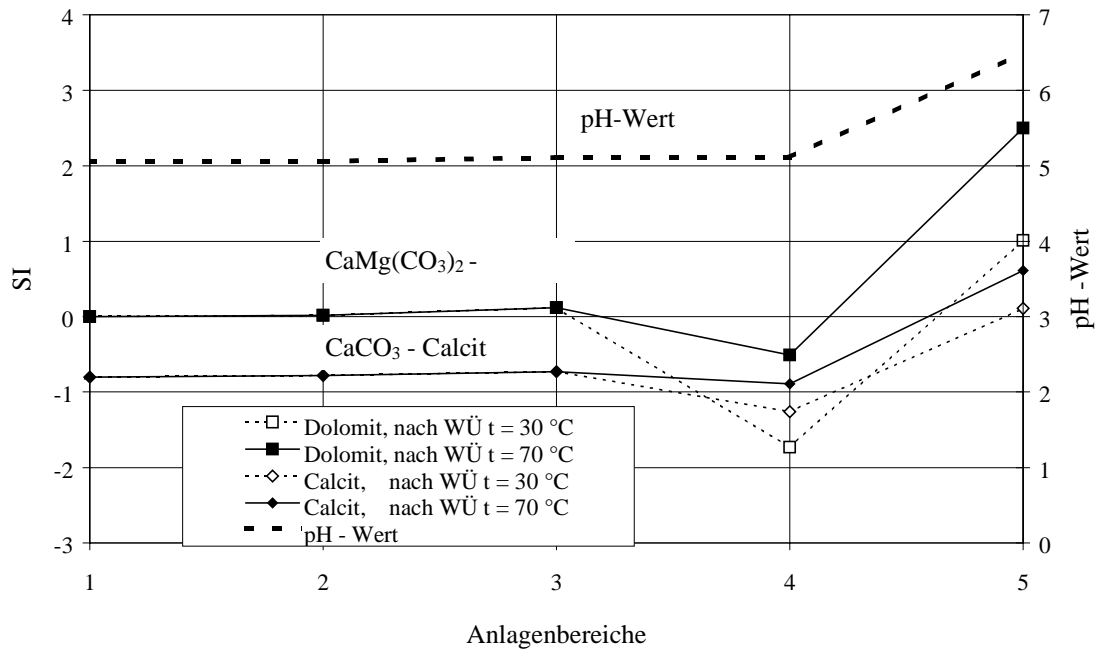


Abb. 4-3: Sättigungsindizes von Dolomit und Calcit im Thermalwasserkreislauf (Schritte 1 bis 5 siehe Tabelle 4-2 und entsprechend der Anlagenbereiche Abbildung 4-3) sowie Vergleich dieser bei unterschiedlicher Abkühlung im Wärmeübertrager (WÜ).

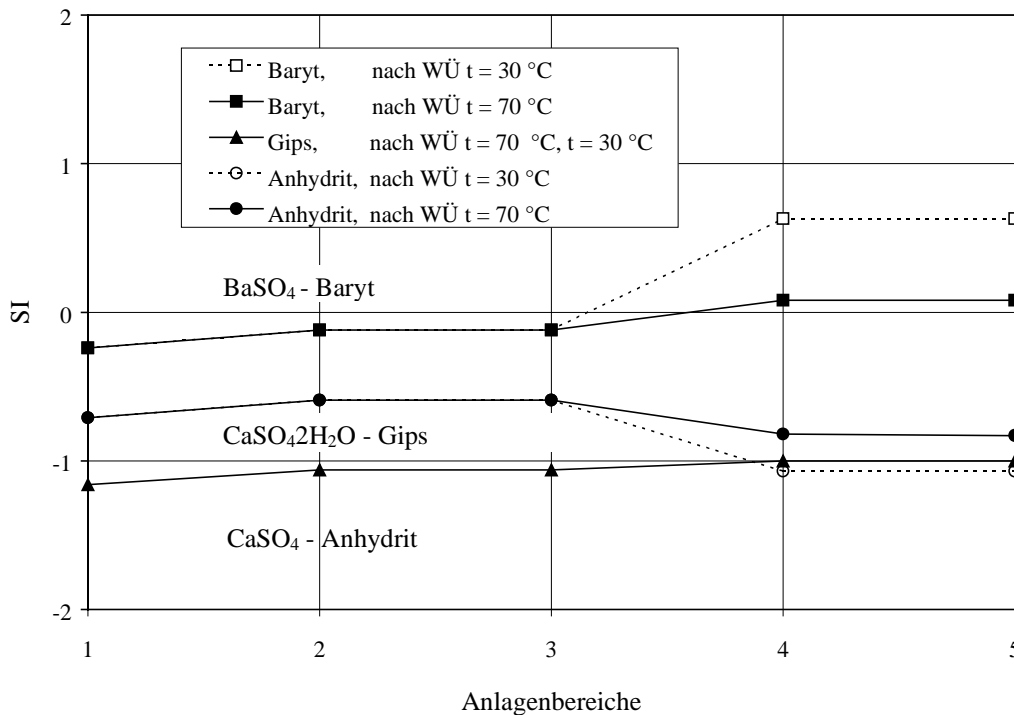


Abb. 4-4: Sättigungsindizes von Baryt, Gips und Anhydrit im Thermalwasserkreislauf (Schritte 1 bis 5 siehe Tabelle 4-2 und entsprechend der Anlagenbereiche Abbildung 4-3) sowie Vergleich dieser bei unterschiedlicher Abkühlung im Wärmeübertrager (WÜ).

4.3.3 Bewertung und Diskussion der Modellierungsergebnisse

Die Signifikanz der durch die Modellierungen gewonnenen Ergebnisse zur Übersättigung einzelner Verbindungen läßt sich nur durch direkte Beobachtungen von Ausfällungsprodukten im Thermalwasserkreislauf nachweisen. Entsprechende Möglichkeiten bieten sich durch die Analyse der Filtrerrückstände sowie die Inspektion übertägiger und untertägiger Anlagenteile bei Wartungsarbeiten (z. B. Inspektionen der Bohrungen mit Bohrlochkamera, Beprobung des Bohrungssumpfes). In Neustadt-Glewe sind die Filtrerrückstände seit dem Sommer 1996 mehrmals untersucht worden. Die Mineralanalytik erfolgte überwiegend mittels Röntgendiffraktometrie (Röntgendiffraktometer Siemens D 5000) und EDX-Analysen (Energy dispersive x-ray analysis) am Elektronenmikroskop (Zeiss DSM 962).

Im Verhältnis zum durchgesetzten Volumen an Thermalwasser ist die Menge der abgeschiedenen Feststoffpartikel in den Filtern zumindest während des Normalbetriebes sehr gering. Bei einem regelmäßigen ca. alle 3 Monate erfolgenden Filterwechsel lag der Anteil der nicht in destilliertem Wasser löslichen Feststoffe in den untersuchten Filtern überwiegend deutlich unter 200 g und maximal bei etwa 500 g.

In den Filtrerrückständen der nach der Förderbohrung angeordneten Beutelfilter (Porengröße 3 µm) sind neben trocknungsbedingten Rückständen folgende Feststoffe nachzuweisen: Quarz, Feldspat und Schichtsilikate als Mobilisate aus dem Speicher bzw. dem Filterbereich sowie Eisen- und Bleisulfide und Magnetit (Abbildung 4-5) als eigentliche Ausfällungsprodukte. Bei letzteren überwiegen die Sulfide deutlich; Magnetit tritt nur in Spuren auf. Die Sulfidabscheidung läßt sich vermutlich auf den Einfluß sulfatreduzierender Bakterien zurückführen [Köhler et al., 1997]. Als Besonderheit traten in den Filtern verschiedene weitere Bleiverbindungen (Bleikarbonate: z. B. $\text{NaPb}_2(\text{CO}_3)_2\text{OH}$, Bleihydroxide: z. B. PbClOH) auf.

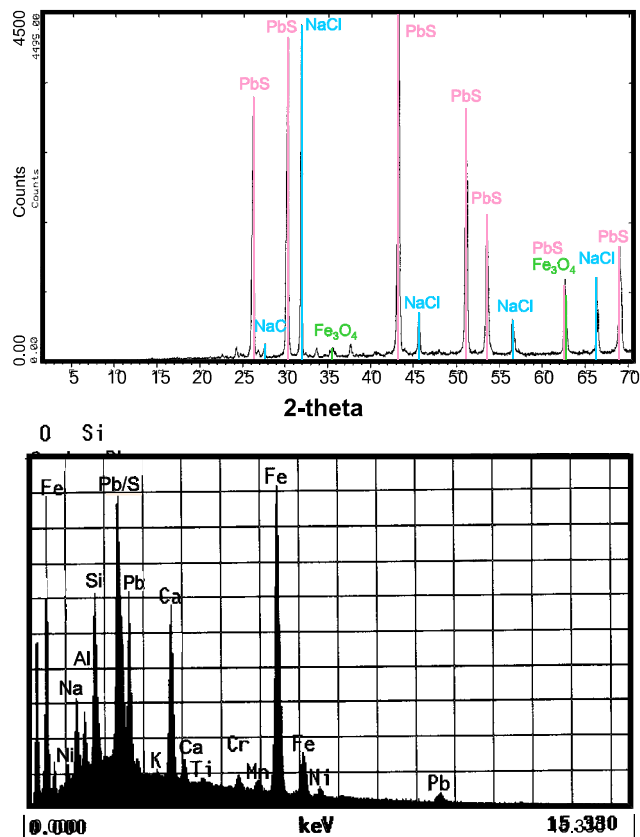


Abb. 4-5: Beispiel für den Nachweis von Eisen- und Bleisulfiden sowie Magnetit in Filtrerrückständen des Filters nach der Förderbohrung Neustadt-Glewe mittels Röntgen- und elektronenmikroskopischer EDX Analytik.

Im Vergleich zu den Rückständen in den förderseitig installierten Filtern sind die Gehalte der Filtrerrückstände im Feinfilter (Porengröße 1 μm) vor der Injektionsbohrung während des Normalbetriebes zumeist deutlich geringer. Eine Ausnahme stellten diejenigen Filter dar, die einen bedeutenden Anteil an mm bis cm großen Stücken enthalten, bei denen es sich vermutlich um abgeplatzte Scaling-Produkte aus der Anlage selbst handelt.

In den Filtern wurden wiederum Blei- und Eisensulfide und Magnetit nachgewiesen. Im Vergleich mit den Filtrerrückständen an der Förderbohrung ist der relative Magnetitanteil deutlich höher. Zusätzlich treten in den Filtern Spuren von Eisenhydroxiden, Calcit und Dolomit sowie Baryt auf. Deutliche Anstiege in der Masse der Filtrerrückstände wie z. B. im November 1996 sind vor allem auf eine Zunahme des Karbonatanteils und der bereits oben erwähnten speziellen Bleiverbindungen (bisher röntgenographisch sicher nachgewiesen: $\text{NaPb}_2(\text{CO}_3)_2\text{OH}$, PbClOH , PbO) zurückzuführen. Die an den Bleirückständen durchgeführten chemischen Untersuchungen ergaben keine Hinweise auf eine Beteiligung weiterer Schwermetalle.

Die tatsächlich auftretenden Ausfällungen zeigen, daß das durch die Modellierungen aufgezeigte Risiko der Ablagerung von Karbonaten (Dolomit, Calcit) sowie Fe-Verbindungen (Magnetit, amorphes Eisenhydroxid) in der Anlage real existiert. Da dies auf pH-Wert Änderungen infolge von Entgasungsprozessen zurückzuführen ist, sind die Teile der Anlage in denen eine Gasentlösung stattfindet, wie z. B. der Bereich zwischen dem zweiten Filterhaus und der Injektionssonde, betroffen. Die Gegenüberstellung der Gasentlösungsdrücke und der in der Anlage nach den Betriebsdaten modellierten Drücke [Rinke, 1998] zeigt, daß die rekonstruierten Gasentlösungsdrücke eigentlich nur in diesem Bereich bei geringen Förderraten (ca. bis ca. 40-50 m^3) unterschritten werden. Somit wäre die förderseitig beobachtbare Gasfreisetzung überwiegend durch Entlösungsprozesse infolge instationärer Strömungsprozesse (Verwirbelungen u. ä.) bedingt.

Das Auftreten der speziellen Bleiverbindungen läßt sich mittels der bisherigen Berechnungen nicht erklären. Weitere Untersuchungen zu ihrer Genese erscheinen deshalb dringend angeraten. Dabei sollte berücksichtigt werden, daß erhöhte Schwermetallgehalte von Formationswässern bevorzugt an hochsalinare Fluide mit niedrigen pH-Werten gebunden sind. Hanor (1994) vermutet aus diesem Grund, daß unter diesen pH-Bedingungen Chlorid-Komplexe eine besondere Bedeutung für die Löslichkeit von Metallen in diesen Wässern bilden.

5 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

Die GHZ Neustadt-Glewe unterscheidet sich durch spezielle Standortbedingungen, wie die hohe Temperatur (99 °C) und Salinität des Wassers (216 g/l), einen erhöhten CO_2 -Anteil in der Gasphase sowie die z. T. auftretenden niedrigen Injektionsdrücke (<1 bar) von denen anderer geothermischer Anlagen in Norddeutschland. Ziel der vorliegenden Untersuchungen war es, unter diesen spezifischen Standortbedingungen mögliche Konsequenzen einer Gasentlösung für den Anlagenbetrieb zu analysieren sowie Druck- und Temperaturparameter abzuleiten, bei denen die Gasfreisetzung verhindert werden kann.

Grundvoraussetzung für eine derartige Betrachtung sind Bestimmungen der im Thermalwasser gelösten Salze und Gase. Aus der Kombination dieser Daten mit experimentell bestimmten Gaslöslichkeiten aus der Literatur kann für die GHZ Neustadt-Glewe ein Mindestdruck von etwa 2 bar abgeleitet werden, der notwendig ist, um die Gase im Thermalwasserkreislauf in Lösung zu halten. Da diese Abschätzung unter der Annahme eines idealen Gasverhaltens und ohne Berücksichtigung strömungstechnischer Einflüsse erfolgte, ist anlagenspezifisch zu klären, inwieweit der Gesamtdruck unter dem die Anlage gefahren wird, diesen berechneten Wert noch überschreiten muß. Die geochemischen Berechnungen mit dem Programm SOLMINQ.88 haben deutlich gemacht, daß bei Entweichen von Kohlendioxid aus der flüssigen Phase mit Karbonat- und Eisenausfällungen zu rechnen ist. Entsprechende Minerale sind in den Filtern nachgewiesen worden. Das Auftreten der besonderen Bleiverbindungen läßt sich mittels der bisherigen Berechnungen nicht erklären; weitere Untersuchungen zu ihrer

Genese erscheinen deshalb dringend angeraten.

Am Beispiel des untersuchten Standortes zeigt sich, daß die genaue Kenntnis des Gasgehaltes, des Thermalwassers und der Zusammensetzung der Gasphase wichtige Kriterien bei der Auslegung entsprechender geothermischer Anlagen sind. Da diese Parameter weitreichende Konsequenzen für den Betrieb dieser Anlagen haben, ist bei deren Planung auf eine exakte Gastiefenprobenahme und –analytik zu achten. Eine regelmäßige Kontrolle der Filterrückstände ist empfehlenswert, um mögliche Reaktionen im Thermalwasserkreislauf frühzeitig zu erkennen und darauf entsprechend zu reagieren.

Danksagung

Unser Dank gilt in erster Linie dem Betreiber der Geothermischen Heizzentrale, der Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, für die generelle Unterstützung unseres Vorhabens, insbesondere bei den Probenahmen und Messungen. Für die Durchführung der Mineralanalytik möchten wir Herrn Rudolf Naumann (GFZ) unseren Dank aussprechen.

6 Literatur

- Battino, R., Nitrogen and air, Solubility Data Series, 10, 570 S., 1982.
- Battino, R., T.R. Rettich und T. Tominaga, The solubility of nitrogen and air in liquids, J. Phys. Chem. Ref. Data, 13(2), 563-600, 1984.
- Bentor, Y.K., Some geochemical aspects of the Dead Sea and the question of its age, Geochim. Cosmochim. Acta, 25, 239-260, 1961.
- Carroll, J.J., J.D. Slupsky und A.E. Mather, The solubility of carbon dioxide in water at low pressure, J. Phys. Chem. Ref. Data, 20 (6), 1201-1209, 1991.
- Clever, H.L. und C.L. Young, Methane, Solubility Data Series, 27/28, 783 S., 1987.
- Fogg, P.G.T. und W. Gerrard, Solubility of gases in liquids, Chichester - New York - Brisbane, John Wiley und Sons, 344 S., 1990.
- Gerecke, J., Ein Beitrag zur Gaslöslichkeit in Elektrolytlösungen: Untersucht am Beispiel der Löslichkeit von H₂, CO₂ und NH₃ in Wasser und wässrigen Salzlösungen, Dissertation, Hochsch. "Carl Schorlemmer", Leune-Merseburg, Germany, 1969.
- Gunter, W.D., B.K. Kadatz, R. Jonasson, G.J.J. Williams und N.C.C. Walklin, Fluid monitoring of calcite scaling in cyclic steam wells producing from a tar sands clearwater reservoir, cold lake, Alberta, Canada, copy from paper, 6th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Houston, Texas, 1995.
- Harting, P., F. May und H. Schütze, Tabellen und Diagramme zur Löslichkeit von Methan-Stickstoff-Gemischen in wäßrigen Natriumchloridlösung, ZfI-Mitteilungen, 42, 1-427, 1981.
- Hanor, J. S., Origin of saline fluids in sedimentary basins, In: Parnell, J. [ed.] Geofluids: Origin, Migration and Evolution of Fluids in Sedimentary Basins, Geol. Soc. Special Publication 78, 151-174.
- Kharaka, Y.K., W.D. Gunter, P.K. Aggarwal, E.H. Perkins and J.D. DeBraul, SOLMINEQ.88: a computer program for geochemical modeling of water-rock interactions.- U.S. Geol. Survey Water Resour. Invest. Rept. 88-4227; 207 p., Menlo Park, CA, 1988.
- Kölling, M., Vergleich verschiedener Methoden zur Bestimmung des Redoxpotentials natürlicher Wässer. Meyniana 38, 1-19, 1986.

- Kühn, M., Geochemische Folgereaktionen bei der hydrogeothermalen Energiegewinnung. Dissertation Universität Bremen, FB Geowissenschaften, Berichte Nr. 92, 129 S., 1997.
- Malinin, S.D. und N.A. Kurovskaja, Solubility of CO₂ in chloride solutions at elevated temperatures and CO₂ pressures.- *Geochem. Int.*, 12(2), 199-201, 1975
- May, F.: Die Löslichkeit von Gasen in Wasser als Grundlage für die Bearbeitung von Geothermieproblemen - Grundlagen für die Gaslöslichkeit, Bewertung von Analysendaten und Hinweise für die Anwendung, Interner Bericht, Geothermie Neubrandenburg GmbH, 1991.
- Messer Griesheim, Gase-Handbuch, Messer Griesheim GmbH, Frankfurt a.M., 341 S., 1989.
- Mishnina, T.A., O.I. Avdeeva und T.K. Bozhovskaya, *Materialy Vses. Nauchn-Issled. Geol. Inst.*, 46, 93-110, 1961.
- Mishnina, T.A., O.I. Avdeeva und T.K. Bozhovskaya, *Inf. Sb. Vses. Nauchn-Issled. Geol. Inst.*, 56, 137-145, 1962.
- Mishnina, T.A., O.I. Avdeeva und T.K. Boshovskaya, *Chem. Abstr.*, 60, 8705g, 1964.
- Namiot, A.Ju. und Bondarewa, M.M.: Wissenschaftlich-technisches Handbuch zur Erkundung von Erdöl, Gostoptechizdat, 1959.
- Naumann, D., Erzinger, J., Erbas, K. und Faber, E., Gasanalytik am Thermalwasser der Geothermie-Anlage Neustadt-Glewe - Ergebnisse und Rekonstruktion der Genese anhand der Isotopie, 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), 1998a.
- Naumann, D., Erzinger, J., und Faber, E., Geochemical and isotopic characteristics of the sedimentary brines in NE-Germany as indicators for their origin and history. Tagungsband „Geo-Berlin `98“, *Terra Nostra* 98/3, 1998b, V241-V242.
- O'Sullivan, T.D., N.O. Smith und B. Nagy, Solubility of natural gases in aqueous salt solutions - III Nitrogen in aqueous NaCl at high pressures, *Geochim. Cosmochim. Acta*, 30, 617-619, 1966.
- Perkins, E.H., Y.K. Kharaka, W.D. Gunter and J.D. DeBraal, Geochemical modeling of water-rock interactions using SOLMINEQ.88, In: *ACS Symposium Series, Chemical modeling of aqueous systems II*, Melchior, D.C. und R.L. Bassett (Eds.), No. 416, Chap. 9, American Chemical Society, Washington DC, 117-127, 1990.
- Perkins, E.H. und W.D. Gunter, Aquifer disposal of CO₂-rich greenhouse gases: Modelling of water-rock reaction paths in a siliciclastic aquifer, in: Kharaka, Y.K. und O.V. Chudayev (Eds.): *Water-Rock Interaction, proceedings of the 8th international symposium on water-rock interaction*, WIR-8, Vladivostok, Russia, 15.-19.08.95, 895-898, 1995.
- Rinke, M., Strömungsmechanische Betrachtung des Thermalwasserkreislaufes der Geothermieanlage Neustadt-Glewe, 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 Reports, STR99/xx, (dieses Heft), 1998.
- Rumpf, B., H. Nicolaisen, C. Öcal und G. Maurer, Solubility of carbon dioxide in aqueous solutions of sodium chloride: experimental results and correlation. *J. Solution Chem.*, 23, 431-448, 1994.
- Scharlin, P., Carbon dioxide in water and aqueous electrolyte solutions. o.O. Oxford University Press, Solubility Data Series, Vol. 62, 1996.

- Sechenov, J., Akad. Nauk SSSR Mem. Acad. Imp. Sci., 35, 1-59, 1877a.
- Sechenov, J., Akad. Nauk SSSR Bull. Acad. Imp. Sci., 22, 102-107, 1877b.
- Sechenov, J., Nouv. Mem. Soc. Imp. Nat. Moscow, 15, 203-274, 1889.
- Seibt, A., T. Kellner und P. Hoth, Charakteristik der geothermischen Heizzentralen (GHZ) in Mecklenburg-Vorpommern, in: Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E. Huenges (eds.): Geothermie Report 97-1, Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland, Potsdam, Scientific Technical Reports STR97/15, 134-146, 1997.
- Shoor, S.K., R.D.Jr. Walker und K.E. Gubbins, Salting out of nonpolar gases in aqueous potassium hydroxid solutions, J. Phys. Chem., 73, 312-317, 1969.
- Smith, S.P. und B.M. Kennedy, The solubility of noble gases in water and in NaCl brine, Geochim. Cosmochim. Acta, 47, 503-515, 1983.
- Vásquez, G., F. Chenlo, G. Pereira und J. Peaguda, Carbon dioxide solubility in aqueous solutions of sodium chloride, copper(ii) sulfate, potassium iodide and sodium bromide, An. Quim., 90, 324-328, 1994.
- Weiss, R.F. und B.A. Price, Dead Sea gas solubilities, Earth and Planet. Sci. Lett., 92, 7-10, 1989.
- Wilcock, R.J. und R. Battino, Solubility of oxygen-nitrogen mixture in water, Nature, 252, 614-615, 1974.
- Zimmer, M.: Zur Geochemie von Gasen in Formationsfluiden, Bohrspülungen und Krustengesteinen - Ergebnisse aus der Kontinentalen Tiefbohrung, Dissertation, Justus-Liebig-Universität Gießen, 1993.

7 Anhang: Nomenklatur der verwendeten Symbole

Parameter	Definition	Einheit
P	Gesamtdruck	MPa
p	Gesamtdruck	bar
P_i	Partialdruck eines Gases	MPa
p_i	Partialdruck eines Gases	bar
T	absolute Temperatur	K
t	Celsius-Temperatur	°C
x	Σ Molfraktionen der Gase im Lösungsmittel	mol/mol
X	Σ Molfraktion der Gase in der Gasphase	mol/mol
x_i	Molfraktion eines Gases im Lösungsmittel	mol/mol
X_i	Molfraktion eines Gases in der Gasphase	mol/mol
c	Molalität	mol/kg
C	Molarität	mol/l
H_i	Henry-Konstante eines Gases	MPa, bar
y_i	Molfraktion im Dampf	mol/mol
ϕ_i	Fugazitätskoeffizient eines Gases	-
n_i	Stoffmenge	mol
K	empirischer Salzkoeffizient	l/mol
S_0^i	Löslichkeit eines Gases in reinem Wasser	verschieden
S^i	Löslichkeit eines Gases in der Salzlösung	verschieden
L_i	Löslichkeit eines Gases	verschieden
$L_{rel.}$	relative Löslichkeit	%
R_{TDS}	Gasgehalt im Thermalwasser	cm^3/cm^3
R	Gasgehalt in reinem Wasser	cm^3/cm^3
TDS	Mineralisation	g/l
ρ_{TDS}	Dichte Thermalwasser	g/cm^3
SI	Sättigungsindex	-
L_P	Löslichkeitsprodukt	$(mol/l)^{m+n}$
IAP	Ionenaktivitätsprodukt	$(mol/l)^{m+n}$

Gasanalytik am Thermalwasser der Geothermie-Anlage Neustadt-Glewe - Ergebnisse und Rekonstruktion der Genese anhand der Isotopie

*Dirk Naumann *, Jörg Erzinger *, Kemal Erbas * und Eckhard Faber ***

** GeoForschungsZentrum Potsdam*

*** Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe*

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	88
2 „On-line“-Analytik	88
3 Geochemie der gelösten und freien Gase	93
4 Zur Herkunft der Gase.....	95
5 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen	98
6 Literatur.....	99

Abstract

Any hydrothermal waters which are used for the production of geothermal energy contain different amounts of dissolved gases which may exsolve when the formation pressure drops. Degassing causes potential problems in geothermal heat plants and therefore knowledge of the gas contents and the chemical behavior of gases in hydrothermal waters is of great importance for planning and operating such plants.

We report results of a detailed geochemical study of the gas phase associated with thermal waters of Neustadt-Glewe (NE Germany). We examined the chemical composition of the gas phase and its temporal variability as well as the isotopic composition of methane and noble gases in order to identify possible sources of the gases.

The thermal waters of Neustadt-Glewe are high saline brines pumped up from a depth of 2200 m. They have an initial temperature of 99 °C. The waters contain between 7 and 10 vol.-% gas, which is dominated by CO₂ (94 %), N₂ (2.6 %), and CH₄ (2.7 %). Argon, H₂, He, and higher hydrocarbons are trace components (total ≤ 1 %). An "on-line" gas monitoring system revealed very low variations in the composition of the gas phase over a period of two years. Small fluctuations in gas composition appear to be cyclic, with a period of about 24 hours. This periodicity is likely related to continental tides.

The N₂-Ar-He-ratios of the gas phase suggest a crustal origin with meteoric influence. Both crustal and meteoric components are reflected in the He and Ar isotopic composition of the gas phase. The very low ³He/⁴He-ratio ($1.4 \cdot 10^{-8}$, compared to the ³He/⁴He ratio of the atmosphere at $1.4 \cdot 10^{-6}$) indicates a largely radiogenic origin of He, whereas the ⁴⁰Ar/³⁶Ar-ratios (330-370) show that a significant proportion of the Ar must be atmospheric (⁴⁰Ar/³⁶Ar = 296).

The isotopic composition of methane ($\delta^{13}\text{C}_1$), ethane ($\delta^{13}\text{C}_2$), and propane ($\delta^{13}\text{C}_3$) from the thermal waters of Neustadt-Glewe indicate a thermogenic origin from a marine source rock. The $\delta^{13}\text{C}$ -values correspond to a vitrinite reflectivity of the hydrocarbon-generating organic matter of about 1.2 %, which is typical for this part of the N-German basin. Therefore methane, ethane, and propane seem to have originated from organic matter in proximity to the aquifer. Fluxes of these gases from deep-seated sources (e.g., the mantle) can be most probably ruled out.

1 Einleitung

Hydrothermale Wässer zur geothermischen Nutzung enthalten Gase in unterschiedlichen Konzentrationen und Zusammensetzungen, deren Kenntnis bei der Planung und Bewertung geothermischer Heizanlagen wichtig ist. Das Gas/Wasser-Verhältnis und die Gaszusammensetzung müssen bekannt sein, um a) die Anlage optimal auslegen zu können, b) das mögliche Auftreten brennbarer Gase und c) das Entgasungsrisiko abschätzen zu können. Die unter Schichtbedingungen (p,T) gelösten Gase entlösen sich bei Druckentlastung und können zu erheblichen technologischen Problemen führen [Schön und Rockel, 1991]. Daher wurden an der Geothermie-Anlage Neustadt-Glewe konventionelle Gasanalysen und „on-line“-Gasmessungen durchgeführt. Darüber hinaus wurde die isotopische Zusammensetzung einzelner Gasarten bestimmt, um die Herkunft und Genese der Gase zu rekonstruieren.

2 „On-line“-Analytik

Die „on-line“-Messungen wurden mittels des in Abbildung 2-1 dargestellten Meßaufbaus durchgeführt. Dem Thermalwasserkreislauf wurde mit einem „Bypass“ kontinuierlich Thermalwasser entnommen und einem Entgaser zugeführt. In diesem geschlossenen Gefäß wurde

das Wasser bei der Temperatur von ca. 90 °C versprüht und die so freigesetzten Gase am Kopf des Entgasers abgesaugt. Um bereits einen ersten Teil des Wasserdampfes zu kondensieren, wurden die Gase zusätzlich durch ein „Überlaufgefäß“ am Kopf des Entgasers gesaugt. Eine Gaspumpe sorgte für den Transport der Gase, deren Pumprate mit einem vorgeschalteten Ventil eingestellt werden konnte. Nachdem die Gase eine Gasuhr durchlaufen hatten, passierten sie einen „Peltier-Kühler“, der es ermöglichte, den noch verbliebenen Wasserdampf bei 4 – 5 °C abzuschneiden. Die freigesetzten Gase wurden parallel in ein Quadrupolmassenspektrometer (QMS), einen Gaschromatographen (GC) und ein Radon- α -Spektrometer geleitet.

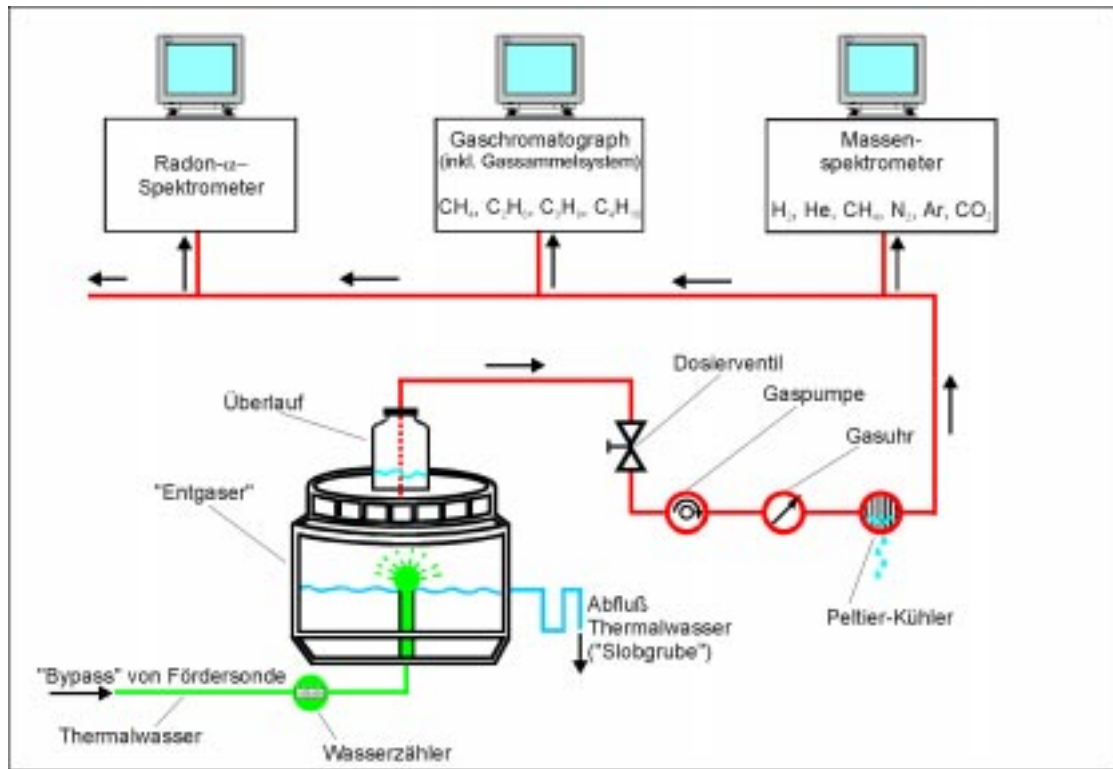


Abb. 2-1: Prinzipskizze des "on-line"-Meßaufbaus zur Bestimmung der zeitabhängigen Gaszusammensetzung der im Thermalwasser gelösten Gase an der Geothermieanlage in Neustadt-Glewe: Das Thermalwasser wurde mit einem Bypass im Filterhaus der Fördersonde direkt nach dem Filter entnommen.

Mit dem QMS (Fa. BalzersTM, QMA 120 / QMG 420) wurden N_2 , CO_2 , CH_4 , Ar, He und H_2 sowie O_2 zur Bestimmung des Grades der Luftkontamination bestimmt. Die zu bestimmenden Gase wurden mittels eines Gaseinlaßsystems dem Hochvakuum des Rezipienten zugeführt. Details zur Quadrupolgasanalytik am GFZ sind bei Bach et al. (1999) und Zimmer (1993) beschrieben. Der Zeitraum zwischen den einzelnen Messungen kann beliebig festgelegt werden, hier wurde nach jeweils 5 Minuten eine Messung durchgeführt.

Der GC (GeodataTM F-30 D) quantifizierte die Kohlenwasserstoffe CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 und C_4H_{10} . Nachdem die einzelnen Gase chromatographisch getrennt wurden, wurden sie in einer Wasserstoff-Luft-Flamme ionisiert und mit einem Flammenionisationsdetektor detektiert (detaillierte Gerätebeschreibung siehe Figgemeier et al., 1991). Der vorgegebene Zeitraum zwischen zwei Messungen beträgt 9 Minuten. Der GC ist mit einem Gassammelsystem verbunden. Hier können Schwellenwerte eingestellt werden, bei deren Überschreitung automatisch Gasproben genommen werden, an denen im Institutslabor spezielle Untersuchungen (z. B. Spuren- und Edelgase, Isotopenverhältnisse) durchgeführt werden.

Das Radon- α -Spektrometer detektierte das radioaktive Edelgas Radon. Das Gerät besteht aus zwei identischen Einheiten, die parallel das zu analysierende Gas sammeln (20 min.) bzw. messen (30 min.); somit liegt nach jeweils 30 Minuten ein Meßwert vor. Das Funktionsprinzip und der Meßaufbau des Rn-Meßstandes sind bei Erzinger et al. (1992) beschrieben.

Die Meßkampagne im Mai 1998 dauerte 5 Tage. Der Zeitraum der Messungen beschränkte sich lediglich auf mehrere Tage, da das dem Thermalwasserkreislauf entnommene Wasser nicht mehr zurückgeführt werden kann und entsorgt werden muß; die dadurch entstehenden Entsorgungskosten limitieren die Dauer der Messungen erheblich. Die Meßgeräte arbeiten vollautomatisch und bedürfen keiner ständigen Kontrolle. Bei Stromausfällen o. ä. nehmen jedoch nicht alle Geräte den Meßbetrieb wieder automatisch auf; durch einen kurzen Stromausfall gingen daher Meßergebnisse verloren.

Die Ergebnisse der „on-line“-Messungen zeigen, daß die Zusammensetzung der Gasphase nahezu konstant bleibt und nur in sehr geringen Konzentrationsbereichen variiert. Ein Vergleich mit Gasanalysen, die 2 Jahre zuvor durchgeführt worden waren, ergab ebenfalls keine Änderungen der Gaszusammensetzung (siehe Tabelle 3-1). Betrachtet man die Daten des Massenspektrometers, das gegenüber dem Gaschromatographen wesentlich empfindlicher detektiert, so sind in kleinen Konzentrationsbereichen geringe aber periodische Änderungen zu erkennen (Abbildung 2-2). Aufgetragen sind die Meßwerte der Gase He, N₂, CH₄ und CO₂ als prozentuale Abweichung vom Mittelwert des betrachteten Zeitraums gegenüber der Zeit. Die dargestellten Glättungskurven wurden mit einem im Programm Microcal™ Origin™ 4.1 vorhandenen Modul berechnet, das nach dem Prinzip des gleitenden Durchschnitts („Adjacent Averaging“) arbeitet. Die Meßwerte selbst sind im Hintergrund dargestellt. Während die Gase He, CH₄ und N₂ den gleichen Verlauf zeigen, verhält sich die CO₂-Konzentration entgegengesetzt. Die Zyklen und Trends werfen daher zum einen die Frage nach dem Verhalten der Gase untereinander und zum anderen nach den Ursachen für die auftretende Periodizität auf. Auf die Darstellung der Komponenten H₂ und Ar wurde verzichtet. Die Interpretation der gemessenen H₂-Gehalte mittels Quadrupolmassenspektrometrie bedarf einiger Vorsicht: Verursacht durch verschiedene Prozesse während der Analytik stellen die gemessenen H₂-Gehalte vermutlich die maximale Konzentration dar; Überschüsse können durch Reaktionen von H₂O und CH₄ während der Analytik hervorgerufen worden sein [Bach und Erzinger, 1995]. Ar tritt in so geringen Konzentrationen auf, daß durch die Luftkontamination die hier ebenfalls zu vermutenden Variationen auch nach erfolgter Luftkorrekturrechnung überdeckt werden.

Bezüglich des Verhaltens der Gase untereinander kann davon ausgegangen werden, daß die Zusammensetzung des Gasphase vom Verhalten der dominierenden Hauptkomponente CO₂ bestimmt wird, da die Summe der Konzentrationen der einzelnen Gaskomponenten auf 100 % Prozent normiert wurde. Die Konzentrationsänderungen der anderen Komponenten sind demnach nur eine Folgeerscheinung der CO₂-Variabilität.

Als Ursache für die beobachteten zyklischen Veränderungen kommen mehrere Aspekte in Betracht: I) Änderungen im Betrieb der Geothermischen Heizzentrale (z. B. Pumprate o. ä.), II) analytische oder meßtechnische Ursachen, III) Gezeiteneinfluß, IV) Luftdruckeinfluß.

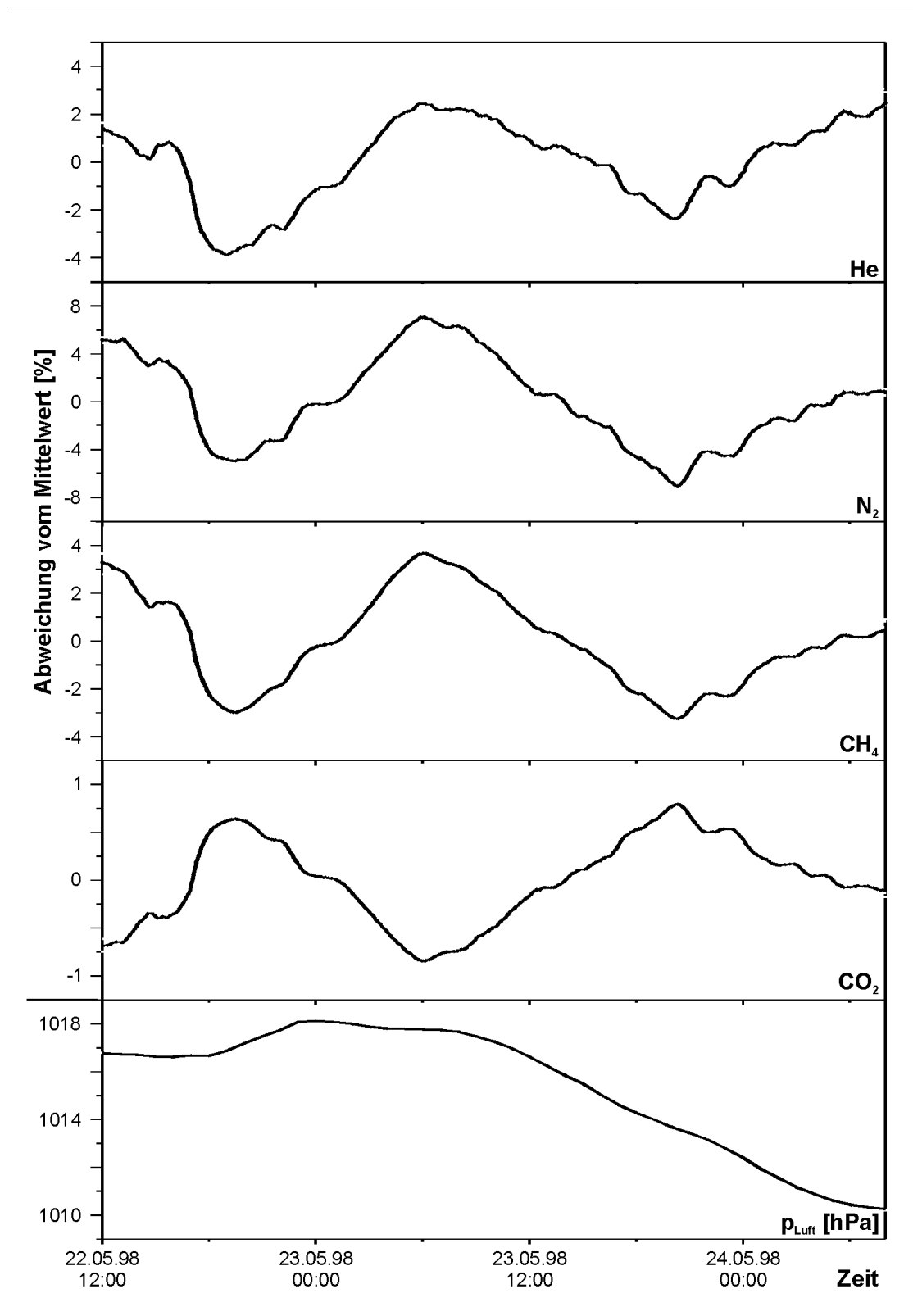


Abb. 2-2: Zeitliche Variation der Konzentration der Gase He, N₂, CH₄ und CO₂ (ermittelt mit QMS) zusammen mit den Luftdruckdaten einer naheliegenden Wetterstation (Erläuterungen siehe Text).

