

GEOFORSCHUNGSZENTRUM POTSDAM
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Ernst Huenges
Markus Wolfgramm
(Herausgeber)

**Sandsteine im
In-situ-Geothermielabor
Groß Schönebeck**

Reservoircharakterisierung,
Stimulation, Hydraulik und
Nutzungskonzepte

Scientific Technical Report STR04/03

Impressum

GeoForschungsZentrum Potsdam
in der Helmholtz-Gemeinschaft
Telegrafenberg
D-14473 Potsdam

e-mail: postmaster@gfz-potsdam.de
www: <http://www.gfz-potsdam.de/pb52>

Gedruckt in Potsdam
April 2004

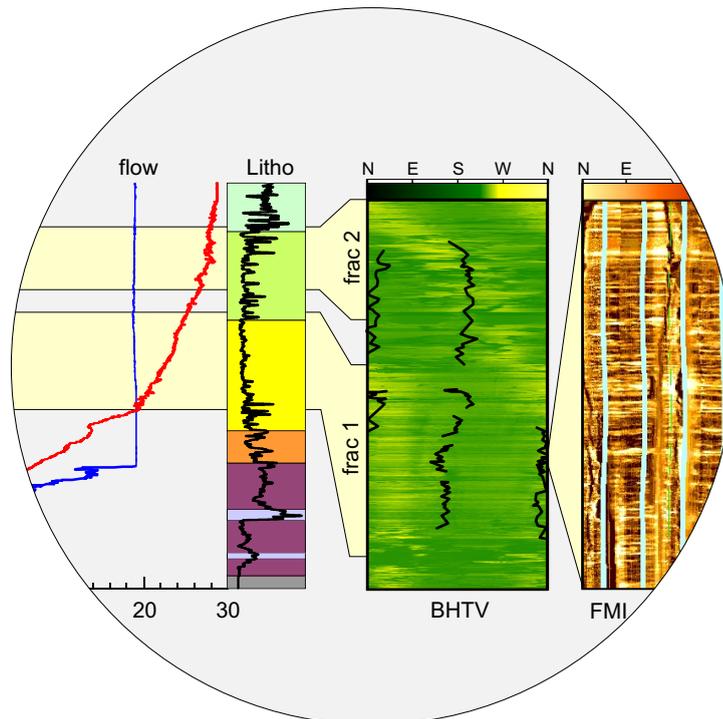
ISSN 1610-0956

Die vorliegende Arbeit ist in in elektronischer
Form erhältlich unter:
<http://www.gfz-potsdam.de/bib/zbstr.htm>

Geothermie Report 04-1

Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck

Reservoircharakterisierung, Stimulation,
Hydraulik und Nutzungskonzepte



Ernst Huenges, Markus Wolfgramm
(Herausgeber)

Scientific Technical Report STR04/03

**Sandsteine im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck:
Reservoircharakterisierung, Stimulation, Hydraulik und Nutzungskonzepte**

**Sandstones in the in-situ geothermal laboratory Groß Schoenbeck:
Reservoir characterisation, stimulation, hydraulics and concepts of utilisation**

Inhaltsverzeichnis
Table of Contents

Seite

Einleitung

Auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromerzeugung Ernst Huenges	5
--	----------

Charakterisierung der Sandsteine: Durchströmung unter simulierten in situ Bedingungen und Bilder der Klüfte an der Bohrlochwand

Hydraulische und chemische Eigenschaften eines Rotliegend-Sandsteins im Durchströmungsversuch Markus Wolfgramm, Siegfried Raab, Andrea Seibt, Ute Trautwein, Günter Zimmermann, Heinz-Gerd Holl, Torsten Kellner	9
---	----------

Einfluss des Porendrucks auf die physikalischen Eigenschaften der Sandsteine in Groß Schönebeck 3/90 Ute Trautwein	29
--	-----------

Auswertung von akustischen Bohrlochfernseherdaten (ABF) der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 Martina Pischner, Thomas Voss, Heinz-Gerd Holl	41
---	-----------

Stimulation der Sandsteine: Operative Durchführung, Interpretation und hydraulische Implikation

Bericht über die im 1. Quartal 2002 durchgeführten Test- und Stimulationsarbeiten in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 Gerhard Lenz, Frank Hoffmann	67
--	-----------

Stimulating for Productivity: Hydraulic Proppant Fracturing Treatments in Rotliegend Sandstones Björn Legarth, Torsten Tischner, Ernst Huenges	93
--	-----------

Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Hydraulische Tests und Interpretation der Rissausbreitung	107
Torsten Tischner, Björn Legarth, Reinhard Jung	
Ergebnisse des moderaten Pumptestes in der Tiefbohrung Groß Schönebeck 3/90 im Sommer 2002	123
Günter Zimmermann	
Durchführung von Pulstests während der Stimulationsarbeiten zur Lokation einer hydraulischen Blockierung im open hole Bereich	137
Günter Zimmermann, Torsten Tischner	
Geochemie der Fluide und Gase im Spiegel der Stimulationstests	
Stimulation Tests in a Deep Rotliegend Sandstone Formation – Geochemical Aspects	143
Markus Wolfgramm, Andrea Seibt, Torsten Kellner	
Gas-Geochemische Untersuchungen an Formationsfluiden des Rotliegend der Bohrung Groß Schönebeck 3/90	153
Thomas Wiersberg, Andrea Seibt, Martin Zimmer	
Chemische Konditionierung von Injektionsfluiden zur Stimulation von Rotliegendgesteinen in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90	171
Markus Wolfgramm, Heinz-Gerd Holl, Andrea Seibt, Torsten Kellner	
Planung geothermischer Stromerzeugung	
Thermodynamic Modeling of Binary Cycles – Looking for Best Case Scenarios	187
Silke Köhler, Ali Saadat	
Geothermische Strom- und Wärmebereitstellung: Eine ökologische Analyse	197
Silke Rogge, Martin Kaltschmitt	

Einleitung:

Auf dem Weg zur Wirtschaftlichkeit geothermischer Stromerzeugung

ERNST HUENGES

GeoForschungsZentrum Potsdam

Das In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck wurde im Jahr 2001 eingerichtet, um Verfahren zur Erschließung und Nutzung der im Untergrund reichlich vorhandenen Erdwärme zu entwickeln. Der Forschungsansatz im Projekt sieht dabei ausdrücklich vor, das Reservoirgestein nicht nur so zu nutzen, wie es angetroffen wird, sondern es durch aktive Stimulation dahingehend zu verändern, dass eine wirtschaftliche Nutzung möglich wird.

Die Reservoirbedingungen wie Temperatur, Druck und Zusammensetzung der fluidhaltigen Gesteine sind weitgehend bekannt. Diese Bedingungen wurden im Labor simuliert und Schlüsselprozesse, die bei der Durchströmung der Reservoirgesteine ablaufen, eingehend untersucht. Darüber berichten WOLFGRAMM et al.

Die aktive Veränderung des Untergrundes durch Stimulation sieht eine Erhöhung des Porendrucks im Reservoirgestein vor. Um den Einfluss des Porendrucks auf das Reservoir besser zu verstehen, wurden simultan hydraulische, elektrische und elastische Eigenschaften als Funktion des Porendrucks unter außen angelegten Spannungsbedingungen am Gestein gemessen. TRAUTWEIN gibt mit diesen Untersuchungen einen interessanten Einblick in die innere Struktur der Gesteine während einer Porendruckvariation.

Der makroskopische Einfluss von Porendruck auf das Reservoir kann nicht von Laboruntersuchungen heranskaliert werden. Deshalb sind in der Regel aufwändige Untersuchungen unter in situ Bedingungen unverzichtbar. Daher musste das In-situ-Geothermielabor in einer das potenzielle Reservoir aufschließenden Bohrung eingerichtet werden. PISCHNER et al. weisen mit ihrer Interpretation der hochauflösenden Abbildung akustischer Eigenschaften der Bohrlochwand nach, welche Strukturen in welchem Spannungsregime entstanden sind. Die Durchführung der operativen Stimulationsarbeiten (HOFFMANN & LENZ) sowie die mechanische (LEGARTH et al.) und hydraulische (TISCHNER et al. sowie ZIMMERMANN) Interpretation zeigen eine Reihe neuer Lernpunkte für das weitere Vorgehen auf.

Der wichtigste Lernpunkt ist wohl der, dass die Methoden der Kohlenwasserstoffexploration nicht problemlos auf die geothermische Zielsetzung mit dem Bedarf sehr hoher Fließraten übertragen werden können. Nichtsdestotrotz ist im Ergebnis der Stimulation eine beachtliche Produktivitätssteigerung erzielt worden. Gelernt haben wir, dass die Pulstestmethode erfolgreich eingesetzt werden kann, um eine Blockierung im offenen Bohrloch zu testen (ZIMMERMANN & TISCHNER). Forschungs- und Entwicklungsbedarf zeigt sich im Einsatz der Fracfluide (WOLFGRAMM et al. 2) und Stützmittel (LEGARTH et al.).

Hohe Fließraten geothermischer Wässer bilden die Voraussetzung für die Nutzung eines erfolgreich stimulierten Reservoirs. Wichtig dabei ist aber auch die Beherrschung stofflicher Ausfällungen, die möglicherweise auf elektrokinematische Prozesse zurückzuführen sind. Solche Ausfällungen wurden während des Langzeitpumptests im Sommer 2002 beobachtet (ZIMMERMANN). Ferner muss der Gashaushalt in der Bohrung beachtet werden, da Gase während der Förderung den Gaslösungsdruck unterschreiten können (WIERSBERG et al.).

In Orientierung an den potenziellen Parametern der Energiebereitstellung des Norddeutschen Beckens haben KÖHLER & SAADAT verschiedene Wandlungsverfahren untersucht. Die Modellierung des Binärkreises ist ein notwendiges Mittel zur Auslegung einer entsprechenden Anlage. Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht in der Bereitstellung von Stoffparametern möglicher Arbeitsmittel sowie in der Einbeziehung von Betriebsdaten aus existierenden Anlagen zur Verbesserung der Modellierinstrumente. Die Ökobilanz geothermischer Stromerzeugung fällt im Vergleich zu anderen regenerativen Energieträgern sehr positiv aus (ROGGE & KALTSCHMITT).

Nach der Erstellung des vorliegenden Reports ist die Technologieentwicklung im In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck weiter vorangeschritten. Das Bohrloch wurde neu vermessen und durch einen Schutzstrang im Reservoirbereich gesichert. Ein neues Testprogramm mit Stimulation, Fördertest und Stufeninjektion wurde durchgeführt, in dessen Ergebnis eine weitere Produktivitätssteigerung erreicht wurde. Darüber wird demnächst berichtet.

Im internationalen Vergleich hat diese ingenieurtechnische Behandlung sedimentärer geothermischer Reservoirs inzwischen einen festen Platz gefunden neben entsprechenden Ansätzen in früher sogenannten Hot Dry Rock Reservoirs in den Graniten (Soulz-sous-Forêts, Frankreich; Hitay, Japan). So beginnt man jetzt auch in Kalifornien und in Australien, sogenannte *Enhanced Geothermal Systems (EGS)* durch hydraulische Stimulation zu entwickeln. Wegen der aktiven Gestaltung des Reservoirs steht die Abkürzung EGS auch für Engineering Geothermal Systems.

Danksagung

Die Herausgeber und Autoren danken dem Vorstand des GeoForschungsZentrums Potsdam für die Unterstützung des Projektes. Dank gilt auch der Operational Support Group (OSG) des GFZ Potsdam für die Durchführung der Loggingoperationen und die Unterstützung bei der Datenauswertung.

Grundlage des Projekterfolges war die bewährte gute Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe Hannover, Geothermie Neubrandenburg GmbH, Mess-Systeme GmbH Bochum sowie BWG Boden Wasser Gesundheit GbR. Auch an die Firmen, die als Vertragspartner mitgewirkt haben, und an das Brandenburgische Landesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe geht unser Dank.

Unser besonderer Dank gilt den Zuwendungsgebern Bund und Land Brandenburg für die Projektfinanzierung. Das Projekt wird im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogrammes der Bundesregierung gefördert.

Ernst Huenges

Projektleiter, Sektion Geothermie
GeoForschungsZentrum Potsdam

Hydraulische und chemische Eigenschaften eines Rotliegend-Sandsteins im Durchströmungsversuch

Hydraulic and chemical properties of a Rotliegend sandstone during a perfusions experiment

MARKUS WOLFGRAMM¹, SIEGFRIED RAAB¹, ANDREA SEIBT², UTE TRAUTWEIN¹,
GÜNTER ZIMMERMANN¹, HEINZ-GERD HOLL¹ UND TORSTEN KELLNER³

¹GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

²BWG – Boden Wasser Gesundheit GbR, Seestraße 7a, 17033 Neubrandenburg

³Geothermie Neubrandenburg GmbH, Lindenstraße 63, 17033 Neubrandenburg

1	Einleitung	10
1.1	Geologischer Überblick.....	10
1.2	Kenntnisstand zu Durchströmungsversuchen.....	11
2	Methodik	12
2.1	Überblick des Gesamtkonzepts	12
2.2	Durchströmungsversuche	14
3	Ergebnisse	16
3.1	Petrographie der Rotliegend-Sedimente der Bohrung GrSk 3/90, 2/76	16
3.2	Hydraulische und chemische Eigenschaften während der Durchströmung	18
3.3	Veränderungen der Rotliegend-Sandsteine	21
4	Diskussion	21
4.1	Mobilisierung und Quellung von Tonmineralen	21
4.2	Veränderungen fluid-chemischer und hydraulischer Parameter	22
4.3	Schädigungen des Sandsteinspeichers durch Fluidinjektion	23
5	Zusammenfassung	24

Abstract

For identification of the impact of salt-free and soured fluids injected for hydraulic stimulation on the about 4,000 m deep Rotliegend sandstones, cross-flow tests were carried out in combination with petrographic and fluid-chemical investigations. As a consequence of the swelling and the potential mobilisation of the clay minerals, a reduction of the permeability was expected. However, the test did not produce any significant change of the permeability for the cross-flow of differently conditioned waters under modified p/T conditions. But there could be proven the mobilisation of heavy metals and the solution of carbonate cement. As these cement minerals form a small fraction only in the total rock and due to their uneven distribution, no damage of the aquifer has to be expected. A local transport of finest particles could be observed which is probably connected with the carbonate solution. In case of suddenly increasing pore pressures, there is a risk of particle discharge, so that damaging of the pore reservoir cannot be excluded due to this small-scale transport of particles.

1 Einleitung

In Vorbereitung der geplanten open hole Stimulation mit Wasser aus einem Grundwasserleiter sind Versuche zur Konditionierung des Injektionsfluides durchgeführt worden. Wichtige Aussagen für dieses Konditionierungskonzept lieferten dabei die hier dokumentierten Ergebnisse des Durchströmungsversuches eines Rotliegend-Sandsteins. Ziel des Experimentes war u.a., die Reaktion von Tonmineralen auf chemisch unterschiedlich zusammengesetzte Injektionsfluide zu erfassen und zu messen, ob z.B. eine Reduzierung der Permeabilität durch Quellung und/oder Mobilisation von Tonmineralen erfolgen würde.

Ausgangspunkt war dabei eine petrographische Untersuchung von verschiedenen Rotliegend-Bohrkernen der Bohrung GrSk 3/90, welche die lithologische Zusammensetzung der Rotliegend-Sedimente und ihres Inventars an Tonmineralen zeigen. Nach der Durchströmung wurde der Kern mikroskopisch untersucht. Die chemische Analyse der Wässer aus dem durchströmten Bohrkern sollten Hinweise auf Lösungs- und Fällungsreaktionen bzw. Tonmineralmobilisierung liefern.

Der Durchströmungsversuch stellt im Labormaßstab die hydraulische Stimulation nach, welche im Rahmen massiver Wasserfracs der Rotliegendgesteine erfolgen wird. Somit lassen sich Schlussfolgerungen über das hydraulische Verhalten während der Stimulationsexperimente gewinnen.

1.1 Geologischer Überblick

Der Untersuchungsstandort befindet sich im Nordostdeutschen Becken, einem von vier Teilbecken der Mitteleuropäischen Senke (GAST et al. 1998). Die Entwicklung des Beckens begann im Stefan mit der Akkumulation mächtiger Vulkanitserien (**Frühstadium**). Im permotriassischen **Hauptabsenkungsstadium** wurden mächtige, siliziklastische Rotliegend-Sedimente, evaporitische Zechsteinfolgen sowie karbonatische, evaporitische und siliziklastische Sedimente des Buntsandstein, Muschelkalk und teilweise des Keupers akkumuliert. Vom Rät bis weit in die Unterkreide erfolgte eine zunehmende Differenzierung (**Differenzie-**

rungsstadium) der Sedimentationsräume. Extrem große Mächtigkeiten sind auf wenige Teilbecken beschränkt. Die halokinetischen Bewegungen der Zechsteinsalze setzen mit der Bildung von Diapiren und Salzkissen ein. Im **Inversionsstadium** (Oberkreide) erhielt das Becken sein heutiges Strukturbild. So erfolgte die Heraushebung mehrerer Krustenschollen mit Versatzraten von z.T. mehr als 4.000 m. Als herausgehobene Krustenschollen sind heute die südlichen Schollen von Flechtingen und Calvörde, der südliche Prignitz-Lausitzer Block sowie der nördliche Grimmener Wall bekannt (SCHECK 1997). Während des Känozoikums erfolgte im Rahmen eines **Stabilisierungsstadiums** weitere Subsidenz.

Das Rotliegend selbst setzt sich im Durchschnitt aus 1,5 km mächtigen Vulkaniten und Sedimenten zusammen. Einige Bohrungen haben Mächtigkeiten von mehr als 3 km erbohrt (z.B. Mirow 1/74). Dabei setzt sich die sedimentäre Schichtenfolge prinzipiell aus den liegenden Konglomeraten, gefolgt von Sandsteinen und den hangenden Silt- und Tonsteinen, zusammen. Das Vorkommen der Sandsteine mit größeren Mächtigkeiten beschränkt sich auf den Südrand des Beckens (GAST et al. 1998, MCCANN 1998, ZIEGLER 1990). Fluviale Sandsteine wechseln hier mit äolischen Bildungen. In diesem Bereich befindet sich auch die hier beschriebene Bohrung GrSk 3/90.

1.2 Kenntnisstand zu Durchströmungsversuchen

Die Injektion von Fluiden in einen Sandsteinaquifer muss so erfolgen, dass keine Porositäts- und Permeabilitätsänderungen auftreten, die zur signifikanten Verschlechterung des Aufnahmeverhaltens des Reservoirs führen. Das gilt sowohl für die Reinjektion geothermisch genutzter Wässer als auch für Injektionsfluide zur hydraulischen Stimulation der Gesteine. Eine Möglichkeit das Injektionsverhalten zu dokumentieren und Fluid-Fluid- sowie Fluid-Gesteins-Wechselwirkungen zu beschreiben, sind sowohl Kerndurchströmungsversuche unter Laborbedingungen als auch Injektionstests unter Feldbedingungen vor Ort an der Bohrung/Geothermieanlage. Diese Methoden sind vorwiegend aus der Erdölindustrie (u.a. GLASENAPP 1962, HERZIG et al. 1970; EYLANDER 1988; AZARI & LEIMKUEHLER 1992; NGWENYA et al. 1995; LIU & CIVAN 1996), aber auch aus der Geothermie (u.a. WILDEMANN 1991, VICHON et al. 1993, MARTIN et al. 1996, KÜHN et al. 1996, 1997, KÜHN 1997, TCHISTIAKOV 2000) bekannt.

Mittels der Kerndurchströmungsversuche wurden vorwiegend der Eintrag von Feinstpartikeln, mechanische Partikelumlagerungen, Wechselwirkungen zwischen Matrix und Schichtwässern sowie chemisch stark veränderten Wässern (Injektion bei der sekundären und tertiären Förderung) sowie Wechselwirkungen zwischen Gestein und Aufschluss-, Bohrungs-, und Stimulationschemikalien untersucht. Zum Einsatz kamen als Probenmaterial vorwiegend Gesteinsproben aus Standardgesteinen (z.B. Berea-Sandstein) als auch künstliche Standards (Zirconia). Als Fluide wurden meist künstliche Fluide wechselnder Zusammensetzung verwendet: von entionisiertem Wasser bis zu NaCl/KCl-Lösungen verschiedener Konzentrationen, Chemikalien der Speicherstimulierung, Meereswasser und oftmals Fluide mit vom Lagerstättenfluid abweichenden pH- und Eh-Werten sowie mit und ohne Feststoffpartikelzusatz (Feststoffsuspensionen).

Im Ergebnis der verschiedenen Untersuchungen können Permeabilitätsreduzierungen auf zwei Hauptursachen zurückgeführt werden:

- mechanische Prozesse des Partikeleintrags und der Partikelumlagerung in Abhängigkeit von der Fließrate
- chemische Eisenhydroxidausfällung mit nachfolgender Blockierung, bedingt durch eisen(II)-haltige Durchströmungsfluide bzw. Erhöhung der Eisen-Ionenkonzentration im Fluid, bedingt durch Korrosion der Versuchsanlage und Sauerstoffeintrag.

Weitere Faktoren, wie Mineralneubildungen (Fällungen von Karbonaten, Sulfaten, Kieselsäure und Aluminiumhydroxid) sowie Tonquellungen u.a., spielten bei diesen Untersuchungen nur eine untergeordnete Rolle. Besondere Bedeutung kommt der Tonverlagerung zu, welche auch Gegenstand dieser Studie war. Die Mobilisierung von Tonmineralen ist hierbei abhängig vom pH-Wert, der Zusammensetzung, der Salinität und der Temperatur des Fluids sowie der Durchströmungsgeschwindigkeit (TCHISTIAKOV 2000).

2 Methodik

2.1 Überblick des Gesamtkonzepts

Die einzelnen Arbeitsschritte im Rahmen dieser Studie sind in Abb. 1 dargestellt. Zu Beginn wurden 15 Dünnschliffe von Bohrkernen der Bohrung GrSk 3/90 (13) und GrSk 2/76 mikroskopisch u.a. mit der „point-counting“-Methode (400 Punkte) bearbeitet. Diese Daten wurden mit denen aus dem NE Deutschen Becken (WOLFGRAMM 2002) verglichen. Danach erfolgte die Auswahl geeigneter Kernproben für die Durchströmungsversuche.

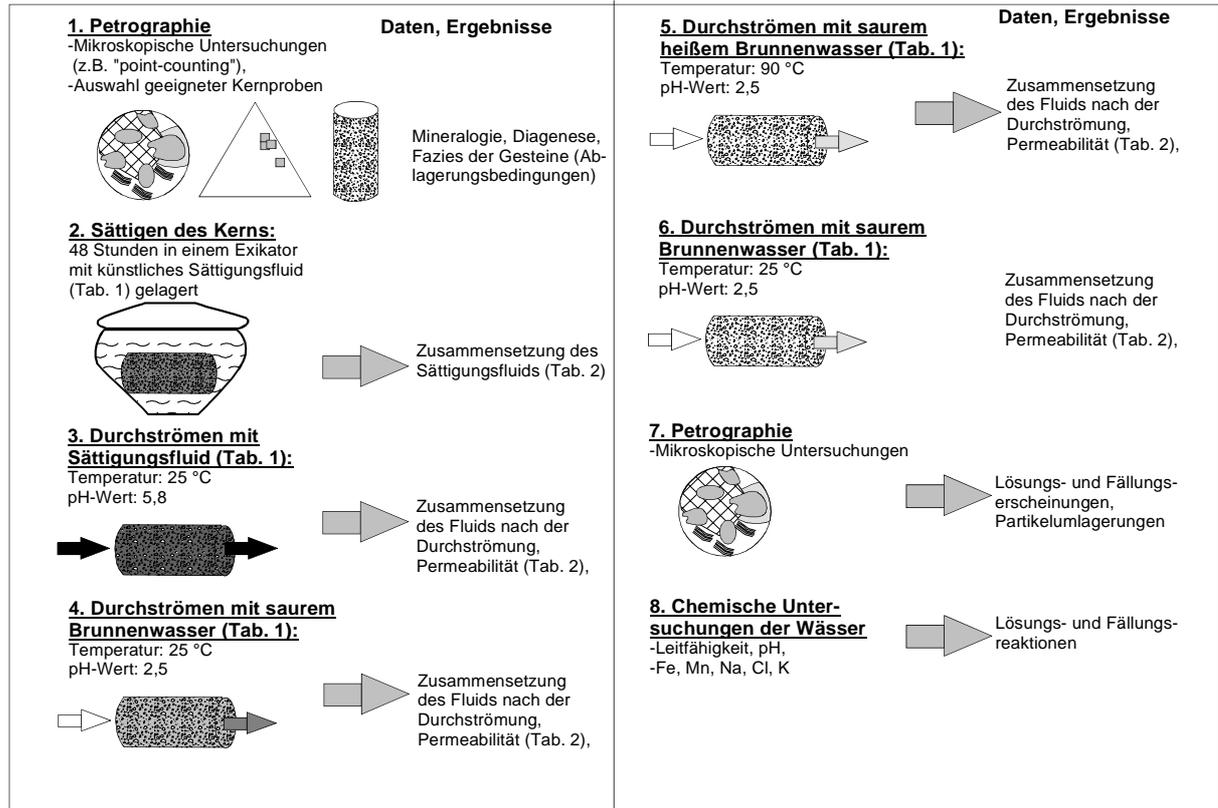


Abb. 1: Ablaufplan des Durchströmungsexperimentes mit künstlichem Formationsfluid

Fig. 1: Conception of percolations experiments

Für die Durchströmung wurde eine Apparatur des GeoForschungsZentrums (GFZ) Potsdam genutzt (Abb. 2). Die Durchströmung der Probe erfolgt hierbei unter Druck- und Temperaturbedingungen, welche den in situ Bedingungen der Sandsteine entsprechen. Die Druckerzeugung im Hochdruckpermeameter (Abb. 2) erfolgt über zwei getrennte Drucksysteme. Der Umschließungsdruck wird mit Hydrauliköl auf die Probe übertragen. Der maximale Betriebsdruck liegt bei 300 MPa, was etwa einer Teufe von 10 km entspricht. Der gewünschte Druckwert wird mit Hilfe eines Reglers und einer Spindelpumpe auf $\pm 0,1$ MPa konstant gehalten.

Das Porendrucksystem arbeitet mit Wasser oder wässrigen Lösungen und kann maximal 90 MPa erzeugen. Auch hier wird der Druck mit Spindelpumpen geregelt und auf $\pm 0,02$ MPa konstant gehalten oder ein konstanter Differenzdruck über der Probe eingestellt. Die minimal einstellbare Durchflussrate der Fluidpumpen beträgt $1 \mu\text{l}/100 \text{ s}$. Der Probenzylinder ist über die beiden Stirnflächen mit dem Fluiddrucksystem verbunden und ein flexibler Kunststoffschlauch umhüllt die Probe und trennt die beiden Drucksysteme (Abb. 2). Die Permeabilitäten wurden nur aus Daten ermittelt, die einem Gleichgewichtszustand des Systems (Abb. 2) entsprachen.

Kontinuierlich wurden Fluidproben, nachdem diese den Kern durchströmt hatten, aufgefangen. Bestimmt wurde der pH-Wert und die Leitfähigkeit. Eine quantitative Analyse einzelner

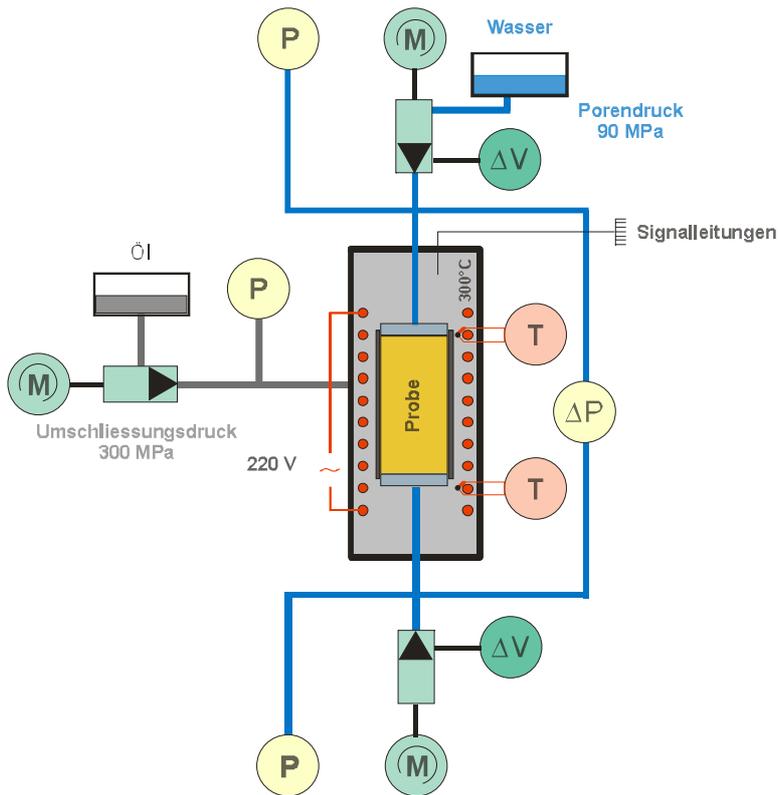


Abb. 2: Schema des technischen Aufbaus der Durchflusszelle des Geoforschungszentrums Potsdam

Fig. 2: Technical design of the perfusions cell of GeoForschungszentrum Potsdam

Bestandteile erfolgte photometrisch mit dem WTW-PhotoLab S12. Zur Bestimmung der Natrium-, Kalium- und Magnesium-Gehalte musste aufgrund der hohen Ionenkonzentrationen in den ersten vier Proben mit einem Verdünnungsfaktor von 1000 gearbeitet werden, so dass hier der systematische Fehler am größten sein kann.

2.2 Durchströmungsversuche

Die Untersuchungen wurden in drei Abschnitten durchgeführt (Abb. 1). Zuerst erfolgten petrographische Untersuchungen zur Charakterisierung der ausgewählten Sandsteinproben und deren Porenraumfüllungen. Es wurden anschließend 2 Sandsteinkerne für das Durchströmungsexperiment ausgewählt und entsprechend präpariert. Die verwendeten Bohrkern sind 78,45 mm lang, haben einen Durchmesser von 50 mm und eine Porosität von ca. 6,5 %. Die Probenauswahl erfolgte entsprechend lithologischer Kriterien. Gewünscht waren Rotliegend-Sandsteine mit guten Durchlässigkeiten.

Dann wurden die Sandsteinkerne in einem Exsikkator mit synthetischem Fluid gesättigt, dessen Zusammensetzung bezüglich der Hauptbestandteile der des Tiefenfluides der Bohrung GrSk 3/90 entspricht (Tab. 1). Das Sättigungsfluid enthält keine Eisen- und Mangan-Ionen, um Fällungsreaktionen durch den Einfluss von Luftsauerstoff zu vermeiden. Als Durchströmungsfluid wurden dieses synthetische hochsalinare Fluid und das lokale Brunnenwasser (Tab. 1), das auf einen pH-Wert von 2,5 eingestellt wurde, genutzt. Im Vordergrund der Versuche stand vor allem die Untersuchung mechanischer Prozesse zur Permeabilitätsverminde-

Die Kerndurchströmung erfolgte mit variablen Durchflussraten von 0,3 bis 3,3 µl/s bei unterschiedlichen Temperaturen von 22 und 90 °C (s. Tab. 2). Während der gesamten Versuchszeit (ca. 4 Wochen) erfolgte eine ständige Überprüfung des Ausgangs-pH-Wertes (pH=2,5) vom eingesetzten Brunnenwasser.

Ionen	Synthetisches Sättigungsfluid	Schichtwasser Probe GS-L 41 (TP 4135 m)	Brunnenwasser
Datum	01.09.02	03.03. 02	21.05.01
	[mg/l]	[mg/l]	[mg/l]
Li ⁺	0	192	0
K ⁺	2.830	2.800	1,4
Na ⁺	37.900	38.150	10,8
Ca ⁺⁺	52.000	52.500	91,0
Mg ⁺⁺	440	420	7,3
Sr ⁺⁺	0	1400	0
Ba ⁺⁺	0	170	0
Fe*	0	200	0,53
Mn*	0	270	0,27
Zn ⁺⁺	0	72	-
NH ₄ ⁺	0	80	0,1
Cl ⁻	154.500	160.000	30
SO ₄ ⁻⁻	130	120	47
HCO ₃ ⁻	0	162	225
TDS	248g/l	256 g/l	0,41 g/l
pH	5,8	5,9	(7,4)

Tabelle 1: Zusammensetzung des Formationswasser der Bohrung GrSk 3/90, des für den Durchströmungsversuch verwendeten synthetischen Sättigungsfluids und des Brunnenwassers, welches auf pH 2,5 angesäuert wurde (HCl)

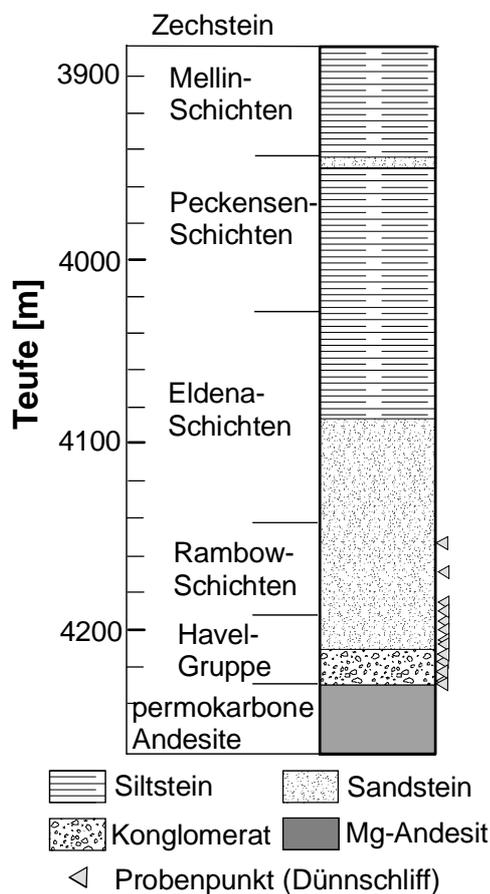
Table 1: Composition of formation fluid of well GrSk 3/90, of syntetic fluid which used for perfusions experiments and of groundwater (secondary supply of HCl, pH 2,5)

3 Ergebnisse

3.1 Petrographie der Rotliegend-Sedimente der Bohrung GrSk 3/90, 2/76

Die Rotliegend-Sedimente setzen sich im Hangenden aus feinkörnigen Siltsteinen und im Liegenden aus Fein- bis Mittelsandsteinen zusammen (Abb. 3). Diese können als Ablagerungen einer im NE Deutschen Becken weitverbreiteten evaporitischen Sand-Tonebene betrachtet werden, in welcher vereinzelt äolische und fluviatile Sedimente zu finden sind. Die roten Gesteine sind durch das partielle Vorhandensein frühdiagenetischer Anhydritkonkretionen und senkrechter Karbonat-Anhydrit-Klüfte charakterisiert (Tafel 1b). Prinzipiell sind die Gesteine schlecht sortiert, unrein und sehr eisenreich (Tafel 1a).

An der Basis der Rotliegend-Sedimente finden sich Lagen von Grobsandsteinen und matrixgestützten Konglomeraten (Abb. 3). Die Matrix ist hierbei sandig tonig ausgebildet. Vielfach können äolische Lagen bzw. Körner beobachtet werden (Tafel 1d), welche aus nordöstlicher



Richtung eingeweht wurden (GAST et al. 1998). Die detritischen Körner setzen sich aus Vulkanitgeröllen zusammen, deren Herkunft auf den Ostbrandenburger Vulkanitkomplex (BENEK et al. 1996) beschränkt scheint.

Bei den Sandsteinen in der Bohrung GrSk 3/90 handelt es sich um fluviatile Sandsteine mit äolischen Lagen (Tafel 1f zeigt eine äolische Lage) bzw. äolisch eingetragenen Körnern. Lediglich die Probe G1 bei 4151 m konnte als rein äolischer Sandstein angesprochen werden. Entsprechend der Klassifikation von PETTJOHN handelt es sich bei den Sandsteinen um lithoklastreiche Quarzarenite (Abb. 4). Im Dünnschliff lassen sich die Quarzkörner deutlich von den Lithoklasten unterscheiden (Tafel 1f). Die Sandsteine wurden in einem stabilen tektonischen Environment abgelagert, wobei als Liefergebiete das varistische Hinterland und die permokarbonen Vulkanite dienten (vgl. auch MCCANN 1998).

Abb. 3: Lithologie und Stratigraphie der Rotliegend-Sedimente in der Bohrung GrSk 3/90 sowie Porbenposition

Fig. 3: Lithology and stratigraphy of Rotliegend in well GrSk 3/90 as well as of samples

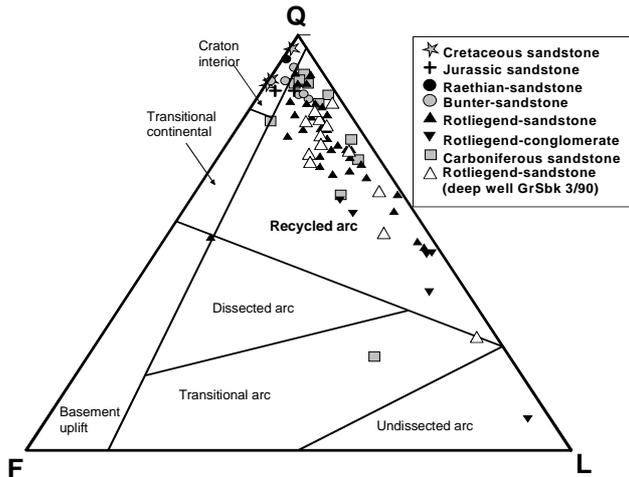


Abb. 4: Zusammensetzung der Sandsteine im NE Deutschen Becken im QLF-Diagramm nach Ingersoll & Sucek (1979)

Fig 4: Composition of sandstones of NE German Basin in QLF-diagram

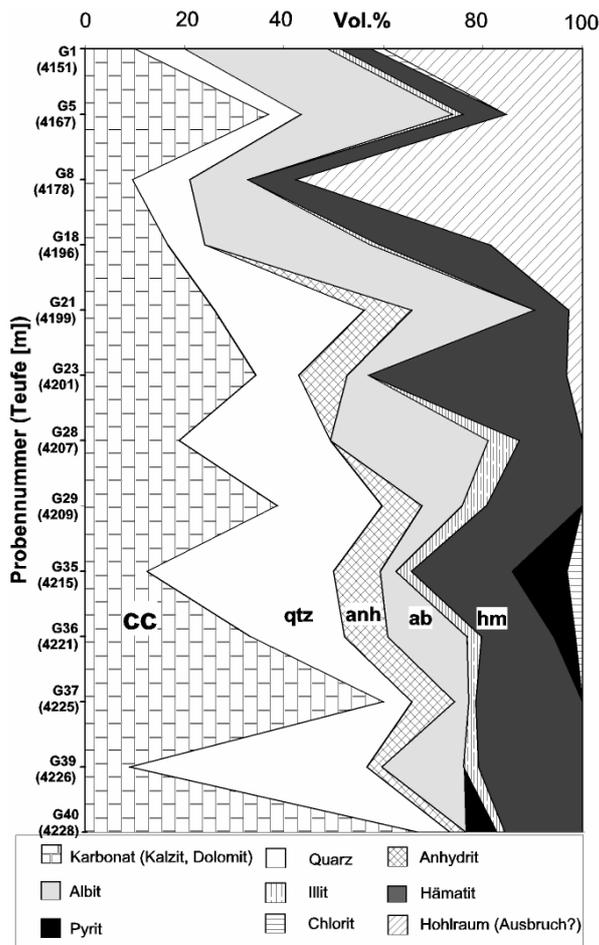


Abb. 5: Zusammensetzung der Porenraumzemente der Rotliegend- Sandsteine der Bohrung GrSk 3/90

Fig. 5: Composition of cements in Rotliegend sandstones of well GrSk 3/90

Die Gesteine sind stark zementiert, wobei der Anteil der Mineralzemente am Gesamtgestein zwischen 8 % und 21 % schwankt. An Zementphasen können Karbonat (Kalzit, Dolomit), Quarzanwachs-säume, Albit, Anhydrit, Hämatit- und Hämatit-Illitumhüllungen der detritischen Körner, Illit, Chlorit und Pyrit unterschieden werden. Es handelt sich um für das Rotliegendbecken typische früh- und spät-diagenetische Bildungen (WOLFGRAMM 2002, WOLFGRAMM & SCHMIDT MUMM 2000). Die Genese ist umfangreich bei WOLFGRAMM (2002), GAUPP (1994) u.a. beschrieben, so dass hier nur einige wichtige Punkte genannt seien.

Die Karbonatzemente bestehen grundsätzlich aus blockigem oder körnigem Kalzit (Tafel 1e, 1h), kleinen Dolomit-Rhomboedern oder Satteldolomit (Tafel 1c). Der Kalzit ist als sehr reines CaCO₃ zu betrachten, welches bis zu 3 Gew. % Mangan enthält (WOLFGRAMM 2002). Im Gestein sind diese Zemente meist fleckhaft verteilt, häufig besteht keine weiträumige Verbindung der Karbonatzemente. Sekundärer Quarz ist zumeist als Anwachsraum um detritischen Quarz zu beobachten, Albitzemente zeigen sich als Anwachsungen von Feldspäten. Häufig treten Quarz- und Albitzemente porenraumfüllend auf (Tafel 1f). Anhydrit (Tafel 1a) ist in den bearbeiteten Dünnschliffen nur in geringem Maße beobachtet worden, im Bereich des NE Deutschen Beckens jedoch meist mit großen Anteilen an den Porenraumfüllungen beteiligt (WOLFGRAMM 2002). Gleiches gilt auch für die Illite und Chlorite der Sandsteine (Abb. 5). Die Illite besitzen meist nur einen geringen Anteil an Smektit. In den bearbeiteten Proben tritt tangentialer

Illit auf. Illit ist zudem in Verwachsungen mit Eisenoxiden und –hydroxiden als frühdiagenetische Umhüllung des Detritus beobachtet worden, wobei dieses Mineralgemisch in Abb. 5 nicht differenziert wurde und als Hämatit dargestellt ist. Quellfähige Tonminerale wie Montmorillonit, Illit-Smektit-Wechselagerungsminerale konnten nicht beobachtet werden. Für einen Temperaturbereich oberhalb 120 °C ist ein Vorhandensein auch nicht zu erwarten, da bereits ab 50 °C Umwandlungsreaktionen quellfähiger Dreischicht- in nicht quellfähige Zweischicht-Tonminerale erfolgen (vgl. WOLFGRAMM & SCHMIDT MUMM 2000). Die Dünnschliffe wiesen teilweise Hohlräume auf (Abb. 5). Es wird jedoch vermutet, dass diese ein Produkt der Präparation sind.

Äolische Sandsteine besitzen häufig kalzitische oder tonige (Illit) Zemente, wohingegen die fluviatilen Sandsteine frühdiagenetische Kalzit-Dolomit- oder Anhydritzemente und einen hohen Matrixgehalt aufweisen (WOLFGRAMM 2002). Das spricht weiterhin dafür, dass es sich bei den bearbeiteten Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung GrSk 3/90 (Abb. 3, 5) überwiegend nicht um äolische Sandsteine handelt, welche als Öl-, Gas-, und Wasserspeicher prädestiniert wären.

3.2 Hydraulische und chemische Eigenschaften während der Durchströmung

Für die Durchströmungsversuche wurden Kerne mit bestimmten Abmaßen und guten Permeabilitäten benötigt. Dazu wurde zuerst eine Sandsteinprobe der Bohrung GrSk 3/90 verwendet, die sich unerwarteterweise nicht durchströmen ließ. Aufgrund der Verfügbarkeit von Material mit entsprechenden Eigenschaften wurde ein Bohrkern der Bohrung GrSk 2/76 genutzt, welcher vergleichbare petrographische Eigenschaften aufwies, wie es die der Bohrung GrSk 3/90 vorgaben. Entsprechend der Versuchsplanung (Abschnitt 3, Abb. 1) wurden die Durchströmungsversuche durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Tab. 2 und Abb. 6 dokumentiert. Die jeweiligen Fluidproben wurden systembedingt in 90 ml-Abschnitten entnommen, so dass die Analysen jeweils einen Mittelwert dieser 90 ml darstellen. Der pH-Wert steigt nach dem Durchströmen mit angesäuertem Brunnenwasser kontinuierlich an. Obwohl das eingesetzte Injektionsfluid einen pH-Wert von 2,5 aufwies, waren alle gemessenen pH-Werte gleich bzw. größer als 6. Eine Abnahme der Leitfähigkeit um ca. 50 % ($Lf_{\text{Ausg.}}=210 \text{ mS/cm} \rightarrow Lf=114 \text{ mS/cm}$) konnte schon nach einem Durchsatzvolumen von 90 ml beobachtet werden. Nach weiteren 90 ml wurden nur noch 6,5 mS/cm gemessen. Daraus lässt sich ableiten, dass nach einem Durchsatz von etwa 100 – 120 ml Brunnenwasser das gesamte Porenvolumen mit Brunnenwasser gefüllt war. Im Gegensatz zu den Leitfähigkeitswerten nehmen die Gehalte an Natrium-, Kalium- und Magnesium-Ionen nicht so drastisch ab. Während der Injektion mit dem 90°C warmen Brunnenwasser steigen diese sogar geringfügig an (Tab. 2), was auf eine erhöhte Mobilisierung und/oder Lösung bestimmter Minerale zurückgeführt werden kann. Am Ende der letzten Durchströmung wurden die Durchflussraten und damit der Fluidruck erhöht. Das aus dem Bohrkern ausfließende Fluid war trüb. Das kann als Hinweis auf ein „Freispülen“ der Porenräume gewertet werden, was sich insbesondere im Anstieg der Eisen- und Mangankonzentrationen zeigt.

Die Beobachtung einer Gasentwicklung während der ersten Durchströmung mit angesäuertem Brunnenwasser (5. Durchströmung gesamt- Tab. 2), die auf chemische Reaktionen schließen lässt, korreliert mit einer nachgewiesenen erhöhten Freisetzung von Eisen und Mangan.

Durchströmung	Datum	V [ml]	pH	Lf [mS/cm]	T [°C]	K [mg/l]	Mg [mg/l]	Na [mg/l]	Fe [mg/l]	Mn [mg/l]	Vis. [Pa·s]	Q [μl/s]	p _{diff} [bar]	K [mD]
gesätt. Fluid	5.9		5,80	210,00		3155	422	38200	0,0	0,0				
1.Ende	20.9	90		213,00	22	3200	152	42671	0,6	5,7	0,0015	3,3	9,45	0,21
2.Ende	20.9	180		213,00	22	3470	228	39956	1,1	1,3				
4.Ende	24.9	?		215,00	22	3210	768	42888	0,9	0,7	0,0015	1,0	4,00	0,15
5.Anfang					22						0,0015	1,0	3,33	0,18
5.Ende	25.9	90	6,00	114,40	22	942	81	11621	2,1	5,9	0,0015	1,0	3,74	0,16
6.Anfang					22						0,0012	1,0	3,32	0,14
6.Ende	26.9	90	6,00	6,50	22	32	78	550	0,2	11,4	0,0010	1,0	2,89	0,14
7.Anfang					22						0,0010	5,0	7,94	0,25
7.Ende	27.9	90	6,08	1,66	22	7	65	303	0,3	3,1	0,0010	1,0	2,74	0,15
8.Anfang					22						0,0010	2,0	4,43	0,18
8.Mitte					22						0,0010	0,3	2,12	0,06
8.Ende	30.9	90	6,20	1,55	22	5	32	130	0,4	3,7	0,0010	1,0	3,93	0,10
9.Anfang					90						0,0003	1,0	3,54	0,04
9.Ende	1.10	90	6,25	1,24	90	10	69	218	1,0	1,0	0,0003	2,0	5,20	0,05
10.Anfang					90						0,0003	1,0	3,43	0,04
10.Ende	2.10	90	6,28	1,19	90	5	85	202	0,4	0,4	0,0003	2,0	5,05	0,05
11.Anfang					22						0,0010	0,2	1,80	0,04
11.Ende	7.10	90	6,40	1,44	22	2	73	199	0,4	4,1	0,0010	1,0	4,90	0,08
12.Anfang					22						0,0010	1,0	4,30	0,09
12.Ende	8.10	90	6,48	1,25	22	2	49	274	1,9	4,1	0,0010	3,3	7,65	0,17

Tabelle 2: Hydraulische und chemische Messdaten aus dem Durchströmungsversuch (1. – 4.: Durchströmung mit gesättigtem Fluid bei 22 °C, pH: 5,8; 5. – 8. Durchströmung mit Brunnenwasser bei 22 °C, pH: 2,5; 9. – 10.: Durchströmung mit Brunnenwasser bei T: 90 °C, pH: 2,5; 11. – 12.: Durchströmung mit Brunnenwasser bei T: 25 °C und pH: 2,5

Table 2: Hydraulic and chemical data of perfusion experiments (1-4: perfusion with synthetic fluid and T: 22°C, pH: 5,8; 5-8: perfusion with groundwater and T: 22 °C, pH: 2,5; 9-10: perfusion with groundwater and T: 90 °C, pH: 2,5; 11-12: perfusion with groundwater and T: 22 °C, pH: 2,5

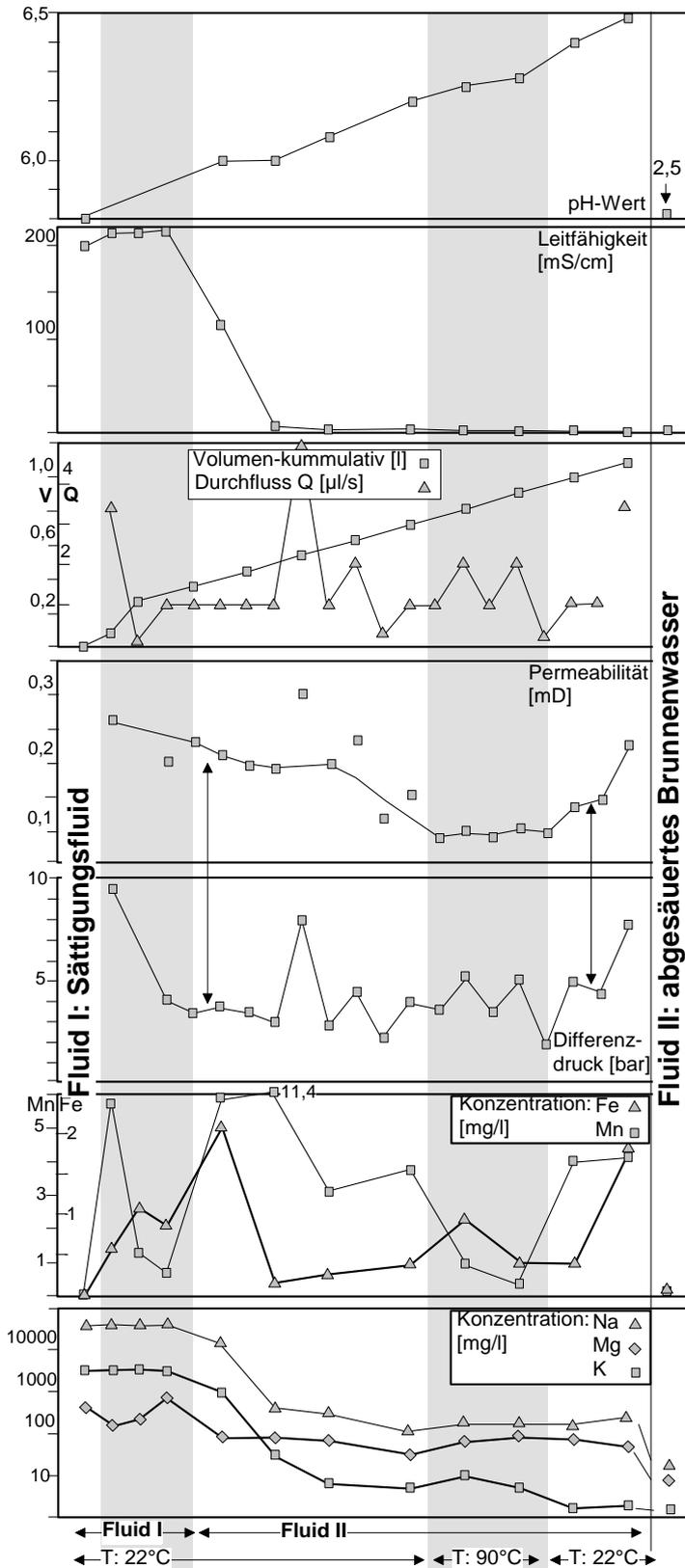


Abb. 6: Veränderung chemischer und hydraulischer Parameter während des Durchströmungsversuchs

Fig. 6: Chemical and hydraulic changes in perfusion experiment

Die Permeabilität K des Sandsteines berechnet sich gemäß der Darcy-Gleichung nach:

$$K = \eta \cdot \frac{1}{A} \cdot \frac{Q}{\Delta p} \quad (1)$$

(η – Viskosität des Fluids, l – Länge des Kerns, A – Querschnitt des Kerns, Q – Durchfluss, Δp – Differenzdruck)

Es zeigte sich, dass die Permeabilitäten mit 0,1 – 0,2 mD vergleichbar zu der von geothermischen Aquifere (200 – 2000 mD) gering sind, sich aber im Verlauf des Experiments nicht wesentlich geändert haben (Tab. 2, Abb. 6). Die Versuche wurden je Durchströmung (Tab. 2) mit konstanten Durchflussraten gefahren und der sich einstellende Differenzdruck gemessen. Die Permeabilität ist umgekehrt proportional dem Differenzdruck, (Tab. 2). An zwei Positionen sind Druck und Permeabilität nicht proportional (Abb. 6, Doppelpfeile), wobei die Abweichungen so gering sind, dass diese innerhalb gültiger Fehlergrenzen liegen. Nach der Durchströmung mit angesäuertem Brunnenwasser sinkt die Permeabilität bei steigendem Druck ab, was auf eine geringfügige Verstopfung hindeuten könnte. Im abschließenden Abschnitt deutet ein Anstieg der Permeabilität bei fallendem Druck auf ein geringfügiges Freispülen von Teilen des Porenraums hin.

Zum Schluss des Experiments wurde der Durchfluss und damit der Differenzdruck noch einmal deut-

lich erhöht. Anschließend stieg die Permeabilität. Die niedrigsten Permeabilitäten treten während der Durchströmung mit dem erwärmten Brunnenwasser auf. Das kann möglicherweise auf eine ungenaue Abschätzung der Viskosität (Tab. 2) zurückgeführt werden, welche entsprechend Formel (1) eine Variation der berechneten Permeabilität erreichen kann.

3.3 Veränderungen der Rotliegend-Sandsteine

Im Anschluss an die Durchströmungsexperimente wurde der durchströmte Sandsteinkern untersucht. Auffällig war, dass sich ein vorher nicht beobachteter Abrieb an der Oberfläche des Kerns nachweisen ließ. Zudem deuteten Geräusche beim Schütteln des Kernes auf interne Lösung von Zementen und somit Freisetzung von detritischen Körnern hin, welche sich nun bewegen ließen. Die beobachtete Gasentwicklung während der Durchströmungsversuche hatte ebenfalls Lösungsvorgänge vermuten lassen. Um weitere Hinweise auf eine Veränderung des Kerns zu erhalten, wurde ein Dünnschliff des durchströmten Kerns angefertigt.

Rundliche Berandungen von blockigen Kalzitcementen wurden dabei als Lösungerscheinungen interpretiert (Tafel 1e). Auch die körnig ausgebildeten Karbonate zeigten Bereiche, die auf eine Lösung hinweisen (Tafel 1g, 1h). Da diese Karbonate mit Eisenoxiden –hydroxiden imprägniert sind (Tafel 1h), lässt sich mit einer Karbonatlösung somit auch eine Mobilisierung von Eisen erklären. Der gesamte Dünnschliff zeigte deutlich erhöhte Hohlraumanteile, die sich in ihrem Umfang und ihrer Verteilung nicht durch eine schlechte Präparation erklären lassen. Entsprechend der fleckigen Verteilung der Karbonate waren diese Lösungsbereiche unregelmäßig angeordnet. Es konnten auch Bereiche identifiziert werden, in denen das Karbonat völlig unbeeinflusst geblieben war. In diesen Bereichen wurde meist eine spätdiagenetische Quarzphase beobachtet, welche die Karbonate umschloss und so wahrscheinlich vor den angesäuerten Wässern geschützt hatte. Die Beobachtungen und Daten der durchgeführten Experimente werden im Anschluss interpretiert.

4 Diskussion

4.1 Mobilisierung und Quellung von Tonmineralen

Durch die mineralogischen Untersuchungen konnte nachgewiesen werden, dass in den Rotliegendesteinen der Bohrung GrSk 3/90 keine quellfähigen Tonminerale in relevanten Konzentrationen auftreten, was auch durch weiterführende Experimente von HOLL (2002) belegt wird. Diese Aussage lässt sich unter Berücksichtigung der Tiefenlage des Rotliegend und einer Reihe von Studien (u.a. WOLFGRAMM 2002, GAUPP 1994, GAUPP et al. 1993) auf das Norddeutsche Becken ausdehnen.

Eine Mobilisierung von Tonen und ein Verstopfen der Porenhäule kann nicht ausgeschlossen werden. So deuten Permeabilitätsniedrigungen bzw. die Erhöhung des Differenzdrucks (Abb. 6) auf eben diese Prozesse hin. Auch wurde zum Schluss des Durchströmungsexperiments mit stark erhöhten Drücken gearbeitet. Infolgedessen konnte einerseits eine Erhöhung der Permeabilität aber andererseits auch ein Ausspülen von Feinstpartikeln beobachtet werden, wenn auch nur in geringem Umfang. Die Mobilisierung der Tonminerale und eisenhalti-

gen Partikel steht in direktem Zusammenhang mit Lösungsprozessen von Porenraumzementen, wie sie im folgenden Abschnitt diskutiert werden.

4.2 Veränderungen fluid-chemischer und hydraulischer Parameter

Aus den fluidchemischen Untersuchungen lassen sich Lösungsprozesse von Mineralzementen ableiten. Unter Berücksichtigung aller Beobachtungen und Messungen lässt sich das Auflösen von Karbonatzementen nach folgender vereinfachter Formel annehmen:



So wurde nach der Zufuhr von angesäuertem Brunnenwasser eine Gasentwicklung beobachtet, welche mit dem Entweichen von CO_2 zu erklären ist. Dieser Prozess könnte möglicherweise in der Bohrung GrSk 3/90 während der Stimulation im Winter 2001/2002 mit einem zitronensäurehaltigen viskosen Frac-Fluid aufgetreten sein. Zumindest stieg der CO_2 -Gasanteil im Gasgehalt einer Tiefenprobe im Vergleich zu einer Tiefenprobe aus dergleichen Tiefe vor der Stimulation signifikant an (WIERSBERG et al. 2003, dieser Band).

Als weiteres Argument für eine Lösung der Karbonatzemente im Bohrkern sind die während des Durchströmungsversuches kontinuierlich steigenden pH-Werte anzusehen (Tab. 2). Entsprechend der Reaktion (2) werden bei der Karbonatlösung H^+ -Ionen verbraucht, was sich in einer pH-Werterhöhung (Abb. 6) widerspiegelt.

Während der Durchströmungsexperimente nahmen die Mangan- und Eisenkonzentrationen im Vergleich zu den Ausgangslösungen zu, wobei die Konzentrationsveränderungen beider Ionen nicht synchron verlaufen. Angenommen werden muss, dass Mangan ausschließlich aus dem Gestein gelöst wird. Als Quelle des Mangans kommt hierbei Kalzit in Frage, welcher in den Rotliegendgesteinen bis zu 3 Gew.% Mangan enthalten ist (WOLFGRAMM 2002). Insgesamt wurden mit den Durchströmungsversuchen 3,8 mg Mangan gelöst, was sich nach einer Summation der Gehalte aus Tab. 2 ergibt. Damit sollten sich unter der Annahme, dass das gesamte nachgewiesene Mangan aus den Kalziten stammt, etwa 300 – 500 mg $\text{Ca}(\text{Mn})\text{CO}_3$ gelöst haben. Das entspricht einem Volumen von 0,12 – 0,20 cm^3 , welches nunmehr als Hohlraum zur Verfügung steht. Bei einem Gesamtvolumen des Kerns von 154 cm^3 würde sich dies auf etwa 0,1 % am Gesamtgestein berechnen. Da der Anteil an Karbonatzementen im Sandstein etwa 3 % beträgt, wurden auch etwa nur 3 % dieses Karbonatzementes gelöst. Diese Berechnungen betreffen jedoch nur Kalzit. Weiterhin lässt sich noch eine Dolomitlösung vermuten. Dolomit ist zu etwa gleichen Teilen wie Kalzit als Porenzement im Sandstein enthalten. Da seine Kationen aber auch Hauptbestandteile der hochkonzentrierten Fluide sind, kann die Lösung von Dolomiten geochemisch nicht nachgewiesen werden.

Parallel zur Karbonatlösung fand eine Mobilisierung von 0,9 mg Eisen statt. Hämatit konnte als Pigmentierung der Korngrenzen des Detritus aber auch der Karbonatzemente (Tafel 1h) beobachtet werden. Somit steht die Lösung von Karbonat und Hämatit in Zusammenhang. Die größten Konzentrationssprünge in der Eisen-Ionenkonzentration treten 1.) nach der Durchströmung mit synthetischem hochsalinarem Fluid, 2.) nach der erstmaligen Zugabe des angesäuerten Brunnenwassers und 3.) bei der letzten Durchströmung mit kaltem Brunnenwas-

ser nach der Erwärmungsphase ($T=90^{\circ}\text{C}$) auf. Der erste Konzentrationssprung kann eventuell auf Korrosion der Durchströmungsapparatur zurückgeführt werden. Da der zweite mit einer erhöhten Gasbildung einhergeht, wird ein Zusammenhang zwischen Karbonatlösung und der Mobilisierung von Eisen und Mangan vermutet. Die zuletzt nachgewiesene Konzentrationserhöhung könnte mit der Durchströmung unter höheren Drücken und einem Freispülen erklärt werden. Es erscheint aber auch möglich, dass bei der vorherigen Erwärmung die steigenden Sättigungsindizes der Karbonatminerale dafür verantwortlich waren, dass kein weiteres Karbonat in größeren Mengen gelöst wurde. Die anschließende Temperaturniedrigung führte zu einer drastischen Absenkung des Sättigungsindizes und somit zu einer verstärkten Karbonatlösung.

Im Ergebnis des Durchströmungsexperimentes ist gesichert, dass das Gestein teilweise aufgelöst wird, wobei die Karbonatzemente den überwiegenden Anteil dazu beitragen.

Durch die Verwendung von angesäuertem Wasser kam es zur Mobilisierung von Schwermetallen, insbesondere von Eisen und Mangan, die kogenetisch mit den Karbonaten vorkommen. Die Lösung weiterer Metalle ist an das Vorhandensein entsprechender Mineralphasen gebunden.

4.3 Schädigungen des Sandsteinspeichers durch Fluidinjektion

Eine Übertragung der hier erzielten Ergebnisse auf die hydraulischen Stimulationen in der Bohrung GrSk 3/90 ist nur bedingt möglich. Da mit einem künstlichen Formationswasser gearbeitet wurde, werden die Probleme der Eisen- und Manganausfällungen durch den Einfluss des Luftsauerstoffs, SiO_2 - und Schwermetallausfällungen im Allgemeinen nicht berücksichtigt. Dies galt es aber bei der Konditionierung des Injektionsfluids zu berücksichtigen (WOLFGRAMM et al. 2003; dieser Band).

Aus den Durchströmungsversuchen lässt sich jedoch ableiten, dass eine Permeabilitätsniedrigung in Folge der Injektion mit angesäuertem, salzfreiem Brunnenwasser ausgeschlossen werden kann. Hohe Injektionsdrücke können allerdings zu einer rein mechanischen Mobilisierung und dem Transport von Partikeln führen. Deshalb ist eine Schädigung des Porenspeichers nicht gänzlich auszuschließen. Die Injektion mit angesäuertem Brunnenwasser führt mit großer Wahrscheinlichkeit zur Lösung von Karbonatzementen. Das geht mit einer Freisetzung von Schwermetallen wie Eisen und Mangan und einer Erhöhung der Hydrogenkarbonatgehalte, pH- und CO_2 -Werte einher. Dadurch wird der Fluidchemismus verändert, was in der Auslegung des obertägigen Thermalwasserkreislaufes Berücksichtigung finden muss. Wie bereits die ersten Abschätzungen zum Fällungs-/Lösungsverhalten der Inhaltsstoffe des Tiefenfluides der Bohrung GrSk 3/90 unter Veränderung der p/T/Eh-Bedingungen (GIESE et al. 2002) ergaben, sind Ausfällung von Eisenoxyhydroxiden sowie weiterer Schwermetallverbindungen, Kalzit und/oder Aragonit, Baryt und SiO_2 möglich. Da Stimulationsmaßnahmen den Fluidchemismus verändern, müssen geochemische Untersuchungen weiter forciert werden.

Im Durchströmungsversuch wurden in 18 Tagen etwa 3 % der vorhandenen Kalzitemente gelöst. Unter der Annahme, dass Dolomitemente mit ähnlichen Anteilen beansprucht wurden

und dass eine Freisetzung von weiteren kogenetischen Mineralen (Hämatit etc.) erfolgt, kann durch die Verwendung von angesäuerten Injektionsfluiden eine deutliche Erhöhung der Porositäten stattfinden. Das sollte vor allem deshalb von Bedeutung sein, weil die Durchflussmengen und Temperaturen in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung GrSk 3/90 deutlich höher sind, als es im Durchströmungsversuch nachgestellt wurde.

5 Zusammenfassung

Durch den Durchströmungsversuch konnte gezeigt werden, dass eine Mobilisierung und Quellung von Tonmineralen durch den Einsatz von salzfreiem, angesäuertem Brunnenwasser ausgeschlossen werden kann. Die Mobilisierung und der Transport von Feinstpartikeln sind aber abhängig vom Injektionsdruck. So können z.B. bei kurzfristigen Porendruckveränderungen Partikel mechanisch mobilisiert und über kleine Entfernungen transportiert werden. Diese Mobilisierung ist aber nur von den hydraulischen Parametern, nicht von der Chemie der Fluide bestimmt. Durch den Einsatz von angesäuertem Wasser können Lösungserscheinungen an Karbonatmineralen sowie eine Mobilisierung von Schwermetallen beobachtet werden. Dies kann indirekt zu einer Mobilisierung von mit den Karbonaten verwachsenen Partikeln führen. In Injektionstesten ist mit erhöhten Schwermetall- und CO₂-Gehalten zu rechnen. Eine Schädigung des Speichers durch diese Lösungsvorgänge lässt sich aber ausschließen. Dies ergibt sich aus dem geringen Anteil der Karbonatzemente am Gesamtgestein sowie ihrer unregelmäßigen Verteilung.

Literatur

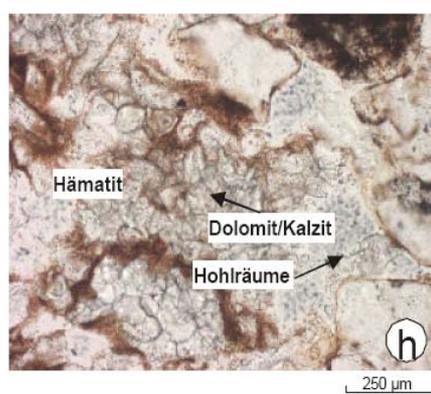
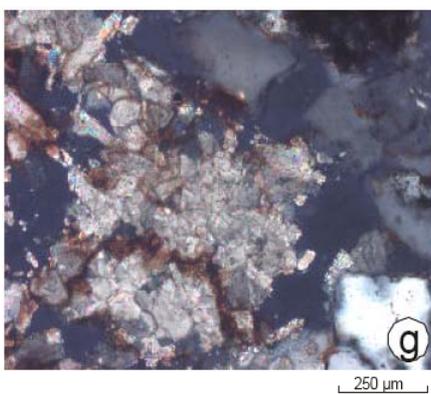
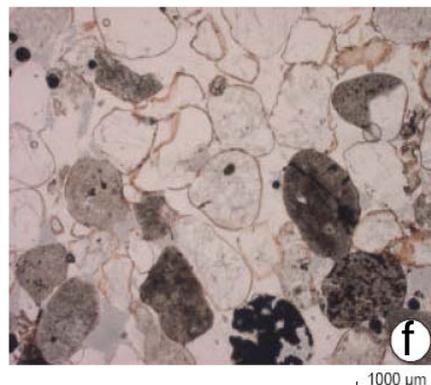
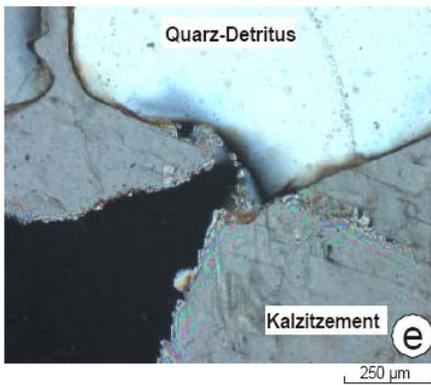
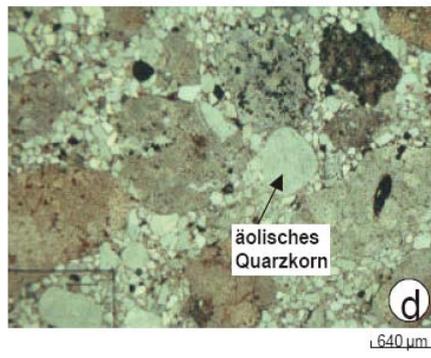
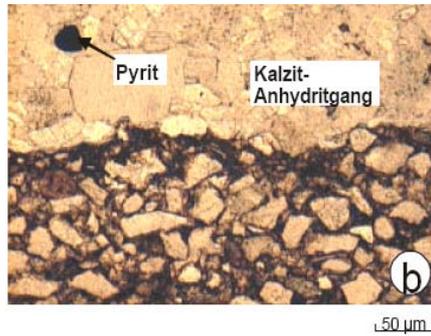
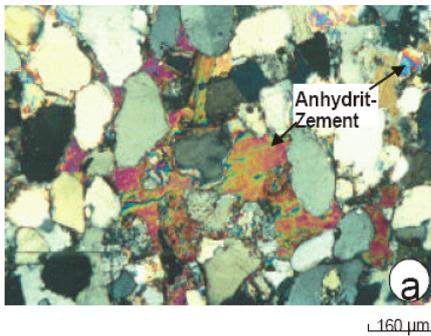
- AZARI, M., LEIMKUHNER, J.M. (1990): Formation permeability damage induced by completion brines; - JPT (April 1990), 486-492
- BENEK, R., KRAMER, W., MCCANN, T., SCHECK, M., NEGENDANK, J.F.W., KORICH, D., HUEBSCHER, H. D. & BAYER, U. (1996): Permo-Carboniferous magmatism of Northeast German Basin; - Tectonophysics, 266, 379-404
- EYLANDER, J.G.R. (1988): Suspended solids specification for water injection from coreflood test; - SPE RE, 1287
- GAST, R., PASTERNAK, M., PISKE, J. & RASCH, H.-J. (1998): Das Rotliegend im Nordostdeutschen Raum, Stratigraphie, Fazies und Diagenese; - Geol. Jb., A149, 59-79
- GAUPP, R. (1994): Diagenesis types and their applications in diagenesis mapping; - Zbl. Geol. Paläont., I, 11/12, 1183-1199
- GIESE, L., SEIBT, A., WIERSBERG, TH., ZIMMER, M., ERZINGER, J., NIEDERMANN, S. & PEKDEGER, A. (2002): Geochemie der Formationsfluide; - Scientific Technical Report STR 02/14, 145-170
- GLASENAPP, K.J. VON (1962): Über die experimentelle Bestimmung der Permeabilität von Sandsteinen für NaCl-Lösungen unter atmosphärischen und Lagerstättenbedingungen; - Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochemie 15, 5, 339-346
- HERZIG, J.P., LECLERC, D.M., LE GOFF, P. (1970): Flow of suspensions through porous media-application to deep filtration; - Ind. Engin. Chem., 62, 8-35
- HOLL, H.-G. (2002): Geochemie der Formationsfluide; - Scientific Technical Report STR 02/14, 171-190
- INGERSOLL, R.V., SUZCEK, V.A. (1979): Petrology and provenance of Neogen sand from Nicobar and Bengal fans; - Journal of Sed. Petrol, 49, 1217-1228
- KÜHN, M., KÖLLING, M., ISENBECK-SCHRÖTER, M., SCHULZ, H.D., KELLNER, T. (1997): Fällungsreaktionen beim Reinjektionsprozess einer Geothermischen Heizanlage. Feldmessungen, Modellierungen und Laborexperimente (Poster/Kurzfassung); - Geothermische Vereinigung / Schweizerische Vereinigung für Geothermie, (Herausgeber): Geothermie - Energie der Zukunft, Tagungsband der 4. Geothermischen Fachtagung, Konstanz, 18. - 20. September 1996, 184
- KÜHN, M., VERNOUX, J.-F., KELLNER, T., ISENBECK-SCHRÖTER, M., SCHULZ, H.D. (1996): Onsite experimental simulation of brine injection into a clastic reservoir as applied to geothermal exploitation in Germany, eingereicht
- KÜHN, M. (1996): Geochemische Folgereaktionen bei der hydrothermalen Energiegewinnung; - Berichte aus dem Fachbereich Geowissenschaften der Universität Bremen, 92, 129

- LIU, X., CIVAN, F. (1996): Formation damage and filter cake buildup in laboratory core tests, modelling and model-assisted analysis; - SPE FE (March 1996), 26-30
- MCCANN, T. (1998): Sandstone and provenance of the Rotliegend of the NE German Basin; - *Sedimentary Geology*, 116, 177-198
- MARTIN, M., SEIBT, A., HOTH, P. (1997): Kerndurchströmungsversuche zur Ermittlung von Fluid-Matrix-Wechselwirkungen (unter besonderer Berücksichtigung der Kernausswahl und -vorbehandlung).- Geothermische Vereinigung / Schweizerische Vereinigung für Geothermie, (Herausgeber): Geothermie - Energie der Zukunft; - Tagungsband der 4. Geothermischen Fachtagung, Konstanz, 18. - 20. September 1996, 208-216
- NGWENYA B.T., ELPHICK, S.C., SHIMMIELD, G.B. (1995): Reservoir sensitivity to water flooding: an experimental study of seawater injection in a North Sea reservoir analog; - AAPG Bulletin V. 79, 2, 285-304
- SCHECK, M. (1997): Dreidimensionale Strukturmodellierung des Nordostdeutschen Beckens unter Einbeziehung von Krustenmodellen; - Scientific Technical Report, STR97/10: 126 S
- TICHSTIKOV, A.A. (2000): Physico-chemical aspects of clay migration and injectivity decrease of geothermal clastic reservoirs; - Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu – Tohoku, Japan, May 28 – June 10, 3087 – 3095
- VICHON, C., MATRAY, J.M., ROJAS, J. (1993): Textural and mineralogical changes in argillaceous sandstones, induced by experimental fluid percolation; -in: Parnell, J., Ruffell, A.H. & Moles, N.R. (eds.): GEOFLUIDS '93 – Contributions to an International Conference on fluid evolution, migration and interaction in rocks, Tornquay UK, Extended abstracts, 233-236
- WILDEMANN, B. (1991): Mineralogische und geochemische Probleme bei der Reinjektion geothermischer Wässer in Sandsteinaquiferen; - Diss., TU Bergakademie Freiberg
- WOLFGRAMM, M. (2002): Fluidentwicklung und Diagenese im Nordostdeutschen Becken – Petrographie, Mikrothermometrie und Geochemie stabiler Isotope; - Diss. Universität Halle, 170 S.(<http://sundoc.bibliothek.uni-halle.de/diss-online/02/02H158/index.htm>)
- WOLFGRAMM, M., SCHMIDT MUMM, A. (2000): Der Einfluss von Subsidenz und Diagenese auf die geochemische Zusammensetzung von Beckenfluiden am Beispiel des Norddeutschen Beckens; - Zbl. Geol. Paläont., I, 1/2: 211-231
- ZIEGLER, P. (1990): Geological Atlas of Western and Central Europe; - Shell, The Hague, 239 S

Tafel

- Abb. a:** Fluviatiler Rotliegend-Sandstein (Havel-Folge) mit frühdiagenetischen, poikilitischen Zementen zweier Generationen (Dünnschliff-Foto; Aufnahme mit gekreuzten Polarisatoren). Die erste Generation von Anhydrit ist gekennzeichnet durch fleckhaft verteilte, blau erscheinende Minerale, wohingegen die zweite Generation flächenhaft verteilt ist und den älteren Anhydrit ersetzt. Probe Pa6 der Bohrung Parchim 1/68, Teufe: 5751,2 m.
- Abb. b:** Typischer Rotliegend-Siltstein der Bohrung GrSk 3/90. (Dünnschliff-Foto, Aufnahme im Hellfeld); der Siltstein setzt sich überwiegend aus ungerundeten Quarzkörnern zusammen, die in einer hämatitreichen Matrix (bräunlich-rot) eingebettet sind. Der Siltstein wird senkrecht von einer Anhydrit-Karbonat-Kluft durchschlagen, welche teilweise Pyrit führt.
- Abb. c:** Fluviatiler Rotliegend-Sandstein (Havel-Folge) mit eingewehten, äolischen Quarzkörnern (Dünnschliff-Foto: Aufnahme mit gekreuzten Polarisatoren); der Sandstein ist gekennzeichnet durch frühdiagenetische Hämatit-Säume um die detritischen Körner und durch poikilitisch ausgebildeten, frühdiagenetischen Dolomit-Zement (Satteldolomit). Probe Mi8 der Bohrung Mirow 1/74, Teufe: 5527,2 m.
- Abb. d:** Matrixgestütztes Konglomerat (Rotliegend-Sedimente) der Havel-Folge (Dünnschliff-Foto, Aufnahme im Hellfeld); in einer karbonatisch zementierten, sandigen Matrix schwimmen Vulkanoklasten (rhyolitische und dazitische Laven, Tuffe und Ignimbrite). Probe ELA6 der Bohrung Eldena 1/84, Teufe: 4759,9 m.
- Abb. e:** Karbonatlösungen im durchströmten Bohrkern (Dünnschliff-Foto: - Aufnahme mit gekreuzten Polarisatoren). Der blockige Karbonatzement wird entlang von Rissen gelöst.
- Abb. f:** Äolischer Rotliegend-Sandstein der Bohrung GrSk 3/90 (Dünnschliff-Foto; Aufnahme im Hellfeld). Deutlich lassen sich Quarzdetritus (helle Körner) und Vulkanitklasten (dunkle und gemusterte Körner) unterscheiden. Die einheitliche Korngröße und überwiegend gute Rundung deutet auf eine äolische Genese hin. Probe G1 der Bohrung Parchim 1/68, Teufe: 4151,0 m.
- Abb. g, h:** Karbonatlösung im durchströmten Kern (Dünnschliff-Fotos: h - Aufnahme im Hellfeld; g - Aufnahme mit gekreuzten Polarisatoren). Der feinkörnige Karbonatzement, welcher mit Hämatit pigmentiert ist, scheint angelöst worden zu sein.

