

Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik

Results from a production test: hydraulics

Torsten Tischner[§], Carsten Thorenz, Reinhard Jung[§], Winfried Kessels**

[§] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

**Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Hannover*

1	Einleitung.....	108
2	Versuchsablauf.....	108
3	Zuflussprofilierung.....	110
4	Charakterisierung des Druckverlaufs.....	114
5	Auswertung des Druckverlaufs mit einem Welltest-Programm	115
6	Auswertung des Druckverlaufs mit einem Finite-Elemente-Modell.....	121
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	128
8	Literatur.....	130

Abstract

After reopening and deepening the well Groß Schönebeck a nitrogen lift test was performed. During the test 335 m³ water were extracted from the well at an average rate of 11 m³/h and a maximum pressure drawdown of 14 MPa. The flow logs show a significant inflow only between 4224 m and 4248 m, i.e. from the volcanic rocks. The inflow originates probably from single fracture zones. The Rotliegend sandstones with a expected permeability of 10-100 mD are completely blocked. During the test the measured temperature at the relevant depth was significantly lower than under static conditions. This indicates that the water is derived from a reservoir above. Possibly the sandstones are blocked only in the direct vicinity of the well so that the water was withdrawn from the sandstones above, via the volcanic rocks. Mainly the long build up period (40 h) at the end of the test could be evaluated for hydraulic properties. Two methods were used: a welltest program and a Finite-Element (FE) simulator package. An infinite homogeneous reservoir was assumed. Both approaches yield a low permeability in the range of $5 \cdot 10^{-15}$ m². The FE analysis furthermore indicates a nonlinear dependency between pressure drawdown and permeability. This can be related to either mechanical reaction of the aquifer or to turbulent flow. For both evaluation methods significant problems were encountered. The large storage capacity of the well and the dynamic impact of the nitrogen lift largely superimposes the near field information from the aquifer. The observed deviation between measurements and simulation results at late times could not be fully explained because the runtime of the experiment was too short to gain reliable information for the far field. Without stimulation the productivity of the well is too low for geothermal power generation.

1 Einleitung

Im Zeitraum vom 4.1.01–7.1.01 wurde an der Bohrung Groß Schönebeck ein erster hydraulischer Test (Primärtest) durchgeführt. Die Zielstellung dieses Tests bestand darin, den Zustand der Bohrung nach der Aufwältigung und Vertiefung festzustellen. Von wesentlicher Bedeutung ist hierbei die hydraulische Charakterisierung. Nachfolgend werden die Ergebnisse des Primärtests in Bezug auf die hydraulischen Eigenschaften der Bohrung dargestellt.

2 Versuchsablauf

Über einen 3,5“ Liftstrang, welcher bis zu einer Teufe von 2000 m abgehängt wurde, erfolgte die Injektion von Stickstoff (Abbildung 1). Infolge der damit verursachten Dichtereduktion stieg der Wasserstand im Ringraum an und es wurde über den Ringraum gefördert. Das zuströmende Fluid wurde in Tanks aufgefangen und die Zufluss-

rate durch die manuelle Messung des Wasserstandes im Tank im zehnmütigen Abstand bestimmt¹. Der Test verlief in fünf wesentlichen Etappen:

- 0-8.7 h : 1. Förderphase (mittlere Zuflussrate $\approx 7,5 \text{ m}^3/\text{h}$, Fördermenge: 63 m^3)
- 8.7-15.7 h : 1. Einschlussphase (verursacht durch ein technisches Problem)
- 16.8-29.3 h : 2. Förderphase (mittlere Zuflussrate $\approx 13,4 \text{ m}^3/\text{h}$, Fördermenge: 167 m^3)
- 29.3-77.3 h : 2. Einschlussphase
- 94.9-100.2 h : 3. Förderphase - für Flowmetermessung (mittlere Zuflussrate $\approx 19,8 \text{ m}^3/\text{h}$, Fördermenge: 105 m^3)

Infolge der gewählten Fördermethode (Stickstofflift) schwankte die Zuflussrate während des Tests sehr stark. Insgesamt wurden ca. 335 m^3 Wasser, davon ca. 245 m^3 Formationswasser, gefördert.

Während des Tests wurden Druck und Temperatur in Formationstiefe (4101 m) sowie die Kopfdrücke im Liftstrang und im Ringraum aufgezeichnet. Die Druckmessung in Formationstiefe wurde zweifach abgesichert: über eine Drucksonde mit der eine Online-Verbindung bestand und über ein Memory-Gerät.

Zur Charakterisierung der Zuflussbereiche wurden Flowmeterlogs mit 3 unterschiedlichen Geschwindigkeiten (9, 18, 27 m/min) sowohl aufwärts als auch abwärts gefahren. Hierbei wurde der Bereich ab 4050 m bis Endteufe erfasst und somit die relevanten Formationen Rotliegend-Sandsteine, Konglomerate und Vulkanite abgedeckt. Gleichzeitig wurden die Temperatur und der Druck am Flowmeter gemessen. Es erfolgte hierbei jedoch keine Druckaufzeichnung in Formationstiefe. Eingesetzt wurde ein sehr empfindliches Flowmeter der Fa. AIP (Betreiber: Fa. Schulze Druckmessung GmbH, Salzwedel). Bei diesem Flowmeter wird das durch die zuströmende Flüssigkeit wirkende Drehmoment ausgewertet. Das Flowmeter enthält keine rotierenden Teile.

¹ Der Einsatz eines Durchflussmessers ist für Stickstofflifttests ungeeignet, da ein Flüssigkeits-/Gasgemisch gefördert wird. Erst nach Entgasung kann in den Tanks das geförderte Flüssigkeitsvolumen bestimmt werden.

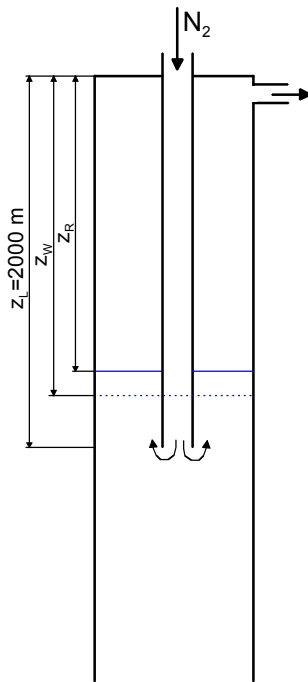


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Bohrung während des Stickstofflifttests. z_L : Einbautiefe des Liftstranges
 z_R : äquivalenter Wasserstand im Ringraum während der Förderung unter der Annahme, dass der Wasseranteil im Stickstoff-Wasser-Gemisch des Ringraums eine homogene Phase bildet.
 z_W : Gleichgewichtswasserstand im Ringraum und Liftstrang unmittelbar nach Abschalten des Lifttests und Ausgleich der Wasserstände.

Figure 1: Schematic of the borehole during the nitrogen lift-test. z_L : depth of stem, z_R : equivalent water level in annulus during the lift. It is assumed that the water fraction of the water-nitrogen mix forms a homogeneous phase. z_W : equilibrium water level in annulus and string immediately after cessation of the lift and compensation of the levels has occurred.

3 Zuflussprofilierung

In Abbildung 2 sind die Ergebnisse des Flowmeterlogs für die drei gemessenen Geschwindigkeiten bei Abwärtsbewegung dargestellt. Entgegen den Erwartungen wurde kein Zufluss aus der Sandsteinformation beobachtet. Die einzige Zuflusszone befindet sich im Bereich der Konglomerate bzw. Vulkanite.

Als eine mögliche Ursache für die vollständige Blockade der Sandsteinformationen kann die lange Standzeit alter Bohrspülung in der Formation angesehen werden. Seit 1990 bis zur Aufwältigung der Bohrung Ende 2000 stand in der Bohrung eine formationsfremde Spülung an. Chemische Prozesse (Ausfällungsprozesse) sind daher nicht auszuschließen. Die Auswertung der Bohrlochmessungen kann hierüber näheren Aufschluss geben.

Die Flowmeterlogs abwärts und aufwärts weisen jeweils eine sehr ähnliche Charakteristik auf. Der entscheidende Unterschied zwischen diesen ist, dass beim Log abwärts ein Zufluss aus den Konglomeraten beobachtet wird. Bezieht man sich auf die Flowlogs abwärts, so stammen etwa 70 % des Zuflusses aus den Vulkaniten (> 4230 m) und etwa 30 % aus den Konglomeraten. Bei den Flowlogs aufwärts kommt der gesamte Zufluss aus den Vulkaniten (Abbildung 3).

Differenzen zwischen den einzelnen Logs sind vor allem im Zusammenhang mit der stark variierenden Förderrate zu sehen (Abbildung 4). Um die Zuflussdaten aus den Rohdaten ableiten zu können, muss eine Korrektur bezüglich der nur indirekt be-

kannten Förderrate in Formationstiefe erfolgen. Bei der stark schwankenden Förder-rate ist diese Korrektur mit Fehlern behaftet. Der signifikante Unterschied bezüglich des Zuflusses aus den Konglomeraten ist hierdurch aber nicht erklärbar. Hierfür ist wahrscheinlich ein systematischer Fehler während der Messfahrten bzw. der Mess-datenverarbeitung verantwortlich².