Die Betriebsparameter der Geothermischen Heizzentrale (GHZ) wurden während des in Abbildung 2-2 dargestellten Zeitraums nicht verändert. Die Anlage wurde im Verlauf der gesamten Meßkampagne konstant mit der niedrigsten technologisch möglichen Förderrate ge-

fahren; somit war auch die Temperatur des Thermalwassers konstant. Daher kann Punkt I) als Ursache ausgeschlossen werden.

Um meßtechnische Ursachen ausschließen zu können, wurden Testmessungen mit atmosphärischer Luft und Stickstoff durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Messungen zeigen sehr kleine, gegenüber den „natürlich“ gemessenen Schwankungen relativ unbedeutende Veränderungen, die keine strenge Periodizität aufweisen. Da während des dargestellten Zeitraums kein Eingriff in das Entgasungs- und Analytiksystem erfolgte, scheiden analytisch-technische Aspekte als Ursache ebenso aus.

Erdgezeiten beeinflussen verschiedene Prozesse in der Erdkruste wie z. B. Fluidtransport und Gasemission. Durch die Verformung der Kruste werden die Wegsamkeiten im Gebirge und somit im Aquifer und dessen Nebengestein verändert. Dies hat zur Folge, daß z. B. bei einem Gezeitenmaximum die Wegsamkeiten für Gase verbessert werden. Diese Korrelation zwischen Gezeitendeformation und Gasemission wurde schon oft festgestellt [z. B. Connor et al., 1988; Sugisaki, 1981; Wollenberg et al., 1984/85; Lenzen et al., 1996; Ernst, 1969]. Eine Modellierung der Kontinentalgezeiten für Neustadt-Glewe wurde mittels des Programms ETERNA Version 3.30 [Wenzel, 1996] erstellt (Abbildung 2-3). Dabei wurden mit den geographischen Koordinaten für Neustadt-Glewe (53,3625 N, 11,6167 E) und einer Höhe von 50 m über NN die vertikale Verschiebung („vertical displacement“) mit einer Auflösung von 1 Stunde modelliert. Um den Einfluß der Teufe (2200 m) zu betrachten, wurden auch die Daten für diese Teufe berechnet, was aber keinen signifikanten Unterschied zu den Oberflächendaten ergab. In Abbildung 2-3 ist die modellierte Gezeitenkurve zusammen mit zwei exemplarisch ausgewählten Gasvariationskurven (N₂, CO₂) und einer geglätteten Gezeitenkurve dargestellt. Die dargestellte Glättungskurve wurde mit dem FFT-Modul des Programms Microcal™ Origin™ Version 4.1 erstellt, um die halbtäglichen Gezeitensignale zu unterdrücken. Dabei ist eine mögliche Korrelation zwischen den Gezeitenmodellierungskurven und den Gasvariationen zu erkennen. Es scheint demnach ein Einfluß der Gezeiten auf die Gaszusammensetzung vorhanden zu sein; um eine definitive Aussage über diesen Zusammenhang treffen zu können, erscheint uns der Zeitraum jedoch zu kurz. Vergleicht man die Gezeitenmodellierungskurve (Abbildung 2-3a) mit den ausgewählten Gaskurven (Abbildung 2-3b, c), ist eine Übereinstimmung mit den Gezeitenmaxima niedriger und höherer Amplitude zu erkennen. Betrachtet man die geglättete Modellierungskurve (Abbildung 2-3d), ist eine Übereinstimmung nur noch mit den Signalen höherer Amplituden zu erkennen. Dies erscheint realistischer, da in diesem Fall nur die Gezeiten höherer Amplitude einen Einfluß ausüben würden. Sollte dieser Einfluß der Erdgezeiten tatsächlich vorhanden sein, würde dies bedeuten, daß im Aquifer eine Dynamik bzgl. des Verhaltens der Wässer und der Gase bzw. deren Löslichkeit und Migration herrscht. Dieser Aspekt steht in Einklang mit einer Reihe von Untersuchungen über den Einfluß von Gezeiten auf Flüssigkeiten in verschiedenen Teufen [vgl. Diskussion bei Narasimhan, 1998; Melchior, 1978 und Verweise darin]; so ist z. B. bei Sperling (1953) der Einfluß von Gezeiten auf den Erdölförderbetrieb beschrieben.

Ähnlich wie beim Einfluß der Gezeiten können durch die durch den Luftdruck sich verändernde Auflast der Luft auf die Erdkruste die Wegsamkeiten für Gase und Fluide verändert werden. Während der Meßkampagne wurden keine Luftdruckdaten aufgezeichnet. Daher wurden beim Deutschen Wetterdienst Rostock Daten der meteorologischen Meßstation Schwerin (Entfernung zur GHZ Neustadt-Glewe ca. 30 km) angefordert. Bei den in Abbildung 2-2 aufgetragenen Drücken handelt es sich um Werte mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Stunde. Anhand dieser Daten ist keine Korrelation mit den gemessenen Gaswerten festzustellen, womit auch dieser Aspekt als Ursache der Gasvariationen auszuschließen ist.

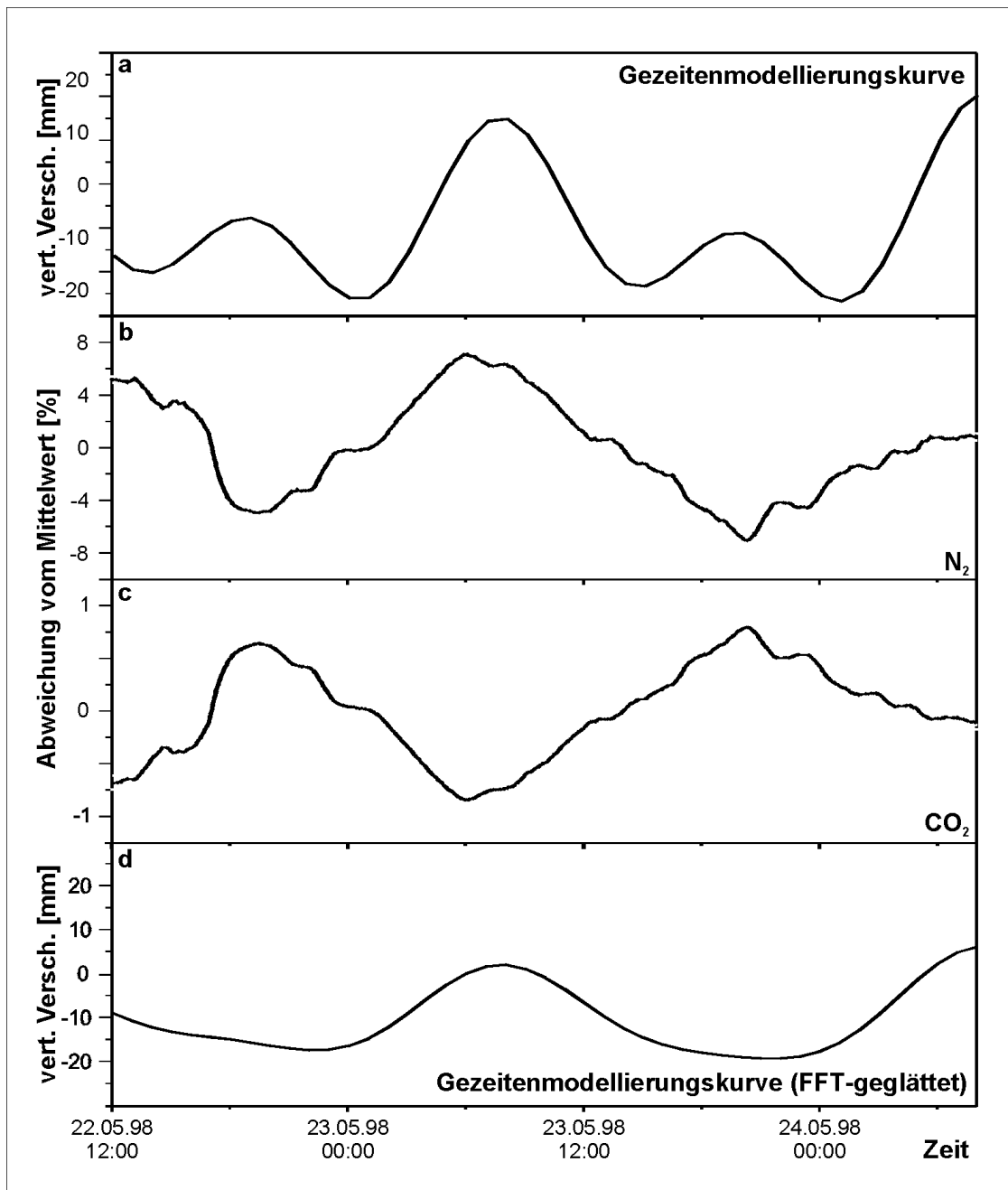


Abb. 2-3: Ausgewählte Gasvariationskurven zusammen mit den modellierten Erdgezeiten. Beschreibung siehe Text.

3 Geochemie der gelösten und freien Gase

Für die Untersuchung der Gase im Labor des GeoForschungsZentrums Potsdam wurden Gasproben verwendet, die entweder während der „on-line“-Analytik mit dem Gassammelsystem gewonnen wurden oder aus Wasserproben stammen, die im Labor im Vakuum mittels Ultraschall entgast wurden. Die Probenahme der Wasserproben wurde direkt nach dem Filter der Förder- bzw. Reinjektionssonde durchgeführt. Sie erfolgte im Durchfluß in Probenrohren, die gasdicht verschlossen wurden. Bei der Beurteilung der Gasdaten sind verschiedene Faktoren zu berücksichtigen. Eine repräsentative Probenahme gestaltete sich unter Umständen schwierig, da es, bedingt durch die hohen Temperaturen in Neustadt-Glewe, bereits beim Abfüllen der Proben zu Teilentgasungen kommen kann. Die Probenahmestellen sind innerhalb des Thermalwasserkreislaufs nach einem Druckausgleichsbehälter (in der Anlage als „B01“

bezeichnet) plziert. In diesem Druckbehälter kommt es durch die ständige Verbindung zum Thermalwasserkreislauf zu Entgasungen, deren Auswirkungen auf die Proben nur gering sind.

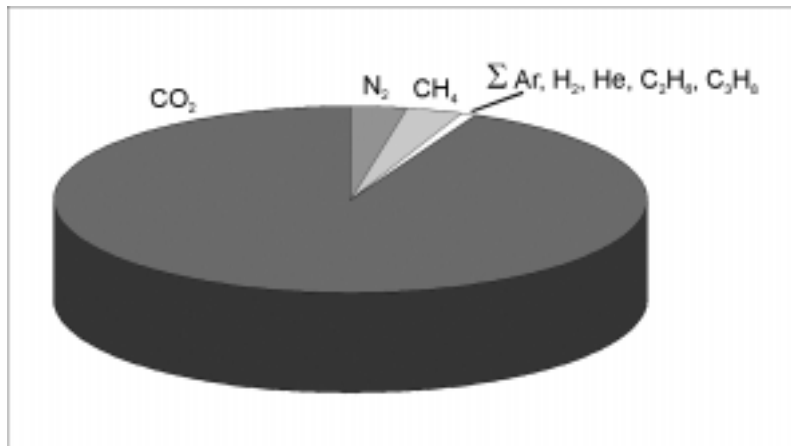


Abb. 3-1: Zusammensetzung der Gasphase des Thermalwasser der Geothermieranlage Neustadt-Glewe (korrigiert bezüglich Luftkontamination). Auffällig ist der hohe Anteil an CO₂. Weitere Hauptbestandteile sind N₂ und CH₄, als Spurengase sind Ar, H₂, He und höhere Kohlenwasserstoffe vorhanden.

Lokation	Proben- typ	Proben- name	Datum Probenahme	H ₂	±	He	±	N ₂	±	CH ₄	±	Ar	±	CO ₂	±
				Vol.-%		vpm		Vol.-%		Vol.-%		vpm		Vol.-%	
FS	Wasser- probe	NG998A	23.09.1998	0,27	0,01	219	23	1,96	0,49	2,32	0,04	755	11	95	⁺⁵ -11
FS	Wasser- probe	NG998C	23.09.1998	0,35	0,02	252	27	2,75	0,53	2,39	0,04	1019	23	94	⁺⁶ -11
FS	Wasser- probe	NG998D	23.09.1998	0,50	0,03	461	53	2,78	0,31	3,17	0,04	283	7	93	⁺⁷ -9
RS	Wasser- probe	NG998I	23.09.1998	0,31	0,02	246	27	2,46	0,52	2,75	0,04	473	10	94	⁺⁶ -13
RS	Wasser- probe	NG998J	23.09.1998	0,30	0,02	262	31	2,81	0,56	2,97	0,05	576	8	94	⁺⁶ -12
FS	Gas- probe	NG598A	19.05.1998	0,39	0,02	860	316	7,59	4,03	7,65	0,32	597	11	84	2
FS	Gas- probe	NG598C	19.05.1998	0,30	0,01	816	58	7,45	1,03	7,69	0,10	542	10	84	7
FS	Gas- probe	NG100596	10.05.1996	0,31	0,02	804	85	6,91	1,43	7,77	0,13	679	14	85	11

Tab 3-1: Zusammensetzung der Gasphase des Thermalwassers der Geothermieranlage Neustadt-Glewe, bestimmt im Labor des GFZ mittels Quadrupolmassenspektrometrie (luftkorrigiert). Hinzu kommen weitere Kohlenwasserstoffe, deren Konzentration während der „on-line“-Messungen mit durchschnittlich 0,50 Vol.-% C₂H₆, 500 vpm C₃H₈ und C₄H₁₀ als Spur bestimmt wurden. Die als „Wasserprobe“ klassifizierten Proben wurden als gasdichte Wasserprobe genommen und im Labor mittels Vakuum und Ultraschall vollentgast. Die „Gasproben“ entstammen dem Gassammelsystem, das bei den „on-line“-Messungen eingesetzt wurde. Die Proben wurden jeweils im Filterhaus der Soden nach den Filtern entnommen (FS=Fördersonde, RS=Reinjektionssonde).

Die Gase wurde mit einem Quadrupolmassenspektrometer der Fa. Balzers™ QMG 421 analysiert [Bach et al., 1999]. Der Gesamtgasanteil im Wasser wurde mit 7 bis 10 Vol.-% bestimmt. In der Gasphase wurden als Hauptbestandteile CO₂, CH₄ und N₂ nachgewiesen (Ab-

bildung 3-1, Tabelle 3-1). Als Spurengase wurden He, H₂, Ar, C₂H₆ und weitere Kohlenwasserstoffe bestimmt.

Die Ergebnisse der entgasten Wasserproben und der Gasproben, die während den „on-line“-Messungen genommen wurden, weisen kleine Unterschiede auf. Diese Diskrepanz beruht auf der Art und Weise der Entgasung: Die Wasserproben wurden im Institutslabor vollständig entgast, während im Rahmen der „on-line“-Messungen dies mit der benutzten Apparatur so nicht möglich war. Dies betrifft vor allem die am leichtesten lösliche und somit am schwersten auszutreibende Komponente CO₂. Dies wird auch daran deutlich, daß die Verhältnisse von Gasen, die ähnliche Löslichkeitseigenschaften besitzen (CH₄ und N₂), bei beiden Probenotypen gleich sind und ein schwer lösliches Gas, das leicht ausgetrieben werden kann, bei den Gasproben erhöhte Werte zeigt (z. B. Helium).

Betrachtet man die Ergebnisse hinsichtlich der Entnahmestelle der Proben (Förder-/Reinjektionssonde), ist kein Unterschied in der Gaszusammensetzung zu erkennen. Bezüglich der Interpretation der H₂-Werte müssen auch hier Einschränkungen gemacht werden (siehe Abschnitt 2). H₂S und SO₂ konnten nicht nachgewiesen werden. Der spezifische Geruch von H₂S wäre bereits in Konzentrationen weit unterhalb von 0,02 ppm wahrnehmbar.

Die ²²²Rn-Aktivität wurde während der „on-line“-Messungen mit durchschnittlich 1,5 nCi/l Gas bestimmt. Dieser Wert liegt im unteren Bereich sedimentärer Tiefenwässer [Philipsborn, 1990; Zugin et al., 1987]. Nach Philipsborn (1990) enthalten Grund- und Quellwässer, die mit Grundgebirgsgesteinen in Kontakt stehen, um 50 nCi/l Rn. In sog. „Radonbädern“ erreicht die Rn-Aktivität oft Werte über 700 nCi/l.

Nach Ergebnissen von Seibt und Hoth (1997) ist der Thermalwasserkreislauf der GHZ Neustadt-Glewe bei Normalbetrieb nahezu sauerstofffrei (durchschnittlich 1,7 ppb O₂ im Thermalwasser). Dies bedeutet, daß die Sauerstoffkonzentrationen, die bei unseren Messungen ermittelt wurden, vorwiegend auf eine geringe Luftkontamination zurückzuführen ist (< 1 Vol.-% O₂). Somit ist es gerechtfertigt, die gemessenen N₂- und Ar-Gehalte bezüglich der Luftkontamination zu korrigieren (Tabelle 3-1).

4 Zur Herkunft der Gase

In Abbildung 4-1 sind die N₂-, He- und Ar-Gehalte in einem Dreiecksdiagramm nach einem Konzept von Giggenbach (1986) aufgetragen. Grundlage für den Nutzen der drei Gase als Tracer für magmatische, krustale und meteorische Anteile sind deren inertes chemisches Verhalten und die kennzeichnenden N₂-Ar-He-Verhältnisse. Die Daten für das saline Tiefenwasser von Neustadt-Glewe zeigen Werte für sedimentäre Solen und tief zirkulierende meteorische Wässer mit einem starken Trend zur krustalen Prägung.

Die Entwicklung von luftgesättigtem Oberflächenwasser hin zu einer sedimentären Sole mit krustal geprägtem Gasinventar wäre eine mögliche Erklärung. Dies würde mit Sauerstoff- und Wasserstoffisotopendaten sowie dem Bromid/Salinität-Verhältnis des Thermalwassers in Einklang stehen. Danach handelt es sich bei dem in Neustadt-Glewe geförderten Tiefenwasser um eine Sole, deren Salzgehalt durch die Evaporation von Meerwasser angereichert worden ist und nachträglich mit meteorischem Wasser vermischt wurde [Naumann et al., 1998].

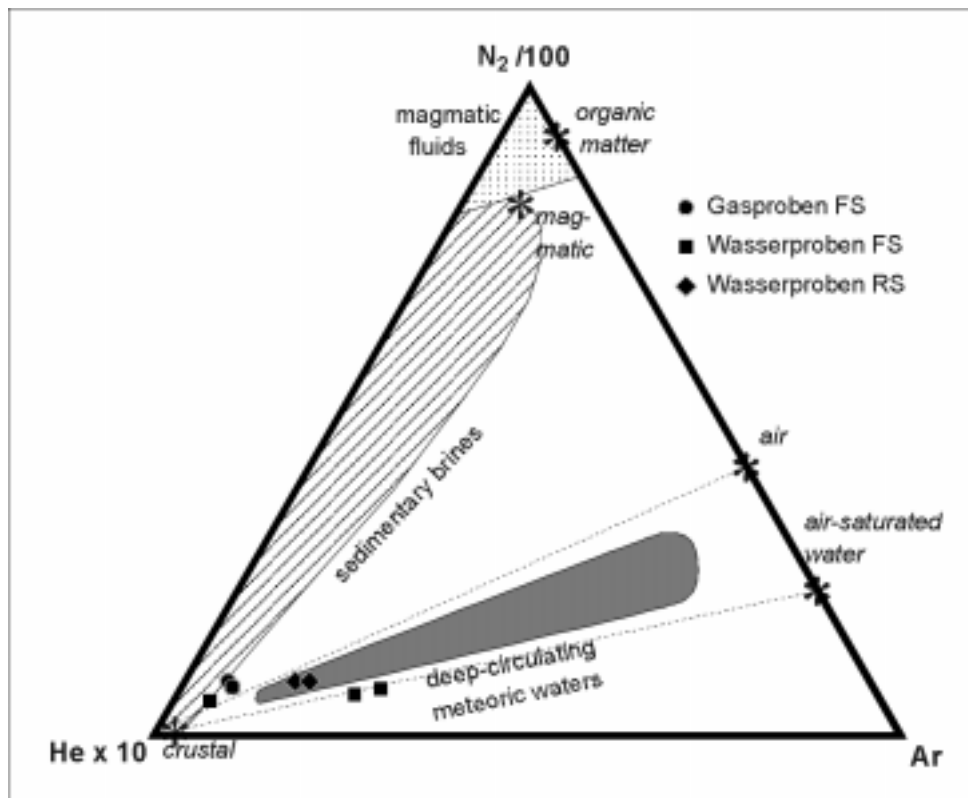


Abb. 4-1: In einem nach Giggenbach (1986) und Norman und Musgrave (1994) modifizierten Dreieck liegen die ermittelten Daten (nach Tabelle 3-1) für Neustadt-Glewe in den Bereichen der tief-zirkulierenden meteorischen Wässer und der sedimentären Solen. Diese Felder wurden mit Daten von Fluideinschlüssen erstellt. Die mit einem Stern markierten N_2 -Ar-He-Zusammensetzungen entsprechen den Verhältnissen dieser Reservoirs in geothermalen Fluiden. (FS=Fördersonde, RS=Reinjektionssonde)

Untermuert wird die krustale Herkunft der Gase durch die Bestimmung von Edelgasisotopenverhältnissen wie $^3\text{He}/^4\text{He}$ und $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$. Diese Verhältnisse sind gute Indikatoren, um deren Herkunft zu rekonstruieren (Mantel oder Kruste). Die Bestimmung erfolgte mit einem Massenspektrometer der Fa. Vacuum Generators Instruments™ Typ VG5400 [Einzelheiten zur Analytik siehe Niedermann et al., 1997].

Die $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Verhältnisse (R) der Proben (im Durchschnitt $1,4 \cdot 10^{-8}$) werden bei der Darstellung auf das atmosphärische $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Verhältnis ($R_a = 1,4 \cdot 10^{-6}$) bezogen. In Abbildung 4-2 zeigen die sehr niedrigen R/R_a -Werte für Neustadt-Glewe im Vergleich mit den He-Isotopenverhältnissen anderer Formationswässer unterschiedlicher geographischer Herkunft eindeutig den radiogenen Ursprung, d. h. die Krustenherkunft an. Eine Mantelheliumkomponente ist nicht nachweisbar. Auch das $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ -Verhältnis von 330-370 ist gegenüber Luft ($^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 296$) eindeutig erhöht und zeugt von radiogenem Anteil.

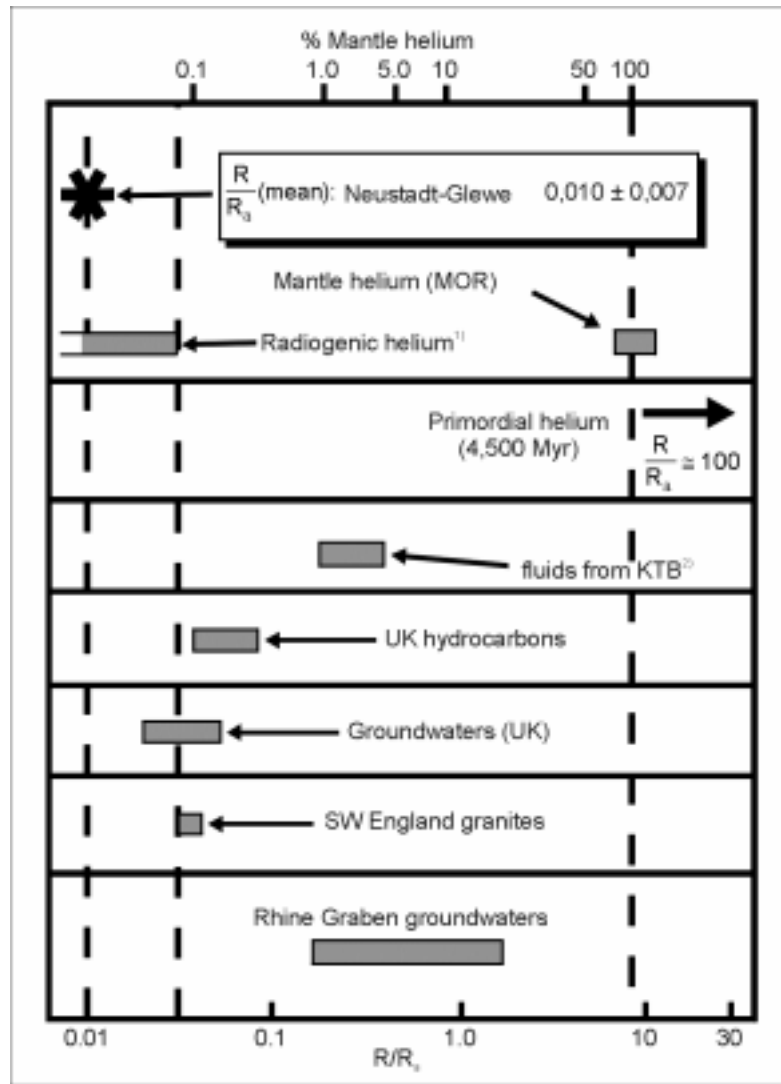


Abb. 4-2: Die Isotopensignatur des Heliums weist eindeutig auf den radiogenen Ursprung des Heliums hin. Eine Mantelheliumkomponente ist nicht vorhanden. (Diagramm modifiziert nach Hooker et al. (1985); ¹nach Mamyrin und Tolstikhin (1984); ²aus Weise (1990) und Fritz et al. (1991); $R_a = {}^3\text{He}/{}^4\text{He}$ der Atmosphäre = $1,4 \cdot 10^{-6}$).

Um die Kohlenwasserstoffe zu charakterisieren, wurden C-Isotopenwerte der leichten Kohlenwasserstoffe Methan, Ethan und Propan an der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, bestimmt. Einzelheiten zum Verfahren sind bei Dumke et al. (1989) beschrieben. Die Isotopensignaturen weisen auf eine überwiegend thermogenetische Bildung hin, mit geringen Anteilen bakteriellen Methans. Die $\delta^{13}\text{C}$ -Werte des Methans, Ethans und Propan aus dem Thermalwasser von Neustadt-Glewe entsprechen einer Reife von etwa 1,2 % Vitrinitreflexion (R_0) für das gasgenerierende organische Material (Abbildung 4-3). Die $\delta^{13}\text{C}$ -Verhältnisse von CH_4 , C_2H_6 und C_3H_8 stimmen den Werten von marinem Muttergestein überein. Danach haben die im Thermalwasser gelösten leichten Kohlenwasserstoffe ihren Ursprung in der näheren Umgebung. Wesentlich tiefer liegende Muttergesteine, wie z. B. das Karbon, spielen vermutlich keine Rolle.

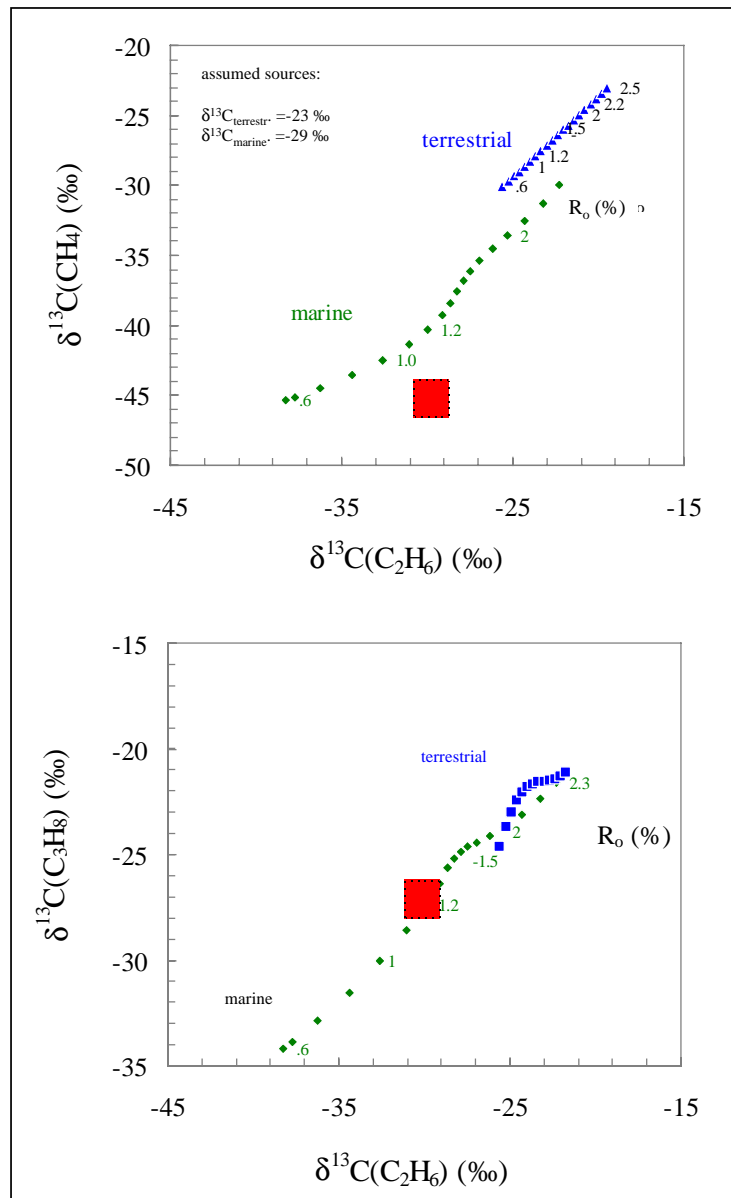


Abb. 4-3: Die $\delta^{13}\text{C}$ -Werte des Methans, Ethans und Propans aus dem Thermalwasser von Neustadt-Glewe (graue Felder) entsprechen einer Reife von etwa 1,2 % Vitrinitreflexion (R_0) für das gasgenerierende organische Material und stimmen damit mit der Reife von benachbartem Muttergestein überein. Bei den dargestellten Punktkurven handelt es sich um Werte für marines und terrestrisches Muttergestein, basierend auf Daten von Berner und Faber (1997 und Verweise darin).

5 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

Das Thermalwasser von Neustadt-Glewe enthält 7 bis 10 Vol.-% Gas. Die Gasphase wird von CO_2 dominiert. Als weitere Hauptbestandteile treten N_2 und CH_4 auf. Ar, H_2 , He und höhere Kohlenwasserstoffe sind als Spurengase vorhanden. Die Ergebnisse einer genauen Gasanalytik sind unerlässlich für die Auslegung und den Betrieb einer Anlage sowie zum Abschätzen des Entgasungsrisikos und des Auftretens brennbarer Gase [Seibt et al., 1998 und Rinke,

1998, dieser Report]. Sie sollte deshalb fester Bestandteil der hydrodynamischen Erkundung geothermischer Speicher sein.

Die Zusammensetzung der Gasphase unterliegt sowohl kurzfristig als auch über einen Zeitraum von zwei Jahren keinen signifikanten Veränderungen. Die während einer „on-line“-Meßkampagne festgestellten kleinen periodischen Variationen deuten auf eine Korrelation mit den Erdgezeiten hin, wobei andere Ursachen wie z. B. Luftdruck, Variation der Anlagenparameter oder analytisch-technische Fehlerquellen ausgeschlossen werden können. Dies spricht für eine relativ homogene und weiträumige Ausbreitung des genutzten Aquifers.

Die N₂-Ar-He-Verhältnisse der Gasphase weisen auf eine krustale Herkunft mit meteorischem Einfluß hin. Während He eine nahezu ausschließlich krustale ³He/⁴He-Signatur besitzt, zeigen die gemessenen ⁴⁰Ar/³⁶Ar-Werte neben einem radiogenen Anteil eine signifikante atmosphärische Komponente an. Die Ergebnisse der C-Isotopenuntersuchungen von CH₄, C₂H₆ und C₃H₈ lassen darauf schließen, daß die im Tiefenwasser von Neustadt-Glewe gelösten Kohlenwasserstoffe aus marinem Muttergestein stammen. Dies bedeutet ferner, daß Gase aus wesentlich tiefer liegenden Formationen wie z. B. dem Karbon bzw. ein Einfluß des Erdmantels auf die He-Gehalte kaum eine Rolle spielen.

Danksagung

Unser Dank gilt dem Betreiber der Geothermischen Heizzentrale, der Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, für die Unterstützung bei den Messungen und Probenahmen. Herrn Dr. Dittfeld (GFZ) danken wir für die Durchführung der Gezeitenmodellierungsberechnungen. Weiterhin möchten wir Herrn Dr. Niedermann (GFZ) für die Durchführung der Edelgasisotopenanalytik sowie der Geothermie Neubrandenburg GmbH für den informellen Austausch unseren Dank aussprechen.

6 Literatur

- Bach, W., und J. Erzinger, Volatile components in basalts and basaltic glasses from the EPR at 9°30'N.- Proc. ODP, Sci. Results, 142, Ocean Drilling Program, College Station, TX, 23-29, 1995.
- Bach, W., D. Naumann und J. Erzinger, A helium, argon, and nitrogen record of the upper continental crust (KTB drill holes, Oberpfalz, Germany): Implications for crustal degassing.- Chem. Geol., in Revision, 1999.
- Berner, U. und E. Faber, Carbon isotope/maturity relationships for gases from algal kerogens and terrigenous organic matter, Geol. Jb., D 103, 129-145, 1997.
- Connor, C.B., R.E. Stoiber und L.L. Malinconico, Variation in sulfur dioxide emissions related to Earth tides, Halemaumau Crater, Kilauea Volcano, Hawaii, J. of Geophys. Res., 93/B12, 14867-14871, 1988.
- Dumke, I., E. Faber und J. Poggenburg, Determination of stable carbon und hydrogen isotopes of light hydrocarbons.- Anal. Chem., 61/19, 2149-2154, 1989.
- Ernst, W., Nachweis der Erdgezeiten in Bodengasen.- Meteorol. Rdsch., 22/5, 140-142, 1969.
- Erzinger, J., J. Hansmann, H. Kamm und H.J. Heinschild, On-line determination of ²²²Radon in drilling fluids of the KTB Hauptbohrung, in: Emmermann, R., H.-G. Dietrich, J. Lauterjung und Th. Wöhrle (eds.), KTB-Report, 92-2, C39-C45, 1992.

- Figgemeier, C., J. Hansmann, H.J. Heinschild und H. Kamm, Tiefbohrung KTB-Oberpfalz HB, Ergebnisse der geowissenschaftlichen Bohrungsbearbeitung im KTB-Feldlabor - Teufenbereich von 0 bis 1720m, in: Emmermann, R., H.-G. Dietrich, J. Lauterjung und Th. Wöhrle (eds.), KTB-Report, 91-3, C1-C41, 1991.
- Fritz, P., M. Lodemann, S. Weise, M. Wolf, H.J. Behr, B.T. Hansen, E.E. Horn, C. Reutel, J. Topp, A. Pekdeger, C. Sommer-von Jermerstedt, E. Nolte G. Korschinek und W. Rühm, Saline fluids in the KTB pilot borehole.- Scientific Drilling, 2, 231-243, 1991.
- Giggenbach, W.F., The use of gas chemistry in delineating the origin of fluid discharges over the Taupo Volcanic Zone: A review, Proc. Intl. Volcanol. Congress, New Zealand, 5, 47-50, 1986.
- Hooker, P.J., R.K. O'Nions und E.R. Oxburgh, Helium isotopes in North Sea gas fields and the Rhine rift, Nature, 318, 273-275, 1985.
- Hoth, P., E. Spangenberg, W. Rockel und D. Freund, Speichercharakteristik und Nutzhorizonte, in: Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E. Huenges (eds.), Geothermie Report 97-1: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland, Scientific Technical Report STR97/15, Potsdam, 44-62, 1997.
- Lenzen, M., E. Millich und H.J. Neugebauer, Strong correlation between lunar tidal waves and radon transport, AGU 1996 Fall Meeting, EOS, Transactions, 77/46, 235, 1996. Siehe auch: Millich E., M. Lenzen, und H.J. Neugebauer, The influence of fluid flow induced by earth tides on radon transport, Contributions to the 8th annual KTB colloquium, May 25 and 16, 1995, Gießen, 93-96, 1995.
- Mamyrin, B.A. und I.N. Tolstikhin, Helium isotopes in nature, Elsevier Amsterdam, 273 S., 1984.
- Melchior, P., The tides of the planet earth, Pergamon Press, Oxford, 609 S., 1978.
- Narasimhan, T.N., Hydraulic characterization of aquifers, reservoir rocks, and soils: A history of ideas, Wat. Resour. Res., 34/1, 33-46, 1998.
- Naumann, D., J. Erzinger und E. Faber, Gas- und isotopengeochemische Untersuchungen zur Rekonstruktion der Genese norddeutscher Thermalwässer, Geothermie: Forschung-Entwicklung-Markt, Tagungsband der 5. Geothermischen Fachtagung Straubing 1998, im Druck, 1998.
- Niedermann, S., W. Bach und J. Erzinger, Noble gas evidence for a lower mantle component in MORBs from the southern West Pacific Rise: Decoupling of helium and neon isotope systematics, Geochim. Cosmochim. Acta, 61/13, 2697-2715, 1997.
- Norman, D.I. und J.A. Musgrave, N₂-Ar-He compositions in fluid inclusions: Indicators of fluid source, Geochim. Cosmochim. Acta, 58, 1119-1131, 1994.
- Philipsborn, H.V., Radon und Radonmessung, Teil II: Geräte und Verfahren, Vorkommen und Verbreitung, Strahlenbiologie und Strahlenschutz, Geowissenschaften, 10, 324-338, 1990.
- Rinke, M., Strömungsmechanische Betrachtung des Thermalwasserkreislaufes der Geothermieanlage Neustadt-Glewe, 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.
- Schön, M. und W. Rockel, Nutzung niedrigthermaler Tiefenwässer - Geologische Grundlagen., in: Bussmann, W. (eds.), Geothermie - Wärme aus der Erde, Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 20-50, 1991.