Tafel: Rotliegend-Sedimente



Einfluss des Porendrucks auf die physikalischen Eigenschaften der Sandsteine in Groß Schönebeck 3/90

The influence of pore pressure on the physical properties of the sandstones in Groß Schönebeck 3/90

UTE TRAUTWEIN

GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

1	Einleitung	30
2	Charakterisierung des Probenmaterials	30
3	Änderung der physikalischen Eigenschaften bei Porendruckabsenkung unter einaxialen Verformungsbedingungen	33
3.1	Experimente unter einaxialen Verformungsbedingungen	33
3.2	Spannungspfad unter einaxialen Verformungsbedingungen	34
3.3	Porendruckabhängige Änderung der petrophysikalischen Eigenschaften.....	35
3.4	Interpretation der Ergebnisse aus Sicht der Porenraumstruktur	37
4	Zusammenfassung und Schlussfolgerung	39

Abstract

Laboratory experiments were performed to investigate the influence of pore pressure on physical properties of three Rotliegend sandstones from Groß Schönebeck 3/90. According to uniaxial strain boundary condition (no lateral strain, constant axial load), the development of stress path is individual for the different sandstones dependent on the efficiency of pore pressure counteracting the external load. Low porous samples get higher mean effective stress, while high porous samples are exposed to higher differential stress. The observed changes of permeability and formation resistivity factor are large compared to minor changes of porosity. This is explained by deformation of microstructure. The two lower permeable samples show an increase of permeability at low pore pressure according to high differential stress, which could be explained by opening of hydraulic transport paths in direction of maximum load.

1 Einleitung

Mit der Produktion oder Injektion von Fluiden ändern sich der Porendruck im Gestein und damit der effektive Spannungszustand im Reservoir. Deformation und Veränderung der physikalischen Gesteinsparameter sind die messbare Folge.

Im Labor wurde der Einfluss des Porendrucks auf Porosität, Permeabilität, Formationsfaktor und Ultraschallwellengeschwindigkeiten experimentell unter Annahme von einaxialen Verformungsbedingungen (keine laterale Verformung, Axiallast konstant) an Rotliegend-Sandsteinen aus der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 untersucht und aus Sicht der strukturellen Änderung des Porenraums interpretiert. Bleibende Veränderungen wurden sowohl durch die Messung der petrophysikalischen Eigenschaften als auch durch Quecksilberintrusion und Dünnschliffanalyse vor und nach der Belastung überprüft.

2 Charakterisierung des Probenmaterials

Die Experimente wurden an drei Kernproben der Bohrung Groß Schönebeck 3/90, die stratigraphisch dem unteren Elbe-Basissandstein und dem oberen Havel sandstein des sedimentären Rotliegend zuzuordnen sind, durchgeführt. Die in situ Teufe der Sandsteine betrug zwischen 4.180 bis 4.200 m.

Aus den Kernstücken wurden zylinderförmige Probenkörper von 100 mm Länge und 50 mm Durchmesser präpariert, deren Endflächen planparallel geschliffen wurden. Die randlich abfallenden Reststücke wurden für weitere Untersuchungen als Referenzmaterial aufgehoben und zum Anfertigen von Dünnschliffen und Quecksilberintrusionsmessung verwendet.

Aufgrund der erforderlichen Probenmaße war bei einem Kerndurchmesser von etwa 5,13 cm nur eine Präparation der Proben parallel zur Kernlängsachse, die etwa senkrecht zur Schichtung verläuft, möglich. Die Bestimmung der richtungsabhängigen Größen Permeabilität, Formationsfaktor und Ultraschallwellengeschwindigkeit erfolgte, methodisch bedingt, in Probenlängsachse und damit immer senkrecht zur Schichtung. Die petrophysikalischen Eigenschaften der drei Sandsteinproben, gemessen im unbelasteten Zustand, sind der Tabelle 1 zu entnehmen.

Probe	Teufe m	Dichte g/cm³	Porosität %	Permeabilität 10⁻¹⁵ m²	v_p-gesättigt ms⁻¹
GS10	4197,1	2,658	15,3	3,3	3584
GS19	4180,4	2,659	18,3	174	3427
GS20	4198,4	2,656	9,8	2,9	4595

Tabelle 1: Physikalische Gesteinseigenschaften im unbelasteten Zustand

Table 1: Physical rock properties at unloaded condition

Die Fein- bis Mittelsandsteine weisen eine Schichtung im Millimeter- bis Zentimetermaßstab auf, die vor allem durch textuelle Änderungen aufgrund von Wechseln in Korngröße, Sortierung und Zementationsgrad gekennzeichnet ist. Markant sind in GS 10 grobsandige Einkornlagen mit bimodaler Kornverteilung. Diese Lagen sind durch einen hohen Anteil an Gesteinsbruchstücken gekennzeichnet. Mineralogisch sind die Proben nach FÜCHTBAUER (1988) als feldspatführende Sandsteine mit Gesteinsbruchstücken zu klassifizieren. Als sekundäre Mineralneubildungen treten Quarz, Feldspat, Karbonat, Anhydrit, Baryt, Illit (plattig und faserig) sowie die für das Rotliegend charakteristischen tonig-ferritischen Kornumkrustungen auf. Homoaxial weitergewachsene Quarz- und Feldspatkörner, Kristallisation von Zementmineralen mit bei vorhandenem Porenraum idiomorphen Kristallformen und das Auftreten faserigen Illits vergrößern die Oberfläche und reduzieren den hydraulisch wirksamen Fließquerschnitt (Abb. 1). Sie führen damit zu einer Permeabilitätsreduktion gegenüber „sauberen“ Sandsteinen und liefern Material zur Mobilisierung und Verstopfung von Fließwegen bei Durchströmung und mechanischer Beanspruchung.

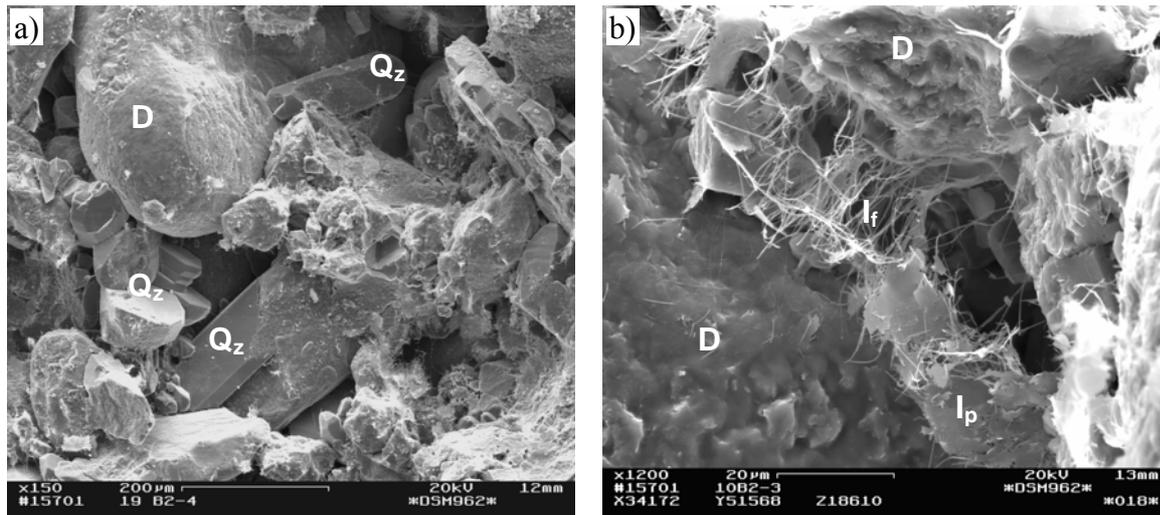


Abb. 1: Freier Porenraum zwischen Detritus (D) reduziert durch a) Quarzzement (Q_z) und b) Illit in plattiger (I_p) und fibröser (I_f) Ausbildung

Fig. 1: Free pore space between detritical grains (D) reduced by a) authigenic quartz (Q_z) and b) platy (I_p) and fibrous illite (I_f)

Die Charakterisierung der Porenraumstruktur wurde mittels Quecksilberintrusion und Bildanalyse von Dünnschliffen durchgeführt. Abb. 2 zeigt für jeden Sandstein die Porenradienverteilungen aus Bildanalyse und Quecksilberintrusion sowie ein Dünnschliffbild. Zur Darstellung der Porenradienverteilung aus Dünnschliffdaten wurden aus den Flächen der Einzelporen die äquivalenten Kreisradien berechnet. Innerhalb einer Porenradienklasse ist der prozentuale Anteil der Porenflächen an der Gesamtporenfläche im Schliff neben dem quecksilbergefüllten Porenvolumen am Gesamtporenvolumen abgebildet.

Im Dünnschliff bestimmte Porenradienverteilungen aller drei Sandsteine besitzen ihr Maximum unabhängig von Porosität oder Permeabilität zwischen äquivalenten Kreisradien von 10 μm und 40 μm . Im Dünnschliff zeigen sich vor allem die großen Poren, die sogenannten Porenbüsche. Die Zugänglichkeit der Poren wird jedoch durch die Porenhalsgrößenverteilung bestimmt, die mit der Intrusionskurve des Quecksilbers korreliert. Diese ist mit abnehmender Permeabilität zu kleineren Porenradien verschoben. Der poröse und permeable Sandstein GS 19 besitzt in dem gezeigten Schliffausschnitt einen großen Anteil offenen Porenraums. Die Poren sind überwiegend interpartikular ausgebildet und zeigen bereits in der zweidimensionalen Ebene eine gute Vernetzung. Die Maxima der Porenradienverteilungen aus Dünnschliff und Quecksilberintrusion liegen eng zusammen zwischen 10 und 40 μm . Dagegen besteht bei der am wenigsten permeablen Probe GS 20 eine große Diskrepanz zwischen Porenbüschen und Porenhälsen. Wenige große Poren sind zwar vorhanden, aber schlecht miteinander verbunden.

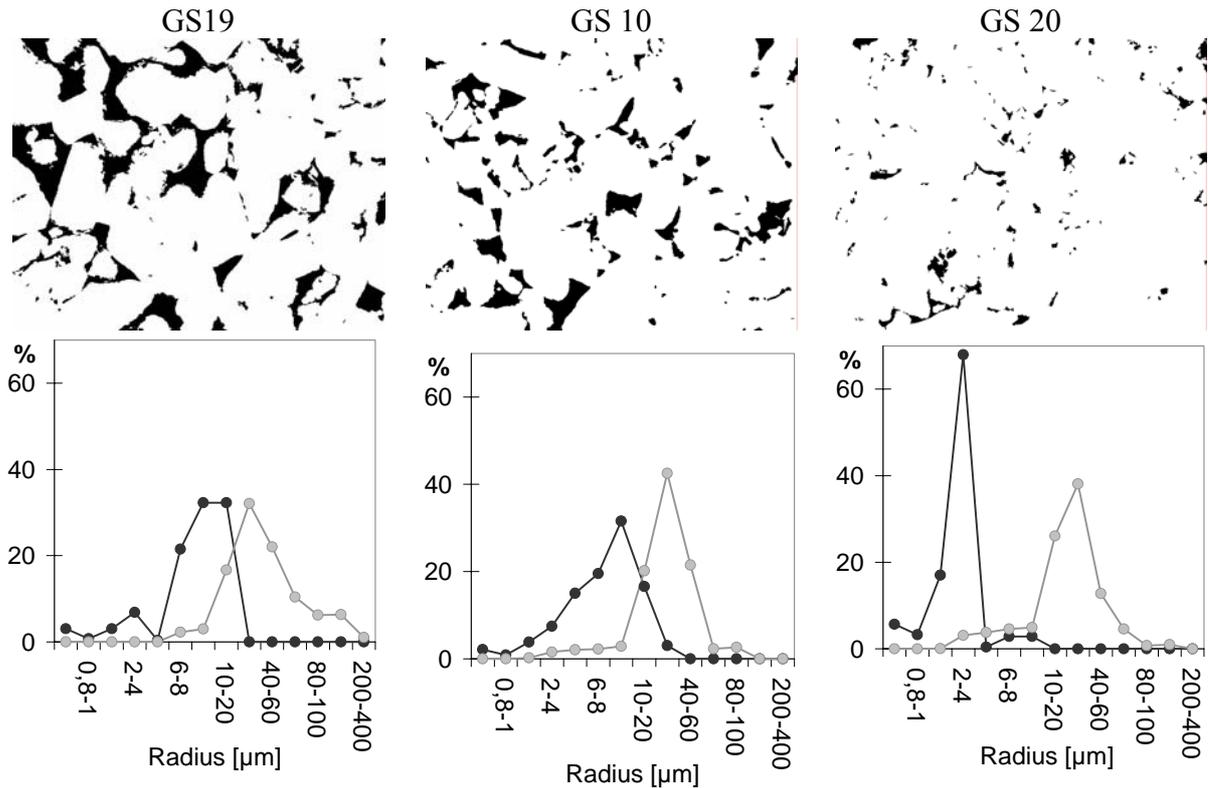


Abb. 2: Dünnschliffbilder (binär, Porenraum schwarz) und Porenradienverteilungen aus Quecksilberintrusion (schwarze Kurve) und Bildanalyse (graue Kurve)

Fig. 2: Thin sections (binary image, pore space black) and pore size distributions from mercury intrusion (black line) and image analysis (grey line)

3 Änderung der petrophysikalischen Eigenschaften bei Porendruckabsenkung unter einaxialen erformungsbedingungen

3.1 Experimente unter einaxialen Verformungsbedingungen

Die Experimente wurden in einer triaxialen Hochdruckpresse mit speziell konstruierten Innenaufbauten zur kombinierten Messung der hydraulischen, elektrischen und elastischen Gesteinsparameter durchgeführt. Servohydraulisch kontrollierte Druckstempel erlauben die getrennte Regelung des Umschließungsdruckes und der axialen Differenzspannung sowohl spannungs- als auch verformungsgesteuert. Die Hochdruck-Fluid-Pumpensysteme zum Erzeugen des Poreninnendruckes bestehen aus jeweils vier Pumpenzylindern, die bei paariger Anordnung eine kontinuierlich Durchströmung der Gesteinsprobe in axialer Richtung ermöglichen. Bei konstantem Druckgefälle wird aus dem strömenden Fluidvolumen pro Zeiteinheit die Permeabilität nach Darcy unter quasi-stationären Bedingungen berechnet.

Die Längs- und Querdehnungen werden direkt an den Probenkörpern mit Hilfe von einem Umfangsextensometer in der Mitte des Probenzylinders und zwei Axialextensometern an gegenüberliegenden Seiten erfasst. Aus der volumetrischen Deformation wird die Porositätsänderung der Gesteinsprobe unter der Annahme abgeleitet, dass Volumenveränderungen allein

auf der Änderung des Porenvolumens basieren, die Matrixkomponenten demnach inkompressibel sind.

Die Messung des elektrischen Probenwiderstandes der mit 0,1 molarer NaCl-Lösung gesättigten Probe erfolgt über Spannungselektroden, Isolierscheiben und einer Eichkapillare zur Messung des über den Fluidkreislauf abfließenden Leckstroms. In den Endkappen implementierte Ultraschallgeber und –empfänger erlauben die Messung von Schallwellengeschwindigkeiten bei axialer Durchschallungsrichtung.

Bei langsamen Deformationsraten ist es mit diesem kombinierten Aufbau möglich, während der Deformation die hydraulische und elektrische Leitfähigkeit der Gesteinsprobe kontinuierlich zu erfassen.

3.2 Spannungspfad unter einaxialen Verformungsbedingungen

Ein in der Erdöl-/Erdgasindustrie gebräuchliches Modell zur Vorhersage der initialen Horizontalspannung und der produktionsinduzierten Änderungen des horizontalen Spannungszustandes durch Porendruckabsenkung ist das sogenannte „uniaxial strain boundary modell“ (einaxiales Verformungsmodell) (KHAN & TEUFEL 2000). Dabei ist Verformung nur in axialer Richtung zugelassen. Da bei Absinken des Fluiddruckes im Reservoir die Auflast der überlagernden Gesteinsschichten erhalten bleibt, steigt die effektive axiale Belastung, und die axiale Deformation führt zur Kompaktion des Reservoirs und kann sich beispielsweise in der Absenkung der Geländeoberfläche zeigen. Laterale Verformung tritt aufgrund der krustalen Einspannung des Reservoirs nicht auf.

Zur experimentellen Simulation von Produktion- bzw. Injektionsvorgängen wurde der Porendruck unter einaxialen Verformungsbedingungen abgesenkt und wieder erhöht. Der Anfangsdruckzustand wurde in Anlehnung an die in situ Druckbedingungen in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 in 4.200 m Tiefe gewählt:

- Umschließungsdruck $P_c = 53$ MPa
- axiale Differenzspannung $\sigma_{\text{diff}} = 47$ MPa
- Axiallast $\sigma_1 = P_c + \sigma_{\text{diff}} = 100$ MPa
- Porendruck $P_p = 45$ MPa.

Die Porendruckänderung erfolgte mit einer Rampengeschwindigkeit von 0,05 MPa/min bis zu einer maximalen Absenkung von 40 MPa bei einer Porendruckdifferenz von 0,5 MPa zwischen Zu- und Rücklauf.

Manteldruck und Differenzspannung reagieren gesteuert vom Umfangsexensometer auf die Porendruckänderung, um den lateralen Verformungszustand und die Gesamtaxiallast entsprechend der Randbedingungen zu halten. Mit sinkendem Porendruck sinkt der Umschließungsdruck (Abb. 3a), wobei das Verhältnis γ zwischen Änderung des Manteldrucks und Änderung des Porendrucks ($\gamma = \Delta P_c / \Delta P_p$, (HETTEMA et al. 2000) zwischen 0,5 bei der dichtesten und 0,7 bei der porösesten Probe liegt. Dieses Verhältnis zeigt, welchen Anteil der Porendruck von der äußeren Last mitträgt und ist umso größer, je effektiver der Porendruck wirkt.

Die axiale Differenzspannung muss um den Betrag ansteigen, um den der Umschließungsdruck sinkt, damit keine Änderung der Gesamtaxiallast auftritt.

Abhängig vom Ausgangsgestein resultiert für jedes Gestein ein eigener Spannungspfad (Abb. 3b). Mit sinkendem Porendruck steigen die mittlere effektive Spannung, definiert als $\sigma_{\text{eff}} = (\sigma_1 + 2P_c)/3 - P_p$, und die Differenzspannung an, wobei dichtere Proben höheren mittleren Spannungen und porösere Proben höheren Differenzspannungen ausgesetzt sind. Die resultierenden Spannungspfade liegen zwischen hydrostatischer Belastung und rein einaxialer Belastung, bei der nur eine Spannungskomponente, i.d.R. in axialer Richtung, steigt.

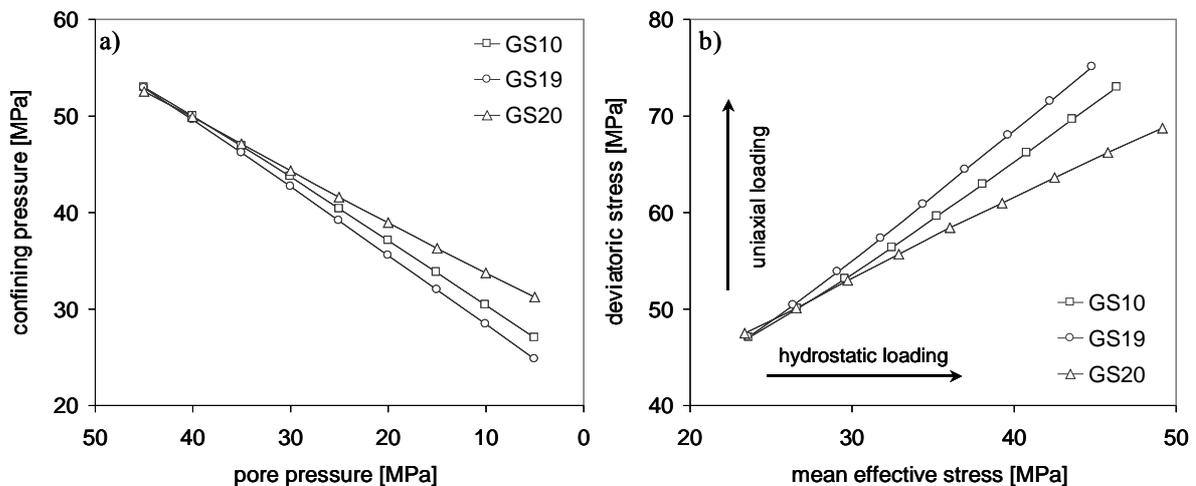


Abb. 3: Porendruckabsenkung unter einaxialen Verformungsbedingungen: a) Absenkung des Umschließungsdruckes zeigt Effektivität des Porendrucks, b) Entwicklung unterschiedlicher Spannungspfade

Fig. 3: Decrease of pore pressure under uniaxial strain boundary condition: a) decrease of pore pressure reflecting efficiency of pore pressure, b) development of different stress paths

3.3 Porendruckabhängige Änderung der petrophysikalischen Eigenschaften

Porosität, Permeabilität und Formationsfaktor wurden kontinuierlich während der Porendruckänderung unter einaxialen Verformungsbedingungen gemessen. Da beim ersten Belastungszyklus deutlich größere Änderungen auftraten als bei allen weiteren Belastungszyklen, wurden mindestens zwei Zyklen gefahren. Die relativen Parameteränderungen des 1. Belastungszyklus, bezogen auf ihren Wert unter in situ Druckbelastung, sind in Abb. 4 dargestellt.

Die **Porosität** (Abb. 4a) sinkt mit abnehmendem Porendruck nahezu linear. Die relativen Änderungen sind mit maximal 6 ‰ sehr klein. Der dichteste Sandstein zeigt die größte relative Porositätsreduktion. Die Hysterese zwischen Be- und Entlastungspfad wird mit weiteren Belastungszyklen geringer, es zeigt sich jedoch nach jedem Belastungszyklus eine leichte Reduktion der Porosität.

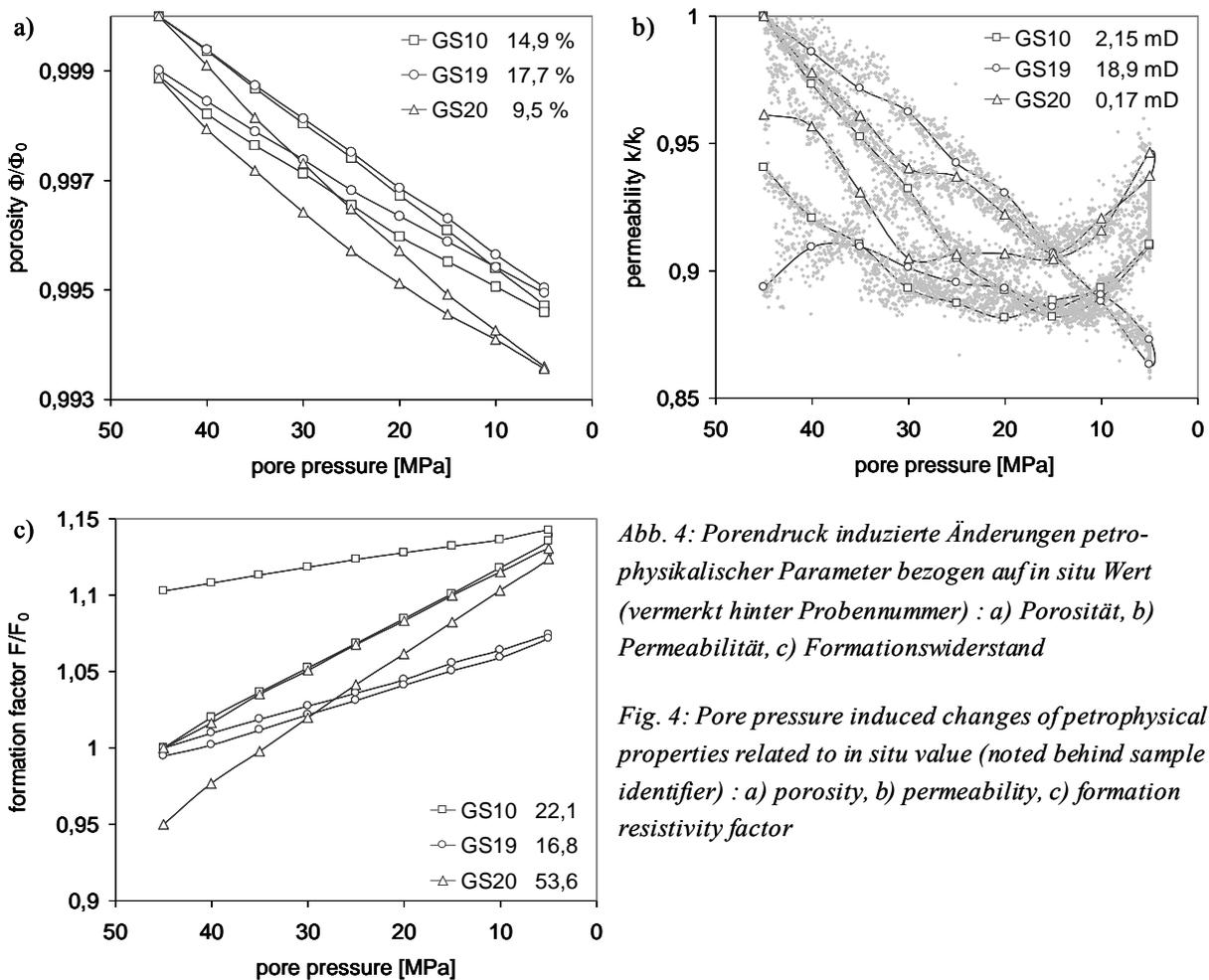


Abb. 4: Porendruck induzierte Änderungen petrophysikalischer Parameter bezogen auf in situ Wert (vermerkt hinter Probennummer) : a) Porosität, b) Permeabilität, c) Formationswiderstand

Fig. 4: Pore pressure induced changes of petrophysical properties related to in situ value (noted behind sample identifier) : a) porosity, b) permeability, c) formation resistivity factor

Die **Permeabilität** (Abb. 4b) zeigt bei einer Porendruckabsenkung von 40 MPa eine Abnahme von 10 bis 13 % vom in situ Permeabilitätswert. Während die Permeabilität des durchlässigsten Sandsteins GS 19 nahezu linear mit dem Porendruck abnimmt, weisen die Messkurven von GS 10 und GS 20 eine markante Nichtlinearität mit Wiederanstieg der Permeabilität bei niedrigen Porendrücken entsprechend der größten deviatorischen Belastung auf.

Die gezeigten Permeabilitätskurven wurden bezüglich permanent fallender Fließraten korrigiert, die auch in Phasen konstanter Spannung auftreten und damit nicht auf die Änderung des Porendrucks, sondern auf Mobilisation von Feinstpartikeln und Verstopfen von hydraulischen Fließwegen zurückgeführt werden. Zur Korrektur wurde der Abfall der Fließrate in Phasen konstanter Bedingungen bestimmt und abschnittbezogen zur Fließrate addiert. Der durchschnittliche Abfall der Fließrate betrug 0,02 %/min.

Die **Formationswiderstandsfaktoren** (Abb. 4c) steigen mit abnehmendem Porendruck linear um 5 bis 15 %, bezogen auf ihren Ausgangswert, an. GS 19 zeigt mit der Porendruckabsenkung die kleinsten relativen Änderungen, und Be- und Entlastungszyklus verlaufen nahezu identisch. Während die Belastungspfade der Sandsteine GS 10 und GS 20 sich gleichen, treten bei Entlastung entgegengesetzte Effekte auf. Der Formationsfaktor von GS 10 ist nach der

Belastung um 10 % größer als vorher, bei GS 20 dagegen ist er um 5 % reduziert. Eine befriedigende Erklärung dieses Effektes konnte zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht gefunden werden.

Methodisch bedingt ist die gleichzeitige Messung von elektrischem Probenwiderstand und Ultraschallwellengeschwindigkeiten nicht möglich, so dass in einem dritten Belastungszyklus mit doppelter Rampengeschwindigkeit die elektrischen Messungen jeweils zur Messung der Ultraschallwellengeschwindigkeiten unterbrochen wurden. Die relativen Änderungen von Kompressions- und Scherwellengeschwindigkeit sind in Abb. 5 dargestellt.

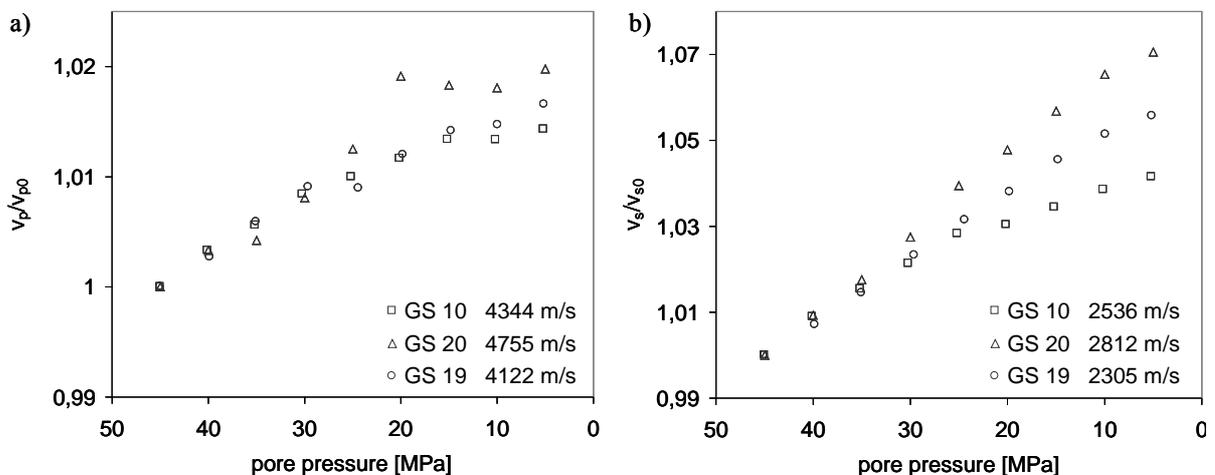


Abb. 5: Relative Geschwindigkeitszunahme bei Porendruckabsenkung unter einaxialen Verformungsbedingungen, bezogen auf den in situ Wert (vermerkt hinter Probennummer): a) Kompressionswellen, b) Scherwellen

Fig. 5: Increase of velocity induced by pore pressure decrease under uniaxial strain boundary condition related to in situ values (noted behind sample identifier): a) compressional waves, b) shear waves

Die **Ultraschallwellengeschwindigkeiten** der fluidgesättigten Proben nehmen mit abnehmendem Porendruck entsprechend zunehmender effektiver Belastung zu. Die relative Geschwindigkeitszunahme der Kompressionswelle beträgt zwischen 1,4 und 2,0 %, die der Scherwelle zwischen 4,1 und 7,1 %. Die größere Geschwindigkeitszunahme der Scherwellen gegenüber den Kompressionswellen hat eine Abnahme des v_p/v_s -Verhältnisses zur Folge.

3.4 Interpretation der Ergebnisse aus Sicht der Porenraumstruktur

Die Absenkung des Porendrucks unter einaxialen Verformungsbedingungen bewirkt eine Zunahme der effektiven und deviatorischen Belastung. Die damit verbundene Porositätsänderung ist gering gegenüber der Änderung von Permeabilität und Formationsfaktor. Bei großer Porendruckabsenkung kommt es zu einem Wiederanstieg der Permeabilität, der nicht mit der elektrischen Leitfähigkeit korreliert. Diese Diskrepanzen können nur aus Sicht der Porenraumstruktur erklärt werden.

Konstruktivität, Tortuosität, effektive Radien oder Konnektivität sind beispielsweise Porenraumparameter, die die Leitfähigkeit eines Gesteins für Fluide und Strom bestimmen. Es sind geometrische Größen, die auf der Abstraktion der komplexen Porenraumstruktur auf Kapillaren von unterschiedlichem Durchmesser, Einschnürung, Vernetzung und Gewundenheit basieren. Da sie in der Regel nicht direkt gemessen werden können, werden sie im Folgenden qualitativ diskutiert.

Unter einaxialen Verformungsbedingungen führt die Porendruckabsenkung zu axialer Kompression des Gesteinskörpers. Dabei nehmen die Fließquerschnitte vor allem in lateraler Richtung (schichtparallel) ab, und die Konstruktivität steigt. Werden dabei horizontale Verbindungen der Fließwege komplett geschlossen, sinkt die Konnektivität, und die Tortuosität nimmt zu. Diese Veränderungen der Porenraumstruktur äußern sich nur wenig im Porenvolumen, die strukturabhängigen Transporteigenschaften werden jedoch deutlich verändert.

Ein Wiederanstieg der Permeabilität in Richtung der größten Hauptnormalspannung ist abhängig vom Verhältnis zwischen effektiver Spannung und Differenzspannung sowie vom Gestein selbst (Ausgangsporosität) und wurde experimentell von zahlreichen Autoren (z.B. BOUTECA et al. 2000, KHAN & TEUFEL 2000, ZHU & WONG 1997) beobachtet. Erklärt wird der Permeabilitätsanstieg durch die Ausbildung von Mikrorissen in Richtung der größten Hauptnormalspannung. Eine aktuelle Zusammenfassung über die spannungspfadabhängige Permeabilitätsentwicklung gibt HEILAND (2003). Die Öffnung von Fließwegen in axialer Richtung (senkrecht zur Schichtung) führt aus Sicht der Porenraumstruktur vor allem zu einer Zunahme der hydraulischen Konnektivität in axialer Richtung und damit zu einer Abnahme der Tortuosität.

Die Zunahme der hydraulischen Durchlässigkeit korreliert nicht mit der weiterhin abnehmenden elektrischen Leitfähigkeit, worin sich die unterschiedliche Struktursensitivität des hydraulischen und elektrischen Transportes zeigt. Da die Permeabilität stärker vom Porenradius abhängig ist als die elektrische Leitfähigkeit, erfolgt der hydraulische Transport nur über die größeren Kanäle und ist damit heterogener verteilt als der elektrische (DAVID et al. 1990). Einfache Netzwerkmodelle zeigen, dass die elektrische Tortuosität stets kleiner als die hydraulische ist (z.B. DULLIEN 1992). Die Öffnung einer hydraulischen Verbindung, sozusagen ein Kurzschluss eines Hauptkanals, muss demnach nicht zu einer Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit führen, wenn diese Verbindungsstelle entweder schon vor der Erweiterung elektrisch durchlässig war oder aber sich das gesamte elektrische Netzwerk nur unwesentlich ändert.

Bleibende Veränderungen konnten weder in den petrophysikalischen Messungen noch in den Strukturuntersuchungen (Bildanalyse von Dünnschliffen und Quecksilberintrusion) nachgewiesen werden. Während die petrophysikalischen Parameter im in situ Druckzustand eine Verdichtung des Gesteins mit leichter Porositäts- und Permeabilitätsabnahme zeigen, deuten sie im unbelasteten Zustand eher auf eine Auflockerung des Kornverbandes mit einem leichten Anstieg der Porosität und Abnahme der Kompressionswellengeschwindigkeit hin. Die Permeabilität im unbelasteten Zustand ist im Rahmen der Messgenauigkeit unverändert.

Da bleibende Veränderungen im Rahmen der Messgenauigkeit nicht nachgewiesen werden konnten und insgesamt nur sehr kleine Änderungen der petrophysikalischen Eigenschaften beobachtet wurden, wird angenommen, dass mit der Porendruckabsenkung von 40 MPa der elastische Bereich der Verformung nicht überschritten wurde. Auch das Öffnen und Schließen von hydraulischen Fließwegen mit der Differenzspannung ist reversibel, was zu der Vermutung führt, dass keine neuen Risse induziert, sondern nur Kontaktbereiche der Matrixkomponenten aufgeweitet wurden.

4 Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Der Einfluss des Porendrucks auf die physikalischen Eigenschaften der Groß Schönebeck-Sandsteine wurde im Labor experimentell unter Annahme von einaxialen Verformungsbedingungen simuliert. Entsprechend der Rahmenbedingungen, keine laterale Deformation und konstante Axiallast, folgt jede Gesteinsprobe einem individuellen Spannungspfad in Abhängigkeit von der Effektivität des Porendrucks. Mit abnehmendem Porendruck steigen die mittlere effektive Spannung am stärksten bei der dichtesten und die Differenzspannung am stärksten bei der porösesten Probe an. Die beobachtete Änderung von Permeabilität und Formationsfaktor ist groß im Vergleich zu der sehr geringen Porositätsänderung und kann deshalb nur aus Sicht der Deformation der Porenstruktur erklärt werden. Die Erhöhung der Permeabilität bei hoher Differenzspannung, die nur die beiden dichteren Proben zeigen, wird auf die Öffnung von hydraulischen Fließwegen in Richtung der größten Hauptnormalspannung zurückgeführt. Insgesamt wurde der elastische Bereich der Deformation durch die Absenkung des Porendrucks um 40 MPa, ausgehend von den in Groß Schönebeck 3/90 in 4.200 m Tiefe beobachteten Spannungen, nicht überschritten.

Literatur

- BOUTÉCA, M.J., SARDA, J.-P. & VINCKÉ, O. (2000): Constitutive law for permeability evolution of sandstones during depletion; - SPE 58717
- DAVID, C., GUEGUEN, Y. & PAMPOUKIS, G (1990): Effective medium theory and network theory applied to the transport properties of rock; - Journal of Geophysical Research 95 B5, 6993-7005
- DULLIEN, F.A.L. (1992): Porous media: fluid transport and pore structure; - Academic Press, San Diego, CA, 1992
- FÜCHTBAUER, H. (1988): Sediment-Petrologie Teil II: Sedimente und Sedimentgesteine; - 4. Aufl., 1141S., 660 Abb., 113 Tab.; E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart
- HEILAND, J. (2003): Laboratory testing of coupled hydro-mechanical processes during rock deformation; - Hydrogeology Journal 11, 122-141
- HETTEMA, M.H.H., SCHUTJENS, P.M.T.M.; VERBOOM, B.J.M. & GUSSINKLO, H.J. (2000): Production-induced compaction of a sandstone reservoir: the strong influence of stress path; - SPE Reservoir Evaluation & Engineering 3 (4), 342-347
- KHAN, M. & TEUFEL, L.W. (2000): The effect of geological and geomechanical parameters on reservoir stress path and its importance in studying permeability anisotropy; - SPE Reservoir Evaluation & Engineering 3 (5), 394 – 400
- ZHU, W. & WONG, T.-F. (1997): The transition from brittle faulting to cataclastic flow: permeability evolution; - Journal of Geophysical Research 102 B2, 3027-3041

Auswertung von akustischen Bohrlochfernseherdaten (ABF) der Bohrung Groß Schönebeck 3/90

Interpretation of borehole televiewer (BHTV) data from the Groß Schönebeck 3/90 well

MARTINA PISCHNER, THOMAS VOSS UND HEINZ-GERD HOLL

GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

1	Einleitung	42
2	Der akustische Bohrlochfernseher ABF 14	43
3	Messkampagnen	44
4	Datenqualität	46
5	Auswertung	54
5.1	BHTV Messfahrten vom Februar und Oktober 2001.....	54
5.2	BHTV Messfahrt vom Oktober 2002.....	54
6	Einordnung der Ergebnisse	58
7	Literatur	60
8	Anhang	62

Abstract

Good knowledge of the *in situ* stress regime is considered to be essential for the positioning of a geothermal production well. The well is supposed to be linked hydraulically with the geothermal research well Gross Schönebeck 3/90. New fractures are induced by drilling and hydraulic fracturing predominantly in direction of the main horizontal stress S_H . For rock permeability in the examined sandstone beds is supposed to be mainly sustained by fractures, maximum hydraulic connectivity of the two wells is expected to be parallel with S_H . BHTV data are used to determine the orientation of drilling induced fractures and of those that appeared after several hydraulic fracturing experiments. The features of the applied borehole televiewer ABF 14 are presented. The quality of the logs as well as the various problems that occurred during the interpretation of the data are discussed.

1 Einleitung

Für die geothermische Nutzung des Aquifers in den Sandsteinen des Rotliegend in der Schorfheide ist geplant, in der Nähe der alten Bohrung Groß Schönebeck 3/90 eine zweite Bohrung niederzubringen. Mittels dieser beiden Injektions- bzw. Förderbohrungen sollen die Tiefenwässer zur geothermischen Stromerzeugung genutzt und anschließend reinjiziert werden.

Die Flowmetermessungen während des primären Hydrauliktestes im Januar 2001 ergaben,

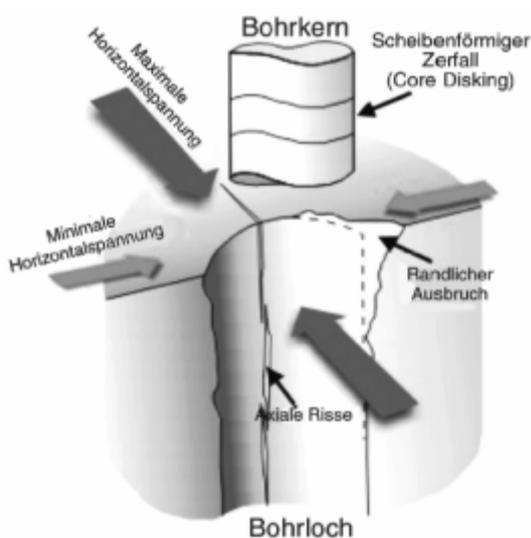


Abb. 1: theoretische Orientierung von Breakouts und axialen Klüften in der Bohrlochwand im Spannungsfeld (Hauptspannung durch die Überlagerung wirkt vertikal, parallel zur Bohrlochachse) (Grafik von RÖCKEL & LEMPP, 2003)

Fig. 1: theoretical position of breakouts and axial fractures around the borehole wall (overburden stress acts parallel to the borehole axis and is a principal stress) (figure from RÖCKEL & LEMPP, 2003)

dass der Wasserzufluss hauptsächlich aus den Vulkaniten unterhalb der Sandsteinlagen erfolgte. Auf Grund der geringen Permeabilität der Vulkanite ist die dortige Wasserwegsamkeit an ein aktives Kluftsystem gebunden (TISCHNER et al., 2002). Nach dem ersten Fracversuch im Januar 2002 im Bereich 4.130 m – 4.190 m, war auch aus den in dieser Teufe vorhandenen Sandsteinen ein Zufluss zu verzeichnen. Es ist hierbei anzunehmen, dass durch fracinduzierte Klüfte eine Verbindung vom Reservoir zur Bohrung durch eine hydraulisch blockierte, bohrlochnahe Zone hindurch hergestellt wurde. Daher ist es für die Projektierung der zweiten Bohrung entscheidend, ob, wie tief und in welche Richtung Risse erzeugt werden können, um die Zuflussraten zur Förderbohrung zu erhöhen und durch die Anknüpfung an bestehende Kluftsysteme die Fließraten *im Gebirge* zwischen den beiden Bohrungen zu erhöhen.

Die Neubildung von Klüften sowie die hydraulische Aktivität von vorhandenen Kluftsystemen ist vor allem von der Spannungsverteilung im Gebirge abhängig. An Hand der Orientierung von Randausbrüchen in Tiefbohrungen (Breakouts) und der von bohrungsinduzierten Rissen in der Bohrlochwand kann man das Spannungsfeld ermitteln. Mit Hilfe akustischer BHTV (Borehole Televiwer) -Daten lassen sich Aussagen über Schichtgrenzen und deren Einfallen, über den Zustand der Bohrlochwand sowie über die Raumlage von Klüften und Breakouts treffen.

Breakouts sind bohrbedingte breite Auswaschungen. Sie geben dem Bohrlochquerschnitt eine ovale Gestalt und sind parallel zur Richtung der minimalen Horizontalspannung S_h angeordnet. Bohrbedingte und hydraulisch erzeugte axiale Klüfte fallen senkrecht ein und sind parallel zur rezenten maximalen Horizontalspannung S_H orientiert. Nur wenn die Klüfte offen sind, erscheinen sie sowohl in der Laufzeit- als auch in der Amplitudendarstellung. Sind die Klüfte verheilt, können sie nur Hinweise auf ein Paläospannungsfeld geben. Sie unterscheiden sich von den jüngeren Klüften dadurch, dass sie nur auf der Amplitudenanzeige erscheinen, vorausgesetzt, die akustische Impedanz der Kluftfüllung hebt sich hinreichend von der des Gesteines ab.

2 Der akustische Bohrlochfernseher ABF 14

Der akustische Bohrlochfernseher ABF 14 besteht aus einer im Bohrloch zentrierten Sonde und einem übertägigen Messcomputer. Im Folgenden wird das Gerät mit der englischen Bezeichnung BHTV aufgeführt. Durch ein dreiaadriges Messkabel werden die Daten übertragen. Während der Messung können die Messdaten mit 4 bit Übertragungsrates über Tage in Echtzeit dargestellt und überprüft werden. Als Messprinzip wird das Impulsoverfahren angewendet, wobei sowohl die Amplituden als auch die Laufzeiten der ausgesendeten und dann reflektierten Schallimpulse dargestellt werden. So wird unter Ausnutzung der akustischen Reflexionsverhältnisse ein Bild von der Bohrlochwand gewonnen.

Die Sonde enthält einen piezoelektrischen Wandler, welcher mit 6 Umdrehungen pro Sekunde rotiert. Er sendet dabei Ultraschallimpulse aus und empfängt die Reflexionen von der Bohr-

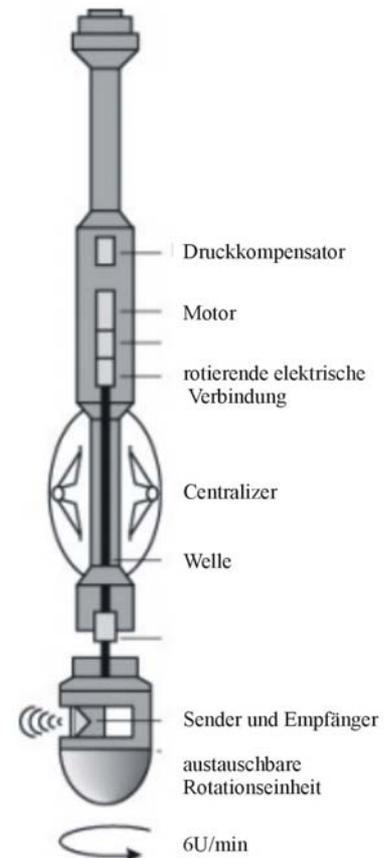


Abb. 2: schematischer Aufbau eines akustischen Borehole Teviewers ähnlich dem ABF 14

(<http://www.ideo.columbia.edu/BRG/ODP/LOGGING/TOOLS/bhtv.html> 1998)

Fig. 2: Scheme of an acoustic Borehole Teviewer similar to the ABF 14

(<http://www.ideo.columbia.edu/BRG/ODP/LOGGING/TOOLS/bhtv.html> 1998)

lochwand. Dem Wandler ist ein Kondensator vorgeschaltet; über diesen lässt sich durch Änderung der Spannung die Amplitude des Signals von über Tage steuern.

Ein magnetisches Orientierungssystem nach dem Drehspulen-Fluxgate-Prinzip (Genauigkeit 1,5-3°) in der Sonde sorgt dafür, dass die Bohrlochwand mit Hilfe des übertägigen PCs zeilenweise von Nord bis Nord dargestellt wird. Eine Zeile mit 254 Messpunkten entspricht einer Umdrehung des Wandlers. Die Sonde kann bis zu einem maximalen Druck von 100 MPa und einer Temperatur von 150°C eingesetzt werden.

Mit dem Programm Aman Pro 4 können den gewonnenen Messwerten Farbskalen zugewiesen werden, so dass ein Bild von der Bohrlochwand entsteht. Teufe und Richtung (0°=360°=Nord) können an jedem Messpunkt einzeln abgelesen werden.

3 Messkampagnen

Zur Auswertung stehen bislang drei Messungen zur Verfügung. Sie wurden am 08.02.2001, 18.10.2001 bzw. am 26.10.2002 im unverrohrten Abschnitt der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 gefahren. Die Messungen wurden von der Operational Support Group (OSG) des GFZ mit einem Leihgerät der Firma GeoSys Umweltechnik und Geogeräte GmbH Leipzig durchgeführt.

Die erste Fahrt erfolgte am 08. Februar 2001 im Anschluss an die Aufwältigung der Bohrung GrSk 3/90 und den primären Hydrauliktest. Auf Grund der Pumptätigkeit stand im Bohrloch oberhalb der Zuflusshorizonte Formationswasser. Darunter, ab dem Bereich der Rotliegend-Konglomerate, befand sich noch die Bentonitpülung, die für die Aufwältigung und Vertiefung der Bohrung verwendet wurde. Der Dichtesprung ist im Log deutlich zu erkennen (Abb. 3), obwohl die dichteabhängige Laufzeit im Bohrlochfluid nicht gemessen wurde. Direkt unterhalb der Grenzschicht ist das Gerät ausgefallen. Vermutlich war die Spülung im Bohrloch-tiefsten so hoch viskos bzw. so stark mit Nachfall versetzt, dass sie die Rotation des Gerätes behindert hat.

Zwischen der ersten Fahrt am 08. Februar 2001 und der zweiten Fahrt am 18. Oktober 2001 wurden im Bohrloch weitere geophysikalische Messungen, jedoch keine weiteren hydraulischen Experimente, wie etwa Pumpversuche etc., durchgeführt. Die Anteile der Spülung und des Wassers an der Fluidfüllung des Bohrloches sollten damit in etwa unverändert geblieben sein.

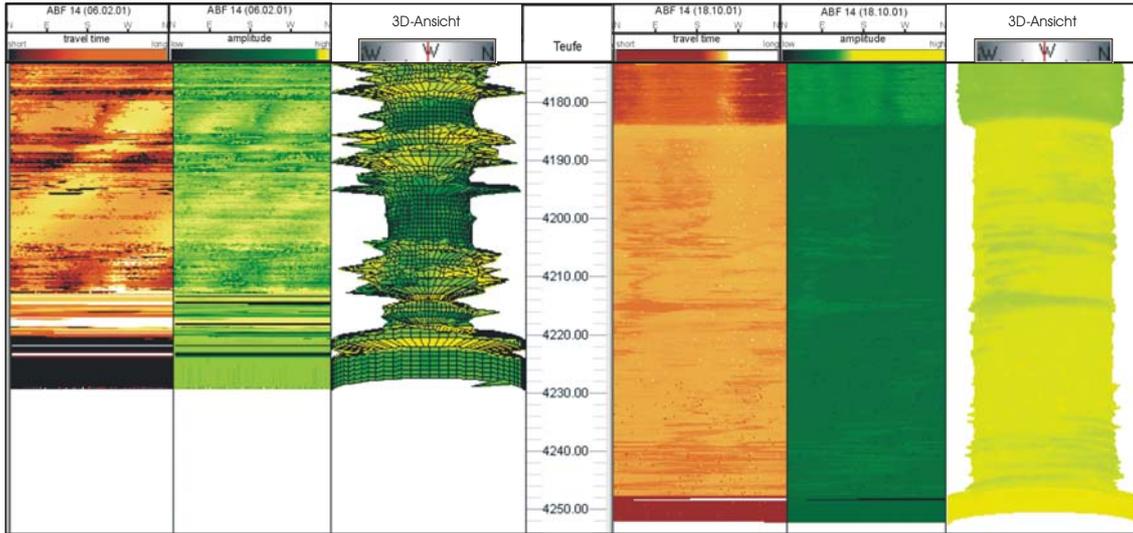


Abb. 3: Geräteausfall und Dichtesprung in der Messung vom 08.02.2001 (links) und vom 18.10.2001 (rechts)

Fig. 3: Tool breakdown and abrupt density rise shown in the logs from 02-08-2001 (left) and 10-18-2001 (right)

Bei der zweiten BHTV-Fahrt wurden die akustischen Geschwindigkeiten im Fluid mit aufgezeichnet (Tab. 2). Die Grenze zwischen Wasser und alter Bentonitpflügelung hat sich nach oben verlagert und führt nicht mehr zum sofortigen Ausfall der Sonde. Es ist daher anzunehmen, dass durch das wiederholte Ein- und Ausfahren von Sonden während der Bohrlochmessungen zwischen den BHTV-Fahrten die Fluide im unteren Bereich der Bohrung durchmischt wurden.

Im Zeitraum Oktober 2001 bis Oktober 2002 wurden Fracarbeiten zur Stimulation der Gebirgsdurchlässigkeit und Langzeitpumpversuche durchgeführt. Im Bohrloch stand daher während der letzten Messung Formationswasser. Das zum Auskieseln nach den Fracarbeiten verwendete Süßwasser wurde mit den Langzeitpumpversuchen auszirkuliert. Die dritte BHTV-Fahrt sollte u.a. Aufschluss darüber geben, wie erfolgreich die Frac-Versuche waren, ob neue Risse erzeugt bzw. alte erweitert werden konnten. Weiterhin sollten diese Risse eingemessen werden, um weitere Aussagen über das in situ Spannungsfeld treffen zu können. Am 26. Oktober 2002 fand die dritte Borehole Televiewer Befahrung statt. Bei 4.073 m ist das Gerät ausgefallen, so dass für die obere Hälfte des unverrohrten Bereiches keine Messdaten zur Verfügung stehen.

Da die Detektierbarkeit von Strukturen auf der Bohrlochwand verbessert werden sollte, wurden die Einstellungen des Messgerätes der Lithologie angepasst. Die Amplituden der transmittierten und reflektierten Wellen sind abhängig von der Dämpfung und dem Laufweg im Fluid sowie vom akustischen Impedanzkontrast an der Grenze zwischen Fluid und Gebirge. Die akustische Impedanz eines Mediums ist das Produkt aus dessen P-Wellen-Geschwindigkeit und Dichte und somit abhängig von der Lithologie. Wenn durch wechselnde Fluid- oder Gesteinseigenschaften die Amplitude während der Messung zu groß oder zu gering wird, so kann dies von über Tage ausgeglichen werden, indem die Spannung am Impulsgeber und damit die Amplitude des ausgesendeten Signals angepasst wird.

	Anfangsteufe	Endteufe	Lithologie
Linerschuh–4.073 m	Geräteausfall	Geräteausfall	Ton-/Siltstein-Wechsellagerung
Teilfahrt 1	4.073 m	4.129 m	Silt-/Sandstein-Wechsellagerung
Teilfahrt 2	4.123,5 m	4194 m	Sandsteine
Teilfahrt 3	4.184 m	4.224 m	Konglomerate
Teilfahrt 4	4.218,5 m	4.273,5 m	Vulkanite

Tabelle 1: Teufenbereiche der Teilfahrten der BHTV-Messung vom 26.10.2002

Table 1: Depth intervals of the single BHTV logs from October 2002

Zur Anpassung der Signalamplitude wurde die Sonde jeweils gestoppt und dann vor Wiederaufnahme der Messung etwas zurückgefahren, so dass sich die einzelnen Teilfahrten überlappen. Die insgesamt vier aufgezeichneten Teilfahrten sind von oben nach unten durchnummeriert. Ihre Start- und Endteufen sowie die entsprechenden lithologischen Einheiten sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die Teilfahrten 1 und 2 sowie 3 und 4 überlappen sich um jeweils ca. 6 m, die 2. und 3. Teilfahrt überschneiden sich um ca. 10 m.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Eckdaten der drei Messfahrten.

4 Datenqualität

Die Datenqualität der ersten beiden Messungen war nicht zufriedenstellend. Bei der ersten Fahrt gab es häufig Signalverluste und in der zweiten sind die Signalkontraste zu gering, um gut von der Software grafisch aufgelöst werden zu können.

Im Log vom Februar 2001 vergrößert sich der Durchmesser scheinbar von 14,9 cm (entspricht Bitgröße) bis auf 28 cm, also etwa doppelte Bitgröße. Diese Erweiterung wird jedoch nicht in den Kaliberkurven angezeigt. Die Berechnung eines größeren Durchmessers aufgrund der längeren Laufzeit ist hier also nicht richtig.

Einige mögliche Erklärungen für die verlängerten Laufzeiten sind:

- Streuung des Signals an der zu rauen Bohrlochwand oder am Filterkuchen
- unpassende Einstellung des Gerätes
- zu hohe Dichte der Bohrspülung (vor allem im Bohrlochtiefsten). Eine nachträgliche Korrektur ist nicht möglich, da es keine Referenzmessung für die Laufzeit in der Spülung gibt.

Messdatum	08.02.2001	18.10.2001	26.10.2002
Dateiname	GS7ABF.DAT	ABF2B.DAT	
höchster Messpunkt	3.869,6 m	3.872 m	4.073 m
tiefster Messpunkt	4.229 m	4.290 m	4.273 m
tiefster Datenpunkt	4.212 m	4.285,5 m	4.273 m
Sonde	ABF 14/1 (254 Werte / Umdrehung)	ABF 14/1 (254 Werte / Umdrehung)	ABF 14/1 (254 Werte / Umdrehung)
Bohrlochfluid	Wasser/Bentonitspülung	Wasser/Bentonitspülung	Salzwasser
Bemerkungen	- sehr viskose Spülung im unteren Teil des OH behindert die Messung → Messung unterhalb von 4.212 m nicht möglich - Rotation des Tools - stellenweise noch ungeklärter Signalverlust	- geringe Signalkontraste - Exzentrizität der Sonde	- nach den Frac-Arbeiten und den Langzeitpumpversuchen - vier Teilfahrten mit verschiedenen Grundeinstellungen - dadurch höhere Auflösung
Logging Geschwindigkeit, Fahrtrichtung	3 m/min von unten nach oben	3 m/min von unten nach oben	1,5 m/min von unten nach oben
Schallgeschwindigkeit in der Spülung	no data	<4.222 m = 1.19 mm/μs >4.222 m = 1.30 mm/μs	no data

Tabella 2: Überblick über alle BHTV-Messungen 2001 – 2002

Table 2: Overview of all BHTV logging operations 2001 - 2002

Weiterhin wird selbst in den kompakten Sandsteinbänken eine sehr unregelmäßige Bohrlochwand angezeigt, was ein weiteres Indiz für Störeinflüsse auf das Gerät ist. Im Gegensatz dazu scheint die Darstellung der Bohrlochwand im BHTV-Log von Oktober 2001 wiederum zu glatt. Wegen des geringen Kontrastes und der Exzentrizität der Sonde im Bohrloch sind vor allem kleine Klüfte gar nicht oder nur noch sehr schwach sichtbar. Im Folgenden sind Beispiele für Logabschnitte (aus dem Jahre 2001), die zum größten Teil nicht interpretierbar sind, dargestellt. Die Fehler bestehen in Datenausfällen, Schwingungen des Gerätes oder zu geringen Signalkontrasten.

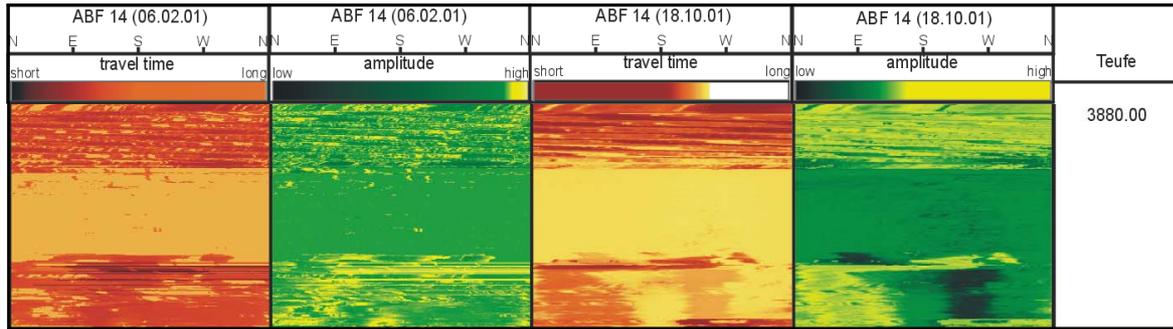


Abb. 4: Im oberen Bereich wird das Magnetometer durchs Casing gestört; ausserdem rotiert das Gerät stark, weil die Centralizer in der Rohrschuhkaverne keinen Kontakt zur Bohrlochwand haben

Fig. 4: In the upper part orientation is disturbed by casing, tool is rotating in pipeless gunk because of lacking contact to the wall of the borehole

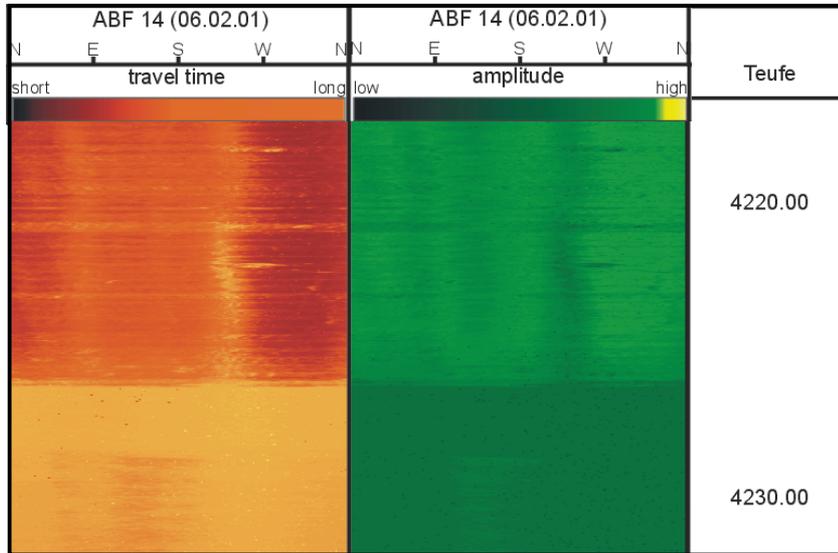


Abb. 5: Der Kontrast in der Amplitudendarstellung ist trotz sehr enger Farbskala gering. Änderung in Amplitude und Laufzeit wegen einer abrupten Änderung der Spüldichte

Fig. 5: Contrast of the signal amplitude is very low in spite of high colour resolution. Change in travel time and amplitude because of sudden increase of mud density

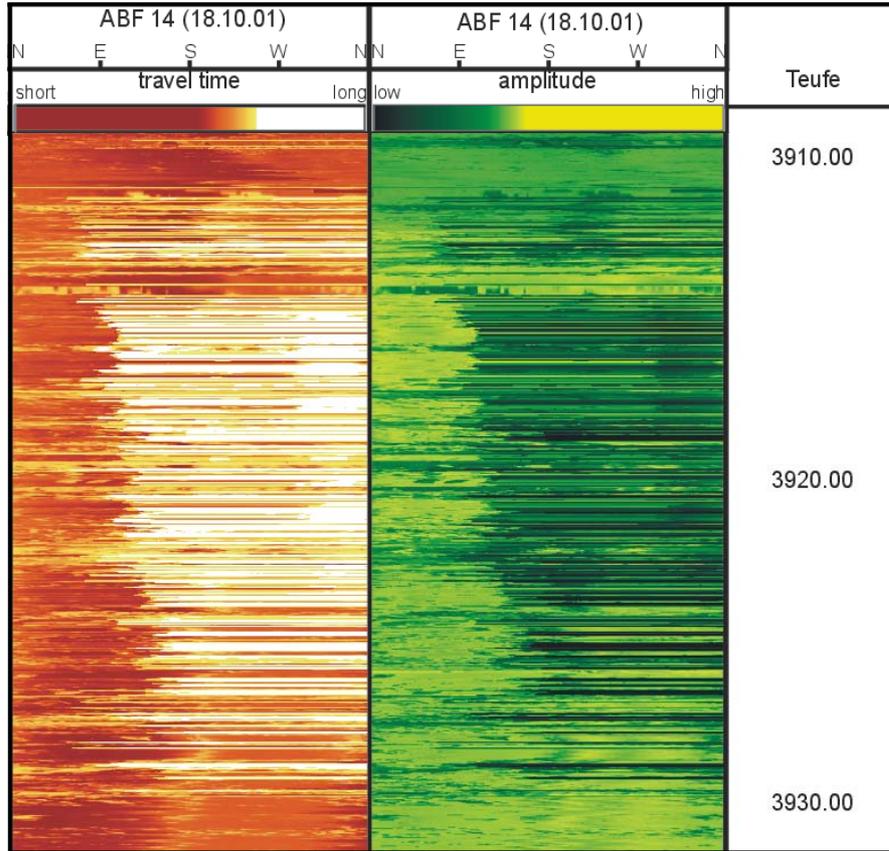


Abb. 6: In einigen Abschnitten der Messung vom Oktober 2001 fehlen Messwerte für mehr als die Hälfte des Umlaufes: vereinzelt, jedoch nicht so störend, taucht dieser Fehler auch im Log vom Februar 2001 auf

Fig. 6: In some parts of the log measured in October 2001 more than half of the rotation is not logged. Rarely is also occurs in the log of February 2001

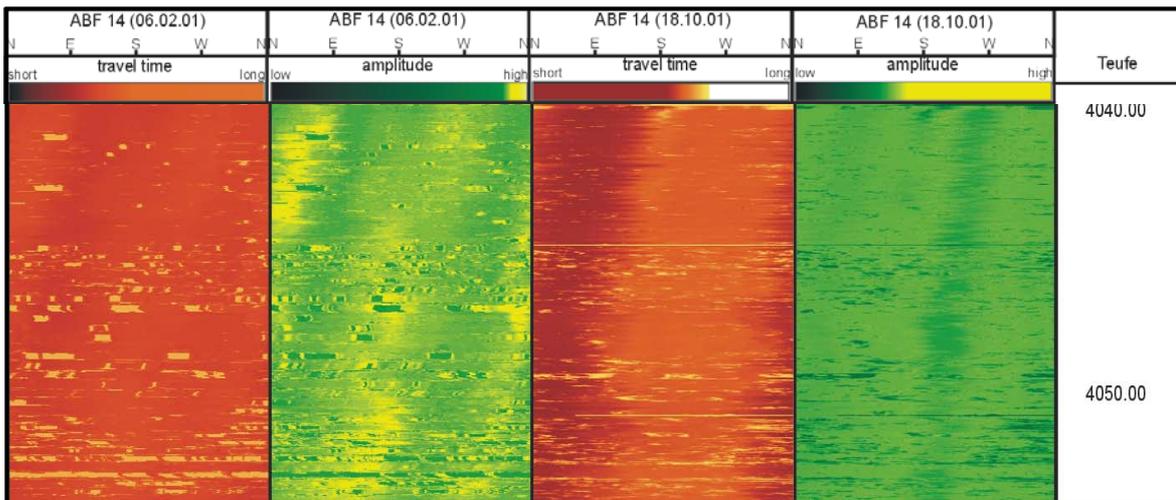


Abb. 7: Blockartige Strukturen durch Auf- und Abspringen des Gerätes wegen Haftung an der BL-Wand

Fig. 7: Blocky patches because the tool sticks on the borehole wall and swings up and down

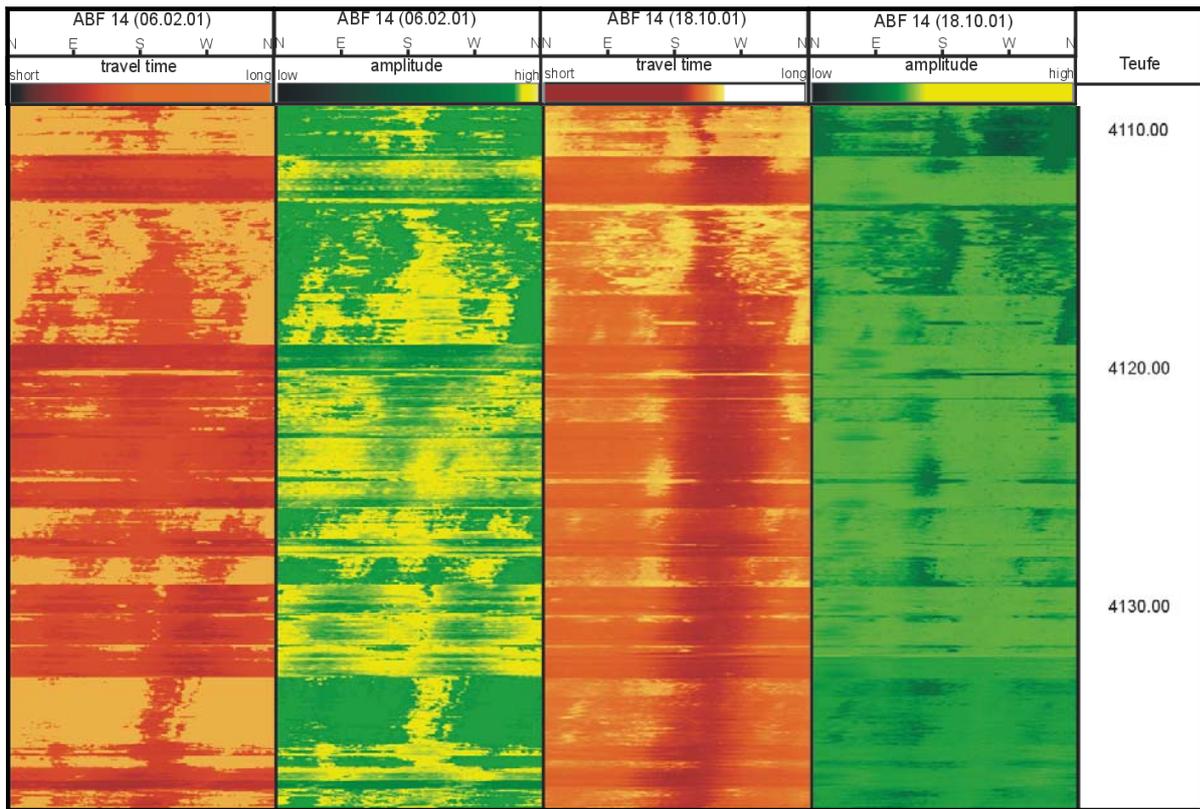


Abb. 8: Sehr häufig Signalverlust aus unbekannter Ursache; stellenweise kaum verwertbar; möglicherweise sehr große Randausbrüche in einzelnen Schichten

Fig. 8: Frequent loss of signal for unknown reason, sometimes no Interpretation possible, potentially very large breakouts in certain seams

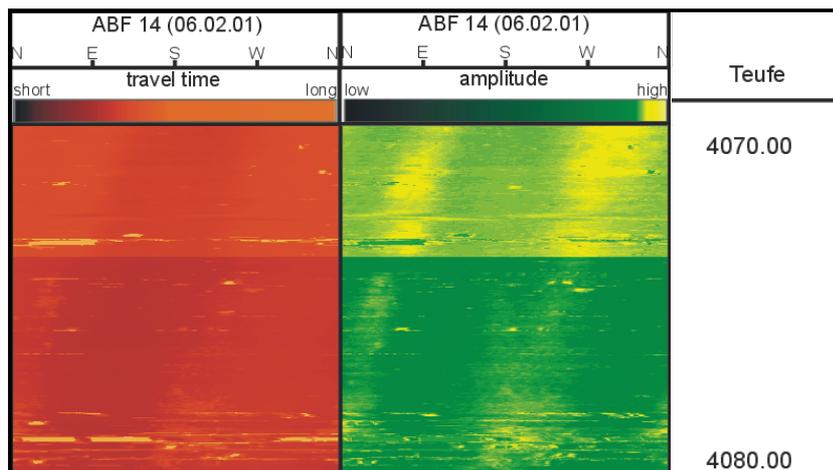


Abb. 9: Am unteren Bildrand Störung des Magnetometers; Kontrasterhöhung durch Anpassung der Signalamplitude, sichtbar am Farbsprung

Fig. 9: In the lower part malfunction of magnetometer; contrast enhancement due to adjustment of signal amplitude

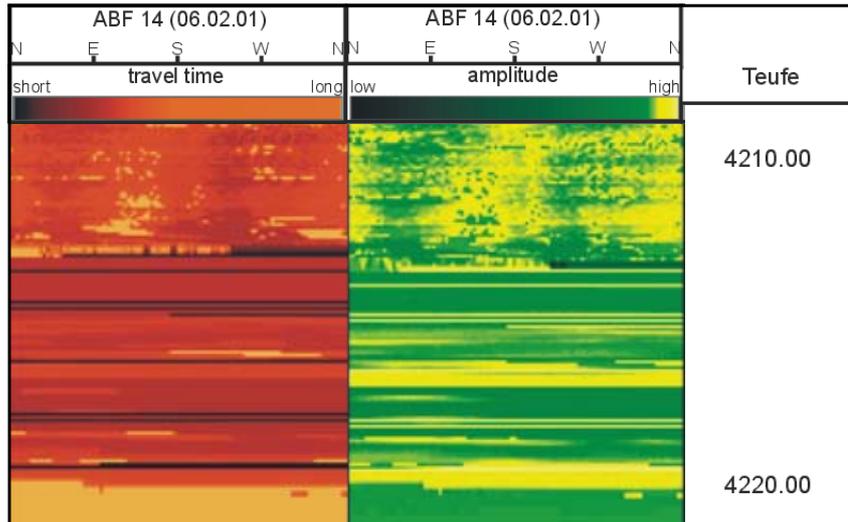


Abb. 10: Gerät ausgefallen, möglicherweise wegen sehr hoher Spüldichte im Bohrlochtiefsten

Fig. 10: Tool breakdown, potentially because of very dense mud on the bottom of the hole

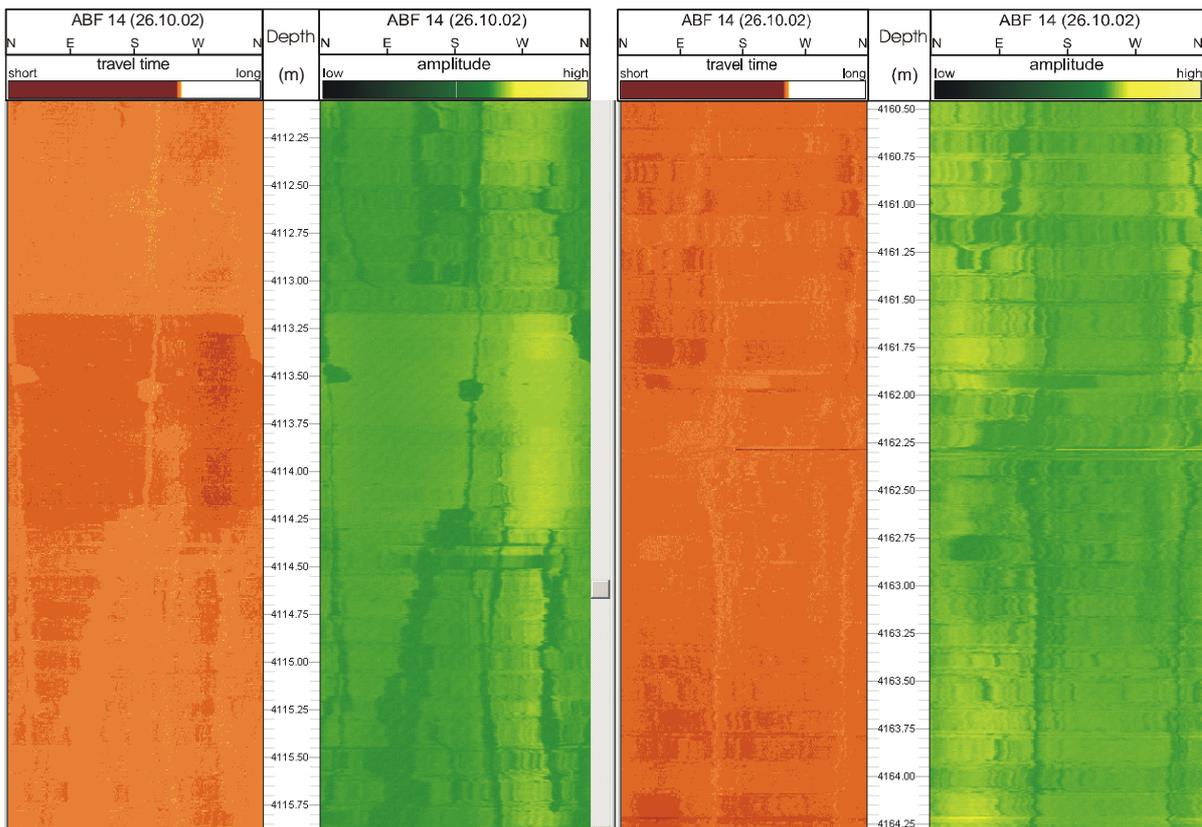


Abb. 11: Beispiele aus Teil 1 und 2 der Messfahrt vom Oktober 2002, bessere Datenqualität durch lithologieabhängige Einstellung der Sendeamplitude, klares Salzwasser als Bohrlochfluid

Fig. 11: Examples from part 1 and 2 of the BHTV log from October 2002, better quality of the data due to adjustment of the signal amplitude, saltwater as borehole filling

Die Datenqualität im unteren Abschnitt der BHTV-Fahrt vom 26.10.2002 ist sehr viel besser für eine statistische Auswertung von Klüften und Ausbrüchen in der Bohrlochwand geeignet. Dies liegt zum einen an der Anpassung der Signalamplitude während des Loggens, zum anderen an der sauberen Bohrlochwand und daran, dass das Bohrloch mit Wasser gefüllt war. Für den Abschnitt von 3.875 m – 4.073 m, also der oberen Hälfte des unverrohrten Bereiches, stehen wegen eines Geräteausfalles keine Daten zu Verfügung.