Tendenziell wird die Profilierung mit zunehmender Fahrtgeschwindigkeit unschärfer. Aus diesem Grund beziehen sich die hier getroffenen Aussagen vor allem auf die Flowlogs mit der geringsten Fahrtgeschwindigkeit (9 m/min). Bei genauerer Betrachtung lassen sich innerhalb der Gesamtzuflusszone einzelne Teilzuflussbereiche abgrenzen (Tabelle 1).

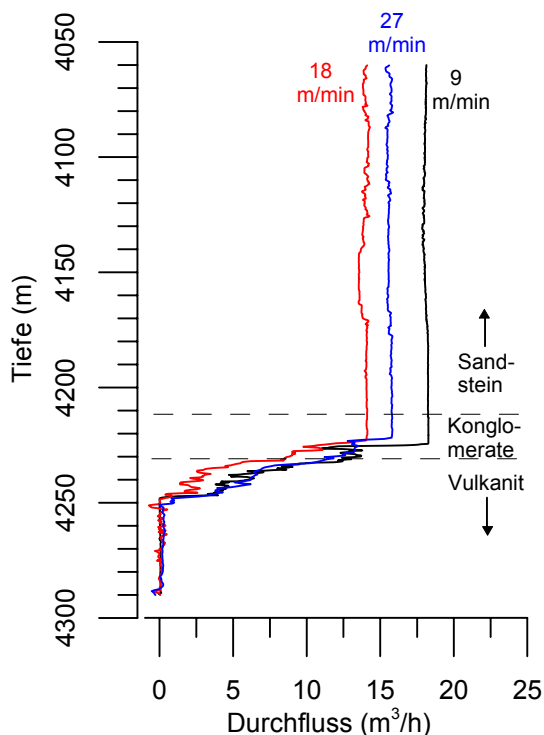


Abbildung 2: Ergebnisse des Flowmeterlogs (abwärts) über den gesamten Messbereich für die 3 unterschiedlichen Geschwindigkeiten.

Figure 2: Flowmeter logs (running down) over the complete measuring interval for 3 logging speeds.

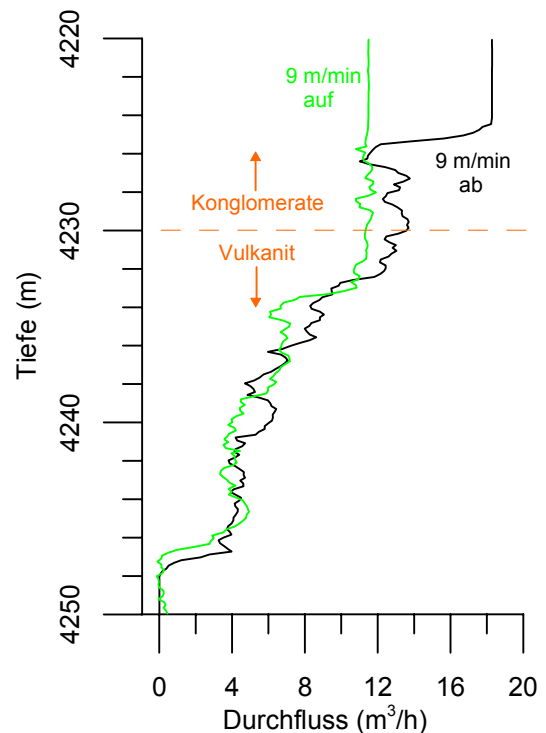


Abbildung 3: Flowmeterlog (9 m/min) abwärts und aufwärts im relevanten Tiefenbereich.

Figure 3: Flowmeter log (9 m/min) running down (black) and up (green), respectively for the depth interval of interest.

² Leider stehen die Rohdaten der Flowmeterlogs nicht zur Verfügung, so daß der Prozeß der Datenverarbeitung von den Rohdaten zu den hier dargestellten Daten nicht nachvollzogen werden kann.

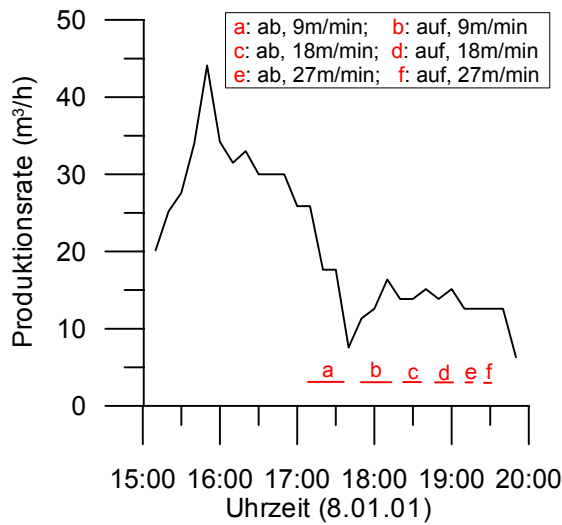


Abbildung 4: Produktionsrate während der Flowmetermessungen. Die roten Striche symbolisieren die Zeiträume, in denen die jeweiligen Logs gefahren wurden. (ab: abwärts; auf: aufwärts)

Figure 4: Production rate as a function of time during flowmeter logging. Horizontal red lines labeled a, b, c, d, e and f represent time intervals during which each log was run (ab is down and auf is up).

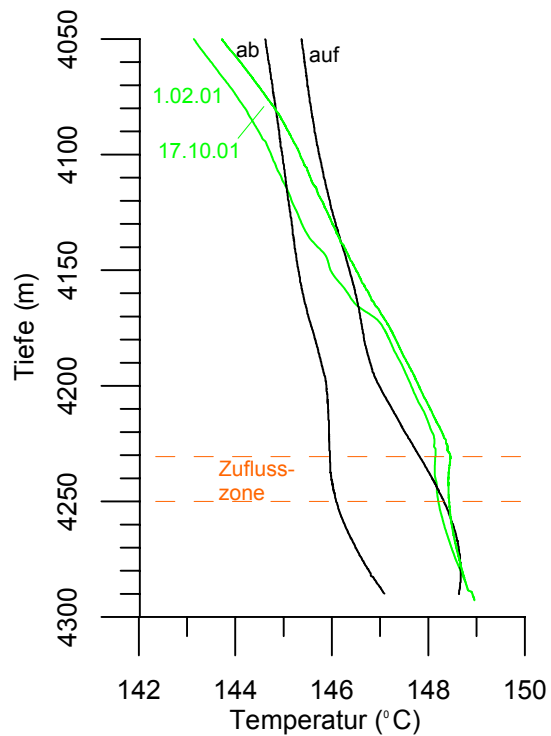


Abbildung 5: Schwarze Linien: Gemessene Temperatur während der Flowmeterlogs (9 m/min, aufwärts und abwärts am 8.01.01); Grüne Linien: Temperaturlogs unter stationären Bedingungen (1.02.01 und 17.10.01)

Figure 5: Black curve: temperature measured during flowmeter logging (9 m/min, up and down on Jan-08 2001); Green curves: temperature logs under stationary conditions (Feb-10 and Oct-17, 2001).

Formation	Abwärts (9 m/min)		Aufwärts (9 m/min)	
	Tiefe (m)	Anteil am Gesamtzufluss	Tiefe (m)	Anteil am Gesamtzufluss
Konglomerate	4225	ca. 30 %		
Vulkanite	4232-4236	ca. 30 %	4233	ca. 40 %
			4238	ca. 20 %
Vulkanite	4247	ca. 20 %	4246	ca. 30 %

Table 1: Aus den Flowmeterlogs (9 m/min, abwärts und aufwärts) abgeleitete wesentliche Teil zuflussbereiche mit der jeweils zugeordneten Tiefe. Die verbleibenden ca. 20 % bzw. 10 % verteilen sich auf den Gesamtzuflussbereich von 4224 m – 4248 m (abwärts) bzw. 4232 m – 4247 m (aufwärts)

Table 1: Depth intervals of influx derived from flowmeter log run at 9 m/min (abwärts = down and aufwärts = up, respectively). The remaining 20 % and 10 %, respectively, are distributed over the whole influx zone from 4224 – 4248 m (downwards) and from 4232 – 4247 m (upwards).

Das aussagekräftigste Profil wird beim Flowlog aufwärts (9 m/min) gemessen (Abbildung 3). Legt man dieses Profil zugrunde, so trägt ein Bereich von wenigen Metern zu ca. 90 % des Zuflusses bei (Tabelle 1). Es ist interessant, dass die Relativgeschwindigkeit zwischen der Loggingsonde und der sich aufwärts bewegenden Wassersäule in diesem Fall nahezu verschwindet³.

Der überwiegende Anteil des Zuflusses kann somit sehr schmalen Bereichen zugeordnet werden. In Übereinstimmung mit der Gesteinscharakteristik der Vulkanite liegt es nahe, hier einzelne Klüfte als die tatsächlichen Zuflusszonen anzusehen.

Zur weiteren Charakterisierung der Zuflussverhältnisse lohnt sich ein Blick auf die Temperaturkurven. In Abbildung 5 sind die Temperaturkurven dargestellt, die während der Flowlogs (9 m/min) gemessen wurden und die bei nachfolgenden Messfahrten (3 Wochen bzw. 10 Monate später) beobachtet wurden. Der Vergleich zwischen den verschiedenen Messkurven und damit auch unterschiedlichen Messsonden ist möglich, da im Bohrlochtiefsten, wo sich das System im nahezu ungestörten Zustand befindet, stets dieselbe Temperatur gemessen wurde.