- Seibt, A. und P. Hoth, Untersuchungen im Thermalwasserkreislauf, in: Hoth, P., A. Seibt, T. Kellner und E. Huenges (eds.), Geothermie Report 97-1: Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland, Scientific Technical Report STR97/15, Potsdam, 116-131, 1997.
- Seibt, A., D.Naumann und P. Hoth, Lösung und Entlösung von Gasen in Thermalwässern – Konsequenzen für den Anlagenbetrieb, 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.
- Sperling, K., Gibt es Gezeiteneinflüsse im Erdölförderbetrieb, Erdöl und Kohle, 6/8, 446-449, 1953.
- Sugisaki, R., Deep-seated gas emission induced by the Earth tide: A basic observation for geochemical earthquake prediction, Science, 212, 1264-1266, 1981.
- Weise, S., Ergebnisse der Helium- und Neonisotopenmessungen, In: Kessels, W. (ed.), KTB-Report, 90-5, 485-494, 1990.
- Wenzel, H.G., The nanogal software; Earth tide data processing package ETERNA 3.30.- Bull. d'Inf. Mareés Terrestres, 124, 9425-9439, 1996.
- Wollenberg, H.A., A.R. Smith, D.F. Mosier, S. Flexser, und M. Clark, Radon-222 in groundwater of the Long Valley Caldera, California., PAGEOPH, 122, 327-339, 1984/85.
- Zimmer, M., Zur Geochemie von Gasen in Formationsfluiden, Bohrspülungen und Krustengesteinen - Ergebnisse aus der Kontinentalen Tiefbohrung, Dissertation, Justus-Liebig-Universität Gießen, 1993.
- Zukin, J.G., D.E. Hammond, T.L. Ku, und W.A. Elders, Uranium-thorium series radionuclides in brines and reservoir rocks from two deep geothermal boreholes in the Salton Sea Geothermal Field, southeastern California., Geochim. Cosmochim. Acta, 51, 2719-2731, 1987.

Langzeitbeobachtung der Temperatur im Nutzhorizont während des Betriebes des Geothermischen Heizwerkes

Kuno Schallenberg, GeoForschungsZentrum Potsdam

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	104
2 Temperaturabsenkung als Funktion des Fördervolumenstroms	105
3 Weitere Ableitungen aus den Meßergebnissen	107
4 Ursachen der abweichenden Horizonttemperaturbestimmung	109
5 Verfeinertes Bilanzverfahren.....	110
6 Ergebnis des Vergleiches der Bilanzverfahren	114
7 Ausblick	115
8 Literatur.....	115

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit soll der Einfluß des geregelten Volumenstroms auf die Temperaturabsenkung am Sondenkopf quantifiziert werden. Es sind insbesondere Werte des Förder­volumenstroms und der Sondenkopftemperatur eingegangen (siehe Abbildung 3-1 des Berichtes *Das geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996* in diesem Band).

Mit Hilfe einer einfachen Wärmebilanz wird der Verlauf der Sondenkopftemperatur in Ab­hängigkeit vom Volumenstrom des Thermalwassers berechnet. Die im Rahmen der geologi­schen Untersuchungen ausgewiesene Horizonttemperatur [Rockel, 1995] müssen auf Basis der Betriebsdaten nach oben korrigiert werden.

Abstract

This paper deals with data, which are taken from a geothermal heating plant in operation. The long-term temperature observation during production allows to determine the virgin for­mation temperature. Variable production rates due to controlled pump were used. Earlier data in the geological preside investigations must be corrected.

1 Einleitung

In der Geothermischen Heizzentrale (GHZ) Neustadt-Glewe werden an verschiedenen Meß­stellen der obertägigen Anlage Daten erfaßt, die täglich als maximale, minimale und durch­schnittliche Werte dokumentiert werden (siehe Bericht *Das geothermische Heizwerk in Neu­stadt-Glewe im Betriebsjahr 1996* in diesem Band, hier: *Betriebsdaten*). Die Dokumentation dieser Meßdaten umfaßt unter anderem auch den Volumenstrom und die Sondenkopftempe­ratur. Die hier verwendeten Datensätze sind im Betriebsjahr 1996 erfaßt worden.

Die Förderung hydrothermalen Wässers einer GHZ erfordert in der Regel den Einsatz von Unterwassermotorpumpen (UWP). In einer modernen Anlage besteht die Möglichkeit, den För­dervolumenstrom der Pumpe in Abhängigkeit vom Wärmebedarf im Heiznetz zu beeinflus­sen. Dazu ist die Pumpe mit einer Steuerung versehen, die aufgrund eines Steuersignals eine Veränderung der Frequenz des Antriebsstromes durchführt. Mit dieser Frequenzänderung wird unmittelbarer Einfluß auf die Drehzahl des Antriebsmotors der Pumpe und damit auf die Drehzahl ihres Laufrades genommen. Dadurch wird die Anpassung des Fördervolumenstroms des Thermalwassers an den aktuellen Bedarf erreicht.

Neben der Tatsache, daß Betriebszustände außerhalb des Auslegungspunktes zu einer Verrin­gerung des Wirkungsgrades der Pumpe führen, wird durch verminderte Volumenströme eine Absenkung der Thermalwassertemperatur im Sondenkopf verursacht.

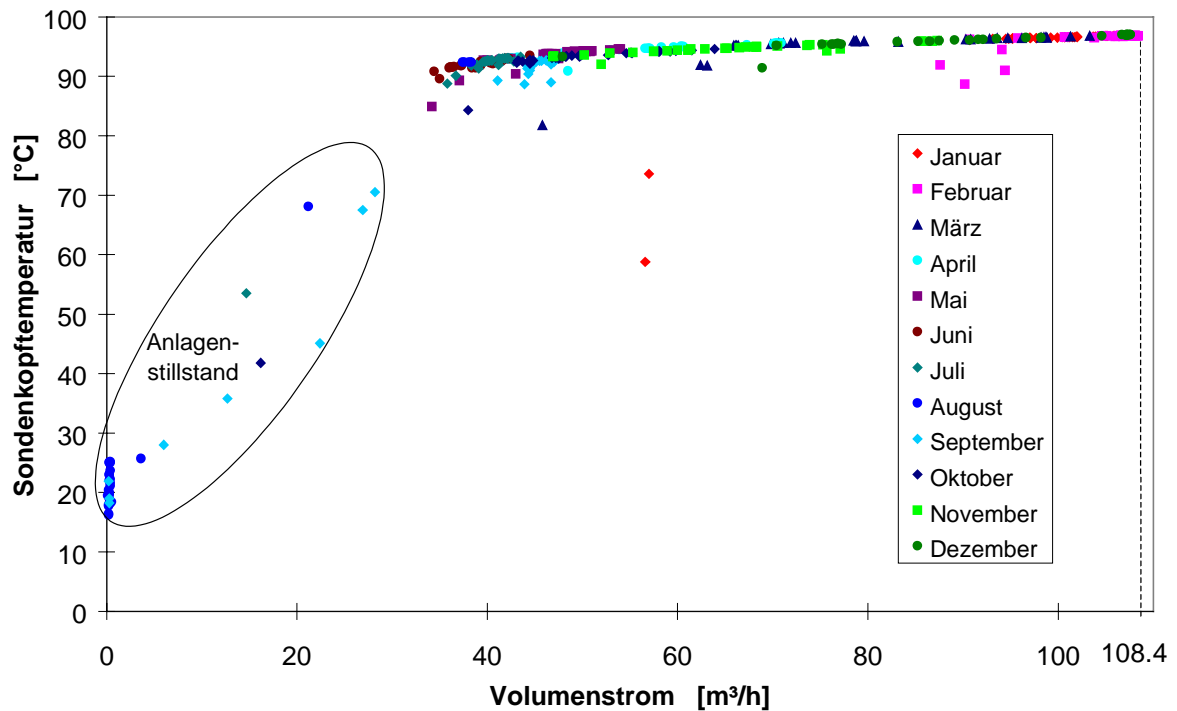


Abb. 1-1: Basisdaten des Meßwerterfassungssystems zur Sondenkopftemperatur in Abhängigkeit vom Fördervolumenstrom.

Abbildung 1-1 gibt den Datensatz in seiner ursprünglichen Form wieder. Alle Werte, die auf der Abszisse einem Wert von 35 m³/h und weniger zugeordnet sind, sind vor der Auswertung entfernt worden. Es muß sich hier um Effekte aus der Mittelwertbildung handeln, denn Volumenströme kleiner als 35 m³/h sind durch die Regelung nicht zu erreichen.

2 Temperaturabsenkung als Funktion des Fördervolumenstroms

Zur Analyse der Temperaturabsenkung wird aus den durchschnittlichen Meßergebnissen des Fördervolumenstroms an der Produktionsbohrung zunächst das Maximum des Betriebsjahres 1996 mit 97 °C bestimmt. Auf diesen Wert werden alle anderen Meßergebnisse normiert. Dadurch erhält man die prozentualen Anteile des aktuellen Volumenstromes am maximalen. Ebenso wird der Maximalwert der Sondenkopftemperatur bestimmt.

Zur Auswertung wird die Differenz zwischen diesem Maximalwert und der aktuellen Sondenkopftemperatur berechnet.

Diese als „Temperaturabsenkung“ bezeichnete Größe ist ein Maß für die pro Volumen Thermalwasser abgeführte Wärme¹.

¹ Die Temperaturabsenkung entsteht aufgrund des Wärmeflusses über die Bohrungsrohrwand in das angrenzende Gebirge. Sie wird durch die Wärmeübergangszahl, die Durchtrittsfläche und die treibende Temperaturdifferenz bestimmt. Als treibende Temperaturdifferenz ist hier die Differenz der Thermalwassertemperatur und der Gebirgetemperatur maßgeblich.

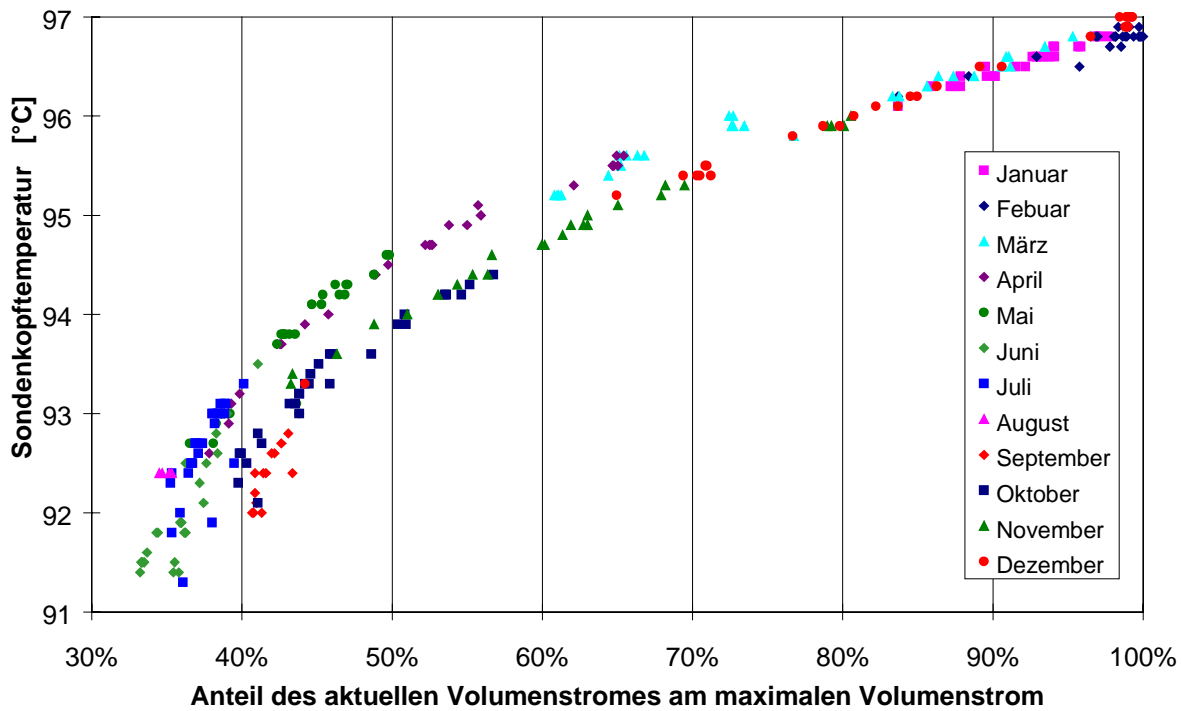


Abb. –2-1: Meßwertfolge des Temperaturverlustes in Abhängigkeit vom Volumenstromanteil.

Die Auftragung der derart aufbereiteten und von offensichtlichen Meßfehlern bereinigten Daten ist in Abbildung 2-1 dargestellt. Die zur Bestimmung der Meßfehler angewendeten Kriterien sind in der Tabelle 2-1 dargestellt. Sie sind als Differenz der maximalen und der aktuellen Temperatur in Abhängigkeit des Volumenstromanteils an der maximalen Förderrate festgelegt.

Intervall: \dot{V}/\dot{V}_{\max}	Maximale Temperaturdifferenz [K]
0,9.....1	0,7
0,8.....0,9	1,2
0,7.....0,8	1,8
0,6.....0,7	2,3
0,5.....0,6	3,3
0,4.....0,5	5
< 0,4	6

Tab. 2-1: Kriterien zur Bestimmung der Meßfehler

Abbildung 2-1 zeigt eine deutliche Zweiteilung der Sondenkopftemperaturen bei gleichen Volumenstromanteilen. Offensichtlich muß diese Teilung im August erfolgen. Zu dieser Zeit war die GHZ für ca. einen Monat wegen Wartungsarbeiten außer Betrieb (siehe Bericht *Das geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996*, hier: *Ausfallzeiten* in diesem Band). Es zeigt sich deutlich, daß sich die Meßfolge der Monate der zweiten Jahreshälfte mit steigendem Volumenstrom und damit mit steigender Betriebsdauer derjenigen der ersten

Jahreshälfte annähert. Die Werte aus dem Dezember 1996 liegen nahe an der Trendlinie der ersten Kurve.

Es liegt die Vermutung nahe, daß offenbar die Ruhezeit im August zu einer Temperaturabsenkung im Gebirge in der Nähe der Bohrungsverrohrung geführt hat. Diese Anpassung sorgt zeitweise für eine erhöhte Temperaturdifferenz zwischen Thermalwasser und unmittelbarer Umgebung der Verrohrung und damit für einen erhöhten Wärmestrom aus dem System hinaus. Ein größerer Wärmestrom bei gleichem Volumenstrom bedeutet eine größere Temperaturabsenkung im Förderstrom.

Mit steigender zeitlicher Entfernung von diesem „Ereignis“ wird der Zustand im Gebirge wiederhergestellt und der Verluststrom verringert.

In der Folge der Meßwerte wird durch die Werte aus der ersten Jahreshälfte ein Zustand wiedergegeben, der nach einer größeren Betriebszeit aufgenommen ist. Daher muß also eher der untere Teil der Kurve für die Beschreibung des stationären Betriebsfalles herangezogen werden.

Ob und inwieweit sich der stationäre Zustand erst bei einer neuerlichen Temperaturabsenkung einstellt, muß die Auswertung weiterer Meßwertfolgen in der Zukunft zeigen.

3 Weitere Ableitungen aus den Meßergebnissen

Um die zitierten Meßergebnisse für weitere Ableitungen zu nutzen, ist es notwendig, eine Beschreibung der Verhältnisse am Bohrloch vorzunehmen. Dazu wird eine Wärmebilanz erstellt.

Aus der Kontinuitätsgleichung:

$$(1) \quad \dot{m} = \dot{V} * \rho$$

läßt sich bei Vorgabe einer konstanten Dichte ableiten, daß:

$$(2) \quad \frac{\dot{V}_1}{\dot{V}_2} = \frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_2},$$

also daß mit steigendem Volumenstrom auch der Massenstrom steigt.

Setzt man einen Wärmestrom über die Außenfläche des Tubings (\dot{Q}_{Verlust}) und unter Mißachtung des veränderlichen Wirkungsgrades ebenso die Verlustleistung der Pumpe als konstant an:

$$(3a) \quad \dot{Q}_{\text{Verlust}} = \text{konst.} \quad (3b) \quad \dot{Q}_{\text{Pumpe}} = \text{konst.},$$

so kann die Wärmebilanz des Bilanzraumes „Bohrung“ nach der Abbildung 3-1 erstellt werden:

Die Wärmebilanz lautet:

Eintretende Wärmeströme:

$$(4) \quad \dot{Q}_{\text{Hor}} = \dot{m}_{\text{Hor}} * c_p * (T_{\text{Hor}} - T_0) \quad (5) \quad \dot{Q}_{\text{Pumpe}}$$

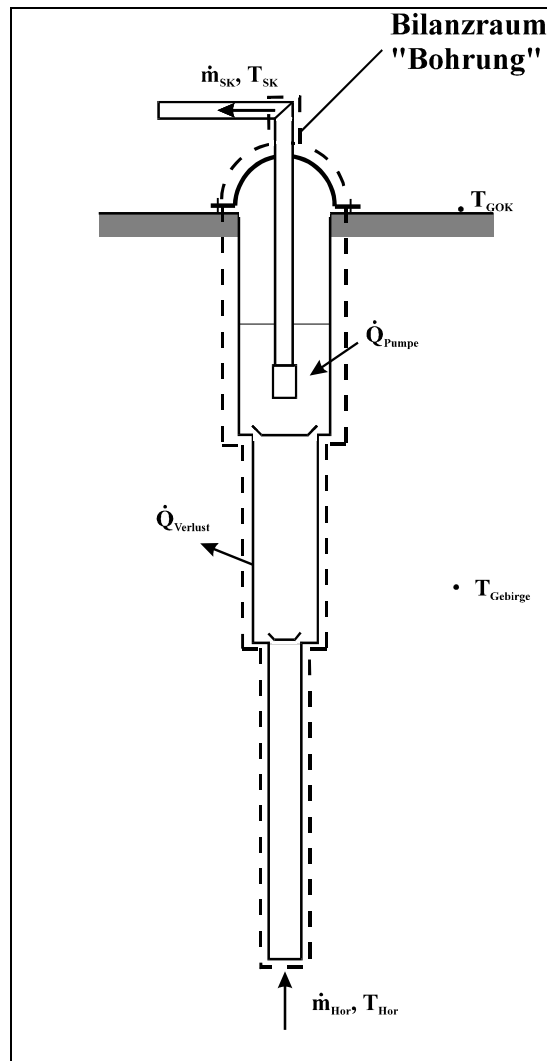


Abb. 3-1: Bilanzraum Bohrung, alle ein- und austretenden Wärmeströme sind wiedergegeben.

Austretende Wärmeströme:

$$(6) \quad \dot{Q}_{SK} = \dot{m}_{SK} * c_p * (T_{SK} - T_0); \quad (7) \quad \dot{Q}_{Verlust}$$

Gesamtbilanz:

aus: (4), (5), (6), (7)

⇒

$$(8) \quad \dot{m}_{Hor} * c_p * (T_{Hor} - T_0) + \dot{Q}_{Pumpe} = \dot{m}_{SK} * c_p * (T_{SK} - T_0) + \dot{Q}_{Verlust}$$

Es gilt wegen einer ausgeglichenen Massenbilanz: $(9) \quad \dot{m}_{Hor} = \dot{m}_{SK} = \dot{m}$

Daher, nach Umformung, mit (8), (9), unter Beachtung von (3a) und (3b):

$$(10) \quad \dot{m} * c_p * (T_{Hor} - T_{sk}) = \dot{Q}_{Verlust} - \dot{Q}_{Pumpe}$$

Erstellt man nun die Bilanz für zwei Fördervolumenströme (Index 1 und Index 2) und setzt die Bilanzen über die konstanten Wärmestrom der rechten Gleichungsseite gleich, so erhält man:

$$(11) \quad \frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_2} = \frac{\dot{V}_1}{\dot{V}_2} = \frac{(T_{\text{Hor}} - T_{\text{Sk}})_2}{(T_{\text{Hor}} - T_{\text{Sk}})_1}$$

Das bedeutet, daß sich die Temperaturabsenkung gegenüber dem Volumenstrom entgegengesetzt verhält, daß also bei Halbierung des Volumenstroms sich die Absenkung verdoppelt. Nutzt man diese vereinfachenden, theoretischen Betrachtungen, so kann man für die Meßfolge des Volumenstroms eine Folge von Rechenwerten erzeugen, welche den für die Temperaturabsenkung bestimmten Meßwerten entsprechen muß. Hierbei ist die Vorgabe einer Horizonttemperatur vonnöten, denn Gleichung (11) zeigt, daß diese Größe in der Abschätzung enthalten ist. Bei Vorgabe der Horizonttemperatur von 99,6 °C wird eine gute Annäherung an die Meßwerte erreicht. Dieser Wert ist im Falle Neustadt-Glewe für die im Rahmen der geologischen Untersuchungen im Horizont an der Injektionsbohrung bestimmt worden. Förderseitig wurde eine Temperatur von 98 °C bestimmt, die rechnerisch zu der in Abbildung 3-2 mit $T_{\text{Hor}} = 98 \text{ °C}$ bezeichneten Folge führt.

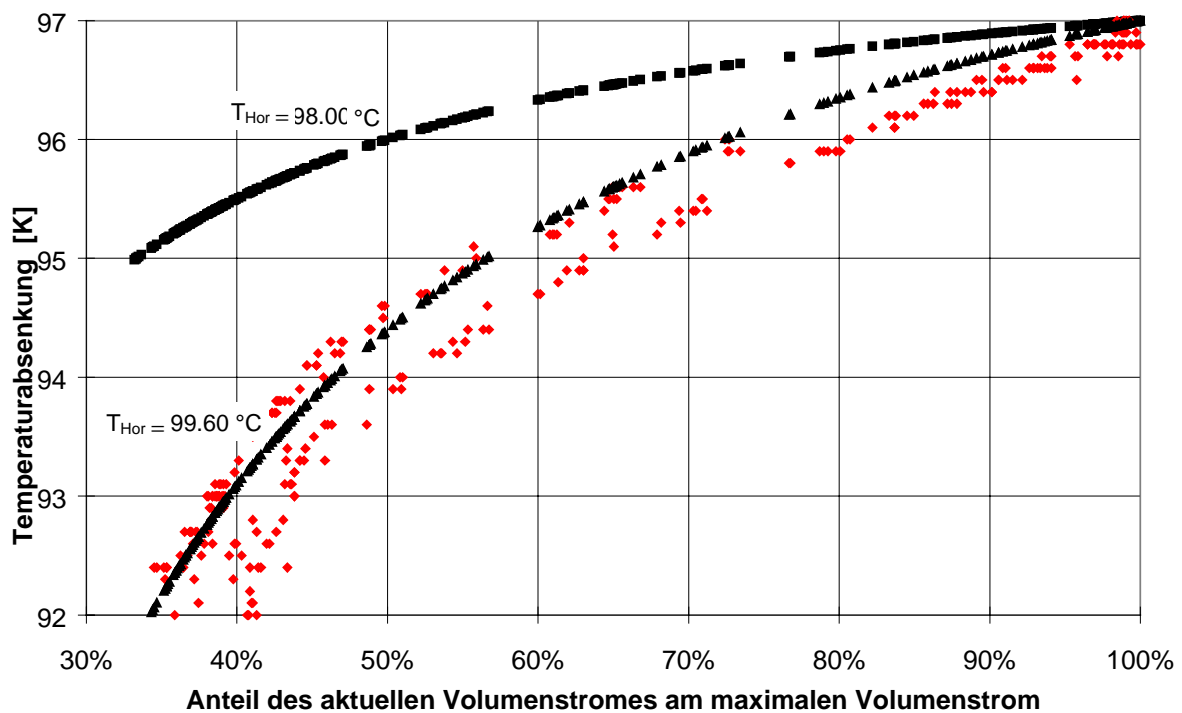


Abb. 3-2: Meßwertfolge des Temperaturverlustes in Abhängigkeit vom Volumenstrom und Darstellung der mittels Wärmebilanz berechneten Kurven

4 Ursachen der abweichenden Horizonttemperaturbestimmung

Was können die Ursachen für diese von den Ergebnissen der geologischen Untersuchung abweichende Horizonttemperatur sein?

Drei mögliche Erklärungen werden angesprochen:

- Die Vereinfachungen im Rahmen der Wärmebilanz können sich in Richtung einer erhöhten Horizonttemperatur auswirken und müssen überprüft werden.
- Die Meßteufe für die Temperatur ist in der Injektionsbohrung um 40 Meter größer angegeben als in der Produktionsbohrung [Rockel, 1995]. Die für den Bereich der Injektionsbohrung angegebenen Werte können auch produktionsseitig Gültigkeit haben, wenn der produktive Speicherbereich in entsprechenden Tiefen liegt.
- Die vorliegende Meßfolge gibt eine Aufnahme mit einiger zeitlicher Entfernung vom stationären Zustand für den Wärmefluß ins Gebirge wieder. Schon bei Betrachtung der Meßdatenfolge aus der zweiten Jahreshälfte muß eine Horizonttemperatur von 100,3 °C vorgegeben werden, um mit den rechnerischen Ergebnissen eine gute Wiedergabe der Meßergebnisse zu erreichen.

5 Verfeinertes Bilanzverfahren

Eine Betrachtung der möglichen Fehlerquellen der Wärmebilanz und deren Einfluß auf das Ergebnis zeigt, daß eine Aussage zur Zuverlässigkeit erst möglich ist, wenn das Bilanzverfahren mit einer verbesserten Version verglichen wird. Hierzu müssen die als konstant angenommenen Werte des Wärmeverlustes und des Wärmeeintrags aus dem UWP-Antrieb genauer beschrieben werden.

Im Bereich des **Wärmeverlustes über die Rohrtour** ins Gebirge kann ein weiteres Modell eingesetzt werden, was aber wieder nicht die exakten Verhältnisse berücksichtigt.

Exakte Rechnungen würden über die gesamte Lauflänge des Rohres genaue Daten zum Wärmeübergangskoeffizienten (Stichworte: Wärmeleitung, konvektiver Transport und Kontaktwiderstand) und korrekte Daten zur lokalen Gebirgstemperatur erfordern.

Um mit den vorhandenen Daten eine dennoch ausreichend genaue Bilanz zu erstellen, wird aus der den Wärmeübergang beschreibenden Gleichung der Anteil $k \cdot A$ als konstant angenommen:

$$(12) \quad \dot{Q}_{\text{Verlust}} = k \cdot A \cdot (T_{\text{TW}} - T_{\text{Gebirge}})$$

Diese Vereinfachung ist im Rahmen der Betrachtung ausreichend exakt, denn die Rohroberfläche ist mit variierendem Volumenstrom unverändert. Geringe Einflüsse können aus dem Wärmeübergangsfaktor entstehen. Da jedoch die Änderungen der Temperatur innerhalb der Bohrung gering ist, ist auch die Änderung des Wärmeübergangskoeffizienten zu vernachlässigen.

Somit:

$$(13) \quad k \cdot A = \text{konst.}$$

Um eine Beschreibung der Temperaturen des Thermalwassers und des Gesteins zu erstellen, wird für beide vereinfachend ein linearer Temperaturverlauf zwischen dem Nutzhorizont und der Erdoberfläche vorausgesetzt. Dieser Verlauf führt nach Mittelwertbildung in beiden Fällen zur gesuchten Temperaturdifferenz (Indizierung wie vorstehend bzw. wie in Bild 1):

$$(14) \quad T_{\text{TW}} = \frac{T_{\text{TW,Hor}} + T_{\text{Sk}}}{2} \quad \text{und} \quad T_{\text{Gebirge}} = \frac{T_{\text{Gebirge,Hor}} + T_{\text{GOK}}}{2}$$

mit $T_{\text{TW,Hor}} = T_{\text{Gebirge,Hor}}$

⇒

$$(15) (T_{TW} - T_{G\text{ebirge}}) = \frac{T_{Sk} - T_{GOK}}{2}.$$

Der Wert für T_{GOK} wird als mittlere Jahrestemperatur eingesetzt. Er läßt sich ebenfalls aus den Jahressmitschriften der GHZ in Neustadt-Glewe bestimmen. Sein Wert wird zu $T_{GOK} = 7,4 \text{ °C}$ errechnet.

Zur Beschreibung des durch die **UWP eingetragenen Wärmestroms** wird die mit der Regelung der Pumpe verbundene Wirkungsgradänderung kalkuliert.

Angaben hierzu entstammen den Betrachtungen des Pumpenherstellers (Tabelle 5-1). Diese Tabelle bietet die Grundlage, eine volumenstromabhängige, in den Bilanzraum eingetragene Wärmemenge zu beschreiben. Hierzu wird mit den Angaben zur elektrischen Leistung an der Oberfläche und den Wirkungsgraden „M+P EFF. %“ aus der Tabelle die eingetragene Wärmeleistung bestimmt. Die Wärmeleistung als Funktion des Volumenstromanteils ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Sie ergibt sich aus:

$$(16) \dot{Q}_{\text{Pumpe}} = (1 - \eta) * P_{\text{Pumpe}},$$

also als der Teil der aufgewendeten elektrischen Energie, der nicht in Strömungsenergie umgewandelt wird.

Rate	[m³/h]	70	80	90	100	110	120	125
TDH	[m]	172	175	178	182	186	190	192
Range 0 - 1.0		0,2	0,33	0,45	0,56	0,65	0,73	0,76
Frequency	[Hz]	43,8	45,0	46,3	47,8	49,5	51,5	52,5
Volts		770	791	814	840	871	905	924
L. F.		0,53	0,58	0,63	0,68	0,74	0,80	0,83
Amps		67	70	74	79	83	88	91
P. F. (cos)		0,74	0,76	0,78	0,8	0,81	0,82	0,83
Motor eff. %		85	86	87	87	87	88	88
Pump eff. %		67	69	71	72	72	71	71
M + P EFF. %		57	60	61	63	63	63	62
surface kVA		91	99	107	117	129	142	149

Tab. 5-1: Datenblatt der Pumpenauslegung, basierend auf Informationen der Herstellerfirma *CENTRILIFT 97*

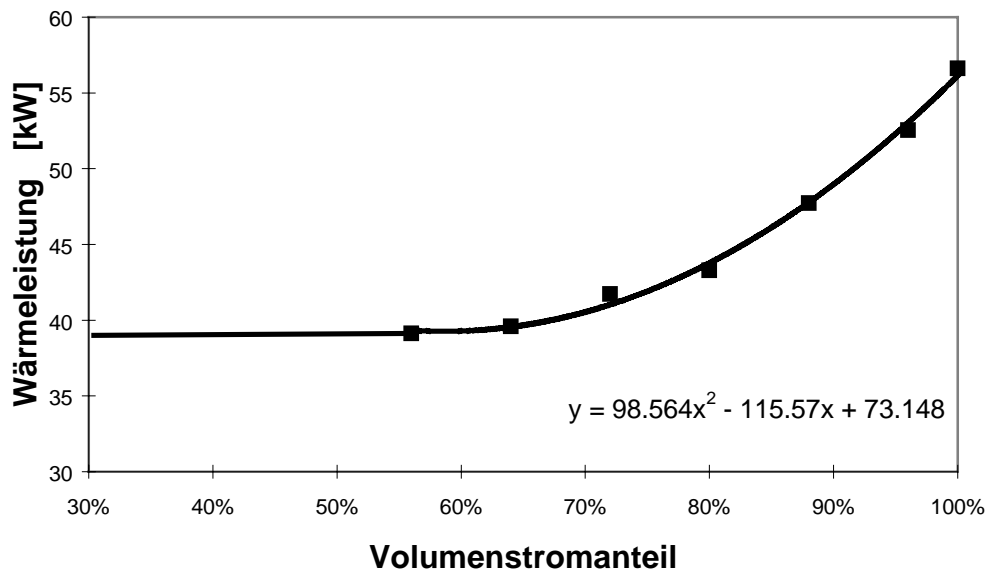


Abb. 5-1: Aufgrund der Leistungsverhältnisse an der UWP in den Thermalwasserstrom eingetragener Wärmestrom; im Bereich *Volumenstromanteil* > 55 % wurde die Kurve mit der im Bild dargestellten Funktion angenähert. Für den Bereich 30 % < *Volumenstromanteil* < 55 % wird mit einem konstanten Wärmeeintrag gerechnet.

Die Wärmebilanz lautet unter Betrachtung der Gleichungen (8), (9), (10), (12) und (16) nach Umformung:

$$(17) \quad k * A = \frac{2 * (\dot{m} * c_p * (T_{Hor} - T_{Sk}) + (1 - \eta) * P_{Pumpe})}{T_{Sk} - T_{GOK}}$$

Nach (13) muß diese Gleichung für alle Volumenstromverhältnisse zu einem konstanten Wert führen. Leider führt die vorhergehende Verfahrensweise der Verhältnisbildung für zwei Datenpunkte hier nicht zu weiteren Vereinfachungen. So ist die Vorgabe der Wärmekapazität und einer Dichte erforderlich. Sie läßt sich aus Tabellenwerken [VDI-Wärmeatlas, 1984] für reine Gemische aus Wasser und Natrium-Chlorid bestimmen und wird mit $c_p = 3,5 \text{ kJ/kg}$ ausgelesen. Die Dichte wird mit $\rho = 1113 \text{ kg/m}^3$ in Anlehnung an die im Bericht *Ganglinien des Betriebsjahres 1996* durchgeführten Betrachtung angenommen.

Mit dieser Angabe und unter Vorgabe einer Horizonttemperatur erfolgt die Berechnung des Wertes $k * A$ für alle Datenpunkte. Aus der Berechnung ist die Folge der gemittelten, der maximalen und der minimalen Werte für $k * A$ in Abbildung 5-2 aufgetragen. Die beste Übereinstimmung unter der Voraussetzung eines zeitlich konstanten Wertes für $k * A$ (Gleichung (13)) erhält man, wenn die Abweichung vom Mittelwert ein Minimum erreicht. Hier liegt diese Situation im grau markierten Bereich zwischen 99,4 °C und 100 °C vor.

Anschließend wird aus der Reihe der 366 Werte für $k \cdot A$ die Standardabweichung nach

$$\text{Standardabweichung} = \sqrt{\frac{n \sum x^2 - (\sum x)^2}{n^2}}$$

bestimmt.

Wird nun diese Rechnung für variierende Horizonttemperaturen erstellt (siehe Abbildung 5-3), so zeigt sich ein Minimum in der Nähe von 99,5 °C. Dieses Minimum stellt sich an der Stelle ein, wo der rechnerisch beste Startwert gewählt wurde, denn hier wird am besten die Forderung der Gleichung (13) nach konstanten Wert für $k \cdot A$ erfüllt.

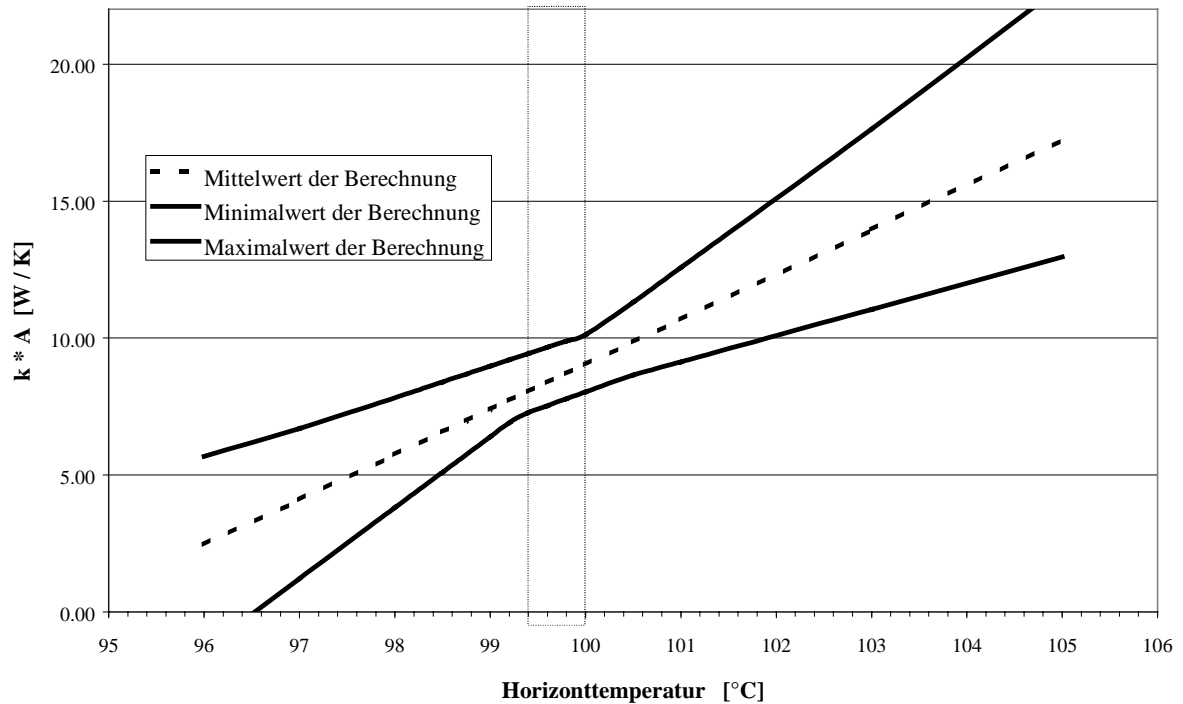


Abb. 5-2: Berechnete Werte für $k \cdot A$ in Abhängigkeit der vorgegebenen Horizonttemperatur

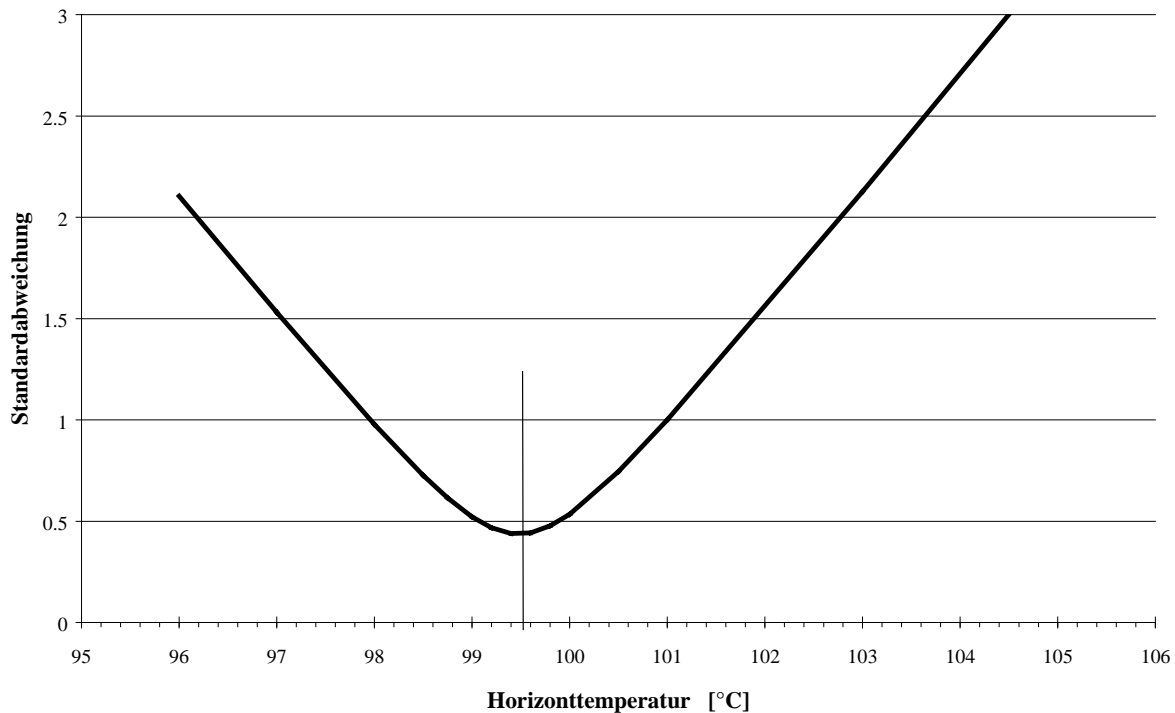


Abb. 5-3: Auftragung der Kennzahl über der Horizonttemperatur. Die Kennzahl wurde als Quotient aus der Differenz von Maximal- und Minimalwert (Breite der Streuung) und dem Mittelwert des Wertes $k \cdot A$ gebildet.

6 Ergebnis des Vergleiches der Bilanzverfahren

Aus diesem Ergebnis ist abzuleiten, daß das aufwendigere, zweite Bilanzverfahren keine wesentlichen Abweichungen zum ersten, sehr einfachen aufweist. Insgesamt führt jedoch bei beiden Auswerteverfahren die Annahme einer Horizonttemperatur von etwa 99,5 °C zu guten Rechenergebnissen.

Geologisch erkundet war für die betrachtete Bohrung ein Wert von 98 °C. Für die nicht weit entfernt liegende Injektionsbohrung wurde schon in der geologischen Testphase ein Wert von 99,5 °C ausgewiesen. Da dieser nach den Bilanzierungen nun auch auf der Förderseite anzunehmen ist, wird möglicherweise bereits jetzt aus aktiven Bereichen des Horizontes Wasser gefördert, welche zur Zeit der Anlagenerstellung nicht vermessen wurden.

Auch die dritte angesprochene Fehlerquelle kann nicht ausgeräumt werden. Für den Erfassungszeitraum der Datenreihe könnte eine „große zeitliche Entfernung“ vom stationären Zustand angenommen werden. Betrachtung der Meßwerte aus der zweiten Jahreshälfte 1996 erfordern eine um 0,7 Kelvin erhöhte Horizonttemperatur zum Erreichen eines guten Abgleiches. Dennoch scheint sich die Meßfolge recht schnell wieder den vorherigen Werten zu nähern.