Orientierung

Das schwerwiegendste Problem des ABF 14 ist die fehlerhafte Richtungsangabe. In Abb. 12 sind Beispiele für die fehlerhafte Orientierung bei verschiedenen Messfahrten anhand identischer Strukturen zu sehen. Der Betrag des Richtungsunterschiedes ist nicht gleich, im linken Beispiel beträgt die Differenz 45°; im rechten Beispiel werden in einem Teufenbereich, der während der 3. Messkampagne doppelt gemessen wurde, 80° Unterschied angezeigt.

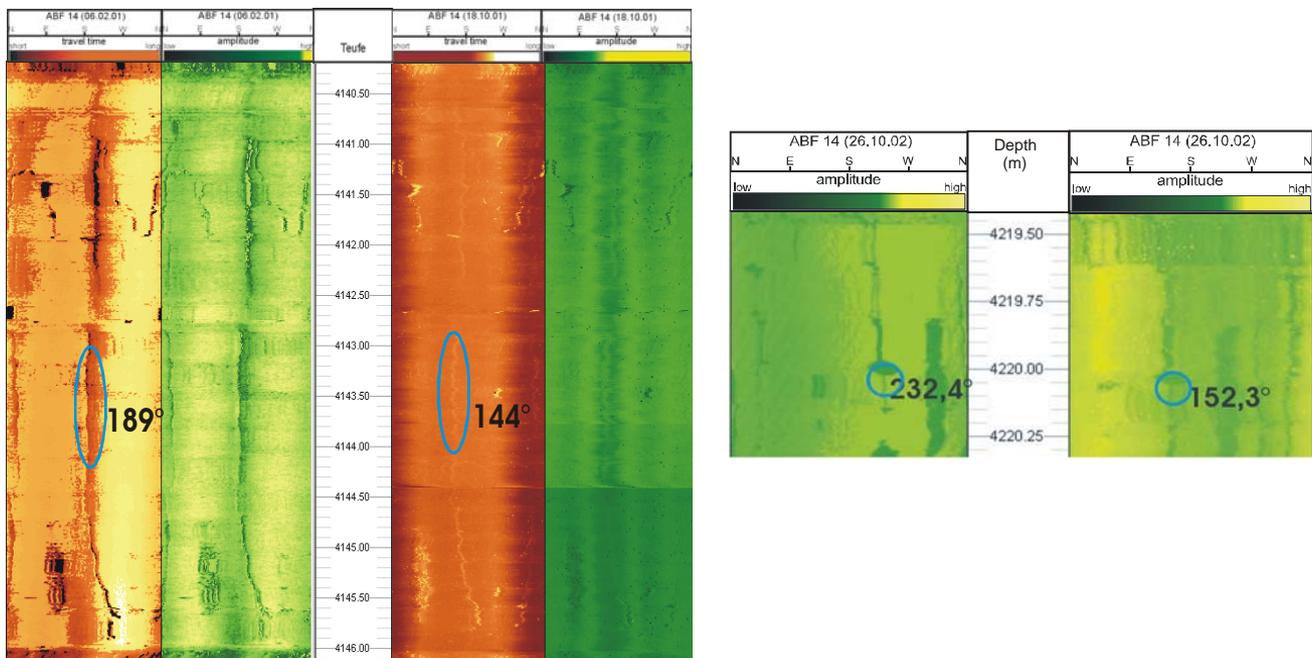


Abb. 12: Beispiele für unterschiedliche Orientierung gleicher Strukturen: links gleiche Kluft in den Logs von 2001; rechts gleiche Kluft im Überlappungsbereich der Teilfahrten 3 und 4 der Messfahrt vom Okt. 2002

Fig. 12: Examples for different orientation of same structures; left: same fracture in both logs from 2001; right: same fracture in overlap of part 3 and 4 of the log from October 2002

Weitere Vergleiche von Strukturen in den Überlappungsbereichen der 4 Teilfahrten haben gezeigt, dass der Betrag des Richtungsversatzes Schwankungen aufweist, jedoch nicht als zufällig angesehen werden kann. Um eine nachträgliche Korrektur zu ermöglichen, wurden alle vergleichbaren Strukturen in den Überlappungsbereichen eingemessen und statistisch ausgewertet. (s. Abschnitt 5.2)

Nach Angaben der Herstellerfirma GeoSys könnte eine wahrscheinliche Ursache für den auftretenden Versatz in der Orientierung eine mangelhafte Einstellung der Triggerung für das

Setzen der Nordmarke sein. Das sich mit der Schallquelle drehende Fluxgate-Magnetometer misst während einer vollen Umdrehung einen im Idealfall sinusförmigen Verlauf der horizontalen Komponente der Erdmagnetfeldstärke $H_{x,y}$, mit Maximum in Richtung magnetisch Nord. Auf einem in der Messapparatur an der Oberfläche integrierten Oszillographen lässt sich dieser Messgrößenverlauf darstellen. Mit Hilfe des Oszillographen ist die Einstellung eines Schwellenwertes möglich, bei dessen Überschreitung die Nordmarkierung für einen Umlauf gesetzt wird. Wird nun dieser Schwellenwert nicht sauber eingestellt bzw. ist das Signal durch Störeinflüsse stark verrauscht, so kann es zu einem fehlerhaften Setzen der Nordmarke kommen.

Nicht mehr nachvollziehbar ist, ob es bei der dritten BHTV-Fahrt vom 26.10.2003 nach der Anpassung der Sendeamplitude für den jeweiligen Teufenabschnitt unterlassen wurde, eine entsprechende Neueinstellung der Triggerung für das Setzen der Nordmarke vorzunehmen. Für den Orientierungsversatz zwischen der ersten und zweiten Fahrt von 2001 ist diese Einordnung der Fehlerquelle jedoch nur eingeschränkt gültig, vorausgesetzt, vor Beginn der Fahrt ist die Einstellung der Triggerung jeweils sauber erfolgt, da nach Erfahrungen von GeoSys die Triggerung für eine Messfahrt verlässlich konstant bleibt. Diese Einschätzung bestätigen auch die ausgewerteten Messdaten, die jeweils um einen relativ konstanten Betrag versetzt, sonst aber identisch sind. Als Ursache für den relativ stark schwankenden Richtungsversatz zwischen den beiden Fahrten von 2001 (10° - 45° an den wenigen vergleichbaren Strukturen beobachtet) kommen hier möglicherweise andere Störeinflüsse in Frage. Diese modifizieren das sinusförmige Signal am Magnetometer stark, sind jedoch für kurze Abschnitte relativ reproduzierbar, da keine hochfrequenten Störungen der Kluftorientierung beobachtet werden konnten. Nach GeoSys kann dafür z.B. die Verwendung von Messkabeln verantwortlich sein, die nicht für den Einsatz mit der Sonde getestet worden sind und vielleicht durch etwaige mangelhafte Abschirmung das Magnetfeld durch Induktionseffekte lokal modifizieren. Auch kann störender Einfluss des Gebirges, z.B. durch Schwermetallanreicherungen in den Sandsteinen, nicht ausgeschlossen werden.

Es muss festgehalten werden, dass die Qualität und Verlässlichkeit der Daten durch die oben beschriebenen Probleme in der Bildorientierung stark eingeschränkt sind. Diese Einschränkung wird auch durch die im Folgenden beschriebenen Korrekturen nur teilweise kompensiert. Es ist deshalb nach Meinung der Autoren empfehlenswert, bei möglichen weiteren BHTV-Messfahrten im Besonderen, sowie bei allen orientierten Verfahren im Allgemeinen, darauf zu achten, dass die verwendete Sonde mit zwei nach voneinander unabhängigen Messprinzipien arbeitenden Orientierungsmessgeräten ausgestattet ist. Das können z.B. ein Drehspulen-Fluxgate-Magnetometer und ein vom äußeren Magnetfeld unabhängiger Kreiselkompass sein. Eine solche Ausstattung würde eine nachträgliche Beurteilung und Korrektur der Orientierungsmessungen, sowie die Suche nach etwaigen Fehlerquellen besser ermöglichen, als dies durch den Vergleich der Orientierung von gleichen Strukturen an der Bohrlochwand aus den unterschiedlichen Messfahrten der Fall ist.

5 Auswertung

5.1 BHTV-Messfahrten vom Februar und Oktober 2001

Die oben beschriebene Datenqualität der beiden ersten Logs ermöglicht jedes für sich keine zuverlässige Auswertung. Dennoch wurden, um die bevorzugten Richtungen von Riss- und Breakoutbildung zu ermitteln, alle erkennbaren Strukturen im open hole Bereich eingemessen. Besonders für Breakouts ist eine eindeutige Richtungszuordnung nicht immer möglich. Daher können dies lediglich Abschätzungen sein, welche die Datendichte erhöhen sollen. Zum Lokalisieren und Einmessen von Klüften wurde hauptsächlich die Messung vom Oktober 2001 analysiert; zum Vergleich und zur Ergänzung wurde außerdem das Log von Februar 2001 herangezogen.

Aus der statistischen Auswertung ergab sich eine Hauptspannungsrichtung von ca. 17° (arithmetisches Mittel). Die Standardabweichung liegt bei 24° , dieser große Fehler ist durch die schlechte Datenqualität und die geringe Datendichte zu erklären. Aus den gleichen Gründen können keine Korrekturen an den Richtungsangaben gemacht werden.

5.2 BHTV-Messfahrt vom Oktober 2002

Das Einmessen von Kluftrichtungen aus dem Log vom Oktober 2002 ist wegen der besseren Messergebnisse sehr viel eindeutiger, und mit weniger Fehlern als bei den vorhergehenden Messungen, möglich.

Zunächst wurden daher alle detektierten Klüfte aufgenommen, was in der Darstellung Richtung gegen Teufe mehrere Punktwolken ergab (Abb. 13a).

Aus diesen Daten wurden dann die Klüfte selektiert, die senkrecht bzw. parallel zur Bohrlochachse einfallen und durchgehend, gerade und paarweise um ca. 180° versetzt auftreten. Die Toleranz für das Picken betrug ca. 20° , für die Berechnungen wurden später nur Abweichungen von bis zu 10° (von 180° Differenz) in Kauf genommen.

In den Abb. 13 a) und b) ist der Fehler in der Richtungsangabe des ABF 14 deutlich zu sehen. Die beiden dichtesten Punktwolken sind um ca. 110° versetzt. Es gibt zwei Möglichkeiten diesen Fehler rechnerisch zu korrigieren.

1. Möglichkeit: wie in Abschnitt 4 „Datenqualität“ an Hand eines Beispielen gezeigt wurde, kann der Fehler in den Überlappungsbereichen der vier Teilfahrten an mehreren Strukturen gemessen werden. Es wäre also möglich, nur anhand dieser Bereiche einen mittleren Korrekturwert für jede Teilfahrt zu bestimmen und diesen auf die erste Teilfahrt zu beziehen (Tabelle 3). Es gibt jedoch nur 8-13 Datenpaare pro Überlappungsbereich, die miteinander vergleichbar sind. Die entsprechend hohen Fehler gehen ebenfalls aus Tabelle 3 hervor.

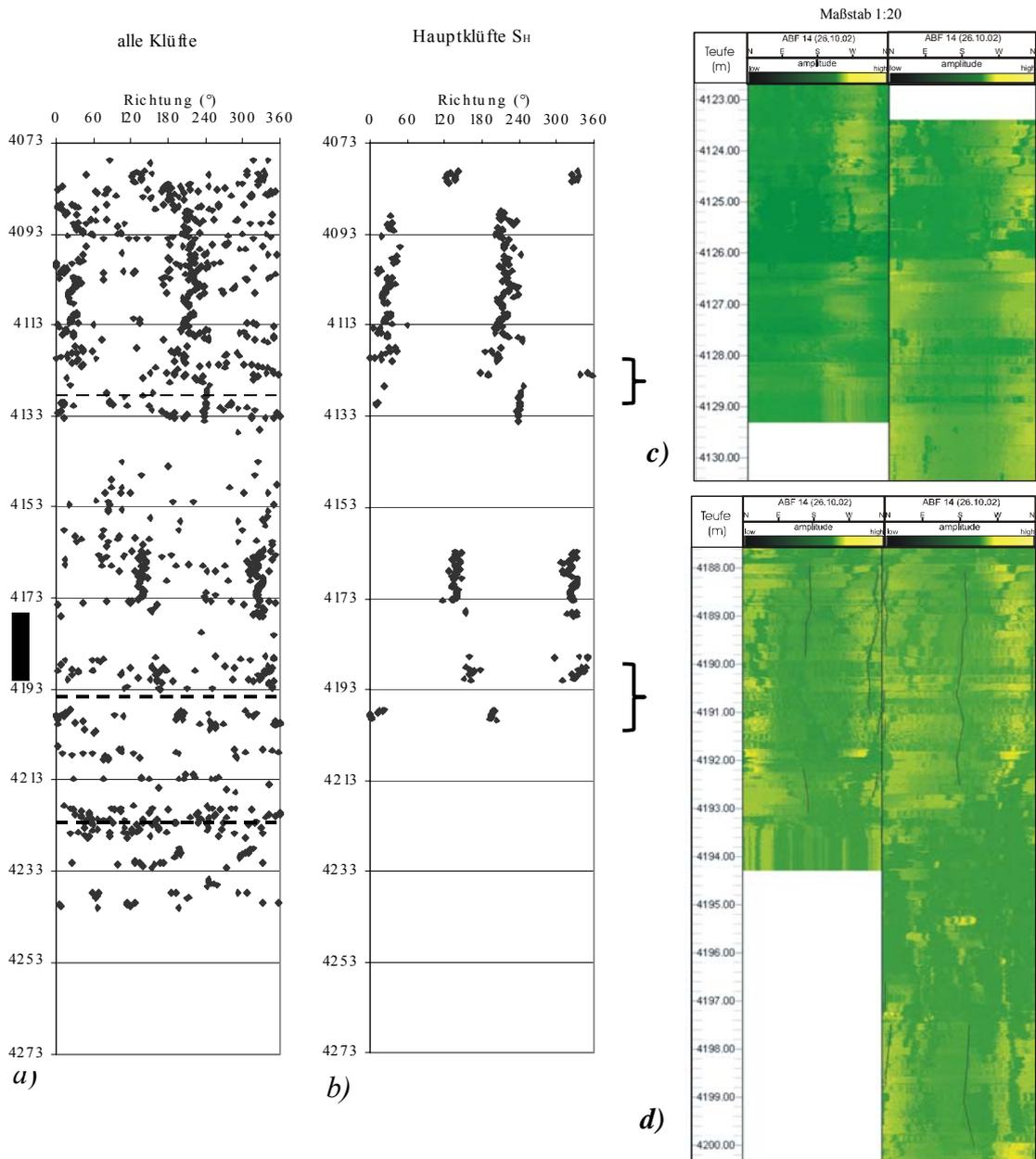


Abb. 13 a - d: a) Alle Klüfte des BHTV-Logs vom 25.10.2002; b) selektierte Klüfte die senkrecht einfallen und durchgehend, gerade und paarweise um ca. 180° versetzt auftreten; c) Beispiel für Richtungsdifferenz zwischen 1. und 2. Teilfahrt; d) Beispiel für Richtungsdifferenz zwischen 2. und 3. Teilfahrt

Fig. 13 a – d: a) All fractures in the BHTV log from 10-25-2002; b) selected vertical, upright and continuous fractures that occur in pairs, shifted about approximately. 180°; c) example for different orientation in part 1 and 2 of the log from 10-25-2002; d) example for different orientation in part 2 and part 3 of the log from 10-25-2002

	Überlappungsber. 12	Überlappungsber. 23	Überlappungsber. 34
Anzahl der Datenpaare	8.0	13.0	10.0
Verdrehung zur oberen Teilfahrt (Mittelwerte)	-33.8	26.1	-75.3
Standartabweichung	4.1	5.3	9.5
	TF2	TF3	TF4
Korrektur auf Teilfahrt 1	+ 33.8	+ 7.6	- 67.6

Tabelle 3: Korrekturwerte für die einzelnen Teilfahrten der BHTV-Fahrt vom Oktober 2002

Table 3: Correction values for the single parts of the BHTV log from October 2002

Das Ergebnis ist in Abb. 14 dargestellt. Die korrigierten Punktwolken korrelieren zwar besser als in der unkorrigierten Darstellung in Abb. 13b, sie sind jedoch noch um 40-50° versetzt.

Auf Grund des vernachlässigbar kleinen Durchmessers bleibt die Hauptspannungsrichtung über das Bohrloch konstant. Daher wurden für die statistische Auswertung nur solche Klüfte herangezogen, welche durchgehend paarweise um 180° ($\pm 10^\circ$) versetzt an der Bohrlochwand ausbeißern. Um die daraus resultierende bimodale Verteilung in eine Normalverteilung zu überführen, wurde die Hälfte der Werte um 180° gedreht und danach der Mittelwert berechnet. S_H wurde zu 359.6° (NS) mit einer Standardabweichung von 18,35° bestimmt. Dies kann nicht als zufriedenstellendes Ergebnis angesehen werden.

Die 2. Möglichkeit besteht darin, alle Teilfahrten auf eine „neutrale“ Referenz zu beziehen. Die Kluft im Teufenbereich von 4.090 m – 4.100m ist in allen drei Logs zu sehen. In den Fahrten vom Februar und Oktober 2001 ist sie ungefähr gleich orientiert, in der Fahrt von Oktober 2002 dagegen um ca. 16° versetzt. Daher wurden alle Teilfahrten von Oktober 2002 auf die Messung vom Oktober 2001 bezogen.

Zunächst wurde für die vier Teilfahrten S_H gesondert berechnet und die Differenz zu S_H der ersten Teilfahrt gebildet. Die Differenz wurde dann von allen Werten abgezogen. Somit sind TF2-4 auf TF1 rotiert. Abschließend wurden alle vier Teilfahrten um 16° gegen den Uhrzeigersinn (d.h. -16°) gedreht, um sie den beiden Messungen von 2001 anzugleichen. Dieses Verfahren setzt voraus, dass die Richtungsangabe in jeder Teilfahrt einen stark schwankenden, jedoch für diesen Abschnitt spezifischen Fehler aufweist. Das Ergebnis der Korrektur ist in Abb. 15 grafisch dargestellt.

Für die statistische Auswertung wurden nur solche Klüfte herangezogen, welche mit einem Abstand von 180° ($\pm 10^\circ$) an der Bohrlochwand ausbeißern. Auch hier wurde die resultierende bimodale Verteilung durch die Drehung der Hälfte der korrigierten Werte um 180° in eine Normalverteilung überführt, so dass der Mittelwert berechnet werden konnte. Es ergibt sich eine horizontale Hauptspannungsrichtung von 18,5° (NNE) bei einer Standardabweichung von 3.7°.

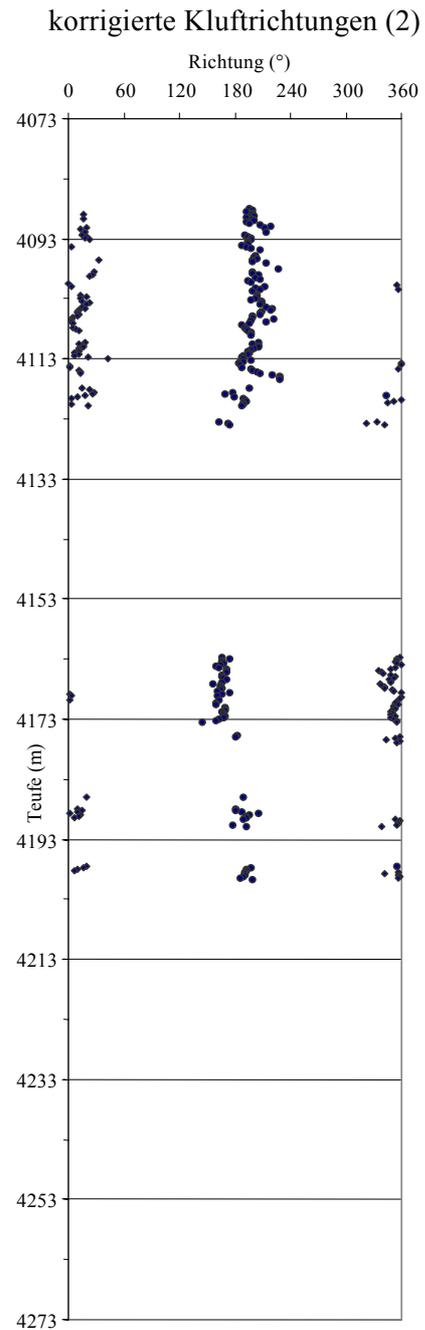
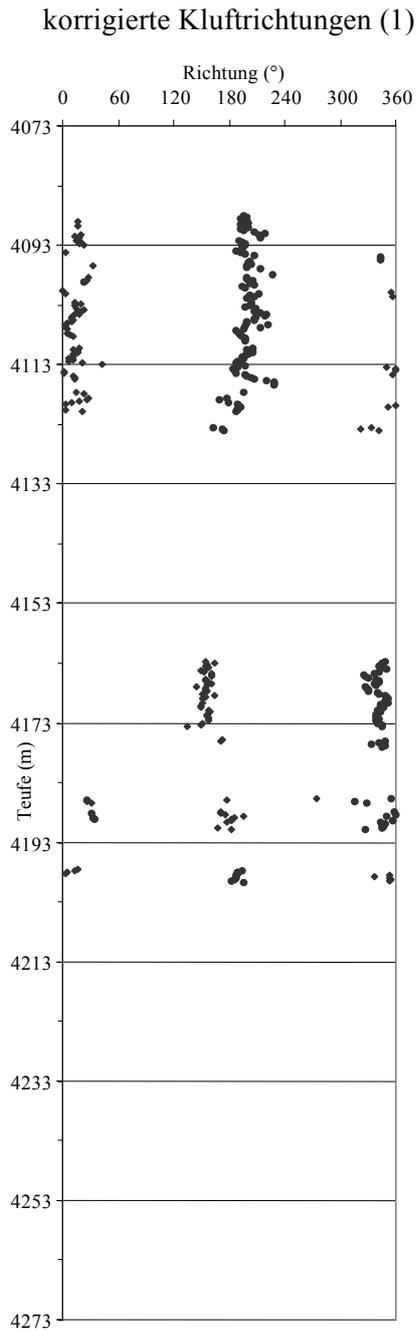


Abb. 14: Ergebnisse der Auswertung der BHTV-Fahrten von Oktober 2002; Korrektur mit Werten aus Tabelle 3

Abb. 15: Korrigierte Kluftorientungen, Referenz: Messungen von Feb. und Okt. 2001

Fig. 14: Fracture orientation in BHTV data from Oct. 2002; correction with values from table 3

Fig. 15: Corrected fracture orientation; correction with reference to the logs from Feb. and Oct. 2001

6 Einordnung der Ergebnisse

Die rezente horizontale Hauptspannungsrichtung für Westeuropa beträgt nach MUELLER et al. (1992) 145° . Die Daten für Zentral Europa nach GRÜNTAL & STROMEYER (1992) weisen auf eine Veränderung der Spannungsrichtung im Norddeutschen Becken hin. Aufgrund der Analyse von Dipmeterdaten und Ergebnissen hydraulischer Stimulationsmaßnahmen aus Bohrungen haben ROTH et al. (1998) im östlichen Teil des Beckens eine kontinuierliche Drehung des Spannungsfeldes nach NE-SW festgestellt. GROTHE (1998) hat Randausbrüche in Gasexplorationsbohrungen im westlichen Teil des Norddeutschen Beckens interpretiert und festgestellt, dass im Osten die horizontale Hauptspannungsrichtung etwa N-S orientiert ist.

Trotz der beschriebenen Probleme mit dem ABF 14 stimmen die Ergebnisse der Messungen 2001 und 2002 in Groß Schönebeck sowohl gut miteinander, als auch mit den genannten Literaturangaben, überein. Dennoch möchten die Autoren erneut auf die große Bedeutung einer möglichst genauen Bestimmung der Spannungsverteilung für die Projektierung der zweiten Bohrung hinweisen. Die mit den ersten drei Messfahrten gewonnenen Daten sind auf Grund der geschilderten Probleme nur eingeschränkt verlässlich. Eine weitere BHTV-Messung mit einem mehrfach orientierten Gerät könnte nicht nur verlässlichere Daten liefern, sondern auch durch die damit ausführbaren Korrekturen eine Aufwertung des bereits zur Verfügung stehenden Datenpotentials ermöglichen.

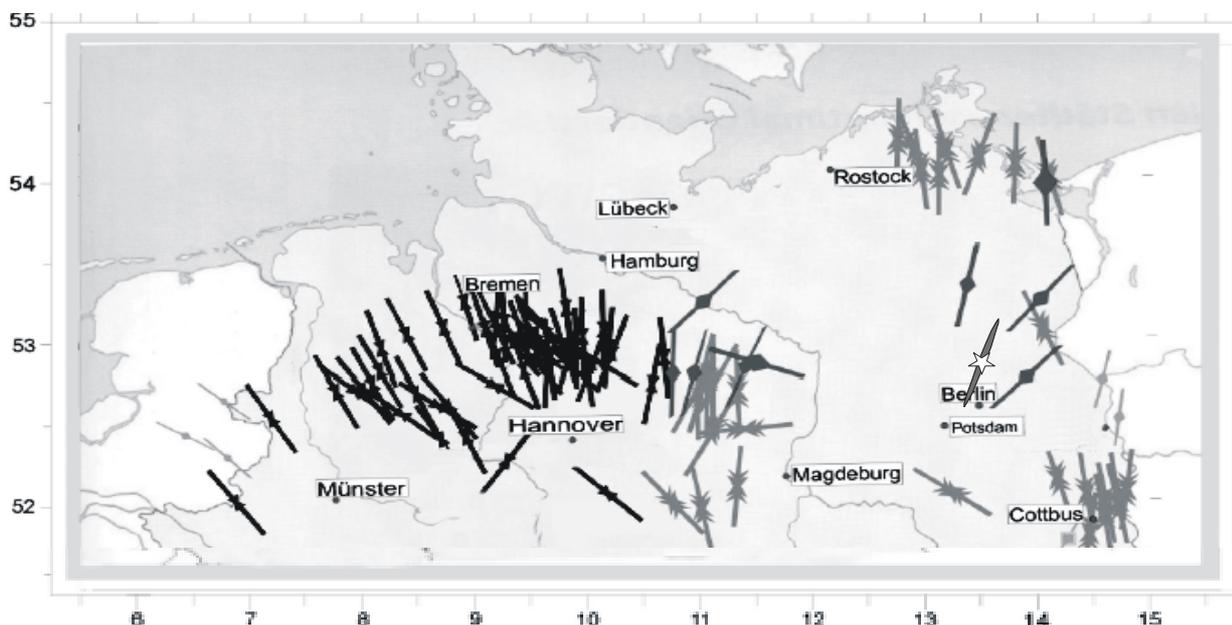


Abb. 16: Orientierung der horizontalen Hauptspannungsrichtungen SH im Subsalinar des Norddeutschen Beckens; schwarz: Daten von ROTH et al.; grau: RÖCKEL und LEMPP; mit Stern: Ergebnis dieser Arbeit (Groß Schönebeck, Grafik nach RÖCKEL und LEMPP 2003)

Fig. 16: Map representing the direction of the main horizontal stress SH below the salinar of the North German Basin; black: data from ROTH et al. ; grey: data from RÖCKEL & LEMP; the star indicates the location of Groß Schönebeck borehole, stress orientation taken from this paper (figure from RÖCKEL & LEMP 2003)

Danksagung

Die oben beschriebenen BHTV-Daten wurden von der Operational Support Group (OSG) des ICDP und des GeoForschungsZentrums Potsdam mit einem Leihgerät der Firma GeoSys Umwelttechnik und Geogeräte GmbH Leipzig gemessen. Die Autoren danken den Herren Carnein und Kück sowie Töpfer und Bohn von der OSG für die Arbeit an der Bohrung und ihre Unterstützung bei der Auswertung der BHTV-Daten. Die Darstellung und Auswertung erfolgte mit dem Programm AmanPro von der Firma ElCoSoft.

Literatur

- RIDER, M. (2000): The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition; - Whittles Publishing, Caithness, 280 S.
- SERRA, O. (1984): Fundamentals of Well-Log Interpretation; - Elsevier, Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo, Vol.1&2 , 1106 S.
- CHEUNG, PH.S. (1999): Microresistivity and ultrasonic imagers: tool operations and processing principles with reference to commonly encountered image artefacts, 45-57, in: LOVELL, M.A., WILLIAMSON, G. & HARVEY, P.K. (1999): Borehole Imaging: Applications and Case Histories; - Geological Society Special Publication, London, 159, 293 S.
- LOFTS, J.C. & BOURKE, L.T. (1999): The recognition of artefacts from acoustic and resistivity borehole imaging devices, 59-76; in: LOVELL, M.A., WILLIAMSON, G. & HARVEY, P.K. (1999): Borehole Imaging: Applications and Case Histories; - Geological Society Special Publication, London, 159, 293 S.
- HUBER, K.M., FUCHS, K., PALMER, J., ROTH, F., KHAKHAEV, B.N., VAN-KIN, L.E., PEVZNER, L.A., HICKMAN, S.H., MOOS, D., ZOBACK, M.D. & SCHMITT, D.R. (1997): Analysis of borehole televiewer measurements in the Vorotilov drillhole, Russia; first results; - Tectonophys., 275, 261-272
- RÖCKEL, TH. & LEMPP, CH. (2003): Der Spannungszustand im Norddeutschen Becken; - Erdöl Erdgas Kohle, 119, (2) 73-80
- MUELLER, B., REINECKER, J., HEIDBACH, O. & FUCHS, K. (2000): The 2000 release of the World Stress Map (available online at <http://www.world-stress-map.org>)
- GRÜNTAL, G. & STROMEYER, D. (1992): The recent stress field in central Europe: trajectories and finite element modelling; - J. Geophys. Res., 97, B 8
- GROTE, R. (1998): Die rezente horizontale Hauptspannung im Rotliegend und Oberkarbon in Norddeutschland; - Erdöl Erdgas Kohle, 114, (10) 478-482
- BRUDY, M., ZOBACK, M.D., FUCHS, K., RUMMEL, F. & BAUMGÄRTNER, J. (1997): Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: Implications for the crustal strength; - Journal of geophysical research, 102, (8) 18,453-18,475
- BRUDY, M. & ZOBACK, M.D. (1999): Drilling-induced tensile wall-fractures: implications for determination of *in situ* stress orientation and magnitude; - International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 36, 191-215
- TISCHNER, T., THORENZ, C., JUNG, R. & KESSELS, W. (2002): Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik, 109 - 132 in: HUENGES, E. & HURTER, S. (2002): In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001: Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale; - Scientific Technical Report STR 02/14

PLESSMAN, J. (1988): Bohrlochorientierungssysteme, Kalibrierung und Fehlerbetrachtung; -
Münster, <http://pl-hi.de/diplomarbeit/dipl.html>

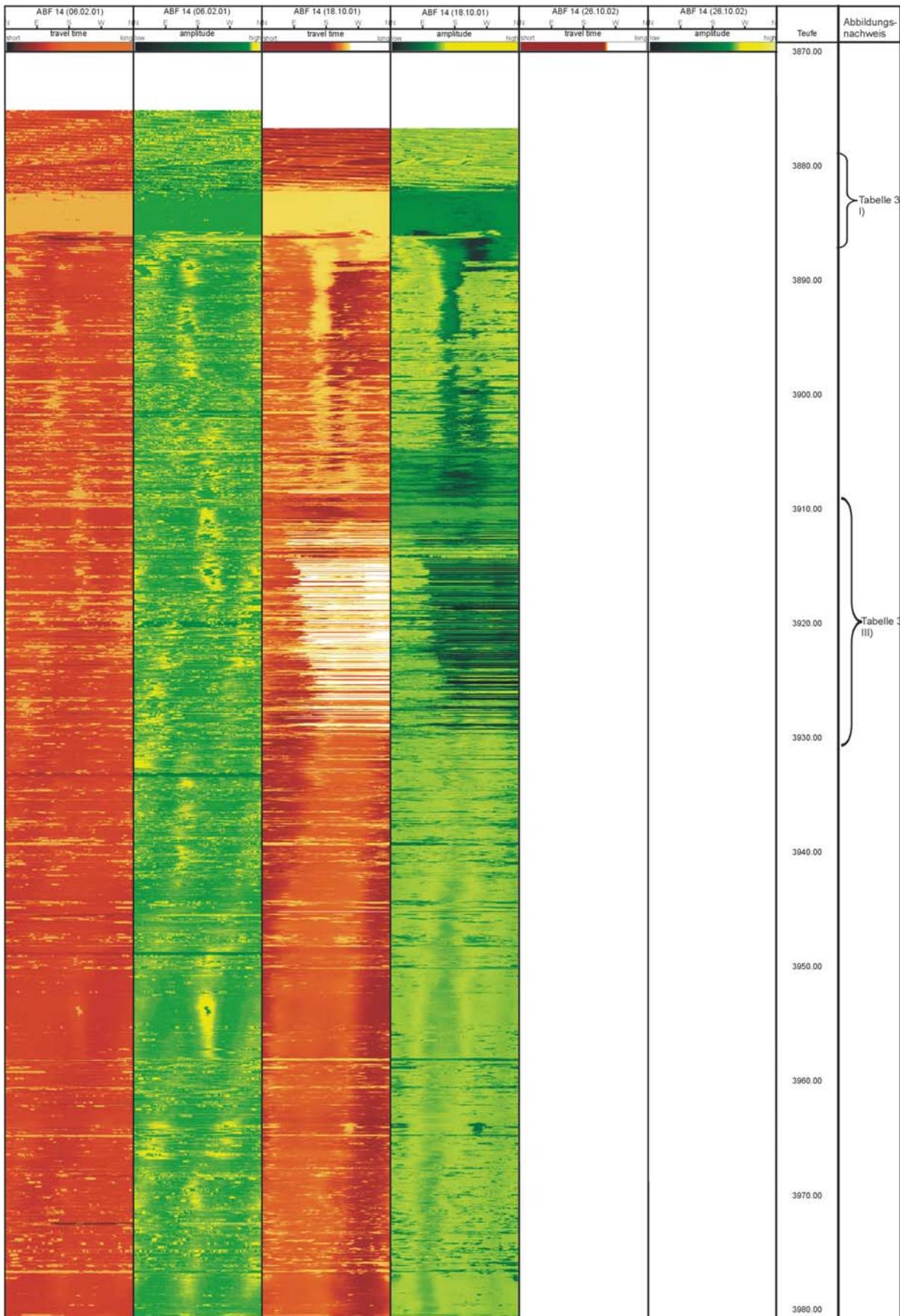
BROSER, A. (2000):

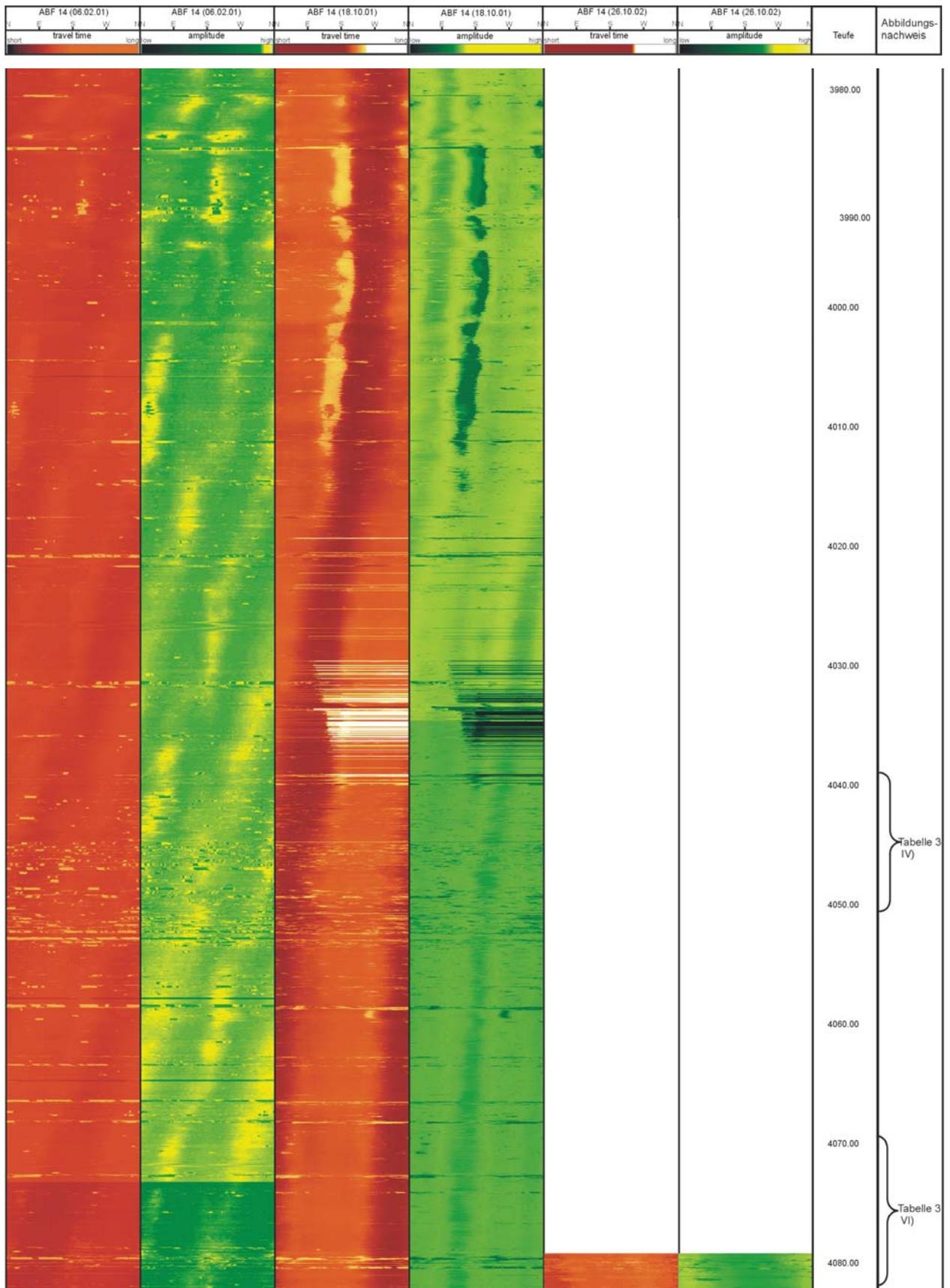
http://www.geophysik.uni-kiel.de/wwwmar/BROSER/node17.html#refl_incid

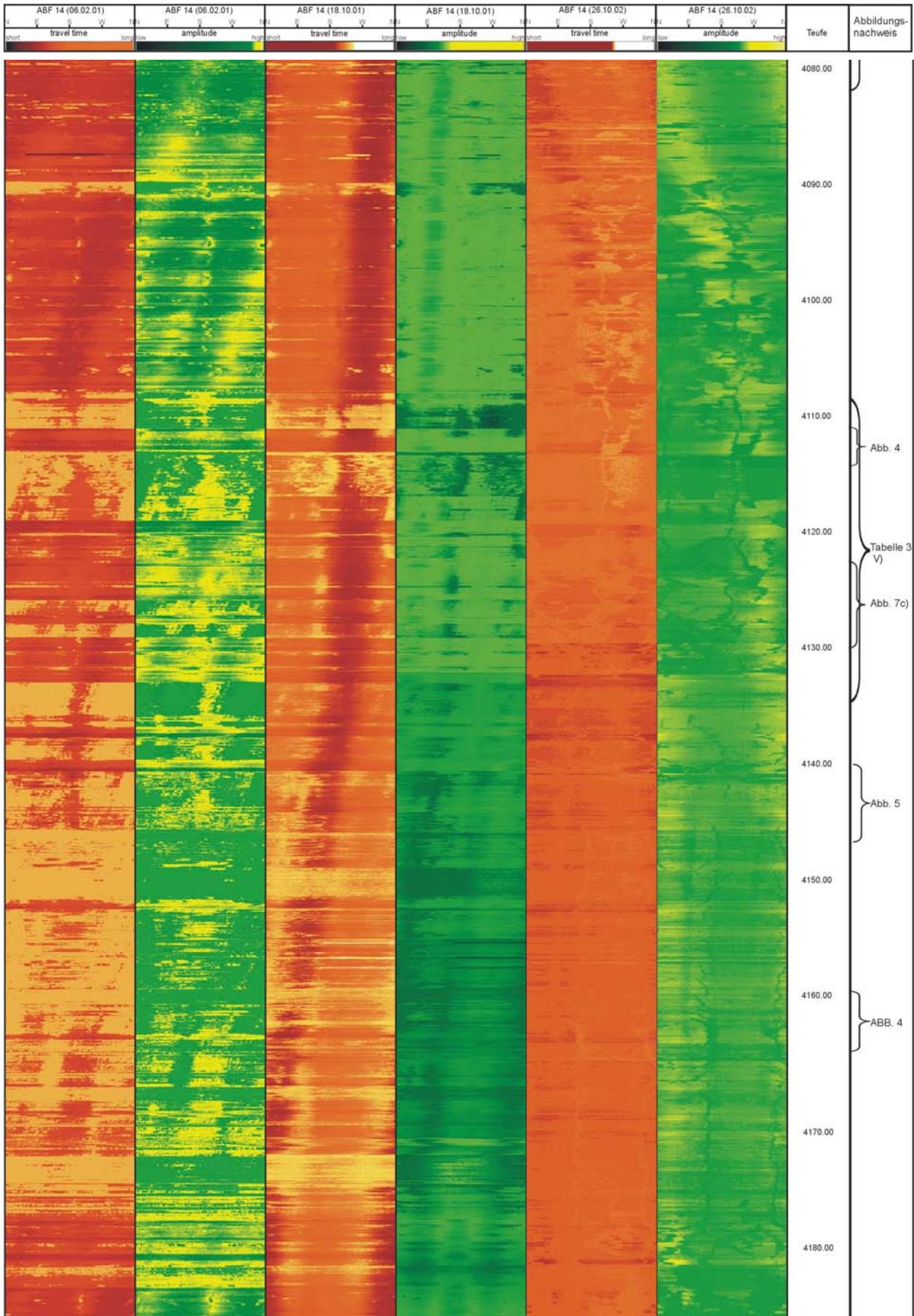
Ocean Drilling Program (1998):

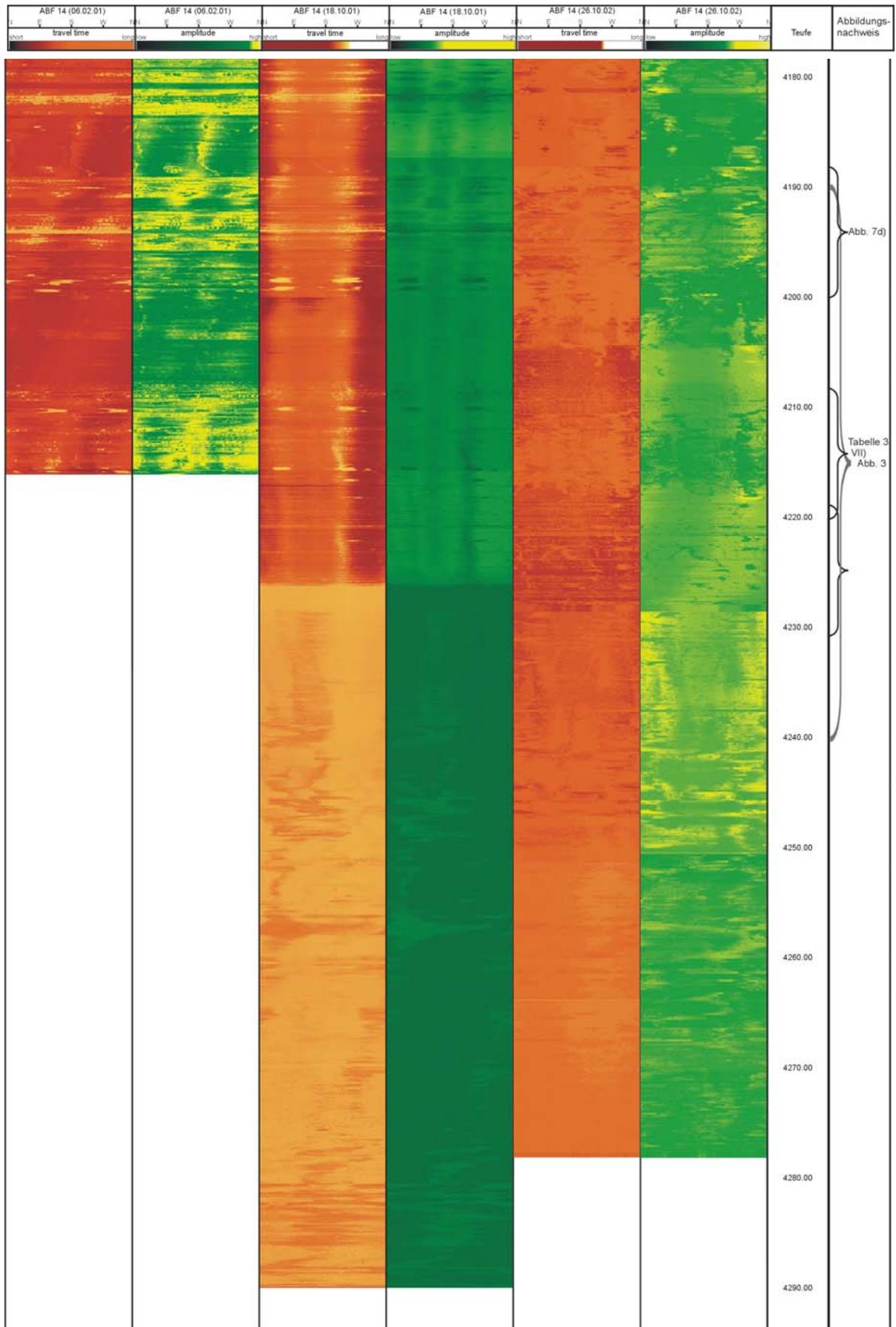
<http://www.ldeo.columbia.edu/BRG/ODP/LOGGING/TOOLS/bhtv.html>

7 Anhang









Bericht über die im 1. Quartal 2002 durchgeführten Test- und Stimulationsarbeiten in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90

Report on the test and stimulation work in the well Groß Schönebeck 3/90 done in I/2002

GERHARD LENZ UND FRANK HOFFMANN

Geothermie Neubrandenburg GmbH, Lindenstraße 63, 17033 Neubrandenburg

1	Arbeitsprogramm und Aufgabenstellung der Stimulations- und Testarbeiten in der Bohrung GrSk 3/90 für den Zeitraum IV/2001 bis I/2002.....	68
2	Arbeiten im Vorfeld	69
2.1	Errichtung Bohrplatz	69
2.2	Aufwältigung und Verteufen der Bohrung	69
2.3	Testarbeiten	69
2.4	Messarbeiten	69
3	Untersuchungsprogramm	70
3.1	Vorbereitung	70
3.2	Geophysikalische Bohrlochmessungen	70
3.3	Stimulationsarbeiten	70
3.4	Testarbeiten	71
4	Durchgeführte Arbeiten	71
4.1	Gestängelifttest 1	71
4.2	Datafrac 1 und Hauptfrac 1	74
4.3	Gestängelifttest 2	80
4.4	Datafrac 2 und Hauptfrac 2	82
4.5	Casinglifttest 1 und Flowmeter 1	88
4.6	Flowmeter 2 und Casinglifttest 2.....	89

Abstract

In winter 2001/2002, hydraulic stimulation tests were done in the Rotliegend sandstones developed by the Groß Schönebeck 3/90 well. The planning and technical work carried out, the accompanying well logging programme and the various production and injection tests are documented in the present paper. First data recorded in the different phases of the tests are presented and evaluated here focusing on temperature, pressure and flowmeter measurements.

1 **Arbeitsprogramm und Aufgabenstellung der Stimulations- und Testarbeiten in der Bohrung GrSk 3/90 für den Zeitraum IV/2001 bis I/2002**

Das geologische Untersuchungsprogramm umfasste nach Aufwältigung und Primärtest in der Bohrung GrSk 3/90 Stimulations- und Testarbeiten in den Rotliegend-Sandsteinen.

Die Schwerpunkte der Untersuchungen waren:

- Erschließung der blockierten Rotliegend-Sandsteine durch Testarbeiten
- Feststellung der vorhandenen Ressourcen
- Stimulationsmaßnahmen
- Feststellung der nach den Stimulationsmaßnahmen gewinnbaren Ressourcen
- Bestimmung der für die weitere Projektbearbeitung und Planung notwendigen Schichtparameter.

Daraus ergab sich folgende geologische Aufgabenstellung:

- Ermittlung der primären hydrodynamischen Eigenschaften der Rotliegend-Sandsteine
- Ermittlung der hydrodynamischen Eigenschaften nach den Stimulationsmaßnahmen (Effektivitätsermittlung)
- Bestimmung der Temperatur und der physiko-chemischen Eigenschaften des Thermalwassers (einschließlich eventuell im Thermalwasser gelöster Gase) sowie Untersuchung möglicher Einflüsse auf den Nutzungsprozess
- Bewertung der Rotliegend-Sandsteine hinsichtlich ihrer Eignung entsprechend dem Vorhabensziel.

Zum Erreichen dieser Zielstellung war die Realisierung nachfolgender Leistungskomplexe vorgesehen:

- Genehmigungsverfahren (Sonderbetriebsplan Stimulations- und Testarbeiten in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90)
- Erarbeitung der geologischen und technischen Aufgabenstellung
- Projektierung und Planung der Stimulations- und Testarbeiten
- Ausschreibung und Vergabe
- Durchführung der Stimulations- und Testarbeiten
- Laborarbeiten (Schichtinhalt)
- geowissenschaftliche Dokumentation und Interpretation der Untersuchungsergebnisse.

2 Arbeiten im Vorfeld

2.1 Errichtung Bohrplatz

Die Errichtung des Bohrplatzes erfolgte entsprechend dem Sonderbetriebsplan zu Aufwältigungs-, Bohr- und Testarbeiten Groß Schönebeck 3/90 der Firma UGS Mittenwalde vom 20.10.2000 (Zulassungsbescheid durch das Bergamt vom 1.11.2000).

2.2 Aufwältigung und Verteufen der Bohrung

Die Bohrung wurde durch Aufbohren der Zementbrücken im Teufenbereich von

0 – 88,0 m
2246,8 – 2348,0 m
3804,0 – 3910,0 m

aufgewältigt. Der open hole Bereich wurde bis zur alten Endteufe von 4.232 m nachgebohrt. Danach erfolgte ein Verteufen der Bohrung bis auf 4.294 m. Einstellungshorizont ist das effusive Rotliegend (Autun).

Zur Zustandskontrolle wurden Multifingerkalibermessungen im verrohrten Teil sowie eine Vierarmkalibermessung im open hole Bereich der Bohrung durchgeführt.

2.3 Testarbeiten

Nach Austausch der Spülung gegen Salzwasser wurde ein Casinglifttest mit Stickstoff über den gesamten open hole Bereich der Bohrung durchgeführt. Zuflüsse konnten nur im Teufenbereich 4.248 – 4.224 m (Vulkanite und Basis des sedimentären Rotliegend) erzielt werden. Aus den permeableren Sandsteinen des Rotliegend (4.113 – 4.197 m) und auch aus den durch einen früheren Gestängetest mit Zufluss untersuchten Bereich von 4.095,2 – 4.111,6 m konnte keine Förderung von Thermalwasser erreicht werden, was für eine totale Blockierung dieser Bereiche sprach.

2.4 Messarbeiten

Nach den Aufwältigungs- und Testarbeiten wurden durch das GFZ Potsdam im Februar 2001 folgende geophysikalische Bohrlochmessungen durchgeführt:

GR	Gammalog
SGR	Spectral Gamma Log
DIL	Induktionslog
BCS	Borehole Compensated Sonic Log
PTMUDRES	Temperatur, Druck, Spülungswiderstand
SP	Eigenpotential
LL3	Laterolog
BHTV	Borehole-Televiever.

Diese Messungen bildeten zusammen mit den alten Messdaten die Grundlage für die Auswahl der Stimulationsbereiche.

3 Untersuchungsprogramm

3.1 Vorbereitung

Zur Vorbereitung der Stimulations- und Testarbeiten wurden folgende Arbeiten durchgeführt:

- Baustelleneinrichtung Bohranlage
- Aufbau Bohrlochsicherung
- Kontrolle Befahrbarkeit im OH-Bereich mit Nachweis ET (bei Bedarf Nachrotieren und Spülen mit Salzwasser)
- Aufkiesen bis 4.187 m
- CAL-Messung im Sandsteinbereich.

3.2 Geophysikalische Bohrlochmessungen

Es waren eine Kalibermessung in Vorbereitung der Stimulationsarbeiten sowie Druck- und Temperaturmessungen während der Testarbeiten vorgesehen.

3.3 Stimulationsarbeiten

Die Stimulation der gering permeablen und geschädigten Sandsteine sollte vorzugsweise mittels hydraulischer Rissbildung (Frac) erfolgen. Zur Brechung der Blockierung und als Ansatzpunkt für die Rissbildung war im Teufenbereich 4.168 bis 4.169 m eine Jet-Perforation (14 Schuss/m; Perforator am Kabel) vorgesehen. In Auswertung der Kernuntersuchungen und Bohrlochmesskurven von 1990 und 2001 sollten die Stimulationsarbeiten im Rotliegend-Sandstein in drei Intervallen durchgeführt werden:

1. Intervall: 4.145 – 4.187 m (Gesamtbereich Rambow-Schichten)
2. Intervall: 4.145 – 4.164 m (oberer Teilbereich Rambow-Schichten)
3. Intervall: 4.113 – 4.119 m (unterer Teilbereich Eldena-Schichten).

Vor und nach jeder Behandlung war ein Gestängelifttest zur Ermittlung der Effektivität der Stimulation geplant.

Zur Dimensionierung der Fracarbeiten wurde eine 3D-Fracsimulation durch eine Fachfirma durchgeführt. Für die Stimulation der jeweiligen Speicherbereiche waren Fracarbeiten in folgenden Arbeitsschritten geplant:

- Einbau Behandlungsstrang und Setzen Gebirgspacker im hangenden tonigen Gestein
- Durchführung Datafrac zur Parameterbestimmung
- Durchführung Hauptfrac mit Gel und Stützmittel
- Kontrolle der Behandlung über Kopfdruckmessung (Steigraum Behandlungsstrang) und Volumenmessung (Fracflüssigkeit)
- Kontrolle Dichtheit Gebirgspacker über Kopfdruckmessung (Ringraum Behandlungsstrang - Casing)
- Lösen Gebirgspacker und Ausbau Behandlungsstrang.

Nach einem erneuten Gestängelifttest zur Behandlungskontrolle waren der stimulierte Bereich aufzukiesen und das nächst höhere Intervall zu bearbeiten.

3.4 Testarbeiten

Gestängeliftteste (GLT) sollten vor und nach jeder Stimulation zur Überprüfung der Wirksamkeit der Fracbehandlung durchgeführt werden. Folgende Arbeitsschritte waren geplant:

- Einbau einer Gestängeliftgarnitur 5“ x 3 1/2“, Strang mit Gebirgspacker, Tiefenmanometer / Tiefenthermometer (Memory)
- Setzen Gebirgspacker
- Einbau 2“ Liftstrang bis Teufe 1.500 m
- Aufbau eines Gestängeliftkopfes
- Aufbau Überwachungssysteme Steigraum, Ringraum 1 und 2
- Durchführung Stickstofflift.

Nach den Stimulationsarbeiten und Gestängelifttests sollte der Kies im Bohrloch bis zur Ausgangsteufe 4.187 m ausgespült werden. Anschließend war ein Casinglifttest (CLT) als Leistungstest mit Stickstoff geplant.

Der CLT war mit folgender Ausrüstung durchzuführen:

- Liftgestänge bis 1.500 m mit Schuh, Liftkopf mit Stickstoffzuleitung und Druckschleuse auf Steigraum
- elektronische Druckaufzeichnung Ring- und Steigraum
- Volumenstrommessung über Tage
- Auswurfleitungen 2“ am Ringraum absperbar
- Einbau elektronischer Tiefenmanometer/Tiefenthermometer (Online und Memory) mittels Wireline-Technik
- Behältervolumen ca. 500 m³.

Nach dem Casinglifttest und der anschließenden Flowmetermessung war die Entnahme von Tiefenproben geplant.

4 Durchgeführte Arbeiten

4.1 Gestängelifttest 1

Nach der Perforation des offenen Bohrloches im Teufenbereich von 4.168 bis 4.169 m mit 14 Schuss pro Meter wurden eine Kalibermessung und eine Gammamessung zur Festlegung der Packerabsetzteufe von Endteufe 4.294 m bis in den Rohrschuh der 7“ Rohrtour 3.874 m durchgeführt. Anschließend wurde das Bohrloch bis Teufe 4.190 m aufgekiest. Der danach durchgeführte Einbau und das Setzen des Packers bei Teufe 4.130,00 m erfolgten problemlos. Zum Einsatz kam ein „KH“ Packer (Foto 1). Während des nun folgenden 1. Gestängelifttestes (Abb. 1) sind im Zeitraum von ca. 7 Stunden 65 m³ Schichtwasser gefördert worden. Der Gesamtverbrauch an Stickstoff war 10.900 m³.



Foto 1: Open hole Packer nach dem 1. Einsatz

Photo: Open hole packer after the 1st use

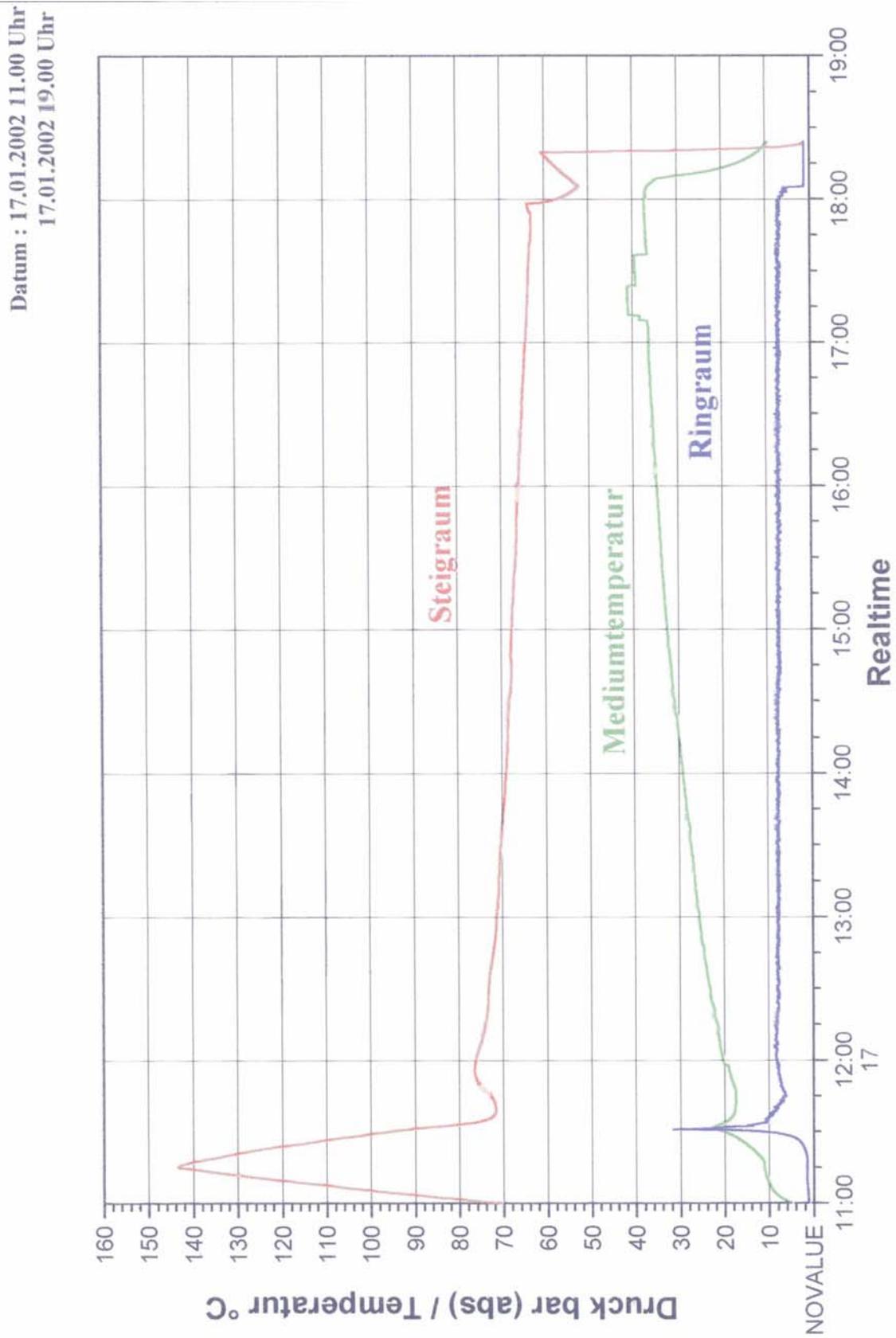


Abb. 1: Groß Schönebeck Gestängelifttest 1 – Kopfdruckmessung

Fig. 1: Groß Schönebeck – gas lift test 1 – well head pressure measurement

Arbeitsablauf

Datum	Uhrzeit	Arbeitsschritte
16.01	09:30 – 09:55	Packer setzen bei Teufe 4.130,00 m
	10:00 – 11:00	Druckprobe Packer bis 48,4 bar mit 1 m ³ Salzwasser, kein Umlauf -> RR dicht
	11:00 – 21:00	Wireline Arbeiten; KET bei 4.190 m Druckmeßgeräte im Landenippel bei Teufe 4.133,5 m abgesetzt
17.01.	21:00 –	
	- 09:00	Einbau 2 ^{3/8} TS bis 1.499,83 m
	09:00 – 10:40	Vorbereitung GLT (Leitungen, Meßstellen)
	10:40 – 10:50	Sicherheitsbelehrung
	10:58	Beginn Einpumpen N ₂ (Rate 16,6 m ³ /min)
	11:34	Durchschlag über Tage Erhöhung N ₂ (20 m ³ /min)
	13:00	Erhöhung N ₂ (22 m ³ /min)
18:00	Abschalten N ₂	
18.01.	18:10	Ende Förderung
	- 18:25	Entlasten Steigraum
	-17:00	Druckanstiegsmessung

4.2 Datafrac 1 und Hauptfrac 1

Nach Abschluss des Gestängelifttests 1 wurden entsprechend Arbeitsprogramm der Datafrac 1 (Abb. 2) und der Hauptfrac 1 (Abb. 4) durchgeführt.