Beim Flowlog abwärts startete die Messsonde bei 4050 m im relativ kalten Bereich der Bohrung. Aufgrund der Trägheit des Temperatursensors wurde während der Abwärtsbewegung eine Temperatur gemessen, welche geringer als die tatsächliche Umgebungstemperatur ist. Im Bohrlochtiefsten wurde die Sonde für ca. 10 min geparkt, hinreichend lange, um den Temperatenausgleich zwischen Umgebung und Sensor zu ermöglichen. Bei der Aufwärtsfahrt startete die Temperatureaufzeichnung somit bei der realen Temperatur im Bohrlochtiefsten und es wurde nachfolgend eine etwas zu hohe Temperatur registriert. Die reale Temperatur im Zuflussbereich liegt demnach zwischen den beiden schwarzen Kurven bei etwa 147 °C. Die später durchgeführten stationären Temperaturmessungen registrierten in diesem Bereich jedoch eine höhere Temperatur von etwa 148,5°C. Hieraus kann auf eine hydraulische Verbindung zwischen den Vulkaniten und den höher gelegenen, kühleren Formationen (Konglomerate, Sandsteine) geschlossen werden. Der beobachtete Zufluss stammt wahrscheinlich aus einem Reservoir, welches sich oberhalb der Vulkanite befindet.

³ Im Zeitbereich in dem das Flowlog aufwärts (9 m/min) gefahren wurde, betrug die mittlere Förderrate ca. 12 m³/h. Bei einem Durchmesser von ≈ 6“ des open hole-Bereichs ergibt sich hieraus eine Austragsgeschwindigkeit von 11 m/min. Übliche Spinner-Flowmeter würden bei diesen nahezu stationären Verhältnissen keinen Zufluss registrieren.

Die durch die Bohrarbeiten bedingte Auskühlung der Bohrung und anschließende Wiedererwärmung (grüne Kurven in Abbildung 5) beeinflusst die obige Aussage kaum. Es kann davon ausgegangen werden, dass das zuströmende Wasser von dem etwas abgekühlten bohrlochnahen Bereich nicht signifikant beeinflusst wird.

4 Charakterisierung des Druckverlaufs

In Abbildung 6 sind der Druckverlauf und die Förderrate während des Tests dargestellt. Infolge der Bohrarbeiten war die Bohrung zu Beginn des Tests mit Spülungswasser bis zum Bohrlochkopf gefüllt. Mit Beginn der Stickstoffinjektion zum Zeitpunkt $t = 0$ setzte somit gleichzeitig die Förderung von Wasser ein. Nach der vollständigen Verdrängung der Flüssigkeit aus dem Liftstrang begann der Druck zu sinken. Ca. 2,5 h nach Beginn wurde ein Druckminimum erreicht, welches den Stickstoffdurchbruch am Bohrlochkopf kennzeichnet. Anschließend wurde ein 2-Phasen-Gemisch bestehend aus Wasser und Stickstoff mit stark schwankender Rate gefördert. Aufgrund eines technischen Problems (die online-Datenübertragung fiel zeitweise aus) wurde 8,7 h nach Beginn die Stickstoffinjektion beendet und der Liftstrang belüftet. Hierdurch drang Wasser aus dem Ringraum schlagartig in den Liftstrang ein, der Wasserspiegel im Ringraum sank und der Druck fiel um etwa 1,3 MPa (1. blauer Pfeil in Abbildung 6). Formal entspricht dieser Vorgang der Förderung einer bestimmten (unbekannten) Menge von Wasser und der Vergrößerung des Bohrlochspeicherkoeffizienten. Nach Ausgleich der Wasserstände in Ringraum und Liftstrang begann die eigentliche Einschlussphase, 12 min nach Beendigung der Stickstoffinjektion. In der folgenden Einschlussphase stieg der Druck wieder an, verblieb jedoch deutlich unterhalb des Drucks zum Zeitpunkt $t = 0$. Der Wasserspiegel zu Beginn der 2. Injektionsperiode ($t = 15,7$ h) befand sich ca. 250 m unter Flur. Durch die Injektion von Stickstoff stieg der Wasserspiegel weiter an und etwa eine Stunde nach Beginn der 2. Injektionsphase setzte die Förderung wieder ein. In der Zeit zwischen Beginn der Stickstoffinjektion und dem Einsetzen der Förderung (roter Pfeil in Abbildung 6) wurde Wasser in die Formation injiziert. Die Injektionsrate ist jedoch unbekannt.

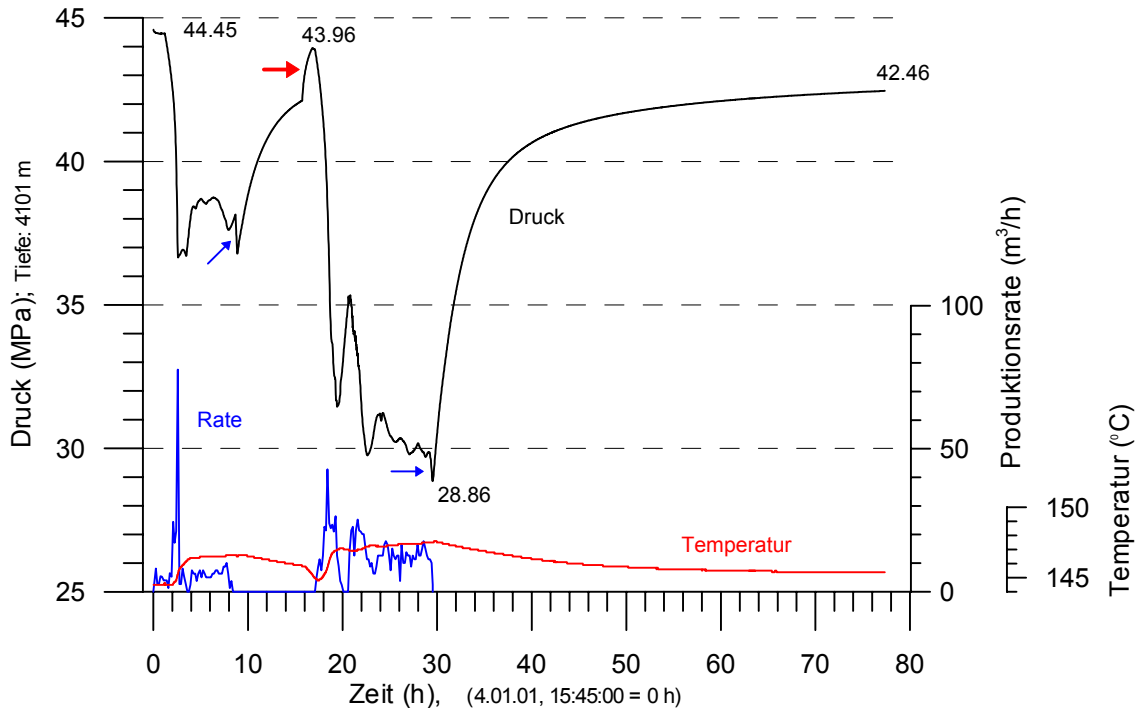


Abbildung 6: Druck und Temperaturverlauf in Formationstiefe (4101 m) sowie Produktionsrate während des Primärtests.

Figure 6: Pressure (black) and temperature (red curve) as a function of time at a depth of 4101 m as well as the production rate (blue) over time during the production test. Blue arrows: pressure drop at the end of production periods due to pressure drop in the lift string. Red arrow: Pressure increase at the start of the second production period due to nitrogen injection and water level increase in the annulus. .

Die grundsätzliche Charakteristik des nachfolgenden Druckverlaufs ähnelt dem vorhergehenden Verlauf. In der 2. Förderperiode ist die mittlere Förderrate mit $13.4 \text{ m}^3/\text{h}$ deutlich höher als in der 1. Förderperiode. Obwohl die Förderrate zum Ende der 2. Förderperiode relativ konstant bleibt, sinkt der Druck kontinuierlich bis auf 28.9 MPa ab. Am Ende der nachfolgenden 48 -stündigen Einschussphase wird ein Druck von 42.5 MPa beobachtet. Die maximale Druckabsenkung beträgt demnach mindestens 13.6 MPa .