7 Ausblick

Eine Beobachtung des Kurvenverlaufs in der Zukunft wird Aussagen über die Entwicklung der Horizonttemperatur liefern. Ein derartiges Auswerteverfahren eignet sich somit zur Detektierung von Temperaturschwankungen an Stellen, an denen keine Messung erfolgt. Eventuell lassen sich so Hinweise auf geologischen Inhomogenitäten und Temperaturdurchbruchzeiten ableiten.

Sicherlich muß zur vertiefenden geologischen Beschreibung einer Inhomogenität eine exakte Abbildung der bis zum Zeitpunkt der Feststellung abgelaufenen Betriebsfolgen mathematisch abgebildet und simuliert werden. Nur so können örtliche Zuordnungen in die Bereiche zwischen Produktions- und Injektionssonde erfolgen.

Sollte eine weitere Verringerung des Temperaturverlustes mit der Betriebszeit in der Zukunft festgestellt werden, so kann ein Teil des beschriebenen Effekts hierauf zurückzuführen sein. Interessant kann bei diesen Bedingungen eine ausführliche Beschreibung dieses „Einlaufzustandes“ bis zum stationären Zustand sein, um die Dauer dieser Phase zu erfassen.

Es muß aus diesen Gründen zu einer weiteren wissenschaftlichen Begleitung derartiger Projekte geraten werden.

8 Literatur

Rockel, W. und R. Werner, Die geologischen Bedingungen für die Thermalwassergewinnung und -verpressung, Geothermische Energie, Heft 11, Seite 20 ff, Mai 1995.

VDI-Wärmeatlas, Abschnitt Dd, Stoffwerte von technischen Wärmeträgern, Seite 8, 1984.

CENTRILIFT, Auskunft des Mitarbeiters Herr de Bie, basierend auf Datenblättern von 1994, März 1997.

Formelzeichen

A	Oberfläche des Tubings
\dot{c}_p	Wärmekapazität des Thermalwassers
k	Wärmedurchgangskoeffizient Bohrung \rightarrow Gebirge
\dot{m}	Massenstrom Thermalwasser
\dot{m}_{Hor}	Massenstrom Thermalwasser im Horizont
\dot{m}_{SK}	Massenstrom Thermalwasser am Sondenkopf
n	Anzahl der berechneten Werte
P_{Pumpe}	elektrische Leistung Unterwassermotorpumpe
\dot{Q}_{Hor}	aus dem Horizont eintretender Wärmestrom
\dot{Q}_{Pumpe}	Verlustleistung der Unterwassermotorpumpe
\dot{Q}_{SK}	aus dem Sondenkopf austretender Wärmestrom
\dot{Q}_{Verlust}	Wärmefluß über Außenfläche des Tubings
T_0	beliebige Bezugstemperatur
T_{Gebirge}	Gebirgstemperatur im unbeeinflußten Bereich
$T_{\text{Gebirge, Hor}}$	Gebirgstemperatur im Horizont
T_{GOK}	durchschnittliche Temperatur an der Oberfläche
T_{Hor}	Horizonttemperatur
T_{SK}	Sondenkopftemperatur
T_{TW}	beliebige Bezugstemperatur
$T_{\text{TW, Hor}}$	Thermalwassertemperatur im Horizont
\dot{V}	Volumenstrom Thermalwasser
\dot{V}_{max}	maximaler Volumenstrom Thermalwasser
x	berechneter Wert für $k \cdot A$
ρ	Dichte des Thermalwassers
η	Wirkungsgrad der Unterwassermotorpumpe

Indices:

1,2	Meßwerte zu unterschiedlichen Zeiten
-----	--------------------------------------

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).

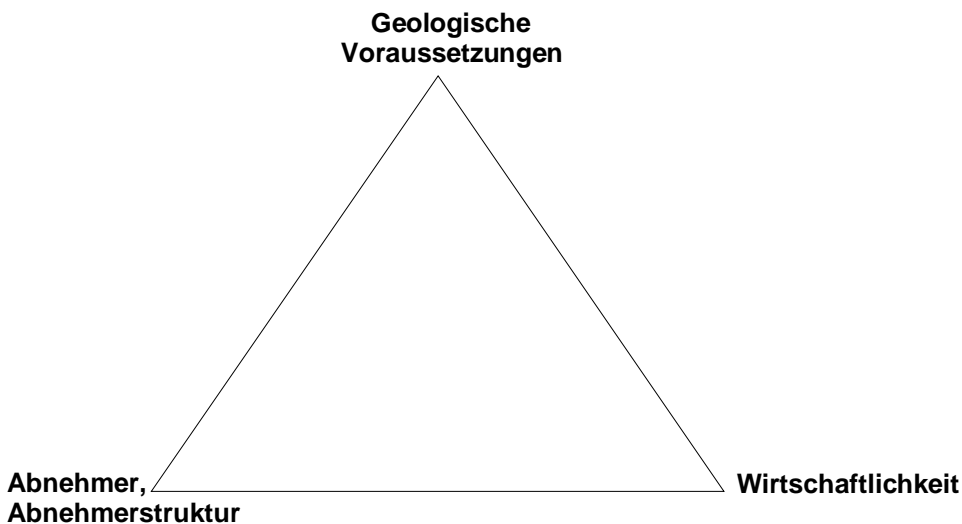


Abb. 1-1: Bedingungen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen

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.

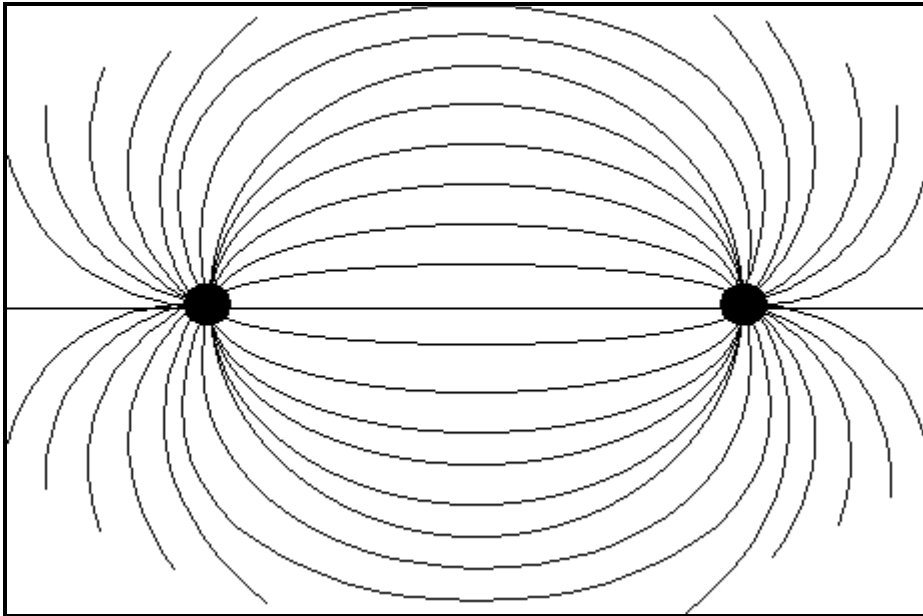


Abb. 2-1: Stromlinienverlauf einer Doublette im Reservoir (2D - Darstellung)

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.

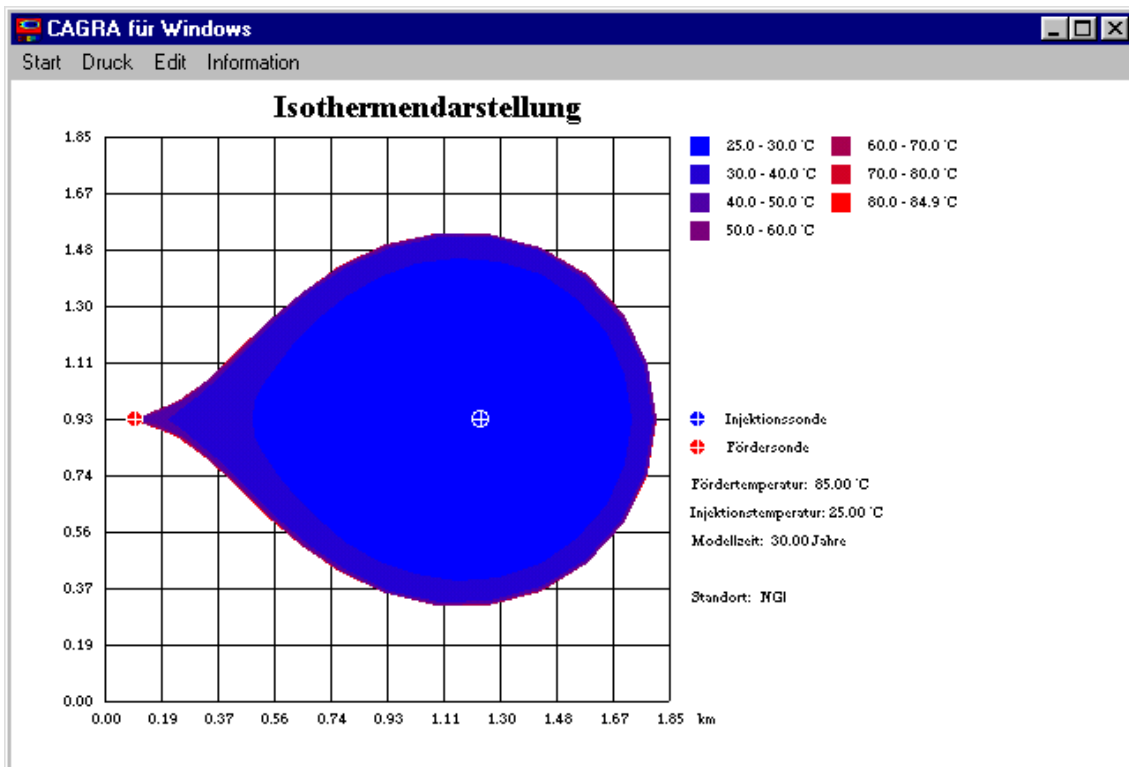


Abb. 3-1: Temperaturverteilung im Aquifer nach 30jähriger Injektion bei Vernachlässigung des Wärmeaustauschs mit den Deckschichten (Abstand der Bohrungen 1.134 m)

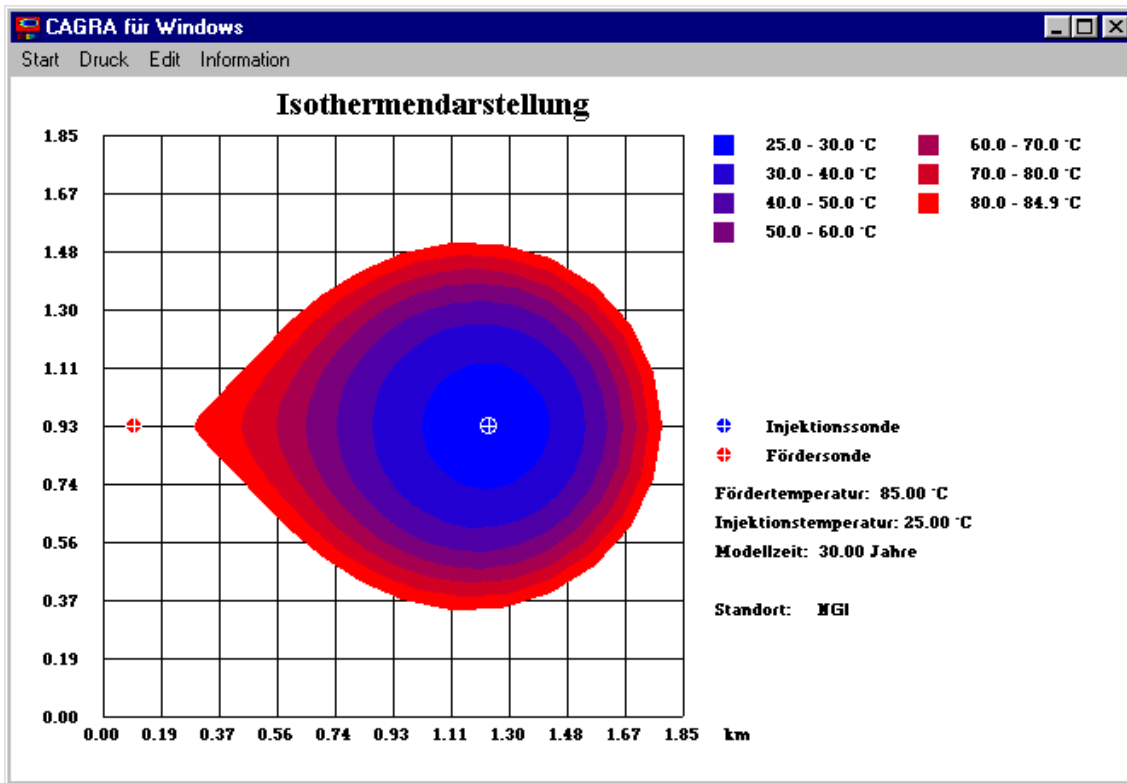


Abb. 3-2: Temperaturverteilung im Aquifer nach 30jähriger Injektion mit Berücksichtigung des Wärmeaustauschs mit den Deckschichten (Abstand der Bohrungen 1.134 m)

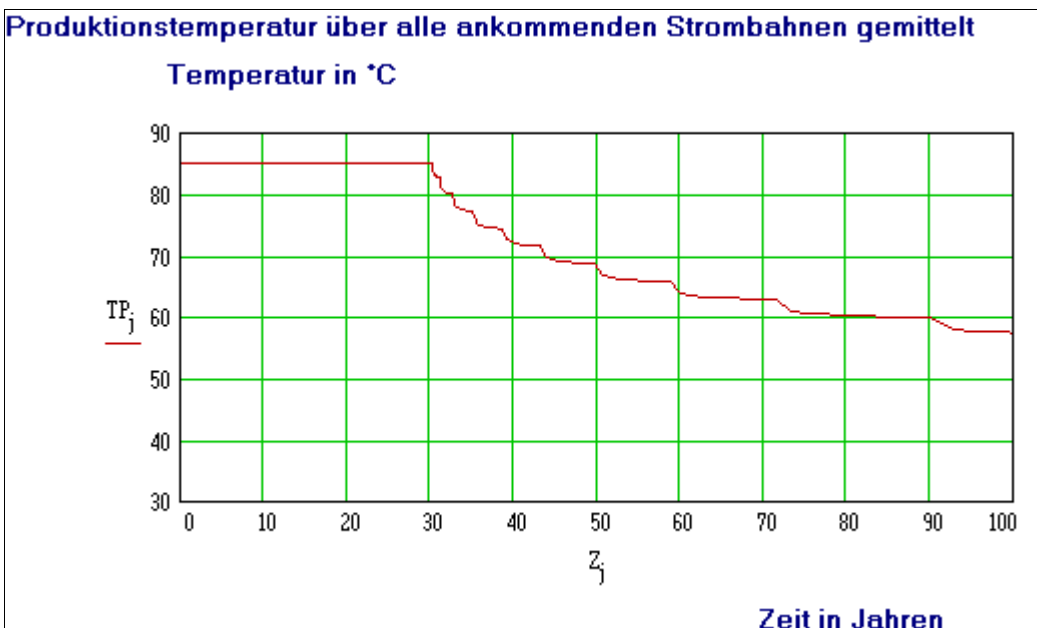


Abb. 3-3: Entwicklung der Fördertemperatur (ohne Wärmeaustausch)

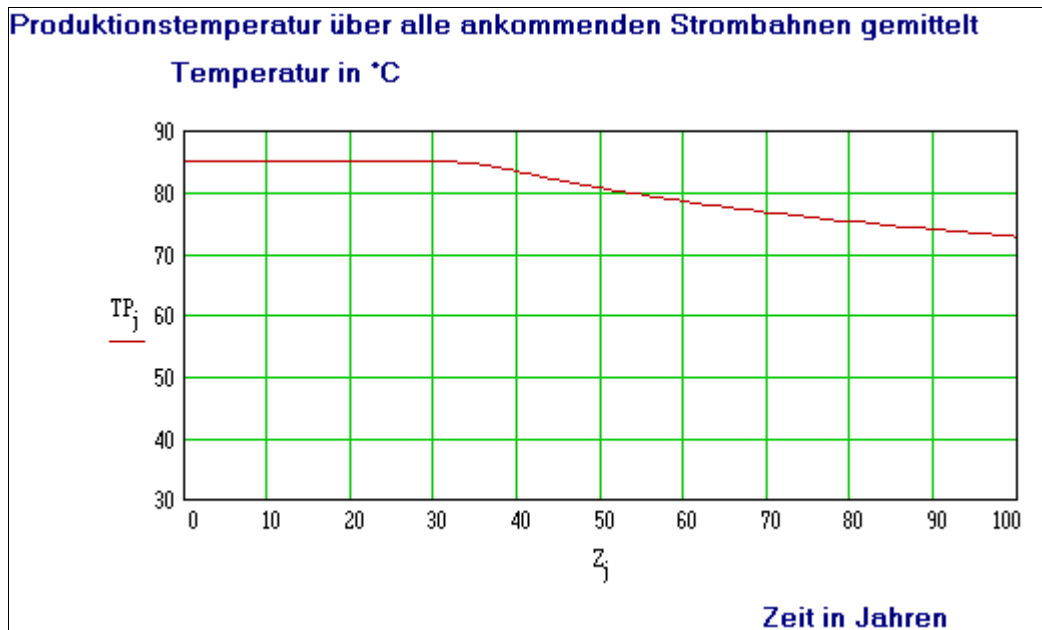


Abb. 3-4: Entwicklung der Fördertemperatur (mit Wärmeaustausch)

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.

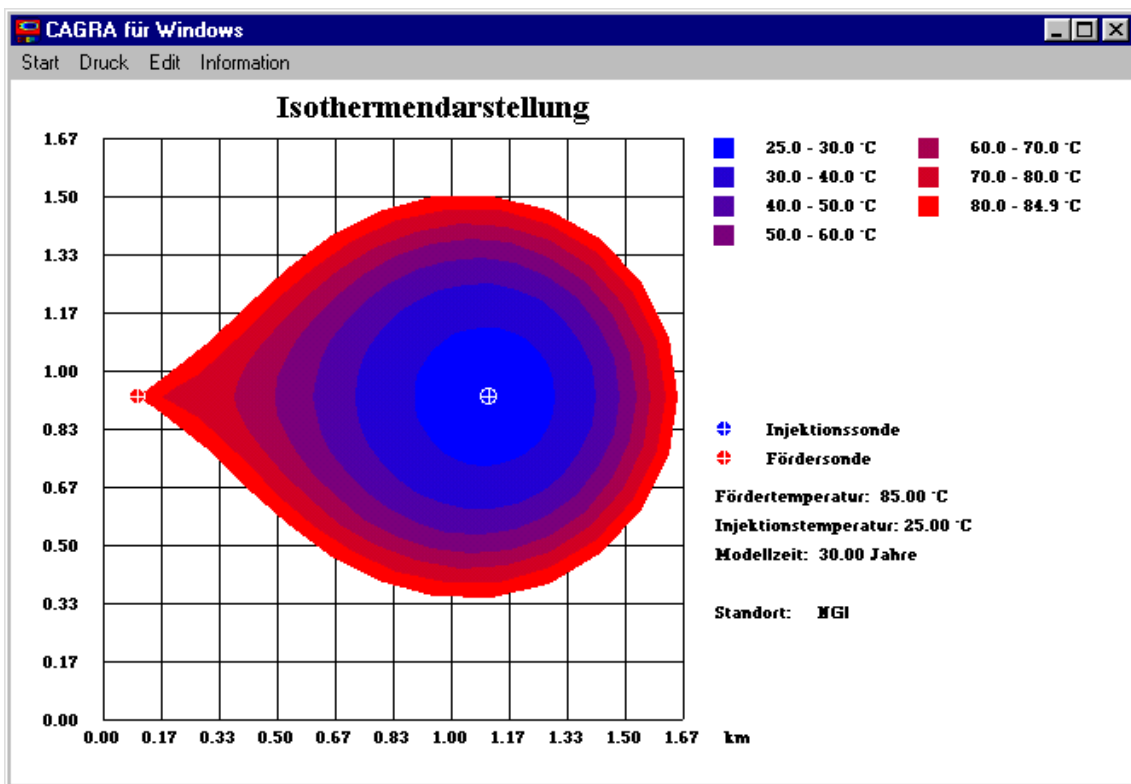


Abb. 3-5: Temperaturverteilung im Aquifer bei reduziertem Abstand (1.010 m)

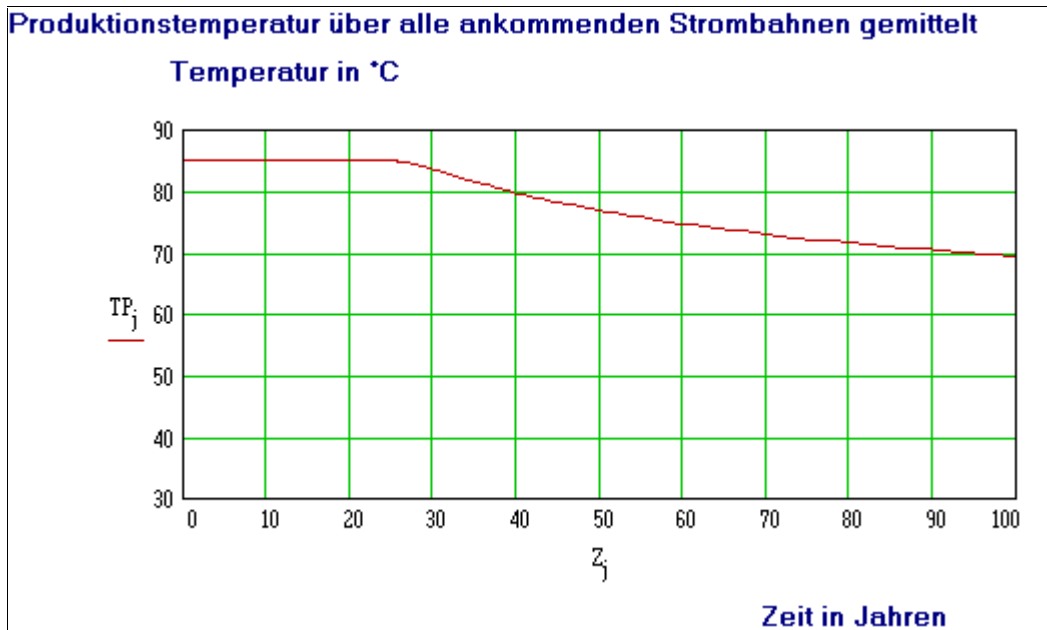


Abb. 3-6: Entwicklung der Fördertemperatur bei reduziertem Abstand [nach 30 Jahren 83.2°C (3 % Abkühlung)]

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.

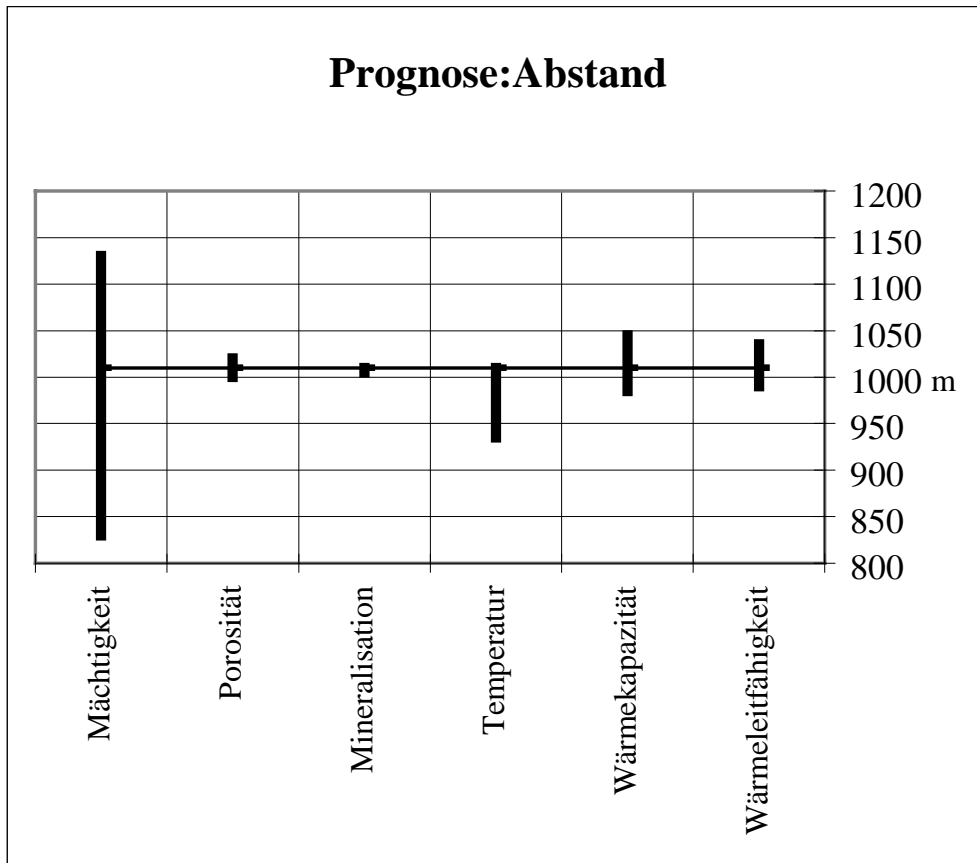


Abb. 3-7: Ermittelte Abstände in Abhängigkeit von der Varianz der Basisparameter (Prognose)

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.

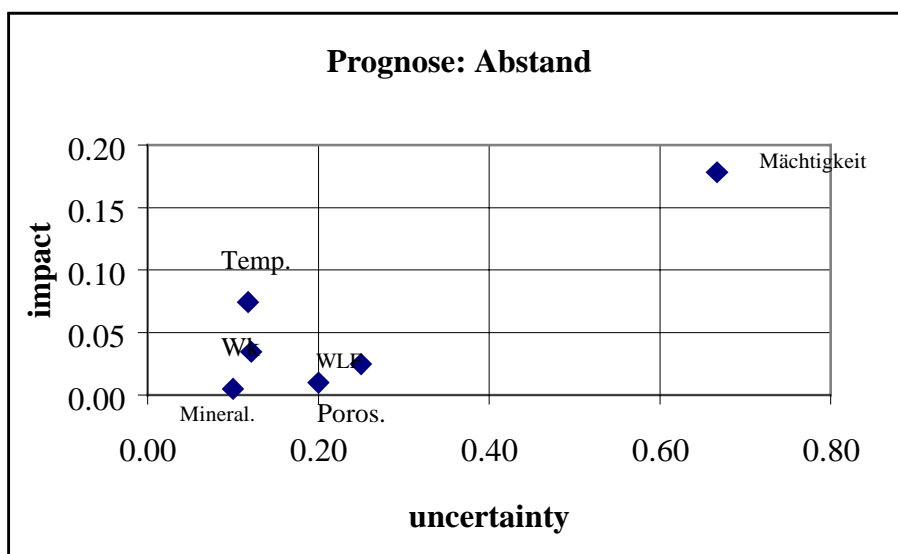


Abb. 3-8: Uncertainty-impact-Diagramm der Basisparameter im Prognosestadium (Wk=Wärmekapazität des Gesteins, WLF= Wärmeleitfähigkeit)

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.

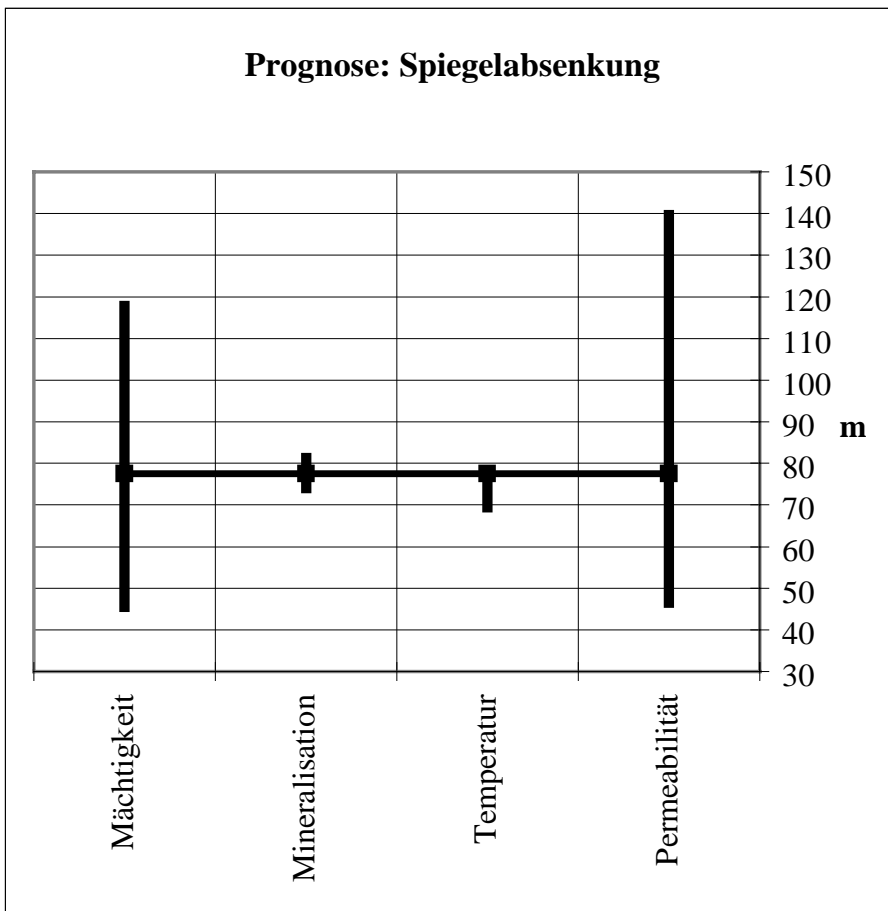


Abb. 3-9: Ermittelte Spiegelabsenkungen in Abhängigkeit der Basisparameter

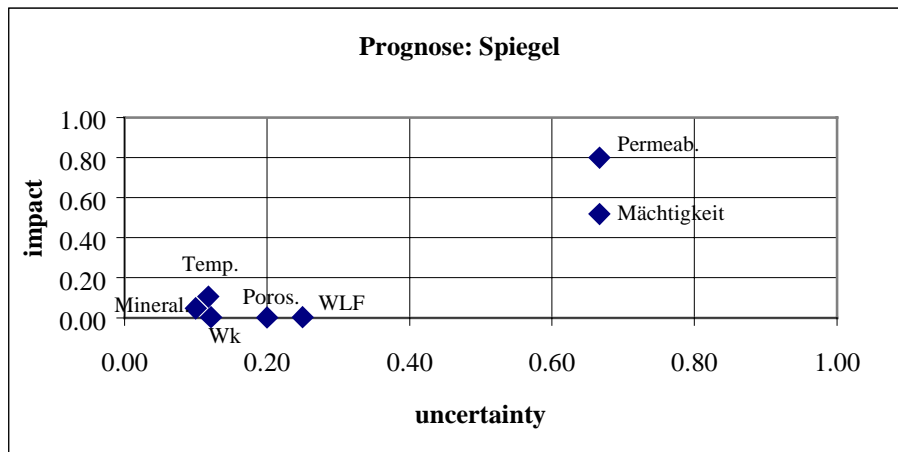


Abb. 3-10: Uncertainty-impact-Diagramm der Spiegelabsenkungen (Prognose)

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	$^{\circ}\text{C}$	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.

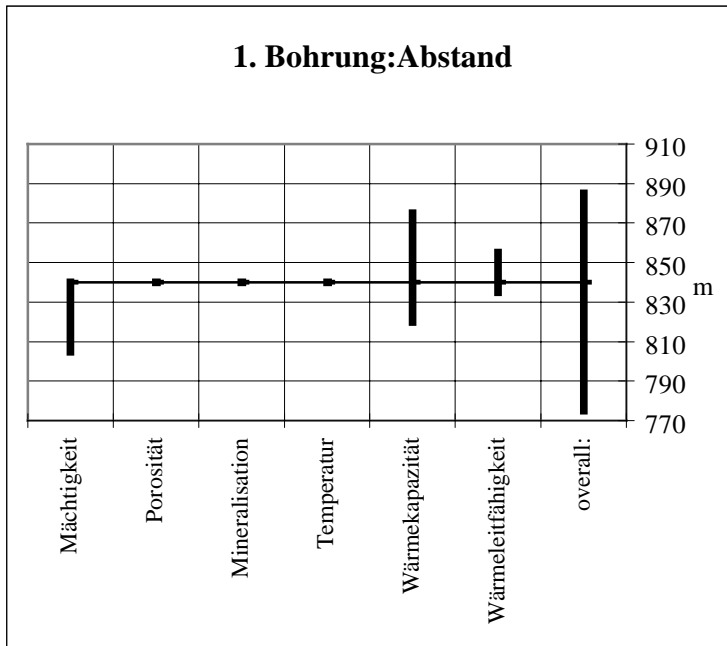


Abb. 4-1: Variation der Abstandsberechnung in Abhängigkeit verschiedener Parameter

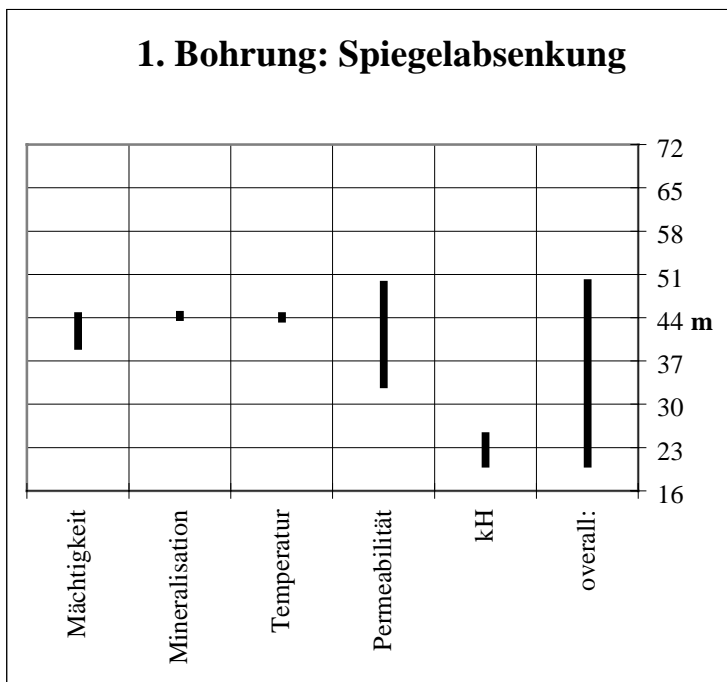


Abb. 4-2: Variation der Spiegelabsenkungen in Abhängigkeit verschiedener Parameter

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).

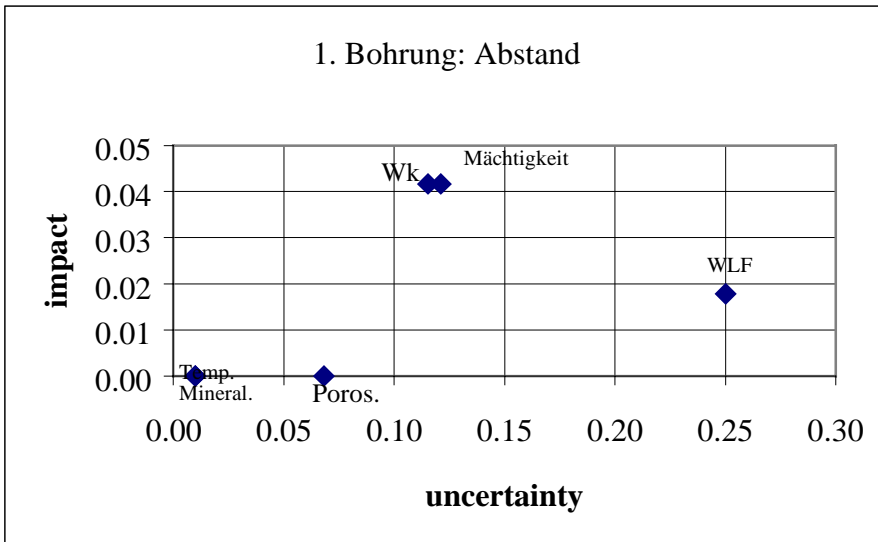


Abb. 4-3: Uncertainty-impact-Diagramm zur Abstandsdimensionierung (Wk=Wärmekapazität des Gesteins, WLF= Wärmeleitfähigkeit)

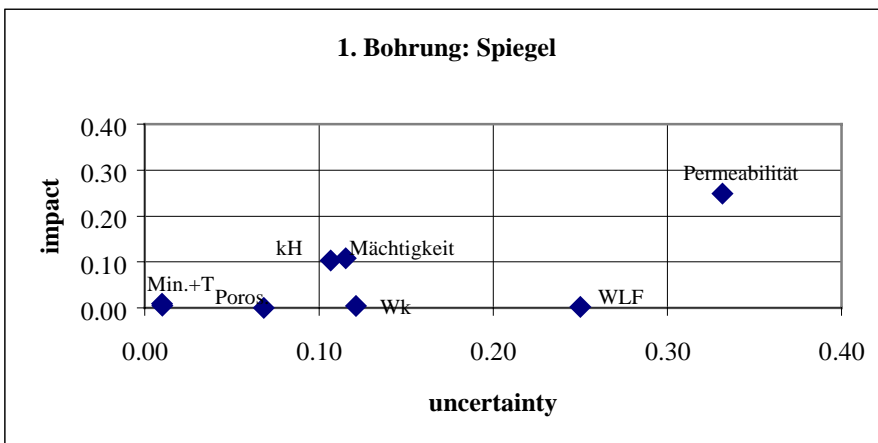


Abb. 4-4: Uncertainty-impact-Diagramm zur Spiegelberechnung (Wk=Wärmekapazität des Gesteins, WLF= Wärmeleitfähigkeit)

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} m² 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 · 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	°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.

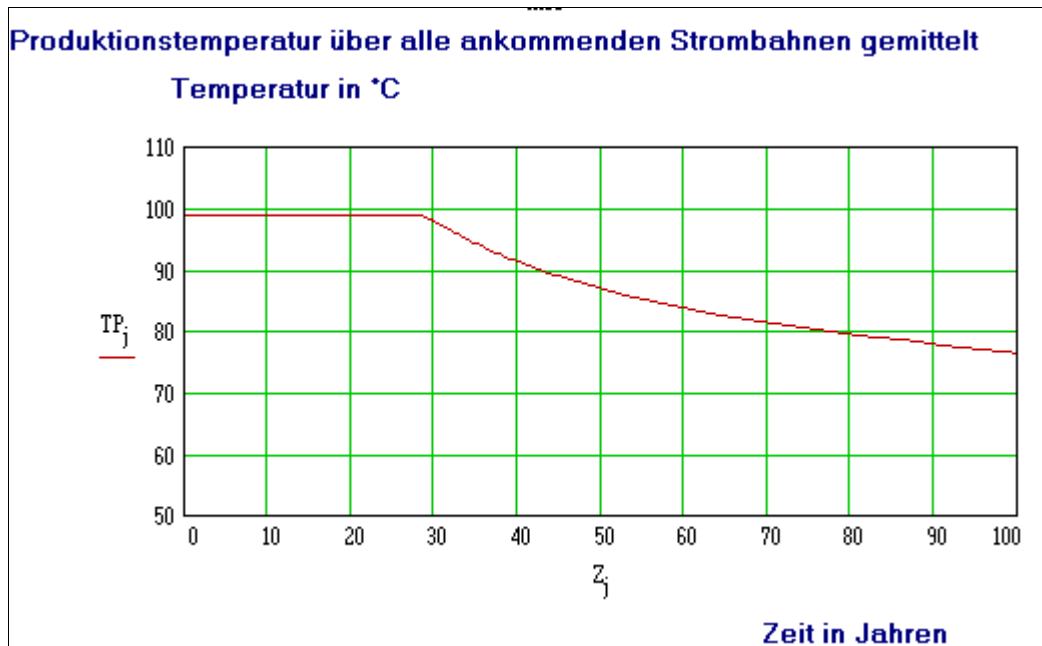


Abb. 5-1: Temperatur in der Förderbohrung bei Abstand 900 m und konservativer Reservoirbeschreibung (effektive Mächtigkeit 46 m)

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.