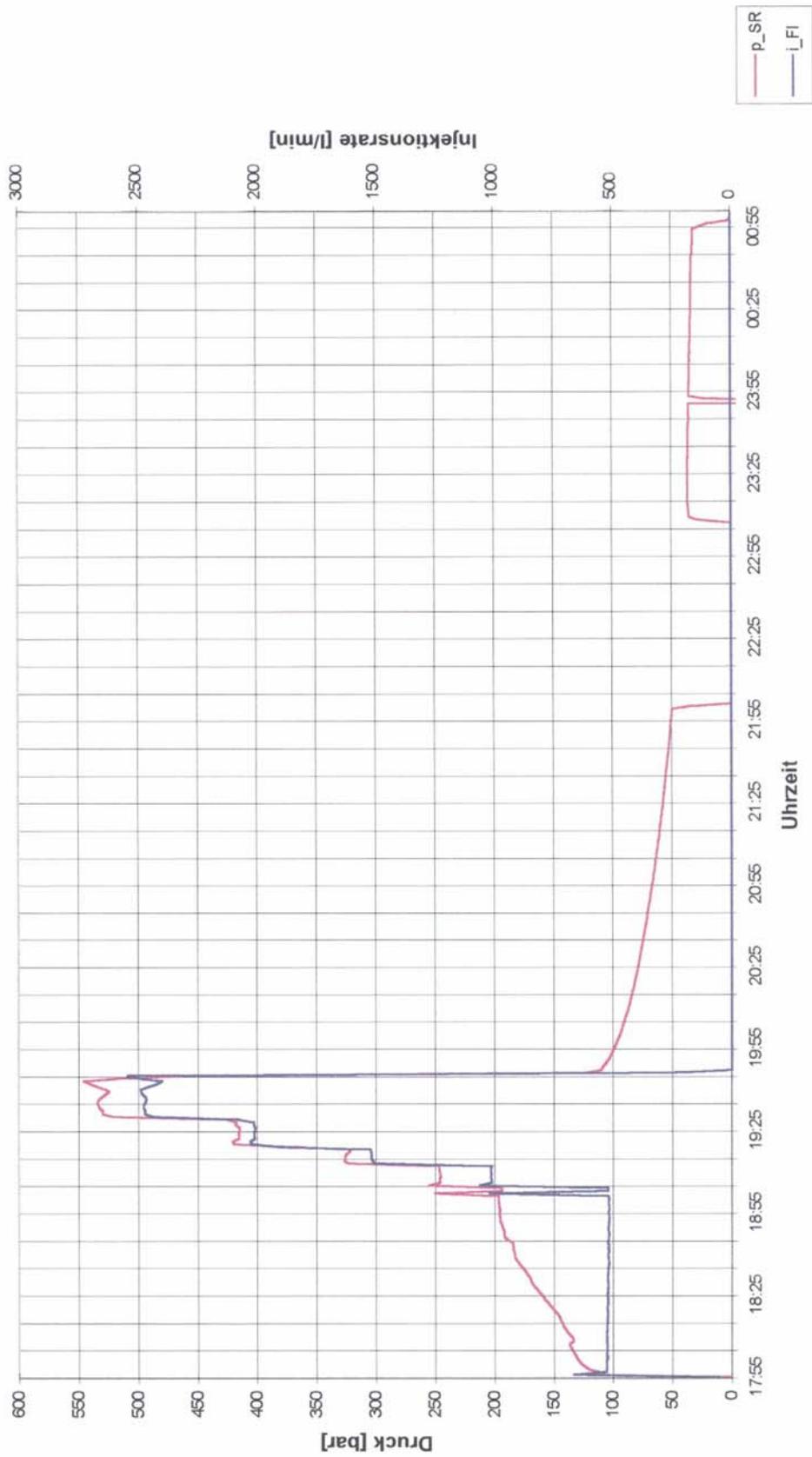


Abb. 2: Datafrac 1 Groß Schönebeck am 18.01.2002

Fig. 2: Groß Schönebeck – data frac 1 on 18.01.2002

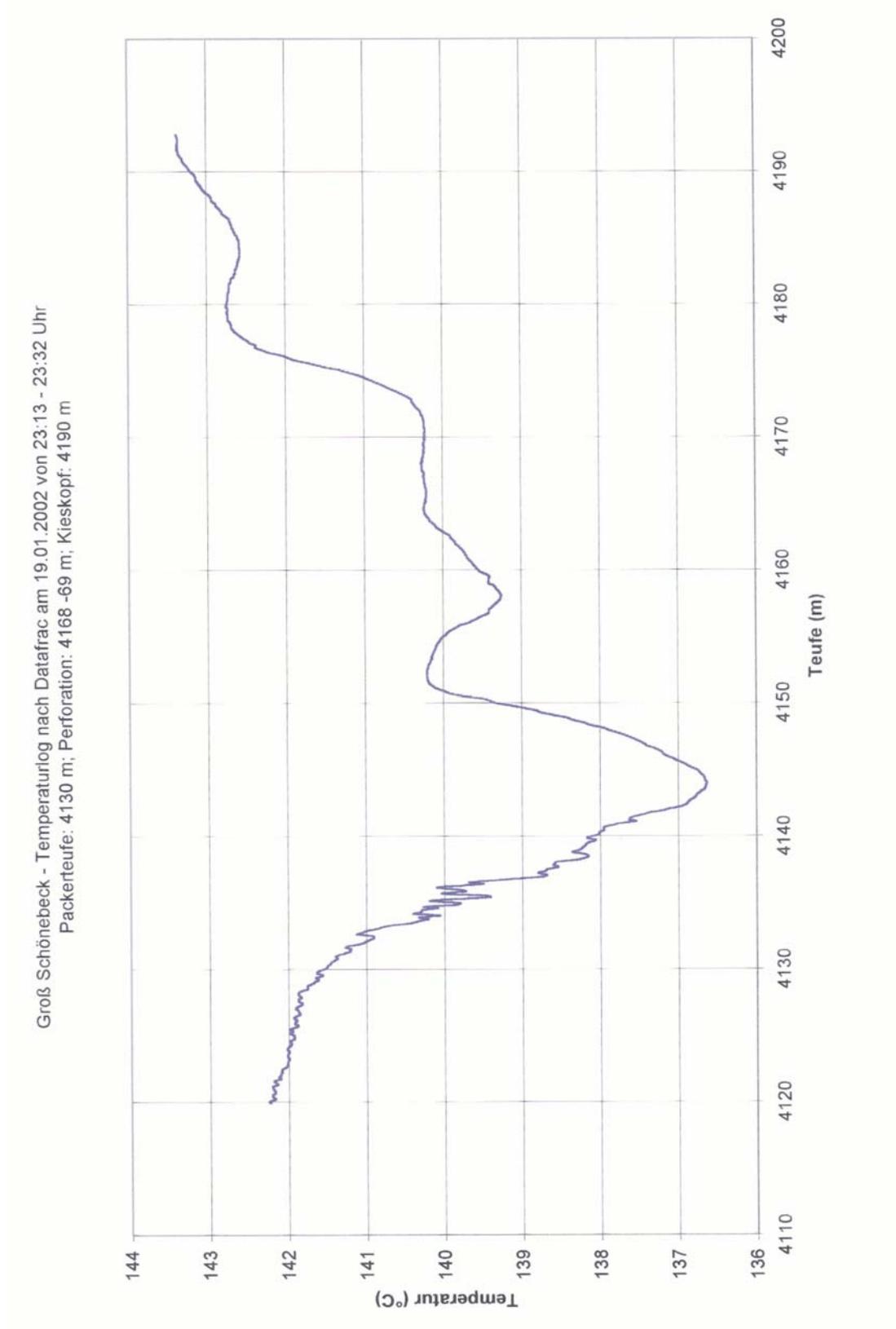


Abb. 3: Groß Schönebeck - Temperaturlog nach Datafrac 1 am 19.01.2002 von 23:13-23:32 Uhr; Packerteufe: 4.130 m; Perforation 4.168-4.169 m; Kieskopf: 4.190 m

Fig. 3: Groß Schönebeck – temperature log after data frac 1 on 19.01.2002 from 23:13-23:32 hrs; packer depth: 4,130 m; perforation 4,168-4,169 m; gravel head: 4,190 m

Arbeitsablauf

Datum	Uhrzeit	Arbeitsschritte
18.01.	14:00 – 17:30	Vorbereitung Datafrac 1
	17:30 – 17:40	Sicherheitsbelehrung
	17:55 – 19:01	Frac 1. Rate HTU-Gel 520 – 529 l/min Viskosität 150 cP SR Druck max. 196,9 bar
	19:01 – 19:12	Frac 2. Rate HTU-Gel 1.013 – 1.064 l/min Viskosität 150 cP SR Druck max. 247,0 bar
	19:12 – 19:18	Frac 3. Rate HTU-Gel 1.509 – 1.523 l/min Viskosität 150 cP SR Druck max. 323,1 bar
	19:18 – 19:29	Frac 4. Rate HTU-Gel 2.010 – 2.017 l/min Viskosität 150 cP SR Druck max. 425,2 bar
	19:29 – 19:37	Frac 5. Rate HTU-Gel 2.443 – 2.479 l/min Viskosität 150 cP SR Druck max. 533,9 bar
	19:37 – 19:46	Frac 6. Rate tech. Wasser 2.401 – 2.493 l/min Dichte 1,12 kg/l SR Druck max. 540,4 bar
	19:46 – 22:00	Druckabfallmessung bis 35,8 bar
	22:00	Aufbau Lubrikator, Fangversuche Messgeräte
19.01.	- 19:00	Wireline Arbeiten, Fangversuche, Bailerfahrten
	19:00	Meßgeräte geborgen
20.01.	19:00 – 00:30	Temperaturlog 4.130 – 3.189 m
	00:30 – 12:00	Vorbereitung Hauptfrac 1
	12:00 – 12:22	Frac 1. Rate HTU-Gel 1.202 – 2.007 l/min Viskosität 1.300 cP ohne Stützmittel SR Druck max. 451,5 bar
	12:22 – 12:27	Frac 2. Rate HTU-Gel 1.905 – 2.000 l/min Viskosität 1.300 cP Stützmittel 115,7 – 148,5 l/min SR Druck max. 449,7 bar
	12:27 – 12:35	Frac 3. Rate HTU-Gel 1.888 – 1.996 l/min

		Viskosität 1.300 cP
		Stützmittel 205,2 – 248,3 l/min
		SR Druck max.430,8 bar
12:35 – 12:43		Frac 4. Rate
		HTU-Gel 1.631 – 1.998 l/min
		Viskosität 1.300 cP
		Stützmittel 262,1 – 320,0 l/min
		SR Druck max. 399,7 bar
12:43 – 12:55		Frac 5. Rate
		tech. Wasser 1.848 – 1.911 l/min
		Dichte 1,12 kg/l
12:55		Beginn Druckabfallmessung
		bei 390 bar
22:48		Ende Druckabfallmessung
		bei 21,8 bar
21.01.	02:00	KET bei 4.141 m

Der Datafrac 1 wurde mit einem HTU-Gel durchgeführt, das nicht die projektierte Viskosität hatte. Gefordert war eine Viskosität von 1.500 cP. Zum Einsatz kam eine Flüssigkeit mit 150 cP. Insgesamt kamen 90.493 l HTU-Gel und 25.000 l technische Flüssigkeit (angesalzene Brunnenwasser) zum Einsatz. Die nach dem Datafrac 1 durchgeführte Temperaturverlaufsmessung (Abb. 4) zeigte im Teufenbereich 4.130 m – 4.142 m deutliche Auskühlungseinflüsse; im Teufenbereich bis 4.169 m weniger starke Auskühleffekte und in dem Teufenbereich bis 4.190 m geringe Auskühleffekte. Deutlich war, dass der Hauptaufbrechbereich im Teufenbereich 4.130 m – bis 4.142 m war. Entsprechend der Ergebnisse des Datafracs 1 und der Temperaturmessung ist der Hauptfrac 1 neu simuliert worden. Die überarbeitete Fracsimulation erbrachte folgende Änderungen:

Ursprüngliches Arbeitsprogramm

- Vorpressflüssigkeit:	techn. Wasser	25 m ³
- Fracflüssigkeit:	HTU-Gel	123 m ³
- Nachpreßflüssigkeit:	techn. Wasser	25 m ³
- Stützmaterial:	Carbolite (20 – 40 mesh)	16,5 t
- Injektionsrate:		2,0 m ³ /min.

Überarbeitetes Arbeitsprogramm

- Vorpressflüssigkeit:	techn. Wasser	22 m ³
- Fracflüssigkeit:	HTU-Gel	80 m ³
- Nachpreßflüssigkeit:	techn. Wasser	22 m ³
- Stützmaterial:	Carbolite (20 – 40 mesh)	7,7 t
- Injektionsrate:		2,0 m ³ /min.

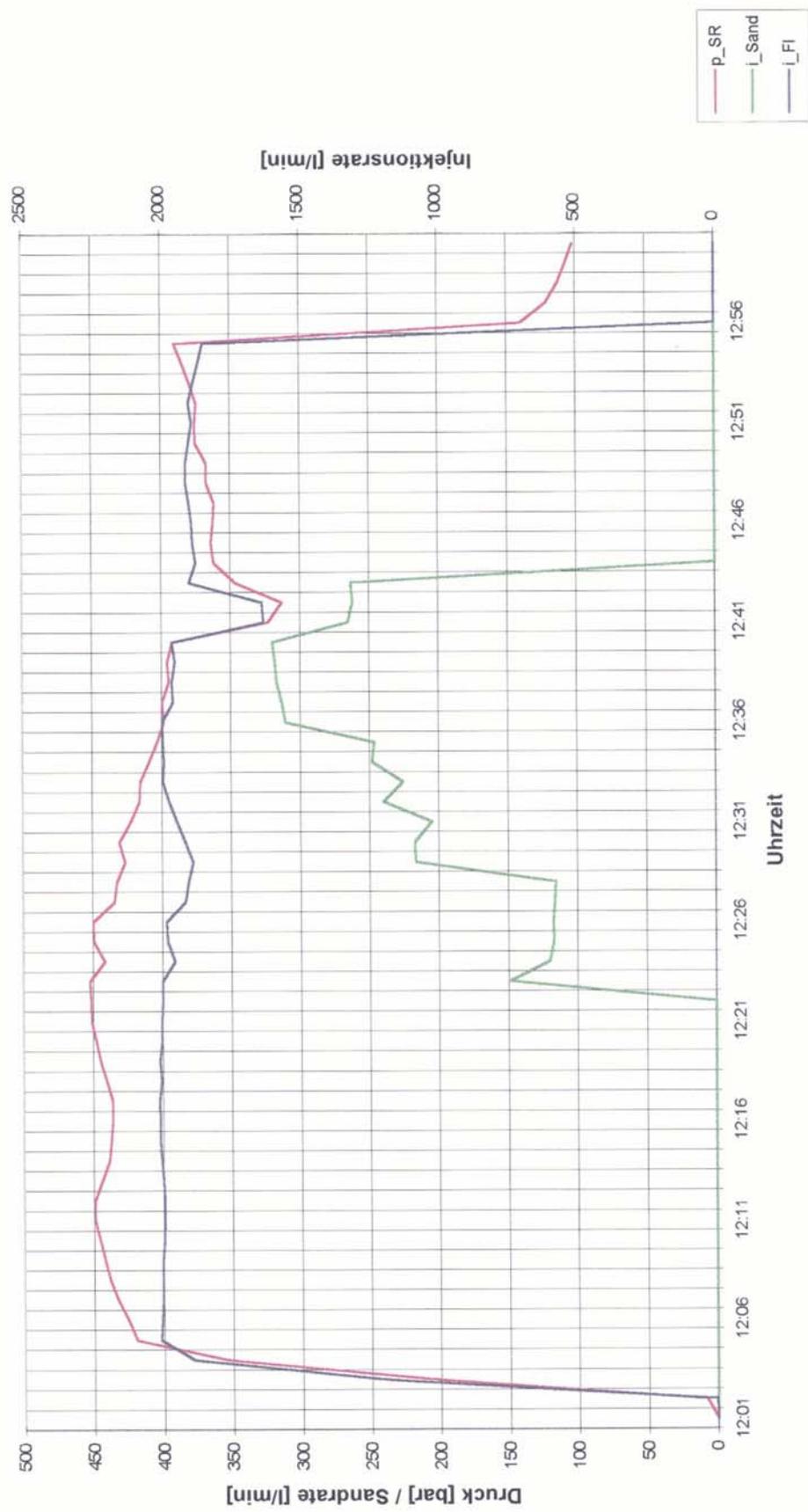


Abb. 4: Hauptfrac 1 Groß Schönebeck am 20.01.2002

Fig. 4: Groß Schönebeck – main frac 1 on 20.01.2002

Während der Behandlung kamen 80.000 l HTU-Gel, 22.173 l technisches Wasser und 7.750 kg Stützmittel zum Einsatz (Foto 2).

4.3 Gestängelifttest 2

Nach dem Hauptfrac 1 ergab eine KET- Einmessung die Teufe von 4.141 m. Damit stand für den Gestängelifttest 2 ein offenes Bohrloch von 4.130 bis 4.141 m zur Verfügung. Auf ein Ausspülen des Bohrloches wurde aus Zeit- und Kostengründen verzichtet. Die Temperaturlogs zeigen, dass der Hauptaufnahmebereich von 4.130 bis 4.140 m lokalisiert ist. Insgesamt wurden während des Gestängelifttestes 2 (Abb. 5) ca. 100 m³ Schichtwasser bei einem Stickstoffverbrauch von 10.400 m³ gefördert.



Foto 2: Hauptfrac 1

Photo 2: Main frac 1

Datum : 22.01.2002 06.00 Uhr
 22.01.2002 15.30 Uhr

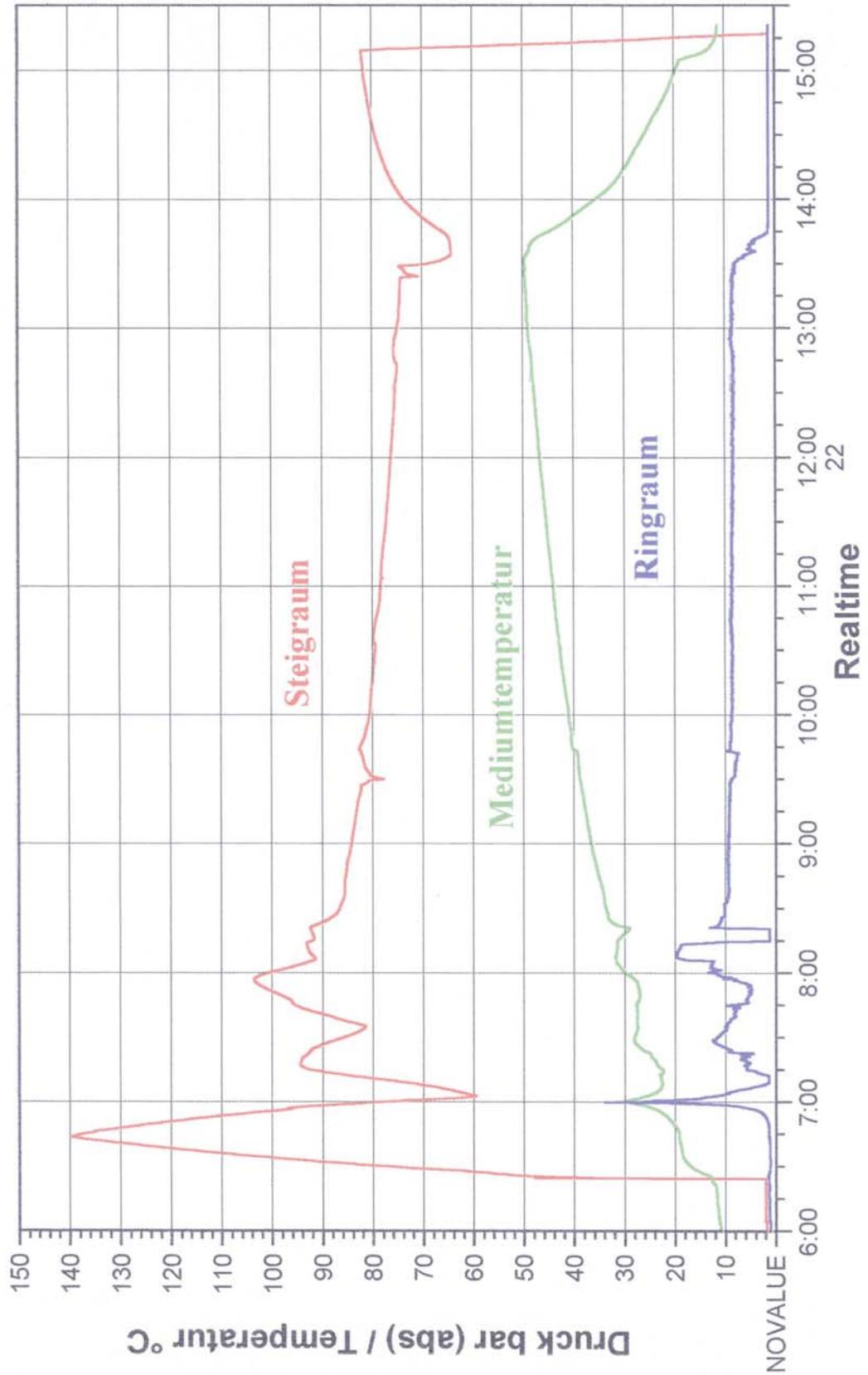


Abb. 5: Groß Schönebeck Gestängelifttest 2 – Kopfdruckmessung

Fig. 5: Groß Schönebeck – gas lift test 2 – well head measurement

Arbeitsablauf

Datum	Uhrzeit	Arbeitsschritte
21.01.	10:00 – 12:30	Wireline Arbeiten; Setzen Druckmeßgeräte im Landenippel bei Teufe 4.133,5 m
22.01.	13:30 – 23:00	Einbau 2 ^{3/8"} TS bis 1.499,83 m
	- 06:00	Vorbereitung GLT (Leitungen, Meßstellen)
	- 06:10	Sicherheitsbelehrung
	06:20	Beginn Einpumpen N ₂ (Rate 20 m ³ /min)
	07:02	Durchschlag oben
	08:00	starker Stützmittelaustrag (200 ml/l)
	08:10	1 Auswurfleitung zu (defekt durch Stützmittelaustrag 20 ml/l)
	08:15	Ersatzleitung offen
	08:17	Reparatur 2 defekte Auswurfleitung
	08:24	beide Auswurfleitungen i.O.
	08:30	Sandaustrag 5 ml/l
	09:00	kein Sandaustrag
	13:30	Liftende (N ₂ verbraucht)
	13:40	Ende Förderung, Beginn Druckaufbaumessung
23.01.	15:05	Entlasten Steigraum bei 81,4 bar
	06:00 – 10:00	Ausbau 2 ^{3/8"} TS
	11:00 – 16:00	Wireline Arbeiten, Memory bergen; KET-Messung (4180,76 m)

4.4 Datafrac 2 und Hauptfrac 2

Nach dem Gestängelifttest 2 war das Bohrloch bis zu einer Teufe von 4.180,7 m befahrbar. Nach Bergen der Druck- und Temperaturmeßgeräte wurde der Packer gelöst und gezogen worden. Über Tage wurde festgestellt, dass die Gummielemente des Packers beschädigt und drei Gummiringe im Bohrloch verblieben waren.

Für die Behandlung des oberen Bohrlochabschnittes wurde die Bohrung bis 4.123,4 m erneut verkiest. Nach einer Kalibermessung wurde der Packer nach Erneuerung der Gummielemente bei Teufe 4.080 m gesetzt.

Nach Absprache GFZ, UGS und GTN wurde festgelegt, auf weitere Gestängeliftteste zu verzichten. Als weitere Arbeitsschritte waren die Durchführung des Datafrac 2, der Hauptfrac 2, das Ausspülen des Bohrloches bis Endteufe, die Durchführung eines Casinglifttestes und eine Flowmetermessung vorgesehen.

Arbeitsablauf

Datum	Uhrzeit	Arbeitsschritte
26.01.	08:00 – 23:00	Einbau Packer
	23:00 – 23:30 23:30	Setzen Packer bei Teufe 4.080,0 m
27.01.	- 03:30	Setzen Meßgeräte in Landenippel bei 4.083,0 m
	07:00 – 08:00	Packer Abdrücken mit 50 bar
	08:00 – 10:00	Pulstest und DAM, Vorbereitung Datafrac 2
	10:30 – 10:40	Sicherheitsbelehrung
	10:42	Frac 1. Regime HTU-Gel ca. 500 l/min Viskosität 2.000 cP SR Druck max. 231,5 bar
	11:31	Frac 2. Regime HTU-Gel 1.008 – 1.019 l/mi Viskosität 2000 cP SR Druck max. 306,7 bar
	11:47	Frac 3. Regime HTU-Gel 1.464 – 1.517 l/min Viskosität 2000 cP SR Druck max. 391,5 bar
	11:57	Frac 4. Regime HTU-Gel 1.968 – 2.006 l/min Viskosität 2.000 cP SR Druck max. 491,1 bar
	12:08	Frac 5. Regime tech. Wasser 1.977 – 2.011 l/min Dichte 1,12 kg/l SR Druck max. 501,5 bar
	12:18	Beginn Druckabfallmessung
	14:30	Ende Druckabfallmessung SR Druck 1,9 bar
	14:30	
	28.01.	- 05:00
05:00 – 09:45		Vorbereitung Hauptfrac 2
09:45 – 09:55		Sicherheitsbelehrung
09:55		Beginn Fracarbeiten SR-Schieber zu Abbruch durch Drucksicherung
11:31		Frac 1. Regime HTU-Gel 1.091 – 1.725 l/min Viskosität 2.000 cP SR Druck max. 417,3 bar
12:02		Frac 2. Regime

		HTU-Gel 1.696 – 1.710 l/min
		Viskosität 2.000 cP
		Stützmittel 83,5 – 90,8 l/min
		SR Druck max. 419,8 bar
	12:10	Frac 3. Regime
		HTU-Gel ca. 1.700 l/min
		Viskosität 2.000 cP
		Stützmittel 119,1 – 174,5 l/min
		SR Druck max. 411,8 bar
		Frac 4. Regime
		HTU-Gel ca. 1.700 l/min
		Viskosität 2.000 cP
		Stützmittel 201,8 – 222,4 l/min
		SR Druck max. 409,0 bar
	12:22	Frac 5. Regime
		HTU-Gel 1.450 – 1.726 l/min
		Viskosität 2.000 cP
		Stützmittel 244,3 – 280,6 l/min
		SR Druck max. 423,6 bar
	12:28	Frac. 6. Regime
		tech. Wasser ca. 1.700 l/min
		Dichte 1,12 kg/l
		SR Druck max. 448,8 bar
	12:41	Beginn Druckabfallmessung
29.01.	04:21	Ende Druckabfallmessung

Insgesamt sind während des Datafrac 2 (Abb. 6) 75.000 l HTU-Gel und 23.454 l technisches Wasser (Salzwasser, Dichte 1,12 kg/l) in das Bohrloch verbracht worden. Die anschließend durchgeführte Temperaturmessung (Abb. 7) in Vorbereitung des Hauptfrac 2 zeigte Aufbrechbereiche in den Teufen von 4.083 m bis 4.093 m und 4.105 m bis 4.119 m. Während des Hauptfrac 2 (Abb. 8) wurden 90.000 l HTU-Gel, 23.200 l technisches Wasser und 4.405 l Stützmittel im vorgesehenen Behandlungsbereich eingebracht.

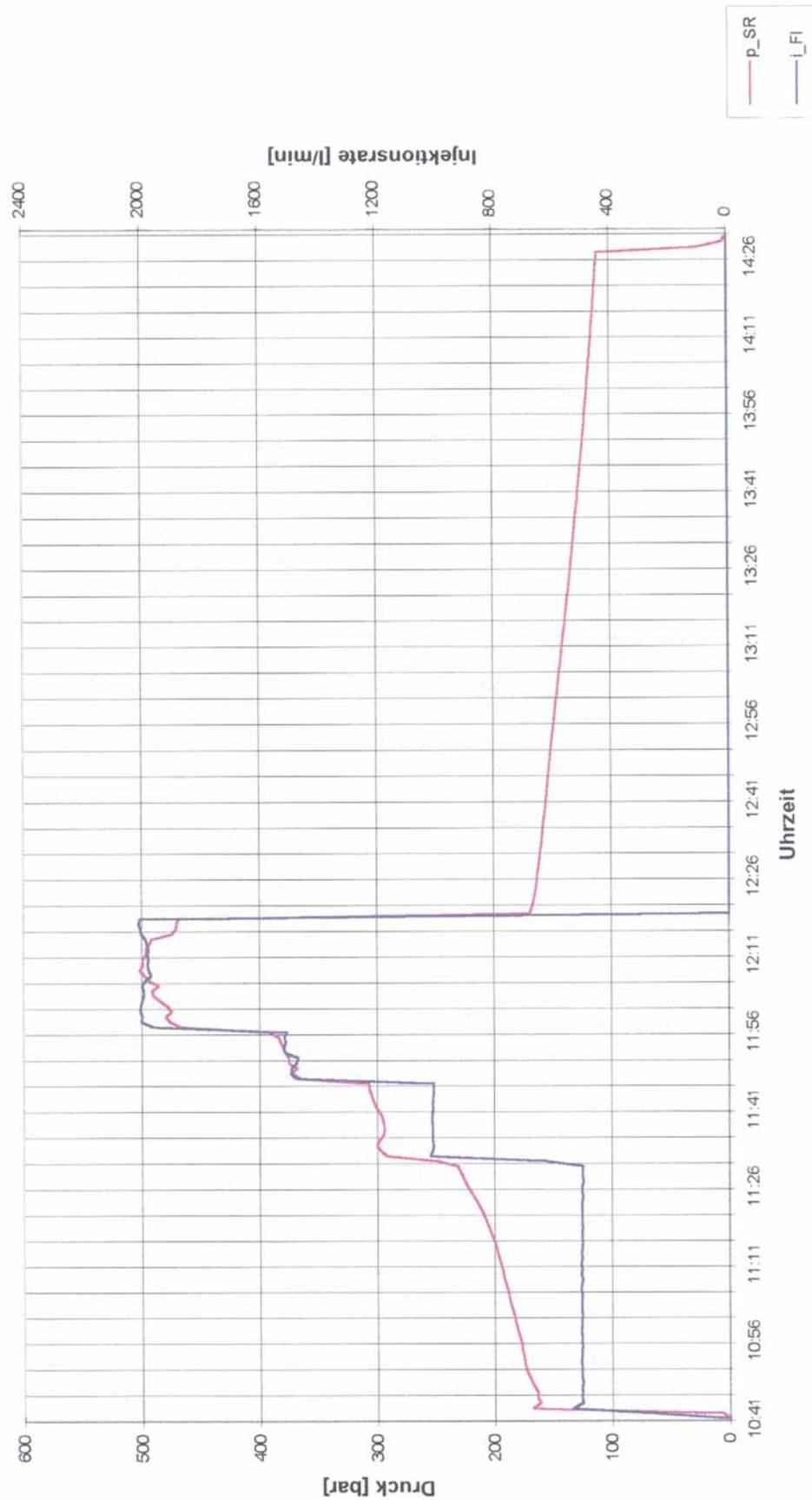


Abb. 6: Datafrac 2 Groß Schönebeck am 27.01.2002

Fig. 6: Groß Schönebeck – data frac 2 on 27.01.2002

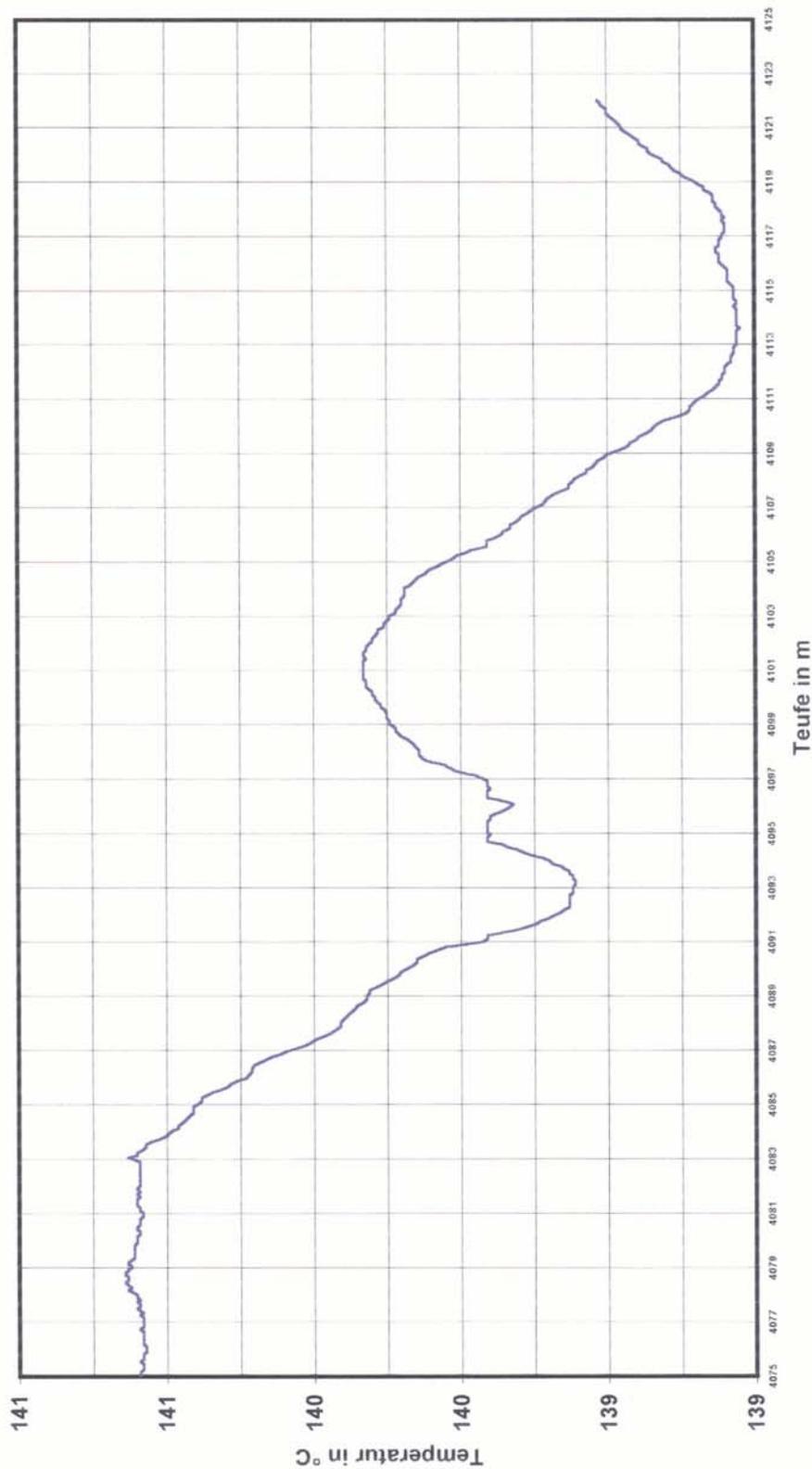


Abb. 7: Groß Schönebeck-Temperaturprofil vom 28.012002/ 02:54–03:03 Uhr

Fig. 7: Groß Schönebeck – temperature profile as of 28.01.2002/02:54-03:03 hrs



Abb. 8: Hauptfrac 2 Groß Schönebeck am 28.01.2002

Fig. 8: Groß Schönebeck – main frac 2 on 28.01.2002

4.5 Casinglifttest 1 und Flowmeter1

Nach Lösen und Ziehen des Behandlungspackers wurde der eingebrachte Kies von Teufe 4.123 m bis Endteufe mit HTU-Gel ausgespült und der Casinglifttest 1 (Abb. 9) mit anschließender Flowmetermessung durchgeführt.

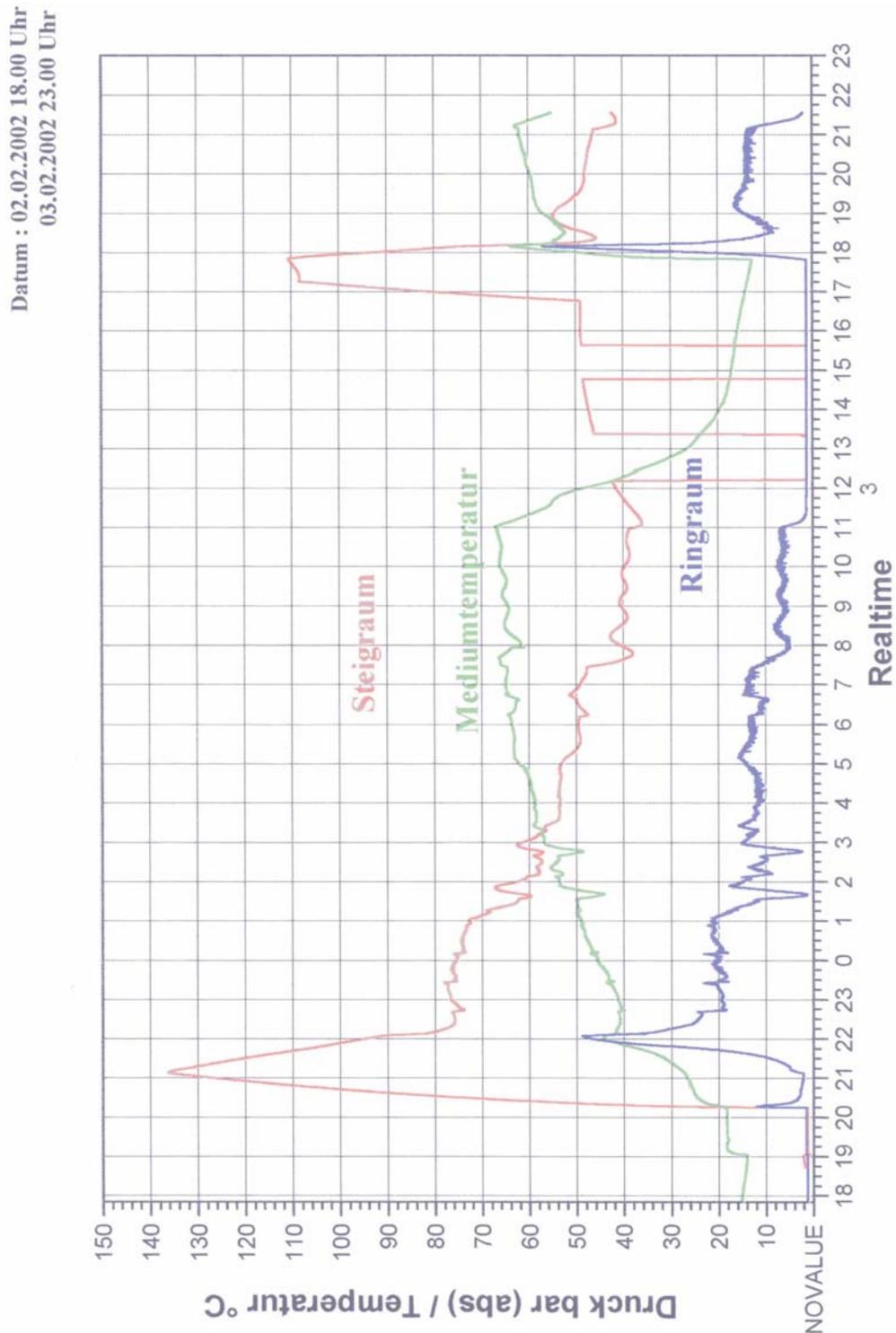


Abb. 9: Groß Schönebeck Casinglifttest 1 – Kopfdruckmessung

Fig. 9: Groß Schönebeck – gas lift test 1 – well head pressure measurement

Arbeitsablauf

Datum	Uhrzeit	Arbeitsschritte
02.02.	01:00 – 17:00	Einbau 5“ Liftstrang bis 1.496,7 m
	18:50 – 20:00	Einfahrt Meßgeräte auf Teufe 4.050,00 m
	20:00 – 20:10	Sicherheitsbelehrung
	20:18	Einpumpen N ₂ (Rate 30 m ³ /min)
	21:17	1.Regime (N ₂ 20 m ³ /min, 1 Auswurfleitung)
03.02.	22:00	Durchschlag oben
	01:08 – 01:15	N ₂ Aggregat defekt
	01:20	2 Auswurfleitungen
	04:40	Erhöhung N ₂ Rate auf 30 m ³ /min
	07:30	4 Auswurfleitungen
	11:00	Ende N ₂ - Zufuhr
	11:10	Ende Förderung, Entlasten Steigraum
	11:10 – 16:00	Wireline Arbeiten (Ausfahrt Messgeräte, Bailerfahrt, KET bei 4.293 m)
	16:00 – 16:50	Einfahrt Flowmeter
	16:50	Einpumpen N ₂ (Rate 30 m ³ / min geöffnet 2 Auswurfleitungen
	18:08	Durchschlag oben
	19:00 – 21:10	Flowmetermessung von 4.050 m bis 4.250 m Meßgeschwindigkeiten 5 m/min 20 m/min 15 m/min
	21:10 – 23:00	Ausfahrt Flowmeter

Während des Casinglifttests 1 wurden 246 m³ Schichtwasser bei einem Stickstoffverbrauch von 29.500 m³ gefördert. Der Stickstoffverbrauch während der Flowmetermessung betrug 10.400 m³ für eine Schichtwasserförderung von 68,6 m³.

4.6 Flowmeter 2 und Casinglifttest 2

Die Resultate der bisher durchgeführten Arbeiten entsprachen nach einer ersten Auswertung des Casinglifttest 1 und der Flowmetermessung 1 nicht den Erwartungen. Als Ursache wurde nicht abgebautes Gel aus den Fracarbeiten und dem Ausspülen vermutet. Es wurde deshalb beschlossen, nach Abbau der Großbohranlage (Franks 900) den Casinglifttest und die Flowmetermessung mit einer kleineren Bohranlage (Franks 200; Foto 3) zu wiederholen.



Foto 3: Franks 200 beim Casinglifftest 2

Photo 3: Franks 200 at gas lift test 2

Die Arbeiten wurden mit der Flowmetermessung 2 begonnen, danach erfolgte der Casinglifttest 2 (Abb. 10) mit anschließender Tiefenprobenahme.

Datum : 27.02.2002 09.30 Uhr
 28.02.2002 03.30 Uhr

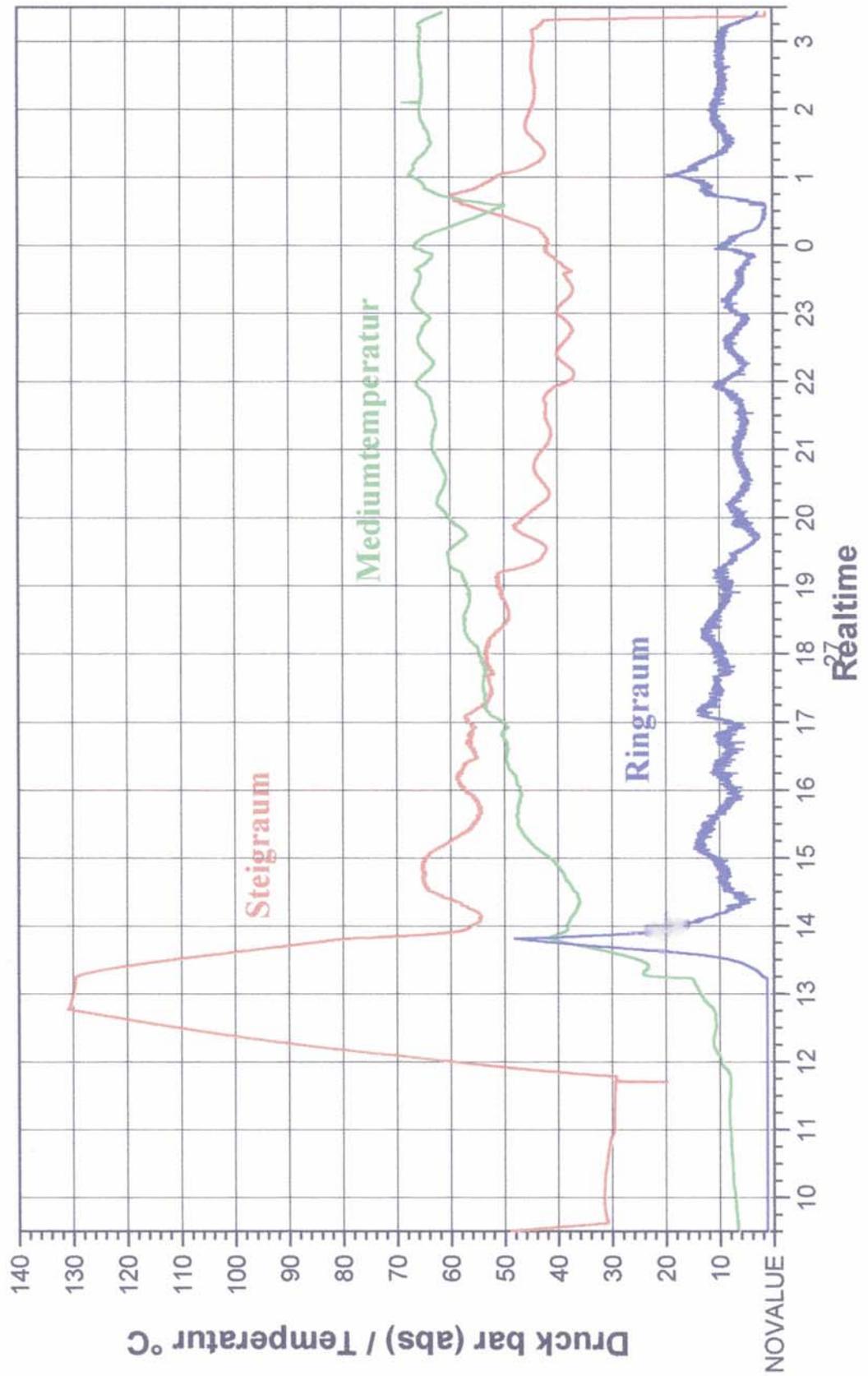


Abb. 10: Groß Schönebeck Casinglifttest 2 – Kopfdruckmessung

Fig. 10: Groß Schönebeck – gas lift test 2 – well head pressure measurement

Arbeitsablauf

Datum	Uhrzeit	Arbeitsschritte
23.02.	09:00	
24.02	- 14:00	Einbau 4 ^{1/2} “ Liftstrang bis 1.501,3 m
25.02	08:00 – 10:00	Einfahrt Flowmeter
	09:00 – 09:10	Sicherheitsbelehrung
	10:10	Einpumpen N ₂ (Rate 30 m ³ /min)
	11:50	Durchschlag oben
	12:28	Beginn Flowmetermessung von 4.050 m bis 4.250 m
	14:50	N ₂ Aggregat mit technischen Problemen
	16:10	Ende Flowmetermessung wegen defektem N ₂ Aggregat, 2 auswertbare Messungen mit 5 m/min und 10 m/min Fahrgeschwindigkeiten
27.02.	09:30	SR entlasten von 65 auf 30 bar
	09:30 – 11:00	Einfahrt Messgeräte auf Teufe 4.050 m
	11:15 – 11:25	Sicherheitsbelehrung
	11:50	Einpumpen N ₂ (Rate 30 m ³ /min)
	13:54	1. Regime 2 Auswurfleitungen geöffnet
	19:15	Durchschlag oben
		N ₂ (Rate 30 m ³ /min)
	21:45	2. Regime 4 Auswurfleitungen geöffnet
	24:00	3. Regime, Erhöhung N ₂ Rate auf 40 m ³ /min bei 4 Auswurfleitungen
		4. Regime, N ₂ Rate gedrosselt auf 20 m ³ /min bei 2 Auswurfleitungen, Abriss der Förderung
28.02.	00:30	5. Regime, N ₂ Rate auf 30 m ³ /min erhöht bei 2 Auswurfleitungen
	03:15	Ende N ₂ - Zufuhr
	03:20	Ende Förderung, Beginn Druckanstiegsmessung
	11:40	RR und SR um 2 bar entlastet
02.03.	06:00	Ende Druckanstiegsmessung

Während der Flowmetermessung wurden 133,5 m³ Schichtwasser gefördert. Der Stickstoffverbrauch betrug 11.000 m³. Die geförderte Schichtwassermenge beim Casinglifttest 2 betrug 306 m³, der Stickstoffverbrauch 30.000 m³.

Stimulating for productivity: hydraulic proppant fracturing treatments in Rotliegend sandstones

B. LEGARTH¹, T. TISCHNER², E. HUENGES¹

¹GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), Telegrafenberg, 14473 Potsdam,

²Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Stilleweg 2, 30655 Hannover,

1	Introduction	94
2	Experiments in the in-situ geothermal laboratory	95
3	Results and discussions	97
3.1	Pressure response.....	97
3.2	Transient production analysis.....	99
3.3	Fracture Performance analysis	100
4	Conclusions.....	102
5	Acknowledgements.....	103

Abstract

Hydraulic stimulation experiments were conducted in a remediated Rotliegend well situated in the Eastern part of the North German Basin. The well is used as geothermal in-situ laboratory and as a reference location for several ongoing research projects. The aim of the projects and experiments is the development of technologies to put primary low-productive aquifer structures in use for geothermal power generation.

The frac operations in 2002 were designed to enhance the inflow performance by connecting the well to productive reservoir zones. Two consecutive zones within the Rotliegend sandstones were selected. Here core measurements show the most promising petrophysical reservoir properties with respect to a productivity increase. The stimulation treatments were performed as hydraulic proppant fracturing operations. Proppants were used to support the fractures and to guarantee a long-term fracture aperture.

The treatment intervals are located in the open hole section of the well at depths between 4.080 m and 4.190 m and at temperatures of about 140°C. Therefore, technical demanding unprecedented conditions had to be managed. An open hole packer at the top and a sand-plug at the bottom of each interval were used as hydraulic barriers. Applying this configuration the intervals were fracture-treated placing about 11 tonnes of proppant (high-strength ceramic grains) and over 200 cubic meters of frac fluid (highly viscous gel) into the formation. The fracture treatments were conducted with two subsequent operations in each interval: A diagnostic treatment (datafrac) and the main treatment (mainfrac) with the proppant stages.

The frac operations were successful. Propped fractures were created in both intervals and the inflow behaviour of the reservoir was decisively enhanced. The effective pressures applied for fracture initiation and propagation were only slightly above the in situ pore pressures. Nevertheless, the stimulation ratio predicted by modelling could not be achieved. Multiple reasons could be identified that account for the mismatch. Probably chemical and mechanical processes during closure led to a reduced fracture conductivity. The insights gained from the experiments are important for future fracture treatment designs at the investigated site and at comparable locations

1 Introduction

For geothermal power generation in the North German Basin reservoirs have to be developed that are fluid bearing and show temperatures of at least 120°C. Because of an average prevailing geothermal gradient of 30°C/km in the Basin wells with a depth of more than 4 km are of interest. Besides the target temperature a high production rate of more than 50 m³/h is necessary (KÖHLER et al. 2002). In the investigated geological setting the potential pay zones of primary concern are therefore Rotliegend sandstones (HURTER et al. 2002). Good permeable zones are known within these formations from intensive hydrocarbon exploration and exploitation. However, it has never been tried to explore the Rotliegend formations for geothermal heat or power production.

The investigated well Groß Schönebeck is drilled through the Rotliegend sandstones. The initial productivity of the well was significant lower than it was expected from core measurements. Mainly inflow restrictions (skin) limit the fluid production. For this reason, multiple hydraulic proppant fracturing experiments have been conducted at a depth of 4,2 km.

Treatments were applied to selected intervals of the well's open hole section using an innovative hydraulic barrier system, consisting of an open hole packer assembly and a sand plug. The objectives of the experiments were: 1) the verification of the technical feasibility of the multizonal open hole fracturing technology, 2) the creation of additional highly conductive flow paths to enhance the inflow performance, 3) the connection of productive reservoir zones to the well and 4) summarizing the decisive enhancement of the overall productivity of the well.

2 Experiments in the in-situ geothermal laboratory

The former gas exploratory well Groß Schönebeck 3/90 was drilled in 1990. Because of insufficient gas discovery the well was closed immediately after drilling. In 2000 the well was selected to serve as geothermal in-situ laboratory and therefore remediated and deepened to 4.294 m (true vertical depth). The site is located northeast of Berlin (Fig. 1). The well develops a sequence of various geological formations, which are typical for the North German Basin. A series of 2.370 m of Quaternary to Triassic sediments is followed by 1.492 m of the Zechstein salinar (HUENGES et al. 2002). The well has an open hole section of about 400 m that develops Rotliegend formations comprised of siltstones, about 100 m sandstones, conglomerates and 60 m of underlying volcanic rocks down to the final depth.

The completion type guarantees a maximum inflow area that would allow a commingled production from all of the productive reservoir zones in order to achieve the desired productivity values for an efficient high rate fluid production. Furthermore, a continuous, unaltered monitoring and borehole logging before, during and after the treatments is possible due to the direct contact to the reservoir rock.

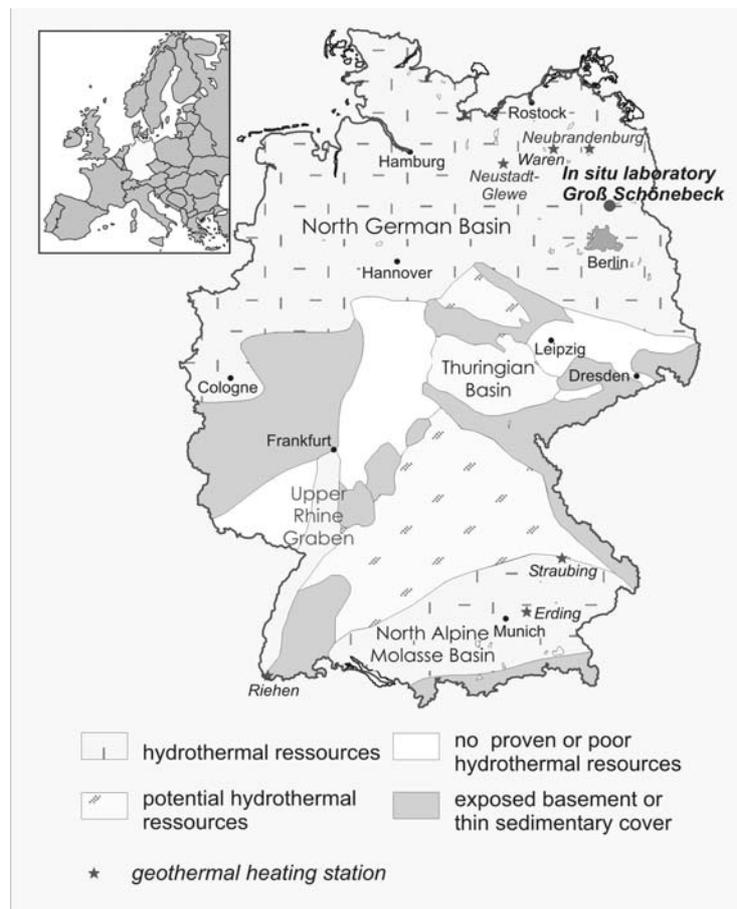


Fig. 1: Location of the in-situ geothermal laboratory Groß Schönebeck in the remediated Rotliegend gas exploratory well GrSk 3/90 (HUENGES et al. 2002)

The stimulation experiments were focused on the Rotliegend sandstones for which core measurements indicated promising petrophysical properties. Two intervals were selected: 4.130 – 4.190 m and 4.078 – 4.118 m, respectively. The concept involved the application of a retrievable hydraulic barrier system to independently and successively treat the two intervals in the open hole section of the well (Fig. 2). The annulus between frac string and casing was filled with saline fluid and remained open to atmosphere. During the treatments the fluid level (annulus pressure) was monitored at the wellhead and stayed constant. In each interval a diagnostic treatment (datafrac) was conducted prior to the mainfrac with proppants. The datafrac was designed as a step-rate pure fluid treatment with downhole p, T -recording. The volume and type (linear, low-pH gel) of the fluid system was equivalent to the mainfrac. Therefore, the main hydraulic and rock mechanical parameters could be determined, including hydraulic height and volume of the created fracture by p, T -logging and history matching the pressure response. This was necessary for an adequate mainfrac design and secure job executions (Fig. 3).

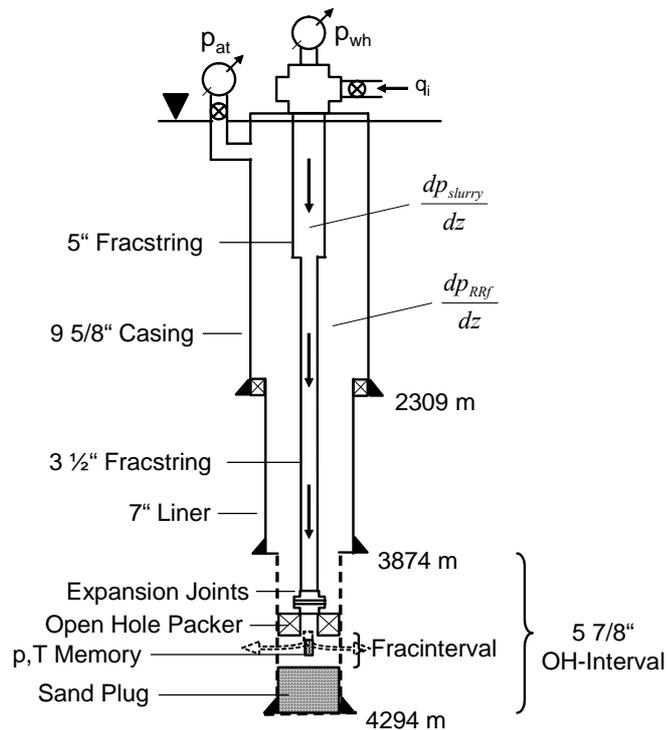


Fig. 2: Schematic of the frac treatment set-up in the well GrSk 3/90

In terms of the applied proppant fracturing treatments in the open hole section difficult and partly unprecedented circumstances had to be managed. The high temperature and the open hole conditions mean a high risk for packer operations. Especially fracture height growth had to be limited and bypassing the packer with proppant-laden fluids that lead to screen-out in the annulus had to be avoided. This situation resulted in a less aggressive frac design, meaning smaller volumes, lower proppant concentrations and lower pumping rates that limited treatment pressures and consequently achievable dynamic and final fracture dimensions.

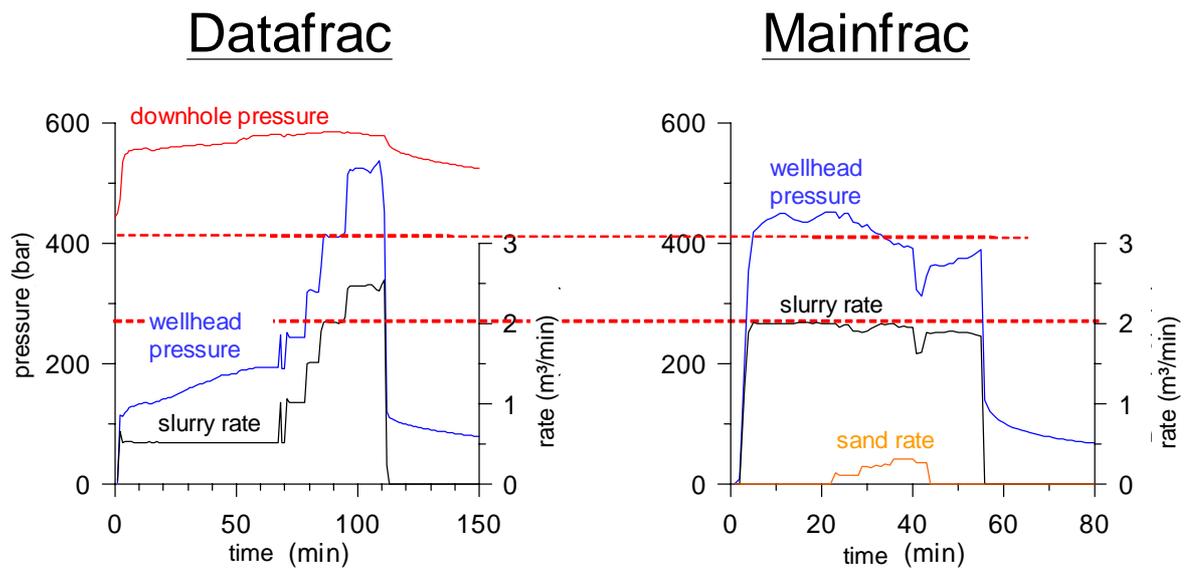


Fig. 3: Pressure and rates for the frac treatment in the interval 4.130-4.190 m. Determination of maximum wellhead pressure and slurry rates (frictional losses) for the mainfrac treatment by applying a step-rate test (datafrac)

3 Results and discussions

3.1 Pressure response

The pressure response shows clearly higher treatment and fracturing pressures in the second interval. A cross plot in dimensionless form allows a direct comparison (Fig 3a). This can be explained by significant lower initial permeability and alternating layers of higher clay content that lead to higher rock stresses in the upper reservoir. Yet, the Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP) indicated lower near-wellbore friction pressures in the range of several bars in the second compared to roughly 14 bar in the first frac interval (LEGARTH 2003).

The initial rate of 0,5 m³/min (8 l/s) in both cases and the absence of a clear breakdown indication did not allow an exact analysis of the extension pressure. Nevertheless, using Fig. 3a and drawing an imaginary straight line a pressure difference of 12 bar effectively can be approximated excluding frictional pressure losses with an increasing tendency for greater rates. The absence of a clear breakdown in both cases can have multiple reasons. The treatment of an open hole interval (higher leakoff area (CLEARY 1994), pre-existing fractures, allowing an elastic rock response due to moderate ramps and an extensive low viscous pad phase (water) aid in overshadowing such an event (LEGARTH 2003).

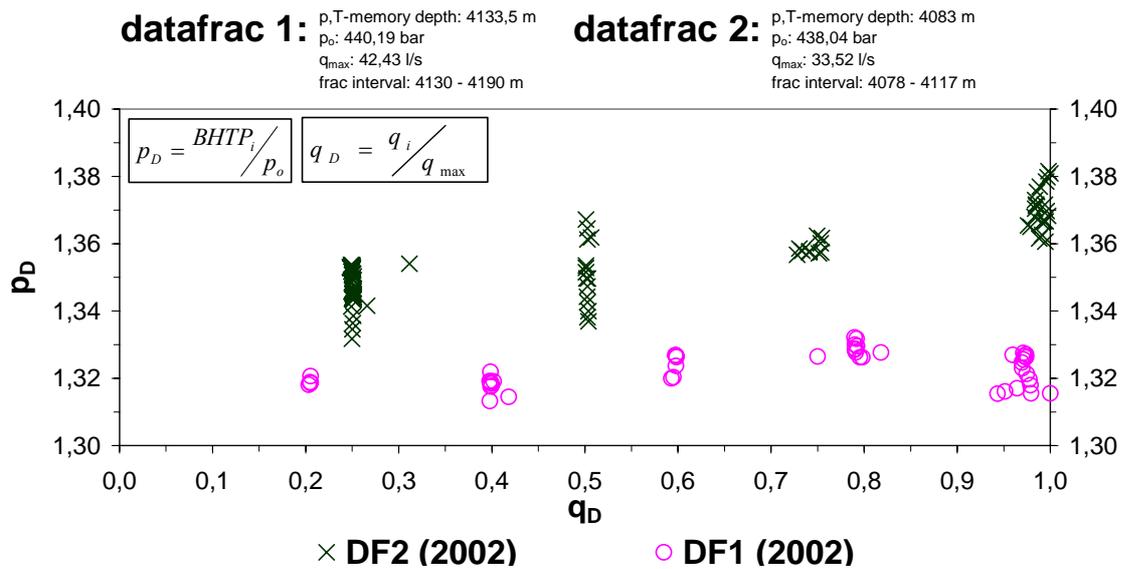


Fig 3a: Downhole pressure vs. rate plot of both Datafrac treatments. The crossplot with dimensionless variables allows a direct comparison of the in situ pressure conditions during the treatment. The upshifting of the treatment pressures in the second interval can be explained by diverse stress and tortuosity conditions

The determination of the fracture closure pressure (p_c) by analysing the shut-in decline curve (NOLTE 1982) equally showed different pressure levels in both intervals. Whereas a p_c of only about 84 bar effective could be identified in the lower interval the value increases to about 164 bar in the upper interval (LEGARTH 2003). This observation corresponds with the trends of Fig. 3a. The p_c is the stress acting normal to the fracture planes, parallel to the minimum principal rock stress ($\sigma_{h\ min}$). It is equal to the fluid pressure required to open an existing fracture. The p_c represents a global value determined from large-scale fracturing, valid for the fractured zone, where a significant net fracturing pressure share has to be accounted for. Therefore it can not be directly compared with individual values of $\sigma_{h\ min}$ determined via small-scale micro-fracturing (ECONOMIDES & NOLTE et al. 1989). It is rather the average of the minimum principal stress of the zone covered by the created fracture(s) (ECONOMIDES & NOLTE 1989). The values determined do fit very well into a stress profile for the subsalinar of the Northern German Basin established from mud loss and hydraulic fracturing data by RÖCKEL & LEMPP (1999). Nevertheless, further tests should be conducted to approve the determined values for the closure pressure as the latter together with the reservoir permeability the most important parameter for treatment design and analysis (modelling) (CLEARY et al. 1991). Measures that could be readily applied are for example Pump-In / Flow Back test, Hydraulic Impedance Testing (NOLTE 1982) or Flow Pulse tests (WENIG 2002, WRIGHT et al. 1996).

3.2 Transient production analysis

Hydraulic propped fractures were created with treatments in both intervals placing more than 11 tonnes of proppants and 200 m³ frac fluid into the formations. Before and after the stimulation production tests (nitrogen lift) were performed. In Fig. 4 the pressure responses and flow rates are shown for both tests.

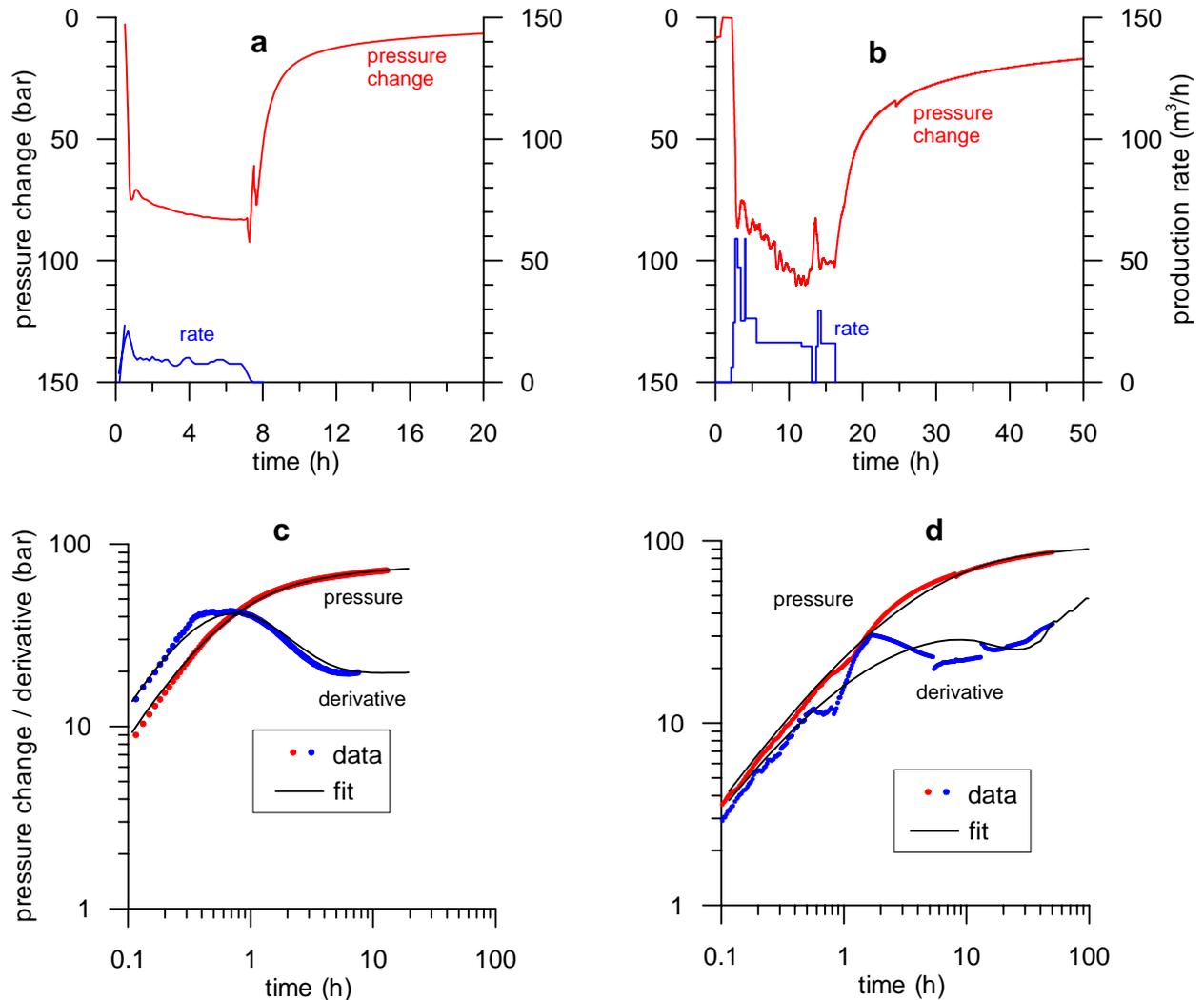


Fig. 4: Pressure change and production rate for the lift test before stimulation (a) and after stimulation (b). Diagram c (d) shows the log-log-plot for the buildup periods before (after) stimulation. In c and d the fit curves are obtained assuming a radial composite model. (c): The following important parameters were obtained by nonlinear regression: Before stimulation (c): Skin = -1.0; After stimulation (d): Skin = -4.9. The transmissivity of the inner zone is in the range of $(0.5 - 1.1) 10^{-13} \text{ m}^3$ and the transmissivity in the outer zone is in the range of $(1 - 7) 10^{-14} \text{ m}^3$. According to the assumed composite model the transition between inner and outer zone occurs at a radial distance between 30 and 80 m

From an interpretation of the transient production periods a significant increase in productivity is evident. Considering a production time of 10 hours in both tests the productivity increases from 1,2 to 2,1 m³h⁻¹ MPa⁻¹, that means by a factor of about 1.8 (LEGARTH 2003). To characterize changes in the hydraulic system the build-up periods have been analysed. Before stimulation the peak in the derivative indicates a significant skin. After stimulation almost no

peak is observed indicating the reduction of skin. The pseudo stabilized level of the derivative is almost constant in both cases. Thus, the transmissibility of the production zones remained unchanged.

The increase of productivity results from a skin reduction due to creation of artificial fractures. In contrast to the expectations no additional high permeable zones were connected to the wellbore.

No hydraulic signatures of fractures (slope of $\frac{1}{2}$ or $\frac{1}{4}$) could be observed in the log-log-plot after stimulation. Probably less conductive or short fractures were created and the hydraulic characteristics of the fractures are masked by the large wellbore storage. To fit the pressure response of the well an inhomogeneous reservoir must be assumed. As an example good matches are obtained by using a composite model with two consecutive zones with radial decreasing transmissivity (Fig. 4).

3.3 Fracture performance analysis

The post-frac productivity remains insufficient with respect to the predefined objectives. Modelling the created frac dimensions by net-pressure matching and simulating the according fracture performance values for the stimulation factor (FOI) between 7 and 8 were expected. The mismatch between the observed (FOI = 1,8) and modelled (FOI = 7-8) results can be explained by re-modelling the fracture performance taking various effects into account.

The developed reservoir is situated below the Gas Water Contact (GWC) with large lateral, stratiform extensions. Measurements on cores showed clear evidence for the presence of pay zone porosities between 5 % and 15 % and transmissibilities of several Darcy-Meter (LEGARTH 2003). Therefore, a limited reservoir is unlikely to account for this behaviour. Obviously multiple frac dominated effects cause the lack in productivity increase. In this context, the first assumption is a frac creation without properly connecting productive zones to the well (TISCHNER et al. 2002). This can be caused by either a frac that is too short and does not by-pass a damaged zone as already identified by transient production analysis. Or a frac with appropriate length but low conductivity was created so that the intended permeability contrasts to the matrix were not achieved. Of course, a combination of both scenarios is also possible. Another explanation is a frac with initial proper dimensions, but with a conductivity that was deteriorated as a consequence of proppant crushing, embedment and proppant flow-back events that occurred during drawdown. Other possible reasons for the phenomena such as proppant convection and lacking tie-back, multiple fracture growth as well as out of pay zone growth are referred to in other cases (AUD et al. 1999, BERGHOFER 1998, CLEARY & FONSECA 1992). Finally, the assumptions need to be individually checked for plausibility. This was done by including the effects in a fracture and reservoir model and trying to establish an adequate pressure match (fracture performance modelling). It turned out that the observed behaviour could only be adequately explained by either a severe post-treatment conductivity reduction or a missing tie-back of the frac to the well (LEGARTH 2003).

Proppant crushing and embedment due to increasing effective stresses during drawdown lead to a reduction in fracture width and thus can cause that reduction of fracture conductivity (Fig. 6). Theoretically the proppants get crushed or embedded in the rock matrix depending on the relationship between their mechanical strength and that of the rock (SATO & ICHIKAWA 1998). As rock is an anisotropic, inhomogeneous medium, especially when naturally fractured, both effects are likely to occur at different parts of the fracture-rock-interface.

The lower the concentration of proppants in the fracture the more severe these effects occur (SATO & ICHIKAWA 1998). Especially considering partial monolayer proppants: then the stress concentration on one grain is maximised (punctual loading). The three-dimensional modelling

of the conducted fracture treatments showed maximum post-job proppant concentration of only about 1,9 kg/m² (Fig. 5).

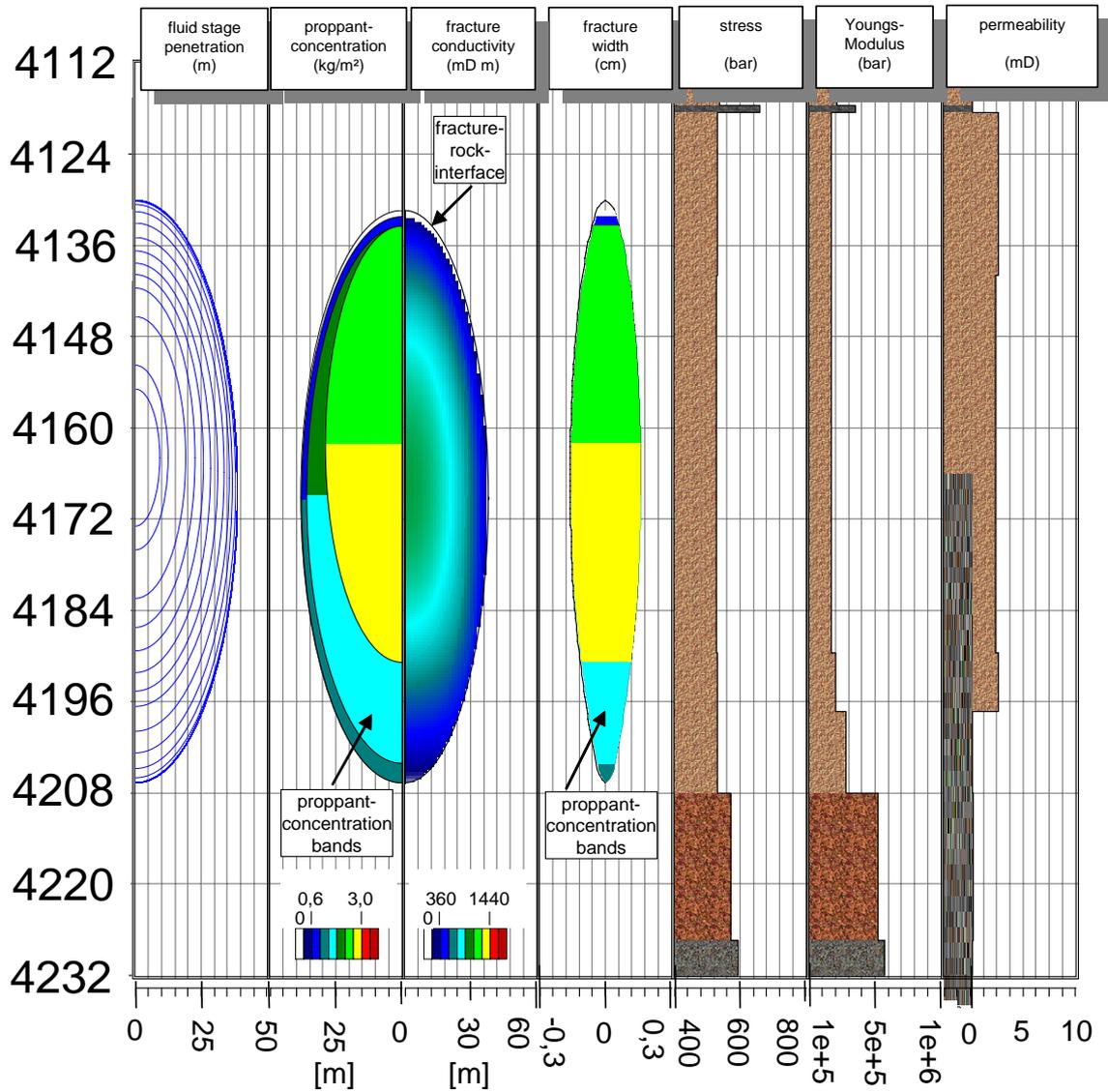


Fig. 5: Frac dimensions from three dimensional fracture modelling (fracture properties: proppant concentration ca. 1,9 kg/m²; conductivity 300 – 500 mDm; half-length ca. 32 m; height: ca. 72 m; max. width: ca. 0,16 cm); first frac interval 4190 m – 4130 m (LEGARTH 2003)

This value is slightly above the monolayer criterion (SATO & ICHIKAWA 1998, Fig. 6) and consequently does represent a sub-dimensioned packed frac in this reservoir. Therefore, the conductivity of the frac is strongly limited and potentially inflow restrictions are not completely by-passed. Additionally, proppant flow-back occurred during the production tests that further diminishes the proppant concentration in the vicinity of the wellbore. Leaving the fracture end insufficiently (partial-monolayer) or unpropped can result in partial closure of the frac and further production impairment.

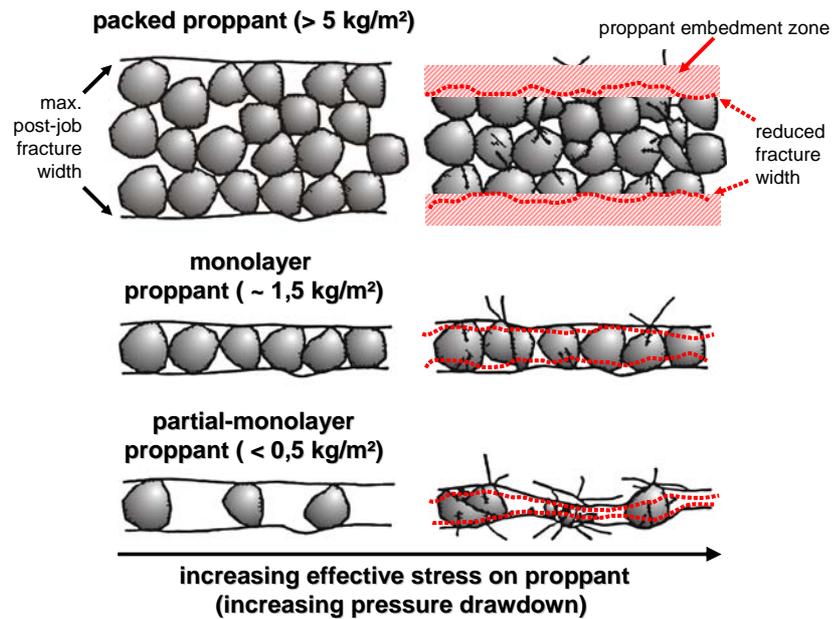


Fig. 6: Potential post-job proppant pack damage due to proppant crushing and embedment for different proppant concentrations with increasing effective stresses during drawdown; proppant pack classifications after SATO et al. (1998)

4 Conclusions

The open hole hydraulic proppant fracture treatments were successful: The technical feasibility of the fracturing concept was proven, propped fractures were created and the inflow performance of the well was enhanced. Though, the anticipated stimulation ratio and post-frac productivity could not be achieved. Probably the fracs were sub-dimensioned and do not properly connect existing productive reservoir zones to the well. The main reason for the insufficient fracture dimensions is the initial, moderate fracture design that was risk reduction orientated. For an effective productivity enhancement additional hydraulic proppant fracture treatments in the Rotliegend sandstones with increased proppant loading are necessary in order to create long-term conductive fractures. Moreover, post-frac production tests have to be performed moderately at lower depressions to mitigate additional proppant pack damage resulting in fracture conductivity reduction and production impairment.

Furthermore, the treatment analysis due to low effective fracture closure and net pressure shows overall favourable conditions for fracturing in the potential pay zone. Further hydraulic tests should be conducted in order to further approve the findings.