5 Auswertung des Druckverlaufs mit einem Welltest-Programm

Für die Auswertung des Primärtests und die Ableitung hydraulischer Parameter können nur Perioden genutzt werden, in denen der Druckverlauf und gleichzeitig die Förderrate bekannt sind. Am besten geeignet sind hierfür die Einschussphasen. In den Einschussphasen ist die Förderrate exakt bekannt (Null) und der Druckverlauf

am wenigsten gestört. Die einfachste Auswertung stellt die sogenannte Hornerdarstellung dar (Abbildung 7). Die Vorgeschichte, das heißt die Störung des Systems durch vorhergehende Fließperioden, wird hier durch die vorhergehende mittlere Förderrate q in der Förderzeit t_f berücksichtigt. Durch Geradenanpassung für große Zeiten t (Hornerzeit $\rightarrow 1$) erhält man aus der Kurve für den zweiten Einschluss eine Abschätzung für die Transmissibilität T (siehe z.B. STRELTSOVA, 1988):

$$T = k \cdot h = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot m} \approx 0.02 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3 \tag{1}$$

q : Förderrate ($q=13,4 \text{ m}^3/\text{h}$)

μ : Viskosität ($\mu=2 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$, bei $\vartheta \approx 150 \text{ }^\circ\text{C}$)

m : Anstieg (Betrag) der Gerade ($m=31,7 \cdot 10^5 \text{ Pa}$).

k : Permeabilität

h : Mächtigkeit der Zuflusszone

Dieser Abschätzung liegt die Annahme einer radialen Strömung zugrunde. Die Extrapolation (Hornerzeit = 1) liefert zudem einen Schichtdruck von $p_0 = 43.2 \text{ MPa}$. Eine analoge Geradenanpassung für den 1. Einschluss ist nicht sinnvoll, da die Einschlusskurve nicht hinreichend lang andauert und damit die Extrapolation (Hornerzeit $\rightarrow 1$) nicht verlässlich ist.

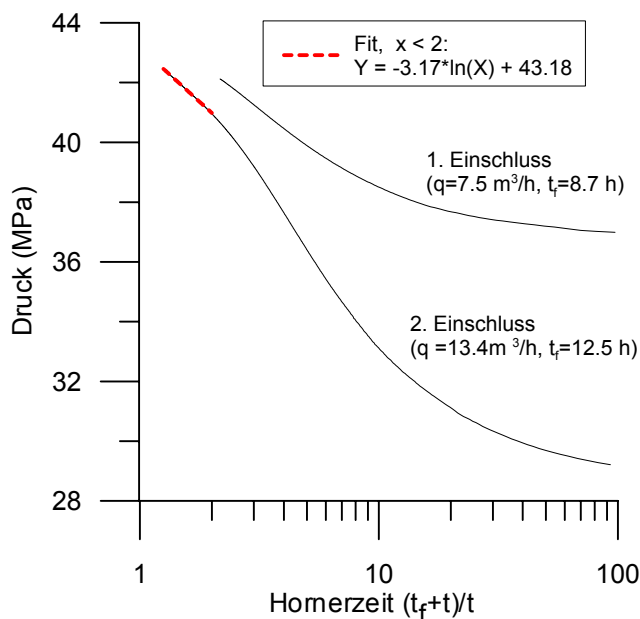


Abbildung 7: Hornerdarstellung für die beiden Einschlusskurven. t : Zeit seit Beginn des Einschlusses; q , t_f : Produktionsrate bzw. Förderzeit vor dem Einschluss

Figure 7: Horner plot for both shut-in curves. t : time since shut-in began; q , t_f : production rate and time interval of production before shut-in, respectively

Eine genauere Analyse ist unter Einbeziehung der gesamten Einschlusskurve und der detaillierten Vorgeschichte möglich. Hierfür ist der Einsatz von geeigneter Software zur analytischen/numerischen Regression notwendig.

Gewöhnlich wird in derartigen Welltest-Programmen (z.B. Interpret) die Vorgeschichte nur in Form einer sich stufenweise ändernden Produktions-/Injektionsrate berücksichtigt. Für den hier vorliegenden Fall ist es jedoch sinnvoll nicht die Fließrate, sondern den Druckverlauf vor der 2. Einschlussphase zu berücksichtigen. Dies ergibt sich aus der ungenügenden Kenntnis der tatsächlichen Förderrate/Injektionsrate insbesondere in den mit roten oder blauen Pfeilen gekennzeichneten Phasen in Abbildung 6. Mit dem Druckverlauf hingegen kann die Vorgeschichte im vorliegenden Fall eindeutig charakterisiert werden.

Im Rahmen dieser Studie wird das mehr wissenschaftlich orientierte Programm nSIGHTS (PICKENS et al., 1987) verwendet. Dieses Programm ist außerordentlich flexibel und gestattet insbesondere die Berücksichtigung des Druckverlaufs als Vorgeschichte.

Abbildung 8 zeigt das Ergebnis der Simulationsrechnungen für ein einfaches konzeptionelles Modell: Homogenes, unbegrenztes Reservoir mit Skin und Bohrlochspeicher. In der linearen Darstellung wird eine sehr gute Übereinstimmung zwischen dem gemessenen und dem berechneten Druckverlauf beobachtet.

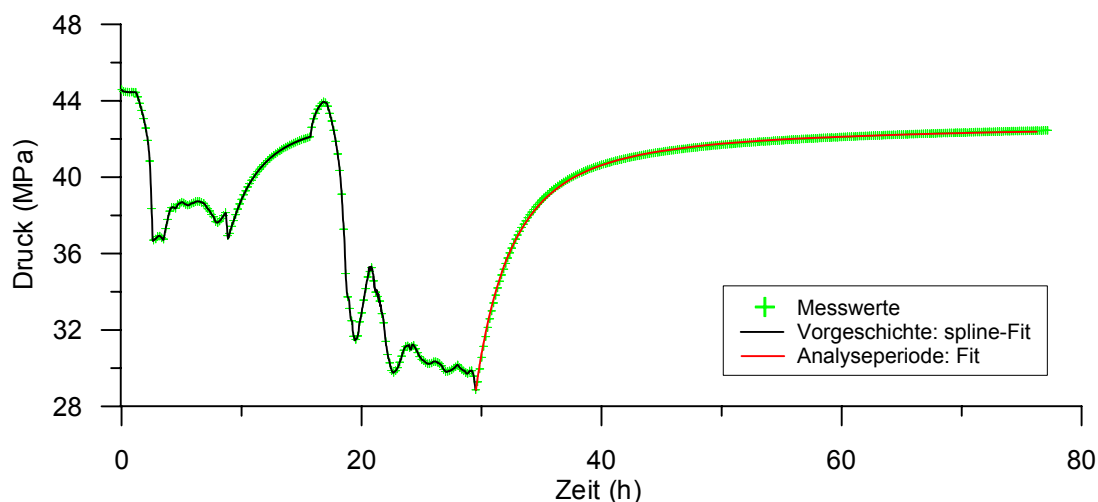


Abbildung 8: Gemessener Druck, durch einen Spline angepasster Druck (Vorgeschichte) sowie angepasster Druckverlauf zur Ableitung hydraulischer Parameter (Analyseperiode).

Figure 8: Measured pressure (green+) , early pressure history fitted with a spline (black) and (red) fitted pressure used for deriving hydraulic parameters (period of analysis) as a function of time.

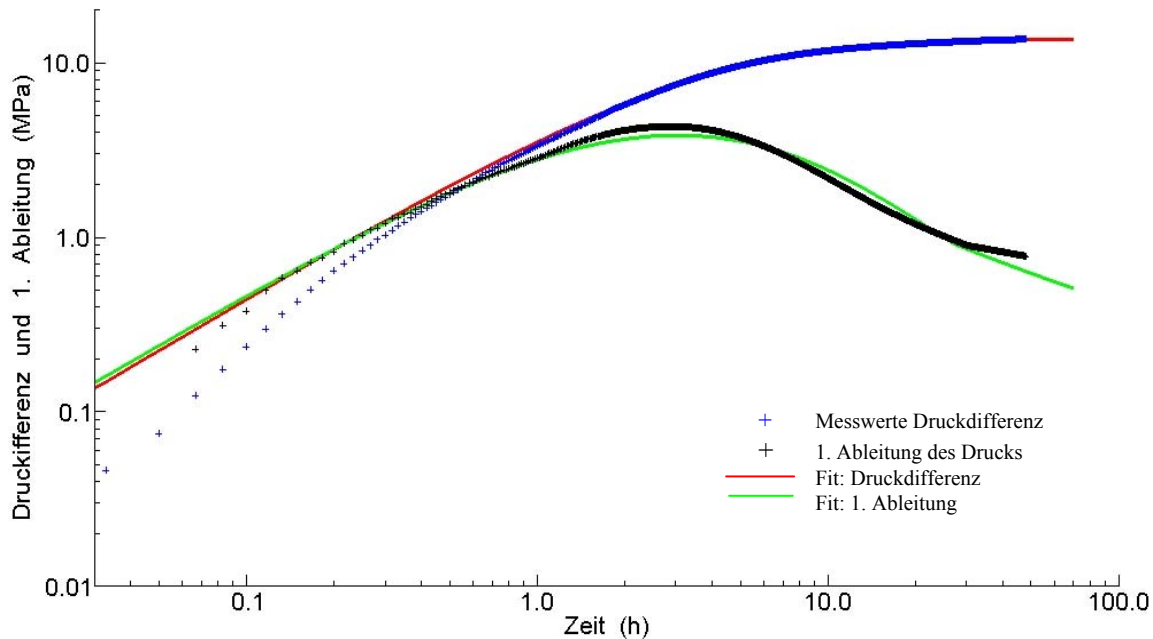


Abbildung 9: Druckdifferenz und 1. Ableitung des Drucks (nach $\ln[t]$) für die 2. Einschussperiode. Die Druckdifferenz bezieht sich auf den Druck zu Beginn des Einschusses. Dargestellt sind die Messwerte und die Optimierungsergebnisse.