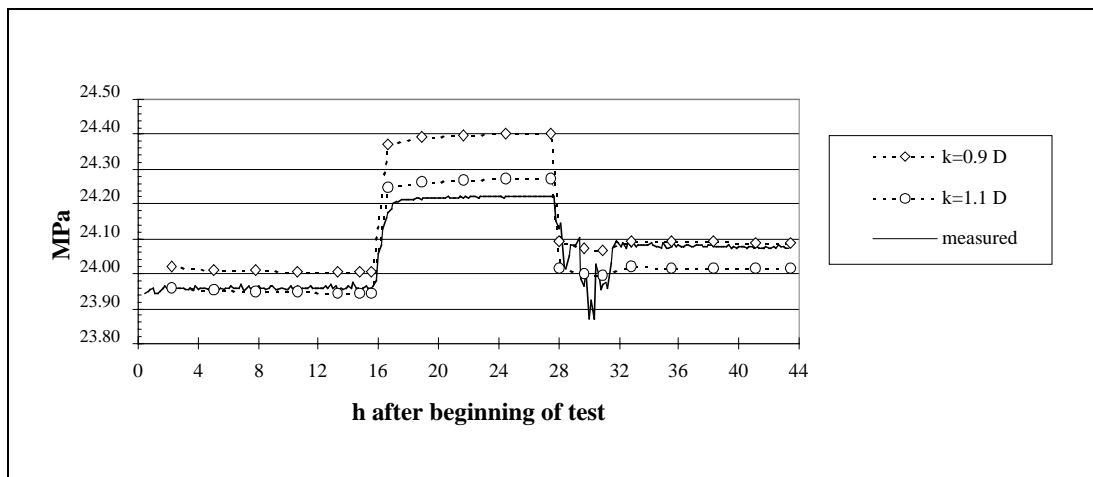


Abb. 5-2: Vergleich der berechneten und gemessenen Druckantworten (für zwei verschiedene Permeabilitäten; $H = 45$ m) [Poppei et al., 1997]

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 Fluiddaten (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 Reservoirigenschaften 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.

Modelltechnische Interpretation der Betriebsdaten des Geothermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe als Beitrag zur Betriebs- und Abbauüberwachung

Joachim Poppei und Frank Wenderoth, GeoForschungsZentrum Potsdam

Inhaltsverzeichnis

1 Problem- und Zielstellung	162
2 Physikalisch-mathematischer Hintergrund.....	163
3 Analytische Berechnungen zur Kopfdruckentwicklung und Sensitivität der Parameter.....	169
4 Numerisches Modell.....	171
4.1 Modellbeschreibung	171
4.2 Modellkalibrierung	174
4.3 Betriebssimulationen.....	174
4.3.1 Modellerweiterung	174
4.3.2 Meßdatenerfassung und -interpretation.....	176
4.3.3 Ergebnisse	178
5 Zusammenfassung.....	180
6 Literatur	181

Abstract

The injection of cooled thermal water effect the temporal and spatial distribution of the hydraulic conductivity of the thermal influenced reservoir, due to the temperature-dependency of fluid parameters. Therefore, cooled water injection has an immediate influence on the pressure response of the reservoir.

During the operation of a geothermal site the wellhead pressure is permanently recorded, which is the sum of the pressure response of the aquifer, the losses of the tube friction and the replenishing water column within the well. Thus, the wellhead pressure is in a complex physical manner related to the reservoir-, wellbore- and operational parameters.

This paper describes a coupled analytical and numerical interpretation procedure of operational data measured at the Neustadt-Glewe site. This procedure could be a helpful tool in operation control as well as in indirect mining control.

1 Problem- und Zielstellung

Der Betrieb geothermischer Heizzentralen mit Reinjektion ausgekühlter Thermalwässer ist mit einer zunehmenden Auskühlung des Nutzhorizontes um die Injektionsbohrung verbunden. Der Lagerstättenabbau vollzieht sich über den Entzug von Wärme, der durch Wärmeleitung aus den angrenzenden Schichten im Betriebszeitraum nicht kompensiert werden kann.

Die Auskühlung des Nutzhorizontes führt durch eine deutlich unterschiedliche Temperaturabhängigkeit der Dichte und der Viskosität des injizierten Wassers zu einer fortschreitenden Verringerung der Durchlässigkeit (k_f -Wert), die wiederum einen allmählichen Anstieg des Injektionsdruckes zur Folge hat.

Mit den vorliegenden Untersuchungen soll der Versuch unternommen werden, anhand von Betriebsdaten einer GHZ (Neustadt-Glewe) diesen Effekt der thermisch bedingten Injektivitätsverringerng als potentielles Instrument der Abbauüberwachung zu interpretieren. Dabei ist eine "temperaturbereinigte" Angabe der Injektivität, d. h. der Ausschluß thermischer Ursachen, sinnvoll zur Bewertung des Injektionsverhaltens, da die Injektivität des Thermalwassers von einer Vielzahl physikalischer, chemischer und technischer Faktoren abhängt, die zur Verminderung beitragen können.

2 Physikalisch-mathematischer Hintergrund

Der Injektionsdruck am Nutzhorizont ist neben den hydrodynamischen Kennwerten Permeabilität k und effektive Schichtmächtigkeit H vom Volumenstrom und der Temperatur des injizierten Wassers abhängig. Letztere beeinflusst in unterschiedlichem Maße die Dichte und die dynamische Viskosität des injizierten Wassers. Abbildung 2-1 zeigt die Dichte- und Viskositätsabhängigkeit für das mineralisierte Thermalwasser der GHZ Neustadt-Glewe mit einer Mineralisation von 19 Ma %.

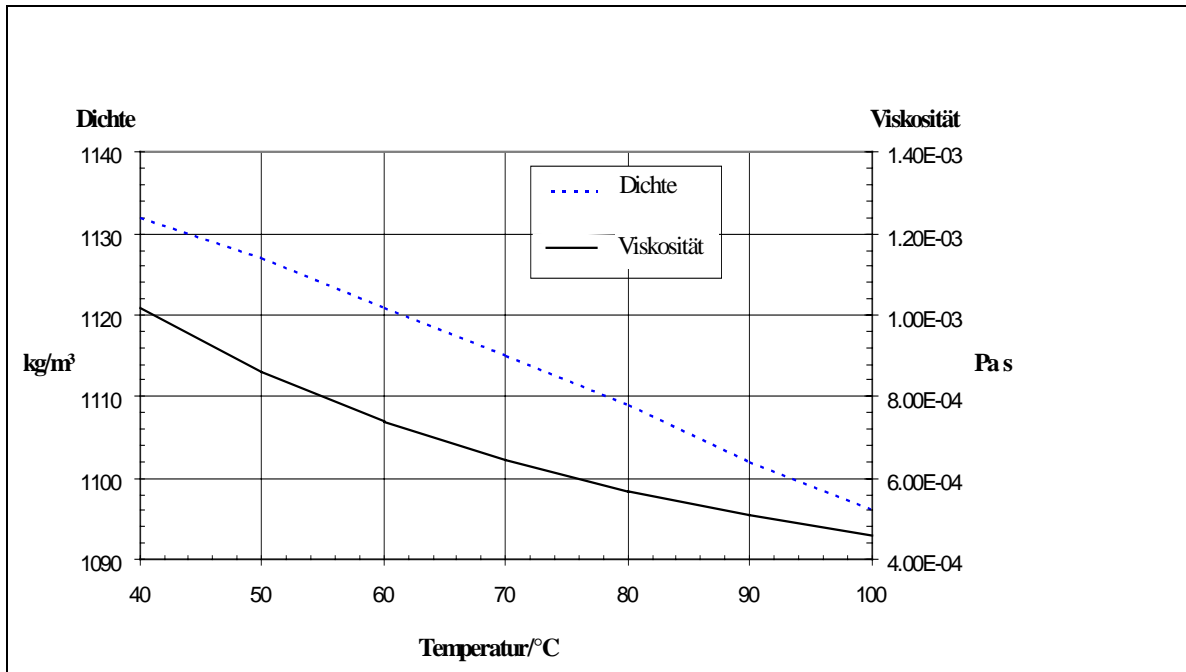


Abb. 2-1: Temperaturabhängigkeit der Dichte und Viskosität des mineralisierten Thermalwassers.

Für die Druckänderung im Reservoir gilt allgemein Gleichung (1)

$$\nabla \left(\frac{k\rho}{\eta} \nabla p \right) = \frac{\partial(\rho\phi)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

mit

p	Druck
k	Permeabilität
η	Viskosität
ρ	Dichte
Φ	Porosität
t	Zeit.

Die Anwendbarkeit analytischer Lösungen (vgl. Bericht Rockel/Poppei) setzt unendlich ausgedehnte Reservoirs sowie konzentrierte Parameter voraus. Nach Benson et al. (1987) läßt sich unter diesen Voraussetzungen sowie der Unabhängigkeit von k und Φ vom Druck der Druckaufbau im Punkt $r=r_w$ (Radius der Bohrung) durch zwei Terme approximieren

$$\Delta p(r_w, t) = \Delta p_{ss}(r_w, t) + \Delta p_t(r_f, t) \quad (2)$$

worin Δp_{ss} die stationäre Druckantwort aus dem thermisch beeinflussten Bereich und Δp_t die instationäre Druckantwort aus dem thermisch unbeeinflussten Bereich darstellt. Die Reichweite der thermischen Beeinflussung r_f kann für eine radiale Ausbreitung nach Gleichung (3) berechnet werden:

$$r_f = \sqrt{\frac{\rho c_i}{\rho c_a} \frac{V_t}{\pi H}} + r_w^2 \quad (3)$$

mit $(\rho c)_i$ spezifische Wärmekapazität des injizierten Fluids

$$(\rho c)_a = (1 - \Phi) \cdot (\rho c_{a_m}) + \Phi \cdot (\rho c_{a_f}) \quad (4)$$

spezifische Wärmekapazität des thermisch unbeeinflussten Aquifers

(ρc_{a_m}) spezifische Wärmekapazität der thermisch nicht beeinflussten Reservoir-Matrix

(ρc_{a_f}) spezifische Wärmekapazität des thermisch nicht beeinflussten Reservoir-Fluids

H effektive Mächtigkeit

V_t injiziertes Volumen (Volumenstrom * Zeit).

Der Wärmeaustausch mit den Deckschichten bleibt bei diesem Ansatz unberücksichtigt. Es wird unterstellt, daß eine scharfe Kaltfront sich radial um die Injektionsbohrung ausbreitet und einen Wärmeaustausch ausschließlich im Horizont erfährt.

Term 1 in Gleichung (2) setzt quasi-stationäre Verhältnisse im thermisch beeinflussten Bereich voraus, der bereits nach wenigen Sekunden der Injektion gelten kann [Benson et al., 1987]. Unter Berücksichtigung der Fluidparameter Dichte ρ_i und der Viskosität η_i innerhalb der Kaltfront ergibt sich Δp_{ss} durch Integration von r_w bis r_f zu

$$\Delta p_{ss}(r_w, t) = \frac{q \eta_i}{2 \pi \rho_i \cdot kH} \ln \left(\frac{r_f}{r_w} \right) \quad \text{mit } q \text{ Massenstrom} \quad (5)$$

Der instationäre Teil für den thermisch unbeeinflussten Bereich mit der Fluidichte ρ_r und der Viskosität η_r ergibt sich zu

$$\Delta p_t(r_f, t) = \frac{q \eta_r}{4 \pi \rho_r \cdot kH} \cdot Ei \left(\frac{r_f^2}{4at} \right) \quad (6)$$

mit a Druckleitfähigkeit oder Diffusivität.

Auch diese Lösung (6) ist eine Näherung des Zylinders mit dem Radius r_f durch eine Linienquelle. Man kann zeigen, daß auch diese Annahme für weite Bereiche der Reservoirparameter getroffen werden kann.

Zusätzlich wirkt im Falle der Doublette die Absenkung der Förderbohrung im Abstand D druckentlastend, so daß die vollständige Beziehung am Standort r_w lautet:

$$\Delta p(r_w, t) = \frac{q\eta_i}{2\pi\rho_i \cdot kH} \ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right) + \frac{q\eta_r}{4\pi\rho_r \cdot kH} \cdot Ei\left(\frac{r_f^2}{4at}\right) - \frac{q\eta_r}{4\pi\rho_r \cdot kH} \cdot Ei\left(\frac{(D-r_w)^2}{4at}\right) \quad (7)$$

Dieser Superpositionsansatz ist mathematisch nicht exakt. Er vernachlässigt die nicht-radiale Kaltfrontausbreitung durch den Einfluß der Förderbohrung. Auch die Auswirkung der lokalen Durchlässigkeitsverringernng infolge der Injektion auf die durch die Förderbohrung erzielte Druckabsenkung [Term 3 in Gleichung (7)] wird vernachlässigt. Praktisch sind aber beide Vernachlässigungen für die ersten Betriebsjahre gerechtfertigt.

Durch Vernachlässigung der Kompressibilität und Umformung der Gleichung (7) erhält man den quasi-stationären Druckanstieg in Abhängigkeit vom Massenstrom, Temperatur und Stand der Auskühlung (Radius der Kaltfront) zu

$$\Delta p(r_w, t) = \frac{q\eta_r}{2\pi\rho_r \cdot kH} \left[\ln\left(\frac{D-r_w}{r_w}\right) + \left(\frac{\eta_i\rho_r}{\eta_r\rho_i} - 1\right) \ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right) \right], \quad (8)$$

worin der erste Term identisch der (isothermen) Druckänderung in der Produktionsbohrung ist.

Diese analytische Lösung weist trotz ihrer Näherungen eine Reihe von Vorteilen auf:

- Mit Hilfe dieser Lösung ist es möglich, schnell und ohne den Aufwand der Diskretisierung numerischer Modelle eine Vielzahl von Rechnungen durchzuführen und Sensitivitäten zu untersuchen.
- Durch eine einfache Beziehung kann bei Kenntnis des bislang injizierten Volumens und der momentanen Injektionstemperatur zu jedem Zeitpunkt die "temperaturbereinigte" Injektivität als Verhältnis von Volumenstrom zu Druckantwort des Reservoirs bestimmt werden. Das Verhältnis von Injektivität zu Produktivität (oder Druckabsenkung bei Förderung zu Druckanstieg bei Injektion) ergibt sich aus (8) zu:

$$\frac{II}{PI} = \frac{1}{1 + \left(\frac{\eta_i\rho_r}{\eta_r\rho_i} - 1\right) \cdot \frac{\ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{D-r_w}{r_w}\right)}} \quad (9)$$

Abbildung 2-2 gibt beispielhaft für verschiedene Temperaturverhältnisse diese Beziehung am Beispiel nichtmineralisierter Wässer wieder.

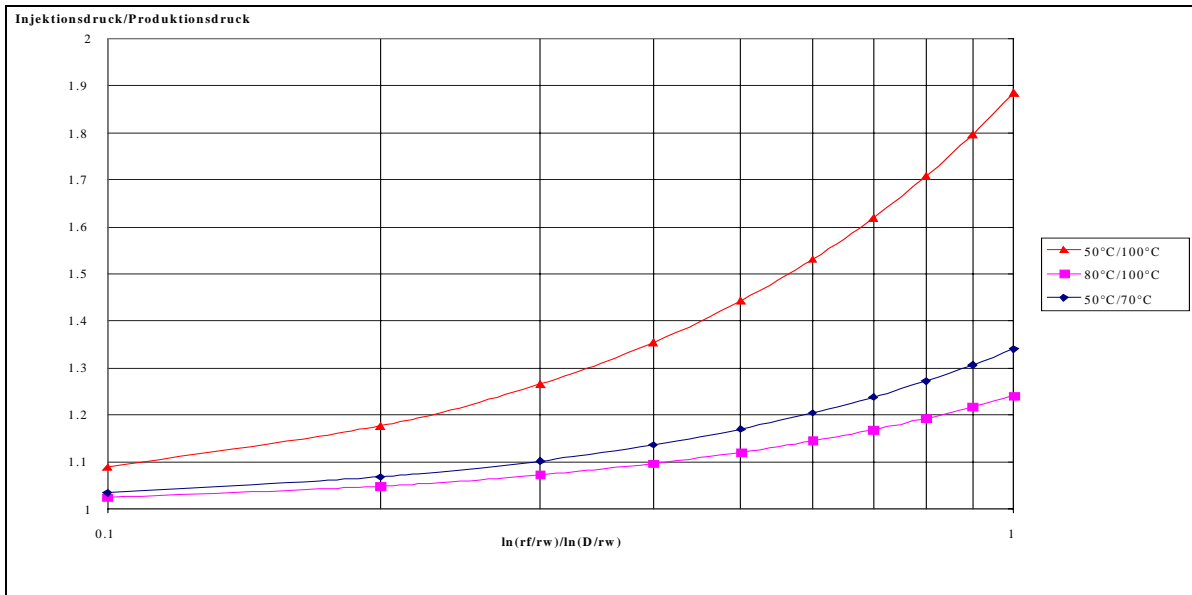


Abb. 2-2: Verhältnis von Injektionsdruck zu Produktionsdruck für drei Beispiele der nicht-isothermen Injektion.

- Nichtthermisch, sondern aufschlußbedingte Veränderungen der Aufnahmefähigkeit des Speichers werden technisch und physikalisch als Skin-Faktor S (dimensionsloser Druckkoeffizient) erfaßt, der einen weiteren Summanden in Gleichung (8) darstellt. Durch Vergleich der berechneten Druckreaktion nach Gleichung (8) und gemessener Druckreaktion kann somit zu jedem Zeitpunkt die Veränderung der Aufnahmefähigkeit des Speichers quantifiziert werden:

$$S(t) = \frac{2\pi\rho_r \cdot kH}{q\eta_r} (\Delta p_{gem.} - \Delta p_{ber.}) \quad (10)$$

- Da Gleichung (8) für nichtmineralisierte und mineralisierte Wässer formal gleichlautend gilt, können aus Berechnungen für Frischwasserverhältnisse die entsprechenden Druckreaktionen für mineralisierte Wässer berechnet werden. Einzige Voraussetzung ist die Kenntnis der Mineralisation und deren Einfluß auf Dichte und Viskosität:

$$\Delta p_{Br} = \left| \Delta p_{pro,FW} \cdot \frac{\eta_{r,Br}}{\eta_{r,FW}} \cdot \left(1 - \frac{(V_{Br} - 1)}{(V_{FW} - 1)} \right) + \Delta p_{FW} \cdot \frac{\eta_{r,Br}}{\eta_{r,FW}} \cdot \frac{(V_{Br} - 1)}{(V_{FW} - 1)} \right| \quad (11)$$

mit den Indizes: FW Frischwasser
 Br Brine (mineralisiertes Wasser)
 Pro (isotherme) Druckabsenkung bei Produktion

und der Abkürzung $V = \frac{\eta_i \rho_r}{\eta_r \rho_i}$ (jeweils für Brine bzw. Frischwasser).

Wie oben erwähnt, läßt sich der Einfluß der nicht-radialen Kaltfrontausbreitung und der Wärmeaustausch mit den Deckschichten auf das Temperaturniveau und damit auf die hydrodynamische Durchlässigkeit nicht vollständig analytisch berücksichtigen. Ebenso stößt die

Lösung bei der Berücksichtigung zeitlich veränderlicher Injektionstemperaturen und –volumenströme an Grenzen. Aus diesen Gründen wird zur Auswertung der Betriebsdaten ein numerisches Programm auf der Basis Finiten Elemente (FEFLOW) eingesetzt.

Da aus technischen Gründen die Druckantwort nicht im Speicherbereich sondern am Kopf der Bohrung gemessen wird, sind die Druckreaktionen in der Bohrung selbst zu berücksichtigen.

Der Kopfdruck ergibt sich durch Summation

$$\Delta p_{Kopf}(V, T, t) = \Delta p_{fließ}(V, T, t) + \Delta p_{RR}(V, T) - \Delta p_{auff.WS}(T). \quad (12)$$

Darin stellen $\Delta p_{fließ}$ die oben beschriebene Druckantwort am Speichereintritt, Δp_{RR} die Rohrreibungsdruckverluste vom Kopf bis Horizontteufe und $\Delta p_{auff.WS}$ den Unterdruck dar, der durch den Ruhespiegel unter Gelände verursacht wird.

Die Rohrreibungsdruckverluste sind abhängig von der Installation, dem Volumenstrom und geringfügig von der Temperatur. Sie lassen sich abschnittsweise für Bereiche gleicher Durchmesser nach (13) - (15) berechnen (laminare Strömung tritt praktisch nicht auf):

$$\Delta p_{RR} = \lambda \cdot L \cdot w^2 \cdot \frac{\rho}{2 \cdot d} \quad (13)$$

mit Δp Rohrreibungsdruckverlust [Pa]
 L Rohrlänge [m],
 w Strömungsgeschwindigkeit [m/s],
 d Rohrinne Durchmesser [m].

und dem Rohrreibungsbeiwert λ

für turbulente Strömung im Übergangsbereich $\frac{k}{d} < 225 \cdot Re^{-0,875}$:

$$\lambda = \left[1,74 - 2 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot k}{d} + \frac{18,7}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \right]^{-2} \quad (14)$$

bzw. im hydraulisch rauhen Bereich $\frac{k}{d} > 225 \cdot Re^{-0,875}$:

$$\lambda = \left[2 \cdot \lg \left(\frac{d}{k} \right) + 1,14 \right]^{-2} \quad (15)$$

mit Re Reynoldszahl [-],
 k (hier:) Rauigkeit [m].

Die auffüllbare Wassersäule in der Bohrung ist eine Funktion des Ruhespiegels, der sich nach hinreichend langer Zeit (ein bis mehrere Jahre) bei thermischen Ausgleich der Wassersäule mit dem Umgebungsgestein einstellen würde. In der Praxis steht ein solcher Zeitraum ohne Durchführung technischer Maßnahmen in der Bohrung nicht zur Verfügung. Unter Kenntnis der Temperaturabhängigkeit der Dichte läßt sich jedoch dieser Spiegel durch Temperaturprofilierung zu beliebigen Zeitpunkten berechnen.

Abbildung 2-3 zeigt ein Temperaturprofil, welches während einer Kamerafahrt in der NG2/89 im Mai 1998 gewonnen wurde.

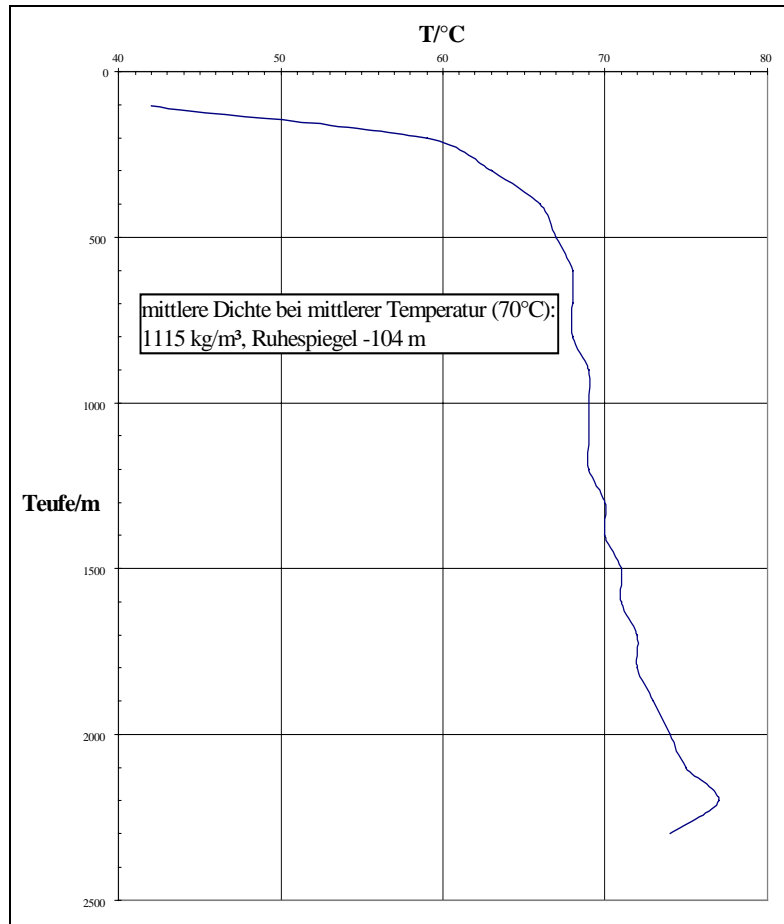


Abb. 2-3: Temperaturprofilierung in der Neustadt-Glewe 2/89 vom Mai 1998

Die auffüllbare Wassersäule als Druckäquivalent läßt sich berechnen nach:

$$\Delta p_{\text{auff. WS}} = \rho(T_i) \cdot g \cdot \left(h - h_0 \frac{\rho(T_0)}{\rho(T_i)} \right) \quad (16)$$

mit h Teufe der Oberkante des Speichers
 h_0 Wassersäule bei Dichte $\rho(T_0)$.

Die obige Beziehung setzt isotherme Verhältnisse in der Bohrung voraus, d. h. der Wärmeaustausch durch das Gebirge wird vernachlässigt. Bei den im weiteren zu betrachtenden Volumenströmen $>35\text{m}^3/\text{h}$ kann dieser Bohrlocheffekt vernachlässigt werden, Speichereintrittstemperatur entspricht der Kopftemperatur.

Mit den Gleichungen (12), (8), (13) und (16) steht eine Beziehung zur Verfügung, die eine Berechnung der zu erwartenden Kopfdrücke als Funktion des Volumenstromes, der Injektionstemperatur und dem Grad der Speicheraus Kühlung gestattet.

3 Analytische Berechnungen zur Kopfdruckentwicklung und Sensitivität der Parameter

Um einen Überblick über die zu erwartenden Kopfdrücke zu bekommen und um den Einfluß der verschiedenen Größen bewerten zu können, wurden mit der analytischen Lösung Kopfdrücke für verschiedene Volumenströme, mittlere Injektionstemperaturen und Grade der Auskühlung berechnet. Abb. 4 gibt die berechneten Kopfdrücke im Volumenstrombereich von 40 ... 115 m³/h für vier verschiedene mittlere Injektionstemperaturen zu Beginn der Betriebsführung ($r_f = 5\text{ m}$) wieder. Dieser Berechnung liegen folgende Annahmen zugrunde:

- Gültigkeit der hydrostatischen Grundgleichung (keine Mehrphasenströmung im Unterdruckbereich)
- Gültigkeit der analytischen Lösungen der Fließdruckberechnung mit o. g. Voraussetzungen
- Statischer Spiegel bei 70°: -104 m (Ruhepiegel bei thermischen Ausgleich – 132 m oder statischer Druck in Speicherteufe 2.245 m: 23.41 MPa)
- Installation der Bohrung: 410 m 5" Stahl; 1710 m 7" Stahl; 140 m 4 ½" GFK-Steigrohr
- Rohrrauigkeit $k = 0.045\text{ mm}$ für Stahl und 0.01 mm für GFK
- Bohrungsradius 0.1 m ; Profileitfähigkeit $k \cdot H = 0.9 \cdot 10^{-12}\text{ m}^2 \cdot 45\text{ m}$.

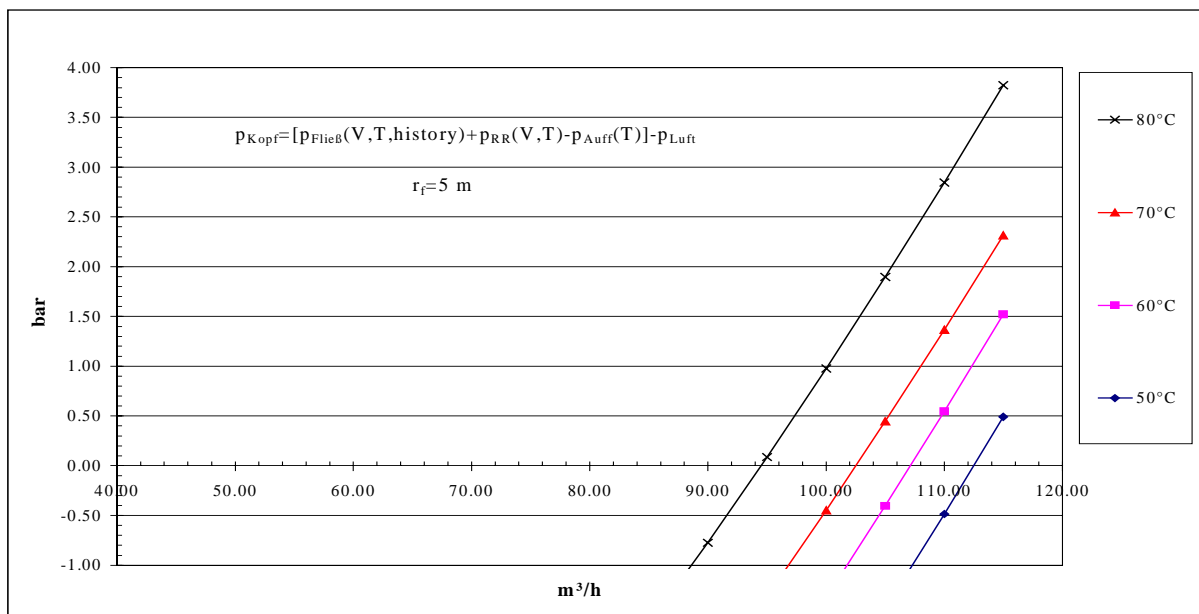


Abb. 3-1: Theoretische Kopfdrücke bei verschiedenen Volumenströmen und Temperaturen

Aus Abbildung 3-1 wird deutlich, daß erst bei Volumenströmen von mehr als 90 m³/h positive Kopfdrücke zu erwarten sind, die jedoch mit zunehmendem Volumenstrom steil ansteigen können. Darüber hinaus zeigt sich, daß steigende Injektionstemperaturen eine deutlichen Erhöhung des Kopfdruckes bewirken. Dies ist auf die dominierende Verringerung der auffüllbaren Wassersäule zurückzuführen, die in Abhängigkeit von der Dichte des injizierten Wassers steht.

Die zeitliche Entwicklung (Inbetriebnahme Dez. 1994 – Jahresende 1997) zeigt Abbildung 3-2. Durch die Injektion von 1.35 Mio. m³ beträgt der thermisch beeinflusste Bereich zum Jahresende 1997 ca. 117 m. Die Injektionstemperatur betrug in diesem Zeitraum im Mittel 67 °C. Aus diesem Grunde sind die Injektivitäten für 60 °C und 70 °C dargestellt.

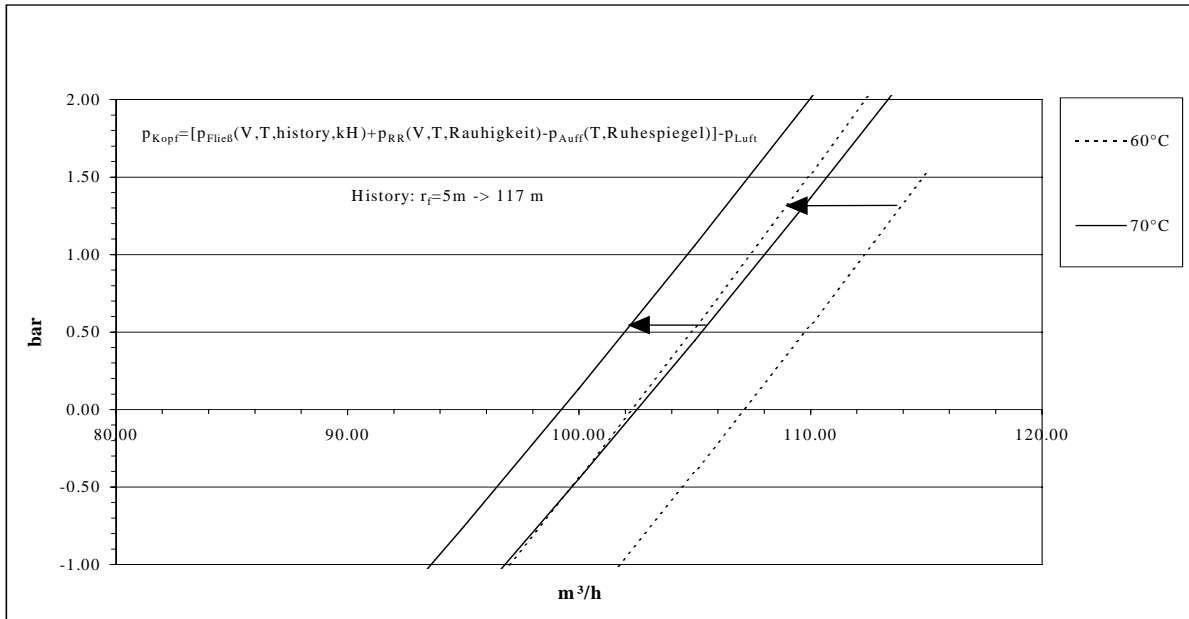


Abb. 3-2: berechnete Injektivitäten zu zwei Zeitpunkten (Inbetriebnahme Dez. 1994 und Jahresende 1997)

Der steile Anstieg der Kurven macht die hohe Sensitivität der Eingangsparameter deutlich. Die Kopfdruckberechnung erfolgt durch Summation dreier Größen (Gleichung 12), die jeweils vergleichbare Anteile bilden und mit unterschiedlichen Unsicherheiten behaftet sind. Diese sollen nachfolgend diskutiert werden.

Der Fließdruck ist eine Funktion der Profilleitfähigkeit $k \cdot H$. Für den Nutzhorizont in Neustadt-Glewe wurden in Testen Profilleitfähigkeiten von 33 .. 83 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ ermittelt (vgl. Rokkel/Poppei). Mit Einsatz eines Tiefenmanometers wurde im Dezember 1995 unter Betriebsbedingungen in der NG2/89 $k \cdot H$ zu 40 ... 50 $\mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ bestimmt. Abbildung 3-3 gibt die Sensitivität dieser Größe auf den Kopfdruck bei einer Injektionstemperatur von 70 °C wieder.

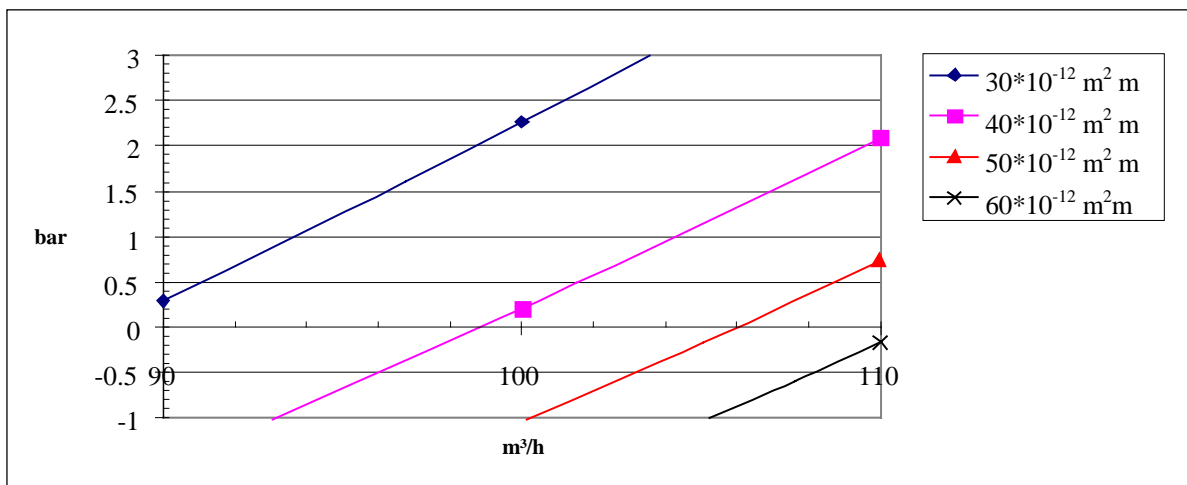


Abb. 3-3: Abhängigkeit der berechneten Kopfdrücke von der Profilleitfähigkeit $k \cdot H$

Etwa in der gleichen Größenordnung wie die Fließdrücke sind die Rohrreibungsdruckverluste. Diese werden entscheidend durch die Rohrrauigkeitsbeiwerte bestimmt. Während die Rohrrauigkeit des GFK-Steigrohres vernachlässigbar ist, kann die Rauigkeit der Stahlrohrtour unter Berücksichtigung der Verbinder und Übergänge im hohen Bereich variieren. Abbildung 3-4 gibt die Abhängigkeit der berechneten Kopfdrücke für verschiedene Rauigkeitsbeiwerte der Stahlrohrtouren wieder ($k \cdot H = 40 \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$, Injektionstemperatur $70 \text{ }^\circ\text{C}$).

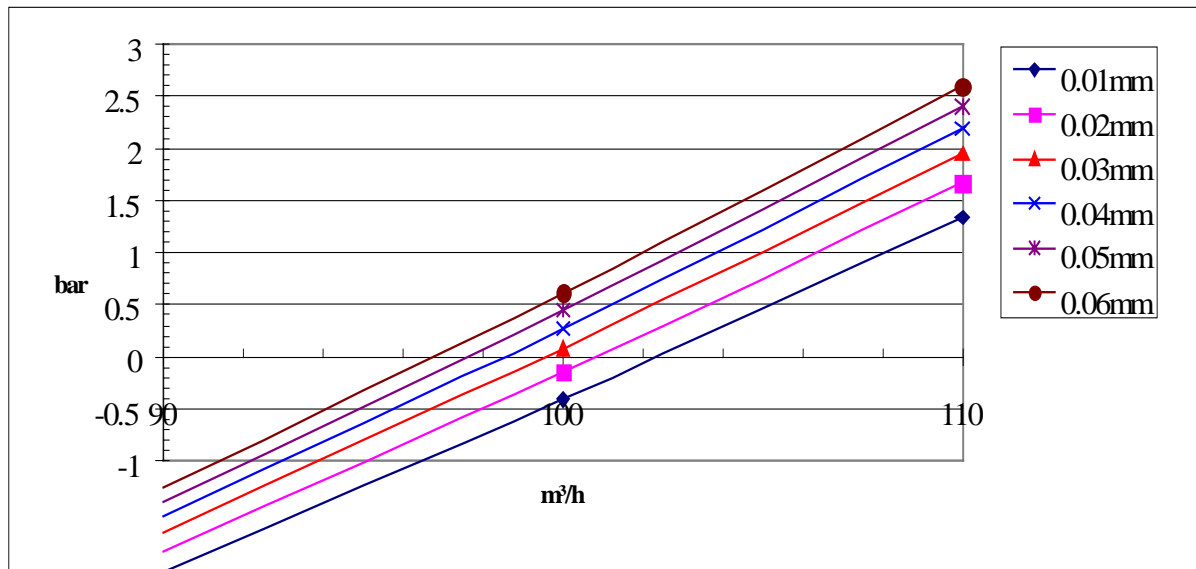


Abb. 3-4: Abhängigkeit der Kopfdrücke von der Rauigkeit der Stahlrohrtouren

Die auffüllbare Wassersäule (bei $70 \text{ }^\circ\text{C}$ ca. -1.13 bar) ist, wie oben begründet, eine Funktion des nur indirekt bestimmten Ruhespiegels. Da die Dichte-Temperatur-Funktion aber eine hohe Genauigkeit hat und die Temperaturprofilierung eine solide Datenbasis darstellt, wird dem äquivalenten Druck der auffüllbaren Wassersäule insgesamt nur ein geringer Fehler beigemessen.

4 Numerisches Modell

4.1 Modellbeschreibung

Für die numerischen Berechnungen mit dem Programmpaket FEFLOW [Diersch, 1985, 1991, 1996] mußte das zweidimensionale Modellgebiet mit einer Fläche von 49 km^2 in Finite Elemente zerlegt werden, wobei die Gesamtauflösung primär von den Standorten der zu simulierenden Bohrungen abhängig war. Der Vernetzung kam aufgrund der Aufgabenstellung besondere Bedeutung zu, da die Simulation von Bohrungen mit hohen Volumenströmen hohe numerische Anforderungen an das FE-Netz stellt. Die in Abbildung 4-1 dargestellte FE-Vernetzung ist das Ergebnis eines iterativen Prozesses, der aus der wiederholten Analyse numerischer Simulationsergebnisse und deren Vergleich mit analytischen Lösungen (vergl. Kapitel 2) bestand.