Thus, the key question whether the target zones also represent pay zones cannot be fully answered. What can definitely be stated is that the stimulation potential of the Rotliegend sandstone reservoir is not yet exhausted, maximum achievable productivity values are not yet reached. This maximum can be individually defined and is limited depending on reservoir properties and the technical and economic feasibility. In any case, especially when thinking a concept transfer to other but geologic similar locations, the applied technology is not a self runner. At least moderate initial reservoir productivity is required increasing the dependency on location and the need for an adequate exploration.

Therefore, further efforts have to be attempted that integrate the obtained insights and consider additional technologic advancement (WRIGHT et al. 1996).

5 Acknowledgements

The presented work is part of a multidisciplinary research project funded by the German Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi - BEO 0327063) - now Federal Ministry of Economics and Labour (BMWA) - the Federal Environmental Ministry (BMU) and the GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ). The research work is conducted in cooperation with several german universitarian and governmental research institutions and private industry partners.

References

- AUD, W.W., POULSON, T.D., BURNS, R.A., RUSHING, T.R., ORR, W.D. (1999): Lateral Proppant Distribution: The Good, the Bad, and the Ugly of Putting Frac Jobs Away; - SPE Paper 56725
- ECONOMIDES, M.J., NOLTE, K.G. (1989): Reservoir Stimulation; - Zweite Auflage, Schlumberger Educational Services, Houston, Texas
- BERGHOFER, K. (1998): Entwicklung und Trends bei der Fracstimulation von Rotliegend-Erdgasbohrungen; - Tagungsbericht 9801, DGMK-Frühjahrstagung 1998, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle
- CLEARY, M.P. (1994): Critical Issues in Hydraulic Fracturing of High-Permeability Reservoirs; - SPE Paper 27618
- CLEARY, M.P., FONSECA JR., A. (1992): Proppant Convection and Encapsulation in Hydraulic Fracturing: Practical Implications of Computer and Laboratory Simulations; - SPE Paper 24825
- CLEARY, M.P., WRIGHT, C.A., WRIGHT, T.B. (1991): Experimental and Modelling Evidence for Major Changes in Hydraulic Fracturing Design and Field Procedures; - SPE Paper 21494
- HUENGES, E., SAADAT, A., KÖHLER, S., TRAUTWEIN, U., HURTER, S. (2002): The In-Situ Geothermal Laboratory Groß Schönebeck – Learning to Use Low Permeability Aquifers for Geothermal Power; - Proceedings of the 27th Stanford Geothermal Workshop
- HURTER, S., KÖHLER, S., SAADAT, A., HOLL, H.-G., ROCKEL, W., TRAUTWEIN, U., ZIMMERMANN, G., WOLFGRAMM, M., HUENGES, E. (2002): Stimulating Low Permeability Aquifers: Experiments in Rotliegend Sandstones (NE Germany); - Geothermal Resources Council Meeting 2002, Reno
- KÖHLER, S., HURTER, S., SAADAT, A., TRAUTWEIN, U. AND HUENGES, E., (2001): An integrated geosciences and engineering approach to put low permeability aquifers to use; - GRC Transactions Vol. 25, Geothermal Resources Council Annual Meeting 2001, San Diego, California, pp. 181 - 186
- LEMPPE, C., RÖCKEL, T. (1999): Bohrloch- und Bohrkern-Instabilitäten als Indikatoren des regionalen Spannungszustandes; - Proceedings, 12. Nationale Tagung für Ingenieurgeologie, Halle
- LEGARTH, B. (2003): Erschließung sedimentärer Speichergesteine für eine geothermische Stromerzeugung; - Technical University Berlin, Faculty VI: Civil Engineering and Applied Geosciences, presented PhD-thesis, submitted
- NOLTE, K.G. (1982): Fracture Design Considerations Based on Pressure Analysis; - SPE Paper 10911

- SATO, K., ICHIKAWA, M. (1998): Post-Frac Analysis Indicating Multiple Fractures Created in a Volcanic Formation; - SPE Paper 39513
- TISCHNER, T., LEGARTH, B., HUENGES, E. (2002): Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: Ergebnisse zur Hydraulik und Gebirgsmechanik; - Tagungsband der 7. Geothermischen Fachtagung, Waren a.d. Müritz, 06.-08.11.2002
- WENIG, X., PANDEY, V., NOLTE, K.G. (2002): Equilibrium Test – A method for Closure Pressure Determination; - SPE/ISRM Paper 78173
- WRIGHT, C.A., WEIJERS, L., MINNER, W.A., SNOW, D.M. (1996): Robust Technique for Real-Time Closure Stress Determination; - SPE Paper 30503

Stimulationsexperimente in den Rotliegend-Sandsteinen der Bohrung Groß Schönebeck: hydraulische Tests und Interpretation der Rissausbreitung

Stimulation experiments in the Rotliegend sandstones of the well Groß Schönebeck: hydraulic tests and interpretation of fracture propagation

TORSTEN TISCHNER¹, BJÖRN LEGARTH², REINHARD JUNG³

¹Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Stilleweg 2, 30655 Hannover

²GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

³Institut für Geowissenschaftliche Gemeinschaftsaufgaben, Stilleweg 2, 30655 Hannover

1	Einleitung	108
2	Durchführung und qualitative Interpretation der Fördertests	110
3	Analyse der Fördertests	112
4	Rissausbreitung - 1. Frac (4.130 – 4.190 m)	116
5	Rissausbreitung - 2. Frac (4.080 – 4.122 m)	119
6	Zusammenfassung	120

Abstract

Within the Rotliegend sandstones hydraulic frac experiments were performed. The productivity of the well before and after the frac operations was tested by means of nitrogen lift tests. Due to the first frac operation (4.130-4.190 m) the productivity of the well was increased at about 70 %. The productivity increase appears as a result of a skin reduction. The transmissibility of the formation remains unchanged. Therefore, no good permeable layers could be hydraulically connected to the well. Probably, due to the first frac operation productive joints in the bottom rock (conglomerates/volcanics) were also connected to the artificial fracture.

The second frac operation (4.080-4.122 m) led only to a less significant productivity increase. Whether a very low conductive fracture was created or the permeability of the formation is below the expectations.

1 Einleitung

An der Bohrung Groß Schönebeck wurde nach Wiederöffnung und Vertiefung ein Fördertest (Primärtest) durchgeführt. Dieser wies den Hauptzufluss im Bereich der Konglomerate und Vulkanite (Abb. 1) nach.

Im Januar 2002 wurden an der Bohrung Groß Schönebeck Stimulationsexperimente (Frac) durchgeführt. Hauptziel dieser Experimente war es, den Zufluss aus den Rotliegend-Sandsteinen zu verbessern und die Produktivität der Bohrung signifikant zu erhöhen. Es wurden Fracoperationen im Intervall 4.130 – 4.190 m und im Intervall 4.080 – 4.122 m durchgeführt (Abb. 1 und 2). Die Intervalle wurden nach unten durch eine Sandschüttung und nach oben durch einen Packer separiert. Die Fracoperationen erfolgten jeweils in 2 Etappen. Zunächst wurde ein so genannter Datafrac durchgeführt. Durch Injektion von hochviskosem Gel wurde ein Riss mit der konzipierten Ausdehnung geschaffen (Abb. 3 und 4).

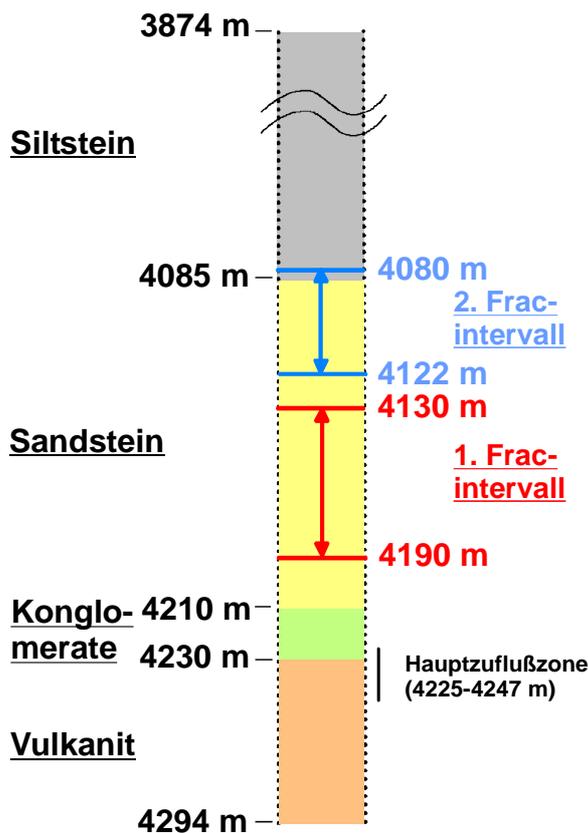


Abb. 1: Unverrohrter Bohrlochabschnitt bis Endteufe. Eingezeichnet sind die Fracintervalle und die Hauptzuflußzone vor den Stimulationsexperimenten

Fig. 1: Open hole section of the borehole. The frac intervals are marked

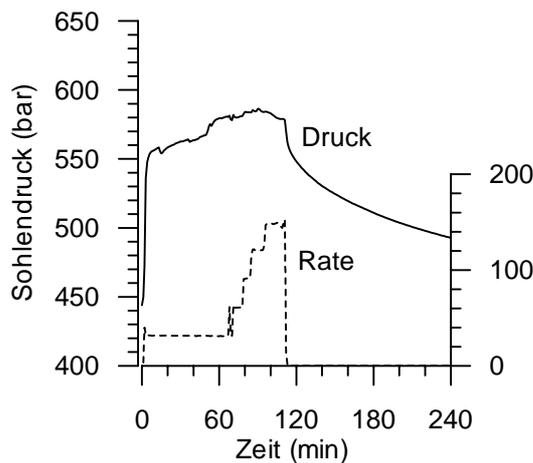


Abb. 3: Druckverlauf (4.135m) und Injektionsrate während Datafrac 1 (Intervall 4.130-4.190m)

Fig. 3: Pressure (4.135m) and injection rate during datafrac 1 (interval 4.130-4.190m)



Abb. 2: Wesentlicher Ablauf der Stimulationsexperimente 2002. Auf die „unterstrichenen“ Tests wird nachfolgend näher eingegangen

Fig. 2: Sequence of tests during the stimulation experiments 2002. The "underlined" tests are discussed here

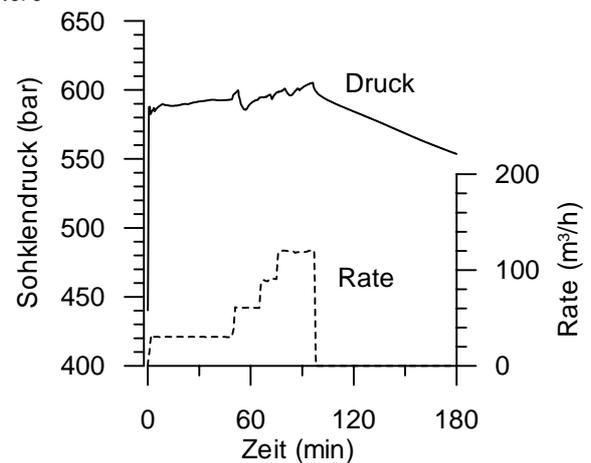


Abb. 4: Druckverlauf (4.050m) und Injektionsrate während Datafrac 2 (Intervall 4.080-4.122m)

Fig. 4: Pressure (4.050m) and injection rate during datafrac 2 (interval 4.080-4.122m)

Aus dem Datafrac wurden hydraulische und mechanische Parameter abgeleitet und die Risscharakteristik verifiziert. Im Anschluss daran erfolgte der Hauptfrac.

Der Riss wurde jetzt durch Injektion von Gel wieder geöffnet und Stützmittel im Riss platziert. Die Zugabe von Stützmitteln sollte gewährleisten, dass die Risse nach Druckentlastung hinreichend geöffnet bleiben (siehe LEGARTH et al. 2003).

Der prinzipielle Ablauf der Experimente ist in Abbildung 2 dargestellt. Zur Kontrolle der Produktivitätssteigerung wurden vor dem 1. Frac und nach dem 1. Frac Fördertests durchgeführt. Zudem wurde nach Abschluss beider Fracoperationen ein Fördertest über das gesamte Bohrloch durchgeführt (Casinglift). Im nachfolgenden Beitrag werden die genannten hydraulischen Tests dargestellt und interpretiert sowie Konsequenzen hinsichtlich der Risscharakterisierung und Rissausbreitung gezogen.

2 Durchführung und qualitative Interpretation der Fördertests

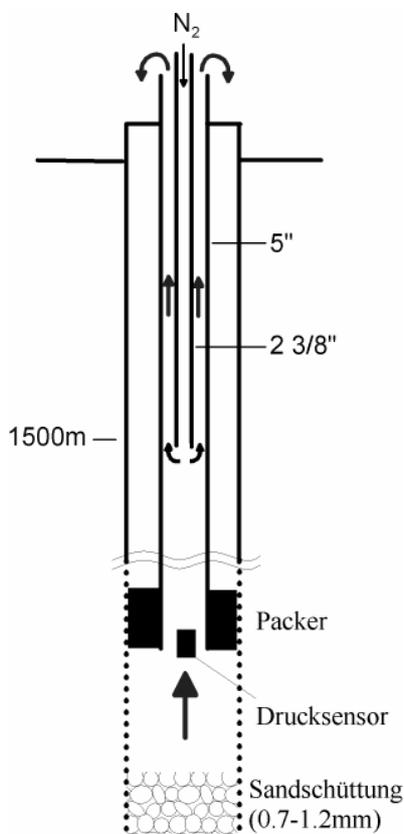


Abb. 5: Bohrung während der Gestängelifttests

Fig. 5: Borehole during the drill stem lift test

Zur Bestimmung der Produktivität und zur hydraulischen Charakterisierung der Bohrung wurden Fördertests als Stickstofflifttests durchgeführt. Stickstoff wurde vor allem aus chemischen Gründen verwendet (Vermeidung von Ausfällungen). Bei den Gestängelifttests vor und nach dem 1. Frac wurde in den Strang (5“) ein weiterer Strang (2 3/8“) eingezogen (Abb. 5). Über den 2 3/8“-Strang wurde Stickstoff injiziert und aus dem Ringraum zwischen 5“ und 2 3/8“-Strang gefördert. Der 2 3/8“-Strang wurde bis ca. 1.500 m abgehängt. Für den nach beiden Fracs durchgeführten Casinglifttest wurde ein 5“-Strang bis ca. 1.500 m abgehängt und aus dem Ringraum zwischen 5“-Strang und Casing gefördert.

Für die Interpretation der hydraulischen Tests ist zu beachten, dass die Sandpackung unterhalb des Packers für Wasser hydraulisch gut durchlässig ist. Bei der gewählten Korngröße von 0,7-1,2 mm und natürlicher Lagerung muss mit einer Permeabilität bis zu 1.000 D gerechnet werden (Bestimmungsmethode nach Beyer; siehe BUSCH & LUCKNER, 1973). Die Zuflusszone im Grenzbereich Konglomerate/Vulkanite befindet sich, bezogen auf das 1. Fracintervall, nur ca. 30 m unterhalb der Sandpackung. Die Druckverluste hierüber sind bei einem Volumenstrom von

5 m³/h nicht höher als 10 bar in dem betrachteten 5 7/8“ Bohrlochabschnitt. Zudem ist anzunehmen, dass durch die Durchströmung der Sandpackung eine weitere Auflockerung bzw. ein Aufwärtstransport von Sand stattfindet und die Durchlässigkeit weiter zunimmt. Vermutlich ist die Zuflusszone im Grenzbereich Konglomerate/Vulkanite bei den Gestängelifttests uneingeschränkt an die Bohrung angeschlossen.

Umgekehrt wird die Sandpackung bei Druckbeaufschlagung während der Fracs verdichtet, und die Durchlässigkeit nimmt ab. Berücksichtigt man zudem, dass für die Fracs ein Gel mit bis zu tausendfach höherer Viskosität als Wasser verwendet wurde, so ist die abdichtende Wirkung der Sandpackung für die Injektion von Gel gewährleistet.

In Abb. 6 sind der Druckverlauf und die Fließrate für die beiden Gestängelifttests vor und nach dem 1. Frac dargestellt. Vor dem Frac wird bei einer mittleren Förderrate von $9.3 \text{ m}^3/\text{h}$ eine Druckabsenkung von ca. 80 bar beobachtet. Nach dem Frac wird bei einer signifikant höheren Förderrate von $14.8 \text{ m}^3/\text{h}$ eine Druckabsenkung von ca. 75 bar erzeugt. In beiden Fällen beträgt der Förderzeitraum ca. 7 h. Die Produktivität ist demnach durch den 1. Frac um etwa 70 % auf ca. $0.2 \text{ m}^3/(\text{h}\cdot\text{bar})$ gestiegen. Da, wie oben dargestellt, die Sandpackung als hydraulisch durchlässig angesehen werden muss, ist die Produktivitätsangabe nicht für das Intervall, sondern näherungsweise für die gesamte Bohrung gültig.

Nach beiden Fracoperationen wurde ein Casinglifttest über knapp 14 h durchgeführt (Abb. 7). Der nachfolgende Druckanstieg wurde zunächst über 48 h aufgezeichnet. Anschließend erfolgten der Ausbau des Gestänges und die Fortsetzung der Sohlendruckaufzeichnung für weitere 14 Tage (in Abb. 7 wird nur der 1. Teil des Druckanstiegs gezeigt). Die mittlere Förderrate während des Casinglifttests betrug $22.4 \text{ m}^3/\text{h}$ bei einer Absenkung von 105 bar. Die hieraus resultierende Produktivität beträgt ebenfalls ca. $0.2 \text{ m}^3/(\text{h}\cdot\text{bar})$. Da der Casinglifttest im Anschluss an beide Fracoperationen durchgeführt wurde, die Produktivität aber weitgehend unverändert gegenüber dem 2. Gestängelifttest verblieb, ist eine signifikante Produktivitätssteigerung durch die 2. Fracbehandlung aus den Fördertests nicht nachweisbar.

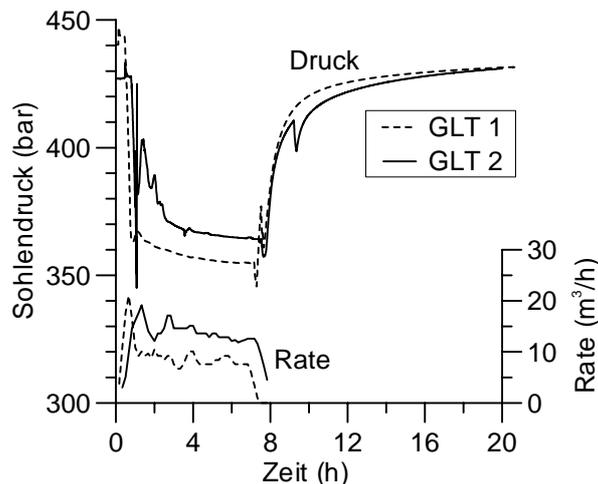


Abb. 6: Druck und Fließrate für Gestängelifttest 1 (GLT 1) vor dem 1. Frac und für Gestängelifttest 2 (GLT 2) nach dem 1. Frac. Sohlendruckmessung in 4.135 m Tiefe

Fig. 6: Pressure and rate for drill stem lift test 1 (GLT 1) before the 1. frac and for drill stem lift test 2 (GLT 2) after the 1. frac. Pressure recording at 4.135 m

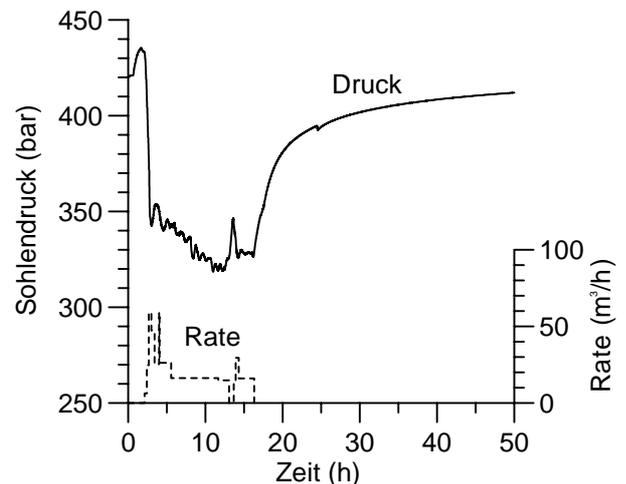


Abb. 7: Druck und Fließrate für den Casinglifttest im Anschluss an beide Fracoperationen. Sohlendruckmessung in 4.050 m Tiefe

Fig. 7: Pressure and rate for the casing lift test after both frac operations. Pressure recording at 4.050 m

3 Analyse der Fördertests

Für eine genauere Analyse und Ableitung der hydraulischen Parameter eignen sich jeweils die Einschussphasen. Die Produktionsphasen sind aufgrund der starken Schwankungen in der Fließrate hierfür ungeeignet. In Abb. 8 sind die Einschussperioden für die 3 Tests im so genannten Diagnoseplot aufgetragen. Hierin werden der Druck und die 1. Ableitung des Drucks (Ableitung nach der Superpositionszeit) doppelt logarithmisch dargestellt. Vor allem der Kurvenverlauf der 1. Ableitung reagiert sehr sensitiv auf Änderungen von hydraulischen Parametern und auf unterschiedliche Fließperioden.

Vergleicht man die Fördertests hinsichtlich des Verlaufs der 1. Ableitung qualitativ, so können folgende Aussagen getroffen werden:

Nach dem 1. Frac (GLT 2) ist das im GLT 1 in der 1. Ableitung beobachtete Maximum nach ca. 0.4 h verschwunden. Dies bedeutet, dass durch den 1. Frac der bohrlochnahe hydraulische Widerstand (Skin) reduziert wurde.

Die 1. Ableitung erreicht in den Tests vor und nach dem 1. Frac nach größeren Zeiten etwa das gleiche Niveau. Das Niveau der 1. Ableitung bei näherungsweise horizontalem Verlauf ist ein Maß für die Transmissibilität der Formation. Vermutlich wurde keine wesentliche Veränderung (Erhöhung) der Transmissibilität durch den 1. Frac erzielt.

Im GLT 2 und CLT wird ein tendenzieller Anstieg der 1. Ableitung bei größeren Zeiten beobachtet. Dieser Anstieg weist auf eine Verschlechterung der hydraulischen Durchlässigkeit mit zunehmender Entfernung vom Bohrloch hin. Im Test GLT 1, vor dem 1. Frac, ist ein derartiger Trend nicht eindeutig sichtbar. Hier muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Test vor dem Frac die „Druckfront“ (Beobachtungsradius) nicht so weit in die Formation reicht, wie im Test danach. Der höhere Skin bzw. die geringere hydraulische Durchlässigkeit vor dem 1. Frac bewirkt bei gleichen Beobachtungszeiten einen kleineren Beobachtungsradius. Möglicherweise reicht lediglich die Dauer der Druckaufzeichnung im Test GLT 1 nicht aus, um auch hier einen tendenziellen Anstieg der 1. Ableitung bei größeren Zeiten nachzuweisen.

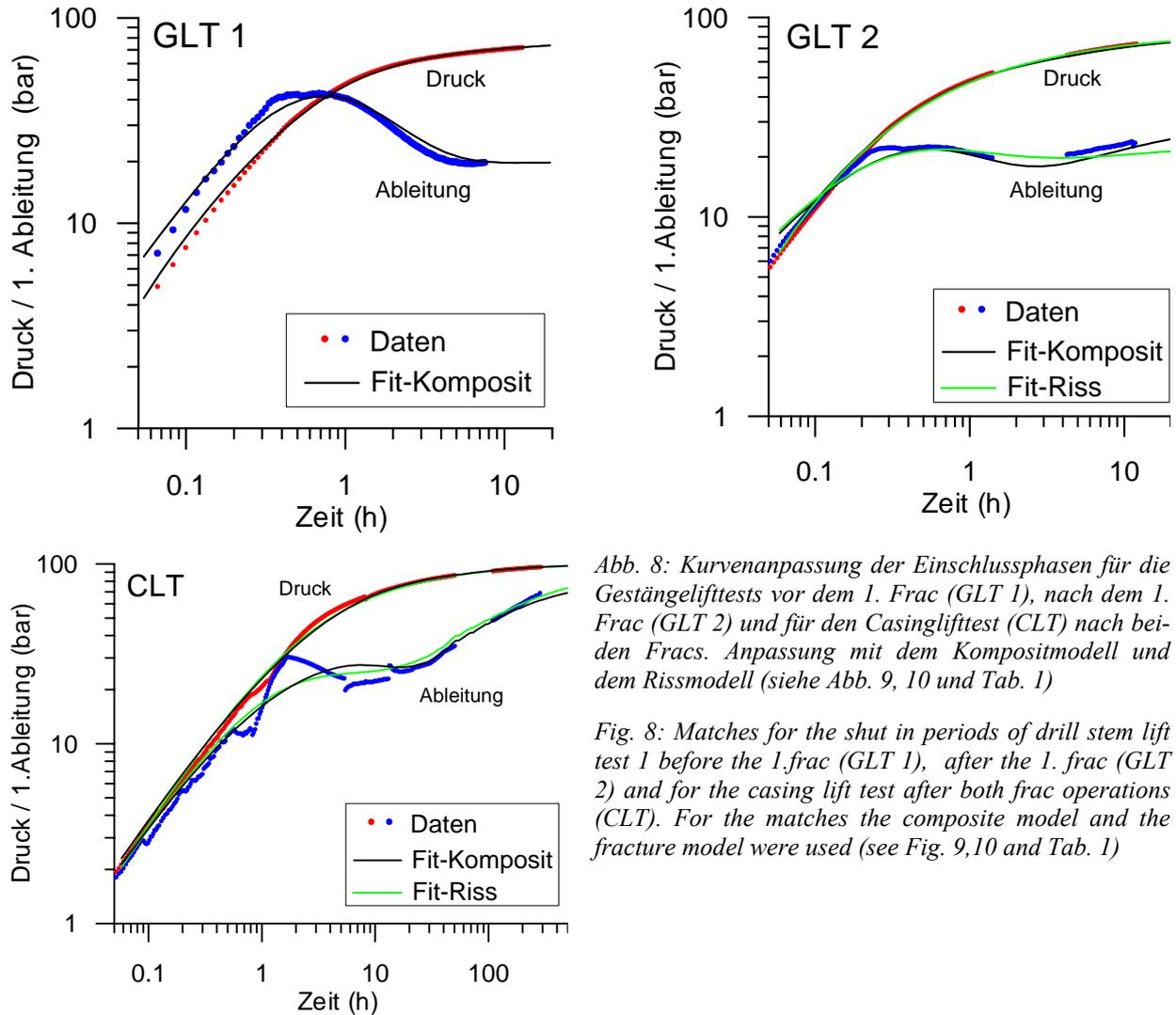


Abb. 8: Kurvenanpassung der Einschlussphasen für die Gestängelifttests vor dem 1. Frac (GLT 1), nach dem 1. Frac (GLT 2) und für den Casinglifttest (CLT) nach beiden Fracs. Anpassung mit dem Kompositmodell und dem Rissmodell (siehe Abb. 9, 10 und Tab. 1)

Fig. 8: Matches for the shut in periods of drill stem lift test 1 before the 1. frac (GLT 1), after the 1. frac (GLT 2) and for the casing lift test after both frac operations (CLT). For the matches the composite model and the fracture model were used (see Fig. 9, 10 and Tab. 1)

Der charakteristische Kurvenverlauf der 1. Ableitung für den Casinglifttest nach beiden Fracs (CLT) ist dem des GLT 2 sehr ähnlich. Der Hauptunterschied besteht vor allem in der längeren Beobachtungsdauer. Hierdurch wird der Anstieg der 1. Ableitung bei großen Zeiten stärker sichtbar. Leider wirken sich insbesondere bei diesem Test Störungen der Druckaufzeichnung auf die Charakteristik der 1. Ableitung aus und erschweren hier die Anpassung.

Infolge der Fracoperationen wurden mit Sicherheit neue Risse erzeugt oder bereits vorhandene Risse ausgeweitet. Die Formation kann Injektionsraten bis zu $150 \text{ m}^3/\text{h}$ eines hochviskosen Gels nicht ohne mechanische Reaktion des Gebirges aufnehmen. Dennoch werden in allen hydraulischen Tests keine für Einzelrisse typischen Kurvenverläufe im Druck und in der 1. Ableitung sichtbar (bilineares Fließen: Druckanstieg mit der 4. Wurzel aus der Zeit; formatonslineares Fließen: Druckanstieg mit der Wurzel aus der Zeit). Entweder sind die erzeugten Risse hydraulisch nicht signifikant wirksam oder der große Bohrlochspeicher maskiert die typischen Drucksignaturen von Einzelrisen.

Zur quantitativen Beschreibung des hydraulischen Verhaltens werden die Kurven für die Einschussperioden mit Hilfe des Programms Saphir (Fa. Kappa) angepasst. Ausgehend von der obigen Diskussion werden 2 unterschiedliche konzeptionelle Modelle berücksichtigt:

Im so genannten radialen Kompositmodell (siehe z.B. BOURDET 1998) werden 2 radial aufeinander folgende Zonen mit unterschiedlicher Permeabilität und Kompressibilität angenommen. Zudem existiert bohrlochnah eine Skinzone (Abb. 9). Die Wirkung eines Risses hinsichtlich der Produktivität wird in der Skinreduktion bzw. einer höheren Permeabilität der inneren gegenüber der äußeren Zone subsummiert. Typische Risssignaturen im Druckverlauf sind hier maskiert vom Bohrlochspeicher bzw. vom Übergang zwischen 2 unterschiedlich permeablen Zonen. Um die Parametervielfalt mit diesem konzeptionellen Modell einzuschränken, wird grundsätzlich von konstanter Kompressibilität in beiden Zonen ausgegangen.

Im Rissmodell wird explizit ein vertikaler Einzelriss in einer homogenen Matrix angenommen (Abb. 10). Im vorliegenden Fall maskiert der große Bohrlochspeicher eindeutige Risssignaturen im Druckverlauf.

In Abb. 8 sind die angepassten Kurven eingezeichnet und in Tab.1 die zugehörigen Parameter angegeben. Generell findet man eine gute Übereinstimmung zwischen den Messwerten und den Fits mit beiden Modellen. Allein die gute Anpassung mit 2 unterschiedlichen Modellen weist jedoch auf die Vieldeutigkeit der Lösungen hin. Im Test GLT 1 wird auf eine Anpassung mit dem Rissmodell verzichtet, da hier keinerlei Anhaltspunkt für diesen Ansatz existiert.

Vergleicht man zunächst die Tests GLT 1 und GLT 2 entsprechend dem Kompositmodell, so werden bei sonst weitgehend gleichen Parametern ausschließlich durch Änderung des Skin diese Fits erhalten. Die Wirkung des 1. Fracs lässt sich entsprechend diesem Modell auf eine Skinreduktion von ca. -1 auf ca. -3 zurückführen. Die Permeabilität (Transmissibilität) bleibt unverändert gering zwischen 2 und 5 mD in beiden Zonen. Hier und im Weiteren wird dabei eine Mächtigkeit der Zuflusszone von 25 m angenommen.

Im abschließenden Casinglift (CLT) findet man im Kompositmodell einen im Vergleich zum GLT 2 noch geringeren Skin, dafür jedoch auch eine geringere Permeabilität (Transmissibilität) in beiden Zonen. Da im abschließenden Casinglift der Druckanstieg deutlich länger beobachtet wurde, ist diese Anpassung verlässlicher als in den Tests GLT 1 und GLT 2. Hinsichtlich der Produktivität unterscheiden sich jedoch die Anpassungen mit dem Kompositmodell für den Test GLT 2 und CLT kaum.

Die Unsicherheiten bei der Anpassung mit dem Kompositmodell bestehen vor allem in der räumlichen Aufteilung der Zonen und damit verbunden in der genauen Permeabilität innerhalb der beiden Zonen. Die obigen Aussagen, dass die erzielte Produktivitätssteigerung entsprechend dem Kompositmodell auf eine Skinreduktion zurückzuführen ist, und die angegebene Größenordnung der Permeabilität bleiben jedoch unberührt.

Kompositmodell	GLT 1	GLT 2	CLT
Speicherkoef. [m ³ /bar]	0.074	0.078	0.33
Skin	-0.98	-2.9	-4.9
Permeabilität-innen [mD]	4.3	4.9	1.9
Permeabilität-außen [mD]	2.8	2.2	0.72
Radius Zonenwechsel r [m]	27	27	65
Formationsdruck [bar]	437-438 (4135m)		429 (4050m)

Rissmodell	GLT 2	CLT	
Speicherkoef. [m ³ /bar]	0.078	0.39	
Skin	0	0	
Permeabilität [mD]	2.8	0.64	
Risshalblänge x_f [m]	27	105	
Rissleitfähig. F_c [Dm]	0.021	0.21	
Formationsdruck [bar]	437-438 (4135m)		429 (4050m)

Tabelle 1: Angepasste Parameter entsprechend dem Kompositmodell und dem Rissmodell. Folgende konstanten Parameter wurden zugrunde gelegt: Mächtigkeit der Zuflusszone: 25 m; Porosität: 0.05; Totale Kompressibilität: $5 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$; Viskosität: $4 \times 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$

Table 1: Fit parameter for the composite model and for the fracture model. The following constant parameter are used: pay zone thickness: 25 m; porosity: 0.05; total compressibility: $5 \times 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$; viscosity: $4 \times 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$

Die Anpassungen der Einschlusskurven für die Tests GLT 2 und CLT mit dem Rissmodell liefern sehr unsichere Angaben hinsichtlich der Rissweite und Risslänge. Wahrscheinlich handelt es sich jedoch um Risse mit relativ geringer hydraulischer Leitfähigkeit ($\ll 1 \text{ Dm}$) in einer schlecht permeablen Matrix. Die Permeabilität der Formation ist ähnlich der Permeabilität der äußeren Zone im Kompositmodell.

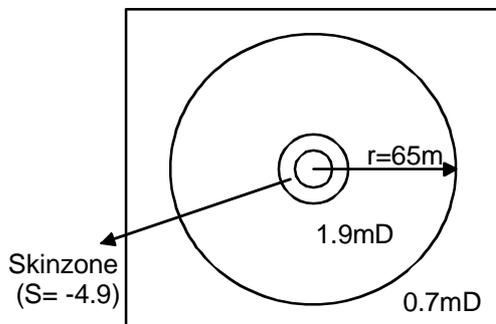


Abb. 9: Schematische Darstellung des Kompositmodells mit den angepassten Parametern für den abschließenden Casinglifttest (CLT)

Fig. 9: Schematic presentation of the composite model with the fit parameter for the final casing lift test (CLT)

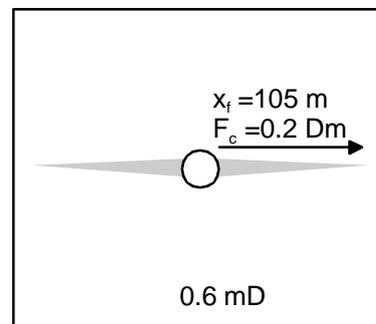


Abb. 10: Schematische Darstellung des Rissmodells mit den angepassten Parametern für den abschließenden Casinglifttest (CLT). F_c : Rissstransmissivität; x_f : Risshalblänge

Fig. 10: Schematic presentation of the fracture model with the fit parameter for the final casing lift test (CLT). F_c : fracture conductivity; x_f : fracture half length

In Abb. 11 ist als Vorwärtsrechnung mit beiden Modellen der gesamte Kurvenverlauf für den Casinglifttest (CLT) dargestellt. Der Druckverlauf lässt sich mit beiden Modellen gut wiedergeben. Es existiert jedoch eine systematische Abweichung während der Förderperiode. Hier wird im Unterschied zu den Messdaten von den Modellrechnungen ein flacherer Kurvenverlauf prognostiziert. Möglicherweise muss eine Druckabhängigkeit der hydraulischen Parameter bei den großen Absenkungen berücksichtigt werden (TISCHNER et al. 2003). In den hier eingesetzten Modellen kann das nicht berücksichtigt werden.

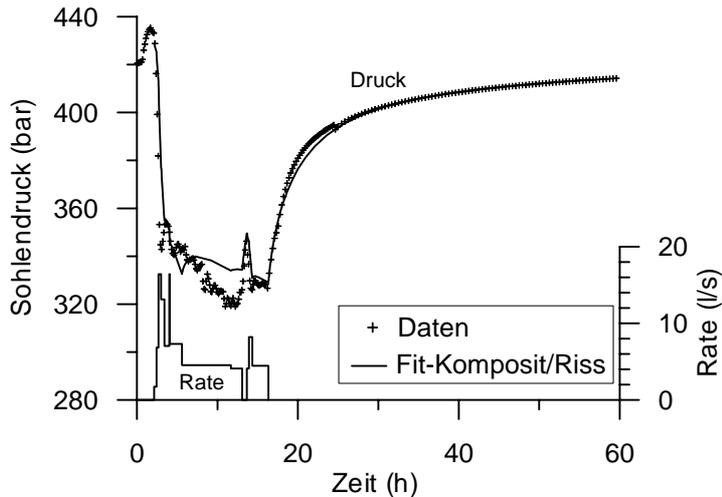


Abb. 11: Beobachteter und simulierter Druckverlauf (4050 m) für den abschließenden Casingliftest (CLT). Es sind keine Unterschiede in der Anpassung mit dem Kompositmodell und dem Rissmodell in dieser Darstellung erkennbar

Fig. 11: Observed pressure and pressure match (4050 m) using the composite model for the final casing lift test (CLT). No differences between the composite model and the fracture model can be recognised within this presentation

4 Rissausbreitung - 1. Frac (4.130-4.190m)

Aus der obigen Darstellung wird ersichtlich, dass vor und nach dem 1.Frac die beobachtete Transmissibilität der Formation relativ unverändert gering bleibt. Bei hydraulischem Anschluss gut permeabler Schichten in den Rotliegend-Sandsteinen wäre eine deutliche Steigerung der Transmissibilität auf einen Wert ≥ 1 Dm, entsprechend der Kernmessungen, zu erwarten gewesen. Es verbleibt die Frage, warum trotz Rissausbreitung kein Anschluss an diese Schichten erzielt wurde. Nachfolgend soll dieser Aspekt näher beleuchtet werden. Folgende Punkte müssen hierbei zusätzlich beachtet werden:

Nach dem Setzen des Packers bei 4.130 m wurde der Packer „abgedrückt“, um die Dichtheit des Intervalls nach oben zu testen. Hierzu wurde kurzzeitig Salzwasser mit einer Rate von 3.3 l/s verpresst. Infolge des Packer-Abdrückens verschob sich der Sandkopf von 4.173 m auf 4.190 m, und es wurden ca. 0.35 m^3 Sand nach unten gedrückt. Der Kopfdruck stieg während der Operation auf über 50 bar an. Da das vorhergehende Aufsanden sehr vorsichtig und unter mehrfachem Abtasten des Sandkopfes erfolgte, ist davon auszugehen, dass sich keine Hohlräume bzw. Sandbrücken im entsprechenden Intervall befanden. Der nach unten verschobene Sand wurde vermutlich im Bereich der Konglomerate/Vulkanite in die hier vorhandenen Risse verdrängt. Im Ausgangszustand befand sich zwischen 4.225 und 4.247 m die einzige Abflusszone.

Im anschließenden Datafrac 1 wurde innerhalb der ersten 50 min das im Strang befindliche Salzwasser mit einer Rate von 8.3 l/s in das Intervall verpresst. Der Kopfdruck stieg hierbei innerhalb weniger Minuten auf über 120 bar und flachte anschließend deutlich ab. Aufgrund der vorhergehenden Beobachtung und der nun deutlich höheren Drücke muss davon ausgegangen werden, dass sich zu Beginn des Datafracs der Sandkopf weiter nach unten bewegt hat. Die Sandmächtigkeit zwischen dem Intervall und der unterhalb befindlichen Zuflusszone wird sich hierdurch weiter verringert und die hydraulische Verbindung verbessert haben. Leider wurde der Sandkopf nach dem Datafrac 1 nicht gemessen.

Der Sohlendruckverlauf während des Datafracs 1 (Abb. 3) zeigt, dass vermutlich bereits ca. 5 min nach Beginn eine mechanische Reaktion des Gebirges eintritt. Da kein „break down“ erkennbar ist, muss vom Öffnen initial vorhandener Risse ausgegangen werden. Die in ihrer Mächtigkeit reduzierte Sandschicht zwischen der Abflusszone und dem Intervall stellt gegenüber Salzwasser nur eine geringe hydraulische Barriere dar (siehe oben). Es ist folglich wahrscheinlich, dass bereits zu Beginn des Datafracs 1 die Risse im Bereich der Konglomerate/Vulkanite hydraulisch weitgehend an die Bohrung angeschlossen waren und durch den Datafrac weiter ausgeweitet wurden. Die gewünschte selektive Behandlung der unteren Abfolgen der Rotliegend-Sandsteine wurde vermutlich nicht erreicht.

Nach dem Datafrac 1 wurde ein Temperaturlog (Abb. 12) über das Intervall 4.130-4.190 m gefahren. Das Temperaturprofil weist auf eine Hauptabflusszone direkt unterhalb des Packers hin. Es muss angenommen werden, dass hier der größte Teil des injizierten Fluids in die Formation gelangt ist. Das scheint im Widerspruch zu der vorherigen Annahme eines Risses, ausgehend von den Konglomeraten/Vulkaniten, zu stehen. Das Temperaturlog sagt jedoch nur etwas über die Verteilung des injizierten Fluids innerhalb des betrachteten Abschnitts aus. Es ist hieraus keine Unterscheidung zwischen Bereichen, in denen durch das Fluid Risse erzeugt wurden und Bereichen, in denen das Fluid lediglich in die Matrix verpresst wurde, möglich. Aus dem Temperaturlog ist keine Aussage über die Stimulationswirkung innerhalb des gemessenen Abschnitts möglich.

Im Anschluss an beide Fracoperationen wurde eine Flowmeterbefahrung durchgeführt. Abb. 13 zeigt die Ergebnisse im Vergleich zum Zustand nach dem Primärtest. Es existiert nun eine sehr lange Zuflusszone zwischen ca. 4.250 und 4.100 m. Innerhalb dieser langen Zuflusszone lassen sich 2 Bereiche mit unterschiedlicher aber jeweils konstanter Steigung unterscheiden. Im unteren Abschnitt ist der Anstieg steiler als darüber. Die konstante Zunahme des Zuflusses zwischen 4.250 und 4.190 m kann nur mit der Existenz eines langen Axialrisses erklärt werden. Andernfalls würde man über die 3 unterschiedlichen Gesteinsformationen, über die sich die Zuflusszone erstreckt, keinen derart homogenen Zufluss erwarten. Aber auch im oberen Zuflussbereich ist die Wahrscheinlichkeit eines Axialrisses sehr hoch. Zwischen 4.190 und 4.100 m wechseln gut permeable mit schlecht permeablen Sandsteinen ab, so dass bei Zufluss aus der Matrix kein homogener Zufluss zu erwarten wäre.

Aus dem Flowmeterlog wird eindeutig ersichtlich, dass durch den 1. Frac ein hydraulischer Anschluss an die ursprünglich in den Konglomeraten/Vulkaniten vorhandene Zuflusszone erzielt wurde.

In den Abschnitten 4.231 m - 4.186 m und 4.112 m - 4.085 m wurden an den Kernen fast durchgängig Einzelklüfte mit 90° Einfallswinkel dokumentiert, die jedoch vollständig verheilt waren (Abb. 13). Vermutlich waren diese Klüfte Schwachstellen, entlang derer sich der Riss ausgebreitet hat. Insbesondere die obere Begrenzung des unteren Klüftabschnitts bei 4.186 m passt gut mit dem Übergang von der unteren Hauptzuflusszone zur oberen Abflusszone zusammen. Vermutlich konnte entlang des unteren Klüftbereiches durch die Vorprägung ein Riss mit höherer Transmissibilität geschaffen werden als oberhalb.

Insgesamt lassen sich die obigen Beobachtungen zu folgender Vorstellung über die Rissausbreitung bei der 1. Fracbehandlung zusammenfassen:

Durch den 1. Frac wurde ein Axialriss, ausgehend von den Vulkaniten, bis in die Sandsteine hinein erzeugt. Der Hauptteil des Fluids während der Fracbehandlung wurde innerhalb der Sandsteine verpresst. Hierdurch wurde kein Anschluss an gut permeable Zonen innerhalb der Sandsteine geschaffen. Vermutlich hat sich der Riss nicht weit genug in die Sandsteine hinein ausgebreitet, und der Riss hat partiell nur eine sehr geringe Transmissibilität (geschädigter Riss, siehe LEGARTH et al. 2003). Entsprechend dieser Vorstellung wird durch den erzeugten Axialriss hauptsächlich die bereits schon zuvor vorhandene Zuflusszone in den Vulkaniten/Konglomeraten drainiert. Bohrlochnah kann der Wasserstrom jetzt über einen längeren Abschnitt in die Bohrung eintreten. Der bohrlochnahe hydraulische Widerstand (Skin) wurde hierdurch reduziert und die Produktivität allein durch den jetzt längeren Zustrombereich gesteigert. Entsprechend dieser These hat die Zuflusszone bohrlochfern dieselbe Mächtigkeit von 25 m wie vor den Fracs. Diese These rechtfertigt die oben gemachte Annahme einer konstanten Mächtigkeit der Zuflusszone vor und nach den Fracs. Die Abb. 14 veranschaulicht schematisch diese Vorstellung.

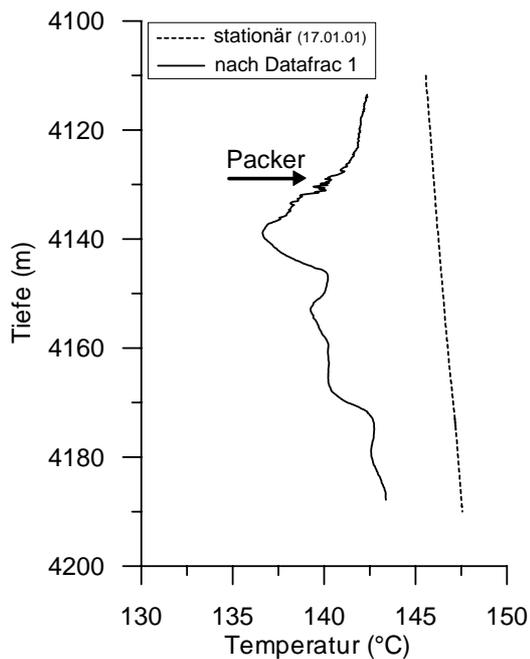


Abb. 12: Temperaturprofil im Intervall des 1. Fracs im Gleichgewicht (gestrichelt) und ca. 30 h nach Datafrac 1 (durchgezogen)

Fig. 12: Temperature profile within the interval of the 1. frac in thermal equilibrium (dotted) and about 30 h after datafrac 1 (solid)

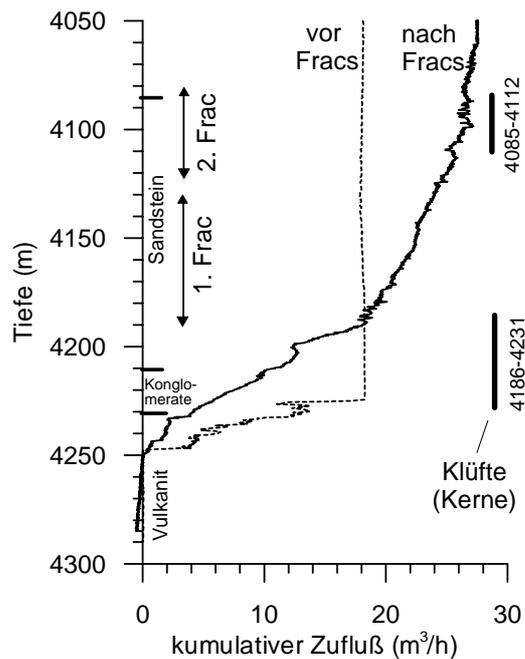


Abb. 13: Flowmeterlog vor (gestrichelt) und nach (durchgezogen) beiden Fracoperationen mit den abwärtsigen Fahrgeschwindigkeiten 9 m/min (gestrichelt) und 5 m/min (durchgezogen). Eingezeichnet sind die aus den Kernen dokumentierten Bereiche mit vertikaler, verheilter Klüfte. Druckabsenkung ca. 130 bar (gestrichelt) und ca. 80 bar (durchgezogen)

Fig. 13: Flowmeterlog before (dotted) and after both frac operations (solid) with the downward cable speed of 9 m/min (dotted) and 5 m/min (solid). Areas are marked with vertical filled joints that are documented in cores. The pressure drawdown was about 130 bar (dotted) and 80 bar (solid)

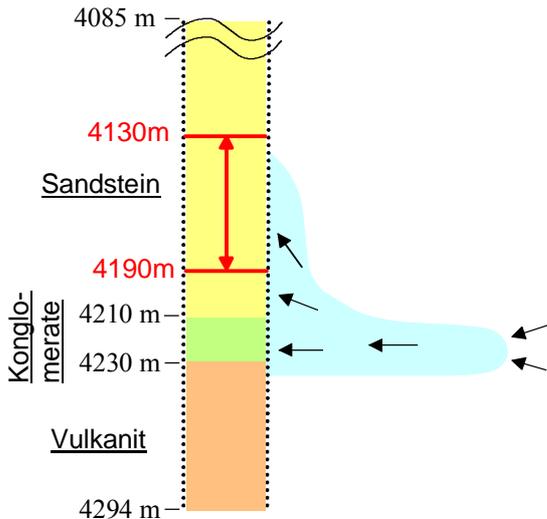


Abb. 14: Modellvorstellung über die Ausbreitung des durch die 1. Fracoperation geschaffenen Risses

Fig. 14: Model of fracture propagation during the first frac operation

5 Rissausbreitung - 2. Frac (4.080-4.122 m)

Beim Datafrac 2 wurde während der Rissausbreitung ein um ca. 20 bar höherer downhole-Druck beobachtet als beim Datafrac 1, obwohl die Druckaufzeichnung beim Datafrac 2 weiter oberhalb erfolgte (4.085 m). Allein aus den unterschiedlichen Drücken kann darauf geschlossen werden, dass die Rissausbreitung während des 2. Fracs in einer anderen Schicht erfolgte als bei der 1. Fracbehandlung. Der 2. Frac hat sich vermutlich innerhalb des gewünschten Intervalls ausgebreitet.

Durch den 2. Frac wurde nur eine sehr geringe Erhöhung der Produktivität erzielt. Das Flowmeterlog liefert einen Orientierungswert für den Zustrom aus dem Fracbereich von ca. 2 m³/h bei der vorliegenden Druckabsenkung von ca. 80 bar. Die Produktivität in diesem Intervall beträgt ca. 0.03 m³/h/bar.

Nimmt man, entsprechend der Kernmessungen, eine mittlere Permeabilität von 5 mD in diesem Intervall und einen Riss mit einer für Sandsteine typischen Risslänge von 50 m an, dann kann diese geringe Produktivität aus dem Intervall nur mit einer sehr geringen Rissstransmissibilität erklärt werden. Selbst bei der sehr kleinen Rissstransmissibilität von 0.001 Dm würde bereits eine höhere Produktivität erzielt werden, als gemessen wurde (Abb. 15). Offensichtlich hat der Riss keine ausreichende Leitfähigkeit, um eine deutliche Steigerung der Produktivität zu bewirken, oder die aus den Kernen abgeleitete Permeabilität überschätzt die natürlichen Verhältnisse drastisch.

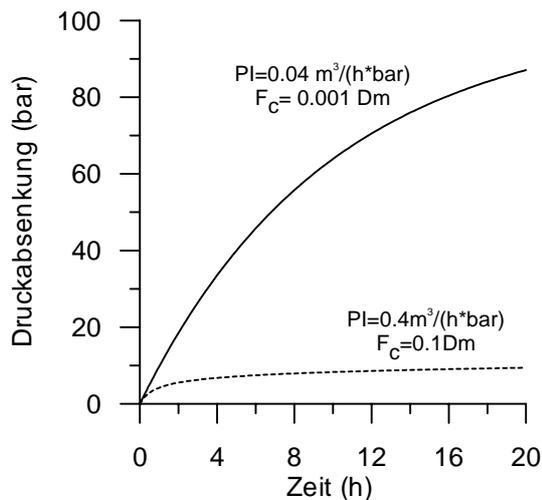


Abb. 15: Simulierte Druckabsenkung bei Förderung mit $3.6 \text{ m}^3/\text{h}$ aus einem 40 m mächtigen Intervall mit vertikalem Riss und der Ristransmissibilität (F_c) von 0.1 Dm (gestrichelt) bzw. 0.001 Dm (durchgezogen). Parameter: Permeabilität 5 mD ; Risshalbblänge: 50 m ; Speicherkoeffizient: $0.35 \text{ m}^3/\text{bar}$. PI: Produktivität nach 20 h Förderung

Fig. 15: Calculated pressure drawdown at a production rate of $3.6 \text{ m}^3/\text{h}$ from a reservoir with a thickness of 40 m and a vertical fracture conductivity (F_c) of 0.1 Dm (dotted) and 0.001 Dm (solid). Parameter: permeability: 5 mD ; fracture half length: 50 m ; storage: $0.35 \text{ m}^3/\text{bar}$; PI: productivity after 20 h production

6 Zusammenfassung

In den Bohrlochabschnitten $4.130\text{-}4.190 \text{ m}$ und $4.080\text{-}4.122 \text{ m}$ innerhalb der Rotliegend-Sandsteine der Bohrung Groß Schönebeck wurden Stimulationsexperimente durchgeführt. Die Operationen wurden als so genannte Erdölfracs durchgeführt. Es wurde hochviskoses Gel unter Zugabe von Stützmitteln verpresst. Vor und nach der 1. Fracoperation im Intervall $4.130\text{-}4.190 \text{ m}$ wurde jeweils ein Fördertest durchgeführt. Nach beiden Fracoperationen erfolgte ein abschließender Fördertest über das gesamte offene Bohrloch. Diese Fördertests wurden ausgewertet und hinsichtlich der Konsequenzen für die Rissausbreitung interpretiert.

Durch die 1. Fracoperation im Abschnitt $4.130\text{-}4.190 \text{ m}$ wurde die Produktivität der Bohrung um ca. 70% gesteigert. Es wurde ein Riss erzeugt und hierdurch der bohrlochnahe hydraulische Widerstand reduziert. Der scheinbare Skin sank auf -3 bis -5 . Jedoch verblieb die Permeabilität, bezogen auf eine 25 m mächtige Zuflusszone, vor und nach dem Frac konstant bei $1\text{-}5 \text{ mD}$. Das heißt, es wurden entgegen der Erwartung keine gut permeablen Sandsteinpakete an die Bohrung hydraulisch angeschlossen. Die Produktivitätssteigerung resultiert ausschließlich aus der Skinreduktion.

Im Fördertest nach der 1. Fracoperation werden keine eindeutigen Hinweise auf eine Rissströmung aus dem Verlauf der Druckkurven gefunden. Vermutlich werden derartige Risssignaturen durch den großen Bohrlochspeicher infolge des frei beweglichen Wasserspiegels maskiert.

In Kombination mit der Flowmeterbefahrung im Anschluss an beide Fracoperationen ergeben sich Hinweise auf die Rissausbreitung. Demnach hat der Riss hydraulischen Anschluss an die im Ausgangszustand vorhandene Zuflusszone in den liegenden Konglomeraten/Vulkaniten gefunden. Ausgehend von dieser Zuflusszone hat sich der Riss nach oben ausgebreitet, so dass ein langer Axialriss bis in die Sandsteine hinein erzeugt wurde. Im Bereich der Rotliegend-Sandsteine fand dieser Riss jedoch keinen Anschluss an gut permeable Schichten, so

dass bohrlochfern ausschließlich die bereits vor der Fracoperation vorhandene Zuflusszone wirksam ist.

Die 2. Fracoperation im Intervall 4.080 – 4.122 m hat nur unwesentlich zur Produktivitätssteigerung beigetragen. Entweder es wurde ein sehr schlecht leitfähiger Riss erzeugt oder die Formation ist in diesem Abschnitt deutlich impermeabler als angenommen.

Literatur

- BOURDET, D. (2002): Well test analysis: The use of advanced interpretation models; - Handbook of petroleum exploration and production 3. Elsevier, p. 180-190
- BUSCH, K.F., LUCKNER, L. (1973): Geohydraulik; - VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig
- LEGARTH, B., TISCHNER, T., HUENGES, E. (2003): Stimulation experiments in sedimentary, low-enthalpy reservoirs for geothermal power generation; - in diesem Band
- TISCHNER, T., THORENZ, C., JUNG, R. & KESSELS, W. (2002): Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik. in: Huenges, E. & Hurter, S. (Hrsg.): In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001, Bohrarbeiten, Bohrlochmessungen, Hydraulik, Formationsfluide, Tonminerale; - GeoForschungsZentrum Potsdam, Scientific Technical Report STR 02/14, S. 109-132

Ergebnisse des moderaten Pumptestes in der Tiefbohrung Groß Schönebeck 3/90 im Sommer 2002

Results of moderate pumping tests in the deep well Groß Schönebeck 3/90 in summer 2002

GÜNTER ZIMMERMANN

GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam, Germany

1	Einleitung.....	124
2	Zielsetzung der moderaten Pumpversuche.....	125
3	Bisherige Hydraulische Tests in der Bohrung GrSk 3/90.....	125
4	Durchführung der moderaten Pumpversuche.....	126
5	Ergebnisse der hydraulischen Untersuchungen.....	129
6	Abschätzung des Untersuchungsradius des moderaten Pumptestes.....	133
7	Schlussfolgerungen.....	134

Abstract

The aim of the moderate pumping tests carried out in summer 2002 was the long-term production of formation fluids from 4200 m depth to achieve steady state conditions. This objective was achieved in one of the tests and hence led to a reliable estimation of the current hydraulic condition. This was especially relevant for the stimulation experiments in the volcanic rocks in winter 2002/2003. The tests served as an estimation of the hydraulic parameters, which had potentially changed due to the previous stimulations in January/February 2002. In comparison with the data before the stimulation experiments these long-term production tests can estimate the effectiveness of the sandstone stimulations. The assumption that the productivity index is higher at lower depressions (max. 8 MPa) compared to the lift tests with 100 MPa could not be verified. A reliable determination of transmissibility could be achieved from the analyses of the pressure build up curves. These are the first build up curves achieving a steady state condition, whereas the previous hydraulic tests reflect only the transient situation and hence are of limited use.

1 Einleitung

Die Produktion von Thermalwasser aus dem Untergrund mit Fließraten von mindestens 50 m³/h ist die Voraussetzung für ihre wirtschaftliche Nutzung zur Stromerzeugung. Die Temperatur des Thermalwassers sollte dabei 100 °C übersteigen. Dieses Temperaturniveau im Untergrund ist in Deutschland und weltweit in Tiefen von etwa 4000 m – 5000 m zu finden. In diesen Teufenbereichen ist jedoch die Permeabilität der Gesteine im allgemeinen unzureichend für die erforderlichen Fließraten, es sei denn, Technologien können entwickelt werden, um vorhandene Fließwege zu erweitern oder neu zu erzeugen, was unter dem Begriff *Hydraulische Stimulation* (auch fracturing) zusammengefasst wird. Während der Stimulationsexperimente werden Fluide unter hohem Druck in vorher bestimmte Abschnitte der Bohrung in das Gebirge verpresst und damit in den Gesteinen Risse erzeugt oder vorhandene Risse erweitert.

Die ehemalige Gas-Bohrung Groß Schönebeck 3/90 wurde im Winter 2000 aufgewältigt und auf 4.294 m vertieft, um ein geothermisches In-situ-Labor für Experimente zur Verfügung zu stellen. Diese Bohrung liegt 50 km nordöstlich von Berlin und durchdringt verschiedene geologische Formationen (Abb.1), unter anderem 1.500 m des Zechstein Salinars. Das Bohrprofil erschließt eine Serie von Gesteinen, die so oder in ähnlicher Form im Norddeutschen Becken sowie in den Nachbarländern zu finden sind.

In einer Teufe von 3.890 m beginnen die Rotliegend-Sedimente, die Temperatur erreicht hier über 120°C. Das Rotliegend besteht nach unten aus einer Abfolge von Siltsteinen, Sandsteinen, Konglomeraten, und es schließen sich 60 m Vulkanite bis zur Endteufe an.

Ziel des Projekts ist die Gewinnung von Energie aus tiefen Speichergesteinen, die durch Stimulation nutzbar gemacht werden sollen. Die Bohrung Groß Schönebeck eignet sich für die Untersuchungen zu diesem Problemkomplex. Die in einem hydraulischen Test im Januar 2000 erzielten Fließraten (Primärtest) reichen für eine wirtschaftliche Nutzung nicht aus. Es müssen geeignete Stimulationsverfahren entwickelt und getestet werden. Aus diesem Grund

wurden im Januar und Februar 2002 Stimulations- und Testarbeiten durchgeführt, um die hydraulischen Eigenschaften zu verbessern.

Im Rahmen von Stimulationsexperimenten in den Sandsteinen wurden verschiedene Untersuchungen und Aktivitäten durchgeführt. In zwei Intervallen in den Rambow/Eldena Schichten wurden Speicherstimulationen mit anschließenden Gestängelifttests zur Evaluierung der Stimulationsergebnisse in den Testintervallen durchgeführt. Zur Bestimmung der Gesamtfließrate und der Lokation der Zuflüsse dienten danach zwei Casinglifttests und Flowmetermessungen im open hole Bereich. Bei den durchgeführten massiven Fördertests handelt es sich um hydraulische Tests mit hohen Fließraten, die aber nur über einen relativ kurzen Zeitraum (in der Größenordnung von bis zu 12 Stunden) durchgeführt werden konnten.

2 Zielsetzung der moderaten Pumpversuche

Die massiven Fördertests wurden über relativ kurze Zeiträume durchgeführt und spiegeln daher nur das transiente Verhalten der Formation wider. Man kann daher nicht davon ausgehen, die hydraulischen Parameter der Formation hinreichend genau bestimmen zu können. Daher sollten die Ergebnisse der massiven hydraulischen Tests durch einen moderaten Pumpstest überprüft werden, der über einen längeren Zeitraum mit geringen Fließraten durchgeführt werden sollte. Die Zielsetzung dieser hydraulischen Experimente besteht darin, belastbare Daten der hydraulischen Eigenschaften der Zielhorizonte zu erhalten. Dazu gehören die Bestimmung der Transmissibilität, die Abschätzung der Permeabilität in den unterschiedlichen Horizonten, Aussagen über die Ausdehnung des Reservoirs, und die chemische Zusammensetzung des zu fördernden Formationswassers. Darüber hinaus sollte untersucht werden, ob eine Abhängigkeit des Produktivitätsindex von der Absenkung (Depression) zu beobachten ist. Im Vergleich mit den Daten und Informationen, wie sie vor den Stimulationsversuchen existent waren, können die Auswirkungen der Sandsteinstimulation abgeschätzt und weitere Versuche geplant bzw. modifiziert werden.

3 Bisherige hydraulische Tests in der Bohrung GrSk 3/90

Nach Abteufen der Bohrung im Jahr 1990 wurde ein kurzer Gestängelifttest in einem begrenzten Testintervall durchgeführt. Nach der Aufwältigung im Jahr 2001 folgte ein längerer Casinglifttest über den gesamten open hole Bereich der Bohrung, der die ersten verlässlichen hydraulischen Parameter lieferte (ausführliche Diskussion der Ergebnisse in TISCHNER et al. 2002). Durch die Blockierung der Rotliegend-Sandsteine waren die im Rahmen dieses 1. Casinglifttests erzielten Schichtwasserzuflüsse mit erheblichen dynamischen Spiegelabsenkungen verbunden. Der Druckverlust betrug 12 MPa bei einer mittleren Förderung von 12 m³/h (Minimalannahme). Der Produktivitätsindex (PI) betrug 1,04 bis 1,96 m³ h⁻¹MPa⁻¹. Die errechneten Transmissibilitäten von 0,02 bis 0,05 Dm (Filterstrecke 22 m) belegten insgesamt nur sehr schlechte Zuflussbedingungen. Durch die Stimulationsexperimente in den Sandsteinen konnten die Zuflussraten deutlich erhöht werden, was ein 2. Casinglifttest nachwies. Es ergab sich bei einer mittleren Förderung von 22,5 m³/h und einer Absenkung von 110 bar ein Produktivitätsindex von 2,0 m³ h⁻¹MPa⁻¹ (Tab. 1).

PARAMETER	GESTÄNGETEST	CASINGLIFTTEST 1	CASINGLIFTTEST 2
Datum	21. - 23.12.1990	04. – 07.01.2001	26.-27.02.2002
Testintervall (m unt. Gel.)	4.104,6 – 4.121,0	3.874 – 4.294	3.874 – 4.294
Zuflussbereich (m unt. Gel.)	4.104,6 - 4.121,0	4.224 – 4.246	4.050 – 4.250
Schichtdruck (MPa)	43,65 / 4.109,7 m	42,46 / 4.100 m	42,8 /4.050 m
Schichttemperatur (°C)	140 / 4.109,7 m	148 / 4.224-4.246	150 / 4.294
Zuflussrate	7,23 m ³ / 204,2 min	ca. Σ 200 m ³ / 1.470 min	306,8 m ³ / 820 min
Medium	Schichtwasser mit gelöstem Gas		
Dichte (kg/m ³)	1.185	1.180	1.180
Gesamt-mineralisation (g/l)	256	260	265
Produktivitätsindex (PI) (m ³ /h MPa)	0,79	1,04 -1,96	2,04

Tabelle 1: Testergebnisse

Table 1: test results

4 Durchführung der moderaten Pumpversuche

Der erste moderate Pumptest wurde im Juni 2002 durchgeführt. Vor Beginn wurde ein Druck- und Temperaturlog gefahren. Aus den Druckmessungen konnte der Pegelstand bestimmt werden und ergab einen Ruhepegel von 249 m.

Die Tiefenpumpe und die Messeinheit zur Bestimmung des Drucks, der Temperatur sowie des Durchflusses wurden an einem Kabelstrang in 300 m Tiefe abgehängt (siehe Abb. 1). Die Förderrate schwankte zwischen 0.5 – 2.5 m³/h, und es wurde eine gesamte Fördermenge von 94,7 m³ erzielt. Während des Tests stellte sich heraus, dass sich der vorhandene Gasanteil im Schichtwasser in den Druckstufen und vor dem Rückschlagventil der Pumpe sammelte und nach einigen Stunden dazu führte, dass sich die Pumpe abschaltete. Aus diesem Grund konnte keine kontinuierliche Förderrate eingestellt werden.

Erste Annahmen, dass es sich um Stickstoffreste von den durchgeführten Casinglifttests handelt, konnten nicht bestätigt werden, da sich ansonsten der Gasanteil entsprechend des Fördervolumens verringern sollte. Daher wurde der Test abgebrochen, um die Pumpe so zu modifizieren, dass der Gasanteil vom Fluid separiert wird. Dieses wurde durch ein Metallrohr und eine Öffnung in der Rückschlagklappe realisiert. Nach Ausbau der Pumpe wurde ein Packer bei 280 m gesetzt und der Wiederanstieg gemessen. Aufgrund der Druckmessungen oberhalb und unterhalb des Packers wurde erkennbar, dass eine Durchführung im Packer undicht war. Dieses führte daher zu dem „normalen“ Anstieg des Wasserpegels. Nach ca. 5 Tagen wurde der Packer ausgebaut und der Wasserpegel in der Bohrung mit der Pegelsonde registriert, um den weiteren Anstieg zu dokumentieren.

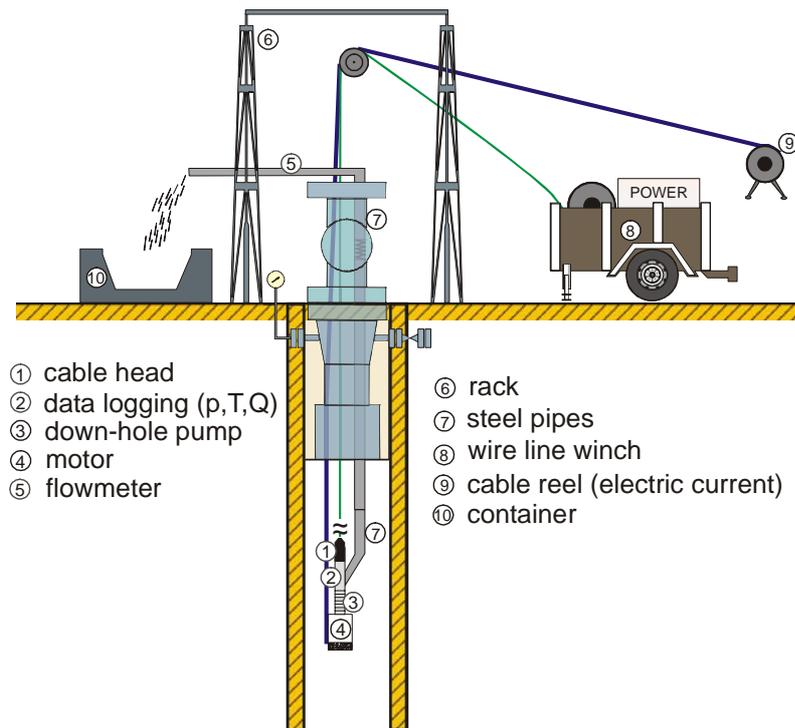


Abb. 1: Versuchsaufbau des Pumptestes

Fig. 1: Experimental setup of pumping test

Nachdem die Pumpe modifiziert wurde, konnte im zweiten Teil des Pumptestes im August 2002 eine kontinuierliche Förderung des Schichtwassers gewährleistet werden. Die Förderpumpe wurde zunächst in einer Teufe von 321 m abgehängt. Die Pegelabsenkung erreichte jedoch bei der Förderrate von ca. $1,5 \text{ m}^3/\text{h}$ diese Teufe relativ schnell und die Pumpe schaltete ab. Daher wurde die Pumpe auf die maximal mögliche Teufe von 330 m eingebaut und die Förderrate auf ca. $1 \text{ m}^3/\text{h}$ gesenkt. Diese reduzierte sich dann aufgrund der Absenkung während des weiteren Tests auf ca. $0,5 \text{ qm}/\text{h}$ (Abb. 2). Die Absenkung erreichte ein konstantes Niveau nach etwa 10 Tagen, die Fließrate jedoch erst zum Ende des Tests. Dieses zeigt sich auch im Produktivitätsindex (Q/P), der erst gegen Ende des Pumptestes mit ca. $0,6 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$ ein nahezu konstantes Niveau erreicht (Abb. 3). Es wurden insgesamt ca. 580 m^3 Schichtwasser während des Zeitraums von 37 Tagen gefördert.

Nach Beendigung der Pumpphase wurde die Pumpe ausgebaut und anschließend der Packer in der gleichen Teufe (330 m) eingebaut und das Bohrloch geschlossen (shut-in). Nach ca. 1,5 Tagen fiel der Druck unterhalb des Packers innerhalb von einem Tag um 2 bar; gleichzeitig blieb jedoch der Druck oberhalb des Packers konstant. Offenbar wurde der Packer zu diesem Zeitpunkt gasdurchlässig, und das angesammelte Gas unterhalb des Packers konnte entweichen. Nach ca. 2,5 Tagen stiegen die Drücke oberhalb und unterhalb des Packers simultan an, welches ein sicheres Indiz dafür ist, dass der Packer keine Wirkung mehr besitzt und auch für Wasser durchlässig ist.

Anschließend wurde am 16.09.2002 der Packer ausgebaut und die Pegelsonde eingesetzt, um den weiteren Anstieg des Pegels zu registrieren. Die Messungen wurden am 10.10.2002 beendet und die Pegelsonde ausgebaut.