Figure 9: Pressure difference (blue and red) and first derivative of pressure (derivation with respect to $\ln [t]$) for the second shut-in period (red and green). This pressure difference refers to the pressure at the onset of shut-in. Measurements (blue and black) and optimization results (red and green) are displayed.

In der doppelt logarithmischen Darstellung (Abbildung 9), in welche gleichzeitig die erste Ableitung mit eingezeichnet ist, werden jedoch Differenzen zwischen den experimentellen und den Optimierungsergebnissen sichtbar. Am Anfang, das heißt in den ersten ein bis zwei Stunden, dominiert der Bohrlochspeicher den Druckverlauf. Der gemessene Druckverlauf steigt hier etwas steiler an als es dem theoretisch zu erwartenden Anstieg von 1 (bei doppelt logarithmischer Darstellung) entspricht. Diese Diskrepanz ist vermutlich auf die spezielle Fördermethode zurückzuführen:

Während der Förderung befindet sich im Ringraum ein Stickstoff-Wasser-Gemisch mit einem Volumenverhältnis Stickstoff zu Wasser von etwa 3:1. Nach Beendigung der Stickstoffinjektion entweicht der Stickstoff aus diesem Gemisch und es bildet sich ein definierter Wasserspiegel. Es kann davon ausgegangen werden, dass über einen bestimmten Zeitraum ein erheblicher Wasseranteil als Aerosol in der Schwebelage bzw. als Wasserfilm an der Bohrlochwandung verbleibt. Im Unterschied zu gewöhnlichen Tests ist die Masse des Fluids im System (Bohrung + Formation) nach Beendigung der Förderung nicht konstant. Einerseits sinkt die Masse durch den entweichenden Stickstoff, andererseits findet aber auch ein Rückfluss von Wasser, welches sich zunächst an der Bohrlochwandung bzw. als Aerosol im Ringraum befindet, statt. Auf-

grund dieser besonderen Verhältnisse kann hier nicht erwartet werden, dass sich zu Beginn der Einschlussphase ein gewöhnlicher Druckverlauf mit der Steigung 1 (bei doppelt logarithmischer Darstellung) einstellt. Nimmt man an, dass der Wasserrückfluss in der betrachteten Einschlussphase dominiert, so muss der Druck, wie hier beobachtet wird, stärker ansteigen als es durch den Bohrlochspeicher zu erwarten ist. Diese These ist um so wahrscheinlicher, da der betrachtete Druckverlauf erst ca. 20 min nach Beendigung der Stickstoffinjektion beginnt (2. blauer Pfeil in Abbildung 6).

Mit zunehmender Zeit treten die Eigenschaften der Formation stärker hervor. In der doppelt-logarithmischen Darstellung sind dann keine Unterschiede mehr zwischen den Messwerten und den Simulationsergebnissen sichtbar. Jedoch besteht eine Diskrepanz bezüglich der 1. Ableitung. Die gemessene Kurve flacht bei etwa 30 h deutlich ab, wohingegen das Abflachen bei der Fitkurve erst später einsetzt⁴.

Den Darstellungen in Abbildung 8 und 9 liegen folgende optimierte/feste Parameter zugrunde:

feste Parameter		optimierte Parameter	
Schichtmächtigkeit	10 m	Formationstransmissibilität	$0,06 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$
Porosität	0,05	Transmissibilität der Skinzone	$1,8 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$
Kompressibilität	10^{-9} Pa^{-1}	Strömungsdimension	2,0
Bohrlochspeicherkoeffizient	$4,0 \text{ m}^3/\text{MPa}$	Formationsdruck ⁵	42,85 MPa
Radius der Skinzone ⁶	0,01 m		
Kompressibilität in der Skinzone	10^{-15} Pa^{-1}		

Die Schichtmächtigkeit wurde in Übereinstimmung mit den Ergebnissen aus den Flowmetermessungen mit 10 m relativ gering angenommen. Es besteht hier allerdings eine große Unsicherheit. Obwohl in dem Programm nSIGHTS Permeabilitäten durch Vorgabe der Schichtmächtigkeit berechnet werden, ist jedoch die Transmissibilität die reale Optimierungsgröße. Die Porosität wurde mit 5 % angenommen. Dies ist ein mittlerer Wert, welcher für das effussive Autun aus verschiedenen Bohrungen im Umfeld der Bohrung Groß Schönebeck gewonnen wurde. Die totale Kompressibilität wurde entsprechend Erfahrungswerten mit 10^{-9} Pa^{-1} angenommen.

⁴ Bei dem gewählten konzeptionellen Modell muss die optimierte 1. Ableitung in eine Horizontale einmünden. Dies wird aber erst für größere Zeiten, welche hier nicht dargestellt sind, sichtbar.

⁵ Mit Formationsdruck ist der Gleichgewichtsdruck in der Messtiefe gemeint.

⁶ Für die Skinzone werden ein Radius von 1 cm und eine totale Kompressibilität von 10^{-15} Pa^{-1} angenommen. Diese Annahmen erfolgen in Analogie zu anderen Welltest-Programmen, in denen die Skinzone als ein unendlich dünner hydraulischer Widerstand ohne Speichereigenschaft angesehen wird. Die gleichzeitige Optimierung von

Aussagen über die Sicherheit der Parameter können in diesem Programm vor allem durch sogenannte Perturbationsrechnungen erhalten werden. Hierbei werden ausgehend von einem als optimal angesehenen Parametersatz die Ausgangsparameter zufällig in vorgegebenen Grenzen variiert und mit diesen neuen Anfangsbedingungen Optimierungsrechnungen ausgeführt. Die Abbildung 10 zeigt, dass die Formationspermeabilität für das angenommene Modell relativ sicher bestimmt werden kann. Trotz der Variation der Anfangsparameter um bis zu 50 % liegen die Ergebnisse für die Formationspermeabilität sehr dicht zusammen. Im Rahmen dieses konzeptionellen Modells beträgt die Transmissibilität demnach ca. 0.06 Dm, in guter Übereinstimmung mit dem Ergebnis aus der Hornerdarstellung.

Als relativ sicher kann die Strömungsdimension angesehen werden. Hierfür wird ein mittlerer Wert von 2.0 gefunden. Dies bedeutet, dass im zeitlichen Mittel eine 2-dimensionale radiale Strömung vorliegt. Völlig anders sieht das Ergebnis bezüglich der Skinpermeabilität aus (Abbildung 11). Für einen weiten Bereich der Skinpermeabilität zwischen etwa 10 und 1000 mD ist die Abweichung (Summe der quadratischen Abweichungen) nahezu konstant. Ein verlässliche Angabe der Skinpermeabilität ist daher nicht möglich. Es ist lediglich die Aussage sinnvoll, dass im Zuflussbereich wahrscheinlich eine stimulierte Zone existiert, die sich auf den Druckverlauf nur geringfügig auswirkt.

Auch wenn insgesamt eine recht gute Anpassung der Daten mit dem einfachen konzeptionellen Modell „homogenes, unbegrenztes Reservoir mit Skin und Bohrlochspeicher“ erzielt wird, bedeutet dies nicht, dass nicht auch andere konzeptionelle Modelle gültig sein können. Insbesondere liegt es in Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Flowmeterlogs nahe, im Umfeld der Bohrung in den Vulkaniten einzelne Klüfte anzunehmen. Klüfte im Umfeld der Bohrung machen sich während des anfänglichen Anstiegs der Druckkurve in der Einschlussphase bemerkbar. Jedoch wird im hier betrachteten System aufgrund des freien Wasserspiegels in der Bohrung und des dadurch bedingt großen Bohrlochspeichers der Anstieg der Druckkurve über einen langen Zeitraum durch den Bohrlochspeicher dominiert und der Einfluss von eventuell vorhandenen Klüften maskiert. Aussagen über Klüfte im bohrlochnahen Bereich sind daher nicht möglich. Für die Auswertung der Anfangsphasen von Druckkurven sind Injektionstests bzw. Tests mit abgeschlossenem Testintervall besser geeignet.

Skinpermeabilität und Radius bzw. Kompressibilität der Skinzone ist aufgrund der Vieldeutigkeit der Lösungen hier nicht sinnvoll.

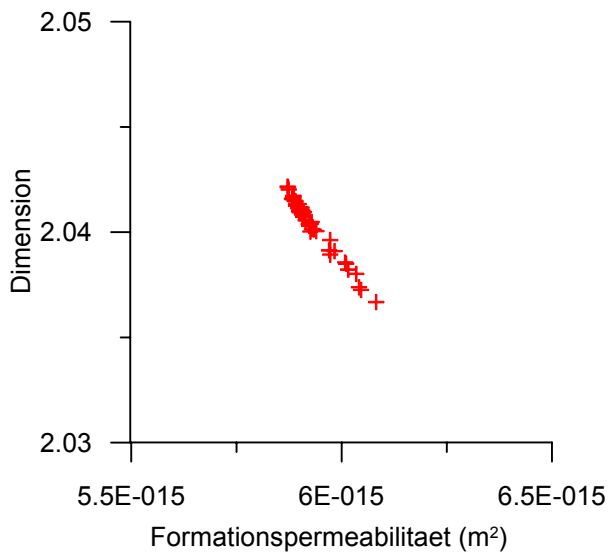


Abbildung 10: Permeabilität der Formation und Strömungsdimension bei zufällig variierenden Anfangsbedingungen.