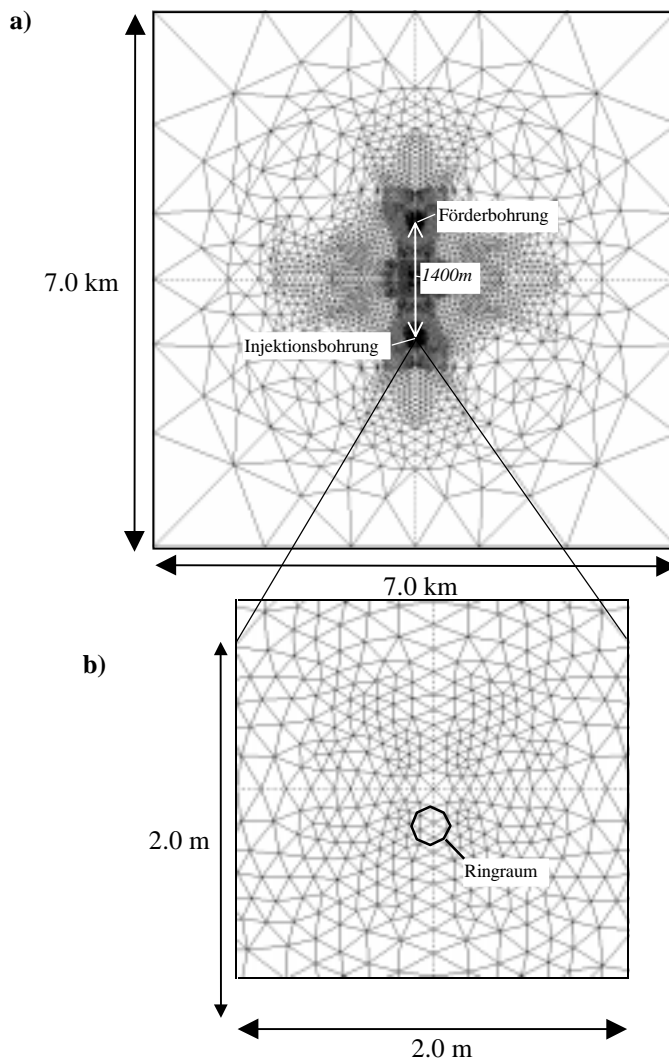


Abb. 4-1: Laterales FE-Netz (a) mit Standorten der Förder- und Injektionsbohrung sowie eine Ausschnittsvergrößerung im Maßstab 3500 : 1 für den Nahbereich der Injektionsbohrung

Abbildung 4-1 a) zeigt das vollständige 2D-Finite-Elemente-Netz, in dem deutlich die beiden Bohrungslokalisationen anhand ihrer hohen Vernetzungsdichte zu erkennen sind. Das FE-Netz variiert in seinen Kantenlängen zwischen maximal 1300 m am Modellrand und minimal 0,1 m an den Bohrungslokalisationen, da an letzteren die höchsten Druckgradienten, Porenflußgeschwindigkeiten und maximalen Temperaturkontraste auftreten. Die Gesamtanzahl der Finiten Elemente beträgt 15500. Dies entspricht einer Knotenzahl von 7500. Für die Vernetzung wurden Dreieckselemente verwendet, die eine gute Approximation der Bohrungen und somit die Generierung von "FE-Ringräumen" ermöglichen (Abbildung 4-1 b). FE-Ringräume sind die Basis für die Verwendung der *Neumann-Randbedingung* zur Beschreibung des Förder- und Injektionsprozesses. Bei dieser Randbedingung wird der Volumenstrom [m³/s] mit Hilfe des Darcy-Flusses [m/s] senkrecht durch eine Fläche formuliert. Der FE-Ringraum besteht aus aneinanderstoßenden FE-Kanten identischer Länge, deren Summe den Umfang des Bohrungsringraumes bilden (Abbildung 4-1 b). Die Mantelfläche des 3D-Ringraumes ergibt sich aus dem Produkt des Ringraum-Umfanges und der Mächtigkeit des durchteuften Nutzhorizontes. Somit resultiert der Darcy-Fluß [m/s] aus dem Quotienten des Volumenstromes [m³/s] und der Mantelfläche [m²]. Der FE-Ringraum wurde mit einem durchschnittlichen Radius $r_w=0,1$ m an die realen Bohrungsverhältnisse angepaßt.

Für die numerische Simulation des gekoppelt konduktiven und konvektiven Wärmetransports wurden dem FE-Modell die in Tabelle 4-1 zusammengefaßten Stoffkennwerte für den Aquifer und das Porenwasser unter der Annahme von Homogenität und Isotropie zugewiesen.

Aquifer:	
effektive Mächtigkeit H	45 m
Permeabilität k	$0.8 * 10^{-12} \text{ m}^2$
spez. Speicherkoeffizient S_s	10^{-5}
Porosität ϕ	0.22 (+)
Wärmeleitfähigkeit λ_s	2.2 W/mK
spez. Wärmekapazität c_s	$2.4 * 10^6 \text{ Ws/mK}$
longitudinale Dispersivität	20 m
transversale Dispersivität	2 m
Porenwasser:	
Wärmeleitfähigkeit λ_f	0.6 W/mK
spez. Wärmekapazität c_f	4.2 Ws/mK
Initialbedingungen	
Speicherdruck p	0 MPa
Speichertemperatur T_0	99 °C
Hangend- und Liegendsschichten	
Wärmeleitfähigkeit λ_s	2.1 W/mK
spez. Wärmekapazität c_s	$1.88 * 10^6 \text{ Ws/mK}$

Tabelle 4-1: Verwendete thermische und hydraulische Modellparameter

Die numerischen Simulationen basieren auf Frischwasserverhältnissen. Unter Verwendung der Gleichung 11 (Kapitel 2) wurden die Ergebnisse auf die Mineralisationsverhältnisse im Speicher (220g/l) umgerechnet.

Darüber hinaus sind in der Tabelle 4-1 die Initialbedingungen sowie die Stoffkennwerte für die Liegend- und Hangendsschichten aufgeführt. Letztere wurden für die Berechnung des zeitabhängigen Wärmetransferkoeffizienten (Kapitel 4.3.1) verwendet, der die Integration des konduktiven Wärmestroms aus den Umgebungsschichten in den Aquifer bei zweidimensionalen Horizontal-Modellierungen ermöglicht.

4.2 Modellkalibrierung

Die Modellkalibrierung erfolgte durch eine Eichung der numerischen Ergebnisse an analytischen Berechnungen (Gleichung 8). Die Vergleichbarkeit der Ergebnisse setzte dabei zunächst die Vernachlässigung des Wärmeaustausches mit den Deckschichten voraus.

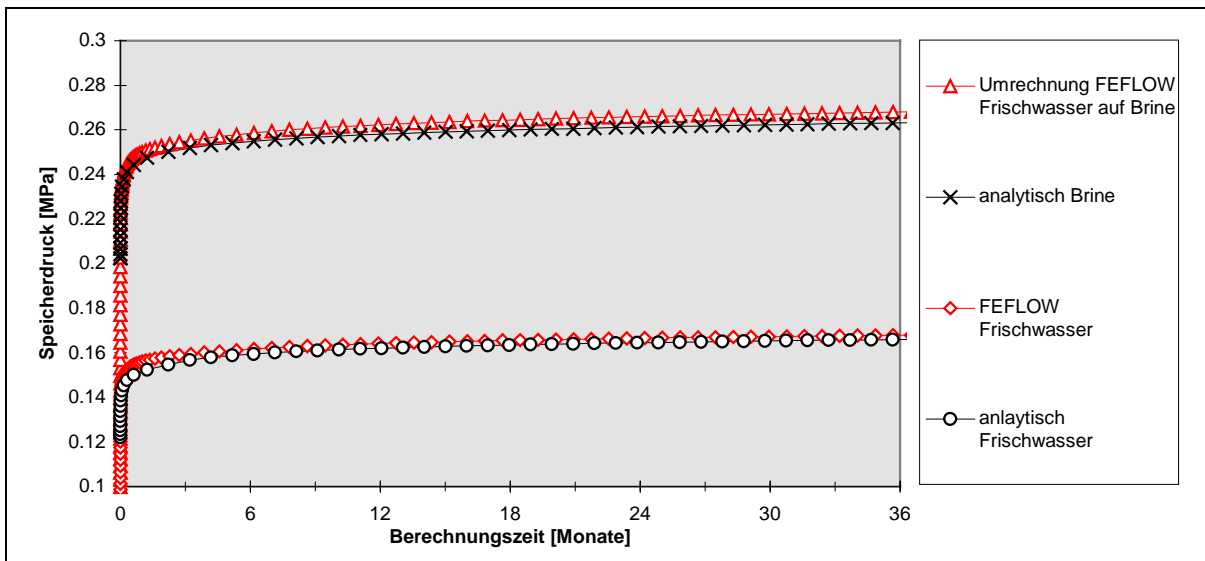


Abb. 4-2: Vergleich analytischer und numerischer Berechnungen des Injektionsdruckes

Da analytische Ansätze zur Berechnung von Druckänderungen in einem Doubletensystem auf konstante Injektionstemperaturen und Volumenströme begrenzt sind, wurde der vorhandene Datensatz aus Neustadt-Glewe über einen Zeitraum von drei Jahren gemittelt. Die in Abbildung 4-2 dargestellten Injektionsdrücke im Speicher beruhen daher auf einer Injektionstemperatur von 66.1 °C bei einem konstanten Förder- und Injektionsvolumen von 50.76 m³/h.

Im unteren Abschnitt der Abbildung 4-2 ist der Vergleich zwischen den analytischen Ergebnissen und den Feflow-Berechnungen für Frischwasserverhältnisse aufgetragen, die einen Absolutfehler von < 1% aufweisen. Im oberen Abschnitt sind die Ergebnisse der analytischen Brine-Berechnung mit der Hochrechnung der Feflow-Frischwasserergebnisse auf Brine-Verhältnisse unter Verwendung der Gleichung 11 (Kapitel 2) dargestellt. Auch hier bewegt sich der Fehler in einem Bereich um 1 %.

Die gezeigte Genauigkeit der Modell-Kalibrierung war nur durch die Verwendung der Ringraumbeschreibung möglich. Die Verwendung von Punktquellen (Randbedingung 4. Art) führte dagegen zu sehr viel größeren Fehlern, die in direkter Abhängigkeit von der Ortsdiskretisierung im Nahbereich der Bohrlokationen standen. Als Fazit kann somit gesagt werden, daß für die numerische Simulation von Betriebsdaten einer GHZ mit dem Ziel der Abbauüberwachung die Ringraumbeschreibung der Bohrungen ein geeignetes Werkzeug darstellt.

4.3 Betriebssimulationen

4.3.1 Modellerweiterung

Die numerischen Simulationen ausgewählter Betriebsperioden mit dem Ziel, den Einfluß der Kaltwasserausbreitung auf die Speicherdrücke numerisch nachvollziehen und somit Aussagen über eine geeignete Abbauüberwachung machen zu können, erfordert zwei wesentliche Arbeitsschritte. Zunächst muß für den gesamten Betrachtungszeitraum (11/94 – 05/98) das Be-

triebsregime auf der Basis von gemittelten Monatswerten für Volumenstrom und Injektionstemperatur simuliert werden, um anschließend für ausgewählte Betriebsperioden detaillierte Simulationen durchführen zu können. Als thermische Initialisierung werden dann für diese Detailstudien die in der Gesamtsimulation zuvor berechneten Temperatur- und Druckverteilungen zu den jeweiligen Zeitpunkten (thermische und hydraulische History) genutzt.

Zusätzlich zur Modellkalibrierung sollte für die Kurzzeitsimulation der konduktive Wärmeaustausch zwischen Aquifer und Umgebungsschichten berücksichtigt werden. Vereinfachte 2D-Horizontalmodellierung vernachlässigen diese vertikale Wärmezufuhr, die jedoch beim langfristigen Wärmeextraktionsprozeß eine nicht zu vernachlässigende Größe darstellt. Das Programmpaket FEFLOW beinhaltet ein Wärmetransferkonzept [Kolditz, 1995; Diersch, 1989], das auf der Lösung der 1D-Wärmeleitungsgleichung in den Umgebungsschichten (U) basiert. Dabei wird der vertikale Wärmestrom

$$q_T = -\lambda_U \frac{\partial T_U}{\partial z} = -\frac{\lambda_U}{\sqrt{\pi\alpha_U t}} (T_{u_0} - T) \quad \text{mit } \alpha_U = \frac{\lambda_U}{c_U \rho_U} \quad (17)$$

durch eine Cauchy-Randbedingung 3. Art ausgedrückt durch:

$$q_T^{total} = -\Phi_T (T_{U_0} - T) \quad (18)$$

wobei die Wärmetransferfunktion

$$\Phi_T = \frac{2\lambda_U}{\sqrt{\pi\alpha_U t}} \quad (19)$$

als zeitabhängige Materialbeziehung modelliert wird. Diese Beziehung beinhaltet die zeitliche Entwicklung der instationären konduktiven Temperaturverteilung in den Umgebungsschichten in Abhängigkeit von der Kaltwasserausbreitung.

Dabei ist

- T_u = Temperatur der Umgebungsschichten
- T_{u_0} = Referenztemperatur der Umgebungsschichten
- T = Temperatur an der Kontaktstelle zwischen Aquifer und Umgebungsschichten
- λ_U = Wärmeleitfähigkeit der Umgebungsschichten
- $c_U \rho_U$ = spez. Wärmekapazität der Umgebungsschichten.

Die Abbildung 4-3 a) zeigt die monatsgemittelten Injektionstemperaturen und Volumenströme sowie Abbildung 4-3 b) die damit berechneten Injektionsdrücke im Speicher über den Gesamtzeitraum von 42 Monaten.

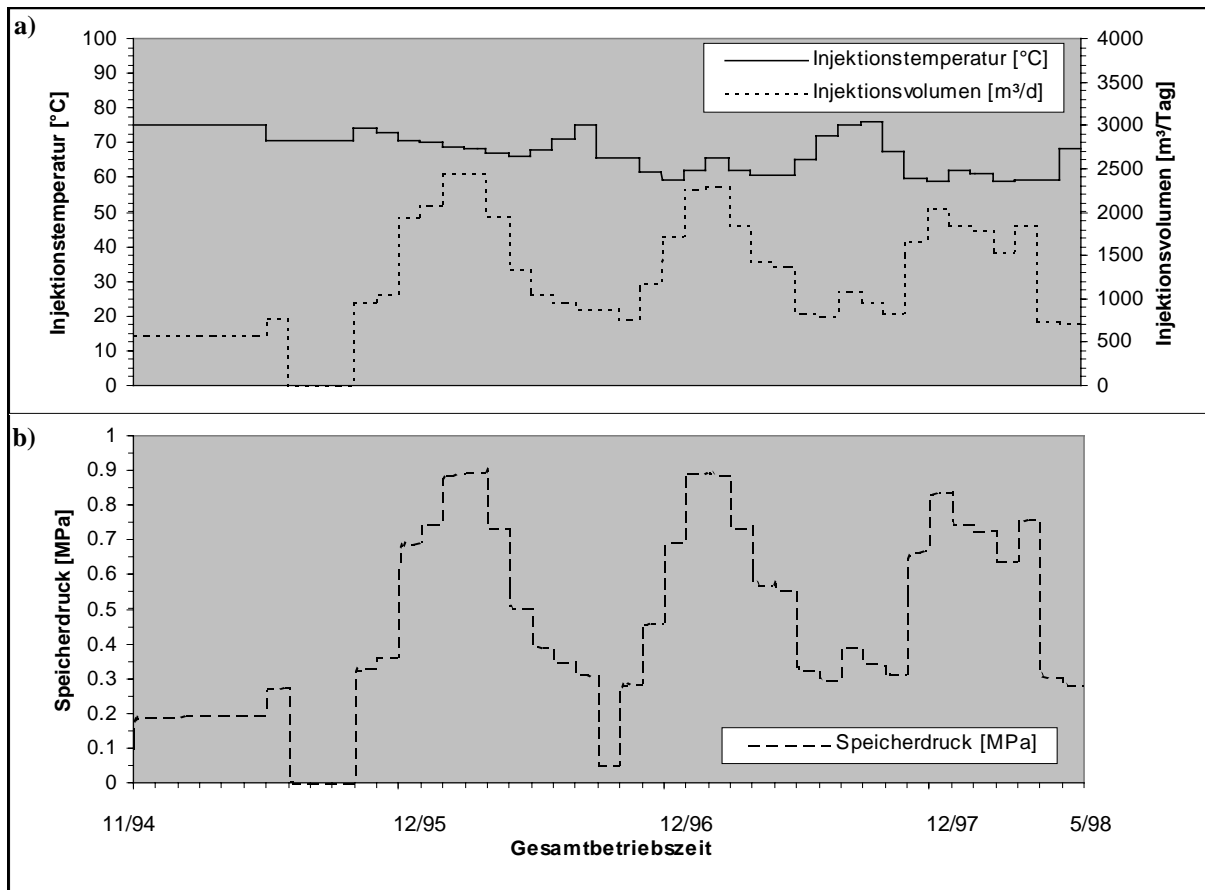


Abb. 4-3: Injektionstemperaturen und -volumenströme für die numerische Berechnung der Gesamtbetriebsdauer von Nov. 1994 - Mai 1998 (a) sowie der daraus resultierende Fließdruck (b)

Basierend auf diesem Datensatz wurden die Detailsimulationen durchgeführt, denen eine Aufbereitung und Interpretation der vorhandenen Daten voranging.

4.3.2 Meßdatenerfassung und -interpretation

Im laufenden Betrieb der GHZ Neustadt-Glewe werden neben den Parametern der Förderseite und des Heiznetzes am Kopf der Injektionsbohrung Temperatur, Volumenstrom und Kopfdruck kontinuierlich gemessen. Besonderer Bedeutung kommt der Druckmessung zu. Ein kapazitiver Druckaufnehmer (PMC135 der Firma Endress+Hauser) mit Keramikmembran Al_2O_3 mißt kontinuierlich den Absolutdruck am Kopf des Injektionsstranges in einem Meßbereich von 0 .. 10 bar (absolut) mit einer Genauigkeit von 0.2%. Alle Meßdaten werden zentral aufgezeichnet. In bestimmten Intervallen erfolgt eine Verdichtung der Daten durch Mittelwertbildung (Tagesmittelwerte), nach der die Primärdaten gelöscht werden. Dies hat zur Interpretation der Betriebsdaten dahingehend Bedeutung, daß durch die (Tages-) Mittelwertbildung eine eindeutige Zuordnung zu bestimmten Systemzuständen (Druck, Volumenstrom und Temperatur) nicht mehr gegeben ist.

Bedingt durch die abnehmerseitig noch nicht erreichte maximale Anschlußleistung, wird die Anlage größtenteils im Teillastbereich betrieben. So betrug der mittlere Volumenstrom im Jahr 1996 lediglich 60 m³/h. Auf der anderen Seite erfolgt die Injektion aufgrund der guten Aufnahmefähigkeit des Speichers und der Lage des Ruhespiegels größtenteils drucklos. Erst bei Volumenströmen von ca. 100 m³/h werden positive Kopfdrücke registriert. Da die Meß-

werte des Manometers im Unterdruckbereich (-1 ... 0 bar relativ) aufgrund der physikalischen Zusammenhänge in der Bohrung nicht eindeutig einem bestimmten dynamischen Spiegel zugeordnet werden können, führt die (zweifelsfrei für den Anlagenbetrieb günstige) drucklose Reinjektion zu einem nur geringen auswertbaren Datenbestand. Es können daher nachfolgend nur Volumenstrom-Druck-Temperatur-Verläufe zur Interpretation herangezogen werden, die

- als hochfrequentes Datenquadrupel verfügbar sind,
- quasistationäre Verhältnisse durch hinreichend lange, stabile Regime charakterisieren und
- bei denen positive Kopfdrucke auftraten.

Die Aufbereitung der vorliegenden Daten unter den o. g. Aspekten ergab nur einen äußerst geringen Datenbestand, der zur modelltechnischen Nachinterpretation geeignet war. Die Ursachen dafür liegen

- in der geringen Zahl leider nur grafisch aufbereiteter Zeitreihen, die von den Betreibern erstellt und archiviert wurden und
- in der überwiegend im Unterdruckbereich betriebenen Injektion.

So erwiesen sich lediglich vier Perioden im Zeitraum Dezember 1995 – April 1998 für eine Nachinterpretation als geeignet (06.-08.12.95; 09.-17.01.96; 02.02.96; 26.11.97). Um den Effekt der Horizontalkühlung numerisch nachvollziehen zu können, wurden die beiden, am weitesten zeitlich auseinander liegenden Zeitreihen für die detaillierte Interpretation verwendet. Die Abbildungen 4-4 und 4-5 stellen die Verläufe der gemessenen Volumenströme, Kopftemperaturen und -drücke dar.

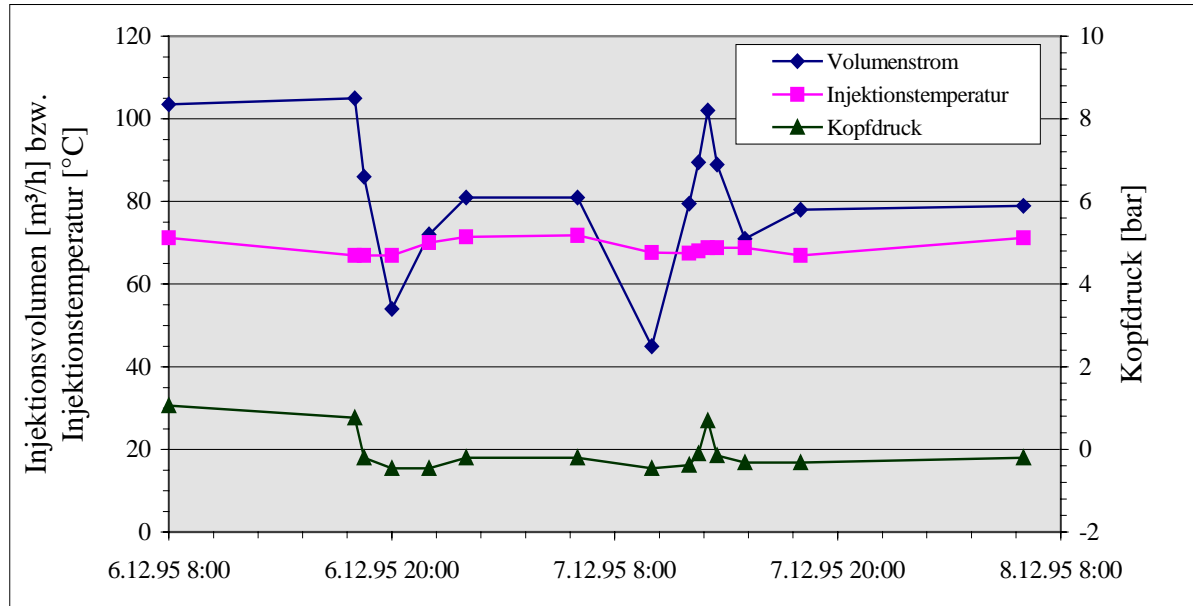


Abb. 4-4: Kopfinjektionstemperaturen, -volumenströme und -drücke im Zeitraum 6.-8.12.1995

Beide Abbildungen machen deutlich, daß die Kopfdrücke nur in sehr begrenzten Zeiträumen positive Werte erreichen, die die Basis für einen sinnvollen Vergleich mit den numerisch berechneten Drücken darstellen.

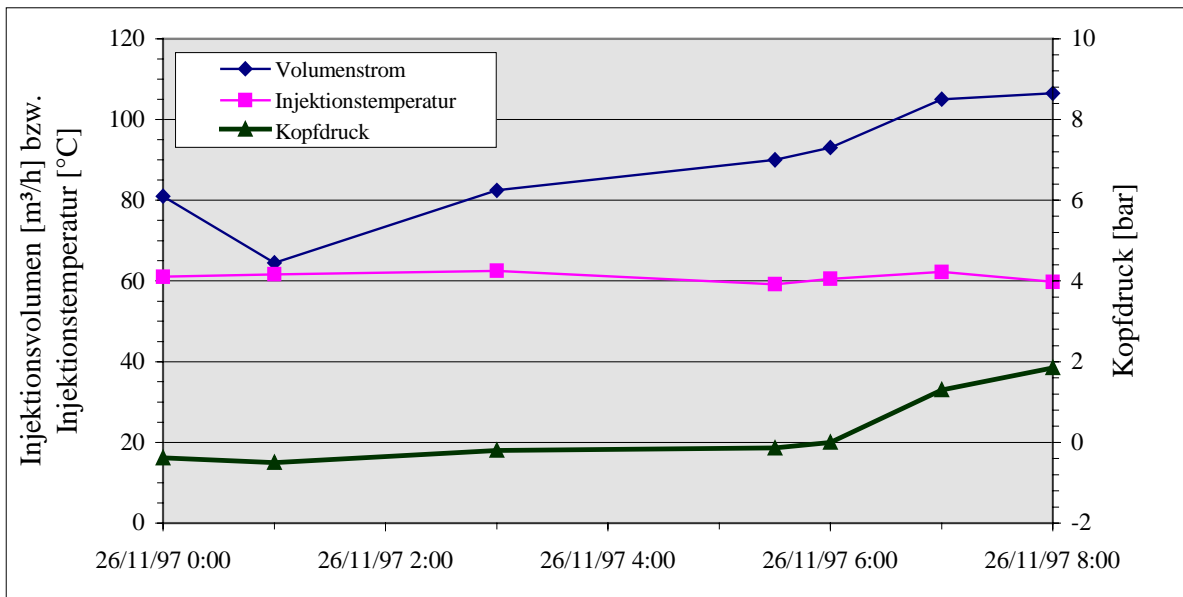


Abb. 4-5: Kopfinjektionstemperaturen, -volumenströme und -drücke vom 26.11.1997

4.3.3 Ergebnisse

Abbildung 4-6 zeigt einen Vergleich der gemessenen Kopfdruckdaten vom 6.-8.12.95 mit den numerisch berechneten Speicherdrücken, die unter Verwendung der Gleichungen (11,12) in die entsprechenden Kopfdrücke umgerechnet wurden.

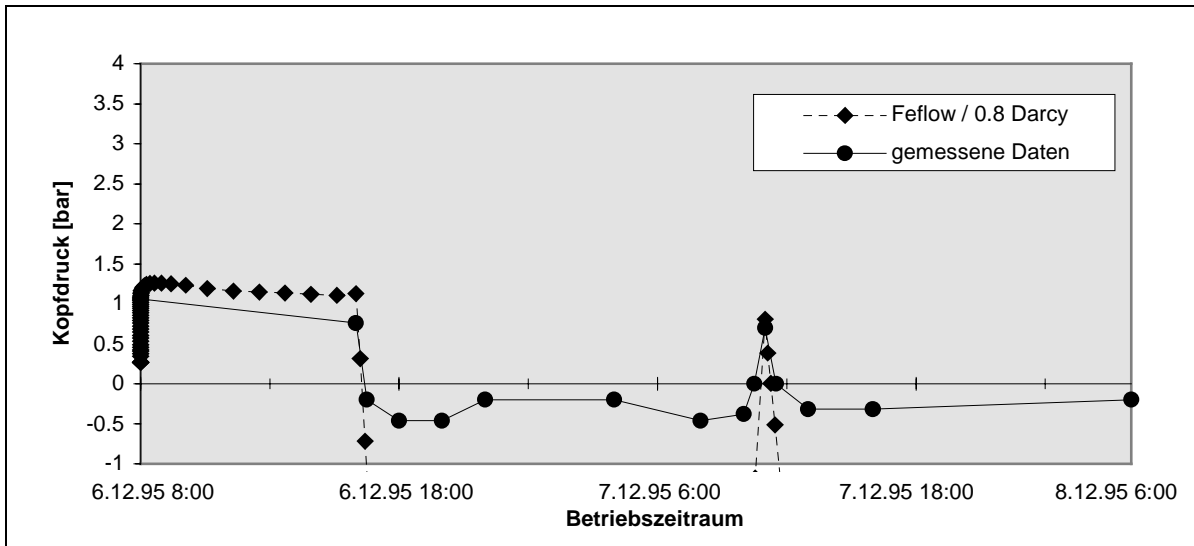


Abb. 4-6: Vergleich der gemessenen und berechneten Kopfdruckdaten vom 6.-8.12.95

Im Überdruckbereich zeigen beide Graphen eine gute Übereinstimmung, die sowohl den Entwicklungstrend des Druckes als auch die Absolutwerte betrifft. Im Unterdruckbereich hingegen zeigt sich die bereits beschriebene deutliche Abweichung zwischen den Ergebnissen, die durch einen sehr viel höheren Unterdruck in den berechneten Werten im Vergleich zu den gemessenen Werten dokumentiert ist.

Abbildung 4-7 zeigt den Vergleich der Kopfdrücke für den 26.11.97.

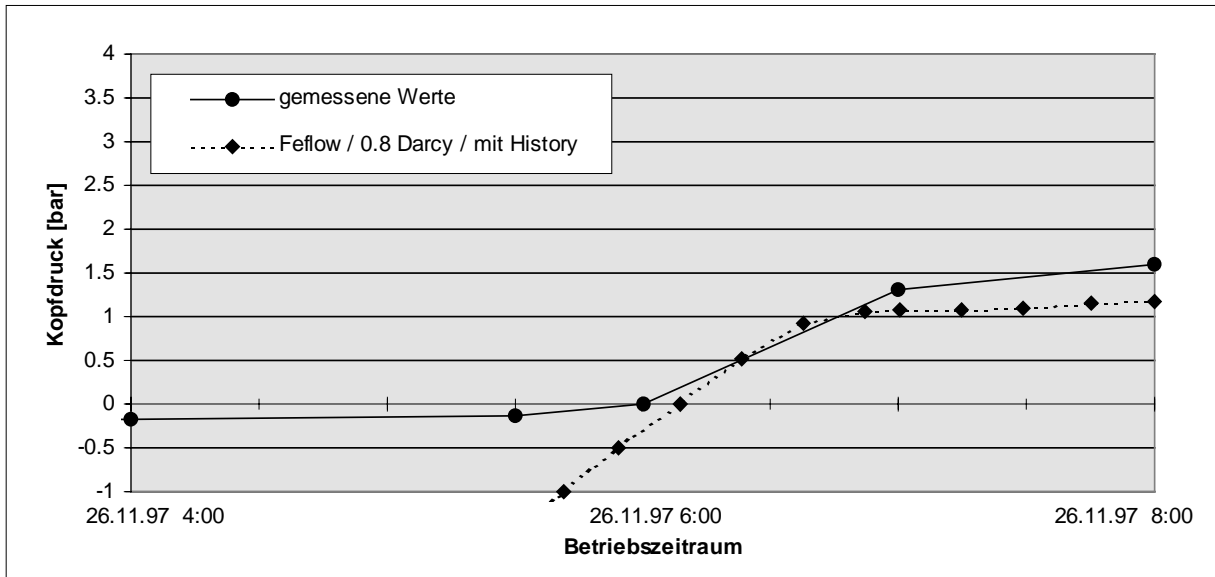


Abb. 4-7: Vergleich der gemessenen und berechneten Kopfdruckdaten vom 26.11.97

Auch hier besitzen die Ergebnisse eine gute Übereinstimmung hinsichtlich Trendentwicklung und Absolutwert. Um den Einfluß der fortschreitenden Kaltwasserausbreitung auf die Injektionsdruckentwicklung zu dokumentieren, wurde in einer weiteren Simulation die “Kaltwasser-History” als Initialbedingung der Simulation entfernt. Dies bedeutet, daß das Reservoir zu Beginn dieser Simulation die ursprüngliche Temperatur von 99 °C aufweist und ist somit gleichbedeutend zu der Annahme, dieses Regime drei Jahre zuvor (im November 1994) gefahren zu haben. Das Ergebnis ist in einem Vergleich mit den bereits gezeigten Ergebnissen in Abbildung 4-8 dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die um mehr als 50 % reduzierten Kopfdrücke, die den Einfluß der dreijährigen Auskühlung charakterisieren.

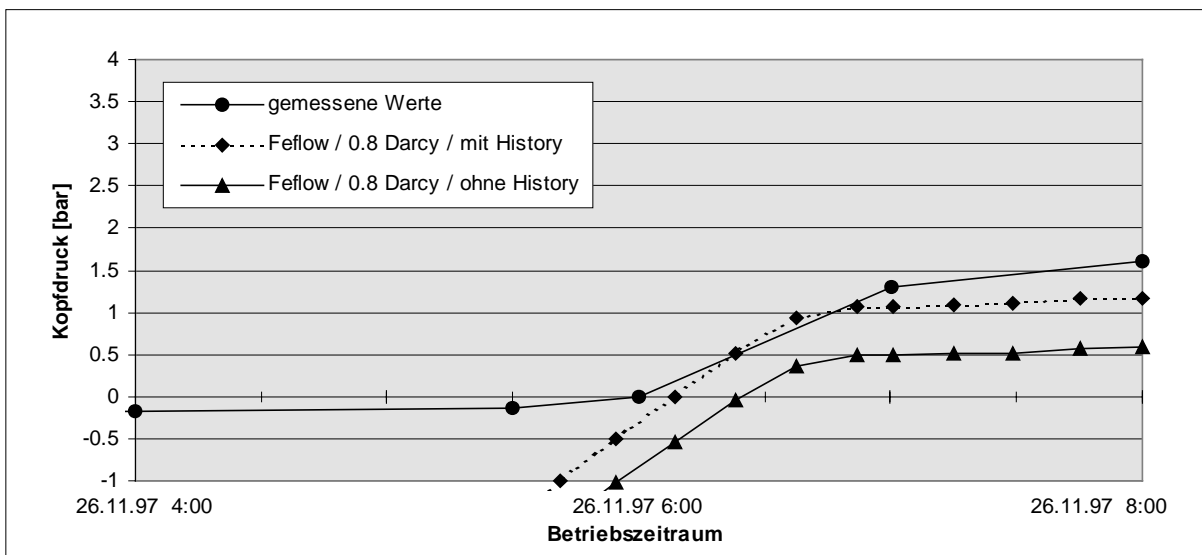


Abb. 4-8: Vergleich der gemessenen und berechneten Kopfdruckdaten mit und ohne Berücksichtigung der thermische History des Reservoirs vom 26.11.97.

Die thermische Beeinflussung des Reservoirs führt aufgrund der höheren dynamischen Viskosität des Porenfluids im Vergleich zum ungestörten Reservoir zu einem nachweisbar höheren

Druckaufwand für die Injektion. Dieser Einfluß ist somit im Sinne einer Abbauüberwachung numerisch nachvollziehbar.

Die Ergebnisse haben jedoch auch gezeigt, daß eine vollständige Deckungsgleichheit zwischen gemessenen Daten und numerischen Berechnungen nicht erreicht werden kann. Diese Tatsache ist auf verschiedene Einflußfaktoren zurückzuführen. Zum einen erlaubt die vorhandene Datengrundlage der Simulationen nur eine Näherung der tatsächlichen Betriebsregime, die somit zwangsläufig zu einem Fehler in den Ergebnissen führt.

Zum anderen haben die analytischen Berechnungen die hohe Sensitivität der Eingangsparameter auf den Kopfdruck, der sich durch Summation dreier Größen vergleichbarer Anteile berechnen läßt, verdeutlicht. Bereits geringe Fehler in der Approximation dieser drei Größen können zu deutlichen Abweichungen in der Kopfdruckberechnung führen.

Die o. g. Ergebnisse machen jedoch unabhängig von der Qualität der Ergebnisse deutlich, daß der Effekt der Horizontalkühlung erfaßt und modelltechnisch interpretiert werden kann. Die Simulation der Betriebszustände kann somit als ein potentiell Werkzeug zur Abbauüberwachung herangezogen werden.

5 Zusammenfassung

Die Untersuchungen haben gezeigt, daß der Kopfdruckanstieg infolge nichtisothermer Injektion unter der Voraussetzung konstanter Injektionstemperaturen und -volumenströme mit Hilfe analytischer Lösungen quantifizierbar ist. Diese Berechnungen können als Grundlage für Sensitivitätsuntersuchungen und die Kalibrierung numerischer Modelle eingesetzt werden. Letztere ermöglichen die Simulation zeitlich veränderlicher Betriebsregime und somit die Simulation von GHZ-Betriebszuständen. Der verwendete Simulator FEFLOW erwies sich dabei als geeignet, wobei die Untersuchungen ergaben, daß bei gekoppelten Druck- und Temperaturberechnungen die Diskretisierung der Bohrungen unter Verwendung der „Ringraum-Beschreibung“ eine gute Approximation der realen Strömungs- und Transportprozesse ermöglicht.

Am Beispiel der GHZ in Neustadt-Glewe konnte das Verfahren überprüft und der thermische Einfluß auf das Injektionsverhalten verifiziert werden. Damit steht ein Werkzeug zur Verfügung, daß während des GHZ-Betriebs (1) zur Abbau- und (2) zur Betriebsüberwachung eingesetzt werden kann. Letztere verfolgt dabei das Ziel, potentielle, mechanische Schädigungen des Reservoirs von thermisch induzierten Injektivitätsverringerungen unterscheiden und somit gegebenenfalls frühzeitig technische Maßnahmen zur Stabilisierung der Injektion durchführen zu können. Darüber hinaus kann die Numerik für zukünftige Betriebsszenarien eingesetzt werden, um die thermische und hydraulische Entwicklung im Speicher zu prognostizieren und die Anlagenfahrweise entsprechend zu optimieren.

Die Auswertung der Meßwerte aus Neustadt-Glewe ergab nur eine begrenzte Datenbasis, die für eine Nachrechnung der Betriebsdaten geeignet waren. Aufgrund der Tatsache, daß die Qualität numerischer Ergebnisse im Wesentlichen von der Datengrundlage abhängig ist, wäre daher eine kontinuierliche Datenerfassung und -archivierung ohne Mittelwertbildung für die Bewertung von Betriebszuständen und die Ableitung von Prognosen von Vorteil.

6 Literatur

- Benson, S.M. et al., Analysis of Thermally Induced Permeability Enhancement in Geothermal Injection Wells, Proc. Twenty-second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanf., Ca. January 20-22, 1987, SGP-TR-109 57-65, 1987.
- Diersch, H.-J.G., Modellierung und numerische Simulation geohydrodynamischer Transportprozesse, Habilitation (Dissertation B), Akademie der Wissenschaften der DDR, Berlin 1985; Nachdruck WASY GmbH, Berlin 1991; 267 S., 1985.
- Diersch, H.-J., O. Kolditz und J. Jesse, Finite element analysis of geothermal circulation processes in hot dry rock fractures, Zeitsch. Angew. Math. Mech., 69, 3, 139-159, 1989.
- Diersch, H.-J.G., FEFLOW - An interactive graphics-based finite-element simulation system for groundwater contamination-processes, User's Manual; WASY GmbH Berlin; 79 S., 1991.
- Diersch, H.-J.G., FEFLOW - Physical Basis of Modeling; WASY GmbH Berlin; 81 S., 1996.

Emissionsbilanz des Geothermischen Heizwerkes Neustadt-Glewe für das Betriebsjahr 1996

Kuno Schallenberg, Dr.-Ing. Heiner Menzel** und Kemal Erbas**

* *GeoForschungsZentrum Potsdam*

** *Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH*

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	184
2 Methodik.....	184
3 Lokale Emissionsbilanz	185
4 Globale Emissionsbilanz.....	188
5 Schlußfolgerungen	190
6 Literatur.....	191

Abstract

The CO₂-emission of the geothermal heating plant Neustadt-Glewe in operation was calculated from operation data of the year 1996. The comparison to a conventional oil heating station, calculated for the same supply scenario shows, that a reduction to about 20 % by using geothermal energy is possible.

1. Einleitung

Die Umweltbelastungen durch Emissionen aus der Bereitstellung von Energie nehmen in der öffentlichen Diskussion einen breiten Raum ein. Neben der Nutzung von Einsparpotentialen und der Optimierungen der konventionellen Technik soll der Einsatz regenerativer Energien einen Beitrag zur Reduktion der Emissionen liefern. Hier hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, bis zum Jahre 2002 eine Reduzierung um 25 % bezogen auf den CO₂-Ausstoß des Jahres 1990 zu erreichen. Von diesem Ziel ist etwa die Hälfte (12,4 %) erreicht [Uhlmannsiek, 1998].

Geothermische Heizzentralen stellen Wärme aus der Erde zu Heizzwecken zur Verfügung. Diese Anlagen erfordern aus ökonomischen Gründen den Einsatz von konventionell betriebenen Kesselanlagen zur Deckung der Spitzenlast in den Heiznetzen. Außerdem ist der Einsatz zusätzlicher parasitärer Energien (z. B. Elektroenergie zum Antrieb der Unterwasserpumpe) notwendig. Es ist daher erforderlich, auch für eine geothermische Wärmebereitstellung eine Emissionsbilanz zu erstellen.

Um eine Einschätzung der vermiedenen Emissionen durchzuführen, werden mit Hilfe der Betriebsdaten der GHZ Neustadt-Glewe aus dem Jahr 1996 Bilanzen bezüglich des Schadstoffausstoßes dieser Anlage erstellt. Die Ergebnisse werden mit Abschätzungen der Emissionen von Anlagen verglichen, welche dieselbe Versorgungsaufgabe erfüllen sollen.

2. Methodik

Da in diesem Text nur aus dem Betrieb resultierende Emissionen verglichen werden, erscheinen zwei unterschiedliche Ansätze sinnvoll:

- 1) Es wird der Einfluß des Anlagenbetriebes auf das nahe Umfeld der Anlage („vor Ort“) betrachtet. Hierbei wird zwar die Emission der vor Ort verbrannten Brennstoffe berücksichtigt, jedoch wird der Einsatz von Elektroenergie nicht bewertet. Elektroenergie wird in einem entfernt gelegenen Kraftwerk bereitgestellt und liefert daher keinen Beitrag zu den lokalen Emissionen.
- 2) Die „globale“ Berechnung der Emissionen berücksichtigt auch die Emissionen, die bei der Bereitstellung der Elektroenergie im Kraftwerk anfallen. Ebenfalls berücksichtigt sind diejenigen Emissionen, welche aufgrund der Bereitstellung der konventionellen Brennstoffe am Anlageneingang anfallen.