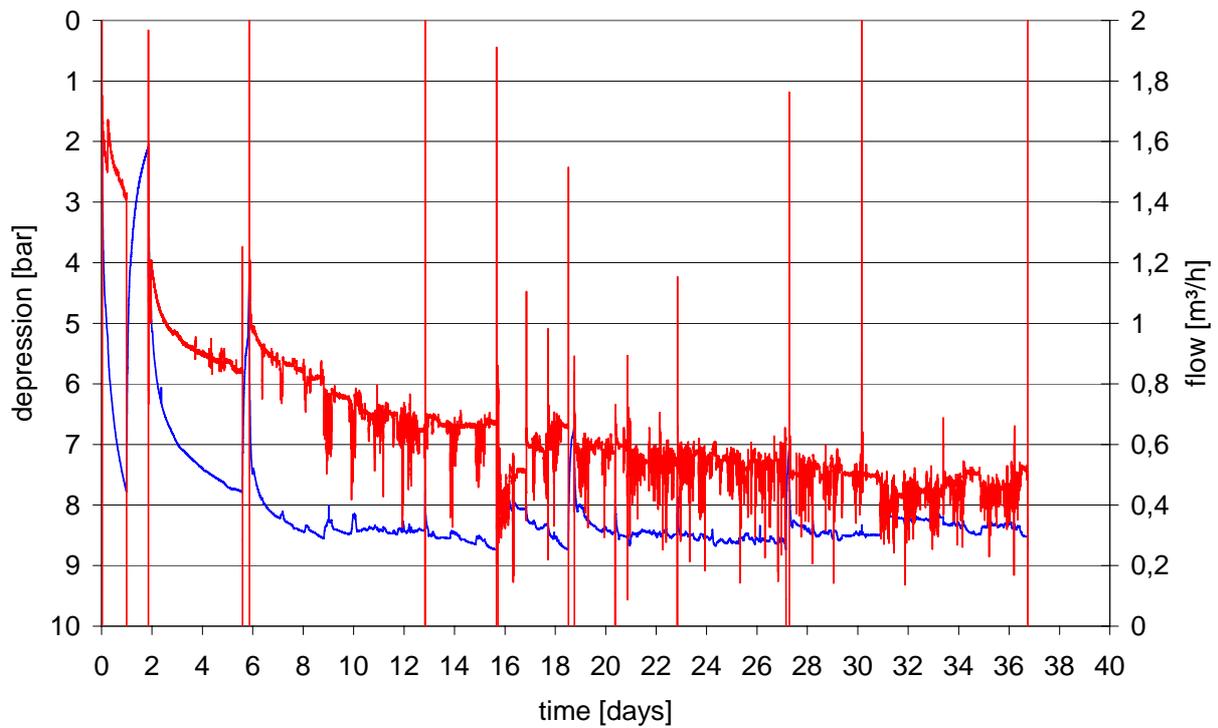


Abb. 2: Fließrate und Absenkung während des 2. Pumptestes

Fig. 2: Flow rates and depression during the second phase of pump test

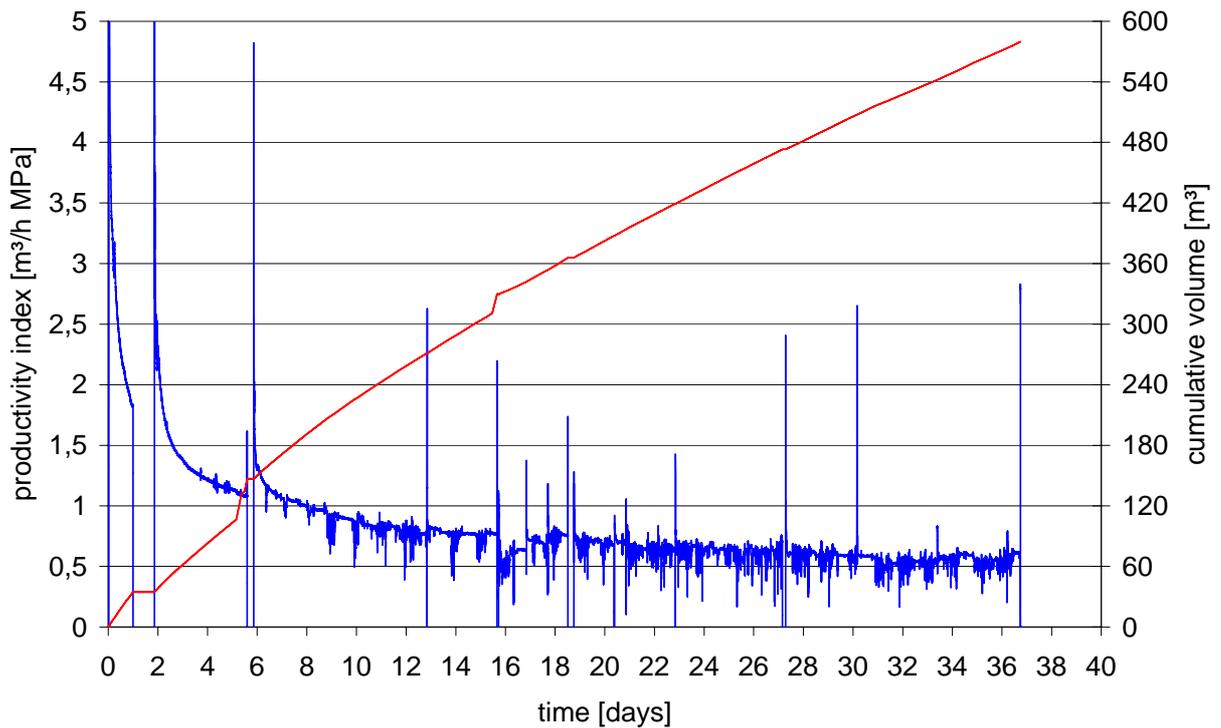


Abb. 3: Produktivitätsindex und kumulatives gefördertes Volumen des Schichtwassers während des 2. Pumptests

Fig. 3: PI and cumulative fluid volume from second phase of pump tests

5 Ergebnisse der hydraulischen Untersuchungen

Die Wiederanstiegsmessungen nach den Pumpphasen wurden verwendet, um die Transmissibilität der Formation abzuschätzen. Dazu wurde das Geradlinienverfahren von COOPER & JACOB (siehe LANGGUTH & VOIGT 1980) verwendet, bei dem die Anstiegskurven linearisiert werden. Die Grundlage dieses Geradlinienverfahrens stellt die Lösung des Theis-Problems (siehe Langguth & Voigt 1980), der radialen Anströmung in einem gespannten Aquifer, dar. Aufgrund der Tatsache, dass die Pumpphasen während des ersten Tests relativ kurz waren (keine stationären Bedingungen) und sich keine konstante Fließrate einstellen liess, ist die Wiederanstiegskurve nach der Pumpphase nicht eindeutig zu charakterisieren, und die zu berechnende Transmissibilität kann nur eine erste Abschätzung darstellen. Da keine konstante Fließrate einzustellen war, wurden die mittlere Fließrate während des gesamten Tests und die Gesamtzeit des Tests für die Abschätzung der Transmissibilität verwendet. Dieses ergibt jedoch nur einen ersten Anhaltspunkt für die hydraulischen Eigenschaften der Formation. Bei einem geförderten Gesamtvolumen von 94 m³ ergab sich eine mittlere Fließrate von 0,45 m³/h bei einer gesamten Absenkzeit von 8,84 Tagen. Die Berechnung der Steigung erfolgte im letzten Teil der linearisierten Druckanstiegskurve nach Einbau des Packers und der Meßeinheit mit dem Drucksensor in 280 m Tiefe (sogenannte Horner-Darstellung, Abb. 4). Daraus ergab sich für den ersten Teil der Anstiegskurve eine Transmissibilität von ca. $4.1 \cdot 10^{-14}$ m³ unter der Annahme einer Viskosität des Formationsfluids von $4 \cdot 10^{-4}$ Pa s. Die

nachfolgende Registrierung mittels der Pegelsonde ergab für die zeitlich spätere Phase des Wiederanstiegs eine geringere Transmissibilität von $2,5 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$ (Abb. 5).

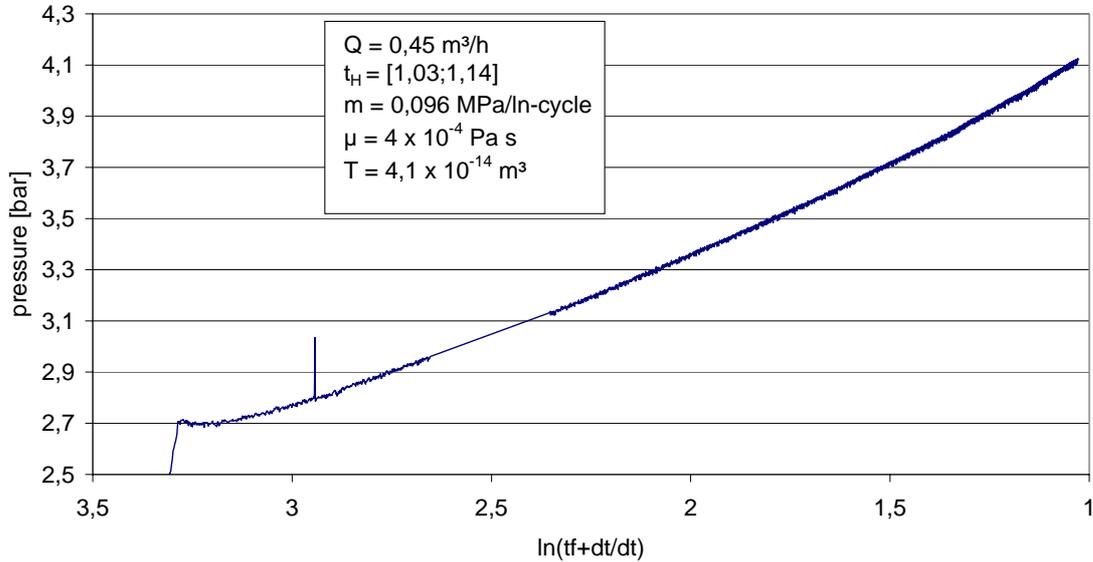


Abb. 4: Horner-Darstellung der Druckaufbaumessungen nach dem 1. Pumptest

Fig. 4: Horner plot of pressure build-up after 1. pumping test

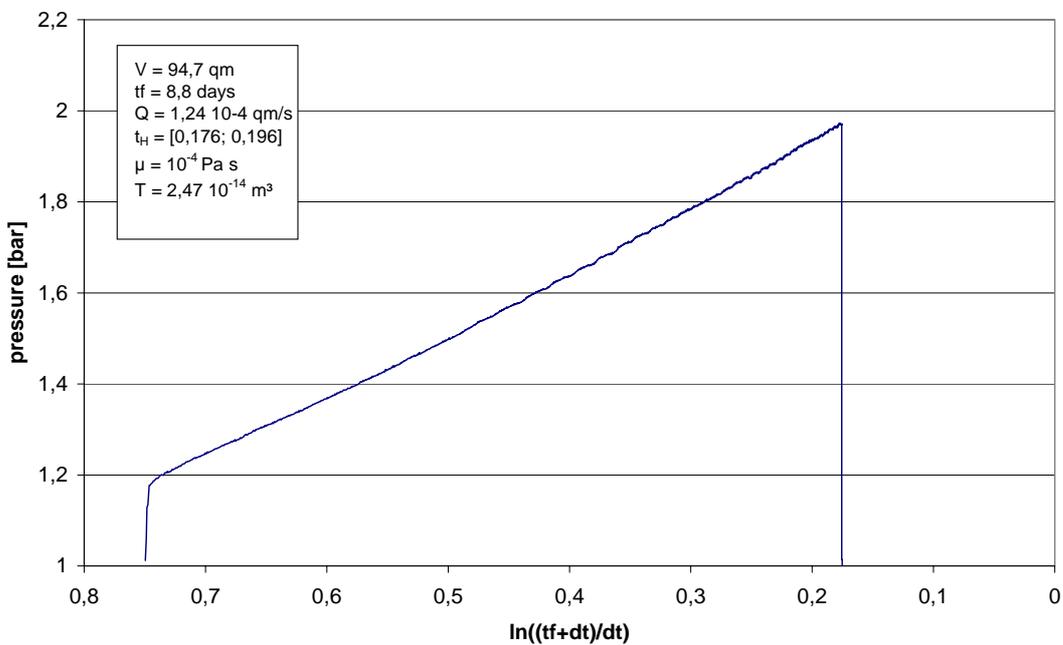


Abb. 5: Wiederanstiegsmessungen mittels der Pegelsonde nach dem 1. Pumptest

Fig. 5: Level measurements after 1. pumping test

Bei dem zweiten Test im August 2002 waren die Voraussetzungen für eine Auswertung erheblich besser (siehe Abb. 2 und 3), daher ist hier eine verlässliche Abschätzung der Transmissibilität möglich. Bei einem gesamten Fördervolumen von 580 m^3 über ca 37 Tage ergab sich eine mittlere Fließrate von $0,66 \text{ m}^3/\text{h}$. Nach Einbau des Packers in 330 m Tiefe wurde der Druckaufbau registriert (Abb. 6) und aus dem Druckanstieg die Transmissibilität berechnet. Es ergab sich ein Wert von $5,3 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$ für dieses Zeitintervall. Der Druckabfall in Abb. 6 ist darauf zurückzuführen, dass nach einiger Zeit der Packer zunächst gasundicht wurde und anschließend keine Wirkung mehr besaß. Dieses führte anschließend zu einem Anstieg der Wassersäule. Daher wurde der Packer ausgebaut und der Druck mit einem Pegel weiter registriert (Abb. 7). Es wurde in zwei Zeitintervallen die Transmissibilitäten berechnet, anfänglich ergab sich ein Wert von $3,35 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$ für das in Abb. 7 gekennzeichnete linke Intervall. Danach wurde der Pegel um ca. 10 m angehoben, da der Messbereich überschritten wurde (mittlerer Bereich in der Abbildung). Für die Auswertung des nachfolgenden Intervalls wurden zusätzlich auch zwei Pegelbestimmungen aus Bohrlochmessungen (Druck- und Temperaturlogs) vom 21.10.02 und 22.11.02 verwendet. Es ergab sich aus dieser Anstiegskurve eine Transmissibilität von $3,13 \cdot 10^{-14} \text{ m}^3$, die man abschließend wohl als beste Abschätzung der Transmissibilität des Reservoirs bezeichnen kann.

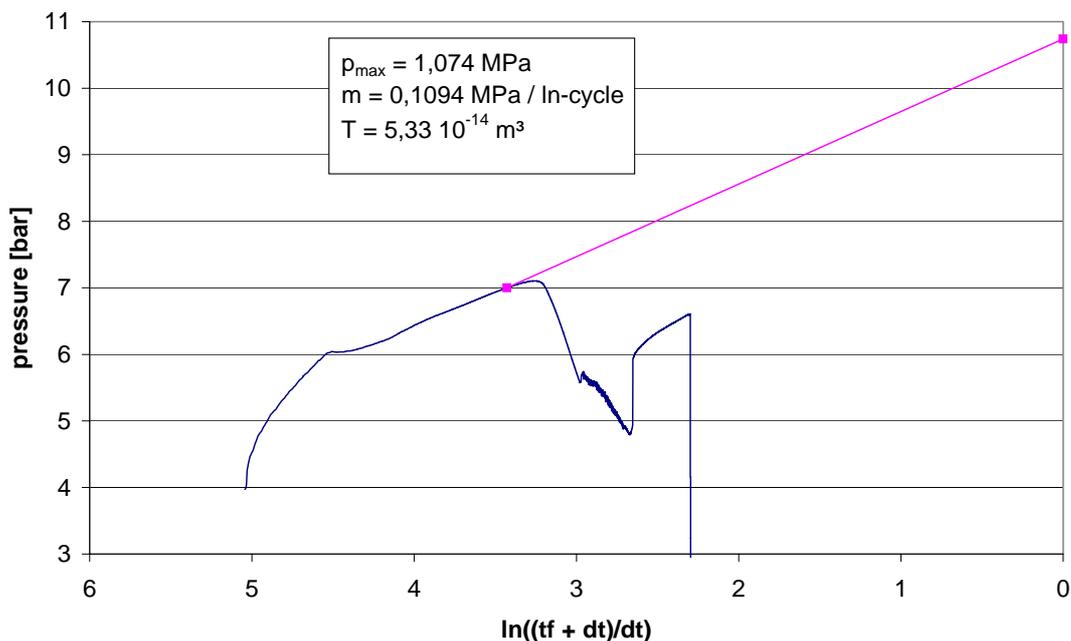


Abb. 6: Horner-Darstellung der Druckaufbaumessungen nach dem 2. Pumptest mittels eines Schlauch-Packers, der in 330 m Tiefe installiert wurde

Fig. 6: Horner plot of pressure build-up after 2. pumping test

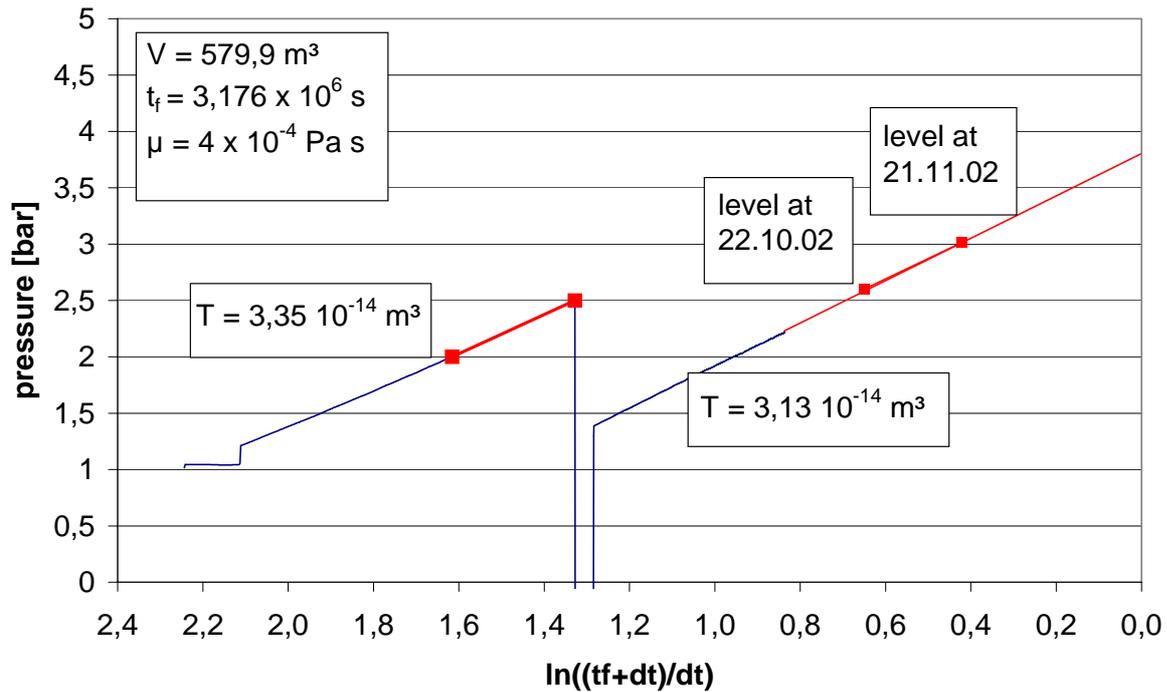


Abb. 7: Horner-Darstellung der Druckaufbaumessungen nach dem 2. Pumptest mittels Pegelsonde

Fig. 7: Level measurements after 2. pumping test

PARAMETER		PUMPTTEST 1	PUMPTTEST 2
Datum		10.06 – 25.06.2002	05.08 - 16.09.2002
Testintervall	(m unt. Gel.)	3.874 – 4.294	3.874 – 4.294
Einbautiefe der Förderpumpe	(m unt. Gel.)	300	330
Fördermenge	(m³)	94,7	580
Testdauer	(Tage)	ca. 9	ca. 37
mittl. Fließrate	(m³/h)	0,45	0,66
Medium		Schichtwasser mit gelöstem Gas	Schichtwasser
Transmissibilität (Packer)	(m³)	$4,1 \times 10^{-14}$	$5,3 \times 10^{-14}$
Transmissibilität (Pegel)	(m³)	$2,5 \times 10^{-14}$	$3,13 \times 10^{-14}$
Dichte	(kg/m³)	1.180	1.180
Mineralisation	(g/l)	265	265

Tabelle 2: Ergebnisse der Pumptests 2002

Table. 2: Results of the pumping tests 2002

6 Abschätzung des Untersuchungsradius des moderaten Pump-tests

Die Lösung der Diffusionsgleichung einer Puls-Linienquelle der Stärke Q parallel zur z -Achse in einem unendlich ausgedehnten Medium ist gemäß CARSLAW & JAEGER (1959) in Polarkoordinaten:

$$p(R,t) - p_i = \frac{Q}{4\pi\kappa t} e^{-R^2/4\kappa t} \quad (1)$$

$$\text{mit } \kappa = \frac{k}{\phi\mu c_t}$$

p = Druck [Pa]

p_i = initialer Druck [Pa]

k = Permeabilität [m^2]

ϕ = Porosität [-]

μ = Viskosität [Pa s]

c_t = Kompressibilität [1/Pa]

R = Radius [m]

t = Zeit [s]

Der Impuls erzeugt eine Druckantwort in der Formation, die nach einer bestimmten Zeit t im Abstand R ein Maximum besitzt. Die Bestimmung des Maximums R erfolgt durch Differentiation der Gl. 1 nach der Zeit und Nullsetzen der resultierenden Gleichung:

$$0 = \frac{dp}{dt} = \frac{-Q}{4\pi\kappa t^2} e^{-R_{\max}^2/4\kappa t} + \frac{QR_{\max}^2}{16\pi\kappa^2 t^3} e^{-R_{\max}^2/4\kappa t}$$

$$\Rightarrow R_{\max} = \sqrt{\frac{4\kappa t}{\phi\mu c_t}}$$

Für den moderaten Pump-test im August/September 2002 lässt sich daraus unter Berücksichtigung der folgenden Größen der Untersuchungsradius abschätzen.

$$k = 3 \times 10^{-16} \text{ m}^2$$

$$\phi = 0,05$$

$$\mu = 4 \times 10^{-4} \text{ Pa s}$$

$$c_t = 5 \times 10^{-10} \text{ 1/Pa}$$

$$t = 3175740 \text{ s}$$

Die Permeabilität wurde aus der Transmissibilitätsberechnung des hydraulischen Tests (0,03 Dm) und einer abgeschätzten Mächtigkeit der Formation von 100 m berechnet. Die Porosität wurde aus den Kernmessungen abgeschätzt. Die Größen der Viskosität und der Kompressibilität entsprechen denen von Wasser bei einer Temperatur von 140 °C, wie sie in der Formation vorkommen. Die Zeit entspricht der Gesamtzeit des hydraulischen Tests von 36 Tagen und etwa 18 Stunden. Daraus ergibt sich der folgende Untersuchungsradius:

$$R_{\max} = 617,3 \text{ m.}$$

7 Schlussfolgerungen

Eine verlässliche Bestimmung für die Transmissibilität der Formation wurde durch die Auswertung der Pegelmessungen nach der zweiten Phase des Pumptestes im Sommer 2002 möglich. Diese stellen die ersten Anstiegsmessungen nach Erreichen eines quasi stationären Zustandes dar, da die vorherigen hydraulischen Tests (Casinglifttests, Gestängelifttests sowie der erste Teil des Pumptestes) nur den transienten Zustand widerspiegeln und daher nur bedingt aussagefähig sind. Die gleiche Argumentation gilt für die Abschätzung des Produktivitätsindex, der in der letzten Phase des 2. Pumptestes einen Wert von etwa $0,6 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1} \text{ MPa}^{-1}$ erreicht. Die Druckabhängigkeit des Produktivitätsindex, also ein nicht lineares Verhalten von Absenkung und Förderrate, konnte nicht nachgewiesen werden. Dieses Verhalten beruht auf der Hypothese, dass eine erhöhte Absenkung zur Verringerung des Porendrucks und damit zu einer erhöhten effektiven Spannung in der Formation führt. Dieses hat zur Folge, dass die Formations-Permeabilität kleiner wird und damit die Förderrate sinkt. Dieser Effekt konnte aus zwei Gründen nicht nachgewiesen werden. Zum einen fehlt ein verlässlicher Vergleichswert der Lifttests, da hier kein stationärer Zustand erreicht wurde. Andererseits erwartet man auf Grund der Hypothese, dass bei geringerer Absenkung der Produktivitätsindex steigen sollte. Dieser ist aber bei den moderaten Pumptestes wesentlich geringer als bei den vorherigen Lifttests, so dass die Hypothese einer Druckabhängigkeit des Produktivitätsindex durch die vorliegenden Ergebnisse nicht verifiziert werden kann.

Literatur

- CARSLAW, H.S. & JAEGER, J.C. (1959): Conduction of Heat in Solids; - 2. Edition, Clarendon Press, Oxford
- LANGGUTH, H.-R. & VOIGT, R. (1980): Hydrogeologische Methoden; - Springer Verlag, Berlin
- TISCHNER, T., THORENZ, C., JUNG, R. & KESSELS, W. (2002): Ergebnisse des Primärtests: Hydraulik, in: In-situ-Geothermielabor Groß Schönebeck 2000/2001; - Hrsg.: E. Huenges, S. Hurter, Scientific Technical Report STR 02/14

Durchführung von Puls-Tests während der Stimulationsarbeiten zur Lokation einer hydraulischen Blockierung im open hole Bereich

Pulse tests during stimulation experiments to localize a hydraulic obstruction in the open hole section

GÜNTER ZIMMERMANN¹ UND TORSTEN TISCHNER²

¹GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

²Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Stilleweg 2, 30655 Hannover

1	Vorgehensweise.....	138
2	Ergebnisse.....	138
3	Fazit.....	141

Abstract

In general, pulse tests are used to characterise the reservoir properties and the hydraulic interaction with other wells (interference tests). The aim in this special case was the application of a pulse test to localize an obstruction in the open hole section of the well Groß Schönebeck 3/90 by observing the change of attenuation (due to reflectivity) and the two-way-traveltime of the compressive wave (to localize the depth of the obstruction).

1 Vorgehensweise

Voraussetzung für die Durchführung eines Puls-Tests ist eine vollständig mit Fluid gefüllte Bohrung mit einem Kopfdruck, der eine kurzzeitige Druckabsenkung erlaubt. Die praktische Durchführung erfolgt durch die kurzzeitige Öffnung eines Ventils am Bohrlochkopf. Daraus resultiert die Erzeugung eines Druckpulses (flow-pulse), der im Idealfall einem Delta-Impuls entspricht. Dieser erzeugt eine Kompressionswelle, die sich mit der Kompressionswellengeschwindigkeit des Fluids längs der Bohrlochachse ausbreitet. Die Druckänderungen werden mit Hilfe eines Druckaufnehmers am Bohrlochkopf registriert. Mit der zur Verfügung stehenden Messeinheit war die Samplingrate auf 0,07 Sekunden limitiert. Aus den resultierenden Zweiwege-Laufzeiten wurden die zugehörigen Tiefen der einzelnen Reflexionen bestimmt und speziell die Lokation der Blockierung untersucht. Änderungen in der Amplitude der reflektierten Signale lassen auf Veränderungen der Durchlässigkeit der Blockierung durch die Stimulationsmaßnahmen schließen.

Die Samplingrate von 0,07 Sekunden entspricht bei einer Kompressionswellengeschwindigkeit von Wasser (1440 m/s) einer Weglänge von 100,8 m. Daraus folgt eine Genauigkeit der Tiefenzuordnung eines Signals von max. 50,4 m.

2 Ergebnisse

Während der Stimulationsexperimente wurden zu 3 verschiedenen Zeiten Puls-Tests durchgeführt. Der erste Druck-Puls (flow-pulse) erfolgte am 09.02.2003 um 8.00 Uhr während des Tests C (Abb. 1), nachdem ca. 12 Stunden aufbereitetes Brunnenwasser mit einer Rate von 2 l/s in die Bohrung injiziert wurde. Der maximale Kopfdruck während der Injektion betrug 9.2 MPa.

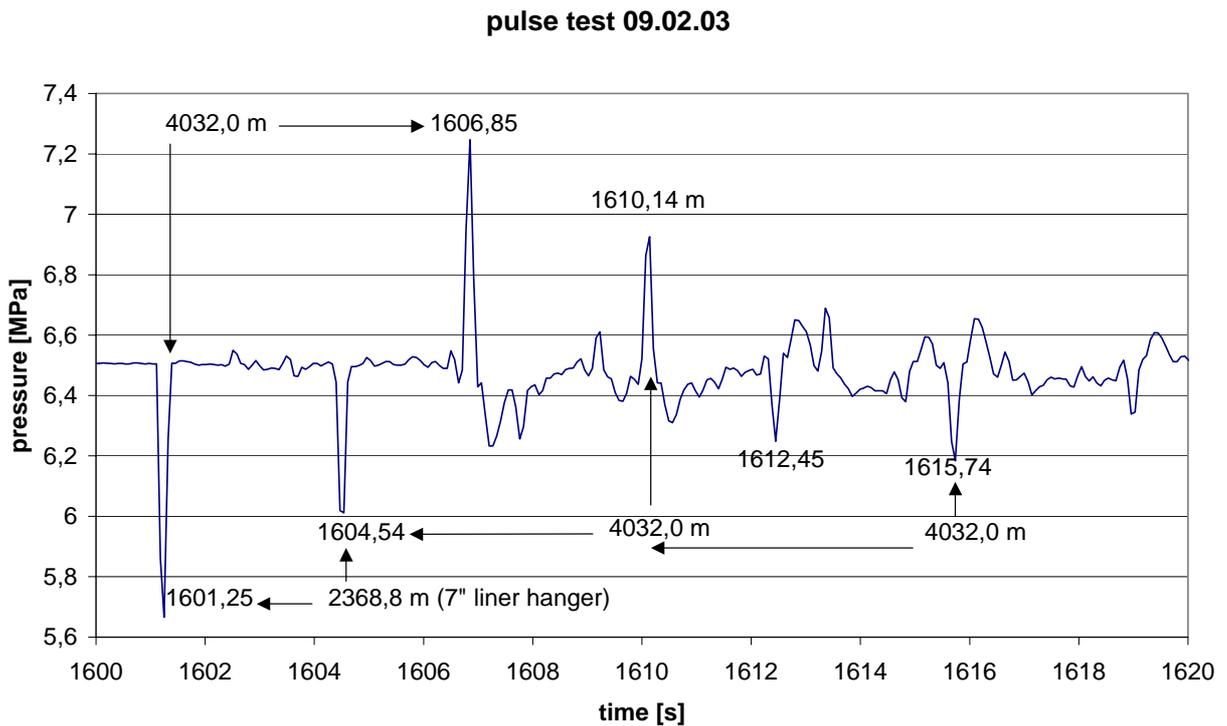


Abb. 1: Puls-Test zu Beginn der Simulationen 2003 mit einer teilweisen Blockierung der Bohrung, die sich durch die Reflexion des Pulses in 4.032 m nachweisen ließ

Fig. 1: Pulse test at the beginning of the stimulation experiments in 2003

Die Signale in den Zeitreihen lassen sich wie folgt interpretieren. Das erste Signal ist der initiale Druckpuls, der durch die Druckminderung aufgrund des Öffnens des Ventils hervorgerufen wird. Danach folgt ein ebenfalls negativer Druckpuls, der durch den Liner-Kopf bei 2.309 m hervorgerufen wird. Hier handelt es sich um eine Reflexion aufgrund der Verringerung des Bohrlochdurchmessers von 244.5 mm auf 177.8 mm. Da es sich um eine Reflexion an einem offenen Ende handelt, ergibt sich keine Phasenumkehr des Signals. Man beachte hierbei aber die begrenzte Genauigkeit der Tiefenzuordnung aufgrund der Tast-Frequenz von etwa 50 m. Daher ergibt sich bei der Rückrechnung mit einer mittleren Kompressionswellengeschwindigkeit von Wasser von 1.440 m/s ein etwas höherer Teufenwert für den Liner-Kopf von 2.369 m. Bei dem nächsten Signal handelt es sich um eine Reflexion des Ausgangssignal an einem geschlossenen Ende, daher ist dieser Peak um 180° phasenverschoben. Aufgrund der Laufzeit des Signals lässt sich die Tiefe der Reflexion abschätzen, und man erhält 4.032 m. Die weiteren Signale stellen multiple Laufzeiten des Ausgangssignals sowie der Reflexion am Liner-Kopf dar und sind in Abb. 1 entsprechend in Teufenangaben umgerechnet. Als Ergebnis dieses Druck-Pulses lässt sich festhalten, dass sich im Teufenbereich von ca. 4.032 m eine Blockade befindet, die zwar noch hydraulisch durchlässig ist, aber eine Beeinträchtigung des Durchflusses darstellt, die zu einer Erhöhung des Kopfdruckes führt, mithin einen hydraulischen Widerstand darstellt.

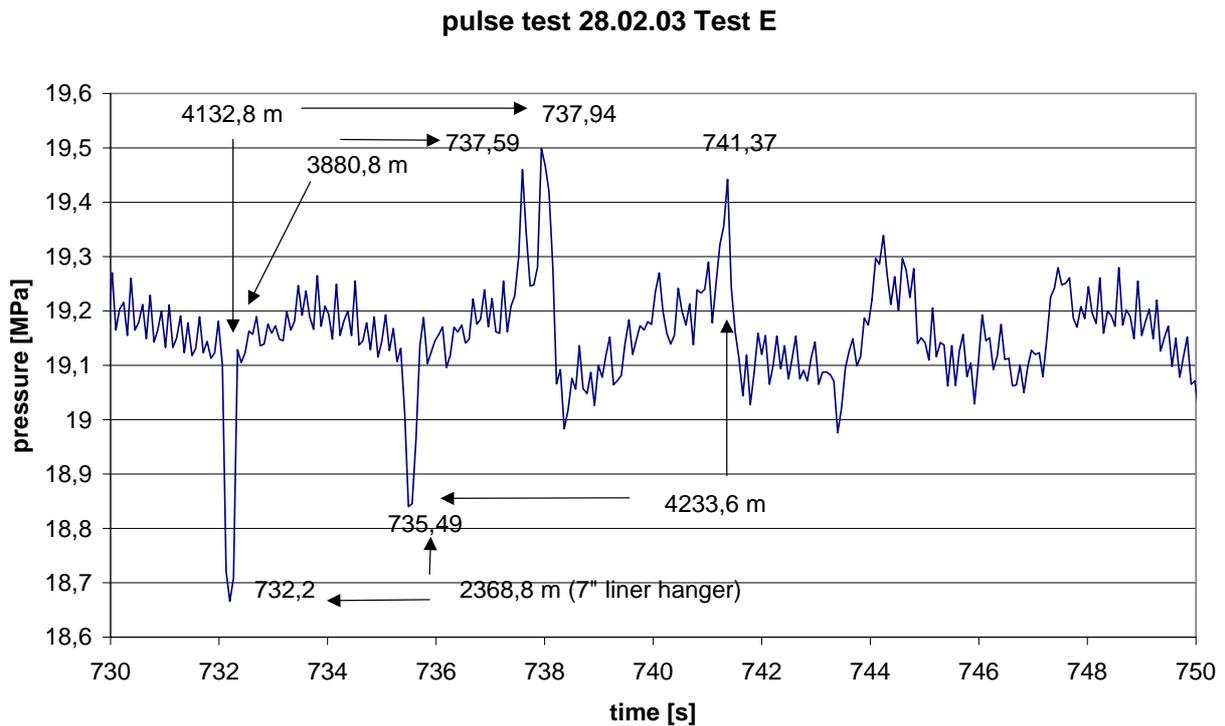


Abb. 2: Puls-Test nach den massiven Stimulationen, die Blockierung hat sich verringert und in zwei Bereiche aufgespalten (3.880 m und 4.133 m)

Fig. 2: Pulse test after massive stimulations

Dieser Widerstand führte dazu, dass die maximale Injektionsrate begrenzt werden musste, da aufgrund der Stabilität der Verrohrung nur Kopfdücke bis maximal 25 MPa zulässig waren. Der zweite Druck-Puls erfolgte am 28.02.2003 um 16.30 Uhr (Abb. 2) während des Tests E nach der massiven Stimulation mit Injektionsraten bis zu 25 l/s und Kopfdücken bis 23 MPa. Während der Puls-Messung wurde mit einer Rate von 6 l/s weiter injiziert, um die Bohrung in einem stabilen Zustand zu halten. Man erkennt, dass sich ein weiteres Reflexionssignal ausgebildet hat, dem man eine Teufe von 3.881 m zuordnen kann. Das nachfolgende Signal, das der Reflexion an der Blockierung zuzuordnen ist, hat sich um ca. 100 m nach unten verschoben und besitzt eine geringere Amplitude. Dieses lässt sich so interpretieren, dass ein Teil der Blockierung aufgrund der Injektionen nach unten gewandert ist und der andere Teil während der Druckentlastung und kurzzeitigen Förderung nach oben in den Teufenbereich von ca. 3.880 m gewandert ist.

Der dritte Druck-Puls erfolgte am 01.03.2003 um 15.20 Uhr (Abb. 3) nach dem Auslaufetest, der ca. 5.5 Stunden dauerte. Der minimale Kopfdruk während des Auslauftests betrug 0.8 MPa bei einer durchschnittlichen Förderrate von 10 l/s. Man erkennt sofort, dass der zusätzliche Peak verschwunden ist und nur noch eine Reflexion an der Blockade zu erkennen ist. Diese befindet sich jetzt in einer Tiefe von ca. 3.931 m (erster peak) bzw. 3.982 m (zweiter peak).

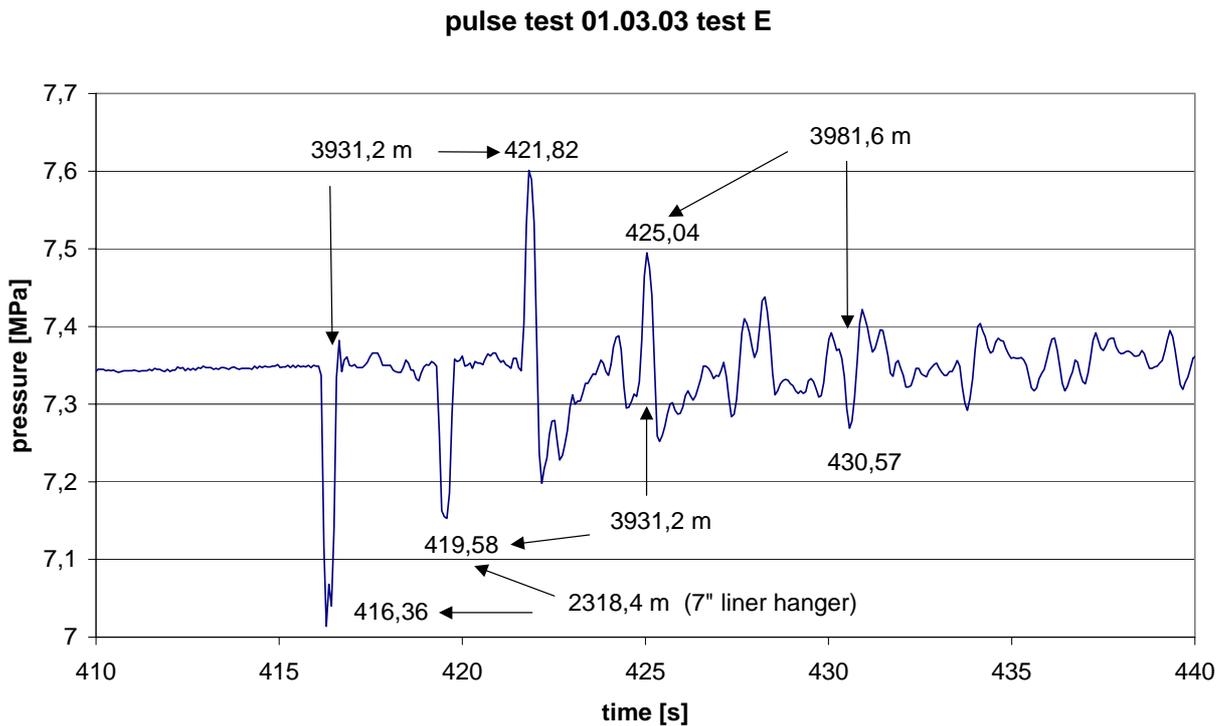


Abb. 3: Puls-Test nach dem Auslaufetest, die Blockierung befindet sich im Teufenbereich um 3931 m und lässt sich auch nicht durch wechselseitige Förderung und Injektion beseitigen

Fig. 3: Pulse test after flow-back test

Wie sich bei den nachfolgenden Injektionsversuchen herausstellte, konnte diese Blockade nicht mehr überwunden werden und stellte eine hydraulisch nicht durchlässige Schicht dar, die auch durch wechselseitige Förderung und Injektion nicht mehr beseitigt werden konnte. Am 4.3.2003 wurde eine KET-Bestimmung (künstliche End-Teufe) mit Hilfe einer Bohrlochbefahrung durchgeführt und ergab eine Endteufe und damit die Tiefe der Blockade von 3.901,5 m.

3 Fazit

Die grundlegende Idee, eine Blockierung in der Bohrung durch einen Druck-Puls zu lokalisieren und dessen Tiefenlage und Dämpfung zu quantifizieren, erwies sich als durchführbar. Durch die Beschränkung der Samplingrate aufgrund des verwendeten Drucksensors und der zugehörigen Messelektronik war jedoch die absolute Tiefenbestimmung nur eingeschränkt möglich, und die Interpretation musste sich auf die relativen Veränderungen der Laufzeiten beschränken. Mit Hilfe einer modifizierten Messeinrichtung kann in Zukunft die Samplingrate vervielfacht werden und ermöglicht dann auch quantitative Tiefenbestimmungen.

Stimulation tests in a deep Rotliegend sandstone formation - geochemical aspects

MARKUS WOLFGRAMM¹, ANDREA SEIBT² AND TORSTEN KELLNER³

¹GeoForschungsZentrumPotsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

²BWG – Boden Wasser Gesundheit GbR, Seestraße 7a, 17033 Neubrandenburg

³Geothermie Neubrandenburg GmbH, Lindenstraße 63, 17033 Neubrandenburg

1	Introduction	144
1.1	Geological overview	144
1.2	Groß Schönebeck 3/90 well – drilling and testing	145
2	Geochemical data.....	146
2.1	Composition of reservoir fluids.....	146
2.2	Change of the fluid composition through stimulation	148
3	Discussion	149
4	Conclusion.....	150
5	Acknowledgments.....	150

Abstract

A multidisciplinary approach to make feasible the generation of geothermal electricity in the North-German Basin (NGB) was initiated in 2000. To attain this goal, formation fluids from the 4,000 m deep Rotliegend rocks (a well-known gas reservoir) in the NGB needed to be extracted and their geochemistry determined. An in-situ laboratory was established by opening and deepening the former gas well Groß Schönebeck. Subsequent hydraulic and stimulation tests focused on the aeolian sandstones. The in situ downhole samples of the 150°C hot fluids contain high amounts of dissolved solids (with salinities of up to 265 g/l).

To increase permeabilities, rocks were stimulated hydraulically. Temperature and chemistry of injected fluids and the condition of the applied equipment have an important influence, as these control the solution and precipitation of different minerals such as iron hydroxides, sulphates, and carbonates.

1 Introduction

Within the scope of a geothermal project, several hydraulic experiments allowed fluids to be sampled in situ from different horizons of Rotliegend rocks. Access to these fluids was gained by opening, deepening, and stimulating the formerly abandoned gas well GrSk 3/90 in the NE German basin, about 50 km NE of Berlin (HURTER et al. 2002). Generally, the Rotliegend formation fluids are characterised by temperatures and salinities of up to 150°C and 280 g/l, respectively (LEHMANN 1974, NAUMANN 2000). For efficient geothermal usage, highly permeable rocks are necessary. The normally low permeabilities of Rotliegend rocks require stimulation processes to increase the inflow of geothermal fluids.

The aim of this paper is to present and discuss the geochemistry and origin of formation fluids as well as the variations and changes in fluid composition through heavy fluid injection tests (sandstone stimulation tests). In this context, fluid-fluid- and fluid-rock- or fluid-casing interactions are especially important.

1.1 Geological overview

The tested well cuts through 2,370 m of Cenozoic and Mesozoic sediments followed by 1,492 m of Zechstein evaporites, 368 m of Rotliegend sediments and bottoms in Mg-rich andesites in a depth of 4,240 m. The open hole section extends from 3,910 m down to 4,240 m. The Rotliegend section underlies the Zechstein (depth: 3,881 m) and can be subdivided into three main sections, from top to bottom: siltstones (203 m), sandstones (180 m) and basal conglomerates (29 m). The sandstones are lithoclast-bearing quartz-sandstones cemented by major amounts of quartz and carbonate as well as smaller amounts of albite, anhydrite, chlorite and hematite. Relatively high porosities of up to 15% and permeabilities of up to 10^{-14} m^2 (10 mD) indicate that these sandstones could locally be the main supplier of geothermal fluids. Permo-Carboniferous, vesicular, Mg-rich andesite was drilled through between 4,230 m and 4,294 m. This rock sequence is expected to be about 200 m thick (BENECK et al. 1996). These igneous rocks are strongly fractured, altered, and contain a large number of vesicles. Individual vesicles are up to 5 mm large and linear disposed. Secondary minerals occur in paragne-

ses similar to those of the sandstones. Carboniferous siltstones and mudstones underlie the volcanic rocks.

1.2 Groß Schönebeck 3/90 well – drilling and testing

The following operations were executed and are planned for advancing studies:

- 1990 Drilling of the Groß Schönebeck well down to 4,240 m for gas exploration
- 1990 Filling and capping of the well
- 2000 Re-opening and deepening of the well down to 4,294 m (LENZ & HOFFMANN 2002)
- 2001 Primary test for determination of initial parameters (HURTER et al. 2002)
- 2002 Stimulation of Rotliegend sandstones in packer-isolated test intervals with high-viscous fluids (polymers) and proppants (specifications see below)**
- 2002 Pump tests producing 700 m³ of the formation fluid
- 2003 Open hole stimulation (water-frac) in Rotliegend rock.

In 2000, the former gas exploratory well was re-opened and deepened down to 4,294 m to serve as a down-hole laboratory for investigation of the usability of the formation fluids for electric power generation from geothermal heat. The most important influx of geothermal fluids was expected from the Rotliegend aeolian sandstones as these rocks form the gas reservoirs preferred by the oil/gas industry. Furthermore, laboratory measurements of permeability on cores attested fairly good permeability. The initial hydraulic parameters were determined in a primary test in 2001 (HURTER et al. 2002). This test showed that the permeabilities of the 4,000 m deep Rotliegend rocks are too low for any efficient production of the 150 °C hot formation water. To enhance the existing pathways and form new migration paths, hydraulic fracturing was tested.

In January 2002, tests started with circulation of NaCl brine (density: 1,12 g/cm³). The open hole stimulation of Rotliegend sediments was targeted at two intervals in the sandstones: 4,130-4,190 m and 4,081-4,118 m. The stimulation concept was based on the experience from oil and gas exploration. Packers isolated the test interval, and thickened fluid and proppants (Carbolite) were applied for fracturing. The applied frac-fluid consisted of a cationic polymer with a net-like structure (1-1.3 %) and water. By building-in water molecules into the intermediate layers of the polymer, a viscosity of approx. 2,000 cP was achieved. Citric acid was added to the frac-fluid in order to keep dissolved in the formation fluid in particular the high contents of iron(II) ions. When in contact with oxygen and pH increases, the iron(II) ions will oxidise to iron(III). Subsequent precipitation of complex oxihydroxide may lead to blocking of the reservoir section (SEIBT 2000).

The nitrogen lift tests following the stimulation of the Rotliegend sandstones were aimed at re-production of the decomposed frac-fluid from the formation and record of the influx. The various injection and production tests and the volumes of the respective fluids are given in

Table 1. The down-hole samples were taken for comparison of the fluid composition before and after stimulation (Tables 1 and 2).

Totally, 532 m³ of frac-fluid und NaCl-brine as well as 20 t of proppants were injected. A large share of the injected fluids together with Rotliegend formation water was produced during several lift tests, the total volume amounting to 938 m³. Altogether, 406 m³ more fluid were produced than injected. This total corresponds to approx. three borehole volumes.

Date	Process	Fluid volume [m ³]	Injected fluid composition
09.01.01	Down-hole sample (before stimulation)		
21.-23.12.01	circulation	57	NaCl brine
17.01.02	1. GLT	-65	
18.01.02	1. data-frac	90	1.0%HTU+0.5%Z
20.01.02	1. main-frac	80	1.3%HTU+0.5%Z
22.01.02	2. GLT	-100	
26.01.02	2. data-frac	75	1.3%HTU+0.5%Z
28.01.02	2. main-frac	90	1.3%HTU+0.5%Z
31.01.02	gravel washout	140	1.0%HTU+0.5%Z
02.-03.02.02	1. CLT	-264	
3.02.02	1. FLT	-69	
25.02.02	2. FLT	-133	
27.-28.02.02	2. CLT	-307	
02.03.02	Down-hole sample (after stimulation)		

Table 1: Well GrSk 3/90 - produced and injected fluids -shadowed – produced fluid, normal – injected fluids, GLT – production test, CLT – casing lift production test, FLT – flowmeter test, Z – citric acid, HTU – viscous gel

2 Geochemical data

2.1 Composition of reservoir fluids

Table 2 gives a comparison of the hydrogeochemical parameters according to the results of the downhole sampling in 2001 and 2002. In 2001, the samples were taken from the zone of the main influx, and in 2002 from the stimulated sections. The comparison of the chemical data showed good correspondence. The formation fluids exhibit a TDS (Total Dissolved Solids) of approx. 260 g/l. A pH-value of around 6 was measured. The calcium and sodium contents are around 20 meq-% with a dominating share of calcium. Chloride is the main anion. The formation fluid can be assigned to the Ca-Na-Cl type and classified as typical Rotliegend fluid (WOLFGRAMM et al. 2002). The contents of potassium and strontium are lower by one

order of magnitude. Relatively high values of iron, manganese, lead, zinc, and copper indicate a metal-rich source rock. The fluids contain sulphate up to 140 mg/l. HS^- and S^{2-} were not detected.

The reservoir fluid contains 0.9 Nm³ of dissolved gases per Nm³ of fluid. Gaseous phases include more than 80 % by vol. of nitrogen and approx. 14 % by vol. of methane. Carbon dioxide plays a minor role. Helium and hydrogen show values of 0.4 % by vol., similar to the amounts found in other deep geothermal fluids of the NE German Basin (NAUMANN 2000). The composition of noble gases was determined from a headspace sample. The $^3\text{He}/^4\text{He}$ -ratio of $\sim 3 \times 10^{-8}$ is typical for the continental crust and differs significantly from the atmospheric ratio of 1.4×10^{-6} . The $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -isotopic ratio is increased with respect to the atmospheric air composition, whereas the $^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -ratio does not differ significantly from that of air. These isotopic data exclude a mantle source. Relation of ^{87}Sr to ^{86}Sr is relatively high with 0.716 and results in a high-grade diagenetic overprint of fluids (CLAUER & CHAUDHURI 1993).

Ions	GS 16 (4.235 m) 09.01. 01 [mg/l]	GS-L 41 (4.135 m) 02.03. 02 [mg/l]	GS-F 18 (4.135 m) 14.10. 02 [mg/l]	GS-F 21 (4.235 m) 15.10. 02 [mg/l]
Li ⁺	204	192	194	230
K ⁺	2900	2800	3070	3130
Na ⁺	38400	38150	37900	38700
Ca ⁺⁺	54000	52500	54000	56500
Mg ⁺⁺	430	420	391	379
Sr ⁺⁺	1900	1400	1475	1550
Ba ⁺⁺	34	170	93	25
Fe*	114	200	193	57
Mn*	270	270	252	257
Zn ⁺⁺	74*	72	81	85
Pb ⁺⁺	180*	35	11	201
Cu ⁺⁺	7*		<0,75	<0,75
NH ₄ ⁺	75	80	75	200
Cl ⁻	167300	160000	160300	160400
Br ⁻	300	-	199	
SO ₄ ⁻⁻	140	120	62	51
HCO ₃ ⁻	18,9	162	148	112
TDS	265,7 g/l	256,3 g/l	259,1 g/l	261,9 g/l
pH	5,7	5,9	5,7	5,5
	after primary test	after first stimulation	after pumping test	after pumping test

Table 2: Composition of Rotliegend fluid from well GrSk 3/90 before and after stimulation as well as after pumping test

2.2 Change of the fluid composition through stimulation

Continuously, the fluids produced during the different lift tests were analysed in situ (temperature, pH, Eh, density) for monitoring the progress of the freeing from the injected fluids. 25 samples were subjected to detailed chemical analysis. In Figure 1, the results of lift samples and down-hole samples before and after stimulation are plotted in relation to time and the lift, respectively.

The different ion concentrations and parameters show similar values before and after the tests.

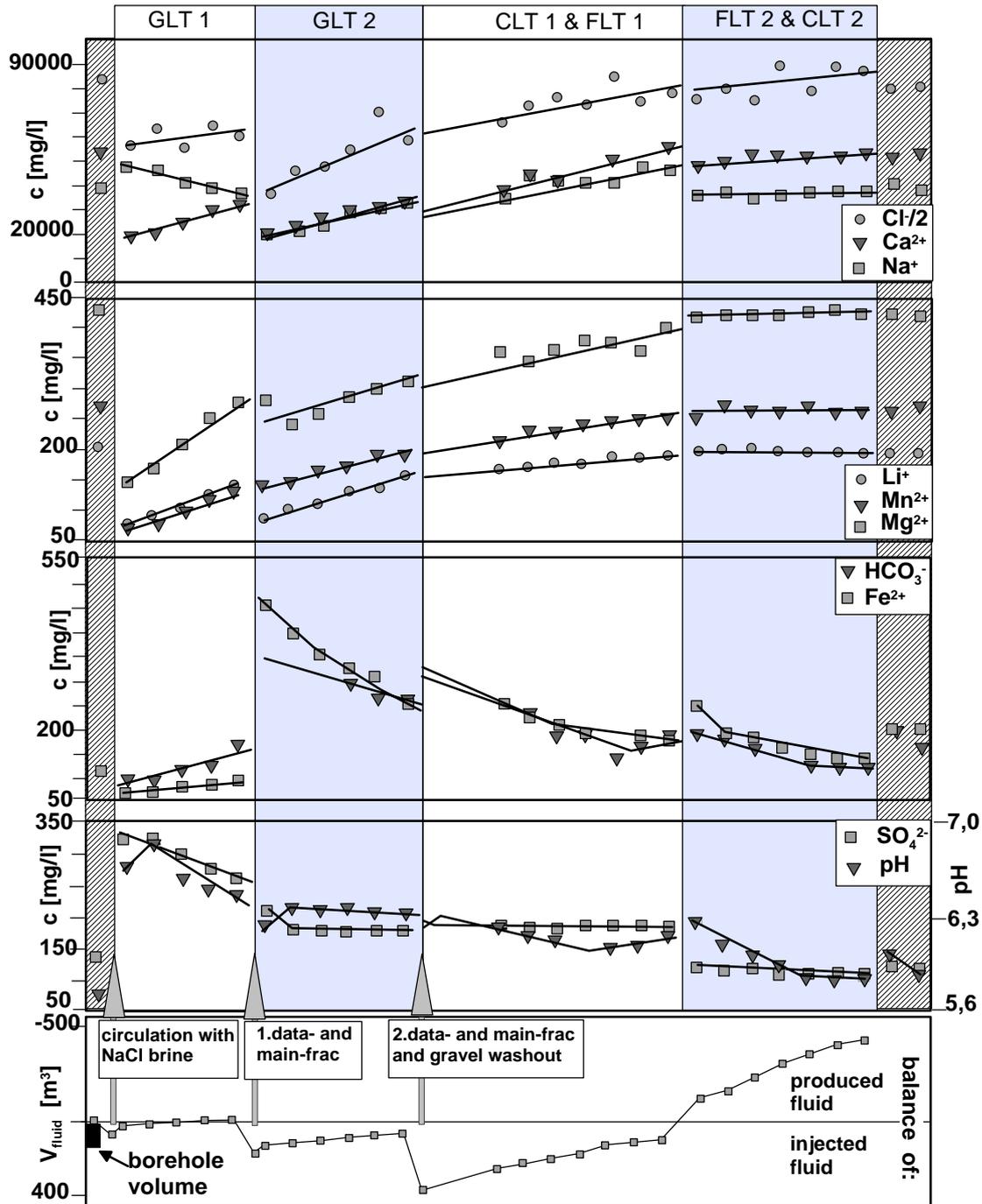
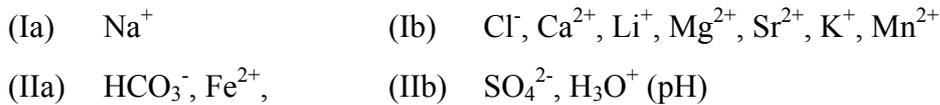


Fig. 1: Changes of fluid composition through stimulation related to the volume of injected and produce (-) fluids

It seems that the major part of the injected fluids was removed from the deep aquifer as a result of the lift tests. Generally, ions can be distinguished according to two main groups with two sub-groups, respectively:



Ions of group I which behave like tracers show smooth re-mixing without retention. This effect which is comparable to chromatography is not observed in the case of group II ions. Their concentration can be influenced through reactions of interaction with the matrix rock of the reservoir and the injected fluids. Partly, the ion concentration behaviour of the sub-groups a and b is opposite.

(I) The concentration of all ions decreased significantly after circulation of NaCl brine, except sodium and sulphate compared to the down-hole sample taken in 2001 (formation fluid). This effect can be explained by the injection of the sodium-rich fluid. The following lift test (GLT 1, Fig. 1) resulted in a decrease of the content of sodium down to the initial value. Compared to that, the values of group Ib ions increased moderately. However, the initial concentration is not achieved. The 1st data- and main-frac induced another heavy decrease of the concentration. In the following lift test (GLT 2), the values of ions increased moderately. The 2nd data- and main-frac as well as the washout of gravel did not show any considerable variation of the ion concentration. Through the later lift tests CLT 1 and 2, the ion concentrations increased slowly up to the initial values. A small concentration gap between the two lift tests was stated.

(II) Iron and carbonate concentrations of water decreased after circulation of NaCl brine (Table 1, Fig. 1). In the lift test GLT 1, HCO_3^- and Fe^{2+} -values increased at a small rate. The 1st data- and main-frac resulted in a very heavy increase of the concentrations. With a small concentration gap between both CLT, the concentrations decreased down to the initial values. Sulphate content and pH value increased due to the circulation of NaCl brine (Figure 1). Subsequently, the values decreased moderately.

Generally, major changes of the concentration after circulation of NaCl brine and the 1st data- and main-frac can be observed. Between the lift tests CLT 1 and CLT 2, a small concentration gap was recorded. After the production lift test, the chemical and physical properties of the extracted fluid corresponded to the values of the down-hole sample of 2001.

3 Discussion

The fluid lifted in the first test (GLT 1) is a mixture composed of NaCl brine and formation fluid. The sodium content can be attributed to the influx of an injected fluid with a higher sodium content. The increase of the sulphate content could be reduced by decreasing the fluid temperature and the related increase of sulphate solubility by injection. In this case, the concentration of HCO_3^- should have increased as well, because the saturation index of both sodium and sulphate in 4,200 m depth, at 150 °C and 430 bars is nearly zero. But the HCO_3^-

concentration does not show any similar trend although the solubility behaviour is similar. The commercially available NaCl (salt) is contaminated by materials from the evaporitic deposits it is produced from. Therefore, the preferred assumption is that the injected NaCl brine was contaminated by anhydrite or gypsum.

After the 1st data- and main-frac, a decrease of the concentration of most ions except iron and HCO_3^- can be observed. The use of citric acid in the injection fluid (pH=2) is responsible for the solution of carbonate cements and cogenetic secondary minerals such as hematite. Furthermore, proppants were injected at the end of every main-frac which rubbed off the rust from the pipes. Iron mobilised in this way forms complex compounds with the citric acid. The high concentrations of solute iron (II) ions proven in the formation fluid require adequate conditioning of the injected fluid to keep it dissolved. Compared to the increase of iron ions, the formation of complex iron oxyhydroxides represents a far bigger problem with a view to a reservoir damage.

The influence of the second data- and main-frac on the chemical composition of the lifted fluids was less important than the first one (Fig. 1). The small gaps between the two casing lift tests (CLT 1&2) are to be interpreted as the delayed dissolution of viscous gel and consequently as a delayed release of the injected low-salt water.

After finalisation of the test phase, the chemical and physical properties of the produced fluids complied with those of the deep sample prior to the test.

4 Conclusion

Within the framework of tests on the Groß Schönebeck well from December 2000 to March 2002, extensive geochemical investigations were carried out. Along with the high salt contents, the geochemical condition of the Rotliegend sandstone deep thermal waters is characterised by high heavy metal contents, in particular of iron. Especially when contaminated with oxygen and pH is increased, there is a major tendency towards precipitation of voluminous iron compounds which must be observed mainly in experiments with the commercial frac-fluids. The use of rusted pipes for drill steam tests and the inset of citric acid resulted in an additional influx of iron to production fluid. Exclusively by proper conditioning of the fluids to be injected, follow-up reactions damaging the formation will be prevented.

For safe and reliable generation of geothermal electric power in the future, more intensive research in the field of fluid geochemistry is a must with a view to both the process-inherent dangers and the thermic output.

5 Acknowledgments

The data presented here were obtained within the framework of a geothermal project coordinated by the GeoForschungsZentrum Potsdam. It is funded by the Federal Ministry of Economics and Technology, the Federal Ministry of Research and Education of Germany, and the Ministry of Science, Research and Culture of the Federal Land of Brandenburg. Special

thanks are due to Thomas Wiersberg, Martin Zimmer, Jörg Erzinger, Samuel Niedermann, Rolf Romer and Asaf Pekdeger for the analyses of the formation fluids.

References

- BENEK, R., KRAMER, W., MCCANN, T., SCHECK, M., NEGENDANK, J.F.W., KORICH, D., HUEBSCHER, H. D. & BAYER, U. (1996): Permo-Carboniferous Magmatism in the Northeast German Basin; - *Tectonophysics*, 266, 379-404
- CHAUDHURI, S. & CLAUER, N. (1993): Strontium isotopic composition and potassium and rubidium contents of formation waters in sedimentary basins: Clues to the origin of the solutes; - *Geochim. Cosmochimi. Acta*, **57**, 429-437
- HURTER, S., KÖHLER, S., SAADAT, A., HOLL, H.-G., ROCKEL, W., TRAUTWEIN, U., ZIMMERMANN, G., WOLFGRAMM, M. & HUENGES, E. (2002): Stimulating low-permeability aquifers: Experiments in Rotliegend sandstones (NE Germany); - *Geothermal Resources Council Transactions*, 26, 215-220
- LEHMANN, H.-W. (1974): Geochemie der Tiefenwässer der Nordostdeutschen Senke, Teil 1; - *Zeitschrift für angewandte Geologie*, 20, 502-509
- LENZ, G. & HOFFMANN, F. (2002): Planning and realization of drilling and testing operations; - *GFZ Potsdam Scientific Technical Report STR02/14*, 21-42
- NAUMANN, D. (2000): Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland – Gas- und isotopengeochemische Untersuchungen zur Herkunft und geothermischen Nutzung; - *GFZ Potsdam Scientific Technical Report STR00/2*, 1-116
- SEIBT, A. (2000): Welche Faktoren können die Eisen(II)-Oxidation in Formationswässern beeinflussen? in: Huenges, E. et al. (eds.): *Geothermische Technologieentwicklung*; - *GFZ Potsdam Scientific Technical Report STR00/23*, 51-70
- WOLFGRAMM, M., SEIBT, A. HURTER, S. & ZIMMERMANN, G. (2002): Origin of geothermal fluids of Permo-Carboniferous rocks in the NE German Basin (NE Germany); - *Journal of Geochemical Exploration*, 78-79, 127-131

Gas-geochemische Untersuchungen an Formationsfluiden des Rotliegend der Bohrung Groß Schönebeck 3/90

Gas geochemistry investigations of the formation fluids from the Rotliegend of the well Groß Schönebeck 3/90

THOMAS WIERSBERG¹, ANDREA SEIBT² UND MARTIN ZIMMER¹

¹GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

²BWG – Boden Wasser Gesundheit GbR, Seestraße 7a, 17033 Neubrandenburg

1	Einführung	154
2	Methodik	155
2.1	Gasanalytik an Fluidproben (PNL-64-Leutert Probenehmer)	155
2.2	Gasanalytik an Fluidproben (Leutert P.D.S. System)	155
3	Gasmengen und Gaszusammensetzung der Tiefenfluide	156
4	Ermittlung des Gasentlösungsdruckes	157
4.1	Einfluss gelöster Ionen auf die Gaslöslichkeit	157
4.2	Löslichkeit von Gasen und Gasmischen.....	160
4.3	Einfluss der gelösten Gase für die geothermische Nutzung.....	161
5	Bestimmung der Herkunft des Fluids anhand der Edelgas-Isotopenzusammensetzung	162
5.1	Edelgasisotopenanalytik	162
5.2	Helium-Isotopenzusammensetzung.....	163
5.3	Argon- und Neon-Isotopenzusammensetzung	164
5.4	Neon-Argon Systematik	166
6	Zusammenfassung	167

Abstract

At the 4.294 m deep well Groß Schönebeck 3/90, two intervals of the Rotliegend sandstones in 4.110 m and 4.135 m depth were hydraulically stimulated, following a fluid uplift, in January 2002. After a period of about 3 months, a moderate pumping test was carried out over several weeks. Before, during and after the operations, fluid samples were taken with the PNL-64-Leutert fluid sampler in the target horizon. Analysis of the gas composition and the gas-water ratio suggests that the PNL-64-Leutert fluid sampler did not operate well during sampling. Additionally, a fluid sample (GS-F 21) was taken after the pumping test with the Leutert P.D.S fluid sampling system. The fluid was transferred from in situ to atmospheric pressure conditions, degassed, and finally analyzed. Gas geochemistry investigations comprises analysis of the gas to water ratio, the gas composition and the noble gas isotopic composition. The results were compared with results from gas geochemistry investigations of GS 16, a fluid sample taken with the same equipment in the same horizon in early 2001. Both samples have a very similar gas and noble gas composition. The gas phase is dominated by N₂ (~ 80 vol.%) and CH₄ (~ 15 vol.%) which is typical for the natural gas composition found in the Rotliegend sandstones from the eastern part of the North German Basin. The gas-water volume ratio in the analyzed fluids is ~1 (STP). After the operations performed in 2001/2002, a slightly enhanced gas-water ratio was observed. Furthermore, the CO₂ concentration increased from 1,7 vol.% to 4,6 vol.%. Based on the gas-water ratio, the gas analysis and the chemical analysis of the water, degassing of N₂ and CH₄ can be estimated starting at a pressure of < 24 MPa and < 0.75 MPa for CO₂. Both helium and neon isotopic data reveal the crustal origin of the fluid. Within analytical error, the ³He/⁴He ratios of both samples are indistinguishable. The distinct neon and argon isotopic composition of both samples is caused by different degrees of atmospheric contamination. A neon-argon systematic indicates an argon endmember composition of ⁴⁰Ar/³⁶Ar > 50.000 ± 2.500 for the crustal fluid.

1 Einführung

Im Winter 2001/2002 wurden an der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 Stimulationsmaßnahmen durchgeführt, bei denen insgesamt 532 m³ Frac-Fluid (hochviskoses Gel mit Zitronensäure und NaCl) in die Bohrung verbracht wurden. In den anschließenden Stickstoff-Lifttests wurden 923 m³ Fluid gefördert, was ungefähr dem dreifachen Bohrlochvolumen entspricht (WOLFGRAHM & SEIBT 2003). Danach wurden mit einem PNL-64-Leutert Probennehmer in 4.110m und 4.135m Tiefe Fluide genommen. Nach einer Ruhephase von 4 Monaten wurden während eines zweimonatigen Produktionstests weitere ca. 700 m³ Tiefenfluid gefördert. Es erfolgte eine erneute Beprobung in den Hauptzuflusszonen (4.110 m, 4.135 m, 4.190 m, 4.215 m, 4.230 m), diesmal zusätzlich mit dem Leutert P.D.S. System. An den Wasserproben wurden sowohl der gelöste Stoffbestand als auch die Gasmenge und Gaszusammensetzung bestimmt. Die Gasphase der Probe GS-F 21 aus 4.230 m Tiefe wurde weiterhin auf ihre Edelgasisotopenzusammensetzung untersucht.

2 Methodik

2.1 Gasanalytik an Fluidproben (PNL-64-Leutert Probenehmer)

Die Probenahme erfolgte nach dem Lifttest ausschließlich und nach dem Produktionstest überwiegend mit dem Probenehmersystem PNL-64 der Fa. Leutert. Der offene Probenehmer wurde in der Zielteufe nach einer vorgegebenen Zeit geschlossen. Obertägig wurden zuerst die freie Gasphase (Headspace) in ein mit Sperrflüssigkeit gefülltes Gassammelgefäß überführt und danach das Tiefenwasser entnommen. Der Headspace-Gasanteil betrug (bezogen auf Standardbedingungen (STP): $T = 273,15 \text{ K}$; $p = 101325 \text{ Pa}$) vor dem Pumpstest ca. $250 \text{ cm}^3/\text{l}$ (4.110 m und 4.135 m), danach nur noch ca. $55 \text{ cm}^3/\text{l}$ (4.110 m, 4.135 m, 4.190 m und 4.215 m). Verglichen mit den Gasgehalten der unter gleichen Bedingungen, aber mit dem Leutert P.D.S. System genommenen Fluide, ist der Gasanteil deutlich geringer. Weiterhin enthält die Gasphase hohe Sauerstoffanteile, die durch Kontamination mit Luft hervorgerufen werden. Gasverlust und Luftkontamination weisen auf eine zu kurze Füllzeit im Zielhorizont und/oder einen nicht gasdichten Probenehmer hin. Letzteres konnte durch die beobachteten Ablagerungen im Verschlussmechanismus hervorgerufen worden sein, die zu Undichtigkeit führten. Das PNL-64-Leutert Probenehmersystem ist deshalb für eine Beprobung von Tiefenwässern wenig geeignet, wenn Gasmenge und -zusammensetzung bestimmt werden sollen.

Aufgrund des hohen Sauerstoffanteils ist nur eine ungefähre Aussage über die ursprüngliche Gaszusammensetzung der Tiefenfluide möglich. Sie besteht überwiegend aus Stickstoff (80-86 vol.%) und Methan (13-19 vol.%). Die höheren Kohlenwasserstoffe sind mit insgesamt $< 0,5 \text{ vol.}\%$ vertreten. Auch Kohlendioxid spielt eine untergeordnete Rolle ($< 0,5 \text{ vol.}\%$). Auffallend ist der teilweise relativ hohe Anteil an Wasserstoff von bis zu $4,5 \text{ vol.}\%$ in den Proben, die nach dem Produktionstest genommen wurden. Möglicherweise steht dies in Zusammenhang mit der im gleichen Zeitraum beobachteten Neubildung von Mineralen und dem Auftreten von Korrosionsprodukten im Bohrloch (vgl. HOLL in diesem Report).

2.2 Gasanalytik an Fluidproben (Leutert P.D.S. System)

Für eine genaue Bestimmung von Gasgehalt und Gaszusammensetzung hat sich der gasdichte Bohrloch-Fluidprobenehmer der Fa. Leutert (Leutert P.D.S. System) bewährt. Im Unterschied zum oben beschriebenen Probenehmersystem wird dieser erst im Zielhorizont zur Probenahme geöffnet. Obertägig wird die Probe mit einer speziellen Transferapparatur in einen Transport-Autoklaven überführt. Im Folgenden wird die Überführung der Tiefenprobe GS-F 21 aus dem Transport-Autoklaven in eine Apparatur zur Gasanalyse beschrieben.

Das Fluid wird im Labor aus dem Transport-Autoklaven (*transfer sampler*) in eine evakuierte Apparatur überführt, welche aus einem Dreihalskolben mit verschiedenen Anschlüssen besteht (Abb. 1). Der Dreihalskolben taucht in ein Ultraschallbad (*ultrasonic bath*) mit bekannter Temperatur und ist mit dem Auslassventil des Autoklaven druckfest verbunden. Weiterhin ist am Kolben ein Gassammelrohr (*gas trap*) zur Aufnahme der Gasphase angeschlossen sowie eine Swagelok[®]-Edelstahleinheit mit insgesamt 4 Anschlüssen. An diesen ist über ein

Ventil eine Drehschiebervakuumpumpe (*vacuum pump*) angeschlossen, mit der die gesamte Apparatur auf einen Enddruck von ~ 1700 Pa evakuiert werden kann, weiterhin ein Druckmessgerät (*pressure sensor*) und über eine Kapillare ein Gas-Massenspektrometer (*gas mass spectrometer*). Steigt der Druck im System über Atmosphärendruck an, kann überschüssiges Gas über das Gassammelrohr in einen angeschlossenen Gasprobenbeutel (*gas sample bag*) überführt werden. Nach dem Evakuieren der Apparatur wird das Auslassventil des Autoklaven geöffnet und die Probe überführt. Dazu wird ein Kolben (*plunger*) im Autoklaven hydraulisch bewegt und dadurch dessen Inhalt entleert. Die Entgasung des Fluides erfolgt innerhalb von 10 min. durch Ultraschall unter kontrollierten Druck- und Temperaturbedingungen. Im Gegensatz zum vorher erwähnten PNL-64-Leutert Probenehmer wurde hierbei keine signifikante Luftkontamination beobachtet.

3 Gasmengen und Gaszusammensetzung der Tiefenfluide

Gaszusammensetzung und Gasmenge der Tiefenprobe GS-F 21, genommen im Anschluss an die im Bohrloch durchgeführten Maßnahmen (Stimulation, Lifttest und Produktionstest), sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Zum Vergleich sind die Ergebnisse der Tiefenproben GS 16 aufgeführt, welche ebenfalls mit dem P.D.S. Probenehmersystem in fast gleicher Tiefe, aber bereits im Januar 2001 genommen wurde (GIESE et al. 2002).

Die in beiden Proben nachgewiesenen geringfügigen Sauerstoffgehalte ($< 0,4$ vol.%) sind auf atmosphärische Kontamination zurückzuführen, da Formationswässer in dieser Tiefe als praktisch sauerstofffrei angenommen werden können. Daher wurde zur Bestimmung der Zusammensetzung des Fluids anhand der gemessenen Sauerstoffkonzentration zunächst der atmosphärische Anteil bestimmt und über die Luftzusammensetzung dieser von den Rohdaten abgezogen.

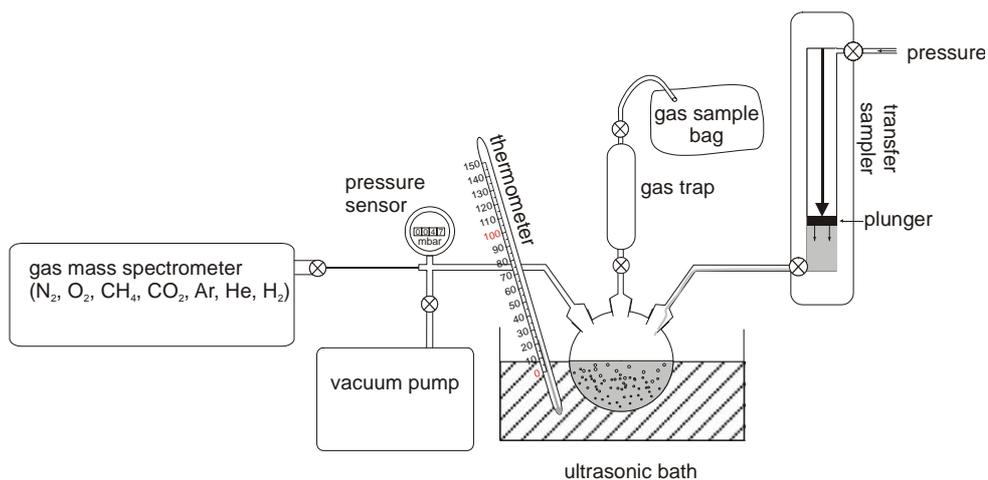


Abb. 1: Skizze der Apparatur zur Überführung und Entgasung von Fluidproben bei gleichzeitiger Bestimmung der Gasmenge und Gasphasenzusammensetzung

Fig. 1: Sketch of the apparatus for fluid transfer, gas extraction and in situ analysis of gas concentration and composition

Probe Nr.	GS-F 21	GS 16 (GIESE et al., 2002)		
Tiefe	4.230 m	4.235 m		
Datum	15.10.02	9.1.01		
	Gesamt	Head-space	Restgas	Gesamt
Gas (m ³ STP/ Fluid (m ³ STP)	1,01	0,73	0,15	0,88
Ar (vol. %)	0,05	0,05	0,09	0,06
O ₂	*	*	*	*
He (vol. %)	0,36	0,43	0,44	0,43
N ₂ (vol. %)	80,0	86,8	67,4	83,4
CO ₂ (vol. %)	4,6	0,34	8,3	1,70
CH ₄ (vol. %)	14,9	12,5	23,7	14,4
H ₂ (vol. %)	0,2	<0,5	<0,5	<0,5

Tabelle 1: Ergebnisse der Gasuntersuchungen: Gaszusammensetzung und Gas/Wasser-Verhältnis der Proben GS 16 und GS-F 21

Table 1: Results of the gas analysis: gas composition and gas-water ratio of the samples GS 16 and GS-F 21

Nach den 2001/2002 im Bohrloch durchgeführten Maßnahmen nahm der Gasgehalt im Fluid um ca. 10 % zu. Hierbei erhöhte sich der CO₂-Anteil von 1,7 vol. % auf 4,7 vol. %. Ansonsten sind keine signifikanten Unterschiede in der Zusammensetzung der Gasphase vor und nach dem Stimulationstest zu beobachten. Das Gas/Wasser-Volumenverhältnis beträgt im Tiefenfluid unter Standardbedingungen ~1. Hauptbestandteile der Gasphase sind Stickstoff (ca. 80 vol.%) und Methan (ca. 15 vol. %), und Kohlendioxid (2-5 vol. %). Als Nebenbestandteil tritt u. a. Helium (ca. 0,4 vol. %) auf.