Figure 10: Permeability of the formation and flow dimension for random variation of initial conditions.

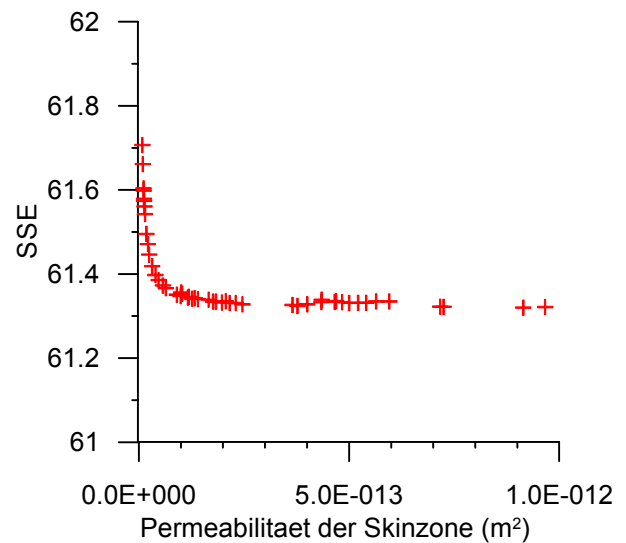


Abbildung 11: Permeabilität der Skinzone und Summe der quadratischen Abweichungen (SSE) bei zufällig variierenden Anfangsbedingungen.

Figure 11: Permeability of the skin zone and sum of squared errors for random variation of initial conditions.

Die erwähnte Diskrepanz zwischen gemessener und berechneter 1. Ableitung kann einerseits bedeuten, dass die Transmissibilität im Rahmen des bisherigen Modells überschätzt wird. Andererseits kann diese Diskrepanz aber auch ein Hinweis auf andere konzeptionelle Modelle sein (z.B. Zonen unterschiedlicher Transmissibilität, Einfluss von Rändern). Leider wurde der Druckverlauf nicht hinreichend lange - bis zur Stabilisierung des radialen Fließsystems - aufgezeichnet.

6 Auswertung des Druckverlaufs mit einem Finite-Elemente-Modell

Parallel zur bereits dargestellten Auswertung mittels eines Welltest-Programms wurde versucht eine Anpassung mit einem auf der Finite-Elemente-Methode basierenden numerischen Modell zu erzielen. Hierzu wurde das Modellierungssystem RockFlow (KOLDITZ et al., 1999; THORENZ, 2001) eingesetzt. Im Rahmen dieses Projektes wird das Modellierungssystem unter anderem um die Berücksichtigung des Einflusses der effektiven Spannungen auf die Permeabilität und um die Nachbildung von klüftig-porösen Medien über Multicontinua-Ansätze erweitert. Parallel zur noch nicht abgeschlossenen Erstellung eines dreidimensionalen Modells für den Standort wurden Auswertungen für ein ebenes, zweidimensionales radialsymmetrisches System durchgeführt. Diese werden im folgenden vorgestellt.

Für die Untersuchung des zweidimensionalen Systems wurde ein Ausschnitt aus dem radialen Fließfeld verwendet, der einem Achtzigstel Kreisabschnitt entspricht. Das zugrunde liegende Berechnungsgitter wurde dabei stark gestuft. Die verwendeten Elementlängen betragen 0,075 m am Brunnen und 4000 m am Außenrand des Systems (Abbildung 12).

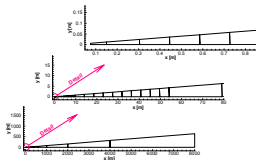


Abbildung 12: Verwendetes Finite-Elemente-Netz für die 2D-Modellierung.

Figure 12: Finite Element grid for 2-D modeling depicting a radial slice to represent a radial flow field.

Für dieses System wurden mehrere Testfälle betrachtet. Zum einen wurden - wie im vorhergehenden Abschnitt - die Historie der Drücke vor der zweiten Regenerationsperiode als Randbedingung am Brunnen in das Modell eingespeist und dann auf dieser Basis die Parameter angepasst. Für die Bestimmung der Schichtmächtigkeit wurde angenommen, dass die Zuflüsse in etwa gleichförmig über einen Bereich von 20 m verteilt sind. Die damit erzielten Parameter unterscheiden sich nur leicht von den vorab genannten:

feste Parameter		optimierte Parameter	
Schichtmächtigkeit	20 m	Formationspermeabilität	$3,7 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$
Porosität	0,05	Ruhedruck	42,8 MPa
Bohrlochspeicherkoeffizient	$4,0 \text{ m}^3/\text{MPa}$		
Speicherkoeffizient:	$10^{-9} \text{ m}^3 / (\text{m}^3 \text{Pa})$		
Fluidviskosität	$0,37 \cdot 10^{-3} \text{ Pa s}$		

Damit ergaben sich die in Abbildung 13 gezeigten Anpassungen für Druckverlauf und Ableitung des Druckverlaufs.

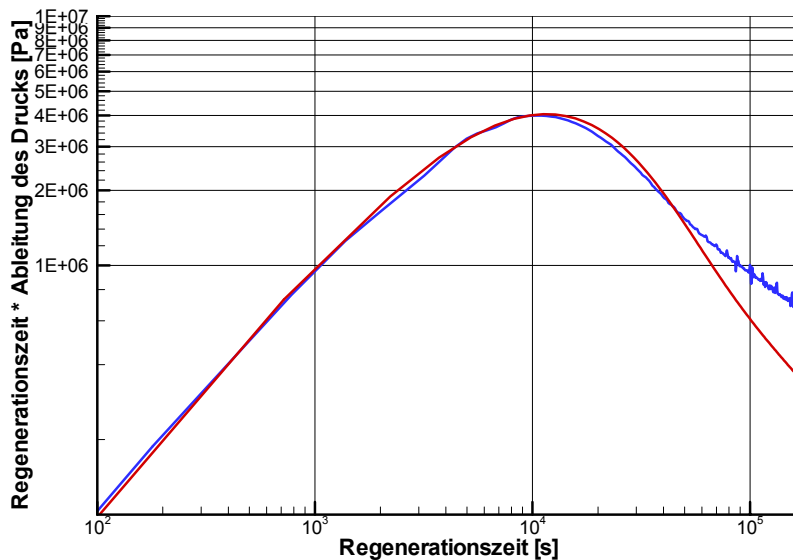
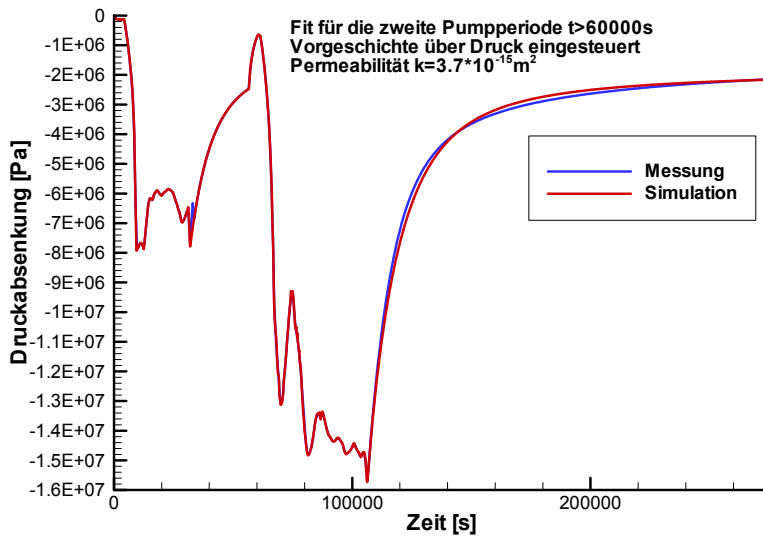


Abbildung 13: Ergebnis der Anpassung für die zweite Regenerationsperiode als Plot der Druckabsenkung (oben) und als Ableitung des Drucks (unten).

Figure 13: Fit of the second regeneration period displayed as a plot of pressure drop (top) and as its first derivative (bottom). In blue the measurements and in red the simulation results.

Es ist im rechten Plot deutlich erkennbar, dass in der untersuchten Zeitspanne kein radiales Strömungsfeld erreicht wurde. Dieses wäre durch ein horizontales Ausklingen des abfallenden Astes gekennzeichnet gewesen. Auffällig ist auch die deutlich größere Steigung des abfallenden Astes gegenüber der Messung. Dies kann z.B. auf ein sphärisches Fließfeld, doppeltporöses Verhalten oder den Einfluss von Rändern hindeuten. Um dies besser abschätzen zu können, wäre jedoch eine längere Datenreihe erforderlich. In Zukunft soll mittels des dreidimensionalen Modells überprüft werden, ob hier der Einfluss des Übergangs von sphärischer zu radialer Strömung

sichtbar wird. Die sehr gute Anpassung des Anstiegs zeigt, dass das Speicherverhalten der Bohrung gut approximiert wurde. Leider überdeckt diese Speicherung alle eventuell vorhandenen Informationen über Klüfte im Nahbereich der Bohrung.