Eine weitere Möglichkeit besteht in einer „ganzheitlichen“ Bilanzierung. Diese bezieht zusätzlich zur „globalen“ Bilanz die im Zusammenhang mit der Erstellung, Wartung und Entsorgung der Anlage verbundenen Emissionen ein. Eine Abschätzung der Erfolge unter diesen Randbedingungen ist im Aufsatz „*Energie und Emissionsbilanzen der Geothermieanlagen in Neustadt-Glewe und Riehn*“ in diesem Band enthalten.

Die Kennzahlen zur Bestimmung der Emissionswerte werden der GEMIS-Studie in der Version 2.1 [GEMIS, 1995] entnommen. Unterschiede zur prognostizierten Emission werden diskutiert.

3. Lokale Emissionsbilanz

Die Emissionsbilanzen sind für zwei unterschiedliche Ansätze, jeweils auf Basis der im Bericht „*Das geothermische Heizwerk in Neustadt-Glewe im Betriebsjahr 1996*“ wiedergegebenen Tabellen 4-1 und 4-2, erstellt worden.

Zunächst wird die Situation „vor Ort“ beleuchtet. „Vor Ort“ bedeutet in diesem Fall, daß keine Betrachtung der Emissionen, die bei der Exploration, Förderung, Aufbereitung, Transport etc. anfallen, erfolgt. Auch eine Betrachtung der in einer zentralen Anlage zur Elektroenergieproduktion entstandenen Emissionen, beispielsweise durch Elektroenergieeinsatz zum Pumpenantrieb, erfolgt nicht.

Die Resultate sind in Abbildung 3-1 mit monatlicher Auflösung dargestellt. Alle Emissionen, die auf Verbrennungsvorgängen beruhen, sind unter der Vorgabe eines vollständigen Umsatzes der Kohlenstoffatome zu Kohlendioxid (CO₂) berechnet worden. Jede der drei Säulenreihen stellt die Emissionen einer bestimmten Anlagenkonfiguration zur Versorgung des Heiznetzes Neustadt-Glewe dar. „Heizölanlage“ steht hier für eine ausschliesslich mit Heizöl EL befeuerte Versorgungseinrichtung, die alternativ zur geothermischen Heizzentrale erstellt werden müsste, um die gleichen Aufgaben zu erfüllen, wie diese. Die Emissionen der Anlage wurde mit einem Anlagenwirkungsgrad von 75 % berechnet. Als unterer Heizwert wurde für Heizöl EL laut *Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 94/95* ein Wert von 42.700 kJ/kg angesetzt und mit einer Dichte von 0,84 kg/l gerechnet. Diese Werte führen zu einer volumetrischen Energiedichte von 9,96 kWh/l. Ebenfalls aus der oben zitierten Literatur wurde ein Massenanteil an Kohlenstoff im Heizöl EL von 86 % angesetzt.

Die „Erdgasanlage“ entspricht in ihren Anforderungen der „Heizölanlage“, jedoch wurden andere spezifische Werte entsprechend obiger Literatur eingesetzt:

Unterer Heizwert: 37.300 kJ/m³; Dichte: 0,78 kg/m³; Massenanteil Kohlenstoff: 75 %.

Die mit „Geothermieanlage“ bezeichnete Reihe umfasst die Emissionen der gesamten, in Neustadt-Glewe in Betrieb befindlichen Anlage, also inklusive der Spitzenlastsysteme. Auch diese Reihe spiegelt deutlich die erhöhten Emissionen in der Stillstandsphase des geothermischen Teils im August wider.

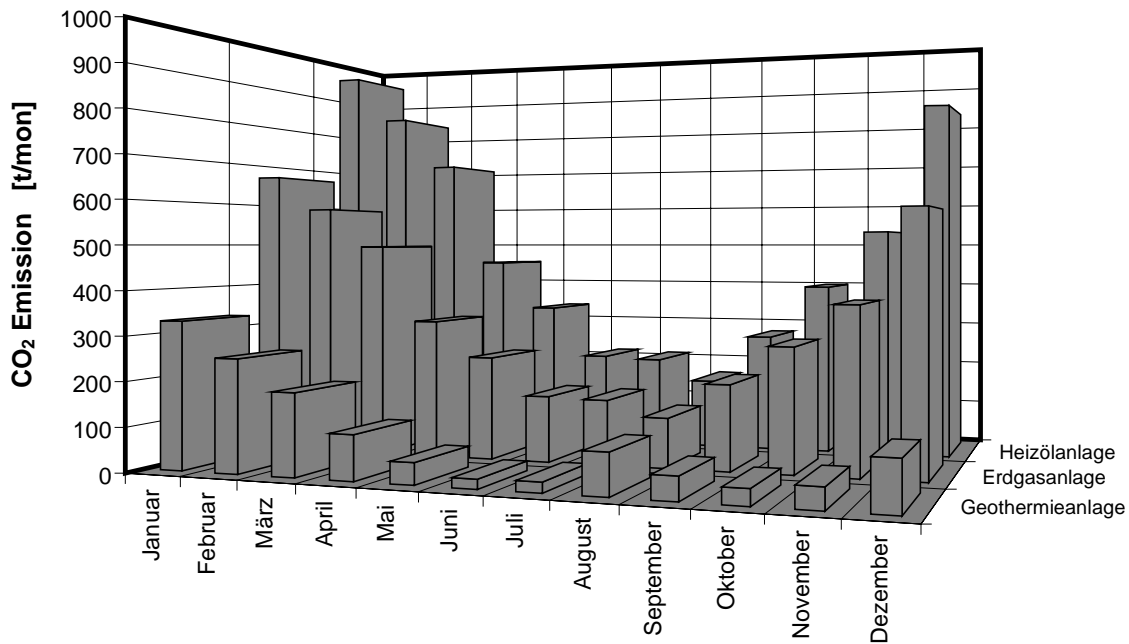


Abb. 3-1: Vergleich der monatlichen, lokalen Emissionen unterschiedlicher Wärmebereitstellungssysteme (Betriebsjahr 1996)

Die aufsummierten Werte des Jahres 1996 sind in Abbildung 3-2 wiedergegeben.

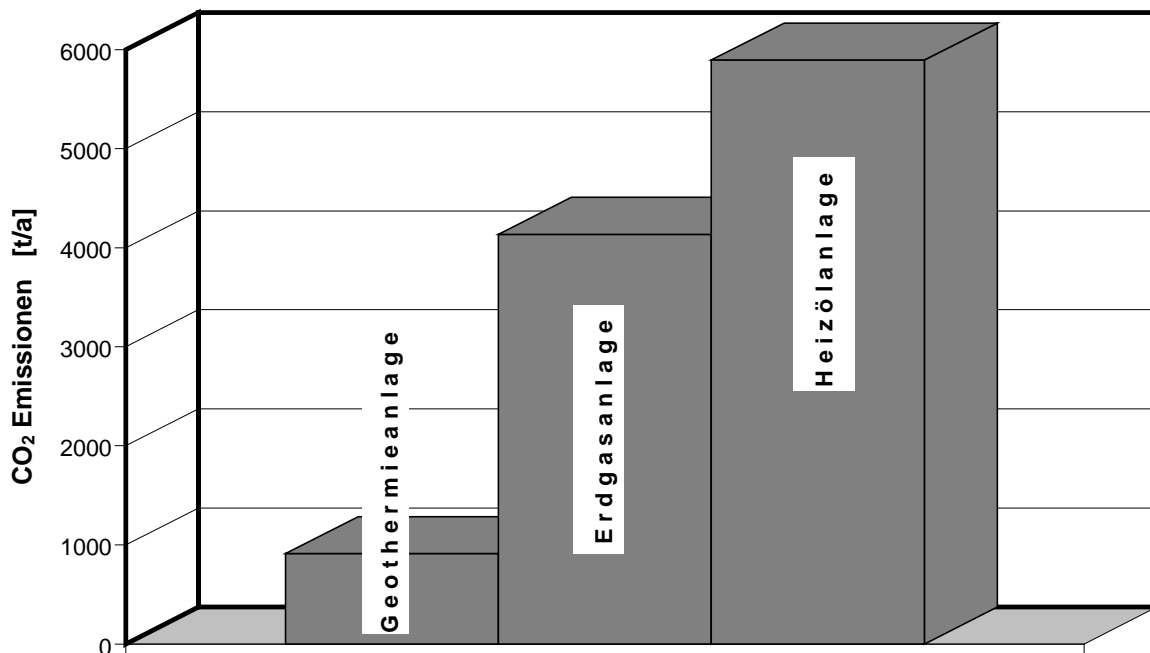


Abb. 3-2: Jährliche, lokale CO₂-Emissionen verschiedener Wärmebereitstellungssysteme (Betriebsjahr 1996)

In der Planungsphase wurden nicht nur die Werte für das emittierte CO₂ angegeben, sondern auch für die Schadstoffe Kohlenmonoxid (CO), Stickoxid (NO_x) und Schwefeldioxid (SO₂). Die Berechnung dieser Emissionen folgt der GEMIS-Studie in der Version 2.1 [GEMIS, 1995]. Hier sind den Energieträgern durchschnittliche Emissionswerte zugeordnet. Die Emissionen im Sinne dieser Studie umfassen auch diejenigen Anteile, welche durch die Vorkette

Erkundung, Aufbereitung, Transport und Lagerung anfallen. Auch diese Beträge sind zusätzlich zur „lokalen“ Bilanz enthalten. Die Berechnung auf Basis dieser Werte führt zu den in Abbildung 3-3 dargestellten Gesamtbeträgen. Abbildung 3-4 zeigt die kalkulierten Werte, die der Literatur entnommen sind [Geothermische Energie, 1995].

Der Vergleich der Prognose-Daten (Abbildung 3-4) mit den Meßwerten (Abbildung 3-3) zeigt eine deutliche Differenz. Ursache hierfür ist sicherlich, daß die Diagramme vermutlich auf Basis unterschiedlicher Kennwerte für die Emissionen entstanden, denn wenn die jährliche Wärmemenge als ausschließlicher Grund in Frage käme, wären die Säulenhöhen im Verhältnis untereinander gleich. Jedoch übersteigt beispielsweise der Wert für das jährlich emittierte SO₂ der Heizölfeuerung in der Darstellung der Emissionsprognose den Wert des CO₂. Die auf Basis der Meßwerte und der GEMIS-Studie berechneten Ergebnisse zeigen dieses Verhalten nicht.

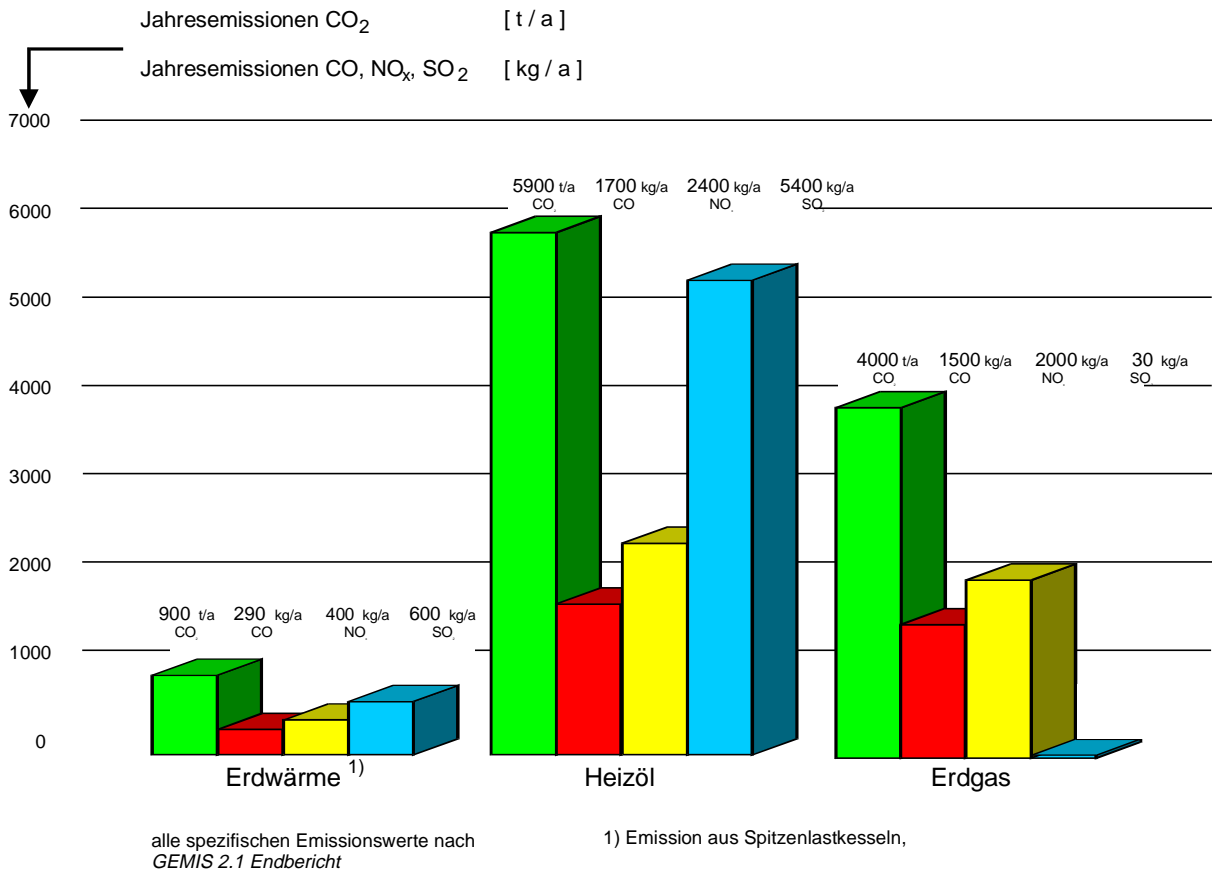


Abb. 3-3: Jährliche Emissionen verschiedener Schadstoffe ohne Berücksichtigung der Elektroenergie (Basis: Meßwerte 1996)

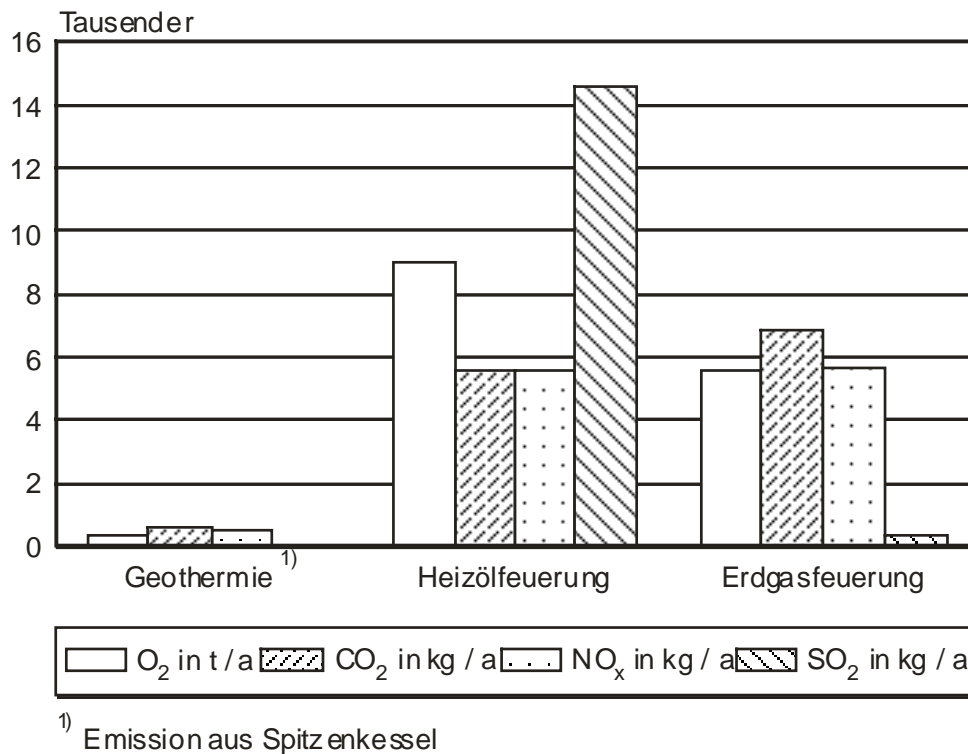


Abb. 3-4: Jährliche Emissionen verschiedener Schadstoffe ohne Berücksichtigung der Elektroenergie (Prognose, aus: [Geothermische Energie, 1995](#))

4. Globale Emissionsbilanz

Mit dem Betrieb von Heiznetzen ist der Einsatz von Elektroenergie für die netzspeisenden Pumpen verbunden. Der Energieaufwand hierfür ist bei den betrachteten Vergleichsanlagen auf Basis von Erdgas und Heizöl und bei der bestehenden Anlage gleich groß. Da der Vergleich dieser drei Anlagenkonfigurationen angestrebt wird, bleibt dieser Einsatz hier unberücksichtigt. Verbunden mit dem Betrieb einer geothermischen Anlage wie der in Neustadt-Glewe ist der zusätzliche Betrieb der Unterwassermotorpumpe. Diese fördert das Thermalwasser in den obertägigen Kreislauf. Ohne ihren Einsatz ist kein Betrieb der geothermischen Anlagenteils möglich.

Die Emissionen aufgrund des Elektronergieeinsatzes fallen am Standort Neustadt-Glewe nicht an. Im weiteren räumlichen Rahmen betrachtet sind sie vorhanden. Für einen vollständigen Vergleich der Betriebsemissionen sollten sie daher betrachtet werden.

Für die Bewertung der Elektroenergie gibt [GEMIS, 1995](#) mehrere mögliche Modelle an: Die Studie unterscheidet nach den Kriterien: Mittlerer Strom (Mix, innerhalb der BRD, basierend auf einer Verteilung der „Produzenten“ von 1992), Grundlaststrom, Fahrstrom Bahn, Heizstrom (Mix) und Heizstrom (Kohle). Hier wurden die Emissionen der Spalte „Mittlerer Strom (Mix)“ herangezogen.

Die Ergebnisse dieser Gesamtkalkulation der betriebsgebundenen Emissionen sind in Abbildung 4-1 dargestellt. Ein deutlicher Anstieg insbesondere der Emissionen von CO, NO_x und SO₂ ist zu verzeichnen. Auch der Wert für das CO₂ steigt unverhältnismäßig an. Diese Erhöhung entsteht aufgrund der hohen Emissionen, welche mit der Produktion von Elektroenergie verbunden sind. Insbesondere der Wert für die SO₂-Emission ist im Falle einer erdgasgefeuerten Vergleichsanlage sogar niedriger.

Die Beurteilung von Belastungen durch erhöhte oder niedrige Emissionen hängt davon ab, welchen Effekt es zu betrachten gilt. Wenn es das einzige Ziel einer Anlage wäre, die Belastung des Regens durch saure Anteile zu verringern, so wäre eine GHZ gegenüber einer mit Erdgas gefeuerten Anlage im Nachteil. Betrachtet man den Einfluß der Emissionen einer Anlage auf den Treibhauseffekt, so weist *GEMIS (1995)* unter den hier betrachteten Emissionen nur für das CO₂ einen Langzeiteffekt aus. Gerade dieser Anteil am Ausstoß ist im Vergleich gering und berechtigt dazu, den positiven Effekt von geothermischen Anlagen zu benennen. Um diesen Sachverhalt zu belegen, wurden weitere Werte für Emissionen bestimmt. Hier sind insbesondere die Werte für Methan (CH₄) und für Distickstoffmonoxid (N₂O) von Bedeutung. Diese beiden Komponenten weisen sowohl ein hohes Reflexionsvermögen für Wärmestrahlung als auch eine ausreichende Lebensdauer (Stabilität) zum Vordringen in die für den Treibhauseffekt relevanten Bereiche der Atmosphäre auf. Von diesen Komponenten geht eine Langzeitwirkung aus.

Die Studie *GEMIS (1995)* geht hier so vor, daß die für diesen Effekt bedeutenden Anteile der Emissionen mit einem Wertungsfaktor multipliziert und addiert werden. Diese Kenngröße wird CO₂-Äquivalent genannt. Die Höhe des Bewertungsfaktors richtet sich nach den erwähnten Reflexionseigenschaften und der Lebensdauer und ist auf den Wert 1 für reines CO₂ bezogen. Tabelle 4-1 faßt die in der zitierten Studie vorgeschlagenen und in der vorliegenden Berechnung verwendeten Faktoren zusammen.

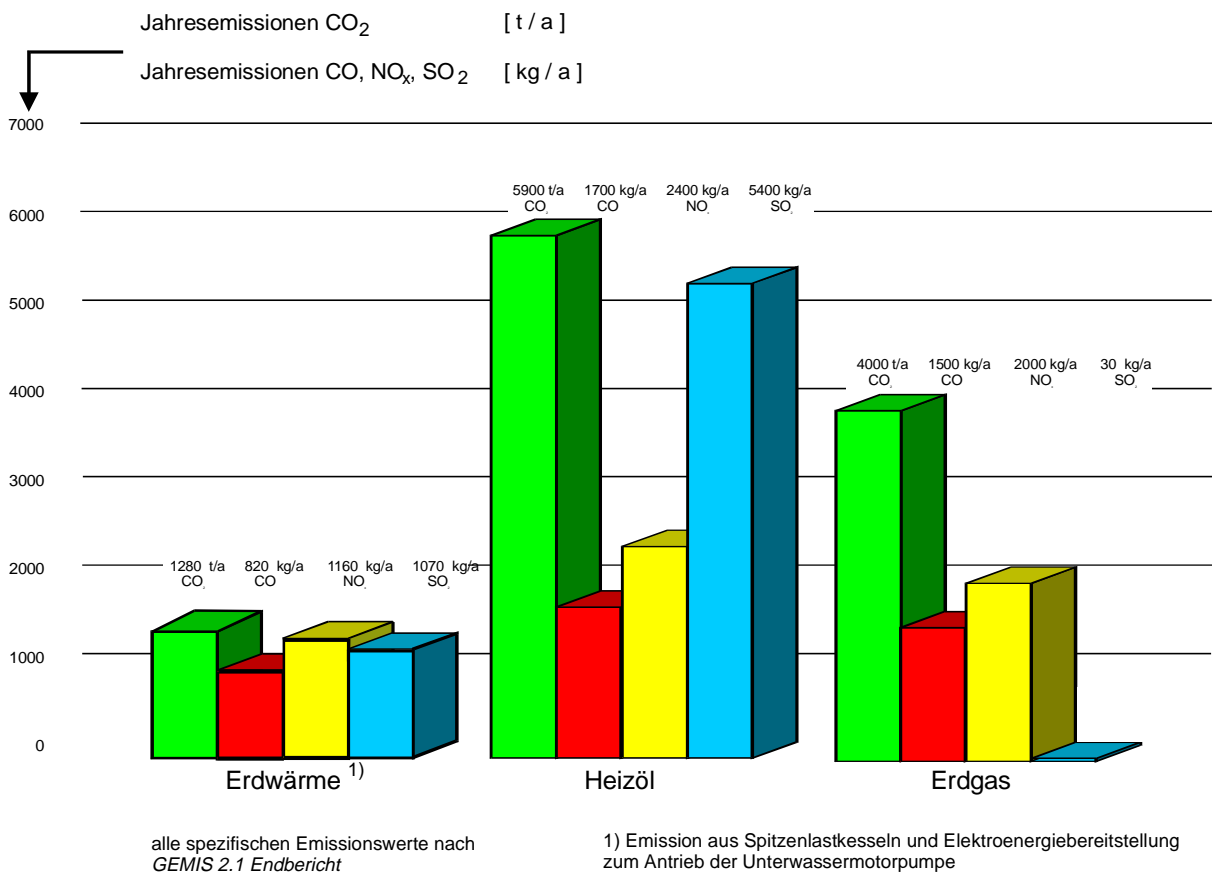


Abb. 4-1: Emissionen der GHZ Neustadt-Glewe unter Beachtung der Vorketten und des Elektroenergieeinsatzes für die Unterwassermotorpumpe.

Treibhausgas	Integrationszeit		
	20 Jahre	100 Jahre	500 Jahre
CO ₂	1	1	1
CH ₄	34	11	4
CO	0	0	0
NO _x	0	0	0
N ₂ O	250	207	170

Tab. 4-1: Kenngrößen der Emissionen als Beitrag zum Treibhauseffekt, *GEMIS (1995)*

In diesem Bericht werden die Werte für eine Integrationszeit von 100 Jahre zugrunde gelegt. Abbildung 4-2 zeigt in gleicher Weise wie Abbildung 3-2 die jährlichen Emissionen. Hier sind jedoch die mit den Kenngrößen nach Tabelle 4-1 bewerteten Emissionen zu einem CO₂-Äquivalent zusammengefaßt. Es zeigt sich bei diesem Vergleich deutlich die Überlegenheit der GHZ in Neustadt-Glewe.

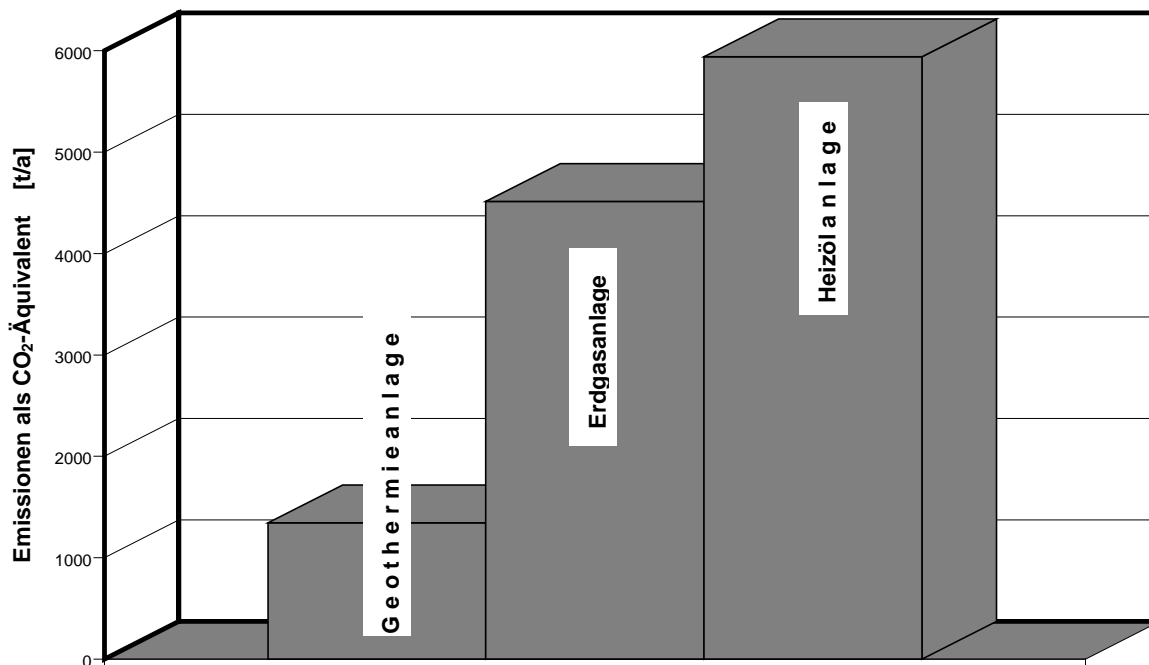


Abb. 4-2: Vergleich der emittierten CO₂-Äquivalente verschiedener Systeme bei einer Integrationszeit von 100 Jahren

5. Schlußfolgerungen

Zur Berechnung der Emissionen geothermischer Anlagen sind zwei unterschiedliche Bilanzräume betrachtet worden. Die unter Vernachlässigung der parasitären Energien bestimmten Ergebnisse zeigen deutlich geringere Emissionen als die im globalen Rahmen erstellten. Legt man zu dem räumlich erweiterten Bereich eine zeitliche Erweiterung in dem Sinne an, daß auch die für die Erstellung und Entsorgung aufgewendeten Emissionen einbezogen werden, so wird sich der Betrag noch einmal erhöhen. Aus dem Beitrag „Energie und Emissionsbilanzen der Geothermieanlagen Neustadt-Glewe und Riehn“ in diesem Band geht hervor, daß dadurch nur geringe Unterschiede auftreten.

Insgesamt zeigen die unterschiedlichen Ergebnisse die Bedeutung der Bilanzgrenzen. Für die jeweilige Fragestellung muß eine konkrete Abgrenzung erfolgen.

Eine weitere Schwierigkeit im Zusammenhang mit den Emissionsbilanzen ergibt sich aus der Bewertung der Ergebnisse. Während im Bereich der CO₂-Emission im Falle der lokalen Bilanz eine Änderung auf ca. 22,5 % (15,5 %) der gasgefeuerten (ölgefeuerten) Vergleichsanlage nachzuweisen ist, kann für den Vergleich der beiden Systeme im globalen Bilanzraum eine Reduktion auf 32 % (22 %) erreicht werden. Gleichzeitig fällt bei der globalen Bilanz mehr SO₂ an als bei der gasgefeuerten Vergleichsanlage, jedoch weniger als bei Ölfeuerung. Die Emissionen der Schadstoffe CO und NO_x sind niedriger als bei beiden Vergleichsanlagen, jedoch im Vergleich zur lokalen Bilanz deutlich verschlechtert. Somit kann in Bezug auf das Versauerungspotential (vorrangig durch den Gehalt an SO₂ bestimmt) sogar eine Verschlechterung in bezug auf die gasgefeuerte Anlage ausgewiesen werden. Die anschließende Bilanzierung des Einflusses auf den Treibhauseffekt zeigt trotz allem die deutlichen Vorteile der Geothermieanlage in Neustadt-Glewe.

Eine Bilanzierung des Gesamteffektes (Treibhauseffekt, Versauerungspotential, Eutrophierungspotential, etc.) ist auf Basis des heutigen Wissens nicht zu erstellen. Eine Bewertung aller Effekte mit einer gemeinsamen Größe steht aus.

6. Literatur

GEMIS, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme, Version 2.1, Erweiterter Endbericht; im Auftrag des Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten unter Mitarbeit des Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie e. V.; Wiesbaden, 1995.

Geothermische Energie; Mitteilungsblatt der Geothermischen Vereinigung; Heft 11, Sonderheft Neustadt-Glewe; Mai 1995.

Uhlmannsiek, B., Merkel sieht Fortschritt beim Klimaschutz; Informationszentrale der Energiewirtschaft e.V. (Hrsg.), Stromthemen Nr.8, August 1998.

Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik, Recknagel, Sprenger und Schramek; Oldenbourg Verlag GmbH, München, 1995.

Energie- und Emissionsbilanzen der Geothermieanlagen Neustadt-Glewe und Riehen

Martin Kayser und Martin Kaltschmitt, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen, Universität Stuttgart

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung.....	194
2 Geothermische Wärmebereitstellung in Riehen und Neustadt-Glewe	195
2.1 Geothermische Heizzentrale Riehen.....	195
2.2 Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe	196
3 Material-, Energie- und Umweltanalyse.....	197
3.1 Materialbilanzen	198
3.2 Energiebilanz	199
3.3 Emissionsbilanzen	202
4 Schlußbetrachtung.....	205
5 Literatur.....	206

Abstract

The use of hydrothermal accessible geothermal energy resources for low-temperature heat generation is regarded as a promising possibility of reducing the environmental impact of energy production. The present paper therefore endeavours to determine by way of example the environmental load, or relief, resulting from the use of existing geothermal heating stations for covering a defined energy requirement as compared with an equivalent, substitutable, production of heat from light heating oil or natural gas, respectively. For this purpose it adopts a quantitative balancing method based on selected parameters which also takes plant construction and disposal into account (Life-Cycle-Analysis). The results thus obtained are interpreted with regard to the potential of this technology for contributing to an environmentally and climatically more sound energy supply in Germany.

The emissions of CO₂-equivalents are almost exclusively attributable to plant operation. This is why the geothermal heating stations show distinctly lower emissions than the fossil fueled heating stations. Relative to the fossil fueled heating stations their emissions of CO₂ equivalents are reduced by up to 82 % depending on plant configuration. The CO₂-equivalents of the geothermal plants is largely caused by CO₂ itself, which means that it results mainly by the additional use of fossil fuel for the peak load plant, heat pumps, and block heating station. This is also the reason for the less favourable values of the geothermal heating station in Riehen compared with that in Neustadt-Glewe. The high hydrogen content of natural gas relative to light heating oil results in lower carbon dioxide emission and consequently in less CO₂-equivalents released by the gas heating station compared with the oil heating station.

1 Einleitung

Eine Substitution der gegenwärtig realisierten Form der Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern (d. h. leichtes Heizöl, Erdgas) durch Erdwärme ist im Hinblick auf eine Reduzierung der mit der Wärmebereitstellung verbundenen Umwelteffekte letztlich nur dann sinnvoll, wenn auch unter Einbeziehung sämtlicher vor- und nachgelagerter Prozesse eine Verringerung der Umwelteffekte erreicht wird. Bei einem Vergleich dürfen damit nicht nur die direkten Umwelteffekte beispielsweise infolge des Anlagenbetriebs betrachtet werden; vielmehr müssen auch die Anlagenerrichtung und -entsorgung sowie die jeweils vorgelagerten Prozesse (u. a. Stahlherstellung, Bereitstellung der fossilen Treib- und Brennstoffe) mit einbezogen werden.

Vor diesem Hintergrund wurden bereits im *Geothermie Report 96-1* die ersten (vorläufigen) Ergebnisse einer Bilanzierung der Heizzentrale Riehen veröffentlicht. Inzwischen wurden auch für das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe die notwendigen Daten ausgewertet. Dadurch ist ein Vergleich der verschiedenen Nutzungsanlagen untereinander, aber auch mit einer Wärmebereitstellung aus fossilen Heizwerken möglich.

Im Gegensatz zu den 1996 durchgeführten Bilanzen der Heizzentrale Riehen und der ölgefeuerten Vergleichsanlage konnten für die vorgelagerten Prozeßketten sämtlicher eingesetzter Materialien und Energieträger Daten der [Ökoinventare \(1995\)](#) genutzt werden. Diese sind im Vergleich zu den zuvor genutzten Daten aus [GEMIS \(1994\)](#) detaillierter und differenzierter recherchiert, entsprechend sind die Ergebnisse der beiden Untersuchungen unterschiedlich. So betragen zum Beispiel die Energieaufwendungen für die Bereitstellung von leichtem Heizöl bzw. Erdgas in [GEMIS \(1994\)](#) jeweils 1,07 TJ/TJ, in [Ökoinventare \(1995\)](#) dagegen 1,17 TJ/TJ bzw. 1,09 TJ/TJ. Für die Bereitstellung von Stahl ist entsprechend [GEMIS \(1994\)](#) ein Energieaufwand 20,2 GJ/t notwendig, in den [Ökoinventare \(1995\)](#) sind 41,2 GJ/t angegeben. Diese Unterschiede ergeben sich in erster Linie dadurch, daß in [Ökoinventare \(1995\)](#) die

Prozeßschritte genauer und vollständiger als in [GEMIS \(1994\)](#) untersucht wurden. Weitere Unterschiede finden sich in den Annahmen der notwendigen Transportdistanzen für Materialien und Energieträger.

Die Abweichungen der Bilanzergebnisse der Heizzentrale Riehen zu den bereits veröffentlichten Ergebnissen im *Geothermie Report 96-1* erklären sich demnach durch die unterschiedliche Datenqualität der zugrundegelegten Prozeßketten. Die wesentlichen damals getroffenen Aussagen und Schlußfolgerungen haben sich aber trotz der unterschiedlichen Bilanzierungsgrundlagen bestätigt.

Im folgenden werden - nach einer kurzen Beschreibung der untersuchten Anlagen - ausgewählte Materialien, energetische Kenngrößen und bestimmte Umwelteffekte einer hydrothermalen Wärmebereitstellung im Vergleich zu einer substituierbaren Wärmebereitstellung aus leichtem Heizöl oder Erdgas unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerten Prozesse und damit "ganzheitlich" analysiert. Dazu werden exemplarisch die Geothermieanlage der Gemeinde Riehen bei Basel (Schweiz) sowie das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern (Deutschland) jeweils im Vergleich zu erdöl- bzw. erdgasgefeuerten Heizzentralen gleicher Leistung untersucht. Abschließend werden die Ergebnisse analysiert und im Kontext des Energiesystems Deutschland diskutiert.

2 Geothermische Wärmebereitstellung in Riehen und Neustadt-Glewe

Für das Verständnis der Ergebnisse werden zunächst die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen kurz dargestellt. Die Funktionsweise der Heizzentrale Riehen wurde bereits im *Geothermie Report 96-1* erläutert, wird aber der Vollständigkeit halber hier erneut zu beschreiben.

2.1 Geothermische Heizzentrale Riehen

Die maximale thermische Heizleistung der 1994 in Riehen bei Basel erbauten geothermischen Heizzentrale beträgt 14 MW. Die Vorlauftemperatur gleitet von 65 bis 90 °C [[Bußmann, 1994](#)]. Die Gesamtanlage besteht aus einer erdwärmenutzenden Grundlast- und einer fossil gefeuerten Spitzenlastanlage.

Über die Bohrung Riehen 1 wird Thermalwasser aus einer Tiefe von etwa 1 500 m mit einem Volumenstrom von ca. 72 m³/h mit einer in 390 m Tiefe eingehängten Tauchkreiselpumpe bei einer Bohrlochkopftemperatur von 62 °C gefördert und zur Grundlastzentrale gepumpt. Diesem Wasser wird hier über Wärmetauscher – abhängig von den Betriebsbedingungen – zwischen 450 und 1 420 kW an thermischer Leistung direkt entzogen [[Bußmann, 1994](#)]. Mit zwei Elektrowärmepumpen mit jeweils 1 410 kW thermischer Leistung wird das Thermalwasser anschließend auf etwa 25 °C gekühlt und das Heiznetzwater auf 69,5 °C erwärmt. Das abgekühlte Thermalwasser wird anschließend über die Bohrung Riehen 2 in eine Tiefe von rund 1 250 m verpreßt.

Die Stromnachfrage der Anlage wird von zwei erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerken mit je 834 kW thermischer und 454 kW elektrischer Leistung gedeckt; die in Kuppelproduktion anfallende Wärme steht mit rund 90 °C zur Verfügung [[Bußmann, 1994](#)]. Diese Wärmeenergie wird zusätzlich zu der Erdwärme ebenfalls ins Wärmenetz eingespeist. Eine kleinere Strahlungswärmepumpe sorgt für die Nutzbarmachung von Wärme in der Maschinenhalle ([Abb. 2-1](#)).

Die Spitzenlastanlage besteht aus drei mit leichtem Heizöl befeuerten Kesseln mit Low-NO_x-Brennern mit je 2 900 kW thermischer Leistung. Neben der Spitzenlastdeckung garantiert sie die Versorgungssicherheit bei Wartungsarbeiten und Ausfall der geothermischen Wärmebe-

reitstellung. Sie ist räumlich getrennt angeordnet. Grundlast- und Spitzenlastanlage arbeiten bivalent-parallel miteinander.

Insgesamt werden von dieser Anlage jährlich etwa 114 TJ an Wärme bereitgestellt. Davon resultieren etwa 39 % aus dem Thermalwasser und die verbleibenden 61 % aus dem erdgasgefeuerten BHKW zum Antrieb der Wärmepumpen in der Grundlastanlage sowie aus der mit leichtem Heizöl gefeuerten Spitzenlastanlage (etwa 15 % der bereitgestellten Gesamtenergie). Die Unterschiede der Wärmeabgabe zwischen verschiedenen Jahren sind gering; für die folgenden Rechnungen wird deshalb der ausgewiesene Wert über die unterstellte Betriebsdauer von 25 Jahren als konstant angenommen.