Erdgasvorkommen im Rotliegend mit vergleichbarer Zusammensetzung an Hauptbestandteilen sind aus dem Ostteil des Norddeutschen Beckens bekannt (KROOSS et al. 1995; GERLING et al. 1997). Eine hauptsächlich von Stickstoff dominierte Erdgaszusammensetzung kann durch Gasgenese und Migration aus hochreifen Kohlen des Karbon zu einem Zeitpunkt erklärt werden, zu dem die Genese von Methan bereits überwiegend abgeschlossen und Methan in die Atmosphäre entwichen war (KROOSS et al. 1995).

4 Ermittlung des Gasentlösungsdruckes

4.1 Einfluss gelöster Ionen auf die Gaslöslichkeit

Die Löslichkeit von Gasen in einer Flüssigkeit hängt vom Gas, dem Druck, der Temperatur, und vom Solvens und dessen Salzgehalt ab. Gelöste Salze setzen die Löslichkeit für Gase in einem Solvens herab (Aussalzeffekt), da durch Hydratisierung der Ionen die freie Wassermenge, die zur Gaslösung zur Verfügung steht, entsprechend reduziert wird. Nach HARTING (1981) können zur Bestimmung der Löslichkeiterniedrigung für die Gase N₂ und CH₄ beliebige Salzlösungen in eine NaCl-äquivalente Lösung mit bekannter Löslichkeit umgerechnet

werden, indem einwertige Salze mit NaCl und zweiwertige mit CaCl₂ gleichgesetzt werden und die errechnete CaCl₂-Molalität mit 1,8 multipliziert wird. Entsprechend der Gleichung

$$L_{rel.} = 100 \cdot e^{(-0,315 \cdot c + 0,01452 \cdot c^2)} \quad (1)$$

(L_{rel.} = relative Löslichkeit in Abhängigkeit vom Salzgehalt der Lösung, (c = berechnete äquivalente NaCl-Molalität in mol/kg))

kann die relative Löslichkeitserniedrigung (bezogen auf reines Wasser) für das entsprechende Tiefenfluid ermittelt werden (SEIBT et. al. 2000). Danach ergibt sich für Stickstoff und Methan eine relative Löslichkeit für beide Proben (GS 16 und GS-F 21) gegenüber reinem Wasser von ~31 % (c_{äq.}=4,68 bzw. 4,80 mol/kg).

Die Beziehung (1) gilt nicht für CO₂ (NAUMANN 2000). Die Verringerung der CO₂-Löslichkeit konnte für Tiefenwässer vom NaCl-Typ aus einer 2.250 m tiefen Bohrung im Norddeutschen Becken (Gt NG 1/88 in Neustadt-Glewe) über die Beziehung

$$L_{rel.(CO_2)}(T) = \frac{L_{CO_2}(T)}{10^{C \cdot 0,085}} \quad (C = \text{berechnete äquivalente NaCl-Molarität in mol/l}) \quad (2)$$

berechnet werden. Die so ermittelten Werte stimmen gut mit experimentell bestimmten Werten überein (NAUMANN 2000).

Ausgehend von (2) beträgt die Löslichkeit von CO₂ in den hier untersuchten Proben (bezogen auf reines Wasser) 43 % (GS 16: C_{äq} = 4,29 mol/l) bzw. 42 % (GS-F-21: C_{äq} = 4,42 mol/l).

In Abb. 2 sind experimentell bestimmte CO₂-Löslichkeiten in salinaren Lösungen in einem Temperaturbereich von 298–523 K und bei Drücken zwischen 3 und 85 MPa dargestellt (ENICK & KLARA 1990). Die Abnahme der Gaslöslichkeit bei Salinitätserhöhung ist bei reinen CaCl₂-Wässern nahezu unabhängig von Druck und Temperatur und kann nach

$$L_{rel.(CO_2)} = L_{CO_2} \cdot (1,0 - 4,893414 \cdot 10^{-2} (TDS) + 0,1302838 \cdot 10^{-2} (TDS)^2 - 0,1871199 \cdot 10^{-4} (TDS)^3) \quad (3)$$

(TDS = Total Dissolved Solid in Gewichtsprozent) berechnet werden (ENICK & KLARA 1990). Die CO₂-Gaslöslichkeit in CaCl₂-Wässern nimmt gegenüber NaCl-Wässern bei einem TDS > 20 % deutlich ab.

Verglichen mit den experimentell bestimmten CO_2 -Gaslöslichkeiten in reinen NaCl- und CaCl_2 -Wässern bei einer Salinität von 22,5 % und 423 K (Abb. 2) erscheint die nach Gleichung (2) berechnete Löslichkeitserniedrigung für Tiefenwasser von Groß Schönebeck mit NaCl-äquivalenter Zusammensetzung etwas zu hoch. Unter Berücksichtigung des Ca/Na-Molverhältnis von $\sim 60:40$ im Tiefenwasser von Groß Schönebeck sowie der nach Gleichung (2) ermittelten Werte und der Literaturdaten für die reinen NaCl- und CaCl_2 -Wässer wird eine Löslichkeit von 40 % gegenüber reinem Wasser für die weiteren Berechnungen angenommen.

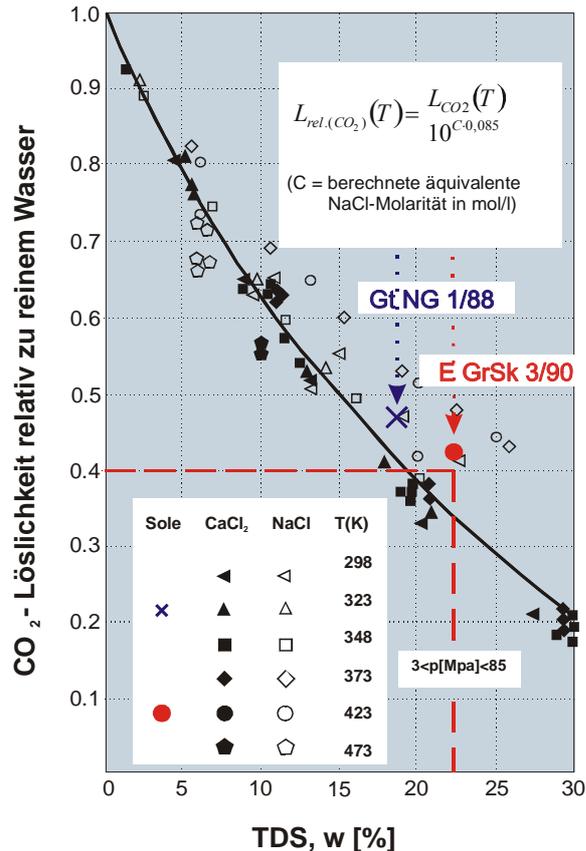


Abb. 2: CO_2 -Löslichkeit in salinaren Lösungen relativ zu reinem Wasser nach Enick & Klara (1990). Eingetragen sind weiterhin die berechneten Werte nach Gleichung (2) der Bohrungen Gt NG 1/88 (Neustadt-Glewe) und GrSk 3/90 (Groß Schönebeck)

Fig. 2: CO_2 solubility in brines relative to pure water after Enick & Klara (1990), including data from the drill-sites Gt NG 1/88 (Neustadt-Glewe) and Gr Sk 3/90 (Groß Schönebeck)

Die bisher im Norddeutschen Becken erbohrten und geothermisch genutzten niedrigthermalen Tiefenwässer sind Natriumchloridwässer mit geringem Anteil zweiwertiger Kationen wie Ca^{2+} und Mg^{2+} (Salinität bis max. 220 g/l). Hier ist die Umrechnung auf NaCl-Äquivalente nach HARTING (1981) zur Bestimmung der Löslichkeitserniedrigung von Gasen eine geeignete Methode. Inwieweit dies auch bei Schichtwässern tieferer Horizonte (wie z. B. des Rotliegend und Zechstein) mit einem höheren Anteil an zweiwertigen Kationen und Salzgehalten nahe der Sättigungsgrenze Gültigkeit hat, muss von Fall zu Fall überprüft werden. Solange jedoch der Kohlendioxid-Anteil im Gasmisch eine untergeordnete Rolle spielt, kann die

Berechnung der Löslichkeitserniedrigung nach (2) unter Verwendung der äquivalenten NaCl-Molarität als hinreichend genau angesehen werden.

4.2 Löslichkeit von Gasen und Gasgemischen

Generell nimmt die Löslichkeit von Gasen in einem Solvens mit steigendem Druck zu. Dabei steigt diese bei niedrigen Drücken zunächst linear an (*Henry'sches Gesetz*). Mit steigendem Druck verringert sich die Löslichkeitszunahme. Befindet sich eine Flüssigkeit mit einer Mischung von mehreren Gasen im Gleichgewicht, stellt sich für jedes Gas ein Lösungsgleichgewicht entsprechend seinem Partialdruck ein, das in erster Näherung unabhängig von der Zusammensetzung des Gasgemisches ist (*Gesetz von Henry und Dalton*). Während auch bei relativ hohen Drücken und Gasgehalten die Löslichkeit der Hauptkomponente weitgehend mit dem Produkt aus der Löslichkeit der reinen Komponente und deren Molenbruch in der koexistierenden Gasphase übereinstimmt, nimmt die Löslichkeit der Nebenkomponeute im Vergleich zu den anteilig berechneten Werten der reinen Komponenten zu (HARTING et al. 1981).

Die beiden hier untersuchten Proben unterscheiden sich hinsichtlich der Gasmenge und des CO₂-Anteils. Aufgrund der geringen Gesamtkonzentration und der guten Löslichkeit von CO₂ kann für die Betrachtung des Gasentlösungsverhaltens der CO₂-Anteil jedoch vernachlässigt werden. Für beide Proben ergibt sich dann ein Verhältnis der Hauptkomponenten N₂ und CH₄ von ca. 85:15. Das Löslichkeitsverhalten eines solchen Stickstoff-Methan-Gasgemisches in Abhängigkeit vom Druck ist in Abb. 3 für verschiedene Temperaturen dargestellt (HARTING et al. 1981).

In wässrigen Lösungen nimmt die Löslichkeit mit steigender Temperatur zunächst ab, durchschreitet ein Minimum bei ca. 348 K und nimmt dann mit steigender Temperatur wieder zu. Trägt man die an den Proben ermittelte Gasmenge unter Abzug des Kohlendioxidanteils ein, so kann durch Interpolation der Gasentlösungsdruck der untersuchten Tiefenwässer graphisch ermittelt werden. Dieser beträgt bei einer angenommenen Fördertemperatur der Sole von 423 K für Probe GS 16 ca. 21 MPa und für Probe GS-F 21 ca. 24 MPa.

Anhand der Beziehung

$$Teufe(m) = \frac{p}{(\rho * g)} \quad (4)$$

mit p = Druck (in $m^{-1} kg s^{-2}$), g = Erdbeschleunigung (in $m s^{-2}$) und ρ = Fluiddichte (in $kg m^{-3}$)

lässt sich dem Druck eine Entgasungstiefe zuordnen. Die Fluiddichte bei einer konstanten Fördertemperatur der heißen Sole über die gesamte Teufe von 423 K beträgt $\rho = 1,10 g/cm^3$. Nach Gl. (4) errechnet sich dann für den Beginn der Entgasung ein Tiefenbereich von ca. 2.000 m - 2.200 m.

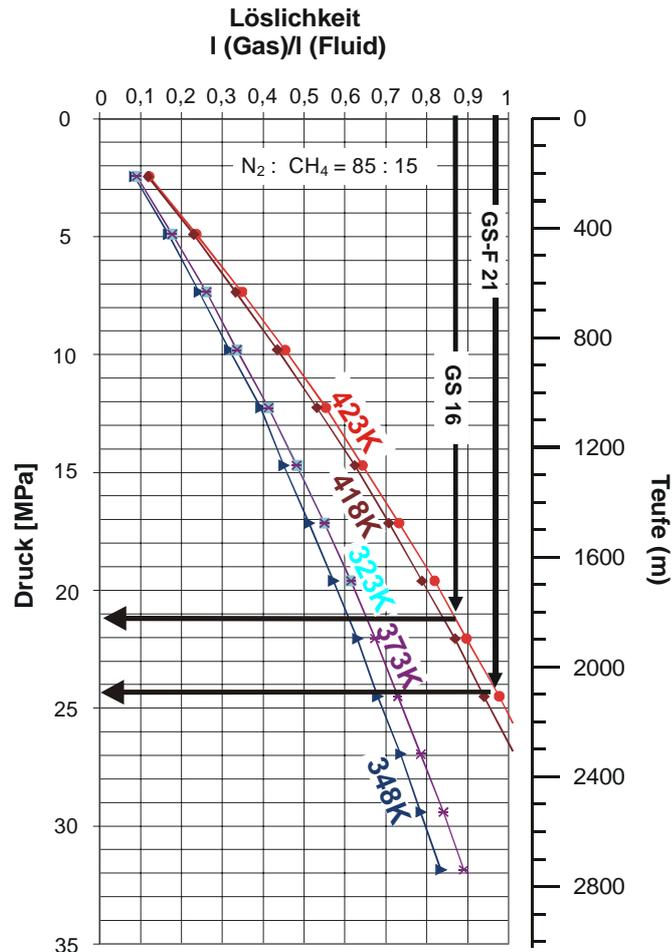


Abb. 3: Löslichkeit eines N_2 - CH_4 -Gasgemisches (85:15) im Formationsfluid der Bohrung GrSk 3/90 in Abhängigkeit vom Druck für verschiedene Temperaturen (farbige Linien). Beiden Proben GS 16 und GS-F 21 wurde der CO_2 -Anteil von der Gesamtgasmenge abgezogen

Fig. 3: Solubility of a N_2 - CH_4 gas mixture (85:15) in brine from GrSk 3/90 well as a function of pressure and different temperatures (colored lines). Gas concentrations of samples GS 16 and GS-F 21 do not include CO_2

4.3 Einfluss der gelösten Kohlendioxids für die geothermische Nutzung

Für die geothermische Nutzung ist weiterhin von Bedeutung, bis zu welchem Druck Kohlendioxid in Lösung bleibt. Dies soll im Folgenden für die Bohrung Groß Schönebeck 3/90 anhand der Ergebnisse der Analyse von GS-F 21 mit einem CO_2 -Anteil von $\sim 2,07 \cdot 10^{-3}$ mol/l abgeschätzt werden. Die Löslichkeit von CO_2 ist für Tiefenwasser der Bohrung GrSk 3/90 in Abhängigkeit von der Temperatur für verschiedene Drücke (nach Carroll et al. 1991) in Abb. 4 dargestellt. Gemäss Abb. 4 ist bei einer angenommenen Fördertemperatur der Sole von 423 K ein Druck von 0,5-0,75 MPa notwendig, um den Anteil CO_2 in Tiefenwasser der Bohrung GrSk 3/90 in Lösung zu halten. Dieser Druck entspricht nach Gl. 4 einem Teufenbereich von ca. 50-65 m.

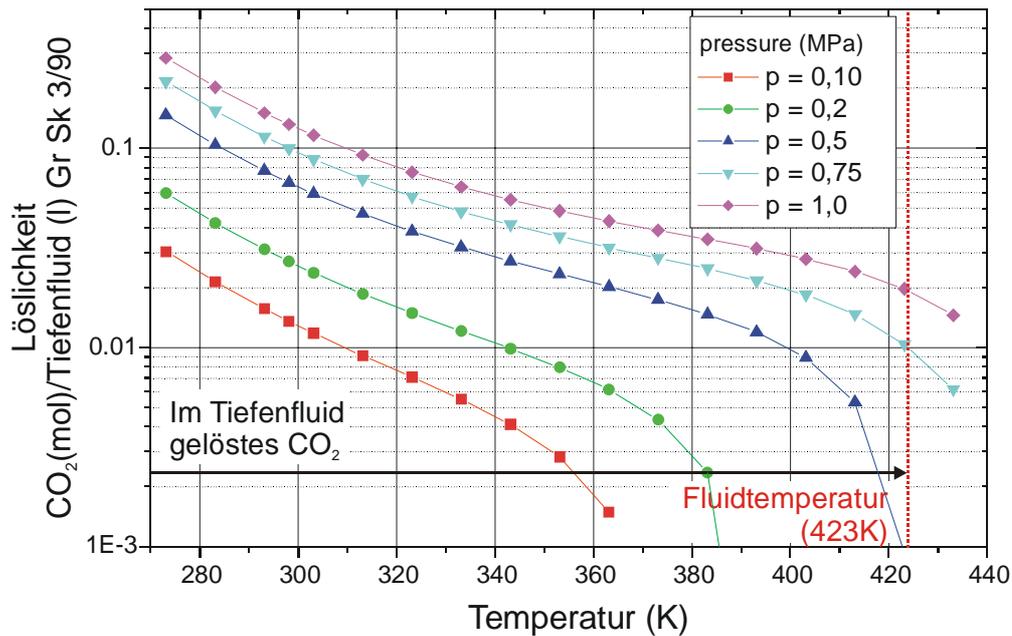


Abb. 4: Löslichkeit von CO₂ im Formationsfluid der Bohrung GrSk 3/90 in Abhängigkeit vom Gesamtdruck für verschiedene Temperaturen (nach Carroll et al. 1991)

Fig. 4: Solubility of CO₂ in brine from GrSk 3/90 well as a function of pressure and temperature (after Carroll et al. 1991)

5 Bestimmung der Herkunft des Fluids anhand der Edelgas-Isotopenzusammensetzung

5.1 Edelgasisotopenanalytik

Die Bestimmung der Edelgaszusammensetzung erfolgte im Edelgaslabor des GFZ Potsdam. Eine Beschreibung der Apparatur sowie des Messverfahrens findet sich z. B. in WIERSBERG 2002. Im Folgenden sollen die Ergebnisse der Probe GS 16 (GIESE et al. 2001) mit den Isotopendaten der Probe GS-F 21 verglichen werden. Während für GS 16 die Edelgase nur im Headspace-Gasanteil bestimmt wurden, wurde an GS-F 21 das Gesamtgas analysiert. Die Resultate der Edelgasisotopenuntersuchungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

	Untersuchte Gasphase	$^3\text{He}/^4\text{He}$ e (10^{-6})	$^{20}\text{Ne}/^{22}\text{N}$ e	$^{21}\text{Ne}/^{22}\text{N}$ e	$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$
GS 16 (Giese et al. 2001)	Headspace	0,0324 ± 0,0094	9,761 ± 0,086	0,0429 ± 0,0011	1939 ± 19
GS-F 21	Gesamtgas	0,0279 ± 0,0041	9,777 ± 0,096	0,0319 ± 0,0014	600 ± 21
Luft	-	1,39	9,8	0,029	295,5

Tabelle 2: Resultate der Edelgasuntersuchungen von GS 16 und GS-F 21 sowie als Referenz die atmosphärische Zusammensetzung. Alle Fehlerangaben sind 2σ

Table 2: Results of the noble gas analysis of the samples GS 16 and GS-F 21. Atmospheric composition is given for reference. Errors are 2σ

5.2 Helium-Isotopenzusammensetzung

Zur Bestimmung der Herkunft eines Fluids anhand der Edelgaszusammensetzung eignen sich insbesondere die Heliumisotope, da sich terrestrische Reservoirs signifikant, d. h. um mehrere Größenordnungen, in ihrem $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Isotopenverhältnis unterscheiden können. Atmosphärische Kontamination ist dagegen im Vergleich zu den übrigen Edelgasen von geringerer Bedeutung, denn die Heliumkonzentration in Luft ist mit ca. 4 vpm vergleichsweise gering. Abb. 5 zeigt die $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Isotopenverhältnisse der beiden untersuchten Proben sowie unterschiedlicher Reservoirs zum Vergleich. Die Helium-Isotopenverhältnisse verschiedener Erdmantelreservoirs (MORB, OIB, kontinentaler Mantel) sind im Vergleich zur Atmosphäre und zur Kruste durch ein erhöhtes $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Isotopenverhältnis gekennzeichnet. Diese können einer Mischung von in situ produziertem ^4He mit primordialem He solarer Zusammensetzung zugeschrieben werden.

Die kontinentale Kruste ist im Vergleich zum Erdmantel an primordialen Edelgasen verarmt, an den Elementen Uran, Thorium und Lithium dagegen angereichert (BALLENTINE and BURNARD, 2002). Durch verschiedene Kernprozesse können aus Nukliden dieser Elemente Heliumisotope in situ produziert werden. Die Produktion von ^4He erfolgt fast ausschließlich durch den Zerfall von ^{235}U , ^{238}U und ^{232}Th ; ^3He wird hauptsächlich durch die Neutroneneinfangreaktion von ^6Li gebildet ($^6\text{Li}(n, \alpha)^3\text{H}(\beta^-)^3\text{He}$). Die Helium-Isotopenzusammensetzung der Kruste ergibt sich daher aus der Verteilung dieser Mutternuklide. Vergleiche von gemessenen $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Verhältnissen mit Werten, die sich aus den Mutternuklidkonzentrationen

sowie einem bekannten Fluss an thermischen Neutronen abschätzen lassen (MAMYRIN und TOLSTIKHIN 1984), zeigen eine gute Übereinstimmung und betragen in der kontinentalen Kruste durchschnittlich $2 - 4 \cdot 10^{-8}$.

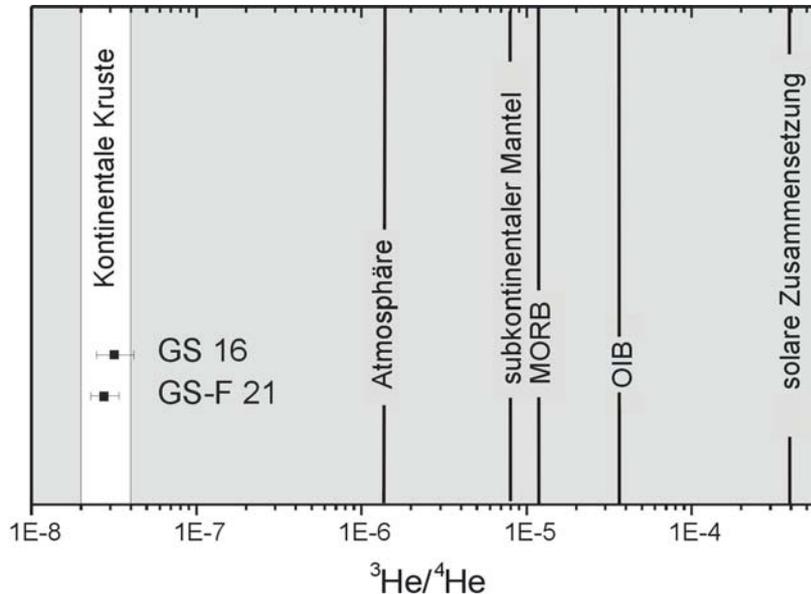


Abb. 5: Helium-Isotopenzusammensetzung der Tiefenproben GS 16 und GS-F 21 sowie unterschiedlicher Reservoirs

Fig. 5: Helium isotopic composition of different reservoirs and the investigated samples

Die beiden untersuchten Tiefenproben unterscheiden sich in ihren Helium-Isotopenverhältnissen innerhalb der Fehlergrenzen nicht. Eine Veränderung durch die im Bohrloch durchgeführten Maßnahmen ist bis zum Zeitpunkt der Probenahme der Probe GS-F 21 nicht zu beobachten. Sowohl die bereits untersuchte Probe GS 16 als auch die Probe GS-F 21 spiegeln die typische durchschnittliche Helium-Isotopenzusammensetzung der kontinentalen Kruste wider. Anhand der Helium-Isotopendaten ergeben sich keinerlei Hinweise auf einen anderen Ursprung der Fluide.

5.3 Argon- und Neon-Isotopenzusammensetzung

Die Proben GS 16 und GS-F 21 weisen für Argon ($^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$) und Neon ($^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$) Isotopenverhältnisse auf, die sich signifikant von der atmosphärischen Zusammensetzung unterscheiden. Im Folgenden sollen zunächst die Neon-Isotopendaten diskutiert und diese schließlich mit den Argon-Isotopendaten verglichen werden.

Im Vergleich zur atmosphärischen Zusammensetzung ($^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne} = 9,8$) zeigen Mantelreservoirs erhöhte $^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Isotopenverhältnisse, welches mit einer primordialen Quelle solarer Zusammensetzung ($^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne} = 13,8$) erklärt wird. Die kontinentale Kruste ist hingegen an primordiales Neon verarmt und weist eine Isotopensignatur auf, die durch die Neonproduktion aus Kernreaktionen bestimmt ist. Von den drei stabilen Neonisotopen (^{20}Ne , ^{21}Ne und ^{22}Ne) werden ^{21}Ne und ^{22}Ne in signifikanten Mengen durch Kernumwandlung neu gebildet. Dagegen ist ^{20}Ne fast ausschließlich primordial. Daher weist die kontinentale Kruste geringe-

re $^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ – Isotopenverhältnisse als die Atmosphäre auf. Überschüsse an ^{22}Ne sind hauptsächlich auf die Reaktion $^{19}\text{F}(\alpha, n)^{22}\text{Ne}(\beta^+)^{22}\text{Ne}$ zurückzuführen. Im Vergleich zur Luftzusammensetzung erhöhte $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Verhältnisse sowohl in der kontinentalen Kruste als auch in Mantelreservoirien werden hauptsächlich durch die Reaktion $^{18}\text{O}(\alpha, n)^{21}\text{Ne}$ hervorgerufen.

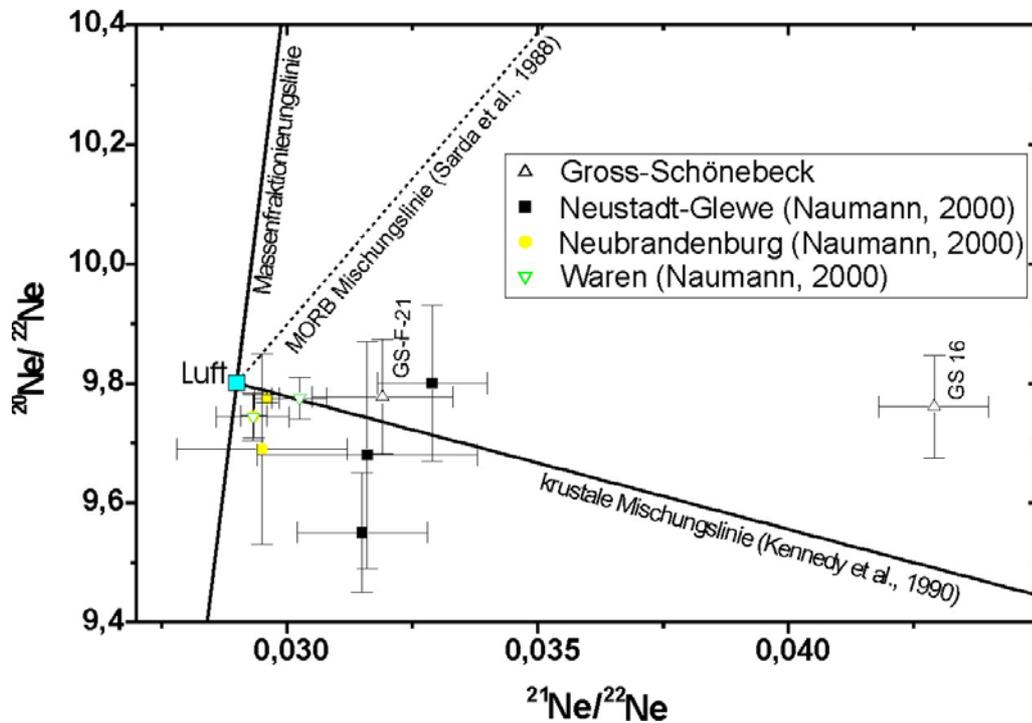


Abb. 6: Neon-Dreisisotopen-Diagramm. Eingezeichnet sind die Massenfractionierungslinie sowie Mischungslinien zwischen Luft und verschiedenen Endgliedern, weiterhin die Ergebnisse für verschiedene norddeutsche Tiefenwässer (Naumann 2000) sowie der untersuchten Proben

Fig. 6: Neon-3-isotope diagram including mass fractionation line and mixing lines between air and distinct endmembers as well as the results from deep seated hydrothermal brines in the Northern Germany Basin (Naumann 2000) and the investigated samples

In einem Neon-Dreisisotopen-Diagramm $^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ vs. $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ (Abb. 6) sind Ergebnisse aus Untersuchungen an verschiedenen norddeutschen Tiefenwässern (NAUMANN 2000) sowie an den Tiefenproben GS 16 und GS-F 21 dargestellt. Zum Vergleich sind Mischungslinien zwischen Luft und verschiedenen Endgliedern (Mantel, Kruste) sowie die Massenfractionierungslinie eingezeichnet. Die Ergebnisse der beiden Proben GS 16 und GS-F 21 sind am besten mit einer Mischung aus Luft und einem krustalen Endglied (KENNEDY et al. 1990) zu vereinbaren, was auch für die Ergebnisse der Untersuchungen anderer norddeutscher Tiefenwässer zutrifft (NAUMANN 2000). Die bei gegebenem $^{20}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Verhältnis im Vergleich zur krustalen Mischungslinie erhöhten $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Verhältnisse der untersuchten Proben sind mit einem im Vergleich zur durchschnittlichen kontinentalen Kruste höheren Sauerstoff/Fluor-Verhältnis im Reservoir zu erklären.

5.4 Neon-Argon Systematik

Wie Neon besteht auch Argon aus drei stabilen Isotopen (^{36}Ar , ^{38}Ar und ^{40}Ar). Es sind jedoch keinerlei signifikante Variationen im Isotopenverhältnis $^{38}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ verschiedener terrestrischer Reservoirs bekannt. Im Folgenden sollen daher die an GS 16 und GS-F 21 bestimmten, erhöhten Verhältnisse $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ im Zusammenhang mit den $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Werten diskutiert werden. Die im Vergleich zur Atmosphäre erhöhten Isotopenverhältnisse $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ aller irdischen Reservoirs sind auf radiogenes ^{40}Ar aus dem β^+ -Zerfall bzw. Elektroneneinfang von ^{40}K zurückzuführen. Wird in einem Diagramm $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ gegen $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ aufgetragen, so zeigen GS 16 und GS-F 21 zusammen mit der atmosphärischen Zusammensetzung einen linearen Zusammenhang (Abb. 7). Das liefert einen Hinweis auf eine Mischung zweier Komponenten, von denen die eine Komponente Luft ist.

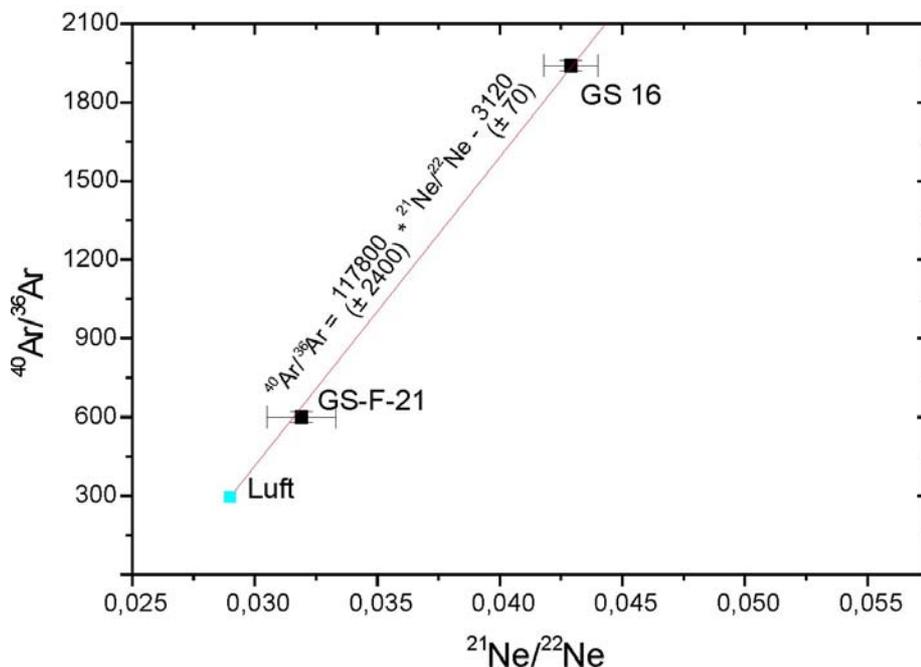


Abb. 7: Diagramm $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ vs. $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$. Unter Einbeziehung der atmosphärischen Zusammensetzung liegen die Daten von GS-F-16 und GS-F 21 auf einer Mischungslinie zwischen Luft und einem kristalen Endglied

Fig. 7: Plot $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ vs. $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$. With respect to the atmospheric composition, the data of GS-F-16 and GS-F 21 plot on a mixing line between air and a crustal endmember

Anhand des linearen Zusammenhangs können die unterschiedlichen Neon- und Argon-Isotopenzusammensetzungen beider Proben auf einen unterschiedlich hohen Anteil der atmosphärischen Komponente zurückgeführt werden. Als fehlergewichtete Regressionsgleichung ergibt sich:

$$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 117800 (\pm 2400) \cdot ^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne} - 3120 (\pm 70) \quad (5)$$

Ausgehend von einer identischen $^{36}\text{Ar}/^{22}\text{Ne}$ -Zusammensetzung von Luft und der kontinentalen Kruste liefert lineare Extrapolation auf die durchschnittliche $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Zusammensetzung eines krustalen Endgliedes von 0,46 (KENNEDY et al.1990) für dieses $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} = 50.000 \pm 2500$. Dieser Wert ist als unterer Grenzwert für die Zusammensetzung des krustalen Endgliedes von Groß Schönebeck anzunehmen, da dessen $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Endgliedzusammensetzung $> 0,46$ ist (vgl. Abb. 5). $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar} > 50.000 \pm 2500$ für das Endglied von Groß Schönebeck ist mit der Zusammensetzung der kontinentalen Kruste vereinbar (ALLÈGRE et al. 1997).

Dagegen liefert die Extrapolation von Gl. 4 auf die $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Zusammensetzung unterschiedlicher Mantelendglieder $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ -Isotopenverhältnisse, die nicht mit den bekannten $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ -Isotopenverhältnissen der Mantelendglieder vereinbar sind (Tab. 3). Somit belegt auch die Neon-Argon-Systematik die kontinentale Herkunft der Gase in den untersuchten Proben.

	$^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ (Endglied)	$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ (Endglied)	$^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ (extrapoliert aus Gl.4)
MORB	0,059 ¹	40.000 ²	3.800
OIB	0,045 ³	~ 6.000 ³	1.600
Kontinentale Kruste	0,46 ⁴	~ 20.000 ⁵ (1.650 – 170.000)	50.000

1) NIEDERMANN et al. 1997; 2) MARTY und HUMBERT 1997; 3) MARTY et al. 1998; 4) KENNEDY et al. 1990; 5) ALLÈGRE et al. 1997

Tabelle 3: $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ - und $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ -Isotopenverhältnisse verschiedener terrestrischer Reservoirs sowie aus Gl. 5 resultierende $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ -Isotopenverhältnisse für die angegebene $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ -Endgliedzusammensetzung

Table 3: $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ and $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ isotopic ratios of different terrestrial reservoirs and the resulting $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ isotopic ratios from Eq. 5 for the given $^{21}\text{Ne}/^{22}\text{Ne}$ endmember ratio

6 Zusammenfassung

Das in den Tiefenwässern gelöste Gas besteht hauptsächlich aus Stickstoff (ca. 80 vol. %) und Methan (ca. 15 vol. %) und ist mit der Zusammensetzung anderer Erdgasvorkommen des Rotliegend im Ostteil des Norddeutschen Beckens vergleichbar. Das Gas/Wasser-Volumenverhältnis des Tiefenfluids beträgt unter Standardbedingungen ~1. Nach den 2001/2002 im Bohrloch durchgeführten Maßnahmen nahm der Gasgehalt im Fluid um ca. 10 % zu. Hierbei erhöhte sich der CO_2 -Anteil von 1,7 vol. % auf 4,7 vol. %. Beim Fördern der 423 K heißen Sole kann es ab Drücken < 24 MPa zu Entgasung von N_2 und CH_4 kommen, entsprechend einer Teufe von < 2200 m. Um CO_2 in Lösung zu halten, ist bei 423 K ein Druck von mindestens 0,5-0,75 MPa notwendig.

Die Isotopenzusammensetzung von Helium und Neon sowie die Neon-Argon-Systematik belegen die krustale Herkunft der untersuchten Gase. Innerhalb des analytischen Fehlers weisen GS 16 und GS-F 21 in ihrem $^3\text{He}/^4\text{He}$ -Isotopenverhältnis keinerlei Variationen auf. Unter-

schiede in der Zusammensetzung der übrigen Edelgasisotope sind mit unterschiedlichen Anteilen einer atmosphärischen Komponente zu erklären.

Von ausschlaggebender Bedeutung für eine schlüssige Interpretation der Ergebnisse sowohl im Hinblick auf die Bestimmung der Herkunft der Gase als auch der Ermittlung von Gasentlösungsdrücken ist eine Probenahme und Überführung unter in situ Bedingungen. Hierbei hat sich das P.D.S. Probenahmesystem der Firma Leutert bewährt.

Literatur

- ALLÈGRE, C. J., STAUDACHER, T. & SARDA, P. (1997): Rare gas systematics: formation of the atmosphere, evolution and structure of the Earth's mantle; - *Earth and Planetary Science Letters* 81, pp. 127-150
- BALLENTINE, C. J., & BURNARD, P. G. (2002): Production, Release and Transport of Noble Gases in Water at Low Pressure; - *Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 47, pp. 481-538
- CARROLL, J. J., SLUPSKY, J. D. & MATHER, A. E. (1991): The solubility of Carbon Dioxide in Water at Low Pressure; - *J. Phys. Chem. Ref. Data*, vol. 20 (6) pp. 1201-1209
- DUAN, Z. & SUN, R. (2002): An improved model calculating CO₂ solubility in pure water and NaCl solutions from 273 to 533 K and from 0 to 2000 bar; - *Chemical Geology* 193, pp 23-33
- ENICK, R.M. & KLARA, A.M. (1990): CO₂ solubility in water and brine under reservoir conditions; - *Chem. Eng. Com.*, 90: 23-33
- GERLING, P., IDIZ, E., EVERLIEN, G. & SOHNS, E.(1995): New aspects on the Origin of Nitrogen in Natural Gases in Northern Germany; - *Geologisches Jahrbuch D103*, pp. 65-84
- GIESE, L.B., SEIBT, A., WIERSBERG, T., ZIMMER, M., ERZINGER, J., NIEDERMANN, S. & PEKDEGER, A. (2002): Zur Geochemie der Formationsfluide der Bohrung Groß Schönebeck 3/90; - *Geothermie Report STR 02-14*, pp. 51-71
- HARTING, P., MAY, F. & SCHÜTZE, H. (1981): Tabellen und Diagramme zur Löslichkeit von Methan-Stickstoff-Gemischen in wässrigen Natriumchloridlösung; - *ZfI-Mitteilungen*, 42: 427 S.
- KENNEDY, B. M., HIYAGON, H. & REYNOLDS, J. H. (1990): Crustal neon: a striking uniformity; - *Earth and Planetary Sciences Letters* 98, pp. 277-286
- KROOSS, B. M., LITCKE, R., MÜLLER, B., FRIELINGS DORF, J., SCHWOCHAU, K. & IDIZ, E. F. (1995): Generation of nitrogen and methane from sedimentary organic matter: implications on the dynamics of natural gas accumulations
- MAMYRIN, B. A. & TOLSTIKHIN, I. N. (1984): Helium isotopes in nature; - Elsevier, Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo, 273 pp.
- MARTY, B. & HUMBERT, F. (1997): Nitrogen and argon isotopes in oceanic basalts; - *Earth and Planetary Science Letters* 152, pp. 101-112
- MARTY, B., TOLSTIKHIN, I. N., KAMENSKY, I. L., NIVIN, V., BALAGANSKAYA, E. & ZIMMERMANN, J.-L. (1998): Plume-derived rare gases in 380 Ma carbonatites from the Kola region (Russia) and the argon isotopic composition in the deep mantle; - *Earth and Planetary Science Letters* 164, pp. 179-192

- NAUMANN, D. (2000): Salinare Tiefenwässer in Norddeutschland; - GFZ Potsdam Scientific Technical Report STR 00-21
- NIEDERMANN, S., BACH, W. & ERZINGER, J. (1997): Noble gas evidence for a lower mantle component in MORBs from the southern East Pacific Rise: Decoupling of helium and neon isotope systematics; - *Geochimica et Cosmochimica Acta* 61, pp. 2697-2715
- SEIBT, A., NAUMANN, D. & HOTH, P. (1999): Lösung und Entlösung von Thermalwassergasen - Konsequenzen für den Anlagenbetrieb; - *Geothermie Report STR 99-04*, pp. 63-86
- WIERSBERG, T. (2002): Edelgase als Tracer für Wechselwirkungen von Krusten- und Mantelfluiden mit diamantführenden Gesteinen des östlichen Baltischen Schildes; - GFZ Potsdam Scientific Technical Report STR 02-11, pp. 29-44
- WOLFGRAMM, M. & SEIBT, A. (2003): Geochemical characteristics of the formation fluid identified during stimulation tests on the Rotliegend geothermal reservoir in the NE German Basin (NEGB); - eingereicht zur EGC, Budapest, Ungarn
- ZIMMERMANN, G., HURTER, S., SAADAT, A., KÖHLER, S., TRAUTWEIN, U., HOLL, H.-G., WOLFGRAMM, M., WINTER, H., LEGARTH, B. & HUENGES, E. (2003): The in-situ geothermal laboratory Groß Schönebeck - stimulation experiments of sandstones in 4200 m depth; - Proc. Twenty- Eight Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, January 27-29, 2003 SGP-TR-173

Chemische Konditionierung von Injektionsfluiden zur Stimulation von Rotliegendgesteinen in der Bohrung Groß Schönebeck 3/90

Chemical setting of injection fluids for stimulation of Rotliegend rocks in the well Groß Schönebeck 3/90

MARKUS WOLFGRAMM¹, HEINZ-GERD HOLL², ANDREA SEIBT³ UND TORSTEN KELLNER¹

¹Geothermie Neubrandenburg GmbH, Lindenstraße 63, 17033 Neubrandenburg

²GeoForschungsZentrum Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam

³BWG – Boden Wasser Gesundheit GbR, Seestraße 7a, 17033 Neubrandenburg

1	Einleitung	172
2	Gesteine und Fluide des Rotliegend	172
2.1	Lithologie und Diagenese der Rotliegend-Sedimente	172
2.2	Zusammensetzung des Formationsfluides und des Brunnenwassers	174
3	Konditionierung des Injektionsfluids	175
3.1	Zugabe von Salz zur Verhinderung der Quellung von Tonmineralen.....	175
3.2	pH-Wert-Einstellung des Injektionsfluides	177
3.3	Zugabe eines Korrosions-Inhibitors	178
3.4	Zugabe eines Sauerstoff-Inhibitors.....	178
3.5	Zugabe eines Biozids.....	180
4	Anforderungen an die Aufbereitung des Injektionsfluids	182
5	Zusammenfassung	182

Abstract

For massive hydraulic stimulation, approximately 17.000 m³ of fluid had to be injected into the GrSk 3/90 well. Investigations were carried out to determine the impact of the injected fluid on the deep aquifer. First results are presented in this paper. The investigations focused on the selection and supply of the kind of salt suitable to estimate the influence of the swelling of clay, the application of corrosion and oxidisation inhibitors as well as the selection of adequate acids and identification of their influence on the protection of the casings and prevention of scaling of iron oxides and hydroxides. In addition, the use of bacteriocides was examined for their potential to prevent organogen scalings as well as the interactions among the different chemical compounds which were applied. As a result of these investigations, the proper chemical composition of the fluid to be injected was determined.

1 Einleitung

Um die Rotliegendesteine der Bohrung Groß Schönebeck 3/90 (GrSk 3/90) hydraulisch zu stimulieren, sollten im Winter 2002/2003 etwa 17.000 m³ aufbereitetes Grundwasser in den unverrohrten Bereich der Bohrung verpresst werden. Dabei gelangt das injizierte Fluid in den Teufenbereich von 3800 – 4300 m, wo Rotliegend-Sedimente und permokarbone Vulkanite (basaltische, Mg-reiche Andesite) anstehen. Die Fluidtemperatur liegt bei ca. 150°C, die Drücke bei etwa 430 bar, und die Salinität beträgt 265 g/l (WOLFGRAMM & SEIBT 2003). Bei der Aufbereitung des Injektionsfluids müssen einige geochemische Aspekte berücksichtigt werden, um Schädigungen des Zielhorizontes bzw. der Bohrlochverrohrung zu vermeiden. Das sind vor allem:

- Chemische/mechanische Destabilisierung von Tonmineralen im Speicher, vor allem Tonmineralquellung
- Lösung bzw. Ausfällung von Mineralen in Folge der veränderten p/Eh/T/Konzentrations-Bedingungen (Eisenhydroxide, Karbonate, Sulfate);
- Schädigung der Bohrlochwandung durch veränderte p/T/Konzentrations-Bedingungen;
- mikrobiologisch induzierte Beeinflussungen des Thermalwasserchemismus.

Nachfolgend werden die genannten Aspekte für eine mögliche Schädigung diskutiert. Auf der Basis von Laborversuchen und Literaturlauswertungen ist ein Konzept zur Konditionierung des Injektionsfluids für die massiven Wasserfracs in der Bohrung GrSk 3/90 erarbeitet worden.

2 Gesteine und Fluide des Rotliegend

2.1 Lithologie und Diagenese der Rotliegend-Sedimente

Zielhorizonte der Stimulationsexperimente sind die Rotliegend-Silt- und Sandsteine sowie die permokarbonen Vulkanite des Nordostdeutschen Beckens (NEDB). Bei den Sedimenten handelt es sich überwiegend um lithoklastführende Arenite (WOLFGRAMM 2002, GAST et al. 1998, MCCANN 1998). Die Vulkanite sind magnesiumreiche Andesite, welche während eines früheren Vulkanitstadiums im Becken akkumuliert wurden (BENEK et al. 1996). Im Verlaufe der Beckenabsenkung seit dem Rotliegend unterlagen diese Gesteine intensiven Alterations-

reaktionen (WOLFGRAMM & SCHMIDT MUMM 2000). Die vorhandenen Kluft- und Porenräume sind meist durch eine Reihe von diagenetischen und hydrothermalen Mineralparagenesen ausgefüllt.

Als frühdiagenetische Ausfällungsprodukte oberflächennaher Wässer können folgende Bildungen beobachtet werden: Anhydrit-/Gipskonkretionen und -zemente, Dolomitzemente, Hämatit- und Illitumhüllungen von detritischen Körnern, Halit, Baryt, Siderit, Quarz und Albit (WOLFGRAMM 2002, GAST et al. 1998, GAUPP 1994, GAUPP et al. 1993, HOTH 1993, LAND & MILLIKEN 1981).

Umwandlungsreaktionen	Prozess	Ionenaustausch; pH	T [°C]
Diagenese von organischem Material	Dekarboxylierung	CO ₂ , pH↓	50-150
Diagenese von tonreichen Lagen	Diagenese von Ton	Mg ²⁺ , Ca ²⁺ , Al ³⁺	>50
$\text{Ca}^{2+} + 2 \text{HCO}_3^- \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CaCO}_3$	Karbonatisierung	CO ₂ , Ca ²⁺	>50
$2\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 2\text{H}^+ + 9\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 2\text{K}^+ + 4 \text{H}_4\text{SiO}_4$	Kaolinitisierung	K ⁺ , pH↑	50-120
$2\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 4\text{SiO}_2 + 2\text{K}^+$	Kaolinitisierung	K ⁺ , pH↑	50-120
$2\text{KAl}_3\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2 + 3\text{H}_2\text{O} + 2\text{H}^+ \rightarrow 3\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + 2\text{K}^+$	Kaolinitisierung	K ⁺ , pH↑	50-120
Smektite + K ⁺ + Al ³⁺ → Illit + Quarz + H ⁺	Illitisierung	pH↓, K ⁺ , Al ³⁺	50-200
$3\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{KAl}_3\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_2 + 6\text{SiO}_2 + 2\text{K}^+$	Illitisierung	K ⁺	120-200
$\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8 + 2\text{Na}^+ + 4\text{H}_4\text{SiO}_4 \rightarrow 2\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + \text{Ca}^{2+} + 8\text{H}_2\text{O}$	Albitisierung	Ca ²⁺ ; H ₂ O Na ²⁺	>120
$5\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 + \text{SiO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Mg}_5\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_{10}(\text{OH})_8 + 5\text{CaCO}_3 + 5\text{CO}_2$	Chloritisierung	(Mg ²⁺), CO ₂	>150
$15\text{Dolomit} + 2\text{Muskovit} + 3\text{SiO}_2 + 11\text{H}_2\text{O} \rightarrow 3\text{Mg-Chlorit} + 2\text{K}^+ + 2\text{OH}^- + 15\text{CO}_2$	Chloritisierung	K ⁺ , (Mg ²⁺), pH↓	>150

Tabelle 1: Verschiedene diagenetische Mineralbildungsreaktionen (z.T. vereinfacht) nach Rieken (1988), Bjørlykke (1983), Land & Milliken (1981), Hoth (1993), Teichmüller et al. (1979); kursiv= Ionen werden bei Reaktion verbraucht, normal=Ionen werden durch Reaktion freigesetzt, pH↓= pH-Wert-Erniedrigung infolge der Reaktion; pH↑=pH-Wert-Erhöhung infolge der Reaktion

Table 1: Important, partly simplified diagenetic mineral reactions after Rieken (1988), Bjørlykke (1983), Land & Milliken (1981), Hoth (1993), Teichmüller et al. (1979); italics= Ions consumed during reaction, normal= Ions released during reactions, pH↓= decreasing pH; pH↑= increasing pH

Als Resultat der Hauptabsenkung des Beckens kam es zur teilweisen chemischen Zersetzung von Mineralen (Kalifeldspäte, Plagioklase, Tonminerale) und organischer Substanz des Sedimentkörpers sowie zur Neubildung von Mineralphasen (WOLFGRAMM & SCHMIDT MUMM 2000). Die wichtigsten chemischen Reaktionen sind hierbei die Dekarboxylierung organischer Partikel, Kaolinitisierung, Illitisierung, Chloritisierung, Albitisierung, Epidotisierung und die Alteration der Feldspäte (Tabelle 1). An neugebildeten Mineralen konnten in den untersuchten Gesteinsproben vor allem Quarz, Kalzit, Albit, Illit, Chlorit und Hämatit beobachtet werden (Tabelle 1).

Die diagenetischen Reaktionen, welche zur Ausbildung der genannten Mineralphasen führten, sind in erster Linie abhängig von der ionaren Zusammensetzung der wässrigen Fluide, deren pH-Wert und Redoxpotenzial sowie Druck und Temperatur. Kaolinit wurde so unter leicht sauren Verhältnissen und Temperaturen zwischen 50°C und 120°C als Alterationsprodukt von Kalifeldspat oder Muskovit gebildet (HOTH 1993). Unter erhöhten Temperaturen von 120 - 150°C war Kaolinit nicht mehr stabil und wurde in Illit umgewandelt. Kaolinitzelemente wurden nur in wenigen Proben beobachtet. Die Illitisierung der Kaolinite ist somit als einer der dominanten Alterationsprozesse im Nordostdeutschen Becken (NEDB) anzunehmen. Ähnliche Reaktionen beschrieben bereits TEICHMÜLLER et al. (1979) und HOWER et al. (1976). Die häufig intensive Illitisierung der permokarbonen Gesteine im NEDB könnte auch auf eine von WEAVER (1978) beschriebene Umwandlung des Smektit im Temperaturbereich von 50 - 150 °C zurückzuführen sein. BOLES & FRANKS (1979) beschreiben zudem eine Umwandlung residualer Fe-Mg-reicher Smektitlagen zu Illit im Temperaturbereich von 100 - 200 °C.

In den grobklastischen Rotliegend-Sedimenten und den felsischen permokarbonen Vulkaniten konnte häufig sekundär gebildeter Albit beobachtet werden. Die Albitneubildung setzt voraus, dass genügend Al^{3+} und Na^{+} im Porenwasser enthalten sind, wobei Al^{3+} durch die Auflösung smektitischer Lagen bzw. die Alteration von Kalifeldspäten freigesetzt werden kann, während Na^{+} einer externen Quelle bedarf. Als Na^{+} -Quelle kommen im NEDB in erster Linie deszendierende Zechsteinwässer in Frage. Da Kalifeldspäte ab Temperaturen von 120°C nicht mehr stabil sind (HOWER et al. 1976), kann eine Albitisierung ab dieser Temperatur angenommen werden, was mit den Beobachtungen der Bearbeiter übereinstimmt.

2.2 Zusammensetzung des Formationsfluides und des Brunnenwassers

In der Tabelle 2 sind die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale der chemisch-physikalischen Eigenschaften des Formationsfluides (v. a. WOLFGRAMM & SEIBT 2003) und des zum Wasserfrac vorgesehenen Brunnenwassers dargestellt. Das Brunnenwasser wird aus drei Grundwasserbrunnen gewonnen, welche den quartären Grundwasserleiter GWLK 2 aufschließen. Die quartären Grundwässer am Standort Groß Schönebeck zeichnen sich durch einen niedrigen Gesamtioneninhalt von ca. 413 mg/l mit geringen Gehalten an Eisen- und Mangan-Ionen aus. Im Vergleich zum Formationswasser hat das Brunnenwasser einen höheren pH-Wert und ein höheres Redoxpotenzial in Bezug zur Normalwasserstoffelektrode (bestimmt während eines Förder- bzw. Pumpstestes im Bypass in einer geschlossenen Messzelle). Während von einer Sauerstofffreiheit im Formationsfluid ausgegangen werden kann, wurde im Brunnenwasser ein geringfügiger Gehalt an gelöstem Sauerstoff (0,21 ppm) nachgewiesen.

	Tiefenwasser GrSk 3/90	Brunnenwasser GrSk
pH-Wert	5,7	7,4
Eh SHE [mV]	-60	58
Lf [μ S/cm]	210.000	460
TDS [g/L]	260	0,4
Eisen [mg/L]	200	0,53
Mangan [mg/L]	245	0,27

Tabelle 2: Durchschnittliche Parameter des Formationswassers der Bohrung GrSk 3/90 im Vergleich zum Wasser aus dem quartären Grundwasserleiter

Table 2: Average parameter of formation fluid (well GrSk 3/90) in comparison of used groundwater

3 Konditionierung des Injektionsfluids

Einleitend wurden die Probleme, welche bei der Injektion von Wässern in eine Bohrung auftreten können, genannt. Im folgenden Abschnitt werden die Wirkungen dieser Prozesse auf den Speicherhorizont und die Bohrung bewertet und geeignete Gegenmaßnahmen (Wasser-aufbereitung) vorgeschlagen. Grundlage bilden hierbei Literaturempfehlungen und Ergebnisse eigener Laborexperimente.

3.1 Zugabe von Salz zur Verhinderung der Quellung von Tonmineralen

Bei den im NEDB im Sedimentgestein nachgewiesenen Tonmineralen handelt es sich überwiegend um sekundär gebildete bzw. diagenetisch überprägte Bildungen. Es treten entsprechend des Temperaturumfeldes Smektit, Smektit-Illit-Wechselagerungsminerale, Illite (überwiegend phengitisch), Kaolinit und Chlorite auf. Dabei handelt es sich bei Smektit und den Illit-Smektit-Wechselagerungsmineralen um quellfähige Minerale, welche durch den Einbau von im Fluid gelösten Ionen bzw. die Aufnahme von Wasser ihr Volumen stark vergrößern können. Diese Quelltone können bei entsprechenden Änderungen der physikochemischen Bedingungen zu einer Verstopfung der im Sandstein vorhandenen Porenhäse und -räume führen, was sich wiederum negativ auf das Fließverhalten des Aquifers auswirken könnte.

Die Wirkungen quellfähiger Tonminerale sind besonders aus der Kohlenwasserstoffgewinnung bekannt. In der relevanten Literatur, die sich mit Injektionsfluiden und der Stimulation von Speichergesteinen auseinandersetzt, wird zur Tonstabilisierung im allg. eine 2 – 5 % KCl-Zugabe vorgeschlagen (z.B. ECONOMIDES & NOLTE 1989), um das Aufquellen von Tonen und damit verbundene Mobilisierung der Feinpartikel in Folge der Injektion von Süßwasser zu verhindern. Alternativ wird auch der Einsatz von NaCl diskutiert (ECONOMIDES & NOLTE 1989).

Die Lagerstätten der Erdölindustrie befinden sich im Allgemeinen in geringeren Teufen, als es beim Zielhorizont der Bohrung GrSk 3/90 der Fall ist. In den Kohlenwasserstoff-Speichergesteinen treten aufgrund der niedrigeren p/T-Verhältnisse häufig quellfähige Tonminerale (meist Illit-Smektit-Wechselagerungen) auf, deren Vorkommen für die Tiefenlage (> 4000 m) der Bohrung GrSk 3/90 als unwahrscheinlich anzunehmen ist. Aus mikroskopischen Untersuchungen von mehr als 30 Dünnschliffen sowie XRD-Analysen (HOLL 2002) und REM-EDX-Analysen von Rotliegendesteinen der Bohrung GrSk 3/90 und benachbarter Bohrungen kann geschlossen werden, dass quellfähige Tonminerale nicht in quantitativ relevanten Mengen vorkommen. Dies ergibt sich bereits aus den hohen Gesteinstemperaturen von ca. 150 °C (Tabelle 1), welche zu einer fast vollständigen Umwandlung von Kaolinit und des Quelltones Smektit in Illit und Chlorit führte. BRECHT (1999) untersuchte Tonmineralparagenesen der permokarbonen Vulkanite im NEDB und kommt für die Illite zu ähnlichen Ergebnissen, beschreibt jedoch in der Bohrung Kotzen das lokale Auftreten eines Corrensits mit mehr als 10 % Smektitgehalt.

In Rotliegendesteinen der Bohrung konnten keine Quelltone nachgewiesen werden, so dass eine Salzzugabe nur zur Erhöhung des spezifischen Gewichtes des Injektionsfluids erforderlich wäre. Generell ist allerdings in Aquiferen mit Temperaturen < 120 °C mit dem Vorhandensein von Quelltonen zu rechnen, da die entsprechenden Umwandlungsreaktionen nicht oder nicht vollständig erfolgt sind (Tabelle 1).

Neben dem Quellen von Tonmineralen besteht noch die Möglichkeit der mechanischen Destabilisierung. Dieses ist abgeleitet aus der Verteilung der Tonminerale in den betreffenden Gesteinen als nicht bedeutsam einzuschätzen. Zur Überprüfung wurden batch-Versuche durchgeführt, um mögliche Reaktionen (Dispergierung/Koagulierung) der Tonminerale von Rotliegend-Sandsteinen auf unterschiedlich aufbereitete Fluide zu erfassen. Dafür wurden 2 Sandsteinproben aus der Bohrung GrSk 3/90 manuell vorgebrochen und 7 Tage lang auf einem Überkopfschüttler mit bei den aus vorangegangenen Fördertests gewonnenen originalem Tiefenfluid versetzt. Nach einer Woche wurde die Fraktion < 63µm abgesiebt und mit Wässern unterschiedlicher Zusammensetzung gemischt. Ein Ansatz erfolgte mit deionisiertem Wasser, weitere mit angesäuertem und mit NaCl bzw. KCl versetztem Brunnenwasser (HCl, pH: 2,5). Die entsprechend gefüllten Erlenmeyerkolben wurden im Trockenschrank gelagert und jeweils nach 24, 36 und 72 Stunden dem Trockenschrank entnommen und aufgeschüttelt. Die erwartungsgemäß koagulierten Tone konnten in keinem Falle in Suspension gebracht werden. Zudem konnten keine optischen Unterschiede der einzelnen Mischungen beobachtet werden. Sollten also die Tone in dem nachgewiesenen hochsalinaren Milieu mobilisiert werden, würden sie sofort koagulieren. Selbst eine 9fache Verdünnung des hochsalinaren Formationswassers mit deionisiertem Wasser reichte nicht aus, um die angereicherten Tonminerale in Suspension zu bringen. Ein Transport der Tone und damit eine weitreichende Schädigung wäre aber nur in Suspension möglich. Aus diesen Versuchen wird ersichtlich, dass eine Zugabe von Salzen zum Injektionsfluid keinen Einfluss auf das Stabilitätsverhalten der Tonminerale im Zielhorizont der Bohrung GrSk 3/90 hat.

3.2 pH-Wert-Einstellung des Injektionsfluides

Die Injektion oberflächennaher Wässer in die Bohrung führt aufgrund der unterschiedlichen chemisch-physikalischen Eigenschaften von Injektionsfluid und Tiefenfluid zu unerwünschten chemischen Reaktionen. Bei Injektionentests mit Fremdwässern ist damit zu rechnen, dass die ermittelten Gehalte an Eisen und Mangan im Formationsfluid ein hohes Gefahrenpotenzial hinsichtlich der Bildung von Feststoffen beinhalten (mind. 120 mg Fe/L und 230 mg Mn/L). Aus thermodynamischer Sicht führt die Mischung des nahezu neutralen Grundwassers mit dem schwach sauren Formationswasser zu einer Alkalisierung, was zu Eisenfällungen führen kann:

$$\text{IAP (Fe [OH]}_3\text{)} = a(\text{Fe}^{3+}) \cdot a^3(\text{OH}^-)$$

Eine pH-Stufe Alkalisierung bedeutet eine Verzehnfachung von $a(\text{OH}^-)$. Das Ionenaktivitätsprodukt (IAP) steigt somit um den Faktor 1000, der Sättigungsindex $\text{SI} = \lg(\text{IAP}/\text{KL})$ um 3. Diese Reaktion ist zwar kinetisch gehemmt, jedoch führt eine Erhöhung des pH-Wertes um eine Stufe gemäß dem Geschwindigkeitsgesetz 1. Ordnung der Oxidation von Eisenionen in wässrigen Lösungen

$$-\frac{d[\text{Fe}^{2+}]}{dt} = k \cdot [\text{Fe}^{2+}] \cdot p\text{O}_2 \cdot (\text{OH}^-)^2$$

zu einer Zunahme der Oxidationsgeschwindigkeit für $\text{Fe}^{2+} \rightarrow \text{Fe}^{3+} + e^-$ um den Faktor 100 (SEIBT 2000). Ein Eintrag von Sauerstoff auf dem Weg der Förderung des Brunnenwassers bis zur Injektion in die Bohrung ist nicht auszuschließen.

Eine Ansäuerung des zu injizierenden Wassers ist deshalb notwendig, um die Eisen(II)-Ionen in Lösung zu halten. Der pH-Wert kann durch:

- Ansäuern mit einer anorganischen Säure auf pH 2,5 – 3 (Salzsäure)
- Ansäuern mit einer organischen Säure auf pH 5 (Essigsäure / Zitronensäure)

abgesenkt werden.

Bei Verwendung von HCl ist entsprechend den Laboruntersuchungen mit eingestellten Mischungen aus Formationsfluid und Brunnenwasser ein pH-Wert von 2,5 – 3 notwendig, um Eisenausfällungen zu unterbinden. Allerdings erhöht dieser pH-Wert die korrosive Wirkung des Fluids auf die Bohrungsinstallation. Deshalb sind im Zuge der Säuerung geeignete Korrosionsschutzmaßnahmen anzuwenden. Aus Erfahrungen der Erdölindustrie mit Säurefracs geht andererseits hervor, dass eine kurzzeitige Einwirkung saurer Fluide auf die Verrohrung kaum nachweisbare korrosive Wirkung hat. Allerdings muss für die geplanten Stimulationsexperimente berücksichtigt werden, dass für derartige Wasserfracs in den geplanten Dimensionen und für die genannten Tiefenbereiche nicht auf Standardverfahren zurückgegriffen werden kann, da hier Wasservolumen und Einwirkzeiten doch erheblich sind. Alternativ zu Salzsäure können organische Säuren (Essigsäure/Zitronensäure) eingesetzt werden. Diese organischen Substanzen bilden mit den Eisen-Ionen Komplexe, wodurch die Eisen(II)-Oxidation und die

Hydrolyse von Eisen(III)-Ionen gehemmt werden (SEIBT 2000). Um eine Eisenausfällung zu verhindern, reicht eine wesentlich geringere pH-Wert-Absenkung des Fluids (ca. pH=5) aus. Damit werden auch die korrosiven Eigenschaften des Injektionsfluids minimiert. Ein großer Nachteil des Einsatzes organischer Säuren insbesondere der Essigsäure ist, dass diese durch Mikroorganismen (Bakterien, Pilze) abgebaut werden und damit das massenhafte Auftreten dieser Mikroorganismen fördern können (s.u.: Zugabe eines Biozids). Infolge dieser mikrobiellen Aktivitäten kommt es einerseits zu H₂S-Bildung (Stoffwechselprodukt) mit nachfolgender Metallsulfidausfällung und andererseits erhöht sich der pH-Wert des Fluids, was wiederum eine Ausfällung von Karbonaten nach sich ziehen kann. Maximal nachgewiesene Temperaturen für das Auftreten von Bakterienpopulationen liegen bei 113°C (STETTER 1999). Allerdings könnten sich entsprechende Sporen bei ungünstigen Bedingungen verkapseln etc., um bei den für sie günstigen Bedingungen wieder aktiv zu werden (KÖHLER et al 1997a).

Auch bei der Kohlenwasserstoffgewinnung wird zunehmend auf den Einsatz organischer Säuren verzichtet, um die damit verbundenen Probleme hinsichtlich mikrobiologischer Aktivitäten zu vermeiden, obwohl hier andere fördertechnische und wirtschaftliche Aspekte eine Rolle spielen als bei der geothermischen Nutzung von Tiefenwässern.

Die relevanten permokarbonen Zielhorizonte enthalten Karbonat in Form von Mineralzementen und Kluffüllungen. Diese können durch die abgesenkten sauren pH-Werte angelöst werden. Da Karbonat aber nach petrographischen Untersuchungen anteilmäßig nur mit < 3% enthalten ist, kann eine nachhaltige Schädigung des Aquifers ausgeschlossen werden. Vielmehr würde das Lösen der Karbonate eine erhöhte Transmissivität zur Folge haben können.

3.3 Zugabe eines Korrosions-Inhibitors

Um die Verrohrung vor Korrosion zu schützen, erfolgt der Einsatz von Korrosions-Inhibitoren. Dafür werden üblicherweise Propinol oder phosphorige Säure verwendet. Da die geplanten Versuche etappenweise mit entsprechenden Stillstandszeiten ablaufen, ist die Verrohrung über längere Zeiten dem aggressiven Injektionsfluid ausgesetzt. Bei Verwendung von HCl zum Ansäuern der Injektionsfluide (s.o.: pH-Wert-Einstellung) ist die Korrosionsgefährdung besonders hoch. Wie auch schon die organischen Säuren sind die Korrosions-Inhibitoren als Nahrungsquelle für Mikroorganismen anzusehen. Aus diesem Grunde sollte nur die unbedingt notwendige Menge an Inhibitoren eingesetzt werden.

Für die geplanten Experimente bietet sich das Präparat „Lithsolvent“ an. Lithsolvent ist eine wässrige Lösung, welche 10 – 20 % Propinol und 1 – 3 % Alkylbenzoldimethylammoniumchlorid enthält.

3.4 Zugabe eines Sauerstoff-Inhibitors

Sauerstoff-Inhibitoren werden eingesetzt, da die Injektionsfluide aufgrund ihrer Aufbereitung (Luftkontakt in den Stapelbehältern und beim Umwälzen), bzw. der vorgesehenen Nutzung von Trinkwasser)) Sauerstoff enthalten, der gebunden werden muss. Der Eintrag von Sauerstoff in den Speicher würde ansonsten die Ausfällung schwer löslicher Metallhydroxide und -oxide hervorrufen, die zu Blockierung des untertägigen Porenraumes führen (Abschnitt 3.2).

In der Kohlenwasserstoffgewinnung kommen zur O₂-Bindung entsprechende Inhibitoren zum Einsatz, wie z.B. Natrium-Disulfit, welches zur Reaktionsbeschleunigung meist noch mit Cobaltsalzen versetzt wird (ECONOMIDES & NOLTE 1989). Da die O₂-Bindung auf die Bildung von Sulfaten beruht, kommt es bei Vorhandensein von Barium meist zu Barytausfällungen. Diese „Scaling“-Effekte sind aus der Erdölindustrie bekannt (z.B. KAUFMANN-KNOKE 1992) und werden z.T. bewusst in Kauf genommen. Teilweise kommen aus diesem Grund Barium-Inhibitoren zum Einsatz (KAUFMANN-KNOKE 1992). Der Einsatz dieser O₂-Inhibitoren erfolgt vor allem aus dem Grund, da die Sulfatausfällungen nicht die extremen Schädigungen hervorrufen, die durch den Eintrag von Sauerstoff in den Aquifer erfolgen würden. Bei einem Barium-Gehalt von ca. 170 mg/l im Tiefenfluid der Bohrung GrSk 3/90 sind derartige Ausfällungen beim Einsatz von Natriumdisulfit auch hier möglich.

Im Rahmen von FuE-Vorhaben wurde bei Geothermie Neubrandenburg GmbH die Wirkungsweise folgender Sauerstoffinhibitoren zur Verhinderung von Fe(III)-Bildungen getestet (FILLER & FOCKE 1990, HAUSWALD & GERBER 1990):

- Hydrazin (N₂H₄)
- Natriumdisulfit (Na₂SO₃)
- Hydroxylamin (NH₂OH)
- Hydroxylammoniumchlorid (Hydroxyl-Hydrochlorid ([NH₃OH]Cl))
- weitere Komplexbildner und Chemikalien (wurden aus Kostengründen verworfen).

Im Ergebnis der Laboruntersuchungen wurde Hydrazin als ungeeignet verworfen, da er zwar Sauerstoff bindet, aber gleichzeitig die Bildung von Fe³⁺ beschleunigt. Ebenso wurde Natriumsulfit verworfen, da sich schwer lösliche Niederschläge bildeten (Sulfate und Eisen(III)-Verbindungen). Mit den Reduktionsmittel Hydroxylamin und Hydroxylammoniumchlorid wurden sehr gute Ergebnisse bezüglich der Verhinderung von Eisen(III)-Ausfällungen erreicht. Eine aktuelle Internetrecherche nach geeigneten Inhibitoren ergab, dass als Sauerstoffbinder bzw. Komplexbildner für Betriebswasser von Heizanlagen (Kesselanlagen) Hydrazin, Natriumsulfit und Diethylhydroxylamin (DEHA) eingesetzt werden. Da sich Hydrazin und Natriumsulfit nach oben genannten Untersuchungen bereits als ungeeignet erwiesen haben, bleibt Diethylhydroxylamin (DEHA) übrig. Dieses wird heute anstelle der giftigen und krebserregenden Substanzen Hydrazin / Hydroxylammoniumchlorid eingesetzt, u.a. beim Betrieb von Dampfkesselanlagen.

DEHA (Handelsname: u.a. OXYSTOP)

DEHA hat folgende Einsatzkriterien (www.umwelt-online.de; www.bge.de):

- DEHA zersetzt sich bei hohen Temperaturen unter Bildung von NH₃
- mit Einschränkungen nur bis max. 125 bar zulässig
- Voraussetzung: geringe Sauerstoffgehalte im zu behandelnden Fluid (< 1ppm)
- ist eine organische Verbindung (möglicherweise Nährstoffquelle für Mikroorganismen).

Beim Einsatz spielen außerdem die Kosten und Einsatzbedingungen eine Rolle. Natriumsulfit ist preiswerter als DEHA, liegt aber im Gegensatz zu DEHA in fester Form vor (Auflösung vor der Dosierung).

Der Einsatz von O₂-Inhibitoren muss kontrovers betrachtet werden. Vor allem existieren noch keine Erfahrungen für die Injektion von Trinkwasser in der geplanten Größenordnung. In der Kohlenwasserstoff-Industrie werden die O₂-Inhibitoren allerdings standardmäßig verwendet. Aus den genannten Gründen wird empfohlen, dem Injektionsfluid ein O₂- Inhibitor in Abhängigkeit vom O₂-Gehalt zuzugeben.

3.5 Zugabe eines Biozids

Geothermisch genutzte Aquifere sind extreme Biotope, in welchen meist mehrere außergewöhnliche Standortfaktoren zusammenwirken (KÖHLER et al. 1997, 1997a). Das sind:

- Temperaturen von ca. 40 °C bis > 90 °C
- Salzgehalte zwischen 8 – 30 %
- Drücke von 10 bis > 100 MPa sowie
- anaerobe bzw. mikroaerophile Bedingungen.

Diese ökologischen Nischen werden von einigen Spezialisten bevorzugt besiedelt. So entwickeln extremophile Bakterien wie halophile und/oder hyperthermophile Bakterien bei Salinitäten von > 200 g/l und Temperaturen > 90°C z.T. ihre volle physiologische Aktivität. Das Vorkommen von Bakterien ist bis maximal 113°C belegt (BLÖCHL et al. 1997, STETTER 1999). Die Schichtwassertemperaturen von 150 °C im Zielhorizont der Bohrung GrSk 3/90 schließen das Vorkommen von mikrobiologischen Arten somit aus. Allerdings können Bakterien eingeschleppt werden und sich bei zu hohen Temperaturen verkapseln (Sporenbildung). Bei erneuter Abkühlung können die Bakterien wieder aktiv werden. Dies kann besonders bei veränderten Bedingungen, z.B. im Kraftwerksbetrieb, zu Ausfällungen innerhalb des Thermalwasserkreislaufes führen.

Für das Tiefenfluid der Bohrung GrSk 3/90 kommen als biologisch relevante Bakterien hauptsächlich die Desulfizierer (sulfatreduzierende Bakterien) in Frage, wie z.B. *Desulfovibrio*. Energiequelle dieser Bakterien sind hauptsächlich niedermolekulare Säuren, aber auch CO₂ und H₂ können umgesetzt werden. Durch das als Stoffwechselprodukt der Reduktion von Sulfat entstehende H₂S werden Metallsulfide ausgefällt. Zudem erhöht sich der pH-Wert, und das kann zur Ausfällung von Karbonaten führen. Diese Fällungsprodukte können zu einer Verschlechterung der Zuflussbedingungen führen. Um die genannten mikrobiologischen Aktivitäten, die allerdings aufgrund der hohen Speichertemperaturen relativ unwahrscheinlich sind, auszuschließen, müssten dem Fracfluid Biozide zugesetzt werden.

Mögliche Biozide für den Einsatz im Thermalwasser wurden ausführlich in FREI (1989) und KÖHLER et al. (1997) untersucht.

Das in der Kohlenwasserstoff-Industrie verwendete Formaldehyd (Formalin) ist als Biozid nicht geeignet, da es folgende Eigenschaften aufweist (FREI 1989):

- neigt zu Polymerisation und damit Verstopfung der Poren
- Temperaturinstabilität
- problematische Handhabung (Wassergefährdung, flüchtig)
- zerfällt zu niedermolekularen organischen Verbindungen
- Art der Abbauprodukte (Rückförderungsprodukte) sind nicht bekannt.