Auf der Basis der so erhaltenen Systemkennwerte wurde nun ein weiterer Satz von Rechnungen durchgeführt, bei denen die entnommenen Volumina im Brunnen als Randbedingung verwendet wurden. Hierbei zeigte sich, dass die Anpassung in mehreren Punkten unbefriedigend ist (Abbildung 14).

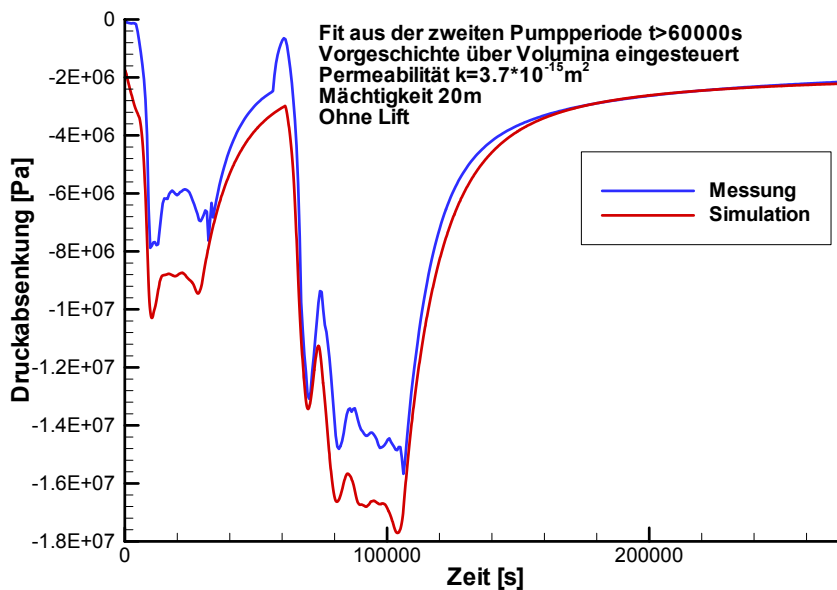


Abbildung 14: Druckantwort als Ergebnis für entnommenes Volumen im Brunnen auf der Basis der Anpassung für die zweite Regenerationsperiode.

Figure 14: Pressure response due to the removal of fluid from the well based upon the fit to the second shut-in period. Blue is measured curve and red are numerical results.

Insbesondere ist erkennbar, dass besonders am Anfang ein erheblicher Offset zwischen Simulation und Rechnung besteht. Leider stehen keine Druckdaten aus der Ruheperiode vor Inbetriebnahme des Liftstrangs zur Verfügung, so dass der Ruhedruck als Anpassungsparameter geschätzt werden musste. Der anfängliche Offset ist eventuell ein Druckpeak, ähnlich dem Peak bei 60000 s, oder der Rest der Druckerhöhung aus den Aufwältigungsarbeiten. Da diese Peaks im numerischen Modell nicht abgebildet werden, muss es sich um einen bisher komplett vernachlässigten physikalischen Effekt handeln. Weitere Simulationen bestätigten, dass ähnliche Peaks durch die Berücksichtigung des Ausblasens des im Liftstrangs befindlichen Wassers abgebildet werden können. Die Dauer des Ausblasvorgangs wurde aus den gemessenen Druckkurven auf 4230 s geschätzt, die Menge des Wassers aus dem Volumen des

Liftstrangs auf $10,5 \text{ m}^3$. Ein entgegengesetzter, jedoch deutlich kleinerer Peak, ist auch beim Ausschalten und anschließenden Belüften des Liftstrangs zu erkennen.

Um den Einfluss des Liftstrangs im Modell wenigstens approximativ zu berücksichtigen, wurde der zusätzliche Volumenstrom beim Einschalten und Ausschalten des Lifts über die zu verdrängenden Volumina abgeschätzt. Dabei wurde angenommen, dass dieser Ausgleichsprozess sehr schnell im Vergleich zum Austausch mit der Formation abläuft und darum separat betrachtet werden kann. Dazu wurden aus den Drucklogs die äquivalente Wasserspiegellage abgeschätzt und auf dieser Basis die dem Liftstrang zugehörigen Volumina bestimmt.

Diese sind leicht für die Inbetriebnahme des Lifts zu bestimmen, da die Wasserspiegellage in Liftstrang und Brunnen gleich ist. Beim Ausschalten und anschließenden Belüften des Liftstrangs kann die Wasserspiegellage unter Vernachlässigung der Wandstärke des Liftstrangs über den Ausdruck

$$\begin{aligned} (A_R - A_L)(z_L - z_R) &= A_R(z_L - z_W) & (2) \\ \Rightarrow z_W &= z_L - \frac{(A_R - A_L)(z_L - z_R)}{A_R} \end{aligned}$$

abgeschätzt werden. Hierin kennzeichnen die Variablen A die Querschnittsfläche, z die Tiefe unter GOK, und die Indizes R, L und W den Wasserstand im Ringraum, die Unterkante des Liftstrangs und die Lage des Gleichgewichtswasserstandes. Damit ergibt sich das in den Liftstrang strömende Volumen zu:

$$V_L = (z_L - z_W)A_L = (A_R - A_L)(z_L - z_R)\frac{A_L}{A_R} \quad (3)$$

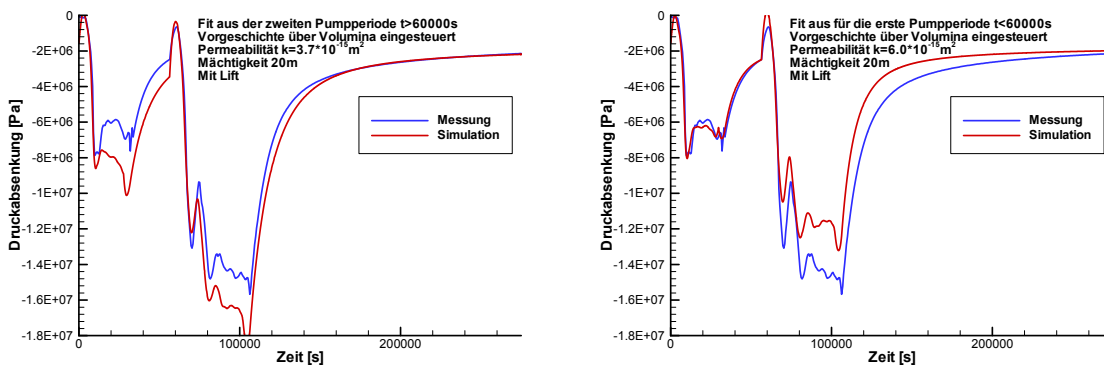
Damit ergeben sich die in der folgenden Tabelle 2 angegebenen geschätzten Volumina, die durch den Liftstrang beim An- oder Abschalten der Bohrung zugeführt oder entnommen werden:

Zeitpunkt	Äquiv. Wasserspiegel	Bewegte Volumina
Beginn der ersten Liftperiode	-250 m	+10,9 m ³
Ende der ersten Liftperiode	-650 m	-7,3 m ³
Beginn der zweiten Liftperiode	-333 m	+10,3 m ³
Ende der zweiten Liftperiode	-1300 m	-3,7 m ³

Tabelle 2: Bewegte Volumina beim An- und Abschalten des Stickstoffliftes

Table 2: Volumes of fluid set in motion when turning the nitrogen lift on and off.

Für den Einschaltvorgang wurde aus den Drucklogs eine Verdrängungszeit von ca. 4200 s entnommen. Der daraus resultierende Volumenstrom wurde linear verteilt, so dass er am Ende der Periode auf Null fällt. Für die Belüftung des Liftstrangs konnten keine Aussagen aus den Daten entnommen werden, darum wurde dieselbe Dauer angesetzt.



A

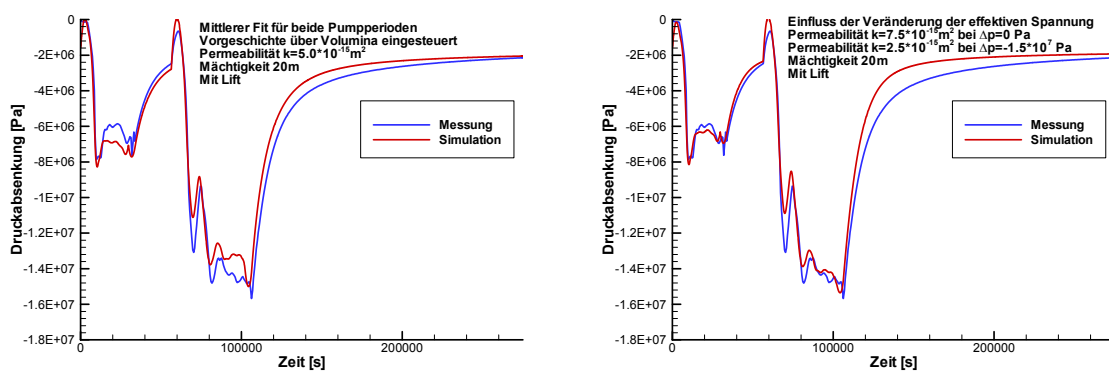
Abbildung 15: Druckantwort mit Betrachtung des Wassers im Liftstrang. Das linke Bild zeigt das Ergebnis auf der Basis der Anpassung für die zweite Periode, das rechte bei Anpassung für die erste Periode.