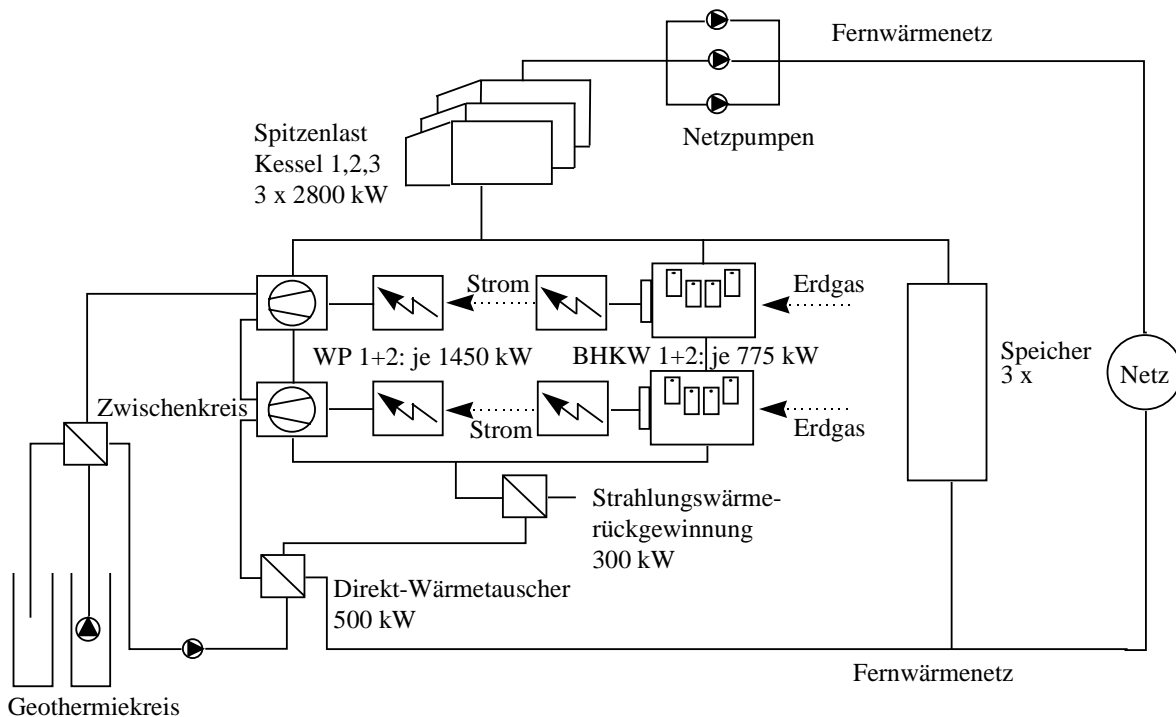


Abb. 2-1: Prinzipschema der Wärmeerzeugung in der Heizzentrale Riehen [Bußmann, 1994]

2.2 Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe

Das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe nutzt eine Förder- und eine Reinjektionsbohrung mit einer Endteufe von 2 450 bzw. 2 335 m bei einem Abstand zwischen den beiden Bohrungen von etwa 1 500 m. Sie erschließen den Speicherhorizont des Contorta-Sandsteins, in dem sich das energetisch nutzbare Thermalwasser mit einer Temperatur von 100 °C befindet. Dem Trärgestein werden 125 m³/h entnommen. Die Förder- und Injektionsbohrungen sind mit dem geothermischen Heizkraftwerk durch erdverlegte Rohrleitungen aus glasfaserverstärktem Kunststoff verbunden [Geothermie, 1995].

Die Wärmeauskopplung im Erdwärmeheizwerk erfolgt mit drei Titan-Plattenwärmetauschern mit einer maximalen thermischen Leistung von jeweils 3 500 kW, die lastabhängig geschaltet werden können (Abb. 2-2). Die Einbindung über einen Zwischenkreislauf mit hydraulischer Weiche erlaubt eine optimale Anpassung der Thermalwasserparameter Temperatur und Mengenstrom an die benötigte Leistung des Fernwärmenetzes. Insgesamt ist in der geothermischen Heizzentrale eine thermische Leistung von etwa 12 MW installiert; davon stammen etwa 6,5 MW aus dem direkten Wärmetausch mit dem Thermalwasser [Geothermie, 1995].

Die Spitzenlast wird über zwei unabhängig betriebene fossil gefeuerte Kesselanlagen abgedeckt. Dabei können etwa 5,6 MW thermischer Leistung aus einer mit leichtem Heizöl gefeuerten Heizanlage genutzt werden. 4,8 MW thermischer Leistung werden aus dem im Heizwerk installierten Gaskessel bereit gestellt. Zwischenzeitlich wurde jedoch das Fernwärmenetz soweit optimiert, daß zukünftig auf die mit leichtem Heizöl gefeuerte Spitzenanlage nahezu verzichtet werden kann. Die Abdeckung der Spitzenlast wird dann in der Regel ausschließlich durch Erdgas erfolgen, und eine Zufuierung mit leichtem Heizöl wird nur bei Ausfall der Geothermie eingesetzt [WEMAG, 1997]. In den folgenden Rechnungen wird dies unterstellt. Im Unterschied zur Heizzentrale Riehn wird in der Anlage in Neustadt-Glewe keine Wärmepumpe benötigt.

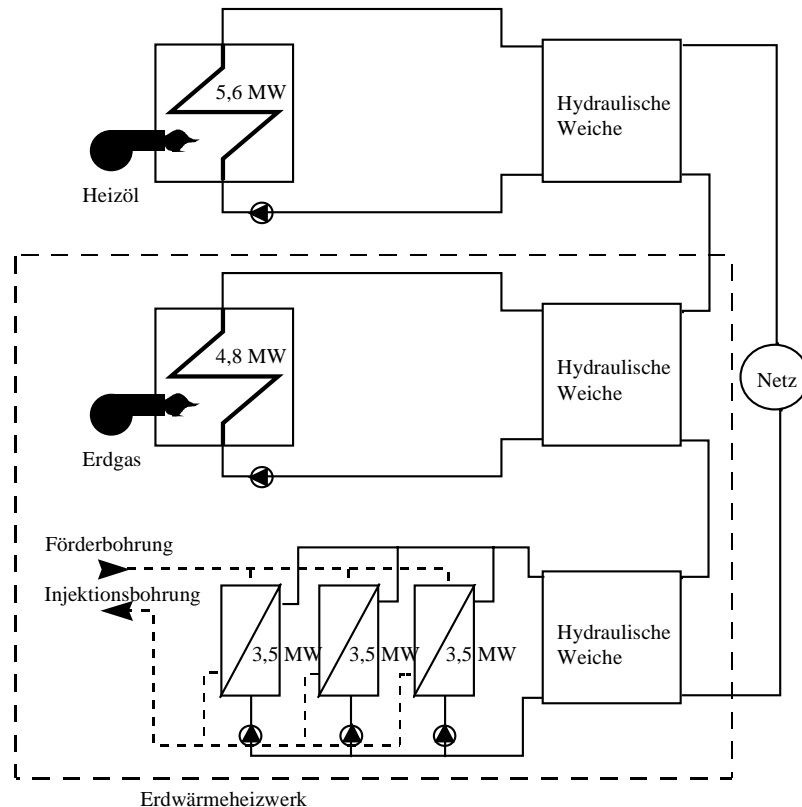


Abb. 2-2: Prinzipschema der Wärmeerzeugung des Erdwärmeheizwerkes Neustadt-Glewe [Geothermie, 1995]

Die Wärmeverteilung erfolgt über ein gleitend betriebenes Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 70 bis 90 °C und einer Rücklauftemperatur von 50 bis 65 °C.

Insgesamt wurden im Jahr 1996 etwa 60 TJ an Wärme bereitgestellt. Davon resultieren etwa 85 % aus dem Thermalwasser und die verbleibenden 15 % aus den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Spitzenlastanlagen. Obwohl in Zukunft die Wärmeabgabe des Erdwärmeheizwerkes gesteigert werden soll, wird für die folgenden Rechnungen der ausgewiesene Wert während der unterstellten Betriebsdauer von 25 Jahren als konstant angenommen.

3 Material-, Energie- und Umweltanalyse

Für die geothermischen Heizzentralen Riehn und Neustadt-Glewe wird im folgenden eine Energie- und Umweltanalyse – exemplarisch anhand ausgewählter luftgetragener Stofffreisetzungen – durchgeführt. Zunächst werden dazu die Materialbilanzen unter Berücksichtigung

aller massenmäßig relevanten Materialien erstellt ([Kapitel 3.1](#)); sie bilden – zusammen mit den direkten Energieeinsätzen – die Basis für die Energiebilanz ([Kapitel 3.2](#)). Letztere wiederum ist die Grundlage für die Bestimmung der untersuchten Emissionen bzw. der daraus resultierenden Wirkungspotentiale ([Kapitel 3.3](#)) – ggf. unter Berücksichtigung der Stofffreisetzungen aus nicht energiebedingten Prozessen.

Die Bilanzen werden für die existierenden und in Kapitel 2 beschriebenen geothermischen Heizzentralen im Verlauf der gesamten unterstellten Lebensdauer (d. h. Errichtung, Betrieb und Entsorgung) und unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerter Prozesse erstellt. Ziel ist es, diese geothermischen Heizzentralen bzw. den Nutzen, den sie bereitstellen (d. h. Endenergie am Anlagenausgang) mit vergleichbaren auf der Basis von leichtem Heizöl bzw. Erdgas gefeuerten Heizwerken anhand unterschiedlicher Kenngrößen zu vergleichen. Dazu wird unterschieden zwischen der Errichtung, dem Anlagenbetrieb (d. h. Wartung und Instandsetzung) im Verlauf der technischen Lebensdauer, der Entsorgung und den direkten Energieeinsätzen (d. h. Bereitstellung der zum Bau, zum Betrieb und zur Entsorgung der Anlage direkt benötigten Endenergieträger).

Zum Vergleich wird jeweils ein mit leichtem Heizöl (Ölheizwerk) bzw. Erdgas (Gasheizwerk) gefeuertes Heizwerk untersucht, das die jeweils gleiche Versorgungsaufgabe wie die beiden geothermischen Heizzentralen erfüllt. Das Wärmeverteilnetz (d. h. das Nah- bzw. Fernwärmenetz) wird dabei nicht berücksichtigt, da es unabhängig von der Technik der Wärmebereitstellungsanlage ist (d. h. Bilanzgrenze ist der Anlagenausgang) und folglich bei den geothermischen Heizzentralen und bei den fossil gefeuerten Heizwerken in gleicher Weise benötigt wird (d. h. vergleichende Bilanzierung). Es wird für alle Anlagen von einer 25-jährigen Betriebsdauer ausgegangen.

Als Methodik, die den im folgenden dargestellten Bilanzen zugrunde liegt, dient die der sogenannten ganzheitlichen Bilanzierung [u. a. [Voß, 1997](#)]. Sie lehnt sich an die Vorgehensweise an, die für die Erstellung von Produktökobilanzen in den letzten Jahren erarbeitet und in den verschiedenen DIN- und ISO-Gremien und damit national wie international schon weitgehend standardisiert wurde [u. a. [Kaltschmitt, 1996](#); [VDI, 1996](#); [Kaltschmitt, 1995](#); [Buwal, 1991](#); [Kaltschmitt, 1997](#); [Becher, 1997](#)]. Aufgrund dieser weitgehend anerkannten Vorgehensweise wird hier auf die Methodik nicht näher eingegangen.

3.1 Materialbilanzen

Bei den Materialbilanzen werden hier für die hauptsächlich verbauten Stoffe - Beton, Zement, Stahl und Aluminium - zwei unterschiedliche Größen, die Materialbindung in der eigentlichen Anlage und der daraus resultierende Verbrauch an mineralischen Ressourcen im Gesamtprozeß, ausgewiesen.

- **Materialbindung in der Anlage.**
Hier werden, ausgehend von der Materialbindung in der eigentlichen Konversionsanlage die jeweils benötigten Materialmengen für die Errichtung und den Betrieb der Anlage bestimmt; vorgelagerte Ketten werden bei der Berechnung dieser Größe demnach definitionsgemäß nicht berücksichtigt.
- **Verbrauch mineralischer Ressourcen.**
Zusätzlich wird der Verbrauch an mineralischen Ressourcen ausgewiesen. Hierbei gehen neben den direkt beim Bau, für den Betrieb und gegebenenfalls die Entsorgung der Konversionsanlagen erforderlichen Materialien auch die - soweit einer Quantifizierung derzeit zugänglich - indirekten Materialaufwendungen ein; darunter sind z. B. die Aufwendungen

zu verstehen, die für die Bereitstellung des Energieträgers oder für den Bau von Straßen erforderlich sind. Daraus errechnet sich die Entnahme an mineralischen Ressourcen aus der Erde (Aspekt Ressourcenverzehr; d. h. Eisenerz bei Eisen, Kupfererz bei Kupfer, Bauxit bei Aluminium, Kalkstein bei Beton). Die jeweils aktuelle Recyclingrate wird berücksichtigt.

In [Tabelle 3-1](#) werden die erhöhten Bauaufwendungen bei den Geothermieanlagen in den erhöhten Materialbindungswerten deutlich; es wird gegenüber den fossil gefeuerten Anlagen deutlich mehr an Stahl und Zement benötigt. Dies begründet sich im wesentlichen durch die erhöhten Errichtungsaufwendungen im Vergleich zu den fossil gefeuerten Anlagen, die primär in den vergleichsweise materialintensiven Bohrungen begründet liegen. Daneben sind bei den geothermischen Heizzentralen geringfügig erhöhte Bauaufwendungen für Gebäude notwendig. Aber auch die fossil gefeuerten Heizwerke zeigen Unterschiede untereinander auf. Für die gasgefeuerten Heizwerke reduziert sich durch den Wegfall der Tankanlagen (Gasanschluß) die Stahlbindung um etwa 54 %. Die Leitung für die Gasversorgung ist hier nicht berücksichtigt. Die Bauaufwendungen für die Gebäudehüllen (Zement) sind dagegen gleich.

	Einheit	Riehen	Neustadt-Glewe	Ölheizzentrale*	Gasheizzentrale*
Materialbindung					
Aluminium	kg/(TJ/a)	22,4	538	-	-
Kupfer	kg/(TJ/a)	0,1	0,9	-	-
Stahl	kg/(TJ/a)	8 509	13 901	3450 (6100)	1575 (2600)
Zement	kg/(TJ/a)	13 645	56 609	1175 (2225)	1175 (2225)
Verbrauch mineralischer Ressourcen					
Bauxit	kg/TJ	10	58	11 (11)	3 (3)
Kupfer ab Erz	kg/TJ	2	1	3 (3)	1 (1)
Eisen ab Erz	kg/TJ	968	771	384 (504)	314 (360)
Kalkstein	kg/TJ	1 591	4 482	704 (823)	313 (398)

* Wärmebereitstellung 114 TJ/a; () = 60TJ/a

Tab.3-1: Materialbilanzen

Unter dem Aspekt des Ressourcenverbrauchs an mineralischen Ressourcen sind die geothermischen Heizzentralen durch einen etwa gleichen bzw. nur geringfügig höheren Verbrauch an Bauxit (d. h. Aluminium) und Kupfer gekennzeichnet. Im Unterschied dazu ist der Verbrauch an Eisen bzw. Kalkstein mit dem 2,2 bis 5-fachen bzw. 5,4 bis 11-fachen deutlich höher. Dies liegt in den höheren Materialeinsätzen insbesondere für die Bohrungen zur Erschließung der geothermischen Ressourcen begründet. Deutlich wird auch, daß die Anlage in Neustadt-Glewe durch einen deutlich höheren Ressourcenverbrauch an Eisen und Kalkstein gekennzeichnet ist. Dies liegt im wesentlichen in der größeren Bohrungstiefe, aber auch durch die drei Gebäude dieser Anlage begründet. Es zeigt sich, daß hier eine tiefere Förder- und Verpreßbohrung materialintensiver ist als die Installation einer Wärmepumpe und eines Blockheizkraftwerkes.

3.2 Energiebilanz

Der Energieaufwand für die Energiebereitstellung ist eine weitere wesentliche Kenngröße einer Energiewandlungstechnik. Das Ergebnis einer derartigen Energiebilanz, bei der i. allg. alle Energieströme von der Wiege bis zur Bahre bilanziert werden, kann durch die folgenden drei Kenngrößen beschrieben werden [[Kaltschmitt, 1996](#); [VDI, 1996](#); [Kaltschmitt, 1995](#)].

- Unter dem kumulierten Energieaufwand (KEA) einer Energiebereitstellungstechnik ist der Primärenergieaufwand einschließlich aller vor- und nachgelagerten Prozesse zu verstehen,

der im Verlauf der zu erwartenden technischen Lebensdauer einer Anlage pro Einheit bereitgestellter Energie notwendig ist. Zur Berechnung des kumulierten Energieaufwandes wird hier die Ressourcenmethode verwendet, bei der nur die fossil biogenen und fossil mineralischen Primärenergieträger (d. h. erschöpfliche Primärenergieträger) wie Steinkohle, Erdöl und Uranerz ausgewiesen werden [Hoffmann, 1995]; regenerative Energien wie z. B. die Solarstrahlung oder die Wasserkraft werden dabei nicht berücksichtigt. Der kumulierte Energieaufwand ist damit gleichzeitig auch ein Maß für den Verbrauch an fossilen Energieressourcen, da er alle Ressourcenentnahmen an erschöpflichen Energieträgern berücksichtigt, die innerhalb einer definierten Zeitspanne direkt oder indirekt (z. B. in Form von Energie, die in Stoffen gespeichert ist) in die Energiebereitstellung einfließen. Der kumulierte Energieaufwand wird in Primärenergieäquivalenten angegeben; dabei geht in der Regel der untere Heizwert der Energierohstoffe ein. Der kumulierte Energieaufwand errechnet sich aus dem kumulierten Energieaufwand der Herstellung (KEA_H), dem der Nutzung (KEA_N) und dem der Entsorgung (KEA_E) [VDI, 1996]. Die verschiedenen Terme setzen sich wie folgt zusammen.

- Der energetische Herstellungsaufwand bestimmt sich aus der Summe sämtlicher energetischer Aufwendungen für die Herstellung der Konversionstechnik einschließlich der Rohstoffgewinnung und aller vorgelagerten Verarbeitungsstufen.
- Der kumulierte Energieaufwand für die Nutzung beinhaltet sämtliche energetischen Aufwendungen während des Anlagenbetriebs. Bei mit fossilen Energieträgern betriebenen Konversionsanlagen fallen darunter beispielsweise der Brennstoff, die Energieaufwendungen für Brennstoffgewinnung, -aufbereitung und -transport, die Bereitstellung weiterer für den Betrieb der Konversionsanlage erforderlichen Materialien für Wartung und Instandsetzung und die Entsorgung von betriebsbedingten Abfällen.
- Der Entsorgungsaufwand berücksichtigt die energetischen Aufwendungen, die bei der Entsorgung aller Anlagen und Betriebsmittel entstehen.

Der kumulierte Energieaufwand wird auf die insgesamt von der Anlage während der gesamten technischen Lebensdauer bereitgestellte Energie am Anlagenausgang bezogen. Damit ist der kumulierte Energieaufwand verschiedener Techniken vergleichbar.

- Der primärenergetisch bewertete Erntefaktor (EF_{prim}) gibt an, wievielfach mehr primärenergetisch bewertete Nutzenergie durch eine Technik zur Nutzenergiebereitstellung zur Verfügung gestellt wird, als zu ihrer Herstellung, ihrem Betrieb und ihrer Entsorgung aufgewendet werden muß. Dabei stellt der direkt in der Konversionsanlage eingesetzte Brennstoff (z. B. geothermische Wärme, Holz, Steinkohle) die durch die Anlage genutzte Energie dar; der Energieinhalt (d. h. Heizwert) des in der Konversionsanlage eingesetzten Brennstoffs (E_B) wird deshalb nicht bei der Berechnung des primärenergetischen Erntefaktors berücksichtigt und muß vom kumulierten Energieaufwand abgezogen werden (vgl. folgende Gleichung).

$$EF_{prim} = \frac{E_{Netto, prim}}{(KEA_H + KEA_N + KEA_E) - E_B}$$

Dabei beschreibt $E_{Netto, prim}$ die im Verlauf der technischen Lebensdauer der jeweiligen Konversionsanlage bereitgestellte primärenergetisch bewertete Energie. Im Falle der Geothermieranlagen wird hier die Substitutionsmethode gewählt. Dies bedeutet, daß die durch

Nutzung des geothermischen Potentials zur Verfügung gestellte Nettoenergie mit demjenigen Anteil fossiler Primärenergie bewertet wird, der durch die geothermische Nutzung eingespart wird. KEA_H , KEA_N und KEA_E stellen die ebenfalls primärenergetisch bewerteten bzw. substituierten kumulierten Energieaufwendungen dar.

- Die primärenergetische Amortisationszeit (AZ_{prim}) beschreibt den Zeitraum, innerhalb dessen die Nutzung einer Anlage zur Energiewandlung so viel primärenergetisch bewertete End- oder Nutzenergie bereitgestellt hat, wie für ihre Herstellung, ihre (zukünftige) Entsorgung und ihren Betrieb im Verlauf dieser Amortisationszeit aufgewendet werden muß (vgl. folgende Gleichung). Nach Ablauf dieser Zeitspanne stellt die Anlage damit "Netto"-Energie zur Verfügung. Die energetische Amortisationszeit ist somit unabhängig von der Lebensdauer der Konversionsanlage. Analog zur Berechnung des primärenergetischen Erntefaktors geht der Energieinhalt des Brennstoffs (E_B) in die Berechnung der energetischen Amortisationszeit nicht ein.

$$AZ_{prim} = \frac{(KEA_H + KEA_E) L}{E_{Netto, prim} - (KEA_N - E_B)}$$

Die primärenergetische Amortisationszeit ist demnach definiert als das Verhältnis zwischen dem Produkt aus dem kumulierten Herstellungs- und Entsorgungsenergieaufwand (KEA_H und KEA_E) und der technischen Lebensdauer L der Anlage und der Differenz zwischen der primärenergetisch bewerteten, im Verlauf der technischen Anlagenlebensdauer bereitgestellten Energie ($E_{Netto, Prim}$) und dem kumulierten Energieaufwand für die Nutzung (KEA_N), vermindert um den Energieinhalt (E_B) des eingesetzten Brennstoffs.

Wird der kumulierte Energieaufwand auf die gesamte, während der Lebenszeit der Anlagen zur Verfügung gestellte Endenergie bezogen, ergibt sich der in [Tabelle 3-2](#) ausgewiesene kumulierte fossile Energieaufwand (KEA_{Fossil}). Demnach ist eine hydrothermale Wärmebereitstellung im Vergleich zur ausschließlich mit fossilen Energieträgern realisierten Bereitstellung der gleichen Endenergie mit einem geringeren Einsatz an nicht erneuerbaren Energieressourcen verbunden. Dieser Mindereinsatz an fossilen Energieressourcen bei den geothermischen Heizwerken ist dabei direkt gekoppelt an den Erdwärmeanteil an der bereitgestellten Endenergie am Anlagenausgang, da die Energiebilanz im wesentlichen bestimmt wird durch den Anlagenbetrieb; Anlagenerrichtung und -entsorgung haben kaum einen Einfluß auf die die Energiebilanz bestimmenden Kenngrößen. Werden jedoch ausschließlich die Energieaufwendungen für Errichtung und Entsorgung untersucht, zeigt sich, daß hier höhere Werte bei den geothermischen Heizzentralen gegeben sind. Auch hier wird der deutlich höhere Materialeinsatz der Erdwärmeanlagen im Vergleich zu den fossil gefeuerten Anlagen deutlich.

Der höhere kumulierte fossile Energieaufwand der Heizzentrale Riechen im Vergleich zum Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe liegt in erster Linie in der insgesamt höheren fossilen Zufuehrung in Riechen begründet (d. h. dominierender Einfluß des Anlagenbetriebs auf die Energiebilanz). Hinzu kommt, daß im Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe keine Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke installiert sind und damit eine Temperaturanhebung durch fossile Zusatzenergie im Geothermieteil entfällt.

	Einheit	Riehen	Neustadt-Glewe	Ölheizzentrale*	Gasheizzentrale*
KEAFossil	MJ/GJ	767,0	267,0	1 348,0	1 221,0
Erntefaktor		8,1	15,4	4,9 (4,8)	8,0 (8,0)
Armortisationszeit	Monate	9,1	13,0	1,0 (1,8)	0,5 (0,9)

* Wärmebereitstellung 114 TJ/a; () = 60TJ/a

Tab. 3-2: Energiebilanz

Diese günstige Energiebilanz schlägt sich auch in den Erntefaktoren nieder. So zeigt das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe den höchsten Erntefaktor. Die ungünstigsten Erntefaktoren weist demgegenüber die Ölheizzentrale auf.

Bezüglich der energetischen Amortisationszeit zeigt sich, daß die fossil gefeuerten Heizwerke im Vergleich zu geothermischen Heizzentralen durch deutlich geringere Amortisationszeiten gekennzeichnet sind; dies liegt in der geringeren Materialintensität dieser Anlagen begründet (vgl. [Kapitel 3.1](#)). Von den untersuchten fossilen Heizzentralen zeigen dabei die gasgefeuerten Anlagen merklich geringere Amortisationszeiten. Dies ist auf die kleineren Errichtungsaufwendungen und damit die geringe Materialintensität derartiger Anlagen zurückzuführen. Außerdem ist eine Installation von Tankanlagen für die gasgefeuerten Heizzentralen nicht notwendig.

3.3 Emissionsbilanzen

Möglichkeiten zur Energienachfragedeckung können auch durch die damit verbundenen Stofffreisetzungen beschrieben werden. Darunter sind im Sinne einer Betrachtung von der Wiege bis zur Bahre neben den Emissionen, die beispielsweise direkt bei der Stromerzeugung im Kraftwerk oder bei der Verbrennung von Öl im Heizwerk frei werden, auch die indirekten Emissionen zu verstehen, die bei der Herstellung der Anlagen (z. B. Kraftwerk, Anlagen für Brennstoffförderung und -aufbereitung, Transport) in den vorgelagerten Prozeßketten freigesetzt werden.

Von der Vielzahl der durch gesetzliche Vorgaben limitierten und nicht limitierten Emissionen an Boden, Wasser und Luft werden im folgenden exemplarisch nur einige wenige luftgetragene Stofffreisetzungen betrachtet, die für bestimmte Umweltproblemfelder von besonderer Bedeutung sind. Neben den klimarelevanten Treibhausgasen Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O) werden hier die "klassischen" Luftschadstoffe Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxid (NO_x) und als weitere Gase mit versauernder Wirkung Chlorwasserstoff (HCl) und Ammoniak (NH₃) sowie die Schwermetallfreisetzungen an Cadmium (Cd) und Blei (Pb) bilanziert.

Die bilanzierten Emissionen werden entsprechend dem gegenwärtigen Stand der Diskussionen bei der ganzheitlichen Bilanzierung bzw. der Produkt-Ökobilanzen anschließend in Wirkungspotentiale überführt, durch die die jeweils korrespondierenden potentiellen Umweltwirkungen beschrieben werden können. Die verschiedenen ausgewiesenen Wirkungspotentiale werden im folgenden definiert:

- Treibhauspotential

Das Treibhauspotential ist ein Maß für den potentiellen Beitrag anthropogen verursachter Stofffreisetzungen zur Erwärmung der Erdatmosphäre. Es errechnet sich aus Kohlenstoffdioxid (CO₂; Faktor 1) als Referenzsubstanz, Methan (CH₄; Faktor 21) und Distickstoffo-

xid (N_2O ; Faktor 310) und wird in CO_2 -Äquivalenten angegeben [vgl. Heijungs, 1992; UBA, 1995].

- Versauerungspotential

Das Versauerungspotential ist ein Maß für die Versauerung von Böden und Gewässern infolge von Emissionen mit versauernder Wirkung. Es errechnet sich aus Schwefeldioxid (SO_2 ; Faktor 1) als Referenzsubstanz, Stickstoffoxid (NO_x ; Faktor 0,7), Ammoniak (NH_3 ; Faktor 1,88) und Chlorwasserstoff (HCl ; Faktor 0,88) und wird in SO_2 -Äquivalenten angegeben [vgl. Heijungs, 1992; UBA, 1995; Houghton, 1996].

- Eutrophierungspotential

Das Eutrophierungspotential ist ein Maß für die potentielle übermäßige Zufuhr an Nährstoffen in Gewässer und Böden infolge von Emissionen mit eutrophierender Wirkung. Als Referenzsubstanz dient das bei den untersuchten Lebenswegen nicht signifikant auftretende und daher unberücksichtigte Phosphat. Es errechnet sich lediglich aus Stickstoffoxid (NO_x) [vgl. Heijungs, 1992; UBA, 1995; Houghton, 1996].

- Humantoxisches Potential

Das im folgenden exemplarisch für die Wirkungskategorie Humantoxizität betrachtete Potential ist ein Maß für die potentielle Schädigung bestimmter Stoffe mit humantoxischer Wirkung. Als Gewichtungsfaktoren für die hier betrachteten einzelnen Luftschadstoffe dienen die Kehrwerte der in der TA Luft (Technische Anleitung Luft) angegebenen jeweiligen Immissions-Grenzwerte (d. h. MIK-Werte). Das humantoxische Potential errechnet sich demnach aus Stickstoffoxid (NO_x ; Faktor $33,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{kg}$) und Schwefeldioxid (SO_2 ; Faktor $33,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{kg}$) sowie den Cadmium- (Cd ; Faktor $10^9 \text{ m}^3/\text{kg}$) und Bleifreisetzung (Pb ; Faktor $10^{11} \text{ m}^3/\text{kg}$). Es wird als das kritische Luftvolumen angegeben, das insgesamt erforderlich ist, um jeden emittierten Luftschadstoff bis auf die nach der TA Luft erforderlichen Grenzwerte zu verdünnen [Buwal, 1991].

Tabelle 3-3 zeigt die untersuchten Wirkungspotentiale der betrachteten geothermischen Heizzentralen und der fossil gefeuerten Heizwerke.

Das Treibhauspotential wird nahezu ausschließlich durch den Anlagenbetrieb verursacht. Damit sind die geothermischen Heizzentralen durch merklich geringere Werte im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizwerken gekennzeichnet. Je nach Anlagenkonfiguration reduzieren sich die CO_2 -Äquivalente um bis zu 82 % im Vergleich zu den fossil gefeuerten Heizanlagen. Da das Treibhauspotential hier im wesentlichen durch das CO_2 bestimmt wird, werden die Emissionen der Geothermieanlagen hauptsächlich durch den zusätzlich eingesetzten Brennstoff - für die Spitzenlastanlage bzw. für den Betrieb der Wärmepumpe und des Blockheizkraftwerks - bestimmt. Dies schlägt sich in den ungünstigeren Werten der Heizzentrale Riechen (Zufeuerung Heizöl) im Vergleich zum Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe (Zufeuerung Erdgas) nieder. Wegen des deutlich höheren Wasserstoffanteils im Erdgas und den daraus resultierenden geringeren Kohlendioxidfreisetzungen ist die Erdgasheizzentrale im Vergleich zu der mit leichtem Heizöl gefeuerten Heizzentrale durch deutlich geringere Freisetzungen an CO_2 -Äquivalenten gekennzeichnet.

Wirkungspotential	Einheit	Riehen	Neustadt-Glewe	Ölheizzentrale*	Gasheizzentrale*
Treibhauspotential	t/TJ	50,0	18,0	98,6 (99,0)	72,7 (70,8)
Versauerungspotential	kg/TJ	104,9	51,4	256,5 (281,1)	86,8 (86,8)
Eutrophierungspotential	kg/TJ	8,1	4,4	11,3 (15,7)	7,8 (7,7)
Humantoxisches Potential	10 ⁹ m ³ /TJ	4,1	1,8	9,5 (10,7)	3,5 (3,5)

Tab. 3-3: Wirkungspotentiale (errechnet auf Basis der Emissionsbilanzen)

Das Versauerungspotential wird bei sämtlichen Anlagen im wesentlichen durch Schwefeldioxid und Stickstoffoxid bestimmt; die anderen Spurengasfreisetzungen mit versauernder Wirkung sind nur von untergeordneter Bedeutung. Durch den im Vergleich zu Erdgas höheren Schwefelgehalt im leichten Heizöl resultieren relativ hohe Werte des Versauerungspotentials bei den Ölheizzentralen. Die Zufeuerung von leichtem Heizöl in der Spitzenlastanlage der Heizzentrale Riehen führt hier dazu, daß diese Anlage durch ein höheres Versauerungspotential gekennzeichnet ist als eine vergleichbare Gasheizzentrale. Im Vergleich der beiden Geothermieanlagen zeigt das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe aufgrund des deutlich höheren Anteils der Geothermie an der Endenergiebereitstellung merklich geringere Werte.

Als Leitsubstanz für das Eutrophierungspotential dienen die Stickstoffoxide. Obwohl in sämtlichen Anlagen Low-NO_x-Brenner eingesetzt werden, weisen die geothermischen Heizzentralen auch hier - in Abhängigkeit des jeweiligen Anteils der Geothermie an der gesamten Wärmebereitstellung - die geringeren Werte auf. Deshalb zeigt auch hier aufgrund des höheren Geothermieanteils die Anlage in Neustadt-Glewe die geringsten Werte. Der im Vergleich zum Erdgas höhere NO_x-Gehalt im Rauchgas bei der Verbrennung von leichtem Heizöl führt zu den relativ höheren Werten für das Eutrophierungspotential bei den Ölheizzentralen.

Das humantoxische Potential wird fast ausschließlich durch die Emissionen von Schwefeldioxid und Stickstoffoxid bestimmt. Hier macht sich, ähnlich wie bei den anderen Potentialen, auch der deutlich geringere Schwefelgehalt im Erdgas im Vergleich zu leichtem Heizöl bemerkbar und bewirkt entsprechend geringere Werte bei den mit Erdgas gefeuerten Anlagen bzw. dem Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe. Dabei werden auch hier die Bilanzen durch die Emissionen beim Anlagenbetrieb dominiert; das Erdwärmeheizwerk Neustadt-Glewe weist dabei die geringsten Werte auf.

Alle ausgewiesenen Potentiale werden zum überwiegenden Teil durch den Anlagenbetrieb dominiert. Die Errichtung und der Abriß tragen nur zu sehr geringen Anteilen zum Gesamtergebnis bei. Deshalb können diese Anteile bei überschlägigen Abschätzungen (ohne einen zu großen Fehler) vernachlässigt werden. Werden jedoch diese Anteile näher analysiert, zeigt sich, daß hier die geothermischen Heizzentralen durch im Vergleich zu den ausschließlich fossil gefeuerten Anlagen merklich höhere Stofffreisetzungen gekennzeichnet sind. Dies begründet sich durch die höheren Material- und damit auch Energieaufwendungen, die bei diesen Anlagen insbesondere infolge der material- bzw. energieaufwendigen Bohrungen notwendig sind.

4 Schlußbetrachtung

Ziel der vorliegenden Ausführungen ist es, exemplarisch zwei bestehende geothermische Heizzentralen mit entsprechenden fossil gefeuerten Heizwerken unter Berücksichtigung sämtlicher vorgelagerter Prozesse ganzheitlich anhand unterschiedlicher Kriterien (u. a. Verbrauch energetischer und ausgewählter mineralischer Ressourcen, Versauerungspotential, Eutrophierungspotential, Treibhauspotential) zu vergleichen. Dazu wurde eine methodische Vorgehensweise angewendet, die sich an die national wie international bereits weitgehend standardisierten Methodik zur Erstellung von Produkt-Ökobilanzen anlehnt. Es werden jedoch nur die Ergebnisse der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung ausgewiesen und diskutiert; eine Auswertung im Sinne der der Ökobilanz zugrundeliegenden Definition wird nicht erstellt.

Die Ausführungen haben gezeigt, daß eine Wärmebereitstellung aus hydrothermalen Erdwärmevorkommen im Vergleich zu derjenigen aus fossilen Energieträgern einen merklichen Beitrag zum Mindereinsatz an energetischen Ressourcen sowie zur Minderung von luftgetragenen Stofffreisetzungen mit den damit verbundenen vielfältigen potentiellen Wirkungen auf den Menschen und die Umwelt leisten kann. Dabei resultieren diese Mindereinsätze an energetischen Ressourcen und die geringeren Emissionen bzw. die kleineren daraus resultierenden Wirkungspotentiale im wesentlichen aus dem Anlagenbetrieb. Die geothermischen Heizzentralen sind bei der Errichtung und bei der Entsorgung durch deutlich ungünstigere Werte praktisch aller untersuchten Größen gekennzeichnet als die mit fossilen Energieträgern betriebenen Anlagen. Der höhere Verbrauch an energetischen Ressourcen und die höheren Stofffreisetzungen während der Errichtung und der Entsorgung gleichen sich im Betrieb jedoch schon nach einer - verglichen mit der gesamten Betriebsdauer der Anlagen - sehr geringen Zeitspanne wieder aus.

Damit kann die Nutzung hydrothormaler Energievorkommen merklich zu einer umwelt- und klimaverträglicheren Energieversorgung in Deutschland beitragen. In Abhängigkeit des geothermischen Deckungsanteils an der gesamten bereitgestellten Endenergie am Anlagenausgang können fossile Primärenergieträger eingespart und die daraus resultierenden Umwelteffekte vermieden werden. Geothermische Heizzentralen können somit auch einen merklichen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele leisten, zu deren Erfüllung sich Deutschland verpflichtet hat.

Wird beispielsweise ausgegangen von dem in Deutschland gegebenen technischen Potential an hydrothormaler Erdwärme von 796 PJ/a [Kaltschmitt, 1995] und unter Berücksichtigung der vorgelagerten Ketten eine Substitution von leichtem Heizöl bzw. Erdgas unterstellt, könnten 8,3 bzw. 5,6 % der jährlichen anthropogenen CO₂-Freisetzungen von 892 Mio. t in 1994 in Deutschland eingespart werden. Damit könnte eine verstärkte Nutzung der hydrothermalen Erdwärmevorkommen durchaus einen energiewirtschaftlich relevanten Beitrag zur Lösung der Umwelt- und Energieprobleme in Deutschland leisten, selbst wenn unterstellt wird, daß auch langfristig nicht das gesamte technische Potential erschließbar ist. Dies gilt um so mehr, als daß sich diese Technik durch eine hohe Versorgungssicherheit auszeichnet, eine vergleichsweise hohe Akzeptanz in der Bevölkerung genießt und - ausgehend von den in den vorhandenen Demonstrationsanlagen gewonnenen Erfahrungen - weitgehend betriebssicher verfügbar ist.

5 Literatur

- Becher, S. und M. Kaltschmitt, Biogene Festbrennstoffe als Alternative zu fossilen Brennstoffen - Vergleich anhand ökologischer Bilanzen, Tagung „Ganzheitliche Bilanzierung von Energiesystemen“, Düsseldorf, April 1997, Tagungsband, 1997.
- Bußmann, W., Riehen - Geothermie im Wärmeverbund, Geothermische Energie 9, S. 8-10, 1994.
- Buwal (Hrsg.), Ökobilanz von Packstoffen, Studie im Auftrag des Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (BUWAL), Bern, 1991.
- GEMIS, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie e.V., Darmstadt; Dezember 1994.
- Geothermie, Geothermische Energie 7, 1995.
- Heijungs, R. u. a., Environmental Life Cycle Assessment of Products. Guide (Part 1) and Backgrounds (Part 2), CML, INO and B & G; Leiden, 1992.
- Hoffmann C., Bereitstellungsnutzungsgrade elektrischer Energie, Elektrizitätswirtschaft 94(1995), 11, 1995.
- Houghton, J.T. u. a., Climate Change 1995 - The Science of Climate Change, Contribution of WGI to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 1996.
- Kaltschmitt, M. und A. Wiese (Hrsg.), Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer, Berlin, Heidelberg, 1995.
- Kaltschmitt, M. und G. Reinhardt, Zur energetischen Bilanzierung von Bioenergieträgern, VDI-Tagung "Kumulierter Energieaufwand", Würzburg, November 1995, Tagungsband, 1995b.
- Kaltschmitt, M., T. Stelzer und A. Wiese, Ganzheitliche Bilanzierung am Beispiel einer Bereitstellung elektrischer Energie aus regenerativen Energien, Zeitschrift für Energiewirtschaft 20(1996), 2, S. 177-197, 1996.
- Kaltschmitt, M. und G.A. Reinhardt (Hrsg.), Nachwachsende Energieträger - Grundlagen, Verfahren, ökologische Bilanzierung; Vieweg, Braunschweig/Wiesbaden, 1997 (im Druck).
- Ökoinventare für Energiesysteme, 1. Auflage, Laboratorium für Energiesysteme, Erste TH Zürich, März 1995.
- UBA (Hrsg.), Methodik der produktbezogenen Ökobilanzen - Wirkungsbilanz und Bewertung, Texte 23/95, Umweltbundesamt, Berlin, 1995.
- VDI (Hrsg.), Kumulierter Energieaufwand - Begriffe, Definitionen, Berechnungsmethoden, VDI-Richtlinie 4 600, VDI, Düsseldorf, April 1996.
- Voß, A., Ganzheitliche Bilanzierung - Was kann sie zur Bewertung von Energiesystemen leisten?, Tagung „Ganzheitliche Bilanzierung von Energiesystemen“, Düsseldorf, April 1997, Tagungsband, 1997.
- WEMAG, Erdwärme Neustadt-Glewe GmbH, persönliche Mitteilung, D-19004 Schwerin Februar 1997.