KÖHLER et al. (1997) untersuchten die Wirksamkeit von folgenden handelsüblichen Bioziden auf Thermalwasserkeime, speziell Sulfatreduzierer (desulfofibrio):

- MERGAL V 615 (1,6-Dihydroxy-2,5-dioxahexan, Riedel De Haen AG)
- MERGAL KM 200 (Hexahydrothiazinderivat, Riedel De Haen AG)
- MERGAL K 13 (heterozyklische Verbindung, Riedel De Haen AG)
- MERGAL V 133 (N,N-Dimethylthiadizinthion, Riedel De Haen AG)
- Dodigen 226 (Quartäre Ammoniumverbindung, Hoechst AG).

Als erfolgreiche Wachstumshemmer erwiesen sich KM 200, V 650 und bedingt K 13. Am wirkungsvollsten, d.h. bereits in geringsten Konzentrationen von 0,025 bis 0,05 % stellte sich Dodigen 226 heraus. Dieses Bakterizid wird u.a. bei Bohrspülungen erfolgreich eingesetzt. Zu beachten ist, dass eine permanente Dosierung zum Fracfluid aus Kostengründen sicherlich nicht möglich sein wird.

Um für die bevorstehenden Versuche Aussagen zum mikrobiologischen Inhalt des Fluides der Bohrung GrSk 3/90 zu erhalten, wurden eine Tiefenwasserprobe und mit einem Tiefenprobennehmer gewonnenes Sediment der Bochlochsohle, bakteriologisch untersucht (WAGNER 4.11.2002, freundl. per. Mitt.). Dabei wurden entsprechend der nachzuweisenden Mikroorganismengruppen verschiedene Nährmedien und Verdünnungsstufen genutzt. Die Versuche erfolgten unter Luftabschluss, und die Proben wurden jeweils 14 –21 Tage bei 30 °C und 65 °C bebrütet. Die anschließenden Untersuchungen zum Besiedlungsgrad und der Beschreibung der Mikroorganismenpopulationen wurden mittels eines Phasenkontrastmikroskops durchgeführt.

Im Ergebnis konnten vereinzelt Bakterienzellen bzw. deren Fragmente beobachtet werden. Die mikrobiologischen Untersuchungen zeigen jedoch, dass keine keimfähigen oder lebenden Bakteriensporen vorhanden sind. Die beobachteten sterilen bzw. toten Bakterien wurden vermutlich im Rahmen früherer Aufschluss- oder Stimulationsarbeiten eingetragen. Die hohen p/T/x-Bedingungen im Zielhorizont führten offensichtlich zum Absterben der Bakterien. Es kann davon ausgegangen werden, dass in einem späteren Kraftwerksbetrieb die geförderten Wässer steril sein sollten. Es wäre also nur notwendig, vor Inbetriebnahme der Anlage die Förderleitungen mit einem biozidhaltigen Fluid zu spülen.

4 Anforderungen an die Aufbereitung des Injektionsfluids

Auf Grundlage der oben genannten Fakten und Erkenntnisse ergibt sich für die Zusammensetzung des Injektionsfluids folgendes:

- ein Ansalzen des zur Injektion vorgesehenen Brunnenwassers zur Stabilisierung der Tonminerale muss nicht durchgeführt werden. Einzig zur Erhöhung des spezifischen Gewichtes des Injektionsfluids wäre dies notwendig
- zur Verhinderung der Eisenausfällung ist unbedingt eine pH-Wert-Einstellung (Ansäuerung) notwendig. Hierfür wird HCl empfohlen, wobei ein Ziel-pH-Wert von 3 angestrebt wird
- der Einsatz eines Sauerstoffinhibitors wird nur für die Verwendung von Trinkwasser bzw. zwischengelagertem Brunnenwasser als notwendig erachtet, da diese Wässer mit Sauerstoff angereichert bzw. gesättigt sein können. Kommt das Brunnenwasser ohne Zwischenstapeln zum Einsatz, muss es nicht mit O₂-Inhibitoren versetzt werden
- Biozideinsatz ist nicht erforderlich
- die Verwendung eines Korrosions-Inhibitors ist notwendig
- der Einsatz von Trinkwasser und die Zwischenlagerung von Brunnenwasser sollte auf ein Minimum reduziert werden.

Untersuchungen zur Aufbereitung von Injektionsfluiden wurden bisher vorwiegend im Rahmen der Erdöl- Erdgasförderung für die Stimulierung der Kohlenwasserstofflagerstätten durchgeführt, allerdings mit anderen Zielsetzungen. Im Gegensatz zur Kohlenwasserstoffgewinnung muss bei der geothermischen Nutzung die Förderung und die Injektion von hochmineralisiertem Fluid in poröse Sandsteinschichten über einen relativ langen Betriebszeitraum gewährleistet sein. Aus diesem Grund sind die Erfahrungen aus der Erdöl- Erdgasförderung nur teilweise übertragbar, und es müssen relativ hohe Anforderungen an die für den Wasserfrac vorgesehenen Injektionsfluide gestellt werden.

5 Zusammenfassung

In Auswertung der Literaturdaten und Ergebnisse der Laboruntersuchungen ergibt sich für die Zusammensetzung des Injektionsfluids für den Standort Groß Schönebeck:

- Salzzugabe nicht erforderlich
- Keine Verwendung von O₂-Inhibitoren für nicht zwischengestapeltes Brunnenwasser
- Verwendung eines O₂-Inhibitoren für Leitungswasser und zwischengelagertes Wasser (Diethylhydroxylamin)
- Ansäuern mit HCl auf pH 2,5 – 3
- Verwendung eines handelsüblichen Korrosions-Inhibitors (Lithosolvent)
- Keine Verwendung eines Biozids.

Literatur

- BENEK, R., KRAMER, W., MCCANN, T., SCHECK, M., NEGENDANK, J.F.W., KORICH, D., HUEBSCHER, H. D. & BAYER, U. (1996): Permo-Carboniferous magmatism of Northeast German Basin; - *Tectonophysics*, 266, 379-404
- BLÖCHL, E., RACHEL, R., BURGGRAF, S., HAFENBRADL, D., JANNSCH, W. & STETTER, K.O. (1997): *Pyrolobus fumarii*, gen. And sp. Nov., represents a novel group of archea, extending the upper temperature limit for life to 113 °C; - *Extremophiles*, 1, 14-21
- BOLES, J.R. & FRANKS, S.G. (1979): Clay mineral diagenesis in Wilcox of south-west Texas: Implications of smectite diagenesis in sandstone cementation; - *J. Sedim. Petrol.*, 49, 55-70
- BJØRLYKKE, K. (1983): Diagenetic reactions in sandstones.- in: Parker, A. & Sellwood, B.W. (ed.): *Sediment Diagenesis*; - NATO ASI Series C, 115, 169-211
- BRECHT, G. (1999): Authigene Phyllosilikate in permokarbonen SiO₂-reichen Vulkaniten Ostdeutschlands;- *Berliner geowiss. Abh.*, A201, 181 S.
- ECONOMIDES, M.J. & NOLTE, K. G. (1989): *Reservoir Stimulation*; - Schlumberger educational service, ohne Seitenangabe
- FILLER, C. & FOCKE, T. (1990): Untersuchungen zur Stabilisierung von Geothermalwässern mit dem Ziel der Verhinderung von Feststoffabscheidungen; - Praktikumsbericht Geothermie Neubrandenburg GmbH, unveröffentlicht
- FREI, J. (1989): Einsatz des Bakterizides Formaldehyd an Testsonden des UGS Ketzin; - Bericht GTN, unveröffentlicht
- GAST, R., PASTERNAK, M., PISKE, J. & RASCH, H.-J. (1998): Das Rotliegend im Nordostdeutschen Raum, Stratigraphie, Fazies und Diagenese; - *Geol. Jb.*, A149, 59-79
- GAUPP, R. (1994): Diagenesis types and their applications in diagenesis mapping; - *Zbl. Geol. Paläont.*, I, 11/12, 1183-1199
- GAUPP, R., MATTER, A., PLATT, J., RAMSEYER, K. & WALZEBUCK, J. (1993): Diagenesis and fluid evolution of deeply buried Permian (Rotliegend) Gas Reservoirs; - *AAPG*, V77, 7, 1111-1128
- HAUSWALD, A. & GERBER, I. (1990): Erarbeitung zur Stabilisierung des Eisens im Thermalwasser und damit Verhinderung der Oxidation in Fe-(III) und -bildung des Fe-(III)-hydroxides; - Praktikumsbericht Geothermie Neubrandenburg GmbH, unveröffentlicht
- HOLL, H.-G. (2003): Tonmineralgehalt und Zementation von klastischen Sedimenten der Havel- und Elbe-Subgruppe (Oberrotliegend) der Bohrung Groß Schönebeck III; - *Geothermie Report STR02-1*, 171-190
- HOTH, P. (1993): Fazies, Diagenese und schwache Metamorphose klastischer Präpermsedimente zwischen Harz und Ostsee; - *Diss. TU Berlin*, D83, 158 S, unveröffentlicht

- HOWER, J., ESLINGER, E.V., HOWER, M.E. & PERRY, E.A. (1976): Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediments. Mineralogical and geochemical evidence;- Bull. Geol. Soc. Amer., 87, 725-737
- KAUFMANN-KNOKE, R. (1992): Zur Problematik von Mineralausfällungen.- insbesondere von (Ba, Sr)SO₄-Mischkristallen bei der Erdölförderung; - Ber.-Rep. Geol.-Paläont. Inst. Univ. Kiel, 53, 110 S.
- KÖHLER, M. BOCHNING, S., VÖLSGEN, F. & HOFMANN, K. (1997): Mikrobiologie der Thermalwässer; - GFZ-Report STR 97/15, 95-100
- KÖHLER, M. BOCHNING, S., VÖLSGEN, F. & HOFMANN, K. (1997a): Untersuchungsmethoden zur geomikrobiologischen Charakterisierung der Thermalwässer; - GFZ-Report STR 97/15, 100-108.
- KÖHLER, M., BOCHNIG, S., VÖLSGEN, F., HOFMANN, K. & KELLNER, T. (1997b): Spezielle geomikrobiologische Untersuchungen an geothermisch genutzten Tiefenwässern von Standorten in Mecklenburg-Vorpommern;- BMFT Förderkennzeichen 0326955 A - Abschlussbericht, unveröffentlicht
- LAND, L.S. & MILLIKEN, K.L. (1981): Feldspar diagenesis in the Trio Formation, Brazoria Country, Texas Gulf Coast;- Geology, 9, 314-318
- MCCANN, T. (1998): Sandstone and provenance of the Rotliegend of the NE German Basin;- Sedimentary Geology, 116, 177-198
- RIEKEN, R. (1988): Lösungszusammensetzung und Migrationsprozesse von Paläo-Fluidsystemen in Sedimentgesteinen des Norddeutschen Beckens;- Göttinger Arbeit. Z. Geol. u. Paläont., 37, 116 S.
- SEIBT, A. (2000): Welche Faktoren können die Eisen(II)-Oxidation in Formationswässern beeinflussen?.- In: Huenges, E., Saadat, A., Köhler, S., Rockel, W., Hurter, S., Seibt, A., Naumann, D., Zimmer, M., Erzinger, J., Wiersberg, Th., Legarth, B. & Wolff, H. (Hrsg.): Geothermische Technologieentwicklung – geologische und energietechnische Ansatzpunkte;- GFZ Report STR 00/23, 51-70
- STETTER, K.O. (1999): Extremophiles an their adaption to hot environments;- FEBS Letters, 452, 22-25
- TEICHMÜLLER, M., TEICHMÜLLER, R. & WEBER, K. (1979): Inkohlung und Illit-Kristallinität - Vergleichende Untersuchungen im Mesozoikum und Paläozoikum von Westfalen;- Fortschr.Geol.Rheinld.u.Westf., 27, 201-276
- WEAVER, C.E. (1978): Shale dehydration, salinity, cracking and migration.- AAPG, 62, 571
- WOLFGRAMM, M. & SEIBT, A. (2003): Fluid-rock interaction during stimulation tests on the Rotliegend geothermal reservoir at the NE German Basin (NEGB);- eingereicht zur EGC, Budapest, Ungarn

WOLFGRAMM, M. (2002): Fluidentwicklung und Diagenese im Nordostdeutschen Becken – Petrographie, Mikrothermometrie und Geochemie stabiler Isotope;- Diss. Universität Halle, 170 S.(<http://sundoc.bibliothek.uni-halle.de/diss-online/02/02H158/index.htm>)

WOLFGRAMM, M., SCHMIDT MUMM, A. (2000): Der Einfluss von Subsidenz und Diagenese auf die geochemische Zusammensetzung von Beckenfluiden am Beispiel des Norddeutschen Beckens;- Zbl. Geol. Paläont., I, ½, 211-231

Internet:

www.umwelt-online.de/recht/t_regeln/trgs/trgs600/608t1.htm

www.bge.de/TRGS555/ANH22.htm

Thermodynamic modeling of binary cycles – looking for best case scenarios

SILKE KÖHLER AND ALI SAADAT

GFZ Potsdam, Telegrafenberg, 14473 Potsdam, Germany

1	Introduction	188
2	Does thermal efficiency allow proper comparison of geothermal power plants?	188
3	Organic Rankine Cycles (ORC).....	190
4	Kalina Cycle.....	192
5	Conclusions and outlook	194

Abstract

Power plant design is done with the help of numerical models. For binary power plants using other working fluids than water numerical models were set up and applied on settings describing typical geothermal resources in Germany. Charts come along with the numerical results and aid in understanding the principles of the cycles. Parameter variations show that installation of a geothermal power plant in the North German Basin requires brine temperature above 100°C and that mass flow rates over 50 t/h are favourable to get to a commercial application.

1 Introduction

Binary cycles like the Organic Rankine Cycle (ORC) and the Kalina cycle are appropriate to convert geothermal energy to electricity. Since 1980 a number of theoretical analysis were carried out, but information on process parameters and operational data of plants are sparse. Detailed numerical simulations allow a closer look at the inside of the plants, aiming at thermodynamic optimization of the cycles. Plant optimization embraces three fields: plant layout including choice of the working fluid, adjustment of process parameters and dimensioning of equipment and machines. Parametric studies were conducted for both cycles assuming identical, realistic boundary conditions. This paper focuses on the temperature range found in geothermal wells in Germany, i.e. brine temperatures 100 – 200°C and liquid brine

only. The thermodynamic properties of the working fluids are key parameters for exact modelling of the plants. They are tabulated in reference books, e.g. VDI Wärmeatlas (VDI 1994), but electronic databases are still sparse. Likewise, charts e.g. T-s plots and comparable diagrams used for visualization and basic understanding of the processes are almost not available. The U.S. National Institute of Standards and Technology (NIST 2002) supplied a database that allows the user to plot these chart for a limited number of working fluids and MAACK and VALDIMARSSON (2002) were the first to present such a diagram for the Kalina cycle. In the following charts prepared with the NIST database are presented and used to discuss the basic ideas and differences of the cycles.

2 Does thermal efficiency allow proper comparison of geothermal power plants?

Although very often fired by renewable energy sources, binary power plants are close relatives of fossil fuel fired power plants. The major difference is the lower temperature of the heat source and its finite heat capacity. The thermal efficiency of a heat engine is defined as the ratio of the net work developed to the total energy added by heat transfer (BEJAN et al. 1996). It is given by:

$$\eta_{\text{cycle}} = \frac{w}{h_1 - h_2} \quad (1)$$

where:

η_{cycle} thermal efficiency of the cycle

w	work extracted from the cycle kW/kg
$h_1 - h_2$	heat transferred to the engine kW/kg

This approach is insofar appropriate, as one aims at comparing different cycles or settings running with identical heat input. In geothermal power plants this is the amount of energy extracted by cooling the brine from the initial temperature down to the return temperature. In most cases neither the initial temperature of the brine nor the heat input are the same and thermal efficiency alone does not allow proper comparison. From our point of view overall efficiency is a suitable figure of merit for comparison of different plants and cycles as well as for sensitivity analysis. It still does not take into account that the quality of the heat source depends on the source temperature, but it is easier to understand than second law (or exergetic) efficiency and therefore especially useful in an interdisciplinary environment.

Generally spoken efficiency of a plant is nothing but the benefits divided by the expenses. The overall efficiency of a geothermal power plant needs to allow for the parasitic loads i.e. cooling system and feed pump as well as down hole pump and other electrical equipment. So the benefit of the geothermal power plant at design conditions is the net capacity.

To compare different plants or designs using the same heat source and not underlying any conditions concerning the return temperature, the efficiency needs to consider the total expenses, that is the energy content of the brine. Therefore a point of reference has to be determined. The environment, indicated by T_0 in equation (2), is a handy reference state, since it will be used for calculation of the exergy content as well. In this general set-up, the overall energetic efficiency of a plant using geothermal brine is:

$$\eta_{\text{plant}} = \frac{P_{\text{net}}}{\dot{m}_b c_b (T_b - T_0)} \quad (2)$$

where

η_{plant}	overall efficiency of the plant
P_{net}	net capacity kW
\dot{m}_b	mass flow rate brine kg/s
c_b	specific heat capacity brine kJ/kg K
T_b	temperature of the brine K
T_0	temperature of the environment K.

Setting the energy content of the brine as denominator, we get a measure for the quality of a geothermal power plant similar to the efficiency of e.g. a coal fired power plant, where the overall efficiency relates to the lower heating value. Analogous to coal fired power plants the whole system can be split in subsystems with an individual efficiency assigned to the each subsystem.

3 Organic Rankine Cycles (ORC)

The all-purpose ORC is a simple Rankine cycle, using an organic working fluid. Recuperation is possible, but most of the existing plants make no use of it. Fig. 1 illustrates the cycle in a flow chart.

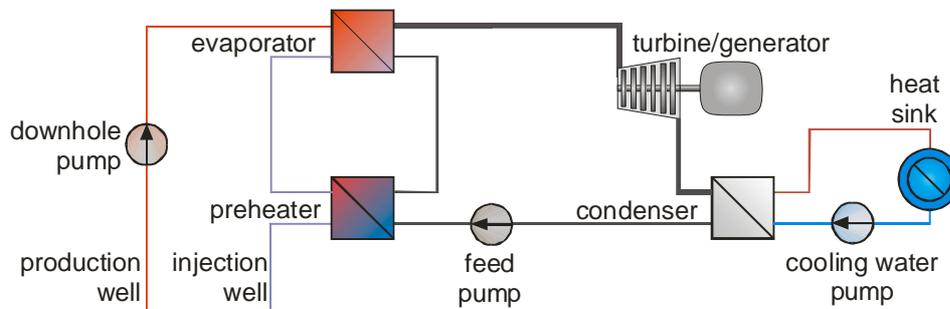


Fig. 1: Flowchart of a simple organic Rankine Cycle (ORC)

Fig. 2 shows the temperature-entropy diagram of butane with pumping (1-2), preheating (2-3), evaporation (3-4), expansion (4-5), desuperheating and condensing (5-1). The data refers to a case study carried out by KÖHLER (2002) and was calculated with help of the CycleTempo software (Delft University of Technology, 2000). The work is extracted while the fluid expands in the turbine. The quantity of work is the drop of specific enthalpy from point 4 to 5 and finds its figurative expression in the length of the line 4-5 in Fig. 2. To elongate the line and get more specific work at given cooling conditions, that is point 5 is fixed, the evaporation temperature and therefore evaporation pressure needs to be raised. Due to the limited heat capacity of the source, the mass flow rate in the plant has to decrease at increasing evaporation temperature. The actual amount of work is the specific work times the mass flow rate. Thus an optimum evaporation temperature where the work output of the turbine reaches a maximum is expected. These relations are presented in Fig. 3. At increasing evaporation temperature the specific enthalpy drop increases as well as the thermal efficiency of the cycle while the mass flow rate decreases. At 95°C maximum

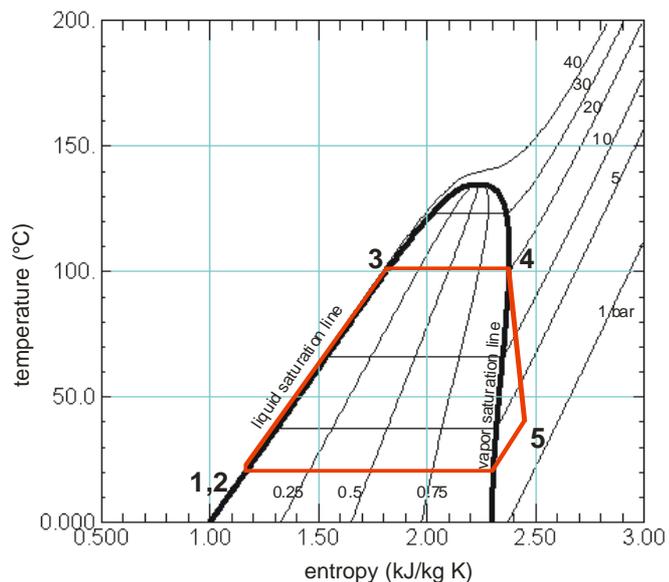


Fig. 2: Temperature-entropy diagram of *i*-butane with simple Rankine cycle. Thermodynamic properties of the fluid according NIST (2002), calculation of the cycle made with help of CycleTempo software (Delft University of Technology 2000)

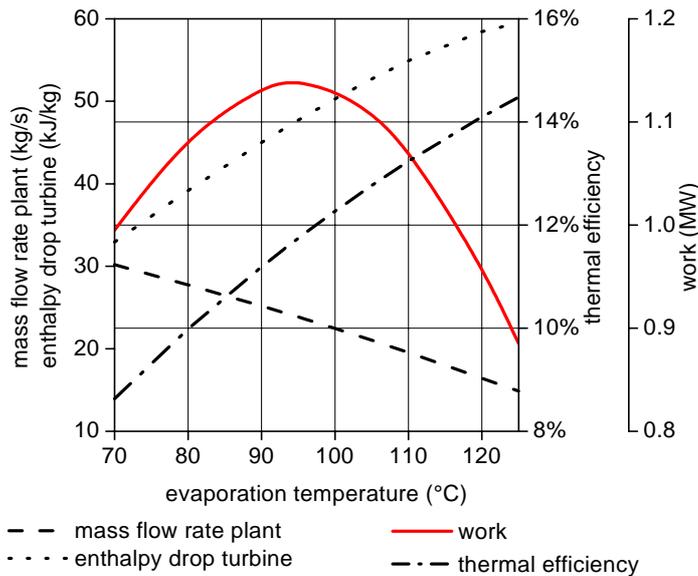


Fig. 3: Mass flow rate, enthalpy drop in the turbine, resulting work and conversion efficiency of a binary geothermal power plant (simple ORC). Brine temperature 147°C, mass flow rate of the brine 27 kg/s, working medium *i*-butane

was assumed at 400 m below surface. For every setting the optimal operating conditions were determined by varying process parameters as well as the working fluid.

Net capacity is a linear function of the mass flow rate of the brine. At 50 t/h and with air cooling nearly 250 kW_{net} can be generated. This seems a reasonable size to start commercial application of the technology and is a realistic goal in the geological setting. The change from air cooling to fresh water cooling may increase the net capacity by 70%. The increase is due to two effects: The better cooling conditions and lower condensation temperature enable significantly higher capacity of the turbine (e.g. at 50 t/h turbine capacity increases from 411 kW to 550 kW) and the lower parasitic loads mainly resulting from the cooling system (33 kW cooling water pump compared to 49 kW fan capacity, both at 50 t/h). The feed pump does not change notably. The down hole pump is not affected by the cooling system. The brine temperature in such settings should be clearly above 100°C, otherwise the overall efficiency gets to low (< 2 %). In the worst case the efficiency might even become negative. For instance at 100°C brine temperature and air cooling the parasitic loads for the pumps and fans exceed the generator capacity and more power is consumed than produced.

work is extracted. This is the maximum power point and the optimum evaporation temperature for the specific setting.

Due to the strong influence of brine temperature, cooling conditions, mass flow rate of the brine and capacity of the down hole pump (resulting from reservoir characteristics) net capacity depends strongly on the specific site. Fig. 4 and Fig. 5 refer to a case study in the North German Basin carried out by KÖHLER (2002). They address parameter studies for source temperature, sink temperature and mass flow rate of the brine. The water level in the well

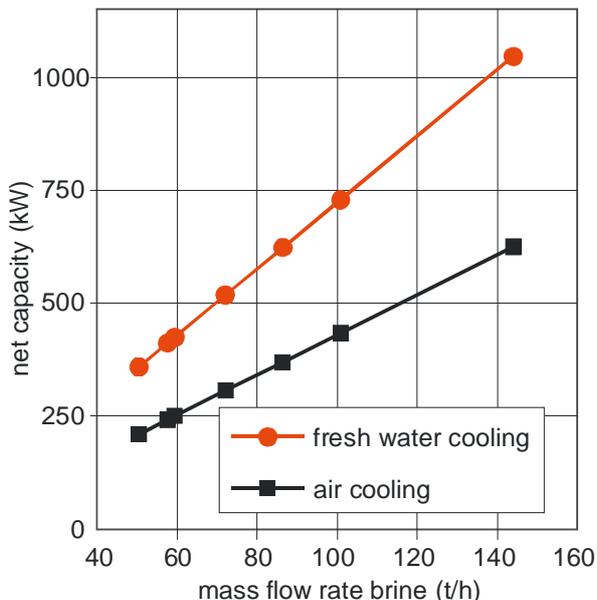


Fig. 4: Net capacity of a geothermal power plant. Temperature of the brine 147°C

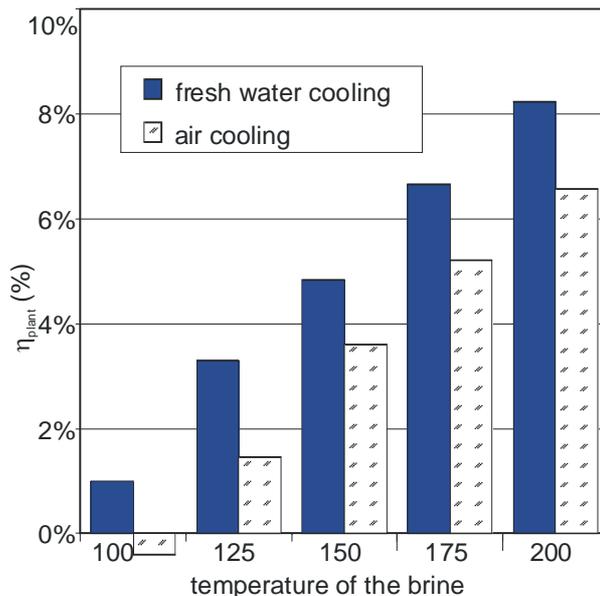


Fig. 5: Overall efficiency of a geothermal power plant, variation of brine temperature

4 Kalina Cycle

The Kalina cycle uses ammonia-water mixture as working fluid instead of a pure fluid. The composition of the mixture is not constant at all states of the cycle. The cycle is basically a Rankine cycle with additional distillation and absorption units.

MAACK and VALDIMARSSON (2002) stated that there is no black magic behind the Kalina technology but pure thermodynamics. However, on the first glance the accumulation of heat exchanging, mixing and separation equipment might be puzzling. Fig. 6 shows the flowchart of a typical Kalina cycle. The configuration refers to the set-up as it was installed in Husavik, Iceland.

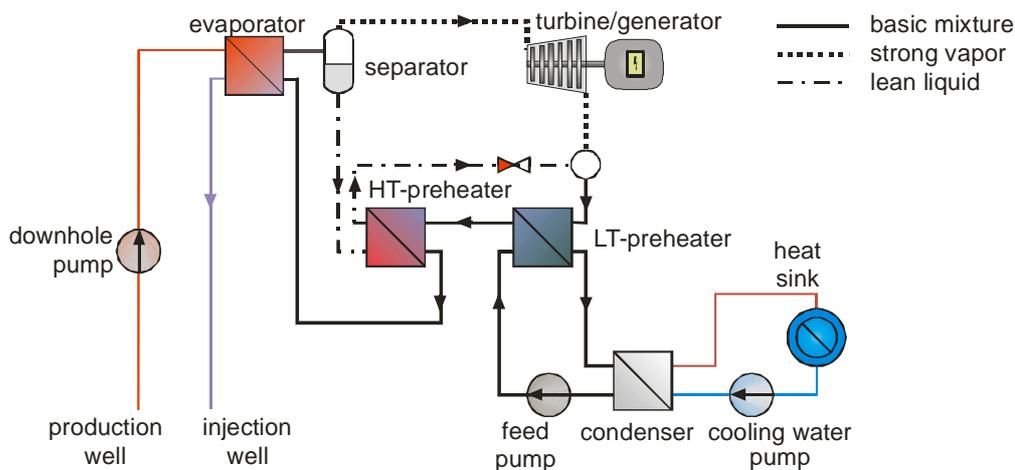


Fig. 6: Flowchart of the KCS 34 according to Maack and Valdimarsson (2002)

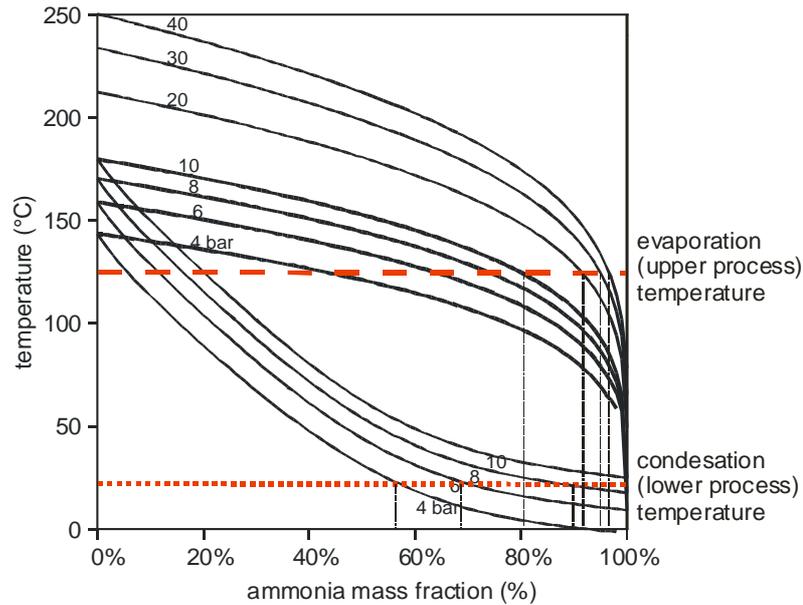


Fig. 7: Phase diagram of the ammonia water mixture covering 4 to 40bar (vapor saturation lines) and 4 – 10 bar (liquid saturation lines). The bold broken line and the bold dotted line symbolize the upper and lower temperature in the cycle. The fine vertical lines indicate intersections of vapor saturation line and liquid saturation line with upper and lower temperature, respectively. These intersections mark possible states in the cycle

Phase diagrams help to clear up the picture: Using the mixture, evaporation and condensation both happen at constant pressure but variable temperature. The temperature range depends on the composition of the fluid. At higher ammonia concentration, the temperatures are generally lower (see Fig. 7). The pressure drop in the turbine should be high. i.e. power plant design aims at high pressure upstream of the turbine and low pressure in the condenser. Upper and lower temperature of the process are limited by the temperature of the heat source and the heat sink, respectively. The use of a mixture as working fluid adds one degree of freedom, which allows to manipulate the pressure in the system by changing the composition of the mixture. At given cooling conditions the pressure in the condenser may be reduced by decreasing the ammonia concentration of the condensing fluid. At the other end of the cycle the evaporation pressure may be raised by increasing the ammonia concentration. Besides, the distance of the isobars in Fig. 7 gives a first idea about the sensitivity of the system. At high ammonia concentration small changes of the concentration cause a steep increase in pressure, the system shows a high sensitivity towards pressure and composition of the mixture. Therefore modelling requires exact data for the thermodynamic properties as well as information about pressure losses in the equipment. The demands of high ammonia concentration in the working fluid during evaporation and expansion and low ammonia concentration during condensation are nicely fulfilled by the distillation and mixing processes in the Kalina cycle.

5 Conclusions and Outlook

Thermal efficiency alone does not allow proper comparison of geothermal power plants. In an interdisciplinary team overall efficiency is an equally adequate and easy-to-understand method. Both, ORC as well as the Kalina cycle are in a stage of development where simulation tools and numerical modelling sustain the design process. Phase diagrams allow a general understanding of the design rules and optimisation paths especially for the more complex Kalina cycle. Parameter studies showed that only proper dimensioning of the apparatuses and machines and exact tuning of the process parameters guarantee successful optimization. The link between the tools used to calculate the thermodynamic properties of the working fluids properties and the cycles is still missing. Moreover, operational data are needed to substantiate the present results and generate general design guidelines.

References

- BEJAN, A., TSATSARONIS, G. & MORAN, M. (1996): Thermal Design & Optimization; - John Wiley & Sons, Inc., New York. 542 pp
- DELFT UNIVERSITY OF TECHNOLOGY (2000): Cycle-Tempo - A program for thermodynamic modeling and optimization of energy conversion systems, Release 4; - Faculty of Mechanical Engineering and Marine Technology, Department of Process and Energy Technology, Delft, Netherlands
- KÖHLER, S. (2002): Geothermisch angetriebene Kraftwerke - Systembetrachtung und Prozessvergleich; in: Geothermische Stromerzeugung Stand der Technik und Perspektiven; - Workshop proceedings, Potsdam 17./18. Oktober 2002. VDI Berichte 1703, VDI-GET (Ed.),pp. 71-84
- MAACK, R. & VALDIMARSSON, P. (2002): Operating Experience with Kalina Power Plants; in: Geothermische Stromerzeugung Stand der Technik und Perspektiven; - Workshop proceedings, Potsdam 17./18. Oktober 2002. VDI Berichte 1703, VDI-GET (Ed.)
- NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties – *REFPROP Version 7.0* (2002): U.S. Department of Commerce, Boulder, Colorado
- VDI-WÄRMEATLAS (2002): Berechnungsblätter für den Wärmeübergang; - Springer-Verlag, Berlin

Geothermische Strom- und Wärmebereitstellung - Eine ökologische Analyse

Geothermal heat and power – an environmental analysis

SILKE ROGGE¹ UND MARTIN KALTSCHMITT²

¹Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart

²Institut für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH, Leipzig

1	Enleitung.....	198
2	Untersuchte Technologien.....	198
2.1	Geothermische Stromerzeugung.....	199
2.2	Vergleichstechnologien.....	200
3	Umweltanalyse.....	201
3.1	Methodik und Systemannahmen.....	201
3.2	Ergebnisse der Ökobilanzen.....	202
4	Schlussbetrachtung.....	208

Abstract

Due to the feed-in law electricity generation from geothermal energy became more and more important within the last couple of years. Based on this also questions concerning the environmental impact of this option using renewable sources of energy gaining more and more public interest. Therefore the aim of this paper is it to assess selected environmental effects based on a life cycle analysis (LCA) for a geothermal electricity generation as well as for a combined heat and electricity production (CHP) from geothermal energy under German frame conditions. The results of this environmental analysis are compared to an electricity generation based on other options using renewable as well as fossil fuel energy. The paper makes it obvious that geothermal energy provision can contribute significantly to the reduction of the environmental effects investigated here (like contribution to the anthropogenic greenhouse effect) compared to an electricity and heat production from fossil fuel energy.

1 Einleitung

Mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen in ihrem Anstieg zu verringern oder wenigstens zu verlangsamen, gewinnt die geothermische Stromerzeugung im Speziellen und eine Stromerzeugung aus anderen regenerativen Energien i. Allg. immer mehr an Bedeutung. Ein wesentlicher Vorteil einer Stromerzeugung aus Erdwärme im Vergleich beispielsweise zu einer Stromerzeugung aus Windkraft oder Solarstrahlung liegt dabei in der ständigen und damit von jahres- und tageszeitlichen Schwankungen unabhängigen Verfügbarkeit der Erdwärme. Eine geothermische Stromerzeugung steht zeitlich nachfrageorientiert zur Deckung des Verbrauchs zur Verfügung. Wesentliche Nachteile sind jedoch die noch vergleichsweise hohen Kosten einer Strom- bzw. Strom- und Wärmebereitstellung (ROGGE & KALTSCHMITT 2002). Diese z. T. erheblichen Mehrkosten im Vergleich beispielsweise zu einer Stromerzeugung aus Steinkohle sind vor dem Hintergrund des politischen Ziels einer Reduktion der energiebedingten Umweltauswirkungen nur dann politisch und gesellschaftlich zu rechtfertigen, wenn dadurch die Umwelt signifikant entlastet wird. Zur Beurteilung, inwieweit die geothermische Stromerzeugung zu einem umweltfreundlicheren Energiesystem beitragen kann, werden also Informationen über die Umwelteffekte – im Verlauf des gesamten Lebensweges – benötigt. Die folgenden Ausführungen sollen diese Informationen für die geothermische Stromerzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung aus anderen erneuerbaren und fossilen Energien bereitstellen.

Dazu werden zuerst die näher untersuchten Technologien beschrieben, die für typische Anwendungsfelder in Deutschland nach dem gegenwärtigen Stand der Technik definiert werden. Für diese sogenannten Referenztechniken wird dann eine detaillierte Lebenszyklusanalyse durchgeführt. Dazu werden zunächst wesentliche Grundlagen der Ökobilanz dargestellt; auch werden zusätzlich die entsprechenden Systemfestlegungen getroffen. Auf der Grundlage der Ergebnisse dieser Ökobilanzen kann dann die geothermische Stromerzeugung im Vergleich zu anderen Optionen bewertet werden.

2 Untersuchte Technologien

Ökologische Auswirkungen einer Nutzung einzelner Energieträger bzw. Energieströme zur Stromerzeugung hängen stark von der eingesetzten Energiewandlungstechnik und der Betriebsweise ab. Deshalb werden nachfolgend sogenannte Referenztechniken für die einzelnen Stromerzeugungsoptionen definiert.

2.1 Geothermische Stromerzeugung

Das Erschließen tief liegender Speichergesteine, welche sich u. a. zur Erzeugung von elektrischer Energie und/oder zur Wärmebereitstellung eignen, kann im Wesentlichen durch die nachfolgenden zwei unterschiedlichen Techniken bzw. Verfahren realisiert werden.

- Stromerzeugung aus klüftig-porösen Speichern. Die Errichtung einer Dublette zum Aufschluss eines Heißwasseraquifers (d. h. klüftig-poröser Speicher) zur Nutzung des Thermalwassers für balneologische Zwecke oder zur Raumheizung kann, sofern genügend hohe Temperaturen im Aquifer vorliegen und eine ausreichende Förderrate z. B. durch eine Stimulation realisierbar ist, auch zur Stromerzeugung genutzt werden. Dieser Ansatz wird in den Projekten Altheim, Speyer, Unterhaching, Offenbach/Pfalz und Groß Schönebeck verfolgt (KALTSCHMITT & SCHRÖDER 2002).
- Stromerzeugung mit der HDR-Technologie im Kristallin. Bei der HDR (Hot Dry Rock)-Technologie wird ein großer Wärmeübertrager im Kristallin durch das Fracen des Grundgebirges künstlich geschaffen. Anschließend wird im Kreislauf zirkulierendes Wasser in den dadurch geschaffenen bzw. verbundenen Klüften und Spalten erwärmt. Es kann dann für eine geothermische Strom- und/oder Wärmeerzeugung genutzt werden. Die HDR-Technologie wurde in Soultz erheblich weiter entwickelt und soll nun u. a. in Bad Urach unter anderen Randbedingungen eingesetzt werden (KALTSCHMITT & SCHRÖDER 2002).

In Abb. 1 sind die beiden prinzipiellen Möglichkeiten einer geothermischen Stromerzeugung und einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der übertägigen Anlagenkonfiguration schematisch dargestellt.

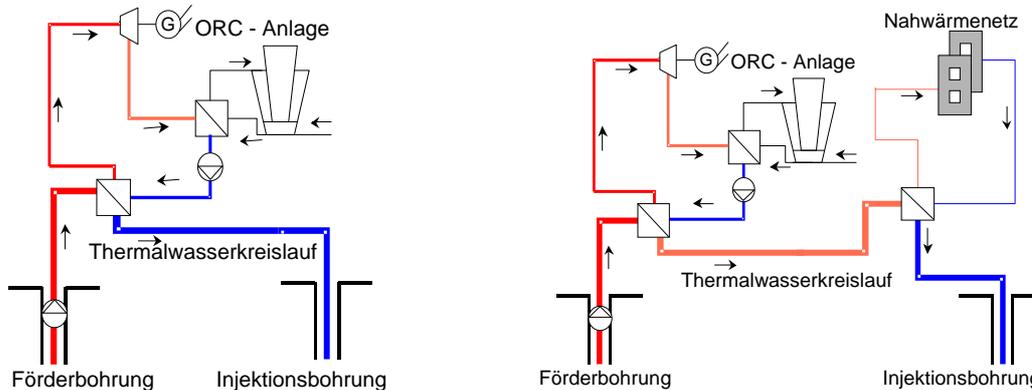


Abb. 1: Prinzipdarstellung: Stromerzeugung (links) und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (rechts) (Rogge & Kaltschmitt 2002)

Fig. 1: Principal description: Electricity generation (left) and combined heat- and electricity (CHP) generation (right) (Rogge & Kaltschmitt 2002)

Die hier näher betrachtete geothermische Energiebereitstellung erfolgt an einem Standort im Norddeutschen Becken. Dazu wird ein klüftig-poröser Speicher in einer Tiefe von 4.500 m, der durch eine Förder- und eine 1.500 m entfernte Injektionsbohrung erschlossen wird, betrachtet (Abb. 1). Der Förderhorizont wird – aufgrund zu geringer Permeabilität und Ergie-

bigkeit – stimuliert; dadurch kann eine Fördermenge von 100 m³/h erreicht werden. Am Standort liegt ein durchschnittlicher geothermischer Gradient von 3,5 °C pro 100 m vor. Bei einer Bohrtiefe von 4.500 m hat damit das geförderte Wasser eine Temperatur von rund 150 °C. Die elektrische Energie zum Betrieb der Förderpumpe (Leistung 230 kW bei einem Produktivitätsindex von 100 m³ h⁻¹MPa⁻¹, LEGARTH 2003) wird von der ORC-Anlage zur Verfügung gestellt. Unter diesen Bedingungen ergibt sich ein jährlicher Nettostromertrag von 4 950 MWh. Die Lebensdauer der Anlage beträgt 30 Jahre.

Insgesamt werden die folgenden vier Fälle einer oberirdischen Komplettierung betrachtet.

- *Fall A.* Die hier unterstellte ausschließliche Strombereitstellung aus Erdwärme erfolgt mittels einer ORC-Anlage (Organic-Rankine-Cycle) mit oben beschriebenen Leistungen. Die Stromerzeugungsanlage wird in der Grundlast mit 7 500 h/a betrieben. Der Eigenbedarf an elektrischer Energie wird durch die Stromerzeugung selbst bereit gestellt.
- *Fall B.* Hier wird eine gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung unterstellt. Es wird von einem ORC-Prozess und einem Fördervolumen von 100 m³/h ausgegangen und wie in Fall A die Strombereitstellung vollkommen ausgenutzt. Zusätzlich wird die anfallende Niedertemperaturwärme (ca. 70 °C) an Haushaltskunden, die in einer nach dem Niedrigenergiestandard gebauten Wohnsiedlung leben, mit einer Volllaststundenzahl von 1 900 h/a über ein Nahwärmenetz (Rücklauftemperaturen ca. 45 °C) abgesetzt. Die Grundlast dieses Nahwärmenetzes wird durch Geothermie (2,8 MW) und die Spitzenlast durch zwei mit fossilen Brennstoffen befeuerte Heizkessel mit je 3 MW abgedeckt.
- *Fall C.* Neben der vollständigen Ausnutzung der Stromerzeugungsanlage wie in Fall A wird hier eine industrielle Nutzung (3 500 h/a) der anfallenden Niedertemperaturwärme bei einer Rücklauftemperatur von 35 °C unterstellt. Ein Spitzenlastkessel ist nicht erforderlich. Der Abnehmer wird über eine 500 m lange Leitung versorgt.
- *Fall D.* Hier wird ein – ebenfalls in 500 m Entfernung vom geothermischen Heizkraftwerk liegender – Industriebetrieb mit Prozesswärme versorgt (3 500 h/a, 110 °C/60 °C Vorlauf- bzw. Rücklauftemperatur). Die Wärmegrundlast stammt aus Erdwärme; dadurch reduziert sich die mögliche Strombereitstellung der KWK-Anlage. Die Spitzenlast von 2 200 MWh/a wird über einen konventionellen Heizkessel bereitgestellt, wobei auch hier aus Gründen der Versorgungssicherheit ein zweiter Kessel vorhanden ist (ROGGE & KALTSCHMITT 2002).

2.2 Vergleichstechnologien

Für die weiteren hier untersuchten Optionen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden folgende Referenztechniken unterstellt: ein Windkraftkonverter im Binnenland, eine Photovoltaik-Dachanlage auf Basis von Modulen aus multikristallinem Silizium, ein kleines Flusskraftwerk (Laufwasseranlage) und eine mit Waldrestholz befeuerte Biomasseanlage zur ausschließlichen Stromerzeugung (KALTSCHMITT, WIESE & STREICHER 2003). Zum Vergleich mit einer Stromerzeugung in mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken werden zusätzlich auch ein modernes Steinkohle-Dampfkraftwerk und ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk nach (KALTSCHMITT, WIESE & STREICHER 2003) bilanziert.

3 Umweltanalyse

Nachfolgend wird zunächst kurz auf die Methodik der Ökobilanzierung und die zugrunde liegenden Systemannahmen eingegangen. Anschließend werden die Ökobilanzergebnisse der untersuchten Technologien diskutiert.

3.1 Methodik und Systemannahmen

Methodik. Um die Umwelteffekte einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien umfassend im Vergleich untereinander analysieren zu können, müssen die Umweltbelastungen der einzelnen Bereitstellungs- und Nutzungs-Systeme im Verlauf des gesamten Lebenswegs erhoben werden. Dies ist mit Hilfe der Ökobilanzierung möglich. Dabei werden im Rahmen einer solchen Ökobilanz oder eines Life Cycle Assessment (LCA) nicht nur die direkten Umweltbelastungen infolge der eigentlichen Energieumwandlung berücksichtigt. Vielmehr werden auch die Umweltauswirkungen von allen vor- und ggf. nachgelagerten Prozessstufen (Brennstoffgewinnung, Transport, Entsorgung) betrachtet. Auch Prozesse, die nur indirekt an der Energiebereitstellung beteiligt sind, wie z. B. die Herstellung von Materialien oder die Bereitstellung von Infrastruktur, werden erfasst. Um den kompletten Lebensweg zu bilanzieren, wird die Methode der Hybrid-Ökobilanzierung verwendet (MARHEINEKE 2002).

Eine Ökobilanz besteht nach DIN EN ISO 14040 (DIN EN ISO 14040 1997) aus den vier Schritten: Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Interpretation. Demnach wird nach der entsprechenden Festlegung der Rahmenbedingungen einer derartigen Untersuchung in der Sachbilanz ein Inventar aller In- und Outputströme, die bei der Bereitstellung des untersuchten Produktes bzw. der betrachteten Dienstleistung auftreten, erstellt. Ausgehend davon können im Rahmen der Wirkungsabschätzung Wirkungsindikatorwerte quantifiziert werden. Dazu werden alle Stoffströme, die einen bestimmten Wirkungsbereich (z. B. Treibhauseffekt, Versauerung) beeinflussen, mit ihrem jeweiligen Gewicht zu einem Indikator für diesen Bereich aggregiert. Die in den einzelnen Schritten erarbeiteten Ergebnisse werden anschließend interpretiert, diskutiert und ggf. bewertet.

Bei Fall B, C und D werden die beiden Produkte "Strom" und "Wärme" in Kuppelproduktion bereitgestellt. Aus Vergleichsgründen müssen die Ergebnisse aber auf einen bestimmten Endenergieträger bezogen werden. Dies wird hier durch eine Allokation realisiert; darunter wird die Zuordnung von Inputs (z. B. Energieverbrauch) und Outputs (z. B. Emissionen) auf die verschiedenen Produkte, die durch den gleichen Prozess hergestellt werden, nach bestimmten Regeln verstanden (ROGGE & KALTSCHMITT 2003).

Dazu werden zwei unterschiedliche Varianten untersucht. Zum einen wird eine Allokation entsprechend der Energiemenge realisiert (d. h. Strom und Wärme werden gleichgewichtig behandelt). Unberücksichtigt bleibt bei einer solchen üblicherweise realisierten Betrachtung jedoch, dass elektrische Energie – im Unterschied zu der in Kuppelproduktion anfallenden

Niedertemperaturwärme – ausschließlich Exergie darstellt. Deshalb wird zum Adern eine Aufteilung der Emissionen auf Strom und Wärme entsprechend dem Exergiegehalt realisiert. Dabei wird unterstellt, dass elektrische Energie eine Exergie von 1 aufweist. Demgegenüber ist der Exergiegehalt der Niedertemperaturwärme von der Temperatur abhängig und deutlich kleiner als 1 (JUNGBLUTH 2002).

Systemannahmen. Der Lebensweg, der hier im Rahmen einer Ökobilanz einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bilanziert wird, umfasst den Bau, den Betrieb und den Abriss der untersuchten Kraftwerke bzw. Konversionsanlagen. Dabei werden alle relevanten, im Verlauf des Lebenswegs benötigten Stoffe einschließlich ihrer Produktion, sämtlicher anfallender Transporte und der benötigten Infrastruktur berücksichtigt. Weiterhin werden auch die Dienstleistungen (Planung, Instandhaltung usw.) in der Bilanz berücksichtigt.

Die Daten der Input-Output-Rechnung beziehen sich dabei auf Deutschland 1997 (STATISTISCHES BUNDESAMT 2002 I) bzw. 1999 (STATISTISCHES BUNDESAMT 2002 II). Als funktionelle Einheit für die Analyse der Stromerzeugung aus regenerativen Energien wird die Bereitstellung von 1 GWh Strom ab Klemme Kraftwerk gewählt. Die Versorgungssicherheit der Strombereitstellung ist dabei nicht berücksichtigt. Für die im Lebensweg eingesetzte elektrische Energie wird der deutsche Strommix von 1999 angesetzt. Die Herstellung der Basismaterialien erfolgt nach dem technischen Stand in Mitteleuropa.

Wirkungsabschätzung. Die für die Untersuchung einer Energiebereitstellung aus regenerativen Energien herangezogenen Wirkungsgrößen sind der anthropogene Treibhauseffekt, die Versauerung von Böden und Gewässern und der kumulierte fossile Primärenergieaufwand (d. h. Verbrauch erschöpflicher Energieträger) Tabelle 1:

Wirkungskategorie	Wirkungsindikator	Substanzen
Anthropogener Treibhauseffekt	CO ₂ -Äquivalente	Kohlenstoffdioxid ^a , Methan, Distickstoffoxid, SF ₆ , CF ₄ , C ₂ F ₆ usw.
Versauerung von Böden und Gewässern	SO ₂ -Äquivalente	Schwefeldioxid, Stickstoffoxide, Chlorwasserstoff, Ammoniak usw.
Kumulierter fossiler Energieaufwand	Primärenergie	Erdöl, Steinkohle, Braunkohle, Erdgas, Uran ^b

^a das in der Biomasse gebundene CO₂ wird nicht ausgewiesen, ^b Strom aus Kernenergie wird über einen Wirkungsgrad von 33 % in Primärenergie umgerechnet.

Tabelle 1: Zusammenstellung der untersuchten Parameter

Table 1: List of the analysed parameters

3.2 Ergebnisse der Ökobilanzen

Fallstudien. Abb. 2 zeigt die Ergebnisse der Wirkungsabschätzungen für die Fälle A, B, C und D. Dabei werden die Koppelprodukte Strom und Wärme entsprechend dem Energieinhalt bewertet.

Die CO₂-Äquivalente (Abb. 2, links) liegen demnach bei den untersuchten Fällen zwischen minimal rund 19 g/kWh_{el} (Fall C) und maximal etwa 79 g/kWh_{el} (Fall A). Maximale Werte nehmen die Emissionen dann ein, wenn entweder

- wie im Fall A nur elektrische Energie bereitgestellt wird (d. h. alle anfallenden Emissionen werden dem (geringen) Stromertrag angelastet) oder
- wie im Fall D eine hohe Wärmenachfrage gegeben ist, die nur durch eine Zufuehrung mit fossilen Energieträgern gedeckt werden kann.

Kann demgegenüber die Wärme mit einer hohen Volllaststundenzahl genutzt werden, ohne dass eine Zufuehrung fossiler Energieträger notwendig wird (Fall C), dann werden die Emissionen minimal. Dies gilt trotz der Tatsache, dass hier – im Vergleich beispielsweise zum Fall A – zusätzlich weitere Systemkomponenten (u. a. Wärmeübertrager, Wärmeleitung) benötigt werden. Die CO₂-Äquivalente werden dabei von den CO₂-Emissionen dominiert; Methan und Lachgas haben kaum einen Einfluss auf die gesamten Klimagasfreisetzungen.

Dabei können die CO₂-Äquivalente der hier untersuchten Fälle durch den Bau – und hier im Wesentlichen durch den Bau der untertägigen Anlagenteile (im Wesentlichen die Bohrungen) – oder durch den Betrieb dominiert werden (Abb. 2). Ersteres ist dann der Fall, wenn für den Anlagenbetrieb keine fossilen Energieträger benötigt werden (Fall A und C). Müssen demgegenüber zur Sicherstellung der Wärme-Spitzenlast Öl oder Gas eingesetzt werden, bestimmt der Anlagenbetrieb – in Abhängigkeit des Anteils der aus fossilen Energieträgern durch das Geothermie-Kraftwerk bereitgestellten Endenergie – das Bilanzergebnis (Fall B und D). Demgegenüber ist der Einfluss des Abrisses und der Entsorgung der oberirdischen Anlagenteile auf das Bilanzergebnis von untergeordneter Bedeutung.

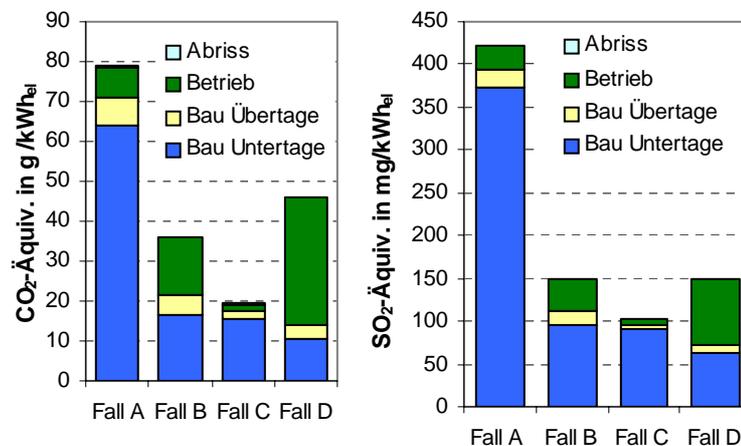


Abb. 2: CO₂- (links) und SO₂-Äquivalente (rechts) der untersuchten Fallbeispiele (Daten nach Rogge & Kaltschmitt 2003)

Fig. 2: CO₂-Equivalents (left) and SO₂-Equivalents (right) from the analysed case studies (data from Rogge & Kaltschmitt 2003)

Die SO₂-Äquivalente (Abb. 2, rechts) variieren ebenfalls innerhalb einer großen Bandbreite. Mit rund 422 mg/kWh_{el} werden sie bei einer ausschließlichen Stromerzeugung (Fall A) maximal, da hier – wie bei den CO₂-Äquivalenten – die durch den Bau der Anlage dominierten Emissionen auf eine im Vergleich zu den drei anderen Fällen geringere bereitgestellte Endenergie (d. h. ausschließlich elektrische Energie) umgerechnet werden. Demgegenüber sind

mit etwa 100 mg/kWh_{el} die SO₂-Äquivalente beim Fall C deutlich niedriger – wegen der hier deutlich größeren Endenergiebereitstellung infolge der unterstellten Kraft-Wärme-Kopplung. Auch die Emissionen mit versauernder Wirkung werden primär verursacht durch den Bau der untertägigen Anlagenteile und – bei dem Fall B und D – durch die Nutzung fossiler Energieträger zur Spitzenlastbereitstellung.

Wird exemplarisch eine ausschließliche Strombereitstellung detaillierter betrachtet (Fall A), wird deutlich, dass die CO₂-Äquivalente primär durch den Energieverbrauch zum Abteufen der Bohrung verursacht werden (ca. 34 % der CO₂-Äquivalente; Abb. 3). Ein weiterer signifikanter Anteil von 32 % wird bei der Bereitstellung des für die Bohrungen benötigten Materials freigesetzt (u. a. Stahl-, Beton-, Bentonitbereitstellung; in Abb. 3 mit Bau Injektions- bzw. Förderbohrung bezeichnet). Die verbleibenden Emissionen aus der untertägigen Anlage resultieren aus dem Antransport der Rohre und der Bohrgeräte, der Materialbereitstellung für die Thermalwasserpumpen, der Stimulation und der Errichtung des Bohrplatzes. Demgegenüber beeinflussen der Bau der übertägigen Anlage, der gesamte Betrieb und die Entsorgung die Klimagasemissionsbilanzen geringer (19 % der CO₂-Äquivalente).

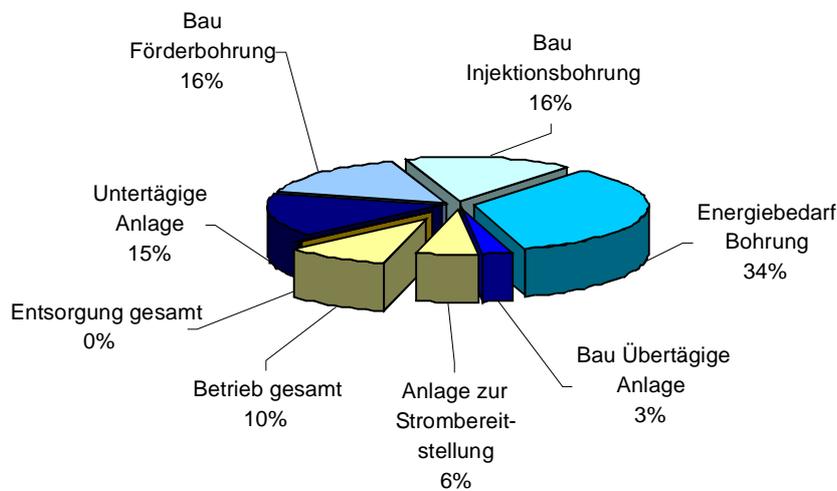


Abb. 3: Anteile der CO₂-Äquivalente beim Fallbeispiel A

Fig. 3: Shares of CO₂-Equivalents in case study A

Sensitivitätsanalyse. Am Beispiel einer ausschließlichen Strombereitstellung (Fall A) werden nachfolgend die Einflüsse unterschiedlicher ergebnisbestimmender Parameter exemplarisch auf die CO₂-Äquivalente aufgezeigt.

Bohrtiefe und Temperatur. Bei den diskutierten Analysen wird von einem geothermischen Gradienten von 3,5 °C/100 m ausgegangen. Daraus berechnet sich hier für eine bestimmte Bohrlochkopf-Temperatur mit rund 5 % Verlusten die notwendige Bohrtiefe. Durch eine Va-

Variation dieser Bohrtiefe (Abb. 4) verändert sich somit die erreichbare Bohrlochkopf-Temperatur und dadurch auch die Leistung der ORC-Anlage.

Bei geringeren als in Fall A unterstellten Bohrtiefen – und damit geringeren Temperaturen (d. h. unter 150 °C) – steigen dabei die Klimagasemissionen signifikant an (d. h. geringerer Stromertrag bei nicht proportional sinkenden Emissionen). Mit weiter zunehmenden Tiefen (d. h. über 150 °C ansteigende Temperaturen) gehen demgegenüber die Emissionen zurück (d. h. überproportional zu dem Emissionsanstieg aus dem Bau der untertägigen Anlage zunehmender Stromertrag). Dieses Verhalten ist dabei bei allen hier untersuchten luftgetragenen Stofffreisetzungen erkennbar.

Volumenstrom. Der förderbare Volumenstrom bestimmt ebenfalls die Leistung einer ORC-Anlage wesentlich. Abb. 4 zeigt deshalb auch den Einfluss des Volumenstroms auf die CO₂-Äquivalente.

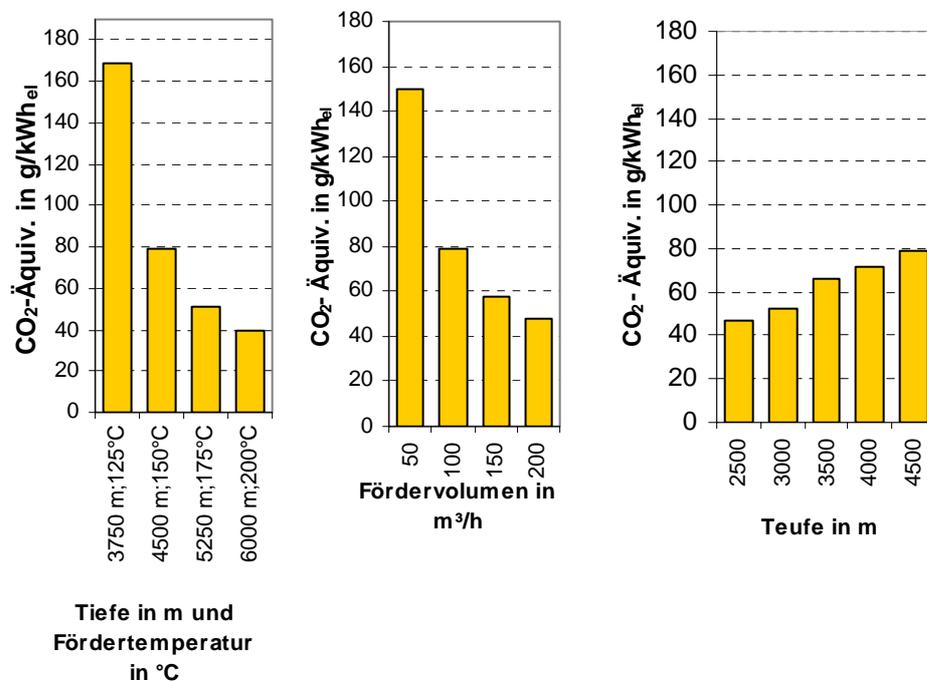


Abb. 4: Abhängigkeit der CO₂-Äquivalente beim Fallbeispiel A von der Bohrlochkopf-Temperatur (links), vom förderbaren Volumenstrom (Mitte) und der Teufe (rechts)

Fig. 4: CO₂-Equivalents of case study A depending on the temperature (left) and on the volume of the thermal water (middle) and the depth (right)

Demnach wirkt sich die Veränderung des Fördervolumens auf die Klimagasbilanzen bei kleineren Fördervolumen sehr viel stärker als aus bei größeren Fördervolumen-Strömen. So sinken beispielsweise die CO₂-Äquivalente bei einer Zunahme des Fördervolumens von 50 auf 100 m³/h von knapp 170 g/kWh_{el} auf rund 79 g/kWh_{el}; sie gehen bei einer weiteren Zunahme des Volumenstroms weiter – wenn auch nicht mehr so stark – zurück. Diese grundsätzliche Tendenz zeigt sich auch bei den SO₂-Äquivalenten.

Geothermischer Gradient. Durch den Einfluss geothermischer Anomalien, wie sie u. a. im Oberrheingraben vorkommen, aufzuzeigen, kann die im Fall A unterstellte 150 °C Bohrlochkopf-Temperatur in unterschiedlichen Tiefen (2.500 bis 4.500 m) angetroffen werden; Abb. 4 zeigt den entsprechenden Einfluss einer Variation dieser Größe auf die CO₂-Äquivalente. Demnach werden – unter sonst gleichen Randbedingungen – bei einer Tiefe von 4.500 m beispielsweise CO₂-Äquivalente von 79 g/kWh_{el} und bei 3.000 m von knapp 52 g/kWh_{el} freigesetzt. Damit sinken bzw. steigen die hier untersuchten Stofffreisetzungen mit geringerer bzw. größerer Bohrtiefe merklich. Dieselben Effekte sind auch bei den anderen untersuchten Stofffreisetzungen erkennbar.

Organisches Kreislaufmedium der ORC-Anlage. Organische Kreislaufmittel, wie sie in ORC-Anlagen eingesetzt werden, besitzen z. T. außerordentlich hohe Treibhauspotenziale. In Anlehnung an die übliche Vorgehensweise wurde beim Fall A ausschließlich die Herstellung dieses Betriebsmittels und seine Entsorgung berücksichtigt (d. h. leakagefreier Betrieb). Demgegenüber wird z. B. für heutige Wärmepumpen und Kälteanlagen eine Verlustrate von 8 % pro Jahr und als zukünftiger Zielwert 2 % pro Jahr angegeben (FRISCHKNECHT 1999). Werden diese Angaben auf die hier unterstellten ORC-Anlagen übertragen, errechnet sich bei einer Leckage von 2 % eine Emission von 7,6 mg/kWh_{el} an CO₂-Äquivalenten und bei 8 % von knapp 32 mg/kWh_{el}. Bei gesamten Emissionen an CO₂-Äquivalenten von knapp 79 g/kWh_{el} sind die Emissionen damit rund drei Größenordnungen geringer und folglich näherungsweise vernachlässigbar.

Allokationsverfahren. Im Folgenden wird zusätzlich der Einfluss des gewählten Allokationsverfahrens untersucht. Hierbei wird, um den Einfluss der Allokationen abzuschätzen, neben der energetischen auch eine exergetische Allokation durchgeführt (Abb. 5). Demnach erhöhen sich beispielsweise die CO₂-Äquivalente bei einer exergetischen im Vergleich zu einer energetischen Allokation bei den KWK-Varianten (Fall B, C und D) deutlich. Dies liegt primär darin begründet, dass bei der exergetischen Allokation die Klimagasfreisetzungen der geothermischen KWK-Anlage auf einen kleineren Output bezogen werden, da hier – im Unterschied zur energetischen Allokation – die Wärme mit einer kleineren Wertigkeit wie elektrische Energie in die Berechnungen eingeht. Die Emissionen, die durch den Betrieb der Anlage hervorgerufen werden, stammen bei der exergetischen Betrachtung für Fall B und D vor allem aus der Verbrennung der fossilen Brennstoffe in der Spitzenlastanlage, und bei Fall D machen sie einen Anteil von knapp 65 % an den gesamten CO₂-Äquivalenten aus.

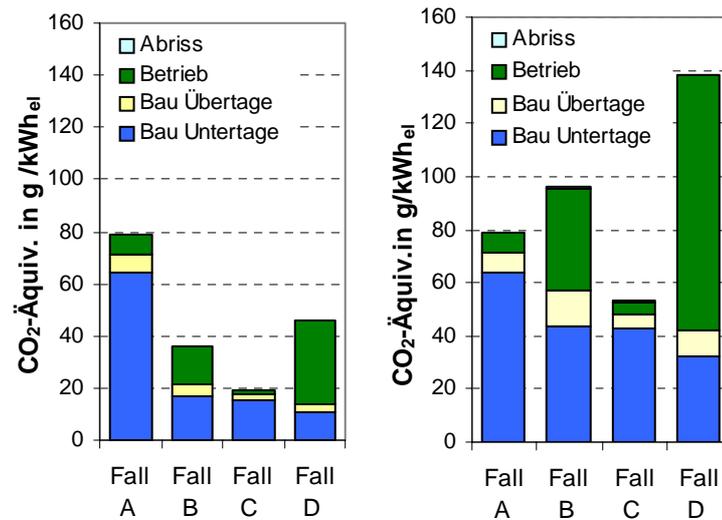


Abb. 5: Vergleich der energetischen (links) mit der exergetischen (rechts) Allokation

Fig. 5: Comparison of the energetic (left) and exergetic (right) allocation

Vergleich mit anderen Strom- und Wärmebereitstellungssystemen. Eine geothermische Stromerzeugung kann auch verglichen werden mit einer Stromerzeugung aus anderen fossilen Energieträgern und regenerativen Energien. Beispielsweise liegen die Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente) einer Stromerzeugung in einem mit Steinkohle bzw. mit Erdgas befeuerten Kraftwerk bei 878 bzw. 399 g/kWh_{el}. Demgegenüber liegen sie – je nach den jeweiligen Randbedingungen vor Ort – bei einer Stromerzeugung aus Wasser bei 10 bis 17 g/kWh_{el}, aus Wind bei 23 bis 46 g/kWh_{el} und aus Sonne (PV) bei rund 105 bis 217 g/kWh_{el} (Abb. 6, KALTSCHMITT et al. 2003). Demgegenüber liegen die CO₂-Äquivalent-Emissionen einer Stromerzeugung aus Biomasse bei rund 60 g/kWh_{el} (Abb. 6). Verglichen damit liegen die Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente) einer geothermischen Stromerzeugung mit rund 20 bis 80 g/kWh_{el} auf einem ebenfalls geringen Niveau.

Deutlich wird auch, dass die Emissionen bei den mit fossilen Energieträgern befeuerten Anlagen primär durch den Anlagenbetrieb und bei den Optionen zur Nutzung regenerativer Energien durch die Anlagenerrichtung bestimmt werden. Dies gilt nur dann nicht, wenn die bereitgestellte Energie frei Anlagenanfang bestimmt wird durch eine kombinierte Nutzung fossiler Energieträger und regenerativer Energien (z. B. Fall B und D).

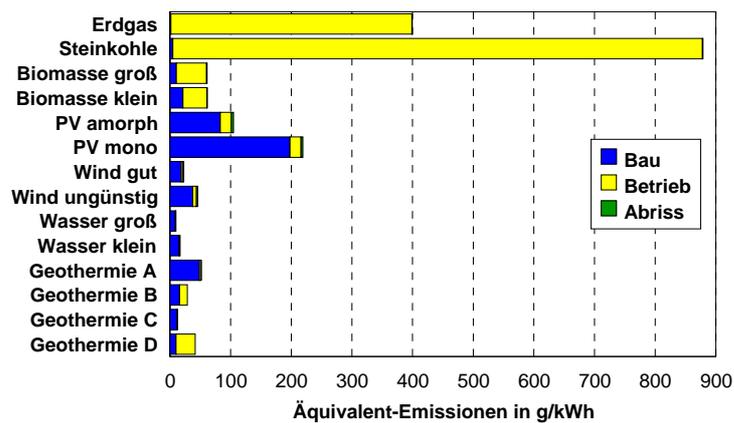


Abb. 6: Vergleich der CO₂-Äquivalente unterschiedlicher Stromerzeugungsoptionen (KALTSCHMITT et al. 2003)

Fig.6: Comparison of the CO₂-Equivalents of different options for an electricity production (KALTSCHMITT et al. 2003)

Ähnliche Tendenzen lassen sich auch bei den anderen untersuchten Emissionen erkennen. Beispielsweise liegen die Emissionen mit versauernder Wirkung (SO₂-Äquivalente) einer Stromerzeugung aus Steinkohle bei 1 051 mg/kWh_{el}. Sie übersteigen damit die SO₂-Äquivalente einer geothermischen Stromerzeugung von rund 420 mg/kWh_{el} um rund den Faktor 2. Auch hier werden die meisten Emissionen bei der Verbrennung und somit beim Betrieb der Anlage freigesetzt.

4 Schlussbetrachtung

Die Ergebnisse der Ökobilanzbetrachtung lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Eine geothermische Stromerzeugung kann im Vergleich zu einer Bereitstellung elektrischer Energie aus fossilen Energieträgern signifikant zu einer Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen und an Emissionen mit versauernder Wirkung beitragen.
- Ist eine entsprechende Wärmenachfrage am Anlagenstandort gegeben und damit Kraft-Wärme-Kopplung möglich, ist eine weitere merkliche Reduktion der hier untersuchten Emissionen möglich.
- Die hier untersuchten Stofffreisetzungen einer geothermischen Stromerzeugung werden zum überwiegenden Teil durch den Bau der Anlage verursacht. Beispielsweise resultieren die pro bereitgestellter kWh elektrischer Energie emittierten CO₂-Äquivalente eines geothermischen Kraftwerks zu 87 % aus der Errichtung des untertägigen und nur zu 6 % aus dem übertägigen Anlagenteil; weitere 6 % resultieren aus dem Betrieb und nur 1 % aus der Entsorgung der Anlage.
- Im Vergleich zu den Emissionen anderer Optionen einer Stromerzeugung aus regenerativen Energien und fossilen Energieträgern ist damit die geothermische Stromerzeugung eine Möglichkeit, die – ähnlich wie eine wind- und wassertechnische Stromerzeugung sowie ggf. eine Stromerzeugung aus Biomasse – durch sehr geringe Klimagasemissionen gekennzeichnet ist.

Literatur

- DIN EN ISO 14040 (1997) DIN EN ISO 14040 (1997): Umweltmanagement – Produkt-Ökobilanz – Prinzipien und allgemeine Anforderungen; - Beuth, Berlin
- FRISCHKNECHT, R. (1999): Umweltrelevanz natürlicher Kältemittel – Ökobilanz von Wärmepumpen und Kälteanlagen; - im Auftrag des Bundesamt für Energie (Schweiz), Bern 1999
- JUNGBLUTH, N., FRISCHKNECHT, R. & FAIST, M. (2002): Ökobilanz für die Stromerzeugung aus Holzbrennstoffen und Altholz, im Auftrag des Bundesamtes für Energie Schweiz; - Überarbeiteter Schlussbericht Februar 2002, Uster
- KALTSCHMITT, M. & SCHRÖDER, G. (2002): Zusammenfassung der laufenden Projekte im Bereich der geothermischen Stromerzeugung; - Symposium "Geothermische Stromerzeugung – Eine Investition in die Zukunft"; Landau, Juni 2002, Tagungsband
- KALTSCHMITT, M., WIESE, A. & STREICHER, W. (Hrsg.) (2003): Erneuerbare Energien; - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Heidelberg, Berlin, 2003, 3. Auflage
- LEGARTH, B. (2003): Erschließung sedimentärer Speichergesteine für eine geothermische Stromerzeugung; - Scientific Technical Report STR 3/09, Potsdam, 175, XXXVI p.
- MARHEINEKE, T. (2002): Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Stromerzeugungstechniken; - Dissertation, Universität Stuttgart 2002
- ROGGE, S. & KALTSCHMITT, M. (2002): Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdwärme – Eine ökonomische Analyse; - Erdöl – Erdgas – Kohle 118 (2002), 1, S. 34 – 38
- ROGGE, S. & KALTSCHMITT, M. (2003): Emissionsbilanzen einer geothermischen Stromerzeugung; - Erdöl Erdgas Kohle 119 (2003),1, S. 35 - 40
- STATISTISCHES BUNDESAMT I (Hrsg.)(2002): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen; - Fachserie 18 Reihe 2. Input-Output-Rechnung, Wiesbaden 2002
- STATISTISCHES BUNDESAMT II (Hrsg.) (2002): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen; - Fachserie 19 Reihe 5. Umweltökonomische Gesamtrechnungen, Wiesbaden 2002