Figure 15: Pressure response considering the water in the string. The fit for the second shut-in phase is shown on the left, while the fit for the first shut-in period is on the right. Blue represents measurements while red the numerical results.

Durch die Berücksichtigung des aus dem Liftstrang verdrängten Wassers konnten Druckpeaks im numerischen Modell erzeugt werden, die qualitativ denen der Messung entsprechen (Abbildung 15). Jedoch zeigt sich jetzt ein deutlich zu großer Druckabfall während der Pumpperioden. Dies lässt auf eine Unterschätzung der Permeabilitäten schließen (Abbildung 15 links). Eine Erhöhung der Permeabilität auf 6.0-15 m² konnte die Anpassung für die erste Pumpperiode bis etwa 60000 s erheblich verbessern, verschlechterte jedoch die Anpassung der zweiten Periode (Abbildung 15 rechts).

Als Kompromiss zwischen den Anpassungen für die erste und zweite Periode wurde eine Permeabilität von $5 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$ verwendet. Das Resultat (Abbildung 16 links) liegt wie erwartet zwischen den vorherigen. Daraus kann entnommen werden, dass es eine nichtlineare Rückkopplung der Druckabsenkung im Brunnen auf das Fließfeld gibt.

Diese kann z.B. durch die bei hohen Absenkungen und damit Strömungsgeschwindigkeiten nichtlinear steigenden Fließwiderstände ausgelöst sein. Ebenfalls zu beachten ist eine mögliche mechanische Reaktion des Kluftnetzwerkes auf die Druckabsenkung. HUENGES et al., (1997) stellten in der kontinentalen Tiefbohrung (KTB) eine erhebliche Veränderung der Permeabilität um etwa eine Größenordnung bei Veränderung der effektiven Spannung um 15 MPa fest. Da die hier verursachten Spannungsänderungen in dieser Größenordnung liegen, könnte dies auch hier eine plausible Ursache sein.



A

Abbildung 16: Druckantwort als Ergebnis für entnommenes Volumen im Brunnen auf der Basis eines Mittelwertes der Permeabilitätsanpassungen (links) und unter Berücksichtigung des Einflusses der effektiven Spannungen auf die Permeabilität (rechts).

Figure 16: Pressure response due to the removal of fluid from the well based upon an average permeability from the fit (left) and considering the effect of the effective stress on permeability (right).

Die Berücksichtigung dieses Effekts in der Simulation zeigte einen guten Fit für die Pumpperioden bei einer Reduktion der Permeabilität auf etwa ein Drittel für eine Druckabsenkung von 15 MPa (Abbildung 16 rechts). Hierdurch wurde jedoch die Anpassung für die zweite Regenerationsperiode deutlich verschlechtert. Als Erklärung könnte hierfür in Betracht kommen, dass die schon zuvor geschilderten Langzeiteffekte (sphärisches Fließfeld, Multicontinua-Effekte, Ränder etc.) demaskiert werden und so deutlicher zutage treten. Für eine genauere Trennung dieser Effekte ist die Datendichte jedoch nicht ausreichend. Hier könnten detaillierte Packertests zu eindeutigen Ergebnissen führen.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Nach der Aufwältigung und Vertiefung der Bohrung Groß Schönebeck wurde ein Fördertest (Stickstoffliffertest) durchgeführt. Hierbei wurden 335 m^3 Wasser bei einer maximalen Druckabsenkung von ca. 14 MPa gefördert.

Die einzige relevante Zuflusszone befindet sich in einem Teufenbereich von 4224 m bis 4248 m, das heißt, vorwiegend in den Vulkaniten. Die Rotliegend-Sandsteinformation ist vollständig blockiert. Eine detailliertere Auswertung des Flowmeterlogs zeigt, dass innerhalb des Zuflussbereiches schmale Zonen abgegrenzt werden können, die bis zu 90 % zum Gesamtzufluss beitragen. Es liegt nahe, hier einzelne Kluffzonen anzunehmen.

Während des Flowmeterlogs wird im Zuflussbereich eine signifikant geringere Temperatur gemessen als im stationären Zustand. Demnach ist vermutlich über die Vulkanite indirekt ein Reservoir oberhalb der Vulkanite (Sandsteine) angeschlossen, aus dem gefördert wird.

Für die Auswertung des Druckverlaufs und die Ableitung hydraulischer Parameter mittels eines Welltest-Programms eignet sich vor allem die 48-stündige Einschlussphase nach Beendigung der Förderung. Der Druckverlauf kann gut mit dem einfachen konzeptionellen Modell „Unendlich ausgedehntes, homogenes Reservoir, Skin und Bohrlochspeicher“ angepasst werden. Für die Transmissibilität erhält man damit einen Wert von $0,06 \cdot 10^{-12} \text{ m}^3$. Demnach ist die Transmissibilität um bis zu 2 Größenordnungen geringer als es für die geothermische Nutzung notwendig ist.

Die Auswertung der Daten mittels eines Finite-Elemente-Modells ergab Permeabilitäten in ähnlicher Größenordnung wie die mittels des Welltestprogramms bestimmten. Zusätzlich konnte der Einfluss des Liftstrangs auf das Druckverhalten im Brunnen modelliert und in die Simulation einbezogen werden. Die nichtlineare Kopplung des Druckfeldes über die effektiven Spannungen an die Permeabilität konnte im Modell abgebildet werden und führte zu einer deutlich verbesserten Simulation der Absenkung in den Pumpperioden.

Die im späteren Verlauf des Versuchs auftretenden Abweichungen sind vermutlich auf Veränderungen der Fließgeometrie oder auf doppelt poröses Verhalten zurückzuführen. Diese können vermutlich besser durch das in Entwicklung befindliche 3D-Modell, das auch die Modellierung doppelt porösen Verhaltens beinhaltet, abgebildet werden.

In den vorgestellten Untersuchungen hatte der Skin keinen signifikanten Einfluss auf den Druckverlauf. Dies bedeutet, dass keine erkennbare Schädigung der Bohrung im Zuflussbereich vorliegt.

Durch die Art des durchgeführten Tests (Lifttest im offenen Bohrloch) dominieren der Bohrlochspeicher und die dynamischen Effekte aus dem Betrieb des Lifts (stark schwankende Fließraten, Flüssigkeitsbewegung beim Be- und Entlüften des Liftstrangs, Bewegung des Gas-Wasser-Gemisches im Bohrloch beim An- und Abschalten des Lifts) die anfänglichen Messwerte. Dadurch werden in den Messdaten möglicherweise vorhandene Reaktionen der Formation maskiert, so dass es nicht möglich ist, Aussagen über Rissströmungen in Bohrlochnähe zu machen. Da nur ein Extraktions- aber kein Injektionstest vorgenommen wurde, können die Einflüsse von mechanischer Reaktion und möglicherweise turbulentem Fließen nicht voneinander getrennt werden. Bedingt durch die Laufzeit der Messungen kann in den Resultaten noch keine Stabilisierung eines radialen Fließfeldes festgestellt werden. Um den Einfluss doppelt porösen Verhaltens, die Veränderung von sphärischem zu radialem Fließfeld oder den Einfluss äußerer Ränder zu erkennen, wären längere Datenreihen erforderlich.

Es scheint ratsam, mittels gesetzter Packer (möglicherweise ein Einzelpacker im flachen Bereich) weitere Injektions-/Extraktionsversuche vorzunehmen, um so den Einfluss des Bohrlochspeichers aus den Messergebnissen auszublenden. Wenn diese Versuche mit variierenden und alternierendenden Druckstufen/Durchflüssen durchgeführt werden, kann dann die Druckabhängigkeit der Permeabilität von den Einflüssen der Turbulenz getrennt werden. Während dieser Versuche zugesetzte Tracer können zudem wertvolle Informationen über den advektiv-dispersiven Wärmetransport in der Formation liefern.

8 Literatur

HUENGES, E., ERZINGER, J., ENGESER, B., KESSELS, W., KÜCK, J. (1997): The permeable crust: Geohydraulic properties down to 9101 m depth, *J. Geophysical Research*, Vol. 102, **B8**: 18255-18265

KOLDITZ, O., KAISER, R., HABBAR, D., ROTHER, T. & THORENZ, C. (1999), *ROCKFLOW-Theory and Users Manual*, Release 3.4, Groundwater Modeling Group, Institut für Strömungsmechanik und Elektronisches Rechnen im Bauwesen der Universität Hannover

PICKENS, J. F., GRISAK, G. E., AVIS, J. D., BELANGER, D. W., & THURY, M. (1987): Analysis and interpretation of borehole hydraulic tests in deep boreholes: Principles, model development, and applications, *Water Resour. Res.*, **23(7)**: 1341-1375

STRELTSOVA, T. D. (1988): *Well testing in heterogeneous formations*. John Wiley & Sons, New York

THORENZ, C. (2001): *Model Adaptive Simulation of Multiphase and Density Driven Flow in Fractured and Porous Media*, Institut für Strömungsmechanik und Elektronisches Rechnen im Bauwesen der Universität Hannover